



ebn

# Bijlagen

*Behorende bij Aanvraag wijziging en verzoek herbeoordeling CO2-opslagvergunning reservoir P18-4*



*Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.*



## Inhoudsopgave bijlagen (doorklikbaar)

1. TAQA Offshore B.V. uittreksel Kamer van Koophandel
2. TAQA Offshore B.V. statuten
3. TAQA Energy B.V. jaarcijfers 2019
4. EBN CCS B.V. en EBN B.V. uittreksels Kamer van Koophandel
5. EBN CCS B.V en EBN B.V. statuten
6. EBN B.V jaarverslag 2020
  - 6a. Jaarrekening 2020 EBN CCS B.V. - Final
  - 6b. VERTROUWELIJK – Leningovereenkomst
  - 6c. Functieomschrijving Head of TSO Porthos
  - 6d. Functieomschrijving Operations Coördinator Porthos
  - 6e. Functieomschrijving Subsurface Coördinator Porthos
  - 6f. VERTROUWELIJK - CV ██████████
  - 6g. VERTROUWELIJK - CV ██████████
7. CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field (TNO, 2019)
  - 7a. VERTROUWELIJK - Geophysical Evaluation P18 (TAQA, 2019)
  - 7b. Breuk Integriteitstudie P18-4 CO<sub>2</sub> Opslag (TAQA, 2011)
  - 7c. Feasibility study P18 (TNO, 2011)
8. Storage Capacity Technical note (Porthos, 2020)
9. P18 Porthos well injectivity (Porthos, 2020)

- 9a. VERTROUWELIJK - Porthos P18 Petrophysical Evaluation (AvdG, 2020)
- 10. Flow Assurance Study FAS report (TNO/Porthos, 2021)
- 11. Injection plan Porthos (Porthos, 2021)
- 12. P18 CCS: Seismic Risk Evaluation (Fenix, 2021)
  - 12a. VERTROUWELIJK - EBN CSS Fault stability analysis P18\_V11 (Fenix, 2021)
  - 12b. VERTROUWELIJK - P18 Thermal Fracking Simulation (Fenix, 2021)
  - 12c. Subsidence study (Fenix, 2019)
- 13. Well containment note (Porthos, 2020), inclusief TNO support letter
- 14. P18 Core Test Evaluation (Fenix, 2020)
- 15. Porthos Basis of completion design (TAQA, 2019)
- 16. Porthos Basis of decommissioning design (TAQA, 2019)
- 17. Kaders voor managen aansprakelijkheid CO<sub>2</sub>-opslag (Berenschot, 2019)
- 18. (Draft) Porthos Energy Package Insurance Coverage including CO<sub>2</sub> leakage
  - 18a. VERTROUWELIJK - Verzekeringsmakelaar Willis Advies e-mail
  - 18b. Verzekering werkoverzicht dekking Willis
- 19. VERTROUWELIJK - Budgettering decommissioning Platform
- 20. VERTROUWELIJK - TAQA kostenraming P18-2 well options

## Uittreksel Handelsregister

### Kamer van Koophandel<sup>®</sup>

---

**KvK-nummer** 27273135

---

**Pagina** 1 (van 2)

---

#### Rechtspersoon

RSIN	814079386
Rechtsvorm	Besloten Vennootschap
Statutaire naam	TAQA Offshore B.V.
Statutaire zetel	's-Gravenhage
Eerste inschrijving handelsregister	31-12-2004
Datum akte van oprichting	24-12-2004
Datum oprichting	25-12-2004
Datum akte laatste statutenwijziging	16-04-2010
Geplaatst kapitaal	EUR 18.000,00
Gestort kapitaal	EUR 18.000,00
Deponering jaarstuk	De instemmingsverklaring voor boekjaar 2017 is gedeponerd op 20-12-2018.

---

#### Onderneming

Handelsnaam	TAQA Offshore B.V.
Startdatum onderneming	25-12-2004
Activiteiten	SBI-code: 0620 - Winning van aardgas SBI-code: 52101 - Opslag in tanks
Werkzame personen	2

---

#### Vestiging

Vestigingsnummer	000034970479
Handelsnaam	TAQA Offshore B.V.
Bezoekadres	Kruseman van Eltenweg 1, 1817BC Alkmaar
Postadres	Postbus 233, 1800AE Alkmaar
Telefoonnummer	0888272500
Internetadres	www.taqaglobal.com
Datum vestiging	24-06-2016 (datum registratie: 28-06-2016)
Activiteiten	SBI-code: 0620 - Winning van aardgas SBI-code: 52101 - Opslag in tanks Exploratie en winning van aardgas, opslag van aardgas
Werkzame personen	2

---

#### Enig aandeelhouder

## Uittreksel Handelsregister Kamer van Koophandel<sup>®</sup>

---

**KvK-nummer** 27273135

---

**Pagina 2** (van 2)

Naam	TAQA Energy B.V.
Bezoekadres	Kruseman van Eltenweg 1, 1817BC Alkmaar
Ingeschreven onder KvK-nummer	27149802
Enig aandeelhouder sedert	30-12-2008

---

**Bestuurder**

Naam	TAQA Energy B.V.
Bezoekadres	Kruseman van Eltenweg 1, 1817BC Alkmaar
Ingeschreven onder KvK-nummer	27149802
Datum in functie	25-12-2004
Bevoegdheid	Alleen/zelfstandig bevoegd

---

Uittreksel is vervaardigd op 08-02-2021 om 10.11 uur.



Allen & Overy LLP

TAQA Offshore BV - Akte STW partieel NED

CMS/kk/0067533-0000015

99125431

## AKTE VAN STATUTENWIJZIGING

*(TAQA Offshore B.V.)*

Op zestien april tweeduizend tien is voor mij, mr. Christiaan Maria Stokkermans, notaris te Amsterdam, verschenen:\_\_\_\_\_

de heer drs. Oscar Manders, met kantooradres Apollolaan 15, 1077 AB Amsterdam, geboren te Schiedam op vijf januari negentienhonderd vijfenzestig.\_\_\_\_\_

De comparant heeft het volgende verklaard:\_\_\_\_\_

Tijdens de algemene vergadering van aandeelhouders van na te noemen vennootschap, gehouden op dertien april tweeduizend tien, is besloten de statuten van TAQA Offshore B.V., een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, gevestigd te 's-Gravenhage, kantoorhoudende te Bezuidenhoutseweg 74, 2594 AW 's-Gravenhage en ingeschreven in het handelsregister onder nummer 27273135 (de **vennootschap**) partieel te wijzigen, alsmede om de comparant te machtigen deze akte te doen passeren. Van deze besluitvorming blijkt uit een aandeelhoudersbesluit dat aan deze akte is gehecht (Bijlage).\_\_\_\_\_

De statuten van de vennootschap zijn laatstelijk gewijzigd bij akte op éénendertig januari tweeduizend zeven verleden voor mr. Hendrikus Johannes Portengen, notaris te Amsterdam, terzake waarvan een ministeriële verklaring van geen bezwaar werd verleend op vijf januari tweeduizend zeven, onder nummer BV 1295270.\_\_\_\_\_

Ter uitvoering van voormeld besluit tot statutenwijziging worden de statuten van de vennootschap hierbij gewijzigd als volgt.\_\_\_\_\_



Artikel 2 wordt gewijzigd en luidt voortaan als volgt: \_\_\_\_\_

"Artikel 2. Doel. \_\_\_\_\_

Het doel van de vennootschap is: \_\_\_\_\_

- het opsporen en exploiteren van olie, gas en andere natuurlijke bronnen; \_\_\_\_\_
- het opslaan van stoffen in de zin van de Mijnbouwwet en verrichten van bijbehorende diensten; \_\_\_\_\_
- het deelnemen in, het financieren van, het samenwerken met, het besturen van vennootschappen en andere ondernemingen en het verlenen van adviezen en andere diensten; \_\_\_\_\_
- het verkrijgen, exploiteren en vervreemden van goederen, met inbegrip van registergoederen; \_\_\_\_\_
- het verstrekken van zekerheden voor schulden van rechtspersonen of andere vennootschappen die met haar in een groep verbonden zijn of voor schulden van derden; \_\_\_\_\_
- het beleggen van vermogen; \_\_\_\_\_
- het verrichten van al hetgeen met het vorenstaande verband houdt of daartoe bevorderlijk kan zijn, \_\_\_\_\_

alles in de ruimste zin van het woord." \_\_\_\_\_

Ten slotte heeft de comparant verklaard: \_\_\_\_\_

Verklaring van geen bezwaar. \_\_\_\_\_

Terzake van bovenstaande statutenwijziging is een ministeriële verklaring van geen bezwaar verleend op vijftien april tweeduizend tien, onder nummer BV 1295270, waarvan blijkt uit een schriftelijke verklaring van het Ministerie van Justitie die aan deze akte is gehecht (Bijlage). \_\_\_\_\_

Slot. \_\_\_\_\_

De comparant is mij, notaris, bekend. \_\_\_\_\_

Waarvan akte, verleden te Amsterdam op de datum in het hoofd van deze akte vermeld. Alvorens tot voorlezing is overgegaan, is de inhoud van deze akte zakelijk aan de comparant opgegeven en toegelicht. De comparant heeft daarna verklaard van de inhoud van deze akte te hebben kennisgenomen, daarmee in te stemmen en op volledige voorlezing daarvan geen prijs te stellen. Onmiddellijk na beperkte voorlezing van deze akte is zij door de comparant en mij, notaris, ondertekend. \_\_\_\_\_  
(Volgen handtekeningen)



## SHAREHOLDER'S RESOLUTION

TAQA Energy B.V (the "Shareholder"),

acting as the shareholder of TAQA Offshore B.V., having its official seat in 's-Gravenhage, at Prinses Margrietplantsoen 40, 2595 BR (the "Company"),

### RECOGNISING:

- (A) The issued capital of the Company consists of 1,800,000 shares with a nominal value of EUR 0.01 each, numbered 1 through 1,800,000, and all of such issued shares are held by the Shareholder.
- (B) According to information given by the Management Board of the Company, with respect to the Company no person holds the rights conferred by Dutch law upon holders of depositary receipts issued with a company's cooperation for shares in its capital.
- (C) The managing directors of the Company have been given the opportunity to advise on the resolutions set out hereinafter.
- (D) Pursuant to article 13 of the Articles of Association of the Company resolutions of the general meeting may be adopted by the Shareholder in writing without holding a meeting.

### HEREBY RESOLVES THE FOLLOWING:

1. To amend the articles of association (statuten) of the Company so that Article 2 thereof shall read as follows:

Doel

Artikel 2

Het doel van de vennootschap is:

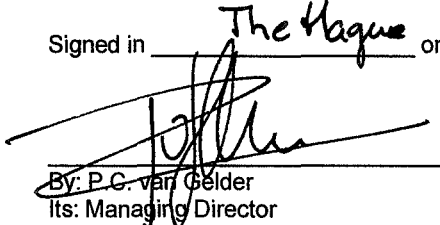
- het opsporen en exploiteren van olie, gas en andere natuurlijke bronnen;
- het opslaan van stoffen in de zin van de Mijnbouwwet en verrichten van bijbehorende diensten;
- het deelnemen in, het financieren van, het samenwerken met, het besturen van vennootschappen en andere ondernemingen en het verlenen van adviezen en andere diensten;
- het verkrijgen, exploiteren en vervreemden van goederen, met inbegrip van registergoederen;
- het verstrekken van zekerheden voor schulden van rechtspersonen of andere vennootschappen die met haar in een groep verbonden zijn of voor schulden van derden;
- het beleggen van vermogen;
- het verrichten van al hetgeen met het vorenstaande verband houdt of daartoe bevorderlijk kan zijn, alles in de ruimste zin van het woord.

2. To authorise each managing director of the Company, Mr U.W. Joustra and each civil law notary, deputy civil law notary and notarial assistant of Allen & Overy LLP, each of them severally, to apply to the Dutch Ministry of Justice for the Statement of No Objections and to execute the deed of amendment of the articles of association.

\*\*\*

A copy of this shareholder's resolution will be sent to the Management Board of the Company in order to enable the Management Board to keep record thereof.

Signed in The Hague on 13 April, 2010.

  
By: P.C. van Gelder  
Its: Managing Director



Referentie: CMS/kk/67533-00015

Mr. CM Stokkermans  
Postbus 75440  
1070 AK AMSTERDAM

Verklaring van geen bezwaar

Naar aanleiding van uw verzoek tot het verkrijgen van de verklaring van geen bezwaar ten aanzien van de hieronder genoemde

### Statutenwijziging

deel ik u het volgende mede:

**Mij is van bezwaren niet gebleken.**

Naam TAQA Offshore B.V.

Nummer BV 1295270

Beslissingsdatum 15 april 2010

De minister van Justitie,  
Namens deze,

de teammanager Preventief Toezicht Vennootschappen  
M. A. K. van Grieken

Indien van toepassing gaarne onderstaande aankruisen en deze verklaring retourneren.  
 Van deze verklaring is geen gebruik gemaakt.

Verklaring van geen bezwaar





**VERKLARING INTEGRALE TEKST**

mr. Christiaan Maria Stokkermans, notaris te Amsterdam,

**verklaart:**

dat is aangehecht de integrale tekst van de statuten van:

TAQA Offshore B.V.,

gevestigd te Haarlem,

zoals deze luidt na partiële wijziging van de statuten, bij akte op 16 april 2010 verleden voor mr. Christiaan Maria Stokkermans, notaris te Amsterdam, terzake van welke statutenwijziging de ministeriële verklaring van geen bezwaar is verleend op 15 april 2010, onder nummer BV 125270.

TAQA Offshore B.V. is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, gevestigd te 's-Gravenhage, kantoorhoudende te Bezuidenhoutseweg 74, 2594 AW 's-Gravenhage en ingeschreven in het handelsregister onder nummer 27273135.

Amsterdam, 16 april 2010.



### **Artikel 1. Naam en zetel**

- 1.1 De naam van de vennootschap luidt:  
TAQA Offshore B.V.
- 1.2 De vennootschap heeft haar zetel te 's-Gravenhage.

### **Artikel 2. Doel**

Het doel van de vennootschap is:

- het opsporen en exploiteren van olie, gas en andere natuurlijke bronnen;
- het opslaan van stoffen in de zin van de Mijnbouwwet en verrichten van bijbehorende diensten;
- het deelnemen in, het financieren van, het samenwerken met, het besturen van vennootschappen en andere ondernemingen en het verlenen van adviezen en andere diensten;
- het verkrijgen, exploiteren en vervreemden van goederen, met inbegrip van registergoederen;
- het verstrekken van zekerheden voor schulden van rechtspersonen of andere vennootschappen die met haar in een groep verbonden zijn of voor schulden van derden;
- het beleggen van vermogen;
- het verrichten van al hetgeen met het vorenstaande verband houdt of daartoe bevorderlijk kan zijn,

alles in de ruimste zin van het woord.

### **Artikel 3. Kapitaal**

- 3.1 Het maatschappelijk kapitaal van de vennootschap bedraagt negentigduizend euro (EUR 90.000,--) en is verdeeld in negen miljoen (9.000.000) aandelen, elk met een nominale waarde van één cent (EUR 0,01).
- 3.2 Uitgifte van aandelen (waaronder begrepen het verlenen van rechten tot het nemen van aandelen) kan slechts geschieden krachtens een besluit van de algemene vergadering dat tevens de koers en eventueel verdere voorwaarden van uitgifte bevat.  
De koers van uitgifte mag niet beneden pari zijn.  
Bij uitgifte van aandelen moet daarop het nominale bedrag worden gestort.
- 3.3 De vennootschap mag aandelen in haar kapitaal, of certificaten daarvan, verkrijgen om niet of met inachtneming van het bepaalde in artikel 2:207 Burgerlijk Wetboek.

- 3.4 Voor de uitgifte van aandelen is voorts vereist een daartoe bestemde akte, verleden ten overstaan van een notaris die zijn plaats van vestiging in Nederland heeft.

#### **Artikel 4. Aandelen**

- 4.1 De aandelen luiden op naam en zijn doorlopend genummerd van 1 af.
- 4.2 Door de vennootschap worden geen aandeelbewijzen afgegeven.
- 4.3 De vennootschap kan niet medewerken aan de uitgifte van certificaten van aandelen in haar kapitaal.
- 4.4 Op aandelen kan een recht van vruchtgebruik en een pandrecht worden gevestigd.
- 4.5 Aan de vruchtgebruiker kan het stemrecht niet worden toegekend.  
Aan de pandhouder kan het stemrecht niet worden toegekend.
- 4.6 Aan de vruchtgebruiker die geen stemrecht heeft en de pandhouder kunnen niet de rechten die de wet toekent aan houders van met medewerking van een vennootschap uitgegeven certificaten van aandelen worden toegekend.
- 4.7 Het bestuur houdt een register van aandeelhouders waarin de namen en adressen van alle aandeelhouders, vruchtgebruikers en pandhouders zijn opgenomen met vermelding van het aantal aandelen waartoe zij volledig dan wel beperkt gerechtigd zijn, alsmede van het op ieder aandeel gestorte bedrag.  
Bovendien vermeldt het register de datum waarop de aandelen of het recht werden verkregen, de datum van de erkenning of betekening, alsmede of aan de vruchtgebruiker het aan de aandelen verbonden stemrecht en de rechten die door de wet zijn toegekend aan houders van met medewerking van een vennootschap uitgegeven certificaten van aandelen toekomen.
- 4.8 Het register wordt regelmatig bijgehouden.
- 4.9 Alle inschrijvingen en aantekeningen in het register zullen worden onderkend overeenkomstig het in artikel 9 lid 1 bepaalde.
- 4.10 Iedere aandeelhouder, vruchtgebruiker of pandhouder is verplicht ervoor zorg te dragen dat zijn adres bij de vennootschap bekend is.

#### **Artikel 5. Blokkeringsregeling**

- 5.1 Elke overdracht van aandelen kan slechts geschieden met goedkeuring van de algemene vergadering. Beperking omtrent de overdraagbaarheid van aandelen zoals bedoeld in dit artikel, geldt niet indien de houder krachtens de wet tot overdracht van zijn aandeel aan een eerdere houder verplicht is. Voor de toepassing van dit artikel wordt onder aandelen tevens begrepen het recht tot het nemen van aandelen.
- 5.2 Goedkeuring van het daartoe strekkende verzoek wordt geacht te zijn verleend:

- (a) indien niet binnen drie maanden na ontvangst van dat verzoek een beslissing ter kennis van de verzoeker is gebracht, of
  - (b) indien de algemene vergadering niet gelijktijdig met de weigering opgave doet van één of meer personen die bereid en in staat zijn alle aandelen waarop het verzoek betrekking heeft, tegen contante betaling te kopen.
- 5.3 Wordt de goedkeuring verleend of wordt deze geacht te zijn verleend, dan kan de door de verzoeker voorgenomen overdracht vrijelijk geschieden gedurende een termijn van drie maanden na ontvangst van een bericht van goedkeuring, van een bericht dat als een goedkeuring moet worden aangemerkt of na het verstrijken van de in lid 2.a genoemde termijn.
- 5.4 De vennootschap mag slechts met instemming van de verzoeker gegadigde zijn.
- 5.5 Indien een of meer van de partijen dit wenst, zal de prijs, waarvoor de door de verzoeker aanvaarde gegadigde(n) de aandelen kan (kunnen) overnemen, worden vastgesteld door een onafhankelijke deskundige, aan te wijzen door de kantonrechter van de Rechtbank binnen wiens arrondissement de vennootschap haar zetel heeft.
- 5.6 De verzoeker blijft bevoegd zich terug te trekken tot één maand, nadat hem de door de deskundige vastgestelde prijs is medegedeeld.

#### **Artikel 6. Levering van aandelen**

Voor de levering van een aandeel of de vestiging of overdracht van een beperkt recht daarop, is vereist een daartoe bestemde akte, verleden ten overstaan van een notaris die zijn plaats van vestiging in Nederland heeft.

Voorts is het dienaangaande in de wet bepaalde van toepassing.

#### **Artikel 7. Bestuur**

- 7.1 De vennootschap wordt bestuurd door een bestuur, bestaande uit één of meer bestuurders.
- 7.2 Bestuurders worden benoemd door de algemene vergadering.
- 7.3 Bestuurders kunnen te allen tijde door de algemene vergadering worden geschorst of ontslagen.
- 7.4 De algemene vergadering kan aan één bestuurder de titel 'algemeen directeur' toekennen en deze toekenning te allen tijde intrekken.
- 7.5 De eventuele bezoldiging en verdere arbeidsvoorwaarden van iedere bestuurder worden bepaald door de algemene vergadering.
- 7.6 De algemene vergadering kan een intern reglement vaststellen, waarbij regels worden gegeven omtrent de besluitvorming van het bestuur.
- 7.7 Iedere bestuurder kan zich, telkens voor een bepaalde vergadering, in de bestuursvergaderingen uitsluitend door een medebestuurder doen vertegenwoordigen.

- 7.8 Het bestuur kan ook buiten vergadering besluiten, indien alle bestuurders zijn geraadpleegd en geen hunner zich tegen deze wijze van besluitvorming heeft verklaard.
- 7.9 Het bestuur is bevoegd, onverminderd de eigen verantwoordelijkheid, functionarissen met vertegenwoordigingsbevoegdheid aan te stellen en, door verlening van volmacht, zodanige titulatuur en bevoegdheden toe te kennen als door het bestuur te bepalen.
- 7.10 Aan de goedkeuring van de algemene vergadering zijn onderworpen alle besluiten van het bestuur, omtrent zodanige rechtshandelingen als door de algemene vergadering duidelijk omschreven en schriftelijk ter kennis van het bestuur gebracht.
- 7.11 Voor de toepassing van de vorige zin wordt met een besluit van het bestuur tot het aangaan van een handeling gelijkgesteld een besluit van het bestuur tot het goedkeuren van een besluit van enig orgaan van een vennootschap waarin de vennootschap deelneemt, mits laatstbedoeld besluit aan die goedkeuring is onderworpen.
- 7.12 Het ontbreken van de goedkeuring zoals bedoeld in dit lid tast de vertegenwoordigingsbevoegdheid van het bestuur of bestuurders niet aan.
- 7.13 Het bestuur moet zich gedragen naar de aanwijzingen betreffende de algemene lijnen van het te volgen financiële, sociale, economische en personeelsbeleid, te geven door de algemene vergadering.

#### **Artikel 8.**

Ingeval van belet of ontstentenis van één of meer bestuurders, berust het bestuur van de vennootschap bij de overblijvende bestuurders, dan wel de enig overgebleven bestuurder.

Ingeval van belet of ontstentenis van alle bestuurders, of van de enige bestuurder, berust het bestuur van de vennootschap tijdelijk bij een door de algemene vergadering daartoe aangewezen persoon.

#### **Artikel 9. Vertegenwoordiging**

- 9.1 De vennootschap wordt vertegenwoordigd door het bestuur.
- 9.2 De bevoegdheid tot vertegenwoordiging komt mede toe aan: (i) de algemeen directeur of (ii) twee gezamenlijk handelende bestuurders.
- 9.3 In alle gevallen waarin de vennootschap een tegenstrijdig belang in de zin van artikel 2:256 Burgerlijk Wetboek heeft met één of meer bestuurders wordt zij vertegenwoordigd op de wijze als bepaald in de tweede zin van lid 1, onverminderd het bepaalde in de laatste zin van gemeld wetsartikel.

#### **Artikel 10. Boekjaar, jaarrekening**

- 10.1 Het boekjaar van de vennootschap is gelijk aan het kalenderjaar.
- 10.2 Binnen vijf maanden na afloop van elk boekjaar, behoudens verlenging van deze termijn door de algemene vergadering met ten hoogste zes maanden op

grond van bijzondere omstandigheden, wordt door het bestuur de jaarrekening (bestaande uit de balans en de winst- en verliesrekening met toelichting) opgemaakt.

Tenzij artikel 2:403 Burgerlijk Wetboek voor de vennootschap geldt, maakt ----- het bestuur binnen voornoemde termijn een jaarverslag op.

De jaarrekening wordt ondertekend door alle bestuurders.

Ontbreekt de ondertekening van een of meer hunner dan wordt daarvan onderopgaaf van reden melding gemaakt.

- 10.3 De jaarrekening wordt vastgesteld door de algemene vergadering. Nadat het voorstel tot vaststelling van de jaarrekening aan de orde is geweest, zal aan de algemene vergadering het voorstel worden gedaan om dé charge te verlenen aan de bestuurders voor het door hen in het betreffende boekjaar ge voerde beleid voorzover van dat beleid uit de jaarrekening blijkt of in de algemene vergadering mededelingen zijn gedaan.

#### **Artikel 11. Winstbestemming**

- 11.1 De vennootschap kan aan de aandeelhouders en eventueel andere gerechtigden tot de voor uitkering vatbare winst slechts uitkeringen doen voor zover het eigen vermogen van de vennootschap groter is dan het bedrag van het gestorte kapitaal van de vennootschap, vermeerderd met de reserves die krachtens de wet moeten worden aangehouden.
- 11.2 De winst blijkende uit de door de algemene vergadering vastgestelde winst- en verliesrekening staat ter beschikking van de algemene vergadering.
- 11.3 De vennootschap mag tussentijds slechts uitkeringen doen, indien aan het vereiste van lid 1 is voldaan en mits na voorafgaande goedkeuring van de algemene vergadering.
- 11.4 Op door de vennootschap verkregen aandelen in haar kapitaal en op aandelen waarvan de vennootschap certificaten houdt vindt geen uitkering ten behoeve van de vennootschap plaats.

#### **Artikel 12. Algemene vergaderingen van aandeelhouders**

- 12.1 Binnen zes maanden na afloop van het boekjaar, wordt de jaarlijkse algemene vergadering van aandeelhouders gehouden, bestemd voor de behandeling en vaststelling van de jaarrekening.  
Indien de termijn als bedoeld in artikel 10 lid 2 van deze statuten overeenkomstig het aldaar bepaalde wordt verlengd, worden de in de vorige zin bedoelde onderwerpen aan de orde gesteld in een vergadering van aandeelhouders, te houden uiterlijk één maand na het verstrijken van die termijn.
- 12.2 De vergaderingen van aandeelhouders worden gehouden in de gemeente waar de vennootschap haar zetel heeft.
- 12.3 Een algemene vergadering, waarin het gehele geplaatste kapitaal vertegenwoordigd is, kan mits met algemene stemmen, wettige besluiten nemen ook

al zijn de voorschriften met betrekking tot het oproepen en houden van vergaderingen niet in acht genomen.

- 12.4 Het bestuur houdt van de genomen besluiten aantekening.  
De aantekeningen liggen ten kantore van de vennootschap ter inzage van de aandeelhouders.  
Iedere aandeelhouder wordt desgevraagd een afschrift of uittreksel van deze aantekeningen verstrekt tegen ten hoogste de kostprijs.

### **Artikel 13.**

Besluitvorming door aandeelhouders kan, nadat de bestuurder(s) in de gelegenheid is (zijn) gesteld daaromtrent te adviseren, ook op andere wijze dan in een vergadering van aandeelhouders plaatsvinden mits de stemgerechtigde aandeelhouders zich schriftelijk (waaronder begrepen alle vormen van geschreven tekstoverdracht) met algemene stemmen voor het voorstel hebben verklaard.

Het in de vorige zin bepaalde is niet van toepassing indien er naast aandeelhouders nog andere vergadergerechtigden zijn.

### **Artikel 14. Statutenwijziging, juridische fusie, splitsing, ontbinding en vereffening**

- 14.1 De algemene vergadering kan besluiten tot wijziging van de statuten, tot juridische fusie, tot splitsing en tot ontbinding van de vennootschap.
- 14.2 Ingeval tot ontbinding van de vennootschap is besloten, geschiedt de vereffening door het bestuur, tenzij de algemene vergadering andere vereffenaars benoemt.
- 14.3 Bij het besluit tot ontbinding zal tevens de beloning worden bepaald van de vereffenaar of de vereffenaars gezamenlijk.
- 14.4 Tijdens de vereffening blijven de statuten voor zoveel mogelijk van kracht.
- 14.5 Het saldo na vereffening wordt aan aandeelhouders in verhouding tot ieders recht uitgekeerd.

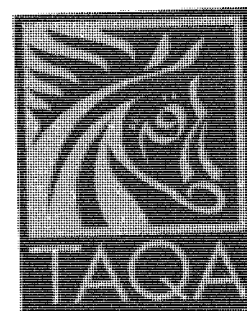
### **Slotbepaling**

#### **Artikel 15. Eerste boekjaar**

Het eerste boekjaar van de vennootschap eindigt op éénendertig december tweeduizend vier.

Kamer van Koophandel	
KvK-nummer	27144862
Datum ontvangst	12 OKT 2020
Datum vaststelling	07-10-2020

Groot / KvK



**TAQA ENERGY B.V.**  
**ALKMAAR, THE NETHERLANDS**

ANNUAL REPORT

YEAR ENDED DECEMBER 31, 2019



## **CONTENTS**

<b>Directors' report</b>	2
<b>Financial Statements</b>	
Consolidated Balance Sheet	7
Consolidated Income Statement	8
Consolidated Statement of Other Comprehensive Income	9
Notes to the Consolidated Financial Statements	10
Company Balance Sheet	32
Company Income Statement	33
Notes to the Company Financial Statements	34
<b>Other information</b>	
Statutory arrangements	39
Independent auditor's report	40
Total number of pages in this report	42

## DIRECTORS' REPORT

TAQA Energy (“the Company”) is a subsidiary of the TAQA PJSC Group of companies (“TAQA”) and is active in the Dutch oil and gas market. TAQA Energy’s business is in oil & gas production, transportation and gas storage and therefore turnover and profits are dependent on supply and demand and market prices for these products. In the report all amounts are reported in EUR thousands except when otherwise indicated.

### 2019 Performance

The production performance in 2019 was less than expected mainly due to the extended turnaround of the P15 platforms. The production volumes were lower than prior year (3.7 mboed in 2019 vs 5.1 mboed in 2018). Revenues from the oil and gas activities decreased by 44.0% compared to 2018, as sales volumes decreased by 23.9% combined with 26.5% lower commodity prices. Gas storage revenues and transportation revenues increased by 81.1% due to higher Summer-Winter spreads, marginally offset by lower transportation revenues. Trade revenues decreased by 87.5% due to good Gas Storage Bergermeer performance leading to less trading requirements for operational purposes.

The financial results for 2019 show a positive financial performance thanks to good gas storage performance despite lower oil & gas volumes and low commodity prices, leading to a net profit of 12,589 (2018: 9,779). The net profit has been impacted by post tax impairment reversal of 12.3 million and exploration write-offs totalling 12.3 million.

The production of the various producing assets within the mature fields declined. There were no new discoveries but improvements on existing fields resulting in a reserves replacement ratio of 48% (2018: -10%).

Since the start of commercial operations of Gas Storage Bergermeer (“GSB”) in April 2015 the storage capacity has been sold, partly under long-term contracts to several strategic customers. The remaining capacity has been sold on short-term contracts for a period of 1 – 3 years via auctions. GSB is a key asset for the Company for years to come and with the improving Summer-Winter spread (i.e. the differential between Summer and Winter gas prices) it has become a significant contributor to the Company’s positive performance.

The net profit for the year increased the Group equity to 450,416 (2018: 440,133) compared to total assets of 642,130 (2018: 680,950); presenting an improvement in solvability. The current assets are significantly higher than the current liabilities. The liquidity is managed on a group basis and includes a current account due from TAQA Financial Services B.V. of 172,154 (2018: 174,899) presented under Receivables.

## **Risk management**

Effective risk management forms an integral part of how the Company operates as a business and is embedded in day-to-day operations. Line management is primarily responsible for identification of potential strategic, operational, reporting and compliance risks, and for implementing fit-for-purpose responses. The ultimate responsibility for the TAQA risk management system (“TRMS”) being in place and effectively working lies with the board of the ultimate parent company.

### ***Risk profile***

The Company is active in the Dutch offshore Oil & Gas business and onshore gas storage. In recent years there has been increased media, social and political attention to the onshore Groningen gas production. The increasingly negative perception in society regarding onshore gas production has led to further restrictive measures such as limitations on production, onshore drilling activities and gas storage capacity. By nature, the oil and gas production from existing fields is declining which requires the need for further development in existing fields, enhanced recovery techniques and exploration for new resources to prevent the decline in production.

### ***Risk appetite***

The risk appetite of the Company is determined by the Oil & Gas business it operates in. Key to determining the risk appetite is the nature of the risks:

**Strategic:** Strategic choices are governed by the strategy of the ultimate parent company.

**Operational:** Depending on the type of operational risk, the Company is cautious to averse. In particular, ensuring its employees’ and contractors’ safety and protecting its reputation have priority over any other business objective.

**Reporting:** The Company is averse to any risks that could jeopardise the integrity of its reporting.

**Financial:** The Company’s appetite for financial risks is low. The Company assessed its exposures as limited and currently does not use derivatives to hedge. Reference is made to note 13 in the consolidated financial statements.

**Compliance:** The Company is averse to the risk of non-compliance with applicable laws or regulations, as well as with the Company’s Code of Business Ethics.

### ***Risk management framework***

The TAQA Governance, Risk and Compliance activities are an integral part of the framework. The framework provides an overview of how TAQA’s vision, purpose and values lie at the core of the Company’s strategic priorities, organisation structure and behaviours. Translating this into policies and procedures, the Code of Business Ethics, TRMS enable the achievement of the Company’s strategic priorities while protecting the Company’s employees, assets and reputation.

The TRMS has been put in place to ensure identification and appropriate response to any significant threat to the safety of its employees, the Company's reputation, its assets and the achievement of its strategic objectives. Within TRMS risks are identified, assessed, prioritized and managed on a continuous and systematic basis. Implementation of adequate responses and progress of risk mitigating measures is monitored on a regular basis and escalated to higher levels in the organisation where applicable. Accountability for mitigating, monitoring and reporting on each of the most significant risks is assigned to the applicable management.

### ***Main risks***

The following risk overview highlights the main risks that could hinder the Company in achieving its financial and strategic objectives or could represent a threat to the business. The financial risks are dealt with separately in note 13 to the Financial Statements.

### ***Strategic risks***

#### ***Continuous low commodity prices***

Current low commodity prices directly influence the profitability of the Company, the recoverability of the existing reserves and the investment possibility in drilling / production activities. This may impact production levels in the future. To mitigate this there is a rigid focus on costs without jeopardizing safety. Where possible alternative use of existing offshore infrastructure is reviewed to postpone the decommissioning and retain the infrastructure for future production.

The volatile and low commodity prices have a positive impact on the difference between Summer and Winter TTF gas prices, the so-called Summer-Winter spread, which has a direct influence on the profitability of the Gas Storage business of the Company. To mitigate the risk of low Summer-Winter spreads alternative storage services are explored and an increase in capacity at no material incremental expense is pursued.

#### ***Potential resources***

Production of the existing oil and gas reserves is declining and prospects for exploration are limited. Where possible existing seismic information is reviewed using newer technology to re-assess the drilling prospects.

### ***Operational risk***

#### ***Health, Safety and Environment (HSE)***

The Company is committed to provide a safe workplace for all staff and contractors. Potential risk inherent to the business activities are incidents and accidents at site with unwanted impact on health, safety and the environment. Given the potential high impact the risk appetite is averse and there is a zero tolerance for unsafe situations and actions. Special attention is given to preventing incidents such that there is no harm to people, the public, the environment or the Company's assets. Environmental aspects are monitored and reported monthly, including any

environmental spills or non-compliance with environmental permits, to ensure that corrective action is taken when needed.

### ***Business continuity***

The operations of the Group might be impacted by outside events, such as the current COVID-19 pandemic. Such events may disrupt operations or postpone operations at location. The Group takes measures, including working from home when possible.

### **Other**

The Company is not involved in any research and development activities (2018: nil).

With respect to the composition of the management board, the legislation regarding diversity will be considered when appointing new management board members. As the Management Board only consists of one person, diversity is a challenge.

### **Outlook**

Together with its Joint Venture partners, the Company continues to explore options to extend the life of the on- and offshore assets.

The Company expects no material change in the number of employees for the coming years. Although the commodity prices continue to be low, the Cash Flow and Net Income are expected to remain positive due to the financial restructuring and continuous strong cost focus.

Future investments will be financed either within the Company or in the wider TAQA Group.

2019 has been a challenging year for the Company with positive operational results despite production issues, strengthening commodity prices and good cost performance. This significant achievement largely is a result of the commitment and dedication of all the people working for TAQA Energy, staff and contractors. The Company will continue its business and faces the new challenges and opportunities with full confidence.

### **Subsequent Events**

#### ***Recent developments - Covid19 and Commodity prices***

Today, the Covid-19 health crisis is causing significant disruption in the global economy. The Company has implemented the guidance from the National Institute for Public Health and the Environment (RIVM) to secure the health of all personnel. That means that the office personnel are working from home. Offshore and Onshore operations personnel were reduced on sites to avoid personal contact and persons with signs of illness and relatives with Corona must stay home.

Given the speed of the developments surrounding the Covid-19 virus, a specific crisis team has been set up that meets frequently. The aim of this team is to safeguard the critical processes within TAQA and, where necessary, to take decisions to the limit the risks.

The Dutch government has launched several supporting arrangements. The Company has - at this moment - no intention to apply for government support.

Operational activities have been impacted by the Covid-19 measures by reduced workforces leading to a reduction of planned activities, but the production is not impacted.

The oil and gas prices have declined in the first five months of 2020. This will have an impact on the oil and gas revenues, however this is largely offset by the improved Summer-Winter spread and as such the increase in gas storage revenue is mitigating the impact of the oil and gas reduced income. Together with the JV partners the Company is reviewing all options to reduce operational expenses to maintain acceptable cash flow levels.

***Other***

No events have occurred after December 31, 2019 which have a material impact on the financial statements as per December 31, 2019.

Alkmaar, October 2, 2020

**Directors**

A.S. Zwanepol

TAQA International B.V.

V. Gambhir

**CONSOLIDATED BALANCE SHEET AT DECEMBER 31, 2019**

(after proposed appropriation of the result for the year)

		<b>2019</b>	<b>2018</b>
		EUR'000	EUR'000
<b>A s s e t s</b>			
<b>Fixed assets</b>			
Intangible fixed assets	<b>3</b>	2,777	6,585
Tangible fixed assets	<b>4</b>	406,948	415,974
Financial fixed assets	<b>5</b>	26,084	6,970
		<u>435,809</u>	<u>429,529</u>
<b>Current assets</b>			
Inventories	<b>6</b>	3,714	3,121
Receivables	<b>7</b>	200,915	241,661
Cash and banks	<b>8</b>	1,692	6,639
		<u>206,321</u>	<u>251,421</u>
<b>Total assets</b>		<u><b>642,130</b></u>	<u><b>680,950</b></u>
<b>G r o u p e q u i t y a n d l i a b i l i t i e s</b>			
<b>Group equity</b>	<b>9</b>	450,416	440,133
<b>Provisions</b>	<b>10</b>	164,665	158,519
<b>Current liabilities</b>	<b>11</b>	27,049	82,298
<b>Total group equity and liabilities</b>		<u><b>642,130</b></u>	<u><b>680,950</b></u>

**CONSOLIDATED INCOME STATEMENT FOR THE YEAR ENDED DECEMBER 31, 2019**

		2019		2018	
		EUR'000	EUR'000	EUR'000	EUR'000
Revenues	<b>14</b>		126,836		195,281
Cost of sales	<b>15</b>		(96,580)		(168,527)
<b>Gross profit</b>			<b>30,256</b>		<b>26,754</b>
General and administrative expenses		(9,249)		(9,146)	
Dry hole expenses	<b>4</b>	(12,260)		-	
Reversal of Impairment of assets	<b>4</b>	15,700		15,000	
Other operating expenses		(1,313)		(786)	
			(7,122)		5,068
<b>Operating profit/ (loss)</b>			<b>23,134</b>		<b>31,822</b>
Interest income	<b>16</b>	798		1,993	
Interest expense	<b>16</b>	(5,872)		(6,863)	
Foreign currency profit/(loss), net		533		(164)	
Gain on sale of associate / asset		128		71	
Financial income and expenses			(4,413)		(4,963)
<b>Income/ (loss) before taxation</b>			<b>18,721</b>		<b>26,859</b>
Taxation	<b>17</b>		(6,132)		(17,080)
<b>Net profit/ (loss)</b>			<b>12,589</b>		<b>9,779</b>



**CONSOLIDATED STATEMENT OF OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR  
ENDED DECEMBER 31, 2019**

	<b>2019</b>		<b>2018</b>	
	EUR'000	EUR'000	EUR'000	EUR'000
<b>Net profit/ (loss)</b>		<b>12,589</b>		<b>9,779</b>
Actuarial differences through equity	<b>10</b>	(2,757)	(118)	
Income tax effect on above	<b>5</b>	451	20	
<b>Net income recognized directly in group equity</b>		<b>(2,306)</b>		<b>(98)</b>
<b>Total comprehensive income</b>		<b>10,283</b>		<b>9,681</b>

## NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

### 1 General

TAQA Energy B.V. ('the Company') was incorporated on July 7, 1994 and is engaged in the exploration, development, production, storage and transport of oil and natural gas in the Netherlands via its Dutch subsidiaries. The Company is registered at the Chamber of Commerce in Alkmaar with number 27149802.

The Company is a wholly owned subsidiary of TAQA International B.V.; a company registered in Alkmaar, The Netherlands. The ultimate parent company is Abu Dhabi National Energy Company PJSC "TAQA", a company registered in Abu Dhabi, United Arab Emirates, from which consolidated group accounts can be obtained.

The Company's registered office is at Kruseman van Eltenweg 1, 1817 BC Alkmaar, The Netherlands.

### 2 Summary of significant accounting policies

#### General

The financial statements have been prepared in accordance with Part 9, Book 2 of the Netherlands Civil Code and are based on the historical cost convention. The description and classification of certain amounts have been adopted to reflect more closely the characteristics of the oil and gas industry. All amounts are reported in EUR thousands except when otherwise indicated.

The financial statements have been prepared on a going concern basis.

#### Accounting error

The financial statements for the year ended 31 December 2018 and the year ended 31 December 2017 contain an error which is considered to be material.

As per the accounting principles of the Company licenses are valued at cost, reported under Intangible Fixed Assets and transferred to Tangible Fixed Assets once proven reserves are determined and development is sanctioned. By mistake the historical investment costs related to certain exploration projects have never been transferred to Tangible Fixed Assets despite the projects were developed in 2014. Next to this, no depreciation has been applied to several statutory Tangible Fixed Assets adjustments.

Depreciation as per the accounting principles of the Company has been applied to the corrections retrospectively in the current period. The opening statement of financial position of the earliest comparative period presented (1 January 2018) and the comparative figures have been accordingly restated. The changes that impacted the Company include the following:

The Company previously reported the Intangible Fixed Assets where this should have been Tangible Fixed Assets and omitted depreciation on several statutory adjustments. Therefore, Intangible Fixed Assets were overstated whereas Tangible Fixed Assets were understated. As a result of this EUR 4.7mln net of tax has been reversed from Retained Earnings for the year ended 31 December 2018.

**Impact on Income Statement and Statement other comprehensive income**  
increase/(decrease) in profit/other comprehensive income (in EUR 000)

	<b>2018 Reported</b>	<b>Adjust- ment</b>	<b>2018 Adjusted</b>
<b>Statement of profit or loss</b>			
Revenues	195,281	-	195,281
Cost of Sales	<u>(167,039)</u>	<u>(1,488)</u>	<u>(168,527)</u>
<b>Gross profit</b>	<b><u>28,242</u></b>	<b><u>(1,488)</u></b>	<b><u>26,754</u></b>
<b>Income / (Loss) before taxation</b>	<b>28,347</b>	<b>(1,488)</b>	<b>26,859</b>
Income tax	<u>(17,705)</u>	<u>625</u>	<u>(17,080)</u>
<b>Net Profit / (Loss)</b>	<b><u>10,642</u></b>	<b><u>(863)</u></b>	<b><u>9,779</u></b>
<b>Total comprehensive income for the year</b>	<b><u>10,544</u></b>	<b><u>(863)</u></b>	<b><u>9,681</u></b>
<b>Intangible Fixed Assets</b>			
Balance at 1 January 2018	22,165	(9,058)	13,107
Balance at 31 December 2018	15,642	(9,058)	6,584
<b>Tangible Fixed Assets</b>			
Balance at 1 January 2018	421,395	837	422,232
Balance at 31 December 2018	416,626	(651)	415,975
<b>Financial Fixed Assets</b>			
Balance at 1 January 2018	13,983	4,357	18,340
Balance at 31 December 2018	1,988	4,982	6,970
<b>Net Equity</b>			
Balance at 1 January 2018	434,316	(3,865)	430,451
Balance at 31 December 2018	444,860	(4,727)	440,133

**Consolidation and Cash Flow statement**

The consolidated financial statements comprise the accounts of the Company and its wholly owned subsidiaries which are fully consolidated. Reference is made to the notes to the Company financial

statements for information concerning consolidated subsidiaries. Intercompany transactions and balances are eliminated upon consolidation.

Since the consolidated financial statements of Abu Dhabi National Energy Company PJSC “TAQA” for the year ended December 31, 2019, which include the financial data and the cash flow statement of the Company and its subsidiaries, are filed with the Chamber of Commerce in Alkmaar or can be obtained at [www.taqaglobal.com/investors/annual-reports/](http://www.taqaglobal.com/investors/annual-reports/), no cash flow statement is included in the financial statements of the Company.

TAQA Energy B.V. makes use of the exemption provided for in article 402, Part 9, Book 2 of the Dutch Civil Code, which allows a condensed income statement for the Company itself.

### **Transactions in foreign currencies**

Transactions arising in foreign currencies are translated in Euro at exchange rates prevailing at the date of the transaction. Assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated into Euro at the exchange rates at the year-end. Exchange gains and losses are reflected in the statement of income.

### **Oil and gas related assets**

As is common in the industry, these assets are held via joint ventures. The assets in the balance sheet reflect the Company's share in each asset.

The Company applies the successful efforts method of accounting for exploration and development costs. The costs of geological, geophysical, engineering and pre-development studies are charged to the profit and loss account in the year in which they are incurred under exploration costs and reported under other operating expenses. The costs of exploration and appraisal drillings are initially capitalized on the balance sheet as tangible fixed assets. When commercially viable reserves of oil and natural gas are determined and development is sanctioned, the relevant expenditure is transferred to depletable production assets. All exploration expenditures determined as unsuccessful or economical not viable are charged to the income statement as dry hole expenses. Costs of property acquisitions, support equipment and facility development costs are capitalized.

### **Intangible fixed assets**

Licenses are valued at cost. When proven reserves of oil and natural gas are determined and development is sanctioned, the relevant intangible fixed assets are transferred to tangible fixed assets.

Software licenses are valued at cost and are amortized on a straight-line basis over the estimated holding periods of 3 years. Capital expenditure that is directly related to the development of application software is recognized as an intangible fixed asset and amortized over its estimated useful life. Within the shareholders' equity a legal reserve is recorded with the same value as the in-house developed application software.

### **Business combinations and goodwill**

Business combinations are accounted for using the purchase method. The cost of an acquisition is measured as the fair value of the assets given up, equity instruments issued, and liabilities incurred or assumed at the date of exchange, plus costs directly attributable to the acquisition. Identifiable assets acquired and liabilities and contingent liabilities assumed in a business combination are measured initially at fair values at the date of acquisition, irrespective of the extent of any minority interest.

Goodwill is initially measured at cost being the excess of the cost of the business combination over the Company's share in the net fair value of the acquiree's identifiable assets, liabilities and contingent liabilities. If the value of the acquisition is less than the fair value of the net assets of the subsidiary acquired, the difference is recognised directly in the income statement.

After initial recognition, goodwill is measured at cost less any accumulated depreciation. For the purpose of impairment testing, goodwill acquired in a business combination is, from the acquisition date, allocated to each of the Group's cash generating units that are expected to benefit from the synergies of the combination, irrespective of whether other assets or liabilities of the acquiree are assigned to those units.

Where goodwill forms part of a cash generating unit and part of the operation within that unit is disposed of, the goodwill associated with the operation disposed of is included in the carrying amount of the operation when determining the gain or loss on disposal of the operation. Goodwill disposed of in this circumstance is measured based on the relative values of the operation disposed of and the portion of the cash generating unit retained.

### **Other Tangible fixed assets**

Other Tangible fixed assets are valued at historical cost less accumulated depreciation. Ordinary maintenance and repairs are expensed as incurred. Significant replacements and improvements are capitalized.

### **Depreciation and impairment**

Depreciation of goodwill and tangible fixed assets, other than oil and gas related assets, is calculated on a straight-line basis over the estimated economic lives of the related assets, as follows:

- buildings 20 to 40 years
- gas storage infrastructure 30 years
- other 3 to 20 years
- land is not depreciated

The Company's assets in relation to Piek Gas Installation (PGI) are depreciated on a straight-line basis over the contract period.

The depreciation of the oil and gas related goodwill is based on a lifetime of 10 years being the average lifetime of the related estimated production.

The costs of producing oil and gas properties and well equipment is depreciated on a field by field basis using the unit-of-production method, based upon proved and probable reserves. The effect of changes in estimated reserve quantities are recognized prospectively.

The Company undertakes a review for impairment of goodwill and fixed assets if events or changes in circumstances indicate that the carrying amount of the assets or cash generating unit may not be recoverable. To the extent that the carrying amount exceeds the recoverable amount, the assets are written down to the recoverable amount. An impairment of a fixed asset is, partially, reversed when the recoverable amount exceeds the carrying amount in case of an update review. In general, the Company determines a cash generating unit as a group of assets which operate as one unit. The recoverable amount is based on either their fair value less costs of disposal (“FVLCD”) or their value in use (“VIU”). In determining the FVLCD and VIU appropriate discounted cash flows models are used, incorporating market-based assumptions.

The post-tax discount rate is based on the market interest plus a mark-up for the company, the post-tax discount rate used for 2019 is 7.5% (2018: 7.5%). Based on a gross up, using the actual tax rate, the pre-tax impairment charge is determined.

### **Work in progress**

Work in progress is valued at cost incurred at the reporting date. The work in progress is transferred to the appropriate asset category and depreciated in accordance with the relevant policy when construction of the asset is completed and commissioned.

### **Decommissioning**

At the end of the producing life of the field, costs are incurred in removing and decommissioning production facilities. The Company recognizes the full discounted cost of decommissioning as an asset and liability at the date on which production commenced or the date on which the asset was acquired. The decommissioning asset is included within fixed assets with the cost of the related installation. The liability is included within provisions. The amortization of the asset calculated on a unit-of-production basis based on proved and probable reserves, is shown as cost of sales in the income statement and the unwinding of discount is included in interest expense.

Any change in the underlying estimates (estimated costs, year of abandonment, discount rate) is reflected as an adjustment to the provision and the asset and recognized prospectively.

### **Financial fixed assets**

Deferred tax assets are recognized for temporary differences between commercial and fiscal valuation of fixed assets and provisions considering both corporate income tax and state profit share

on the understanding that deferred tax assets are only recognised insofar as it is probable that future taxable profits will be available to offset the temporary differences and available tax losses.

The calculation of the deferred tax assets is based on the tax rates prevailing at the end of the reporting year or the rates applicable in future years, to the extent that they have already been enacted by law. Deferred income taxes are recognised at nominal value.

### **Inventories**

Crude and condensate inventories are valued at the lower of cost or net realisable value, where cost is defined as the average annual production cost plus incidental costs. Injected gas is valued at the lower of cost or net realizable value whereas cost is determined by applying the first-in first-out (FIFO) method. Materials and supplies are valued at cost.

### **Receivables**

Receivables are initially measured at fair value and subsequently carried at amortized cost less a provision for doubtful debts.

### **Post-employment benefit obligations**

The Company operates a defined benefit pension plan, which requires contributions to be made to a separately administered fund. The employee benefits are accounted for in line with IAS19R Employee benefits.

The cost of providing benefits under the defined benefit plan is determined using the projected unit credit method.

Re-measurements, comprising of actuarial gains and losses, the effect of the asset ceiling, excluding net interest and the return on plan assets (excluding net interest), are recognised immediately in the Post-employment benefit obligations with a corresponding debit or credit (net of tax) to equity in the period in which they occur. Re-measurements are not reclassified to profit or loss in the subsequent periods.

Past service costs are recognised in profit or loss on the earlier of:

- The date of the plan amendment or curtailment, and
- The date that the Company recognises restructuring-related costs

Net interest is calculated by applying the discount rate to the net defined benefit liability or asset. The Company recognises the following changes in the net defined benefit obligation under “general and administrative costs” in the Consolidated Income Statement:

- Service costs comprising current service cost, past service costs, gains and losses on curtailments and non-routine settlements

- Net interest expense or income

The defined benefit assets and liabilities comprise the present value of the defined benefit obligation, less past service costs not yet recognized and less the fair value of the plan assets out of which the obligations are to be settled. Plan assets are assets that are held by qualifying insurance policies. Plan assets are not available to the creditors of the Company nor can they be paid directly to the Company.

### **Loans**

Loans are initially recognized at fair value including directly attributable transaction costs. After initial recognition, interest bearing loans are measured at amortized cost using the effective interest rate method. Interest expenses are accrued for and recorded in income statement for each period.

### **Other assets and liabilities**

Other assets and liabilities are stated at the amounts at which they were acquired or incurred.

### **Income and expense**

Oil and gas sales are recognized on delivery to customers, and are stated net of VAT, royalties and excise duties.

Trade sales are recognized in the period the contract matures and are stated net of VAT. Since all Trade sales are matched with a purchase contract, the costs of goods sold are based on the corresponding purchase contracts.

The income from the PGI is accounted for in accordance with the invoicing schedule (i.e. 20% of revenues are recognized each month of the heating season).

Other income and expenses are allocated to the year to which they relate. Losses are accounted for in the year in which they are identified.

### **Leasing**

Assessing whether an agreement contains a lease is based on the substance at the inception date of the agreement. The agreement is regarded as a lease if the fulfilment of the agreement depends on the use of a specific asset, or on whether the lease contains the right of use of a specific asset.

#### ***The Company as lessee***

Under operating leases, the lease payments are charged to the profit and loss account on a straight-line basis over the term of the lease.



***The Company as lessor***

Under operating leases, the lease income is taken evenly to the income statement over the term of the lease. Initial direct costs are amortized over the term of the lease against the lease income.

**Taxation**

The Company and its subsidiaries are part of a fiscal unity for corporate income tax headed by TAQA International B.V. Tax is calculated within the tax group on a notional stand-alone basis. For a list of subsidiaries included in the fiscal unity, reference is made to the Note 2 to the Company financials statements.

Deferred tax liabilities are recognized for temporary differences between commercial and fiscal valuation of fixed assets and provisions considering both corporate income tax and state profit share.

**3 Intangible fixed assets**

Intangible fixed assets consist of goodwill on acquisition of subsidiaries and associates, acquisition costs of licenses, including entitlements to produce the oil and gas reserves and acquisition of software licenses. The licenses were acquired at farm ins on multiple offshore blocks. The amortization is recognized in the consolidated income statement under cost of sales.

Movements in intangible fixed assets can be summarized as follows (in EUR'000):

	Goodwill	Other	Total
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
<b>At cost</b>			
Balance at January 1, 2019	63,462	5,413	68,875
Transfer from Tangible Fixed Assets	-	1,060	1,060
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
Balance at December 31, 2019	63,462	6,473	<b>69,935</b>
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
<b>Accumulated amortization</b>			
Balance at January 1, 2019	58,702	3,588	62,290
Amortization charge for the year	4,760	108	4,868
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
Balance at December 31, 2019	63,462	3,696	<b>67,158</b>
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
<b>Net book value at December 31, 2019</b>	<u>          </u> 0	<u>          </u> 2,777	<u>          </u> <b>2,777</b>
	<u>          </u>	<u>          </u>	<u>          </u>
Net book value at December 31, 2018	<u>          </u> 4,760	<u>          </u> 1,825	<u>          </u> 6,585

## 4 Tangible fixed assets

Movements in tangible fixed assets can be summarized as follows (in EUR'000):

	Land and buildings	Machinery and technical equipment	Work in progress	Decom- missioning assets	Other fixed assets	Total
<b>At cost</b>						
Balance at						
January 1, 2019	30,457	1,307,951	18,041	73,865	10,916	1,441,230
Additions	1,300	6,927	11,652	-	211	20,090
Change in estimated abandon- ment timing and costs	-	-	-	1,298	-	1,298
Exploration write-offs	-	-	(12,260)	-	-	(12,260)
Transfers	-	2,269	(3,329)	-	-	(1,060)
Disposals	-	-	-	-	-	-
Balance at December 31, 2019	31,757	1,317,147	14,104	75,163	11,127	1,449,298
<b>Accumulated Depreciation and Impairment</b>						
Balance at						
January 1, 2019	532	948,476	5,680	60,717	9,851	1,025,256
Depreciation charge for the year	71	28,175	-	2,148	725	31,119
Impairment (reversal)/ charge for the year	-	(15,700)	-	-	-	(15,700)
Disposals	-	1,675	-	-	-	1,675
Balance at December 31, 2019	603	962,626	5,680	62,865	10,576	1,042,350
<b>Net book value at December 31, 2019</b>	<b>31,154</b>	<b>354,521</b>	<b>8,424</b>	<b>12,298</b>	<b>551</b>	<b>406,948</b>
Net book value at December 31, 2018	29,925	359,475	12,361	13,148	1,065	415,974

=  
Included in the cost of tangible fixed assets at December 31, 2019 is accumulated capitalized interest of EUR 79.1 million (2018: EUR 79.1 million) relating to the financing during the construction period. The Company does not hold capitalized leased assets (i.e. financial leases).

The reversal of impairment charges related to the assets have resulted from a significant increase in the Summer Winter spread for 2020 compared to prior years impairment evaluation.

The recoverable amount is based on the value in use of the respective cash generating units whereby the future cash flows are estimated based on recent long-term plans for production levels and costs and prices based on market assumptions and escalation for the years after 2024. The future cash flows are discounted using a post-tax discount rate of 7.5%.

The sensitivity analysis for the significant assumptions off the 2019 impairment calculations is shown in the table below (in EUR '000 000):

	Upstream	Midstream	Total
<b>Impairment reversal 2019</b>	-	<b>15.7</b>	<b>15.7</b>
Prices +10%	-	77	77
Prices -10%	-	(77)	(77)
Opex +10%	-	(8)	(8)
Opex -10%	-	8	8
Discount rate +10%	-	(26)	(26)
Discount rate -10%	-	29	29

## 5 Financial fixed assets

Financial fixed assets comprise of deferred tax assets which are primarily related to the temporary differences between the commercial and the fiscal value.

At December 31 the deferred taxes can be summarized as follows (in EUR'000):

	2019	2018
Temporary difference on property, plant and equipment	25,909	24,388
Temporary difference arising on asset retirement obligations	(16,753)	(18,800)
Tax loss carry forward	15,447	-
Others	1,481	1,382
Balance at December 31	<b>26,084</b>	<b>6,970</b>

Movements in deferred taxes are as follows (in EUR'000):

	2019	2018
Balance at January 1	6,970	18,340
Deferred income tax for the year	2,027	(11,389)
Deferred income tax reclassified from Taxes receivable	16,636	-
Deferred income tax through equity	451	19
Balance at December 31 receivable / (payable)	<b>26,084</b>	<b>6,970</b>

The long-term portion of the deferred taxes is estimated at EUR 16.1 million (2018: EUR 8.5 million).

As at December 31, 2019 the Company has filed final corporate income tax and state profit share returns for the years up to 2017 and provisional returns up to 2018.

## 6 Inventories

(in EUR'000)	<b>2019</b>	2018
Injected gas	458	-
Crude and Condensate	1,927	1,266
Materials & supplies	1,553	2,079
Provision for obsolete Material & Supplies	(224)	(224)
	<b>3,714</b>	<b>3,121</b>

## 7 Receivables

(in EUR'000)	<b>2019</b>	2018
Trade receivables	5,367	13,436
Taxes	8,957	35,424
Amounts due from TAQA Financial Services B.V.	172,154	174,899
Other receivables	1,277	2,020
Prepaid expenses and accrued income	13,160	15,882
	<b>200,915</b>	<b>241,661</b>

All amounts receivable are expected to be recovered within one year after the balance sheet date. The amounts due from TAQA Financial Services B.V. represented the balance on interest bearing (LIBOR / Euribor) current accounts. The average interest rate during 2019 was 0.06% (2018: 0.06%).

The receivable taxes represent VAT, Income Tax and State Profit Share receivable related to 2009-2017 due to the 2019 Supreme Court verdict.

## 8 Cash and Banks

Cash and banks comprise cash and short-term deposits with banks and are at the Company's free disposal.

## 9 Group equity

See the notes to the Company Financial Statements.

## 10 Provisions

Provisions can be analysed as follows (in EUR'000):

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Decommissioning provision	156,771	153,385
Post-employment benefit obligations	7,894	5,134
	<u><b>164,665</b></u>	<u><b>158,519</b></u>

### Decommissioning provision

Movements in the decommissioning provision can be analysed as follows (in EUR'000):

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Balance at January 1	153,385	158,088
Unwinding	3,068	3,389
Utilized	(980)	(4,792)
Change in estimated abandonment timing and costs	1,298	(3,300)
Balance at December 31	<u><b>156,771</b></u>	<u><b>153,385</b></u>

The decommissioning provision is discounted at 2% (2018: 2%) and no inflation is taken into account.

**Post-employment benefit obligations**

(in EUR '000)	Pension	Total
Balance at January 1, 2019	5,134	5,134
Movement	2,760	2,760
Balance at December 31, 2019	<b>7,894</b>	<b>7,894</b>

Movements in pension (in EUR'000):

	2019	2018
Actual contributions	(2,741)	(1,769)
Net service cost	2,619	2,443
Finance cost (related to DBO)	1,331	1,209
Finance cost (related to FVA)	(1,206)	(1,112)
Actuarial results	2,757	118
Addition / (Release) in Pension	<b>2,760</b>	<b>889</b>

The following summarizes the components of the net benefit expenses applicable to the pension scheme recognized in the consolidated income statement:

		2019	2018
Component:	Included in:		
Net service cost	General and Administrative expenses	2,619	2,443
Finance cost (related to DBO)	Interest expense	1,331	1,209
Finance cost (related to FVA)	Interest expense	(1,206)	(1,112)
		<b>2,744</b>	<b>2,540</b>

The following summarizes the components of the net benefit expenses applicable to the pension scheme recognized directly in group equity:

		2019	2018
Component:	Included in:		
Actuarial results	Actuarial difference through equity	2,757	118
		<b>2,757</b>	<b>118</b>

Movements in defined benefit obligation (in EUR'000):	2019	2018
Defined benefit obligation as at January 1	64,802	64,445
Net service cost	2,619	2,443
Contributions by employees and administrative expenses	333	301
Benefits paid	(653)	(591)
Interest cost	1,331	1,209
Actuarial (gain)/loss	15,495	(3,005)
Defined benefit obligation as at December 31	<b>83,927</b>	<b>64,802</b>

Changes in the fair value of plan assets are as follows (in EUR'000):	2019	2018
Fair value of plan as at January 1	59,668	60,200
Actual contributions	3,074	2,070
Expected return on plan assets	1,206	1,112
Benefits paid	(653)	(591)
Actuarial gain/(loss)	12,738	(3,123)
Fair value of plan assets as at December 31	<b>76,033</b>	<b>59,668</b>

The distribution of the plan assets at balance sheet date is as follows:	2019	2018
Fair value with issuers/ insurance	100%	100%
Equity	0%	0%
Bonds	0%	0%
Cash	0%	0%

**At December 31 the pension provision can be summarized as follows:**  
(in EUR'000):

	2019	2018
Defined Benefit Obligation	(83,927)	(64,802)
Fair Value plan asset	76,033	59,668
Pension provision as at December 31	<b>(7,894)</b>	<b>(5,134)</b>

<b>Assumptions</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
	%	%
Discount rate	1.08	2.04
Expected return on assets	1.08	2.04
Expected general salary increases	3.00	3.00
Inflation	2.00	2.00
Average remaining period of service employees (years)	13.0	13.0

Mortality table: AG 2018 projection table with 1 year setback (2018: AG 2017). Starting year for projection: 2020 (2018: 2019).

### Quantitative sensitivity analysis for the significant assumptions as at 31 December 2019

The following table shows the effect on the Defined Benefit Obligation:

(in EUR'000)	Rate at Balance Sheet date	Increased rate	Effect of increased rate	Decreased rate	Effect of decreased rate
Assumption					
Discount rate	1.08%	1.58%	(9,262)	0.58%	10,888
Basic salary increase	3.00%	3.50%	666	2.50%	(687)
Mortality rate		25.0%	(5,352)	25.0%	7,154

Total expected contribution for 2020 is EUR 3.3 million. The average duration of the defined benefit plan obligation at the end of 2019 is 26.1 years (2018: 26.1 years).

## 11 Current liabilities

(in EUR'000)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Long term liability short term repayment obligation	-	50,000
Accounts payable trade	1,692	19
Amounts owed to associated companies	-	1,072
Taxes	2,077	490
Gas Storage Bergermeer purchase accruals	-	16,224
Other payables and accruals	23,280	14,493
	<b>27,049</b>	<b>82,298</b>

The Other payables and accruals represent liabilities for work performed and products or materials delivered but not yet invoiced. The Gas Storage Bergermeer purchase accruals in 2018 represents purchase commitments for gas purchased during the year.

No securities have been given for any of the current liabilities except for the guarantees mentioned under note 12.



## 12 Commitments and contingent liabilities

As common in the industry, the Company has a sole and shared liability for certain commitments entered into on accounts of or by the joint ventures, such as the decommissioning of facilities and the liability to pay State Profit Share. These commitments arise in the ordinary course of business and have further not been disclosed separately. These commitments are largely linked to the life period of the various fields and related licenses. The Company is not aware of any conditions as a result of which it may be held liable for the commitments of its joint venture partners.

The Company has accepted joint and several liability for the debts and liabilities of its subsidiaries TAQA Offshore B.V., TAQA Onshore B.V., TAQA Piek Gas B.V., TAQA Gas Storage B.V. and TAQA Energy Transportation B.V., in accordance with article 403 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

### Leases

Lease and rental contracts have been concluded with respect to certain transportation equipment and for office space. The duration of the lease contracts is 2013 till 2023. The rental and lease obligations under these contracts amount to a total of EUR 1.4 million (2018: EUR 4.0 million) over the next years.

Minimum annual rental payments arising under long-term non-cancellable operating leases are as follows (in EUR '000):

	2019	2018
Within one year	1,037	3,218
After one year but no more than five years	246	823
More than five years	128	
	<u>1,411</u>	<u>4,041</u>
Payments during the current year	3,098	3,384

### Contractual commitments

Based upon existing agreements for the Bergen concession and the offshore blocks A12, A18, B13, F3-FB, G14C, P/15, P/18 and Q1 the Company has the obligation to sell the entire natural gas production from these blocks to GasTerra B.V.

The Company is part of the fiscal unity headed by TAQA International B.V. for corporate tax. As a result, the Company is severally liable for corporate tax liabilities of the fiscal unity.

No irrevocable contractual capital commitments have been made (2018: EUR 11,144) in relation to wells activities and installation upgrades.

As at December 31, 2019, the Company has no fixed price purchase contracts (2018: EUR 34.5 million) and no forward sales contracts at fixed prices (2018: EUR 8.5 million).

### **Guarantees**

The Company has issued guarantees, following regulations enacted in 2019, related to future decommissioning expenses of miscellaneous operations for a total of EUR 62,378 (2018: Nil) at December 31, 2019.

## **13 Financial Risks**

The Company has exposure to the following risks as they arise in the normal course of business:

### **Commodity risk**

The Company is exposed to changes in oil and gas prices related to the upstream production as well as changes in the Summer-Winter spread of TTF gas prices related to the GSB capacity fees. In accordance with the TAQA corporate policy no hedging is done at the Company level and therefore commodity price changes have a direct positive or negative impact on the pre-tax income.

### **Foreign currency risk**

The Company is exposed to foreign currency risk primarily on the receivables of sale of crude oil and condensate which are denominated in US Dollar. Crude oil and condensate sales are evenly spread over the year and have relative short payment terms which makes the risk exposure limited. This exposure is not hedged on the level of the Company in accordance with the TAQA corporate policy. At year end there were no US Dollar denominated outstanding receivables or payables.

### **Interest rate risk**

The interest charges are limited to a fixed rate loan from the parent company. Therefore, and provided that the loan has been repaid in 2019, there is no material interest rate risk for the Company.

### **Liquidity risk**

A non-limited current account with TAQA is in place as per note 7 and projected cash flows are positive. The current assets exceed the current liabilities.

### **Credit risks**

The Company has no significant credit risks or any concentrations of credit risks with a single customer, JV partner or in an industry or geographical region, which carries an unusually high credit risk.

The Company has a credit policy in place and the exposure to credit risk is monitored on an ongoing basis. Under the credit policy, all gas storage customers are reviewed, and new customers are analysed individually for creditworthiness, before access to storage capacity is offered. The review includes external ratings and internal assessments. Purchase limits are established for each customer and these limits are reviewed regularly. Customers that fail to meet the Company's creditworthiness may transact only on a prepayment or standby letter of credit basis.

The credit risk on the in-house bank account with TAQA Financial Services is not material as the funds are guaranteed by the ultimate parent company.

#### Fair values

In view of their short-term nature, the fair values of financial instruments included under current receivables and current liabilities approximate their carrying amounts.

### 14 Revenues

Revenues are primarily attributable to the delivery and storage of natural gas. All revenues are realized in the oil and gas business segment and in the Dutch market. Revenues can further be summarized as follows (in EUR'000):

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Oil and gas sales	43,488	77,713
Trade sales	9,894	79,437
Gas Storage and transportation services	72,997	36,774
Other income	457	1,357
	<u><b>126,836</b></u>	<u><b>195,281</b></u>

Trade sales represent the sale of (reproduced) injected gas from the Bergermeer field.

### 15 Cost of sales

Cost of sales can be further analysed as follows (in EUR'000):

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Depreciation, depletion and amortisation	35,987	35,286
Other direct operating expenses	51,352	52,537
Other direct trade costs	9,241	80,704
Total cost of sales	<u><b>96,580</b></u>	<u><b>168,527</b></u>

## 16 Interest income and expenses

Interest income and expenses can be further analysed as follows (in EUR'000):

<b>Income</b>	<b>2019</b>	2018
Intercompany interest income on current account	100	104
Other interest income	698	1,889
Total interest income	<u>798</u>	<u>1,993</u>
<b>Expense</b>	<b>2019</b>	2018
Unwinding of decommissioning liability	3,068	3,389
Finance cost (net) of DB pension plan	125	97
Intercompany interest expense on loans and current account	2,489	3,377
Other interest expense	190	-
Total interest expenses	<u>5,872</u>	<u>6,863</u>

## 17 Taxation

Taxation can be analysed as follows (in EUR'000):

	<b>2019</b>	2018
Current tax current year	8,159	5,066
Deferred tax	(2,027)	12,014
Tax charge / (benefit)	<u>(6,132)</u>	<u>17,080</u>

The effective tax rate for 2019 is 32.8% (2018: 63.6%) and differs from the statutory income tax rate of 25% (2018: 25%) and can be analysed as follows (in EUR '000):

	<b>2019</b>	2018
Taxation at Statutory income tax rate	4,680	6,718
Non-taxable income	1,190	1,587
State profit share ("SPS") *1	934	1,436
Statutory income tax on SPS	(234)	(359)
Corporate Income Tax related to prior years	2,940	-
Corporate Income Tax rate change in future years	(3,449)	8,315
Other	71	(617)
Tax charge	<u>6,132</u>	<u>17,080</u>

\*<sup>1</sup> State Profit Share ('SPS') is a tax levied at a rate of 50% on Dutch Upstream Oil & Gas activities and calculated on a basis similar to Corporate Income Tax (CIT), with SPS being deductible from CIT basis and CIT being deductible from SPS due.

The decrease in tax charge of EUR 10.9 million is caused by reversal of impairment charges (impact 0.2 million), more interest charges (impact 0.5 million), a decrease in high taxable Oil & Gas income (impact EUR 3.7 million), an increase of midstream income (impact EUR 6.8 million), an increase in the future corporate income tax rate (impact EUR 11.8 million) and a decrease on other (impact EUR 1.9 million).

## 18 Employee information

Employee information, prior to charge out to joint venture partners, can be analysed as follows:

(in EUR'000)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Salaries and wages	16,417	13,174
Social security costs	1,826	1,599
Pension costs	2,781	1,591
	<u><b>21,024</b></u>	<u><b>16,364</b></u>

Pension costs can be further analysed as follows:

(in EUR'000)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Defined Benefit scheme	2,619	2,443
Defined Contribution scheme	162	78
Early retirement scheme	-	(930)
Total pension costs	<u><b>2,781</b></u>	<u><b>1,591</b></u>

The average number of employees is analysed as follows:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Operations	44	39
Technical support	44	39
General business support	53	49
	<u><b>141</b></u>	<u><b>127</b></u>

### Remuneration of directors

The Directors' remuneration in total amounts to EUR 720 (2018: EUR 568).

## 19 Auditor's fees

The auditor's fees for services rendered (in EUR'000)

	2019	2018
Audit of the financial statements	175	225
Other services	39	27
Total auditor's fees	<u>214</u>	<u>252</u>

## 20 Related party transactions

During the year the Company entered into various transactions in the ordinary course of business with other group companies. These transactions are in principle carried out on an arm's length basis and laid down in (written) service agreements.

The following transactions with Group companies took place (in EUR '000):

	2019	2018
Interest income	100	44
Interest expense	2,489	3,340
Services provided by Group companies	2,670	2,575

## 21 Subsequent events

### Recent developments - Covid19 and Commodity prices

Today, the Covid-19 health crisis is causing significant disruption in the global economy. The Company has implemented the guidance from the National Institute for Public Health and the Environment (RIVM) to secure the health of all personnel. That means that the office personnel are working from home. Offshore and Onshore operations personnel were reduced on sites to avoid personal contact and persons with signs of illness and relatives with Corona must stay home.

Given the speed of the developments surrounding the Covid-19 virus, a specific crisis team has been set up that meets frequently. The aim of this team is to safeguard the critical processes within TAQA and, where necessary, to take decisions to the limit the risks.

The Dutch government has launched several supporting arrangements. The Company has - at this moment - no intention to apply for government support.

Operational activities have been impacted by the Covid-19 measures by reduced workforces leading to a reduction of planned activities, but the production is not impacted.

The oil and gas prices have declined in the first five months of 2020. This will have an impact on the oil and gas revenues, however this is largely offset by the improved Summer-Winter spread and as such the increase in gas storage revenue is mitigating the impact of the oil and gas reduced income. Together with the JV partners the Company is reviewing all options to reduce operational expenses to maintain acceptable cash flow levels.

**Other**

No events have occurred after December 31, 2019 which have a material impact on the financial statements as per December 31, 2019.

**COMPANY BALANCE SHEET AT DECEMBER 31, 2019**  
(after proposed appropriation of the result for the year)

		<b>2019</b>	<b>2018</b>
		<u>EUR'000</u>	<u>EUR'000</u>
<b>A s s e t s</b>			
<b>Fixed assets</b>			
Intangible fixed assets		500	5
Tangible fixed assets		669	1,192
Financial fixed assets	<b>2</b>	<u>254,827</u>	<u>299,931</u>
		255,996	301,128
<b>Current assets</b>			
Receivables	<b>3</b>	732,706	769,072
Cash and banks		28	167
		<u>732,734</u>	<u>769,239</u>
<b>Total assets</b>		<u><b>988,730</b></u>	<u><b>1,070,367</b></u>
<b>S h a r e h o l d e r ' s e q u i t y a n d l i a b i l i t i e s</b>			
<b>Shareholder's equity</b>			
Share capital	<b>4</b>	386	386
Share premium		235,048	235,048
Legal reserve		859	731
Retained earnings		<u>214,123</u>	<u>203,968</u>
		450,416	440,133
<b>Provisions</b>	<b>5</b>	7,894	5,134
<b>Current liabilities</b>	<b>6</b>	<u>530,420</u>	<u>625,100</u>
<b>Total shareholder's equity and liabilities</b>		<u><b>988,730</b></u>	<u><b>1,070,367</b></u>



**COMPANY INCOME STATEMENT FOR THE YEAR ENDED DECEMBER 31, 2019**

		<b>2019</b>	2018
		EUR'000	EUR'000
Result from financial fixed assets	<b>2</b>	11,696	10,324
Other results after taxation		893	(545)
<b>Net profit after taxation</b>		<b><u>12,589</u></b>	<b><u>9,779</u></b>

## NOTES TO THE COMPANY FINANCIAL STATEMENTS

### 1 Summary of significant accounting policies

#### General

The accounting policies are the same as those for the consolidated financial statements except for financial fixed assets, as outlined below.

#### Accounting error

The accounting error as mentioned in the notes to the Consolidated report have impacted the results of the subsidiaries. As a consequence, the Financial Fixed Assets were overstated.

#### Impact on Income Statement

increase/(decrease) in profit (in EUR 000)

	2018 Reported	Adjust- ment	2018 Adjusted
<b>Statement of profit or loss</b>			
Result from financial fixed assets	11,187	(863)	10,324
Other results after taxation	(545)	-	(545)
<b>Net Profit / (Loss) after taxation</b>	<b><u>10,642</u></b>	<b><u>(863)</u></b>	<b><u>9,779</u></b>
<b>Financial Fixed Assets</b>			
Balance at 1 January 2018	320,670	(3,865)	316,805
Balance at 31 December 2018	304,658	(4,727)	299,931
<b>Shareholders' Equity</b>			
Balance at 1 January 2018	434,316	(3,865)	430,451
Balance at 31 December 2018	444,860	(4,727)	440,133

#### Financial Fixed Assets

Participating interests over whose financial and operating policies the company exercises significant influence are valued using the net asset value method. Under this method, participating interests are carried at the Company's share in their net asset value plus its share in the results of the participating interests as from the acquisition date, determined in accordance with the accounting policies disclosed in these financial statements. The Company's share in the results of the participating interests is recognized in the profit and loss account.

## 2 Financial Fixed Assets

Movements in financial fixed assets can be summarized as follows (in EUR'000):

	Loans	Subsidiaries	Total
Balance at January 1, 2019	56,801	243,130	299,931
Increase / (Decrease)	(56,801)	-	(56,801)
Share in subsidiaries' result	-	11,696	11,696
Net book value at December 31, 2019	-	254,827	<b>254,827</b>

At December 31, 2019, the Company has the following direct subsidiaries, no changes compared to December 31, 2018:

Name	Legal seat	Percentage Holding
TAQA Offshore B.V. <sup>1</sup>	Alkmaar, The Netherlands	100
TAQA Onshore B.V. <sup>1</sup>	Alkmaar, The Netherlands	100
TAQA Piek Gas B.V. <sup>1</sup>	Alkmaar, The Netherlands	100
TAQA Gas Storage B.V. <sup>1</sup>	Alkmaar, The Netherlands	100
TAQA Energy Transportation B.V. <sup>1</sup>	Alkmaar, The Netherlands	100

<sup>1</sup> Included in fiscal unity with TAQA International B.V.

## 3 Receivables

(in EUR'000)	2019	2018
Deferred taxes	79	99
Trade receivables	5,338	14,478
Amounts due from TAQA Financial Services B.V.	172,163	174,902
Amounts due from TAQA Energy companies	546,379	571,107
Amounts due from other associated companies	1,975	2,695
Other receivables	6,772	5,791
Total receivables	<b>732,706</b>	<b>769,072</b>

The amounts due from TAQA Financial Services B.V. represent the balance on interest (Euribor) bearing current accounts. The amounts due from TAQA Energy companies represent current accounts between the Company and the TAQA Energy group due to all cash transactions being done via a cash pooling system within TAQA Energy B.V. The current accounts are bearing interest based on Euribor. The average interest rate during 2019 was 0.06% (2018: 0.06%).

## 4 Shareholder's equity

### Share capital

The authorized share capital comprises 1,930,000 shares with a nominal value of EUR 1 each of which 386,000 shares have been issued and fully paid-up at December 31, 2019. During 2019, the nominal value and the issued capital have not changed.

### Shareholder's equity

(in EUR '000)	Common shares	Share premium	Legal reserve	Retained earnings	Total shareholders equity
Balance at January 1, 2018	386	235,048	700	194,318	430,452
Actuarial differences (including income tax effect)	-	-	-	(98)	(98)
Net result for 2018	-	-	31	9,748	9,779
Balance at December 31, 2018	<u>386</u>	<u>235,048</u>	<u>731</u>	<u>203,968</u>	<u>440,133</u>
(in EUR '000)	Common shares	Share premium	Legal reserve	Total Retained earnings	Total shareholders equity
Balance at January 1, 2019	386	235,048	731	203,968	440,133
Increase	-	-	361	(361)	-
Actuarial differences (including income tax effect)	-	-	-	(2,306)	(2,306)
Net result for 2019	-	-	(233)	12,822	12,589
Balance at December 31, 2019	<u>386</u>	<u>235,048</u>	<u>859</u>	<u>214,123</u>	<u>450,416</u>

### Proposed appropriation of the result for the year

The management proposes that the net profit in the amount of EUR 12.8 million is added to retained earnings. This proposal has been reflected in the accounts.

## 5 Provisions

The provisions represent Post-employment benefit obligations and the movements can be summarized as follows (in EUR'000):

	Pension	Total
Balance at January 1, 2019	5,134	5,134
Movement	2,760	2,760
Balance at December 31, 2019	<u>7,894</u>	<u>7,894</u>

For more details reference is made to note 10 of the consolidated financial statements.

## 6 Current Liabilities

(in EUR'000)	2019	2018
Long term liability short term repayment obligation	-	50,000
Accounts payable trade	346	19
Amounts owed to TAQA Energy companies	525,522	567,316
Amounts owed to TAQA Group companies	1	4,533
Taxes and social security	2,091	-
Other payables and accruals	2,460	3,232
	<u>530,420</u>	<u>625,100</u>

The amounts owed to TAQA Energy companies represent current accounts between the Company and the TAQA Energy group due to all cash transactions being done via a cash pooling system within TAQA Energy B.V. This liability is backed up by a current account with TAQA Financial Services B.V. The current accounts are bearing interest based on Euribor. The average interest during 2019 was 0.06% (2018: 0.06%).

## 7 Employee information

All personnel are employed by TAQA Energy B.V., reference is made to item 18 in the notes to the consolidated financial statements.

## **8 Subsequent events**

Reference is made to note 21 of the consolidated financial statements.

Alkmaar, October 2, 2020

Directors

A.S. Zwanepol

TAQA International B.V.

V. Gambhir

## **OTHER INFORMATION**

### **Statutory arrangements**

Article 20 of the Company's Articles of Association states that the board of Directors determines the amount of the distributable profit to be added to the Company's reserves. The remaining balance shall be distributed to the shareholder. The board of Directors is furthermore authorized to distribute one or more interim dividends.



## **Independent auditor's report**

To: the shareholder and management of TAQA Energy B.V.

### **Report on the audit of the financial statements 2019 included in the annual report**

#### **Our opinion**

We have audited the financial statements 2019 of TAQA Energy B.V., based in Alkmaar.

In our opinion the accompanying financial statements give a true and fair view of the financial position of TAQA Energy B.V. as at 31 December 2019, and of its result for 2019 in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

The financial statements comprise:

- › The consolidated and company balance sheet as at 31 December 2019
- › The consolidated and company income statement for 2019
- › The consolidated statement of other comprehensive income for 2019
- › The notes comprising a summary of the accounting policies and other explanatory information

#### **Basis for our opinion**

We conducted our audit in accordance with Dutch law, including the Dutch Standards on Auditing. Our responsibilities under those standards are further described in the Our responsibilities for the audit of the financial statements section of our report.

We are independent of TAQA Energy B.V. in accordance with the Wet toezicht accountantsorganisaties (Wta, Audit firms supervision act), the Verordening inzake de onafhankelijkheid van accountants bij assurance-opdrachten (ViO, Code of Ethics for Professional Accountants, a regulation with respect to independence) and other relevant independence regulations in the Netherlands. Furthermore we have complied with the Verordening gedrags- en beroepsregels accountants (VGBA, Dutch Code of Ethics).

We believe the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

#### **Emphasis of matter relating to uncertainty about Corona**

The developments around the Corona (COVID-19) pandemic have a profound impact on people, society and on the economy. This impacts operational and financial performance of organizations and the assessment of the ability to continue as a going concern. The impact may continue to evolve, giving rise to complexity and inherent uncertainty. TAQA Energy B.V. is confronted with this uncertainty as well. The financial statements and our auditor's report thereon reflect the conditions at the time of preparation, including the uncertainty and the impact on significant assumptions and estimations.

This is disclosed in the directors' report (sections Risk management and Subsequent events) and the notes to the financial statements (Note 2 and Note 21). We draw attention to these disclosures.

Our opinion is not modified in respect of this matter.



## **Report on other information included in the annual report**

In addition to the financial statements and our auditor's report thereon, the annual report contains other information that consists of:

- ▶ The directors' report
- > Other information pursuant to Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code

Based on the following procedures performed, we conclude that the other information:

- ▶ Is consistent with the financial statements and does not contain material misstatements
- ▶ Contains the information as required by Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code

We have read the other information. Based on our knowledge and understanding obtained through our audit of the financial statements or otherwise, we have considered whether the other information contains material misstatements. By performing these procedures, we comply with the requirements of Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code and the Dutch Standard 720. The scope of the procedures performed is less than the scope of those performed in our audit of the financial statements.

Management is responsible for the preparation of the other information, including the director's report in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code and other information pursuant to Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

## **Description of responsibilities for the financial statements**

### **Responsibilities of management for the financial statements**

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the financial statements in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code. Furthermore, management is responsible for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of the financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

As part of the preparation of the financial statements, management is responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern. Based on the financial reporting framework mentioned, management should prepare the financial statements using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the company or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so. Management should disclose events and circumstances that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern in the financial statements.

### **Our responsibilities for the audit of the financial statements**

Our objective is to plan and perform the audit assignment in a manner that allows us to obtain sufficient and appropriate audit evidence for our opinion.

Our audit has been performed with a high, but not absolute, level of assurance, which means we may not have detected all material errors and fraud.

Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements. The materiality affects the nature, timing and extent of our audit procedures and the evaluation of the effect of identified misstatements on our opinion.

We have exercised professional judgment and have maintained professional skepticism throughout the audit, in accordance with Dutch Standards on Auditing, ethical requirements and independence requirements. Our audit included e.g.:

- ▶ Identifying and assessing the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, designing and performing audit procedures responsive to those risks, and obtaining audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control
- ▶ Obtaining an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control
- ▶ Evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management
- ▶ Concluding on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting, and based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause a company to cease to continue as a going concern
- ▶ Evaluating the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures
- ▶ Evaluating whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation

We communicate with management regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant findings in internal control that we identify during our audit.

Amsterdam, 2 October 2020

Ernst & Young Accountants LLP

signed by J. Koek

## Uittreksel Handelsregister

### Kamer van Koophandel®

---

**KvK-nummer** 78049504

---

---

**Pagina** 1 (van 2)

---

De onderneming / organisatie wil niet dat haar adresgegevens worden gebruikt voor ongevraagde postreclame en verkoop aan de deur.

---

#### Rechtspersoon

RSIN	861246202
Rechtsvorm	Besloten Vennootschap
Statutaire naam	EBN CCS B.V.
Statutaire zetel	Utrecht
Eerste inschrijving handelsregister	15-05-2020
Datum akte van oprichting	14-05-2020
Geplaatst kapitaal	EUR 500,00
Gestort kapitaal	EUR 0,00

---

#### Onderneming

Handelsnaam	EBN CCS B.V.
Startdatum onderneming	14-05-2020 (datum registratie: 15-05-2020)
Activiteiten	SBI-code: 64303 - Beleggingsinstellingen met beperkte toetreding
Werkzame personen	0

---

#### Vestiging

Vestigingsnummer	000045703523
Handelsnaam	EBN CCS B.V.
Bezoekadres	Daalsesingel 1, 3511SV Utrecht
Datum vestiging	14-05-2020 (datum registratie: 15-05-2020)
Activiteiten	SBI-code: 64303 - Beleggingsinstellingen met beperkte toetreding

De vennootschap heeft ten doel om deel te nemen in een of meer ondernemingen die als behorend vennoot of als commanditaire vennootschap betrokken zijn bij de ontwikkeling en uitvoering van het "Porthos" project (een project dat zich richt op de uitvoering van alle activiteiten die benodigd zijn voor de realisatie en de uitvoering van de offshore transport- en opslagactiviteiten, inclusief compressie ten behoeve van de permanente opslag van in de regio Rotterdam afgevangen koolstofdioxide in de P18-voorkomens en inclusief het (mede) aanvragen van de benodigde opslagvergunningen voor de P18-voorkomens); houdster- en financieringsactiviteiten.

Werkzame personen	0
-------------------	---

---

## Uittreksel Handelsregister Kamer van Koophandel®

---

**KvK-nummer** 78049504

---

**Pagina** 2 (van 2)

**Enig aandeelhouder**

Naam	EBN B.V.
Bezoekadres	Daalsesingel 1, 3511SV Utrecht
Ingeschreven onder KvK-nummer	14026250
Enig aandeelhouder sedert	14-05-2020 (datum registratie: 15-05-2020)

---

**Bestuurder**

Naam	EBN B.V.
Bezoekadres	Daalsesingel 1, 3511SV Utrecht
Ingeschreven onder KvK-nummer	14026250
Datum in functie	14-05-2020 (datum registratie: 15-05-2020)
Bevoegdheid	Alleen/zelfstandig bevoegd

---

Uittreksel is vervaardigd op 08-02-2021 om 10.15 uur.

## Uittreksel Handelsregister

### Kamer van Koophandel<sup>®</sup>

---

**KvK-nummer** 14026250

---

**Pagina** 1 (van 6)

---

#### Rechtspersoon

RSIN	001726614
Rechtsvorm	Besloten Vennootschap
Statutaire naam	EBN B.V.
Statutaire zetel	Utrecht
Eerste inschrijving handelsregister	10-01-1973
Datum akte van oprichting	02-01-1973
Datum akte laatste statutenwijziging	07-02-2017
Geplaatst kapitaal	EUR 128.137.500,00
Gestort kapitaal	EUR 128.137.500,00
Deponering jaarstuk	De jaarrekening over boekjaar 2019 is gedeponeed op 01-04-2020.

---

#### Onderneming

Handelsnamen	EBN B.V. Energie Beheer Nederland
Startdatum onderneming	15-12-2005
Activiteiten	SBI-code: 19201 - Aardolieraffinage
Werkzame personen	110

---

#### Vestiging

Vestigingsnummer	000018871046
Handelsnamen	EBN B.V. Energie Beheer Nederland
Bezoekadres	Daalsesingel 1, 3511SV Utrecht
Telefoonnummer	0302339001
Faxnummer	0302339051
E-mailadres	ebn.mail@ebn.nl
Datum vestiging	15-12-2005
Activiteiten	SBI-code: 19201 - Aardolieraffinage

## Uittreksel Handelsregister Kamer van Koophandel®

**KvK-nummer** 14026250

**Pagina** 2 (van 6)

Het nemen van belang, in welke vorm dan ook, in de exploitatie van aardolie of aardgas en andere delfstoffen, waaronder mede te verstaan de bewerking, verwerking, vervoer, handel, opslag en behandeling van deze stoffen en de uit deze stoffen, eventueel tezamen met andere stoffen, vervaardigde produkten. Het verrichten van alle andere handelingen dienstig aan de verwezenlijking van haar vorenomschreven doel- einden waaronder begrepen het zelf bedrijfs- matig exploreren, exploiteren danwel winnen, bewerken, verwerken, vervoeren, verhandelen, opslaan en behandelen van de in lid 1 genoemde stoffen en produkten.

Werkzame personen

110

### Enig aandeelhouder

Naam	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Bezoekadres	Bezuidenhoutseweg 73, 2594AC 's-Gravenhage
Ingeschreven onder KvK-nummer	52813150
Enig aandeelhouder sedert	14-10-2010 (datum registratie: 22-02-2012)

### Bestuurder

Naam	van Hoogstraten, Jan Willem
Geboortedatum	14-08-1964
Datum in functie	01-03-2016 (datum registratie: 01-03-2016)
Titel	Directeur
Bevoegdheid	Alleen/zelfstandig bevoegd

### Commissarissen

Naam	Weck, Jan Willem
Geboortedatum	06-11-1947
Datum in functie	16-04-2015 (datum registratie: 26-06-2015)

Naam	Kneppers - Heijnert, Elizabeth Mary
Geboortedatum	17-07-1951
Datum in functie	01-01-2016 (datum registratie: 04-02-2016)

Naam	Huijskes, Jacobus Gerardus
Geboortedatum	05-03-1965
Datum in functie	01-01-2016 (datum registratie: 04-02-2016)
Titel	President van de Raad van Commissarissen

Naam	de Vries, Wouter Sjoerd
Geboortedatum	23-02-1954

## Uittreksel Handelsregister

### Kamer van Koophandel®

---

**KvK-nummer** 14026250

---

**Pagina** 3 (van 6)

Datum in functie 01-03-2017 (datum registratie: 28-09-2017)

Naam Dijkma, Sharon Alida Maria

Geboortedatum 16-04-1971

Datum in functie 05-04-2020 (datum registratie: 23-07-2020)

---

**Gevolmachtigden**

Naam Starink, Thijs Willem

Geboortedatum 23-07-1959

Datum in functie 01-09-2006

Titel Programme Manager E&P Assets

Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Scheffers, Bernardus Cornelis

Geboortedatum 20-12-1963

Datum in functie 01-06-2007

Titel Director Strategy & Technology

Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam de Vries, Peter Johan

Geboortedatum 12-11-1965

Datum in functie 01-02-2009

Titel Treasurer

Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Diekman, Theodorus Johannes

Geboortedatum 27-02-1968

Datum in functie 04-03-2010

Titel Asset Lead E&P Assets

Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Smaling, Anne Christina

Geboortedatum 11-01-1976

Datum in functie 01-03-2013 (datum registratie: 07-03-2013)

Titel General Counsel

Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

## Uittreksel Handelsregister

### Kamer van Koophandel®

---

**KvK-nummer** 14026250

---

**Pagina** 4 (van 6)

Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Schram, Gerben  
Geboortedatum 09-01-1969  
Datum in functie 20-03-2013 (datum registratie: 03-05-2013)  
Titel Cash Manager  
Inhoud volmacht Procuratiewhouder conform gededoneerde Procuratiewegeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Schroot, Barthold Michel  
Geboortedatum 12-08-1958  
Datum in functie 01-04-2013 (datum registratie: 03-05-2013)  
Titel Programme Manager Advice & Innovation  
Inhoud volmacht Procuratiewhouder conform gededoneerde Procuratiewegeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Brouwer, Bas  
Geboortedatum 17-10-1972  
Datum in functie 01-09-2013 (datum registratie: 02-09-2013)  
Titel Director Finance  
Inhoud volmacht Procuratiewhouder conform gededoneerde Procuratiewegeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Brand, Marjolein Yvette  
Geboortedatum 22-08-1968  
Datum in functie 01-09-2017 (datum registratie: 11-09-2017)  
Titel Manager HR  
Inhoud volmacht Procuratiewhouder conform gededoneerde Procuratiewegeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Harings, Michiel Johannes  
Geboortedatum 02-11-1979  
Datum in functie 01-09-2017 (datum registratie: 11-09-2017)  
Titel Technical Lead E&P Assets  
Inhoud volmacht procuratiewhouder conform gededoneerde Procuratiewegeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Metselaar, Gitta  
Geboortedatum 28-01-1960  
Datum in functie 01-05-2018 (datum registratie: 22-06-2018)



## Uittreksel Handelsregister Kamer van Koophandel<sup>®</sup>

**KvK-nummer** 14026250

**Pagina** 5 (van 6)

Titel Programme Manager Geotechnische operaties  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde procuratieregeling d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Hoff, Martin Arnoldus  
Geboortedatum 20-04-1962  
Datum in functie 11-02-2019 (datum registratie: 29-03-2019)  
Titel Manager Information Management  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde procuratieregeling d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Wesly, Monique Evelijn  
Geboortedatum 17-10-1966  
Datum in functie 01-04-2019 (datum registratie: 29-04-2019)  
Titel Manager Communications & Public Affairs  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Goense, Marinus Jacob Laurentius  
Geboortedatum 28-07-1977  
Datum in functie 01-05-2019 (datum registratie: 27-12-2019)  
Titel Team Lead Asset Management  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019  
Aanvang (huidige) volmacht 17-12-2019

Naam Maachi, Rachid  
Geboortedatum 11-05-1982  
Datum in functie 17-12-2019 (datum registratie: 19-02-2020)  
Titel Finance & Sales Lead E&P Assets  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform de gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Naam Kreft, Eric  
Geboortedatum 02-06-1970  
Datum in functie 01-01-2020 (datum registratie: 27-02-2020)  
Titel Programme Manager CC (U) S a.i.  
Inhoud volmacht Procuratiehouder conform de gedeponeerde Procuratieregeling EBN d.d. 17-12-2019

Naam Loosveld, Raymundus Johannes Hubertus  
Geboortedatum 02-06-1960  
Datum in functie 16-03-2020 (datum registratie: 10-06-2020)

## Uittreksel Handelsregister Kamer van Koophandel<sup>®</sup>

---

**KvK-nummer** 14026250

---

**Pagina** 6 (van 6)

Titel	Programme Manager Exploration
Inhoud volmacht	Conform door EBN gedeponeerde procurateregeling.
Naam	Exalto, Hermanus Johannes
Geboortedatum	10-07-1960
Datum in functie	01-05-2020 (datum registratie: 10-06-2020)
Titel	Programme Manager Geo-Energie
Inhoud volmacht	Zoals weergegeven in de bij de KVK gedeponeerde EBN-Procuratieregeling.
Naam	van de Meent, Maura Catherine
Geboortedatum	16-12-1966
Datum in functie	01-06-2020 (datum registratie: 23-07-2020)
Titel	Corporate Controller
Inhoud volmacht	Zoals weergegeven in de bij KVK gedeponeerde EBN-procuratieregeling

---

Uittreksel is vervaardigd op 08-02-2021 om 10.13 uur.



**AKTE VAN OPRICHTING**  
**EBN CCS B.V.**

Op veertien mei tweeduizendtweintig verschijnt voor mij, mr. Eveline Catharina Maria de Waard, —  
kandidaat-notaris, waarnemer van mr. Corstiaan Anne Voogt, notaris in Amsterdam: \_\_\_\_\_  
mr. Pieter Willem Robert van Hattum, advocaat, die werkzaam is op het kantoor van De Brauw —  
Blackstone Westbroek N.V., statutair gevestigd in Amsterdam, aan de Claude Debussylaan 80, —  
1082 MD Amsterdam, geboren in Breda op twee februari negentienhonderdeenennegentig, van —  
wie ik de identiteit heb vastgesteld aan de hand van een Nederlandse identiteitskaart met \_\_\_\_\_  
nummer IV37012J3. \_\_\_\_\_

Deze comparant handelt als schriftelijk gevolmachtigde van **EBN B.V.**, een besloten \_\_\_\_\_  
vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, statutair gevestigd in Utrecht, met adres \_\_\_\_\_  
Daalsesingel 1, 3511 SV Utrecht en handelsregisternummer 14026250 (de "**Oprichter**"). \_\_\_\_\_  
De comparant verklaart dat de Oprichter een besloten vennootschap met beperkte \_\_\_\_\_  
aansprakelijkheid opricht, die wordt geregeerd door de volgende \_\_\_\_\_

**STATUTEN:** \_\_\_\_\_

**1** **DEFINITIES** \_\_\_\_\_

In deze statuten gelden de volgende definities: \_\_\_\_\_

"**Algemene Vergadering**" betekent het orgaan dat bestaat uit de Stemgerechtigden, of —  
de bijeenkomst waarin de Vergadergerechtigden vergaderen; \_\_\_\_\_

"**BW**" betekent het Burgerlijk Wetboek; \_\_\_\_\_

"**Dochtermaatschappij**" betekent een dochtermaatschappij als bedoeld in artikel 2:24a —  
BW; \_\_\_\_\_

"**Overdrager**" een aandeelhouder die zijn aandelen wil overdragen; \_\_\_\_\_

"**Stemgerechtigden**" betekent aandeelhouders met stemrecht in de Algemene \_\_\_\_\_  
Vergadering; \_\_\_\_\_

"**Vennootschap**" betekent de besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid —  
waarvan de organisatie is vastgelegd in deze statuten; \_\_\_\_\_

"**Vergadergerechtigden**" betekent aandeelhouders; en \_\_\_\_\_

"**Vergaderrecht**" betekent het recht om, in persoon of bij schriftelijk gevolmachtigde, de —  
Algemene Vergadering bij te wonen en daar het woord te voeren. \_\_\_\_\_

**2** **NAAM, ZETEL EN DOEL** \_\_\_\_\_

**2.1** **Naam en zetel** \_\_\_\_\_

2.1.1 De naam van de Vennootschap is: **EBN CCS B.V.** \_\_\_\_\_

2.1.2 De Vennootschap heeft haar zetel in Utrecht. \_\_\_\_\_

**2.2** **Doel** \_\_\_\_\_

De Vennootschap heeft ten doel om deel te nemen in een of meer ondernemingen die als —  
beherend vennoot of als commanditaire vennootschap betrokken zijn bij de ontwikkeling —  
en uitvoering van het "Porthos" project (een project dat zich richt op de uitvoering van —  
alle activiteiten die benodigd zijn voor de realisatie en de uitvoering van de offshore —  
transport- en opslagactiviteiten, inclusief compressie ten behoeve van de permanente —  
opslag van in de regio Rotterdam afgevangen koolstofdioxide in de P18-voorkomens en —  
inclusief het (mede) aanvragen van de benodigde opslagvergunningen voor de P18- \_\_\_\_\_





voorkomens), daarin op andere wijze een belang te nemen, daarover beheer te voeren, -  
daarvoor financiering aan te trekken, hen te financieren, daarvoor zekerheid te stellen of  
zich te verbinden voor verplichtingen van deze ondernemingen en ten slotte alles wat in  
de ruimste zin verband houdt met of bevorderlijk kan zijn voor het doel. \_\_\_\_\_

### **3 KAPITAAL EN UITGIFTE VAN AANDELEN** \_\_\_\_\_

#### **3.1 Kapitaal en aandelen** \_\_\_\_\_

3.1.1 Het kapitaal van de Vennootschap bestaat uit één of meer aandelen met een nominale -  
waarde van vijfhonderd euro (EUR 500,--) elk. \_\_\_\_\_

3.1.2 De aandelen luiden op naam en zijn genummerd vanaf 1. \_\_\_\_\_

3.1.3 Aandeelbewijzen worden niet uitgegeven. \_\_\_\_\_

#### **3.2 Kwaliteitseis** \_\_\_\_\_

3.2.1 Houders van aandelen kunnen slechts zijn de Staat der Nederlanden (de "Staat") en -  
naamloze vennootschappen en besloten vennootschappen met beperkte \_\_\_\_\_  
aansprakelijkheid waarvan de statuten bepalen dat de aandelen uitsluitend middellijk of  
onmiddellijk aan de Staat kunnen toebehoren. \_\_\_\_\_

3.2.2 Als en voor zo lang een aandeelhouder niet aan het kwaliteitsvereiste als bedoeld in -  
artikel 3.2.1 voldoet, worden de aan zijn aandelen verbonden Vergaderrechten en \_\_\_\_\_  
stemrechten, zijn recht op dividend, betaling, terugbetaling of andere uitkeringen van de  
Vennootschap aan die aandeelhouder opgeschort. \_\_\_\_\_

Voormelde opschorting van vergaderrechten en stemrechten eindigt indien als gevolg -  
van die opschorting op geen enkel aandeel meer stemrecht kan worden uitgeoefend. \_\_\_\_\_

3.2.3 Als en voor zo lang als een aandeelhouder niet voldoet aan het kwaliteitsvereiste als -  
bedoeld in artikel 3.2.1 is de Vennootschap verplicht binnen drie (3) maanden na een -  
verzoek daartoe door die aandeelhouder een (1) of meer personen aan te wijzen die wel  
voldoen aan het kwaliteitsvereiste als bedoeld in artikel 3.2.1 en die bereid en in staat -  
zijn alle aandelen van de verzoekende aandeelhouder te kopen. De aandeelhouder en de  
aangewezen gegadigde(n) stelt/stellen de prijs van de aandelen vast. Als geen \_\_\_\_\_  
overeenstemming wordt bereikt over de prijs, wordt deze vastgesteld overeenkomstig -  
artikel 7.4. Als een aanwijzing als bedoeld in de eerste zin niet of niet tijdig plaatsvindt, of  
als door omstandigheden buiten zijn macht niet alle aandelen van de verzoeker worden -  
gekocht, wordt hij onherroepelijk vrijgesteld van het kwaliteitsvereiste als bedoeld in -  
artikel 3.2.1 en eindigt de opschorting van de aandeelhoudersrechten als bedoeld in -  
artikel 3.2.2. \_\_\_\_\_

#### **3.3 Uitgifte van aandelen** \_\_\_\_\_

3.3.1 De Algemene Vergadering besluit tot uitgifte van aandelen en stelt de uitgifteprijs en de -  
overige voorwaarden van uitgifte vast. \_\_\_\_\_

3.3.2 Aandelen worden niet uitgegeven tegen een uitgifteprijs die lager is dan de nominale -  
waarde van de aandelen. \_\_\_\_\_

3.3.3 Aandelen worden uitgegeven bij notariële akte. \_\_\_\_\_

#### **3.4 Voorkeursrecht** \_\_\_\_\_

3.4.1 Als aandelen worden uitgegeven, heeft iedere aandeelhouder een voorkeursrecht naar -  
evenredigheid van het gezamenlijke bedrag van zijn aandelen, onverminderd artikel 3.4.2  
en artikel 2:206a lid 1 tweede zin BW. Als een aandeelhouder niet of niet volledig \_\_\_\_\_  
gebruikmaakt van het voorkeursrecht, hebben de overige aandeelhouders op de \_\_\_\_\_



vrijvallende aandelen een evenredig voorkeursrecht als bedoeld in de vorige zin. Als —  
deze aandeelhouders samen ook niet of niet volledig gebruikmaken van het —  
voorkeursrecht, dan mag de Algemene Vergadering voor de dan vrijvallende aandelen —  
bepalen aan wie die aandelen - eventueel tegen minder gunstige voorwaarden - worden  
uitgegeven. —

- 3.4.2 De Algemene Vergadering kan per uitgifte het voorkeursrecht beperken of uitsluiten. —
- 3.4.3 Het voorkeursrecht kan niet afzonderlijk worden vervreemd. —
- 3.4.4 Als een voorkeursrecht bestaat, stelt de Algemene Vergadering bij het besluit tot uitgifte  
vast hoe en tijdens welke periode het voorkeursrecht kan worden uitgeoefend. Deze —  
periode duurt ten minste vier weken vanaf de dag dat de mededeling als bedoeld in —  
artikel 3.4.5 wordt verzonden. —
- 3.4.5 De Vennootschap deelt aan alle aandeelhouders mee dat er een uitgifte met —  
voorkeursrecht zal plaatsvinden en tijdens welke periode dat voorkeursrecht kan worden  
uitgeoefend. —
- 3.4.6 Dit artikel is van overeenkomstige toepassing als rechten tot het nemen van aandelen —  
worden verleend. Aandeelhouders hebben geen voorkeursrecht als aandelen worden —  
uitgegeven aan iemand die een recht tot het nemen van aandelen uitoefent. —

#### 4 **EIGEN AANDELEN**

##### 4.1 **Verkrijging en vervreemding van eigen aandelen**

- 4.1.1 Het bestuur beslist met inachtneming van artikel 8.3.6(q) over de verkrijging door de —  
Vennootschap van volgestorte aandelen. Verrijging door de Vennootschap van niet —  
volgestorte aandelen is nietig. —
- 4.1.2 Als de Vennootschap eigen aandelen vervreemdt, is artikel 3.3.1 van overeenkomstige —  
toepassing. —

#### 5 **AANDEELHOUDERSREGISTER, OPROEPINGEN EN MEDEDELINGEN**

##### 5.1 **Aandeelhoudersregister**

- 5.1.1 Het bestuur houdt een aandeelhoudersregister als bedoeld in artikel 2:194 BW. —
- 5.1.2 Het bestuur legt het aandeelhoudersregister ter inzage van de Vergadergerechtigden op  
het kantoor van de Vennootschap. —

##### 5.2 **Oproepingen en mededelingen**

- 5.2.1 Oproepingen en mededelingen aan Vergadergerechtigden worden schriftelijk gedaan aan  
de adressen die zijn vermeld in het aandeelhoudersregister. Als een —  
Vergadergerechtigde hiermee instemt, kunnen oproepingen en mededelingen aan hem —  
worden gedaan per e-mail. —
- 5.2.2 Mededelingen aan het bestuur worden schriftelijk gedaan aan het adres van de —  
Vennootschap, of per e-mail aan het adres dat voor dit doel bekend is gemaakt. —

#### 6 **CERTIFICERING EN BEPERKTE RECHTEN OP AANDELEN**

##### 6.1 **Certificering**

Aan certificaten van aandelen kan geen Vergaderrecht worden verbonden. —

##### 6.2 **Pandrecht**

Op aandelen kan geen pandrecht worden gevestigd. —

##### 6.3 **Vruchtgebruik**

- 6.3.1 Op aandelen kan vruchtgebruik worden gevestigd. —

- 6.3.2 Aan vruchtgebruikers kan niet het aan de aandelen verbonden stemrecht worden —





- toegekend. \_\_\_\_\_
- 7 LEVERING VAN AANDELEN EN OVERDRACHTSBEPERKINGEN** \_\_\_\_\_
- 7.1 Levering van aandelen** \_\_\_\_\_
- Aandelen worden geleverd bij notariële akte. \_\_\_\_\_
- 7.2 Goedkeuring voor overdracht door de Algemene Vergadering** \_\_\_\_\_
- 7.2.1 Een Overdrager mag zijn aandelen overdragen na goedkeuring door de Algemene Vergadering. Dit geldt niet voor de Vennootschap die aandelen wil overdragen. \_\_\_\_\_
- 7.3 Goedkeuring voor overdracht: procedure** \_\_\_\_\_
- 7.3.1 Een Overdrager verzoekt de Algemene Vergadering om goedkeuring voor de overdracht door middel van een mededeling aan het bestuur. Bij deze mededeling moet de Overdrager aangeven: \_\_\_\_\_
- (a) het aantal aandelen dat hij wil overdragen; \_\_\_\_\_
- (b) de eventuele soort en aanduiding van die aandelen; en \_\_\_\_\_
- (c) de personen aan wie hij die aandelen wil overdragen. \_\_\_\_\_
- 7.3.2 Het bestuur roept binnen zeven dagen na ontvangst van de in artikel 7.3.1 bedoelde mededeling een Algemene Vergadering op om het verzoek tot goedkeuring te behandelen. \_\_\_\_\_
- 7.3.3 Binnen tweeënveertig dagen nadat het bestuur de in artikel 7.3.1 bedoelde mededeling heeft ontvangen, besluit de Algemene Vergadering of zij wel of niet goedkeuring verleent. Als de Algemene Vergadering niet binnen die termijn besluit, wordt de goedkeuring geacht te zijn verleend. \_\_\_\_\_
- 7.3.4 Als de Algemene Vergadering de goedkeuring weigert, moet zij gelijktijdig een of meer gegadigden aanwijzen die bereid zijn de aandelen te kopen tegen contante betaling. De prijs wordt vastgesteld in overeenstemming met artikel 7.4.1. Als de Algemene Vergadering geen gegadigden aanwijst, wordt de goedkeuring geacht toch te zijn verleend. De Vennootschap kan alleen gegadigde zijn met instemming van de Overdrager. \_\_\_\_\_
- 7.3.5 De Overdrager mag de aandelen overdragen binnen negentig dagen nadat de goedkeuring is verleend of wordt geacht te zijn verleend. \_\_\_\_\_
- 7.4 Goedkeuring voor overdracht: prijsbepaling** \_\_\_\_\_
- 7.4.1 De Overdrager en iedere aangewezen gegadigde treden in overleg om de prijs van de aandelen vast te stellen. Als zij geen overeenstemming bereiken, wordt de prijs vastgesteld door een onafhankelijke deskundige. Het bestuur en de Overdrager wijzen samen de deskundige aan. Als zij hierover geen overeenstemming bereiken, wordt de deskundige aangewezen door de voorzitter van de Koninklijke Notariële Beroepsorganisatie. \_\_\_\_\_
- 7.4.2 Nadat de deskundige de prijs aan de Overdrager bekend heeft gemaakt, heeft de Overdrager dertig dagen de tijd om te beslissen of hij zijn aandelen overdraagt aan de gegadigden. \_\_\_\_\_
- 7.4.3 De kosten van de prijsvaststelling zijn voor rekening van de Vennootschap, maar als de Overdrager besluit zijn aandelen niet over te dragen aan de gegadigden moet hij de helft van de gemaakte kosten aan de Vennootschap vergoeden. \_\_\_\_\_
- 7.5 Goedkeuring voor overdracht: verzuim** \_\_\_\_\_
- 7.5.1 Onmiddellijk nadat de prijs in overleg is vastgesteld of de termijn in artikel 7.4.2 is \_\_\_\_\_



- verstrekken en de Overdrager of de gegadigde zich niet heeft teruggetrokken, mag iedere partij overdracht van de aandelen vorderen tegen contante betaling. \_\_\_\_\_
- 7.5.2 Als er maar één gegadigde is en deze gegadigde is in verzuim met de betaling, mag de Overdrager binnen negentig dagen alle aandelen overdragen aan de door hem opgegeven personen bedoeld in artikel 7.3.1(c). \_\_\_\_\_
- 7.5.3 Als er meer gegadigden zijn en een van hen is in verzuim met de betaling, doet de Overdrager daarvan binnen zeven dagen mededeling aan alle gegadigden. De gegadigden die niet in verzuim zijn, hebben vervolgens veertien dagen om de Overdrager te laten weten of zij de aandelen willen kopen die waren toebedeeld aan de gegadigde die in verzuim is. Daarbij geven zij aan hoeveel extra aandelen zij maximaal willen kopen. Als alle aandelen die waren toebedeeld aan de gegadigde die in verzuim is kunnen worden verkocht aan de overige gegadigden, komt een koopovereenkomst tot stand waarbij de Overdrager en de gegadigden zich niet kunnen terugtrekken. Als er op deze wijze geen koopovereenkomst tot stand komt voor al deze aandelen, gelden de overige koopovereenkomsten als ontbonden en mag de Overdrager binnen negentig dagen alle aandelen overdragen aan de door hem opgegeven personen bedoeld in artikel 7.3.1(c). \_\_\_\_\_
- 7.5.4 Als de Overdrager in verzuim is met de levering van de aandelen aan gegadigde, is de Vennootschap onherroepelijk gemachtigd om de aandelen te leveren. Dit moet zij doen binnen tien dagen nadat een gegadigde dit aan de Vennootschap heeft verzocht. \_\_\_\_\_
- 8 BESTUUR** \_\_\_\_\_
- 8.1 Benoeming, schorsing, ontslag, belet en ontstentenis** \_\_\_\_\_
- 8.1.1 De Vennootschap wordt bestuurd door het bestuur. De Algemene Vergadering bepaalt het aantal bestuurders. \_\_\_\_\_
- 8.1.2 De Algemene Vergadering benoemt de bestuurders. De Algemene Vergadering kan bestuurders schorsen en ontslaan. \_\_\_\_\_
- 8.1.3 Als één of meer bestuurders ontbreken of verhinderd zijn, wordt de Vennootschap bestuurd door de overblijvende bestuurder(s). Als alle bestuurders ontbreken of verhinderd zijn, wordt de Vennootschap tijdelijk bestuurd door een persoon die daartoe door de Algemene Vergadering is aangewezen. Als alle bestuurders ontbreken, neemt deze persoon zo spoedig mogelijk de nodige maatregelen om een definitieve voorziening te treffen. Onder verhinderd wordt hier verstaan de situatie dat de bestuurder tijdelijk zijn functie niet kan uitoefenen als gevolg van: \_\_\_\_\_
- (a) schorsing; \_\_\_\_\_
- (b) ziekte; of \_\_\_\_\_
- (c) onbereikbaarheid. \_\_\_\_\_
- 8.2 Bezoldiging** \_\_\_\_\_
- De Algemene Vergadering stelt de beloning en andere voorwaarden vast die op de bestuurders van toepassing zijn. \_\_\_\_\_
- 8.3 Interne organisatie en besluitvorming** \_\_\_\_\_
- 8.3.1 Het bestuur kan zijn interne aangelegenheden regelen in een schriftelijk reglement. Verder kunnen de bestuurders, al dan niet bij reglement, onder goedkeuring van de Algemene Vergadering hun werkzaamheden onderling verdelen. \_\_\_\_\_
- 8.3.2 Het bestuur vergadert wanneer een bestuurder dat nodig vindt. Het bestuur besluit bij volstreekte meerderheid van de uitgebrachte stemmen. Bij staking van stemmen beslist de





- Algemene Vergadering. \_\_\_\_\_
- 8.3.3 Een bestuurder kan zich in de vergadering laten vertegenwoordigen door een andere bestuurder. \_\_\_\_\_
- 8.3.4 Een bestuurder neemt niet deel aan de beraadslaging en besluitvorming van het bestuur als hij daarbij een direct of indirect persoonlijk belang heeft dat tegenstrijdig is met het belang van de Vennootschap en de met haar verbonden onderneming. Als hierdoor geen bestuursbesluit kan worden genomen, neemt de Algemene Vergadering het besluit. \_\_\_\_\_
- 8.3.5 Het bestuur kan ook buiten vergadering besluiten nemen, mits dit schriftelijk of op reproduceerbare wijze langs elektronische weg gebeurt en alle stemgerechtigde bestuurders met deze wijze van besluitvorming hebben ingestemd. De artikelen 8.3.2 en 8.3.4 zijn van overeenkomstige toepassing op de besluitvorming van het bestuur buiten vergadering. \_\_\_\_\_
- 8.3.6 Goedkeuring van de Algemene Vergadering is vereist voor besluiten van het bestuur omtrent: \_\_\_\_\_
- (a) een belangrijke verandering van de identiteit of het karakter van de Vennootschap of onderneming, waaronder begrepen:
    - (i) het aangaan of verbreken van een duurzame samenwerking van de Vennootschap of een Dochtermaatschappij met een andere rechtspersoon of vennootschap of als volledig aansprakelijke vennote in een commanditaire vennootschap of vennootschap onder firma; \_\_\_\_\_
    - (ii) het nemen van een deelneming in het kapitaal van een vennootschap dan wel het oprichten van een vennootschap die middellijk of onmiddellijk activiteiten zal (gaan) verrichten waarvoor EBN B.V. op grond van artikel 82 lid 3 Mijnbouwwet instemming van de Minister van Economische Zaken en Klimaat nodig heeft, alsmede het ingrijpend vergroten of verminderen van een dergelijke deelneming; \_\_\_\_\_
    - (iii) overdracht van de onderneming of vrijwel de gehele onderneming van de Vennootschap aan een derde; \_\_\_\_\_
  - (b) het sluiten van het bedrijf van de Vennootschap of van een Dochtermaatschappij of van een belangrijk onderdeel van zodanig bedrijf; \_\_\_\_\_
  - (c) het aangaan en beëindigen van de arbeidsovereenkomst van twintig procent (20%) of meer van het totaal van de werknemers van de Vennootschap en haar Dochtermaatschappijen, tegelijkertijd of binnen een kort tijdsbestek; \_\_\_\_\_
  - (d) ingrijpende wijziging in de arbeidsomstandigheden van twintig procent (20%) of meer van het totaal van de werknemers van de Vennootschap en haar Dochtermaatschappijen; \_\_\_\_\_
  - (e) het treffen van pensioenregelingen en het toekennen van pensioenrechten boven die welke uit bestaande regelingen voortvloeien; \_\_\_\_\_
  - (f) de vaststelling en de wijziging van het exploitatiebudget en het investerings- en financieringsplan; \_\_\_\_\_
  - (g) het verstrekken van borgtochten en garanties, anders dan in de normale bedrijfsvoering van de Vennootschap; \_\_\_\_\_
  - (h) het ter leen verstrekken van gelden en het aangaan van geldleningen die niet zijn voorzien in het financieringsplan; \_\_\_\_\_





- (i) het aanstellen van procuratiehouders en de toekenning van hun bevoegdheid;—
- (j) het vestigen van een beperkt recht op vermogensrechten en roerende zaken, — indien de waarde hiervan een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,—) of een door de Algemene Vergadering vastgesteld en aan het bestuur — medegedeeld hoger bedrag te boven gaat;—
- (k) het verkrijgen, vervreemden of bezwaren van onroerende zaken, indien de — waarde hiervan een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,—) of een — door de Algemene Vergadering vastgesteld en aan het bestuur medegedeeld — hoger bedrag te boven gaat;—
- (l) de vaststelling van beleidsvoornemens (en daarin van tijd tot tijd aan te brengen wijzigingen) betreffende de strategie die moet leiden tot het realiseren van de — doelstellingen en de randvoorwaarden die bij de strategie worden gehanteerd — alsmede de vaststelling van de algemene lijnen van het te volgen financiële, — sociale en economische beleid en van het personeelsbeleid;—
- (m) het verrichten van (des)investeringen en het verrichten van andere — rechtshandelingen, indien het belang of de waarde van die rechtshandelingen — voor de Vennootschap een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,—) of een door de Algemene Vergadering vastgesteld en aan het bestuur — medegedeeld hoger bedrag te boven gaat;—
- (n) het optreden in rechte inzake geschillen en aangelegenheden waarmee een — belang van twintig miljoen euro (EUR 20.000.000,—) of meer is gemoeid;—
- (o) het aangaan van een vaststellingsovereenkomst inzake aangelegenheden — waarmee een belang van twintig miljoen euro (EUR 20.000.000,—) of meer is — gemoeid;—
- (p) het neerleggen ten kantore van het handelsregister van een voorstel tot — juridische fusie of juridische splitsing;—
- (q) het inkopen van aandelen; en —
- (r) het uitoefenen van stemrecht op aandelen in een Dochtermaatschappij:—
  - (i) met betrekking tot de goedkeuring van besluiten van het bestuur van die Dochtermaatschappij opgenomen onder artikel 8.3.6(a) tot en met — 8.3.6(r); en—
  - (ii) met betrekking tot:—
    - (A) wijziging van een of meer van de volgende bepalingen in de — statuten van een Dochtermaatschappij: doelomschrijving, — kwaliteitseisen voor het aandeelhouderschap of besluiten van het — bestuur die goedkeuring van de algemene vergadering vereisen;—
    - (B) (goedkeuring van) een overdracht van aandelen;—
    - (C) goedkeuring van een inkoop van aandelen; en—
    - (D) uitgifte van aandelen.—

De Algemene Vergadering kan voorts besluiten van het bestuur onderwerpen aan haar — goedkeuring, mits in het daartoe strekkende besluit de desbetreffende besluiten specifiek zijn omschreven en deze aan het bestuur zijn medegedeeld. —

- 8.3.7 Het bestuur kan zonder opdracht van de Algemene Vergadering geen aangifte doen tot — faillietverklaring van de Vennootschap.—



- 8.3.8 Het bestuur volgt de aanwijzingen van de Algemene Vergadering op, tenzij deze in strijd zijn met het belang van de Vennootschap en de met haar verbonden onderneming. \_\_\_\_\_
- 8.4 Vertegenwoordiging** \_\_\_\_\_
- 8.4.1 Het bestuur of iedere bestuurder afzonderlijk, kan de Vennootschap vertegenwoordigen. \_\_\_\_\_
- 8.4.2 Als alle aandelen in het kapitaal van de Vennootschap worden gehouden door één aandeelhouder, en deze aandeelhouder ook de Vennootschap vertegenwoordigt, worden rechtshandelingen van de Vennootschap met deze enig aandeelhouder schriftelijk vastgelegd. Dit geldt niet voor rechtshandelingen die onder de bedongen voorwaarden tot de gewone bedrijfsuitoefening van de Vennootschap behoren. \_\_\_\_\_
- 8.4.3 Het bestuur kan met inachtneming van artikel 8.3.6(i) aan één of meer personen, al dan niet in dienst van de Vennootschap, procuratie of op een andere wijze doorlopende vertegenwoordigingsbevoegdheid toekennen. \_\_\_\_\_
- 9 ALGEMENE VERGADERING** \_\_\_\_\_
- 9.1 Jaarlijkse Algemene Vergadering** \_\_\_\_\_
- 9.1.1 Tijdens het boekjaar van de Vennootschap wordt ten minste één Algemene Vergadering gehouden, tenzij over de onderwerpen als bedoeld in artikel 9.1.2 in overeenstemming met artikel 9.5 (*Besluiten buiten vergadering*) buiten vergadering is besloten. \_\_\_\_\_
- 9.1.2 De agenda voor de jaarlijkse Algemene Vergadering bevat in ieder geval de volgende onderwerpen: \_\_\_\_\_
- (a) de behandeling van het bestuursverslag als artikel 2:391 BW voor de Vennootschap geldt; \_\_\_\_\_
- (b) de vaststelling van de jaarrekening; \_\_\_\_\_
- (c) de bestemming van de winst; en \_\_\_\_\_
- (d) de verlening van decharge aan bestuurders die in het afgelopen boekjaar in functie waren, voor hun bestuur over dat boekjaar. \_\_\_\_\_
- 9.1.3 De in artikel 9.1.2 bedoelde onderwerpen hoeven niet te worden opgenomen in de agenda als de termijn voor het opmaken van de jaarrekening en, als dat van toepassing is, voor het overleggen van het bestuursverslag is verlengd, of een voorstel daartoe op die agenda is geplaatst. De in artikel 9.1.2(a), (b) en (d) bedoelde onderwerpen hoeven niet op die agenda te worden opgenomen als de jaarrekening wordt vastgesteld op de wijze als bepaald in artikel 10.1.6. \_\_\_\_\_
- 9.1.4 Een Algemene Vergadering wordt verder bijeengeroepen wanneer het bestuur of een aandeelhouder dat nodig vindt. \_\_\_\_\_
- 9.2 Plaats en oproeping** \_\_\_\_\_
- 9.2.1 Algemene Vergaderingen worden gehouden in de gemeente waar de Vennootschap haar zetel heeft. \_\_\_\_\_
- 9.2.2 De oproeping vindt plaats met inachtneming van de termijn als bedoeld in artikel 2:225 BW. \_\_\_\_\_
- 9.2.3 Bij de oproeping wordt de agenda vermeld en ook de plaats en het tijdstip van de Algemene Vergadering. \_\_\_\_\_
- 9.3 Vergaderorde** \_\_\_\_\_
- 9.3.1 De Algemene Vergadering benoemt zelf haar voorzitter. De voorzitter wijst de secretaris aan. \_\_\_\_\_
- 9.3.2 De Algemene Vergadering wordt genotuleerd. \_\_\_\_\_





- 9.3.3 De bestuurders kunnen de Algemene Vergaderingen bijwonen en hebben als zodanig in de Algemene Vergaderingen een raadgevende stem. \_\_\_\_\_
- 9.4 Stemprocedure en volmacht** \_\_\_\_\_
- 9.4.1 In de Algemene Vergadering geeft ieder aandeel recht op het uitbrengen van een stem. – Blanco stemmen en ongeldige stemmen worden aangemerkt als niet uitgebracht. \_\_\_\_\_
- 9.4.2 Besluiten worden genomen bij volstrekte meerderheid van de uitgebrachte stemmen, – tenzij bij de wet of deze statuten uitdrukkelijk een grotere meerderheid wordt \_\_\_\_\_ voorgeschreven. \_\_\_\_\_
- 9.4.3 Het bestuur kan besluiten dat iedere Vergadergerechtigde door middel van een \_\_\_\_\_ elektronisch communicatiemiddel rechtstreeks kennis kan nemen van en deel kan nemen aan de Algemene Vergadering. \_\_\_\_\_
- 9.4.4 Het bestuur kan besluiten dat iedere Stemgerechtigde door middel van een elektronisch communicatiemiddel in persoon of door een schriftelijk gevolmachtigde het stemrecht kan (doen) uitoefenen. \_\_\_\_\_
- 9.4.5 Het bestuur kan voorwaarden verbinden aan het gebruik van het elektronisch \_\_\_\_\_ communicatiemiddel. In de oproeping worden deze voorwaarden vermeld of wordt \_\_\_\_\_ vermeld waar deze kunnen worden geraadpleegd. \_\_\_\_\_
- 9.4.6 Vergadergerechtigden kunnen zich in de Algemene Vergadering door een schriftelijk \_\_\_\_\_ gevolmachtigde laten vertegenwoordigen. \_\_\_\_\_
- 9.5 Besluiten buiten vergadering** \_\_\_\_\_
- 9.5.1 Stemgerechtigden kunnen alle besluiten die zij in een Algemene Vergadering kunnen \_\_\_\_\_ nemen ook buiten vergadering nemen. De bestuurders worden in de gelegenheid gesteld voorafgaand aan de besluitvorming over het voorstel advies uit te brengen. \_\_\_\_\_
- 9.5.2 Een besluit buiten vergadering is alleen geldig als alle Vergadergerechtigden met deze \_\_\_\_\_ wijze van besluitvorming hebben ingestemd en het voorstel verder schriftelijk of op \_\_\_\_\_ reproduceerbare wijze langs elektronische weg is aangenomen zoals wordt \_\_\_\_\_ voorgeschreven door de wet en deze statuten. \_\_\_\_\_
- 9.5.3 Degenen die buiten vergadering een besluit hebben genomen, stellen het bestuur \_\_\_\_\_ meteen in kennis van het genomen besluit. \_\_\_\_\_
- 10 BOEKJAAR, JAARSTUKKEN EN ACCOUNTANT** \_\_\_\_\_
- 10.1 Boekjaar en jaarstukken** \_\_\_\_\_
- 10.1.1 Het boekjaar is gelijk aan het kalenderjaar. \_\_\_\_\_
- 10.1.2 Jaarlijks binnen vijf maanden na afloop van elk boekjaar maakt het bestuur een \_\_\_\_\_ jaarrekening op en legt zij deze voor de Vergadergerechtigden ter inzage op het kantoor van de Vennootschap. Op grond van bijzondere omstandigheden kan de Algemene \_\_\_\_\_ Vergadering deze termijn verlengen met ten hoogste vijf maanden. \_\_\_\_\_
- 10.1.3 Als de in artikel 10.2 (*Accountant*) bedoelde opdracht aan een accountant is verleend, – wordt de verklaring van de accountant bij de jaarrekening gevoegd. Daarnaast wordt het bestuursverslag bij de jaarrekening gevoegd, tenzij artikel 2:391 BW niet voor de \_\_\_\_\_ Vennootschap geldt. Ook worden de in artikel 2:392 lid 1 BW bedoelde overige gegevens bijgevoegd, voor zover het in dat lid bepaalde op de Vennootschap van toepassing is. \_\_\_\_\_
- 10.1.4 Alle bestuurders ondertekenen de jaarrekening; ontbreekt een ondertekening, dan wordt daarvan melding gemaakt onder opgaaf van de reden. \_\_\_\_\_
- 10.1.5 De Algemene Vergadering stelt de jaarrekening vast, tenzij de jaarrekening al in \_\_\_\_\_



- overeenstemming met artikel 10.1.6 is vastgesteld. \_\_\_\_\_
- 10.1.6 Als alle aandeelhouders ook bestuurders van de Vennootschap zijn, geldt de \_\_\_\_\_  
ondertekening van de jaarrekening door alle bestuurders ook als vaststelling van de \_\_\_\_\_  
jaarrekening, mits alle overige Vergadergerechtigden in de gelegenheid zijn geweest om \_\_\_\_\_  
kennis te nemen van de opgemaakte jaarrekening en met deze wijze van vaststelling \_\_\_\_\_  
hebben ingestemd. Als de jaarrekening op deze wijze is vastgesteld, leidt dat tot \_\_\_\_\_  
decharge van bestuurders zoals bedoeld in artikel 9.1.2(d). \_\_\_\_\_
- 10.2 Accountant** \_\_\_\_\_
- 10.2.1 De Vennootschap kan een accountant als bedoeld in artikel 2:393 BW de opdracht \_\_\_\_\_  
verlenen om de door het bestuur opgemaakte jaarrekening te onderzoeken in \_\_\_\_\_  
overeenstemming met lid 3 van dat artikel. Als de wet dat verlangt, moet de \_\_\_\_\_  
Vennootschap deze opdracht verlenen. \_\_\_\_\_
- 10.2.2 De Algemene Vergadering verleent de opdracht aan de accountant. Verleent de \_\_\_\_\_  
Algemene Vergadering de opdracht niet, dan verleent het bestuur de opdracht. \_\_\_\_\_
- 10.2.3 De Algemene Vergadering en degene die de opdracht heeft verleend kunnen de aan de \_\_\_\_\_  
accountant verleende opdracht intrekken. Intrekking van de opdracht kan alleen om \_\_\_\_\_  
gegronde redenen en met inachtneming van artikel 2:393 lid 2 BW. \_\_\_\_\_
- 10.2.4 De accountant brengt over zijn onderzoek verslag uit aan het bestuur en geeft de uitslag \_\_\_\_\_  
van zijn onderzoek weer in een verklaring over de getrouwheid van de jaarrekening. \_\_\_\_\_
- 11 WINST EN VERLIES** \_\_\_\_\_
- 11.1 Winst, verlies en uitkeringen op aandelen** \_\_\_\_\_
- 11.1.1 De Algemene Vergadering bestemt de winst die door vaststelling van de jaarrekening is \_\_\_\_\_  
bepaald, bepaalt hoe een tekort wordt verwerkt en stelt tussentijdse uitkeringen uit de \_\_\_\_\_  
winst of uitkeringen uit reserves vast. \_\_\_\_\_
- 11.1.2 Bij de berekening van de verdeling van een uitkering tellen de aandelen die de \_\_\_\_\_  
Vennootschap in haar kapitaal houdt niet mee, tenzij op deze aandelen een pandrecht of \_\_\_\_\_  
een recht van vruchtgebruik rust ten gevolge waarvan het recht op uitkering toekomt aan \_\_\_\_\_  
de pandhouder of de vruchtgebruiker. \_\_\_\_\_
- 11.1.3 Uitkeringen zijn opeisbaar vier weken na vaststelling, tenzij de Algemene Vergadering op \_\_\_\_\_  
voorstel van het bestuur een andere datum bepaalt. \_\_\_\_\_
- 11.1.4 De Algemene Vergadering kan besluiten dat uitkeringen geheel of gedeeltelijk in een \_\_\_\_\_  
andere vorm dan in geld worden uitgekeerd. \_\_\_\_\_
- 12 ONTBINDING** \_\_\_\_\_
- 12.1 Vereffening** \_\_\_\_\_
- 12.1.1 Als de Vennootschap wordt ontbonden als gevolg van een besluit van de Algemene \_\_\_\_\_  
Vergadering en haar vermogen moet worden vereffend, worden de bestuurders \_\_\_\_\_  
vereffenaars, tenzij de Algemene Vergadering één of meer andere vereffenaars benoemt.
- 12.1.2 Nadat de Vennootschap heeft opgehouden te bestaan, worden haar boeken, bescheiden \_\_\_\_\_  
en andere gegevensdragers gedurende zeven jaar bewaard door degene die daartoe \_\_\_\_\_  
door de vereffenaars of bij ontbreken van vereffenaars door het bestuur is aangewezen. \_\_\_\_\_
- 13 OVERGANGSBEPALING** \_\_\_\_\_
- Het eerste boekjaar eindigt op eenendertig december tweeduizendtweentwintig. Dit artikel \_\_\_\_\_  
vervalt samen met zijn opschrift na verloop van het eerste boekjaar. \_\_\_\_\_
- De comparant verklaart: \_\_\_\_\_





- (a) De Oprichter neemt deel voor het geplaatste kapitaal, dat vijfhonderd euro (EUR 500,--) bedraagt en bestaat uit een (1) aandeel (het "**Aandeel**").
- (b) De Oprichter is met en namens de vennootschap overeengekomen dat het Aandeel in — geld worden volgestort. Op het Aandeel is ten tijde van het verlijden van deze akte nul — euro (EUR 0,--) gestort.
- (c) De eerste bestuurder is **EBN B.V.**, statutair gevestigd in Utrecht, met adres Daalsesingel 1, 3511 SV Utrecht en handelsregisternummer 14026250.

Van het bestaan van de volmacht is mij, notaris, genoegzaam gebleken. De schriftelijke volmacht wordt aan deze akte gehecht.

Deze akte wordt in minuut verleden in Amsterdam, op de datum die bovenaan deze akte is — vermeld. Ik heb de zakelijke inhoud van de akte meegedeeld en toegelicht. Ook heb ik gewezen op de gevolgen die voor de partij voortvloeien uit de inhoud van de akte. De comparant heeft — verklaard kennis te hebben genomen van de inhoud van de akte en in te stemmen met beperkte voorlezing. Vervolgens heb ik die gedeelten van de akte voorgelezen die moeten worden — voorgelezen op grond van de wet. Onmiddellijk daarna hebben de comparant, die aan mij bekend is, en ik de akte ondertekend.

(get.): P.W.R. van Hattum, E.C.M. de Waard.

UITGEGEVEN VOOR AFSCHRIFT

door mr. Eveline Catharina Maria de Waard,  
kandidaat-notaris, waarnemer van mr. Corstiaan Anne  
Voogt, notaris in Amsterdam, op 14 mei 2020.





**AKTE VAN STATUTENWIJZIGING**  
**EBN B.V.**

Op zeven februari tweeduizendzeventien verschijnt voor mij, mr. Corstiaan Anne Voogt, notaris in Amsterdam: \_\_\_\_\_

mr. Angela van Breda, kandidaat-notaris, die werkzaam is op het kantoor van De Brauw \_\_\_\_\_  
Blackstone Westbroek N.V., statutair gevestigd in Amsterdam, aan de Claude Debussylaan 80, -  
1082 MD Amsterdam, geboren in Geldermalsen op negen oktober \_\_\_\_\_  
negentienhonderdvierentachtig. \_\_\_\_\_

De comparant verklaart dat op dertien januari tweeduizendzeventien door de algemene \_\_\_\_\_  
vergadering van de besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid: **EBN B.V.**, statutair -  
gevestigd in Utrecht en met adres Daalsesingel 1, 3511 SV Utrecht, handelsregisternummer \_\_\_\_\_  
14026250, is besloten, met goedkeuring van de Minister van Economische Zaken, de statuten \_\_\_\_\_  
van die vennootschap te wijzigen en de comparant te machtigen deze akte te doen verlijden. \_\_\_\_\_  
Ter uitvoering van die besluiten verklaart de comparant de statuten van de vennootschap als \_\_\_\_\_  
volgt te wijzigen: \_\_\_\_\_

**STATUTEN**

**Naam en zetel.** \_\_\_\_\_

**Artikel 1.** \_\_\_\_\_

1.1. De vennootschap is genaamd: EBN B.V. \_\_\_\_\_

1.2. Zij is gevestigd in Utrecht. \_\_\_\_\_

**Doel.** \_\_\_\_\_

**Artikel 2.** \_\_\_\_\_

2.1. De vennootschap heeft ten doel: \_\_\_\_\_

- a. het nemen van belang, in welke vorm dan ook, in de exploitatie van aardolie en -  
aardgas en/of andere koolwaterstoffen, waaronder mede te verstaan de \_\_\_\_\_  
bewerking, verwerking, vervoer, handel, opslag en behandeling van deze stoffen  
en de uit deze stoffen, eventueel samen met andere stoffen, vervaardigde \_\_\_\_\_  
producten; \_\_\_\_\_
- b. het verrichten van alle andere handelingen die bijdragen aan de verwezenlijking  
van haar hierboven omschreven doeleinden waaronder begrepen het zelf \_\_\_\_\_  
bedrijfsmatig exploreren, exploiteren, bewerken, verwerken, vervoeren, \_\_\_\_\_  
verhandelen, opslaan en behandelen van de in sub a genoemde stoffen en \_\_\_\_\_  
producten; en \_\_\_\_\_
- c. het al dan niet via een deelneming verrichten van en het met inachtneming van -  
artikel 83 van de Mijnbouwwet voeren van beheer over activiteiten als bedoeld in  
artikel 82 derde lid van de Mijnbouwwet, alsmede het voeren van beheer over die  
deelnemingen. \_\_\_\_\_



- 2.2. De vennootschap voert haar activiteiten uit in overeenstemming met het energiebeleid van de Minister van Economische Zaken en binnen het kader van en ter uitvoering van de aan haar opgedragen taken in de Mijnbouwwet. \_\_\_\_\_

**Kapitaal en aandelen.** \_\_\_\_\_

**Artikel 3.** \_\_\_\_\_

- 3.1. Het maatschappelijk kapitaal van de vennootschap bedraagt éénhonderdachtentwintig miljoen éénhonderdzevenendertigduizend vijfhonderd euro (EUR 128.137.500,--), \_\_\_\_\_ verdeeld in tweehonderdvierentachtigduizend zevenhonderdvijftig (284.750) gewone \_\_\_\_\_ aandelen, elk nominaal groot vierhonderdvijftig euro (EUR 450,--). \_\_\_\_\_
- 3.2. Houders van aandelen kunnen slechts zijn de Staat der Nederlanden (de "Staat") en \_\_\_\_\_ naamloze vennootschappen en besloten vennootschappen met beperkte \_\_\_\_\_ aansprakelijkheid waarvan de statuten bepalen dat de aandelen uitsluitend middellijk of onmiddellijk aan de Staat kunnen toebehoren. \_\_\_\_\_
- 3.3. Als een aandeelhouder niet langer voldoet aan het vereiste gesteld in lid 2 van dit \_\_\_\_\_ artikel kan deze het aan zijn aandelen verbonden vergader- en stemrecht niet (langer) uitoefenen en is zijn recht op uitkeringen opgeschort. Als echter alle aandelen worden \_\_\_\_\_ gehouden door rechtspersonen die niet (langer) aan dat vereiste voldoen, kunnen zij \_\_\_\_\_ niettemin hun vergader- en stemrecht uitoefenen ten aanzien van een voorstel: \_\_\_\_\_
- a. tot wijziging van de statuten, in zoverre dat het vereiste gesteld in lid 2 van dit \_\_\_\_\_ artikel komt te vervallen; of \_\_\_\_\_
- b. ontbinding van de vennootschap, al dan niet met benoeming van vereffenaars en \_\_\_\_\_ vaststelling van hun beloning. \_\_\_\_\_

**Register van aandeelhouders.** \_\_\_\_\_

**Artikel 4.** \_\_\_\_\_

- 4.1. De aandelen luiden op naam en zijn doorlopend genummerd van 1 af. \_\_\_\_\_  
Er worden geen aandeelbewijzen uitgegeven. \_\_\_\_\_
- 4.2. De directie houdt op het kantoor van de vennootschap een register van aandeelhouders waarin de namen en de adressen van alle aandeelhouders zijn opgenomen, met \_\_\_\_\_ vermelding van de overige op grond van de wet voorgeschreven gegevens. \_\_\_\_\_  
Iedere inschrijving en aantekening in het register wordt getekend door of namens de \_\_\_\_\_ directeur. \_\_\_\_\_
- 4.3. Het register, bedoeld in het vorige lid, ligt op het kantoor van de vennootschap ter \_\_\_\_\_ inzage voor aandeelhouders. \_\_\_\_\_
- 4.4. Op aandelen kan vruchtgebruik worden gevestigd. Het aan de aandelen verbonden \_\_\_\_\_ stemrecht komt toe aan de vruchtgebruiker als dit bij de vestiging van het vruchtgebruik is bepaald of nadien schriftelijk tussen de aandeelhouder en de vruchtgebruiker is \_\_\_\_\_ overeengekomen. \_\_\_\_\_
- 4.5. Op aandelen kan geen pandrecht worden gevestigd. \_\_\_\_\_

**Emissie en voorkeursrecht.** \_\_\_\_\_

**Artikel 5.** \_\_\_\_\_

- 5.1. De uitgifte van nog niet geplaatste aandelen geschiedt krachtens besluit van de \_\_\_\_\_ algemene vergadering op de voorwaarden die door haar zijn vastgesteld. \_\_\_\_\_
- 5.2. Voor de uitgifte van een aandeel is een daartoe bestemde akte vereist die wordt \_\_\_\_\_ verleden door een in Nederland gevestigde notaris en waarbij de betrokkenen partij \_\_\_\_\_ zijn. \_\_\_\_\_



**Verkrijging en vervreemding van eigen aandelen.**

**Artikel 6.**

- 6.1. De vennootschap is, met inachtneming van de wettelijke bepalingen, bevoegd volgestorte aandelen in haar kapitaal onder bezwarende titel te verkrijgen.
- 6.2. Verwerving en vervreemding van eigen aandelen door de vennootschap geschieden krachtens besluit van de algemene vergadering op de voorwaarden die door haar zijn vastgesteld.

**Levering van aandelen en beperkte rechten op aandelen. Overdrachtsbeperkingen.**

**Artikel 7.**

- 7.1. Voor de levering van een aandeel of de levering van een recht van vruchtgebruik op een aandeel is een daartoe bestemde akte vereist die wordt verleden door een in Nederland gevestigde notaris en waarbij de betrokkenen partij zijn.
- 7.2. De overdracht van aandelen is niet beperkt in de zin van artikel 2:195 Burgerlijk Wetboek.

**Directie.**

**Artikel 8.**

- 8.1. De vennootschap wordt bestuurd door een directie, bestaande uit één directeur (de "directeur").
- 8.2. De algemene vergadering benoemt de directeur met inachtneming van lid 3 van dit artikel. Een benoeming vindt plaats voor een periode van maximaal vier jaar. De directeur treedt af na het verstrijken van de termijn waarvoor hij is benoemd en uiterlijk per het tijdstip van sluiting van de eerstvolgende algemene vergadering na afloop van een periode van vier jaar na zijn laatste benoeming. De periodiek aftredende directeur is direct herbenoembaar.
- De algemene vergadering is te allen tijde bevoegd, na overleg met de raad van commissarissen, de directeur te schorsen of te ontslaan. De raad van commissarissen is tevens te allen tijde bevoegd de directeur te schorsen. De raad van commissarissen roept in geval van schorsing van de directeur een algemene vergadering bijeen, die zal worden gehouden binnen drie maanden na het besluit tot schorsing, waarin het ontslag van de directeur aan de orde wordt gesteld.
- 8.3. Als moet worden overgegaan tot benoeming van de directeur, maakt de raad van commissarissen binnen drie maanden na het ontstaan van de vacature een bindende voordracht op. De bindende voordracht vereist de voorafgaande goedkeuring van de Minister van Economische Zaken.
- De voordracht wordt opgenomen in de oproeping tot de vergadering waarin de benoeming aan de orde wordt gesteld.
- De algemene vergadering kan aan de voordracht steeds het bindend karakter ontnemen bij een besluit dat wordt genomen met een meerderheid van ten minste twee derden van de uitgebrachte stemmen, welke twee derden meer dan de helft van het geplaatste kapitaal vertegenwoordigt. De algemene vergadering zal dit slechts doen na overleg met de raad van commissarissen.
- Is de voordracht niet of niet tijdig opgemaakt, dan wordt daarvan in de oproeping mededeling gedaan en is de algemene vergadering vrij in de benoeming.





- 8.4. Als in geval van schorsing van de directeur, hetzij door de algemene vergadering hetzij door de raad van commissarissen, de algemene vergadering niet binnen drie maanden tot zijn ontslag heeft besloten eindigt de schorsing. \_\_\_\_\_
- 8.5. De directeur wordt in de algemene vergadering waarin zijn schorsing of ontslag aan de orde komt, in de gelegenheid gesteld zich te verantwoorden. Hij mag zich daarbij door een raadsman laten bijstaan. \_\_\_\_\_
- 8.6. De vennootschap heeft een beleid op het terrein van bezoldiging van de directeur in — overeenstemming met het bepaalde in artikel 2:135 leden 1 en 2 van het Burgerlijk — Wetboek. Het bezoldigingsbeleid wordt vastgesteld door de algemene vergadering op — voorstel van de raad van commissarissen. Het voorstel wordt niet aan de algemene — vergadering aangeboden dan nadat de ondernemingsraad tijdig voor de datum van — oproeping van de algemene vergadering in de gelegenheid is gesteld hierover een — standpunt te bepalen. \_\_\_\_\_
- De algemene vergadering kan de raad van commissarissen schriftelijk verzoeken tot — het doen van een voorstel van het bezoldigingsbeleid. Als de raad van commissarissen niet binnen drie maanden na ontvangst van een dergelijk verzoek een voorstel heeft — gedaan aan de algemene vergadering dan wel het gedane voorstel is afgewezen in een algemene vergadering, is de algemene vergadering vrij tot het vaststellen van een — bezoldigingsbeleid, met dien verstande dat de raad van commissarissen in de — gelegenheid is gesteld advies uit te brengen aan de algemene vergadering over het — voorgestelde bezoldigingsbeleid. \_\_\_\_\_
- De raad van commissarissen stelt - met inachtneming van het geldende — bezoldigingsbeleid - de bezoldiging en de verdere arbeidsvoorwaarden van de directeur vast. \_\_\_\_\_
- 8.7. De directie is, met inachtneming van het bepaalde in artikel 9 lid 5, bevoegd één of — meer procuratiehouders met algehele bevoegdheid aan te stellen, desgewenst met de titel van adjunct directeur of zodanige andere titulatuur als zij gewenst zal achten. De — procuratiehouders vervullen hun taak onder verantwoordelijkheid van de directie. \_\_\_\_\_

#### **Taak en bevoegdheden.**

##### **Artikel 9.**

- 9.1. Behoudens de beperkingen volgens deze statuten is de directie belast met het besturen van de vennootschap. \_\_\_\_\_
- 9.2. De directie kan ook buiten vergadering besluiten nemen, mits dit schriftelijk of door — middel van langs elektronische weg toegezonden leesbare en reproduceerbare — berichten geschiedt. \_\_\_\_\_
- 9.3. De directie kan een reglement opstellen waarin aangelegenheden haar intern — betreffende worden geregeld. Een dergelijk reglement mag niet in strijd zijn met het — bepaalde in deze statuten. Vaststelling door de directie van reglementen als bedoeld in dit lid behoeft de goedkeuring van de raad van commissarissen. \_\_\_\_\_
- 9.4. De directie behoeft de goedkeuring van de algemene vergadering voor besluiten die — strekken tot: \_\_\_\_\_
- a. een belangrijke verandering van de identiteit of het karakter van de — vennootschap of onderneming, waaronder begrepen: \_\_\_\_\_
    - (i) het aangaan of verbreken van een duurzame samenwerking van de — vennootschap of een dochtermaatschappij met een andere rechtspersoon



- of vennootschap of als volledig aansprakelijke vennote in een \_\_\_\_\_  
commanditaire vennootschap of vennootschap onder firma, tenzij dat \_\_\_\_\_  
besluit betreft het aangaan of het uitvoeren van een overeenkomst van \_\_\_\_\_  
samenwerking voor opsporings- of mijnbouwwerkzaamheden tussen de \_\_\_\_\_  
vennootschap en de houder van een opsporings- of winningsvergunning -  
("OVS"); \_\_\_\_\_
- (ii) het nemen of afstoten door de vennootschap of een dochtermaatschappij  
van een substantiële deelneming in het kapitaal van een vennootschap ter  
waarde van ten minste een derde van het bedrag van de activa volgens de  
balans met toelichting of, indien de vennootschap een geconsolideerde \_\_\_\_\_  
balans opstelt, volgens de geconsolideerde balans met toelichting volgens  
de laatst vastgestelde jaarrekening van de vennootschap, door haar of een  
dochtermaatschappij, alsmede het ingrijpend vergroten of verminderen \_\_\_\_\_  
van een dergelijke deelneming, tenzij die handeling betreft het aangaan \_\_\_\_\_  
van of het uitvoeren van een OVS; en \_\_\_\_\_
- (iii) overdracht van de onderneming of vrijwel de gehele onderneming van de  
vennootschap aan een derde; \_\_\_\_\_
- b. het doen van een investering of desinvestering en het verrichten van andere \_\_\_\_\_  
rechtshandelingen door de vennootschap dan hiervoor in dit lid bedoeld, boven \_\_\_\_\_  
een bedrag van tweehonderd miljoen euro (EUR 200.000.000,-) of een door de  
algemene vergadering vastgesteld en aan de directie medegedeeld hoger \_\_\_\_\_  
bedrag, met dien verstande dat de goedkeuring van de algemene vergadering \_\_\_\_\_  
niet vereist is voor besluiten van de directie over: \_\_\_\_\_
- (i) het aangaan van overeenkomsten waarbij aan de vennootschap een \_\_\_\_\_  
bankkrediet wordt verleend; \_\_\_\_\_
- (ii) het aangaan van geldleningen ten laste van de vennootschap; en \_\_\_\_\_
- (iii) andere handelingen dan het aangaan van of het uitvoeren van een OVS \_\_\_\_\_  
die verbonden zijn met het kasbeheer; \_\_\_\_\_
- c. het doen van aangifte van faillissement en aanvragen van surseance van \_\_\_\_\_  
betaling; \_\_\_\_\_
- d. het sluiten van het bedrijf van de vennootschap of van een dochtermaatschappij  
of van een belangrijk onderdeel van zodanig bedrijf; \_\_\_\_\_
- e. het op andere wijze dan de Staat uitoefenen van stemrecht op aan de \_\_\_\_\_  
vennootschap toebehorende aandelen in het kapitaal van GasTerra B.V.; \_\_\_\_\_
- f. het aangaan en beëindigen van de arbeidsovereenkomst van twintig procent \_\_\_\_\_  
(20%) of meer van het totaal van de werknemers van de vennootschap en haar \_\_\_\_\_  
dochtermaatschappijen, tegelijkertijd of binnen een kort tijdsbestek; \_\_\_\_\_
- g. ingrijpende wijziging in de arbeidsomstandigheden van twintig procent (20%) of \_\_\_\_\_  
meer van het totaal van de werknemers van de vennootschap en haar \_\_\_\_\_  
dochtermaatschappijen; \_\_\_\_\_
- h. het treffen van pensioenregelingen en het toekennen van pensioenrechten boven  
die welke uit bestaande regelingen voortvloeien; en \_\_\_\_\_
- i. het uitoefenen van stemrecht op aandelen in een dochtermaatschappij alsook op  
aandelen die een deelneming vormen met betrekking tot de goedkeuring van \_\_\_\_\_  
besluiten van het bestuur van die vennootschappen of deelnemingen opgenomen



- onder a. tot en met h. van dit artikellid. Als stemrecht wordt uitgeoefend op \_\_\_\_\_ aandelen in het kapitaal van EBN Capital B.V. met betrekking tot de goedkeuring van een besluit als bedoeld in sub b, dan geldt in afwijking van het in sub b \_\_\_\_\_ bepaalde een drempelbedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,--). \_\_\_\_\_ Dit sub i geldt niet voor het uitoefenen van stemrecht op aan de vennootschap \_\_\_\_\_ toebehorende aandelen in het kapitaal van GasTerra B.V. en NOGAT B.V. \_\_\_\_\_
- 9.5. De directie behoeft de goedkeuring van de raad van commissarissen voor besluiten die strekken tot: \_\_\_\_\_
- a. de vaststelling en de wijziging van het exploitatiebudget en het investerings- en - financieringsplan; \_\_\_\_\_
  - b. het verstrekken van borgtochten en garanties, anders dan in de normale \_\_\_\_\_ bedrijfsvoering van de vennootschap; \_\_\_\_\_
  - c. het ter leen verstrekken van gelden en het aangaan van geldleningen die niet zijn voorzien in het financieringsplan; \_\_\_\_\_
  - d. het aanstellen van procuratiehouders en de toekenning van hun bevoegdheid; \_\_\_\_\_
  - e. het vestigen van een beperkt recht op vermogensrechten en roerende zaken, \_\_\_\_\_ indien de waarde hiervan een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,--) of een door de raad van commissarissen en aan de directie medegedeeld hoger bedrag te boven gaat; \_\_\_\_\_
  - f. het verkrijgen, vervreemden of bezwaren van onroerende zaken, indien de \_\_\_\_\_ waarde hiervan een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,--) of een \_\_\_\_\_ door de raad van commissarissen en aan de directie medegedeeld hoger bedrag te boven gaat, en anders dan binnen het kader van een OVS; \_\_\_\_\_
  - g. de vaststelling van beleidsvoornemens (en daarin van tijd tot tijd aan te brengen wijzigingen) betreffende de strategie die moet leiden tot het realiseren van de \_\_\_\_\_ doelstellingen en de randvoorwaarden die bij de strategie worden gehanteerd \_\_\_\_\_ alsmede de vaststelling van de algemene lijnen van het te volgen financiële, \_\_\_\_\_ sociale en economische beleid en van het personeelsbeleid; \_\_\_\_\_
  - h. het verrichten van (des)investeringen en het verrichten van andere \_\_\_\_\_ rechtshandelingen, indien het belang of de waarde van die rechtshandelingen \_\_\_\_\_ voor de vennootschap een bedrag van vijftig miljoen euro (EUR 50.000.000,--) of een door de raad van commissarissen vastgesteld en aan de directie \_\_\_\_\_ medegedeeld hoger bedrag te boven gaat; en \_\_\_\_\_
  - i. het uitoefenen van stemrecht op aandelen in een dochtermaatschappij alsook op aandelen die een deelneming vormen, met uitzondering van het uitoefenen van \_\_\_\_\_ stemrecht op aan de vennootschap toebehorende aandelen in het kapitaal van \_\_\_\_\_ GasTerra B.V. en NOGAT B.V., met betrekking tot de goedkeuring van besluiten van het bestuur van die vennootschappen of deelnemingen opgenomen onder a. tot en met h. van dit artikellid. \_\_\_\_\_
- 9.6. De algemene vergadering kan voorts besluiten van de directie onderwerpen aan de \_\_\_\_\_ goedkeuring van de raad van commissarissen, mits in het daartoe strekkende besluit de desbetreffende besluiten specifiek zijn omschreven en deze aan de directie zijn \_\_\_\_\_ medegedeeld. Voorts zal de directie voorafgaand advies van de raad van \_\_\_\_\_ commissarissen dienen in te winnen voor besluiten die strekken tot: \_\_\_\_\_



- a. het optreden in rechte inzake geschillen en aangelegenheden waarmee een — belang van twintig miljoen euro (EUR 20.000.000,—) of meer is gemoeid; —
- b. het aangaan van een vaststellingsovereenkomst inzake aangelegenheden — waarmee een belang van twintig miljoen euro (EUR 20.000.000,—) of meer is — gemoeid; en —
- c. het uitoefenen van stemrecht op aandelen in een dochtermaatschappij alsook op aandelen die een deelneming vormen, met uitzondering van het uitoefenen van — stemrecht op aan de vennootschap toebehorende aandelen in het kapitaal van — GasTerra B.V. en NOGAT B.V., met betrekking tot de goedkeuring van besluiten van het bestuur van die vennootschappen of deelnemingen opgenomen onder a. en b. hierboven. —
- 9.7. Het ontbreken van de ingevolge de leden 4, 5 en 6 van dit artikel vereiste goedkeuring tast de vertegenwoordigingsbevoegdheid van de directie of de directeur niet aan. —
- 9.8. De directie is verplicht de aanwijzingen van de algemene vergadering op te volgen over de algemene lijnen van het te volgen beleid met betrekking tot de verkenning, de — opsporing en de winning van, de handel in, het vervoer, de opslag en de behandeling — van aardgas en aardolie alsmede van andere delfstoffen waarvan de samenhang met — gewonnen aardgas en/of aardolie een gezamenlijke winning onvermijdelijk maakt in de vennootschap, voor zover die algemene lijnen in overeenstemming zijn met het — energiebeleid van de Minister van Economische Zaken en binnen het kader van en ter uitvoering zijn van de aan de vennootschap opgedragen taken in de Mijnbouwwet. —
- 9.9. Ingeval van belet of ontstentenis van de directeur is de raad van commissarissen — tijdelijk met het bestuur belast; de raad van commissarissen is alsdan bevoegd om een of meer tijdelijke directeuren aan te wijzen. —
- Ingeval van ontstentenis van de directeur neemt de raad van commissarissen zo — spoedig mogelijk de nodige maatregelen teneinde een definitieve voorziening te doen — treffen. —
- Onder belet wordt ten deze verstaan: —
- (i) schorsing; —
- (ii) ziekte; —
- (iii) onbereikbaarheid, —
- in de gevallen bedoeld onder sub (ii) en (iii) zonder dat gedurende een termijn van tien (10) dagen de mogelijkheid van contact tussen de betreffende directeur en de — vennootschap heeft bestaan, tenzij de raad van commissarissen in een voorkomend — geval een andere termijn vaststelt. —
- 9.10. De directeur is, tenzij de algemene vergadering anders beslist, verplicht de algemene — vergadering bij te wonen. Hij heeft in de algemene vergadering een adviserende stem. —
- 9.11. Indien de directeur direct of indirect een persoonlijk tegenstrijdig belang heeft met de — vennootschap neemt hij geen deel aan de beraadslaging en besluitvorming terzake — binnen de directie. Indien hierdoor geen bestuursbesluit kan worden genomen, wordt — het besluit genomen door de raad van commissarissen. Bij ontbreken van een raad van commissarissen wordt het besluit genomen door de algemene vergadering. —

**Vertegenwoordiging.** —

**Artikel 10.** —

De directeur vertegenwoordigt de vennootschap. —



**Raad van commissarissen.**

**Artikel 11.**

- 11.1. De vennootschap heeft een raad van commissarissen bestaande uit een door de algemene vergadering te bepalen aantal van ten minste één en ten hoogste vijf leden. In geval er één of meer vacatures in de raad van commissarissen zijn blijft deze niettemin een wettig college vormen, onverminderd de verplichting van de raad om onverwijld maatregelen te nemen tot het doen aanvullen van zijn ledental.
- 11.2. Slechts natuurlijke personen kunnen commissaris zijn. De raad van commissarissen stelt een profielschets op voor zijn omvang en samenstelling, rekening houdend met de aard van de onderneming, haar activiteiten en de gewenste deskundigheid en achtergrond van de commissarissen. De profielschets en de daarin van tijd tot tijd aan te brengen wijzigingen behoeven de goedkeuring van de algemene vergadering.
- 11.3. Commissarissen worden benoemd door de algemene vergadering uit een voordracht voor iedere vacature, op te maken door de raad van commissarissen. De algemene vergadering benoemt uit de leden van de raad van commissarissen een voorzitter (president-commissaris). Bij afwezigheid van de president-commissaris vervult de door de voorzitter van de raad van commissarissen aangewezen vice-president al diens taken en bekleedt hij al diens bevoegdheden. De algemene vergadering is te allen tijde bevoegd een commissaris te schorsen of te ontslaan.
- 11.4. De raad van commissarissen benoemt voorts, al dan niet uit zijn midden, een secretaris. De secretaris heeft als taak erop toe te zien dat de vennootschap handelt in overeenstemming met de geldende wettelijke en statutaire verplichtingen en de juiste procedures naleeft alsmede het ondersteunen van de voorzitter van de raad van commissarissen waar het betreft de interne organisatie van de raad van commissarissen.
- 11.5. De president-commissaris zit de vergaderingen van de raad van commissarissen voor. Bij zijn afwezigheid wordt het voorzitterschap op grond van het bepaalde in lid 4 van dit artikel vervuld door de vice-president-commissaris. Ingeval zowel de president-commissaris als de vice-president-commissaris het voorzitterschap niet kunnen of mogen vervullen, voorziet de raad van commissarissen zelf in zijn leiding door een van de aanwezige andere commissarissen aan te wijzen zich met de leiding van de vergadering te belasten.
- 11.6. De raad van commissarissen kan met inachtneming van deze statuten voor zijn interne functioneren een reglement opstellen. De raad van commissarissen kan uit zijn midden één of meer commissies instellen.
- 11.7. De raad van commissarissen kan bepalen dat één of meer van zijn leden toegang zullen hebben tot alle bedrijfsruimten van de vennootschap en bevoegd zullen zijn inzage te nemen van alle boeken, correspondentie en andere bescheiden en kennis te nemen van alle handelingen, die plaats hebben gehad.
- 11.8. De raad van commissarissen kan in overleg met de algemene vergadering in gevallen die daarom vragen een commissaris aanwijzen als gedelegeerd commissaris die meer in het bijzonder belast is met het toezicht op de dagelijkse gang van zaken binnen de vennootschap.



- 11.9. Een commissaris treedt af na het verstrijken van de termijn waarvoor hij is benoemd en overigens uiterlijk per het tijdstip van sluiting van de eerstvolgende algemene vergadering na afloop van een periode van vier jaren na zijn laatste benoeming. Een periodiek aftredende commissaris is ten hoogste twee maal direct herbenoembaar.
- 11.10. De bezoldiging van iedere commissaris wordt vastgesteld door de algemene vergadering.
- 11.11. Ingeval van belet of ontstentenis van een of meer commissarissen zijn de overblijvende commissarissen of is de enig overblijvende commissaris tijdelijk met de taken en bevoegdheden op grond van artikel 13 van deze statuten belast, onverminderd de bevoegdheid van de algemene vergadering om een tijdelijke commissaris ter vervanging van de commissaris waarop het belet of de ontstentenis van toepassing is aan te wijzen.
- Onder belet wordt ten deze verstaan:
- (i) schorsing;
  - (ii) ziekte;
  - (iii) onbereikbaarheid,
- in de gevallen bedoeld onder sub (ii) en (iii) zonder dat gedurende een termijn van twintig (20) dagen de mogelijkheid van contact tussen de betreffende commissaris en de vennootschap heeft bestaan, tenzij de algemene vergadering in een voorkomend geval een andere termijn vaststelt.

**Taak en bevoegdheden.**

**Artikel 12.**

- 12.1. De raad van commissarissen heeft tot taak toezicht te houden op het beleid van de directie en op de algemene gang van zaken in de vennootschap en de met haar verbonden onderneming. Hij staat de directie met raad terzijde. Bij de vervulling van hun taak richten de commissarissen zich naar het belang van de vennootschap en de met haar verbonden onderneming.
- 12.2. De directie verschaft de raad van commissarissen tijdig de voor de uitoefening van zijn taak noodzakelijke gegevens. De directie stelt ten minste een keer per jaar de raad van commissarissen schriftelijk op de hoogte van de hoofdlijnen van het strategisch beleid, de algemene en financiële risico's en het beheers- en controlesysteem van de vennootschap.
- 12.3. De raad van commissarissen vergadert zo dikwijls één van zijn leden of de directie het verzoekt. De raad van commissarissen kan geen besluiten nemen, wanneer niet de meerderheid van de leden aanwezig of vertegenwoordigd is, onverminderd het bepaalde in lid 9. Hij besluit bij volstreekte meerderheid van de uitgebrachte stemmen. Iedere commissaris brengt één stem uit.
- 12.4. Bij staking van stemmen vindt een herstemming plaats; staken de stemmen opnieuw dan beslist de voorzitter van de vergadering, tenzij er tijdelijk twee commissarissen in functie zijn; dan wordt het voorstel geacht te zijn verworpen.
- 12.5. Is in een vergadering niet het vereiste aantal commissarissen aanwezig of vertegenwoordigd, dan zal een tweede vergadering worden bijeengeroepen, te houden uiterlijk twee weken na de eerste, waarin dan, ongeacht het aantal aanwezige of vertegenwoordigde commissarissen, over de onderwerpen vermeld in de oproeping voor de voorafgaande vergadering kan worden besloten. Bij de oproeping tot de nieuwe





- vergadering moet worden vermeld, dat en waarom een besluit kan worden genomen —  
onafhankelijk van het aantal aanwezige of vertegenwoordigde commissarissen. —
- 12.6. Een commissaris kan zich slechts door een schriftelijk gevolmachtigde andere —  
commissaris ter vergadering doen vertegenwoordigen. Een commissaris kan slechts —  
gevolmachtigde zijn van één andere commissaris. —
- 12.7. De directeur is, indien hij daartoe wordt uitgenodigd, verplicht de vergadering van de —  
raad van commissarissen bij te wonen en daar alle door die raad verlangde inlichtingen  
te verstrekken. —
- 12.8. De voorzitter van de vergadering bepaalt de wijze van stemming. —
- 12.9. De raad van commissarissen kan ook buiten vergadering besluiten nemen, mits dit —  
schriftelijk of door middel van langs elektronische weg toegezonden leesbare en —  
reproduceerbare berichten geschiedt en alle commissarissen in het te nemen besluit —  
gekend zijn en geen van hen zich tegen deze wijze van besluiten verzet. —
- 12.10. Indien een commissaris direct of indirect een persoonlijk tegenstrijdig belang heeft met  
de vennootschap neemt hij geen deel aan de beraadslaging en besluitvorming terzake  
binnen de raad van commissarissen. Indien hierdoor geen besluit van de raad van —  
commissarissen kan worden genomen, wordt het besluit genomen door de algemene —  
vergadering. —

#### Algemene vergaderingen.

#### Artikel 13.

- 13.1. De jaarlijkse algemene vergadering wordt binnen zes maanden na afloop van het —  
boekjaar gehouden. —  
De agenda voor deze vergadering bevat in ieder geval de volgende onderwerpen: —
- de behandeling van het schriftelijke verslag van de directie omtrent de zaken van  
de vennootschap en het gevoerde bestuur; —
  - de vaststelling van de jaarrekening en - met inachtneming van artikel 20 - de —  
bepaling van de winstbestemming; —
  - de decharge van de directeur voor zijn bestuur over het afgelopen boekjaar; —
  - de decharge aan de commissarissen voor hun toezicht over het afgelopen —  
boekjaar. —
- De hiervoor bedoelde onderwerpen behoeven op die agenda niet te worden —  
opgenomen indien de termijn voor het opmaken van de jaarrekening en het overleggen  
van het verslag van de directie is verlengd of een voorstel daartoe op die agenda is —  
geplaatst; het sub a bedoelde onderwerp behoeft evenmin op die agenda te worden —  
opgenomen indien artikel 2:391 Burgerlijk Wetboek niet voor de vennootschap geldt. —  
In de jaarlijkse algemene vergadering wordt voorts behandeld hetgeen met —  
inachtneming van lid 7 van dit artikel verder op de agenda is geplaatst. —
- 13.2. Voorts worden algemene vergaderingen gehouden zo dikwijls de directeur, de raad van  
commissarissen of een commissaris dit nodig acht, onverminderd het bepaalde in het —  
volgende lid. —
- 13.3. De directie is verplicht een algemene vergadering bijeen te roepen, indien de directeur,  
één commissaris of één of meer vergadergerechtigden, die gezamenlijk ten minste een  
procent (1%) van het geplaatste kapitaal vertegenwoordigen, haar dit schriftelijk onder  
nauwkeurige opgave van de te behandelen onderwerpen verzoekt. —



- Indien dan de directie in gebreke blijft een vergadering bijeen te roepen, die wordt ——— gehouden binnen vier weken na ontvangst van bedoeld verzoek, is ieder van de ——— verzoekers zelf tot de bijeenroeping bevoegd met inachtneming van het daaromtrent in deze statuten bepaalde. ———
- 13.4. Algemene vergaderingen worden gehouden te 's-Gravenhage of te Utrecht. ———  
In een algemene vergadering, gehouden in een andere plaats kunnen geldige besluiten eveneens worden genomen indien alle vergadergerechtigden hebben ingestemd met de plaats van de vergadering en de directeur en de commissarissen in de gelegenheid zijn geweest advies uit te brengen. ———
- 13.5. De bijeenroeping van vergadergerechtigden geschiedt, onverminderd het in lid 3 van dit artikel bepaalde, door of namens de directie en/of de raad van commissarissen door — middel van brieven. Deze bijeenroeping geschiedt niet later dan op de vijftiende dag — voor die van de vergadering. ———
- 13.6. De oproeping houdt de agenda van de vergadering in. ———
- 13.7. Een onderwerp, waarvan de behandeling schriftelijk is verzocht door een of meer — houders van aandelen die alleen of gezamenlijk ten minste één honderdste gedeelte — van het geplaatste kapitaal vertegenwoordigen, wordt opgenomen in de oproeping of op dezelfde wijze aangekondigd indien de vennootschap het verzoek niet later dan op de — dertigste dag voor die van de vergadering heeft ontvangen en mits geen zwaarwichtig — belang van de vennootschap zich daartegen verzet. ———
- 13.8. Indien de door de wet of de statuten gegeven voorschriften voor het oproepen en — agenderen van vergaderingen en het ter inzage leggen van te behandelen onderwerpen niet in acht zijn genomen, kunnen desondanks rechtsgeldige besluiten worden — genomen mits alle vergadergerechtigden ermee hebben ingestemd dat besluitvorming plaatsvindt en de directeur en commissarissen voorafgaand aan de besluitvorming in de gelegenheid zijn gesteld advies uit te brengen. ———

**Artikel 14.** ———

- 14.1. De algemene vergadering wordt geleid door de president-commissaris of bij zijn — afwezigheid door de vice-president-commissaris en bij afwezigheid van beiden door de oudste in functie ter vergadering aanwezige commissaris. Is geen van de — commissarissen ter vergadering aanwezig dan voorziet de vergadering zelf in haar — leiding. ———
- 14.2. De voorzitter wijst één van de aanwezigen aan voor het houden van de notulen (de — "secretaris van de algemene vergadering"). De notulen worden in de eerstvolgende — algemene vergadering besproken. De notulen worden vervolgens door de voorzitter en de secretaris van de vergadering vastgesteld, ten blijke waarvan zij de notulen — ondertekenen. De notulen worden in het notulenregister opgenomen. ———

**Artikel 15.** ———

- 15.1. In de algemene vergadering geeft ieder aandeel recht op het uitbrengen van één stem.
- 15.2. Voor een aandeel dat toebehoort aan de vennootschap of aan een dochtermaatschappij kan in de algemene vergadering geen stem worden uitgebracht. ———
- 15.3. Bij de vaststelling of een bepaald gedeelte van het kapitaal vertegenwoordigd is dan — wel of een meerderheid een bepaald gedeelte van het kapitaal vertegenwoordigt wordt geen rekening gehouden met aandelen waarop geen stem kan worden uitgebracht. —





- 15.4. Voor zover in deze statuten en de wet geen grotere meerderheid is voorgeschreven en onverminderd het bepaalde in artikel 16 worden alle besluiten van de algemene vergadering genomen met volstreekte meerderheid van de uitgebrachte stemmen.
- 15.5. Blanco stemmen worden niet als uitgebrachte stemmen geteld.
- 15.6. De directie houdt van de genomen besluiten aantekening. De aantekeningen liggen op het kantoor van de vennootschap ter inzage van de aandeelhouders. Aan ieder van hen wordt desgevraagd afschrift of uittreksel van deze aantekeningen verstrekt tegen ten hoogste de kostprijs.

**Artikel 16.**

Besluiten van de algemene vergadering tot:

- wijziging van de statuten;
  - ontbinding van de vennootschap; of
  - fusie of splitsing als bedoeld in titel 7 Boek 2 Burgerlijk Wetboek,
- kunnen slechts worden genomen na voorafgaande goedkeuring van de Minister van Economische Zaken.

**Artikel 17.**

- 17.1. Aandeelhouders kunnen alle besluiten die zij in vergadering kunnen nemen, buiten vergadering nemen. De directeur en de commissarissen worden in de gelegenheid gesteld over het voorstel advies uit te brengen, tenzij dit in de gegeven omstandigheden naar maatstaven van redelijkheid en billijkheid onaanvaardbaar zou zijn. Een besluit buiten vergadering is slechts geldig indien alle stemgerechtigde aandeelhouders schriftelijk of op leesbare en reproduceerbare wijze langs elektronische weg ten gunste van het desbetreffende voorstel stem hebben uitgebracht.
- 17.2. De directie neemt de besluiten, welke op de wijze als in het voorgaande lid van dit artikel omschreven zijn tot stand gekomen, in het notulenregister van de algemene vergaderingen op en doet daarvan in de eerstvolgende algemene vergadering mededeling.

**Accountantsonderzoek.**

**Artikel 18.**

- 18.1. De algemene vergadering verleent op niet bindende voordracht van de raad van commissarissen een registeraccountant opdracht om de door de directie opgemaakte jaarrekening te onderzoeken, daarover verslag uit te brengen aan de raad van commissarissen en de directie, en een verklaring af te leggen.
- 18.2. Indien de algemene vergadering nalatig is met het verlenen van een opdracht aan een accountant, verleent de raad van commissarissen of, zo deze in gebreke blijft, de directie deze opdracht.
- 18.3. De opdracht kan om gegronde redenen met inachtneming van lid 2 van artikel 2:393 Burgerlijk Wetboek worden ingetrokken door de algemene vergadering en door het orgaan dat de opdracht heeft verleend; als de benoeming is geschied door de directie kan deze tevens door de raad van commissarissen worden ingetrokken.

**Boekjaar, jaarrekening en winstverdeling.**

**Artikel 19.**

- 19.1. Het boekjaar van de vennootschap is gelijk aan het kalenderjaar.
- 19.2. De directie sluit per de laatste dag van elk boekjaar de boeken van de vennootschap af en maakt daaruit binnen vijf maanden - behoudens verlenging van deze termijn met ten



- hoogste vijf maanden door de algemene vergadering op grond van bijzondere ———  
omstandigheden - een jaarrekening op en legt binnen deze termijn deze stukken samen  
met een door de raad van commissarissen daarover opgesteld preadvies voor ———  
aandeelhouders ter inzage op het kantoor van de vennootschap. Binnen deze termijn -  
legt de directie ook haar verslag van de directie over. De jaarrekening wordt ———  
ondertekend door de directeur en alle commissarissen; indien van één of meer hunner  
de ondertekening ontbreekt, dan wordt daarvan, onder opgave van de reden, melding -  
gemaakt op de jaarrekening. ———
- 19.3. De vennootschap zorgt ervoor dat de opgemaakte jaarrekening, het verslag van de ———  
directie en de krachtens lid 1 van artikel 2:392 Burgerlijk Wetboek toe te voegen ———  
gegevens vanaf de oproep tot de algemene vergadering, bestemd tot hun behandeling,  
op haar kantoor aanwezig zijn. De aandeelhouders kunnen deze stukken daar inzien en  
er kosteloos een afschrift van verkrijgen. ———
- 19.4. De algemene vergadering stelt de jaarrekening vast. ———
- 19.5. De vennootschap gaat over tot openbaarmaking van de in dit artikel bedoelde stukken  
en gegevens, indien en voor zover en op de wijze zoals de artikelen 2:394 en volgende  
van het Burgerlijk Wetboek dit voorschrijven. ———

**Artikel 20.** ———

- 20.1. De vennootschap zal jaarlijks aan de Staat als bijzonder winstgerechtigde een ———  
bijzondere winstuitkering doen, die als volgt wordt berekend: ———
- (1) de netto winst van de vennootschap wordt verminderd met de wettelijke ———  
reserveringen indien en voor zover de vennootschap deze reserveringen ———  
gepleegd heeft; ———
  - (2) vervolgens wordt de netto winst van de vennootschap verminderd met drie ———  
miljoen euro (EUR 3.000.000,-); ———
  - (3) vervolgens wordt de netto winst van de vennootschap verminderd met het bedrag  
dat in de netto winst is begrepen uit hoofde van het aandeelhouderschap van de  
vennootschap in GasTerra B.V.; ———
  - (4) van de netto winst van de vennootschap die resteert na de verminderingen ———  
genoemd onder (1), (2) en (3) wordt aan de Staat als bijzondere ———  
winstgerechtigde het volgende uitgekeerd: ———
    - a. van het gedeelte van de jaarlijkse resterende netto winst van: ———
      - nul euro (EUR 0,-) tot drieëntwintig miljoen euro (EUR 23.000.000,-) ———  
vijftig procent (50%); ———
      - drieëntwintig miljoen euro (EUR 23.000.000,-) tot vijfenveertig miljoen ———  
euro (EUR 45.000.000,-) vijfenzeventig procent (75%); ———
      - vijfenveertig miljoen euro (EUR 45.000.000,-) tot eenennegentig miljoen -  
euro (EUR 91.000.000,-) vijfentachtig procent (85%); ———
      - eenennegentig miljoen euro (EUR 91.000.000,-) tot ———  
éénhonderdzesendertig miljoen euro (EUR 136.000.000,-) negentig ———  
procent (90%); ———
      - éénhonderdzesendertig miljoen euro (EUR 136.000.000,-) tot ———  
éénhonderdtweeëntachtig miljoen euro (EUR 182.000.000,-) ———  
drieënnegentig procent (93%); ———



- éénhonderdtweëntachtig miljoen euro (EUR 182.000.000,--) tot \_\_\_\_\_ vierhonderddrieënvijftig miljoen euro (EUR 453.000.000,--) vijfennegentig procent (95%); \_\_\_\_\_
  - vierhonderddrieënvijftig miljoen euro (EUR 453.000.000,--) tot \_\_\_\_\_ zeshonderdtachtig miljoen euro (EUR 680.000.000,--) achtennegentig procent (98%); \_\_\_\_\_
  - van het gedeelte vanaf zeshonderdtachtig miljoen euro \_\_\_\_\_ (EUR 680.000.000,--) negenennegentig procent (99%); \_\_\_\_\_  
vermeerderd met: \_\_\_\_\_
  - b. vijftien/veertigste (15/40) deel van het bedrag dat in de netto winst is begrepen uit hoofde van het aandeelhouderschap van de vennootschap in GasTerra B.V.; en \_\_\_\_\_
  - c. indien in enig jaar wettelijke reserveringen van de vennootschap geheel of gedeeltelijk vrijvallen, vermeerderd met een gedeelte van deze vrijvallende reserveringen. Dit gedeelte zal gelijk zijn aan het verschil tussen de \_\_\_\_\_ daadwerkelijke hoogte van de bijzondere winstuitkering aan de Staat over het jaar dat de desbetreffende wettelijke reservering in mindering op de netto winst is gebracht en de hoogte van de bijzondere winstuitkering die in dat jaar zou hebben geresulteerd indien niet tot de desbetreffende reservering was overgegaan. \_\_\_\_\_
- 20.2. De netto winst van de vennootschap die resteert na vermindering met de wettelijke reserveringen (indien en voorzover de vennootschap deze reserveringen heeft gepleegd) en verminderd met de bijzondere winstuitkering aan de Staat (als bedoeld in lid 1 van dit artikel), staat ter vrije beschikking van de algemene vergadering. \_\_\_\_\_
- 20.3. De vennootschap kan aan aandeelhouders en andere gerechtigden tot de voor uitkering vatbare winst slechts uitkeringen doen voor zover het eigen vermogen groter is dan de reserves die krachtens de wet moeten worden aangehouden. Een besluit tot uitkering als bedoeld in dit artikel is onderworpen aan de goedkeuring van de directie. De directie weigert slechts de goedkeuring indien het weet of redelijkerwijs behoort te voorzien dat de vennootschap na de uitkering niet zal kunnen blijven voortgaan met het betalen van haar opeisbare schulden. Bij de berekening van de winstverdeling tellen de aandelen die de vennootschap in haar kapitaal houdt niet mee. \_\_\_\_\_
- 20.4. Uitkering van winst geschiedt na de vaststelling van de jaarrekening waaruit blijkt dat zij geoorloofd is. \_\_\_\_\_
- 20.5. Indien aan het vereiste van lid 3 is voldaan is de directie bevoegd tot uitkering van één of meer interim-dividenden en/of andere interim uitkeringen te besluiten. \_\_\_\_\_
- 20.6. Tenzij de algemene vergadering een ander tijdstip vaststelt zijn dividenden onmiddellijk betaalbaar na vaststelling. \_\_\_\_\_
- Ontbinding en vereffening.** \_\_\_\_\_
- Artikel 21.** \_\_\_\_\_
- 21.1. Een besluit tot ontbinding van de vennootschap kan slechts worden genomen met inachtneming van het bepaalde in artikel 16. \_\_\_\_\_
- 21.2. Ingeval van ontbinding van de vennootschap geschiedt de vereffening door de directie, onder toezicht van de raad van commissarissen, tenzij de algemene vergadering anders beslist. \_\_\_\_\_



- 21.3. De algemene vergadering stelt de beloning vast van de vereffenaars en van degenen - die met het toezicht op de vereffening zijn belast. \_\_\_\_\_
- 21.4. Gedurende de vereffening blijven deze statuten zoveel mogelijk van kracht. \_\_\_\_\_
- 21.5. Van het zuivere saldo van de vereffening zal allereerst aan de aandeelhouder op de aandelen worden terugbetaald het bedrag dat daarop is gestort (minus eventuele onttrekkingen). Van het dan nog resterende saldo - dat tevens de in het jaar van ontbinding eventueel behaalde netto-winst omvat - zal aan de Staat een bijzondere uitkering worden gedaan, te berekenen overeenkomstig het bepaalde in lid 1 van artikel 20. \_\_\_\_\_
- Voor zover dit saldo bestaat uit vrijgevallen wettelijke reserveringen zal voor de vaststelling van de hier bedoelde bijzondere uitkering de betreffende vrijgevallen reservering worden toegerekend aan het jaar waarin zij is getroffen en zal een berekening plaatsvinden overeenkomstig het bepaalde in artikel 20 lid 1 paragraaf 4c. - Wat daarna van het vermogen overblijft wordt uitgekeerd aan de aandeelhouders in verhouding tot het gezamenlijk bedrag van hun aandelen. Op aandelen die de vennootschap zelf houdt kan geen liquidatie-uitkering aan de vennootschap zelf plaatshebben. \_\_\_\_\_
- 21.6. Na afloop van de vereffening blijven de boeken en bescheiden van de ontbonden vennootschap gedurende de door de wet voorgeschreven termijn berusten onder degene die daartoe door de algemene vergadering bij het besluit tot ontbinding is aangewezen. Indien een dergelijke aanwijzing door de algemene vergadering niet is gedaan, geschiedt deze door de vereffenaars. \_\_\_\_\_

De stukken waaruit blijkt van de in de aanhef van deze akte vermelde besluiten en de goedkeuring van de Minister van Economische Zaken, worden (in kopie) aan deze akte gehecht. Deze akte wordt in minuut verleden in Amsterdam, op de datum die bovenaan deze akte wordt vermeld. Ik heb de zakelijke inhoud van de akte meegedeeld en toegelicht. De comparant heeft verklaard kennis te hebben genomen van de inhoud van de akte en in te stemmen met beperkte voorlezing. Vervolgens heb ik die gedeelten van de akte voorgelezen die op grond van de wet moeten worden voorgelezen. Onmiddellijk daarna hebben de comparant, die aan mij bekend is, en ik de akte ondertekend. \_\_\_\_\_

(get.): A. van Breda, C.A. Voogt. \_\_\_\_\_

UITGEGEVEN VOOR AFSCHRIFT





# EBN Jaarverslag 2020

Morgen verbinden met vandaag



Deze professionals werken aan systeemintegratie. Zij gingen met elkaar in gesprek over 'morgen verbinden met vandaag' en deelden hun visie op verduurzaming van de industriële clusters, energieopslag, de waterstofketen en andere thema's. Bekijk de artikelen en filmpjes en luister de podcast via [www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)



# Inhoudsopgave

<b>1. Voorwoord</b>	<b>3</b>	<b>4. Resultaten</b>	<b>40</b>	<b>6. Verslag van raad van commissarissen</b>	<b>77</b>	<b>7. Over dit verslag</b>	<b>87</b>
Morgen verbinden met vandaag	4	4.1 Inleiding	41	6.1 Algemeen	78	7.1 Verslaggevingsbeleid en -proces	88
<b>2. Onze organisatie</b>	<b>7</b>	4.2 Our Dutch Gas	42	6.2 Samenstelling van de raad van commissarissen	78	7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling	89
2.1 Over EBN	8	4.3 Return to Nature	45	6.3 Samenstelling van de directie	79	7.3 Transparantie	90
2.2 Waardecreatiemodel en impact	12	4.4 New Energy	49	6.4 Vergaderingen van de raad van commissarissen	80	7.4 Reikwijdte	91
2.3 Strategische pijlers	16	4.5 Financiële resultaten	54	6.5 Goedkeuringen door de RvC	81	7.5 Kaders	91
2.4 Business horizons – langetermijndoelen	17	4.5.1 Financiële gang van zaken	54	6.6 Samenwerking EZK-EBN	81	7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen	92
2.5 Strategische aanscherping 2020	18	4.5.2 Investerings	54	6.7 Strategie EBN	81	<b>8. Jaarrekening</b>	<b>95</b>
2.5.1 Trends en ontwikkelingen	18	4.5.3 Verkopen	54	6.8 Besproken onderwerpen 2020	82	<b>9. Controle verklaring van de onafhankelijke accountant</b>	<b>140</b>
2.5.2 SWOT en dilemma's	21	4.6 Creëren van verbindende kracht	55	6.8.1 Gaswinning Groningen: schade, versterken en afbouw	82	Verklaring over de jaarrekening 2020	141
2.6 Materiële thema's	23	4.6.1 Dialoog met belanghebbenden	55	6.8.2 CC(U)S	82	Assurancerapport van de onafhankelijke accountant	153
2.7 De bijdrage van EBN aan de SDG's	26	4.6.2 De mensen van EBN	59	6.8.3 Aardwarmte	83	<b>10. Bijlagen</b>	<b>156</b>
2.8 Connectiviteitsmatrix	28	4.6.3 Medezeggenschap	61	6.8.4 Overig	83	10.1 Interactie met onze belanghebbenden	157
<b>3. Onze positie in de energieketen</b>	<b>30</b>	4.7 Actieve aanpak risico's	62	6.9 Evaluatie directie en zelfevaluatie	83	10.2 De mensen van EBN	164
3.1 Het ontwikkelen van olie en gas	34	4.8 Reflectie	66	6.10 Vergaderingen van de auditcommissie	84	10.3 Governancetabel	166
3.2 Het ontwikkelen van aardwarmte	35	<b>5. Risico &amp; Corporate Governance</b>	<b>67</b>	6.11 Vergaderingen van de beloningscommissie/ selectie- en benoemingscommissie	85	10.4 Remuneratierapport	168
3.3 Het ontwikkelen van CO <sub>2</sub> -opslag	37	5.1 Risicomanagement	68	6.12 Jaarrekening	86	10.5 GRI-index 2020	172
3.4 Ketenverantwoordelijkheid	38	5.2 Belangrijkste strategische risico's	69			10.6 10 jaar kerncijfers	185
		5.3 Risicobereidheid	71			10.7 Verklarende woorden- en referentielijst	187
		5.4 Corporate governance	72			10.8 Contactinformatie	189
		5.5 Bestuursverklaring	76				





**Door naar  
morgen te kijken  
en verschillende  
toekomst-  
scenario's te  
doorleven...**

Over morgen verbinden met  
vandaag in gesprek met Alan Croes,  
Head System Outlook, unit Energy  
System Planning, TenneT

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

# 1. Voorwoord

Morgen verbinden met vandaag 4

**weten we waar  
we vandaag  
moeten  
beginnen.**



---

## Morgen verbinden met vandaag

Jaarverslagen gaan in meer of mindere mate ook altijd over de jaren voorafgaand aan het verslagjaar. En om daar maar mee te beginnen: 2020 was een onvergelijkbaar jaar. De Nederlandse samenleving stond op zijn kop. Het COVID-19 virus heeft alles in een ander daglicht gesteld. Voor individuele burgers, voor gezinnen, voor bedrijven, voor de overheid.... Uiteraard ondervonden en ondervinden ook wij de gevolgen van de coronacrisis. En tegelijkertijd is de agenda voor het klimaat en de energietransitie niet minder relevant en dringend geworden. We hebben nog maar negen jaar tot 2030 om 49% - of zelfs 55% op basis van de meest recente Europese richtlijnen - minder CO<sub>2</sub> uit te stoten in Nederland. Het Planbureau voor de Leefomgeving verwacht op dit moment dat met gelijkblijvend beleid slechts 34% CO<sub>2</sub>-besparing wordt behaald. Versnellen van de energietransitie is dan ook een absolute voorwaarde.

### Publiek belang

Als organisatie die vanuit het publieke belang al 60 jaar geworteld is in de Nederlandse energievoorziening, voelen wij ons gebonden en verbonden aan deze grote opdracht van enerzijds reduceren en anderzijds versnellen. We zijn ook van mening dat we de juiste kennis en competenties in huis hebben om daar een waardevolle en relevante bijdrage aan te leveren. We zetten in op verduurzaming van de gaswaardeketen waarin we verschillende opties



– aardgas, aardwarmte, CO<sub>2</sub>-opslag, groen gas en waterstof – integreren en in samenhang een plek geven. Dat doen we in samenwerking met een groot aantal partners, zowel publiek als privaat. We brengen kennis en financiële slagkracht in en verbinden partijen waarmee we als aanjager fungeren van een aantal concrete duurzame energieprojecten.

### Zonder weerga

Dat 2020 daarin een jaar zonder weerga was, moge duidelijk zijn. Een zwaar jaar voor de gasindustrie, en daarmee ook voor EBN. In 2020 heeft EBN bij een omzet van EUR 1,2 miljard een negatief resultaat van EUR 364 miljoen behaald. In 2019 bedroeg de omzet nog EUR 2,2 miljard en werd een positief resultaat van EUR 256 miljoen geboekt. De optelsom van de bijzonder lage gasprijs, de lage inves-

teringsbereidheid, de stikstofcrisis, de onzekerheden veroorzaakt door COVID-19 evenals de kosten voor schadeafhandeling in Groningen drukten zwaar op het resultaat van 2020.

### Nederlands gas

In 2020 werd de gaswinning uit het Groningenveld verder afgebouwd richting nul in 2022. Tegelijkertijd komt zo'n veertig procent van de energie die we in Nederland gebruiken uit aardgas en ook de komende decennia zal aardgas een belangrijke rol blijven spelen in ons energiesysteem. Daarbij gaat de voorkeur uit naar aardgas uit eigen land, met name offshore. Dit is beter vanuit het perspectief van een lagere CO<sub>2</sub>-footprint, beter voor de staatskas en beter voor de werkgelegenheid. Met de verhoogde investeringsaftrek naar 40% en een verwachte stijging van de gasprijzen zijn de verwachtingen voor 2021 positiever.

In 2020 bereikten het kabinet en de regio Groningen overeenstemming over een pakket aanvullende maatregelen voor de versterking van woningen en schadevergoedingen in het aardbevingsgebied in Groningen. Inmiddels is de parlementaire enquêtecommissie aardgaswinning Groningen ingesteld en de commissie heeft ook EBN verzocht om hen van informatie te voorzien voor hun onderzoek. Uiteraard is de enquête van groot belang voor de Groningers en hun gevoelens. EBN verleent volledige



medewerking zodat gekomen kan worden tot waarheidsvinding en de enquêtecommissie hieruit lessen kan trekken voor de toekomst.

### Duurzame nieuwe initiatieven

Duidelijk is dat de komende jaren in de transitie naar een duurzame energiewaardeketen resultaten moeten worden geboekt. Met onze kennis van ondernemen in de ondergrond zijn we zeer betrokken bij de ontwikkeling van aardwarmte. We zijn erop gericht de kennis over de ondergrond en de ontwikkeling van aardwarmte te verdiepen en waar mogelijk processen te versnellen. We zijn partner bij de ontwikkeling van diverse aardwarmteprojecten in Nederland en werken samen met Invest-NL voor de ontwikkeling van collectieve warmtesystemen en duurzame warmtenetten. Aardwarmte is een goed alternatief voor aardgas in de verduurzaming van de warmtevraag. Uit het rapport WARM (Waarde van Aardwarmte en Regionale Mogelijkheden) dat we in 2020 publiceerden blijkt dat aardwarmte zo'n 2,5 miljoen huizen van warmte kan voorzien. Met het SCAN-programma verzamelen wij gegevens over de Nederlandse ondergrond waarmee de potentie van aardwarmte beter vastgesteld kan worden. Het seismisch onderzoek dat daar onder valt, liep in 2020 gestaag door en begin december werd de 1000e kilometer bereikt.

Ook CO<sub>2</sub>-opslag in lege gasvelden voor de Nederlandse kust draagt bij aan de realisatie van de ambities van

het Klimaatakkoord. En juist hiermee kunnen we een grote slag slaan om de 49% reductie te realiseren. Onze kennis en assets zetten we in voor de grootschalige CO<sub>2</sub>-opslagprojecten Porthos en Athos. In 2020 is een aantal belangrijke mijlpalen bereikt. Zo stemde de minister in met EBN's deelname in de uitvoeringsfase voor de bouw en ingebruikname van het Porthosysteem en verleende de Europese Commissie een subsidie van € 102 miljoen voor het Porthosproject.

Daarnaast werken we ook mee aan het verkennen van andere kansrijke opties zoals groen gas en waterstof. Ook de opslag van energie is een belangrijk onderwerp bij de overgang naar een duurzaam energiesysteem. Vraag en aanbod komen meer uit elkaar te liggen en worden volatieler. Daarom moeten we in toenemende mate grote hoeveelheden energie langdurig kunnen opslaan. EBN onderzoekt de opties daarvoor.

### Geïnformeerde dialoog

Het publieke debat over de energietransitie wordt steeds breder gevoerd. Van groot belang is dat dit gesprek gebaseerd is op feiten. EBN hecht veel waarde aan een geïnformeerde dialoog. Hier dragen we aan bij met onze publicaties als het digitale Focus magazine en uiteraard de EBN-infographic 'Energie in cijfers'. Daarnaast hebben we het programma 'Zo werkt Energie in Nederland' geïnitieerd dat een compleet beeld moet geven van energie in Neder-

land. Naar verwachting zullen we het resultaat in het voorjaar van 2021 presenteren. Ook organiseerden we in 2020 'De week van de duurzame (aard)warmte', een programma over de verduurzaming van de warmtevraag in Nederland.

### Vandaag en morgen

Al onze huidige activiteiten zijn gericht op het bijdragen aan een toekomstig duurzaam energiesysteem. Of, met andere woorden, hoe we de ambities van morgen kunnen verbinden met de realiteit en mogelijkheden van vandaag. Met die bril kijken we naar de uitdagingen van vandaag, zowel die we kunnen incalculeren als onverwachte ontwikkelingen zoals de coronacrisis.

### 2020

In dit jaarverslag is te lezen dat we ondanks de coronacrisis in staat zijn geweest goede voortgang te boeken ten aanzien van onze strategische doelen. Wel heeft COVID-19 in een aantal gevallen uitdagingen en beperkingen met zich meegebracht die ons werk hebben beïnvloed. Zo zijn bijvoorbeeld de werkzaamheden tijdelijk stilgelegd van het SCAN-programma waarmee de potentie van aardwarmte in de Nederlandse ondergrond verder in kaart wordt gebracht. Ook is de coronacrisis van invloed geweest op de verdere verslechtering van het investeringsklimaat voor de exploratie en productie van Nederlands aardgas. Om de verbinding met onze stakeholders vast te houden hebben we samenkomsten en events moeten vervangen door online alternatieven.

## Veerkracht

Voor onze interne organisatie betekende de coronacrisis dat de medewerkers van EBN vrijwel het hele jaar hebben thuisgewerkt. In tegenstelling tot wat voor veel sectoren geldt, kunnen de werkzaamheden van EBN veelal vanuit huis worden gedaan. Daarmee doen we natuurlijk wel een groot beroep op het aanpassingsvermogen van onze medewerkers in een thuissituatie die voor iedereen anders is. We hebben extra Great Place To Work-onderzoeken uitgevoerd die gericht waren op werkgeverschap in tijden van COVID-19. De gevoelsstelling “Alles overziend vind ik dat onze organisatie goed in staat is om thuis te werken” scoorde in de zomer van 2020 98%. Daarnaast daalde het ziekteverzuim. Trainingen en opleidingen zijn door COVID-19 beperkingen deels doorgeschoven naar 2021.

Tot slot: Met de stakeholdermonitor die we in 2020 hebben uitgevoerd, hebben we getoetst hoe onze stakeholders onze prestaties beoordelen. Overall scoort EBN een reputatiescore van 7,8 waar we trots op zijn. Dankzij de inzet en betrokkenheid van een toenemend aantal EBN-medewerkers en in samenwerking met partners kunnen we impact maken. Daar zetten we elke dag onze schouders onder.

**Jan Willem van Hoogstraten**  
CEO

## Kerncijfers

	2020	2019	2018
Aantal participaties	188	202	195
Aantal aardwarmte joint ventures	3	3	-
Afzet EBN-deel (mrd Nm <sup>3</sup> )	8	12	14
Omzet (EUR mln)	1.220	2.206	2.673
Nettoresultaat (EUR mln)	-364	256	764
Afdrachten aan de Staat (EUR mln)	-	293	962
Investeringen in materiële vaste activa (EUR mln)	138	227	184
Afschrijvingen en (terugdraaiing) bijzondere waardeverminderingen (EUR mln)	558	586	275
<b>Sociaal</b>			
Aantal medewerkers	137	118	104
Percentage vrouw	39,4%	39,8%	34,6%
Ziekteverzuim	2,8%	5,3%	3,8%
<b>Milieu<sup>1</sup></b>			
CO <sub>2</sub> -emissie		580 Kton	626 Kton
Methaanemissie		3,5 Kton	3,6 Kton
Energieverbruik		15,5 PJ	17,1 PJ

<sup>1</sup> Operationele prestatie-indicatoren worden gerapporteerd op basis van opgave door operators en geconsolideerd door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Deze cijfers hebben betrekking op het berekende EBN-aandeel in de Nederlandse gasproductie en jaarlijkse booractiviteiten. De cijfers over 2020 zijn pas later dit jaar beschikbaar en zullen worden gepubliceerd op onze website.





**Vandaag is de belangrijkste dag, we moeten nu doen wat nodig is...**

Over morgen verbinden met vandaag in gesprek met Marc Londo, inhoudelijk strateeg Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE)

Lees meer op: [www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

**en slim omgaan met onzekerheden die de toekomst bevat.**

# 2. Onze organisatie

2.1 Over EBN	8	2.5 Strategische aanscherping 2020	18	2.7 De bijdrage van EBN aan de SDG's	26
2.2 Waardecreatiemodel en impact	12	2.5.1 Trends en ontwikkelingen	18	2.8 Connectiviteitsmatrix	28
2.3 Strategische pijlers	16	2.5.2 SWOT en dilemma's	21		
2.4 Business horizons – langetermijndoelen	17	2.6 Materiële thema's	23		



## 2.1 Over EBN

Energie Beheer Nederland (EBN) speelt al bijna zestig jaar een centrale rol in de energiewinning in Nederland. In publiek-private samenwerkingen zet EBN haar kennis, kunde en (financiële) slagkracht in voor een duurzaam, betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem. In het kader van de energietransitie zijn de rol, positie en activiteiten van EBN veranderd. Mede door het sluiten van het Groningen-gasveld verschuift de focus van olie- en gaswinning naar het verduurzamen van de zogeheten gaswaardeketen. Dit is in 2019 verankerd in een nieuwe missie: EBN zet als verbindende kracht in de energietransitie de waarde van de ondergrond in voor de duurzame toekomst van de bovengrond. In 2020 heeft EBN hier met haar activiteiten verder invulling aan gegeven. De doelstellingen van het Klimaatakkoord zijn daarbij leidend: In 2030 49% minder CO<sub>2</sub> uitstoten ten opzichte van 1990 en een afname van 95% uitstoot van broeikasgassen in 2050.

In de visie van EBN staat centraal dat elementen van ons huidige energiesysteem waardevol en noodzakelijk zijn voor het realiseren van het duurzame systeem van de toekomst. In de complexe opgave die de energietransitie is, is samenwerken en een bundeling van kennis en kunde essentieel. Vanuit haar centrale positie en haar relatie met alle spelers en belanghebbenden binnen en buiten de energiesector legt EBN zich toe op het geven van 'verbin-

dende kracht' aan de energietransitie. EBN ziet daarbij een stevige regierol vanuit de overheid als voorwaarde voor een versnelling van noodzakelijke ontwikkelingen om de gaswaardeketen te verduurzamen. Deze ontwikkelingen moeten in samenhang met elkaar plaatsvinden om te komen tot een toekomstbestendige energiewaardeketen waarin verschillende duurzame opties zijn geïntegreerd.

Gas heeft een centrale rol in het Nederlandse energiesysteem. Op dit moment bestaat het primair energieverbruik in Nederland namelijk nog voor 41% uit aardgas. Zolang alternatieven onvoldoende beschikbaar zijn, blijft aardgas de komende decennia een belangrijke energiebron. EBN richt zich vooral op het stimuleren van exploratie en op de productie van Nederlands aardgas uit de kleine velden op de Noordzee. Nederlands aardgas heeft de voorkeur boven import, onder meer vanwege de voordelen voor het klimaat, de economie en de werkgelegenheid. De bijbehorende gasinfrastructuur wordt daarmee behouden voor het toekomstige nieuwe energiesysteem.

EBN richt zich ook op het versnellen van de ontwikkeling van aardwarmte, het ontwikkelen van projecten voor CO<sub>2</sub>-opslag en het verkennen van andere duurzame alternatieven zoals groen gas, waterstof en energieopslag. Daarnaast heeft EBN een voortrekkersrol in het ontmantelingsvraagstuk van in onbruik geraakte delen van de olie- en gasinfrastructuur. EBN onderzoekt daarbij

innovatieve mogelijkheden om bepaalde onderdelen en locaties te kunnen hergebruiken voor duurzame energieproductie en -opslag. Zo heeft EBN locaties onder de Noordzee geïdentificeerd die geschikt zijn voor CO<sub>2</sub>-opslag en locaties die mogelijkheden bieden voor de productie van waterstof.

Bij EBN werken professionals die specialistische kennis hebben: in de diepte op het gebied van de Nederlandse ondergrond, in de breedte op het gebied van het energiesysteem en ervaring met langjarige publiek-private samenwerkingsverbanden. Binnen EBN is er naast aandacht voor technische expertise ook specifieke aandacht voor competenties op het gebied van de sociaal-maatschappelijke kant van de energietransitie. Onze medewerkers staan voor de publieke zaak, creëren verbinding en zetten zich in om economische en maatschappelijke waarde toe te voegen aan alle activiteiten waarin wij actief zijn. Onze medewerkers durven voorop te lopen. Kernwaarden die passen bij een cultuur die inzet vraagt en energie geeft aan de energietransitie.

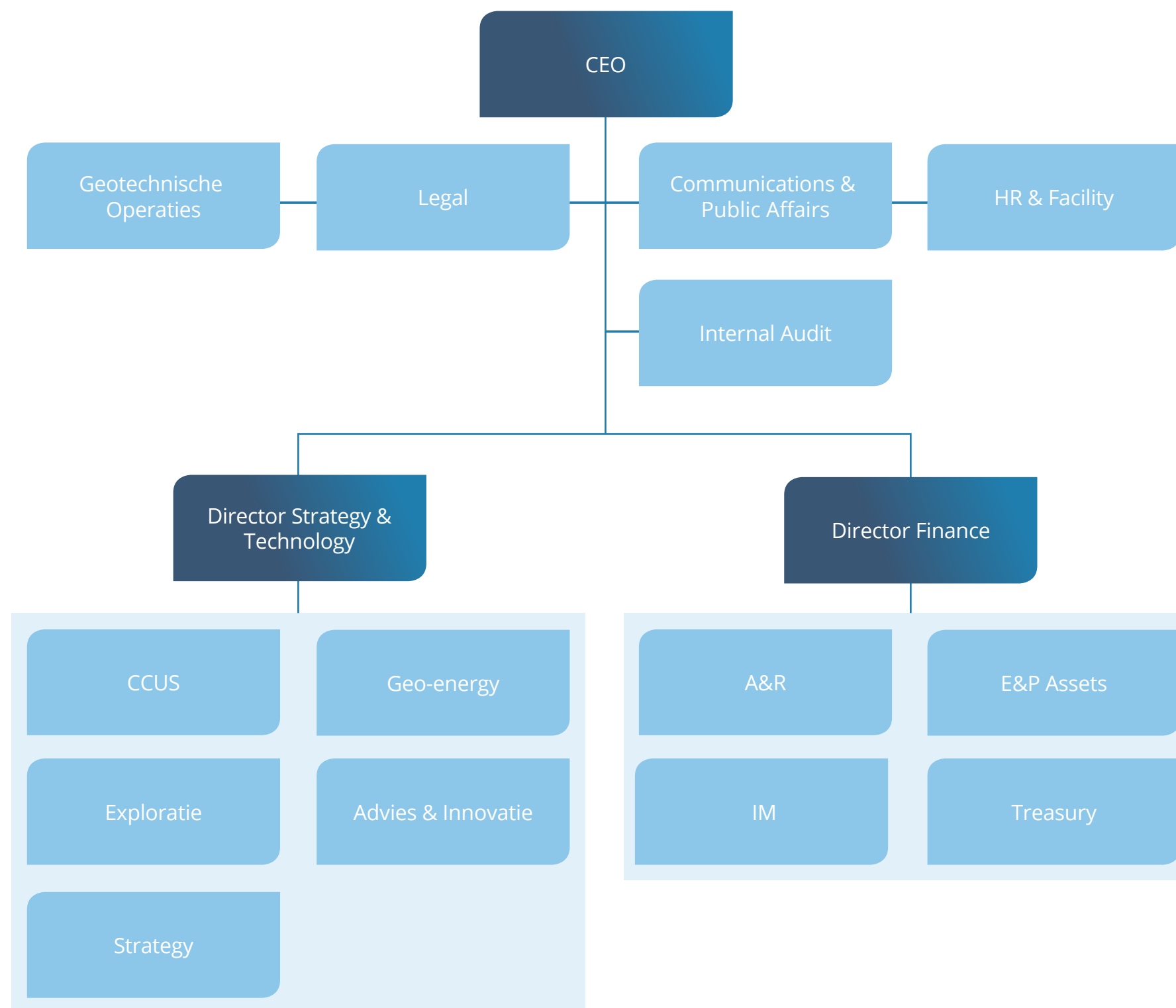
Onze gedrevenheid om uitvoering te geven aan de energietransitie klinkt door in onze kernbelofte: *Energising the Transition*

EBN is een beleidsdeelneming. De aandelen zijn voor 100% in handen van de Nederlandse Staat en worden

beheerd door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). EBN is bijna zestig jaar geleden opgericht om het economisch en maatschappelijk belang van de Nederlandse Staat te behartigen in het zoeken naar en het winnen van olie en gas in de Nederlandse ondergrond. Deze wettelijke taak voeren we nog steeds uit. Daarnaast adviseert EBN de overheid over delen van het energie- en klimaatbeleid.

Met haar financieel kapitaal en met verregaande kennis van de Nederlandse ondergrond en het energiesysteem participeert EBN in bijna tweehonderd samenwerkingsverbanden met energiebedrijven in Nederland. EBN heeft in de meeste samenwerkingsverbanden een belang van 40% en borgt daarmee de opbrengsten voor de Staat. Daarnaast heeft EBN een belang van 40% in GasTerra. GasTerra is groothandelaar in aardgas en groen gas. Het bedrijf koopt gas van binnen- en buitenlandse producenten en op de vrije gasmarkt. De klantenkring bestaat uit energiebedrijven, industrieën en andere grootafnemers.

EBN heeft uitsluitend activiteiten in Nederland. De circa 140 medewerkers werken allemaal vanuit het kantoor in Utrecht. EBN heeft een directie en een raad van commissarissen (RvC). EBN is georganiseerd in zes multidisciplinaire thema's: Exploration & Production (E&P) Assets, Exploratie, Geo-energie, Carbon Capture Utilisation & Storage (CCUS), Advies & Innovatie en Geotechnische Operaties. De onder-






steunende afdelingen zijn: Human Resources, Support & Facility, Legal, Communications & Public Affairs, Accounting & Reporting (inclusief Internal Audit), Treasury en Information Management. Specialistische disciplines komen binnen EBN samen in vakgebieden.<sup>1</sup>

### Leeswijzer

Het model op pagina 13 geeft inzicht in ons bedrijfsmodel, het proces van waardecreatie, de resultaten en impact ervan. In de volgende paragrafen gaan we op basis van dit waardecreatiemodel in op onze missie, visie en strategie, beschrijven we onze materiële thema's en bijdrage aan de Sustainable Development Goals (SDG's) van de Verenigde Naties en geven we een overzicht van de output en impact van onze activiteiten. De connectiviteitsmatrix geeft inzicht in de samenhang hiertussen. In hoofdstuk 3 zoomen we in op onze positie in de energieketen en ketenverantwoordelijkheid. Hoofdstuk 4 beschrijft de resultaten van de activiteiten en projecten die in 2020 zijn ontwikkeld.

<sup>1</sup> Vakgebieden: Management, Reservoir Engineering, Business Finance, Markt en Beleidsontwikkeling, Facility Engineering, Geosience.



**Morgen verbinden met vandaag**

**Met onze kennis, kunde en financiële slagkracht,**

**leveren we een significante bijdrage aan ons toekomstige duurzame energiesysteem.**

**ebn** Energising the transition

Ontdek de verhalen van onze collega's op [ebn.nl/morgen-verbinden-met-vandaag/](https://ebn.nl/morgen-verbinden-met-vandaag/)

Arbeidsmarktcampagne 'Morgen verbinden met vandaag'

## Van gaswaardeketen naar toekomstbestendige energiewaardeketen

Het Klimaatakkoord laat zien dat het huidige op fossiel gebaseerde systeem niet langer houdbaar is. Binnen het nieuwe systeem zullen elektriciteit en duurzame gasvormige energiedragers een dominante rol krijgen. De verschillende opties – aardwarmte, CO<sub>2</sub>-opslag, groen gas en waterstof – moeten in de duurzame energieketen geïntegreerd en in samenhang een plek krijgen.

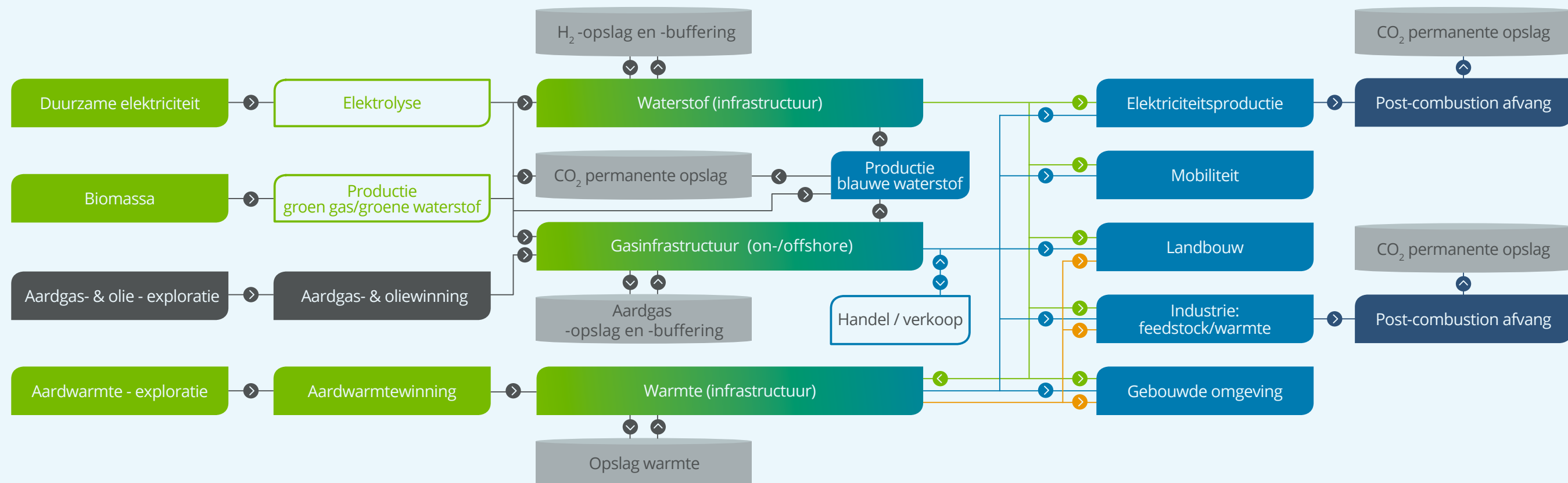
Vanuit het publieke belang kunnen wij met onze ervaring met het ondernemen in de ondergrond en onze centrale

positie in het speelveld gewenste en noodzakelijke ontwikkelingen in samenhang versnellen en versterken. We leveren een bijdrage door nieuwe duurzame opties te ontwikkelen en door vanuit onze publieke rol partijen binnen de ketens samen te brengen om gezamenlijke stuwkracht te geven aan de transitie.

Binnen de strategische pijlers Our Dutch Gas, Return to Nature en New Energy ligt de strategische focus voor EBN daarom op het bijdragen aan een klimaatneutraal energiesysteem door verduurzaming van de gaswaardeketen, inclusief de ontwikkeling van aardwarmte, CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage) en nieuwe

duurzame gassen zoals waterstof en groen gas en de mogelijkheden van ondergrondse energieopslag. De benodigde versnelling in deze zich ontwikkelende markt(en) is gebaat bij een krachtige publiek-private samenwerking.

De figuur toont van links naar recht het energiesysteem zoals het er op hoofdlijnen uit moet komen te zien. De bestaande fossiele bronnen, aardgas en olie, zijn in grijs weergegeven. In het huidige energiesysteem worden alle vraagsectoren (in blauw) vanuit die bronnen van energie voorzien. In het toekomstige klimaatneutrale systeem gaan aardwarmte, CO<sub>2</sub> opslag, groen gas en waterstof (alle groene en groen/blauwe blokken) dit geleidelijk overnemen om gezamenlijk aan de energievraag in alle sectoren te voldoen.





## 2.2 Waardecreatiemodel en impact

### Proces van waardecreatie

Ons waardecreatiemodel is gebaseerd op het raamwerk van de International Integrated Reporting Council (IRRC). Het model op pagina 13 laat zien hoe we de zes vormen van kapitaal inzetten om onze strategische doelstellingen te realiseren en hoe we met onze kernactiviteiten waarde creëren.

Hierbij werken wij actief aan het vergroten van onze positieve impact en het vergroten van de maatschappelijke en economische waarde van onze output. Dit doen wij via verschillende rollen en activiteiten: kennispartner/adviseur, beheerder, verkenners, investeerder en operator. In onze activiteiten werken we aan het vergroten en verbeteren van onze prestaties op de materiële thema's waarmee EBN haar invloed uitoefent op en een bijdrage levert aan de huidige energievoorziening en de transitie naar de toekomstige klimaatneutrale energievoorziening. Daarbij stuurt EBN op het verkleinen van de negatieve impact van haar activiteiten op het klimaat en de leefomgeving, onder meer door risico's actief aan te pakken en te werken aan emissiereductie.

In haar werkwijze wendt EBN haar positieve invloed aan door partijen samen te brengen en te verbinden aan de centrale thema's van de huidige en toekomstige energievoorziening en zo op alle fronten de efficiëntie en

effectieve daadkracht te vergroten. Daarnaast betreft EBN nieuwe stakeholders door ze actief te informeren over de voor hun relevante ontwikkelingen, onder meer over regionale en lokale ontwikkelingen in de verduurzaming van de energievoorziening.

Door onze kernactiviteiten te verbeteren, nieuwe activiteiten te ontwikkelen en nieuwe opties te verkennen, werkt EBN aan het optimaliseren en verduurzamen van de gaswaardeketen en de transitie naar de energiewaardeketen. Hierbij richt EBN zich vanuit het publieke belang in een publiek-private samenwerking op het optimaliseren van de nieuwe waardeketens (zie kadertekst 'Van gaswaardeketen naar toekomstbestendige energiewaardeketen'). Naarmate de transitie naar de energiewaardeketen verder vordert, neemt de negatieve invloed op het klimaat en de leefomgeving af en neemt de maatschappelijke en economische waarde van de nieuwe waardeketens toe.

### Onze kapitalen

#### Natuurlijk kapitaal

Olie-, gas- en aardwarmtevoorraden in de Nederlandse ondergrond vormen ons natuurlijk kapitaal. Olie- en gasvoorraden zullen op korte termijn slinken en uiteindelijk op de lange termijn uitgeput raken. De nog beschikbare reserves vertegenwoordigen een waarde die in een later stadium financieel kapitaal kan opleveren. Lege gasvelden kunnen benut worden voor CO<sub>2</sub>- en energieopslag. Een

deel van het aardgastransportnetwerk kan omgebouwd worden voor transport van waterstof en groen gas.

#### Geproduceerd kapitaal

EBN beschikt over assets in de vorm van infrastructuur voor de winning van olie en gas. Zodra een gasveld uitgeput raakt, wordt de infrastructuur op de korte termijn overbodig. De in onbruik geraakte installaties en infrastructuur worden zo mogelijk hergebruikt op een andere locatie of verwijderd waarbij materialen zo mogelijk worden gerecycled. Ook kunnen installaties en infrastructuur hergebruikt worden voor nieuwe energietoepassingen.

#### Intellectueel kapitaal

EBN heeft veel kennis en vergroot deze door middel van studie, samenwerking en uitwisseling, onderzoek en op basis van nieuwe inzichten. Op de korte termijn verwerven we actief nieuwe inzichten en technologieën. Deze opgedane kennis passen we toe op studies naar nieuwe toepassingen in de Nederlandse ondergrond. Door actief kennis te ontwikkelen en te delen, bouwt EBN op de lange termijn aan een aanjagend kennisplatform voor de energiesector.

#### Menselijk kapitaal

We beschikken over betrokken en gemotiveerde werknemers, zo blijkt onder andere uit de resultaten van het





**Onze (potentiële) rollen/activiteiten**



**Stakeholderdialog / -monitor**

Great Place to Work medewerkerstevredenheidsonderzoek van 2019. Dit onderzoek wordt elke twee jaar uitgevoerd. Verbondenheid en ontwikkeling van onze medewerkers vinden we van groot belang. Door middel van opleiding en ontwikkeling stijgen het kennisniveau van onze organisatie en de capaciteiten van onze medewerkers op de korte termijn. EBN trekt jong talent aan omdat wij een driejarig traineeship en stages aanbieden. Op deze manier bouwen wij aan een organisatie die in de toekomst beschikt over de juiste competenties om de versnelling van de energietransitie aan te jagen.

### Sociaal/relatieel kapitaal

Binnen onze samenwerkingsverbanden stimuleren we initiatieven voor de energietransitie en hebben we een verbindende rol in publiek-private samenwerkingen. Door de dialoog aan te gaan met onze stakeholders, zowel binnen als buiten de sector, verbeteren we op korte termijn het maatschappelijk draagvlak voor onze activiteiten (in de Nederlandse ondergrond). Het blijvend in gesprek gaan met onze stakeholders zorgt er uiteindelijk voor dat we een goede reputatie hebben opgebouwd en draagvlak genieten bij stakeholders. Stakeholders hebben vertrouwen in en zien een rol voor EBN in het versnellen van de energietransitie. Stakeholders waarderen EBN onder meer voor het excellent uitvoeren van de kerntaken, onze professionaliteit (zeer deskundig en betrouwbaar), goed bestuur en goede samenwerking.

### Financieel kapitaal

Economische waarde wordt op de korte termijn gegeneerd uit de opbrengsten uit de olie- en gasverkoop. Winst keren we grotendeels uit aan de Staat. Op de lange termijn dragen de opbrengsten en de kostenverminderingen bij aan het behouden van een financieel stabiele organisatie. EBN heeft in het najaar van 2019 EUR 450 miljoen kapitaalstorting mogen ontvangen en toegevoegd aan het eigen vermogen om zo de solvabiliteit te verhogen.

### De impact: Maatschappelijke effecten

Onze activiteiten en die van andere partijen in de keten hebben impact op de maatschappij, voornamelijk op de energievoorziening, de energietransitie, de economie, de (leef)omgeving en het klimaat.

### Positieve impact

**Energievoorziening.** EBN deelt haar expertise en kennis van de ondergrond met partners in de sector, gaat samenwerkingsverbanden aan voor (onderzoek naar) gaswinning en nieuwe energietoepassingen en adviseert het ministerie van EZK. EBN draagt bij aan een veilig, betrouwbaar en duurzaam energiesysteem in Nederland en vergroot haar positieve impact op de maatschappij door te sturen op de materiële thema's: actieve aanpak risico's; stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas; versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector; inzet van ondergrondse

ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem; verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie.

**Klimaat - Energietransitie.** Wij helpen de energietransitie te versnellen door vanuit het materiële thema 'verbindende kracht' actief kennis van (ondernemen in) de Nederlandse ondergrond te ontwikkelen en te delen en de geïnformeerde dialoog tussen stakeholders over thema's van de energietransitie te faciliteren.

We ontwikkelen actief gemeenschappelijke thema's en programma's om stakeholders te verbinden aan de centrale thema's van de energietransitie. Bij EBN werken mensen die betrokken en bevlogen zijn en verbonden zijn aan de realisatie van de organisatiedoelen ten aanzien van verduurzaming van de gaswaardeketen, CO<sub>2</sub>-reductie en de energietransitie.

Ook met de onder 'energievoorziening' genoemde materiële thema's draagt EBN bij aan CO<sub>2</sub>-reductie en de verduurzaming van de gaswaardeketen en het ontwikkelen van nieuwe duurzame opties. Daarbij werken we er actief aan dat de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (E&P, aardwarmte, CCS (Carbon Capture and Storage)) geen risicogrenzen overschrijden en daardoor gevaar opleveren voor mens en omgeving.

**Maatschappelijke en economische waarde.** De energievoorziening en de energietransitie zijn maatschappelijk gezien van groot belang. Aardgaswinning heeft de afgelopen decennia grote invloed gehad op de welvaart in Nederland, maar deze impact is de afgelopen jaren verminderd door teruglopende aardgasproductie, lage gasprijzen en hogere kosten. EBN stuurt op het materiële thema ‘financiële slagkracht en weerbaarheid’ dat zich laat kenmerken door een hoog eigen vermogen (incl. liquiditeit en solvabiliteit) dat direct beschikbaar is voor het afwikkelen van de huidige verplichtingen. Dit is belangrijk gezien de versnelde afbouw Groningenveld en Gasgebouw waardoor de winstgevendheid lager wordt en de materialiteit van de onzekere factoren (bijv. kosten voor schadevergoedingen en opruimingsverplichting) groter wordt. Daarnaast kan het vermogen eventueel worden ingezet voor investeringen in de energietransitie.

EBN stuurt in alle activiteiten en in haar samenwerkingsverbanden in de verschillende sectoren op kostenreductie. De nieuwe duurzame sectoren en waardeketens hebben de potentie een belangrijke bijdrage te leveren aan de (lokale) economie en werkgelegenheid. EBN zet zich ervoor in de nieuwe waardeketens te ontwikkelen tot economisch rendabele ketens. De sectoren zijn goed voor directe en indirecte werkgelegenheid. We halen de kennis voor deze nieuwe energietoepassingen in huis en vergroten hierdoor

werkgelegenheid bij onze eigen organisatie. Voorbeelden zijn de groei van de themateams Geo-energie en CCUS (zie organogram op pagina 9).

### Negatieve impact

**Lokale gemeenschap.** Alhoewel we de negatieve impact van onze activiteiten zo veel mogelijk trachten te beperken, heeft energiewinning wel impact op de lokale leefomgeving. Een belangrijk aspect hierin zijn (veiligheids)risico's. Als gevolg van de invloed van de winning van aardgas op de lokale (leef)omgeving en de maatschappelijke impact daarvan, besloot het kabinet in 2018 de gaswinning in Groningen te stoppen en zo snel mogelijk geheel af te bouwen. Op die manier wordt de oorzaak van het aardbevingsrisico weggenomen. Op termijn wordt het daardoor veiliger in de regio.

Voor de ontwikkeling van nieuwe activiteiten van EBN zoals aardwarmteprojecten en CO<sub>2</sub>-opslagprojecten geldt dat we actief sturen op beheersing van risico's door met de betreffende sectoren te werken aan standaardisering van normen en maatregelen. Daarnaast zet EBN actief in op omgevingscommunicatie. Ook gaat EBN zich richten op het ontwikkelen van meer participatieve werkvormen om stakeholders in de omgeving te betrekken bij de ontwikkeling van projecten.

**Klimaat.** De winning van olie en gas en ook de winning van bijvoorbeeld aardwarmte veroorzaken broeikasgassen die nadelig zijn voor het klimaat.

In de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (E&P, aardwarmte, CCS) sturen wij er actief op dat er geen grenzen worden overschreden met gevaar voor mens en omgeving. In onze samenwerkingsverbanden sturen we op een lagere milieu-impact en CO<sub>2</sub>-footprint door het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen en het verminderen dan wel voorkomen van lozingen. Alhoewel hier geen norm voor is, monitoren we actief op eventuele lekkages en pakken deze aan wanneer nodig. Door te werken aan kortetermijnoplossingen voor de reductie van CO<sub>2</sub> en hernieuwbare energiebronnen voor het klimaatneutrale energiesysteem voor de toekomst, willen wij negatieve effecten beperken en neutraliseren.

Door te sturen op het materiële thema verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur zetten we ons proactief in op het verantwoord opruimen van platformen die het einde van de levensduur naderen. Leidingen en putten op zee moeten schoon en veilig worden achtergelaten. In bepaalde gevallen moeten pijpleidingen worden verwijderd. Zo mogelijk verlengen we met hergebruik de levensduur van de infrastructuur.

## 2.3 Strategische pijlers

De strategie waarmee we invulling geven aan onze visie en missie, steunt op de drie pijlers: Our Dutch Gas, Return to Nature en New Energy. Deze strategische pijlers geven richting aan de activiteiten die EBN ontwikkelt voor de huidige energievoorziening en de ontwikkeling van de toekomstige energievoorziening. De strategische pijlers laten zien hoe EBN een actieve bijdrage levert aan de energietransitie.

**Our Dutch Gas:** Nederlands aardgas als essentieel onderdeel van de verduurzaming van de gaswaardeketen. Het stimuleren en versnellen van de exploratie en productie van Nederlandse kleine velden gas;

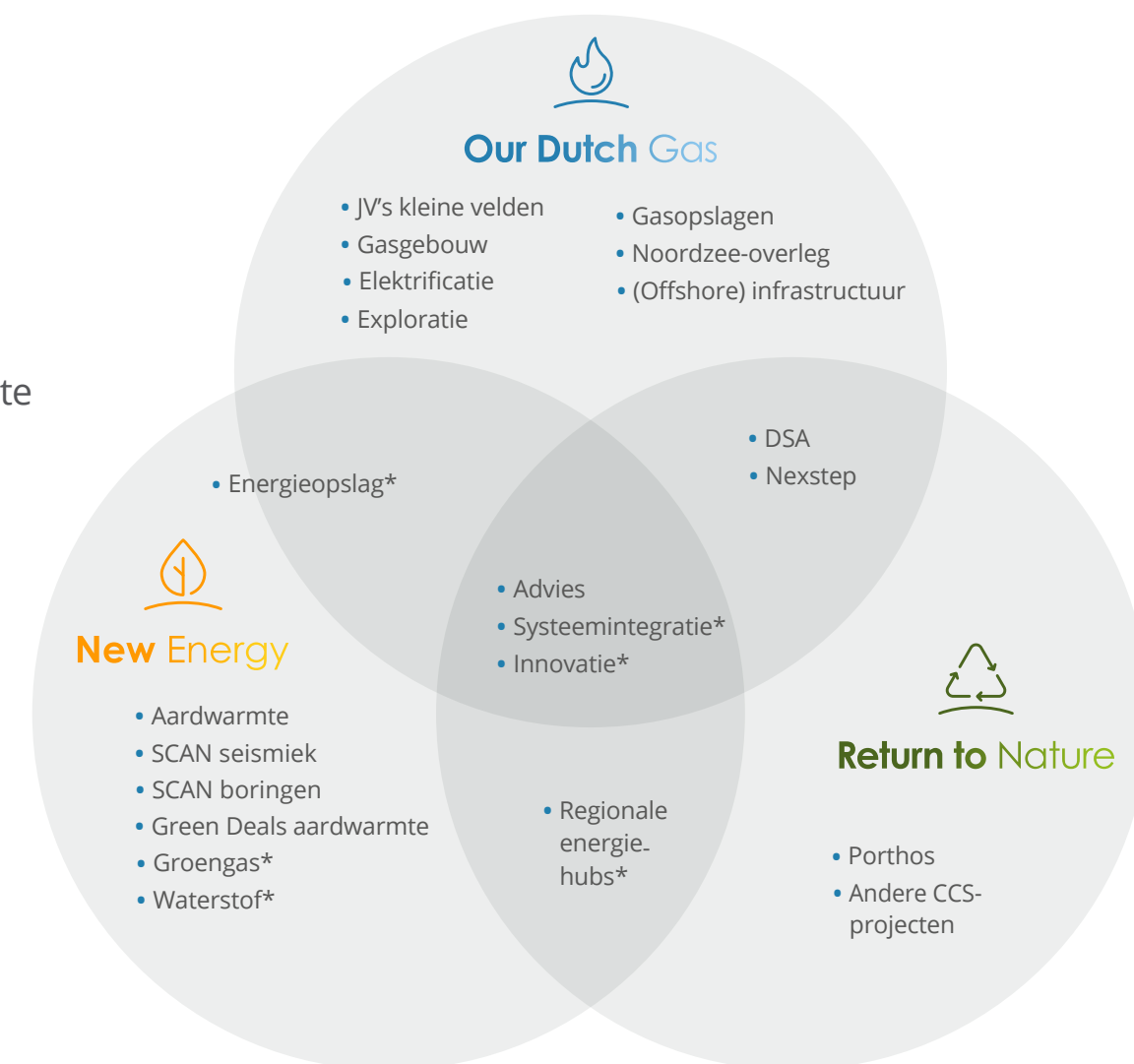
**Return to Nature:** verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur, onder meer voor energie- en CO<sub>2</sub>-opslag;

**New Energy:** bijdragen (met onder andere kennis) aan de ontwikkeling van nieuwe duurzame energiebronnen zoals aardwarmte, groen gas en waterstof.

De afgelopen jaren heeft EBN uitvoering gegeven aan haar strategie vanuit deze drie strategische pijlers. Daarmee is onze positie zichtbaar verschoven; van een meer 'stille' partner achter de schermen van de energievoorziening in Nederland naar een organisatie die met haar kennis, kunde, financiële positie en netwerk verbindende kracht geeft aan de energietransitie. Dit geldt zowel voor haar meer traditionele activiteiten in het stimuleren van de exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas als voor haar nieuwere activiteiten. EBN heeft onder meer een zichtbare rol in de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland en als partner in de ontwikkeling van CO<sub>2</sub>-opslag en innovaties ten behoeve van de ontwikkeling van groen gas en waterstof in Nederland. Ook

is EBN zichtbaar als aanjager van de geïnformeerde dialoog waarmee zij op basis van feiten en cijfers het gesprek over de energietransitie faciliteert.

De concrete activiteiten die binnen de drie strategische pijlers worden uitgevoerd, staan weergegeven in onderstaand diagram:



Activiteiten per strategische pijler: in uitvoering, in ontwikkeling en studie, advisering, \*verkennende activiteiten

### Our Dutch Gas

We benutten Nederlandse energiebronnen optimaal en zien gas als essentieel onderdeel voor de verduurzaming van de gaswaardeketen.

### Return to Nature

We nemen een voortrekkersrol in het ontmantelingsvraagstuk en dragen bij aan de ontwikkeling van energie- en CO<sub>2</sub>-opslag.

### New Energy

We werken mee aan het versnellen van de ontwikkeling van (ultradiepe) aardwarmte en het verkennen van andere alternatieven en duurzame energiebronnen.



In de resultatenparagraaf staat per strategische pijler een overzicht van de belangrijkste activiteiten en doelstellingen die wij in 2020 hebben gerealiseerd en hoe die bijdragen aan de EBN's materiële onderwerpen en SDG's.

## 2.4 Business horizons – langetermijndoelen

EBN heeft haar strategische ambities geoperationaliseerd in langetermijndoelen 2025 op drie business horizons:

1. Verbeteren kernactiviteiten: exploratie en productie Nederlands kleine velden gas;
2. Ontwikkelen nieuwe activiteiten: aardwarmte en CO<sub>2</sub>-opslag;
3. Verkennen nieuwe opties: waterstof, groen gas en ondergrondse energieopslag.

Voor een overzicht van de 2025-doelen verwijzen we naar de connectiviteitsmatrix op pagina 28.

De business horizons laten zien dat de meetbare impact van de nieuwe activiteiten in de verduurzaming van de gaswaardeketen verder in de tijd ligt. Voor de impact die EBN realiseert met aardwarmte en CO<sub>2</sub>-opslag geldt dat die niet lineair maar stapsgewijs toe zal nemen vanaf het moment dat projecten in de uitvoeringsfase komen. Voor het verkennen van nieuwe opties geldt dat EBN partijen samenbrengt en nieuwe ontwikkelingen stimuleert als (kennis)partner in studies en pilots. Inherent aan innovatie is dat de uitkomst ervan nog niet vaststaat.



## 2.5 Strategische aanscherping 2020

In de transitie naar een CO<sub>2</sub>-neutrale energievoorziening in 2050 moet het energiesysteem zoals we dat nu kennen ingrijpend veranderen. De energietransitie en relevante ontwikkelingen zijn van invloed op onze strategie, onze activiteiten en bedrijfsvoering op de korte en lange termijn. De waarde van EBN voor onze maatschappij blijft liggen in de (verbetering van de) uitvoering van de traditionele kernactiviteiten en in toenemende mate in de nieuwere activiteiten en de rol die EBN inneemt als verbindende partij in de energietransitie. Ook de activiteiten waarmee EBN werkt aan het verkennen van nieuwe opties die bijdragen aan het versnellen van de energietransitie voegen waarde toe. Het bedrijfsmodel van EBN is hierop afgestemd. Daarnaast is dit terug te zien in de bedrijfsdoelstellingen van EBN (zie pagina 41) die onder meer gericht zijn op het belang van de exploratie en productie Nederlands kleine velden gas, de productie van aardwarmte en de ontwikkeling van het CO<sub>2</sub>-opslagproject Porthos.

In 2019 is de veranderende positie van EBN steviger verankerd in de missie en strategie en zijn de korte- en langetermijndoelen in lijn gebracht. Naast de gewijzigde missie en visie werkte EBN de nieuwe visie op de gas-waardeketen 'van gaswaardeketen naar een toekomstbestendige energiewaardeketen' verder uit.

In september 2020 heeft EBN de koppeling van haar langetermijndoelen (hierna: strategische doelen 2025) aan haar materiële thema's aangescherpt en daarbij de doelen eenduidig geformuleerd in termen van energieproductie, CO<sub>2</sub>-emissiereductie en kostenreductie. Hiermee maakt EBN de waarde die zij creëert ten aanzien van de materiële thema's explicieter en zichtbaarder. Ook heeft EBN doelen toegevoegd die meetbaar maken hoe EBN haar rol als verbindende kracht in de energietransitie vervult. De herformulering van de strategische doelen 2025 wordt per 1 januari 2021 vertaald naar de strategische jaardoelstellingen 2021 van de verschillende themateams. In het jaarverslag 2021 zal in termen van energieproductie, emissiereductie CO<sub>2</sub>, kostenreductie en verbindende kracht beschreven worden hoe EBN verder vordert ten aanzien van haar strategische doelen 2025 en presteert ten aanzien van haar materiële thema's.

### 2.5.1 Trends en ontwikkelingen

In onze strategie spelen we in op trends en ontwikkelingen die van invloed zijn op onze bedrijfsvoering en ambities. Hierbij houden we nadrukkelijk rekening met de impact van onze activiteiten op maatschappij en omgeving.

De trends, ontwikkelingen en vraagstukken rondom de energietransitie geven mede richting aan onze strategie. De trends en ontwikkelingen die in 2020 van invloed waren op onze bedrijfsvoering zijn:

- **Toenemend belang van regie op het gebied van systeemintegratie en sectorkoppeling waarmee richting wordt gegeven aan de publiek-private samenwerking en de uitvoering van het Klimaatakkoord**
  - Marktordering heeft grote invloed op de volgorde van uitwerking van duurzame oplossingen.
  - Incentives (subsidies) bepalen in hoeverre er een economische rationale voor investeringen is.
  - Regie: zowel op Nederlands als op Europees niveau zal de governance in belangrijke mate het tempo en onderlinge afstemming van veranderingen bepalen.
- **Positie en belang van Nederlands aardgas in de Nederlandse energiemix**
  - Nederland is nu nog voor 40% van de energievoorziening afhankelijk van gas. In het klimaatakkoord is afgesproken het gebruik van aardgas stap voor stap af te bouwen. Zolang er aardgas gebruikt wordt in Nederland is het beter om Nederlands gas te winnen ten opzichte van geïmporteerd gas. Het is niet alleen beter voor het milieu, maar heeft ook economische en geopolitieke voordelen. Daarnaast zal de gasinfrastructuur een essentiële rol blijven spelen in het toekomstige nieuwe systeem, onder andere voor transport van waterstof en de opslag van CO<sub>2</sub>.

- Het Noordzeeakkoord dat in juni 2020 gerealiseerd werd, laat voldoende ruimte voor de winning van Nederlands kleine velden gas op de Noordzee.
- Gaswinning uit het Groningenveld wordt versneld afgebouwd: Per 2022 stopt Nederland met de winning van gas uit het Groningenveld. Ondertussen ligt er een versterkingsopgave van de gebouwen in de kern van het aardbevingsgebied.
- Dalende productievolumes, niet alleen door de afbouw van het Groningenveld, maar ook door uitputting van de kleine velden. Het gasverbruik in Nederland daalt nog niet, waardoor Nederland steeds sterker afhankelijk wordt van importen.
- Lage gasprijzen. De lage gasprijzen gingen in 2020 als gevolg van de coronacrisis verder omlaag. Daarnaast spelen de (relatief) hogere kosten door complexere exploratie en productie en dalende volumes een rol.
- **De ontwikkeling van duurzame warmtebronnen bepaalt hoe gasverbruik verminderd kan worden**
  - Aardgas wordt voornamelijk gebruikt om te verwarmen. Om het gasgebruik terug te dringen is het van belang warmtenetten met duurzame warmtebronnen zoals aardwarmte te ontwikkelen of hernieuwbare gassen in te zetten. Er is een urgentie om de aardwarmtesector verder te verbeteren en te versterken om daarmee de ontwikkeling van aardwarmte te versnellen. Daarbij moeten de

ontwikkeling van vraag, aanbod en infrastructuur in samenhang plaatsvinden. Dit vraagt onder meer om een ambitieuze en realistische inpassing van aardwarmte in warmtenetten binnen de Regionale Energie Strategieën (RES) en warmtetransitievisies van de gemeentes.

- Het wetsvoorstel wijziging van de Mijnbouwwet zal naar verwachting uiterlijk 1 januari 2022 in werking treden. Het wetsvoorstel voorziet in verplichte deelname van EBN aan aardwarmte projecten. De Mijnbouwwet wordt aangepast met als doel het inrichten van een vergunningstelsel dat bij de specifieke kenmerken van aardwarmte aansluit. Zo is een versterking en versnelling van de winning van aardwarmte voorzien, waarbij aardwarmte op een verantwoorde en veilige wijze bijdraagt aan de energietransitie. Het wetsvoorstel voorziet verder in financiële en risicodragende deelname van EBN in nieuwe aardwarmteprojecten, ten behoeve van het delen en de borging van projectkennis en -ervaring.

- **Draagvlak voor energieprojecten**

- Draagvlak is een belangrijk aandachtspunt bij de winning van aardgas, activiteiten in de ondergrond en de ontwikkeling van nieuwe energiebronnen en krijgt veel aandacht in het publieke debat. Op basis van feiten en cijfers streeft EBN ernaar om een geïnformeerde

dialogoog te voeren, onder meer door het publiceren van haar jaarlijkse infographic (zie paragraaf 4.6.1).

- In de ontwikkeling van nieuwe duurzame opties wordt in toenemende mate verbinding gezocht met externe stakeholders en samenwerkingspartijen en is er meer aandacht voor participatieve werkvormen met rechtstreeks betrokkenen. Ook de nieuwe Omgevingswet die op 1 januari 2022 in werking treedt bevordert participatie van bewoners en ondernemers bij ontwikkelingen in hun leefomgeving.

### **Belang van regie**

Binnen de energietransitie naar een toekomstbestendig energiesysteem moet de huidige infrastructuur verbonden worden met de nieuwe elementen van het systeem van de toekomst. Er is daarbij een belangrijke rol weggelegd voor organisaties die actief zijn in het publieke domein zoals EBN. Zij kunnen, willen en moeten het voortouw nemen in de realisatie van de publiek-private samenwerking die nodig is om tot systeemintegratie te komen.

Op Europees, nationaal en lokaal niveau worden coördinatie en afstemming steeds prominentere thema's. De markten van nieuwe duurzame energiebronnen bevinden zich veelal nog in de ontwikkelingsfase. Coördinatieproblemen, bijvoorbeeld tussen vraag, transport, opslag en aanbod, staan op dit moment een versnelling van de ontwikkelingen in de weg. Deze problemen dragen bij aan

de toch al grote investeringonzekerheid; marktpartijen hebben te weinig zekerheid over toekomstige rendementen en zijn daarom terughoudend om te investeren, terwijl voor de ontwikkeling van duurzame bronnen zoals bijvoorbeeld aardwarmte juist grote investeringen cruciaal zijn.

De afwezigheid van concrete vraagmarkten die nodig zijn voor de benodigde technologieën zorgt dat de ontwikkeling ervan niet vanzelf door marktpartijen wordt opgepakt. Deze observatie wordt breed gedeeld. In de verduurzaming van de gaswaardeketen bijvoorbeeld is er sprake van wederzijdse afhankelijkheid van zich nog ontwikkelende markten zoals bijvoorbeeld de warmtemarkt en de waterstofeconomie.

### **Positie en belang van Nederlands aardgas in de Nederlandse energiemix**

Gezien de huidige staat van het energiesysteem zijn we nog onverminderd afhankelijk van Nederlands aardgas maar het wordt steeds moeilijker om de aardgaswinning in Nederland economisch rendabel te houden vanwege onder meer de gedaalde gasprijzen en de uitputting van reserves door achterblijvende investeringen in nieuwe exploratie- en productieprojecten.

Dankzij de maatregelen van het kabinet is de gaswinning in Groningen dit gasjaar tot onder de 12 miljard Nm<sup>3</sup> gedaald. Dat is het veiligheidsniveau dat het Staatstoezicht

op de Mijnen (SodM) adviseert. In komende jaren wordt de gaswinning afgebouwd. Vanaf medio 2022 is er in een gemiddeld jaar geen gas meer nodig uit het Groningenveld. Het veld blijft daarna tijdelijk en alleen voor uitzonderlijke situaties beschikbaar als reservemiddel.

Met de afbouw van het Groningenveld komt ook de kernactiviteit van GasTerra, het verkoopkantoor van Gronings gas, op termijn te vervallen. De gezamenlijke aandeelhouders (EZK, EBN, Shell en ExxonMobil) hebben daarom de directie van GasTerra in 2019 gevraagd een plan op te stellen voor een zorgvuldige afbouw waarbij de onderneming haar verplichtingen kan blijven nakomen. Uitgangspunt van het afbouwplan is dat GasTerra ook de komende periode kan blijven bijdragen aan een verantwoorde afbouw van de gaswinning uit het Groningenveld en bovendien aan haar langetermijn-verplichtingen kan voldoen. GasTerra beëindigt haar bedrijfsactiviteiten eind 2024.

In deze fase van de energietransitie blijven Nederlands aardgas en de bijbehorende infrastructuur een belangrijke rol spelen. EBN zet actief in op het stimuleren van exploratie van Nederlands aardgas – welke een lagere CO<sub>2</sub>-footprint heeft dan geïmporteerd gas vanwege het noodzakelijke transport – en het bevorderen van samenwerking en kostenreductie.

### **Vraag naar duurzame warmte groeit**

Door het op de langere termijn wegvallen van aardgas als warmtebron en de behoefte aan nieuwe en alternatieve duurzame bronnen van warmte is er behoefte aan het ontwikkelen van een warmtemarkt en warmteketens. Aardwarmte is in Nederland een onmisbare bron van duurzame warmte. Om de potentie ten volle te kunnen benutten wordt aardwarmte als lokale oplossing actief onder de aandacht gebracht bij de verschillende Regionale Energie Strategieën (RES) en bij gemeentes die hun Transitievisie Warmte opstellen. EBN speelt hier in nauwe samenwerking met de sector en in dialoog met lokale overheden en andere betrokken partners en belanghebbenden actief op in. Daarbij werkte EBN ook in 2020 actief aan het vergroten van kennis van de ondergrond in gebieden waar nog weinig kennis van de (diepere) ondergrond is. Daarnaast heeft EBN zich samen met partners zoals onder meer met Invest-NL en de RES regio Rotterdam Den Haag ingezet om een optimaal warmtesysteem te definiëren waarin vraag en aanbod van warmte in deze regio op elkaar aansluiten.

### **Noodzaak van ontwikkeling van CO<sub>2</sub>-opslag**

Om de CO<sub>2</sub>-doelstellingen van 2030 en 2050 te kunnen realiseren, is CO<sub>2</sub>-opslag essentieel. Afvang en opslag van CO<sub>2</sub> (carbon capture and storage; CCS) wordt breed gezien als noodzakelijke maatregel om industriële emissies snel terug te dringen. Er is bijna geen scenario gericht op



beperkte opwarming van de aarde zonder CCS. CCS speelt dan ook een belangrijke rol in de recente Green Deal van de Europese Commissie. Porthos (samenwerking van EBN, Gasunie en Havenbedrijf Rotterdam) is binnen de EU een vergevorderd project voor grootschalige opslag van CO<sub>2</sub>. Daarnaast werkt EBN in het project Athos samen met Gasunie, Havenbedrijf Amsterdam en Tata Steel (zie hoofdstuk 4).

### 2.5.2 SWOT en dilemma's

Voor de uitwerking van de strategie is een SWOT-analyse opgesteld. SWOT staat voor: Strengths, Weaknesses, Opportunities en Threats. De SWOT geeft inzicht in de sterke en zwakke punten van EBN, maar toont ook waar er voor onze organisatie kansen en uitdagingen liggen.

#### Transitiedilemma

De dilemma's waarop EBN acteert zijn gerelateerd aan de verduurzaming van de gaswaardeketen en vallen samen te vatten onder de noemer 'transitiedilemma':

In de gehele energiesector is een behoefte aan zekerheid en sturing op systeemniveau zodat ontwikkelingen in samenhang kunnen worden georganiseerd. De ontwikkelingen in de energietransitie doen een beroep op de kennis, kunde en kracht en het adaptatievermogen om nieuwe opties te verkennen, ontwikkelen en integreren.

EBN kan hier als publieke organisatie invulling aan geven vanuit haar ervaring met het aansturen van complexe ontwikkelingsprocessen waarbij veel verschillende stakeholders betrokken zijn en vanuit haar overzichtspositie in het speelveld. Het dilemma voor de organisatie zit in keuzes in het inrichten van de organisatie gericht op het verkennen en ontwikkelen van nieuwe opties en het meekrijgen van partijen in het benodigde tempo. EBN speelt hier op in door een verbindende rol te vervullen in de verduurzaming van de gaswaardeketen.

Specifiek voor de drie strategische pijlers zijn de volgende dilemma's relevant:

#### Our Dutch Gas:

Het winnen van Nederlands aardgas blijft noodzakelijk voor de verduurzaming van de gaswaardeketen. Het draagvlak voor aardgaswinning op land is echter afgenomen als gevolg van de impact van de aardgaswinning in Groningen. Ook staat de verdien capaciteit onder druk door de lage gasprijzen, stijgende operationele kosten, afnemende opbrengsten als gevolg van de versnelde afbouw van het Groningenveld en een versnelde afname van reserves uit kleine gasvelden. Daarnaast wordt de beschikbare ruimte op de Noordzee steeds schaarser. Er zijn drie opgaven die allemaal om ruimte vragen: duurzame energiewinning, voedselvoorziening (waaronder de visserij) en natuurbescherming en -herstel. Het aantal windparken op zee

neemt sterk toe. Dat kan ten koste gaan van de ruimte voor voedselvoorziening/visserij en natuurbescherming en -herstel. Daarnaast zijn er ook andere gebruikers dan energie, voedsel en natuur die om ruimte vragen op de Noordzee, zoals zeevaart en zandwinning.

EBN speelt hier op in door samen te werken met operators in een gezamenlijke programmatische aanpak in de exploratie van Nederlands aardgas, waarbij ook nieuwe technieken worden ontwikkeld. Ook werken wij samen met operators aan het verlagen van de operationele kosten van aardgaswinning. Verder neemt EBN deel aan het Noordzeeoverleg waarin wij kennis en informatie hebben ingebracht ten behoeve van het akkoord. Tot slot heeft EBN een voorwaardenscheppende rol vervuld met haar bijdrage aan de wijziging van de Mijnbouwwet, met een generieke investeringsaftrek voor (offshore) mijnbouwactiviteiten. Dit heeft geleid tot een verlichting van de hoge belastingdruk op de mijnbouw om nieuwe activiteiten offshore te stimuleren met een generieke investeringsaftrek.

#### Return to Nature:

Er is een tegenstrijdigheid in de timing van het verwijderen van ongebruikte installaties en gasinfrastructuur en het inzetten voor toekomstige CO<sub>2</sub>-opslag of andere duurzame energie initiatieven. Bij het veilig en duurzaam ontmantelen van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur

## Strengths

- Als beleidsdeelneming kan EBN snel inspelen op activiteiten die nodig zijn om op korte termijn invulling te geven aan het beleid van het ministerie.
- EBN beschikt over centrale en unieke kennis van de Nederlandse ondergrond en het Nederlandse energiesysteem. Vanwege deelname in circa 200 joint ventures kan EBN efficiënt op basis van de gebundelde dataprocessen optimaliseren, bv. Nexstep, INSPIRE (brede kennisdeling met operators en gezamenlijke reductie van OPEX). Daarnaast is EBN in staat nieuwe kennis te ontwikkelen ten behoeve van de transitie naar de duurzame energiewaardeketen.
- EBN is in staat op een georganiseerde manier stakeholders samen te brengen en te verbinden om zo krachten te bundelen om samen bepaalde ontwikkelingen in energietransitie te versnellen, zoals bijvoorbeeld met de uitvoering van het Masterplan Aardwarmte en CCS-projecten.
- We dienen het publieke belang en zijn daardoor in de positie om activiteiten te ontplooiën daar waar als gevolg van markt-, systeem of transitiefalen commerciële partijen dit minder snel doen.
- EBN heeft een goede reputatie en vaart in de ogen van haar stakeholders strategisch de juiste koers, wat blijkt uit de stakeholdermonitor 2020.

## Weaknesses

- De toegevoegde waarde van EBN is onvoldoende bekend bij nieuwe stakeholders bij nieuwe toekomstige activiteiten. Het opbouwen van bekendheid en het ontwikkelen van een relatie met nieuwe stakeholders blijft bij nieuwe toekomstige activiteiten een belangrijk aandachtspunt.
- EBN is een sterk technologiegedreven organisatie terwijl deze fase van de energietransitie ook vraagt om meer aandacht voor de sociaal-maatschappelijke aspecten van de energietransitie.
- EBN wordt nog niet (h)erkend als drijvende kracht in de energietransitie, maar overwegend gezien als investeerder en (kennis)partner voor de ondergrond. Het is voor stakeholders nog onvoldoende duidelijk welke rol EBN wil/kan spelen en hoe EBN bijdraagt aan (het versnellen van) de energietransitie.

## Opportunities

- Verduurzaming gaswaardeketen en hergebruik van infrastructuur voor nieuwe energietoepassingen (groen gas, waterstof en energieopslag en CCUS).
- Substitutie van gas als bron van warmte; ontwikkelen aardwarmte in Nederland door partijen bij elkaar te brengen en risicodragend te investeren.
- Het Noordzeeakkoord biedt kansen voor exploratie van Nederlands aardgas op de Noordzee en bevordert leveringszekerheid.
- Er is een toenemend besef dat de overheid een regierol moet nemen in de transitie. Als publiek bedrijf kan EBN de regierol op zich nemen ten behoeve van systeemintegratie bij de verduurzaming van (delen van) de gaswaardeketen.

## Threats

- Maatschappelijk draagvlak voor activiteiten in de Nederlandse ondergrond.
- Tijdens de operaties van onze operators kunnen calamiteiten op het vlak van veiligheid en milieu optreden.
- Politieke ontwikkelingen en marktontwikkelingen kunnen aanzienlijke invloed hebben op het slagen van nieuwe bedrijfsactiviteiten, het verdienmodel, de rol en organisatie van EBN.
- Lage investeringsbereidheid bij partners door een relatieve verslechtering van het investeringsklimaat.
- Onzekerheid over toekomstige nieuwe duurzame energiebronnen omdat deze markten zich nog in een ontwikkelingsfase bevinden.
- Er is sturing op systeemniveau nodig om te voorkomen dat ontwikkelingen in de energietransitie in de knel komen.
- Er is een urgentie om te komen tot systeemintegratie, afstemming tussen partijen en het wegnemen van barrières in de wet- en regelgeving.

SWOT-analyse

werkt EBN samen met de olie- en gasbedrijven en NOGEPA in Nexstep aan een effectieve en kostenefficiënte werkwijze. Een belangrijk doel is een kostenbesparing van 30% te realiseren van de opruimkosten van infrastructuur die niet langer gebruikt wordt voor gaswinning. Om dat te realiseren moeten we voortvarend aan de slag. Tegelijkertijd willen we een deel van de installaties ook beschikbaar houden voor de energietransitie, maar het is niet wenselijk de infrastructuur ongebruikt te laten staan.

Voor een snelle en efficiënte ontwikkeling van CCUS gericht op de ontwikkeling van een nieuw opslagnetwerk en tegen de laagste maatschappelijke kosten zijn sturing en regie essentieel. Bij die ontwikkeling is het van belang dat het collectieve belang door middel van stimulering van publiek-private samenwerking geborgd is. Voor de ontwikkeling en realisatie van CCUS moet regie genomen worden in de noodzakelijke vervolgstappen, onder meer in de keuze te stoppen met het produceren van gas en in te zetten op CO<sub>2</sub>-opslag. Het dilemma voor EBN hierin betreft keuzes omtrent de aard en omvang van haar rol en positie in dit relatief nieuwe speelveld.

EBN speelt hier op in met de ambitie betrokken te zijn bij alle CO<sub>2</sub>-opslagprojecten om het publieke belang te borgen. EBN zet zich ook in voor het verlengen van de levensduur van de gasinfrastructuur waarmee later nog een keuze kan worden gemaakt om deze in te zetten voor de energietransitie. Voor de exploratie van gas hebben we

een versnellingsstrategie waarmee sneller duidelijkheid verkregen wordt over mogelijke gasreserves. Ook doet EBN inventarisaties van en haalbaarheidsonderzoeken naar geschiktheid van locaties voor CO<sub>2</sub>-opslag en andere nieuwe activiteiten en deelt EBN informatie en kennis over de offshore infrastructuur.

### New Energy:

Ontwikkelingen op het gebied van aardwarmte, groen gas en waterstof willen we versterken, versnellen en verbeteren. Daartoe is niet alleen de ontwikkeling van duurzame bronnen, maar juist ook de ontwikkeling van duurzame ketens van belang. In de aanloop naar de ontwikkeling van die ketens bestaat op dit moment nog veel onzekerheid in zowel het aanbod als de vraag naar aardwarmte en andere duurzame bronnen. Die onzekerheid wordt veroorzaakt door onduidelijkheid over verschillende factoren, zoals timing, hoeveelheid en locatie. Hierdoor is het bijvoorbeeld moeilijk om aardwarmteprojecten naar een *final investment decision* te brengen. Met name het zogeheten volloop risico, het risico dat de vraag naar warmte achterblijft bij de verwachte afzet ten tijde van het investeringsbesluit, speelt ons hierin parten.

De vraag voor onze organisatie is hoe we binnen ons mandaat een rol kunnen spelen in de oplossing en bij de ontwikkeling van nieuwe waardeketens, bijvoorbeeld rondom warmtenetten en aardwarmtebronnen. We

hebben hier te maken met een kip/ei probleem. Dit speelt in projecten waar een warmtenet pas wordt aangelegd als er een bron is, terwijl er pas in de bron wordt geïnvesteerd als zekerheid bestaat over de levering van de warmte via een warmtenet.

EBN speelt hierop in door samen met andere partijen aan oplossingen en de ontwikkeling van duurzame ketens te werken. Bij de ontwikkeling van aardwarmte zoeken we naar manieren om het volloop risico te beperken en werken we samen met andere partijen aan een portfolio aanpak. In onze samenwerking met Invest-NL bijvoorbeeld werken we voor de RES-regio Rotterdam Den Haag aan een visie op het ontwikkelen en vormgeven van een collectieve warmtevoorziening en de benodigde randvoorwaarden en instrumentarium om de realisatie van de warmtetransitie te versnellen.

## 2.6 Materiële thema's

We geven in ons jaarverslag een toelichting op de onderwerpen die van materieel belang zijn voor de waardeketens waarbinnen wij opereren en onderwerpen waarvan onze stakeholders hebben aangegeven dat ze van materieel belang zijn voor EBN. De thema's die materieel zijn voor EBN identificeren wij op basis van relevantie voor onze stakeholders en maatschappelijke impact. In 2019 hebben we de titels en definities van onze materiële thema's aangescherpt. In de stakeholdermonitor 2020 zijn deze thema's aan een brede groep stakeholders voorgelegd en is getoetst in hoeverre zij deze thema's passend vinden bij de rol van EBN. Stakeholders geven aan de thema's relevant te vinden en het passend te vinden dat EBN zich op deze thema's richt. Daarbij is de vraag gesteld de thema's in volgorde van belangrijkheid te plaatsen. Dit levert onderstaande prioritering op:

### Materiële thema's

% stakeholders dat thema vindt passen bij EBN

**80%** Stimuleren en versnellen van het opsporen, ontwikkelen en produceren van **kleine gasvelden**

**76%** **Ontmanteling en hergebruik** van bestaande infrastructuur

**74%** Investeren in **ondergrondse energieopslag**

**71%** Investeren in **NL aardwarmtesector**

**67%** Creëren van de **verbindende kracht**

**67%** Actieve aanpak van risico's: **stimuleren van veiligheid**

**63%** **Financiële slagkracht en weerbaarheid** in stand houden

**58%** Verkennen en ontwikkelen van **energie-innovaties** t.b.v. systeemintegraties in NL energietransitie

**46%** Actieve aanpak van risico's: **reductie emissies & lozingen**

Lees in bijlage 7.2 op pagina 89 meer over de bepaling van deze materiële thema's.

De langetermijnstrategie van EBN is meetbaar door de Strategische Doelen 2025. Door middel van de Strategische doelen 2025 geven we richting aan onze activiteiten op het gebied van de materiële onderwerpen. De afgeleide strategische jaardoelstellingen laten de activiteiten van EBN in het betreffende jaar zien en geven inzicht in de concrete stappen die EBN zet om invulling te geven aan haar materiële onderwerpen. Themateams en afdelingen zijn zelf verantwoordelijk voor de inhoud en uitvoering van de jaardoelstellingen binnen hun aandachtsgebied.

Het materiële thema 'creëren van verbindende kracht' beschrijft de manier waarop EBN haar activiteiten uitvoert in haar verschillende rollen en in verschillende projecten en samenwerkingsverbanden kennis, expertise en kapitaal inbrengt (zie ook het waardecreatiemodel op pagina 13). Hieraan dragen alle themateams en afdelingen met hun activiteiten bij.

In de leeswijzer op pagina 10 staan de paragrafen aangegeven waarin meer informatie te vinden is over de ondernomen acties en bijbehorende resultaten.

De connectiviteitsmatrix op pagina 28 maakt de samenhang inzichtelijk. De referentietabel, de Global Reporting Initiative (GRI) Standards content index, staat op pagina 172). Onze impact per materieel thema staat beschreven in paragraaf 2.2.



## Materieel onderwerp

## Definitie

## Toelichting

### Actieve aanpak risico's

1. Stimuleren van veiligheid
2. Reduceren van emissies en lozingen

1. Het waarborgen dat de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (E&P, aardwarmte, CCS) geen risicogrenzen overschrijden en daardoor gevaar opleveren voor mens en omgeving.  
2. In onze samenwerkingsverbanden sturen op een lagere milieu-impact en CO<sub>2</sub>-footprint door het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen en het verminderen dan wel voorkomen van lozingen.

5.2 Belangrijkste strategische risico's; 4.7 Aanpak risico's

### Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden

De financiële slagkracht en weerbaarheid laat zich kenmerken door een hoog eigen vermogen (incl. liquiditeit en solvabiliteit) dat direct beschikbaar is voor het afwikkelen van de huidige verplichtingen. Dit is belangrijk gezien de versnelde afbouw Groningenveld en Gasgebouw waardoor de winstgevendheid lager wordt en de materialiteit van de onzekere factoren (bv. aardbevingen en opruimingsverplichting) groter wordt. Daarnaast kan het vermogen eventueel worden ingezet voor investeringen in de energietransitie.

4.5 Financiële resultaten; 8. Jaarrekening

### Creëren van verbindende kracht

1. Faciliteren van geïnformeerde dialoog
2. Kennisontwikkeling en -deling
3. Verbinden van relevante stakeholders, intern en extern

Creëren van verbindende kracht doen wij door in samenwerkingsverbanden en overlegorganen deel te nemen en onze kennis en kunde in te zetten voor het versnellen van de energietransitie in Nederland, zodat dat wij ook op de lange termijn maatschappelijke waarde kunnen creëren.

1 en 2. Het faciliteren van de maatschappelijke, geïnformeerde en geobjectiveerde dialoog tussen stakeholders over thema's van de energietransitie (waar mogelijk met partners) zodat wij bijdragen aan de juiste beeldvorming over de energievoorziening in Nederland. Het actief ontwikkelen en delen van onze kennis van (ondernemen in) de Nederlandse ondergrond is hier onderdeel van.

3. EBN verbindt mensen aan de energietransitie en aan haar organisatie door het actief ontwikkelen van gemeenschappelijke thema's en programma's om dit te realiseren. EBN wordt daarbij ook beschouwd als een Great Place To Work (GPTW). De collega's van EBN werken betrokken, bevlogen en zijn verbonden aan de realisatie van de organisatiedoelen.

4.2 Our Dutch Gas; 4.3 Return to Nature; 4.4 New Energy, 4.6 Creëren van verbindende kracht, 10.1 Interactie met belanghebbenden

### Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas

Nederlands aardgas als essentieel onderdeel van de verduurzaming van de gaswaardeketen. Het stimuleren en versnellen van het opsporen, ontwikkelen en produceren van Nederlandse gasvoorraden op de meest duurzaam mogelijke manier.

4.2 Our Dutch Gas

### Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector

Het inzetten van onze kennis en expertise van het ondernemen in de Nederlandse ondergrond ten bate van de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland. In dat kader voert EBN de komende jaren het onderzoeksprogramma SCAN uit, participeert het in Green Deals en mag het namens de Staat financieel deelnemen in aardwarmteprojecten.

4.4 New Energy

### Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur

De ontmanteling van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten.

4.3 Return to Nature

### Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem

Het faciliteren en stimuleren van effectief hergebruik en/of inzet van ondergrondse ruimte voor de productie, transport en/of opslag van CO<sub>2</sub>, duurzame energie en warmte.

4.3 Return to Nature

### Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie

Het verkennen van toepassingsmogelijkheden van nieuwe, hernieuwbare gassen binnen de Nederlandse energietransitie (in het kader van de verduurzaming van de gaswaardeketen) en mogelijkheden voor het versnellen van deze transitie. Meer in detail onderzoeken wij samen met partners de mogelijkheden voor het opschalen (productie), toepassen en opslaan van waterstof en groen gas binnen de Nederlandse energietransitie.

4.4 New Energy

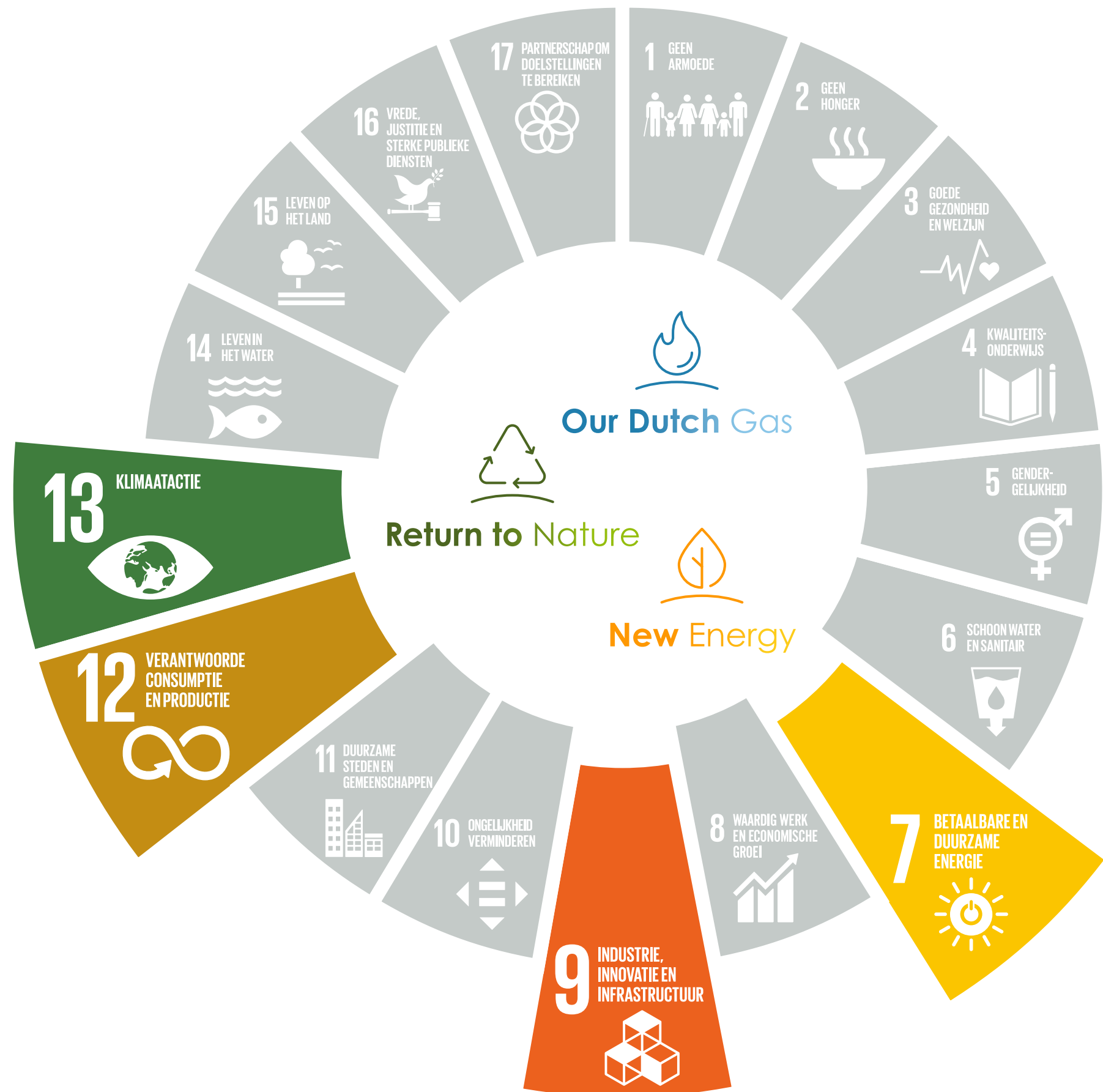
## 2.7 De bijdrage van EBN aan de SDG's

EBN wil een bijdrage leveren aan het behalen van de SDG's van de Verenigde Naties. Deze duurzame ontwikkelingsdoelen vormen de agenda voor overheden en bedrijven om stappen te zetten om de wereld een betere plek maken in 2030 door een einde te maken aan armoede, ongelijkheid en de klimaatcrisis. In Nederland zijn de SDG's vertaald naar nationaal beleid. Voor het klimaat liggen de ambities en doelstellingen vast in het Klimaatakkoord.

EBN heeft vier SDG's geïdentificeerd die het meest relevant zijn voor haar publieke taak en missie en de wijze waarop zij waarde creëert:

- **SDG 7:** Betaalbare en duurzame energie: Verzeker toegang tot betaalbare, betrouwbare, duurzame en moderne energie voor iedereen;
- **SDG 9:** Industrie, innovatie en duurzame infrastructuur: Bouw veerkrachtige infrastructuur, bevorder inclusieve en duurzame industrialisering en stimuleer innovatie;
- **SDG 12:** Verantwoorde consumptie en productie: Verzeker duurzame consumptie- en productiepatronen;
- **SDG 13:** Klimaatactie: Neem dringend actie om klimaatverandering en haar impact te bestrijden.





Samen geven ze het maatschappelijke kader weer waarbinnen EBN opereert en de relevantie van onze visie,



missie en ambitie. Binnen dit kader kan vastgesteld worden welke thema's het meest materieel zijn voor EBN. De maatschappelijke context is richtinggevend voor onze strategie en inzet om activiteiten te ontwikkelen en partijen te verbinden die in samenhang bijdragen aan de verduurzaming van de gaswaardeketen.

Op weg naar een CO<sub>2</sub>-neutraal energiesysteem in 2050 zet EBN daartoe haar kennis, expertise en (financiële) daadkracht in. In tabel X hebben we weergegeven hoe onze materiële thema's en de bijbehorende strategische pijlers zich verhouden tot de SDG's die voor het EBN het meest relevant zijn.

SDG 13 vormt de paraplu voor onze rol in de energietransitie. De activiteiten waarmee we concreet bijdragen aan SDG 7, 9 en 12 zetten we in om de negatieve impact te verminderen van het Nederlandse energiesysteem op het klimaat. Daartoe werken we aan CO<sub>2</sub>-reductie en de ontwikkeling van een toekomstbestendig CO<sub>2</sub>-neutraal energiesysteem. Denk hierbij onder meer aan onze activiteiten op het gebied van aardwarmte, CO<sub>2</sub>-opslag en de ontwikkeling van alternatieve energiedragers zoals blauwe/groene waterstof en groen gas. Ook onze inzet in de verantwoorde winning van Nederlands aardgas zolang dat nog nodig is, is hierin relevant. De ontwikkeling van deze activiteiten wordt bij EBN gedaan door technisch hoogstaand en betrokken medewerkers die een sterke commitment voelen om bij te dragen aan de versnelling van de energietransitie.

Pijler	Materieel thema	SDG
Our Dutch Gas New Energy Our Dutch Gas/Return to Nature/ New Energy	Nederlands kleine velden gas Aardwarmte Financiële slagkracht	 <b>SDG 7:</b> Betaalbare en duurzame energie: Verzeker toegang tot betaalbare, betrouwbare, duurzame en moderne energie voor iedereen
Return to Nature New Energy	Inzet ondergrondse ruimte Innovatie/systeemintegratie	 <b>SDG 9:</b> Industrie, innovatie en duurzame infrastructuur: Bouw veerkrachtige infrastructuur, bevorder inclusieve en duurzame industrialisering en stimuleer innovatie
Return to Nature Our Dutch Gas/Return to Nature/ New Energy	Ontmanteling/hergebruik infrastructuur Aanpak risico's (veiligheid/emissies)	 <b>SDG 12:</b> Verantwoorde consumptie en productie: Verzeker duurzame consumptie-, en productiepatronen
Our Dutch Gas/Return to Nature/ New Energy	Verbindende kracht	 <b>SDG 13:</b> Klimaatactie: Neem dringend actie om klimaatverandering en haar impact te bestrijden



## 2.8 Connectiviteitsmatrix

### Toelichting bij connectiviteitsmatrix

Voor alle materiële onderwerpen hebben we strategische doelen geformuleerd voor de periode tot 2025. Voor 2019 hebben we key performance indicatoren (KPI) gekoppeld aan onze materiële thema's die onderbouwend zijn aan de strategische doelen 2025. De resultaten van 2020 hebben

we toegevoegd zodat het mogelijk is de voortgang ten opzichte van 2019 inzichtelijk te maken.

Een aantal onderwerpen is meer toekomstgericht vanwege de fase waarin de betreffende nieuwere sectoren en projecten zich bevinden (aardwarmte) en de huidige rol van EBN in het verkennen van nieuwe opties (waterstof en groen gas).

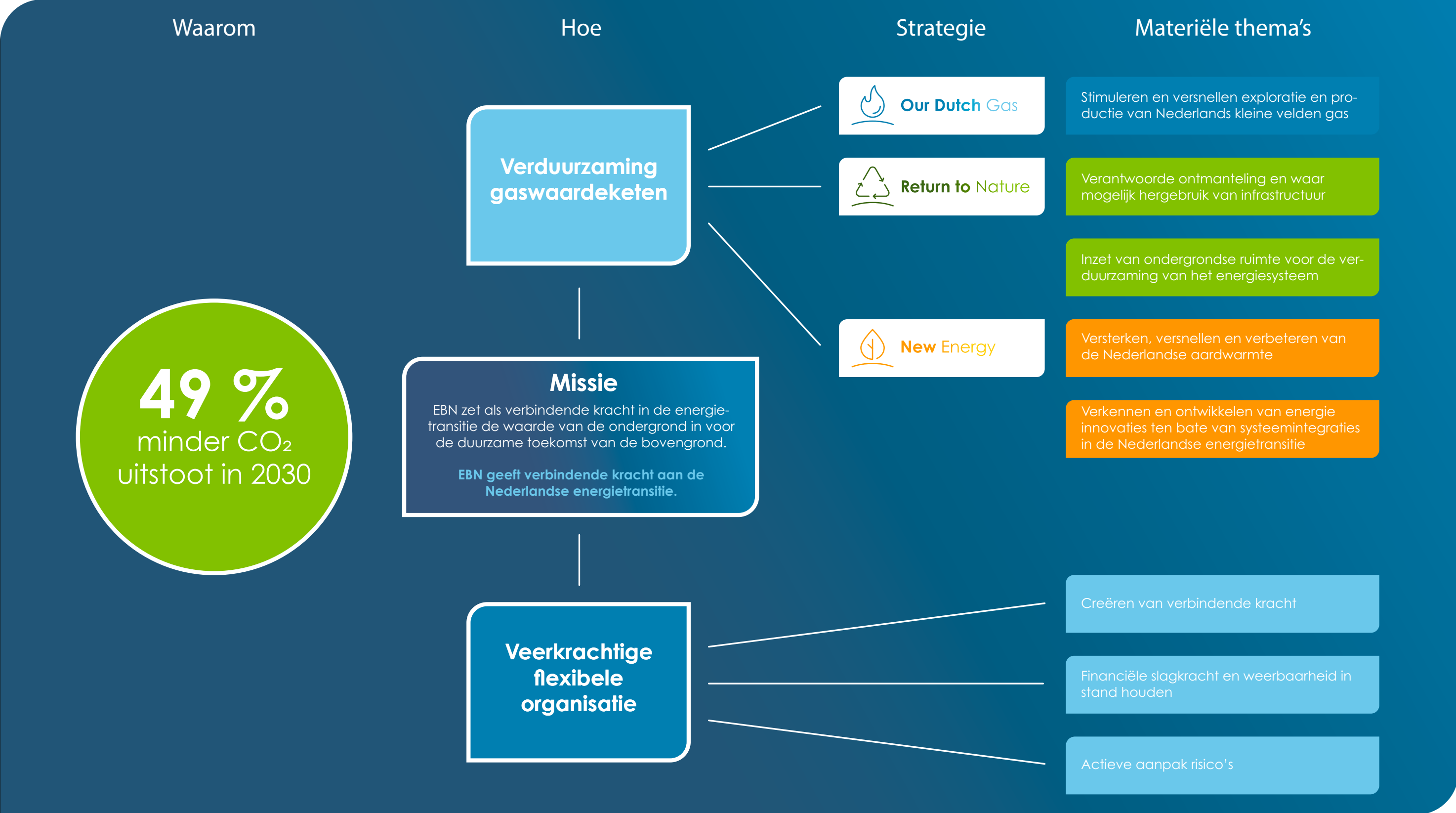
In het jaarverslag 2021 zal in termen van energieproductie, emissiereductie CO<sub>2</sub> en kostenreductie beschreven worden hoe EBN verder vordert ten aanzien van haar strategische doelen 2025 en presteert ten aanzien van haar materiële thema's.

Strategische pijlers	Nr.	Materieel onderwerp	Definitie	Strategisch doel 2025	Strategische horizon	KPI	Resultaat 2020	Resultaat 2019
	1	Actieve aanpak risico's 1. Stimuleren van veiligheid 2. Reduceren van emissies en lozingen	1. Het waarborgen dat de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (E&P, aardwarmte, CCS) geen risicogrenzen overschrijden en daardoor gevaar opleveren voor mens en omgeving. 2. In onze samenwerkingsverbanden sturen op een lagere milieu-impact en CO <sub>2</sub> -footprint door het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen en het verminderen dan wel voorkomen van lozingen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EBN ontwikkelt samen met andere partijen een breed gedragen risiconorm voor geïnduceerde seismiteit; projecten die daar niet aan voldoen worden niet ontwikkeld; mitigerende maatregelen staan klaar bij overschrijding van de norm tijdens operaties.</li> <li>- De CO<sub>2</sub>eq emissies per gewonnen kubieke meter zijn met 25% afgenomen t.o.v. eind 2017.</li> </ul>	2	Aantal geo-energie investeringen die getoetst zijn op seismische risico's	3	0
						Aantal arbeidsongevallen die hebben geleid tot verzuim, uitgedrukt in Lost Time Accidents (LTA)	6	7
					1	Procentuele wijziging van de kleine velden CO <sub>2</sub> eq-emissies per gewonnen kubieke meter in 2018 t.o.v. 2017	13,4%	3,4%
	2	Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden	De financiële slagkracht en weerbaarheid laat zich kenmerken door een hoog eigen vermogen (incl. liquiditeit en solvabiliteit) dat direct beschikbaar is voor het afwikkelen van de huidige verplichtingen. Dit is belangrijk gezien de versnelde afbouw Groningenveld en Gasgebouw waardoor de winstgevendheid lager wordt en de materialiteit van de onzekere factoren (bijvoorbeeld aardbevingen en opruimingsverplichting) groter wordt. Daarnaast kan het vermogen eventueel worden ingezet voor investeringen in de energietransitie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solvabiliteit van EBN is, in lijn met de 'standaard solvabiliteits' van de Nederlandse overheid, gestegen tot 30%.</li> </ul>	1	Solvabiliteit (eigen vermogen / balanstotaal)	7%	12%
						Netto liquiditeit (liquide middelen & derivaten minus opgenomen leningen in EUR mln)	2.614	2.523
						Resultaat na belasting (EUR mln)	-364	256
	3	Creëren van verbindende kracht 1. Faciliteren van geïnformeerde dialoog 2. Kennisontwikkeling en -deling 3. Verbinden van relevante stakeholders, intern en extern	1. Het faciliteren van de maatschappelijke, geïnformeerde en geobjectiveerde dialoog tussen stakeholders over thema's van de energietransitie (waar mogelijk met partners) zodat wij bijdragen aan de juiste beeldvorming over de energievoorziening in Nederland. Het actief ontwikkelen en delen van onze kennis van (ondernemen in) de Nederlandse ondergrond is hier onderdeel van. 2. Idem. 3. EBN verbindt mensen aan de energietransitie en aan haar organisatie. Actief ontwikkelen van gemeenschappelijke thema's en programma's om dit te realiseren. EBN wordt daarbij ook beschouwd als een Great Place To Work (GPTW). De collega's van EBN werken betrokken, bevlogen en zijn verbonden aan de realisatie van de organisatiedoelen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Het opzetten, uitbouwen en monitoren van een platform voor de geïnformeerde dialoog 'Energie in Nederland'.</li> <li>- Totale Nederlandse ondergrond in kaart brengen ten behoeve van potentie aardwarmte en bijhorende geïntegreerde data delen.</li> </ul>	1	Update infographic	Ja	Ja
					2	Aantal kilometer SCAN-onderzoek, ten behoeve geschiktheid winning aardwarmte, gereed (derden kunnen gebruikmaken van deze informatie)	797	260
						Score Great Place to Work medewerkersonderzoek (de zogenaamde Trust Index). Uitgevoerd eens per twee jaar.	n.v.t.	7,8
	4	Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas	Nederlands aardgas als essentieel onderdeel van de verduurzaming van de gaswaardeketen. Het stimuleren en versnellen van het opsporen, ontwikkelen en produceren van Nederlandse gasvoorraden op de meest duurzaam mogelijke manier.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Om een reservematuratie van 70% per jaar te kunnen realiseren zijn alle offshore economisch winbare prospects geïdentificeerd en aangeboord voor 2027.</li> <li>- EBN continueert haar participatie in aardgasopslagen.</li> </ul>	1	Aantal nieuwe aardgasputten geboord	6	17
						Unit OPEX in EUR ct/m <sup>3</sup> GE*	6,2	5,9
						KV-Productie 100% miljard m <sup>3</sup> TQ	12,5	13
						KV-Maturatie 100% miljard m <sup>3</sup> TQ	4,9	6,3
					1	Aantal aardgasopslagen	4	4
	5	Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector	Het inzetten van onze kennis en expertise van het ondernemen in de Nederlandse ondergrond ten bate van de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland. In dat kader voert EBN de komende jaren het onderzoeksprogramma SCAN uit, participeert het in Green Deals en mag het namens de Staat financieel deelnemen in aardwarmteprojecten.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EBN ontwikkelt samen met partners in aardwarmteprojecten groeiend naar 20PJ in 2025 (mogelijk 15PJ tuinders, 5PJ warmtenetten gebouwde omgeving).</li> <li>- Met 20 - 40% EBN-deelname in aardwarmteprojecten en de optimale aansluiting op bestaande en nieuwe warmtenetten wordt een kostenreductie gerealiseerd van 25% per geleverde GJ t.o.v. eind 2017.</li> </ul>	2	Aantal PJ ontwikkeld	0	0
					2	Procentuele wijziging (t.o.v. 2017) kosten per geleverde GJ	0%	0%
	6	Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur	De ontmanteling van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Het aantal operationele gasbehandelingslocaties van het offshore gasnetwerk is gehalveerd van 6 naar 3.</li> </ul>	1	Aantal operationele gasbehandelingslocaties	6	6
						Aantal hergebruikte sites (site blijft staan en krijgt andere invulling)	0	1
						Aantal DSA's getekend	114	100
						Aantal joint ontmantelingscampagnes opgenomen in operator WP&B's van het volgende boekjaar	1	1
	7	Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem	Het faciliteren en stimuleren van effectief hergebruik en/of inzet van ondergrondse ruimte voor de productie, transport en/of opslag van CO <sub>2</sub> , duurzame energie en warmte.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- In 2025 zal er 4Mt aan CO<sub>2</sub> per jaar worden opgeslagen in de Nederlandse offshore.</li> <li>- Geprojecteerde eenheidskosten voor transport en opslag zijn gedaald naar EUR 20,- per ton.</li> <li>- Naast FID van Porthos zal er tenminste één additioneel CCS-project naar FID zijn gebracht.</li> <li>- EBN is betrokken bij (de pilot van) ten minste één operationele energieopslag in een zoutcaverne.</li> <li>- De mogelijkheden en voorwaarden voor waterstofopslag in lege gasvelden zijn onderzocht en bekend (bijvoorbeeld door evaluatie PGI-Alkmaar).</li> </ul>	2	Hoeveelheid MT aan CO <sub>2</sub> in opslag per jaar in Nederland en in projecten waarin EBN deelneemt	0	0
					2	Aantal CCS-projecten naar FID gebracht	0	0
					3	Aantal operationele energieopslag in een zoutcaverne	0	0
	8	De gaswaardeketen verandert van een traditionele, door fossiel gedomineerde keten naar een duurzame energieketen. In het kader daarvan: Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie.	Het verkennen van toepassingsmogelijkheden van nieuwe, hernieuwbare gassen binnen de Nederlandse energietransitie (in het kader van de verduurzaming van de gaswaardeketen), en mogelijkheden voor het versnellen van deze transitie. Meer in detail onderzoeken wij samen met partners de mogelijkheden voor het opschalen (productie), toepassen en opslaan van waterstof en groen gas binnen de Nederlandse energietransitie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EBN investeert samen met partners (via CO<sub>2</sub>-opslag) de productie van 50.000 ton extra blauwe waterstof in 2025.</li> <li>- EBN streeft ernaar om in 2025 groene waterstof te produceren met behulp van superkritische watervergassing.</li> <li>- EBN ontwikkelt samen met EZK, LNV en de sector een Masterplan groen gas.</li> <li>- Doelstelling is de productie van 1bcm groen gas per jaar (door vergassing en vergisting van biomassa).</li> <li>- EBN participeert in ten minste één joint venture voor superkritische watervergassing of hogedrukvergassing.</li> <li>- EBN participeert in de realisatie van ten minste één regionale groen gas hub.</li> </ul>	3	Aantal ton geproduceerde extra blauwe waterstof waar EBN samen met partners in investeert	0	0
					3	Aantal m <sup>3</sup> groene waterstof geproduceerd in projecten waar EBN in investeert	0	0
						Aantal pilots voor wijkcentrale met waterstof bijstook	0	0
					3	Masterplan groen gas afronden**	Ja	Nee
					3	Aantal bcm groen gas	0	0
					3	Aantal deelnames in joint ventures voor innovatie van groen gas	0	0
					3	Aantal deelnames aan regionale hubs voor groen gas	1	0

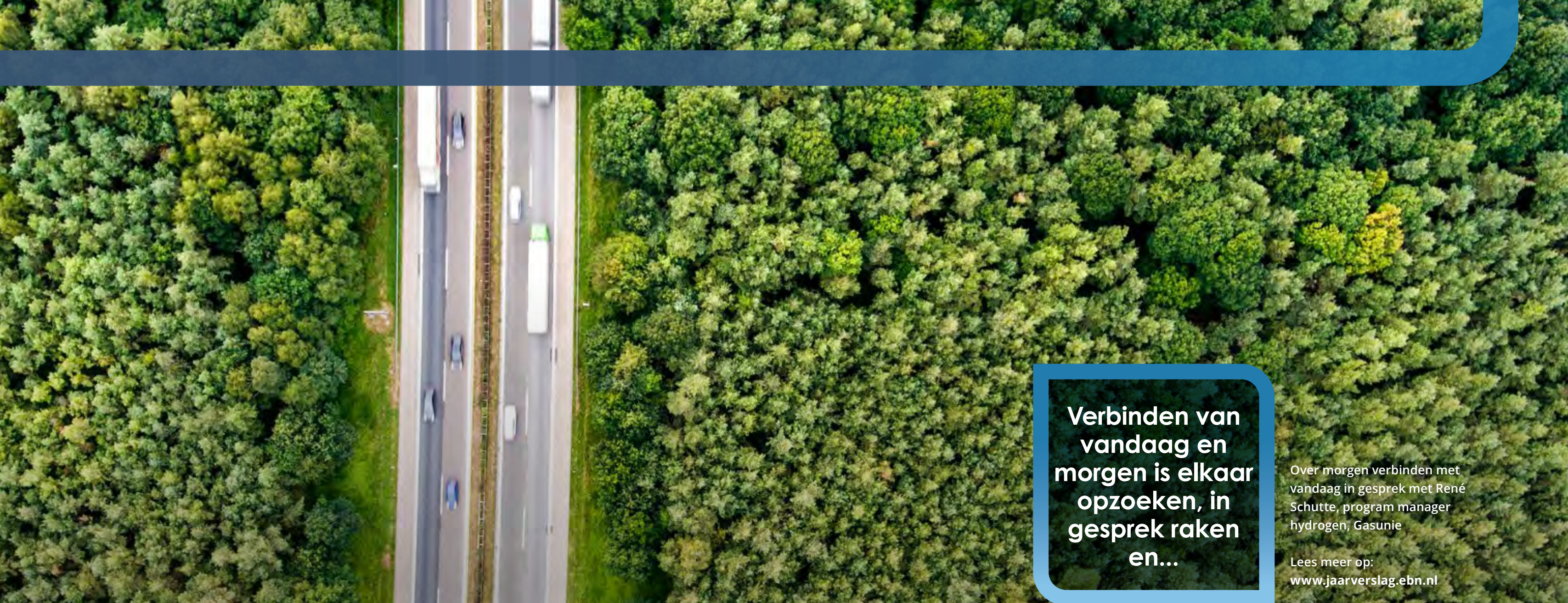
\* Naar aanleiding van een geactualiseerde invulling van de OPEX component van de KPI berekening per 2020, is de realisatie van 2019 in de matrix bijgesteld van 6,4 naar 5,9 EUR ct/m<sup>3</sup> GE.

\*\* Op 30 maart 2020 heeft de minister van EZK de Routekaart Groen Gas naar de Tweede Kamer gestuurd. EBN heeft hieraan bijgedragen met informatie en een eigen analyse van de mogelijkheden voor het hergebruik van mijnbouwlocaties voor groengasproductie.









**Verbinden van  
vandaag en  
morgen is elkaar  
opzoeken, in  
gesprek raken  
en...**

Over morgen verbinden met  
vandaag in gesprek met René  
Schutte, program manager  
hydrogen, Gasunie

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

## 3. Onze positie in de energieketen

3.1	Het ontwikkelen van olie en gas	34
3.2	Het ontwikkelen van aardwarmte	35
3.3	Het ontwikkelen van CO <sub>2</sub> -opslag	37
3.4	Ketenverantwoordelijkheid	38

**kijken waar je  
samen stappen  
kunt zetten.  
Zo leidt mentale  
verbinding  
tot fysieke  
projecten.**



EBN heeft haar oorsprong in het veilig, duurzaam en economisch verantwoord realiseren van waarde uit Nederlandse geologische hulpbronnen. Daartoe investeren we in het opsporen en winnen van gas en olie uit de Nederlandse ondergrond. Stapsgewijs zal het huidige sterk op fossiele gebaseerde energiesysteem verduurzaamd worden. Die transitie gaat echter niet van vandaag op morgen. De rol van Nederlands aardgas zal wel steeds verder teruglopen maar blijft toch nog geruime tijd essentieel om het systeem betrouwbaar en betaalbaar te houden. In het energiesysteem van de toekomst zullen klimaatneutrale gasvormige energiedragers een noodzakelijk onderdeel van de energiemix blijven. De gaswaardeketen moet dus verduurzamen en veranderen van een traditionele (fossiele) keten naar een energieketen waarin verschillende opties worden geïntegreerd. Als partner in deelnemingen met betrekking tot gaswinning draagt EBN een maatschappelijke verantwoordelijkheid voor de verduurzaming van de gaswaardeketen en het bijdragen aan de noodzakelijke systeemintegratie die daarmee gepaard gaat.

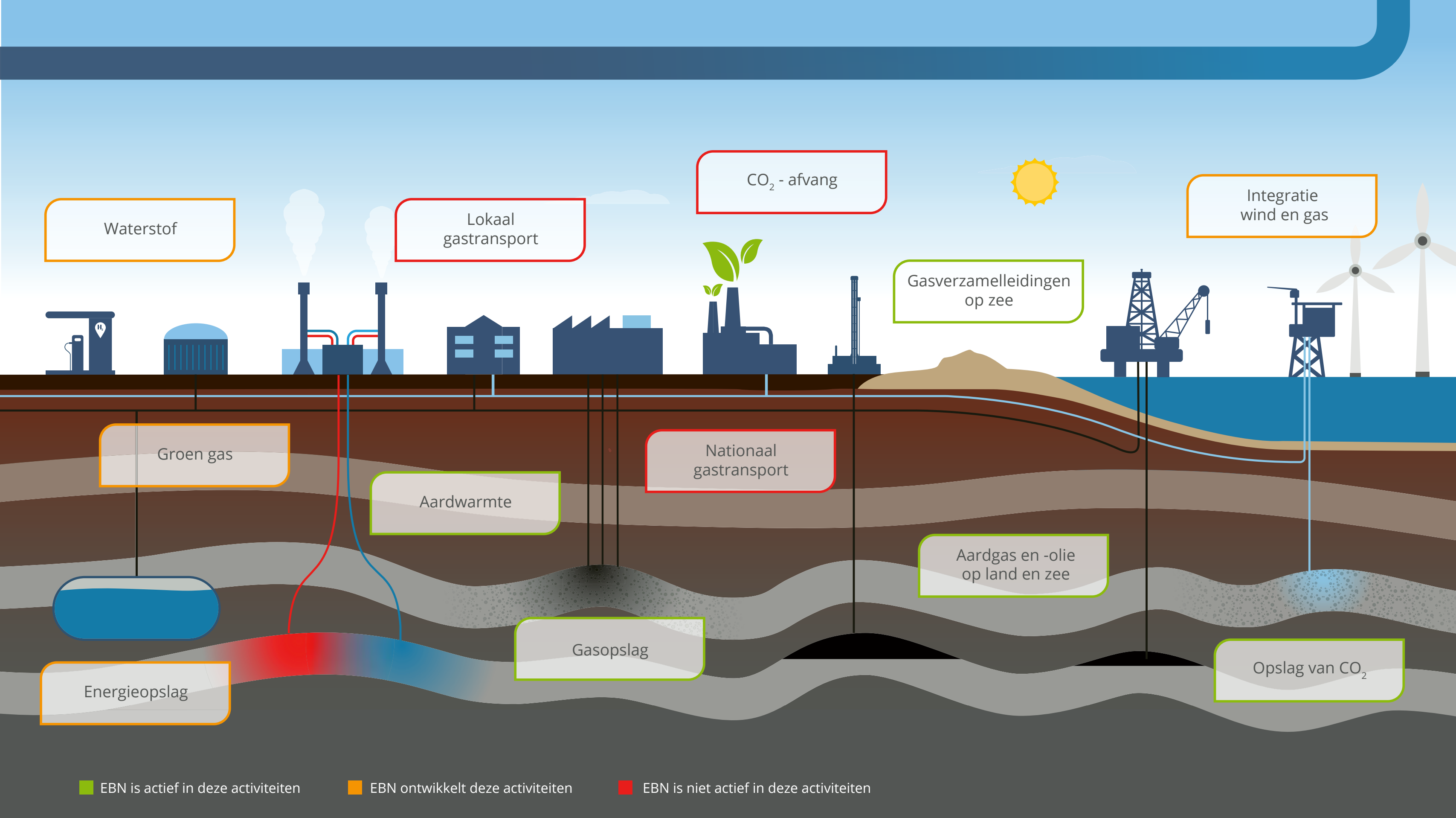
Vanuit haar rol en positie in de keten ondersteunt EBN de winning van Nederlands aardgas zolang er nog nationale vraag naar aardgas is. Gaswinning uit de Nederlandse kleine velden heeft de voorkeur omdat dit beter is voor klimaat, werkgelegenheid, economie, behoud van kennis van de diepe ondergrond en aanwezige gasinfrastructuur.



Tevens remt productie in eigen land de toenemende importafhankelijkheid van andere landen. EBN ontwikkelt instrumenten voor doelmatige winning en planmatig beheer die het optimaal, duurzaam en veilig benutten van gasvelden bevorderen. We stimuleren het verbeteren van HSE-prestaties (Health Safety & Environment) van operators, borging van zekerheid van opruimkosten, de

verduurzaming van de waardeketen door onder meer emissiereductie, vergroening van hulpstoffen (biochemicaliën) en elektrificatie van offshore assets. Ook stimuleert EBN het kostenbewustzijn door clustering van infrastructuur en onderlinge samenwerking van operators (via het INSPIRE-project) en nemen we regie in het effectief ontmantelen van infrastructuur en in onbruik geraakte





olie- en gasplatforms of hergebruiken voor energie- en CO<sub>2</sub>-opslag.

Voor de stabiliteit van het duurzame energiesysteem wordt opslag van energie steeds belangrijker omdat aardgas niet meer als buffer op kan treden. EBN verkent de mogelijkheden voor ondergrondse energieopslag en andere bouwstenen voor de verduurzaming van het energiesysteem zoals de ontwikkeling en productie van waterstof en groen gas. We kunnen bij deze ontwikkelingen een rol spelen in het samenbrengen van partijen, het inbrengen van kennis en expertise over onder meer de huidige en toekomstige (gas)infrastructuur en door samen te werken in pilots en haalbaarheidsstudies voor potentiële locaties voor de productie van waterstof en groen gas. EBN speelt nu al een rol in gasopslagen.

De illustratie op pagina 32 geeft aan wat onze rol is in de energieketen.

### **Zoeken en winnen van energiebronnen**

EBN investeert in de opsporing, winning en opslag van vormen van energie zoals aardgas en aardolie. Deze activiteiten worden ook wel upstream activiteiten genoemd en behoren tot de kernactiviteiten van EBN. Onze belangrijkste samenwerkingspartners hierin zijn de operators, zij voeren de werkzaamheden uit en EBN investeert mee

en neemt een proactieve rol in exploratie en het organiseren van samenwerking en clustering. Als partner in een samenwerkingsverband deelt EBN (en daarmee indirect de Staat) mee in de inkomsten en is tevens verantwoordelijk voor haar aandeel in de gemaakte kosten.

### **Verkoop olie en gas**

Olie- en gasbedrijven verkopen gewonnen aardgas en aardolie veelal aan groothandelsbedrijven, waaronder GasTerra, onze belangrijkste samenwerkingspartner op dit gebied. GasTerra verkoopt gas aan diverse tussenhandelaren en eindgebruikers. Door het stopzetten van de gaswinning in Groningen komt de kernactiviteit van GasTerra op termijn te vervallen. GasTerra wordt de komende jaren dan ook geleidelijk afgebouwd en zal eind 2024 ophouden te bestaan. EBN is medeaandeelhouder van GasTerra en is via twee zetels in de raad van commissarissen en met twee zetels in het college van gedelegeerde commissarissen betrokken bij het beleid.

### **Opslaan van energie**

Lege gasvelden kunnen dienen als opslag van energie, onder andere voor gasopslag. EBN is mede-eigenaar van vier ondergrondse gasopslagfaciliteiten. EBN heeft hierdoor betrokkenheid bij midstream-activiteiten. In de toekomst worden afhankelijkheid van niet regelbaar vermogen en de opslag van energie steeds belangrijker,

bijvoorbeeld van waterstof en groengas. Dit is nodig voor de stabiliteit van het energiesysteem en het matchen van vraag en aanbod.

### **Opslaan van CO<sub>2</sub>**

EBN participeert in samenwerkingsverbanden voor het realiseren van de opslag van CO<sub>2</sub> in lege gasvelden op zee. EBN is hierin kennispartner en brengt partijen samen in samenwerkingsverbanden.

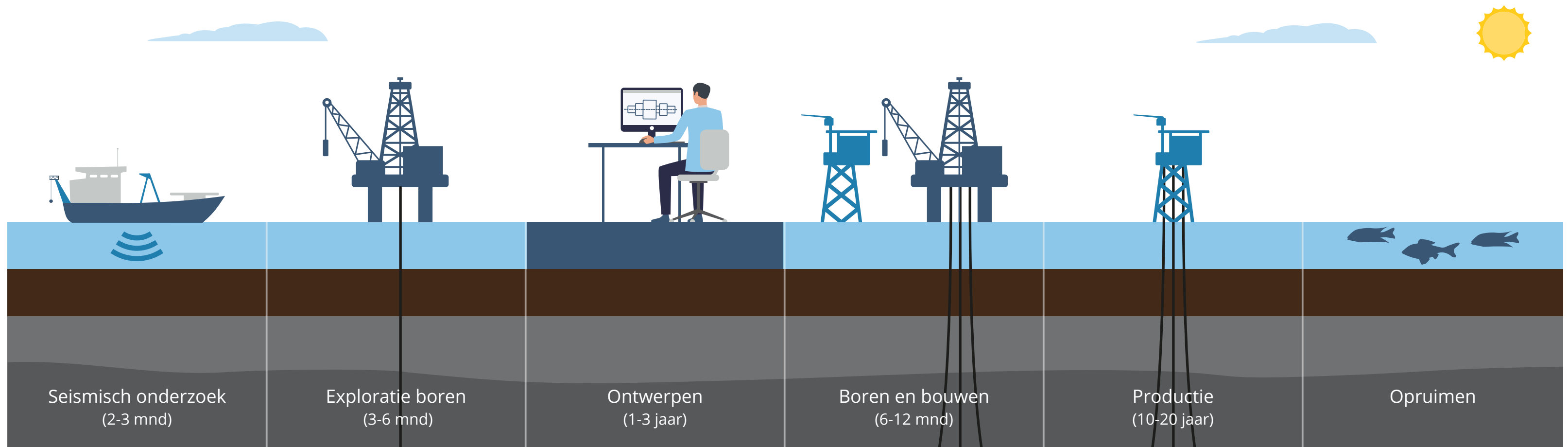
### **Gebruik van energiebronnen**

EBN heeft geen rol in de distributie van energie en heeft dus geen rol in downstream activiteiten.

### **Hergebruik en/of ontmanteling van gebruikte infrastructuur**

EBN is aanjager van het effectief hergebruiken en duurzaam ontmantelen van infrastructuur na beëindiging van de productie. Hierin neemt EBN een voortrekkersrol en werkt zij samen met de olie- en gasbedrijven en de belangenbehartiger van de sector (NOGEPA) in Nexstep, het Nationaal Platform voor hergebruik en ontmanteling. Infrastructuur kan bijvoorbeeld hergebruikt worden voor energie- en CO<sub>2</sub>-opslag. Het ontwikkelen van olie- en gasreserves, aardwarmte en CO<sub>2</sub>-opslag gebeurt in een aantal stappen, zie pagina 34, 35 en 37.





### 3.1 Het ontwikkelen van olie en gas

De illustraties laten zien hoe de ontwikkeling van een geologische energiebron (olie, gas of aardwarmte) in zijn werk gaat: Van de verkenning tot het hergebruiken voor nieuwe duurzame doeleinden of opruimen van de infrastructuur. In dit proces zitten bij olie en gas en aardwarmte veel raakvlakken.

#### Verkenning

Op basis van regionale kennis van de ondergrond en seismische beelden, doet EBN studies naar mogelijke nieuwe offshore vindplaatsen van olie en gas.

#### Start exploratie

Vergunninghouders voeren proefboringen uit. Zo testen we mogelijke gas- of oliebronnen.

#### Constructie

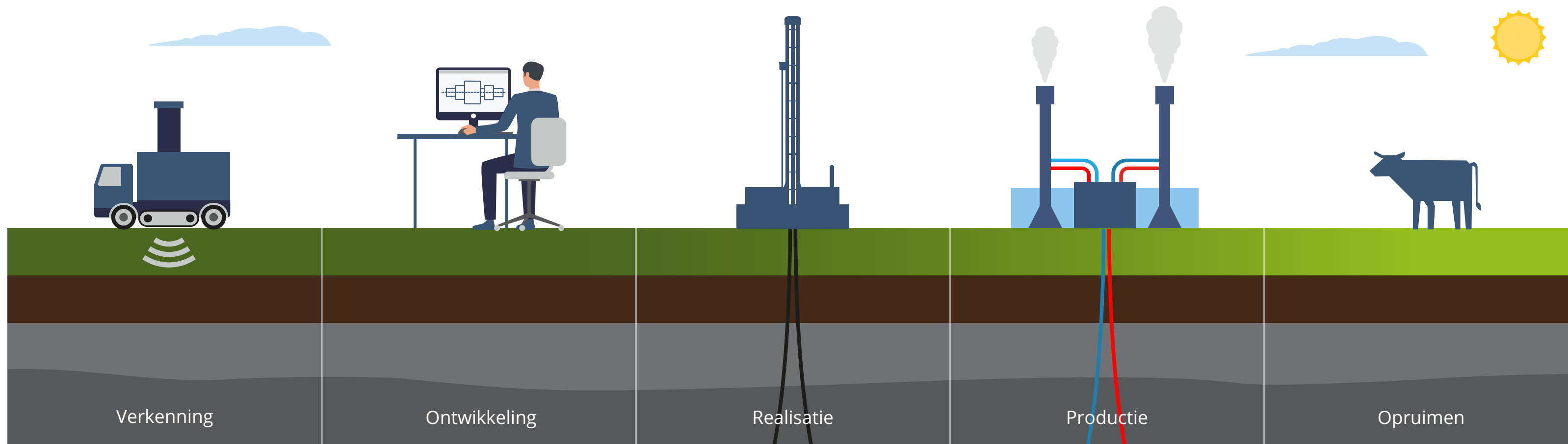
Samen met onze partners brengen we economisch rendabele reserves tot ontwikkeling.

#### Productie

Reserves worden geproduceerd zolang het economisch rendabel is. In deze fase verdienen de investeringen zich terug. Vervolgens vindt het gas in de keten zijn weg naar de eindgebruikers.

#### Opruimen

Als een gasontwikkeling aan het eind van haar levensduur is gekomen kan de infrastructuur mogelijk worden hergebruikt. Een leeg gasveld kan bijvoorbeeld worden gebruikt voor de opslag van energie of CO<sub>2</sub>. Uiteindelijk moet de operator de putten permanent afsluiten, de infrastructuur ontmantelen en de omgeving herstellen in de oude staat.



## 3.2 Het ontwikkelen van aardwarmte

### Verkenning

Met de kennis die beschikbaar is over de ondergrond in een regio en seismische data bepaalt EBN of aardlagen geschikt zijn voor het winnen van aardwarmte. Sinds begin 2018 werken TNO en EBN samen aan het programma SCAN. Daarmee doen we seismisch onderzoek naar aardwarmte op plekken waar we nog weinig van de ondergrond weten. Met SCAN verzamelt EBN gegevens op basis waarvan de potentie van aardwarmte kan worden bepaald in regio's waarvan momenteel te weinig data zijn om een eerste afweging te maken over de mogelijke

toepassing van aardwarmte. Vanaf 2021 zullen ook een aantal wetenschappelijke boringen worden uitgevoerd door EBN, waarmee de ondergrond nog beter in kaart kan worden gebracht.

### Start exploratie

Aardwarmte heeft geen duidelijke exploratiefase omdat men zich vaak kan baseren op bestaande data uit de olie- en gasexploratie. Als een aardwarmtebedrijf tijdens de verkenningsfase een geschikte locatie heeft gevonden waar het naar aardwarmte wil boren is er onder andere een opsporingsvergunning nodig. Deze opsporingsvergunning vraagt het bedrijf aan bij de minister van Econo-

mische Zaken en Klimaat. Vervolgens wordt de eerste put geboord. Meestal kan op basis van de eerste put besloten worden om ook de tweede put van een doublet aan te leggen. Wanneer de eerste boring een geschikte aquifer (een watervoerende laag in de ondergrond) met de gewenste temperatuur oplevert en aardwarmtewinning mogelijk blijkt, wordt een tweede put geboord. Deze twee putten heten samen een doublet en vormen de productielocatie. Voor de productie zijn een winnings- en omgevingsvergunning vereist. In de nieuwe Mijnbouwwet wordt de vergunningprocedure aangepast aan de specifieke eisen van aardwarmte.

### Constructie

Aanleg van de bovengrondse faciliteiten inclusief aansluiting op het warmtenet van de afnemer. Bij het putontwerp moet er rekening worden gehouden met corrosie aan de putten en mogelijke lekkages van zout water naar het grondwater.

### Productie

Warm water wordt via de put omhoog gepompt en door een warmtewisselaar gevoerd. De warmtewisselaar haalt de warmte uit het water en brengt het over naar het water in een warmtenet. Het water uit de aardwarmtebron gaat vervolgens via de andere put weer de grond in. Via het warmtenet stroomt de warmte vervolgens naar de eindgebruikers.

### Opruimen

Als een bron uitgeput is moet de operator de putten (tijdelijk) afsluiten. Installaties kunnen mogelijk worden hergebruikt voor een nabije aardwarmtebron. Als dat niet mogelijk is, worden de installaties verwijderd. De omgeving wordt hersteld in de oude staat. Mogelijk is de bron na een bepaalde tijd weer op temperatuur en kan dan weer worden gebruikt. Maar gezien de korte toepassing van aardwarmte tot nu toe is hier nog weinig praktijkkennis over.

Wanneer er naar olie, gas of aardwarmte wordt geboord, ziet Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) erop toe dat dit op een veilige manier gebeurt voor mens en milieu en in overeenstemming is met wet- en regelgeving.

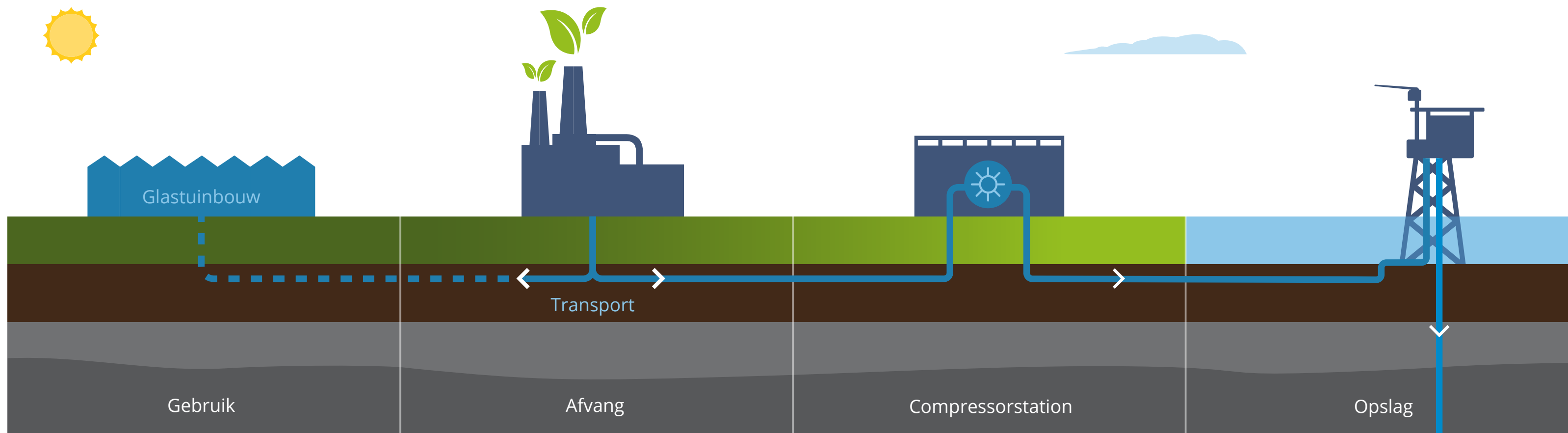


Voor meer informatie over de ontwikkeling van een olie- of gasveld, bezoek: [www.hoewerktgaswinnen.nl](http://www.hoewerktgaswinnen.nl).

Voor meer informatie over de ontwikkeling van aardwarmte, bezoek: [www.hoewerktaardwarmte.nl](http://www.hoewerktaardwarmte.nl).

Voor meer informatie over SCAN, bezoek: [www.scanaardwarmte.nl](http://www.scanaardwarmte.nl).

Zie ook: <https://www.energieinnederland.nl>.



### 3.3 Het ontwikkelen van CO<sub>2</sub>-opslag

#### Aanleiding

Het kabinet stimuleert CO<sub>2</sub>-reductie. Afvang en opslag van CO<sub>2</sub> is een van de maatregelen om de klimaatdoelen uit het Klimaatakkoord te behalen. CO<sub>2</sub>-opslag is bedoeld voor industrieën waarvoor het lastig is om op korte termijn het productieproces te vervangen door een CO<sub>2</sub>-vrij alternatief. Dit betreft raffinaderijen en staalproductie. Deze industrieën bevinden zich veelal in de havengebieden zoals het Noordzeekanaal en de haven van Rotterdam. Daarmee zijn ze gunstig gelegen ten opzichte van de opslaglocaties,

de lege gasvelden onder de Noordzee. De overheid heeft geen plannen voor CO<sub>2</sub>-opslag onder land.

#### Ontwikkeling

De ontwikkeling van een CO<sub>2</sub>-opslagproject begint met een haalbaarheidsonderzoek naar onder meer de technische en financiële haalbaarheid. EBN brengt de locaties en beschikbaarheid van lege gasvelden in kaart en er vindt een verkenning plaats naar de mogelijkheden voor leidingen en een compressorstation. Ook vindt er een inventarisatie plaats van potentiële partners en klanten. Vraag en aanbod zijn bepalend voor de grootte van het systeem.

#### Voorbereiding

Zodra een selectie van lege gasvelden gemaakt is, is het van belang om een opslagvergunning aan te vragen. Ook vragen de partijen die CO<sub>2</sub> uitstoten en afvangen subsidie aan voor het verschil tussen EU ETS rechten en de kosten van het opslaan van CO<sub>2</sub>. Met de subsidie betalen ze het transport en de opslag van de afgevangen CO<sub>2</sub>. De ondergrond wordt verder in kaart gebracht voor de bouw van het systeem. Ook vindt er nader onderzoek plaats naar milieu- en veiligheidsaspecten en benodigde mitigerende maatregelen. Daarnaast komt er een monitoringsplan.

### Constructie

De partijen die CO<sub>2</sub> uitstoten bouwen afvanginstallaties op hun bedrijventerrein. Voor het transport naar het compressorstation en naar de lege gasvelden onder de zee is het nodig om onshore en offshore leidingen aan te leggen.

Er wordt op land een nieuwe verzamelleiding aangelegd (in de grond) en er wordt een compressorstation gebouwd.

### Afvangen en opslaan

Bedrijven vangen de CO<sub>2</sub> af die vrijkomt bij hun productieprocessen. Zij leveren de CO<sub>2</sub> aan op de verzamelleiding. De CO<sub>2</sub> wordt via de verzamelleiding naar het compressorstation of naar een gebruiker van CO<sub>2</sub> getransporteerd die de CO<sub>2</sub> in zijn bedrijfsproces gebruikt. In het compressorstation wordt de CO<sub>2</sub> op druk gebracht voor het transport op zee. De CO<sub>2</sub> wordt via een leiding in de zeebodem vervoerd naar een platform op 20 km of meer uit de kust. Vanaf het platform wordt de CO<sub>2</sub> in lege gasvelden gepompt, op ruim 3 km onder de bodem van de Noordzee.

### Afdichten

Als de gasvelden vol zijn, worden deze afgesloten. De volle gasvelden worden minimaal voor 20 jaar gemonitord.

## 3.4 Ketenverantwoordelijkheid

EBN investeert als non-operator in de opsporing en winning van olie en gas en aardwarmte in de Nederlandse ondergrond. We zijn als partner betrokken bij de projecten waarin we investeren, maar zijn niet de partij die de dagelijkse werkzaamheden uitvoert. Dat is de (exclusieve) taak van de operator. Dit betekent in de praktijk dat EBN invloed kan uitoefenen op haar eigen activiteiten en die van haar partners, maar dat daarbuiten haar invloedssfeer in de energieketen beperkt blijft.

### Goed gedrag in de keten

Het naleven van wet- en regelgeving is voor EBN vanzelfsprekend. Gebrek aan naleving brengt veel (financiële) risico's met zich mee, zowel direct via boetes als indirect via geleden reputatieschade. EBN vindt het belangrijk om transparant te communiceren over het naleven van wet- en regelgeving.

EBN toont zich betrokken bij de gehele energieketen door zich in te zetten voor goed werkgeverschap en partners te stimuleren om goed gedrag in hun deel van de keten te waarborgen. In een uitvraag per mail vraagt EBN jaarlijks expliciet aan haar partners hoe zij de integriteit van hun leveranciers en (onder)aannemers monitoren en of (gedrags)codes en documentatie hieromtrent opgesteld zijn. De resultaten van deze uitvraag presenteren wij

elk jaar in ons OPI (Operationele Prestatie Indicatoren) rapport. De uitvraag van 2020 gaf geen aanleiding tot verbeterplannen. Mocht er sprake zijn van misstanden dan bespreekt EBN deze met haar partners tijdens periodieke overleggen zodat in overleg verbeterplannen opgesteld kunnen worden.

### Naleving gedragscode EBN

Voor externe leveranciers hanteren wij hiervoor onze Algemene Inkoopvoorwaarden voor goederen en diensten. Hierin hebben wij een bepaling opgenomen over onder andere mensenrechten, dwang- en kinderarbeid, waardig werk en mededingingsrecht. Van de leverancier vragen wij dat hij zich aan alle verplichtingen naar EBN houdt, verantwoordelijkheid neemt voor de eigen toeleveringsketen en het naleven van ethische normen en mensenrechten aanmoedigt bij zijn leveranciers. Een document met deze voorwaarden is via onze website publiek en beschikbaar voor onze stakeholders. In dit document stellen wij dat onze leveranciers gebonden zijn aan de gedragscode om met ons te kunnen blijven samenwerken.

Op basis van de integriteitsbepaling in de algemene inkoopvoorwaarden van EBN kan EBN een audit uitvoeren, wanneer zij dat nodig vindt. Leveranciers worden hiervan tijdig op de hoogte gebracht.



### Regelingen in het geval van misstanden

Medewerkers van EBN kunnen gebruik maken van de klokkenluidersregeling als zij op redelijke gronden een vermoeden hebben van een misstand waarbij een maatschappelijk belang in het geding is. EBN heeft ook een fraudeprotocol op grond waarvan medewerkers van EBN vermoedens van fraude kunnen (en moeten) melden. Externe partijen kunnen vermeende misstanden melden via het algemene e-mailadres van EBN dat te vinden is op onze website. Er zijn in 2020 geen meldingen geweest.

Voor het seismisch onderzoek binnen het SCAN-programma heeft EBN een speciaal telefoonnummer dat 24 uur per dag en zeven dagen in de week bereikbaar is.

Zo nodig beëindigt EBN proactief misstanden die een direct gevolg zijn van onze eigen bedrijfsactiviteiten (zie ook 5.3 Belangrijkste strategische risico's). Onze partners zijn verantwoordelijk voor de eigen activiteiten waar EBN geen directe invloed op heeft. EBN hanteert een schadeprotocol voor het SCAN seismisch onderzoek. Op de SCAN-website staat het schadeprotocol en -formulier (<https://scanaardwarmte.nl/schadeformulier/>). EBN zet ook mogelijkheden in om partners te beïnvloeden en te stimuleren tot betere prestaties met kennis, advies, het aanmoedigen van samenwerking en met het organiseren van bijvoorbeeld de HSE-benchmark waaruit best practices

worden gedeeld. Zo draagt EBN ook indirect bij aan goed gedrag in de keten.

Voor alle vragen, verzoeken en maatregelen rondom schade door gaswinningsactiviteiten in Groningen kunnen betrokkenen terecht bij het Instituut Mijnbouwschade Groningen (IMG) dat per 1 juli 2020 is opgericht. Het IMG heeft tot taak om schade af te handelen die is ontstaan door beweging van de bodem als gevolg van de aanleg of exploitatie van een mijnbouwwerk ten behoeve van het winnen van gas uit het Groningenveld of als gevolg van de gasopslag Norg. Het IMG besluit onafhankelijk over aanvragen tot vergoeding van schade (alle vormen). Ook handelt het IMG meldingen van mogelijk acuut onveilige situaties (AOS) af.

Het IMG heeft een website (<https://www.schadedoormijnbouw.nl/over-het-img>) waar zij informatie verschaft over schadeafhandeling. Voor alle vragen, verzoeken en maatregelen rondom de versterking van woningen en gebouwen kunnen betrokkenen terecht bij de Nationaal Coördinator Groningen (NCG), de uitvoeringsorganisatie voor de versterkingsopgave van woningen en gebouwen in Groningen. Nationaal Coördinator Groningen heeft een website ([www.nationaalcoordinatorgroningen.nl](http://www.nationaalcoordinatorgroningen.nl)) met informatie over alle relevante maatregelen voor betrokkenen.





**Met onder meer  
aardwarmte en  
CO<sub>2</sub>-opslag  
slaan we een  
brug van  
vandaag naar  
morgen...**

Over morgen verbinden met vandaag in gesprek met Barthold Schroot, programmamanager advies & innovatie EBN

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

**Ook vormen we daarbij een integraal beeld van ons toekomstige energiesysteem.**

# 4. Resultaten

4.1 Inleiding	41	4.5.1 Financiële gang van zaken	54	4.6.2 De mensen van EBN	59
4.2 Our Dutch Gas	42	4.5.2 Investeringsen	54	4.6.3 Medezeggenschap	61
4.3 Return to Nature	45	4.5.3 Verkopen	54	4.7 Actieve aanpak risico's	62
4.4 New Energy	49	4.6 Creëren van verbindende kracht	55	4.8 Reflectie	66
4.5 Financiële resultaten	54	4.6.1 Dialoog met belanghebbenden	55		



## 4.1 Inleiding

In dit resultatenhoofdstuk beschrijven we de activiteiten en resultaten die in 2020 hebben bijgedragen aan onze strategische doelen en de ontwikkeling van onze materiële thema's.

### Bedrijfsdoelstellingen 2020

De directie heeft voor 2020 samen met de raad van commissarissen een aantal algemeen leidende bedrijfsdoelstellingen voor EBN bepaald. Deze doelstellingen en de behaalde resultaten staan in onderstaande tabel.

	Onderwerp	Materieel thema	Toelichting	Doel	Realisatie
1	Winst van EBN	Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden	De winst van EBN weergegeven in miljoen EUR	≥ 431	-364
2	Beheerkosten		EBN's kosten voor personeel, inhuur van expertise, kantoor, etc. weergegeven in miljoen EUR	≤ 24	23,0
3	Reserves maturatie kleine velden	Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas	De netto aanvulling (maturatie) van gasreserves in Nederland in miljard Nm <sup>3</sup> TQ (100%).	≥ 6,2	4,9
4	Aardwarmte volumes	Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector	De som van aardwarmtevolumes in Petajoule van projecten waarvoor een samenwerkingsovereenkomst of een FID (financial investment decision) is afgesloten.	1,9	1,3
5	Porthos	Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem	Bereiken van commercial FID met andere Porthospartners tegen huidig gecommitteerd volume in megaton CO <sub>2</sub> .	1,75	2,5
6	Leadership programme	Creëren van verbindende kracht	Doorlopen van intern leadership programma door minimaal percentage van de medewerkers.	90%	74%
7	Ziekteverzuim	Creëren van verbindende kracht	Kort en middellang ziekteverzuim uitgedrukt in een percentage.	1,3%	0,7%

- Boringen
- Put abandonering
- Platformverwijdering
- Nieuw veld in productie



## 4.2 Our Dutch Gas

**Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlandse kleine velden gas:** Nederlands aardgas als onderdeel van de verduurzaming van de gaswaardeketen. Het stimuleren en versnellen van het opsporen, ontwikkelen en produceren van Nederlandse gasvoorraden op de meest duurzaam mogelijke manier.

In 2020 heeft EBN samen met operators verder gewerkt aan de kostenefficiënte en economisch verantwoorde productie en exploratie van Nederlands aardgas. EBN heeft in dit kader met operators ingezet op het intensiveren van samenwerking binnen de sector en het reduceren van operationele kosten. Daarnaast is EBN samen met NOGEPA en operators begonnen aan een industriebreed plan voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie (zie paragraaf 4.6.2 Aanpak risico's). In alle activiteiten werd de aanpak gekenmerkt door het versterken van de samenwerking, samenvoeging van activiteiten en assets en het delen van data, kennis en kunde.

De extreem lage gasprijzen in 2020 betekenden een verdere verslechtering van het investeringsklimaat voor de exploratie en productie van Nederlands aardgas. Dit maakte het moeilijk om nieuwe investeringen te doen. Daarnaast heeft de stikstofcrisis een belangrijke rol gespeeld en plannen voor boringen en veldontwikkelingen

vertraagd of stilgelegd. Einde 2020 is er nog geen zicht op een oplossing voor de stikstofimpasse. Positief in 2020 was dat politiek-maatschappelijk de noodzakelijke rol van aardgas in de komende decennia in het Nederlandse energiesysteem en de voorkeur voor Nederlands offshore aardgas werd onderstreept. Dit werd bekrachtigd in onder meer het Noordzeeakkoord, kamerbrieven en instemming van de Tweede Kamer met de wijziging van de Mijnbouwwet (zie kader).

## Wijziging Mijnbouwwet

Eind 2020 stemde de Tweede Kamer in met het Wetsvoorstel voor de gewijzigde Mijnbouwwet waar EBN aan mee heeft gewerkt. Deze wijziging betreft het generiek maken van de investeringsaftrek voor (offshore) mijnbouw (in plaats van de huidige aftrekregeling onder voorwaarden) en de aftrek te verhogen van 25 naar 40%. Daarnaast worden in de wet nieuwe regels opgenomen voor ontmanteling en hergebruik van olie- en gas-infrastructuur en is het stelsel voor financiële zekerheden voor de opruimverplichtingen en de monitoringrol van EBN daarin wettelijk vastgelegd (DSA)\*. Met de verhoging van de investeringsaftrek is het voor bedrijven aantrekkelijker om actief te blijven in het Nederlandse deel van de Noordzee. Daardoor kan er meer aardgas geproduceerd worden en blijft infrastructuur behouden voor hergebruik. In de wijziging van de Wet staat dat infrastructuur die niet meer wordt gebruikt op een veilige manier wordt opgeruimd. Bedrijven die plannen hebben voor hergebruik, bijvoorbeeld voor offshore CO<sub>2</sub>-opslag of waterstof, kunnen een ontheffing aanvragen van de opruimverplichting voor de duur van het hergebruik. De Eerste Kamer heeft op 26 januari 2021 ingestemd met de wijziging.

\* Decommissioning Security Agreement (DSA)

## Decommissioning Security Agreement

Samen met NOGEPa heeft EBN een garantiesystematiek ontwikkeld waarbij vergunninghouders een Decommissioning Security Agreement (DSA) overeenkomen waarin afspraken gemaakt worden rondom te stellen financiële zekerheden met betrekking tot de ontmanteling van activa en herstel van productielocaties. Daarnaast wordt een Decommissioning Security Monitoring Agreement (DSMA) overeengekomen tussen vergunninghouders en EBN waarin afspraken worden gemaakt over de monitoring rol van EBN bij het DSA proces. Per 31 december 2019 waren 100 DS(M)A's getekend. Het afgelopen jaar werden nog eens 14 Decommissioning Security (Monitoring) Agreements getekend, waardoor per 31 december 2020 in het totaal 114 DS(M)A's zijn getekend. Het gaat om 106 offshore winningsvergunningen en 7 offshore opsporingsvergunningen. Er resteert nog één offshore DS(M)A voor een winningsvergunning waarvoor een toekomstige ontwikkeling gepland staat; verwacht wordt dat deze binnenkort getekend zal worden. Met de recente wijziging van de Mijnbouwwet heeft het DS(M)A-systeem van financiële zekerheidsstelling een wettelijke basis gekregen.

De gasproductie uit kleine velden bleef met 12,5 miljard kubieke meter (BCM) achter bij de verwachting. Dit kwam vooral doordat in een aantal situaties waarin de operationele kosten hoger waren dan de gasprijs ervoor werd gekozen om de gaswinning tijdelijk stil te leggen of te beperken in afwachting van prijsherstel. Eind 2020 waren de betreffende velden alweer maximaal in productie. Hoewel de economische onzekerheid blijft, is het vooruitzicht wat betreft het activiteitsniveau positiever dan in 2020.

Als gevolg van het eerdergenoemde slechte investeringsklimaat zijn er in 2020 slechts 6 van de verwachte 9 boringen uitgevoerd, waarvan 1 onshore. De impact van het slechte en onzekere investeringsklimaat op de maturatie (het in productie nemen van nieuw gas) is beperkt gebleven: van de verwachte 6,1 BCM is 4,9 BCM nieuw gas in productie genomen, grotendeels omdat het projecten betrof waarvan de verplichtingen al in 2019 waren aangegaan. Er is minder dan 1 BCM nieuw gas ontdekt met exploratieboringen en er is ruim 10 BCM gas in boorwaardige prospects geïdentificeerd.

Het totale oppervlak aan offshore fallow acreage is met 27% toegenomen. Fallow acreage is het systeem waarmee offshore vergund gebied zonder activiteit toegankelijk gesteld kan worden voor geïnteresseerde andere partijen. Ondanks de voortdurende onzekerheid rondom COVID-19 en de stikstofimpasse, verwacht EBN een voorzichtig herstel van het activiteitsniveau.



## Gezamenlijke programmatische aanpak voor exploratie

In 2020 verlegde EBN de strategische focus voor haar exploratieactiviteiten van actieve promotie ten behoeve van het aantrekken van nieuwe investeerders naar haar bestaande portfolio en de huidige operators. Deze nieuwe focus is erop gericht de huidige operators te helpen hun portfolio op te werken door samen te werken aan het identificeren en matureren van prospects. Zo heeft EBN in 2020 intensief samengewerkt met enkele operators, specifiek door het gericht delen van eigen kennis en ervaringen in diverse plays.

In 2020 is ook gewerkt aan het genereren van een meer robuust prospectportfolio. Verder heeft EBN in 2020 een drietal exploratietechnologieën geëvalueerd die tot significante de-risking van prospects zouden kunnen leiden: 1) geavanceerde seismische acquisitie m.b.v. Ocean Bottom Node techniek en bijbehorende dataverwerking, 2) elektromagnetische methodes, specifiek voor ondiepe gas voorkomens in het noordelijke deel van het Nederlandse continentaal plat en 3) geochemische methodes. Ten slotte heeft EBN zijn verbindende rol vervuld door TNO's database van gasvelddrukken toegankelijk te maken voor de sector en een start te maken met het ontsluiten en consolideren van alle geaccumuleerde publieke play- en ondergrondkennis. In 2021 wordt deze kennis via een GIS platform ontsloten en gedeeld met de industrie.

## Operationele kosten

Parallel aan de exploratie en productie activiteiten heeft EBN samen met operators gewerkt aan de operationele kosten (OPEX). Hiervoor is het masterplan INSPIRE geïnitieerd. Door de kosten zo laag mogelijk te houden blijft de winstgevendheid op peil. Hierdoor kunnen putten binnen de infrastructuur in economische zin langer mee. Daardoor kan in algemene zin ook meer aardgas gewonnen worden uit de betreffende velden. Zo blijft de infrastructuur langer beschikbaar en er is meer tijd voor de keuze om de infrastructuur in te zetten voor hergebruik gericht op nieuwe activiteiten in het kader van de energietransitie, zoals bijvoorbeeld voor CO<sub>2</sub>-opslag.

EBN wil minimaal 5% kostenreductie realiseren op de huidige operationele kosten van EUR 1 miljard totaal. INSPIRE is het plan waarin operators en EBN samenwerken om de operationele kosten te verlagen door meer samenwerking, samenvoeging van assets en door gezamenlijke operaties. Het plan is opgesteld door en wordt uitgevoerd in samenwerking met alle operators. EBN heeft in 2020 via INSPIRE een sturende rol gehad in het implementeren en uitwerken van drie initiatieven die toekomstige OPEX reducties zullen opleveren:

1. Geïntegreerde planning en een aanbesteding voor het gezamenlijk uitvoeren van inspectiewerk aan pijpleidingen;
2. Samenvoeging van de controlekamers van (initieel) twee tot drie operators tot één gezamenlijke controlekamer in Den Helder voor besturing van onbemande offshore platformen. Bij dit initiatief kunnen in de toekomst ook andere operators zich aansluiten;
3. Een online applicatie (soort van E&P Marktplaats) waarbij de operators inzicht verkrijgen in elkaars voorraad van (standaard) materieel en reserveonderdelen.

Kostenreductie en efficiëntie bevorderen we ook met het combineren van infrastructuur door samenvoeging, omlegging en versimpeling. Samen met ONE-Dyas en TAQA is gewerkt aan een plan voor de bypass van het oude P15 offshore platform van TAQA naar de jonge onshore Maasplant van ONE-Dyas. Hierdoor worden de operationele kosten verlaagd, de levensduur van de infrastructuur verlengd en kan er meer gas uit de betreffende velden gewonnen worden. Ook levert de bypass een forse CO<sub>2</sub>-emissiereductie op.

## 4.3 Return to Nature

**Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur:** De ontmanteling van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten.

### Ontmanteling

Bij het veilig en duurzaam ontmantelen van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur werkt EBN samen met de olie- en gasbedrijven en NOGEPA in Nexstep aan een effectieve en kostenefficiënte werkwijze. Hiertoe vervult EBN een aanjagende rol in het tot stand brengen van meer samenwerking en het bundelen van activiteiten. Ook stimuleren we het uitwisselen van relevante informatie en ervaringen en het ontwikkelen van nieuwe kostenbesparende methodieken. Het hoofddoel van Nexstep is om in de periode 2020-2025 een kostenbesparing van 30% te realiseren ten opzichte van de kostenschatting van EUR 7 miljard uit 2016, ofwel gemiddeld 5% per jaar.

Een belangrijk resultaat voor 2020 is de campagne voor het gezamenlijk ontmantelen van (exploratie)putten. Binnen Nexstep is met 6 operators een ontmantelingscampagne voorbereid van circa 30-50 (vooral) oudere exploratieputten, die destijds tijdelijk achtergelaten zijn op de zeebodem (en dus niet geboord zijn vanaf een platform). Een gezamenlijke aanbesteding zal worden uitgeschreven

voor het definitief ontmantelen van deze exploratieputten. Deze aanpak levert een significante kostenbesparing op, naar schatting 10 tot 30%, dit verschilt per operator. De campagne staat model voor toekomstige ontmantelingscampagnes en ook voor andere gezamenlijke operaties in het kader van het INSPIRE programma (zie paragraaf 4.2 Our Dutch Gas).

Ook onderzoekt Nexstep in samenwerking met EBN kostenefficiëntere methodieken voor het opruimen en afsluiten van niet meer gebruikte putten. Hiervoor zijn in 2020 twee proefprojecten op land afgerond, waarvan de resultaten in 2021 zullen worden onderzocht en beoordeeld. Vervolgens worden alle data en inzichten met SodM gedeeld. Verder bespreekt EBN jaarlijks met de (grotere) operators de ontmantelingsstrategie voor hun eigen portfolio, ook met als doel om een planmatige en optimale uitvoering van de opruimverplichting te bewerkstelligen.

### Hergebruik

Om de overgang van de huidige gasinfrastructuur naar infrastructurele aanpassingen voor CO<sub>2</sub>-opslag en waterstof, elektriciteit en warmte optimaal en tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten te laten verlopen, is het van belang om op korte termijn keuzes te maken. Zonder goede afstemming tussen alle betrokken partijen en het tijdig maken van keuzes zal veel bestaande infrastructuur niet meer beschikbaar zijn voor hergebruik vanwege

ontmanteling binnen de komende tien jaar. In onder meer het adviesrapport van de Taskforce Infrastructuur Klimaat-akkoord Industrie (TIKI) over het 'Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat' wordt gepleit voor een integrale aanpak en coördinatie en regie vanuit de overheid over infrastructurele projecten die essentieel zijn voor de energietransitie.

Ten behoeve van de ontwikkeling van CO<sub>2</sub>-opslag en mogelijk ook van offshore waterstofproductie heeft EBN in 2020 kennis en informatie over de offshore infrastructuur (leidingen, platforms en putten) gedeeld met het project I13050 van Netbeheer Nederland, Tennet en Gasunie en met beleidstrajecten als de Noordzee Energie Outlook.

Voor de ontwikkeling van regionale energiehubbs op land, waar verschillende vormen van duurzame energieproductie ontwikkeld gaan worden met aandacht voor synergiën, heeft EBN met partners in Emmen het hergebruik van de voormalige mijnbouwlocatie GZI een stap dichterbij gebracht. Op deze locatie werkt EBN in het consortium GZI Next aan de ontwikkeling van een groengasproject en een project voor de productie van groene waterstof door middel van elektrolyse. Zie voor meer informatie paragraaf 4.4 New Energy. Ook heeft EBN in 2020 advies aan het Ministerie Economische Zaken en Klimaat uitgebracht over de potentie die alle overige mijnbouwlocaties op land bieden voor groengasproductie.

**Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem:** Het faciliteren en stimuleren van effectief hergebruik en/of inzet van ondergrondse ruimte voor de productie, transport en/of opslag van CO<sub>2</sub>, duurzame energie en warmte.

### CO<sub>2</sub>-opslag

EBN wil door te participeren in alle CCS-projecten in Nederland bijdragen aan de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling van 49% in 2030 ten opzichte van 1990 en hiervoor de productieassets waarin EBN participeert hergebruiken. Hierbij zet EBN zich in om partners samen te brengen en te verbinden. Ook brengt EBN, met focus op het publieke belang, onder meer kennis en expertise in om risico's te kwantificeren en te beperken. EBN zette hier in 2020 verdere stappen als partner in de CO<sub>2</sub>-opslagprojecten Porthos en Athos.

In het Klimaatakkoord is afgesproken dat maximaal de helft van de verlaging van CO<sub>2</sub>-emissies door de industrie in 2030 wordt gesubsidieerd door middel van CCS. Voor de andere helft zet de industrie onder andere in op efficiency, elektrificatie, zonne- en windparken en groene waterstof. Voor veel processen in de industrie zijn er echter nog te weinig andere manieren om op korte termijn de uitstoot van CO<sub>2</sub> naar de atmosfeer fors te verminderen. Afvang en opslag van CO<sub>2</sub> spelen daarom een belangrijke rol in de Green Deal van de Europese Commissie als een noodzakelijke maatregel om industriële emissies snel terug te



Ondertekening samenwerkingsovereenkomst Porthos door projectdirecteur Porthos, Wim van Lieshout en Jos van Winsen, directeur Shell Pernis

dringen. Porthos (samenwerking van EBN, Gasunie en Havenbedrijf Rotterdam) is binnen de EU een vergevorderd project voor grootschalige opslag van CO<sub>2</sub>. De Europese Commissie verleende in 2020 een subsidie voor het Porthosproject van € 102 miljoen.

### Porthos

De minister stemde in 2020 in met EBN's deelname in de uitvoeringsfase voor de bouw en ingebruikname van het Porthosysteem. Het maximaal aantal emitters werd in 2020 gecontracteerd. EBN, Gasunie en Havenbedrijf

Rotterdam tekenden een overeenkomst met Shell, Exxon-Mobil, Air Liquide en Air Products om samen te blijven werken aan het Porthosproject met als doel het sluiten van transport- en opslagcontracten in 2021. Porthos zal dan 15 jaar lang 2,5 Mton CO<sub>2</sub> per jaar transporteren en opslaan onder de bodem van de Noordzee. Dat is 10% van de uitstoot van de industriële sector in de Rotterdamse haven. Totaal gaat het om een besparing van zo'n 37 miljoen ton CO<sub>2</sub> over een periode van 15 jaar. Porthos levert daarmee een wezenlijke bijdrage aan de klimaatdoelstellingen.



De vier bedrijven die van plan zijn om CO<sub>2</sub> te leveren aan Porthos betalen een tarief voor het transport en de opslag en maken daarnaast kosten voor het afvangen van de CO<sub>2</sub>. Ze besparen daarnaast de kosten die gemoeid zijn met het uitstoten van CO<sub>2</sub>. Het verschil tussen de totale kosten en besparingen voor de deelnemende bedrijven wordt via de SDE++-regeling door de overheid overbrugd. Eind 2020 hebben de vier emitters SDE++-subsidie aangevraagd. Wanneer de subsidie en de vergunningen zijn verleend nemen Porthos en de vier bedrijven de finale investeringsbeslissing. In 2022 en 2023 staat de aanleg van het Porthosysteem gepland waarna het in 2024 operationeel moet zijn.

De Porthos-projectorganisatie (EBN, Gasunie, Havenbedrijf Rotterdam) gebruikt 2021 om de aanleg van de pijpleidingen op het land en in de zeebodem, het compressorstation en aanpassing van het platform op zee technisch voor te bereiden.

### Athos

Athos is een CO<sub>2</sub>-opslagproject in het Noordzeekanaalgebied van Gasunie, EBN, Port of Amsterdam en Tata Steel. Het netwerk kan naar verwachting in 2026 operationeel zijn. De bedrijven die werken aan Athos hebben in 2019 een haalbaarheidsonderzoek met positief resultaat afgerond waarna verschillende vervolgstudies zijn ingezet met als doel de concept selectie af te ronden begin 2021.



Locaties van lege olie- en gasvelden en voorbeelden van opslagstrategie

In 2020 is door EBN gewerkt aan de selectie van lege olie- of gasvelden onder de Noordzee waar CO<sub>2</sub> in kan worden opgeslagen en zijn geologische, technische en kostenanalyses gedaan. Op basis van publieke informatie en eigen inzichten zijn de meest attractieve opslaglocaties voor CO<sub>2</sub> opslag geïdentificeerd. De uiteindelijke selectie van de velden is afhankelijk van een samenspel van technische en economische optimalisatie en van gesprekken met de operators van de huidige productiefaciliteiten die voor Athos hergebruikt zullen gaan worden. De veldselectie zal in 2021 afgerond worden.

### CO<sub>2</sub>-opslagvergunningen

Op dit moment is er één CO<sub>2</sub>-opslagvergunning in Nederland, namelijk voor P18-4, een van de opslaglocaties voor Porthos. Marktanalyses laten zien dat er de komende jaren meer aanbod van CO<sub>2</sub> voor opslag wordt verwacht. Om de reductiedoelstelling voor 2030 te behalen is het daarom nodig om nieuwe opslaglocaties en vergunningen op te werken. EBN zet zich in voor tijdige CO<sub>2</sub>-opslagvergunningaanvragen en de kosteneffectieve ontwikkeling van opslag om de maatschappelijke kosten laag te houden.

### Energieopslag

Energieopslag is noodzakelijk voor het behouden van leveringszekerheid bij het op grote schaal toepassen van wind en zon en bij de verdere ontwikkeling van warmtenetten. EBN heeft een natuurlijke rol in de kennisontwikkeling

en het samenbrengen van partijen onder meer vanwege haar aandeel in bestaande assets en haar kennis van de ondergrond en ervaring met bestaande ondergrondse gasopslagen.

### Waterstofopslag

In Nederland ontstaat mogelijk vanaf 2030 een behoefte aan waterstofopslag in lege gasvelden omdat het alternatief, opslag in zoutcavernes, onvoldoende opslagvolume zou kunnen bieden. De haalbaarheid van het opslaan van waterstof in lege gasvelden is wereldwijd nog niet onomstreden vastgesteld. EBN wil substantieel bij dragen aan de kennisontwikkeling op dit gebied. De eerste stap in 2020 was het op conceptueel niveau overtuigender vaststellen van de haalbaarheid van waterstofopslag. Dat hebben wij gedaan door middel van twee verschillende studies. De eerste is het project 'Large Scale Energy Storage' (LSES) van het Topconsortium voor Kennis en Innovatie (TKI) Nieuw Gas dat is uitgevoerd met de partners TNO, NAM, Gasunie, GasTerra en Nouryon. De tweede studie is een eigen EBN-modelering naar het fysisch gedrag van waterstof in poreuze media met behulp van een reservoirsimulator. De eerste resultaten zijn gepresenteerd op het EAGE congres.

### Warmteopslag

Voor de verduurzaming van de warmtevoorziening in Nederland is het van belang dat warmteoverschotten in de zomer opgeslagen kunnen worden voor de winter.

Om hoge temperatuur opslag (HTO) op korte termijn verantwoord toe te kunnen passen in Nederland is het van belang dat er snel meer kennis opgebouwd wordt over zowel de technische kant als de bedrijfseconomische en juridische aspecten van ondergrondse warmteopslag. Het project WINDOW van het TKI richt zich op haalbaarheidsonderzoek op die verschillende aspecten. Wij zijn als kennispartner betrokken bij dit project, een samenwerking van verschillende kennisinstellingen met projectstakeholders en betrokken overheden. In 2020 is fase 1 afgerond, een verkenning naar de haalbaarheid van HTO tot 90°C op zeven verschillende locaties in Nederland. De locaties Rotterdam, Leeuwarden en Delft zijn als meest kansrijk beoordeeld. In het vervolgproject, onderdeel van WarmingUP<sup>1</sup>, wordt voor deze locaties nader onderzoek gedaan en een ontwerp van de warmteopslaglocatie verder uitgewerkt.

<sup>1</sup> Het collectief WarmingUP werkt samen aan toepasbare kennis voor duurzame, collectieve warmtesystemen zodat deze betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar zijn voor de warmtetransitie. Achtendertig deelnemers uit de hele warmteketen doen mee.



## 4.4 New Energy

### Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector:

Het inzetten van onze kennis en expertise van het ondernemen in de Nederlandse ondergrond ten bate van de verduurzaming van de warmteketen door ontwikkeling van aardwarmte in Nederland. In dat kader voert EBN de komende jaren het onderzoeksprogramma SCAN uit, participeert het in Green Deals en mag het namens de Staat financieel deelnemen in aardwarmteprojecten.

In 2020 werkte EBN met de sector verder aan de professionalisering van de aardwarmtesector en de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland. Met het voorgenomen mandaat van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor financiële deelname in aardwarmteprojecten van EBN kon EBN in 2020 gaan participeren in aardwarmteprojecten. Wij zijn als kennis- of samenwerkingspartner betrokken bij het merendeel van de aardwarmteprojecten die in ontwikkeling zijn in Nederland, zo'n 25 projecten. Met circa 6 aardwarmteprojecten ging EBN in 2020 een samenwerkingsovereenkomst aan voor deelname in deze projecten, wat het totaal op formele samenwerkingen en projecten nu op zo'n 10 projecten brengt. Dit betreft onder andere projecten in Leeuwarden, Utrecht/Nieuwegein en Delft. Bij 20 nieuwe projecten die in de komende jaren gerealiseerd kunnen worden, is EBN in gesprek over deel-

name. Daarbij investeren we in de relaties met die operators die zich richten op een portfolio van vele projecten in de komende jaren.

Zo verwerft EBN de positie die wordt beoogd met de wijziging van de mijnbouwwet (zie kadertekst) ten behoeve van een generieke deelname van EBN in aardwarmteprojecten. Deelname van EBN is een van de maatregelen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat om de sector te versterken en de ontwikkeling van aardwarmte te versnellen. Door EBN financieel en risicodragend deel te laten nemen in nieuwe aardwarmteprojecten kan EBN een portfolio opbouwen waarbinnen projectkennis en -ervaring wordt geborgd en gedeeld. In die rol kunnen wij mee sturen op de duurzaamheid en kwaliteit van veilige en verantwoorde projecten. Hiermee wordt het publieke belang geborgd en komen de ervaringen uit deze projecten ten gunste van beleidsontwikkeling, innovatie, publieke kennis van de ondergrond en aanscherping van stimuleringsinstrumentaria.

In 2020 hebben wij de potentie die aardwarmte heeft in de verduurzaming van de warmtevraag onder de aandacht gebracht en aardwarmte als een belangrijk onderdeel van de energietransitie gepositioneerd.

Het doel was aardwarmte als duurzame optie te laten landen in de Transitievisie Warmte en Regionale Energiestrategie van gemeenten en RES regio's. De studie



WARM die wij in het kader van het Masterplan Aardwarmte uitvoerden met Panterra en Berenschot biedt verdere handvatten. Daarnaast is in samenwerking met Rebel een Modelaanpak Projectfinanciering Geothermie gepubliceerd.

Om de behoefte aan innovatie concreter te maken heeft EBN in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en op basis van input van de sector een Innovatieagenda 2030 opgesteld die in het eerste kwartaal van 2021 gepubliceerd wordt. Daarnaast hebben wij op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat actief deelgenomen aan het Versnellingstraject Geothermie Gebouwde Omgeving 2030 waar in 3 subgroepen (propositie, draagvlak en governance) de belangrijkste oplossingsrichtingen voor versnelling zijn geïnventariseerd.

### RES regio Rotterdam Den Haag en Invest-NL

Met de RES regio Rotterdam Den Haag en Invest-NL kondigde EBN een samenwerking aan om de warmtetransitie in deze regio te versnellen. EBN en Invest-NL gaan werken aan het in kaart brengen van en advisering over het toekomstige integrale warmtesysteem voor de regio om bij te dragen aan de regionale energiestrategie (RES) van deze regio. Daarin is voor aardwarmte een grote rol weggelegd vanwege de grote warmtevraag en de grote potentie van aardwarmte. De ambitie is enkele tientallen

aardwarmteprojecten te realiseren. Wij werken hierin samen met de belangrijke spelers in deze regio, waaronder Gasunie (Warmteling), de provincie Zuid-Holland en de gemeentes.

### Oprichting Geothermie Nederland

Samen met de twee brancheorganisaties in aardwarmte (DAGO, Dutch Association of Geothermal Operators en Stichting Platform Geothermie) spande EBN zich in voor het oprichten van één platform-organisatie voor geothermie. Geothermie Nederland is per 1 januari 2021 operationeel en fungeert als centraal aanspreekpunt voor ondernemers en stakeholders in de aardwarmtesector. Het platform vertegenwoordigt het brede stakeholderveld rondom een breed gedragen agenda voor het verbeteren en opschalen van aardwarmte. EBN neemt deel aan de bestuursvergaderingen van Geothermie Nederland.

Samen met de sector en betrokken stakeholders is in 2020 gewerkt aan een eerste industriestandaard voor aardwarmte (zie industriestandaard duurzaam putontwerp in paragraaf 4.6.2 Aanpak risico's). Wij hebben hierin een coördinerende rol vervuld tussen markt, overheid en andere stakeholders zoals de drinkwatersector.





## Wettelijke deelname EBN geothermie projecten vastgelegd in Mijnbouwwet

EBN bracht advies uit voor de wijziging van de Mijnbouwwet met verplichte deelname van EBN in aardwarmteprojecten. In het wetsvoorstel aanpassing van het vergunningsstelsel voor opsporen en winnen van aardwarmte staat ook de generieke deelname van EBN in geothermieprojecten beschreven. Het wetsvoorstel introduceert enerzijds een eigenstandige methode van regulering voor aardwarmte en anderzijds een aantal versterkings- en versnellingsmaatregelen. Deelname van EBN is een van de versterkings- en versnellingsmaatregelen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Op 16 juli 2020 is door de minister de wijziging van de Mijnbouwwet naar de Tweede Kamer gestuurd waaraan een aantal belangrijke elementen zijn toegevoegd in een Nota van wijziging van op 30 november 2020.

In de nieuwe Mijnbouwwet wordt vastgelegd dat EBN in nieuwe geothermieprojecten verplicht een aandeel neemt. Met deze verplichting wordt de positie van EBN duidelijk en kan EBN haar expertise inbrengen in alle projecten en zorg dragen dat de best practices gedeeld worden. Dit is van belang voor de professionalisering en opschaling van de sector. De conceptwet wordt eerst in de Tweede Kamer behandeld, daarna volgt de behandeling in de Eerste Kamer en de uitwerking van de wet in mijnbouwregeling en mijnbouwbesluit.



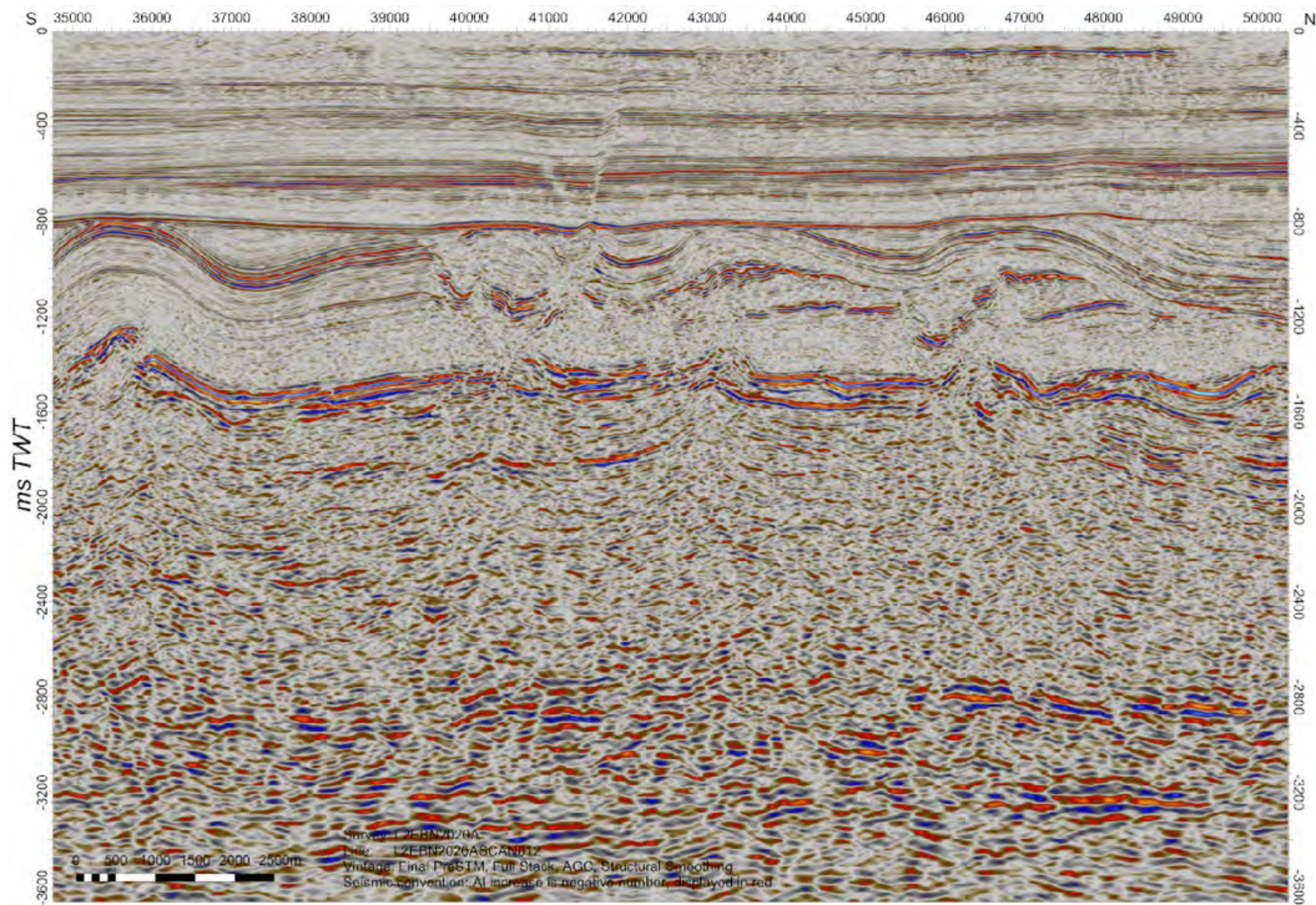
## SCAN

In 2020 verzamelde EBN met het SCAN-programma ondergrondgegevens waarmee de potentie van aardwarmte in de Nederlandse ondergrond verder in kaart kan worden gebracht. Het seismische onderzoek levert informatie op die van belang is voor de veilige en economische winning van aardwarmte. EBN heeft in 2020 een beschikking ontvangen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor verder onderzoek met wetenschappelijke boringen. Met deze kennis worden de ondergrondse

risico's van projecten verder gemitigeerd, de kansen van succesvolle projecten groter en zal de investeringsbereidheid toenemen. Dat komt de opschaling van aardwarmte in Nederland ten goede.

SCAN verzamelde in 2020 de 1000e kilometer aan seismische data. Ondanks dat werkzaamheden vanwege COVID-19 tijdelijk zijn stilgelegd, is het dit jaar gelukt om in totaal 797 kilometer nieuwe seismische data te verkrijgen sinds de start van de seismische acquisitie in 2019. De





Data SCAN

data van de onderzoekslijnen zijn van hoge kwaliteit. Daarnaast hebben we sinds de aanvang van het project ongeveer 1000 kilometer aan seismische data uit de jaren '70 en '80 herbewerkt tot hoogwaardige ondergronddata. Alle resultaten worden op NLOG gepubliceerd. Daarnaast organiseerden we een aantal webinars om de resultaten te presenteren aan gemeenten. In 2020 besteedden we veel aandacht aan omgevingscommunicatie en informatievoorziening naar stakeholders zoals gemeenten en omwonenden. Alleen al in het laatste kwartaal heeft SCAN in totaal 53 gemeenten aangedaan langs 8 onderzoekslijnen.

#### De Green Deal UDG gaat verder als Programma UDG

De Green Deal Ultradiepe Geothermie (UDG) ging in 2020 verder als 'Programma UDG'. Dit is een samenwerking tussen het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, EBN, TNO en zeven consortia. Het programma is gericht op het vergroten van het inzicht in de kansen van aardwarmte op meer dan vier kilometer diepte in combinatie met de bovengrondse warmtevraag. Doel is de veilige ontwikkeling van ultradiepe geothermie in Nederland in gang te zetten en aandacht voor de omgeving te waarborgen. In 2020 voerden wij seismisch onderzoek uit voor partners binnen UDG, Tellus-Renkum, GOUD (in de regio Utrecht) en Oost-Brabant. De resultaten worden gepubliceerd in samenhang met de SCAN resultaten.



**Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie:** Het verkennen van toepassingsmogelijkheden van nieuwe, hernieuwbare gassen binnen de Nederlandse energietransitie (in het kader van de verduurzaming van de gaswaardeketen) en mogelijkheden voor het versnellen van deze transitie. Meer in detail onderzoeken wij samen met partners de mogelijkheden voor het opschalen (productie), toepassen en opslaan van waterstof en groen gas binnen de Nederlandse energietransitie.

Gasvormige energiedragers en energieopslag hebben een belangrijke functie in het toekomstige duurzame energiesysteem. EBN heeft een rol in het verkennen van nieuwe mogelijkheden voor de toepassing van duurzame gassen en energieopslag in het energiesysteem. EBN heeft een adviesrol naar het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, voert studies uit en ontwikkelt samen met partners pilotprojecten. Hierbij brengen wij kennis van de gaswaardeketen, van gasproductieprojecten, in samenwerkingsverbanden in. In het geval van opslag leveren wij bovendien kennis van de Nederlandse ondergrond en assets. Daarnaast bewaakt EBN het publieke belang bij de ontwikkeling van pilots voor de nieuwe energiewaardeketens.

## Groen gas

In 2020 heeft EBN een samenwerkingsovereenkomst gesloten met Engie en Shell om de ontwikkeling van een groengasfabriek te onderzoeken op de mijnbouwlocatie GZI in Emmen. De regionale energiehubs Emmen GZI-Next staat model voor de wijze waarop ook andere bestaande mijnbouwlocaties ingezet kunnen worden voor het versnellen van groengasprojecten. Wij onderzoeken ook mogelijkheden om met partners meer innovatieve technologieën voor het vergisten of vergassen van biomassa toe te passen.

## Waterstof

Waterstof kan een essentiële pijler gaan vormen van het toekomstige klimaatneutrale en flexibele energiesysteem. Er dient echter wel een georkestreerde ontwikkeling plaats te vinden van productie, ontwikkeling van infrastructuur, het op gang komen van de vraag en de inpassing in een aantal sectoren. EBN levert een bijdrage aan het op gang brengen van een nieuwe waardeketen voor waterstof vanuit haar eigen rol en expertise. EBN kan als publieke organisatie een rol spelen als katalysator, als partij die de gaswaardeketen goed kent en deze kan gaan verduurzamen en als partij die CO<sub>2</sub> gaat opslaan.

In 2020 hebben wij verdere stappen gezet in de lopende verkenning van verschillende mogelijkheden. Een deelname van EBN in pilotprojecten voor de productie van waterstof kan een volgende stap zijn in deze verkenning.

Wij werkten in 2020 mee aan de visievorming over de rol van blauwe waterstof<sup>2</sup> in de transitie en onderzoekt wat de eigen rol in de vervolgfase kan zijn. H-Vision is een project dat wordt opgezet voor grootschalige blauwe waterstof productie. De (grootschalige) productie van blauwe waterstof Vision kan helpen de waterstofketen en -markt op gang te brengen.

In 2020 is ook een haalbaarheidsstudie afgerond naar het bijstoken van waterstof als back-up voorziening en bij het voorzien in piekvraag bij warmtenetten. In deze studie is met HVC en DNV-GL een concrete casus in Zwijndrecht uitgewerkt.

---

<sup>2</sup> Grijze waterstof is waterstof geproduceerd op basis van aardgas. Bij de productie van grijze waterstof komt CO<sub>2</sub> vrij. Als deze CO<sub>2</sub> (grotendeels) wordt afgevangen en opgeslagen (bijvoorbeeld in lege gasvelden onder de Noordzee), wordt de waterstof 'blauwe waterstof' genoemd. 'Groene waterstof' is waterstof geproduceerd met duurzame elektriciteit met behulp van elektrolyse.

## 4.5 Financiële resultaten

### Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand

**houden:** De financiële slagkracht en weerbaarheid laat zich kenmerken door een hoog eigen vermogen (incl. liquiditeit en solvabiliteit) dat direct beschikbaar is voor het afwikkelen van de huidige verplichtingen. Dit is belangrijk gezien de versnelde afbouw Groningenveld en Gasgebouw waardoor de winstgevendheid lager wordt en de materialiteit van de onzekere factoren (bv. aardbevingen en opruimingsverplichting) groter wordt. Daarnaast kan het vermogen eventueel worden ingezet voor investeringen in de energietransitie.

### 4.5.1 Financiële gang van zaken

De omzet over 2020 is met 46% gedaald naar EUR 1,2 miljard, in 2019 beliep dit nog EUR 2,2 miljard. Deze daling wordt vooral veroorzaakt door een lagere gerealiseerde gasafzet (- EUR 0,7 miljard) en door negatieve prijseffecten (- EUR 0,4 miljard) voor gas. De reguliere operationele kosten bedroegen EUR 529 miljoen. De kosten als gevolg van aardbevingen in Groningen bedroegen EUR 563 miljoen (2019: EUR 678 miljoen). Daarnaast zijn de afschrijvingskosten gedaald naar EUR 558 miljoen (2019: EUR 586 miljoen). Het nettoresultaat is door bovenstaande redenen gedaald naar EUR -364 miljoen (EUR 2019: 256 miljoen). In 2020 was er door het verlies geen afdracht aan de Neder-

landse Staat, inclusief heffingen en vennootschapsbelasting (2019: EUR 0,3 miljard).

Vanwege aanzienlijke en robuuste positieve kasstromen uit bedrijfsactiviteiten, die hoger zijn dan de investeringsuitgaven, genereert EBN jaarlijks onder normale marktomstandigheden een aanzienlijke vrije kasstroom. Dit zal naar verwachting ook in 2021 het geval zijn. EBN's langetermijn-kredietwaardigheid komt ook tot uitdrukking in de langetermijn-credit rating, zijnde Aaa bij Moody's.

EBN heeft per eind 2020 een positie aan kortetermijn- (belegde) liquiditeiten van in totaal EUR 2.266 miljoen (2019: EUR 3.369 miljoen). In 2020 is een deel van de in 2019 kortetermijn-belegde liquiditeiten gealloceerd naar een langlopende beleggingsportefeuille. Dit is voor EUR 853 miljoen belegd in langlopende obligaties. De looptijd van de belegde liquiditeiten is hierdoor optimaler afgestemd op de looptijd van de verplichtingen. Een deel van de liquiditeit is namelijk bestemd om langetermijnverplichtingen mee te voldoen. De langlopende obligatieportefeuille is vanwege het langlopende karakter op de balans onder de financiële vaste activa opgenomen.

Vanwege de aanzienlijke liquiditeitspositie en door de hoge jaarlijkse vrije kasstromen die ook in 2021 worden verwacht, is EBN uitstekend in staat om aan de uitstaande kortlopende financiële verplichtingen te voldoen. Er zijn in

2021 geen aflossingen op langlopende leningen gepland. EBN beschikt over een commercial paper programma van EUR 2 miljard. Tevens beschikt EBN over een gecommiteerde doorlopende kredietfaciliteit met drie gerenommeerde banken, die EBN de mogelijkheid biedt om tot EUR 0,4 miljard krediet voor algemene bedrijfsdoeleinden op te nemen. Deze kredietfaciliteit loopt tot augustus 2022. Per jaareinde 2020 heeft EBN van beide instrumenten geen gebruik gemaakt. De liquiditeitspositie is hiermee uitstekend, wat ook tot uitdrukking komt in de kortetermijn-credit rating, zijnde P-1 bij Moody's.

### 4.5.2 Investeringen

De investeringen in de winnings- en opslagvergunningen zijn in 2020 bijna gehalveerd: van EUR 227 miljoen in 2019 naar EUR 138 miljoen. Deze ontwikkeling heeft te maken met de zeer lage prijzen en gevolgen van COVID-19.

### 4.5.3 Verkopen

#### Gas en opslagcapaciteit

De prijsvorming op de Title Transfer Facility (TTF), een van de meest liquide virtuele handelsplaatsen voor gas in Noordwest-Europa, werd in 2020 gekenmerkt door een hoge volatiliteit. Het jaar 2020 begon met gasprijzen rond 14 EUR/MWh in januari, maar de uitval van vraag door de coronacrisis in combinatie met een groot aanbod van gas zorgde voor een sterke daling tot gemiddeld 5 EUR/MWh in juni 2020. Aan het einde van het jaar 2020, met het zicht

op een werkende vaccinatie, herstelden de gasprijzen weer naar circa 14 EUR/MWh.

De volumegegewogen gemiddelde opbrengstprijis voor het EBN-gasportfolio daalde tot 11 EUR/MWh (2019: 16 EUR/MWh). De totale afzet kromp met circa 35% tot 8 miljard Nm<sup>3</sup> (2019: 12 miljard Nm<sup>3</sup>). Dit was het gevolg van de verdere productiebeperking van het Groningenveld vanwege het besluit van de minister om niet meer gas te winnen uit het Groningenveld dan noodzakelijk.

Er is in 2020 weer gasopslagcapaciteit uit de ondergrondse opslag Bergermeer geveild. Voor het lopende opslagjaar 2020-2021 werd 7,0 TWh verkocht tegen een vaste prijs en 1,0 TWh verkocht via zogenaamde optimisation agreements, een verkoopconcept dat de Bergermeer Capacity Marketing Company in staat stelt om te profiteren van tussentijdse prijsschommelingen. Het aandeel gasopslagcapaciteit dat verkocht is op basis van multipliers is nu 4,3 TWh.

Voor het opslagjaar 2021-2022 was 15,5 TWh vrij beschikbaar, waarvan in december 2020 2,0 TWh tegen een vaste prijs is verkocht. In het voorjaar van 2021 zal nog 7,0 TWh geveild worden tegen een vaste prijs en 6.5 TWh wordt verkocht via optimisation agreements.

### Olie, aardgascondensaat en LPG

De gemiddelde prijs voor een vat ruwe olie (Dated Brent) in 2020 uit op EUR 42 per vat (2019: EUR 58 per vat). Dat is ongeveer 28% minder dan het jaar ervoor. De prijzen stonden in januari 2020 zeer hoog op gemiddeld EUR 57 per vat en daalde door de uitval van vraag door de coronacrisis naar gemiddeld EUR 17 per vat in april 2020. Het jaar 2020 eindigde met een herstel op gemiddeld EUR 40 per vat.

De gewogen gemiddelde opbrengstprijis voor het olie- en aardgascondensaatportfolio van EBN kwam in 2020 uit op EUR 36 per vat, wat 32% minder is dan in 2019. Het verschil ten opzichte van de prijs voor een vat Dated Brent is te verklaren door kwaliteitsverschillen (hogere zuurgraad, slechtere viscositeit en hogere kwikconcentraties), hetgeen leidt tot een afslag ten opzichte van Dated Brent. De totale afzet van olie, aardgascondensaat en LPG over 2020 is uitgekomen op 1,7 miljoen vaten, 8% minder dan in 2019.

---

## 4.6 Creëren van verbindende kracht

**Creëren van verbindende kracht:** Creëren van verbindende kracht doen wij door in samenwerkingsverbanden en overlegorganen deel te nemen en onze kennis en kunde in te zetten voor het versnellen van de energietransitie in Nederland, zodat wij ook op de lange termijn maatschappelijke waarde kunnen creëren. Wij faciliteren

de maatschappelijke, geïnformeerde en geobjectiveerde dialoog tussen stakeholders over thema's van de energietransitie (waar mogelijk met partners) zodat wij bijdragen aan de juiste beeldvorming over de energievoorziening in Nederland. Het actief ontwikkelen en delen van onze kennis van (ondernemen in) de Nederlandse ondergrond is hier onderdeel van. Daarnaast verbindt EBN mensen aan de energietransitie en aan haar organisatie door actief ontwikkelen van gemeenschappelijke thema's en programma's om dit te realiseren. EBN wordt daarbij ook beschouwd als een Great Place To Work (GPTW). De collega's van EBN werken betrokken, bevlogen en zijn verbonden aan de realisatie van de organisatiedoelen.

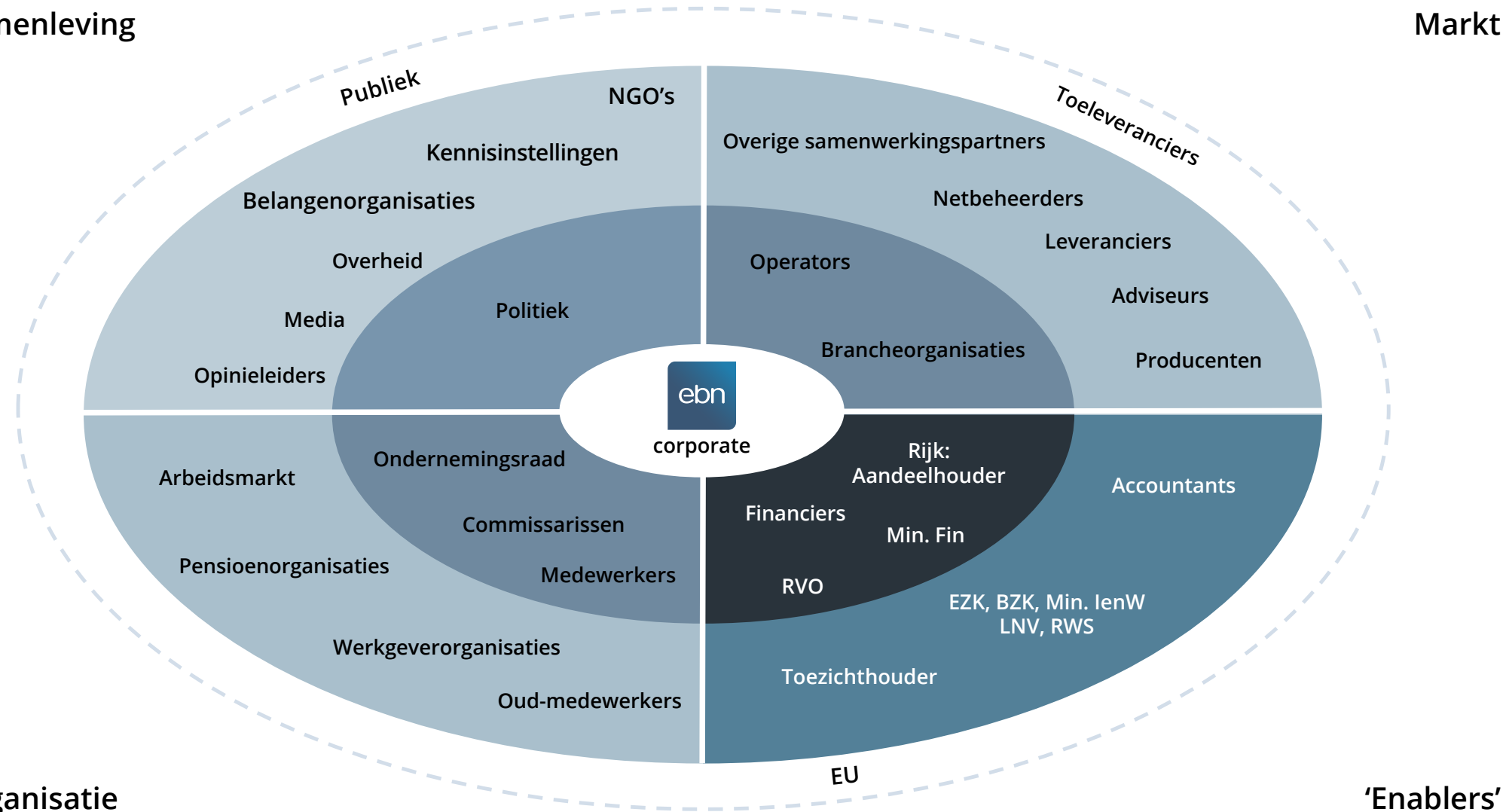
In deze paragraaf staat beschreven hoe wij de belangen en verwachtingen van stakeholders monitoren en hoe EBN in het kader van haar missie 'het creëren van verbindende kracht voor de energietransitie' externe stakeholders verbindt en invulling geeft aan de geïnformeerde dialoog. Verbinding van medewerkers staat beschreven in paragraaf 4.6.2 De mensen van EBN. In paragraaf 4.6.3 staat het verslag van de OR.

### 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden

Om onze missie, strategie en activiteiten goed te kunnen uitvoeren, willen wij de uiteenlopende belangen van onze stakeholders kennen om die mee te wegen bij het nemen van besluiten. Als beleidsdeelneming dient EBN een maat-

## Samenleving

## Markt



- Onze key stakeholders: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (als beleidsmaker en aandeelhouder), partners in onze deelnemingen/industrie/branches, EBN-medewerkers.
- Onze overige stakeholders: omwonenden, toezicht-houders, aanverwante ministeries zoals Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Financiën en Infrastructuur & Waterstaat, kennis- en onderwijsinstellingen, financiële instellingen, brancheorganisaties, media en maatschap-pelijke belangenorganisaties, toeleveranciers en andere belanghebbenden.

### Interactie

Met vertegenwoordigers van de stakeholdergroepen hebben we persoonlijk contact, op alle niveaus binnen onze organisatie. Onze directie is direct betrokken en heeft gedurende het jaar frequent contact met verschillende stakeholders (zie tabel op pagina 157). Met onze aandeelhouder en raad van commissarissen voeren zij gesprekken over de langetermijn-strategie van EBN en de bijbeho-rende doelen. Uiteraard wordt er ook op directieniveau gesproken met industriepartners, bijvoorbeeld binnen Nexstep, het Platform Geothermie en NOGEPa.

EBN heeft een publiek belang en streeft dan ook naar het creëren van meerwaarde op de korte en de lange termijn. Samen met al onze stakeholders zetten we stappen in de verduurzaming van de energievoorziening in Neder-

## Organisatie

schappelijk belang: een veilige, betrouwbare, betaalbare en duurzame energievoorziening in Nederland. Onze rol geven we vorm door verbindende kracht te geven aan de energietransitie. Om hier goed uitvoering aan te kunnen geven, zetten we intensief in op een permanente stakehol-derdialog. Structureel hebben we op alle niveaus contact met onze stakeholders over materiële onderwerpen en thema's van de energietransitie.

EBN rapporteert transparant over haar interactie met belanghebbenden: wie ze zijn, hoe we de dialoog vorm-geven en welke onderwerpen worden besproken. Voor het woord 'belanghebbenden' hanteren we de definitie van 'stakeholders' van de Global Reporting Initiative. Wij identificeren onze belanghebbenden aan de hand van de mate waarin onze activiteiten hen beïnvloeden en de mate waarin zij invloed kunnen uitoefenen op onze organisatie of bedrijfsvoering.



land. Dit doen wij door in samenwerkingsverbanden en overlegorganen deel te nemen en onze kennis en kunde in te zetten voor het versnellen van de energietransitie in Nederland, zodat wij ook op de lange termijn maatschappelijke waarde kunnen creëren. Voorbeelden hiervan zijn KVGN, New Energy Coalition en TKI waar zowel EBN-medewerkers als onze directie actief in zijn.

Het creëren van meerwaarde op de korte en lange termijn doen wij ook met behulp van SDG's. Wij zien de SDG's als belangrijke ijkpunten die mede richting geven aan onze strategie om de gaswaardeketen te verduurzamen en een constructieve bijdrage te leveren aan de energietransitie. Zo presenteren wij de SDG's ook aan onze stakeholders en bespreken we deze met onze stakeholders. De SDG's zijn het maatschappelijk kader voor onze strategie en materiële thema's, zijn geïmplementeerd in de strategische doelen en richtinggevend voor de strategische jaardoelstellingen voor 2020 (zie connectiviteitsmatrix).

Op reguliere basis en op verscheidene niveaus hebben we contact met onze stakeholders over diverse materiële onderwerpen. Een volledig overzicht hiervan wordt weergegeven in de tabel op pagina 157. Deze tabel beschrijft wie onze belanghebbenden zijn, welke vorm de interactie met deze partijen heeft en wat de bespreekpunten waren in 2020.

Wij bieden zowel interne als externe stakeholders altijd de mogelijkheid om misstanden in de ketens waarin wij actief zijn, kenbaar te maken. Lees hier meer over op in de paragraaf Ketenverantwoordelijkheid op pagina 38.

### Stakeholdermonitor

In EBN's werkwijze staat het contact en de samenwerking met haar stakeholders voorop. In het kader van ons stakeholdermanagement ontwikkelden wij in 2020 een stakeholdermonitor die wij jaarlijks gaan uitvoeren. Het stakeholderonderzoek dat in 2020 werd uitgevoerd is een 0-meting op 3 onderdelen:

1. Prioritering materiële thema's;
2. Beoordeling prestaties op materiële thema's;
3. Beoordeling prestaties op reputatiethema's.

Het doel van het onderzoek was te toetsen welke thema's stakeholders het meest relevant vinden voor EBN en inzicht te krijgen in de percepties en verwachtingen van stakeholders ten aanzien van EBN, haar strategische thema's en EBN's rol in de energietransitie. De uitkomsten van het onderzoek bevestigen dat EBN volgens haar stakeholders passende strategische prioriteiten heeft. De materiële thema's zijn gelijk aan die van 2019. De strategische prioriteiten, materiële thema's en rol die EBN voor zichzelf ziet, zijn ook in de ogen van de stakeholders relevant en passend bij EBN. Stakeholders onderschrijven het belang van de rol van EBN in de energietransitie: Als onafhanke-

lijke partij met de juiste expertise dient EBN in de energievoorziening en energietransitie het publieke belang en voegt economische en maatschappelijke waarde toe.

Het stakeholderonderzoek biedt aanknopingspunten voor verdiepende gesprekken die wij met onze stakeholders voeren over hoe wij nog meer impact kunnen maken in de energietransitie. De komende jaren blijven we monitoren hoe EBN in de ogen van haar stakeholders voortgang boekt op de strategische thema's en geven we verder invulling aan de permanente stakeholderdialoog.

### Actief ontwikkelen en delen van kennis

EBN verbindt mensen aan de energietransitie en ontwikkelt gemeenschappelijke thema's en programma's om dit te realiseren. Hiermee faciliteert EBN de geïnformeerde dialoog tussen stakeholders over thema's van de energietransitie. Het actief ontwikkelen en delen van onze kennis van (ondernemen in) de Nederlandse ondergrond en van assets is hier onderdeel van. Dit laatste doet EBN door data, informatie en kennis samen te brengen, te ontwikkelen, te behouden en te delen. In 2020 startten wij het programma 'Meerwaarde uit data' met als doel de wijze van vastleggen van data te uniformiseren, de uitwisseling van data efficiënter te laten verlopen en waarde uit data te creëren door data en informatie te delen ten behoeve van activiteiten in het kader van de energietransitie. Data en informatie uit de olie- en gaswinning over olie- en

## Kernindicatoren

### Reputatie



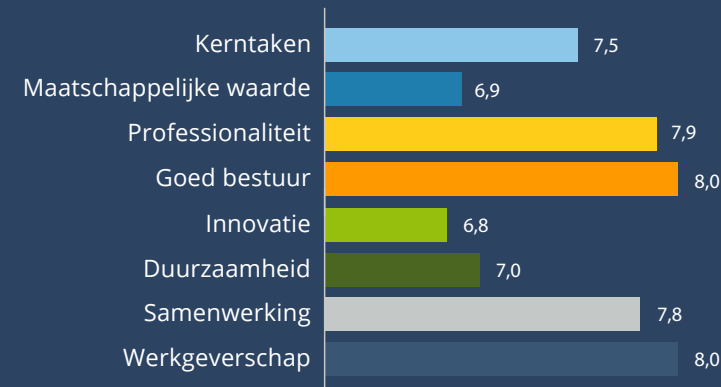
### Rol in versnellen Energietransitie



### Aanbevelen samenwerken



## Reputatie **aanjagers**



## EBN's waarden



## Materiële thema's

% stakeholders dat thema vindt passen bij EBN

**80%** Stimuleren en versnellen van het opsporen, ontwikkelen en produceren van **kleine gasvelden**

**76%** **Ontmanteling en hergebruik** van bestaande infrastructuur

**74%** Investeren in **ondergrondse energieopslag**

**71%** Investeren in **NL aardwarmtesector**

**67%** Creëren van de **verbindende kracht**

**67%** Actieve aanpak van risico's: **stimuleren van veiligheid**

**63%** **Financiële slagkracht en weerbaarheid** in stand houden

**58%** Verkennen en ontwikkelen van **energie-innovaties** t.b.v. systeemintegraties in NL energietransitie

**46%** Actieve aanpak van risico's: **reductie emissies & lozingen**

gasvelden, -putten en -infrastructuur worden hergebruikt en aangevuld met nieuwe data voor de ontwikkeling van aardwarmte, CO<sub>2</sub>-opslag en waterstof.

Ook stimuleert EBN samenwerking en de uitwisseling van kennis en best practices. Zie bijvoorbeeld ook paragraaf 4.2 'Our Dutch Gas' waar wordt beschreven hoe wij mogelijke gasreserves onder de Noordzee in kaart brengen en de data delen met operators, paragraaf 4.3 waarin onder meer de samenwerking binnen Nexstep aan bod komt en paragraaf 4.4 waar de resultaten van het SCAN-onderzoek worden beschreven. In 2020 publiceerden wij verder onder meer: de pressure SNS database, de studie WARM, handreiking SEIN: Systeemintegratie Energie in Nederland, de uitkomsten van het onderzoek naar ultradiepe aardwarmte in Nederland en de brochure Aardwarmte in warmtenetten. Ook werd het 'Rijswijk Centre for Sustainable Geo-energy' geopend.

## Platform voor de geïnformeerde dialoog

Wij hebben in 2020 het platform voor de geïnformeerde dialoog verder uitgebouwd. Daarbij hebben wij gewerkt aan het verbinden van een brede groep van stakeholders aan een gemeenschappelijke agenda over thema's van de energietransitie, enkele voorbeelden:

- **Zó werkt energie in Nederland:** In september ging het programma 'Zó werkt energie in Nederland' van start waarmee wij samen met een brede coalitie aan partners

inhoud geven aan de geïnformeerde dialoog over energie in Nederland.

- De week van de duurzame (aard)warmte: Wij organiseerden een programma over de verduurzaming van de warmtevraag in Nederland.
- De week van de dilemma's in de energietransitie/serie podcasts: Wij maakten samen met partners een serie podcasts over thema's van de energietransitie, in samenwerking met BNR Nieuwsradio.
- Digitale uitgave Focus – energie in beweging: Elk kwartaal brengen wij een digitale uitgave over thema's van de energietransitie waarin elke keer verschillende stakeholders aan het woord komen.

### EBN-events

Wij organiseren regelmatig events waarin wij samen met de belangrijke stakeholders uit de transitiegemeenschap inhoud geven aan de geïnformeerde dialoog over het energiesysteem en de energietransitie in Nederland. We proberen met onze events verbinding tot stand te brengen tussen de verschillende groepen belanghebbenden en een podium creëren voor het debat over thema's in de energietransitie. Vanwege de coronacrisis zijn vanaf de maatregelen die in maart werden aangekondigd events vervangen door online varianten. Traditioneel heeft in 2020 op de derde dinsdag van januari nog wel het Energieontbijt plaatsgevonden. Tijdens deze bijeenkomst zijn partners uit de sector, vertegenwoordigers van diverse

ministeries en NGO's aanwezig geweest. Tijdens het Energieontbijt gingen stakeholders met elkaar in gesprek over de kansen en uitdagingen voor het realiseren van de klimaatdoelstellingen.

### Update energie infographic 2020

In 2020 brachten wij voor de vierde keer een [energie infographic](#) uit over het Nederlandse energiesysteem op basis van de laatst beschikbare cijfers van CBS. Wij maken de infographic vanwege het belang van de beschikbaarheid van feiten en cijfers voor een goed geïnformeerde discussie over energie in Nederland. Niet alleen vanuit het perspectief van de beleidsmakers, maar juist ook vanuit de consument. Dit jaar was het thema 'van klimaat tafel naar keukentafel', want de discussie wordt meer en meer door de consument gevoerd die een keuze moet maken voor zijn eigen energievoorziening. De infographic wordt actief verspreid en onder de aandacht gebracht (onder andere tijdens het jaarlijkse Energieontbijt, via een persbericht, etc.) om ook de betrokkenheid van het brede publiek bij de energietransitie te bevorderen. Zo faciliteert de infographic een geïnformeerde discussie over het energiesysteem.

#### 4.6.2 De mensen van EBN

Ook voor de medewerkers van EBN was 2020 een bijzonder jaar waarin de impact van COVID-19 van invloed was op de dagelijkse aansturing, de interactie en samenwerking en de inbedding van nieuwe medewer-

kers. Wij hebben met elkaar alternatieven gevonden om de verbinding met elkaar te houden en onze doelen te realiseren. Met verschillende projecten als ons cultuur- en leiderschapsprogramma werken wij aan een effectieve, efficiënte en zorgvuldige realisatie van onze doelstellingen.

### EBN leiderschapsprogramma

We hebben het EBN leiderschapsprogramma verder vormgegeven en geïmplementeerd. Dit is een organisatiebreed ontwikkeltraject op maat voor alle medewerkers (management, professionals, young professionals en support) op het gebied van (persoonlijk) leiderschap, vaardigheden, impact en interactie met stakeholders. Ondanks de beperkingen door COVID-19 is EBN erin geslaagd om bijna driekwart van de geplande trainingen uit te voeren. Omdat de impact van live sessies groter is, hebben wij ervoor gekozen additionele digitale trainingen aan te bieden en de verdere uitrol uit te stellen naar 2021. Bijna driekwart van de deelnemers beoordeelden het programma als 'zeer goed' of 'excellent'.

### Medewerkerstevredenheid

EBN heeft in 2020 opnieuw het predicaat Great Workplace mogen uitdragen. Het onderzoek is uitgevoerd in december 2019, daarmee mochten we onszelf Great Workplace noemen in de periode december 2019 tot en met december 2020. We hebben de resultaten van het Great Place to Work (GPTW) medewerkerstevredenheidsonder-

zoek dat in december 2019 werd uitgevoerd, opgevolgd met dialoogsessies met alle afdelingen en thema's. In deze sessies hebben we de resultaten nader besproken en getoetst aan de persoonlijke ervaringen van medewerkers en recente ontwikkelingen. Daarnaast hebben we ook op andere vlakken verbeteringen doorgevoerd. De effecten hiervan zijn zichtbaar in de twee additionele GPTW-onderzoeken die gericht waren op werkgeverschap in tijden van COVID-19. De gevoelsstelling "Alles overziend vind ik dat onze organisatie goed in staat is om thuis te werken" scoorde in de zomer 96%. De reguliere gevoelsstelling: "Alles overziend vind ik onze organisatie een Great Place to Work" steeg in het najaar van 83% naar 85%.

## Cultuur

Verbindende kracht begint bij medewerkers en vindt zijn fundering in een sterke cultuur. In 2020 is de nieuwe cultuurcommissie gestart, die zich heeft gebogen over de verdere borging en ervaring van de EBN-cultuurwaarden: Impact, Open & Eerlijk, Samenspel en Energiek. Zij hebben hiervoor onder andere een tool ontwikkeld en gedeeld met de organisatie. Deze tool is gericht op het op een laagdrempelige en praktische manier bespreken van die cultuurwaarden na bijvoorbeeld een overleg of projectmeeting. Op deze manier blijven de cultuurwaarden leven bij de huidige medewerkers en management. Nieuwe medewerkers krijgen standaard bij hun inwerktraject begeleiding door een buddy die onder

andere de cultuuraspecten op een informele wijze kan introduceren.

## Groei van EBN en wervingscampagne "Morgen Verbinden met Vandaag"

EBN groeide in 2020 met 19 medewerkers van 118 (109 FTE) medewerkers naar 137 medewerkers (127 FTE), een stijging van bijna 17%. In totaal startten onder het motto 'Morgen Verbinden met Vandaag'<sup>3</sup>, 30 nieuwe medewerkers bij EBN, 16 mannen en 14 vrouwen, vooral bij de thema's waarmee wij inzetten op een versnelling van de energietransitie (Geo-energie, Geotechnische Operaties en CCUS). 11 medewerkers verlieten de organisatie (8,0%).

We stimuleren de interne doorstroom en het verhogen van de diversiteit binnen EBN heeft onze focus. In 2020 daalde de gemiddelde leeftijd van 44,3 jaar in 2019 naar 43,6 jaar, waarmee we trend van de afgelopen jaren voortzetten. Het percentage vrouwen werkzaam bij EBN is met 0,4% licht gedaald van 39,8% in 2019 naar 39,4% in 2020 deels ten gevolge van de uitstroom (7 vrouwen en 4 mannen).

<sup>3</sup> 'Morgen verbinden met vandaag' is de arbeidsmarktcampagne waarmee EBN (toekomstige) medewerkers verbindt aan de activiteiten van EBN in de verduurzaming van de gaswaardeketen. Medewerkers van EBN delen een sterke betrokkenheid en toewijding om bij te dragen aan de energietransitie. Hun enthousiasme en verhalen zetten we in bij de werving van nieuwe collega's.

## Opleiding en ontwikkeling

EBN biedt een breed palet van opleidingen en trainingen aan, waaronder het EBN leiderschapsprogramma. Het totale aantal opleidingsdagen daalde echter door COVID-19 beperkingen van 394,7 in 2019 naar 309,1 in 2020. We hebben als gevolg van deze beperkingen veel trainingen moeten verschuiven naar 2021. Naast het volgen van opleidingen en trainingen ontwikkelen onze medewerkers zich door deel te nemen in uitdagende projecten of het vervullen van rollen met management uitdagingen als Principal of plaatsvervangend Programme Manager. Op deze manieren stimuleren we verbreding van kennis en vaardigheden van medewerkers, kennisdeling tussen thema's en de interne doorstroom.

## Investeren in Stagiaires, Trainees en Young Professionals

EBN staat voor de publieke zaak en we zien het ook als onze maatschappelijke verantwoordelijkheid om jonge mensen op te leiden door onder meer het creëren en faciliteren van uitdagende stageopdrachten. In 2020 vervulden 20 stagiaires hun opdracht bij EBN. Daarnaast bieden we 9 traineeships aan, een intensief programma waarin trainees 3 jaar werkervaring opdoen in verschillende projecten en thema's. We geven trainees passende technische trainingen en ontwikkelen hun competenties in het Young Professional Programma om ze zo in staat te stellen een



waardevolle basis te leggen voor hun verdere loopbaan. In 2020 startten 5 nieuwe trainees bij EBN.

### Verzuim

Het verzuimcijfer is in 2020 met 2,5% gedaald van 5,3% in 2019 naar 2,8% in 2020, vooral door een sterke daling in het langdurend verzuim (van 4,1% in 2019 naar 2,1% in 2020). EBN blijft investeren in het begeleiden van medewerkers die zijn uitgevallen. Begeleiding bestaat uit inzet van expertisebureaus, externe multidisciplinaire begeleiding en persoonlijke begeleiding door HR en leidinggevenden. Daarnaast besteden we veel aandacht aan preventie van uitval door tijdige HR begeleiding, het organiseren van een inloopspreekuur van de Arbodienst, een Masterclass Veerkracht, individuele coaching-trajecten en online thuiswerkplekonderzoeken voor de gehele organisatie.

### 4.6.3 Medezeggenschap

#### OR verslag 2020

Begin 2020 veranderde de samenstelling van de Ondernemingsraad (OR) in verband met het verstrijken van de driejarige termijn van de vorige OR. De overdracht vond plaats tijdens de reguliere januari vergadering met de oude OR, de nieuwe OR en de bestuurder. De OR en de bestuurder hebben vier keer per jaar een reguliere overlegvergadering waarvan twee vergaderingen een zogenaamde

‘Artikel 24 WOR vergadering’ waren. Bij deze vergaderingen was RvC-lid Liesbeth Kneppers-Heijnert aanwezig.

Vanwege de coronacrisis verliep de communicatie tussen de OR en de bestuurder voornamelijk digitaal, ook de reguliere overlegvergaderingen. Dit was niet ideaal, maar OR en bestuurder hebben desondanks constructief en positief overleg kunnen voeren. Om toch verbinding te houden met de organisatie is er met wisselende OR-samenstellingen een aantal informele overleggen met de HR-manager geweest. Deze gesprekken moesten de informele gesprekken die we normaal op kantoor zouden hebben gehad vervangen. Een van de voornaamste gespreksonderwerpen was vanzelfsprekend de COVID-19 situatie en hoe EBN hiermee omgaat. De OR heeft bij de bestuurder meermaals aandacht gevraagd voor onder andere de opties om de collega's betrokken te houden bij EBN, de thuiswerkregeling, vakantiedagen, veerkracht en de praktische hulpmiddelen om het thuiswerken te optimaliseren. Daarnaast heeft de OR feedback van collega's teruggekoppeld aan de bestuurder.

Het contact van de OR met de rest van de organisatie was minder divers dan de OR in een normale situatie zouden hebben. OR-leden hebben zoveel mogelijk de sfeer en praktische zaken gepeild tijdens (virtuele) vergaderingen met collega's. Daarnaast gaf de OR een presentatie over

de OR enquête 2019. Ruim 50 mensen woonden deze presentatie (virtueel) bij. Bovendien nam de OR eind 2020 wederom de jaarlijkse enquête af met extra vragen over het werken vanuit huis. Vooralsnog hebben 105 respondenten deze enquête ingevuld.

Gedurende 2020 heeft de OR 5 adviesverzoeken en 1 instemmingsverzoek behandeld:

Adviesverzoeken:

- Update IMS document Jubileum/afcheid;
- Aangaan lening met de Staat inzake Porthos;
- Aanpassing Regeling Dienstjubileum en Afscheid;
- Update aansturing management;
- Commercial Paper programma;

Instemmingsverzoeken:

- Update regeling vertrouwenspersoon.

De OR adviseerde in alle bovengenoemde gevallen om het voorgenomen besluit door te voeren. Daarnaast heeft de bestuurder een aantal aanpassingen in documenten van het Integraal Management Systeem (IMS) ter kennisgeving aan de OR voorgelegd.

## 4.7 Actieve aanpak risico's

**Actieve aanpak risico's:** EBN stimuleert veiligheid om te waarborgen dat de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (E&P, aardwarmte, CCS) geen risicogrenzen overschrijden en daardoor gevaar opleveren voor mens en omgeving. In onze samenwerkingsverbanden sturen we op een lagere milieu-impact en CO<sub>2</sub>-footprint.

Actieve aanpak risico's is een materieel thema voor EBN. Dit houdt in dat het stimuleren van veiligheid en het reduceren van emissies prioriteiten zijn voor EBN. Veilige opsporing en winning van energiebronnen in de Nederlandse ondergrond is van groot maatschappelijk belang. Hierbij gaat het om veiligheid voor de omgeving en veiligheid in de operaties zelf. Door te monitoren, kennis en best practices te delen en door in samenwerkingsverbanden te werken aan concrete maatregelen spant EBN zich in om te waarborgen dat de huidige en toekomstige operationele activiteiten waarin wij deelnemen (olie en gas, aardwarmte, CCS) geen risicogrenzen overschrijden en daardoor gevaar opleveren voor mens en omgeving.

In onze samenwerkingsverbanden sturen we op een lagere milieu-impact en CO<sub>2</sub>-footprint door het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen. Bij operationele emissiereductie gaat het specifiek over de operationele activiteiten

van de Nederlandse olie- en gasproducerende industrie. In de volgende alinea's wordt dit nader toegelicht.

### HSE-benchmark olie- en gasoperaties

Tot 2016 richtte EBN zich hoofdzakelijk op het opsporen, winnen en opslaan van gas en olie. Hierbij hebben we als non-operating partner geen actieve verantwoordelijkheden op HSE-gebied (Health, Safety and Environment). EBN stimuleert en monitort de veiligheid in de olie- en gasoperaties waarin wij deelnemen actief. Dit doen we onder meer met de HSE-benchmark die we in 2017 hebben opgezet. Hiermee is het mogelijk om trends te analyseren en vergelijkingen te maken van de prestaties op het gebied van gezondheid, veiligheid en milieu van individuele productielocaties en olie- en gasmaatschappijen en te sturen op optimaal resultaat. In 2020 heeft EBN de HSE-benchmark geactualiseerd met 2019 data. Een belangrijke maatstaf voor de prestaties van bedrijven op het gebied van veiligheid is het aantal arbeidsongevallen. De afgelopen drie jaar zien we een sterk dalende trend van het aantal arbeidsongevallen. Dit heeft geresulteerd in een aanzienlijke daling van de arbeidsongevallenfrequentie (per miljoen manuren) van 2,3 in 2017, naar 1,3 in 2018 en vervolgens naar 1,2 in 2019. Het totaal aantal arbeidsongevallen in de Nederlandse olie- en gas producerende industrie daalde van 25 in 2017, 15 in 2018 en vervolgens 12 in 2019.

### Operationele resultaten Nederlandse olie- en gasproducerende industrie

EBN [rapporteert jaarlijks](#) over de operationele HSE-resultaten in haar deelnemingen. Dit zijn de zogeheten operationele prestatie indicatoren die inzicht geven in de duurzaamheidsprestaties van het EBN-aandeel in de Nederlandse gasproductie en jaarlijkse booractiviteiten. De Nederlandse operators voegen hun milieu- en energieprestaties toe in het zogenaamde elektronisch Milieujaarverslag (eMJV). Deze data vormen de basis voor de prestaties die we beschrijven.

### Energieverbruik

Het EBN-deel van het totale energieverbruik van de Nederlandse olie- en gasproducerende industrie is door dalende winning in 2019 gedaald ten opzichte van 2018, 2017 en 2016.

De energie efficiëntie-ratio is in 2019 gestegen naar 3,7%. Dit is het aandeel energie van de koolwaterstofproductie dat wordt gebruikt voor het productieproces zelf. In relatieve zin neemt dit aandeel toe na 2010. De sterke stijging na 2012, ten opzichte van de minimaal dalende trend van de voorgaande jaren (2007 t/m 2010), wordt veroorzaakt door de afnemende reservoirdruk van de gasvelden die het einde van hun productietermijn naderen. Door de afnemende reservoirdruk en de daarmee samenhangende toename in depletiecompressie kost het meer energie om het aardgas te produceren en stijgt het energieverbruik bij

## Operationele prestatie-indicatoren tot en met 2019 [1]

	2019	2018	2017	2016
Energieverbruik (productie)	15,5 PJ	17,1 PJ	18,9 PJ	18,2 PJ
Energie-efficiency verbetering (resultaat vs. doel) [2]	16,1% vs. 17,5% (2019 vs. doel 2020**)	16,6% vs. 17,5% (2018 vs. doel 2020**)	12,7 vs. 16,6% (2017 vs. doel 2020)	12,8 vs. 15,1%
Energieverbruik als percentage van de energetische koolstofproductie	3,7%	3,6%	3,3%	2,7%
CO <sub>2</sub> -emissie (booractiviteiten en productie)	580 Kton	626 Kton	685 Kton	655 Kton
Methaanemissie	3,5 Kton	3,6 Kton	4,9 Kton	5,0 Kton
Dodelijke ongevallen	-	-	-	-
Arbeidsongevallen die hebben geleid tot verzuim	6	7	16	20
Arbeidsongevallen die niet hebben geleid tot verzuim	6	8	9	17

\*\*De doelstelling van 16,6% in 2017 was gebaseerd op het geschatte energieverbruik van 2016, zoals opgenomen in de Energie Efficiency Plannen (EEP) van de operators. Dit plan, gebaseerd op de schatting, is door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) in 2017 goedgekeurd. In 2017 is de branche target voor 2017-2020 bepaald o.b.v. de werkelijke energieverbruiken van 2016. In de monitoring over 2018 zijn de werkelijke energieverbruiken van 2016 genomen, zoals door de operators in het e-MJV zijn vermeld. Het gevolg was een stijging van de doelstelling naar 17,5%

[1] Operationele prestatie-indicatoren worden gerapporteerd op basis van opgave door operators en geconsolideerd door de RVO. Deze cijfers hebben betrekking op het berekende EBN-aandeel in de Nederlandse gasproductie en jaarlijkse booractiviteiten. De cijfers over 2020 zijn pas later dit jaar beschikbaar en worden in de zomer van 2021 gepubliceerd op de EBN-website.

[2] Sinds 1996 zijn de Nederlandse olie- en gasproducerende industrie en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat drie meerjarenafspraken overeengekomen. Het huidige meerjarenafspraak energie-efficiëntie convenant (MJA3) heeft een looptijd tot 2020. Met de ondertekening van de MJA3 heeft de Nederlandse olie- en gasproducerende industrie zich gecommitteerd aan een verbetering van de energie-efficiency. Om invulling te geven aan de MJA3-ambitie heeft de sector in de individuele energie-efficiëntieplannen (EEP's) toegezegd maatregelen te treffen die voor de huidige deelnemers in 2020 tot een jaarlijkse besparing van 8.043 Terajoule (TJ) leiden. Het EBN-deel hierin bedraagt 3.153 TJ. Na drie jaar bedraagt het jaarlijkse effect van de besparingsmaatregelen 7.397 TJ. Het EBN-deel hierin bedraagt 2.959 TJ. Hiermee is 92% van de besparingsdoelstelling voor de periode 2017-2020 gerealiseerd. De doelstelling betreft het cumulatieve effect van de individuele ambities. Voor 2019 is binnen het convenant afgesproken om te rapporteren in absolute waarden (Joules) en per jaar een doorkijk te maken naar de realiseerbaarheid van de sectordoelstelling.

gelijkblijvende gasproductie. Dit proces verbruikt verreweg de meeste energie, namelijk bijna 62% van het totale verbruik.

Door toenemende inzet van efficiëntere maatregelen en apparatuur, zoals de reductie van de inzet van schepen en helikoptervluchten of de toenemende inzet van efficiëntere gasmotoren, vlakt het extra benodigde energieverbruik af. De inzet van duurzame energie, zoals groene stroom uit wind en zon, draagt tevens bij aan de MJA3 doelstelling van de olie- en gas producerende industrie.

### Verminderen CO<sub>2</sub>-emissies

In 2020 hebben wij samen met NOGEPa en operators een begin gemaakt met het uitwerken en vaststellen van een industriebreed CO<sub>2</sub>-reductieprogramma voor de gehele portfolio van de Olie & Gas activiteiten.

Allereerst worden per platform emissies in kaart gebracht en mogelijke reductietechnieken. Zo wordt de reductiepotentie bepaald met als doel over het gehele portfolio tot een systeemgerichte aanpak te komen en inzichtelijk te maken welke maatregelen het meest effectief en economisch haalbaar zijn. De samenwerking komt voort uit de langetermijn-EBN-doelstelling van 25% CO<sub>2</sub>-emissiereductie in 2025 t.o.v. 2017. De kleine velden CO<sub>2</sub>eq-emissies per gewonnen kubieke meter laten op dit moment een stijgende trend zien. De kleine velden productie neemt sterker af dan de CO<sub>2</sub>eq-emissies omdat de compressoren

die een grote bijdrage hebben aan de emissies ook bij een lagere productie onverminderd in werking blijven. Met als gevolg dat de emissies per kubieke meter gewonnen gas dan toenemen.

EBN werkt actief aan het onderzoeken van mogelijke efficiency verbetering en CO<sub>2</sub>-emissiereductie van de offshore geproduceerde energie. Een integratie van offshore olie- en gasplatformen met windparken kan een zeer grote bijdrage leveren aan de CO<sub>2</sub>-emissiereductie. In 2020 voerde EBN studies uit die de haalbaarheid, maar ook het potentieel aan broeikasgasreductie inzichtelijk maken. In het kader van het terugdringen van CO<sub>2</sub>-emissies door de inzet van duurzame energie doet EBN al geruime tijd onderzoek naar de mogelijkheden om offshore platforms te elektrificeren. Begin 2020 is de investeringsbeslissing genomen om het offshore Ameland Westgat platform, eigendom van NAM en EBN, te elektrificeren. Dat wil zeggen dat dit platform voor zijn energiebehoefte niet langer afhankelijk is van lokaal gebruik van een deel van de gasproductie, maar dat het zijn energie betreft uit elektriciteit die via een kabel vanaf Ameland aangevoerd wordt. Dit levert een directe CO<sub>2</sub> besparing van 62 Kton/jaar op.

Wij hebben samen met TenneT en NAM een studie uitgevoerd naar de mogelijkheden om het offshore platform K14 te elektrificeren. Deze studie heeft op een conceptueel niveau aangetoond dat het technisch-economisch mogelijk

kan zijn om dit platform te elektrificeren. Aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is het voorstel voor het elektrificeren van het K14 platform toegelicht. Het voorstel is positief ontvangen waarop het ministerie heeft besloten om: 1) het ontwikkelkader wind op zee aan te passen waarmee TenneT wordt toegestaan om twee extra aansluitvelden voor afnemers op haar platform Hollandse Kust (noord) te realiseren en; 2) het proces voor de openstelling van de SDE++ voor elektrificatie van gas- en olieplatforms separaat met het overige instrumentarium voor CO<sub>2</sub>-reductie in de industrie te laten doorlopen. Eveneens onderneemt het ministerie acties om TenneT toe te staan om andere partijen dan windparken aan te sluiten op haar platform. Hiervoor is een wijziging van de elektriciteitswet nodig. Deze wetswijziging wil het ministerie opnemen in het wetswijzigingstraject van de nieuwe Energiewet.

### Broeikasgassen in onze operaties

De CO<sub>2</sub>-emissies over de periode zijn gerelateerd aan het verloop van de gasproductie en de jaarlijkse booractiviteiten. In Nederland zijn veel reservoirs in ver gevorderde stadia van depletie. Vanwege verminderde reservoirdruk door depletie van de reservoirs is de inzet van compressie noodzakelijk. Het resultaat is dat het energieverbruik stijgt omdat meer energie nodig is om het geproduceerde aardgas (met compressie) op de vereiste druk te brengen. Toenemende inzet van compressie-energie gaat gepaard met hogere CO<sub>2</sub>-emissies. Inzet van energie-efficiency

maatregelen helpen de emissie te reduceren. In 2019 is het aantal geboorde kilometers gestegen t.o.v. 2018. De emissies als gevolg van booractiviteiten bedragen slechts een heel klein percentage ten opzichte van de emissies veroorzaakt door productie activiteiten. Het EBN-deel van de emissies daalde in 2019 verder van 625.704 ton in 2018 naar 580.493 ton in 2019. EBN neemt de uitstoot van CO<sub>2</sub> mee in haar investeringsbeslissingen.

### Verminderen methaanemissie

Methaanemissie (CH<sub>4</sub>-emissie), in de vorm van vrijkomend onverbrand aardgas, komt zowel op land als op zee voor bij boor-, productie- en transportactiviteiten. De totale emissie van methaan wordt in hoofdzaak bepaald door 'venting' en 'flaring' en is gerelateerd aan de omvang van de jaarlijkse productie- en booractiviteiten.

Venting betekent het gecontroleerd afblazen van koolwaterstoffen in het geval het systeem drukvrij gemaakt dient te worden om bijvoorbeeld onderhoud te kunnen uitvoeren. Bij flaring wordt gas verbrand (afgefakkeld) en door onvolledige verbranding treedt hierbij methaanemissie op.

Het EBN-aandeel in de CH<sub>4</sub>-emissie voor productie- en booractiviteiten daalde van 3.582 ton in 2018 naar 3.471 ton in 2019. De venting volumes stegen in 2019. De CH<sub>4</sub>-emissie als gevolg van de productieactiviteiten liet daarmee een lichte stijging zien van 2.352 ton in 2018 naar



2.549 ton in 2019. Hiervan was 2.512 ton afkomstig van ventingactiviteiten (98,5%).

Wij hebben bijgedragen aan een project van NOGEPa met betrekking tot de vermindering van de uitstoot van CH<sub>4</sub> door aardgaswinning op zee. Ondanks dat de methaanemissies in Nederland relatief laag blijken te zijn, zetten betrokken operators zich in om de uitstoot van methaan ten opzichte van 2017 nog verder te beperken met circa 50%. Dit project heeft in augustus 2019 geresulteerd in het afsluiten van een convenant tussen NOGEPa en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De verwachting is dat dit target eind 2020 is gehaald.

### **HSE-managementsysteem Seismische Campagne Aardwarmte Nederland (SCAN)**

Vanaf begin 2019 vult EBN voor het project SCAN de rol als onderzoeker in (zie Mijnbouwbesluit artikel 9 lid 2). Er wordt in opdracht van EBN in kaart gebracht waar de Nederlandse ondergrond, in de delen waarover wij nog weinig informatie hebben, geschikt zou kunnen zijn voor de winning van aardwarmte. Hierdoor is EBN, samen met de gecontracteerde aannemer, verantwoordelijk voor het veilig, gezond en milieubewust uitvoeren van dit project. Het HSE-managementsysteem van EBN is opgezet om de risico's van SCAN in beeld te krijgen en de (effectiviteit van de) beheersmaatregelen vast te stellen. De gecontracteerde aannemer voor de uitvoering van SCAN seismisch onderzoek is mede op basis

van HSE-eisen geselecteerd. EBN geeft instructies, houdt toezicht en draagt zorg voor het kunnen inzetten van benodigde middelen om het veilig uitvoeren van de werkzaamheden te borgen. Sinds de start van SCAN is bijna 150.000 uur gewerkt zonder Lost Workday Case (LWC)<sup>4</sup>. Dit betekent dat er bijna 150.000 uur is gewerkt zonder verzuim als gevolg van een arbeidsgerelateerde gebeurtenis.

### **Versterken van de aardwarmtesector**

In het kader van het versterken van de aardwarmtesector werkt EBN nauw samen met de sector aan het borgen van een veilige winning van aardwarmte in Nederland. Onder regie van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat wordt gewerkt aan een generieke methodiek voor dreiging- en risicoanalyses rond geïnduceerde seismiteit bij de winning van aardwarmte. Samen met partners uit de aardwarmtesector draagt EBN hieraan bij, wat in 2020 geresulteerd heeft in een concept voorstel voor een screening tool waarbij input vanuit de sector meegenomen is. In 2021 zal deze tool ontwikkeld worden.

Daarnaast draagt EBN bij aan de industrie-standaarden voor aardwarmte. Zo is de 'Industriestandaard duurzaam putontwerp' ultimo 2020 vastgesteld en beschrijft deze aan welke normen nieuwe aardwarmteputten moeten voldoen om lekkage te voorkomen.

<sup>4</sup> Een persoon is één of meerdere dagen afwezig na de dag van het letsel of het begin van de ziekte, of wanneer dagen afwezig worden voorgeschreven door een arts of een bevoegde zorgverlener.

De zogenaamde tweede generatie aardwarmteputten die worden gepland en uitgevoerd in de huidige projecten voldoen al aan deze industriestandaard. De drinkwatersector is betrokken in het vaststellen van deze industriestandaard. De drinkwatersector staat nog terughoudend tegenover de gelijktijdige winning van aardwarmte en drinkwater en pleit voor ruimtelijke functiescheiding in het algemeen. Specifiek voor de ruime aanvullende strategische (water)voorraden (ASV) die de komende periode vastgesteld zullen worden, is het essentieel dat het beeld versterkt wordt dat aardwarmte en drinkwater op een veilige manier gelijktijdig gewonnen kunnen worden en dat het niet nodig is om grote gebieden uit te sluiten voor aardwarmtewinning. De industriestandaard is daar een zeer belangrijk instrument in. Daarnaast zijn er verschillende onderzoeks- en monitoringsprogramma's opgezet om risico inschatting (en perceptie) te verbeteren.

### **HSE-risicomanagement bij het ontwikkelen en verkennen van nieuwe activiteiten**

Bij de ontwikkeling van CCS-projecten waarin EBN partner is en bij de ontwikkeling van toekomstige activiteiten wordt in samenspraak met stakeholders het HSE-risicomanagement vormgegeven binnen het betreffende project of waar nodig wordt het HSE-managementsysteem van EBN is aangepast en aangevuld.

## Veiligheidscultuur binnen EBN

EBN werkt aan een proactieve veiligheidscultuur. Hierbij hoort het aanspreken op onveilige situaties en gedrag. Zo tonen we betrokkenheid bij de veiligheid en gezondheid van collega's, bezoekers en anderen die voor of namens EBN werkzaamheden uitvoeren. Veiligheidsinitiatieven worden met de benodigde middelen ondersteund. Voorbeelden zijn de opzet van het HSE-managementsysteem met onder andere het HSE-beleid, HSE-doelstellingen, Golden Rules en Time out, de EBN tool voor performance management en de invoering van de EBN Risk Assessment Matrix die het mogelijk maakt op een generieke en uniforme manier risico's in te schatten en te classificeren. Daarnaast is er continue aandacht voor veiligheid, gezondheid en milieu in de interne communicatie bij EBN. Het belang van effectief en passend HSE-management wordt uitgedragen door het management, onder meer in een statement over leiderschap en betrokkenheid van Jan Willem van Hoogstraten.

## 4.8 Reflectie

De interne verbeterplannen die EBN de afgelopen jaren ontwikkelde, onder meer op het gebied van communicatie, cultuur- en leiderschap en ICT, zijn goed tot uitvoering gebracht. De interne organisatie is daarmee steeds beter toegerust op haar veranderde rol. EBN heeft daarnaast haar missie, visie en strategie herijkt, passend bij haar veranderende rol in de energietransitie. Onze waarde komt tot stand in samenwerking met onze stakeholders: van energiebedrijven tot afgevaardigden van kennisinstellingen, belangen- en brancheorganisaties en stakeholders in het politiek-bestuurlijke domein. Welke rol zien onze stakeholders voor ons weggelegd in de energietransitie? Vinden stakeholders de onderwerpen die wij prioritair vinden ook relevant voor EBN? En hoe kan EBN optimaal bijdragen aan het versnellen van de energietransitie, nu én in de toekomst?

Medio 2020 heeft het stakeholderonderzoek plaatsgevonden onder een breed scala van onze stakeholders om antwoord te geven op deze vragen. Het stakeholderonderzoek biedt ons waardevolle inzichten en geeft richting voor de toekomst. Het geeft EBN de juiste handvatten om onze impact in de energietransitie verder te versterken en versnellen in de komende jaren. In de stakeholdermonitor 2020 bevestigden stakeholders dat EBN strategisch de

juiste koers vaart en dat er draagvlak is voor de rol die EBN inneemt in het verduurzamen van de gaswaardeketen.

Aangezien de energietransitie steeds weer nieuwe activiteiten met zich mee zal brengen met steeds weer nieuwe stakeholders, blijft het een aandachtspunt de veranderde rol van EBN onder de aandacht te brengen bij bestaande en nieuwe stakeholders maar ook het gesprek met elkaar te blijven voeren over gemeenschappelijke thema's die van groot belang zijn voor de energietransitie en die morgen met vandaag verbinden. Daarin speelt ook mee dat nieuwe activiteiten en stakeholders om nieuwe vaardigheden zullen vragen. Naast financiële en technische expertise moet EBN onder meer ook expertise ontwikkelen op het gebied van de sociale aspecten van de transitie. Bij de ontwikkeling van aardwarmte, bijvoorbeeld, hebben we steeds meer te maken met de directe omwonenden. Dit vraagt om aandacht voor omgevingscommunicatie en meer participatieve werkvormen. Als non-operator ontwikkelen we een visie op of en hoe we hierin een norm kunnen stellen waaraan partijen met wie wij samenwerken zich moeten houden.





**We verbinden  
de ambities  
van morgen...**

Jan Willem van Hoogstraten,  
CEO EBN, Over morgen  
verbinden met vandaag, lees  
het voorwoord op pagina 4.

# 5. Risico & Corporate Governance

5.1 Risicomanagement	68	5.4 Corporate governance	72
5.2 Belangrijkste strategische risico's	69	5.5 Bestuursverklaring	76
5.3 Risicobereidheid	71		

**met de  
realiteit en  
mogelijkheden  
van vandaag.**



Gebeurtenissen binnen en buiten EBN kunnen een risico vormen voor onze continuïteit of strategische doelen. Per risico bepalen we de kans van optreden en het mogelijke effect op onze activiteiten. We nemen maatregelen gericht op behoud van onze bedrijfswaarden en het verbeteren van onze prestaties. Over interne en externe risico's zijn we transparant en we volgen de ontwikkeling van risico's nauwgezet. Dit helpt om snel te kunnen bijsturen, waarde te creëren en te behouden, prestaties te verbeteren en te voldoen aan de eisen die wet- en regelgeving aan ons stellen. De ontwikkeling van de belangrijkste strategische risico's rapporteren we periodiek aan de raad van commissarissen (RvC). We hebben concrete mitigerende maatregelen opgenomen in de meerjarenplannen van onze corporate afdelingen en thema's en het management monitort de strategische risico's actief.

---

## 5.1 Risicomanagement

Enterprise Risk Management (ERM) stelt ons in staat om op een verantwoorde manier onze doelen te bereiken en hierover verantwoording af te leggen. Ons risicomanagementbeleid richt zich op alle facetten van de onderneming, van strategische en operationele risico's tot de betrouwbaarheid van (financiële) rapportages en het voldoen aan wet- en regelgeving. Voor het bepalen van de kans en effect van de verschillende risico's maken we gebruik van

de EBN Risico Assessment Matrix (RAM). Dit is een methode om op een eenduidige manier risico's vast te stellen op zowel project-, business als strategisch niveau.

EBN heeft risicomanagement als volgt ingericht:

1. De afdelings- en themamanagers zijn zelf verantwoordelijk voor het identificeren van risico's en het tijdig uitvoeren van beheersmaatregelen. Deze decentrale verantwoordelijkheid is een essentieel element in de manier waarop EBN beheersing van risico's benadert;
2. De Principal Business Controller coördineert samen met de andere Business Controllers en de Coördinator Administratieve Organisatie en Interne Beheersing het risicomanagement proces;
3. De Business Controllers ondersteunen het management;
4. Het directieteam bewaakt de risico's.

Bij onze strategische risicoanalyse (SRA) identificeren we gebeurtenissen die de continuïteit of de realisatie van onze strategische doelen bedreigen. We kwantificeren de onderkende risico's door de kans dat een gebeurtenis zich voordoet en de impact op onze activiteiten. Tijdens jaarlijkse sessies actualiseren het directieteam en de RvC de strategische risico's en de risicobereidheid en stellen ze vast.

Op het niveau van onze corporate afdelingen en thema's koppelt het management jaarlijks de strategische risico's

aan afdelings- en themadoelstellingen en voeren teams jaarlijks een Business Risico Assessment (BRA) uit. Tijdens deze zelfbeoordeling sessies actualiseert elke corporate afdeling en thema de business risico's, toetst men de opzet en werking van de geïdentificeerde beheersmaatregelen, wijzigen eventueel afdelings- en themadoelstellingen en wijst het team actiehouders aan. Ter ondersteuning van de BRA voeren we Internal Audits uit om de werking van belangrijke bedrijfsprocessen te toetsen. Op basis van de bevindingen stellen we acties vast die we toewijzen aan eigenaren. De belangrijkste bevindingen uit deze Internal Audits bespreken we met de auditcommissie van de raad van commissarissen.

Naast de interne audits voert EBN ook 'joint venture audits' uit op de kosten die operators in het kader van de diverse samenwerkingsverbanden aan onze organisatie doorbelasten. De bevindingen van de joint venture audits bespreken we met de operators en waar nodig voeren zij correcties en/of aanpassingen in hun allocatie(systematiek) door. Tevens vindt jaarlijks een externe review plaats van het proces voor de vaststelling van de olie- en gasreserves en resources. Hierbij wordt een gedetailleerde review uitgevoerd op velden die materiële wijzigingen hebben ondergaan en/of materieel zijn in de portfolio van EBN. De aanbevelingen uit de review implementeren we en volgen we op om een continue verbetering van dit proces te borgen.



## 5.2 Belangrijkste strategische risico's

In 2020 hebben we samen met de RvC de risico's nader beoordeeld. We hebben 'Herziening Gasgebouw' toegevoegd en het in 2019 geïntroduceerde risico 'Reputatie' samengevoegd met 'Draagvlak'. In onderstaande RAM hebben we de strategische risico's geprojecteerd op kans en effect.

Severity (ernst)	Consequences (effect)					Likelihood (kans)				
						A	B	C	D	E
	People	Environment	Impact on stakeholders	Assets & economics (geo-energy related)	Assets & economics (oil & gas related)	Zeldzaam	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Zeer Waarschijnlijk
					Rare	Unlikely	Possible	Likely	Very Likely	
					Never heard of in EBN projects/operations/industry	Heard of in EBN projects/operations/industry	Has happened in EBN projects/operations/industry	Happens a few times a year in EBN projects/operations/industry	Happens several times a year in EBN projects/operations/industry	
5	<b>Massive impact (enorme impact)</b>								<b>Herziening Gasgebouw</b>	
4	<b>Major, national impact (grote, nationale impact)</b>						<b>Draagvlak</b>		<b>Verdienmodel EBN</b>	
3	<b>Moderate, local impact (matige, lokale impact)</b>						<b>Effect van beleidsontwikkeling</b>		<b>Veiligheid</b>	
2	<b>Minor impact (kleine impact)</b>						<b>Ontwikkeling interne organisatie</b>			
1	<b>Slight impact (geringe impact)</b>									

## Strategisch risico

### Omschrijving

#### Effect van beleidsontwikkeling

- De Staat zet de kaders voor EBN. Het ontwikkelen van energiebeleid is echter de laatste jaren sterk aan verandering onderhevig (rol van aardgas, beleid op aardwarmte etc). Het risico bestaat dat de strategische doelen van EBN niet blijvend aansluiten bij die van de Staat.

#### Verdienmodel EBN

- Het verdienmodel van EBN ondergaat een transitie van hoge winstmarges met relatief weinig resources (E&P) naar lage winstmarges met relatief veel resources (aardwarmte, CCS en mogelijk andere business).
- EBN is kwetsbaar voor risico's die het werken met kleinere bedrijven met zich meebrengt: veiligheid, financiële robuustheid en financieringsmogelijkheden van partners.

#### Herziening Gasgebouw

- De herziening van het Gasgebouw leidt tot verplichtingen die EBN niet meer kan nakomen.

#### Ontwikkeling interne organisatie

- Het risico bestaat dat de EBN organisatie niet voldoende in staat is om zich snel genoeg aan te passen aan de cultuuromslag en procesveranderingen die gepaard gaan met haar rol, strategie en (nieuwe) activiteiten, alsmede de snel veranderende buitenwereld.

#### Veiligheid

- Tijdens de operaties van onze operators kunnen calamiteiten op het vlak van veiligheid en milieu optreden. Als gevolg hiervan zou EBN activiteiten moeten kunnen beëindigen.

#### Draagvlak

- Het risico bestaat dat er onvoldoende draagvlak is voor de rol, strategie en (nieuwe) activiteiten van EBN in de publieke opinie of bij (bestaande en potentiële) partners.

### Bereidheid

- Hierin is de risicobereidheid van EBN risico neutraal, waar dit past binnen het beleid dat de overheid aan het ontwikkelen is rond de energietransitie.

- EBN neemt een risico neutrale tot risico nemende positie in m.b.t. de externe factoren die de business case kunnen beïnvloeden tijdens de uitvoeringsfase van investeringen.
- EBN is echter risicomijdend als het gaat om het nakomen van verplichtingen door partners.

- EBN neemt een risico mijndende positie in en stuurt op een sterke balans (solvabiliteit, balansverkorting).

- EBN neemt een risico neutrale tot risico nemende positie in ten aanzien van dit risico, passend bij de realiteit van noodzakelijke verbreding naar andere activiteiten.

- Gemiddeld genomen is de risicobereidheid van EBN op dit thema risico mijndend.

- EBN neemt per saldo een risico neutrale tot risicomijdende positie in.

### Beheersmaatregelen

- EBN blijft in nauw contact met het ministerie inzake de officieel te volgen lijn. EBN adviseert daar waar mogelijk en nodig, zodat in Den Haag een optimale besluitvorming plaatsvindt, met oog voor de belangen van alle stakeholders.

- EBN evalueert verschillende scenario's voor de impact van externe factoren op haar verschillende huidige en toekomstige activiteiten/producten.
- Voor de financiering en de financiële robuustheid is er veelvuldig contact met de Staat.
- Voor het toetsen van de financiële robuustheid van partners heeft EBN een standaard methodiek.
- EBN vraagt extra zekerheden (DSA of PCG) voor partners of activiteiten met een hoog risicoprofiel of treft aanvullende maatregelen in de Overeenkomst van Samenwerking (Aardwarmte).
- Doorlopende peer-reviews en sensitiviteitsanalyses binnen de afzonderlijke projecten

- EBN heeft tijdig voorzieningen aangelegd voor de verplichtingen die voortvloeien uit de herziening van het Gasgebouw en herziet deze maandelijks op basis van de laatst bekende informatie.
- Waar nodig vraagt EBN aan haar aandeelhouder om middels agio stortingen de balans te versterken.

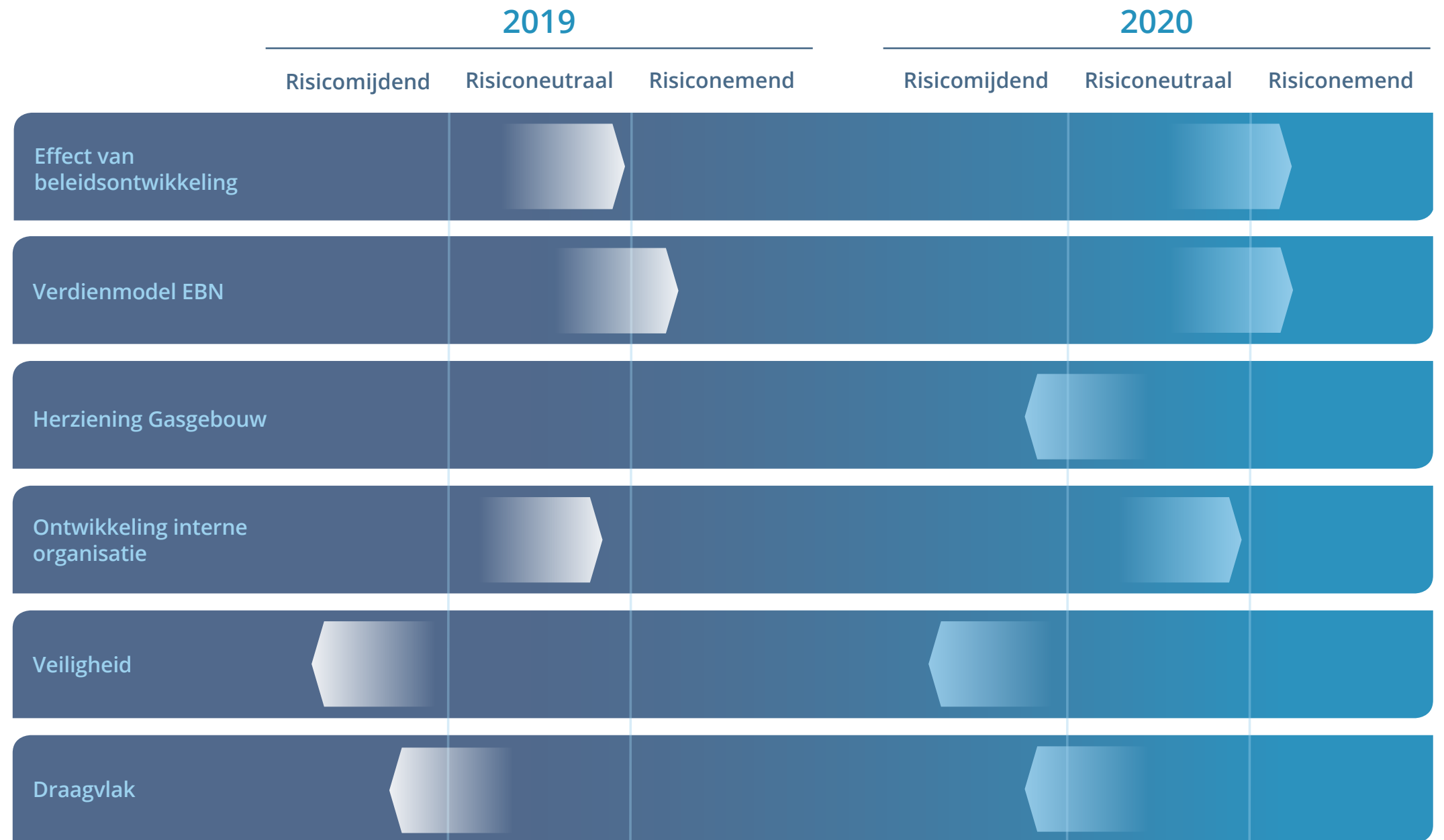
- EBN neemt passende maatregelen om de juiste en voldoende mensen en middelen beschikbaar te hebben. Dit is geïntegreerd in strategische plannen voor de afdelingen en de thema's.
- EBN voert een actief beleid op de ontwikkeling van een passende cultuur met ondersteunende kernwaarden.

- Voor alle activiteiten ontwikkelt EBN een VGM- management systeem en - benchmark.
- EBN gaat het gesprek aan met operators om de VGM- prestaties positief te beïnvloeden.

- EBN draagt met feitelijke informatie bij aan het energiedebat in Nederland.
- EBN stemt veelvuldig af met haar stakeholders over de inhoud en beeldvorming van huidige en toekomstige activiteiten.

### 5.3 Risicobereidheid

De onderstaande figuur geeft de risicobereidheid weer voor de belangrijkste strategische risico's. De risicobereidheid voor financiële en operationele risico's die in overige hoofdstukken zijn opgenomen is neutraal. Voor compliance risico's is deze risicomijdend.



## 5.4 Corporate governance

### Aandeelhouder

#### Algemeen

EBN is een besloten vennootschap met de Nederlandse Staat als enige aandeelhouder. Het beheer van de aandelen is ondergebracht bij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. EBN is een beleidsdeelneming. Een beleidsdeelneming is een vennootschap waarbij de rollen van aandeelhouder en beleidsmaker (nog) niet kunnen worden ontvlochten. Het aandeelhouderschap is binnen het ministerie belegd bij de secretaris-generaal die hiervoor wordt ondersteund door ambtenaren uit de directie Ondernemerschap (onderdeel van het Directoraat-Generaal (DG) Bedrijfsleven en Innovatie). De inhoudelijke beleidslijnen worden ingevuld door de DG Klimaat en Energie met de directies Klimaat, Warmte en Ondergrond, Elektriciteit en de Projectdirectie Groningen.

Het geplaatst en volgestort kapitaal van EBN bedraagt EUR 128.137.500 en is verdeeld in 284.750 gewone aandelen met een nominale waarde van EUR 450 per aandeel.

De aandeelhouder benoemt de bestuurder en de commissarissen van EBN. De raad van commissarissen (RvC) doet aan de aandeelhouder een voordracht voor de benoeming van de bestuurder.

De aandeelhouder benoemt een commissaris op voordracht van de RvC. De aandeelhouder benoemt een voorzitter uit de leden van de RvC.

In de statuten van EBN is opgenomen dat de bestuurder voor bepaalde besluiten de voorafgaande goedkeuring van de RvC of van de aandeelhouder nodig heeft. Voor wat betreft de goedkeuring van de RvC verwijzen we naar pagina 81. De goedkeuring van de aandeelhouder betreft bijvoorbeeld:

- Het aangaan of verbreken van een duurzame samenwerking of investeringen met een waarde van meer dan EUR 200 miljoen;
- Het sluiten van het bedrijf of het opheffen van de vennootschap of van een dochtermaatschappij of van een belangrijk onderdeel van het bedrijf;
- Besluiten van de directie over een belangrijke verandering van de identiteit of het karakter van de vennootschap. Daaronder valt het nemen of afstoten van een substantiële deelneming in het kapitaal van een andere vennootschap en de overdracht van de onderneming aan een derde.

#### Aandeelhoudersvergadering

In maart 2020 is de jaarlijkse aandeelhoudersvergadering gehouden. De bestuurder, de Director Finance, de Director Strategy & Technology en de RvC zijn bij deze aandeelhoudersvergadering aanwezig geweest.

Tijdens de jaarlijkse aandeelhoudersvergadering worden in elk geval de volgende onderwerpen geagendeerd:

- De behandeling van het schriftelijk jaarverslag van de bestuurder over de zaken van de vennootschap en het gevoerde bestuur;
- De vaststelling van de jaarrekening en de bepaling van de winstbestemming;
- De decharge aan de bestuurder voor haar bestuur over het afgelopen boekjaar;
- De decharge aan de commissarissen voor hun toezicht over het afgelopen boekjaar.

De jaarrekening 2019 is vastgesteld en decharge is verleend aan de directie en de commissarissen.

#### Informeel overleg

Naast de aandeelhoudersvergadering voeren de aandeelhoudervertegenwoordigers van het ministerie en de Director Finance van EBN regelmatig informeel overleg. Dit informele overleg is bedoeld om de aandeelhouder tijdig alle relevante financiële informatie te verschaffen die de aandeelhouder nodig heeft voor de uitoefening van zijn bevoegdheden. De directie is verplicht de relevante informatie te verschaffen.

Ook met de beleidsmaker voeren we op regelmatige basis informeel overleg. Er zijn vaste overlegmomenten, zoals het strategisch overleg, het directieoverleg en het mijnbouw- en gasgebouwoverleg. In deze vaste overlegverga-



deringen wisselen we informatie uit over ontwikkelingen binnen beide organisaties, eventuele wijzigingen van het energiebeleid en relevante ontwikkelingen op het gebied van de taken en activiteiten van EBN. Naast leden van het directieteam zijn bij deze overleggen ook andere medewerkers van EBN aanwezig. Bij het strategisch overleg is naast de directeur ook de voorzitter van de RvC aanwezig.

### Raad van commissarissen

De RvC is belast met het toezicht op het (maatschappelijke) beleid van de directie en de algemene gang van zaken binnen EBN en staat waar nodig en gewenst de directie met raad bij. Op haar beurt voorziet de directie de RvC van alle benodigde en relevante informatie zodat de RvC optimale invulling en uitvoering kan geven aan zijn taken en verantwoordelijkheden. In de statuten van EBN is opgenomen dat de directie voor bepaalde besluiten de voorafgaande goedkeuring van de RvC nodig heeft. Bijvoorbeeld bij:

- het vaststellen en wijzigen van het exploitatiebudget en het investerings- en financieringsplan;
- het aanstellen van procuratiehouders;
- het verrichten van (des)investeringen;
- het verrichten van andere rechtshandelingen met een waarde van meer dan EUR 50 miljoen.

De samenstelling van de RvC is in 2020 als volgt gewijzigd:

- Per 5 april 2020 is mevrouw Dijkma benoemd als commissaris en zij is per 15 december 2020 vrijwillig afgetreden wegens haar functie als burgemeester van Utrecht;
- mevrouw Kneppers-Heijnert en de heer Huijskes zijn herbenoemd voor een tweede periode als commissaris (per 1 januari 2020).

### Directie

De directie van EBN bestaat uit een statutair directeur. De directie is verantwoordelijk voor het algemene beleid en de strategie met het bijbehorende risicoprofiel van de onderneming. De directie is tevens verantwoordelijk voor de realisatie van de doelstellingen van de vennootschap, de resultaatsontwikkeling en de voor de onderneming relevante maatschappelijke aspecten van ondernemen. Waar nodig legt de directie besluiten ter goedkeuring voor aan de aandeelhouder of aan de RvC. Daarnaast draagt ze zorg voor een goed werkend intern risicobeheersings- en controlesysteem.

### Directieteam

De directie wordt bijgestaan door twee titulaire directeuren die samen met de statutair directeur het directieteam vormen. De statutair directeur is de voorzitter van het directieteam. Het huidige directieteam bestaat naast de statutair directeur Jan Willem van Hoogstraten (CEO) uit

de volgende personen: Berend Scheffers (Director Strategy & Technology) en Bas Brouwer (Director Finance). Het organogram is weergegeven op pagina 9.

In het directiereglement is opgenomen hoe de taken binnen het directieteam zijn verdeeld. Het directieteam functioneert vanuit een gezamenlijke verantwoordelijkheid. Binnen die gezamenlijke verantwoordelijkheid is er een taakverdeling naar functionele gebieden. Deze specifieke taakverdeling is schriftelijk vastgelegd.

Elk lid van het directieteam is binnen zijn eigen werkgebied verantwoordelijk voor de voorbereiding van beleidsaangelegenheden en besluiten. Na besluitvorming binnen het directieteam zorgen de leden van het directieteam voor de tijdige uitvoering van de genomen besluiten. Het directieteam vergadert in beginsel elke twee weken.

In het jaarverslag beschrijft de directie de voornaamste risico's die zijn gerelateerd aan de strategie van EBN en de opzet en werking van de interne risicobeheersings- en controlesystemen. De directie geeft ook aan welke significante wijzigingen zijn aangebracht en welke belangrijke verbeteringen zijn voorgenomen. Zie pagina 70 voor de beschrijving hiervan.

### Bezoldiging

De aandeelhouder stelt het beleid voor de bezoldiging van de directie vast. Binnen de kaders van dat beleid bepaalt

de RvC de daadwerkelijke beloning van de directie, inclusief de variabele beloning van de directie. In het remuneratierapport van de RvC wordt de beloning van de directie toegelicht op pagina 168.

### Governancetabel

In de governancetabel in bijlage 10.3 zijn van het directieteam en de raad van commissarissen de volgende gegevens opgenomen: leeftijd, nevenfuncties, termijnen, profielen/specifieke kennis en taak binnen EBN.

### Belangenverstrengeling

EBN onderschrijft principe 2.7 van de Corporate Governance Code (zie hieronder 'Toepassing Corporate Governance Code') dat elke vorm van belangenverstrengeling tussen de vennootschap en de directie of haar commissarissen dient te worden vermeden. De statuten, het directiereglement en het reglement van de raad van commissarissen bevatten een regeling over (potentieel) tegenstrijdige belangen tussen de vennootschap en de directie of commissarissen. Elk (potentieel) tegenstrijdig belang dat van materiële betekenis is voor de vennootschap of de desbetreffende bestuurder of commissaris, dient onmiddellijk aan de voorzitter van de RvC te worden gemeld. Er zijn in 2020 geen meldingen gedaan door de bestuurder of door een commissaris.

### Externe accountant

De aandeelhouder benoemt de externe accountant, waarvoor de RvC een voordracht kan doen. Eind 2019 heeft EBN een Europese aanbestedingsprocedure gevoerd voor de selectie van een accountant voor controle op de jaarrekeningen 2020 en verder. De RvC heeft PwC voorgedragen als accountant en de aandeelhouder heeft PwC benoemd voor controle op de jaarrekeningen 2020 tot en met 2023.

### Toepassing Nederlandse Corporate Governance Code

EBN hecht grote waarde aan een goed ondernemingsbestuur ('corporate governance'). Om die reden onderwerpt EBN zich vrijwillig aan de principes en best practice-bepalingen van de Nederlandse Corporate Governance Code (voor zover deze toepasbaar zijn op EBN). Hiermee volgt EBN het beleid van de overheid ten aanzien van staatsdeelnemingen en de Code. De Nederlandse Corporate Governance Code en informatie hierover zijn te vinden op: <http://commissiecorporategovernance.nl>. EBN heeft in een rapport per principe en best practice-bepaling uiteengezet hoe EBN deze toepast. Dit implementatierapport is te vinden op: [www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance/](http://www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance/).

### Diversiteitsbeleid

De RvC heeft in overleg met het directieteam eind 2017 een diversiteitsbeleid opgesteld voor de samenstelling van de RvC en het directieteam. EBN streeft ernaar een goede afspiegeling te zijn van de Nederlandse samen-

leving. Diversiteit binnen een organisatie draagt bij aan een gezonde bedrijfscultuur, veerkracht en creativiteit. Dat geldt ook voor de samenstelling van de RvC en het directieteam. Bij het bepalen van de doelstellingen van het diversiteitsbeleid zijn de volgende aspecten meegenomen: nationaliteit, leeftijd, geslacht en achtergrond inzake opleiding en beroepservaring.

De RvC heeft de volgende doelstellingen bepaald:

	2019-2023
Raad van commissarissen	Minimaal 2 vrouwelijke leden, minimaal 2 mannelijk leden, 2 leden < 55 jaar bij benoeming, maximaal 2 leden met E&P-ervaring, maximaal 2 leden met ervaring bij overheidsorganisaties
Bestuur	Vanaf 2024 relevant
Managementteam	Minimaal 30% is vrouw

Aangezien EBN één bestuurder heeft, is het momenteel niet zinvol om een specifieke doelstelling op te nemen voor deze persoon. Een (her)benoeming is pas vanaf 2024 relevant. Op dat moment zal gekeken worden naar de samenstelling van het directieteam en naar de aspecten nationaliteit, leeftijd, geslacht en achtergrond.

De RvC bestaat momenteel uit drie mannen en twee vrouwen. Het percentage vrouwelijke commissarissen ligt op 40% en voldoet daarmee aan een evenwichtige verdeling van zetels, waarbij ten minste 30% van de zetels door vrouwen en ten minste 30% van de zetels door mannen wordt bezet. De RvC besteedt bij de werving van iedere nieuwe commissaris aandacht aan de evenwichtige verdeling van zetels.

## Integriteit

### Gedragcode, klachtencommissie en vertrouwenspersoon

Waar we extern hechten aan transparantie en duidelijkheid, geldt dat ook binnen de muren van onze organisatie. Integriteit is een van de duurzaamheidsthema's van EBN. De aandachtsgebieden die EBN bij het thema integriteit onderscheidt zijn: mensenrechten, non-discriminatie, anti-corruptie, mededinging en transparantie. EBN geeft onder andere door middel van haar gedragscode invulling aan haar streven om op integere en verantwoorde wijze te handelen. De gedragscode is op alle medewerkers van toepassing en voor allen toegankelijk. Deze vormt een leidraad bij het maken van persoonlijke keuzes en het nemen van individuele beslissingen. Daarnaast gebruiken we de gedragscode om het daadwerkelijke gedrag van onze onderneming en medewerkers te toetsen. Om de

naleving van het mededingingsrecht te waarborgen, worden op regelmatige basis trainingen gegeven.

Als medewerkers interne klachten hebben, kunnen ze hiermee terecht bij een vertrouwenspersoon of bij de klachtencommissie. De klachtencommissie heeft in 2020 geen klachten ontvangen of in behandeling genomen. De vertrouwenspersoon heeft in 2020 één gesprek gevoerd. De gedragscode is beschikbaar op: [www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance](http://www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance).

Het EBN inkoopbeleid heeft als algemene doelstellingen: het verminderen van inkoopkosten, het verminderen van toeleveringsrisico's, het verhogen van product- en leverancierskwaliteit en het verbeteren van de inkoopfunctie. Het inkoopbeleid is gebaseerd op de volgende inkoopvisie: 'EBN gaat op professionele wijze om met inkoop en leveranciers. EBN koopt in tegen de juiste prijs- kwaliteitverhouding, tegen beheerste risico's, en op een transparante wijze. Tegenover (potentiële) leveranciers wil EBN een betrouwbare en zorgvuldige partner zijn, die eerlijke en gelijke kansen biedt.' Coördinatie van de inkoop gebeurt door een inkoopcoördinator en voor de inkopen geldt een aanbestedingsprocedure afhankelijk van de financiële waarde.

In 2019 is het inkoopbeleid herzien en is een inkoopcoördinator aangesteld die verantwoordelijk is voor het begeleiden van aanbestedingstrajecten vanaf EUR 50.000.

In 2020 zijn diverse aanbestedingstrajecten gestart en heeft EBN een dynamisch aankoop systeem ingericht voor diensten op het gebied van strategie, organisatie en finance en een dynamisch aankoop systeem voor diensten op het gebied van Geoscience/Engineering/Omgevingsmanagement.

Als onderdeel van het inkoopbeleid hanteert EBN algemene inkoopvoorwaarden. Deze worden zo veel mogelijk van toepassing verklaard op de goederen of diensten die EBN inkoopt. Deze inkoopvoorwaarden zijn te vinden op de website onder <https://www.ebn.nl/over-ebn/juridisch/>. Indien een leverancier niet conform deze inkoopvoorwaarden handelt, wordt hij hierop actief aangesproken.

### Klokkenluidersregeling

Op basis van de klokkenluidersregeling kunnen medewerkers vermeende misstanden in de onderneming melden aan de directie of aan de RvC. De huidige klokkenluidersregeling is beschikbaar op: [www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance/](http://www.ebn.nl/ebn-over/corporate-governance/).

### Internationale conventies en richtlijnen

EBN houdt zich als beleidsdeelneming vanzelfsprekend aan conventies en richtlijnen die de Nederlandse Staat onderschrijft, waaronder de OESO-richtlijnen voor internationale ondernemingen en de UN Guiding Principles on Business and Human Rights.

---

## 5.5 Bestuursverklaring

In het hoofdstuk “Risico & Corporate Governance” zijn ons interne risicobeheersings- en controlesysteem en ons risicoprofiel beschreven.

Geen enkel systeem kan absolute zekerheid geven dat we ondernemingsdoelstellingen realiseren of materiële fouten, verliezen, fraude of overtreding van wet- en regelgeving in de processen en (financiële) verslaggeving voorkomen. De directie heeft de opzet en werking van het interne risicobeheersings- en controlesysteem gedurende 2020 geëvalueerd, mede op basis van de BRA's en rapportages van de Internal Auditor. De uitkomsten van deze evaluatie en het risicoprofiel zijn besproken met de auditcommissie van de RvC, in aanwezigheid van de interne auditor en externe accountant.

Wij verklaren dat:

- in dit verslag de materiële risico's en onzekerheden zijn vermeld die relevant zijn ter zake van de verwachting van de continuïteit van de vennootschap voor een periode van twaalf maanden na opstelling van dit verslag;
- het naar de huidige stand van zaken gerechtvaardigd is dat de (financiële) verslaggeving is opgesteld op going concern basis;
- dit verslag in voldoende mate inzicht geeft in tekortkomingen in de werking van het interne risicobeheersings- en controlesysteem;
- het voornoemde systeem een redelijke mate van zekerheid geeft dat de (financiële) verslaggeving geen onjuistheden van materieel belang bevat.





Met kennis,  
kunde en  
financiële  
slagkracht...

levert EBN een  
significante  
bijdrage aan  
ons toekomstige  
duurzame  
energiesysteem.

# 6. Verslag van raad van commissarissen

6.1 Algemeen	78	6.8.2 CC(U)S	82
6.2 Samenstelling van de raad van commissarissen	78	6.8.3 Aardwarmte	83
6.3 Samenstelling van de directie	79	6.8.4 Overig	83
6.4 Vergaderingen van de raad van commissarissen	80	6.9 Evaluatie directie en zelfevaluatie	83
6.5 Goedkeuringen door de RvC	81	6.10 Vergaderingen van de auditcommissie	84
6.6 Samenwerking EZK-EBN	81	6.11 Vergaderingen van de beloningscommissie/ selectie- en benoemingscommissie	85
6.7 Strategie EBN	81	6.12 Jaarrekening	86
6.8 Besproken onderwerpen 2020	82		
6.8.1 Gaswinning Groningen: schade, versterken en afbouw	82		



---

## 6.1 Algemeen

De raad van commissarissen (RvC) vervult de rol van werkgever naar de directie (ook wel: bestuurder, hierna aangeduid als directie) en houdt toezicht op het beleid van de directie en op de algemene gang van zaken binnen EBN. In dit verslag licht de raad van commissarissen toe hoe ze haar toezicht heeft vormgegeven en de directie met advies terzijde heeft gestaan.

Conform de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2013 past EBN de Corporate Governance Code toe. In het hoofdstuk Risico & Corporate Governance van dit jaarverslag wordt nader ingegaan op de toepassing van de Corporate Governance Code. In december 2017 is een herziene Code Corporate Governance gepubliceerd; deze is in september 2017 verankerd in het Burgerlijk Wetboek. EBN rapporteert in dit jaarverslag over de toepassing van deze herziene Code Corporate Governance door EBN.

---

## 6.2 Samenstelling van de raad van commissarissen

In de samenstelling van de RvC vonden in 2020 de volgende wijzigingen plaats:

- Mevrouw Kneppers-Heijnert en de heer Huijskes zijn per 1 januari 2020 voor een tweede periode als commissaris

benoemd. De heer Huijskes is opnieuw als voorzitter van de raad van commissarissen benoemd.

- Mevrouw Dijkma is per 5 april 2020 benoemd als commissaris bij EBN. De RvC heeft mevrouw Dijkma als vice-voorzitter aangewezen. Per 15 december 2020 is zij vrijwillig afgetreden als commissaris vanwege haar nieuwe functie als burgemeester van Utrecht. Deze functie bleek niet verenigbaar met haar functie als commissaris bij EBN. De raad bedankt mevrouw Dijkma voor haar inbreng tijdens de vergaderingen. De raad is de werving gestart voor deze vacature.
- De heer Wouter de Vries is met ingang van 1 maart 2021 benoemd voor een tweede termijn als commissaris bij EBN. Hij is tevens herbenoemd als voorzitter van de auditcommissie.

Voor vacatures in de RvC wordt gebruikgemaakt van de profielen uit de profielschets, zoals goedgekeurd door de algemene vergadering van aandeelhouders in juni 2015. De profielschets is ook op de website van EBN gepubliceerd: [www.ebn.nl/ebn-over/rvc/](http://www.ebn.nl/ebn-over/rvc/).

In de profielschets is aangegeven over welke kenmerken de leden individueel en de RvC gezamenlijk dienen te beschikken. De RvC dient zodanig te zijn samengesteld dat de leden onafhankelijk en kritisch kunnen opereren ten opzichte van elkaar, het bestuur en elk deelbelang. Bij de samenstelling van de RvC wordt rekening gehouden met de aard van de activiteiten van EBN, haar missie en doel-

stelling, de taakstelling van de RvC en de deskundigheid van de overige leden van de RvC.

De voorzitter van de RvC, de heer Huijskes, is het eerste aanspreekpunt voor de directie van EBN. De volledige RvC heeft een collegiale verantwoordelijkheid. Alle leden van de RvC zijn lid van de bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie. Met uitzondering van de voorzitter RvC vormen de overige leden van de RvC de auditcommissie. In de governancetabel (bijlage 10.3, pagina 166) zijn het lidmaatschap en voorzitterschap van de RvC en de commissies weergegeven. Personalialia, nevenfuncties, taken binnen EBN, aanstellingstermijnen en leeftijden zijn ook in deze governancetabel te vinden. De personalialia, de actuele nevenfuncties van de leden van de RvC en het rooster van aftreden worden bovendien gepubliceerd op de website van de vennootschap onder Corporate Governance – raad van commissarissen ([www.ebn.nl/over-ebn/raad-van-commissarissen/](http://www.ebn.nl/over-ebn/raad-van-commissarissen/)).

De leden van de RvC onderhouden geen andere zakelijke relaties met de vennootschap. Er is geen tegenstrijdig belang gebleken tussen de vennootschap en leden van de RvC. De RvC voldoet aan de eisen voor onafhankelijkheid zoals vermeld in de Corporate Governance Code (best practice-bepalingen 2.1.7 tot en met 2.1.9).





### 6.3 Samenstelling van de directie

Per 1 maart 2016 is de heer Van Hoogstraten door de algemene vergadering van aandeelhouders benoemd als bestuurder. De RvC heeft de benoemingsprocedure in overleg met de aandeelhouder gevoerd en de ondernemingsraad was betrokken bij deze procedure. Gelijktijdig met de benoeming van de heer Van Hoogstraten heeft de aandeelhouder het bezoldigingsbeleid van de bestuurder vastgesteld. Met inachtneming van het bezoldigingsbeleid heeft de RvC de bezoldiging en de verdere arbeidsvoorwaarden van de heer Van Hoogstraten vastgesteld. De ondernemingsraad heeft advies uitgebracht over het bezoldigingsbeleid.

Per 1 maart 2020 is de heer Van Hoogstraten voor een tweede termijn benoemd als bestuurder, waarbij het bezoldigingsbeleid uit 2016 ongewijzigd is gebleven. In het onderdeel Corporate Governance van dit jaarverslag wordt nader ingegaan op de samenstelling en taakverdeling van de directie.



## 6.4 Vergaderingen van de raad van commissarissen

De RvC heeft zes keer vergaderd. Naast de vier reguliere vergaderingen zijn er twee additionele vergaderingen gehouden over Porthos en zijn er twee informele overleggen gehouden (een telefonisch overleg over de gevolgen van de coronamaatregelen voor EBN en een workshop over Porthos). De vergaderingen en andere overleggen vonden plaats op het kantoor van EBN in Utrecht, online of een combinatie hiervan.

Naast de leden van de RvC waren de leden van het directieteam van EBN aanwezig bij deze vergaderingen. De externe accountant was aanwezig tijdens de vergaderingen van de auditcommissie van maart en september 2020. Op verzoek van de RvC waren in een aantal vergaderingen ook EBN-medewerkers aanwezig om projecten toe te lichten waarbij deze medewerkers betrokken zijn. De RvC blijft hierdoor op de hoogte van ontwikkelingen binnen EBN.

De RvC heeft in 2020 twee overlegvergaderingen van de directie en de ondernemingsraad bijgewoond. In onderstaande tabel is de aanwezigheid van de commissarissen per vergadering vermeld.

De aanwezigheid van de commissarissen tijdens de informele overleggen is hiernaast ook vermeld.

Vergadering	Dhr. Huijskes	Mw. Dijkema	Mw. Kneppers-Heijnert	Dhr. De Vries	Dhr. Weck
AC maart 2020	A**	-	X	X	X
RvC maart 2020	X	-	X	X	X
Remuneratie maart 2020	X	-	X	X	X
RvC april 2020 (corona update, informeel overleg)	X	X	X	X	X
RvC juni 2020	X	X	X	X	X
Remuneratie juni 2020	X	X	X	X	X
RVC augustus 2020 (Porthos workshop)	X	X	X	X	X
AC september 2020	A**	X	X	X	X
RvC september 2020	X	X	X	X	X
Remuneratie september 2020	X	X	X	X	X
RvC oktober 2020 (Porthos)	X	A	X	X	X
RvC november 2020 (Porthos)	X	X	X	X	X
RvC december 2020	X	X	X	X	X
Remuneratie december 2020	X	X	X	X	X

(X = aanwezig, - = niet aanwezig, want nog niet benoemd tot commissaris, A = afwezig)

\*\* afwezig door wijziging RvC reglement; voorzitter RvC is geen lid meer van AC



---

## 6.5 Goedkeuringen door de RvC

De RvC heeft in 2020 aan onder meer de volgende zaken goedkeuring verleend dan wel positief advies gegeven:

- In december 2020 heeft de RvC het werkprogramma en budget van EBN (inclusief EBN Capital, EBN Aardwarmte en EBN CCS) voor 2021 goedgekeurd, inclusief het financieringsplan;
- In maart 2020 heeft de RvC het positieve advies van de auditcommissie over de jaarrekening 2019 overgenomen en heeft de RvC de aandeelhouder geadviseerd de jaarrekening over 2019 vast te stellen en decharge te verlenen aan de directie voor het gevoerde beleid en de RvC voor het uitgeoefende toezicht;
- De RvC heeft positief geadviseerd over de kerncijfers van EBN over het eerste half jaar van 2020;
- De RvC heeft goedkeuring verleend aan de strategie update 2020 (strategische keuzes en strategische doelen 2025);
- De RvC heeft het werkplan internal audit voor 2020 goedgekeurd;
- De RvC heeft een positief advies uitgebracht over de statutenwijzigingen van EBN, EBN Capital, EBN Aardwarmte en over de oprichting van EBN CCS B.V.;
- De RvC heeft goedkeuring verleend aan een gewijzigde versie van het RvC reglement (als gevolg waarvan de voorzitter RvC niet langer deel uitmaakt van de audit-

commissie) en aan een wijziging van een bijlage bij het directiereglement;

- De RvC heeft goedkeuring verleend aan de benoeming van een nieuwe internal audit manager.

---

## 6.6 Samenwerking EZK-EBN

EBN en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat hebben op regelmatige basis overleg met elkaar. Onderscheid wordt gemaakt tussen onderwerpen die het aandeelhouderschap betreffen en beleidsmatige energieonderwerpen. Over beide contacten informeert EBN de RvC. Aandeelhoudersonderwerpen in 2020 betroffen onder meer de financiële consequenties voor EBN van de afbouw van de gaswinning uit Groningen en het dividendbeleid.

De voorzitter van de RvC en de directievoorzitter hebben in 2020 op het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat meerdere keren met de secretaris-generaal gesproken (sinds 1 september 2020 mevrouw L.M.C. Ongering) en zij hebben vier keer het zogeheten strategisch overleg gevoerd met de directeur-generaal Energie en Klimaat. Het strategisch overleg is gericht op informatieuitwisseling en afstemming over strategische vraagstukken en ontwikkelingen op het terrein van het energiebeleid in het algemeen. Ook de (beleids)doelstellingen en prio-

riteiten van het ministerie en EBN voor het komende jaar worden in dit overleg besproken. De rol van EBN in de energietransitie is in deze gesprekken regelmatig onderwerp van overleg geweest, maar ook de afbouw van de gaswinning in Groningen, de betrokkenheid van EBN bij Porthos en andere CCS projecten, ontwikkelingen op het gebied van aardwarmte en het kleine velden beleid.

De RvC hecht veel waarde aan een goede relatie met het ministerie; de bezoeken aan het ministerie acht de RvC van belang om de goede relatie te behouden.

---

## 6.7 Strategie EBN

De RvC heeft in juni 2020 een informele sessie gehouden over de strategie van EBN en de vertaling hiervan per thema. Gebaseerd op de missie en visie van EBN is de strategie gekoppeld aan de acht materiële thema's van EBN. De RvC heeft gediscussieerd over de maatschappelijke drijfveer van EBN (het verminderen van 49% CO<sub>2</sub> equivalent emissies in 2030 ten opzichte van 1990). De emissies in de gaswaardeketen en in de interne bedrijfsvoering zijn besproken. Aan de hand van een basisscenario en een plusscenario voor 2025 zijn de activiteiten in de verschillende thema's binnen EBN besproken. Ten slotte is aandacht besteed aan de financiële slagkracht van EBN en de strategische risico's inclusief risicobereidheid van EBN.

Na de informele sessie heeft EBN de strategie verder uitgewerkt en zijn de strategische keuzes per thema ter goedkeuring voorgelegd. Ook zijn de strategische doelen voor 2025 geactualiseerd. De RvC heeft goedkeuring verleend aan de strategische keuzes en de strategische doelen voor 2025.

Voor een verdere toelichting op de strategie van EBN verwijst de RvC naar pagina 16.

De RvC heeft kennis genomen van de finale versie van de strategische risicoanalyse; deze is ook tijdens de informele sessie van juni 2020 besproken.

---

## 6.8 Besproken onderwerpen 2020

De directie informeert de RvC aan de hand van kwartaalverslagen over de relevante ontwikkelingen binnen EBN. Deze kwartaalverslagen worden voorafgaand aan de kwartaalvergaderingen verzonden. In het kwartaalverslag wordt gerapporteerd over de ontwikkeling van de omzet en nettowinst, de productie van gas, olie en condensaat in het betreffende kwartaal, de recente prijsontwikkelingen en overige actualiteiten. Per thema geeft EBN in haar kwartaalverslagen een overzicht van haar activiteiten (successen, aandachtspunten en de voortgang van de strategische doelstellingen).

### 6.8.1 Gaswinning Groningen: schade, versterken en afbouw

De RvC is in alle vergaderingen in 2020 geïnformeerd over de ontwikkelingen in Groningen, zowel over ontwikkelingen in de maatschap als ontwikkelingen bij GasTerra. Het afbouwplan van GasTerra is aan de orde gekomen en de RvC is ook geïnformeerd over de schadeafwikkeling en de versterkingsoperatie van/uitgevoerd door het IMG (Instituut Mijnbouwschade Groningen) en de Nationaal Coördinator Groningen als gevolg van de aardbevingen in Groningen. De RvC hecht waarde aan een zorgvuldige afwikkeling van de verplichtingen. De RvC heeft ook inzicht verkregen in het capaciteitsafbouwplan Groningen en de wijze waarop NAM de infrastructuur, bestaande uit faciliteiten, putten en leidingen, in Groningen zal verwijderen inclusief bijbehorende kosteninschattingen.

De RvC heeft kennis genomen van het feit dat de staat, Shell en Exxon onderhandelingen voeren over een vervolg op het akkoord op hoofdlijnen uit 2018 en het Interim Akkoord Afbouw Gaswinning Groningenveld uit 2019 en dat hierover een arbitrageprocedure is gestart.

### 6.8.2 CC(U)S

In de vergaderingen van de RvC is regelmatig gesproken over de initiatieven voor afvang, transport en opslag van CO<sub>2</sub> waarbij EBN is betrokken, zoals het Porthosproject (Port of Rotterdam CO<sub>2</sub> Transport Hub & Offshore Storage).

Dit project richt zich op de realisatie van een opslag- en transportsysteem voor opslag van CO<sub>2</sub> in lege gasvelden diep in de Noordzeebodem waarop diverse industrieën en bedrijven de Haven van Rotterdam kunnen aansluiten. Over de deelname van EBN aan het Porthosproject is veelvuldig overleg gevoerd met het ministerie. EBN heeft de RvC hierover geïnformeerd. Het heeft de RvC verheugd dat de minister instemming heeft verleend aan EBN op grond van artikel 82 derde lid Mijnbouwwet voor de activiteiten van EBN die benodigd zijn voor de realisatie en uitvoering van het Porthosproject.

In het vierde kwartaal van 2020 hebben de Porthos partijen een overeenkomst met de emitters gesloten (joint development agreement) voor het verder ontwikkelen van een opslag- en transportsysteem. De RvC heeft positief geadviseerd over het aangaan door EBN (via de Porthos Development C.V.) van deze overeenkomst; de aandeelhouder van EBN heeft ook de vereiste goedkeuring verleend aan deze overeenkomst. Naast de reguliere vergaderingen waarin dit project wordt besproken, heeft EBN voor de RvC in augustus 2020 een workshop voor de RvC georganiseerd en in oktober en november 2020 zijn er extra vergaderingen gehouden om het project verder te bespreken waarbij de projectrisico's mede aan de orde zijn gekomen. De RvC heeft ook goedkeuring verleend aan een specifieke garantie die door de Porthos partijen is versterkt aan de emitters.

De RvC heeft kennis genomen van de beoogde joint venture structuur en de RvC heeft positief geadviseerd over de beoogde rol van EBN in de technical system operator.

Zie pagina 46 voor een verdere toelichting over dit project.

### 6.8.3 Aardwarmte

Het onderwerp aardwarmte is aan de orde gekomen. In maart 2019 heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat de Tweede Kamer geïnformeerd dat hij voornemens is om EBN toe te staan om risicodragend deel te nemen aan aardwarmteprojecten, zodat EBN goed kan sturen op de kwaliteit van aardwarmteprojecten. Op deze wijze heeft EBN toegang tot alle relevante informatie en kan EBN sturen op technische en financiële risicomitigatie en -beheersing. Vooruitlopend op een wettelijke rol van EBN in aardwarmteprojecten kan EBN met toestemming van de minister op vrijwillige basis deelnemen in aardwarmteprojecten. De RvC onderschrijft de belangrijke rol die is weggelegd voor aardwarmte in de verduurzaming van de gaswaardeketen. De Raad onderkent dat voor een adequate en slagvaardige bijdrage van aardwarmte een snelle en integrale aanpak van de warmtetransitie van groot belang is. Hierover – en over alle uitdagingen die daarmee gepaard gaan waaronder bijvoorbeeld de ontwikkeling van de warmtevraag en warmtenetten – is de RvC uitgebreid geïnformeerd als ook over de verschil-

lende rollen van EBN die gericht zijn op het verbeteren, versnellen en ontwikkelen van de sector.

De RvC is verder geïnformeerd over het verrichten van seismisch onderzoek en geologische studies van de ondergrond in Nederland en de subsidie die hiervoor is verleend. Dit programma wordt ook wel aangeduid als het SCAN-project. Leden van de Raad hebben ook in 2020 veldbezoeken aan het SCAN-project afgelegd. De RvC verwijst naar pagina 49 van het jaarverslag voor verdere informatie over aardwarmte.

### 6.8.4 Overig

De RvC heeft in de vergaderingen ook aandacht besteed aan de initiatieven die operators en EBN ontplooiën om de operationele kosten van de olie- en gaswinning te beperken (via Nexstep en INSPIRE), de exploratiestrategie van EBN (het identificeren van alle economisch winbare olie- en gasvelden offshore voor 2025) en het stakeholder- en reputatieonderzoek.

De gevolgen van COVID-19 zijn vanzelfsprekend ook aan de orde gekomen tijdens de vergaderingen. EBN heeft de RvC geïnformeerd over het effect van de coronamaatregelen op de EBN-organisatie (het thuiswerken) en over het effect op de activiteiten van EBN. EBN heeft haar corona-aanpak gebaseerd over de volgende vier onderdelen: een crisisteam, organisatie en management, communicatie en

permanente bijsturing en evaluatie. Een aantal medewerkers is besmet geraakt met het coronavirus. De activiteiten van EBN en daarmee de financiële resultaten van EBN zijn door de lage olie- en gasprijzen hard geraakt door de coronacrisis. De partners van EBN in de samenwerkingsverbanden op het gebied van olie- en gaswinning hebben de financiële gevolgen daarvan ondervonden en zijn genoodzaakt tot reorganisaties.

---

## 6.9 Evaluatie directie en zelfevaluatie

De RvC heeft in 2019 een uitvoerige, extern begeleide zelfevaluatie uitgevoerd. In 2020 heeft de raad een eigen zelfevaluatie uitgevoerd. Bij deze zelfevaluatie is stilgestaan bij het functioneren van de RvC zelf, van de afzonderlijke commissies en van de individuele commissarissen. De leden van de RvC hebben individueel een vragenlijst ingevuld en de resultaten hiervan zijn in een vergadering van de remuneratiecommissie besproken. Naast de remuneratiecommissie zijn bij deze bespreking ook de directievoorzitter, de secretaris en de HR-manager aanwezig geweest. De HR-manager heeft de antwoorden uit de vragenlijsten verwerkt en de meest opvallende zaken in een presentatie opgenomen. De conclusies van de zelfevaluatie zullen worden opgevolgd.

De RvC heeft in 2020 ook een evaluatie van de bestuurder uitgevoerd (zonder vragenlijst, op basis van de ervaringen van de individuele commissarissen). Twee van de commissarissen hebben de conclusies van de evaluatie met de bestuurder gedeeld. De conclusies van deze evaluatie zullen door de bestuurder worden opgevolgd.

---

## 6.10 Vergaderingen van de auditcommissie

De taken en werkwijze van de auditcommissie zijn vastgelegd in het 'Reglement van de Audit Commissie van de RvC'. Tot de taken van de auditcommissie behoren onder meer het houden van toezicht en controle op en het adviseren van de directie over de werking van interne risicobeheersings- en controlesystemen, en het houden van toezicht op de financiële informatieverstopping door de vennootschap.

De auditcommissie is in 2020 tweemaal bijeengekomen. Naast de leden van de auditcommissie zijn bij deze vergaderingen vanuit EBN ook het directieteam (zonder de directievoorzitter), de corporate controller en de secretaris aanwezig geweest. De externe accountant heeft beide vergaderingen bijgewoond.

De auditcommissie heeft in de eerste vergadering met name aandacht besteed aan het jaarverslag, de jaarrekening en de accountantscontrole over het jaar 2019. Het accountantsverslag is uitgebreid besproken met de externe accountant. Na de bespreking van de jaarrekening en het jaarverslag heeft de auditcommissie de RvC geadviseerd het jaarverslag over 2019 inclusief jaarrekening goed te keuren.

De auditcommissie is in dezelfde vergadering geïnformeerd over de resultaten van de eerder uitgevoerde audits (inkoop en bewaking beheerkosten, datamanagement, decommissioning security agreement en decommissioning security monitoring agreement processen en geo-energie interne processen), de belangrijkste bevindingen en aanbevelingen en de opvolging van de audits. De opzet en werking van de interne risicobeheers- en controlesystemen zijn ook in deze vergadering besproken. Daarnaast is het internal auditplan voor 2020 besproken met de volgende audits: inkoopproces, HSE-beleid, treasury practices, cash-management en betaalproces.

In de tweede vergadering van 2020 heeft de auditcommissie aandacht besteed aan de volgende onderwerpen: het functioneren van de externe accountant, de voortgang van de internal audits, de strategische risicoanalyse en de halfjaarrapportage van EBN inclusief het beoordelingsverslag en de bijbehorende review. De auditcommissie heeft

een positief advies uitgebracht over de kerncijfers van EBN over het eerste halfjaar van 2020. Dit positieve advies is door de RvC overgenomen. De auditcommissie heeft ook een positief advies uitgebracht over de strategische risicoanalyse.

De externe accountant heeft ook in deze vergadering een toelichting gegeven op het auditplan 2020 (het controleplan voor de controle van de jaarrekening van EBN over boekjaar 2020). De externe accountant heeft het concept auditplan met het directieteam besproken, voordat het auditplan aan de auditcommissie is voorgelegd. De externe accountant heeft het auditplan met de auditcommissie besproken, waarbij in het bijzonder aandacht is besteed aan de reikwijdte, de materialiteit van het auditplan, het honorarium van de accountant en de belangrijkste risico's van de jaarverslaggeving die de externe accountant heeft benoemd in het auditplan. De auditcommissie heeft de RvC voorgesteld om de opdracht voor de controle van de jaarrekening conform het auditplan vast te stellen. De RvC heeft conform het voorstel van de auditcommissie deze opdracht vastgesteld.



### **PricewaterhouseCoopers Accountants als externe accountant**

De algemene vergadering van aandeelhouders heeft in 2019 aan PricewaterhouseCoopers Accountants N.V. opdracht verleend voor het uitvoeren van de controle op de jaarrekening van EBN over de boekjaren 2020-2023.

### **Credit rating EBN**

EBN heeft de RvC in 2020 geïnformeerd over de credit rating van EBN door Moody's. Moody's heeft per 30 juni 2020 de credit rating van EBN op Aaa / P-1 bepaald (met het vooruitzicht 'stabiel').

### **Opzet en werking risicobeheers- en controlesystemen**

De RvC heeft de directie verzocht om over 2020 een verklaring aan de RvC af te geven ter ondersteuning van de gebruikelijke rapportages aan de directie. Deze verklaring heeft de directie afgegeven en dient ter ondersteuning van bepaling 1.4.3 van de Corporate Governance Code. Conform deze bepaling heeft de RvC met de directie de volgende onderwerpen besproken: de strategie, de voornaamste risico's verbonden aan de onderneming en de uitkomsten van de beoordeling door de directie van de opzet en werking van de interne risicobeheersings- en controlesystemen. Dit onderwerp wordt verder toegelicht in het hoofdstuk Risico & Corporate Governance.

---

## **6.11 Vergaderingen van de beloningscommissie/ selectie- en benoemingscommissie**

De taken en werkwijze van de beloningscommissie zijn vastgelegd in het 'Reglement van de Beloningscommissie' en de taken en werkwijze van de selectie- en benoemingscommissie zijn vastgelegd in het 'Reglement van de Selectie- en benoemingscommissie van de RvC'. Tot de taken van deze commissies behoren onder meer het doen van een voorstel aan de RvC voor de beloning van de directie, het opstellen van selectiecriteria en benoemingsprocedures voor de directie en commissarissen en de periodieke evaluatie van het functioneren van de directie en commissarissen. De vergaderingen van deze commissies vinden gecombineerd plaats en worden dan aangeduid als vergaderingen van de remuneratiecommissie.

De remuneratiecommissie heeft in 2020 vier keer vergaderd in het bijzijn van de directie, de secretaris en de HR-manager. In 2020 heeft de commissie zich beziggehouden met onder meer het vaststellen van de te behalen doelstellingen voor EBN en voor het directieteam over 2020, de realisatie van de doelstellingen over 2019 voor EBN en het directieteam en de benoeming van mevrouw Dijkma als commissaris.

Gelijktijdig met de benoeming van Jan Willem van Hoogstraten per 1 maart 2016 heeft de algemene vergadering van aandeelhouders het bezoldigingsbeleid voor de directie vastgesteld. Na vooroverleg in de remuneratiecommissie heeft de raad van commissarissen de heer Van Hoogstraten voorgedragen voor herbenoeming; met de herbenoeming van de heer Van Hoogstraten per 1 maart 2020 is het bezoldigingsbeleid ongewijzigd gebleven (zie pagina 168 voor het remuneratierapport).

---

## 6.12 Jaarrekening

De RvC heeft kennisgenomen van het jaarverslag, de jaarrekening en de verklaring en het accountantsverslag van de externe accountant. De RvC kan zich met deze stukken verenigen en beveelt de algemene vergadering van aandeelhouders aan de jaarrekening overeenkomstig vast te stellen. De RvC adviseert de algemene vergadering van aandeelhouders decharge te verlenen aan de directie voor het gevoerde beleid en aan de RvC voor het uitgeoefende toezicht.

Raad van commissarissen, Utrecht, 8 maart 2021

De heer J.G. Huijskes (voorzitter)  
Mevrouw E.M. Kneppers-Heijnert  
De heer W.S. de Vries  
De heer J.W. Weck



V.l.n.r.: De heer J.G. Huijskes (voorzitter), Mevrouw E.M. Kneppers-Heijnert, De heer W.S. de Vries, De heer J.W. Weck



**Grootschalige energieopslag is essentieel voor een goed functionerend toekomstig energiesysteem.**

Over morgen verbinden met vandaag in gesprek met Joris Koornneef, TNO

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

## 7. Over dit verslag

7.1	Verslaggevingsbeleid en -proces	88	7.4	Reikwijdte	91
7.2	Materialiteitsanalyse en -bepaling	89	7.5	Kaders	91
7.3	Transparantie	90	7.6	Meetmethoden materiële onderwerpen	92

**Met het denken daarover kun je niet morgen, maar moet je vandaag beginnen.**



EBN legt in dit jaarverslag verantwoording af over financiële en niet-financiële prestaties over het boekjaar 2020. Het verslag is bedoeld voor alle belanghebbenden die direct of indirect betrokken zijn bij onze activiteiten. In de paragraaf 'Dialogoog met belanghebbenden' op pagina 55 gaan we dieper in op de dialoog met belanghebbenden over relevante thema's.

---

## 7.1 Verslaggevingsbeleid en -proces

### Verslaggevingsbeleid

Jaarlijks rapporteert EBN over haar financiële prestaties conform IFRS. Haar maatschappelijke en duurzaamheidsprestaties rapporteert EBN in overeenstemming met de standaarden van Global Reporting Initiative (GRI Standards). Hiermee bieden we de transparantie die ook onze aandeelhouder wenst en geven we inzicht in onze maatschappelijke rol. Dit jaarverslag rapporteert EBN in overeenstemming met de GRI Standards, optie Core.

Het EBN-jaarverslag over 2020 is een geïntegreerd jaarverslag, waarin financiële, operationele en maatschappelijke duurzaamheidsinformatie samenkomt. Met een geïntegreerd jaarverslag wil EBN laten zien hoe zij waarde creëert, zowel financieel als maatschappelijk. Vanwege het belang dat we hechten aan transparantie zijn we ook open over acquisities en desinvesteringen. Mochten acquisities

en desinvesteringen tijdens het verslagjaar hebben plaatsgevonden dan passen wij de reikwijdte en afbakening van zowel de financiële als de maatschappelijke informatie in het jaarverslag aan. Desbetreffende acquisities en desinvesteringen worden vermeld in de paragraaf Financiële resultaten of in de jaarrekening. In 2020 was er echter geen sprake van acquisities of desinvesteringen. De reikwijdte en afbakening van de financiële en maatschappelijke informatie in dit verslag is daarmee onveranderd gebleven ten opzichte van vorige verslagjaar.

### Verslagleggingsproces

Het verslagleggingsproces voor de maatschappelijke resultaten zag er als volgt uit: begin oktober 2020 heeft een kick-off meeting plaatsgevonden van het projectteam bestaande uit collega's van de afdelingen Communications & Public Affairs, Accounting & Reporting en Strategie. Eind oktober is het plan van aanpak gedeeld met de directieleden waarbij de structuur, het thema, de wijze van publicatie en de planning zijn besproken. Ook de opzet van de connectiviteitsmatrix is besproken. Vervolgens hebben de directieleden akkoord gegeven op het plan van aanpak en de opzet van de connectiviteitsmatrix. Dit is gedeeld met betrokken collega's.

Parallel hieraan vond de interne uitvraag plaats voor het statische deel van het jaarverslag. Het projectteam verwerkte en redigeerde vervolgens de inhoudelijke input van collega's.

Eind november/begin december is de interne uitvraag gedaan voor het dynamische deel van het jaarverslag waaronder het resultatenhoofdstuk. Hierbij zijn onder meer de programmamanagers van de thema's binnen EBN verder meegenomen in de opzet van het jaarverslag en de aanpak in dit Transparantiebenchmark themajaar.

Ook dit jaar is het jaarverslag opgesplitst in een statisch deel (waarvoor geen jaareinddata benodigd zijn) en een dynamisch deel (waarvoor wel eindejaardata nodig zijn) waarvoor een interne uitvraag is gedaan. Het jaarverslag is door het projectteam geschreven. De directie en onze aandeelhouder hebben op verschillende momenten de teksten voorzien van feedback, zowel schriftelijk als mondeling in meetings waarin de teksten zijn besproken. De op deze feedback aangepaste teksten zijn vervolgens geverifieerd door de inhoudelijk betrokken EBN-medewerkers en daarna geaccordeerd. Op deze manier heeft EBN de kwaliteit van de inhoud van het jaarverslag gewaarborgd.



Uiteindelijk zijn het statische en dynamische deel van het jaarverslag samengevoegd tot een compleet verslag bestaande uit dit kernverslag met verschillende uitingen eromheen. Het maatschappelijke deel van het jaarverslag is beoordeeld door een externe accountant, het assurance-rapport is in dit jaarverslag opgenomen op pagina 153. De externe accountant heeft ook de jaarrekening gecontroleerd, de controleverklaring is opgenomen op pagina 141.

De finale conceptversie is voorgelegd aan en besproken in de RvC waarna het commentaar is verwerkt. Het jaarverslag is definitief vastgesteld in de Algemene Vergadering van Aandeelhouders. Tijdens deze vergadering beoordelen de aandeelhouder en de RvC in bijzijn van het directieteam de finale versie van het geïntegreerd financieel en het maatschappelijk jaarverslag en stellen deze vast.

### Het verslaggevingsproces is als volgt opgebouwd:

Strategische review	Directie
Risicoanalyse	Afdelingen
Materialiteitsanalyse	Interne en externe belanghebbenden
Vaststellen materiële onderwerpen	Directie en medewerkers
Bepalen sturingskader	Directie
Check op validiteit proces/data	Internal auditor
Dataverzameling	Onderwerpeigenaren/afdelingen/thema's
Opstellen synopsis	Projectteam
Rapportage statisch deel	Projectteam
Rapportage dynamisch deel	Projectteam
Assurance	Externe accountant

## 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling

In zowel het Integrated Reporting (IR)-framework als de richtlijnen van de GRI Standards staat het materialiteitsprincipe centraal. EBN kijkt hierbij zowel naar de materialiteit van thema's voor de eigen organisatie en activiteiten, maar ook naar haar rol en invloed verder in de keten.

In het waardecreatiemodel op pagina 13 geven we een beschrijving van onze kernactiviteiten en onze positie in de energieketen.

EBN participeert voor een significant deel financieel in olie- en gasactiviteiten en in steeds meer aardwarmteprojecten. De materiële aspecten van deze activiteiten hebben daarom in de verslaglegging van EBN een plaats. Wel is van belang te onderscheiden dat de rol en positie van EBN in de keten niet die van de uitvoerende partij is.

### Materialiteitsbepaling

De driejaarlijkse materialiteitsbepaling vormt de basis voor de inhoud van het jaarverslag. In de zomer van 2018 hebben we een uitgebreide materialiteitsanalyse uitgevoerd, onder andere door middel van een online survey die door interne en externe stakeholders is ingevuld. Op basis van de resultaten kwam een themalijst tot stand die is gevalideerd door het directieteam van EBN.

In 2019 is hier een vervolg aan gegeven en zijn de materiële thema's intern door het directieteam van EBN verder aangescherpt. De set materiële thema's betreft een lijst van 8 thema's met een duidelijke samenhang met de missie en visie en met de strategische pijlers en activiteiten van EBN.

In 2020 heeft EBN een onderzoek laten uitvoeren onder haar stakeholders door een extern adviesbureau. In totaal hebben 154 van de 437 uitgenodigde stakeholders deelgenomen aan het onderzoek via een online vragenlijst. Aan het onderzoek namen stakeholders deel van onder meer energiebedrijven (voornamelijk operators), bracheorganisaties, belangenorganisaties, kennisonderzoeksinstituten, overheden, etc. De respondenten waren voornamelijk bestuurders en managers van deze organisaties.

Met het stakeholderonderzoek heeft EBN haar materiële thema's kwantitatief getoetst. Stakeholders gaven aan de materiële thema's van EBN relevant te vinden en het passend te vinden dat EBN zich op deze thema's richt. De materiële thema's die stakeholders het meest passend vinden voor EBN vallen samen met de strategische pijlers van EBN - Our Dutch Gas, Return to Nature en New Energy (zie voor de ranking van de thema's de illustratie op pagina 24). Voor het kwalitatieve vervolg op het onderzoek hebben de themateams verdiepende gesprekken gevoerd met enkele stakeholders.

### Sturing en rapportage

De directie is eindverantwoordelijk in de sturing op alle materiële aspecten die van invloed zijn op de strategie en het maatschappelijk beleid van EBN. Onze director Strategy & Technology coördineert de totstandkoming van de

strategische jaardoelstellingen en de langetermijndoelen. De directie draagt gezamenlijk verantwoordelijkheid voor het beleid en de prestaties. De RvC toetst de strategische doelen aan de strategie.

De strategische jaardoelstellingen worden door de themateams en afdelingen zelf geformuleerd. Dit zijn de activiteiten die bijdragen aan de langetermijndoelen die gekoppeld zijn aan onze materiële thema's. In hoofdstuk 4 is meer informatie te vinden over de acties en resultaten van 2020. Twee voortgangsbewakers monitoren de voortgang op de strategische jaardoelstellingen en materiële onderwerpen. Zij interviewen elk kwartaal elk themateam en elke afdeling en rapporteren aan het directieteam. De directie evalueert en stuurt waar nodig bij.

Het materiële thema 'creëren van verbindende kracht' is relevant voor alle teams en afdelingen binnen EBN omdat dit de manier is waarop EBN haar rol in de energietransitie vormgeeft.

De connectiviteitsmatrix op pagina 28 geeft inzicht in de koppeling van de materiële thema's aan onze strategische pijlers en de samenhang met de strategische langetermijndoelen. Voor elk materieel thema zijn doelstellingen en een of meerdere KPI's vastgesteld en afgestemd met de betrokken afdelingen. Hoe wij op deze thema's sturen en evalueren staat vermeld in de GRI Standards content index

(pagina 172). De impact die onze materiële thema's hebben op de maatschappij staat beschreven in paragraaf 2.2.

## 7.3 Transparantie

Vanwege het belang dat EBN en haar stakeholders hechten aan transparantie, hebben wij de ambitie om goed te scoren in de Transparantiebenchmark. EBN participeert in dit tweejaarlijkse onderzoek naar de inhoud en kwaliteit van maatschappelijke verslaggeving. In 2019 scoorde EBN met het jaarverslag over 2018 een score van 82,35 punten van de mogelijke 98 en eindigde landelijk als 7e en in de sector als 3e (het target was minimaal 7e positie in de sector). EBN past de GRI Standards (optie Core) toe en hanteert de herziene Nederlandse Corporate Governance Code.

### Disclaimer

In dit verslag rapporteren we over inspanningen en realisatie van doelstellingen in 2020. Daarnaast geven we onze plannen en visie voor de toekomst weer. Deze toekomstgerichte informatie is te herkennen aan woorden als continueren, willen, beogen, voorspellen, verwachting, doel, doelstelling, visie, planning, ambitie, scenario, voornemen en voorspelling. Inherent aan toekomstverwachtingen is dat de uitkomsten onderhevig zijn aan risico's en onzekerheden, en dat realisatie ervan dus niet zeker is.

### Assurance niet-financiële informatie

EBN heeft PwC verzocht de duurzaamheidsinformatie (in de secties Voorwoord, Kerncijfers, Onze organisatie, Onze positie in de energieketen en Resultaten 2020) te beoordelen en hierover een assurance-rapport af te geven met een beperkte mate van zekerheid. Het assurance-rapport vindt u op pagina 153.

### GRI Standards Content index

In bijlage 172 vindt u de GRI Standards Content Index.

### Publicatiedatum jaarverslag 2020

Het jaarverslag van EBN over 2020 is gepubliceerd in maart 2021.

---

## 7.4 Reikwijdte

EBN heeft alleen activiteiten in Nederland. De (indirecte) economische prestaties betreffen EBN en het aandeel in haar deelnemingen. In het hoofdstuk “Resultaten” op pagina 40 en in de Jaarrekening op pagina 95 leggen we hierover verantwoording af. De sociale prestaties betreffen primair EBN. In meer detail worden deze prestaties beschreven in de paragraaf ‘De mensen van EBN’ op pagina 59.

De milieuprestaties inzake emissies, energieverbruik, afval, lozingen en compliance betreffen voornamelijk onze olie- en gasdeelnemingen (de milieuprestaties van EBN zijn gezien de geringe omvang van onze organisatie niet materieel); ze zijn gerelateerd aan de prestaties van de gehele sector die actief is op Nederlands grondgebied. Als leidraad gelden de individuele milieurapportages die olie- en gasoperators in het kader van de ‘Intentieverklaring uitvoering milieubeleid olie- en gaswinningsindustrie’ van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat jaarlijks hebben opgesteld. De Nederlandse operators voegen de milieu- en energieprestaties toe in het zogeheten elektronisch Milieujaarverslag (eMJV). Deze data vormen de basis voor de prestaties, zoals gepresenteerd in dit verslag en het OPI-rapport 2019. In het OPI-rapport worden de operationele prestatie-indicatoren verwerkt, deze indicatoren worden door EBN uitgebreid met data uit het e-MJV. Aangezien de cijfers van 2020 nog niet bekend zijn tijdens dit schrijven zullen deze cijfers via het OPI-rapport naar verwachting in de zomer van 2021 gepubliceerd worden op de EBN-website.

---

## 7.5 Kaders

Alle beschreven prestaties volgen specifieke kaders. Zo is de relatie van bepaalde indicatoren met de jaarlijkse olie- en gasproductie evident en ligt voor enkele indicatoren de relatie met het aantal boringen voor de hand. Kaders worden echter ook gedefinieerd door wet- en regelgeving. Waar relevant worden deze kaders nader omschreven. De resultaten geven een overzicht van EBN's deel (tenzij anders vermeld) in de prestaties van de gehele olie- en gaswinningsindustrie.

De Nederlandse productie van gas, olie en condensaat betreft de fiscaal gerapporteerde gas-, olie- en condensaat-productiecijfers van de operators. De injectie- en productiehoeveelheden van gas in de gasopslag worden gezien als bedrijfsinterne activiteit. Op het moment dat het gas wordt geleverd aan derden, wordt het fiscaal gerapporteerd.

Het energieverbruik van booractiviteiten is niet meegenomen, de CO<sub>2</sub>- en CH<sub>4</sub>-emissies van booractiviteiten wel. Het EBN-deel is berekend als percentage van de gas-condensaat- en olieproductie van EBN op de totale Nederlandse gas-, condensaat- en olieproductie in de milieutechnische en economische prestaties. Voor de sociale prestaties die specifiek de activiteiten van operators betreffen, wordt het aandeel van de gehele industrie (100%) gepresenteerd, aangezien het niet relevant is hiervoor een EBN-deel te vermelden.

## 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen

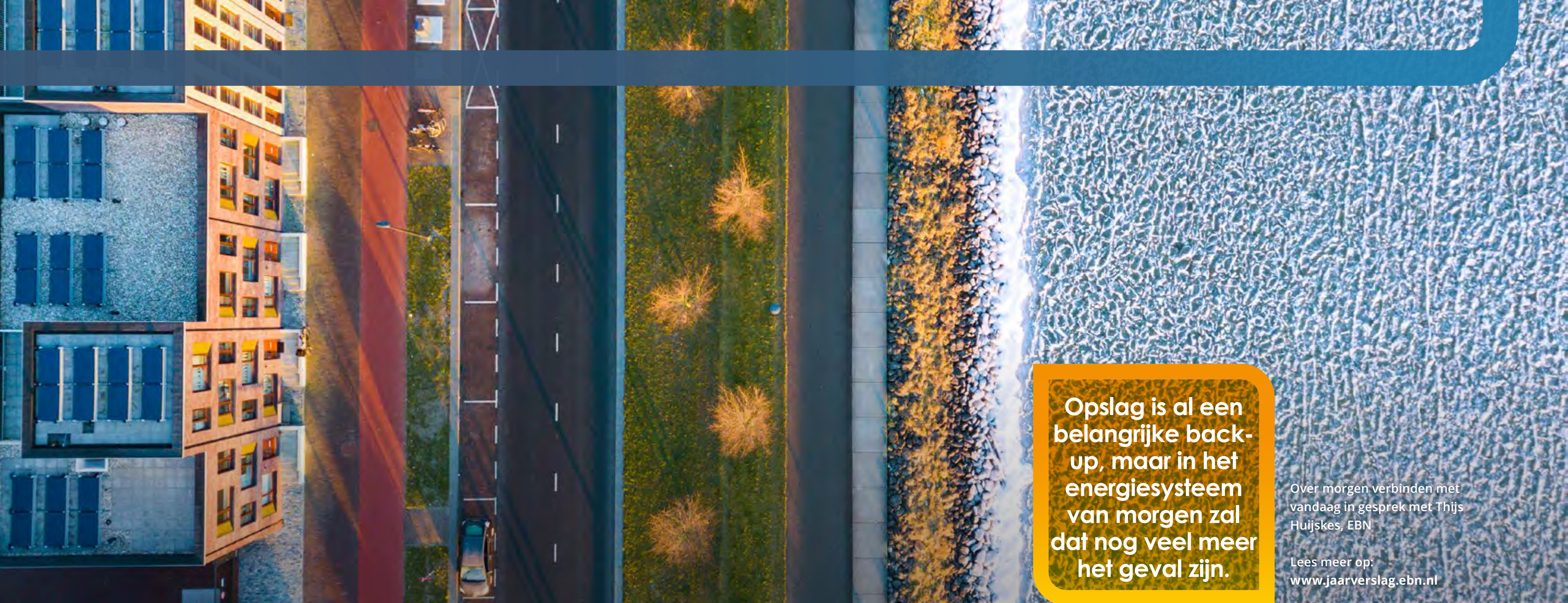
Materieel onderwerp	Indicator/KPI	Methode van meten
Stimuleren van veiligheid	Aantal geo-energie investeringen die getoetst zijn op seismische risico's.	Aantal getoetste geo-energie investeringen die getoetst zijn op seismische risico's over 2020.
	Arbeidsongevallen die hebben geleid tot verzuim (uitgedrukt in Lost Time Accidents of LTA) bij operators.	De indicator heeft betrekking op de arbeidsongevallen die plaatsvinden in de operaties waarin wij deelnemen als non-operating partner. Het aantal dagen verzuim over 2019 wordt gemeten vanaf de eerste dag dat het arbeidsongeval wordt gemeld.
Reduceren van emissies en lozingen	Procentuele wijziging van de CO <sub>2</sub> -eq-emissies per gewonnen kubieke meter in 2019 t.o.v. 2017 op basis van de conversiefactor voor de netwerkverliezen op basis van het IPCC Fourth Assessment Report 'Climate Change 2007'.	Nederlandse operators voeren hun milieu- en energieprestaties in het zogeheten Milieujaarverslag (eMJV) in. Deze cijfers worden in opdracht van EBN door RVO opgesteld zodat een overzicht van de EBN deelnemingen kan worden gemaakt.
Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden	Solvabiliteit	Het eigen vermogen wordt gedeeld door het totale balanstotaal. Beiden gegevens zijn afkomstig uit de geconsolideerde balans van EBN.
	Netto schuld (EUR mln)	Berekend aan de hand van de activa en passiva balansposten op 31 december 2020 uit de geconsolideerde balans van EBN. De eindstanden van de korte- en langetermijnschulden worden afgetrokken van de liquide middelen en de derivaten.
	Winst na belasting (EUR mln)	Deze wordt overgenomen uit de geconsolideerde winst- en verliesrekening van EBN.
Faciliteren van geïnformeerde dialoog & Kennisontwikkeling en -deling	Update van de jaarlijkse Infographic	Publicatie van infographic
	Aantal km SCAN-onderzoek, ten behoeve geschiktheid winning aardwarmte, gereed (derden kunnen gebruikmaken van deze informatie)	Het aantal kilometer SCAN-onderzoek, dat wordt gemeten op basis van de door de aannemer aangeleverde velddata. Deze data bevat ook de navigatiedata (van schot- en receiverpunten). Op basis van de navigatie data wordt vastgesteld wat de exacte lijnlengte is en het aantal kilometers uitgevoerd seismisch onderzoek berekend.
Verbinden van medewerkers	Score Great Place to Work medewerker onderzoek (de zogenaamde Trust Index)	Openbare rapportcijfer van het medewerkerstevredenheidsonderzoek uitgevoerd door de Great Place to Work organisatie.
Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas	Aantal nieuwe aardgasputten geboord	Aantal nieuw geboorde aardgasputten in Nederland met deelname van EBN in enig jaar. Het totaalcijfer wordt geconsolideerd aan de hand van het aantal nieuwe productie, exploratie- en evaluatieputten.



Materieel onderwerp	Indicator/KPI	Methode van meten
	Unit OPEX in EUR ct/m <sup>3</sup> GE	Op basis van gegevens van operators worden de operationele kosten (of OPEX) berekend en afgezet tegen het aantal geproduceerde kubieke meters gas, gemeten in Groningen equivalent (GE).
	KV-Productie 100% miljard m <sup>3</sup> TQ	Op basis van de meest recente gegevens van operators wordt de 100% veld productie van de kleine velden (KV-productie) berekend, gemeten op basis van de in de sector gangbare meetstandaard (TQ).
Het gasvolume wordt gerapporteerd in Nm <sup>3</sup> (0°C bij 1,01325 bar), TQ refereert aan de veld-specifieke Gross Heating Value van het gewonnen gas.	KV-Maturatie 100% miljard m <sup>3</sup> TQ	Op basis van de meest recente gegevens van operators wordt de 100% veldmaturatie van de reserves van de kleine velden (KV-maturatie) berekend, gemeten op basis van de in de sector gangbare meetstandaard (TQ).
	KV-Maturatie 100% miljard m <sup>3</sup> TQ	Op basis van de meest recente gegevens van operators wordt de 100% veld maturatie van de reserves van de kleine velden (KV-maturatie) berekend, gemeten op basis van de in de sector gangbare meetstandaard (TQ). Het gasvolume wordt gerapporteerd in Nm <sup>3</sup> (0°C bij 1,01325 bar), TQ refereert aan de veld-specifieke Gross Heating Value van het gewonnen gas.
	Aantal aardgasopslagen	Aantal ondergrondse aardgasopslagen conform EBN' basisregistraties en administratie.
Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector	Aantal PJ ontwikkeld	Het gaat hier om geothermie projecten waar EBN als mede-investeerder en -ontwikkelaar met haar partners een FID (Final Investment Decision) voor heeft genomen, danwel dat deze projecten reeds verder zijn in het traject naar realisatie en exploitatie. Het aantal PJ per project betreft de hoeveelheid warmte die naar verwachting zal worden geleverd tegen de tijd dat het doublet voorbij een eventuele ingroefase is.
	Procentuele wijziging (t.o.v. 2017) kosten per geleverde GJ	Als onderdeel van de follow-up van het Masterplan Aardwarmte in Nederland (2018) loopt nu het Integrale Kostprijsreductie Programma Aardwarmte. Doel hiervan is op termijn de kosten per GJ aardwarmte te zien dalen, waarbij kosten worden uitgedrukt in de LCOE (Levelized Cost Of Energy); deze grootheid vangt zowel de impact van kostenreducerende als opbrengstverhogende verbeteringen. EBN heeft een model laten ontwikkelen om een en ander te kwantificeren.
Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur	Aantal operationele gasbehandelingslocaties	Aantal op 31 december 2020 actieve gasbehandelingslocaties in Nederland met betrokkenheid van EBN wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van operators. Onder gasbehandelingslocaties verstaan wij het aantal onshore locaties die offshore gas behandelen. EBN is deels eigenaar van deze gasbehandelingslocaties.
	Aantal hergebruikte sites (site blijft staan en krijgt andere invulling)	Aantal in 2020 in hergebruik genomen sites in Nederland met betrokkenheid van EBN wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van operators.
	Aantal DSA's getekend	Aantal per 31-12-2020 getekende DS(M)A's. Een DSA is een overeenkomst waarin de vergunninghouders onderling afspreken hoe ze garanties stellen voor hun deel van de opruimverplichting in een bepaalde vergunning wanneer de resterende waarde van de assets lager is dan de verwachte opruimkosten. Een DSMA is een overeenkomst waarin de vergunninghouders en EBN afspraken maken over de monitoring rol van EBN bij het DSA proces.

Materieel onderwerp	Indicator/KPI	Methode van meten
	Aantal joint ontmantelingscampagnes opgenomen in operator WP&B's 2020	Op basis van de operator WP&B wordt vastgesteld of budget is ingeruimd voor een joint ontmantelingscampagne.
Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem	Hoeveelheid MT aan CO <sub>2</sub> in opslag per jaar in Nederland en in projecten waarin EBN deelneemt	In 2020 was geen sprake van CO <sub>2</sub> -opslag in de Nederlandse ondergrond, zodoende is er ook geen meetmethode aanwezig. De meetmethode is in ontwikkeling en zal komend jaar worden opgenomen.
	Aantal CCS projecten naar FID gebracht	Aantal door de directie ondertekende FID's voor CCS projecten.
	Aantal operationele energieopslag in een zoutcaverne	In 2020 was geen sprake van energieopslag (met EBN betrokkenheid) in de Nederlandse ondergrond, zodoende is er ook geen meetmethode aanwezig. De meetmethode is in ontwikkeling en zal komend jaar worden opgenomen.
Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeem-integraties in de Nederlandse energietransitie	Aantal ton geproduceerde extra blauwe waterstof waar EBN samen met partners in investeert	In 2020 heeft EBN geen blauwe waterstof geproduceerd, zodoende is er ook geen meetmethode aanwezig. De meetmethode is in ontwikkeling en zal komend jaar worden opgenomen.
	Aantal m <sup>3</sup> groene waterstof geproduceerd in projecten waar EBN in investeert	In 2020 heeft EBN geen groene waterstof geproduceerd, zodoende is er ook geen meetmethode aanwezig. De meetmethode is in ontwikkeling en zal komend jaar worden opgenomen.
	Aantal pilots voor wijkcentrale met waterstof bijstook	Vast te stellen door het aantal in 2020 getekende samenwerkingsovereenkomsten met partners voor een pilot betreffende wijkcentrale met waterstof bijstook op te tellen.
	Masterplan groen gas afronden	Op 30 maart 2020 heeft de minister van EZK de Routekaart Groen Gas naar de Tweede Kamer gestuurd. EBN heeft hieraan bijgedragen met informatie en een eigen analyse van de mogelijkheden voor het hergebruik van mijnbouwlocaties voor groengasproductie.
	Aantal bcm groen gas	In 2020 heeft EBN geen groene waterstof geproduceerd, zodoende is er ook geen meetmethode aanwezig. De meetmethode is in ontwikkeling en zal komend jaar worden opgenomen.
	Aantal deelnames in joint ventures voor innovatie van groen gas	Vast te stellen door het aantal in 2020 getekende aandeelhoudersovereenkomsten voor deelname in een joint venture voor innovatie van groen gas op te tellen.
	Aantal deelnames aan regionale hubs voor groen gas	Het aantal regionale hubs waarvoor in 2020 een samenwerkingsovereenkomst is getekend voor de ontwikkeling van tenminste één groengasproject.





**Opslag is al een belangrijke back-up, maar in het energiesysteem van morgen zal dat nog veel meer het geval zijn.**

Over morgen verbinden met vandaag in gesprek met Thijs Huijskes, EBN

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

# 8. Jaarrekening

**Met wind en zon alleen komen we er niet.**



## Geconsolideerde winst-en-verliesrekening en overzicht totaalresultaat

In EUR mln

	noot	2020	2019
<b>omzet</b>	2	1.198	2.194
<b>overige baten</b>	2	22	12
<b>bedrijfslasten:</b>			
heffingen		8	7
operationele kosten	3	1.161	1.264
afschrijvingen	4	558	586
bedrijfslasten		1.727	1.857
<b>bedrijfsresultaat</b>		<b>- 507</b>	<b>349</b>
financiële baten	5	29	60
financiële lasten	5	- 60	- 106
netto-resultaat geassocieerde deelnemingen	6	33	29
<b>resultaat voor belastingen</b>		<b>- 505</b>	<b>332</b>
belastingen	7	141	- 76
<b>resultaat boekjaar</b>	8	<b>- 364</b>	<b>256</b>
overig niet-gerealiseerd totaalresultaat na belastingen		- 1	-
<b>totaalresultaat boekjaar</b>		<b>- 365</b>	<b>256</b>



## Geconsolideerde balans (voor winstbestemming)

in EUR mln

ACTIVA	noot	31-12-2020	31-12-2019
<b>Vaste activa</b>			
materiële vaste activa	9	2.020	2.480
deelnemingen en overige langlopende vorderingen	10	104	105
overige effecten	11	853	-
latente belastingvorderingen	7	94	40
derivaten	19	57	55
		<b>3.128</b>	<b>2.680</b>
<b>Vlottende activa</b>			
overige effecten	11	1.666	2.609
voorraden	12	27	30
debiteuren en overige vorderingen	13	173	210
belastingvorderingen	7	305	140
derivaten	19	-	98
liquide middelen	11	600	760
		<b>2.771</b>	<b>3.847</b>
<b>Totaal</b>		<b>5.899</b>	<b>6.527</b>

PASSIVA	noot	31-12-2020	31-12-2019
<b>Eigen vermogen</b>			
aandelenkapitaal	14	128	128
agioreserve		450	450
ingehouden winst		-186	197
		<b>392</b>	<b>775</b>
<b>Langlopende schulden</b>			
opgenomen leningen	16	540	532
voorzieningen (langlopend)	15	4.039	3.993
overige langlopende schulden	17	89	117
		<b>4.668</b>	<b>4.642</b>
<b>Kortlopende schulden</b>			
opgenomen leningen	16	22	467
crediteuren	18	118	70
voorzieningen (kortlopend)	15	362	235
overige kortlopende schulden	18	337	338
		<b>839</b>	<b>1.110</b>
<b>Totaal</b>		<b>5.899</b>	<b>6.527</b>

## Geconsolideerd mutatieoverzicht van het eigen vermogen

in EUR mln

	aandelen kapitaal	agioreserve	ingehouden winst	totaal eigen vermogen
<b>stand per 1 januari 2019</b>	128	-	151	279
winst boekjaar	-	-	256	256
overig niet-gerealiseerd totaalresultaat na belastingen	-	-	-	-
<b>totaalresultaat boekjaar</b>	-	-	<b>256</b>	<b>256</b>
bijzondere winstuitkering	-	-	-210	-210
kapitaalstorting in de agioreserve	-	450	-	450
<b>stand per 31 december 2019</b>	<b>128</b>	<b>450</b>	<b>197</b>	<b>775</b>
verlies boekjaar	-	-	-364	-364
overig niet-gerealiseerd totaalresultaat na belastingen	-	-	-1	-1
<b>totaalresultaat boekjaar</b>	-	-	<b>-365</b>	<b>-365</b>
dividend voorgaand jaar	-	-	-18	-18
<b>stand per 31 december 2020</b>	<b>128</b>	<b>450</b>	<b>-186</b>	<b>392</b>

## Geconsolideerd kasstroomoverzicht

In EUR mln

	noot	2020	2019
<b>Kasstroom uit operationele activiteiten</b>			
totaalresultaat boekjaar	8	-364	256
herleiding naar netto kasstromen:			
- belastingen ten laste van resultaat gebracht	7	-141	76
- afname/(toename) materiële vaste activa (exclusief investeringen)	21	598	299
- netto-resultaat deelnemingen	6	-33	-29
- afname/(toename) in kortlopende vorderingen en voorraden	12, 13	40	67
- (afname)/toename schulden (exclusief leningen en schuld aan de Staat)	21	36	-37
- mutatie voorzieningen	15	173	754
- ongerealiseerde financiële baten en lasten	21	21	23
betaalde interest		-46	-32
ontvangen interest		28	7
betaalde minus ontvangen vennootschapsbelasting		-82	-221
		594	907
<b>nettokasstroom uit operationele activiteiten</b>		<b>230</b>	<b>1.163</b>

In EUR mln

	noot	2020	2019
<b>Kasstroom uit investeringsactiviteiten</b>			
investeringen materiële vaste activa (exclusief recht van gebruik asset)	9	-135	-220
ontvangen dividend deelnemingen	10	34	30
<b>nettokasstroom uit investeringsactiviteiten</b>		<b>-101</b>	<b>-190</b>
<b>Kasstroom uit financieringsactiviteiten</b>			
betaalde dividenduitkering en bijzondere winstuitkeringen	14	-36	-52
aflossing leningen	16	-404	-328
afwikkeling derivaat gerelateerd aan de afgeloste lening	16	87	-
ontvangen leningen	16	4	3
mutatie in overige effecten	11	90	-342
toename/(afname) onderpand derivaten	16	-30	13
<b>nettokasstroom uit financieringsactiviteiten</b>		<b>-289</b>	<b>-706</b>
Mutatie liquide middelen		-160	267
Stand liquide middelen per 1 januari		760	493
Stand liquide middelen per 31 december		600	760

---

## Toelichting op de geconsolideerde jaarrekening

### (1) Algemeen

EBN B.V. is statutair gevestigd op de Daalsesingel 1, 3511 SV Utrecht, in Nederland. De vennootschap is geregistreerd bij het handelsregister van de Kamer van Koophandel onder nummer 14026250. In de geconsolideerde jaarrekening voor het jaar geëindigd op 31 december 2020 zijn opgenomen EBN B.V. en haar dochterondernemingen EBN Capital B.V., EBN Aardwarmte B.V. en EBN CCS B.V. (tezamen EBN genoemd). Alle aandelen van EBN B.V. worden gehouden door de Staat der Nederlanden (de 'Staat').

EBN richt zich op de participatie in activiteiten op het gebied van opsporing en winning van gas en olie in Nederland en het Nederlandse deel van het Continentaal Plat. EBN participeert eveneens in aardwarmteprojecten, ondergrondse gasopslagen en in transport- en gasbehandelingsinstallaties. Daarnaast neemt EBN met het in 2020 verkregen mandaat van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat deel in CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag projecten.

### Overeenstemmingsverklaring

De geconsolideerde jaarrekening is opgesteld in overeenstemming met International Financial Reporting Standards (IFRS) en uitspraken van het International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) zoals van kracht per

31 december 2020 en zoals aanvaard binnen de Europese Unie en, voor zover van toepassing, met Titel 9 Boek 2 van het in Nederland geldende Burgerlijk Wetboek (BW).

De enkelvoudige winst- en-verliesrekening is opgesteld met gebruikmaking van de vrijstelling uit 2:402 Burgerlijk Wetboek. De jaarrekening van EBN B.V. per 31 december 2020 is opgemaakt door de directie en ondertekend door de directeur en 5 commissarissen op 8 maart 2021. De algemene vergadering is voornemens de jaarrekening op 24 maart 2021 vast te stellen.

### Basis voor consolidatie

In de geconsolideerde jaarrekening zijn de cijfers verwerkt van EBN en van de entiteiten waarover EBN zeggenschap heeft. EBN heeft zeggenschap over een dochteronderneming indien zij op basis van haar betrokkenheid bij de entiteit is blootgesteld aan, dan wel recht heeft op, variabele resultaten en het vermogen heeft die resultaten te beïnvloeden aan de hand van haar zeggenschap over de entiteit. De jaarrekeningen van de dochterondernemingen worden opgesteld op basis van dezelfde grondslagen als EBN. Alle transacties, saldi, baten en lasten binnen de groep worden bij de consolidatie geëlimineerd. De resultaten van dochterondernemingen die in de loop van het jaar zijn verworven of afgestoten, worden in de geconsolideerde winst-en-verliesrekening en overzicht totaalresultaat opgenomen vanaf de datum van verkrijgen van

zeggenschap respectievelijk tot de datum van afstoting, al naar gelang van toepassing.

EBN Capital B.V. ('EBN Capital'), EBN Aardwarmte B.V. ('EBN Aardwarmte') en EBN CCS B.V. ('EBN CCS') te Utrecht zijn de enige dochtermaatschappijen van EBN. EBN Capital (100% deelneming) participeert in verzamelleidingen voor gastransport (F3/A6 extensie-pijpleiding, K13-Den Helder pijpleiding, K13 extensie-pijpleiding, NGT-extensie en NOGAT) en in de Gasopslag Bergermeer. EBN Aardwarmte (100% deelneming) participeert in aardwarmteprojecten. EBN CCS (100% deelneming) participeert in het CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag project 'Porthos'.

### Samenwerkingsverbanden

EBN oefent haar activiteiten uit in samenwerkingsverbanden die in contractuele overeenkomsten (samenwerkingsovereenkomsten of 'Joint Operating Agreement') zijn geregeld. EBN heeft de zeggenschap, stemrechten, rechten en verplichtingen die voortvloeien uit deze overeenkomsten beoordeeld. De conclusie is dat, behalve voor NGT-Extensie, EBN gezamenlijke zeggenschap heeft met één of meer partners in de overeenkomsten en die aanmerken als gezamenlijke bedrijfsactiviteiten ('joint operations'). EBN heeft, samen met de andere partijen in de gezamenlijke overeenkomst, rechten op de activa en verplichtingen voor de schulden die verband houden met de overeenkomsten. In de jaarrekening van EBN is



haar belang in die gezamenlijke bedrijfsactiviteiten ('joint operations') verwerkt door de activa, verplichtingen, opbrengsten en lasten voor haar aandeel op te nemen. De belangrijkste gezamenlijke bedrijfsactiviteiten op basis van de boekwaarde van de materiële vaste activa per 31 december 2020 zijn als volgt:

Naam	Belang	Operator	Vestigingsplaats operator
Groningen	40%	NAM	Assen
JDA Unit	40%	NAM	Assen
Schoonebeek	40%	NAM	Assen
A&B Unit	47%	PETROGAS	Rijswijk
L05a	40%	NEPTUNE	Zoetermeer
Bergermeer UGS	38%	TAQA	Alkmaar
Noord Friesland	40%	NAM	Assen
K04b/K05a	50%	TOTAL	Den Haag
M07/L09	50%	NAM	Assen
K18b Golf unit	50%	WINTERSHALL	Rijswijk

### Geassocieerde deelnemingen en joint ventures

EBN neemt voor 40% deel in GasTerra B.V. ('GasTerra') gevestigd in Groningen en met hoofdactiviteit het handelen in aardgas. Daarnaast heeft EBN een deelname van 45% in NOGAT B.V. ('NOGAT') gevestigd in Zoetermeer en met hoofdactiviteit aardgastransport vanaf de Noordzee.

EBN heeft samen met partners drie geothermie-ondernemingen: Warmtebron LEAN B.V. ('Warmtebron LEAN'; 40% deelname) te Bunnik, Geothermie Plukmade B.V. ('Geothermie Plukmade'; 30% deelname) te Breda en Geocombinatie Leeuwarden B.V. ('Geocombinatie Leeuwarden'; 30% deelname) te Dokkum. Deze drie geothermie-deelnemingen hebben als hoofdactiviteit onderzoek en ontwikkeling van aardwarmte in respectievelijk Utrecht, Friesland en Noord-Brabant.

Voor de ontwikkeling van het CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag project 'Porthos' heeft EBN samen met partners de Porthos Development C.V. ('Porthos Development'; 33,3% deelname) te Utrecht opgericht.

Voor het NGT-Extensie samenwerkingsverband heeft EBN geen gezamenlijk zeggenschap als bedoeld in IFRS 11, als gevolg waarvan haar belang wordt verwerkt volgens IAS 28. Omdat feiten en omstandigheden (o.a. door de zeggenschap bij besluitvoering) tot de conclusie leiden dat EBN invloed van betekenis op NGT-Extensie uitoefent, wordt

12% belang NGT-Extensie volgens de 'equity'-methode verwerkt en als geassocieerde deelneming gepresenteerd. NGT-Extensie is gevestigd in Zoetermeer en heeft als hoofdactiviteit aardgastransport vanuit de Noordzee.

### Schattingen en oordelen

Voor het opstellen van de jaarrekening moeten schattingen en beoordelingen worden gemaakt. Deze hebben consequenties voor de gerapporteerde bedragen voor activa en passiva, baten en lasten en de daaraan gerelateerde rapportage van voorwaardelijke activa en passiva op de datum van de jaarrekening. De resultaten kunnen door dergelijke schattingen en beoordelingen worden beïnvloed. In de hier navolgende paragrafen worden de grondslagen toegelicht welke het management het belangrijkste acht en welke vanwege intrinsieke onzekerheid veelal het lastigst te voorspellen zijn. Aanvullend verwijzen wij naar het onderdeel 'Bijzondere waardeverminderingen' waarin eveneens informatie is opgenomen omtrent veronderstellingen en schattingsonzekerheden die ten grondslag liggen aan de realiseerbare waarde van een vast actief.

### Opruimkosten

De voorziening opruimkosten en de activering van opruimkosten op de balans is gebaseerd op informatie van operators. EBN beoordeelt deze informatie op basis van haar eigen kennis en ervaring en past deze waar nodig aan. De uiteindelijke opruimkosten zijn onzeker

en kostenschattingen kunnen variëren als gevolg van verschillende factoren, zoals marktprijzen, veranderingen in wettelijke eisen, nieuwe opruimtechnieken of ervaring. De verwachte timing en omvang van de kosten kunnen veranderen als gevolg van bijvoorbeeld verandering in gas- en oliereserves of veranderingen in wet- en regelgeving of de interpretatie ervan. Bij het vaststellen van de voorziening opruimkosten worden derhalve belangrijke schattingen en aannames gemaakt. Substantiële herzieningen van de voorziening kunnen dus toekomstige resultaten beïnvloeden (zie noot 15).

### Reserves

De Unit of Production (UOP) afschrijving is gebaseerd op de schattingen van EBN van de gas- en oliereserves en productieprofielen. EBN bepaalt de gas- en oliereserves volgens de definities zoals ze door de Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) en Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) zijn vastgelegd in het Petroleum Resources Management Systeem 2020 (PRMS). De reserves gebruikt voor de afschrijving zijn gebaseerd op de huidige schattingen van EBN van bewezen en waarschijnlijke ontwikkelde reserves (PRMS categorie 1) en daarbij behorende productieprofielen. Schattingen van reserves zijn per definitie onnauwkeurig en gebaseerd op interpretaties die in de tijd kunnen veranderen op basis van nieuwe informatie zoals verkregen uit

boringen van nieuwe putten, reservoir productiegedrag of veranderingen in economische factoren (onder andere prijsverwachtingen). Dit kan resulteren in opwaartse of neerwaartse aanpassingen van de reserves. Veranderingen in reserves hebben een effect op de toekomstige afschrijvingen en de realiseerbare waarde van productie activa (zie eveneens toelichting op de grondslagen van de 'Materiële vaste activa' in noot 9).

### Voorzieningen als gevolg van aardbevingen

De voorziening voor kosten als gevolg van aardbevingen in de provincie Groningen is gebaseerd op informatie van de operator en publieke informatie. Deze voorziening heeft vooral betrekking op schadeherstel, bouwkundige versterkingen van gebouwen, versterking van de infrastructuur, compensatiemaatregelen en waardedaling. De aannames die worden gebruikt voor de schatting voor deze voorziening zijn gebaseerd op reeds gedane uitkering, ervaring, statistische informatie en modellen en interne of externe onderzoeken en informatie van de operator. De uiteindelijke hoogte van de kosten is onder andere afhankelijk van de omvang van de schade en adviezen, taxatie van experts en/of bilaterale afspraken en kan dus afwijken van de huidige verwachte kosten (zie noot 15).

### Realiseerbare waarde

De berekening van de realiseerbare waarde van activa is mede gebaseerd op schattingen van de reserves, produc-

tieprofielen, toekomstige verkoopprijzen, operationele kosten, exploratie potentieel, verwachte investeringen en aardbeving gerelateerde uitgaven en de disconteringsvoet. Toekomstige gebeurtenissen kunnen een invloed hebben op deze voorspellingen en schattingen waardoor de realiseerbare waarden kunnen veranderen (zie noot 9).

## (2) Grondslagen voor de waardering en winstbepaling

De jaarrekening is opgesteld op basis van historische kosten en op 'going concern' basis, tenzij anders vermeld.

### International Financial Reporting Standards (IFRS)

De volgende standaarden, aanpassingen van standaarden en interpretaties zijn door de Europese commissie goedgekeurd en zijn verplicht van toepassing voor het boekjaar startend op 1 januari 2020.

### Aanpassingen van de verwijzingen naar het conceptueel kader in de IFRS-standaarden

De IASB heeft het Conceptual Framework herzien. De IASB heeft ook referenties in standaarden bijgewerkt, zodat deze naar het nieuwe Framework verwijzen, maar het heeft geen consequente wijzigingen in standaarden aangebracht om de wijzigingen in het raamwerk te weerspiegelen, zoals het wijzigen van de definities van activa

en passiva in de standaarden. Deze aanpassing heeft geen impact op de jaarrekening van EBN.

### **Aanpassing van IAS 1 en IAS 8: Definitie van materialiteit**

De IASB heeft de wijzigingen in de definitie van materieel doorgevoerd, informatie is van materieel belang indien redelijkerwijze mag worden verwacht dat weglating, onjuiste weergave of versluiting daarvan van invloed zal zijn op beslissingen die de primaire gebruikers van de jaarrekening voor algemeen gebruik nemen op basis van die jaarrekening, waarin financiële informatie over een specifieke verslaggevende entiteit wordt verstrekt. Of informatie van materieel belang is, is afhankelijk van de aard of omvang van de informatie, of van beide. Een entiteit beoordeelt in de context van haar jaarrekening als geheel of informatie, hetzij op zichzelf, hetzij in combinatie met andere informatie, van materieel belang is. Informatie wordt versluit als deze op zodanige wijze wordt meegegeed dat dit eenzelfde effect op primaire gebruikers van de jaarrekening sorteert als weglating of onjuiste weergave van de informatie in kwestie. Deze aanpassing heeft geen impact op de jaarrekening van EBN.

### **Aanpassing van IFRS 3 Bedrijfscombinaties**

De IASB heeft met de wijzigingen van de definitie business in IFRS 3 Bedrijfscombinaties aangepast en verduidelijkt. Een "business" is nu gedefinieerd als "een geïntegreerd

geheel van activiteiten en activa dat kan worden geëxploiteerd om goederen en/of diensten aan klanten te leveren, of beleggingsopbrengsten of andere opbrengsten uit gewone bedrijfsactiviteiten te genereren". Een "business" bestaat uit "inputs" en op die "inputs" toegepaste processen waarmee aan de productie van "outputs" kan worden bijgedragen. Deze aanpassing heeft geen impact op de jaarrekening van EBN.

### **Hervorming van de rentevoetbenchmark (wijzigingen in IFRS 9, IAS 39 en IFRS 7)**

De wijzigingen vereisen kwalitatieve en kwantitatieve toelichtingen om gebruikers van jaarrekeningen in staat te stellen te begrijpen hoe de hedging relaties van een entiteit worden beïnvloed door de onzekerheid die voortvloeit uit de hervorming van de rentevoet benchmark. Deze aanpassing heeft geen impact op de jaarrekening van EBN.

### **Nieuwe en gewijzigde standaarden welke nog niet van kracht zijn**

De nieuwe standaarden, gewijzigde standaarden en interpretaties die nog niet van kracht zijn of nog niet door de Europese Unie zijn bekrachtigd worden door EBN niet toegepast. De verwachting is dat dit niet van toepassing zal zijn of beperkte gevolgen hebben voor de jaarrekening van EBN vanaf het jaar van toepassing.

### **Omrekening buitenlandse valuta**

De functionele valuta en presentatievaluta van EBN is de euro. Commerciële transacties en opgenomen leningen in vreemde valuta worden in de administratie verwerkt tegen de wisselkoersen die gelden op de dag van de transacties. Monetaire balansposten in vreemde valuta worden omgerekend tegen de wisselkoers per balansdatum. Koersverschillen die voortvloeien uit de afwikkeling van deze transacties en uit de omrekening van monetaire balansposten worden in het resultaat verwerkt.

### **Onderscheid tussen activa en verplichting naar termijnen**

Een actief wordt als vlottend aangemerkt als het naar verwachting binnen 12 maanden na balansdatum wordt gerealiseerd. Een verplichting of schuld wordt als kortlopend aangemerkt als deze binnen 12 maanden na balansdatum wordt afgewikkeld. Indien er een onvoorwaardelijk recht bestaat om de betaling uit te stellen voor tenminste 12 maanden is er sprake van een langlopende schuld.

### **Materiële vaste activa**

De materiële vaste activa worden gewaardeerd tegen de aanschafwaarde onder aftrek van afschrijvingen en eventuele bijzondere waardeverminderingen. Vervangingsinvesteringen worden geactiveerd voor zover wordt voldaan aan de IAS 16 algemene activeringscriteria.

De geschatte kosten van buitengebruikstelling, ontmanteling en verwijdering van platforms en overige ondergrondse installaties worden geactiveerd, als onderdeel van de aanschaffingswaarde van het betreffende materieel vast actief.

Een materieel vast actief wordt niet langer in de balans opgenomen wanneer het wordt afgestoten of wanneer er geen toekomstige economische voordelen meer worden verwacht uit het verdere gebruik, of in geval van teruggave van de vergunning. Een eventuele bate of last voortvloeiend uit het niet langer in de balans opnemen van het actief, wordt in het resultaat verwerkt.

### Exploratie- en evaluatieactiva

Uitgaven voor onderstaande activiteiten worden geactiveerd als onderdeel van de exploratie- en evaluatieactiva in aanleg: acquisitie van opsporingsvergunningen, exploratieboringen inclusief test, sampling (monsternamen) en activiteiten in relatie tot evaluatie van de technische en commerciële mogelijkheid om koolwaterstoffen te winnen. Als blijkt dat een exploratieput droog is, worden deze uitgaven vervolgens ten laste van het resultaat gebracht en verantwoord onder afwaarderingen in de operationele kosten (noot 3).

Niet geactiveerd worden uitgaven voor topografisch, geologisch, geochemisch en geofysisch onderzoek, tenzij

ze samenhangen met reeds bestaande en aangetoonde velden.

Exploratie- en evaluatiekosten die meer dan 12 maanden op de balans staan, worden ten laste van het resultaat (onder afwaarderingen, gerubriceerd onder noot 3 'Operationele kosten') gebracht, tenzij:

- zij zich in een gebied bevinden waar omvangrijke investeringen zijn vereist voordat de productie kan beginnen, of
- commercieel winbare hoeveelheden zijn aangetroffen, of
- verdere exploratie- of evaluatieactiviteiten plaatsvinden, dat wil zeggen additionele exploratieputten worden geboord of daartoe bestaan vastomlijnde plannen voor de nabije toekomst.

EBN beoordeelt regelmatig of activering van de uitgaven voor exploratieboringen nog voldoet aan de hierboven genoemde criteria en of de boringen kunnen worden voortgezet. Exploratieputten die langer dan 12 maanden op de balans staan, worden nog aanvullend beoordeeld om vast te stellen of de feiten en omstandigheden zijn gewijzigd en of bovengenoemde voorwaarden nog van toepassing zijn.

Exploratie- en evaluatieboringen in aanleg en investeringen en boringen in aanleg worden gerubriceerd als boringen of productie, transport en opslagfaciliteiten vanaf de start van productie of ingebruikname.

### Inbrengvergoedingen

De kosten van betaalde inbrengvergoedingen – 'farm in' kosten in opsporingsvergunningen – worden geactiveerd en afgeschreven op basis van de Unit of Production methode (UOP).

### Afschrijvingen

De materiële vaste activa worden afgeschreven op basis van de Unit for Production methode of op lineaire basis over de verwachte gebruiksduur. De afschrijvingsmethode per categorie is als volgt:

Categorie	Afschrijvingsmethode
Productie, transport, opslag en overige	Unit of production methode en lineaire basis
Boringen	Unit of production methode
Activering opruimkosten	Unit of production methode en lineaire basis
Exploratie en evaluatie boringen	Unit of production methode

Materiële vaste activa voor de gas- en oliewinning worden afgeschreven op basis van de Unit of Production methode. Deze methode is gebaseerd op de schattingen van EBN van de bewezen en waarschijnlijke ontwikkelde reserves (PRMS categorie 1) en productieprofielen volgens de definities zoals ze door de Society of Petroleum Engineers (SPE),



World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) en Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) zijn vastgelegd in het Petroleum Resources Management Systeem 2020.

De Unit of Production-percentages voor het boekjaar geven de verhouding weer tussen de productie over het jaar en de bewezen en waarschijnlijke ontwikkelde reserves (PRMS categorie 1) aan het begin van het jaar. Deze reserves worden bepaald door de reserves ultimo boekjaar te verhogen met de productie over het jaar.

De overige materiële vaste activa worden op lineaire basis afgeschreven over de verwachte gebruiksduur. In eerste instantie wordt daarbij uitgegaan van 20 jaar voor hoofdtransportleidingen en 30 jaar voor faciliteiten voor ondergrondse opslag van aardgas. Voor bedrijfsgebouwen geldt een gebruiksduur van 10 jaar. Op bedrijfsterreinen wordt niet afgeschreven.

De geschatte resterende levensduur van de materiële vaste activa wordt elk jaar getoetst op basis van het toekomstige gebruikspatroon. Indien er wijzigingen optreden, wordt de afschrijvingsmethode aangepast om de bijgestelde levensduur en het bijbehorende toekomstige gebruikspatroon weer te geven. Het effect hiervan wordt verwerkt in de winst-en-verlies rekening van de huidige en/of toekomstige perioden (prospectief).

### Financieringskosten projecten ('borrowing costs')

Financieringskosten van projecten worden geactiveerd. Het gehanteerde rentepercentage gedurende het boekjaar wordt gebaseerd op het gemiddelde rentepercentage voor de langlopende leningen van het boekjaar.

### Leases

Voor elk leaseovereenkomst beoordeelt EBN of het een leasecomponent bevat. Een contract is, of bevat, een leaseovereenkomst indien het contract in ruil voor een vergoeding het recht verleent gedurende een bepaalde periode de zeggenschap over het gebruik van een geïdentificeerd actief uit te oefenen. Voor elke leaseovereenkomst waarbij EBN huurder is, berekent EBN een gebruiksrecht en een overeenkomstige leaseverplichting, behalve voor kortlopende leaseovereenkomsten (gedefinieerd als leaseovereenkomsten met een leaseperiode van 12 maanden of minder) en leaseovereenkomsten met een waarde van € 5.000,- of minder. Voor deze huurcontracten verantwoordt EBN de leasebetalingen lineair als operationele kosten in de winst-en-verliesrekening.

Het gebruiksrecht van een leaseovereenkomst wordt initieel gewaardeerd tegen de contante waarde van de leasebetalingen en wordt op lineaire basis van het huurtermijn afgeschreven. Het gebruiksrecht is gepresenteerd onder de materiële vaste activa.

De leaseverplichting wordt initieel gewaardeerd tegen de contante waarde van de toekomstige leasebetalingen, verdisconteerd middels de impliciete rentevoet in de huur-overeenkomst. Indien dit percentage niet eenvoudig kan worden bepaald, maakt de huurder gebruik van de marginale rentevoet. De marginale rentevoet wordt bepaald op basis van de risicovrije marktrente, verhoogd met een specifiek voor EBN geldende risico-opslag voor eenzelfde duur en met eenzelfde zekerheid als waartegen EBN Groep zou financieren voor de verkrijging van een vergelijkbaar actief.

### Geassocieerde deelnemingen

Een geassocieerde deelneming is een belang in een geheel waarin EBN invloed van betekenis heeft, maar geen beslissende zeggenschap kan uitoefenen.

De geassocieerde deelnemingen worden verwerkt op basis van de 'equity'-methode. Dat houdt in dat het aandeel van EBN in een geassocieerde deelneming wordt bepaald op het EBN-aandeel in de netto activa van deze deelnemingen, verminderd met een eventuele bijzondere waardevermindering.

Het belang van EBN bij de winst of het verlies van de geassocieerde deelneming wordt opgenomen in het resultaat. Wanneer het aandeel van EBN in het verlies van een geassocieerde deelneming de boekwaarde van deze

deelneming – inclusief eventuele andere langetermijnvorderingen die onderdeel zijn van de netto investering – overtreft, wordt de boekwaarde tot nihil teruggebracht. Er worden geen verdere verliezen verantwoord, tenzij EBN verplichtingen van de geassocieerde deelneming op zich heeft genomen via een garantie of andere verplichting. Ongerealiseerde winsten en verliezen uit transacties met geassocieerde deelnemingen worden geëlimineerd naar verhouding van het EBN-aandeel in deze deelnemingen.

### Bijzondere waardeverminderingen

Jaarlijks wordt op balansdatum beoordeeld of er aanwijzingen zijn dat de boekwaarde van een vast actief (een materieel of financieel vast actief) boven de realiseerbare waarde (de hoogste van indirecte en directe opbrengstwaarde) ligt. In dat geval wordt overgegaan tot een analyse ter identificatie van een mogelijke benodigde bijzondere waardevermindering ('impairment').

Wanneer een actief niet in ruime mate zelfstandig voor een instroom van kasmiddelen zorgt, wordt de realiseerbare waarde (zie ook paragraaf 'Schattingen en oordelen') bepaald voor de kasstroom genererende eenheid waartoe het actief behoort. Voor EBN komt in het algemeen bij de materiële vaste activa een kasstroom genererende eenheid overeen met een verkoopcontract. Daarnaast kunnen 'hubs' (hoofdplatform en satellieten) gehanteerd worden als kasstroom genererende eenheid. Bij de indi-

recte opbrengstwaarde methode worden de geschatte toekomstige kasstromen contant gemaakt tegen een disconteringsvoet vóór belastingen, gebaseerd op de marktrente plus een opslag voor de specifieke risico's van het actief. EBN gebruikt hiervoor de WACC (Weighted Average Cost of Capital) en voor exploratie- en productieactiviteiten bedraagt deze 6% voor belastingen.

Wanneer de realiseerbare waarde van een actief lager is dan de boekwaarde, wordt de boekwaarde afgeboekt tot de realiseerbare waarde. Een bijzondere waardevermindering wordt, eventueel ten dele, teruggedraaid bij een wijziging in de schatting die van belang is voor de bepaling van de realiseerbare waarde. Bijzondere waardeverminderingen worden op een afzonderlijke regel in het geconsolideerd overzicht van gerealiseerde en niet-gerealiseerde resultaten opgenomen.

Voor meer detail omtrent de veronderstellingen, schattingonzekerheden en een sensitiviteits-analyse met betrekking tot bijzondere waardeverminderingen verwijzen wij naar noot 9.

### Financiële instrumenten

#### Classificatie

Alle financiële activa worden gewaardeerd tegen geamortiseerde kostprijs, reële waarde via niet gerealiseerde resultaten of reële waarde via de winst- en verliesrekening. De

classificatie is afhankelijk van het bedrijfsmodel dat EBN hanteert voor het houden van deze financiële activa en de karakteristieken van met de financiële activa gegenereerde kasstromen.

#### Verwerking bij eerste opname

Aankopen en verkopen van financiële instrumenten worden verantwoord op transactiedatum. EBN neemt een financieel actief niet langer op in de balans als de contractuele rechten op de kasstromen uit het actief aflopen, of als EBN de contractuele rechten op de ontvangst van de kasstromen uit het financieel actief overdraagt door middel van een transactie, waarbij alle aan het eigendom van dit actief verbonden risico's en voordelen worden overgedragen. De verwerking bij eerste opname vindt plaats tegen reële waarde.

#### Financiële activa en verplichtingen tegen geamortiseerde kostprijs

Deze categorie financiële instrumenten omvat deposito's, geldmarktfondsen, obligaties (inclusief commercial paper), handelsdebiteuren en overige vorderingen, verstrekte leningen, opgenomen leningen en overige financieringsverplichtingen, handelsschulden en overige te betalen posten. Deze financiële instrumenten worden bij de eerste opname verwerkt tegen reële waarde. Na de eerste opname worden deze gewaardeerd tegen geamortiseerde kostprijs op basis van de effectieve rentemethode.

### **Financiële activa en verplichtingen tegen reële waarde via niet gerealiseerde resultaten**

EBN houdt geen belangen die worden geclassificeerd tegen reële waarde via niet gerealiseerde resultaten.

### **Financiële activa en verplichtingen tegen reële waarde via de winst- en verliesrekening**

Binnen deze categorie houdt EBN enkel derivaten.

### **Afgeleide financiële instrumenten (derivaten)**

EBN maakt gebruik van afgeleide financiële instrumenten om het risico van wijzigingen in toekomstige kasstromen van periodiek te betalen rentes of risico's van vreemde valuta's af te dekken. Deze wijzigingen in kasstromen kunnen het gevolg zijn van ontwikkelingen in markttrente of marktkoersen van vreemde valuta's.

Waardering van derivaten vindt plaats tegen reële waarde. De reële waarde van rentederivaten wordt bepaald door middel van de discontering van de toekomstige kasstromen. De reële waarde van valutaderivaten wordt bepaald door middel van discontering van toekomstige kasstromen omgerekend tegen de marktkoersen. De discontering wordt bepaald op basis van de markttrente ultimo boekjaar. De kasstromen worden bepaald op basis van de contractueel overeengekomen rentevoeten, vervaldata en nominale bedragen.

Derivaten worden onder de kortlopende, respectievelijk langlopende overige financiële activa geclassificeerd indien de reële waarde positief is, en onder de kortlopende, respectievelijk langlopende financiële verplichtingen indien de reële waarde negatief is.

### **Bijzondere waardevermindingsverliezen**

Eventuele bijzondere waardevermindingsverliezen worden geïdentificeerd middels de generieke of gesimplificeerde methode. De generieke methode hanteert het volgende model:

- 12 maanden verwacht kredietverlies, of
- Levenslang verwachte kredietverliezen voor financiële activa wanneer het kredietrisico door omstandigheden significant stijgt. Hierbij worden alle verwachte kredietverliezen voor de levensduur van het actief verantwoord, of
- Levenslang verwachte kredietverliezen, waarbij rente wordt berekend over de netto vordering verminderd met bijzondere waardevermindingsverliezen.

Het verwachte kredietverlies wordt bepaald op basis van een langdurig gemiddelde credit loss rating die is gebaseerd op een door credit rating agencies toegekend risicoprofiel. De gesimplificeerde methode wordt toegepast op de debiteuren en vorderingen. Hierbij worden direct de levenslang verwachte kredietverliezen verant-

woord, bepaald aan de hand van een historische reeks gemiddelde oninbare bedragen (op basis van historische incassogegevens).

### **Vorraden**

De voorraad materiaal wordt gewaardeerd tegen de gemiddelde inkooprijzen of lagere netto-opbrengstwaarde. De voorraad bovengrondse condensaat en olie wordt gewaardeerd tegen de gemiddelde inkooprijzen of lagere netto-opbrengstwaarde.

### **Vorderingen**

De vorderingen worden opgenomen tegen geamortiseerde kostprijs met een eventuele correctie voor oninbaarheid. De eerste waardering vindt tegen reële waarde plaats.

### **Overige effecten**

Overige effecten zijn kortlopend en of langlopend van aard. Overige effecten op lange termijn zijn obligatieën en deposito's die niet zonder extra kosten en/of rendementsverlies binnen één jaar kunnen worden omgezet in geldmiddelen. Overige effecten op korte termijn zijn kortlopende geldmarktinstrumenten die langer dan 3 maanden maar binnen één jaar kunnen worden omgezet in geldmiddelen.

## Liquide middelen

Onder liquide middelen verstaan we kasmiddelen, banksaldi en kortlopende geldmarktinstrumenten die op korte termijn (binnen 3 maanden) kunnen worden omgezet in geldmiddelen, waarvan het bedrag bekend is.

## Eigen vermogen

Het eigen vermogen van EBN bestaat uit aandelenkapitaal, agio reserves en ingehouden winst. De Staat der Nederlanden is de enige aandeelhouder van EBN. De bijzondere winstuitkering die aan de aandeelhouder moet worden uitgekeerd, wordt als verplichting opgenomen in de periode waarover deze is verschuldigd, conform de statuten van EBN. Uitzondering daarop vormt het voorgestelde slotdividend. Dat wordt pas opgenomen als een verplichting na vaststelling door de Algemene Vergadering van Aandeelhouders.

## Voorzieningen

Voorzieningen worden in de balans opgenomen wanneer aan de volgende voorwaarden wordt voldaan:

- er is een juridische of feitelijke verplichting als gevolg van een gebeurtenis uit het verleden, en
- het is waarschijnlijk dat middelen aan de onderneming zullen worden onttrokken om aan de verplichting te voldoen, en
- er kan een betrouwbare schatting worden gemaakt van het bedrag van de verplichting.

Als het effect van de tijdswaarde van geld materieel is, worden voorzieningen bepaald door de verwachte kasstromen contant te maken tegen een rentevoet vóór belastingen.

Als een contante waarde is berekend, wordt de toename van de voorziening door het verloop van de tijd beschouwd als rentelast. De voorziening voor opruimkosten is bedoeld voor de voorziene geschatte kosten van buitengebruikstelling, ontmanteling en terreinherstel van infrastructuur gebaseerd op de huidige eisen, technologie en schattingen. De hoogte van deze voorziening is gebaseerd op opgaven van de operators, en wijzigingen hierin zullen, na een eigen beoordeling door EBN, doorgaans leiden tot een overeenkomstige aanpassing van de geactiveerde opruimkosten van de betreffende materiële vaste activa. De voorziening voor bodemdaling richt zich op bepaalde bijkomende verplichtingen die ontstaan tijdens de winningsfase.

De voorziening voor kosten als gevolg van aardbevingen in de provincie Groningen is gebaseerd op informatie van de operator, publieke informatie en eigen informatie en inzichten. Deze voorziening heeft vooral betrekking op schadeherstel, bouwkundige versterkingen van gebouwen, versterking van de infrastructuur, compensatiemaatregelen en waardedaling. De hoogte van deze voorziening is gebaseerd op reeds gedane uitkering, ervaring, statistische

informatie en modellen, interne of externe onderzoeken en informatie van de operator.

## Pensioenen

De pensioenverplichtingen van EBN zijn ondergebracht bij het pensioenfonds: Stichting Pensioenfonds ABP ('ABP').

In lijn met IFRS kan deze regeling geclassificeerd worden als een toegezegde-pensioenregeling. Omdat het pensioenfonds niet in staat is het aandeel van EBN in de onderliggende pensioenverplichting, fondsbeleggingen en kosten van de regeling op consistente en betrouwbare wijze uit te splitsen, worden de toegezegd-pensioenregelingen verantwoord als toegezegde-bijdrage regelingen.

De verschuldigde pensioenpremie bedraagt een percentage van de premiegrondslag. De premiegrondslag is het pensioengevend inkomen verminderd met een franchise. De premies worden door ABP bepaald conform de daarvoor geldende regelgeving op de wijze zoals omschreven in de actuariële en bedrijfstechnische nota ('ABTN') en op een kostendekkend niveau vastgesteld.

Heeft ABP een lagere beleidsdekkingsgraad dan 126%, dan is sprake van een tekort. In dit geval moet ABP een herstelplan opstellen en indienen bij de toezichthouder (De Nederlandse Bank). Uit dit herstelplan moet blijken dat binnen maximaal 10 jaar de financiële positie verbetert



en de dekkinggraad weer boven 126% ligt. Een eventuele bijstelling van pensioenpremies (opslag) als gevolg van dit herstelplan wordt prospectief en binnen een beperkte bandbreedte toegepast.

De dekkinggraad van ABP per 31 december 2020 bedraagt 93,2% uit (2019: 97,8%). De verwachte pensioenlast voor 2020 bedraagt EUR 2 miljoen.

### Segmentatie

De directie is geïdentificeerd als de hoogstgeplaatste functionaris of Chief Operating Decision Maker (CODM), die verantwoordelijk is voor de toewijzing van middelen en voor de beoordeling van prestaties van de onderneming. EBN past de grondslagen van IFRS 8 segmentatie niet toe omdat de CODM zijn beslissingen baseert op geconsolideerde informatie.

### Voorwaardelijke activa en passiva

Voorwaardelijke activa en passiva worden niet in de balans opgenomen.

### Omzet

De opbrengsten uit de gas- en oliewinning door middel van activa waarin EBN samen met andere producenten deelneemt, worden opgenomen op basis van het relatieve belang van EBN hierin.

Voor haar 'eigen' contracten wordt het transport van aardgas gezien als onlosmakelijk verbonden met de levering van gas waardoor beide verplichtingen als één prestatieverplichting worden behandeld. Prijscorrecties achteraf en verrekening van meer/minder levering worden beschouwd als een variabele component. De transactieprijs is inclusief transportkosten (netto) en de omzet wordt netto gepresenteerd. De levering van aardgas kenmerkt zich door overdracht op specifieke momenten, derhalve worden de baten uit hoofde van de verkoop van gas verantwoord op moment van levering aan de koper.

### Overige baten

De overige baten zijn overheidssubsidies en worden opgenomen tegen de reële waarde als er redelijke zekerheid bestaat dat de subsidies worden ontvangen en dat aan alle daaraan verbonden voorwaarden is voldaan. Subsidies worden als overige baten verantwoord en toegerekend aan dezelfde periode waarin de gerelateerde kosten worden verantwoord.

### Financiële baten en lasten

Rentebaten en rentelasten worden opgenomen op basis van de effectieve interestmethode. Daarnaast worden onder deze post de interestkosten in verband met oprenting van voorzieningen opgenomen.

### Waardering tegen reële waarde

EBN waardeert een aantal financiële instrumenten (zoals derivaten) per balansdatum tegen reële waarde. De reële waarden van de rentedragende verplichtingen worden toegelicht in noot 19. 'Risicobeheer'. De reële waarde is de prijs die zou worden ontvangen indien het actief op de waardingsdatum zou worden verkocht of die zou worden betaald om een verplichting over te dragen indien regelmatig transacties tussen marktdeelnemers zouden plaatsvinden. Bij een waardering tegen reële waarde wordt ervan uitgegaan dat de transactie om het actief te verkopen of de verplichting over te dragen plaatsvindt:

- op de belangrijkste markt voor het actief of de verplichting; of, als die er niet is,
- op de voordeligste markt voor het actief of de verplichting.

De reële waarde van een actief of een verplichting wordt bepaald met behulp van de veronderstellingen waarvan marktdeelnemers zouden uitgaan bij het waarderen van het actief of de verplichting, in de veronderstelling dat marktdeelnemers in hun economisch belang handelen. Bij de waardering van een niet-financieel actief tegen reële waarde wordt rekening gehouden met het vermogen van een marktdeelnemer om economische voordelen te genereren door het actief maximaal en optimaal te gebruiken óf door het te verkopen aan een andere marktdeelnemer die het actief maximaal en optimaal zou gebruiken.

EBN gebruikt waarderingstechnieken die in de gegeven omstandigheden geëigend zijn en waarvoor voldoende gegevens beschikbaar zijn om de reële waarde te bepalen, en waarbij zo veel mogelijk relevante waarneembare inputs en zo weinig mogelijk niet-waarneembare inputs worden gebruikt. Alle activa en verplichtingen ten aanzien waarvan de reële waarde wordt bepaald of in de jaarrekening wordt vermeld, worden in de navolgende reële waarde hiërarchie ingedeeld, op basis van de input van het laagste niveau dat significant is voor de gehele waardering:

- Niveau 1: De reële waarde is gelijk aan genoteerde prijzen in een actieve markt;
- Niveau 2: De reële waarde is gebaseerd op parameters die direct of indirect in de markt waarneembaar zijn;
- Niveau 3: De reële waarde is gebaseerd op parameters die niet in de markt waarneembaar zijn.

Voor activa en verplichtingen die op terugkerende basis in de jaarrekening worden opgenomen tegen reële waarde, stelt EBN aan het einde van iedere verslagperiode door herbeoordeling vast of er sprake is van wijzigingen in de niveau-indeling van de hiërarchie (op basis van de input van het laagste niveau dat significant is voor de gehele waardering).

Ten behoeve van de vermelding van reële waarden heeft EBN categorieën activa en verplichtingen vastgesteld op basis van aard, eigenschappen en risico's van de activa en

verplichtingen en het niveau in de reële waarde hiërarchie zoals in het bovenstaande is toegelicht.

### Resultaat geassocieerde deelnemingen

Het aandeel in het resultaat geassocieerde deelnemingen wordt bepaald op een deel van de resultaten over het verslagjaar dat overeenkomt met het belang van EBN, na aftrek van de belastingen daarop.

### Belastingen

De winstbelasting wordt bepaald volgens de 'balansmethode'. Belastinglasten worden opgenomen in de winstboekjaar, behalve voor zover zij betrekking hebben op een post die rechtstreeks is opgenomen in de overig niet gerealiseerd totaal resultaat.

Actuele belastingen zijn de belastingen die naar verwachting moeten worden betaald over de fiscale winst over het jaar, op basis van de belastingtarieven per balansdatum, en eventuele aanpassingen in de te betalen belastingen over voorgaande jaren.

Latente belastingvorderingen en -verplichtingen worden opgenomen op basis van de verwachte fiscale consequenties van tijdelijke verschillen tussen de fiscale en de commerciële boekwaarde van activa en passiva die betrekking hebben op de voorziening bodemdaling en opruimkosten. De latente belastingvorderingen en -verplichtingen

worden berekend tegen de per balansdatum geldende of materieel vastgestelde belastingtarieven en -wetten die naar verwachting van toepassing zijn wanneer de betreffende latente belastingvorderingen en -verplichtingen worden afgewikkeld.

### (1) Algemene informatie

Alle bedragen in deze toelichting zijn vermeld in miljoenen euro's, tenzij anders vermeld.

---

## Toelichting op de geconsolideerde winst-en-verliesrekening en het overzicht van het totaalresultaat

### (2) Omzet en overige baten

De omzet van EBN komt uit één hoofdactiviteit in haar samenwerkingsverbanden, namelijk de exploratie en winning van aardgas en aardolie. De totale omzet is in Nederland gerealiseerd. Ook de activa waar EBN in participeert, bevinden zich in Nederland. Informatie over de belangrijkste debiteuren is opgenomen bij noot 13.

De omzet 2020 uit bedrijfsvoering bedroeg EUR 1.198 miljoen. Ten opzichte van 2019 is dit een daling van EUR 996 miljoen (-45%). Deze daling van de omzet werd veroorzaakt door lager verkocht volume (-30%) en door lagere prijzen (-15%).

Onderstaande tabel laat de split van de omzet en overige baten naar de activiteiten zien:

In EUR mln	2020	2019
omzet: winning van aardgas en olie	1.198	2.194
overige baten: subsidieopbrengsten	22	12
<b>totaal</b>	<b>1.220</b>	<b>2.206</b>

De subsidieopbrengsten hebben met name betrekking op het SCAN-project, Porthos-project en bestaan uit bijdrages van de Europese Unie (CEF en INTERREG) en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

### (3) Operationele kosten

In EUR mln	2020	2019
G&G kosten	8	12
afwaarderingen (niet succesvolle putten)	61	53
aardbeving gerelateerde kosten	563	678
productie-, transport- en overige kosten	529	521
<b>totaal</b>	<b>1.161</b>	<b>1.264</b>

Geologische en geofysische (G&G) kosten betreffen kosten van geologische, geochemische en geofysische onderzoeken en studies (inclusief seismische onderzoeken).

De afwaardering droge putten wordt vooral veroorzaakt door het stilleggen van het F17 Rembrandt en Vermeer project.

De aardbeving gerelateerde kosten hebben betrekking op zowel feitelijk gemaakte kosten als dotaties aan de voorziening als gevolg van aardbevingen in de provincie Groningen. Zie voor nadere uitleg noot 15.

De productie, transport- en overige kosten bevatten ook de loonkosten van de operators vanuit de samenwerkingsovereenkomsten of 'Joint Operating Agreements'.

De totale eigen loonkosten zoals opgenomen onder de operationele kosten zijn als volgt:

In EUR mln	2020	2019
bruto lonen	12	11
sociale lasten	1	1
pensioenlasten	2	2
overige kosten	1	1
<b>totaal</b>	<b>16</b>	<b>15</b>

Het gemiddeld aantal FTE's over 2020 bedraagt 115,5 (2019: 108,8), waarvan 78,1 FTE's werkzaam zijn in de thema's en 37,4 FTE's werkzaam zijn bij de ondersteunende afdelingen, allen werkzaam in Nederland.

### (4) Afschrijvingen

In EUR mln	2020	2019
afschrijving materiële vaste activa	558	586
<b>totaal</b>	<b>558</b>	<b>586</b>

Zie noot 9 voor verdere details betreffende de afschrijvingen van de materiele vaste activa.

## (5) Financiële baten en lasten

In EUR mln

	2020	2019
rentebaten op liquide middelen	2	-
rentebaten op derivaten	9	15
herwaarderingsbaten op derivaten	15	41
overige financiële baten	3	4
<b>overige financiële baten</b>	<b>29</b>	<b>60</b>
rentelasten op liquide middelen	-9	-7
rentelasten op opgenomen leningen	-9	-15
rentelasten op derivaten	-10	-19
koersverschillen op obligatieleningen	-15	-33
rentelast op contant gemaakte voorzieningen	-17	-28
overige financiële lasten	-	-4
<b>totaal financiële lasten</b>	<b>-60</b>	<b>-106</b>
<b>netto financieringslasten</b>	<b>-31</b>	<b>-46</b>

De herwaarderingsbaten op derivaten en de koersverschillen op obligatieleningen betreft vooral de herwaarderingsresultaten op de langlopende leningen en de direct daaraan gerelateerde derivaten. In 2020 betreft dit per saldo een neutraal resultaat van EUR 0 (2019: EUR 5 miljoen positief), waarvan EUR 15 miljoen herwaarderingsbaten op derivaten en EUR 15 miljoen koersverschillen op overige financiële instrumenten. Dit saldo van het resultaat op herwaarderings van leningen en bijbehorende derivaten is vooral het gevolg van ontwikkelingen in de rentecurves van de CHF ten opzichte van de EUR. Zie noot 16 voor toelichting van de geldende rentepercentages.

## (6) Netto-resultaat geassocieerde deelnemingen

In EUR mln

	2020	2019
GasTerra B.V.	14	14
NOGAT B.V.	17	13
NGT-Extensie	2	2
<b>totaal</b>	<b>33</b>	<b>29</b>

Zie noot 10 voor verdere details betreffende het resultaat geassocieerde deelnemingen.

## (7) Belastingen

In EUR mln

	2020	2019
acute belastingen lopend jaar	-89	86
<b>acute belasting</b>	<b>-89</b>	<b>86</b>
latente belastingen afkomstig van verrekenbare belastingverliezen	-19	-
latente belastingen afkomstig van tijdelijke verschillen	-27	-9
effect toekomstige verlaging belasting tarief	-6	-1
<b>latente belasting</b>	<b>-52</b>	<b>-10</b>
<b>totaal</b>	<b>-141</b>	<b>76</b>



De effectieve belastingdruk over 2020 bedraagt 27,8% (2019: 22,9%). De hogere effectieve belastingdruk in 2020 is onder andere het gevolg van het effect van het terugdraaien van de aanpassing van de verlaging van het belastingtarief in 2021. In 2019 was de latente belastingvordering gewaardeerd uitgaande van een verlaging van het belastingtarief naar 21,7% in 2021. In 2020 heeft de Nederlandse regering besloten het belastingtarief in 2021 niet te verlagen en te behouden op 25%.

Het saldo van latente belastingvorderingen en belastingverplichtingen nam met EUR 54 miljoen toe als gevolg van de volgende wijzigingen:

	2020		2019	
	EUR mln	%	EUR mln	%
resultaat voor belasting	- 505		332	
<b>belastingdruk o.b.v. Nederlandse belastingdruk</b>	- 127	25,0	83	25,0
deelnemingsvrijstelling	- 8	- 1,6	- 6	- 1,8
effect wijziging belastingtarieven	- 6	- 1,2	- 1	- 0,3
<b>totaal</b>	<b>- 141</b>	<b>27,8</b>	<b>76</b>	<b>22,9</b>

In EUR mln

	materiële vaste activa	voorzieningen	verrekenbare belastingverliezen	totaal
<b>stand per 1 januari 2019</b>	- 19	49		30
opgenomen in de winst-en-verliesrekening	- 64	73		9
effect toekomstige verlaging belasting tarief	8	- 7		1
<b>stand per 31 december 2019</b>	<b>- 75</b>	<b>115</b>		<b>40</b>
correctie voorgaand jaar	2			2
opgenomen in de winst-en-verliesrekening	34	- 7	19	46
effect toekomstige verandering belasting tarief	- 12	18		6
<b>stand per 31 december 2020</b>	<b>- 51</b>	<b>126</b>	<b>19</b>	<b>94</b>

Onder de latente belastingvordering en -verplichtingen worden de toekomstige belastingvorderingen en -verplichtingen verstaan die onder meer voortvloeien uit tijdelijke verschillen tussen het vermogen berekend op basis van bedrijfseconomische grondslagen en het vermogen op basis van fiscale grondslagen. De latente belastingvordering heeft betrekking op de fiscale waardering van de voorzieningen en de latente belastingverplichting heeft betrekking op de fiscale waardering van de materiële vaste activa. Daarnaast ontstaat een latente belastingvordering door het deel van het ontstane fiscale verlies dat niet carry-back verrekend kan worden met de fiscale winst van vorig jaar.

De belastingvorderingen opgenomen onder de vlottende activa van EUR 305 miljoen (2019: 140 miljoen) stijgen enerzijds door het geleden verlies boekjaar 2020 en door de vooruitbetaalde vennootschapsbelasting 2020 die gebaseerd was op de verwachte gebudgetteerde belastbare winst.

## **(8) Resultaat boekjaar**

In 2020 resulteert een nettoresultaat uit doorlopende activiteiten van negatief EUR 364 miljoen. Dat is EUR 620 miljoen lager dan over 2019, de impact van COVID-19 hierin is zeer beperkt.

## Toelichting op de geconsolideerde balans

### (9) Materiële vaste activa

In EUR mln

2020	productie, transport, opslag en overige	boringen	activering opruimkosten	investeringen in aanleg	Totaal
<b>aanschafwaarde</b>					
stand 1 januari	9.193	4.418	1.955	135	15.701
investeringen	83	79	-	-24	138
aanpassing/herziening opruimkosten	-	-	23	-	23
verkoop, buitenbedrijfstellingen en overige mutaties	-29	-	4	-61	-86
<b>stand 31 december</b>	<b>9.247</b>	<b>4.497</b>	<b>1.982</b>	<b>50</b>	<b>15.776</b>
<b>afschrijvingen en bijzondere waarverminderingen</b>					
stand 1 januari	8.161	3.725	1.335	-	13.221
afschrijvingen	241	140	177	-	558
buitenbedrijfstellingen	-29	-	6	-	-23
<b>stand 31 december</b>	<b>8.373</b>	<b>3.865</b>	<b>1.518</b>	<b>-</b>	<b>13.756</b>
<b>boekwaarde 31 december</b>	<b>874</b>	<b>632</b>	<b>464</b>	<b>50</b>	<b>2.020</b>

In EUR mln

2019	productie, transport, opslag en overige	boringen	activering opruimkosten	investeringen in aanleg	Totaal
<b>aanschafwaarde</b>					
stand 1 januari	9.449	4.466	1.615	119	15.649
investeringen	96	62	-	69	227
aanpassing/herziening opruimkosten	-	-	340	-	340
verkoop, buitenbedrijfstellingen en overige mutaties	- 352	- 110	-	- 53	- 515
<b>stand 31 december</b>	<b>9.193</b>	<b>4.418</b>	<b>1.955</b>	<b>135</b>	<b>15.701</b>
<b>afschrijvingen en bijzondere waarverminderingen</b>					
stand 1 januari	8.204	3.652	1.241	-	13.097
afschrijvingen	309	183	94	-	586
buitenbedrijfstellingen	- 352	-110	-	-	- 462
<b>stand 31 december</b>	<b>8.161</b>	<b>3.725</b>	<b>1.335</b>	<b>-</b>	<b>13.221</b>
<b>boekwaarde 31 december</b>	<b>1.032</b>	<b>693</b>	<b>620</b>	<b>135</b>	<b>2.480</b>

De investeringen in 2020 van EUR 138 miljoen waren 39% lager dan in 2019 (EUR 227 miljoen). De investeringen op land bedroegen EUR 25 miljoen (2019: EUR 33 miljoen). De investeringen op zee bedroegen EUR 113 miljoen (2019: EUR 194 miljoen). Het recht van gebruik asset (IFRS 16) met een boekwaarde van EUR 10 miljoen (2019: EUR 7 miljoen) staat gepresenteerd onder de assetcategorie productie, transport, opslag en overige en heeft betrekking op een kantoorpand en auto's.

De toename in de activering van de geschatte opruimkosten van installaties bedroeg in 2020 EUR 23 miljoen (2019: toename EUR 340 miljoen). Voor een verdere toelichting zie noot 15.

De cumulatieve aanschafwaarde van de activa die reeds volledig zijn afgeschreven, maar nog wel in gebruik zijn, bedraagt EUR 1.944 miljoen (2019: EUR 861 miljoen).

Als gevolg van de niet voorziene productieverlaging, door het besluit van de minister om niet meer gas te winnen uit het Groningenveld dan noodzakelijk, heeft EBN analyses uitgevoerd ter identificatie van een bijzondere waardeverminderingen voor de gerelateerde assets van het Groningenveld inclusief de assets van de gasopslag Norg. Voor de berekening van de realiseerbare waarde zijn de toekomstige kasstromen geschat op basis van de meest recente budgetten, prijsscenario's, verwachte economisch winbare

reserves, beschikbare gasopslagcapaciteit, productieprofielen, de vergoeding voor de gewijzigde inzet van Norg, verwachte operationele en aardbevinggerelateerde kosten en de waarde van langetermijncontracten en de discountingsvoet. Naar aanleiding van de uitgevoerde analyse is geen bijzondere waardevermindering geconstateerd.

Voor alle overige assets zijn er geen triggering events geïdentificeerd.

### (10) Deelnemingen en overige langlopende vorderingen

Onder deelnemingen verstaat EBN de deelneming van 40% in GasTerra, de 45% deelneming in NOGAT, de 12% deelneming in het NGT-Extensie samenwerkingsverband, de 33,3% deelneming in de Porthos development CV, de

deelneming 40% in Warmtebron LEAN, de deelneming 30% in Geocombinatie Leeuwarden en de deelneming 30% in Geothermie Plukmade. De CCUS en de 3 geothermie-deelnemingen zijn nog in de opstartfase en hebben een beperkte omvang en zijn niet verder gespecificeerd.

De geassocieerde deelnemingen worden verwerkt op basis van de 'equity'-methode. Het resultaat wordt jaarlijks uitgekeerd.

in EUR mln

	GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2020	GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2019
<b>stand per 1 januari</b>	86	13	6	105	86	13	7	106
aandeel in resultaat	14	17	2	33	14	13	2	29
ontvangen dividend	- 14	- 17	- 3	-34	- 14	- 13	- 3	- 30
<b>stand per 31 december</b>	<b>86</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>104</b>	<b>86</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>105</b>



De volgende tabel geeft samenvattende financiële informatie over de geassocieerde deelnemingen GasTerra, NOGAT, NGT-Extensie op 100%-basis.

in EUR mln

		GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2020	GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2019
activa	kortlopend	1.242	44	-	1.286	1.325	38	-	1.363
	langlopend	5	53	41	99	7	46	49	102
passiva	kortlopend	1.001	42	-	1.043	1.083	31	-	1.114
	langlopend	30	27	-	57	33	25	-	58
netto-investering (100%)		216	28	41	285	216	28	49	293
aandeel EBN in geassocieerde deelnemingen		40,0%	45,0%	12,0%		40,0%	45,0%	12,0%	
<b>boekwaarde belang in geassocieerde deelneming</b>		<b>86</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>104</b>	<b>86</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>105</b>

in EUR mln

	GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2020	GasTerra	NOGAT	NGT-Extensie	2019
netto omzet	5.454	69	38	5.561	8.832	56	32	8.920
nettoresultaat (100%)	36	38	19	93	36	28	18	82
overig niet-gerealiseerde resultaten (100%):	-	-	-	-	-	-	-	-
totaalresultaat	36	38	19	93	36	28	18	82
<b>aandeel EBN in totaalresultaat</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>2</b>	<b>33</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>2</b>	<b>29</b>

## (11) Overige effecten en liquide middelen

Een deel van de liquiditeiten zijn bestemd voor het in de toekomst voldoen van langlopende verplichtingen, zoals het aflossen van langlopende leningen, het opruimen van de mijnbouwinstallaties en het voldoen van aardbevingsverplichtingen. De gemiddelde looptijd

van deze verplichtingen is veelal langer dan één jaar. Per 1 januari 2020 is gestart met het beleggen in obligaties met een resterende looptijd langer dan één jaar om deze optimaal af te stemmen op de looptijd van de langetermijn-verplichtingen.

In EUR mln

	2020	2019
overige effecten (vaste activa)	853	-
overige effecten (vlottende activa)	1.666	2.609
liquide middelen	600	760
<b>totaal per 31 december</b>	<b>3.119</b>	<b>3.369</b>

Teneinde meer inzicht te geven in de mate waarin kasmiddelen, banksaldi en kortlopende geldmarktinstrumenten direct (binnen 3 maanden) beschikbaar zijn als geldmiddel is de definitie van liquide middelen verder aangescherpt. Als gevolg van deze definitieaanpassing zijn de vergelijkende cijfers aangepast: de 2019 liquide middelen zoals vorig jaar gepresenteerd op EUR 3.369 miljoen zijn opgesplitst naar overige effecten (vlottend activa) voor EUR 2.609 miljoen (2018: 2.267 miljoen) en liquide middelen voor EUR 760 miljoen (2018: 493 miljoen). De liquide middelen staan ter vrije beschikking.

## (12) Voorraden

In EUR mln

	2020	2019
materiaal	23	23
condensaat en olie	4	7
<b>totaal per 31 december</b>	<b>27</b>	<b>30</b>

## (13) Debiteuren en overige vorderingen

In EUR mln

	2020	2019
vordering op geassocieerde deelneming	58	63
overige handelsdebiteuren	4	3
<b>totaal handelsdebiteuren</b>	<b>62</b>	<b>66</b>
overige vorderingen en transitoria	111	144
<b>totaal per 31 december</b>	<b>173</b>	<b>210</b>

De vordering op geassocieerde deelneming betreft GasTerra waarin EBN voor 40% deelneemt.

De reële waarde van de debiteuren en overige vorderingen benadert de boekwaarde.

De overige vorderingen bestaat voornamelijk uit nog te factureren omzet.

Onderstaande tabel geeft de ouderdom weer van de handelsdebiteuren (allen in Nederland), voor de olie en gas activiteiten is het percentage voor verwachte oninbaarheid (rekening houdend met toekomstgerichte informatie) 0%. Per balansdatum is de voorziening dubieuze debiteuren nihil.

olie en gas	matrix voorziening dubieuze debiteuren	binnen vervaltermijn	>30 dagen	31-60 dagen	>90 dagen
31 december 2020	Verwacht percentage oninbaarheid	0%	0%	0%	0%
	Bruto bedrag vorderingen olie en gas (EUR mln)	62	-	-	-
	Voorziening dubieuze debiteuren (EUR mln)	-	-	-	-
31 december 2019	Verwacht percentage oninbaarheid	0%	0%	0%	0%
	Bruto bedrag vorderingen olie en gas (EUR mln)	66	-	-	-
	Voorziening dubieuze debiteuren (EUR mln)	-	-	-	-

## (14) Eigen vermogen

In EUR mln

	2020	2019
<b>stand per 1 januari</b>	<b>775</b>	<b>279</b>
netto resultaat	-364	256
overige niet-gerealiseerde resultaten	-1	-
<b>totaal resultaat na belastingen</b>	<b>-365</b>	<b>256</b>
dividend voorgaand jaar	-18	-
bijzondere winstuitkering	-	-210
kapitaalstorting in de agioreserve	-	450
<b>stand per 31 december</b>	<b>392</b>	<b>775</b>

### Aandelenkapitaal

Het maatschappelijke, tevens geplaatste en volgestorte aandelenkapitaal bedraagt in 2020 EUR 128 miljoen (2019: EUR 128 miljoen) en bestaat uit 284.750 aandelen (2019: 284.750 aandelen) met elk een nominale waarde van EUR 450.

### Ingehouden winst

De ingehouden winstreserve betreft het saldo van de in het verleden behaalde resultaten die niet uitgekeerd zijn aan de aandeelhouder. Op grond van artikel 20 lid 2 van de statuten van EBN staat de netto winst van EBN (na vermindering met de wettelijke reserveringen en de bijzondere winstuitkering aan de Staat) ter vrije beschikking van de algemene vergadering. De ingehouden winstreserve (2019: EUR 197 miljoen) wordt tot EUR -186 verlaagd door de EUR -18 miljoen dividenduitkering voorgaand jaar, het EUR -1 miljoen ongerealiseerde resultaat effecten en het 2020 netto verlies van EUR 364 miljoen.

### Agioreserve

In 2019 heeft EBN's aandeelhouder, het Ministerie van Economische Zaken, teneinde het eigen vermogen en de solvabiliteit van de vennootschap te versterken, besloten tot het doen van een kapitaalstorting in de agioreserve ter hoogte van EUR 450 miljoen.

Het totaalresultaat over 2020 bedroeg EUR -1.278 per aandeel (2019: EUR 899 per aandeel).

## (15) Voorzieningen

Het totaal van de voorzieningen is verhoogd met EUR 174 miljoen in 2020. Dit is het saldo van de volgende wijzigingen:

In EUR mln

	opruimkosten	bodemdaling	aardbevingen	totaal
<b>stand per 1 januari 2019</b>	<b>2.416</b>	<b>165</b>	<b>893</b>	<b>3.474</b>
dotatie	22	8	536	566
onttrekking	-29	-3	-119	-151
vrijval	-	-	-7	-7
herziening	318	-	-	318
oprenten	28	-	-	28
<b>stand per 31 december 2019</b>	<b>2.755</b>	<b>170</b>	<b>1.303</b>	<b>4.228</b>
dotatie	9	60	476	545
onttrekking	-29	-4	-240	-273
vrijval	-	-	-130	-130
herziening	14	-	-	14
oprenten	17	-	-	17
<b>stand per 31 december 2020</b>	<b>2.766</b>	<b>226</b>	<b>1.409</b>	<b>4.401</b>

Naar verwachting is van de totale voorziening EUR 362 miljoen kortlopend (2019: EUR 235 miljoen).

## Voorziening opruimkosten

De voorziening opruimkosten omvat verplichtingen met een looptijd afhankelijk van de levensduur van de velden. De voorziening opruimkosten is gebaseerd op opgaven van de operators per 31 december 2020 en eigen analyses en wordt bepaald middels een schatting van de kosten op basis van het huidige prijspeil, rekening houdend met een inflatie van 1,2% (2019: 1,6%) en contant gemaakt met een nominale rente van 0,04% (2019: 0,56%). De tegenhanger van de contant gemaakte voorziening is gerubriceerd onder de materiële vaste activa en wordt op basis van UOP-mehtode of lineair afgeschreven. Voor het oprenten van de voorziening wordt de nominale rente van 0,6% gebruikt (2019: 1,2%).

De herziening van de voorziening opruimkosten wordt onder andere veroorzaakt door een aanpassing van de disconteringsvoet (impact: EUR 36 miljoen). Daarnaast zijn de geschatte kosten voor het ontmantelen en opruimen van installaties geactualiseerd wat heeft geleid tot een toename van de ingeschatte kosten en aangepaste inzichten over de tijdstippen van beëindiging van de productie.

## Voorziening bodemdaling

De voorziening bodemdaling omvat eveneens verplichtingen met een looptijd afhankelijk van de levensduur van de velden. De commissie Bodemdaling is in 1984



geïnstalleerd als gevolg van een overeenkomst tussen de provincie Groningen, de Staat en de NAM met als doel het regelen van de vergoeding van schade als gevolg van de bodemdaling door gaswinning in de provincie Groningen. De versnelde afbouw van het Groningenveld resulteert in een additionele dotatie van EUR 60 miljoen voor deze voorziening, die wordt gevormd naar rato van de Unit of Productie methode per veld.

### Voorziening aardbevingen

De voorziening voor kosten als gevolg van aardbevingen in de provincie Groningen is gebaseerd op informatie van de operator en publieke informatie. Deze voorziening heeft betrekking op schadeherstel als gevolg van aardbevingen gerelateerd aan de productie tot en met balansdatum (inclusief de Remweg voorziening), bouwkundige versterkingen van gebouwen, versterking van de infrastructuur, compensatiemaatregelen en waardedaling. De voorziening voor kosten als gevolg van aardbevingen heeft naar verwachting een looptijd tot 2030.

Het deel van de voorziening voor schadeclaims is opgebouwd op basis van het aantal openstaande claims per 31 december 2020 zoals gespecificeerd door de TCMG en een schatting van de nog te verwachte claims o.b.v. historische informatie en interne modellen. Het verwachte gemiddelde uitkeringsbedrag is gebaseerd op historische data. De voorziening schadeclaims is afgenomen door betalingen voor een bedrag van EUR 123 miljoen. De voorziening schadeclaims is, voor nieuwe schadeclaims en afhandelingskosten uitvoerend orgaan, gedoteerd voor een bedrag van EUR 342 miljoen.

Het deel van de voorziening voor remweg is gebaseerd op de inschatting van mogelijke toekomstige claims die gerelateerd zijn aan de productie tot en met 31 december 2020. Hierbij is een inschatting gemaakt van de vertraging (remweg) tussen de productie en de aardbeving en een inschatting van de benodigde tijd voor het indienen van een claim.

Het deel van de voorziening voor versterken is gebaseerd op een inschatting van de kosten voor het aantal te versterken objecten. Op basis van het Akkoord op Hoofdpijnen uit 2018 heeft de Staat een onafhankelijk orgaan opzet ten behoeve van de versterkingen. Naar aanleiding van het advies van de Mijnraad heeft de NCG een plan van aanpak gepresenteerd (basis voor het aantal adressen).

Het deel van de voorziening voor compensatiemaatregelen inclusief waardedaling en compensatie voor immateriële schade en gedeerd woongenot is gebaseerd op het verwachte aantal huishoudens dat recht heeft op de compensatie. De schatting van het verwachte compensatiebedrag is gebaseerd op interne en/of externe informatie.

Gezien de bandbreedte van de verschillende scenario's die zouden kunnen leiden tot een mogelijk positief of negatief effect op het bedrag om de verplichtingen af te wikkelen, heeft EBN beoordeeld dat de voorziening zoals in de jaarrekening opgenomen de meest aannemelijke en onderbouwde uitkomst is op basis van de huidige beschikbare informatie.

## (16) Opgenomen kortlopende en langlopende leningen

In EUR mln

	2020			2019		
	totaal	langlopend deel	kortlopend deel	totaal	langlopend deel	kortlopend deel
beursgenoteerde leningen	533	533	-	944	529	415
onderhandse leningen	7	7	-	3	3	-
<b>totaal opgenomen leningen</b>	<b>540</b>	<b>540</b>	<b>-</b>	<b>947</b>	<b>532</b>	<b>415</b>
kasgeldleningen	-	-	-	-	-	-
onderpand op derivaten	22	-	22	52	-	52
<b>totaal</b>	<b>562</b>	<b>540</b>	<b>22</b>	<b>999</b>	<b>532</b>	<b>467</b>

Er zijn geen zekerheden verstrekt over de opgenomen leningen. In de overeenkomsten van de obligatie leningen zijn clausules opgenomen die het stellen van zekerheden beperken. EBN beschikt over een commercial paper programma van EUR 2.000 miljoen. Dat is onveranderd ten opzichte van 2019. Per ultimo 2020 is er, evenals ultimo 2019 geen commercial paper uitgegeven.

In 2019 is een leenfaciliteit met EZK aangegaan, voor een maximaal krediet van EUR 48 miljoen. Deze financieringsfaciliteit is specifiek bestemd voor investeringen in aardwarmte projecten. Dit krediet zal in de komende jaren in tranches kunnen worden getrokken. Getrokken tranches worden door EBN doorgestort als kapitaalstortingen in de

agioreserve van EBN Aardwarmte B.V. In 2019 is een eerste tranche van EUR 3 miljoen getrokken en ontvangen en in 2020 is een tweede tranche van EUR 4 miljoen getrokken en ontvangen. Er zijn ten behoeve van deze faciliteit geen zekerheden verstrekt en de betreffende overeenkomst kent geen financiële ratio-convenanten. Het vaste rentepercentage is 0% per jaar. Aflossing zal plaatsvinden in zes jaarlijkse tranches vanaf 2027.

In 2020 is een leenfaciliteit met EZK aangegaan, voor een maximaal krediet van EUR 53,4 miljoen. Deze financieringsfaciliteit is specifiek bestemd voor investeringen in het CCS project Porthos. Dit krediet zal in 2022 ineens kunnen worden getrokken. Deze trekking zal dan door EBN worden

doorgestort als kapitaalstorting in de agioreserve van EBN CCS B.V. Er zijn ten behoeve van deze faciliteit geen zekerheden verstrekt en de betreffende overeenkomst kent geen financiële ratio-convenanten. Het vaste rentepercentage is 1,89% per jaar. Aflossing zal plaatsvinden in twaalf jaarlijkse tranches vanaf 2027.

De kasgeldleningen betreffen deposito's van Gasterra. Deze zijn gebaseerd op een Deposit and Loan Facility Agreement die in 2014 samen met Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM) is aangegaan met GasTerra, welke voor het laatst in maart 2019 is herzien. Op basis van deze overeenkomst kan GasTerra aan EBN en NAM (als gezamenlijke partijen) voorstellen om een geldsom voor een termijn van 3 dagen tot 3 maanden als termijndeposito bij EBN en NAM te plaatsen. Ook kan GasTerra op basis van deze overeenkomst een verzoek voor een lening bij EBN en NAM (als gezamenlijke partijen) voor eenzelfde termijn indienen.

Het onderpand op derivaten betreft geld gestort door banken ter grootte van het verschil tussen de marktwaarde van de betreffende portefeuille en het per bank overeengekomen grensbedrag. Dit gestorte onderpand is rentedragend en is opgenomen onder liquide middelen en zal niet worden aangewend voor commerciële doeleinden. Afspraken over het uitwisselen van onderpand zijn vastgelegd in Credit Support Annexes (CSA's) als aanhangsel van de International Swaps and Derivatives Association (ISDA)

overeenkomsten met de betreffende banken. Met alle banken waarmee lopende derivaten zijn afgesloten, zijn CSA's overeengekomen.

Op 18 augustus 2015 is met een groep van drie banken (ING Bank, BNP Paribas en Rabobank) een gecommiteerde doorlopende kredietfaciliteit afgesloten voor een oorspronkelijke periode van 5 jaar. Deze faciliteit biedt EBN de mogelijkheid om trekkingen te doen en hiermee tot EUR 400 miljoen krediet voor algemene bedrijfsdoeleinden op te nemen. Vanaf de start is op deze faciliteit niet getrokken. De rentelast over het eventuele getrokken deel van de kredietfaciliteit is afhankelijk van het voor de betreffende kredietperiode geldende Euribor tarief, verhoogd met een

marge. Vanwege de beschikbaar gestelde faciliteit is aan de banken een jaarlijkse commitment fee verschuldigd over het uitstaande en ongebruikte deel van de faciliteit. Er zijn ten behoeve van deze faciliteit aan de banken geen zekerheden verstrekt en de betreffende overeenkomst kent geen financiële ratio-convenanten. Er zijn in de betreffende overeenkomst clausules opgenomen die het stellen van zekerheden beperken. In zowel 2016 als 2017 is er van een optie tot verlenging gebruik gemaakt en is de faciliteit met tweemaal een jaar verlengd, tot augustus 2022. Er resteren geen verdere verlengingsopties.

De langlopende leningen, inclusief de leningen met vervaldatum binnen 1 jaar, zijn als volgt samengesteld:

Het verschil in de bedragen van uitstaande langlopende leningen ultimo 2020 ten opzichte van ultimo 2019 betreft koersverschillen, die zijn verwerkt in de verlies-en-winstrekening, als koersverschillen op overige financiële instrumenten onder financiële baten en lasten (zie noot 5). Voor overzicht geschatte reële waarde zie noot 19.

Door het afsluiten van derivaten voor deze leningen is het valuta- en renterisico via een economische hedge afgedekt. Het gemiddelde interestpercentage van alle per jaareinde uitstaande langlopende leningen, inclusief de effecten van de cross currency interest rate swaps, is 1,33% (2019: 2,18%).

Met uitzondering van de aan de CHF 2014/2022 en CHF 2014/2026 leningen gerelateerde cross currency interest rate swaps, is het rentetype van de cross currency interest rate swaps vast. Ultimo 2020 heeft 52% (ultimo 2019: 29%) van de leningen na afdekking door middel van cross currency interest rate swaps een variabel rentepercentage.

De volgende tabel geeft een overzicht van de opgenomen onderhandse lening en beursgenoteerde obligatieleningen, gerangschikt op vervaldatum.

In EUR mln

					2020	2019
CHF	325 mln	2,125%	beursgenoteerde lening	2010/2020	-	300
CHF	125 mln	2,125%	beursgenoteerde lening	2010/2020	-	115
CHF	150 mln	1,625%	beursgenoteerde lening	2011/2023	139	138
CHF	125 mln	1,125%	beursgenoteerde lening	2012/2024	116	115
CHF	175 mln	0,500%	beursgenoteerde lening	2014/2022	162	161
CHF	125 mln	0,875%	beursgenoteerde lening	2014/2026	116	115
EUR	48 mln	0,000%	onderhandse lening	2019/2032	7	3
<b>totaal per 31 december</b>					<b>540</b>	<b>947</b>

In EUR mln

	2020	2019
binnen 1 jaar	-	415
binnen 1 tot 2 jaar	162	-
binnen 2 tot 3 jaar	139	161
binnen 3 tot 4 jaar	116	138
binnen 4 tot 5 jaar	-	115
na 5 jaar	123	118
<b>totaal</b>	<b>540</b>	<b>947</b>

Van het totaal van deze opgenomen leningen heeft 44% een resterende looptijd langer dan 3 jaar. De leningen met vervaldatum binnen 1 jaar zijn opgenomen onder de kortlopende schulden.

### (17) Overige langlopende schulden

De overige langlopende schuld betreft enerzijds de langlopende leaseverplichting voor het 'recht van gebruik asset' (IFRS 16) voor een bedrag van EUR 10 miljoen (2019: EUR 7 miljoen) en anderzijds de reservering voor de betalingen voor Nationaal Programma Groningen volgend uit de overeenkomst tussen de Staat en de NAM en is opgenomen onder de langlopende schulden voor EUR 80 miljoen (2019: EUR 110 miljoen). Onder de kortlopende schulden is EUR 30 miljoen verantwoord (2019: EUR 30 miljoen).

### (18) Crediteuren en overige kortlopende schulden

Handelscrediteuren van EUR 123 miljoen (2019: EUR 70 miljoen) betreffen te betalen joint interest billings van operators voor de maand december.

De overige kortlopende schulden bestaan uit:

In EUR mln

	2020	2019
schuld aan de Staat	-	110
schulden inzake rente	5	17
overige schulden	332	211
<b>totaal</b>	<b>337</b>	<b>338</b>

Onder de schuld aan de Staat is in 2019 een vooruit ontvangen bedrag van EUR 90 miljoen betreffende de vergoeding vanuit het interim-akkoord over de aanvullende inzet van Norg voor de versnelde afbouw van het Groningenveld opgenomen evenals de nog te betalen bijzondere winstuitkering over 2019 van EUR 20 miljoen. In 2020 is door het verlies geen bijzondere winstuitkering gedaan.

De overige schulden bevat onder meer de kortlopende schuld van EUR 30 miljoen inzake Nationaal Programma Groningen, EUR 38 miljoen vooruitontvangen subsidies en EUR 221 miljoen reserveringen voor operators.

## Beleid om financiële risico's te beheersen

### (19) Risicobeheer

#### Algemeen

De belangrijkste financiële risico's voor EBN zijn het liquiditeits- en (her) financiering risico, kredietrisico, renterisico, valutarisico en marktprijs risico. Het financiële beleid van EBN is erop gericht om de effecten van koers- en renteschommelingen op activa en passiva te beperken. EBN maakt gebruik van financiële derivaten om de rente- en valutarisico's te beheersen die zijn verbonden aan vooral de financiering van bedrijfsactiviteiten. De onderneming neemt geen speculatieve posities in met financiële derivaten.

#### Liquiditeits- en (her)financiering risico

Het liquiditeits- en (her)financiering risico is het risico dat EBN over onvoldoende financiële middelen beschikt of kan aantrekken om aan de financiële verplichtingen te voldoen. Doelstelling is dat EBN onder normale omstandigheden te allen tijde kan beschikken over de voor de operationele processen benodigde liquide middelen.

Bij de selectie van de (looptijden van) cash management- en financieringsinstrumenten wordt er voor zorggedragen dat er te allen tijde voldoende onmiddellijk opvraagbare liquiditeiten aanwezig zijn of beschikbaar gemaakt kunnen



worden om aan de financiële verplichtingen te kunnen voldoen.

Een hoog vertrouwen van de kapitaal- en geldmarkten en van financiële instellingen in EBN is cruciaal om optimaal te kunnen financieren. Belangrijke instrumenten hiervoor zijn:

- een optimaal relatiemanagement ten opzichte van alle financiële stakeholders, en
- het behouden van de hoge mate van kredietwaardigheid van EBN op de lange en korte termijn, onder andere door een gericht credit rating- en winstuitkeringen beleid, en
- het continu volgen en sturen van financiële kredietratio's.

EBN beschikt over een commercial paper programma van EUR 2.000 miljoen. Tevens beschikt EBN over een door gerenommeerde en kredietwaardige banken gecommitteerde kredietfaciliteit voor een bedrag van EUR 400 miljoen. Voor nadere informatie hierover wordt verwezen naar noot 16. Hierdoor kan zo nodig snel voldoende kortlopende financiering worden aangetrokken. Bij het bepalen van de looptijd van eventuele nieuwe langlopende leningen wordt er naar gestreefd om concentratie van aflossingen in een bepaald toekomstig jaar te voorkomen en het aflossingsprofiel aldus te spreiden.

De EBN doelstelling voor de solvabiliteit ligt in lijn met de 'standaard solvabiliteitseis' van de Nederlandse overheid op 30%. In 2020 zijn door het verlies boekjaar de reserves

met EUR 366 miljoen verlaagd en is de solvabiliteit gedaald van 12% naar 7%. EBN voorziet in de opvolgende boekjaren geen verdere daling van de solvabiliteit.

De volgende tabel geeft inzicht in de te verwachten contractuele kasstromen uit de aflossing en rente van de leningen en de daaraan gekoppelde derivaten:

In EUR mln

	Opgenomen leningen	Netto rentebetalingen leningen & derivaten	2020 Betaling bij aflossing	Kasstroom derivaten	2020 Totale cash out
binnen 1 jaar	22	-6	-22	-	-28
binnen 1 tot 2 jaar	162	-6	-162	17	-151
binnen 2 tot 3 jaar	139	-7	-139	14	-132
binnen 3 tot 4 jaar	116	-2	-116	12	-106
binnen 4 tot 5 jaar	-	-	-	-	-
na 5 jaar	123	-	-123	12	-111
<b>Totaal</b>	<b>562</b>	<b>-21</b>	<b>-562</b>	<b>55</b>	<b>-528</b>

In EUR mln

	Opgenomen leningen	Netto rentebetalingen leningen & derivaten	2019 Betaling bij aflossing	Kasstroom derivaten	2019 Totale cash out
binnen 1 jaar	467	-17	-467	98	-386
binnen 1 tot 2 jaar	-	-6	-	-	-6
binnen 2 tot 3 jaar	161	-6	-161	17	-150
binnen 3 tot 4 jaar	138	-7	-138	14	-131
binnen 4 tot 5 jaar	115	-2	-115	12	-107
na 5 jaar	118	-	-118	12	-106
<b>Totaal</b>	<b>999</b>	<b>-38</b>	<b>-999</b>	<b>153</b>	<b>-886</b>

Naast bovengenoemde kasstromen uit hoofde van leningen en daaraan gekoppelde derivaten zullen er kasstromen zijn uit hoofde van handelscrediteuren en overige kortlopende schulden. Deze vervallen binnen één jaar.

### Kredietrisico op financiële instrumenten

Het kredietrisico is het risico voor EBN dat de wederpartij niet aan haar contractuele financiële verplichtingen kan voldoen. Als gevolg van cash management transacties kan er kredietrisico op wederpartijen ontstaan. Dit kan het geval zijn bij banktegoeden, deposito's, obligaties (inclusief commercial paper), geldmarktfondsen en derivaten. Door de hoge liquiditeitspositie en marktwaardes van derivaten zou een te grote concentratie van gelden bij een te beperkt aantal wederpartijen een significant kredietrisico voor EBN betekenen. Het beleid is er daarom op gericht dit risico te beperken door uitsluitend zaken te doen met wederpartijen met een hoge kredietwaardigheid en tot een bij de kredietwaardigheid van de desbetreffende wederpartij aanvaardbaar geacht niveau.

De toegestane limieten per wederpartij die gelden voor het totaal van saldi op bankrekeningen, deposito's en (kortlopende) obligaties (inclusief commercial paper) tezamen met de marktwaarde van derivaten minus bijbehorende onderpand, zijn afhankelijk van de credit rating van de wederpartij. Voor het kunnen plaatsen van gelden in deze

instrumenten geldt minimaal een P-1, A-1 en F1 kortetermijn-credit rating van respectievelijk Moody's, Standard & Poor's en Fitch én een minimale langetermijn-credit rating van A2 van Moody's en A van Standard & Poor's en Fitch. Daarnaast bestaat de mogelijkheid om, onder aanvullende voorwaarden, gelden te plaatsen bij geheel publieke bedrijven die een lange- en kortetermijn-credit rating hebben die één niveau lager is dan het bovenstaand weergegeven niveau.

Voor geldmarktfondsen geldt een minimale credit rating van Aaa van Moody's en AAA van Standard & Poor's en Fitch en EBN's participatie per geldmarktfonds is maximaal 5% van het betreffende fonds. Indien in het kader van langlopende financiering derivatentransacties worden afgesloten, wordt dit uitsluitend gedaan met wederpartijen die minimaal een A2, A of A langetermijn-rating van respectievelijk Moody's, Standard & Poors en Fitch hebben én waarmee EBN een 'International Swaps and Derivatives Association' (ISDA) -overeenkomst heeft afgesloten. Nieuwe langlopende derivaten worden afgesloten met een Credit Support Annex (CSA). Dit is een overeenkomst, waarbij met de wederpartij wordt overeengekomen onderpand te storten indien een derivatenpositie een substantiële waarde heeft, ter verkleining van het wederpartijrisico.

Er zijn in 2020, evenals in 2019, geen kredietverliezen op financiële instrumenten opgetreden.

Ten aanzien van alle per 31 december 2020 lopende cross currency interest rate swaps met een nominale waarde van EUR 477 miljoen (CHF 575 miljoen) zijn er CSA's overeengekomen met de betreffende wederpartijen. Uit dien hoofde is er ultimo 2020 per saldo voor EUR 22 miljoen aan onderpand door banken bij EBN geplaatst (ultimo 2019: EUR 52 miljoen). Het onderpand op derivaten betreft gelden gestort door banken ter grootte van het verschil tussen de marktwaarde van de betreffende portefeuille en het in de CSA overeengekomen grensbedrag. Dit gestorte onderpand is grotendeels rentedragend en is opgenomen onder liquide middelen en zal niet worden aangewend voor commerciële doeleinden. De bijbehorende verplichting is opgenomen onder kortlopende schulden als onderdeel van opgenomen leningen. Het maximale kredietrisico op de uitstaande derivaten per jaareinde 2020 bedraagt EUR 35 miljoen (bestaande uit EUR 57 miljoen marktwaarde derivaten minus EUR 22 miljoen onderpand).

Bij de waardering van de derivaten wordt rekening gehouden met het kredietrisico op wederpartijen in het geval van een positieve marktwaarde en met het kredietrisico voor de banken op EBN bij een negatieve marktwaarde. Bij een positieve dan wel negatieve marktwaarde van het totaal van derivaten per tegenpartij (IFRS 13.48 portfolio exception) wordt een Credit Valuation Adjustment (CVA) respectievelijk een Debit Valuation Adjustment (DVA) in de waardering meegenomen. Deze aanpassingen zijn

gebaseerd op Credit Default Swap (CDS) spreads samenhangend met de gewogen gemiddelde resterende looptijd van de portefeuille en de marktwaarde van de derivaten per tegenpartij. Per saldo is hiervoor de waardering van de derivaten ultimo 2020 met EUR 0,4 miljoen verlaagd (de verlaging in 2019 was: EUR 0,6 miljoen).

### Kredietrisico op vorderingen

Het kredietrisico op vorderingen uit verkopen is laag. EBN verkoopt hoofdzakelijk aan zeer kredietwaardige tegenpartijen. 38% van de vorderingen is op GasTerra (lange-termijn-credit rating Standard & Poor's AA+) en 59% van de vorderingen is op NAM (Joint Venture Shell en ExxonMobil). In 2019 was dit respectievelijk 33% en 66%. EBN volgt de kredietwaardigheid van alle afnemers op periodieke basis en hanteert kredietlimieten per afnemer.

### Renterisico

Het renterisico betreft het risico op het ontstaan van financiële resultaten of mutaties in de balans door schommelingen in marktrentestanden. Het renterisicobeleid van EBN is gericht op het beperken van renterisico's die samenhangen met de financiering van de onderneming en tegelijkertijd op het realiseren van minimale netto-rentelasten. Van de langlopende leningen en financiële derivaten wordt conform interne richtlijnen maximaal 60% als variabel rentend aangehouden. Ultimo 2020 kent 52% (2019: 29%) van de leningen na afdekking een variabel rentepercentage.

In onderstaande tabel is de rentegevoeligheid van de financiële instrumenten weergegeven op het eigen vermogen en het resultaat. De analyse van de gevoeligheid

van opgenomen leningen en daaraan gekoppelde financiële derivaten voor rentebewegingen gaat uit van een onmiddellijke verandering van 1%-punt in de rentetarieven

In EUR mln

2020	boekwaarde	reële waarde	effect verandering rente +1%	effect verandering rente -1%
liquide middelen	600	600	-	-
overige effecten (vlottende activa)	1.666	1.666	-	-
vorderingen	173	173	-	-
overige effecten (vaste activa)	853	853	-	-
kortlopende leningen	-22	-22	-	-
overige kortlopende schulden	-544	-544	-	-
langlopende leningen	-540	-565	-	-
cross currency swaps gebruikt voor langlopende leningen	57	57	-10	10
<b>totaal</b>	<b>2.243</b>	<b>2.218</b>	<b>-10</b>	<b>10</b>

In EUR mln

2019	boekwaarde	reële waarde	effect verandering rente +1%	effect verandering rente -1%
liquide middelen	760	760	-	-
overige effecten (vlottende activa)	2.609	2.609	-	-
vorderingen	210	210	-	-
kortlopende leningen	-467	-471	-	-
overige kortlopende schulden	-525	-525	-	-
langlopende leningen	-532	-560	-	-
cross currency swaps gebruikt voor langlopende leningen	55	55	-13	13
cross currency swaps gebruikt voor kortlopende leningen	98	98	-	-
<b>totaal</b>	<b>2.208</b>	<b>2.176</b>	<b>-13</b>	<b>13</b>

ten opzichte van het niveau op 31 december 2020. Alle andere variabelen worden daarbij constant gehouden. Een verlaging van de rentetarieven met 1%-punt zou resulteren in een geschatte daling van de netto-financieringslasten met EUR 10 miljoen uitgaande van de portefeuille aan financiële instrumenten per 31 december 2020. Een toename van de rentetarieven met 1%-punt zou resulteren in een stijging van de netto-financieringslasten van naar schatting EUR 10 miljoen. Deze effecten zullen hoofdzakelijk ontstaan omdat de door een renteverandering veroorzaakte verandering in de marktwaarde van de derivaten rechtstreeks wordt verantwoord in het resultaat.

### Valutarisico

Het valutarisico betreft het risico van het ontstaan van financiële resultaten of mutaties in de balans door schommelingen in een valutakoers op de valutamarkt. EBN heeft als doelstelling het elimineren dan wel reduceren van deze schommelingen.

Tot het instrumentarium voor vreemde valuta beheer behoren contante valuta transacties, valutatermijntransacties alsmede valuta-swaps. EBN dekt valutarisico's die voortvloeien uit verkopen en inkopen, volledig af op het moment waarop de handelsvorderingen of handelsverplichtingen zich manifesteren. Verwachte transacties die nog niet hebben plaatsgevonden worden niet afgedekt. Indien wordt belegd of financiering wordt aangetrokken

in vreemde valuta, wordt het valutarisico meteen na het moment van de beleggings- of financieringstransactie volledig afgedekt. Bij financiering in vreemde valuta wordt het valutarisico zowel qua hoofdsom als qua alle renteverplichtingen in de toekomst volledig afgedekt.

Valutarisico's op kortlopende leningen in vreemde valuta worden afgedekt met valutatermijncontracten. Ultimo 2020 waren er geen lopende valutatermijncontracten die gerelateerd zijn aan in vreemde valuta uitgegeven kortlopende leningen (ultimo 2019: nihil).

Valutarisico's op langlopende leningen in vreemde valuta zijn afgedekt met cross currency interest rate swaps (zie noot 19).



In de tabel hiernaast is de gevoeligheid van de financiële instrumenten voor valutakoersveranderingen weergegeven op het eigen vermogen en het resultaat. Hierbij wordt uitgegaan van een verandering van 10% in alle valutakoersen tegenover de euro uitgaande van de koersen per 31 december 2020, waarbij alle andere variabelen constant worden gehouden. Een verandering van +10% houdt in dat de vreemde valuta sterker wordt ten opzichte van de euro. Een verandering van -10% betekent een verzwakking van de vreemde valuta ten opzichte van de euro.

In EUR mln

2020	boekwaarde	reële waarde	effect verandering valutakoers +10%	effect verandering valutakoers -10%
liquide middelen	600	600	-	-
overige effecten (vlottende activa)	1.666	1.666	-	-
vorderingen	173	173	-	-
overige effecten (vaste activa)	853	853	-	-
kortlopende leningen	-22	-22	-	-
overige kortlopende en langlopende schulden	-544	-544	-	-
langlopende leningen	-540	-565	-63	51
cross currency swaps gebruikt voor langlopende leningen	57	57	63	-51
<b>totaal</b>	<b>2.243</b>	<b>2.218</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

In EUR mln

2019	boekwaarde	reële waarde	effect verandering valutakoers +10%	effect verandering valutakoers -10%
liquide middelen	760	760	-	-
overige effecten (vlottende activa)	2.609	2.609	-	-
vorderingen	210	210	-	-
kortlopende leningen	-467	-471	-47	39
overige kortlopende schulden	-525	-525	-	-
langlopende leningen	-532	-560	-63	51
cross currency swaps gebruikt voor langlopende leningen	55	55	63	-51
cross currency swaps gebruikt voor kortlopende leningen	98	98	47	-39
<b>totaal</b>	<b>2.208</b>	<b>2.176</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## Reële waarde van financiële instrumenten

Derivaten die dienen ter afdekking van langlopende instrumenten (en zelf derhalve ook langlopend zijn) zijn geclassificeerd onder de vaste activa of langlopende schulden.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de boekwaarde en de geschatte reële waarde van financiële instrumenten.

De reële waarden van beursgenoteerde langlopende leningen zijn gebaseerd op gepubliceerde koersen (niveau 1 volgens IFRS). De overige reële waarden worden berekend op basis van beschikbare marktinformatie, waaronder rente- en koersniveaus (niveau 2 volgens IFRS). Alle financiële activa en verplichtingen tegen reële waarde met waarde mutaties door het resultaat classificeren zich naar niveau 2. Jaarlijks worden deze waarderingstechnieken beoordeeld. In 2020 zijn de waarderingstechnieken niet aangepast.

In EUR mln

	31 december 2020		31 december 2019	
	boekwaarde	reële waarde	boekwaarde	reële waarde
<b>activa</b>				
overige effecten	2.519	2.519	2.609	2.609
kortlopende vorderingen	173	173	210	210
financiële derivaten lang	57	57	55	55
financiële derivaten kort	-	-	98	98
liquide middelen	600	600	760	760
<b>passiva</b>				
beursgenoteerde langlopende leningen	533	558	529	560
overige langlopende leningen	7	7	3	3
beursgenoteerde kortlopende leningen	-	-	415	419
overige kortlopende leningen	22	22	52	52
overige kortlopende en langlopende schulden	544	544	524	524

De reële waarde van de langlopende leningen bedraagt per 31 december 2020 EUR 558 miljoen (2019: EUR 560 miljoen). De waardering is conform niveau 1 (evenals in 2019). De boekwaarde van voornoemde langlopende leningen bedraagt EUR 533 miljoen (2019: EUR 529 miljoen). De langlopende leningen in vreemde valuta worden opgenomen tegen de 'mid-market' koersen, zoals gepubliceerd door Reuters. De bijbehorende derivaten worden opgenomen tegen marktwaarde. Als gevolg

hiervan kunnen door schommelingen in markttrenteniveaus van de verschillende valuta's ten opzichte van elkaar tijdelijke ongerealiseerde resultaten in de resultatenrekening ontstaan.

Kortlopende vorderingen, liquide middelen en kortlopende schulden worden opgenomen tegen geamortiseerde kostprijs. Gezien de korte looptijd van deze instrumenten benadert de geamortiseerde kostprijs de reële waarde.

Onderstaande tabel biedt een overzicht van de boekwaarde van financiële derivaten onderverdeeld naar type en doel:

In EUR mln

financiële derivaten in relatie tot opgenomen leningen	activa	passiva	totaal
cross currency interest rate swaps	57	-	57
valutatermijncontracten	-	-	-
<b>Stand per 31 december 2020</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>57</b>
cross currency interest rate swaps	153	-	153
valutatermijncontracten	-	-	-
<b>Stand per 31 december 2019</b>	<b>153</b>	<b>-</b>	<b>153</b>

### Marktprijs risico

EBN heeft als beleid zich niet in te dekken tegen het risico van fluctuaties in de olie- en gasprijzen op de olie- of gasmarkten. Deze marktprijs fluctuaties kunnen forse invloed hebben op de resultaten van EBN. Echter, aangezien deze risico's direct voortkomen uit de kernactiviteiten van EBN wordt dit risico niet ingedekt.

## Overige toelichtingen

### (20) Niet uit de balans blijkende rechten en verplichtingen

Zoals aangegeven in de grondslagen voor waardering en winstbepaling neemt EBN deel in een veelvoud van samenwerkingsverbanden. De basis van deze samenwerkingsverbanden is vastgelegd in overeenkomsten van samenwerking of Joint Operating Agreements waaruit meerjarige financiële rechten en verplichtingen voortvloeien. De investeringsverplichtingen ultimo 2020 bedragen EUR 229 miljoen (2019: EUR 445 miljoen), waarbij deze verplichtingen grotendeels binnen 1 jaar opeisbaar zijn.

Voorts bedraagt EBN's (in)directe aandeel in de bewezen en waarschijnlijke gasreserves van velden waarin EBN participeert per 31 december 2020 38 miljard Nm<sup>3</sup> GE (2019: 61 miljard Nm<sup>3</sup> GE).

Zoals gebruikelijk in de industrie vinden, onder meer via de geassocieerde deelneming GasTerra, continu heronderhandelingen plaats over de prijsstelling van verkoopcontracten. De uitkomsten hiervan kunnen een significante positieve of negatieve invloed hebben op de toekomstige resultaten van EBN. Het is niet mogelijk om een betrouwbare schatting van de uitkomsten van deze

heronderhandelingen of hiermee verband houdende arbitrageprocedures te maken.

Als gevolg van de door gaswinning veroorzaakte aardbevingen in Groningen, zijn toekomstige verplichtingen ontstaan. Deze verplichtingen hebben vooral betrekking op schadeherstel, preventieve versteviging van gebouwen en infrastructuur, compensatiemaatregelen om de veiligheid en de leefbaarheid in het aardbevingsgebied te vergroten.

Een voorziening is opgenomen inzake schadeclaims, een aantal bouwkundige versterkingen van gebouwen en infrastructuur, compensatiemaatregelen, waardedaling en schadevergoeding voor immateriële schade en gederfd woongenoot (zie noot 15). De invulling van de kosten gemoeid met de bouwkundige versterkingen van gebouwen en compensatiemaatregelen zijn niet altijd betrouwbaar in te schatten, een voorziening wordt daarvoor alleen opgenomen wanneer concrete afspraken in onderhandeling zijn of in het geval van lopende juridische procedures waarvan de kans dat EBN wordt veroordeeld tot uitkering van aardbevingskosten groter is dan 50%. De totale omvang van de kosten zou dus hoger kunnen uitvallen. EBN zal uit hoofde van haar deelname in de vergunning Groningen voor 40% bijdragen aan deze kosten.

## (21) Toelichting bij het overzicht van kasstromen

Bij het opstellen van het overzicht van kasstromen wordt de indirecte methode toegepast en wordt uitgegaan van een vergelijking van beginbalans en eindbalans. Vervolgens worden mutaties geëlimineerd die niet tot een kasstroom hebben geleid. De mutaties in het overzicht kasstromen kunnen worden ontleend aan de mutatieoverzichten van de betreffende balansposten.

Toelichting bij de mutatie materiële vaste activa (exclusief investeringen):

In EUR mln

	noot	2020	2019	Delta
<b>Balans (afname) / toename</b>				
materiële vaste activa	9	2.020	2.480	460
exclusief investeringen	9			138
<b>totaal</b>				<b>598</b>

Toelichting bij de mutatie van kasstromen bij de schulden (exclusief leningen en schuld aan de Staat):

In EUR mln

	noot	2020	2019	Delta
<b>Balans (afname) / toename</b>				
overige langlopende schulden	17	89	117	- 28
crediteuren	18	118	70	48
overige kortlopende schulden	18	337	338	- 1
<b>totaal</b>				<b>19</b>
<b>Exclusief non-cash items</b>				
recht van gebruik verplichting		- 10	- 7	- 3
schuld aan de Staat	19	-	- 20	20
<b>totaal</b>				<b>17</b>
<b>totaal</b>				<b>36</b>



## Toelichting ongerealiseerde financiële baten en lasten:

In EUR mln

	lange termijn	korte termijn	liquide middelen & derivaten	netto schuld
<b>Netto schuld</b>				
1 januari 2019	911	380	-2.887	-1.596
kasstromen	-	-	-594	-594
overige wijzigingen	-379	87	-41	-333
<b>Netto schuld ultimo 2019</b>	<b>532</b>	<b>467</b>	<b>-3.522</b>	<b>-2.523</b>
kasstromen	4	- 434	270	-160
overige wijzigingen	4	- 11	76	69
<b>Netto schuld ultimo 2020</b>	<b>540</b>	<b>22</b>	<b>-3.176</b>	<b>-2.614</b>

In EUR mln

	noot	2020	2019
herwaarderingsbaten op derivaten	5	15	41
koersverschillen op obligatieleningen	5	- 15	- 33
overige financiële baten en lasten		21	15
<b>totaal</b>		<b>21</b>	<b>23</b>

## (22) Verbonden partijen

GasTerra en EBN zijn verbonden partijen. EBN heeft 58 actieve (2019: 56) gasverkoopcontracten met GasTerra. Van de omzet van EUR 1.198 miljoen is EUR 386 miljoen gerealiseerd via GasTerra (2019: EUR 651). Onder de voorde- ringen in 2020 is uit hoofde van leveringen aan GasTerra een bedrag opgenomen van EUR 58 miljoen (2019: EUR 63 miljoen).

EBN is samen met de Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM) een Deposit and Loan Facility Agreement aange- gaan met GasTerra. Op basis van deze overeenkomst kan GasTerra aan EBN en NAM (als gezamenlijke partijen) voor-

stellen om een geldsom voor een termijn van 3 dagen tot 3 maanden als termijndeposito bij EBN en NAM te plaatsen. Ook kan GasTerra op basis van deze overeenkomst een verzoek voor een lening bij EBN en NAM (als gezamenlijke partijen) voor eenzelfde termijn indienen. Voor verdere informatie wordt verwezen naar noot 16.

De Staat als aandeelhouder is als een verbonden partij aan te merken. De heffingen, vennootschapsbelasting en uitkeringen van het resultaat na belastingen worden afgedragen aan de Staat. Hierbij wordt verwezen naar noot 7 en 14 in de jaarrekening. Daarnaast heeft EBN een lening volgens marktconforme condities van haar aandeelhouder ontvangen (zie noot 16).

NOGAT en NGT-Extensie als geassocieerde deelnemingen zijn als verbonden partijen aan te merken. EBN betaalt transportkosten aan NOGAT en NGT-Extensie in het kader van haar gezamenlijke bedrijfsactiviteiten. Dit gebeurt in een gebruikelijke bedrijfsvoering en volgens marktcon- forme condities.

Geothermie Plukmade, Geocombinatie Leeuwarden, Warmtebron LEAN en Porthos development, onderne- mingen in opstart, zijn eveneens verbonden partijen.

## (23) Key management

De totale last ter zake van bezoldiging, pensioenen en overige loonkosten van het key management (3 directie-teamleden, waarvan 1 bestuurder, en 5 commissarissen) bedraagt per 31 december 2020 EUR 0,9 miljoen (2019: EUR 1,0 miljoen). De beloningen zoals opgenomen in onderstaande tabel zijn inclusief compensatie van de aftopping van de opbouw van pensioen.

De totale loonkosten van de directieteamleden kan als volgt worden gespecificeerd:

In EUR

	2020	2019
periodiek betaalde beloningen en overige kosten	760.229	858.671
pensioen	58.741	50.430
<b>totaal</b>	<b>818.969</b>	<b>909.101</b>

De bruto bezoldiging van de commissarissen (exclusief BTW) kan als volgt worden gespecificeerd:

In EUR

	2020	2019
S.A.M. Dijkma (vanaf 5 april 2020 tot en met 15 december 2020)	13.947	-
Ir. J.G. Huijskes	24.500	24.500
Prof. Mr. E.M. Kneppers-Heijnert	20.000	20.000
Ir. D.M. Samsom (vanaf 22 maart 2018 tot en met 31 oktober 2019)	-	16.667
Drs W.S. de Vries	20.000	20.000
Mr. J.W. Weck	20.000	20.000
<b>totaal</b>	<b>98.447</b>	<b>101.167</b>

In 2020 heeft de volgende wijziging plaatsgevonden. Mevrouw Dijkma is per 5 april 2020 benoemd als lid van de raad van commissarissen van EBN en is op 15 december 2020 afgetreden vanwege haar benoeming als burgemeester Utrecht per 17 december 2020.

Naast hun bruto bezoldiging ontvangt elke commissaris een onkostenvergoeding van EUR 2.400 per jaar.

## (24) Gebeurtenissen na balansdatum

Er zijn geen gebeurtenissen na balansdatum geweest.

Utrecht, 8 maart 2021

### Directie

Ir. J.W. van Hoogstraten

### Raad van Commissarissen

Ir. J.G. Huijskes  
Prof. Mr. E.M. Kneppers-Heijnert  
Drs. W.S. de Vries  
Mr. J.W. Weck

## Enkelvoudige winst-en-verliesrekening

In EUR mln

	2020	2019
Resultaat uit deelnemingen, na belastingen	61	36
Overige resultaten, na belastingen	- 425	220
<b>resultaat boekjaar</b>	<b>- 364</b>	<b>256</b>
Overig niet gerealiseerd totaalresultaat, na belastingen	- 1	-
<b>totaalresultaat boekjaar</b>	<b>- 365</b>	<b>256</b>

## Enkelvoudige balans (voor winstbestemming)

In EUR mln

ACTIVA			PASSIVA				
	noot	31-12-2020	31-12-2019		noot	31-12-2020	31-12-2019
<b>Vaste activa</b>			<b>Eigen vermogen</b>				
materiële vaste activa	9	1.901	2.355	aandelenkapitaal	B	128	128
deelnemingen en overige vaste activa	A	339	284	agioreserve		450	450
overige effecten	11	853	-	ingehouden winst		-186	197
latente belastingvorderingen	7	94	40			<b>392</b>	<b>775</b>
		<b>3.187</b>	<b>2.679</b>	<b>Voorzieningen</b>			
<b>Vlottende activa</b>			<b>Voorzieningen</b>				
overige effecten	11	1.666	2.609	voorzieningen	15	4.341	4.167
voorraden	12	26	29			<b>4.341</b>	<b>4.167</b>
debiteuren en overige vorderingen	13	167	215	<b>Langlopende schulden</b>			
belastingvorderingen	7	305	140	opgenomen leningen	16	540	532
derivaten	19	-	98	overige langlopende schulden	17	89	117
liquide middelen	11	462	667			<b>629</b>	<b>649</b>
		<b>2.626</b>	<b>3.758</b>	<b>Kortlopende schulden</b>			
<b>Totaal</b>			<b>5.813</b>	<b>6.437</b>	opgenomen leningen	16	22
				crediteuren	18	123	467
				overige	18	306	70
						<b>451</b>	<b>846</b>
				<b>Totaal</b>			<b>5.813</b>
							<b>6.437</b>



## Toelichting op de enkelvoudige jaarrekening

### Algemeen

De enkelvoudige jaarrekening van EBN is opgesteld in overeenstemming met de in Nederland algemeen aanvaarde grondslagen voor financiële verslaggeving en de wettelijke bepalingen inzake de jaarrekening zoals opgenomen in Titel 9 Boek 2 BW. De enkelvoudige winst-en-verliesrekening is opgesteld met gebruikmaking van de vrijstelling uit 2:402, Burgerlijk Wetboek.

Voor de bepaling van de grondslagen voor de waardering van activa en verplichtingen en resultaatbepaling van de enkelvoudige jaarrekening wordt gebruik gemaakt van de optie die wordt geboden in artikel 2:362 lid 8 BW. Dit houdt in dat de grondslagen voor de waardering van activa en verplichtingen en resultaatbepaling van de enkelvoudige jaarrekening gelijk zijn aan die welke in de geconsolideerde jaarrekening zijn toegepast. Hierbij worden groepsmaatschappijen gewaardeerd op basis van de netto-vermogenswaarde en geassocieerde deelnemingen op basis van de equity methode.

De geconsolideerde jaarrekening is opgesteld in overeenstemming met International Financial Reporting Standards ('IFRS') zoals aanvaard binnen de Europese Unie (EU-IFRS) en met Titel 9 Boek 2 BW. Voor een beschrijving van de

gehanteerde grondslagen wordt verwezen naar pagina 100 tot en met 114.

### A) Deelnemingen en overige vaste activa

Deelnemingen en overige vaste activa bestaan naast de derivaten van EUR 57 miljoen (voor details over derivaten wordt verwezen naar noot 19) uit de volgende elementen:

In EUR mln

	Groep maatschappij	Geassocieerde deelnemingen	Leningen	Vordering	2020 totaal
<b>stand per 1 januari</b>	105	86	38	-	229
mutaties	-	-	-8	-	-8
aandeel in resultaat	61	14	-	-	75
uitgekeerde dividend	-	-14	-	-	-14
<b>stand per 31 december</b>	<b>166</b>	<b>86</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>282</b>

In EUR mln

	Groep maatschappij	Geassocieerde deelnemingen	Leningen	Vordering	2019 totaal
<b>stand per 1 januari</b>	69	86	89	4	248
mutaties	-	-	-51	-4	-55
aandeel in resultaat	36	14	-	-	50
uitgekeerde dividend	-	-14	-	-	-14
<b>stand per 31 december</b>	<b>105</b>	<b>86</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>229</b>

Voor details wordt verwezen naar noot 10.

In 2020 is de groepsmaatschappij EBN CCS B.V. opgericht met statutaire zetel in Utrecht. Alle aandelen worden gehouden door EBN B.V.

Leningen betreft een verstrekte lening aan EBN Capital B.V. voor de investeringen in gasopslag Bergermeer. Deze leningsfaciliteit kent een maximum van EUR 200 miljoen en heeft een looptijd van 1 januari 2013 tot 31 december 2041. Er zijn geen zekerheden verstrekt. Het rentepercentage dat is verschuldigd over de opgenomen lening wordt jaarlijks berekend op basis van het 12-maands EURIBOR tarief, verhoogd met een opslag van minimaal 250 basispunten.

### **B) Eigen vermogen**

Het resultaat na belastingen over 2020 is opgenomen in de post ingehouden winst van het eigen vermogen. Voor een verdere toelichting op het eigen vermogen verwijzen wij naar noot 14 van de geconsolideerde jaarrekening.

### **Voorstel tot winstbestemming**

In 2020 is geen nettowinst gerealiseerd. Het nettoverlies van 2020 komt ten laste van het eigen vermogen.

### **Overige toelichtingen**

De financiële vaste activa in enkelvoudige balans omvat onder meer de waardering van de 100% deelneming EBN Capital B.V., welke is geconsolideerd in de geconsolideerde jaarrekening. De verschillen in de overige posten tussen de geconsolideerde en enkelvoudige jaarrekening betreffen derhalve hoofdzakelijk balansposities van EBN Capital. De voornaamste balansposities binnen EBN Capital zijn materiële vaste activa (EUR 120 miljoen) en de voorziening opruimkosten (EUR 60 miljoen).

Gezien de minimale verschillen tussen de overige opgenomen balansposten in de geconsolideerde en de enkelvoudige jaarrekening wordt voor verdere toelichting verwezen naar de toelichting op de geconsolideerde jaarrekening. Deze is opgenomen op pagina 100 tot en met 139.

### **Zekerheden**

EBN heeft een aansprakelijkheidsverklaring in overeenstemming met artikel 403 Boek 2 BW afgegeven voor EBN Capital B.V. en Aardwarmte B.V.

### **Fiscale eenheid**

EBN vormt een fiscale eenheid met EBN Capital B.V., EBN Aardwarmte B.V. en EBN CCS B.V. ten behoeve van de vennootschapsbelasting en belasting toegevoegde waarde. EBN en haar dochtermaatschappijen vormen samen een fiscale eenheid en zijn gezamenlijk en hoofdelijk aansprakelijk voor de door de fiscale eenheid verschuldigde belastingen. In de jaarrekening van de dochtermaatschappijen worden de belastinglast berekend op basis van het behaalde commerciële resultaat. Door EBN B.V. wordt deze belastinglast met EBN Capital B.V., EBN Aardwarmte B.V. en EBN CCS B.V. via de rekening-courantverhouding afgerekend.

### **Gebeurtenissen na balansdatum**

Hierbij wordt verwezen naar noot 24 in de geconsolideerde jaarrekening.

### **Servicekosten vergoed aan externe accountants**

De kosten van externe accountants, PricewaterhouseCoopers Accountants N.V., voor 2020 bedragen EUR 335.000 voor statutaire auditdiensten (2019: EUR 354.000) en EUR 405.000 voor overige audit-diensten (2019: EUR 345.000). Er zijn geen fiscale diensten en niet audit-diensten verleend door PricewaterhouseCoopers Accountants N.V.

## Beloning bestuurders

De bezoldiging van de bestuurders van de vennootschap, luidt als volgt:

In EUR

J.W. van Hoogstraten	2020	2019
periodiek betaalde beloningen en overige kosten	281.517	268.448
variabele beloning	31.734	46.433
pensioen	19.580	19.146
<b>totaal</b>	<b>332.831</b>	<b>334.027</b>

De beloningen zoals opgenomen in bovenstaande tabel zijn inclusief compensatie van de aftopping van de opbouw van pensioen.

In 2020 bedroeg de vergoeding aan de commissarissen EUR 98.447 (2019: EUR 101.167). Zie noot 23 voor verdere details over de vergoeding van de individuele commissarissen.

Utrecht, 8 maart 2021

### Directie

Ir. J.W. van Hoogstraten

### Raad van Commissarissen

Ir. J.G. Huijskes

Prof. Mr. E.M. Kneppers-Heijnert

Drs. W.S. de Vries

Mr. J.W. Weck

## Overige gegevens

### Winstbestemming

De winstbestemming geschiedt conform het gestelde in artikel 20 lid 2 van de statuten van de Vennootschap en conform lopende afspraken met de aandeelhouder.





**Van tonnenjacht naar bronnenjacht.**

Over morgen verbinden met vandaag in gesprek met Carolien Gehrels, Arcadis/voorzitter Industrietafel Energieakkoord

Lees meer op: [www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

# 9. Controle verklaring van de onafhankelijke accountant

Verklaring over de jaarrekening 2020	141
Assurancerapport van de onafhankelijke accountant	153

**Met een andere mindset en creatief denken kunnen we niet alleen vandaag, maar zeker ook morgen het verschil maken.**



## Verklaring over de jaarrekening 2020

### Ons oordeel

Naar ons oordeel:

- geeft de geconsolideerde jaarrekening van EBN B.V., samen met haar dochtermaatschappijen ('de groep') een getrouw beeld van de grootte en samenstelling van het vermogen van de groep op 31 december 2020 en van het resultaat en de kasstromen over 2020, in overeenstemming met de International Financial Reporting Standards zoals aanvaard binnen de Europese Unie ('EU-IFRS') en met Titel 9 Boek 2 van het in Nederland geldende Burgerlijk Wetboek ('BW');
- geeft de enkelvoudige jaarrekening van EBN B.V. ('de vennootschap') een getrouw beeld van de grootte en samenstelling van het vermogen van de vennootschap op 31 december 2020 en van het resultaat over 2020 in overeenstemming met Titel 9 Boek 2 van het in Nederland geldende Burgerlijk Wetboek ('BW').

### Wat we hebben gecontroleerd

Wij hebben de in dit jaarverslag opgenomen jaarrekening 2020 van EBN B.V. te Utrecht gecontroleerd. De jaarrekening omvat de geconsolideerde jaarrekening van de groep en de enkelvoudige jaarrekening.

De geconsolideerde jaarrekening bestaat uit:

- de geconsolideerde balans (voor winstbestemming) per 31 december 2020;
- de volgende overzichten over 2020: geconsolideerde winst- en- verliesrekening en overzicht totaalresultaat, geconsolideerde mutatieoverzicht van het eigen vermogen en het geconsolideerde kasstroomoverzicht; en
- de toelichting op de geconsolideerde jaarrekening met de belangrijke grondslagen voor financiële verslaggeving en overige toelichtingen.

De enkelvoudige jaarrekening bestaat uit:

- de enkelvoudige balans per 31 december 2020;
- de enkelvoudige winst- en verliesrekening over 2020; en
- de toelichting op de enkelvoudige jaarrekening met een overzicht van de gehanteerde grondslagen voor financiële verslaggeving en overige toelichtingen.

Het stelsel voor financiële verslaggeving dat is gebruikt voor het opmaken van de geconsolideerde jaarrekening is EU-IFRS en de relevante bepalingen uit Titel 9 Boek 2 BW en het stelsel dat is gebruikt voor het opmaken van de enkelvoudige jaarrekening is Titel 9 Boek 2 BW.

### De basis voor ons oordeel

Wij hebben onze controle uitgevoerd volgens Nederlands recht, waaronder ook de Nederlandse controlestan-

daarden vallen. Onze verantwoordelijkheden op grond hiervan zijn beschreven in de paragraaf 'Onze verantwoordelijkheden voor de controle van de jaarrekening'.

Wij vinden dat de door ons verkregen controle-informatie voldoende en geschikt is als basis voor ons oordeel.

### Onafhankelijkheid

Wij zijn onafhankelijk van EBN B.V. zoals vereist in de Europese verordening betreffende specifieke eisen voor de wettelijke controles van financiële overzichten van organisaties van openbaar belang, de Wet toezicht accountantsorganisaties (Wta), de Verordening inzake de onafhankelijkheid van accountants bij assuranceopdrachten (ViO) en andere voor de opdracht relevante onafhankelijkheidsregels in Nederland. Verder hebben wij voldaan aan de Verordening gedrags- en beroepsregels accountants (VGBA).

### Onze controleaanpak Samenvatting en context

Zoals vermeld in het jaarverslag is EBN B.V. (hierna: EBN) een onderneming die namens de Nederlandse Staat investeert in de opsporing, winning en opslag van gas en olie. EBN is partner in samenwerkingsverbanden met diverse olie- en gasmaatschappijen. Het EBN-aandeel in deze *joint arrangements* bedraagt in de regel 40%, in sommige gevallen 50%, en het betreffen *non-operated*

*ventures* (hierna: NOV's). EBN is als partner betrokken bij de projecten waarin ze investeren, maar de operator is verantwoordelijk voor de dagelijkse werkzaamheden. De kernactiviteit van EBN is het investeren in en beheren van NOV's en het ontwikkelen en toepassen van kennis voor deze NOV's. EBN heeft tevens deelnemingen in infrastructuur: pijpleidingsystemen op zee en gasopslagen, alsmede een 40% belang in Gasterra B.V. Via deze gasgroothandel-sonderneming wordt de gasproductie van EBN verkocht.

EBN is afhankelijk van de ontwikkeling van olie- en gasprijzen, waardoor volatiliteit in de jaarlijkse resultaten kan ontstaan. Tevens worden de resultaten beïnvloed door (terugnemingen van) bijzondere waardeverminderingen van materiële vaste activa en aardbeving gerelateerde kosten. Tegelijkertijd wordt het volume en de schaal van de bedrijfsoperaties in belangrijke mate bepaald door het aantal samenwerkingsverbanden en de financieringsactiviteiten. Dit komt in de financiële prestatie van de vennootschap tot uitdrukking in de totale vaste activa. Deze aspecten zijn van invloed geweest op de bepaling van onze materialiteit zoals uiteengezet in de sectie 'Materialiteit' van deze controle-verklaring. Bovendien hebben de posten gerelateerd aan de materiële vaste activa en de aan de aardbeving gerelateerde kosten, die zorgen voor volatiliteit in de resultaten, specifieke aandacht gehad tijdens de controle. Zie hiervoor de sectie 'De kernpunten van onze controle' in deze verklaring.

De groep bestaat uit vier groepsmaatschappijen, EBN B.V., EBN Capital B.V., EBN CCS B.V. en EBN Aardwarmte B.V. De reikwijdte van onze controle wordt uiteengezet in de paragraaf 'De reikwijdte van onze groepscontrole'.

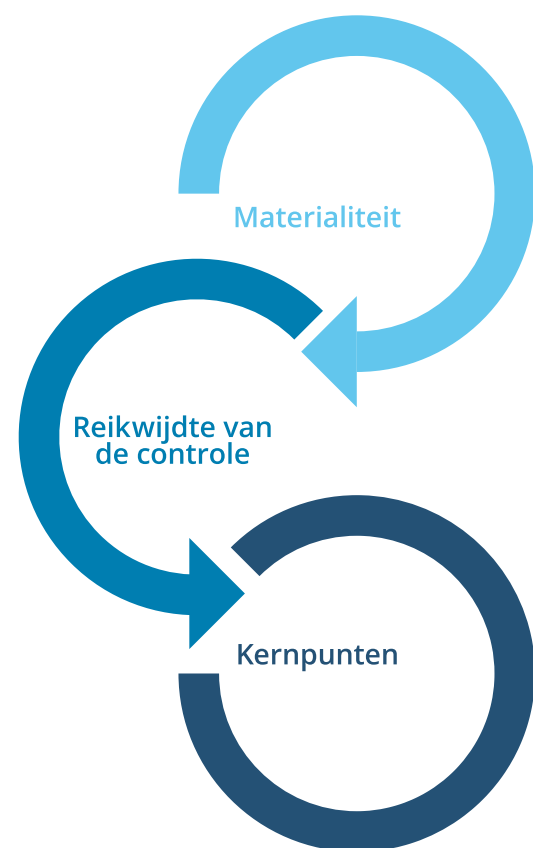
Als onderdeel van het ontwerpen van onze controleaanpak hebben wij de materialiteit bepaald en het risico van materiële afwijkingen in de jaarrekening geïdentificeerd en ingeschat. Wij besteden bijzondere aandacht aan die gebieden waar de directie belangrijke schattingen heeft gemaakt, bijvoorbeeld bij significante schattingen waarbij veronderstellingen over toekomstige gebeurtenissen worden gemaakt die inherent onzeker zijn. In de paragraaf 'schattingen en oordelen' van de jaarrekening heeft de vennootschap de schattingsposten en de belangrijkste bronnen van schattingsonzekerheid uiteengezet. Vanwege de significante schattingsonzekerheid en het gerelateerde hogere inherente risico verbonden aan de waardering van vaste materiële activa en het bepalen van de voorzieningen voor opruimkosten en aardbeving gerelateerde kosten, hebben wij deze aangemerkt als kernpunten zoals uiteengezet in de paragraaf 'De kernpunten van onze controle'.

Bij al onze controles besteden wij aandacht aan het risico van het doorbreken van de interne beheersingsmaatregelen door het management waaronder het evalueren van risico's op mogelijke afwijkingen als gevolg van fraude

op basis van een analyse van mogelijke belangen van de directie.

Wij hebben ervoor gezorgd dat het controleteam over voldoende specialistische kennis en expertise beschikt die nodig is voor de controle van een onderneming in de energie-industrie met NOV's-belangen. Wij hebben daarom specialisten op het gebied van de olie- en gasindustrie, financiële instrumenten, IT en belastingen in ons team opgenomen.

De hoofdlijnen van onze controleaanpak waren als volgt:



---

### Materialiteit

- Materialiteit: €29.475.000, gebaseerd op 0,5% van de totale activa.
- 

### Reikwijdte van de controle

- We hebben controlewerkzaamheden uitgevoerd op EBN B.V. en EBN Capital B.V. Hiermee zijn twee van de vier onderdelen gecontroleerd. De activiteiten van EBN Aardwarmte B.V. en EBN CCS B.V. worden nog niet materieel geacht.
- 

### Kernpunten

- Waardering van materiële vaste activa en de onderliggende triggering eventanalyse bevatten significante managementschattingen.
  - Waardering van de voorzieningen voor opruimkosten en aardbeving-gerelateerde kosten bevatten significante managementschattingen.
- 

### Materialiteit

De reikwijdte van onze controle wordt beïnvloed door het toepassen van materialiteit. In onze controleverklaring wordt het begrip 'materieel' toegelicht in de paragraaf 'Onze verantwoordelijkheden voor de controle van de jaarrekening'.

Wij bepalen, op basis van ons professionele oordeel, kwantitatieve grenzen voor materialiteit waaronder de

materialiteit voor de jaarrekening als geheel, zoals uiteengezet in onderstaande tabel. Deze grenzen, evenals de kwalitatieve overwegingen daarbij, helpen ons om de aard, timing en omvang van onze controlewerkzaamheden voor de individuele posten en toelichtingen in de jaarrekening te bepalen en om het effect van onderkende afwijkingen, zowel individueel als gezamenlijk, op de jaarrekening als geheel en op ons oordeel, te evalueren.

De geactualiseerde materialiteit voor onze controle van uw jaarrekening is als volgt vastgesteld:

<b>Materialiteit voor de groep</b>	<b>€29.475.000 (2019: €42.000.000)</b>
Hoe is de materialiteit bepaald	Wij bepalen de materialiteit op basis van ons professionele oordeel. Als basis voor deze oordeelsvorming gebruikten we 0,5% van de totale activa.
De overwegingen voor de gekozen benchmark	<p>We hebben deze benchmark toegepast op basis van onze analyse van de gemeenschappelijke informatiebehoefte van de gebruikers van de jaarrekening. Op basis van deze behoefte achtten wij een benchmark op basis van een driejaargemiddelde winst voor belasting gecorrigeerd voor posten met een incidenteel karakter, zoals in voorgaande jaren toegepast, niet langer passend bij de huidige situatie van EBN. EBN werd in 2020 geconfronteerd met externe factoren, zoals fluctuerende olie- en gasprijzen en het besluit om het Groningen gasveld verder in te sluiten. Hierdoor kende het resultaat een negatieve omslag en bleken de behaalde resultaten over voorgaande jaren die werden meegenomen in het gemiddelde van deze benchmark niet meer representatief.</p> <p>Tegelijkertijd zien wij een toename van nieuwe activiteiten in de bedrijfsvoering van EBN zoals bleek uit de uitbreiding van de organisatiestructuur, en uit de toename van het aantal samenwerkingsverbanden, het aantal type transacties, en de financieringsactiviteiten. Het volume en de schaal van de bedrijfsoperaties worden in belangrijke mate bepaald door het aantal samenwerkingsverbanden. De financieringsactiviteiten komen in de financiële prestatie van de vennootschap tot uitdrukking in de totale vaste activa. De samenwerkingsverbanden en de financieringsactiviteiten worden niet direct beïnvloed door de prijs of geproduceerde volumes.</p> <p>Op basis van een stijgend activiteitsniveau en de gemeenschappelijke informatiebehoefte van de gebruikers van de jaarrekening achten wij daarom een benchmark op basis van totale activa meer passend bij de huidige situatie van EBN.</p>
Materialiteit voor groepsonderdelen	De financiële resultaten van EBN Capital B.V. zijn gecontroleerd met de materialiteit gealloceerd aan deze entiteit, zijnde € 3,95 miljoen met een rapportagedrempel van € 197.000

Wij houden ook rekening met afwijkingen en/of mogelijke afwijkingen die naar onze mening om kwalitatieve redenen materieel zijn.

Wij zijn met de raad van commissarissen overeengekomen dat wij tijdens onze controle geconstateerde afwijkingen boven de €1.473.000 (2019: €2.100.000) aan hen rapporteren, evenals kleinere afwijkingen die naar onze mening om kwalitatieve redenen relevant zijn.

### De reikwijdte van onze groepscontrole

EBN B.V. is de moedermaatschappij van een groep van entiteiten. De financiële informatie van deze groep is opgenomen in de geconsolideerde jaarrekening van EBN B.V.

Wij hebben de reikwijdte van onze controle zodanig bepaald dat we voldoende controlewerkzaamheden verrichten om in staat te zijn een oordeel te geven over de jaarrekening als geheel. Daarbij hebben wij, onder meer, in aanmerking genomen de managementstructuur van de groep, de aard van de activiteiten van de groepsonderdelen, de bedrijfsprocessen en interne beheersingsmaatregelen en de bedrijfstak waarin de vennootschap opereert.



Op grond hiervan hebben wij de aard en omvang van de werkzaamheden bepaald op het niveau van de groepsonderdelen die noodzakelijk waren om door het groepsteam en door de accountants van groepsonderdelen te worden uitgevoerd.

De groepscontrole heeft zich voornamelijk gericht op het significante groepsonderdeel EBN B.V. Gezien de statutaire controleplicht van dochteronderneming EBN Capital B.V. is een controle van de volledige financiële informatie van dit groepsonderdeel uitgevoerd. Deze controlewerkzaamheden, alsmede de controle van de volledige financiële informatie van EBN B.V., zijn uitgevoerd door het groepsteam. EBN Aardwarmte B.V. en EBN CC B.V. die niet onder de reikwijdte van de controle valt vertegenwoordigen samen niet meer dan 0,5% van het geconsolideerde balans totaal en de omzet.

## Onze focus op het risico op fraude en niet-naleving van wet- en regelgeving

### Onze doelstellingen

De doelstellingen van onze audit zijn, met betrekking tot fraude en de naleving van wet- en regelgeving:

- het identificeren en inschatten van de risico's op een afwijking van materieel belang die het gevolg is van fraude;
- het verkrijgen van voldoende en geschikte controle-informatie over de ingeschatte risico's op een afwijking van

materieel belang die het gevolg is van fraude door middel van het opzetten en implementeren van geschikte manieren om op die risico's in te spelen;

- het op passende wijze inspelen op fraude of vermoede fraude die tijdens de controle is geïdentificeerd; en
- het verkrijgen van een redelijke mate van zekerheid dat de financiële overzichten als geheel vrij zijn van afwijkingen van materieel belang die het gevolg zijn van fraude of van fouten, rekening houdend met het van toepassing zijnde wet- en regelgevingskader.

De primaire verantwoordelijkheid voor de preventie en detectie van fraude of niet-naleving van wet- en regelgeving ligt bij de directie onder het toezicht van de raad van commissarissen.

### Onze risicoanalyse

Als onderdeel van ons proces van het identificeren van frauderisico's, evalueren wij frauderisicofactoren met betrekking tot frauduleuze financiële verslaggeving, het oneigenlijk toe-eigenen van activa en omkoping en corruptie. Wij hebben de frauderisicofactoren geëvalueerd om te overwegen of deze factoren een indicatie vormen voor de aanwezigheid van het risico op afwijkingen van materieel belang die het gevolg zijn van fraude.

Daarnaast hebben wij controlewerkzaamheden uitgevoerd om een algemeen inzicht te verwerven in het wet- en regel-

gevingskader dat van toepassing is op de groep waarbij wij bepalingen hebben geïdentificeerd van wet- en regelgeving die gewoonlijk wordt geacht van directe invloed te zijn op de vaststelling van bedragen en in de financiële overzichten opgenomen toelichtingen die van materieel belang zijn.

Bij al onze controles besteden wij aandacht aan het risico van het doorbreken van de interne beheersingsmaatregelen door het management waaronder het evalueren van risico's op mogelijke afwijkingen als gevolg van fraude op basis van een analyse van mogelijke belangen van het management. Wij verwijzen naar de kernpunten van de controle, welke voorbeelden zijn van onze controleaanpak gericht op onderdelen waar er een hoger risico is geïdentificeerd door schattingen waar het management significante oordeelsvormingen en veronderstellingen hanteert.

### Onze controlewerkzaamheden op de geïdentificeerde risico's

De volgende controlewerkzaamheden zijn uitgevoerd om in te spelen op de geïdentificeerde risico's:

- Wij hebben de opzet, implementatie en, indien van toepassing, effectieve werking van de interne beheersingsmaatregelen die het frauderisico mitigeren getest.
- Wij hebben data-analyse uitgevoerd op hoger risico journaalboekingen en hebben de belangrijkste oordeelsvormingen en veronderstellingen geëvalueerd voor een mogelijke tendentie door EBN B.V., inclusief retros-

pectieve beoordelingen met betrekking tot significante schattingen van voorgaand boekjaar. Waar wij voorbeelden van onverwachte journaalboekingen of overige risico's hebben geïdentificeerd, hebben wij additionele controlewerkzaamheden uitgevoerd om ieder risico te adresseren. Deze werkzaamheden bevatten ook het testen van transacties door middel van bronbescheiden.

- Wij hebben een element van onvoorspelbaarheid ingebouwd in onze controlewerkzaamheden.
- Wij hebben de uitkomsten van overige controlewerkzaamheden overwogen en geëvalueerd of geconstateerde afwijkingen een aanwijzing vormen voor fraude. Indien een dergelijke aanwijzing bestond, hebben wij de frauderisicoanalyse opnieuw geëvalueerd en de impact bepaald op onze geplande controlewerkzaamheden.
- Wij hebben controle-informatie verkregen omtrent het naleven van de bepalingen van die wet- en regelgeving die gewoonlijk wordt geacht van directe invloed te zijn op de vaststelling van bedragen en in de financiële overzichten opgenomen toelichtingen die van materieel belang zijn. Voor wat betreft overige wet- en regelgeving die geen directe invloed heeft op de vaststelling van de bedragen en toelichtingen in de financiële overzichten hebben wij de directie en de raad van commissarissen gevraagd of de entiteit dergelijke wet- en regelgeving naleeft. Daarnaast hebben we de correspondentie met relevante vergunningverlenende of regelgevende of toezichthoudende instanties geïnspecteerd.

### Geen geïdentificeerde (indicaties van) fraude of niet-naleving van wet- en regelgeving

Gedurende onze controle hebben wij geen (indicaties van) niet-naleving van wet- en regelgeving of fraude geïdentificeerd

### De kernpunten van onze controle

In de kernpunten van onze controle beschrijven wij zaken die naar ons professionele oordeel het meest belangrijk waren tijdens de controle van de jaarrekening. Wij hebben de raad van commissarissen op de hoogte gebracht van de kernpunten. De kernpunten vormen geen volledige weergave van alle risico's en punten die wij tijdens onze controle hebben geïdentificeerd en hebben besproken. Wij hebben in deze paragraaf de kernpunten beschreven met daarbij een samenvatting van de op deze punten door ons uitgevoerde werkzaamheden.

Wij hebben onze controlewerkzaamheden met betrekking tot deze kernpunten bepaald in het kader van de jaarrekeningcontrole als geheel. Onze bevindingen en observaties ten aanzien van individuele kernpunten moeten in dat kader worden gezien en niet als afzonderlijke oordelen over deze kernpunten of over specifieke elementen van de jaarrekening.

## Kernpunten

---

### Waardering van materiële vaste activa en onderliggende triggering event analyse bevatten significante management schattingen

*Verwezen wordt naar 'Schattingen en oordelen' en noot 9 'Materiële vaste activa'*

Tijdens het jaarlijkse review proces voor de waardering van materiële vaste activa, heeft management geen triggering event voor een bijzondere waardevermindering geïdentificeerd. Als gevolg van de niet voorziene productieverlaging, door het besluit van de minister om niet meer gas te winnen uit het Groningenveld dan noodzakelijk, heeft EBN analyses uitgevoerd ter identificatie van een bijzondere waardeverminderingen voor de gerelateerde assets van het Groningengasveld, inclusief de assets van de gasopslag Norg.

Elke analyse bevat verschillende variabelen die onderhevig zijn aan (significante) schattingen, waaronder de bepaling van een kasstroom generende eenheid, de meest recente budgetten, de prijsscenario's, verwachte economisch winbare reserves, beschikbare gasopslagcapaciteit, productieprofielen, de vergoeding voor de gewijzigde inzet van Norg, verwachte operationele en aardbeving gerelateerde kosten, de waarde van lange termijncontracten en de disconteringsvoet en indien van toepassing verwachte kapitaalsuitgaven.

De aanwezige gasreserves hebben een bepaalde mate van schattingsonzekerheid. Schattingen van reserves zijn per definitie onnauwkeurig en zijn gebaseerd op interpretaties die in de tijd kunnen veranderen door verschillende factoren. Kritische aannames die hiervoor gedaan worden zijn de ontwikkelingen van de gasprijzen en productieprofielen. Naast de impact op de realiseerbare waarde van een actief, beïnvloeden de aanwezige reserves ook direct de Unit of Production (UoP), i.e. de basis voor afschrijvingen.

Wij hebben dit onderdeel aangemerkt als een kernpunt voor onze controle vanwege het materiële belang van de materiële vaste activa en omdat bij de analyse van mogelijke waarde aanpassingen en het bepalen van de aanwezige olie- en gasreserves significante schattingen noodzakelijk zijn

---

## Onze controlewerkzaamheden en observaties

---

In onze controle hebben wij aandacht gegeven aan de analyses van EBN ter identificatie van een mogelijke bijzondere waardevermindering.

Wij hebben gegevensgerichte controlewerkzaamheden uitgevoerd ter verificatie van de gebruikte informatie door management in de analyses ter identificatie van een mogelijke bijzondere waardevermindering. Met behulp van interne waarderingsexperts hebben wij de redelijkheid van de schattingen en aannames van management besproken en getoetst. Wij hebben voldoende en geschikte controle informatie ontvangen ter onderbouwing van deze aannames en schattingen.

Op basis van de huidige overeenkomsten en afspraken hebben wij vastgesteld dat er geen wijzigingen zijn met betrekking tot de bepaling van de kasstroom genererende eenheid ten op zichte van voorgaand jaar. Met behulp van interne waarderingsexperts vastgesteld dat de prijsscenario's in lijn zijn met de markt en binnen de geaccepteerde bandbreedte liggen. De verwachte volumes hebben wij aangesloten met onder andere het Vaststellingsbesluit (voor gasjaar 2020/2021) en interne reserve informatie.

Het proces met betrekking tot het inschatten van de reserves en productieprofielen hebben wij geanalyseerd en vastgesteld dat deze zijn geclassificeerd in lijn met Petroleum Resources Management System. Wij hebben productie- en kosteninformatie van operators vergeleken met geautoriseerde budgetten. Wij hebben de redelijkheid van de productiekosten geëvalueerd en afgezet tegen de verwachte productieprofielen. Wij hebben de disconteringsvoet beoordeeld. De waarde van lange termijncontracten en beschikbare gasopslagcapaciteit en de vergoeding voor de gewijzigde inzet van Norg, hebben wij beoordeeld aan de hand van relevante kamerbrieven, bijbehorende bijlagen en andere relevante correspondentie tussen de betrokken partijen.

Daarnaast hebben wij de berekeningen van management nagerekend en afgezet tegen algemeen geaccepteerde waarderingstechnieken. Ten slotte hebben wij de aanvaardbaarheid van de toelichtingen en de daarin genoemde onzekerheden beoordeeld.

---

## Kernpunten

---

### Waardering van de voorzieningen voor opruimkosten en aardbeving gerelateerde kosten bevatten significante management schattingen

*Verwezen wordt naar 'Schattingen en oordelen' en noot '15 Voorzieningen'*

De waardering van voorzieningen voor opruimkosten en aardbeving gerelateerde kosten is complex. Voorzieningen gerelateerd aan deze kosten bedragen 75% (€ 4.401 miljoen) van het balanstotaal van EBN. Significante schattingen en aannames van management zijn nodig voor het bepalen van deze voorzieningen.

De belangrijkste inschattingen voor de voorziening opruimkosten betreffen de verwachte uitgaven en de timing van de verwachte opruimactiviteiten per individueel actief; welke afhankelijk is van de verwachte einddatum van de productie van het veld waar het actief aan gerelateerd is.

Schattingen en aannames voor aardbeving gerelateerde kosten omvatten het totaal aantal te verwachten claims en het bedrag van deze claims, verwachte uitkeringen van compensatie voor waardedalingen van onroerende zaken en immateriële schade, het verwachte bedrag dat voor nieuwbouw/versterking van scholen en infrastructuur betaald dient te worden, en het verwachte bedrag dat betaald dient te worden voor de versterking van woningen. Verwachte aardbeving gerelateerde kosten zijn afhankelijk van kosteninschattingen vanuit verschillende bronnen en uitkomsten van lopende juridische procedures.

*Wij hebben dit onderdeel aangemerkt als een kernpunt voor onze controle vanwege het materiële belang van deze voorzieningen ten opzichte van het balanstotaal en omdat de waardering van voorzieningen voor opruimkosten en aardbeving gerelateerde kosten significante schattingen bevatten.*

---

## Onze controlewerkzaamheden en observaties

---

Onze controlewerkzaamheden voor opruimverplichtingen omvatten onder meer het evalueren van schattingen en aannames van management. Dit hebben we gedaan door gebruikte informatie door management aan te sluiten met informatie ontvangen vanuit operators voor ingeschatte kosten, het vergelijken van kosteninschattingen tussen operators en aansluiten met informatie ten aanzien van de olie- en gasreserves. Wij hebben de redelijkheid van de gehanteerde disconteringsvoet getoetst en hebben het proces van management rondom het aanpassen van operator-informatie geëvalueerd. Voor gemaakte aanpassingen van operator-informatie hebben wij controle informatie verkregen en de redelijkheid geëvalueerd.

Wij hebben kosteninschattingen voor aardbeving gerelateerde kosten, waar de basis de opgave van de operator is, maar waar management haar eigen positie bepaalt, geverifieerd met extern beschikbare informatie. Tevens hebben wij het proces met betrekking tot de audit gerelateerde werkzaamheden op de kosteninschattingen voor aardbeving gerelateerde kosten zoals opgegeven door de operator geanalyseerd en de uitkomsten van deze werkzaamheden geëvalueerd. Wij hebben de aanvaardbaarheid van de onderbouwing van de operator en aanpassingen van EBN gecontroleerd.

Daarnaast hebben wij de berekeningen van management nagerekend, afgezet tegen de standaarden en beoordeeld of deze consistent zijn uitgevoerd met voorgaande periodes. Tenslotte hebben wij de aanvaardbaarheid van de toelichtingen en de daarin genoemde onzekerheden beoordeeld.



---

## Verklaring over de in het jaarverslag opgenomen andere informatie

Naast de jaarrekening en onze controleverklaring daarbij, omvat het jaarverslag andere informatie, die bestaat uit:

- Voorwoord jaarverslag 2020
- Onze organisatie
- Onze positie in de energieketen
- Resultaten
- Risico & Corporate Governance
- Verslag van raad van commissarissen
- Over dit verslag
- Bijlagen.

Op grond van onderstaande werkzaamheden zijn wij van mening dat de andere informatie:

- met de jaarrekening verenigbaar is en geen materiële afwijkingen bevat;
- alle informatie bevat die op grond van Titel 9 Boek 2 BW is vereist.

Wij hebben de andere informatie gelezen en hebben op basis van onze kennis en ons begrip, verkregen vanuit de jaarrekeningcontrole of anderszins, overwogen of de andere informatie materiële afwijkingen bevat.

Met onze werkzaamheden hebben wij voldaan aan de vereisten in Titel 9 Boek 2 BW en de Nederlandse Standard 720. Deze werkzaamheden hebben niet dezelfde diepgang als onze controlewerkzaamheden bij de jaarrekening.

De directie is verantwoordelijk voor het opstellen van de andere informatie, waaronder het bestuursverslag en de overige gegevens in overeenstemming met Titel 9 Boek 2 BW.

---

## Verklaring betreffende overige door wet- en regelgeving gestelde vereisten

### Onze benoeming

Wij zijn op 16 november 2015 benoemd als externe accountant van EBN B.V. door de raad van commissarissen volgend een besluit van de algemene vergadering op 16 november 2015 dat jaarlijks is herbevestigd door de aandeelhouders. Wij zijn nu voor een onafgebroken periode van vijf jaar accountant van de vennootschap.

### Geen verboden diensten

Wij hebben, naar ons beste weten en overtuiging, geen verboden diensten, als bedoeld in artikel 5, lid 1 van de Europese verordening betreffende specifieke eisen voor de

wettelijke controles van financiële overzichten van organisaties van openbaar belang, geleverd.

---

## Verantwoordelijkheden met betrekking tot de jaarrekening en de accountantscontrole

### Verantwoordelijkheden van de directie en de raad van commissarissen voor de jaarrekening

De directie is verantwoordelijk voor:

- het opmaken en het getrouw weergeven van de jaarrekening in overeenstemming met EU-IFRS en met Titel 9 Boek 2 BW; en voor
- een zodanige interne beheersing die de directie noodzakelijk acht om het opmaken van de jaarrekening mogelijk te maken zonder afwijkingen van materieel belang als gevolg van fouten of fraude.

Bij het opmaken van de jaarrekening moet de directie afwegen of de vennootschap in staat is om haar werkzaamheden in continuïteit voort te zetten. Op grond van genoemde verslaggevingsstelsels moet de directie de jaarrekening opmaken op basis van de continuïteitsveronderstelling, tenzij de directie het voornemen heeft om de vennootschap te liquideren of de bedrijfsactiviteiten te beëindigen of als beëindiging het enige realistische alternatief is. De directie moet gebeurtenissen en omstan-

digheden waardoor gereede twijfel zou kunnen bestaan of de vennootschap haar bedrijfsactiviteiten kan voortzetten, toelichten in de jaarrekening.

De raad van commissarissen is verantwoordelijk voor het uitoefenen van toezicht op het proces van financiële verslaggeving van de vennootschap.

### Onze verantwoordelijkheden voor de controle van de jaarrekening

Onze verantwoordelijkheid is het zodanig plannen en uitvoeren van een controleopdracht dat wij daarmee voldoende en geschikte controle-informatie verkrijgen voor het door ons af te geven oordeel.

Onze doelstellingen zijn een redelijke mate van zekerheid te verkrijgen over de vraag of de jaarrekening als geheel geen afwijking van materieel belang bevat als gevolg van fraude of van fouten en een controleverklaring uit te brengen waarin ons oordeel is opgenomen. Een redelijke mate van zekerheid is een hoge mate maar geen absolute mate van zekerheid waardoor het mogelijk is dat wij tijdens onze controle niet alle afwijkingen van materieel belang ontdekken.

Afwijkingen kunnen ontstaan als gevolg van fraude of fouten en zijn materieel indien redelijkerwijs kan worden verwacht dat deze, afzonderlijk of gezamenlijk, van invloed kunnen zijn op de economische beslissingen die gebruikers op basis van deze jaarrekening nemen. De materialiteit

beïnvloedt de aard, timing en omvang van onze controlewerkzaamheden en de evaluatie van het effect van onderkende afwijkingen op ons oordeel.

Een meer gedetailleerde beschrijving van onze verantwoordelijkheden is opgenomen in de bijlage bij onze controleverklaring.

Rotterdam, 8 maart 2021

PricewaterhouseCoopers Accountants N.V.

I.J.C. Lefebure RA

---

## Bijlage bij onze controleverklaring over de jaarrekening 2020 van EBN B.V.

In aanvulling op wat is vermeld in onze controleverklaring hebben wij in deze bijlage onze verantwoordelijkheden voor de controle van de jaarrekening nader uiteengezet en toegelicht wat een controle inhoudt.

### De verantwoordelijkheden van de accountant voor de controle van de jaarrekening

Wij hebben deze accountantscontrole professioneel-kritisch uitgevoerd en hebben waar relevant professionele oordeelsvorming toegepast in overeenstemming met de Nederlandse controlestandaarden, ethische voorschriften en de onafhankelijkheidseisen. Onze controle bestond onder andere uit:

- Het identificeren en inschatten van de risico's dat de jaarrekening afwijkingen van materieel belang bevat als gevolg van fouten of fraude, het in reactie op deze risico's bepalen en uitvoeren van controlewerkzaamheden en het verkrijgen van controle-informatie die voldoende en geschikt is als basis voor ons oordeel. Bij fraude is het risico dat een afwijking van materieel belang niet ontdekt wordt groter dan bij fouten. Bij fraude kan sprake zijn van samenspanning, valsheid in geschrifte, het opzettelijk nalaten transacties vast te leggen, het opzettelijk

verkeerd voorstellen van zaken of het doorbreken van de interne beheersing.

- Het verkrijgen van inzicht in de interne beheersing die relevant is voor de controle met als doel controlewerkzaamheden te selecteren die passend zijn in de omstandigheden. Deze werkzaamheden hebben niet als doel om een oordeel uit te spreken over de effectiviteit van de interne beheersing van de vennootschap.
- Het evalueren van de geschiktheid van de gebruikte grondslagen voor financiële verslaggeving en het evalueren van de redelijkheid van schattingen door de directie en de toelichtingen die daarover in de jaarrekening staan.
- Het vaststellen dat de door de directie gehanteerde continuïteitsveronderstelling aanvaardbaar is. Ook op basis van de verkregen controle-informatie vaststellen of er gebeurtenissen en omstandigheden zijn waardoor gereede twijfel zou kunnen bestaan of de vennootschap haar bedrijfsactiviteiten in continuïteit kan voortzetten. Als wij concluderen dat er een onzekerheid van materieel belang bestaat, zijn wij verplicht om aandacht in onze controleverklaring te vestigen op de relevante gerelateerde toelichtingen in de jaarrekening. Als de toelichtingen inadequaat zijn, moeten wij onze verklaring aanpassen. Onze conclusies zijn gebaseerd op de controle-informatie die verkregen is tot de datum van onze controleverklaring. Toekomstige gebeurtenissen of omstandigheden kunnen er echter toe leiden dat

een onderneming haar continuïteit niet langer kan handhaven.

- Het evalueren van de presentatie, structuur en inhoud van de jaarrekening en de daarin opgenomen toelichtingen en het evalueren of de jaarrekening een getrouw beeld geeft van de onderliggende transacties en gebeurtenissen.

Gegeven onze eindverantwoordelijkheid voor het oordeel zijn wij verantwoordelijk voor de aansturing van, het toezicht op en de uitvoering van de groepscontrole. In dit kader hebben wij de aard en omvang van de uit te voeren werkzaamheden voor de groepsonderdelen bepaald om te waarborgen dat we voldoende controlewerkzaamheden verrichten om in staat te zijn een oordeel te geven over de jaarrekening als geheel. Bepalend hierbij zijn de geografische structuur van de groep, de omvang en/of het risicoprofiel van de groepsonderdelen of de activiteiten, de bedrijfsprocessen en interne beheersingsmaatregelen en de bedrijfstak waarin de vennootschap opereert. Op grond hiervan hebben wij de groepsonderdelen geselecteerd waarbij een controle of beoordeling van de financiële informatie of specifieke posten noodzakelijk was.

Wij communiceren met de raad van commissarissen onder andere over de geplande reikwijdte en timing van de controle en over de significante bevindingen die uit onze

controle naar voren zijn gekomen, waaronder eventuele significante tekortkomingen in de interne beheersing. Wij bevestigen aan de raad van commissarissen dat wij de relevante ethische voorschriften over onafhankelijkheid hebben nageleefd. Wij communiceren ook met hen over alle relaties en andere zaken die redelijkerwijs onze onafhankelijkheid kunnen beïnvloeden en over de daarmee verband houdende maatregelen die zijn getroffen om de geïdentificeerde bedreigingen weg te nemen en onze onafhankelijkheid te waarborgen.

Wij bepalen de kernpunten van onze controle van de jaarrekening vanuit alle zaken die wij met de raad van commissarissen hebben besproken. Wij beschrijven deze zaken in onze controleverklaring, tenzij dit is verboden door wet- of regelgeving of in buitengewoon zeldzame omstandigheden wanneer het niet vermelden in het belang is van het maatschappelijk verkeer.



---

## Assurancerapport van de onafhankelijke accountant

Aan: de directie en de raad van commissarissen van EBN B.V.

### Assurancerapport bij de duurzaamheidsinformatie 2020

#### Onze conclusie

Op grond van onze werkzaamheden is ons niets gebleken op basis waarvan wij zouden moeten concluderen dat de duurzaamheidsinformatie zoals opgenomen in het jaarverslag 2020 van EBN B.V., niet in alle van materieel belang zijnde aspecten, een betrouwbare en toereikende weergave geeft van:

- het beleid en de bedrijfsvoering ten aanzien van duurzaamheid; en
- de gebeurtenissen en de prestaties op dat gebied voor het jaar geëindigd op 31 december 2020;
- in overeenstemming met de Sustainability Reporting Standards van het Global Reporting Initiative (GRI) en de aanvullend gehanteerde verslaggevingscriteria zoals toegelicht in de paragraaf 'Verslaggevingscriteria'.

#### Wat we hebben beoordeeld

Wij hebben de duurzaamheidsinformatie zoals opgenomen in het jaarverslag beoordeeld voor het jaar geëindigd op 31 december 2020. Deze informatie is opgenomen in de volgende secties in het jaarverslag (hierna: 'de duurzaamheidsinformatie'):

- Voorwoord jaarverslag 2020
- Onze organisatie
- Onze positie in de energieketen
- Resultaten.

De duurzaamheidsinformatie omvat een weergave van het beleid en de bedrijfsvoering van EBN B.V. te Utrecht (hierna: 'EBN') ten aanzien van duurzaamheid en van de gebeurtenissen en de prestaties op dat gebied gedurende 2020.

#### De basis voor onze conclusie

Wij hebben onze beoordeling uitgevoerd volgens Nederlands recht, waaronder de Nederlandse Standaard 3810N 'Assuranceopdrachten inzake maatschappelijke verslagen'. Deze beoordeling is gericht op het verkrijgen van een beperkte mate van zekerheid. Onze verantwoordelijkheden op grond hiervan zijn beschreven in de paragraaf 'Onze verantwoordelijkheden voor de beoordeling van de duurzaamheidsinformatie'.

Wij vinden dat de door ons verkregen assurance-informatie voldoende en geschikt is als basis voor onze conclusie.

#### Onafhankelijkheid en kwaliteitsbeheersing

Wij zijn onafhankelijk van EBN zoals vereist in de Verordening inzake de onafhankelijkheid van accountants bij assuranceopdrachten (ViO) en andere voor de opdracht relevante onafhankelijkheidsregels in Nederland. Verder hebben wij voldaan aan de Verordening gedrags- en beroepsregels accountants (VGBA).

Wij passen de Nadere voorschriften kwaliteitssystemen (NVKS) toe. Op grond daarvan beschikken wij over een samenhangend stelsel van kwaliteitsbeheersing inclusief vastgelegde richtlijnen en procedures inzake de naleving van ethische voorschriften, professionele standaarden en andere relevante wet- en regelgeving.

#### Verslaggevingscriteria

De duurzaamheidsinformatie dient gelezen en begrepen te worden in de context van de verslaggevingscriteria. De directie van EBN is verantwoordelijk voor het selecteren en toepassen van deze verslaggevingscriteria, rekening houdend met de van toepassing zijnde wet- en regelgeving met betrekking tot verslaggeving.

De gehanteerde verslaggevingscriteria voor het opstellen van de duurzaamheidsinformatie zijn de Sustainability Reporting Standards van Global Reporting Initiative (GRI) en de aanvullend gehanteerde verslaggevingscriteria, zoals toegelicht in de sectie 'Over dit verslag' van het jaarverslag. Het ontbreken van gevestigde praktijken ter beoordeling en meting van niet-financiële informatie biedt de mogelijkheid verscheidene, acceptabele meettechnieken toe te passen. Hierdoor kan de vergelijkbaarheid tussen entiteiten onderling en in de tijd beïnvloed worden.

### **Beperkingen in de reikwijdte van onze beoordeling**

In de duurzaamheidsinformatie is toekomstgerichte informatie opgenomen, zoals verwachtingen ten aanzien van ambities, strategie, plannen en ramingen en risico-inschattingen. Inherent aan toekomstgerichte informatie is dat de werkelijke uitkomsten in de toekomst waarschijnlijk zullen afwijken van deze verwachtingen. De hieruit voortvloeiende afwijkingen kunnen van materieel belang zijn. Wij geven geen zekerheid bij de veronderstellingen en de haalbaarheid van toekomstgerichte informatie in de duurzaamheidsinformatie.

De verwijzingen naar externe bronnen of websites in de duurzaamheidsinformatie maken geen onderdeel uit van de duurzaamheidsinformatie die door ons is beoordeeld. Wij verstrekken daarom geen zekerheid over deze informatie buiten het jaarverslag.

### **Verantwoordelijkheden voor de duurzaamheidsinformatie en de beoordeling**

#### **Verantwoordelijkheden van de directie en de raad van commissarissen**

De directie van EBN is verantwoordelijk voor het opstellen van betrouwbare en toereikende duurzaamheidsinformatie in overeenstemming met de verslaggevingscriteria zoals toegelicht in de paragraaf 'Verslaggevingscriteria', inclusief het identificeren van de beoogde gebruikers en het bepalen van materiële onderwerpen. De door de directie gemaakte keuzes ten aanzien van de reikwijdte van de duurzaamheidsinformatie en het verslaggevingsbeleid zijn uiteengezet in sectie 'Over dit verslag' van het jaarverslag.

De directie is ook verantwoordelijk voor een zodanige interne beheersing die de directie noodzakelijk acht om het opstellen van de duurzaamheidsinformatie mogelijk te maken zonder afwijkingen van materieel belang als gevolg van fraude of fouten.

De raad van commissarissen is verantwoordelijk voor het uitoefenen van toezicht op het rapportageproces van de vennootschap ten aanzien van de duurzaamheidsinformatie.

#### **Onze verantwoordelijkheden voor de beoordeling van de duurzaamheidsinformatie**

Onze verantwoordelijkheid is het zodanig plannen en uitvoeren van een beoordelingsopdracht dat wij daarmee voldoende en geschikte assurance-informatie verkrijgen voor de door ons af te geven conclusie.

De werkzaamheden die worden verricht bij het verkrijgen van een beperkte mate van zekerheid zijn gericht op het vaststellen van de plausibiliteit van informatie en variëren in aard en timing, en zijn geringer in omvang, dan die bij een controleopdracht gericht op het verkrijgen van een redelijke mate van zekerheid. De mate van zekerheid die wordt verkregen bij beoordelingsopdrachten is daarom ook aanzienlijk lager dan de zekerheid die wordt verkregen bij controleopdrachten.

#### **Uitgevoerde werkzaamheden**

Wij hebben deze beoordeling professioneel-kritisch uitgevoerd en hebben waar relevant professionele oordeelsvorming toegepast in overeenstemming met de Nederlandse Standaard 3810N, ethische voorschriften en de onafhankelijkheidseisen.

Onze werkzaamheden bestonden onder andere uit:

- Het uitvoeren van een omgevingsanalyse en het verkrijgen van inzicht in de relevante maatschappelijke thema's en kwesties en de kenmerken van de entiteit.
- Het evalueren van de geschiktheid van de gebruikte verslaggevingscriteria, de consistente toepassing hiervan en de toelichtingen die daarover in de duurzaamheidsinformatie staan. Dit omvat het evalueren van de uitkomsten van de dialoog met belanghebbenden en het evalueren van de redelijkheid van schattingen door de directie.
- Het verkrijgen van inzicht in de verslaggevingsprocessen die ten grondslag liggen aan de duurzaamheidsinformatie inclusief het op hoofdlijnen kennisnemen van de interne beheersing, voor zover relevant is voor onze beoordeling.
- Het identificeren van gebieden in de duurzaamheidsinformatie met een hoger risico op misleidende of onevenwichtige informatie of afwijkingen van materieel belang als gevolg van fraude of fouten. Het op basis van deze risico-inschatting bepalen en uitvoeren van werkzaamheden gericht op het vaststellen van de plausibiliteit van de duurzaamheidsinformatie. Deze werkzaamheden bestonden onder meer uit:
  - het afnemen van interviews met het management (en/of relevante medewerkers) verantwoordelijk voor de (duurzaamheids)strategie en het -beleid en de -prestaties;

- het afnemen van interviews met relevante medewerkers verantwoordelijk voor het aanleveren van informatie voor, het uitvoeren van interne controles op, en de consolidatie van gegevens in de duurzaamheidsinformatie;
- het verkrijgen van assurance-informatie dat de duurzaamheidsinformatie aansluit op de onderliggende administraties van de entiteit;
- het op basis van beperkte deelwaarnemingen beoordelen van relevante interne en externe documentatie;
- het analytisch evalueren van data en trends.
- Het aansluiten van de relevante financiële informatie met de jaarrekening.
- Het aansluiten van de operationele prestatie-indicatoren met opgaven van de operators en consolidatie door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.
- Het evalueren van de consistentie van de duurzaamheidsinformatie met de overige informatie in het jaarverslag buiten de reikwijdte van onze beoordeling.
- Het evalueren van de presentatie, structuur en inhoud van de duurzaamheidsinformatie.
- Het overwegen of de duurzaamheidsinformatie als geheel het beeld weergeeft in relatie tot het doel van de gehanteerde verslaggevingscriteria.

Wij communiceren met de raad van commissarissen onder andere over de geplande reikwijdte en timing van de beoordeling en over de significante bevindingen die uit onze beoordeling naar voren zijn gekomen.

Rotterdam, 8 maart 2021

PricewaterhouseCoopers Accountants N.V.

I.J.C. Lefebure RA





**Om morgen  
onze  
klimaatdoelen  
te kunnen  
realiseren...**

Over morgen verbinden met  
vandaag in gesprek met Hans  
Warmenhoven, EBN

Lees meer op:  
[www.jaarverslag.ebn.nl](http://www.jaarverslag.ebn.nl)

**zullen we  
vanaf vandaag  
meer  
in ketens  
moeten gaan  
denken.**

# 10. Bijlagen

10.1 Interactie met onze belanghebbenden	157	10.4 Remuneratierapport	168	10.7 Verklarende woorden- en referentielijst	187
10.2 De mensen van EBN	164	10.5 GRI-index 2019	172	10.8 Contactinformatie	189
10.3 Governancetabel	166	10.6 10 jaar kerncijfers	185		



## 10.1 Interactie met onze belanghebbenden

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Rijksoverheid	Aandeelhouder: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat/ Secretaris Generaal	Jaarlijkse AvA Informeel overleggen Tweemaal per jaar afstemming & strategie update Stakeholdermonitor	Jaarverslag, resultaten, dividend Corporate governance Actuele ontwikkelingen
	Beleidsmaker: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat/ (Directeur-Generaal Klimaat en Energie)	Regulier: Strategisch overleg en Directieoverleg Mijnbouw- en gasgebouwoverleg Ad hoc Stakeholdermonitor	Inlichtingen ter beoordeling van uitvoerbaarheid t.o.v. voorgenomen energiebeleid Samenwerking Samenwerkingsverbanden Actuele ontwikkelingen Ontmanteling en hergebruik
	Beleidsmaker: Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat	Workshops Ad hoc	Structuurvisie Ondergrond Ontmanteling en hergebruik Mijnbouw en waterbescherming
	Beleidsmaker: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties	Ad hoc overleggen	Ontwikkeling aardwarmte en warmtenetten in Nederland Masterplan Aardwarmte in Nederland
	Ministerie van Financiën	Ad hoc overleggen	Actuele ontwikkelingen
Lokale overheden	Provincies/ IPO	Ad hoc overleggen Kennismaking Bijeenkomsten Congressen/symposia Stakeholdermonitor	Ontwikkeling aardwarmte in Nederland Samenwerking Potentie van aardwarmte Aardwarmte in de RES Uitvoering SCAN-programma
	Waterschappen	Ad hoc overleggen Bijeenkomsten	Ontwikkeling aardwarmte in Nederland Uitvoering SCAN-programma

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
	Gemeenten/ VNG	Ad hoc overleggen Bijeenkomsten VNG-congres Congressen/symposia Stakeholdermonitor	Ontwikkeling aardwarmte in Nederland Potentie van aardwarmte Uitvoering SCAN-programma
Toezichthouder	Staatstoezicht op de Mijnen	Reguliere overleggen Ad hoc Stakeholdermonitor	Veiligheid, doelmatige winning, ontmanteling en hergebruik Ontwikkeling (ultradiepe) aardwarmte, HSE-benchmark, uitvoering SCAN-programma, ontwikkeling CO <sub>2</sub> -opslag
	Autoriteit Consument en Markt	Ad hoc	Mededinging
Operators/ vergunninghouders	Olie- en gasmaatschappijen die in Nederland actief zijn Buitenlandse (non-) operators	Reguliere overleggen (TCM's, OCM's) Afhandeling investerings-voorstellen Strategische overleggen Informe contacten Workshops Congressen Ad hoc overleggen Stakeholdermonitor	Projecten Samenwerking Investerings Kostenbeheersing Reserves Ontmanteling en hergebruik Langetermijn-strategieën operators Maatschappelijk draagvlak Promotie exploratiepotentieel Nederland HSE-benchmark
	Aardwarmtebedrijven die in Nederland actief zijn	Strategische overleggen Informe overleggen Ad hoc overleggen Workshops Congressen Stakeholdermonitor	Ontwikkeling van aardwarmte in Nederland Samenwerking Uitvoering masterplan Aardwarmte in Nederland
Noordzeeoverleg	Greenpeace, TenneT, NWEA, Visned, Nederlandse Vissersbond, Havenbedrijf Rotterdam, EBN, WNF, Vogelbescherming Nederland, NOGEPa, Natuur & Milieu, Stichting De Noordzee, KNAW, en de ministeries van Economische Zaken en Klimaat, van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit en van Infrastructuur en Waterstaat	Stakeholdermonitor	Het Noordzeeoverleg (NZO) dat bestaat uit de rijksoverheid en maatschappelijke partijen, heeft als doel om in gezamenlijkheid te komen tot een akkoord voor de Noordzee. Daarin staan gedragen keuzes en afspraken voor de opgaven voor voedsel, natuur en energie, rekening houdend met de belangen van andere gebruikers zoals zeevaart en zandwinning.

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Brancheorganisaties/ verenigingen	Brancheorganisatie NOGEPA	Reguliere overleggen Informe contacten Rapportages Workshops Congressen Stakeholdermonitor	Samenwerking Kostenbeheersing Ontmanteling en hergebruik Maatschappelijk draagvlak Rol van aardgas Energietransitie Communicatie
	KVGN	Reguliere werkgroepen (communicatie & PA) CEO-diners Symposia Stuurgroep Stakeholdermonitor	Rol van gas in de energietransitie Samenwerking in de industrie Kennisdeling Toekomstperspectief van Nederlandse gasector
	Nexstep	Reguliere overleggen Raad van Commissarissen Zitting in commissies Workshops Stakeholdermonitor	Ontmanteling en hergebruik van olie- en gasinfrastructuur in Nederland offshore en onshore. Innovatie Kostenreductie van ontmanteling en hergebruik.
	Geothermie Nederland	Reguliere overleggen Informe contacten Workshops Ad hoc overleggen Stakeholdermonitor	Ontwikkeling aardwarmte in Nederland Projecten Samenwerking Maatschappelijk draagvlak Communicatie en stakeholdermanagement Uitvoering masterplan Aardwarmte in Nederland
	NVDE	Werkgroep	Duurzame ontwikkeling
Gasgebouw	NAM, GasTerra, Shell, ExxonMobil	Reguliere overleggen (CVG, RVC, AvA, AC, CBM, Budget Commissie) Expert overleggen Informe contacten Stakeholdermonitor	Samenwerking Investerings Kostenbeheersing Rol van aardgas Energietransitie Aardbevingen

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Financiële instellingen	Kredietverleners: ING, Rabobank en BNP Paribas	Jaarlijkse bijeenkomsten Ad hoc	Financieringsbehoefte Kredietvoorwaarden
	Kapitaalmarkt: banken en adviseurs	Ad hoc	Financieringsbehoefte Kapitaalmarkt ontwikkelingen
	Geldmarkt: banken, commercial paper dealers en geldmarkthandelaren	Ad hoc	Beleggingsmogelijkheden Geldmarkt ontwikkelingen
	Kredietbeoordelaar Moody's	Jaarlijkse reviewbijeenkomst Ad hoc	Financiële en operationele ontwikkelingen en verwachtingen
Verzekering	Verzekeringsmakelaars en -maatschappijen	Ad hoc	Schadeclaims Inspecties van installaties
Groothandel	GasTerra (afnemer gas)	Reguliere overleggen (CVG, RVC, AC, AvA) GILDE, KVG Ad hoc Stakeholdermonitor	Verkoopprijzen Behandeling en transport Aansprakelijkheid Garanties Maatschappelijk draagvlak Rol van aardgas Energietransitie
Gastransport	Gasunie/GTS	Reguliere overleggen GILDE, KVG Ad hoc Stakeholdermonitor	Invoedvoorwaarden Maatschappelijk draagvlak Rol van aardgas Energietransitie
Gasopslag	TAQA (Bergermeer)	Reguliere overleggen (TCM's, OCM's) Ad hoc	Projecten Samenwerking Investerings HSE-benchmark
	Gasgebouw (Norg, Grijpskerk, Alkmaar)	Reguliere overleggen	Projecten Samenwerking Investerings



Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Afnemers	Olie/condensaat: Olie- en petrochemische maatschappijen (mid-stream)	Reguliere overleggen Ad hoc	Verkoopprijzen Behandeling en transport Aansprakelijkheid Garanties
	Gas: Energiebedrijven	Via groothandel (GasTerra)	Verkoopprijzen Behandeling en transport Aansprakelijkheid Garanties
Toelevering	E&P-servicebedrijven olie- en gasindustrie Brancheorganisatie IRO	Projectbasis (Joint Industry Projects, JIP's) Workshops Congressen	Projecten Kostenbeheersing Ontmanteling en hergebruik
CCS	Gasunie en Port of Rotterdam (joint venture partners in Porthosproject), emitters	Projectbasis Reguliere overleggen (Stuurgroep, CEO-overleg, overleg met emitters)	JV termen Acquisitie klanten (emitters) Projectuitvoering Overeenkomsten met operator(s), serviceproviders bv. TAQA
	Gasunie, Tata Steel en Port of Amsterdam (partners in Athos project), emitters	Projectbasis Reguliere overleggen (Stuurgroep, overleg met emitters, overleg met offshore operators)	
		Stakeholdermonitor	
Adviesorganisaties	Berenschot Deloitte McKinsey PwC RHDHV EY Darel TNO	Incidenteel en op aanvraag Stakeholdermonitor	Advisering Ondersteuning Research

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Maatschappelijke organisaties	NGO's Stichting Natuur en Milieu	Incidenteel Stakeholdermonitor	De rol en strategie van EBN Gas in de energietransitie Ontmanteling en hergebruik Ontwikkeling van aardwarmte in Nederland
Omwonenden	Omwonenden Deelnemingen Belangengroepen	Via operators Of via gemeenten/provincies,	Effecten op leefomgeving boor- en winlocaties Veiligheid en mogelijke schade Nut en noodzaak Betrokkenheid bij besluitvorming Lokale tegemoetkoming Informatiesessies voor omwonenden Ontwikkeling aardwarmte Uitvoering SCAN-programma
Kennis- en onderwijsinstellingen	Kennisinstellingen: CIEP, NEC, TNO, TKI, ESTRAC	Bestuur TKI-Gas Raad van toezicht Strategische adviesraad (NEC) Reguliere overleggen JIP's (TNO) Ad hoc Stakeholdermonitor	Samenwerking Advisering Ondersteuning Research, w.o. TKI-projecten
	Onderwijsinstellingen: Universiteiten Opleidingsinstituten Studenten	Studentencongres Stageplekken EBN 3TU's, UU, VUA, RUG Workshops	Bedrijvendagen universiteiten Maatschappelijke afwegingen rond projecten Carrièremogelijkheden Ontmanteling en hergebruik

Stakeholder	Organisatie	Interactievorm	Bespreekpunten
Medewerkers	HR: GPTW, InContext, Arbobotler, AWWN (branchorg.), Advocaten, fiscaal advies, opleiding en onderwijsinstututen Berenschot	Enquêtes, heidagen, persoonlijkheidstesten Begeleiding ziekteverzuim, coaching, advies, PMO, werkplekonderzoek Ontwikkeling arbeidsmarkt Advisering Coaching, begeleiding advies, projectbegeleiding Buddy-programma	Tevredenheid Welzijn Fysiek en geestelijk welzijn, klachten. Maatschappelijke ontwikkelingen Training en opleidingen Implementatie strategie Cultuurtraject
	OR	Vier keer per jaar regulier overleg met bestuurder (twee keer per jaar lid raad van commissarissen aanwezig) Ad hoc overleg met bestuurder (formeel en informeel) Overleg met de medewerkers Enquête	Strategie en marktontwikkelingen Algemene gang van zaken EBN Adviesaanvraag implementatie nieuwe strategie (reorganisatie) Instemmingsverzoek Regeling Thuiswerken, Regeling Ziekteverzuim, HR-cyclus, Urenregistratiesysteem Medewerkerwelzijn Vacatures en Personeelsverloop

## 10.2 De mensen van EBN

### Mensen in dienst

	<b>Totaal</b>	<b>Vrouw</b>	<b>Man</b>
Aantal FTE in dienst bij EBN (ultimo 2020)	127,0	48,7	78,3
Aantal mensen in dienst bij EBN	137	54	83
Aantal medewerkers in vaste dienstverband	107	39	68
Aantal medewerkers in tijdelijk dienstverband	30	15	15
Aantal medewerkers met fulltime contract	90	26	64
Aantal medewerkers met parttime contract	47	28	19
Leeftijdsgroep < 25 jaar	1	-	1
Leeftijdsgroep 25-34	32	19	13
Leeftijdsgroep 35-44	41	18	23
Leeftijdsgroep 45-54	33	13	20
Leeftijdsgroep 55-64	28	4	24
Leeftijdsgroep 65 >	2	-	2

### Stagiaires

	<b>Totaal</b>	<b>Vrouw</b>	<b>Man</b>
Aantal stagiaires bij EBN (gemiddeld in FTE)	8,1	3,8	4,3
Aantal stagiaires bij EBN (headcount)	20	9	11

### Externen

	<b>Totaal</b>	<b>Vrouw</b>	<b>Man</b>
Aantal externen op formatieplaatsen (gemiddeld FTE) <sup>1</sup>	2,5	2	0,5
Aantal externen op formatieplaatsen (headcount)	4	3	1

<sup>1</sup> EBN legt vast hoeveel en welke functies zij binnen haar organisatie kent, dit worden formatieplaatsen genoemd. De omvang van een formatieplaats wordt uitgedrukt in FTE. EBN zet tevens externen op projecten in projectmatige inzet valt niet binnen de formatieplaatsen en wordt hier niet meegeteld



## Uitdiensttreding in 2020

	<b>Totaal</b>	<b>Vrouw</b>	<b>Man</b>
Aantal medewerkers uit dienst	11	7	4
Leeftijdsgroep < 25 jaar	-	-	-
Leeftijdsgroep 25-34	1	1	-
Leeftijdsgroep 35-44	4	3	1
Leeftijdsgroep 45-54	2	2	-
Leeftijdsgroep 55-64	2	-	2
Leeftijdsgroep 65 >	2	1	1

## Indiensttreding in 2020

	<b>Totaal</b>	<b>Vrouw</b>	<b>Man</b>
Aantal mensen in dienst getreden	30	14	16
< 25 jaar	1	-	1
Leeftijdsgroep 25-34	13	7	6
Leeftijdsgroep 35-44	5	1	4
Leeftijdsgroep 45-54	7	6	1
Leeftijdsgroep 55-64	4	-	4
Leeftijdsgroep 65 >	-	-	-

## Over de EBN-medewerkers

	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Percentage vrouwen in dienst bij EBN (ultimo 2020)	39,4%	39,8%	34,6%
Percentage vrouwen in senior management posities	37,5%	40,0%	33,3%
Gemiddelde leeftijd	43,6	44,3	44,5
Percentage jonger dan 45 jaar	54,0%	54,2%	53,8%
Academisch	82,5%	80,5%	80,8%
HBO	8,8%	8,5%	6,7%
MBO	8,8%	11,0%	12,5%
Ziekteverzuim (over heel 2020)	2,8%	5,3%	3,8%
Kort ziekteverzuim	0,5%	0,7%	0,7%
Middellang ziekteverzuim	0,2%	0,4%	0,5%
Langdurig ziekteverzuim	2,1%	4,1%	2,5%
Meldingsfrequentie gemiddeld	0,6	0,9	1,1
Gem. opleidingsuren per jaar (ultimo 2020)	18,1	26,8	22,3
Totale aantal opleidingsdagen	309,1	394,7	290,4

## Ontwikkeling

	<b>Totaal</b>
Totaal opleidingsuren	2.473
Omgerekend in dagen	309,1
Aantal medewerkers dat een ontwikkelingsgesprek heeft gehad	100%. Alle medewerkers die voor 1 juli 2020 in dienst zijn gekomen hebben een jaarplan opgesteld waarbij ook ontwikkeldoelen zijn vastgesteld.

## 10.3 Governancetabel

### Governancetabel directieteam

(leeftijden per datum RvC vergadering 8 maart 2021)

Naam	Leeftijd	Profiel/specifieke kennis	Taak binnen EBN	Aanstellingstermijn	(Relevante) Nevenfuncties
J.W. van Hoogstraten (m)	56	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mijnbouwkunde &amp; petroleumwinning (ir.), TU Delft</li> <li>Werkzaam geweest in de energiesector voor diversie olie- en gasmaatschappijen</li> <li>MD van TAQA Nederland</li> <li>Voorzitter NOGEPA, de brancheorganisatie van olie- en gasproducenten in Nederland</li> </ul>	CEO: Jan Willem geeft leiding aan het directieteam en onderhoudt contacten met de Raad van Commissarissen en de aandeelhouder. Hij vervult de werkgeversrol voor de programme manager Geotechnische operaties en van de corporate managers van de afdelingen HR & Facility, Legal en Communications & Public Affairs.	1 maart 2020 – 1 maart 2024 (tweede termijn)	Lid raad van commissarissen GasTerra B.V. Voorzitter KVG Lid van het college van gedelegeerde commissarissen van GasTerra B.V. Lid van het college Beheer Maatschap Groningen Lid raad van advies Clingendael international energy programme Lid Strategische Adviesraad TNO Energie Voorzitter raad van commissarissen vereniging Nexstep Lid van de strategische adviesraad van ECN part of TNO Lid Stichtingsraad New Energy Coalition (NEC)
B. Brouwer (m)	48	<ul style="list-style-type: none"> <li>Econometrie (drs.), Universiteit van Amsterdam</li> <li>Werkzaam geweest in verschillende functies bij Euronext (1997-2003), bij Essent (2003-2008) en EBN (sinds 2008)</li> </ul>	Director Finance: Bas is verantwoordelijk voor het financieel economische beleid van EBN en voor het aansturen van alle financieel gerelateerde functiegebieden. Hij vervult de werkgeversrol voor het vakgebied Business Finance en de afdelingen Accounting & Reporting, Treasury en Information Management.	Vanaf 14 oktober 2019	
B.C. Scheffers (m)	56	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geofysica (drs.), Universiteit Utrecht</li> <li>Promotie in technische fysica (seismiek), TU Delft</li> <li>Werkzaam geweest in verschillende functies bij TNO, waaronder als Geophysicist, Group Leader en Director</li> <li>Hoofdinspecteur bij Staatstoezicht op de Mijnen (2006-2007)</li> <li>Technical Manager bij EBN (2007-2011)</li> </ul>	Director Strategy & Technology: Berend is primair verantwoordelijk voor het bijstaan van de CEO bij het ontwikkelen, communiceren, uitvoeren en onderhouden van de strategische initiatieven. Berend is voorzitter van de reserve board en vervult de werkgeversrol voor de programme managers CC(U)S, Geo-energie, Exploratie en Advies & Innovatie.	Vanaf 2011	Lid van het bestuur van de stichting TKI Gas Lid van de raad van toezicht van de Stichting Delft Aardwarmte Project Lid van de strategische adviesraad van de New Energy Coalition (NEC) Lid van het bestuur van de World Energy Council – Nederland (WEC-NL) Voorzitter van het bestuur van het Rijswijk Centre for Sustainable Geo-energy (RCSG)

## Governancetabel raad van commissarissen

(leeftijden per datum RvC vergadering 6 maart 2020)

Naam	Leeftijd	Profiel/specifieke kennis	Taak binnen EBN	Jaar van benoeming	Her-benoemingen	Einde Termijn	(Relevante) Nevenfuncties
J.G. Huijskes (m)	56	profiel kennis van de olie- en gassector	Lid raad van commissarissen, lid auditcommissie en lid bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie	2016	2020	2024	Chairman Gulf Keystone Petroleum PLC.
E.M. Kneppers-Heijnert (v)	69	profiel Communicatie en HR	Lid raad van commissarissen, lid auditcommissie en lid bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie	2016-2020	2020	2024	Emeritus hoogleraar bedrijfskunde, in het bijzonder de juridische aspecten, Rijksuniversiteit Groningen Lid raad van commissarissen Wolters Kluwer Holding Nederland B.V. Voorzitter raad van advies Stichting Instituut GAK Bestuurslid St. Fonds Bijzondere Voorzieningen Martini Ziekenhuis Groningen
S.A.M. Dijkma	49	profiel overheidsorganisaties	Lid raad van commissarissen, vice-voorzitter raad van commissarissen, lid auditcommissie en lid bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie	2020		15 december 2020 (vrijwillig aftreden)	Niet langer relevant wegens aftreden per 15 december 2020; huidige functie is burgemeester Utrecht.
W.S. de Vries (m)	67	profiel financieel-economisch, kennis van de olie- en gassector	Lid raad van commissarissen, voorzitter auditcommissie en lid bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie	1 maart 2017		2021	
J.W. Weck (m)	73	profiel overheidsorganisaties	Lid raad van commissarissen, lid auditcommissie, voorzitter bezoldigingscommissie/selectie- en benoemingscommissie	2016	2020	2024	Voorzitter raad van commissarissen Economische Impuls Zeeland N.V. Lid bestuur Stichting Talent naar de Top Voorzitter Raad van Toezicht Stichting Buddy Netwerk

## 10.4 Remuneratierapport

Dit remuneratierapport bevat een uiteenzetting van het in 2020 gehanteerde beloningsbeleid voor de bestuurder en de raad van commissarissen van EBN.

In 2020 was de heer J.W. van Hoogstraten bestuurder van EBN. De aandeelhouder heeft de heer Van Hoogstraten met ingang van 1 maart 2016 benoemd voor een periode van vier jaar, gevolgd door een herbenoeming per 1 maart 2020 voor een periode van opnieuw vier jaar. Gelijktijdig met de benoeming van de heer Van Hoogstraten in 2016 heeft de aandeelhouder het bezoldigingsbeleid voor de bestuurder vastgesteld. De aandeelhouder deed dit op voordracht van de raad van commissarissen, waarbij hij rekening hield met het advies van de remuneratiecommissie. Ook de ondernemingsraad werd in de gelegenheid gesteld om een standpunt in te nemen over het bezoldigingsbeleid. Het in 2016 vastgestelde bezoldigingsbeleid werd door de raad van commissarissen gebruikt om de bezoldiging en verdere arbeidsvoorwaarden van de bestuurder vast te stellen. Het bezoldigingsbeleid is ongewijzigd gebleven bij de herbenoeming van de heer Van Hoogstraten met ingang van 1 maart 2020.

In het verlengde van het bezoldigingsbeleid voor de bestuurder is een afzonderlijk beloningsbeleid opgesteld voor de twee directeuren die geen bestuurder zijn. Dit

remuneratierapport behandelt uitsluitend het beloningsbeleid voor de bestuurder.

### Algemeen

Het bij EBN gevoerde beloningsbeleid is gebaseerd op de volgende uitgangspunten van het deelnemingenbeleid van de rijksoverheid:

- a. Het beloningsbeleid moet de deelnemingen in staat stellen om gekwalificeerde bestuurders aan te trekken, hieraan moet echter op sobere wijze invulling gegeven worden;
- b. De totale hoogte van de beloning wordt vastgesteld door zowel naar de private als de publieke markt te kijken; daartoe worden private en publieke referentiegroepen vastgelegd, alsmede de voor de betreffende deelneming geldende verhouding van de private en publieke activiteiten;
- c. De variabele beloningen worden gemaximeerd op 20% van het basissalaris.

EBN neemt op grond van de Mijnbouwwet onder andere deel in opsporings- en winningsactiviteiten naar olie of gasvoorkomens op zee en op land. Aanvullend op de uitgangspunten is het voor EBN belangrijk dat de bestuurder dient te beschikken over specifieke kennis en ervaring in de olie- en gassector.

Bij het formuleren van het beloningsbeleid is ook rekening gehouden met het feit dat er geen langetermijn-variabele beloning meer wordt toegekend in lijn met de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2013. Uit het karakter van de generieke EBN-doelstellingen blijkt dat een langetermijn-perspectief is meegenomen aangezien zij bijdragen aan de continuïteit van de onderneming. Doelstellingen hebben met name betrekking op de volgende materiële thema's: Het creëren van economische waarde, Aardgaswinning, Transparantie, CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag en Aardwarmte. Voor het omzetten van de langetermijn-variabele beloning is, conform kabinetsbeleid, een conversiefactor van 0,4 gehanteerd.

De RvC heeft bij het bepalen van de totale bezoldiging meegewogen dat de hoogte van beloningen een gevoelig thema in het publieke debat kan zijn, zodat een sobere invulling voor de hand ligt. Tegelijkertijd moet de RvC er in het belang van EBN zorg voor dragen dat EBN over een bestuurder beschikt met de vereiste kwaliteiten en ervaring.

### Opbouw beloningspakket

Voor de bezoldiging van de bestuurder van de vennootschap in 2020 verwijzen we naar pagina 139 van de jaarrekening, waarbij we onderscheid maken naar de vaste bezoldiging, de variabele beloning en eventuele andere bezoldigingscomponenten.



Voor het vaste jaarinkomen geldt dat de RvC de eventuele jaarlijkse groei van het vaste jaarinkomen bepaalt. Indien het maximum van het vaste jaarinkomen is bereikt, wordt verdere groei beperkt tot indexatie van het vaste jaarinkomen.

Eventuele indexatie vindt vanaf 2016 plaats conform de regeling arbeidsvoorwaarden EBN (een combinatie van de afgeleide Consumentenprijsindex, de indexering in de Nederlandse olie- en gasindustrie en indexering bij de aandeelhouder). Indexatie kan variëren tussen 0% en maximaal het afgeleide CPI-percentages.

### Variabel inkomen

De beloningsstructuur kent ook een variabele component. De variabele beloningselementen bedragen maximaal 14% van het vaste jaarinkomen indien gestelde doelstellingen volledig zijn behaald. In uitzonderlijke omstandigheden kan de RvC een additionele variabele beloning van 6% toekennen, waardoor de variabele beloning maximaal 20% bedraagt. Deze maximale variabele beloning is in lijn met het deelnemingenbeleid van de rijksoverheid.

De RvC bepaalt jaarlijks de doelstellingen van de variabele beloning. Deze bestaan uit doelstellingen voor geheel EBN (bedrijfsdoelstellingen). De doelstellingen zijn gebaseerd op de strategie van de onderneming. De RvC stelt de doelstellingen zowel realistisch als uitdagend vast. De doel-

stellingen moeten meetbaar en beïnvloedbaar zijn en zijn gekoppeld aan de strategie. De voortgang wordt aan de hand van kwartaalrapportages met de RvC besproken.

De doelstellingen worden besproken in de remuneratiecommissie in het eerste kwartaal van het jaar volgend op het jaar waarop de doelstellingen betrekking hebben gehad. Na deze bespreking stelt de RvC vast in welke mate

de doelstellingen van de variabele beloning zijn gerealiseerd. De uitbetaling van de variabele beloning geschiedt na vaststelling van de jaarrekening door de algemene vergadering van aandeelhouders.

Voor 2020 heeft de remuneratiecommissie onderstaande bedrijfsdoelstellingen voor EBN vastgesteld:

	Onderwerp	Materieel thema	Toelichting	Doel
1	Winst van EBN	Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden	De winst van EBN weergegeven in miljoen EUR	≥ 431
2	Beheerkosten		EBN's kosten voor personeel, inhuur van expertise, kantoor, etc. weergegeven in miljoen EUR	≤ 24
3	Reserves maturatie kleine velden	Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas	De netto aanvulling (maturatie) van gasreserves in Nederland in miljard Nm <sup>3</sup> TQ (100%).	≥ 6,2
4	Aardwarmte volumes	Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector	De som van volumes bij FID (financial investment decision) en aangaan van samenwerkingsovereenkomst in Petajoule.	1,9
5	Porthos	Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem	Bereiken van commercial FID met andere Porthospartners tegen huidig gecommitteerd volume in megaton CO <sub>2</sub> .	1,75
6	Leadership programme	Creëren van verbindende kracht	Doorlopen van intern leadership programma door minimaal percentage van de medewerkers.	90
7	Ziekteverzuim	Creëren van verbindende kracht	Kort en middellang ziekteverzuim uitgedrukt in een percentage.	1,3

Voor de realisatie van de doelstellingen geldt dat alle doelstellingen in gelijke mate worden meegewogen. Het gedeeltelijk behalen van doelstellingen is mogelijk. In welke mate dat mogelijk is, wordt vooraf bepaald. De remuneratiecommissie is verder gerechtigd om in positieve of negatieve zin de algemene score bij te stellen. Doelstellingen 1 tot en met 4 worden bepaald aan de hand van het werkprogramma en budget dat in december 2019 is opgesteld. Doelstellingen 5 tot en met 7 zijn specifiek voor 2020 opgenomen. Als maatschappelijke resultaten worden in ieder geval doelstelling 1 en 3 aangemerkt, waarmee de maatschappelijke resultaten voor twee zesde deel meewegen.

### **Pensioen**

De bestuurder neemt deel aan een pensioenregeling bij het Algemeen Burgerlijk Pensioenfonds, conform de voorwaarden voor EBN-medewerkers.

### **Overige secundaire arbeidsvoorwaarden**

EBN beschikt over een pakket secundaire arbeidsvoorwaarden dat ook op de bestuurder van toepassing is. Aan de bestuurder zijn geen optierechten of aandelen toegekend. Evenmin zijn er leningen, voorschotten of garanties door de vennootschap aan de bestuurder verstrekt.

In aanvulling op de secundaire arbeidsvoorwaarden beschikt de bestuurder over een onkostenvergoeding en het gebruik van een auto (voor zakelijk en privégebruik).

EBN heeft voor de bestuurder een bestuurdersaansprakelijkheidsverzekering afgesloten.

### **Overige uitgangspunten bezoldigingsbeleid Benoemingsduur**

Bij benoeming van de directie (bestuurder) geldt een benoemingsduur van vier jaar. Herbenoeming kan telkens voor een periode van maximaal vier jaar plaatsvinden.

### **Opzegtermijn**

Voor de bestuurder geldt een opzegtermijn van de arbeidsovereenkomst van drie maanden en voor EBN geldt een opzegtermijn van zes maanden.

### **Beëindigingsvergoeding**

Een beëindigingsvergoeding wordt voor de bestuurder alleen toegekend bij onvrijwillig ontslag. Tenzij er sprake is van kennelijke onredelijkheid bedraagt de vergoeding voor de bestuurder maximaal een vast jaarinkomen, conform de Corporate Governance Code. De genoemde maximumvergoeding is inclusief de transitievergoeding voor zover deze ingevolge de Wet Werk en Zekerheid (WWZ) sinds 1 juli 2015 aan de bestuurder verschuldigd zou zijn.

### **Claw back en aanpassing variabele beloning**

De arbeidsovereenkomst met de bestuurder bevat een claw back clause (Corporate Governance Code bepaling II.2.11) en de arbeidsovereenkomst bevat een bepaling op grond waarvan de RvC de bevoegdheid heeft om de variabele beloning aan te passen indien deze tot onbillijke uitkomsten leidt vanwege buitengewone omstandigheden in de prestatieperiode (Corporate Governance Code bepaling II.2.10).

Het opnemen van een claw back clause is conform het deelnemingenbeleid rijksoverheid.

### **Evenwichtige samenstelling directeur**

De directie (bestuurder) bestaat uit één natuurlijk persoon, zodat er geen toepassing kan worden gegeven aan een evenwichtige verdeling van de zetels van het bestuur.

### **Variabele beloning over 2020**

Via de kwartaalverslagen wordt de remuneratiecommissie geïnformeerd over de voorlopige realisatie van de doelstellingen gedurende het kalenderjaar. De realisatie van de doelstellingen over 2020 wordt op 8 maart 2021 bepaald.

### **Beloningsverhouding binnen EBN**

De mediaan van de totale beloning van de EBN-medewerkers bedraagt EUR 81.230 bruto. Dat betreft het bruto salaris inclusief variabele beloning, vakantiegeld,

uitbetaalde vakantiedagen, onkostenvergoedingen en vergoeding aftopping pensioen. Bij afzetting van dit bedrag tegen het ontvangen bruto salaris (inclusief de hiervoor vermelde elementen) van de heer Van Hoogstraten geeft dit een beloningsverhouding van 1:3,6.

In het boekjaar 2019 bedroeg deze beloningsverhouding 1:3,6. De huidige beloningsverhouding is ten opzichte van het boekjaar 2019 niet gewijzigd.

#### **Remuneratie van de raad van commissarissen**

De remuneratie van de leden van de RvC is vast en onafhankelijk van de resultaten van de vennootschap. De aandeelhouder bepaalt de remuneratie van de leden van de RvC, gelijktijdig met de benoeming. De remuneratie van de voorzitter van de RvC bedraagt EUR 24.500 per jaar (2019: EUR 24.500). De overige leden ontvangen een beloning van EUR 20.000 (2019: EUR 20.000) per jaar. Alle leden van de RvC hebben recht op een onkostenvergoeding. De remuneratie van de voorzitter van de RvC wijkt af van de overige leden van de raad vanwege de extra taken van de voorzitter.

De vennootschap heeft geen leningen, voorschotten of garanties aan de leden van de RvC verstrekt. Voor de leden van de RvC is een aansprakelijkheidsverzekering afgesloten.

De totale remuneratie van de RvC over 2020 staat vermeld op pagina 134 onder key management].

Utrecht, 8 maart 2021

## 10.5 GRI-index 2020

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
<b>Organizational profile</b>			
102-1	Name of the organization	a. Name of the organization	Energie Beheer Nederland B.V.
102-2	Activities, brands, products and services	a. A description of the organization's activities b. Primary brands, products, and services, including an explanation of any products or services that are banned in certain markets	a. b. 2.1 Over EBN; 2.2 Waardecreatiemodel en impact; 2.3 Strategische pijlers
102-3	Location of headquarters	a. Location of the organization's headquarters	a. 2.1 Over EBN
102-4	Location of operations	a. Number of countries where the organization operates, and the names of countries where it has significant operations and/or that are relevant to the topics covered in the report	a. 2.1 Over EBN
102-5	Ownership and legal form	a. Nature of ownership and legal form	a. 5.4 Corporate governance
102-6	Markets served	a. Markets served: i. geographic locations where products and services are offered ii. sectors served iii. types of customers and beneficiaries	i, ii, iii.2.1 Over EBN
102-7	Scale of the organization	a. Scale of the organization: i. total number of employees ii. total number of operations iii. net sales (for private sector organizations) or net revenues (for public sector organizations) iv. total capitalization (for private sector organizations) broken down in terms of debt and equity v. quantity of products or services provided	i. 10.2 De mensen van EBN ii. 1. Kerncijfers iii. 1. Kerncijfers iv. 8. Jaarrekening v. 1. Kerncijfers



GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
102-8	Information on employees and other workers	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Total number of employees by employment contract (permanent and temporary), by gender</li> <li>b. Total number of employees by employment contract (permanent and temporary), by region</li> <li>c. Total number of employees by employment type (full-time and part-time), by gender</li> <li>d. Whether a significant portion of the organization's activities are performed by workers who are not employees. If applicable, a description of the nature and scale of work performed by workers who are not employees</li> <li>e. Any significant variations in the numbers reported in Disclosures 102-8-a, 102-8-b, and 102-8-c (such as seasonal variations in the tourism or agricultural industries)</li> <li>f. An explanation of how the data have been compiled, including any assumptions made</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 10.2 De mensen van EBN</li> <li>b. De onderverdeling naar regio is niet van toepassing omdat Nederland als geheel als regio wordt gezien</li> <li>c. d. 10.2 De mensen van EBN</li> <li>f. Het totaal aantal medewerkers in tijdelijk dienstverband bestaat uit alle medewerkers die een contract hebben voor een bepaalde tijd met een einddatum. We definiëren het aantal medewerkers met een parttime contract als alle medewerkers die contract hebben van minder dan veertig uur.</li> </ul>
102-9	Supply chain	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. A description of the organization's supply chain, including its main elements as they relate to the organization's activities, primary brands, products, and services</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 3. Onze positie in de energieketen</li> </ul>
102-10	Significant changes to the organization and its supply chain	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Significant changes to the organization's size, structure, ownership, or supply chain: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. changes in the location of, or changes in, operations, including facility openings, closings, and expansions</li> <li>ii. changes in the share capital structure and other capital formation, maintenance, and alteration operations (for private sector organizations)</li> <li>iii. changes in the location of suppliers, the structure of the supply chain, or relationships with suppliers, including selection and termination</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i, ii, iii. Geen significante wijzigingen</li> </ul>
102-11	Precautionary Principle or approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Whether and how the organization applies the Precautionary Principle or approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 5.1 Risicomanagement, 5.2 Belangrijkste strategische risico's, 5.3 Risicobereidheid</li> </ul>
102-12	External initiatives	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. A list of externally-developed economic, environmental and social charters, principles, or other initiatives to which the organization subscribes, or which it endorses</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 5.4 Corporate governance</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
102-13	Membership of associations	a. A list of the main memberships of industry or other associations, and national or international advocacy organization	a. Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie (NVDE) KVGN CIEP New Energy Coalition TKI ESTRAC SPE Stichting Platform Geothermie EAGE World Energy Council (WEC) Dutch Association for Geothermal Organizations (DAGO)
<b>Strategy</b>			
102-14	Statement from senior decision maker	a. A statement from the most senior decision-maker of the organization (such as CEO, chair, or equivalent senior position) about the relevance of sustainability to the organization and its strategy for addressing sustainability	a. 1. Voorwoord
<b>Ethics and integrity</b>			
102-16	Values, principles, standards and norms of behavior	a. A description of the organization's values, principles, standards, and norms of behavior	a. 5.4 Corporate governance, 3.4 Onze positie in de energieketen - Ketenvaerantwoordelijkheid
<b>Governance</b>			
102-18	Governance structure	a. Governance structure of the organization, including committees of the highest governance body b. Committees responsible for decision-making on economic, environmental, and social topics	a. 5.4 Corporate governance b. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage
<b>Stakeholder management</b>			
102-40	List of stakeholder groups	a. A list of stakeholder groups engaged by the organization	a. 10.1 Interactie met onze belanghebbenden

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
102-41	Collective bargaining agreements	a. Percentage of total employees covered by collective bargaining agreements	a. Geen cao van toepassing
102-42	Identifying and selecting stakeholders	a. The basis for identifying and selecting stakeholders with whom to engage	a. 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden
102-43	Approach to stakeholder engagement	a. The organization's approach to stakeholder engagement, including frequency of engagement by type and by stakeholder group, and an indication of whether any of the engagement was undertaken specifically as part of the report preparation process	a. 10.1 Interactie met onze belanghebbenden; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling
102-44	Key topics and concerns raised	a. Key topics and concerns that have been raised through stakeholder engagement: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. how the organization has responded to those key topics and concerns, including through its reporting</li> <li>ii. the stakeholder groups that raised each of the key topics and concerns</li> </ul>	a. i. 4. Resultaten; 7.2. Materialiteitsanalyse en -bepaling; 10.1 Interactie met onze belanghebbenden ii. 10.1 Interactie met onze belanghebbenden
<b>Reporting practice</b>			
102-45	Entities enclosed in the financial statements	a. A list of all entities included in the organization's consolidated financial statements or equivalent documents b. Whether any entity included in the organization's consolidated financial statements or equivalent documents is not covered by the report	a. b. 8. Jaarrekening
102-46	Defining report content and topic boundaries	a. An explanation of the process for defining the report content and the topic Boundaries b. An explanation of how the organization has implemented the Reporting Principles for defining report content	a. b. 7.1 Verslaggevingsbeleid en -proces; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling
102-47	List of material topics	a. A list of the material topics identified in the process for defining report content	a. 2.6 Materiële thema's
102-48	Restatements of information	a. The effect of any restatements of information given in previous reports, and the reasons for such restatements	a. Geen herziene informatie.
102-49	Changes in reporting	a. Significant changes from previous reporting periods in the list of material topics and topic Boundaries	a. Geen significante wijzigingen.
102-50	Reporting period	a. Reporting period for the information provided	a. 1 januari 2020 tot en met 31 december 2020

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
102-51	Date of most recent report	a. If applicable, the date of the most recent previous report	a. 31 maart 2020
102-52	Reporting cycle	a. Reporting cycle	a. Kalenderjaar
102-53	Contact point for questions regarding the report	a. The contact point for questions regarding the report or its contents.	a. Colofon
102-54	Claims of reporting in accordance with the GRI Standards	a. The claim made by the organization, if it has prepared a report in accordance with the GRI Standards	a. Dit jaarverslag is gerapporteerd volgens de GRI Standards op toepassingsniveau core
102-55	GRI content index	<p>a. The GRI content index, which specifies each of the GRI Standards used and lists all disclosures included in the report</p> <p>b. For each disclosure, the content index shall include:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. the number of the disclosure (for disclosures covered by the GRI Standards)</li> <li>ii. the page number(s) or URL(s) where the information can be found, either within the report or in other published materials</li> <li>iii. if applicable, and where permitted, the reason(s) for omission when a required disclosure cannot be made</li> </ul>	a. b. 10.5 GRI-index 2020
102-56	External assurance	<p>a. A description of the organization's policy and current practice with regard to seeking external assurance for the report</p> <p>b. If the report has been externally assured:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. a reference to the external assurance report, statements, or opinions. If not included in the assurance report accompanying the sustainability report, a description of what has and what has not been assured and on what basis, including the assurance standards used, the level of assurance obtained, and any limitations of the assurance process</li> <li>ii. the relationship between the organization and the assurance provider</li> <li>iii. whether and how the highest governance body or senior executives are involved in seeking external assurance for the organization's sustainability report</li> </ul>	<p>a. 7.3 Transparantie</p> <p>b. i, ii, iii. Assurance-rapport van de onafhankelijke accountant</p>



GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
<b>Actieve aanpak risico's: Stimuleren van veiligheid, Reduceren van emissies en lozingen</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i, ii. 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. Het subthema Stimuleren van Veiligheid heeft betrekking op de medewerkers van onze operators, en de omwonenden in de omgeving waar onze winningsactiviteiten plaatsvinden. Het subthema Reduceren van emissies en lozingen heeft betrekking op de directe en indirecte emissies en lozingen van de operaties waarin EBN deelneemt als non-operating partner.</li> </ul>
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.7 Actieve aanpak risico's; 5.2 Belangrijkste strategische risico's</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om de veiligheid van de medewerkers van operators en omwonenden in onze werkgebieden te waarborgen en de negatieve impact op het milieu te verlagen.</li> <li>c. i, ii, vii. 4.7 Actieve aanpak risico's; 5.2 Belangrijkste strategische risico's</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.7 Actieve aanpak risico's</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar strategische doelstelling voor 2025 ten aanzien van het subthema Reduceren van emissies en lozingen, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	Arbeidsongevallen	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Arbeidsongevallen die hebben geleid tot verzuim (uitgedrukt in Lost Time Accidents)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.7 Actieve aanpak risico's; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>
Eigen indicator	CO <sub>2</sub> -uitstoot	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Procentuele wijziging van de kleine velden CO<sub>2</sub>eq-emissies per gewonnen kubieke meter in 2018 t.o.v. 2017</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.7 Actieve aanpak risico's; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
<b>Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii.2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix; 5.2 Belangrijkste strategische risico's</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om de financiële slagkracht en weerbaarheid van EBN te vergroten.</li> <li>c. i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 10.4 Remuneratierapport</li> <li>iv. 5.4 Corporate governance; 10.3 Governancetabel</li> <li>vii.4.5 Financiële resultaten</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.5 Financiële resultaten</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar strategische doelstelling voor 2025 ten aanzien van het materiële thema Financiële slagkracht en weerbaarheid in stand houden, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	Financiële weerbaarheid	Solvabiliteit	2.9 Connectiviteitsmatrix; 4.5 Financiële resultaten; 8. Jaarrekening; 7.6 Meetmethode materiële onderwerpen
<b>Creëren van verbindende kracht: Faciliteren van geïnformeerde dialoog, Kennisontwikkeling en -deling, Verbinden van relevante stakeholders - intern en extern</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii.2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 4.6.2 De mensen van EBN</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om de geïnformeerde dialoog te versterken, kennisontwikkeling en -deling te stimuleren, en het verbinden van relevante stakeholders te stimuleren.</li> <li>c. i. ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 4.6.2 De mensen van EBN</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii.4.2 Our Dutch Gas; 4.3 Return to Nature; 4.4 New Energy; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 4.6.2 De mensen van EBN</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.2 Our Dutch Gas; 4.3 Return to Nature; 4.4 New Energy; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 4.6.2 De mensen van EBN</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar strategische doelstellingen voor 2025 ten aanzien van de subthema's Faciliteren van geïnformeerde dialoog en Kennisontwikkeling en -deling, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> </ul>
Eigen indicator	Geïnformeerde dialoog	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Update infographic</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>
Eigen indicator	Verbinden van stakeholders intern	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Score Great Place to Work medewerkersonderzoek (de zogenaamde Trust Index)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.6.1 Dialoog met belanghebbenden; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>
<b>Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii. 2.3 Strategische pijlers; 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om gasvoorraden in Nederland op de meest duurzaam mogelijke manier op te sporen, te ontwikkelen en te produceren.</li> <li>c. i. ii. 2.3 Strategische pijlers</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii.4.2 Our Dutch Gas</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.2 Our Dutch Gas</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar tweede strategische doelstelling voor 2025 ten aanzien van het materiële thema Stimuleren en versnellen exploratie en productie van Nederlands kleine velden gas, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	Aardgaswinning	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Aantal nieuwe aardgasputten geboord</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>
<b>Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii.2.3 Strategische pijlers; 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>



GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland te stimuleren.</li> <li>c. i. ii. 2.3 Strategische pijlers</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii.4.4 New Energy</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.4 New Energy</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar tweede strategische doelstelling voor 2025 ten aanzien van het materiële thema Versterken, versnellen en verbeteren van de Nederlandse aardwarmtesector, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	Aardwarmtewinning	a. Aantal PJ ontwikkeld	a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen
<b>Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii.2.3 Strategische pijlers; 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om het hergebruik en de ontmanteling van in onbruik geraakte olie- en gasinfrastructuur tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten te stimuleren.</li> <li>c. i, ii. 2.3 Strategische pijlers</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii.4.3 Return to Nature</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.3 Return to Nature</li> <li>iii. De strategische doelstelling voor 2025 die nu onder het materiële thema Verantwoorde ontmanteling en waar mogelijk hergebruik van infrastructuur valt, stond vorig jaar bij het materiële thema Aardgaswinning, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	Hergebruikte sites	Aantal hergebruikte sites (site blijft staan en krijgt andere invulling)	a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen
<b>Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii.2.3 Strategische pijlers; 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om het hergebruik en de inzet van de ondergrondse ruimte voor de productie, transport, en/of opslag van CO<sub>2</sub>, duurzame energie en warmte te stimuleren.</li> <li>c. i, ii. 2.3 Strategische pijlers</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii.4.3 Return to Nature</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness of the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.3 Return to Nature</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar vijf (i.p.v. twee) strategische doelstellingen voor 2025 ten aanzien van het materiële thema Inzet van ondergrondse ruimte voor de verduurzaming van het energiesysteem, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix.</li> </ul>
Eigen indicator	CO <sub>2</sub> opslag	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Hoeveelheid MT aan CO<sub>2</sub> in opslag per jaar in Nederland en in projecten waarin EBN deelneemt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>
<b>Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie</b>			
103-1	Explanation of the material topic and its Boundary	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of why the topic is material</li> <li>b. The Boundary for the material topic, which includes a description of: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. where the impacts occur</li> <li>ii. the organization's involvement with the impacts</li> </ul> </li> <li>c. Any specific limitation regarding the topic Boundary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling</li> <li>b. i. ii. 2.6 Materiële thema's</li> <li>c. 2.6 Materiële thema's</li> </ul>

GRI Standard	Disclosure title	Toelichting	Verwijzing & antwoord
103-2	The management approach and its components	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. An explanation of how the organization manages the topic</li> <li>b. A statement of the purpose of the management approach</li> <li>c. A description of the following, if the management approach includes that component: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. policies</li> <li>ii. commitments</li> <li>iii. goals and targets</li> <li>iv. responsibilities</li> <li>v. resources</li> <li>vi. grievance mechanisms</li> <li>vii. specific actions, such as processes, projects, programs and initiatives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.6 Materiële thema's; 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>b. Alle maatregelen zijn erop gericht om de verkenning en ontwikkeling van energie-innovaties ten bate van de Nederlandse energietransitie te stimuleren.</li> <li>c. i. ii. 2.3 Strategische pijlers</li> <li>iii. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>iv. 7.2 Materialiteitsanalyse en -bepaling - Sturing en rapportage</li> <li>vii. New Energy</li> </ul>
103-3	Evaluation of the management approach	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. the mechanisms for evaluating the effectiveness the management approach</li> <li>ii. the results of the evaluation of the management approach</li> <li>iii. any related adjustments to the management approach</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> <li>ii. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 4.4 New Energy</li> <li>iii. Sinds 2019 rapporteert EBN haar zeven strategische doelstellingen voor 2025 ten aanzien van het het materiële thema Verkennen en ontwikkelen van energie-innovaties ten bate van systeemintegraties in de Nederlandse energietransitie, zie 2.8 Connectiviteitsmatrix</li> </ul>
Eigen indicator	Groen gas-productie	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Aantal bcm groen gas ontwikkeld</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 2.8 Connectiviteitsmatrix; 7.6 Meetmethoden materiële onderwerpen</li> </ul>



## 10.6 10 jaar kerncijfers

In EUR mln

IFRS	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
<b>EBN deelname in activiteiten:</b>										
- aantal winningvergunningen landzijde	34	34	33	33	33	33	31	29	27	24
- aantal winningvergunningen zeezijde	105	115	113	110	109	109	107	106	101	101
- aantal opsporingvergunningen	39	40	39	44	46	48	55	56	48	47
afzet (mrd m <sup>3</sup> , 100%)	20	30	33	39	46	51	66	79	73	72
mutatie in % t.o.v. voorgaand jaar (100%)	-32	-10	-15	-15	-10	-22	-17	8	1	-10
- afzet Groningen (mrd m <sup>3</sup> , EBN aandeel)	3	6	7	9	11	12	17	21	19	18
- afzet kleine velden (mrd m <sup>3</sup> , EBN aandeel)	5	6	7	8	9	9	10	11	11	12
afzet totaal (mrd m <sup>3</sup> , EBN aandeel)	8	12	14	17	20	21	27	32	30	30
<b>gemiddelde opbrengstprijis gas</b> (EUR-centen per m <sup>3</sup> , 35,17 MJ/m <sup>3</sup> )	10,56	15,33	16,61	15,68	13,68	20,26	22,23	25,52	26,76	22,63
<b>omzet &amp; overige baten uit:</b>										
- doorlopende activiteiten	1.220	2.206	2.673	3.015	3.094	4.766	6.598	8.809	8.528	7.103
- beëindigde activiteiten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
omzet & overige baten totaal	1.220	2.206	2.673	3.015	3.094	4.766	6.598	8.809	8.528	7.103
<b>mutatie uit doorlopende activiteiten</b> <b>% t.o.v. voorgaand jaar</b>	-45	-17	-11	-3	-35	-28	-25	3	20	10
<b>totaalresultaat uit:</b>										
- doorlopende activiteiten	-364	256	764	556	333	450	1.614	2.327	2.360	2.131
- beëindigde activiteiten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
totaalresultaat	-364	256	764	556	333	450	1.614	2.327	2.360	2.131

IFRS	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
<b>totaalresultaat uit doorlopende activiteiten</b>										
<b>in % van de omzet</b>	-30	12	29	18	11	9	24	26	28	30
<b>materiële vaste activa:</b>										
- investeringen op land	25	33	42	25	37	102	290	275	202	228
- investeringen offshore	113	194	142	131	244	462	475	377	419	383
totaal investeringen	138	227	184	156	281	564	765	652	621	611
afschrijvingen	558	586	430	434	490	557	660	652	745	617
(terugdraaiing) bijzondere waardeverminderingen	-	-	-155	35	299	660	-	-	-	-
eigen vermogen	392	775	279	217	178	184	199	219	200	204
gearing ratio (%)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	87	90	87	88	91
vreemd vermogen	5.507	5.752	5.612	5.331	5.458	5.644	5.465	5.309	5.565	5.684

## 10.7 Verklarende woorden- en referentielijst

**Aquifer** watervoerende laag in de ondergrond waaruit warmte kan worden gewonnen

**Athos** Amsterdam-IJmuiden CO<sub>2</sub> Transport Hub & Offshore Storage; CO<sub>2</sub>-opslagproject

**CCS** Carbon Capture and Storage; CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag

**CC(U)S** Carbon Capture, Utilisation and Storage;

CO<sub>2</sub>-afvang, -hergebruik en -opslag

**CH<sub>4</sub>** methaan

**CHF** Zwitserse Frank (munteenheid)

**CO<sub>2</sub>** koolstofdioxide

**Consortium** een vereniging of samenwerking van tijdelijke aard, die opgericht is door een aantal partijen om een bepaald project uit te voeren

**Corporate Governance Code (nieuw)** De Nederlandse Corporate Governance Code van de Monitoring Commissie Corporate Governance Code

**Coronacrisis** de gevolgen van de COVID-19-pandemie voor de samenleving

**COVID-19** ziekte die wordt veroorzaakt door het coronavirus SARS-CoV-2

**CPI** consumentenprijsindex; inflatie indicator van het Centraal Bureau voor de Statistiek

**Downstream activiteiten** verkoop en vervoer van geologische hulpbronnen

**DSA** Decommissioning Security Agreement

**DSMA** Decommissioning Security Monitoring Agreement

**EBN** Energie Beheer Nederland

**Energiemix** verhouding energie die Nederland gebruikt uit verschillende energiebronnen

**E&P** Exploratie en Productie

**EZK** Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

**FTE** fulltime-equivalent; rekeneenheid voor de omvang van een personeelsfunctie, 1 FTE staat voor een volledige werkweek

**FID** Final Investment Decision

**Gasgebouw** publiek-private samenwerking in de Maatschap Groningen en GasTerra

**Gasvoorkomen** ondergrondse ophoping van gas in gesteenteporiën dat gewonnen kan worden

**GE** groningenequivalent (Nm<sup>3</sup> aardgas met verbrandingswaarde van 35,17 MJ bij 0 graden Celsius en 101,325 kPa)

**Geothermie** aardwarmte

**Green Deals** afspraken tussen de Rijksoverheid en bedrijven, maatschappelijke organisaties en andere overheden ter bevordering van de uitvoering van duurzame initiatieven

**GRI** Global Reporting Initiative

**HR** Human Resources, personeelszaken

**ICT** Informatie- en Communicatietechnologie

**IFRIC** International Financial Reporting Interpretation Committee

**IFRS** International Financial Reporting Standards

**IMS** Integraal managementsysteem

**IPO** Interprovinciaal overleg

**IRO** Vereniging Industriële Raad voor de Olie en Gas

**JIP** Joint Industry Project

**Klimaatakkoord** De nationale klimaatafspraken uit 2019 van de Nederlandse regering met als doel het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen

**KVGN** Koninklijke Vereniging van Gasfabrikanten in Nederland

**Maatschap Groningen** Maatschap om de productie van het Groningenveld te beheren

**Masterplan Aardwarmte** Het Masterplan beschrijft een ambitie en bijbehorend actieplan voor aardwarmte in Nederland, warmtenetten en de warmtevraag

**Midstream activiteiten** transport en opslag van geologische hulpbronnen

**Mijnbouwwet** Nederlandse wet waarin de regels staan beschreven met betrekking tot het onderzoek naar en het winnen van delfstoffen en met betrekking tot met de mijnbouw verwante activiteiten

**MVO** Maatschappelijk Verantwoord Ondernemen

**NAM** Nederlandse Aardolie Maatschappij

**NCG** Nationaal Coördinator Groningen

**New Energy Coalition** kennisbank voor de energietransitie, ontstaan uit de stichtingen Energy Valley, Energy Academy Europe en Energy Delta Institute

**Nexstep** Nationaal Platform voor hergebruik en ontmanteling

**Nm<sup>3</sup>** Normaal kubieke meter; de standaardeenheid waarin aardgas wordt gemeten

**NOGEPA** Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie

**Noordzeeoverleg Overleg** overleg tussen overheid, bedrijven en maatschappelijke organisaties om (toekomstige) activiteiten in de Noordzee op verschillende belangen af te stemmen

**Operating partner** zie operator

**Operator** partij in het opsporings-, winnings- of opslagtraject die namens partners activiteiten uitvoert

**OPEX** Operating Expenditure

**OPI** Operationele Prestatie Indicatoren

**PJ** Petajoule, 1PJ = 1.000.000.000.000.000 joule

**Porthos** Port of Rotterdam CO<sub>2</sub> Transport Hub & Offshore Storage; CO<sub>2</sub>-opslagproject

**RES** Regionale energiestrategieën

**RVO** Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

**SCAN** programma waarmee EBN de potentie van aardwarmte in de Nederlandse ondergrond verder in kaart brengt

**SDG** Sustainable Development Goals

**Sm<sup>3</sup>** Standaard kubieke meter

**SodM** Staatstoezicht op de Mijnen.

**Staatsdeelneming** aandeelhouderschap van de Nederlandse Staat

**SWOT-analyse** SWOT = strengths (sterkten), weaknesses (zwaktes), opportunities (kansen) en threads (bedreigingen)

**TJ** Terajoule, 1 TJ = 1.000.000.000.000 joule

**TKI** Topconsortia voor Kennis en Innovatie

**TNO** Nederlandse organisatie voor toegepast natuurlijkwetenschappelijk onderzoek

**Transitiegemeenschap** alle partijen die een rol hebben in het realiseren van de energietransitie

**Treasury** het beheren van geld van de onderneming

**TTF** Title Transfer Facility; virtuele gashandelsplaats opgezet door de Nederlandse Gasunie

**TWh** Terawattuur, 1TWh = 1.000.000.000.000 wattuur

**UDG** ultradiepe geothermie

**Upstream activiteiten** exploratie en productie van geologische hulpbronnen

**VNG** Vereniging van Nederlandse Gemeenten

**WACC** Weighted Average Cost of Capital

**Warmtewisselaar** haalt de warmte uit het water en brengt het over naar het water in een warmtenet

**WOR-artikel 24** Wet op de Ondernemingsraad, artikel 24 omschrijft het verplichte aantal overlegvergaderingen en de aanwezigheid van bestuurders en commissarissen



An aerial photograph showing a cyclist riding on a paved path. The path is bordered by a rocky, greyish-brown area on the left and a lush green field on the right. The cyclist is wearing blue clothing and is positioned in the lower-middle part of the frame. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

## 10.8 Contactinformatie

Heeft ons jaarverslag u aan het denken gezet, vragen opgeroepen of geïnspireerd? U kunt altijd contact met ons opnemen om uw vragen te stellen of van gedachten te wisselen.

Bezoek- en postadres:

EBN B.V.  
Daalsesingel 1  
3511 SV Utrecht  
Telefoon: + 31 (0)30 233 9001  
E-mail: [ebn.mail@ebn.nl](mailto:ebn.mail@ebn.nl)  
Website: [www.ebn.nl](http://www.ebn.nl)



# **Jaarrekening 2020**

## **EBN CCS B.V.**

## Contents

Winst- en verliesrekening over 2020 .....	3
Balans per 31 december 2020 .....	4
Toelichting op de balans en winst- en verliesrekening.....	5
Algemene toelichting .....	5
Algemene grondslagen .....	5
Grondslagen voor waarderingen en winstbepaling.....	6
Overige gegevens.....	11

## Winst- en verliesrekening over 2020

in euro's

	<i>noot</i>	<b>14 mei tot en met 31 december 2020</b>
overige bedrijfsopbrengsten	1	5.742.327
bedrijfslasten	2	5.742.327
bedrijfsresultaat		-
financiële lasten	3	-34
resultaat vóór belastingen		-34
belastingen	4	8
<b>resultaat na belastingen</b>	5	<b>-25</b>



# Balans per 31 december 2020

(voor resultaatbestemming)

in euro's

<b>activa</b>	noot	<b>31 december 2020</b>	<b>passiva</b>	noot	<b>31 december 2020</b>
<b>vaste activa</b>			<b>eigen vermogen</b>	8	
financiële vaste activa	6	100.266	aandelenkapitaal		-
		100.266	ingehouden winst		-
			resultaat na belasting		-25
<b>vlottende activa</b>					-25
vorderingen	7	3.367.473	<b>kortlopende schulden</b>	9	3.469.948
liquide middelen		2.185			
		3.369.657			
<b>Totaal</b>		<b>3.469.923</b>	<b>Totaal</b>		<b>3.469.923</b>

# Toelichting op de balans en winst- en verliesrekening

## Algemene toelichting

EBN CCS B.V. ('EBN CCS'), is statutair gevestigd op de Daalsesingel 1, 3511 SV Utrecht, in Nederland. EBN CCS (KvK 78049504) is een besloten vennootschap met EBN B.V. ('EBN'), gevestigd te Utrecht, als enig aandeelhouder. Alle aandelen van EBN worden gehouden door de Nederlandse Staat.

De activiteiten van EBN CCS bestaat uit deel te nemen in een of meer ondernemingen die betrokken zijn bij de ontwikkeling en uitvoering van het "Porthos" project dat zich richt op het aanleggen, het beheer en de exploitatie van een CO2-transport infrastructuur in combinatie met opslag in de diepe ondergrond onder zee.

### Schattingen en oordelen

Voor het opstellen van de jaarrekening moeten schattingen en beoordelingen worden gemaakt. Deze hebben consequenties voor de gerapporteerde bedragen voor activa en passiva, inkomsten en uitgaven en de daaraan gerelateerde rapportage van voorwaardelijke activa en passiva op de datum van de jaarrekening. De resultaten kunnen door dergelijke inschattingen en beoordelingen worden beïnvloed. In die gevallen worden in de toelichtingen de grondslagen besproken die het management het meest belangrijk acht en die vanwege intrinsieke onzekerheid veelal het meest lastig te voorspellen zijn.

## Algemene grondslagen

### Algemeen

De jaarrekening is opgesteld op een 'going concern basis' en in overeenstemming met de wettelijke bepalingen van Titel 9 Boek 2 BW en de stellige uitspraken van de Richtlijnen voor de Jaarverslaggeving, die uitgegeven zijn door de Raad voor de Jaarverslaggeving.

Activa en verplichtingen worden in het algemeen gewaardeerd tegen de verkrijgings- of vervaardigingsprijs of de actuele waarde. Indien geen specifieke waarderingsgrondslag is vermeld vindt waardering plaats tegen de verkrijgingsprijs. In de balans en de winst- en verliesrekening zijn referenties opgenomen. Met deze referenties wordt verwezen naar de toelichting.

De functionele en presentatievaluta van EBN CCS is de euro.

Een actief wordt als vlottend aangemerkt als het naar verwachting binnen 12 maanden na balansdatum wordt gerealiseerd. Een verplichting of schuld wordt als kortlopend aangemerkt als deze binnen 12 maanden na balansdatum wordt afgewikkeld.

## Grondslagen voor waarderingen en winstbepaling

### **Financiële vaste activa**

Geassocieerde deelnemingen worden onder financiële vaste activa verantwoord. Een geassocieerde deelneming is een belang in een geheel waarin EBN CCS invloed van betekenis heeft, maar geen beslissende zeggenschap kan uitoefenen. De geassocieerde deelnemingen worden verwerkt op basis van de netto vermogenswaarde methode. Dat houdt in dat het aandeel van EBN CCS in een geassocieerde deelneming wordt bepaald op het EBN-aandeel in de netto activa van deze deelnemingen, verminderd met een eventuele bijzondere waardevermindering.

Het belang van EBN CCS bij de winst of het verlies van de geassocieerde deelneming wordt opgenomen in het resultaat. Wanneer het aandeel van EBN CCS in het verlies van een geassocieerde deelneming de boekwaarde van deze deelneming – inclusief eventuele andere lange termijn vorderingen die onderdeel zijn van de netto investering – overtreft, wordt de boekwaarde tot nihil teruggebracht. Er worden geen verdere verliezen verantwoord, tenzij EBN CCS verplichtingen van de geassocieerde deelneming op zich heeft genomen via een garantie of andere verplichting. Ongerealiseerde winsten en verliezen uit transacties met geassocieerde deelnemingen worden geëlimineerd naar verhouding van het EBN CCS-aandeel in deze deelnemingen.

### **Vorderingen**

De initiële waardering van vorderingen vindt plaats tegen reële waarde (welke geldt als de geamortiseerde kostprijs). De vervolgwaardering vindt plaats tegen geamortiseerde kostprijs met een eventuele waarde correctie in verband met oninbaarheid.

### **Liquide middelen**

Onder liquide middelen worden verstaan kasmiddelen, banktegoeden en deposito's bij banken met een resterende looptijd van minder dan drie maanden. Bankschulden worden opgenomen onder de kortlopende schulden. Liquide middelen worden gewaardeerd tegen nominale waarde. Tenzij anders toegelicht staan de liquide middelen ter vrije beschikking van EBN CCS.

### **Eigen vermogen**

Het eigen vermogen van EBN CCS bestaat uit aandelenkapitaal, agioreserve en ingehouden winst. EBN is de enig aandeelhouder van EBN CCS.

### **Kortlopende schulden**

Kortlopende schulden worden bij de eerste verwerking gewaardeerd tegen reële waarde. Kortlopende schulden worden na eerste verwerking gewaardeerd tegen de bedragen waartegen de schuld moet worden afgelost.

### **Overige bedrijfsopbrengsten**

Verantwoording van opbrengsten uit de levering van diensten geschiedt naar rato van de geleverde prestaties, gebaseerd op de verrichte diensten tot aan de balansdatum in verhouding tot de in totaal te verrichten diensten.

**Bedrijfslasten**

De kosten worden bepaald op historische basis en toegerekend aan het verslagjaar waarop zij betrekking hebben.

**Financiële baten en lasten**

Rentebaten en rentelasten worden opgenomen op tijdsevenredige basis. Daarnaast worden onder deze post de interestkosten in verband met oprenting van voorzieningen opgenomen.

**Belastingen**

De winstbelasting wordt bepaald volgens de 'balansmethode'.

Actuele belastingen zijn de belastingen die naar verwachting betaald moeten worden over de fiscale winst over het jaar, op basis van de belastingtarieven per balansdatum, en eventuele aanpassingen in de te betalen belastingen over voorgaande jaren.

EBN CCS en haar moedermaatschappij EBN vormen samen een fiscale eenheid en zijn gezamenlijk en hoofdelijk aansprakelijk voor de door de fiscale eenheid verschuldigde belastingen. EBN is het hoofd van de fiscale eenheid. De verschuldigde vennootschapsbelasting van EBN CCS is onderdeel van de rekening courant met EBN.

**Resultaat geassocieerde deelnemingen**

Het aandeel in het resultaat financiële vaste activa wordt bepaald op een deel van de resultaten over het verslagjaar dat overeenkomt met het belang van EBN CCS, na aftrek van de belastingen daarop.

**Resultaat**

Het resultaat wordt bepaald als het verschil tussen de opbrengstwaarde van de geleverde prestaties en de kosten en andere lasten over het jaar. De opbrengsten op transacties worden verantwoord in het jaar waarin zij zijn gerealiseerd.



### **(1) Overige bedrijfsopbrengsten**

De overige bedrijfsopbrengsten van EBN CCS komt voort uit verkregen subsidies en bedraagt in 2020 EUR 5.742.327

### **(2) Bedrijfslasten**

De bedrijfslasten in 2020 bedroegen EUR 5.742.327 en bestaan voornamelijk uit het inhuren van externe personeel en kosten van EBN.

### **(3) Financiële lasten**

in euro's	2020
rentelasten	-34
<b>totaal</b>	<b>-34</b>

### **(4) Belastingen**

in euro's	2020
Resultaat vóór belastingen	-34
actuele belastingen lopend jaar	-8
<b>totaal</b>	<b>-8</b>

In 2020 bedroeg het nominale tarief van de vennootschapsbelasting in Nederland 25,0% (2019: 25,0%). Deze is gelijk aan de effectieve belastingdruk over 2020.

### **(5) Resultaat na belasting**

In 2020 behaalde de onderneming een resultaat na belasting uit doorlopende activiteiten van EUR -25.

## (6) Financiële vaste activa

in euro's	Porthos C.V.	Porthos Development Management GP BV
<b>stand per 14 mei 2020</b>	-	-
<b>mutaties in 2020</b>		
- kapitaalstortingen	100.233	33
- resultaat deelnemingen	-	-
<b>stand per 31 december 2020</b>	<b>100.233</b>	<b>33</b>

## (7) Vorderingen

in euro's	31 december 2020
vordering EBN B.V.	3.366.185
belastingen	1.287
<b>totaal</b>	<b>3.367.473</b>

De vordering op EBN B.V. bestaat voornamelijk uit nog te ontvangen subsidies welke door EBN B.V. is aangevraagd namens EBN CCS.

## (8) Eigen vermogen

in euro's	aandelen- kapitaal	ingehouden winst	resultaat na belasting	totaal eigen vermogen
<b>stand per 14 mei 2020</b>	-	-	-	-
resultaat bestemming	-	-	-	-
resultaat boekjaar	-	-	-25	-25
<b>stand per 31 december 2020</b>	-	-	<b>-25</b>	<b>-25</b>

Het maatschappelijke, tevens geplaatste aandelenkapitaal bedraagt in 2020 EUR 500 en bestaat uit 1 aandeel met een nominale waarde van EUR 500. Het geplaatste aandelenkapitaal zal in 2021 worden gestort.

Voorgesteld wordt aan de Algemene Vergadering van Aandeelhouders het negatief resultaat van EUR 25 ten laste te brengen van het eigen vermogen. Dit bedrag is het nettoresultaat van het verslagjaar. Per eind 2020 is hierdoor een negatief eigen vermogen ontstaan van EUR 25.

*Jaarrekening 2020 EBN CCS B.V.*

## (9) Kortlopende schulden

in euro's	31 december 2020
crediteuren	-
overige schulden	3.469.948
<b>totaal</b>	<b>3.469.948</b>

De overige schulden bestaat uit nog te verrekenen projectkosten van de Porthos partners (Havenbedrijf Rotterdam en Gasunie).

## (10) Niet in de balans opgenomen activa en verplichtingen

EBN CCS en haar moedermaatschappij EBN vormen samen een fiscale eenheid (voor zowel de VPB als de BTW) en zijn gezamenlijk en hoofdelijk aansprakelijk voor de door de fiscale eenheid verschuldigde belastingen.

## (11) Personeel

EBN CCS heeft geen medewerkers in dienst.

## (12) Gebeurtenissen na balansdatum

Er zijn geen gebeurtenissen na balansdatum welke nader moeten worden toegelicht.

Utrecht, 8 juni 2021

EBN B.V.



Namens deze: J.W. van Hoogstraten

## Overige gegevens

### Winstbestemming

De algemene vergadering van aandeelhouders is, conform artikel 9.1 van de statuten van de Vennootschap, bevoegd tot bestemming van de winst dan wel de wijze waarop een tekort is verwerkt, alsmede tot vaststelling van uitkeringen uit de winst of reserves voor zover het eigen vermogen groter is dan de reserves die krachtens de Nederlandse wet moeten worden gehouden. Een uitkering uit de winst of reserves is onderworpen aan goedkeuring van het bestuur.





ebn

**VERTROUWELIJK**

# Functiebeschrijving

<b>Functietitel</b>	Head of PSO Porthos
<b>Leidinggevende</b>	Bestuurders POCO en POTS (EBN&GU)
<b>Leidinggevend aan (direct)</b>	Operations Coordinator Subsurface Coordinator Nieuw te rekruteren PSO teamleden: Coördinatoren PSO Support, HSEQ en Start-up Support Group
<b>Leidinggevend aan (indirect)</b>	Nieuw te rekruteren PSO teamleden
<b>Schaal</b>	tbd
<b>Datum</b>	16 april 2021

## 1. Doel van de functie

Verantwoordelijk voor het inrichten van de Porthos System Operator (PSO) met als doel “operational readiness” in 2024. Leiding geven aan en opbouwen van het PSO team. Het behartigen van de belangen van de PSO tijdens het ontwerp, de bouw, commissioning en de oplevering van het Porthos CO<sub>2</sub> transport en opslag systeem. Deze functie zal op termijn overgaan in de functie van PSO Managing Director/Asset Manager.

## 2. Context van de functie

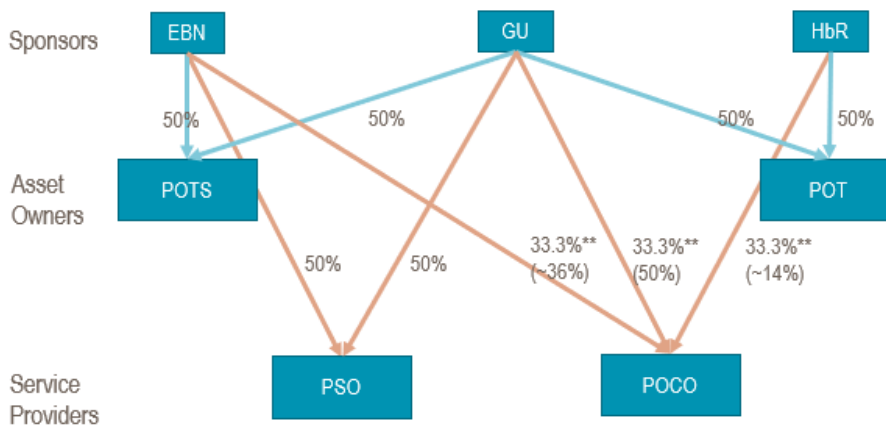
Porthos ontwikkelt een project waarbij CO<sub>2</sub> van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee.

De CO<sub>2</sub> die door Porthos wordt getransporteerd en opgeslagen, wordt afgevangen door verschillende bedrijven. De bedrijven leveren hun CO<sub>2</sub> aan een verzamleiding die door het Rotterdamse havengebied loopt. Vervolgens wordt de CO<sub>2</sub> in een compressorstation op druk gebracht.

De CO<sub>2</sub> gaat per onderzeese pijpleiding naar een platform in de Noordzee, circa 20 km uit de kust. Vanaf het platform wordt de CO<sub>2</sub> in een leeg gasveld gepompt. De lege gasvelden bevinden zich in een afgesloten reservoir van poreus zandgesteente, ruim 3 km onder de Noordzee.

De Porthos ontwikkelorganisatie (Porthos Development, POCO) is verantwoordelijk voor het ontwerp, de bouw en oplevering van het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. Nadat de installaties zijn opgeleverd zal de Porthos Technische Systeem Operator (PSO) het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem opereren. De PSO wordt verantwoordelijk voor het opereren van het nieuw te bouwen CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. De PSO treedt op als “klant” van het huidige Porthos Project en als eindgebruiker. Tijdens de ontwikkel- en constructiefase is de PSO nauw betrokken bij de keuzes van het ontwerp en bij de ingebruikname van de installaties (voorafgaand aan start CO<sub>2</sub> injectie).

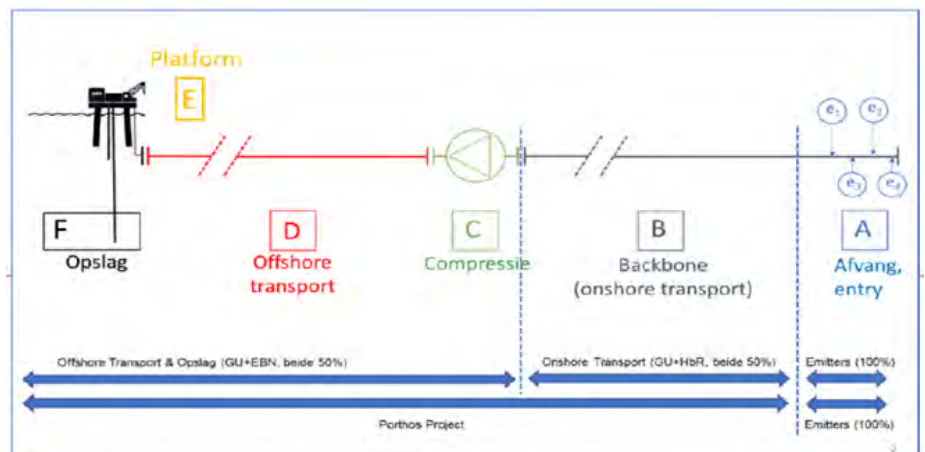
In het voorjaar van 2021 is tussen de Porthos sponsors (Gasunie, HbR, EBN) een Joint Venture structuur afgesproken bestaande uit twee asset owners en twee dienstverleners. Het eigenaarschap van de installaties ligt bij de Porthos asset owners (POTS en POT). PSO en POCO zijn dienstverlener voor operaties (PSO) en projectontwikkeling (POCO).



Taak van de PSO is het opereren van het Porthos Project downstream de invoedingspunten (van de emitters) tot en met de opslag in de diepe ondergrond, inclusief:

- Backbone (B)
- Compressor (C)
- Offshore transport leiding (D)
- Platform inclusief putten (E)
- Reservoir (F)

CO<sub>2</sub> afvang (A) behoort niet tot het toekomstige takenpakket van de PSO.



### 3. Inhoud van de functie

#### Resultaatgebieden & kerntaken

- Verantwoordelijk voor nauwgezette samenwerking tussen PSO kernteam en start-up team
- Verantwoordelijk voor het opzetten en implementatie management systemen
- Verantwoordelijk voor het opzetten en implementatie van asset management
- Verantwoordelijk voor contact bevoegd gezag
- Verantwoordelijk voor afhandeling van incidenten

#### Bevoegdheden

- Gezicht van PSO naar de buitenwereld
- Aangaan contract management (services) – binnen gestelde mandaat
- Opzetten van operationele werkprocessen
- Opzetten van VGM systeem
- Organiseren van VGM activiteiten
- Rekrutering van PSO teamleden
- Toezicht op professionele ontwikkeling en training PSO personeel
- Klarstomen van de PSO organisatie voor de commissioning, handover en operations fase

#### 4. Complexiteit binnen de functie

Het Porthos project classificeert als “mega-project”. Het is het eerste project in de wereld waarbij CO<sub>2</sub> op grote schaal in een bijna leeg gasveld wordt geïnjecteerd. De initiële lage druk van het gasveld in combinatie met het grote CO<sub>2</sub> injectievolume biedt de nodige uitdagingen op technisch vlak. Vanaf start injectie zullen een aantal operationele stadia worden doorlopen, waarbij de operationele bandbreedte van het transport en opslag systeem zal toenemen over de tijd. Er bestaat geen (inter)nationale standaard voor het injecteren van CO<sub>2</sub> in lage druk gasvelden. Porthos (PSO) zal deze standaard zelf dienen te ontwikkelen. In het kader van veilige permanente, lange termijn opslag van CO<sub>2</sub> zal het Staatstoezicht op de Mijnen hoge VGM hieraan eisen stellen.

Porthos kent een groot aantal samenwerkingsverbanden zowel intern (JV Structuur) als extern (emitters, E&P operator TAQA). Elk samenwerkingsverband heeft een eigen governance en afhankelijk van de aard van samenwerking een eigen interne dynamiek. Naast technische kennis en kennis op het vlak van VGM zijn soft skills en affiniteit met de belangen van partner organisaties van groot belang.

#### 5. Kennis en opleidingsniveau

- Afgeronde technische master opleiding
- Kennis op het gebied van opzetten van nieuwe organisatie is een pré
- Kennis op het gebied van CO<sub>2</sub> transport en opslag is een pré

#### 6. Vereiste ervaring

- Sterke leiderschapsvaardigheden, in staat om keuzes te maken en een proven track record in HSEQ, mentoring en coaching
- Ruime management ervaring in de O&G industrie
- Ervaring in operations en met mijnbouw installaties
- Ruime ervaring met op-/inrichten van nieuwe organisaties in een complexe en innovatieve omgeving (strategie, beleid, business plan)
- Ruime ervaring in stakeholder management in JV's, met autoriteiten (SodM, IL&T, DCMR), belangorganisaties en lokale overheden
- Bekendheid met werkprocessen binnen een van de partners
- Ondernemende en safety first mind-set
- In staat om cultuur binnen organisatie te vormen



## 7. Competenties

- Leidinggeven
- Interactie met bevoegd gezag
- Verantwoordelijkheid
- Samenwerken, verbinden
- Resultaatgerichtheid
- Innovatief, creativiteit
- Overtuigingskracht
- Plannen
- Besluitvaardigheid
- Relatiebeheer
- Visie

## 8. Sociale interactie

De Head of PSO werkt nauw samen met de Operations Coördinator Porthos en de Coördinator Subsurface. Zij zijn de drie kwartiermakers van de toekomstige organisatie die tussen 2021 en 2024 zal worden vormgegeven en opgebouwd. Zij zullen op basis van een klant-advies relatie de interactie aangaan met de Porthos ontwikkelorganisatie die verantwoordelijk is voor het ontwerp, de bouw en de oplevering van het transport en opslagsysteem.

De commissioning zal gezamenlijk worden uitgevoerd, waarna de PSO het systeem in bedrijf zal nemen, Ready for Operations (RFO). De drie kwartiermakers zullen een team samenstellen om de PSO te leiden naar RFO.

Emitters en EZK/SodM zullen vragen en eisen stellen om er zeker van te zijn dat de PSO “operational readiness” bereikt in 2024.

# Functiebeschrijving

<b>Functietitel</b>	Operations Coördinator Porthos
<b>Leidinggevende</b>	Head of PSO
<b>Leidinggevend aan (direct)</b>	Nieuw te rekruteren PSO teamleden
<b>Leidinggevend aan (indirect)</b>	Nieuw te rekruteren PSO teamleden
<b>Schaal</b>	Nader te bepalen
<b>Plaats in de organisatie</b>	MT PSO
<b>Datum</b>	16 april 2021

## 1. Doel van de functie

Het adviseren van Head of PSO ten aanzien van het inrichten van de Porthos System Operator (PSO) met als doel “operational readiness” in 2024.

Het behartigen van de belangen van de PSO tijdens het ontwerp, de bouw, commissioning en de oplevering van het Porthos CO<sub>2</sub> transport en opslag systeem. Deze functie zal op termijn over gaan in de functie van PSO Operations Manager.

## 2. Context van de functie

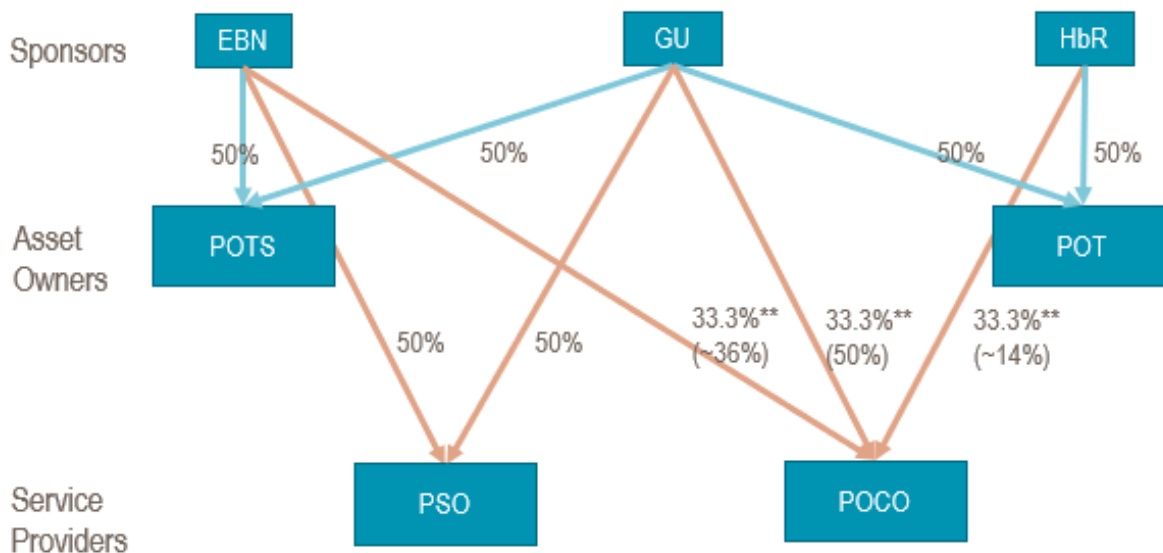
Porthos ontwikkelt een project waarbij CO<sub>2</sub> van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee.

De CO<sub>2</sub> die door Porthos wordt getransporteerd en opgeslagen, wordt afgevangen door verschillende bedrijven. De bedrijven leveren hun CO<sub>2</sub> aan een verzamelleiding die door het Rotterdamse havengebied loopt. Vervolgens wordt de CO<sub>2</sub> in een compressorstation op druk gebracht.

De CO<sub>2</sub> gaat per onderzeese pijpleiding naar een platform in de Noordzee, circa 20 km uit de kust. Vanaf het platform wordt de CO<sub>2</sub> in een leeg gasveld gepompt. De lege gasvelden bevinden zich in een afgesloten reservoir van poreus zandgesteente, ruim 3 km onder de Noordzee.

De Porthos ontwikkelorganisatie (Porthos Development, POCO) is verantwoordelijk voor het ontwerp, de bouw en oplevering van het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. Nadat de installaties zijn opgeleverd zal de Porthos Technische Systeem Operator (PSO) het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem opereren. De PSO wordt verantwoordelijk voor het opereren van het nieuw te bouwen CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. De PSO treedt op als “klant” van het huidige Porthos Project en als eindgebruiker. Tijdens de ontwikkel- en constructiefase is de PSO nauw betrokken bij de keuzes van het ontwerp en bij de ingebruikname van de installaties (voorafgaand aan start CO<sub>2</sub> injectie).

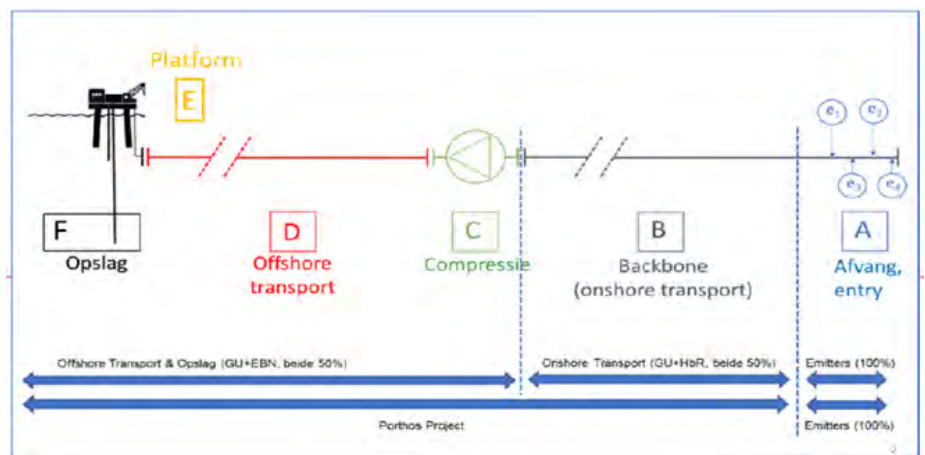
In het voorjaar van 2021 is tussen de Porthos sponsors (Gasunie, HbR, EBN) een Joint Venture structuur afgesproken bestaande uit twee asset owners en twee dienstverleners. Het eigenaarschap van de installaties ligt bij de Porthos asset owners (POTS en POT). PSO en POCO zijn dienstverlener voor operaties (PSO) en projectontwikkeling (POCO).



Taak van de PSO is het opereren van het Porthos Project downstream de invoedingspunten (van de emitters) tot en met de opslag in de diepe ondergrond, inclusief:

- Backbone (B)
- Compressor (C)
- Offshore transport leiding (D)
- Platform inclusief putten (E)
- Reservoir (F)

CO<sub>2</sub> afvang (A) behoort niet tot het toekomstige takenpakket van de PSO.



### 3. Inhoud van de functie

#### Resultaatgebieden & kerntaken

- Lead commissioning fase
- Verantwoordelijk voor inrichten van het operationele team
- Verantwoordelijk voor operationele werkprocessen

- Borgen van operationele aspecten van het transport en opslag systeem tijdens het ontwerp
- Dagelijks adviseur/vraagbaak van het POCO projectteam (ontwerp en constructie)

#### **Bevoegdheden**

- Verantwoordelijk voor de beoordeling van het Porthos systeemontwerp ten aanzien van toekomstige operaties (veiligheid, duurzaamheid, efficiëntie)
- Opzetten van operationele werkprocessen
- Opzetten van VGM systeem
- Organiseren van VGM activiteiten
- Rekrutering van PSO teamleden i.s.m. Head of PSO
- Klaarstomen van de PSO organisatie voor de commissioning en handover fase

#### **4. Complexiteit binnen de functie**

Het Porthos project classificeert als “mega-project”. Het is het eerste project in de wereld waarbij CO<sub>2</sub> op grote schaal in een bijna leeg gasveld wordt geïnjecteerd. De initiële lage druk van het gasveld in combinatie met het grote CO<sub>2</sub> injectievolume biedt de nodige uitdagingen op technisch vlak. Vanaf start injectie zullen een aantal operationele stadia worden doorlopen, waarbij de operationele bandbreedte van het transport en opslag systeem zal toenemen over de tijd. Er bestaat geen (inter)nationale standaard voor het injecteren van CO<sub>2</sub> in lage druk gasvelden. Porthos (PSO) zal deze standaard zelf dienen te ontwikkelen. In het kader van veilige permanente, lange termijn opslag van CO<sub>2</sub> zal het Staatstoezicht op de Mijnen hoge VGM hieraan eisen stellen.

Porthos kent een groot aantal samenwerkingsverbanden zowel intern (JV Structuur) als extern (emitters, E&P operator TAQA). Elk samenwerkingsverband heeft een eigen governance en afhankelijk van de aard van samenwerking een eigen interne dynamiek. Naast technische kennis en kennis op het vlak van VGM zijn soft skills en affiniteit met de belangen van partner organisaties van groot belang.

#### **5. Kennis en opleidingsniveau**

- Afgeronde bachelor/master opleiding Werktuigbouw en/of aanverwante technische academische opleiding
- Kennis op het gebied van opzetten van nieuwe organisatie is een pré
- Kennis op het gebied van CO<sub>2</sub> transport en opslag is een pré

#### **6. Vereiste ervaring**

- Sterk leiderschapsvaardigheden op het gebied van VGM
- Minimaal 10 jaar operationele ervaring in O&G industrie
- Ervaring in operations en met mijnbouw installaties
- Ruime ervaring in het inbedrijfstellen en opstarten van nieuwe installaties
- Ruime ervaring in ‘t opereren van complexe systemen, productie-installaties en -processen
- Aantoonbare kennis van de laatste ontwikkelingen op het gebied van regelgeving, certificering, kwaliteit, veiligheid, Arbo en milieu



- Aantoonbare ervaring in het implementeren van asset management, operationele standaarden, procesveiligheid, onderhoudsprocessen en procedures
- Ervaring met SIMOPS, productieplanning, nominaties en rapportagesTrack-record in afhandeling incidenten
- Ervaring met alle project faseringen (Basic engineering, concept select, Feed, constructie en commissioning)
- Een sterke drijfveer om up-to-date te blijven met de laatste standaarden en technologieën
- Affiniteit met implementeren van (kwaliteits-)management systemen
- Ervaring in het leiden van emergency respons teams

## 7. Competenties

- Verantwoordelijkheid
- Samenwerken, verbinden
- Resultaatgerichtheid
- Innovatief, creativiteit
- Overtuigingskracht
- Plannen
- Besluitvaardigheid
- Relatiebeheer

## 8. Sociale interactie

De Operations Coördinator Porthos werkt nauw samen met de Head of PSO en de Coördinator Subsurface. Zij zijn de drie kwartiermakers van de toekomstige organisatie die tussen 2021 en 2024 zal worden vormgegeven en opgebouwd. Zij zullen op basis van een klant-advies relatie de interactie aangaan met de Porthos ontwikkelorganisatie die verantwoordelijk is voor het ontwerp, de bouw en de oplevering van het transport en opslagsysteem. De commissioning zal gezamenlijk worden uitgevoerd, waarna de PSO het systeem in bedrijf zal nemen, Ready for Operations (RFO).

De drie kwartiermakers zullen een team samenstellen om de PSO te leiden naar RFO.

Emitters en EZK/SodM zullen vragen en eisen stellen om er zeker van te zijn dat de PSO “operational readiness” bereikt in 2024.

# Functiebeschrijving

<b>Functietitel</b>	Subsurface Coördinator Porthos
<b>Leidinggevende</b>	Head PSO
<b>Leidinggevend aan (direct)</b>	Nieuw te rekruteren PSO teamleden
<b>Leidinggevend aan (indirect)</b>	Nieuw te rekruteren PSO teamleden
<b>Schaal</b>	N.t.b.
<b>Plaats in de organisatie</b>	MT PSO
<b>Datum</b>	16 april 2021

## 1. Doel van de functie

Het adviseren van Head of PSO ten aanzien van het inrichten van de Porthos System Operator (PSO) met als doel “operational readiness” in 2024.

Het behartigen van de belangen van de PSO tijdens het ontwerp, de bouw, commissioning en de oplevering van het Porthos CO<sub>2</sub> transport en opslag systeem. Deze functie zal op termijn over gaan in de functie van PSO Subsurface Manager.

## 2. Context van de functie

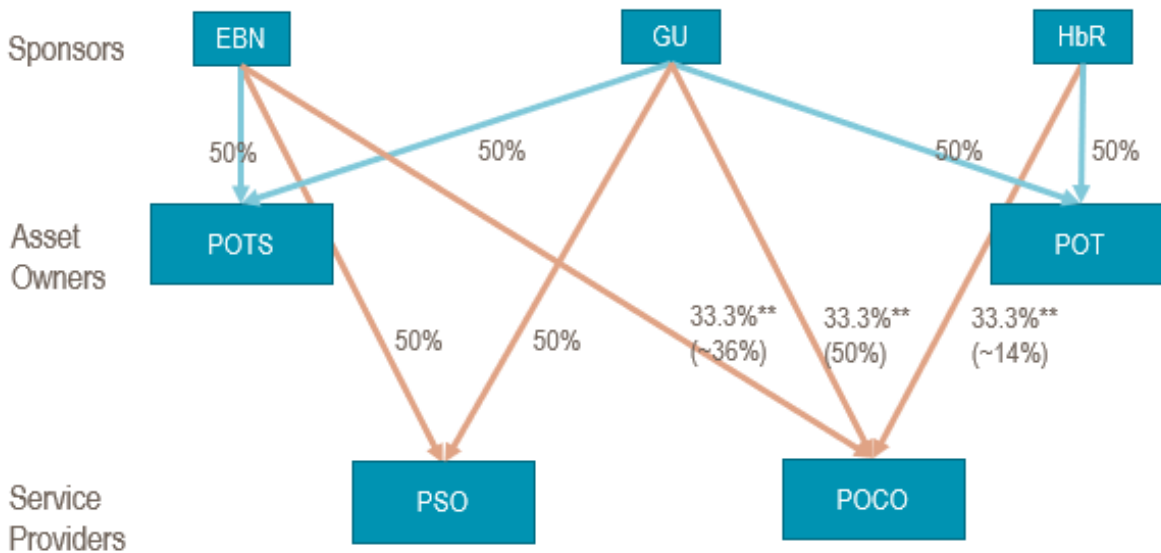
Porthos ontwikkelt een project waarbij CO<sub>2</sub> van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee.

De CO<sub>2</sub> die door Porthos wordt getransporteerd en opgeslagen, wordt afgevangen door verschillende bedrijven. De bedrijven leveren hun CO<sub>2</sub> aan een verzamelleiding die door het Rotterdamse havengebied loopt. Vervolgens wordt de CO<sub>2</sub> in een compressorstation op druk gebracht.

De CO<sub>2</sub> gaat per onderzeese pijpleiding naar een platform in de Noordzee, circa 20 km uit de kust. Vanaf het platform wordt de CO<sub>2</sub> in een leeg gasveld gepompt. De lege gasvelden bevinden zich in een afgesloten reservoir van poreus zandgesteente, ruim 3 km onder de Noordzee.

De Porthos ontwikkelorganisatie (Porthos Development, POCO) is verantwoordelijk voor het ontwerp, de bouw en oplevering van het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. Nadat de installaties zijn opgeleverd zal de Porthos Technische Systeem Operator (PSO) het CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem opereren. De PSO wordt verantwoordelijk voor het opereren van het nieuw te bouwen CO<sub>2</sub> transport en opslagsysteem. De PSO treedt op als “klant” van het huidige Porthos Project en als eindgebruiker. Tijdens de ontwikkel- en constructiefase is de PSO nauw betrokken bij de keuzes van het ontwerp en bij de ingebruikname van de installaties (voorafgaand aan start CO<sub>2</sub> injectie).

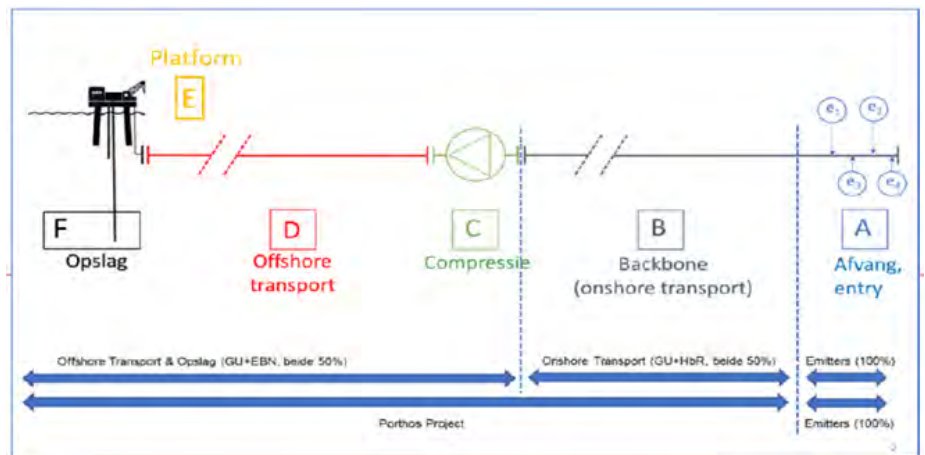
In het voorjaar van 2021 is tussen de Porthos sponsors (Gasunie, HbR, EBN) een Joint Venture structuur afgesproken bestaande uit twee asset owners en twee dienstverleners. Het eigenaarschap van de installaties ligt bij de Porthos asset owners (POTS en POT). PSO en POCO zijn dienstverlener voor operaties (PSO) en projectontwikkeling (POCO).



Taak van de PSO is het opereren van het Porthos Project downstream de invoedingspunten (van de emitters) tot en met de opslag in de diepe ondergrond, inclusief:

- Backbone (B)
- Compressor (C)
- Offshore transport leiding (D)
- Platform inclusief putten (E)
- Reservoir (F)

CO<sub>2</sub> afvang (A) behoort niet tot het toekomstige takenpakket van de PSO.



### 3. Inhoud van de functie

#### Resultaatgebieden & kerntaken

- Verantwoordelijk voor beheer van reservoir -en putmodellen en de werkprocessen
- Verantwoordelijk voor opzetten van subsurface monitoring en rapportage
- Verantwoordelijk voor inrichten van put interventie -en completion operations
- Verantwoordelijk voor contact met toezichthouder
- Dagelijks adviseur/vraagbaak van het POCO projectteam (offshore ontwerp en constructie incl. putten)

#### Bevoegdheden

Verantwoordelijk voor de beoordeling van het Porthos *offshore* systeemontwerp incl. putten ten aanzien van toekomstige operaties (veiligheid, duurzaamheid, efficiëntie)

- Opzetten van operationele werkprocessen
- Rekrutering van PSO teamleden i.s.m. Head of PSO en Operations Coördinator
- Klarstomen van de PSO organisatie voor de commissioning en handover fase

### 4. Complexiteit binnen de functie

Het Porthos project classificeert als “mega-project”. Het is het eerste project in de wereld waarbij CO<sub>2</sub> op grote schaal in een bijna leeg gasveld wordt geïnjecteerd. De initiële lage druk van het gasveld in combinatie met het grote CO<sub>2</sub> injectievolume biedt de nodige uitdagingen op technisch vlak. Vanaf start injectie zullen een aantal operationele stadia worden doorlopen, waarbij de operationele bandbreedte van het transport en opslag systeem zal toenemen over de tijd. Er bestaat geen (inter)nationale standaard voor het injecteren van CO<sub>2</sub> in lage druk gasvelden. Porthos (PSO) zal deze standaard zelf dienen te ontwikkelen. In het kader van veilige permanente, lange termijn opslag van CO<sub>2</sub> zal het Staatstoezicht op de Mijnen hoge VGM hieraan eisen stellen.

Porthos kent een groot aantal samenwerkingsverbanden zowel intern (JV Structuur) als extern (emitters, E&P operator TAQA). Elk samenwerkingsverband heeft een eigen Governance en afhankelijk van de aard van samenwerking een eigen interne dynamiek. Naast technische kennis en kennis op het vlak van VGM zijn soft skills en affiniteit met de belangen van partner organisaties van groot belang.

### 5. Kennis en opleidingsniveau

- Afgeronde academische opleiding Petroleum Engineering en/of aanverwante technische academische opleiding



## 6. Vereiste ervaring

- Minimaal 10/15 jaar relevante werkervaring met subsurface operaties
- Betrokkenheid bij de interfaces tussen operaties, field development, en reservoir studies, bijvoorbeeld productie optimalisatie
- Ervaring met reservoir monitoring -en putmodellering
- Brede kennis van subsurface disciplines inclusief geologie en geofysica, reservoir engineering, production engineering, drilling & completion engineering
- Ervaring met identificeren van langere termijn behoeften ten behoeve van het beheer van CO<sub>2</sub> containment monitoring (technologie, competenties)
- Inclusief flow-assurance, nominaties en data acquisition
- Operationele kennis van well interventie -en completion operations
- Kennis van de Nederlandse mijnbouw wetgeving
- Een sterke drijfveer om up-to-date te blijven met de laatste standaarden en technologieën
- Affiniteit met implementeren van (kwaliteits-) management systemen
- Ervaring met het contracteren van en / of leiding geven aan well interventie -en completion operations

## 7. Competenties

- Verantwoordelijkheid
- Samenwerken, verbinden
- Resultaatgerichtheid
- Innovatief, creativiteit
- Overtuigingskracht
- Plannen
- Besluitvaardigheid
- Relatiebeheer

## 8. Sociale interactie

De Operations Coördinator Porthos werkt nauw samen met de Head of PSO en de Operations Coördinator Porthos. Zij zijn de drie kwartiermakers van de toekomstige organisatie die tussen 2021 en 2024 zal worden vormgegeven en opgebouwd. Zij zullen op basis van een klant-advies relatie de interactie aangaan met de Porthos ontwikkelorganisatie die verantwoordelijk is voor het ontwerp, de bouw en de oplevering van het transport en opslagsysteem. De commissioning zal gezamenlijk worden uitgevoerd, waarna de PSO het systeem in bedrijf zal nemen, Ready for Operations (RFO).

De drie kwartiermakers zullen een team samenstellen om de PSO te leiden naar RFO.

Emitters en EZK/SodM zullen vragen en eisen stellen om er zeker van te zijn dat de PSO “operational readiness” bereikt in 2024.



ebn

**VERTROUWELIJK**



ebn

**VERTROUWELIJK**

Princetonlaan 6  
3584 CB Utrecht  
P.O. Box 80015  
3508 TA Utrecht  
The Netherlands

[www.tno.nl](http://www.tno.nl)

T +31 88 866 42 56  
F +31 88 866 44 75

## TNO report

TNO 2019 R11635

# CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field

Date	October 2019
Author(s)	Filip Neele Ton Wildenborg Kees Geel Daniel Loeve Lies Peters Siavash Kahrobaei Thibault Candela Mariëlle Koenen Paul Hopmans Kaj van der Valk Bogdan Orlic Vincent Vandeweijer

\*

Copy no	
No. of copies	
Number of pages	232 (incl. appendices)
Number of appendices	
Sponsor	
Project name	P18-2 storage study
Project number	060.35859

All rights reserved.

No part of this publication may be reproduced and/or published by print, photoprint, microfilm or any other means without the previous written consent of TNO.

In case this report was drafted on instructions, the rights and obligations of contracting parties are subject to either the General Terms and Conditions for commissions to TNO, or the relevant agreement concluded between the contracting parties. Submitting the report for inspection to parties who have a direct interest is permitted.

© 2019 TNO



## Summary

### *Objective*

This study presents the results from a CO<sub>2</sub> storage feasibility study on the P18-2 depleted gas field that is located in the Netherlands offshore. The aim of the study was to understand the risks associated with injecting CO<sub>2</sub> into the field, to outline injection strategies that lead to safe and secure storage and, finally, to propose an approach to risk management and monitoring during injection. The results from this study are to form the geoscientific basis for a CO<sub>2</sub> storage permit application.

### *Background*

The study was carried out for the Porthos consortium that plans to transport CO<sub>2</sub> from several industrial sources in the Port of Rotterdam to three P18 fields operated by Taqa: P18-2, P18-4 and P18-6. TAQA already obtained a storage permit for the P18-4 field in 2013, with the aim to store CO<sub>2</sub> for the ROAD project, with a mass of about 5 Mt. However, the ROAD project was cancelled in 2017.

The Porthos consortium builds onto the work done by the ROAD project. The consortium plans to transport and store an amount of CO<sub>2</sub> that is larger than the 5 Mt target of the ROAD project and, hence, will need storage capacity in addition to that offered by the already permitted P18-4 field. Operated from the same P18-A platform and also close to the end of production, the P18-2 and P18-6 fields represent a maximum storage capacity 32.3 Mt and 1.5 Mt (in both cases for a final reservoir pressure of just under original gas pressure). The current study is directed to the P18-2 field only.

In 2010 already a CO<sub>2</sub> storage feasibility study of the P18 fields was done. The present study provides an update for the P18-2 field based on new data and improved methods and workflows to investigate the response of the depleted field to injection of CO<sub>2</sub>.

### *Study approach*

The requirements for a CO<sub>2</sub> storage permit application are set out in the Dutch Mining Act which was amended in 2011 to include a transposition of the EU Storage Directive (EU, 2009). The results presented in this report cover the requirements described in the EU Storage Directive. The present study follows a workflow that was developed in a consortium of several EU Member States, building on combined experience in CO<sub>2</sub> storage feasibility assessments.

The workflow is risk-based, with the aim to understand the site-specific risks associated with CO<sub>2</sub> storage, to reduce them to a level that is as low as reasonably possible through site-specific design of injection scenarios and to develop a monitoring program and mitigation plan aimed at the most relevant, remaining risks.

### *Overall conclusion regarding storage of CO<sub>2</sub> in the P18-2 field*

The overall conclusion of the study is that CO<sub>2</sub> can be stored safely and securely in the P18-2 field. The CO<sub>2</sub> can be injected into the field in a way that is safe; during and after the end of injection, the P18-2 field will retain the CO<sub>2</sub> securely. There is no reason to assume that CO<sub>2</sub> could migrate out of the field after proper decommissioning of the injection wells after the end of injection.

### *Managing relevant risks*

The identified risks that are related to the potential leakage of CO<sub>2</sub> out of the P18-2 storage complex during or after CO<sub>2</sub> injection have been studied in detail and classified in a risk register. Most of the risks have been classified as 'low', with 'very low likelihood' that a small ('nil to negligible') amount of CO<sub>2</sub> that could migrate out of the reservoir; this corresponds with the lowest possible risk class. The remaining risks, with slightly higher likelihood and/or consequence, are related to (1) lateral CO<sub>2</sub> migration out of the storage reservoir, (2) the integrity of the wells in the field and (3) the stability of the faults in the storage system.

- (1) Simulation of the flow of CO<sub>2</sub> during injection into the storage formations shows that there is a possibility for the CO<sub>2</sub> to move into the attached water-filled formation, but remain within the storage complex. Simulations show that when CO<sub>2</sub> injection is stopped before the initial reservoir natural gas pressure is reached, the CO<sub>2</sub> will be retained within the original gas-filled reservoir formation and will not leave the storage complex.
- (2) Analysis of available data on the integrity of the wells in the P18-2 field shows that a workover is required for each of the potential injection wells to make them suitable for CO<sub>2</sub> storage operations or to decommission them. Once these are performed, the risk of CO<sub>2</sub> leaking along the wells, based on pre-injection status, is considered low.

The initial low reservoir pressure leads to low temperature of the injected CO<sub>2</sub> at the bottom of the well, causing significant temperature gradients in the well. This might lead to de-bonding of well liner (casing) and cement, potentially allowing leakage pathways to form (microannuli) for CO<sub>2</sub>. However, only when the pressure in the reservoir is above hydrostatic pressure could CO<sub>2</sub> enter these micro-annuli and potentially migrate into overlying aquifers. Therefore, the pressure in the reservoir is to be maximized at hydrostatic pressure, to reduce the likelihood of CO<sub>2</sub> flowing through these micro-annuli to small to negligible.

- (3) The cold CO<sub>2</sub> is injected into the reservoir formations, where it will create a low-temperature zone around the injection wells. If this zone reaches faults that are present in the reservoir, fault stability is affected; at the same time, faults become more stable during the injection process due to re-pressurizing the reservoir. Monitoring of injection rate and temperature is required to track the pressure and temperature development in the reservoir and ensure that faults remain stable. All analysis points to small to negligible probability of fault reactivation; the caprock of 450 m to 750 m thick, fault destabilization will not lead to CO<sub>2</sub> movement through the caprock.

### *Recommendations*

- (1) In the study presented here the modelling of the injection process was performed with an isothermal reservoir simulator that could not simultaneously handle pressure and temperature variations in the reservoir. The impact of the low temperature of the injected CO<sub>2</sub> was estimated through the use of an additional simulator and analytical approaches and of scenarios that emphasise potential effects. While the results obtained thus far are considered sufficient for the assessment of the risks associated with CO<sub>2</sub> storage, detailed coupled

modelling of pressure and temperature in the storage formations is required prior to the start of injection. This is needed for pressure and temperature predictions that are sufficiently reliable for the management of the injection process and for the interpretation of monitoring data.

- (2) The aim of the present study was to provide the basis for a storage permit application, by understanding the current status of the storage formations, the caprock, the faults and the wells, and their response to the injection of CO<sub>2</sub>. The study established that conditions can be found under which CO<sub>2</sub> can be injected and stored safely and securely in the P18-2 field. The study did not aim to arrive at a complete and detailed description of these conditions. Such an 'operational plan' for CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 field will be required prior to the start of injection, as a basis for the detailed monitoring plan and for the operational management of the injection process. The present study is the first step towards the P18-2 operational plan.

# Contents

	<b>Summary .....</b>	<b>2</b>
<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Reading guide .....</b>	<b>10</b>
2.1	Definitions .....	10
<b>3</b>	<b>Methodology .....</b>	<b>12</b>
3.1	Legal background .....	12
3.2	Feasibility study .....	12
3.3	Risk assessment.....	13
<b>4</b>	<b>P18-2 field overview .....</b>	<b>17</b>
4.1	Introduction .....	17
4.2	Geological description .....	17
4.3	Caprock .....	22
4.4	Naturally sealing formations .....	25
4.5	Overview of wells.....	26
<b>5</b>	<b>Injection scenario .....</b>	<b>28</b>
5.1	Injection wells and well completion.....	28
5.2	CO <sub>2</sub> supply scenarios .....	28
5.3	CO <sub>2</sub> quality.....	29
5.4	Summary of injection conditions .....	30
<b>6</b>	<b>Evaluation of reservoir performance and integrity .....</b>	<b>31</b>
6.1	Introduction .....	31
6.2	Setup of injection simulations .....	31
6.3	CO <sub>2</sub> storage capacity and CO <sub>2</sub> dispersion .....	32
6.4	Temperature development in the reservoir .....	44
6.5	Chemical interactions .....	52
6.6	Conclusions .....	55
<b>7</b>	<b>Fault stability.....</b>	<b>57</b>
7.1	Introduction .....	57
7.2	Fault stability: pressure effect.....	57
7.3	Fault stability: temperature effect .....	63
7.4	Fault stability: geochemical effects .....	68
7.5	Conclusions .....	71
<b>8</b>	<b>Caprock integrity .....</b>	<b>72</b>
8.1	Introduction .....	72
8.2	Pressure effect on caprock integrity .....	72
8.3	Temperature effect on caprock integrity .....	72
8.4	Geochemical effects .....	74
8.5	Conclusions .....	76
<b>9</b>	<b>Well integrity .....</b>	<b>78</b>
9.1	Introduction .....	78



9.2	Status of the well barriers .....	79
9.3	Influence of cooling on well cement.....	102
9.4	Well abandonment.....	115
9.5	Conclusions .....	116
<b>10</b>	<b>P18-2 storage site and storage complex.....</b>	<b>118</b>
10.1	Introduction .....	118
10.2	Definitions in the Netherlands Mining Law and the EU Storage Directive .....	118
10.3	Definition of the storage site .....	119
10.4	Definition of the storage complex .....	119
10.5	Differences with the P18-4 storage complex definition .....	121
10.6	Barriers .....	121
<b>11</b>	<b>Migration paths .....</b>	<b>123</b>
11.1	Introduction .....	123
11.2	Available data and workflow .....	123
11.3	Geological model of the overburden.....	124
11.4	Migration scenarios.....	126
11.5	Methods .....	127
11.6	Results .....	127
11.7	Present day hydrocarbon migration.....	131
11.8	Conclusions .....	132
<b>12</b>	<b>Risk assessment and preventative measures.....</b>	<b>133</b>
12.1	Reservoir .....	134
12.2	Caprock .....	136
12.3	Fault zones .....	138
12.4	Wells .....	140
12.5	Conclusion .....	143
<b>13</b>	<b>Monitoring and corrective measures plan .....</b>	<b>145</b>
13.1	Introduction .....	145
13.2	Foundation of the monitoring and corrective measures plan .....	146
13.3	Philosophy of the monitoring plan .....	150
13.4	Interpretation.....	154
13.5	The monitoring plan .....	155
13.6	Conclusion .....	160
<b>14</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>162</b>
<b>15</b>	<b>References .....</b>	<b>164</b>
<b>16</b>	<b>Appendix A. compliance with EU Storage Directive site characterisation and assessment .....</b>	<b>169</b>
16.1	Data collection (step 1).....	169
16.2	Building the 3-D static geological earth model (step 2).....	170
16.3	Characterisation of storage dynamic behaviour, sensitivity characterisation, risk assessment (step 3) .....	171
<b>17</b>	<b>Appendix B. Subsurface model descriptions .....</b>	<b>174</b>
17.1	Static model.....	174
17.2	Seismic interpretation .....	174

17.3	Time-depth conversion .....	176
17.4	Petrel model building .....	176
17.5	Differences with 2010 model and implications .....	192
17.6	Adjustments made to the static model.....	195
17.7	Dynamic model.....	196
17.8	History Match of the dynamic model .....	203
17.9	Geomechanical model.....	217
17.10	Well degradation model.....	221
<b>18</b>	<b>Appendix C. Risk Register.....</b>	<b>223</b>
<b>19</b>	<b>Appendix D. Monitoring Plan .....</b>	<b>227</b>

# 1 Introduction

This report presents the results of a study into the technical feasibility of storing CO<sub>2</sub> in the depleted offshore gas field P18-2. This field is one of several fields in the P18 cluster. The Porthos consortium<sup>1</sup> is developing plans for a multi-user CO<sub>2</sub> transport and storage network that connects industrial emitters of CO<sub>2</sub> in the Rotterdam harbour area with geological storage capacity in the Dutch sector of the North Sea. The consortium is targeting the P18 cluster as the first candidate for CO<sub>2</sub> storage. Operation of the network is planned for 2022 / 2023<sup>2</sup>.

The Porthos network is still in its planning stage and no certainty exists at this point in time about the supply of CO<sub>2</sub>. A recent study of the P18 gas field cluster suggested that the fields P18-2, P18-4 and P18-6 together can accommodate a supply rate of the order of 2-3 Mt/yr (million tonnes per year) and possibly up to 5 Mt/yr (Vandeweyer et al., 2011). With a combined storage capacity of about 37 Mt, storage at a rate of 2-3 Mt/yr could continue for about 15 years.

The P18-4 gas field has a CO<sub>2</sub> storage permit in place. This permit was awarded irrevocably in 2013. The P18-4 field was planned to be part of the “Rotterdam afvang en opslag demonstratieproject” (ROAD), which aimed to capture CO<sub>2</sub> at a coal-fired power plant at the Maasvlakte, compress the CO<sub>2</sub> and transport it by offshore pipeline to the P18-A platform, located at a distance of about 20 km from the Maasvlakte. The ROAD project was cancelled in 2017; all close-out reports are available online (ROAD, 2018).

The Porthos consortium now builds onto the ROAD legacy. The Porthos network is planned to be a multi-user transport and storage network, building up to much higher CO<sub>2</sub> supply rates than those considered in the ROAD project. In addition, the Porthos network has a longer horizon. This means that more depleted gas fields are required for storage, in addition to P18-4. The first candidates are the P18-2 and, potentially, the P18-6 gas fields.

The starting point of the present study was the storage feasibility study of the P18 cluster that was performed under the CATO-2 R&D programme (Vandeweyer et al., 2011). While the scope of that study was the entire P18 complex – including the P18-2, P18-4 and P18-6 compartments – the focus of the analyses was on the P18-4 structure. The P18-4 storage feasibility study was used in a storage permit application that resulted in the permit granted in 2013. The analyses of the P18-2 and P18-6 compartments presented by Vandeweyer et al. (2011) were not sufficient for a subsequent storage permit application for these compartments.

This report presents the results of a technical CO<sub>2</sub> storage feasibility study of the P18-2 structure. The aim of the feasibility is to identify risks for the containment of CO<sub>2</sub> in the storage complex, how to minimize those risks and the best way to monitor remaining risks. The study, which extends the analyses and results of the CATO-2 study by using the latest production data and deploying state-of-the-art

---

<sup>1</sup> See <https://rotterdamccus.nl/>.

<sup>2</sup> See Notitie Reikwijdte en Detailniveau – Rotterdam CCUS Project (Porthos), available at <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/02/Porthos%20concept%20NRD%20-%20versie%20finaal.pdf>

workflows and tools, will provide the necessary input for a CO<sub>2</sub> storage permit application under the Dutch Mining Act and a 'Milieu Effect Rapportage'(MER) (which is a required element for the permit application). In 2011, the Dutch Mining Act transposed the EU Storage Directive (EU, 2009), thus ensuring that a storage permit application submitted under the Dutch Mining Act will comply with European legislation concerning CO<sub>2</sub> storage.



## 2 Reading guide

This report presents the results of a technical CO<sub>2</sub> storage feasibility study for the P18-2 depleted gas field. The setup of the report is as follows.

Sections 3 through 5 set the scene for the storage feasibility study. Section 3 introduces the risk-based approach taken in assessing the feasibility of storing CO<sub>2</sub> in the P18-2 field. The geological setting of the P18-2 field is described in Section 4. Section 5 describes some of the key boundary conditions and assumptions used in the study: the CO<sub>2</sub> supply profile until 2035, as well as the preliminary approach to the injection process. The latter includes the number of wells that are assumed to be used. Section 5 also provides a brief summary of relevant results from a flow assurance study that was performed previously; this includes the conditions of the CO<sub>2</sub> at the bottom of the injection wells, which follow from the modelling of CO<sub>2</sub> flow from the compression station, through a subsea pipeline and down the injection well. These conditions are used in the present study as the starting point for the modelling of the behaviour of the CO<sub>2</sub> inside the reservoir.

Sections 6 through 11 present the results from the storage feasibility analysis. The behaviour of CO<sub>2</sub> in the reservoir and its effect on the temperature and pressure distribution is presented in Section 6. Sections 7 and 8 discuss the impact of injecting CO<sub>2</sub> on reservoir and caprock integrity and stability of the faults within and bounding the reservoir. Well integrity is covered in Section 9, evaluating the current status of the wells and discussing simulation results on the effect of CO<sub>2</sub> injection on the long-term structural integrity. Section 10 defines the storage site and storage complex and contains a description of the barriers in the storage site to CO<sub>2</sub> migration. Section 11 presents an analysis of potential migration of CO<sub>2</sub>, if it leaves the storage complex. All results are pulled together in Section 12 to assess the risks associated with injecting CO<sub>2</sub> into the P18-2 field.

Section 13, finally, outlines the system that will be designed to monitor the injection process and the behaviour of the CO<sub>2</sub> in the subsurface.

### 2.1 Definitions

The following definitions are used throughout this document.

<b>Block</b>	An area on a map (e.g., block P18)
<b>License areas</b>	Part or all of a block (e.g., P18a)
<b>Field</b>	A bounded structure where the hydrocarbons were discovered and produced from and includes the sealing faults, rocks, gas-water contact (GWC) and other structural elements (e.g., P18-2)
<b>Reservoir</b>	Part of the field where the reservoir fluids are contained and where the CO <sub>2</sub> will be stored, i.e. the porous rock
<b>Compartment</b>	Part of a field and includes the bounding elements, (e.g. three compartments in P18-2 field)
<b>Storage Site</b>	Defined under the CO <sub>2</sub> Storage Directive and under the Dutch Mining Act and includes the storage reservoir and the wellbores penetrating the storage reservoir

- Storage Complex** Includes the storage reservoir, the wellbores penetrating the reservoir and the surrounding and bounding formations and faults which make up the storage field.
- Migration of CO<sub>2</sub>** Movement out of the storage reservoir but remaining in the storage complex
- Leakage of CO<sub>2</sub>** Under the CO<sub>2</sub> Storage Directive means movement of CO<sub>2</sub> out of the storage complex
- Emission of CO<sub>2</sub>** Under the ETS Directive (ETS directive, 2009) means escape of CO<sub>2</sub> from the storage site to the atmosphere or the water column
- Injection facilities** Include well completions and wellheads; *not* included are other facilities on the platform, nor the platform itself.

## 3 Methodology

### 3.1 Legal background

This technical CO<sub>2</sub> storage feasibility study has the aim to provide the basis for a permit application for CO<sub>2</sub> storage in the P18-2 field. The Dutch Mining Act sets out the requirements for a storage permit application. A transposition of the EU Storage Directive (EU, 2009) was included in the Mining Act in 2011<sup>3</sup>. Previous work on the P18-4 field (Vandeweyer et al., 2011) resulted in a successful application for a CO<sub>2</sub> storage permit, proving that the workflow used provided a basis that was both sufficiently detailed and complete.

The present study follows the workflow that was used by Vandeweyer et al. (2011), and that was described in detail by Nepveu et al. (2015), who combined experience from several EU Member States in CO<sub>2</sub> storage feasibility assessments. The workflow covers the full list of requirements set out in Annex II of the EU Storage Directive (EU, 2009). Section 16 shows the link between the elements of site characterisation mentioned in Annex I of the EU Storage Directive and the present report.

### 3.2 Feasibility study

The workflow is risk-based and site specific, with the aim to understand the storage risks involved, to reduce them to a level that is as low as reasonably possible through site-specific design of injection scenarios and to develop a monitoring program aimed at monitoring and managing the most relevant, remaining risks.

This study uses the workflow described by Nepveu et al. (2015). Figure 3-1 illustrates this workflow.

- Phase 1 of the workflow represents a screening study, to find one or multiple sites that meet selection criteria, such as location, storage capacity or expected cost of storage.
- Phase 2 of the workflow represents the detailed CO<sub>2</sub> storage feasibility study that is presented in this report, for the P18-2 depleted gas field. The first part of phase 2 is a 'quick scan' of available data. The purpose of the quick scan is to identify the key risks to storage and 'showstoppers', if any, before entering the detailed assessment, which represents the second part of phase 2. This detailed assessment is shown in the diagram in the figure as the central, large rectangle labelled 'RA' (risk assessment), with several disciplines revolving around the RA. This is the key element of a storage feasibility assessment, with several disciplines analysing the response of the storage system on the injection of CO<sub>2</sub>.

In the present case, screening was already completed and outside the scope of this report. In addition, a 'quick scan' of available data was already performed in a previous study of the P18 gas fields (Vandeweyer et al., 2011). No showstoppers were identified for the P18-2 field. However, as the previous study was focused on the P18-4 depleted gas field, the detailed assessment of the P18-2 was incomplete;

---

<sup>3</sup> See <https://www.nlog.nl/en/licences-and-legislation> for links to relevant government internet sites.

the present report repeats the previous assessment with improved tools and experience where possible and fills the gaps where needed.

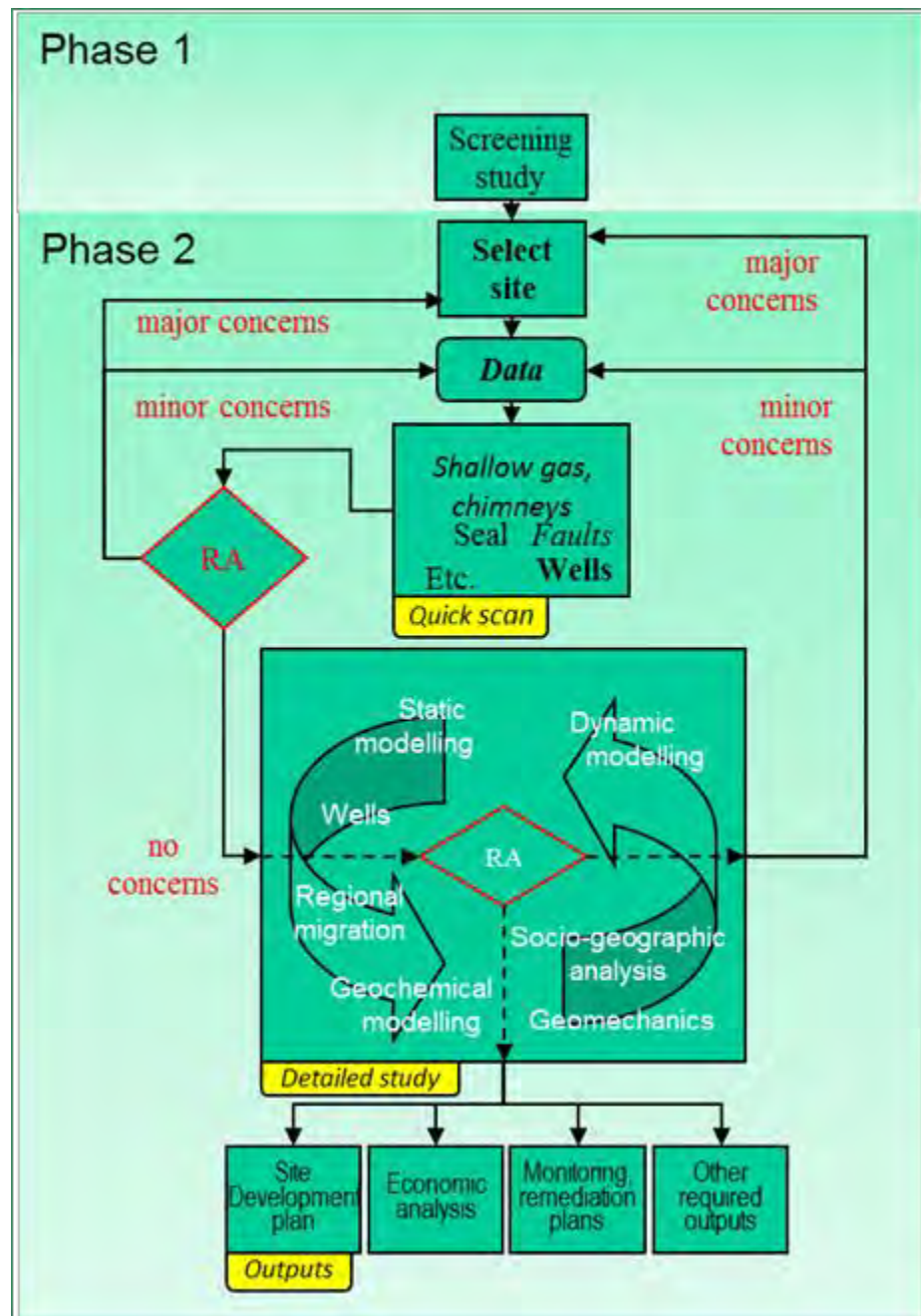


Figure 3-1 Workflow for site screening and characterization (Nepveu et al., 2015). RA is Risk Assessment

### 3.3 Risk assessment

The approach pursued in the risk assessment, e.g. the assignment of risk classes, is basically qualitative of nature and expert-based, although the underlying information used is often of a quantitative nature, e.g. output from model simulations or measurements of physical parameters like pressure.



The risk assessment consists of the following steps:

1. Identification of (a combination of) factors, which directly influence the containment of CO<sub>2</sub>
2. Detailed assessment of these (combined) factors and definition of potential risk reduction measures
3. Risk classification

Step 1 was performed in a workshop prior to the project in order to define the required assessment. Step 2, the detailed assessment of the risk factors and definition of potential risk reduction measures is reported in the present report in Sections 6 to 9; step 3 is described in Section 12.

Typically, the results of risk characterisation and classification are listed in a risk register (see Section 0) and summarized in accompanying risk matrices. For the classification of the risks, a risk matrix with classes of likelihood and consequences has been designed (see Figure 3-2), which is inspired by the work done by Van Eijs et al. (2011) and the risk assessment matrix included in the toolkit of the Energy Institute (2019) (website, version 15 Oct 2019). The definition of the classes of consequences has been linked to the concept and definition of the storage complex as described in the EU Storage Directive (EU, 2009).

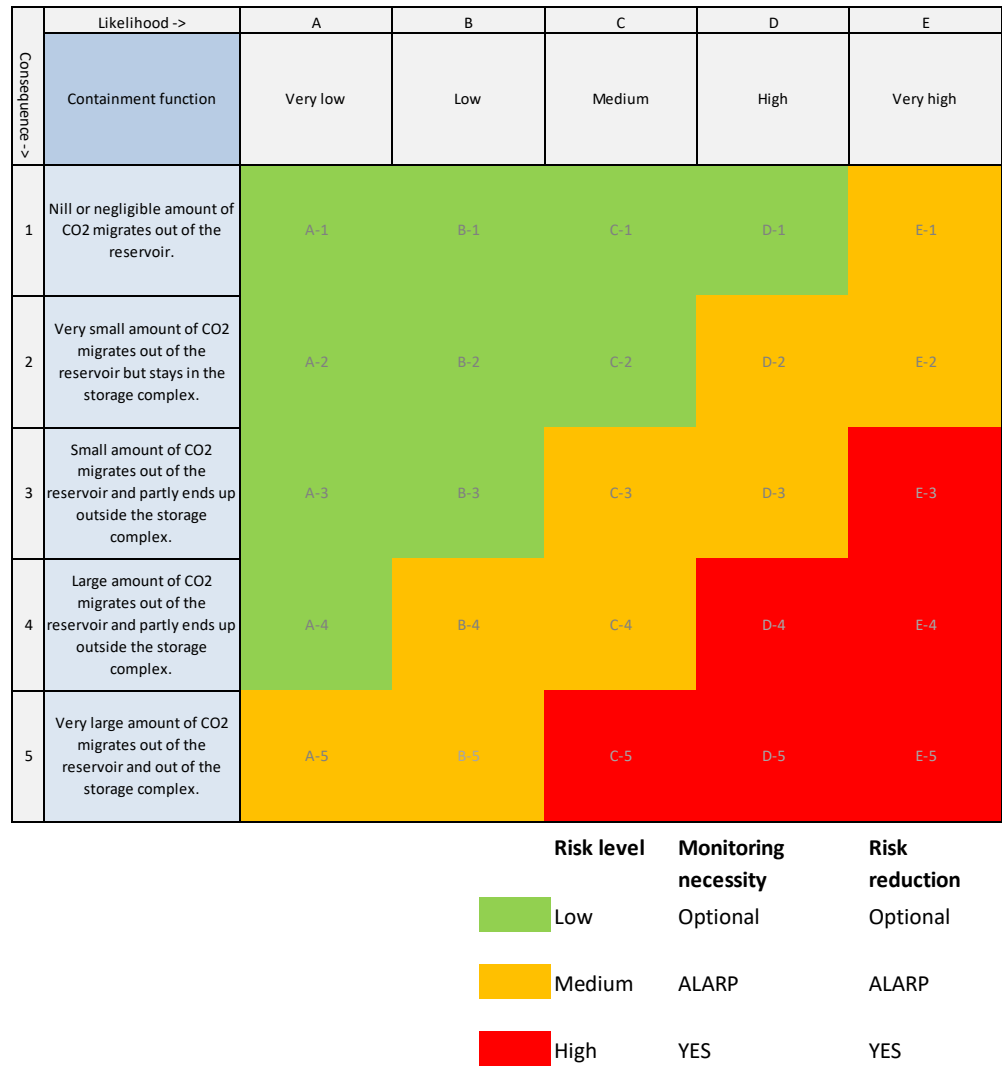


Figure 3-2 Proposed risk matrix nomenclature (modified after Van Eijs et al., 2011; Energy Institute, 2016).

Five classes of likelihood have been defined with the following definitions:

- Very low      Positive evidence for containment and large safety factor
- Low            No positive evidence and large safety factor
- Medium        Positive evidence and no large safety factor
- High            No positive evidence and no large safety factor
- Very high     No positive evidence and small or nil safety factor

The classes of consequence have been defined as follows:

- Negligible    Within natural variation and cannot be monitored
- Very small    Can be monitored and no impact on biosphere
- Small          Can be monitored and possible minor impact on biosphere
- Large          Can be monitored and possible impact on biosphere
- Very large    Can be monitored and possible adverse impact on biosphere

The resulting risk classes have been split in three categories (see Figure 3-2):

- Low risk        Strive for continuous improvement; monitoring and risk reduction are optional;

- Medium risk    Apply monitoring and risk reduction measures according to ALARP (As Low As Reasonably Practicable) principle;
- High risk      Risk reduction to acceptable levels and monitoring are obligatory.

## 4 P18-2 field overview

### 4.1 Introduction

The gas fields P18-2, P18-4, and P18-6, drilled from platform P18-A, are situated at approximately 3500 m depth below sea level and are located some 20 km NW from the port of Rotterdam (Figure 4-1). The reservoir rocks consist of sandstones which belong to the Triassic Main Buntsandstein Subgroup. The primary seal for the gas fields consists of unconformably overlying siltstones, claystones, evaporites and dolostones. The P18 gas fields are located in a heavily faulted area and consist mainly of fault bounded compartments, which are (at least on production time scales) hydraulically isolated from their surroundings. The bounding faults (which are well defined and clear to see on seismic) are sealing on a geological time scale due to juxtaposition of reservoir rock against impermeable rock.

High-calorific gas is being produced from these reservoirs since 1993. The gas is produced through the P18-A satellite platform and the P15-ACD processing and accommodations facilities in the adjacent P15 block, from where it is transported to the coast by a 40-km-long gas pipeline.

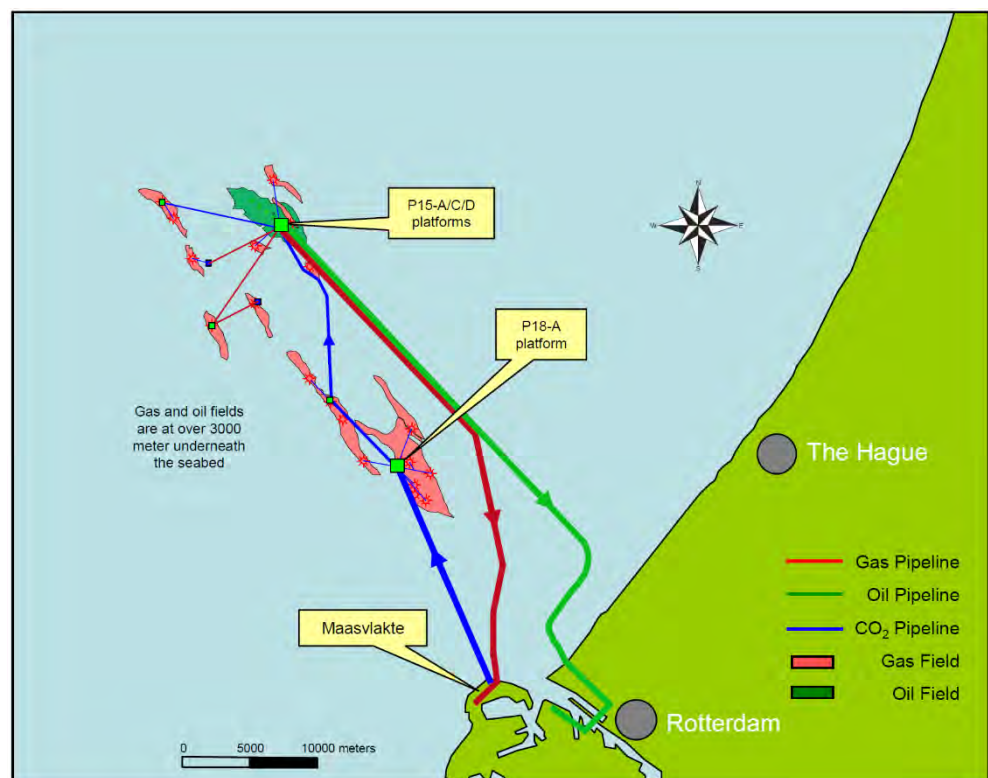


Figure 4-1: Overview of the locations of P15 and P18 fields (After TAQA, 2009)

### 4.2 Geological description

The P18 cluster consists of three fields, the P18-2, P18-4 and P18-6 fields (Figure 4-2). P18-2 was discovered in 1989 with the exploration well P18-02. It consists of three main compartments, 2-I, 2-II, and 2-III. This last compartment is now



considered to be consisting of two compartments (see Appendix B), and is therefore split into 2-III and 2-IV. Compartment 2-I came on stream first, in 1993. It contains three production wells: P18-02-A1, P18-02-A3ST2, P18-02-A5ST1, and the exploration well P18-02. Compartment 2-III contains one production well, P18-02-A6, and came on stream in 1997. Compartment 2-II came on stream in 2003, and also contains one production well, P18-02-A6ST1. For a while, this side track produced from Compartment 2-II only. After the whipstock had been perforated in 2005, well P18-02-A6 produced simultaneously from the 2-II and 2-III compartments. Field P18-4 was discovered in 1991, and production started from well P18-04-A2 in 1993. Field P18-6 was discovered in 2003, and production started from well P18-06-A7ST1 in 2003.

Peak production was reached in 1998, with a cumulative annual production of 2.2 bcm. At the end of June 2018, the total cumulative production of all P18 fields was 13.5 bcm. According to the updated Winningsplan from 2016, abandonment of the different fields is expected in 2024. Recovery factors by that time are expected to be 98% for P18-2 and P18-4, and 90% for P18-6.

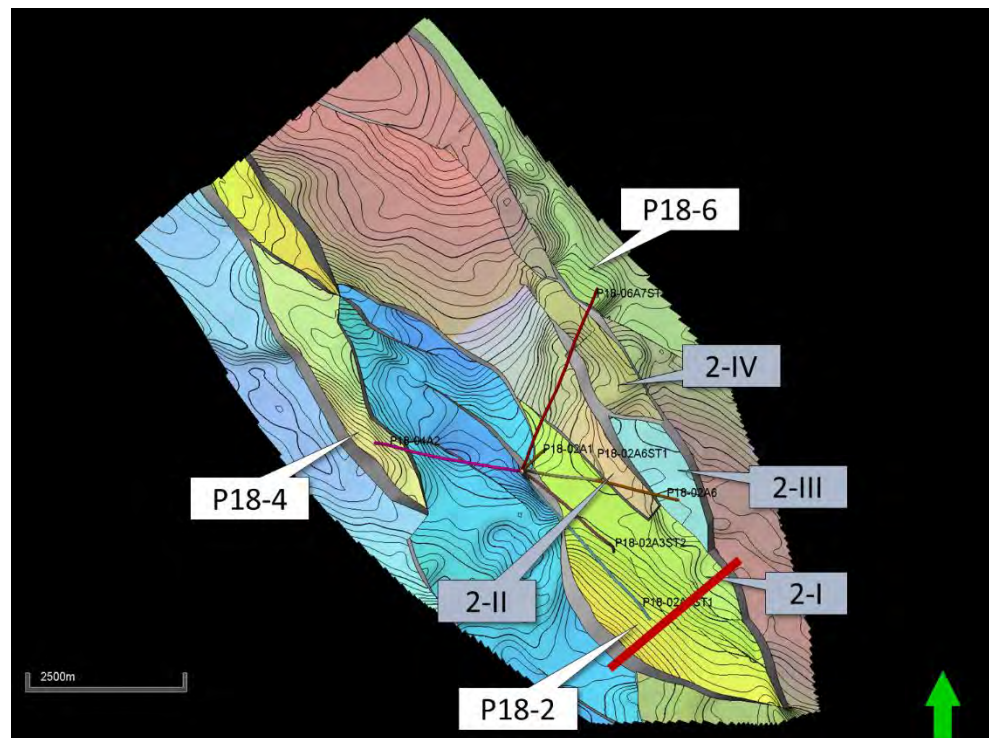


Figure 4-2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the compartments of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). Red line indicates the position of the cross section shown in Figure 4-3.

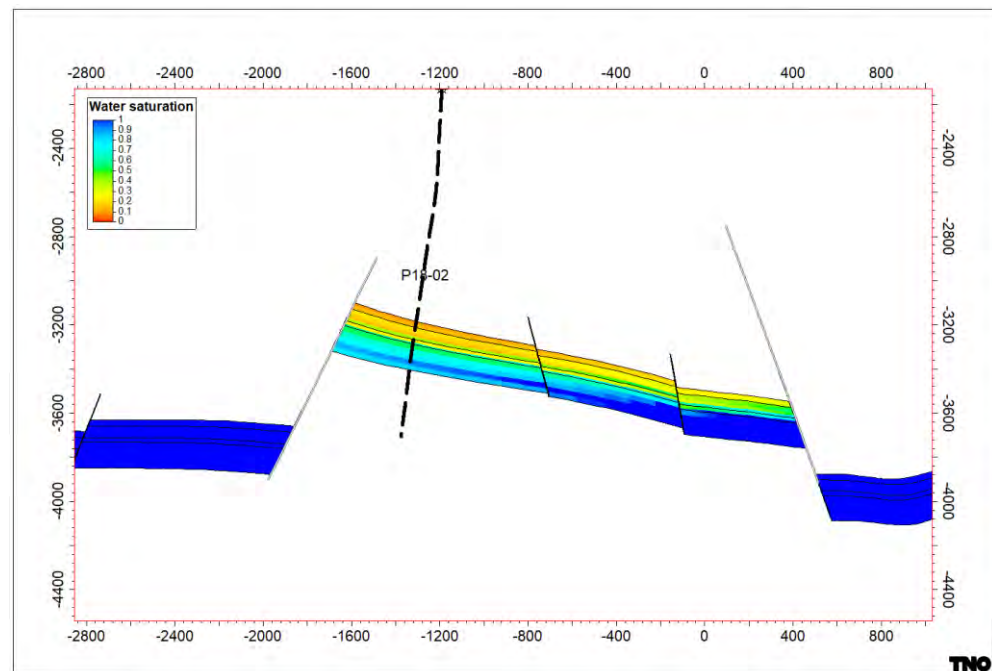


Figure 4-3: Cross section through the P18-2 field, showing compartment 2-I with initial water saturation. The location of the cross section is shown in Figure 4-2.

The structures that contain the reservoirs are bound by a system of NW-SE oriented faults in a horst and graben configuration, with a sinistral strike-slip component. The top of the reservoir compartments lies at a depth between 3175 m and 3455 m below sea level.

Compartment 2-I is the main compartment, and is bounded by two normal faults, F10 and F19/F20. A closer look at the offsets of these reservoir-bounding faults (Figure 4-3 and Figure 4-4) shows that they are sealing due to juxtaposition of reservoir zones against impermeable shales of the overlying Upper Triassic and Altona Groups (Figure 4-5).

Compartment 2-I is separated from compartment 2-II by fault F17, the offset of which is insufficient to be sealing by juxtaposition. Indeed, production data suggest that there is partial communication between the two compartments across this fault.

Compartment 2-III is separated from 2-II and 2-I by fault F19, which has enough offset to be sealing by juxtaposition, except for a small region at the northern end (Figure 4-4). However, no or very minor pressure communication was observed between the 2-I / 2-II compartments and the 2-III compartment, which suggests that fault F19 is sealing.

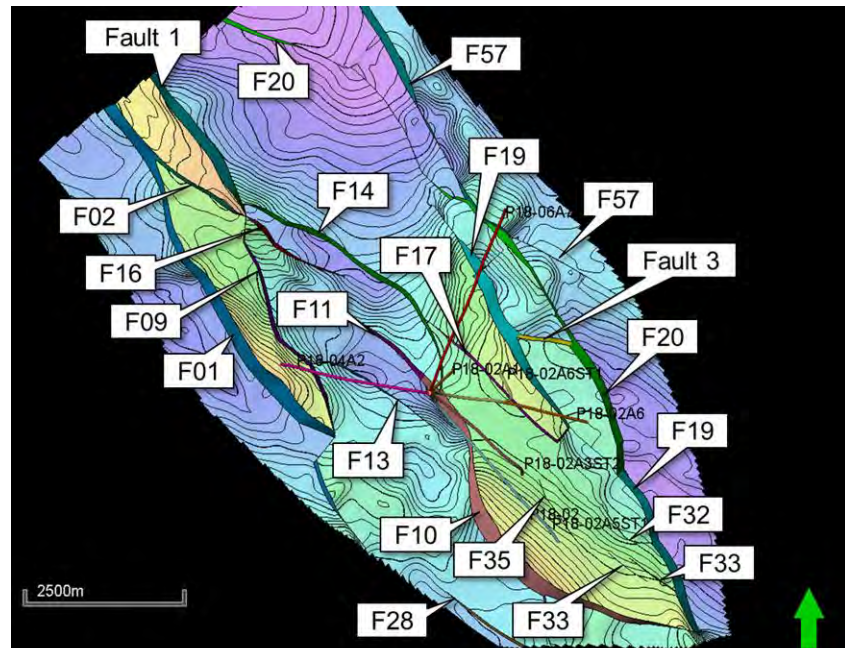


Figure 4-4: Map view of the Top Bunter in the P18 area with fault names used in this report.

The reservoir rocks of the P18 fields consist of four sandstone formations that belong to the Lower Germanic Trias Group, informally called Bunter. From top to base these are the Hardegsen, Upper Detfurth, Lower Detfurth and Volpriehausen Formations. (Figure 4-5). Each formation has highly variable porosity and permeability values. The Hardegsen Formation has in general the best reservoir properties.

Across a small zone at fault F14 low-permeable sandstones of the Volpriehausen and Lower Detfurth Formations in Compartment I are juxtaposed to permeable sandstones of the Hardegsen Formation (see Figure 4-4 for the location of fault F14). Figure 4-6 and Figure 4-7 show a cross section through fault F14 and an Allan diagram, respectively, with gas-filled formations juxtaposed against Hardegsen, Upper and Lower Detfurth and Volpriehausen. Communication – and flow of gas and CO<sub>2</sub> – across the fault cannot be established, as the impact of the volume of gas is too small to be visible on p/Z data. If this part of fault F14 is open to flow, the impact of CO<sub>2</sub> flow is negligible: potential communication applies only to the lower-quality reservoir formations which limits flow rate and the CO<sub>2</sub> would be remain structurally trapped against fault F14.

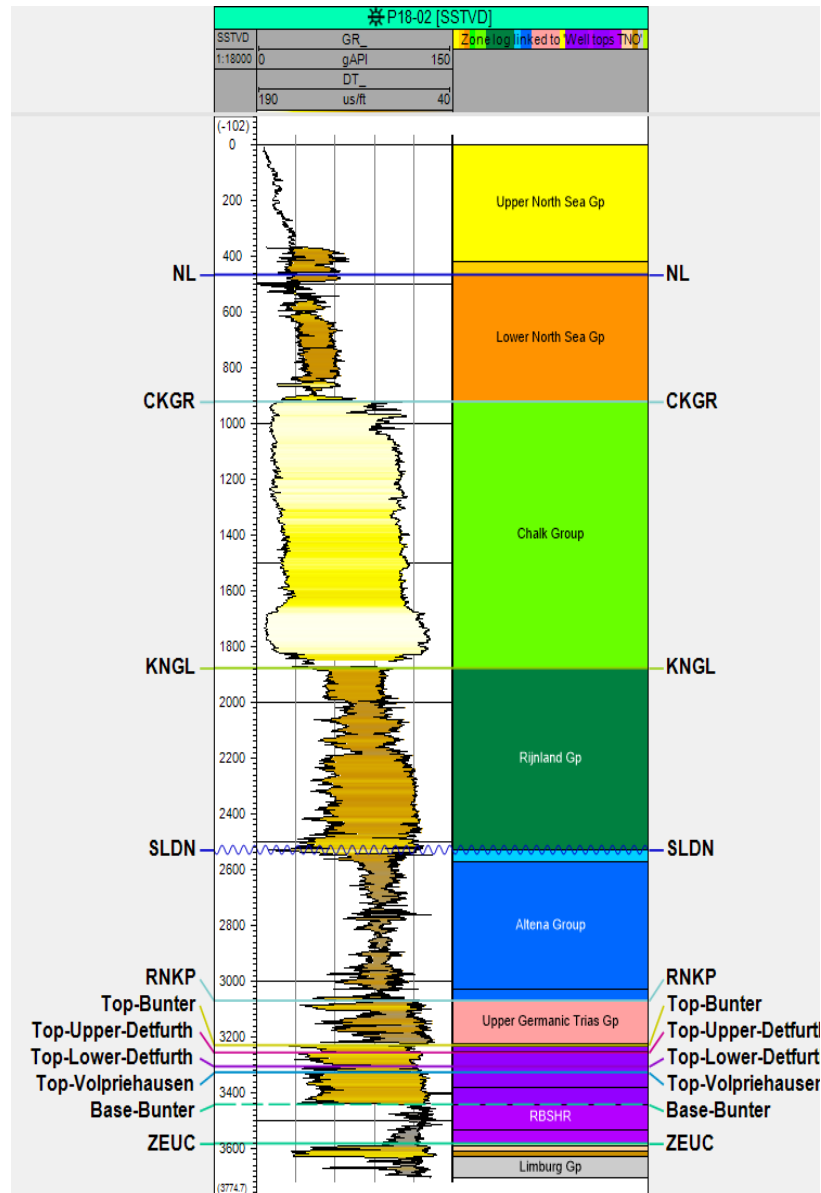


Figure 4-5: Stratigraphy and well logs of the reservoir interval and overburden of the P18 field



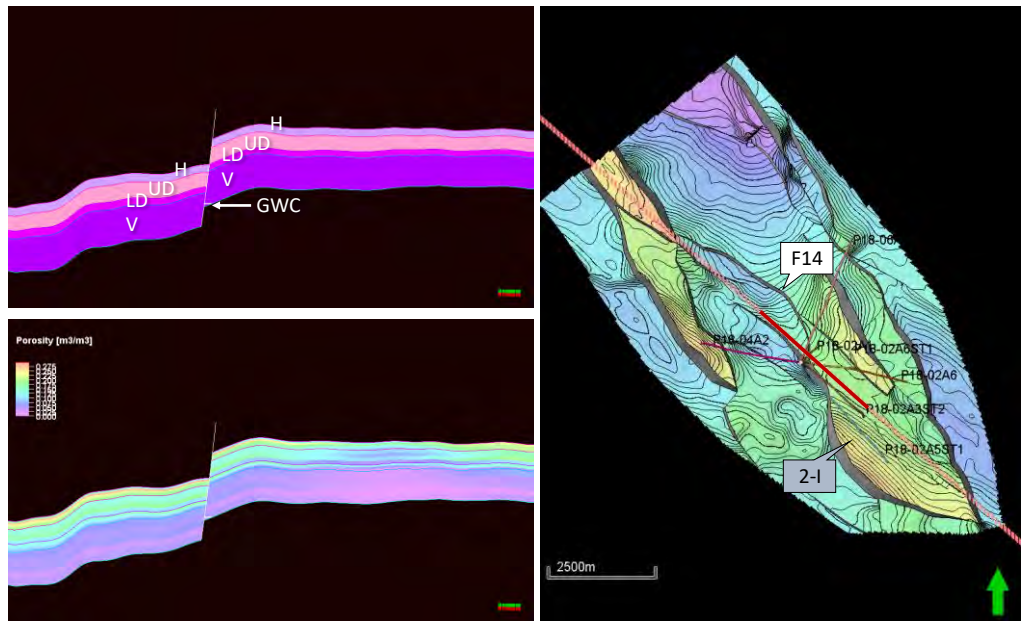


Figure 4-6: Cross section through fault F14, showing juxtaposition of gas-filled Upper Detfurth (UD), Lower Detfurth (LD), and Volpriehausen (V) against Hardegsen (H), Upper Detfurth, Lower Detfurth, and Volpriehausen. Upper left: Bunter formations, lower left: effective porosity, right: position of cross section (solid red line). GWC: gas water contact.

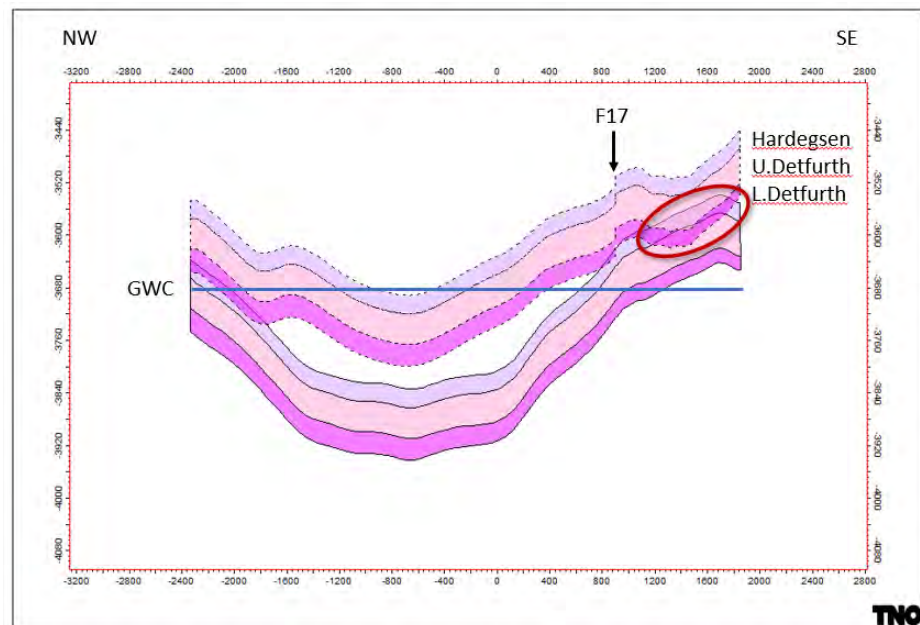


Figure 4-7: Fault juxtaposition diagram (Allan diagram) of fault F14. Blue line is the Gas Water Contact (GWC). Red ellipse indicates the area where the Hardegsen Fm is juxtaposed against Upper and Lower Detfurth.

### 4.3 Caprock

The seal to the P18 reservoirs is formed by the Upper Germanic Trias Group and the Jurassic Altona Group. The Upper Germanic Trias Group consists of siltstones, claystones, evaporites and dolostones. In well P18-02 it has a thickness of approx. 155 m. Directly above the Upper Germanic Trias Group lies the approx. 500 m thick

Altena Group (Figure 4-5), a thick succession of marine claystones, siltstones and marls of Early Jurassic age with excellent sealing quality. It includes the Posidonia Shale Formation that is easily recognized on seismic due to its excellent reflectivity.

The total thickness of the caprock of the P18 fields varies between 450 m and 750 m. The seal is excellent, as proven by the fact that it holds a gas column of nearly 600 m in the P18-2 compartment.

The rest of the overburden is formed by several geological formations, some of which can also be assumed to have good sealing properties. The Vlieland Claystone Formation (Figure 4-5) has proven itself as a good seal, as it forms the seal for the oil-bearing Lower Cretaceous sandstones in the West Netherlands Basin. It is considered here as the secondary caprock. Clayey sequences are also abundant in the North Sea Supergroup, especially in the lower part. These could very well act as secondary seals.

The nomenclature of the caprock as used in the present study is different from the one used in the CATO study of 2011. In the CATO study, the Upper Germanic Trias Group was designated the primary seal, and the Altena Group the secondary seal. In the present study the Altena Group and the Upper Germanic Trias Group are considered to form one seal, since there are no permeable formations in between the two. Therefore, the Upper Germanic Trias Group plus the Altena Group form the primary seal (Figure 4-8), and the Vlieland Claystone Formation the secondary seal.

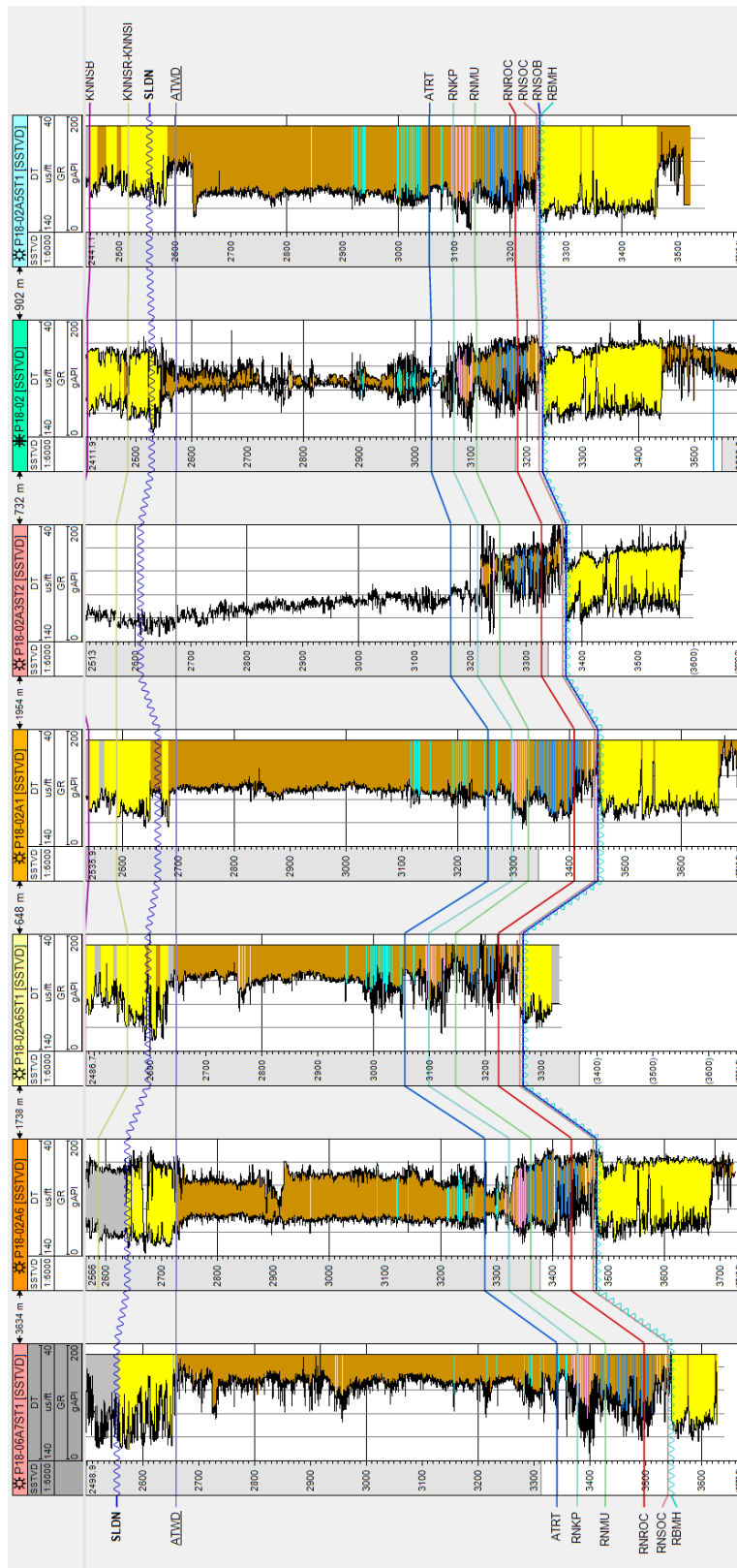


Figure 4-8: Well panel through the P18 wells of the immediate overburden of the Bunter formations showing that the Upper Germanic Trias Group plus the Alتنا Group form one continuous, primary seal over the entire storage complex.

#### 4.4 Naturally sealing formations

Recently the decommissioning of production platforms and infrastructure in the Southern North Sea has begun. A number of studies were initiated to investigate whether parts of the decommissioning process could be done more economically. One of these studies focused on well decommissioning, and specifically on the question whether naturally occurring ductile formations could be utilised to provide economic, self-healing and durable long-term sealing of wellbores. The outcome of the study, essentially based on existing literature, was that in the southern North Sea some formations are indeed suitable for creating effective annular barriers (Fischer et al., 2016; Geel, 2016). The idea is that if at the time of well abandonment it can be demonstrated that ductile clays or salts are hydraulically isolating the outer annulus and provide zonal isolation, no additional measures need to be taken at that point (as already accepted and practice in Norway and shown by Williams et al, 2009)). Of course, if this sealing behaviour can be demonstrated before CO<sub>2</sub> injection starts, it also reduces the risk of CO<sub>2</sub> leakage outside the well.

The shales from the Lower North Sea Group, The Vlieland Claystone Formation, and the Aalburg Shale were identified as having sufficiently ductile behaviour and swelling potential to create a sufficient seal around the casing (Figure 4-9). In addition, salts and possibly shales from the Upper Germanic Trias Group could have creeping or swelling behaviour.

The fact that all the above mentioned formations occur in the P18 area, it increases the probability that some or all will contribute to sealing the wells long term. This is further dealt with in Section 9.



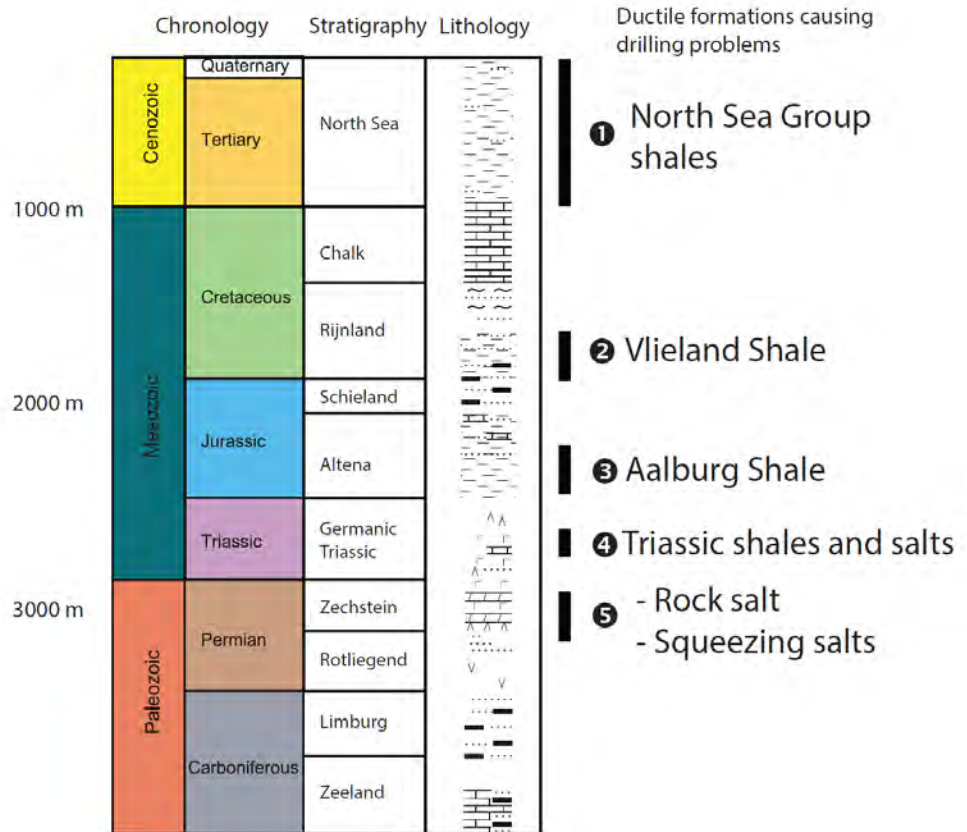


Figure 4-9 Typical stratigraphic column with potential self-sealing formations (Fischer et al, 2016).

#### 4.5 Overview of wells

Table 4-1 gives an overview of the wells that have been drilled in the P18-2 Field. Original holes of wells that were sidetracked (P18-02-A-03, P18-02-A-03ST1, and P18-02-A-05) have been omitted from the table. The trajectories of the proposed injectors are shown in Figure 4-10, and those of well tracks that have been plugged back are shown in Figure 4-11. Well P18-02A6ST1 is included here for the sake of completeness, but is advised in the current report to be plugged and abandoned (see Chapter 9).

Table 4-1: Overview of wells in the P18-2 compartment

NLOG name	Taqa name	Current well status	TDTotal Depth m MD (m)	Potential injectors	Remarks
P18-A-01	P18-02-A-01	Producing	3840	Yes	
P18-A-03S2	P18-02-A-03ST2	Producing	4302	Yes	
P18-A-05S1	P18-02-A-05ST1	Producing	5230	Yes	
P18-A-06	P18-02-A-06	Producing	4805	Yes	
P18-A-06S1	P18-02-A-06ST1	Producing	3954	No	
P18-02	P18-02	Suspended	3766	No	Discovery well

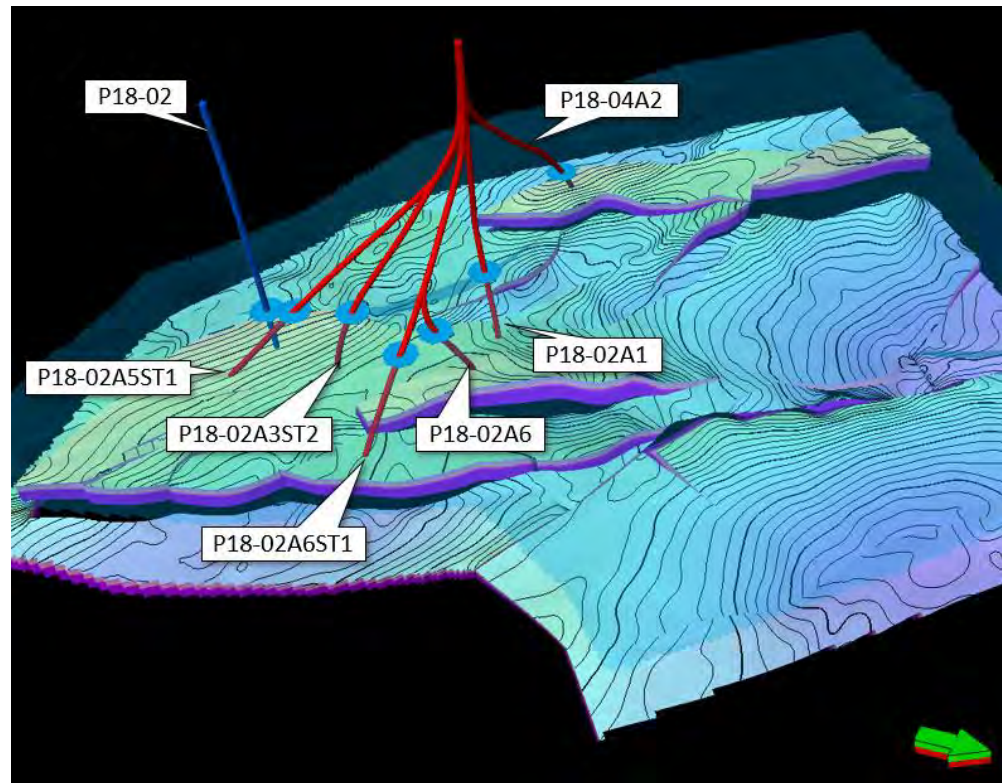


Figure 4-10: Overview of all envisaged injectors (in red) and suspended wells for P18-2. Light blue dishes denote entry points of wells into the caprock (=Base Schieland Gp). View to the southwest.

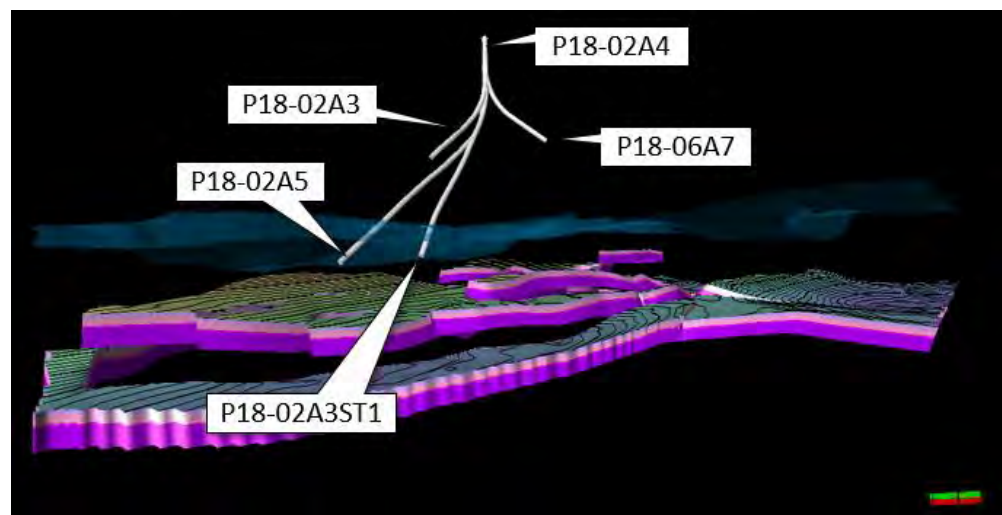


Figure 4-11: Overview of all plugged-back wells and sidetracks (in white) for P18-2. Light blue dishes denote entry points of wells into the caprock (=Base Schieland Gp). View to the west.

## 5 Injection scenario

### 5.1 Injection wells and well completion

Current plans for CO<sub>2</sub> storage in the P18-2, P18-4 and P18-6 fields are to use up to six injection wells. The P18-4 field has a single well, P18-04-A-02, which promises injection rates of the order of 1 Mt/yr (Vandeweijer et al., 2011). The P18-6 field also has a single well, P18-06-A-07, but the expected injection rates are significantly lower (Vandeweijer et al., 2011). Up to four injection wells are foreseen in the P18-2 field (see Table 4-1); in this study, well P18-02-A-06 is considered a back-up injection well and not included in the injection simulations.

The tubings in the existing wells can be replaced prior to injection, and the optimal tubing size needs to be based on dedicated well dynamics simulations (e.g., Belfroid, 2019). Such simulations need to be performed as part of a future study. For the purpose of the current study, for all wells considered for injection the tubing is assumed to have an external diameter of 4.5". This value follows from a trade-off between feasible injection rates at low and high reservoir pressure (Belfroid, 2019).

### 5.2 CO<sub>2</sub> supply scenarios

The future rate of CO<sub>2</sub> supply, to be delivered by emission sources in the Rotterdam harbour area, was uncertain at the time this study was undertaken. Based on the volumes of the CO<sub>2</sub> currently emitted in the harbour area and the volumes that could be captured at relatively low cost, a 'most likely' CO<sub>2</sub> supply profile was created (Figure 5-1).

Assuming that the P18-4 field will accommodate about 1 Mt/yr, or about 25% of the CO<sub>2</sub> supply, the supply profile to the P18-2 field is as given in Figure 5-2. The overall CO<sub>2</sub> supply reaches a plateau rate of 2.8 Mt/yr.

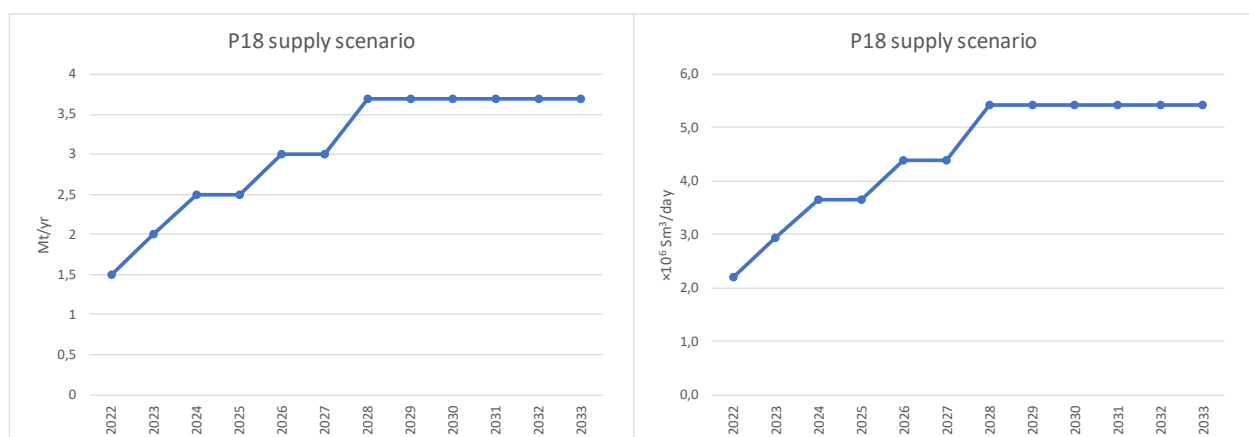


Figure 5-1 Potential future supply scenario for CO<sub>2</sub> from Rotterdam harbour sources. Flow rates increase from 1.5 Mt/yr by 2022 to 3.7 Mt/yr by about 2028 (about  $5.5 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{day}$ ).

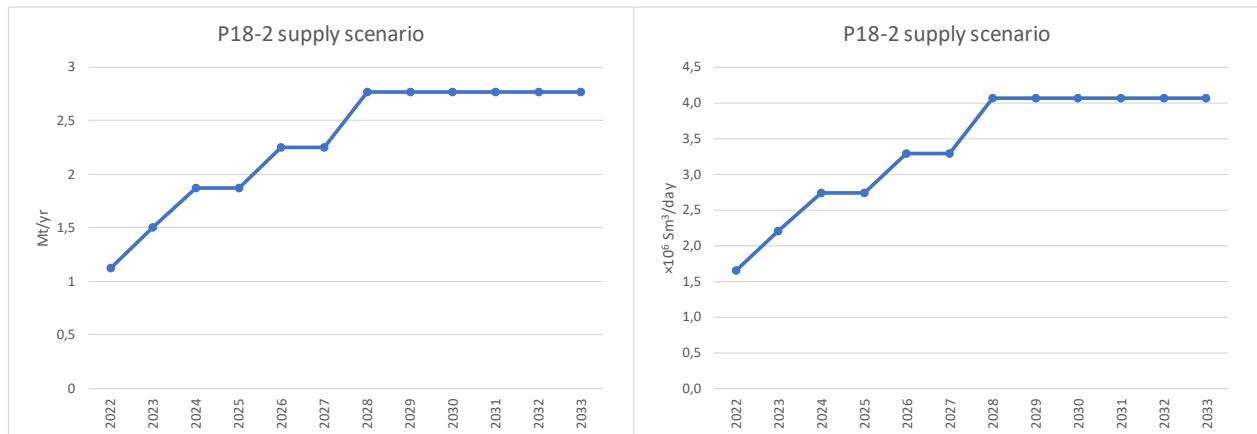


Figure 5-2 Potential future supply scenario for CO<sub>2</sub> to the P18-2 field: it is assumed that the three proposed P18-2 injection wells accommodate 75% of the total flow (Figure 5-1). Total flow rate to the P18-2 wells increases to 2.8 Mt/yr by 2028 (about  $4.1 \cdot 10^6$  Sm<sup>3</sup>/day).

### 5.3 CO<sub>2</sub> quality

At the time of the present study, no information was available about the potential sources of CO<sub>2</sub>. Recent work suggests that most available capture technologies can be expected to deliver CO<sub>2</sub> at a purity of 95% or higher (see, e.g., IEAGHG, 2016); sources in the Rotterdam harbour currently deliver CO<sub>2</sub> of more than 99% purity to the OCAP pipeline for use in greenhouses. While impurities alter the behaviour of CO<sub>2</sub> and may affect elements of the CCS chain, the results presented here were derived assuming pure CO<sub>2</sub>.

Figure 5-3 illustrates the effect of impurities on the phase behaviour of CO<sub>2</sub>. While pure CO<sub>2</sub> has a phase *line* that separates vapour conditions from those in which liquid CO<sub>2</sub> occurs (black curve in the figure), the presence of impurities in the CO<sub>2</sub> changes it into a *region* of pressure and temperature conditions in which the transition from liquid to gas phase occurs. Generally, two-phase flow is to be avoided in the handling of CO<sub>2</sub>, e.g. to prevent slugging. Two-phase flow is expected to occur in CO<sub>2</sub> injection wells without causing issues (Belfroid, 2019), but should be avoid in transport pipelines, risers and compressor. The conclusion that can be drawn from Figure 5-3 is that temperature and pressure should be chosen high enough to avoid the two-phase region of the CO<sub>2</sub> mixture being transported.

Impurities have an impact that extends beyond the phase envelope – for example, changes in density affect the operational window for injection as well as the storage capacity.

In the current study pure CO<sub>2</sub> was assumed in the simulations.



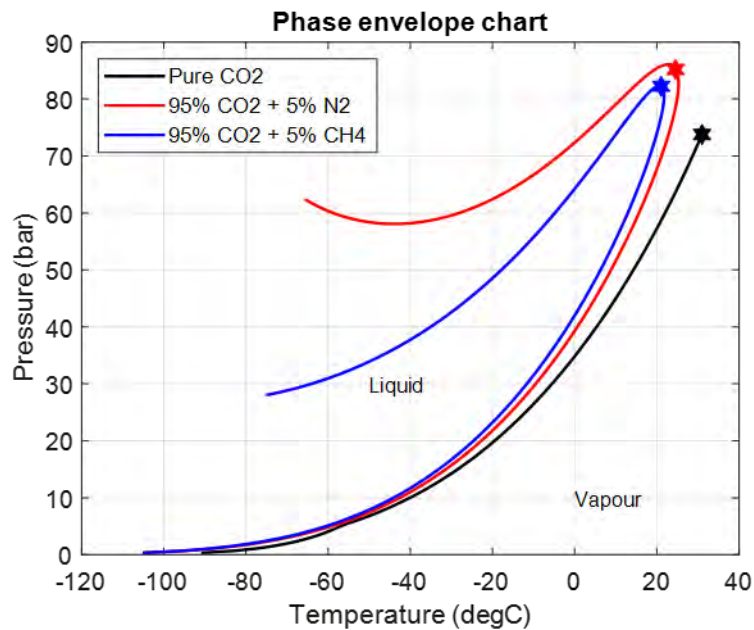


Figure 5-3 Effect of impurities (either 5 wt% N<sub>2</sub> or CH<sub>4</sub>, equal to 7.6 and 12.6 mol% respectively) on the location and shape of the CO<sub>2</sub> phase line. The data was generated using NIST REFPROP v10.

#### 5.4 Summary of injection conditions

To summarise, the injection of CO<sub>2</sub> into the P18-2 reservoir is subject to the following conditions.

- The CO<sub>2</sub> supply follows the profile as shown in Figure 5-2, with a plateau injection rate of 2.8 Mt/yr, distributed over three injection wells based on their injectivity. The three wells are P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1.
- The tubing in all injector wells will be recompleted (pers. comm. EBN, 2019). The external tubing diameter for all four injector wells is assumed to be 4.5". The actual well completion will be decided on at a later date, following a more detailed analysis of the operational window of the wells and the required flexibility in injection rates during the storage project.
- The CO<sub>2</sub> is assumed to contain no impurities. At the time of the present study, no quality/specification information was available about potential sources of CO<sub>2</sub>.

Additional assumptions apply to the conditions in the reservoir and to the downhole conditions of the CO<sub>2</sub>. These are explained in detail in Section 6.

- At the start of injection, the reservoir pressure is 20 bar; see Section 6.3.
- In the injection simulations, the average reservoir pressure will have a maximum that is equal to the initial reservoir pressure; see Section 6.3.
- The maximum downhole pressure is assumed to be equal to the initial pressure in the reservoir, 375 bar; see Section 6.3. This is the highest pressure for which faults and caprock have proven containment of natural gas.
- The minimum downhole temperature of the CO<sub>2</sub> was required to always be above 15 °C, to avoid CO<sub>2</sub> hydrate formation in the well and in the near-well area; see Section 6.4.

## 6 Evaluation of reservoir performance and integrity

### 6.1 Introduction

This section presents the results of an analysis of the process of injecting CO<sub>2</sub> into the P18-2 field. The analysis aims to:

- estimate of the storage capacity of the field (Section 6.3),
- establish the dispersion of CO<sub>2</sub> in the P18-2 field (Section 6.3),
- estimate the pressure and temperature levels in the injection wells and the fields during and after injection (Sections 6.3 and 6.4),
- assess the effects of interaction between CO<sub>2</sub> and the reservoir rock (Section 6.5).

The conclusions reached in this section are the following.

- The P18-2 field can store 32 Mt of CO<sub>2</sub>, assuming a final reservoir pressure of 351 bar (hydrostatic pressure, which is the pressure of the formations surrounding the storage reservoir). If the reservoir pressure is brought back to the initial pressure (375 bar at datum depth 3150 m), the storage capacity is 32.2 Mt of CO<sub>2</sub>.
- The injection wells together (P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1, together with the P18-4A2 well in the P18-4 field) can inject the target CO<sub>2</sub> supply rates given in Section 5.2, for a period of about 10 years from the start of injection. The last two to four years (2031 – 2035) of the target injection scenario would require another storage location.
- CO<sub>2</sub> fills the pore volume that was previously filled with natural gas and does not spill.
- The injection process must be managed to ensure that temperature and pressure in the well and in the near-well area remain outside the hydrate formation window.
- The injection of CO<sub>2</sub> will dry out the reservoir and may lead to salt deposition. The overall effect on permeability is expected to be negligible. Drying out of the reservoir reduces the probability of formation of hydrates.
- Chemical interaction between the CO<sub>2</sub> and the reservoir formation is insignificant.

The analysis presented in this section reveals no barriers to storage of CO<sub>2</sub> in the P18-2 field.

The results are a starting point for the assessment of fault stability (Section 7) and caprock integrity (Section 8).

### 6.2 Setup of injection simulations

Belfroid (2019) shows that the injection of CO<sub>2</sub> into a depleted field at low to very low pressure, such as the P18-2 field, can lead to low temperatures in the well, both at the wellhead and at bottomhole, due to the pressure difference between the high-pressure transport pipeline at the surface and the reservoir. Using a realistic setup for the Porthos compression and transport system and taking into account the phase behaviour of CO<sub>2</sub>, Belfroid (2019) presents injection scenarios for the P18-4 wells that lead to safe conditions at the wellhead and downhole, while meeting the

overall target rate shown in Figure 5-2. These downhole conditions show that CO<sub>2</sub> will be injected at temperatures well below the temperature of the reservoir.

The results show that the operational window for the P18-2 field is large: for a set of well characteristics a wide range of injection conditions is allowed, which do not lead to operational risks and result in feasible fluid velocities in the tubing. For the present study, the range of feasible injection rates is not a key issue; this study focuses on the response of the reservoir to CO<sub>2</sub> injection and on any restrictions for injection.

The simulation of injection of CO<sub>2</sub> into the P18-2 field was performed in two steps. In the first step, the injection and dispersion of CO<sub>2</sub> into the reservoir formations (see Section 4) is modelled using an isothermal simulator. While this ignores the temperature of the CO<sub>2</sub> upon injection, it provides a reliable estimate of the storage capacity of the field, as well as of the dispersion of the CO<sub>2</sub> during and after injection. The results from this first step are presented in Section 6.3.

The second step involves modelling the evolution of temperature within the reservoir formations. This approach takes into account the pressure and temperature of the CO<sub>2</sub>, but uses a less detailed representation of the storage reservoir. The results from this second step are presented in Section 6.4.

## 6.3 CO<sub>2</sub> storage capacity and CO<sub>2</sub> dispersion

### 6.3.1 *Setup of simulations*

This section evaluates the storage capacity of, and the dispersion of CO<sub>2</sub> in the P18-2 field. The injection wells are P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1, as listed in Table 4-1. Well P18-02-A-06 is also listed as injection well in Table 4-1, but is considered a back-up injection well and not included in the injection simulations presented below. The target injection profile is given in Figure 5-2.

### 6.3.2 *Simulation method*

A history matched dynamic model of P18-2 is used, see Section 17.7 for a description of the model. The following assumptions were made in the injection scenarios.

- The injection rate for each of the three injection wells depends on the local reservoir conditions and applied constraints and is calculated by the simulator.
- At the start of injection, the reservoir pressure is approximately 20 bar; the exact pressure distribution is based on the production history match and production forecast.
- The final average reservoir pressure (maximum allowable reservoir pressure) after CO<sub>2</sub> injection is assumed to be 375 bar (datum depth 3400m), which is equal to initial reservoir pressure. This is the highest pressure for which caprock, faults and reservoir have proven containment of natural gas.
- Injection simulations are run to a maximum average reservoir pressure that is equal to the initial gas pressure.
- The wells are constrained on group rate, therefore the total injection is equal to the most likely injection scenario for the P18-2 field (see Figure 5-2), but the distribution is based on the injectivity of the different injection wells.

- The wells are closed, when injection is no longer possible (i.e. when the maximum allowable reservoir pressure has been reached) or the injection rate is below  $5 \cdot 10^5$  Sm<sup>3</sup>/day (~0.03 Mt/yr). Since no leak-off test is available to set the value of maximum allowable reservoir pressure, this value is set equal to the initial pressure of the reservoir.
- It is assumed that the injectivity (used here to refer to the product of permeability and thickness) as derived from production data and information from logs can be used to simulate the CO<sub>2</sub> injection process.
- The maximum bottom hole pressure (BHP) of the injectors is set to 375 bar (equal to initial gas pressure).
- No changes occur in the well completion configuration.
- The saturation curves for gas-water systems are assumed to be the same for CO<sub>2</sub>-water systems.

Two injection scenarios were modelled: a base case and a high case. The base case scenario is the most probable injection scenario by filling up the reservoir up to 375 bar (initial reservoir pressure). In the second scenario, 'high case', injection is continued to an average reservoir pressure up to 450 bar to investigate the flow pattern of CO<sub>2</sub> at reservoir pressure higher than the initial pressure. Table 6-1 summarises the two scenarios.

Table 6-1: P18-2 injection scenarios

Injection Scenario	Target rate	BHP constraint (bar)	Avg reservoir pressure constraint (bar)	Minimum injection rate (Sm <sup>3</sup> /day)
Base case	- Figure 5-2. - Based on group constraint	375	375	$5 \cdot 10^5$
High case	- Figure 5-2. - Based on group constraint	450	450	$5 \cdot 10^5$

All simulations were performed with the Eclipse 300 reservoir simulator, a state-of-the-art compositional model that can handle the behaviour of CO<sub>2</sub> in the reservoir – including phase transitions – and the interactions between CO<sub>2</sub> and residual gas. See also Section 17.7.1.

Eclipse 300 cannot properly handle non-isothermal conditions, water evaporation or CO<sub>2</sub> dissolution. As a consequence the injected CO<sub>2</sub> has the temperature of the reservoir (126 °C), even though the temperature of the CO<sub>2</sub> is likely to be significantly lower (see Section 6.4).

The TOUGH2-ECOMG simulator was used to run non-isothermal injection scenarios (see also Section 6.4.2.1) to estimate the effect of cold CO<sub>2</sub> injection, CO<sub>2</sub> water interaction (water evaporation) and the related risk associated (cold front and dry out zone).



### 6.3.3 Simulation results

The total amount of CO<sub>2</sub> that can be stored in P18-2 is 32.2 Mt, assuming a reservoir pressure limit of 375 bar (initial pressure). Since the three injection wells are on group rate constraint the injection rate is distributed over the three wells based on injectivity (the product of permeability K and reservoir thickness H). An overview of the results of the injected volume and the distribution of injected volumes over the three injection wells is given in Table 6-2.

Table 6-2: P18-2 storage capacity for a final reservoir pressure of 375 bar, which is equal to the initial pressure (i.e., the pressure before production of the gas field).

P18-2 storage	Gas volumes (BCM) / relative contribution of each well (%)	CO <sub>2</sub> mass (Mt) / relative contribution of each well (%)
P18-02-A-01	1.56 / (9%)	2.92 / (9%)
P18-02-A-03ST2	1.31 / (8%)	2.45 / (8%)
P18-02-A-05ST1	14.3 / (83%)	26.8 / (83%)
<b>Total</b>	<b>17.2</b>	<b>32.2</b>

In Figure 6-1 and Figure 6-2 the injection profiles for the three wells are presented for the base case and high-case scenario.

The proposed injection wells together have an injectivity that is high enough to accommodate this target rate until 2033. The solid green curve in the graph labelled 'Field Gas Injection', represents the combined injection in the three wells and reproduces the supply curve in Figure 5-2.

It is observed that well P18-02-A-05ST1 injects more than 80% of the total injected volume; the other two injection wells contribute less than 10% each. This is due to the lower KH derived for the P18-02-A-01 and P18-02-A-03ST2 wells (see also Section 17.8.4.2).

The maximum injectivity is proportional to the pressure difference between the maximum allowable BHP (375 bar) and the reservoir pressure; this difference decreases over time. Until 2033, all CO<sub>2</sub> supplied by the emitters can be accommodated in the P18-2 field. After 2033 the injection becomes constrained by the BHP limit and the total injection rate starts to decline. Also the local reservoir pressure (9-point pressure) is set to 375 bar, which results in a long tail of CO<sub>2</sub> injection. A minimum injection rate was set of  $5 \cdot 10^5$  sm<sup>3</sup>/day. As a result, in 2040, injection ceases in all three injection wells as the reservoir reaches an average pressure of 375 bar (Figure 6-1 and Figure 6-2).

The sharp increase in injection rate that is observed in the profile of well P18-02-A01 around the year 2033 (Figure 6-1) is due to the group constraint set-up of the simulation; at this time the bottomhole limit of 375 bar is reached in well P18-02-A05ST2 and some of the flow is redirected to well P18-02-A01, for a short period until it reaches the bottomhole limit (Figure 6-2).

For completeness also the local reservoir pressure (9p pressure) and injection rate is shown for the two scenarios (base, high case), in Figure 6-3.

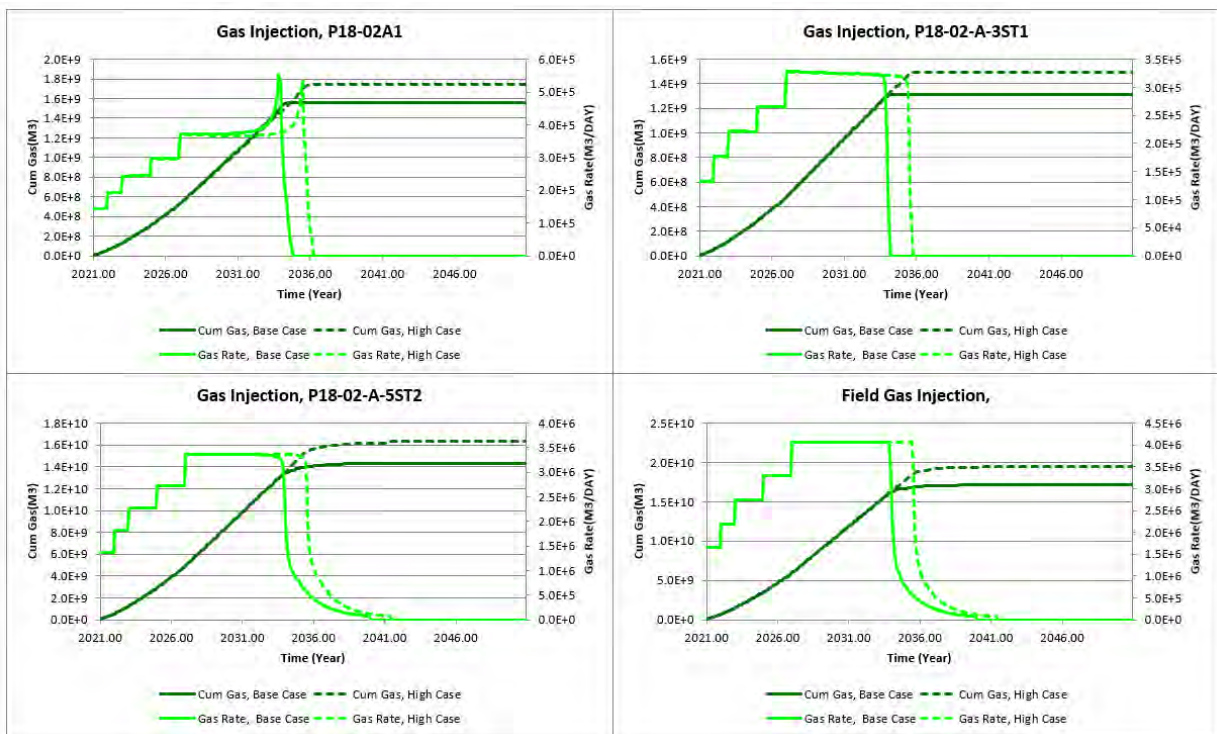


Figure 6-1: Injection rate and cumulative CO<sub>2</sub> mass injected for the three injection wells for a BHP constraint set to 375 (solid curves), representing the base case scenario, or 450 bar (dashed curves), representing the high-case scenario. See Table 6-1 for scenario parameters.

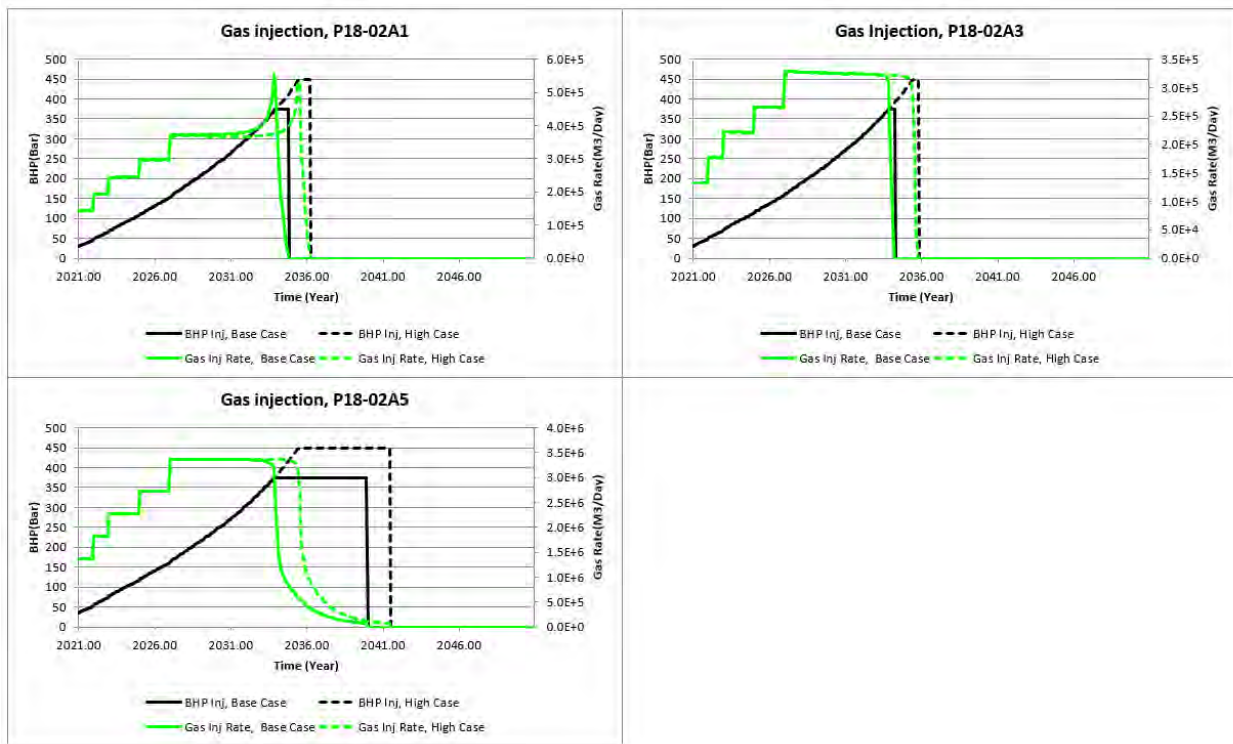


Figure 6-2: Injection rate and BHP for the three proposed injection wells for a BHP constraint set to 375 bar (solid curves), representing the base case scenario, or 450 bar (dashed curves), representing the high-case scenario. See Table 6-1 for scenario parameters.

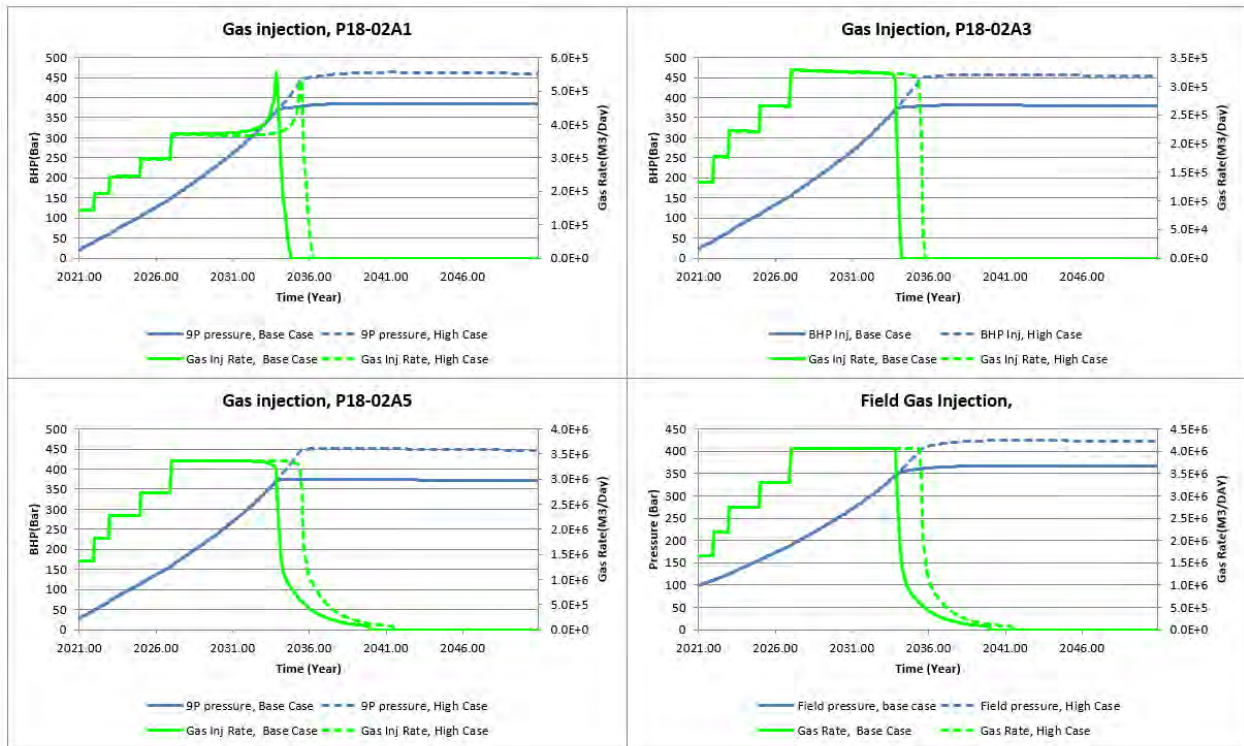


Figure 6-3: Injection rates vs well pressures (9-point pressures). In the right lower pane Injection rates vs field pressures for the three proposed injection wells for a BHP constraint set to 375 (solid curves), representing the base case scenario, or 450 bar (dashed curves), representing the high-case scenario. See Table 6-1 for scenario parameters.

From reservoir engineering perspective reservoir pressure can be brought back to initial pressure (375 bar). However, the results of well integrity analysis (Section 9.3) suggest reservoir pressure could be limited to hydrostatic pressure. Table 6-3 shows the storage capacity of the P18-2 reservoir when the average reservoir pressure after CO<sub>2</sub> injection is equal to hydrostatic pressure (351 bar).

Table 6-3: P18-2 storage capacity at hydrostatic pressure of 351 bar.

P18-2 storage	Gas volumes (BCM) / Relative contribution of each well (%)	CO <sub>2</sub> mass (Mt) / Relative contribution of each well (%)
P18-02-A-01	1.52 / (9%)	2.85 / (9%)
P18-02-A-03ST2	1.30 / (8%)	2.43 / (8%)
P18-02-A-05ST1	13.5 / (83%)	25.3 / (83%)
<b>Total</b>	<b>16.3</b>	<b>30.6</b>

6.3.4 Pressure, residual gas and CO<sub>2</sub> behaviour in the reservoir

For the base case scenario Figure 6-4, Figure 6-5 and Figure 6-6 shows maps of pressure, gas saturation and CO<sub>2</sub> molar density, respectively.

The pressure map (Figure 6-4) is similar at start of production and at the end of injection, which is expected. However there is one exception: at the end of injection compartment III is still at the depleted pressure level corresponding to the end of production (~50-60 bar), since no injection takes place in this particular

compartment and no communication exists with the other compartments (see Section 17.8).

In Figure 6-6, the CO<sub>2</sub> molar density is visible, at first as circular regions around the wells in compartment I (see saturation maps for the years 2021 and 2025). Later, the CO<sub>2</sub> progresses into compartment II. In the final stages of injection, it reaches compartment IV.

A comparison of the first panel in Figure 6-5 (this panel shows the initial GWC) with the panels in Figure 6-6 suggests that CO<sub>2</sub> migration occurs to beyond the initial gas-water contact (GWC) at the NW border of the reservoir. Also Figure 6-7 suggests CO<sub>2</sub> crossing the initial GWC, as well as CO<sub>2</sub> reaching the gas pocket. But, more importantly, the bottom panel of Figure 6-7 indicates that after injection, the CO<sub>2</sub> that crossed the GWC moves back towards the reservoir.

In conclusion the CO<sub>2</sub> might move beyond the GWC, however if so after the end of injection it will return to above the original GWC. The results also show that even though the CO<sub>2</sub> is moving below original GWC spilling is not occurring since the CO<sub>2</sub> is not flowing outside the storage complex, defined earlier.



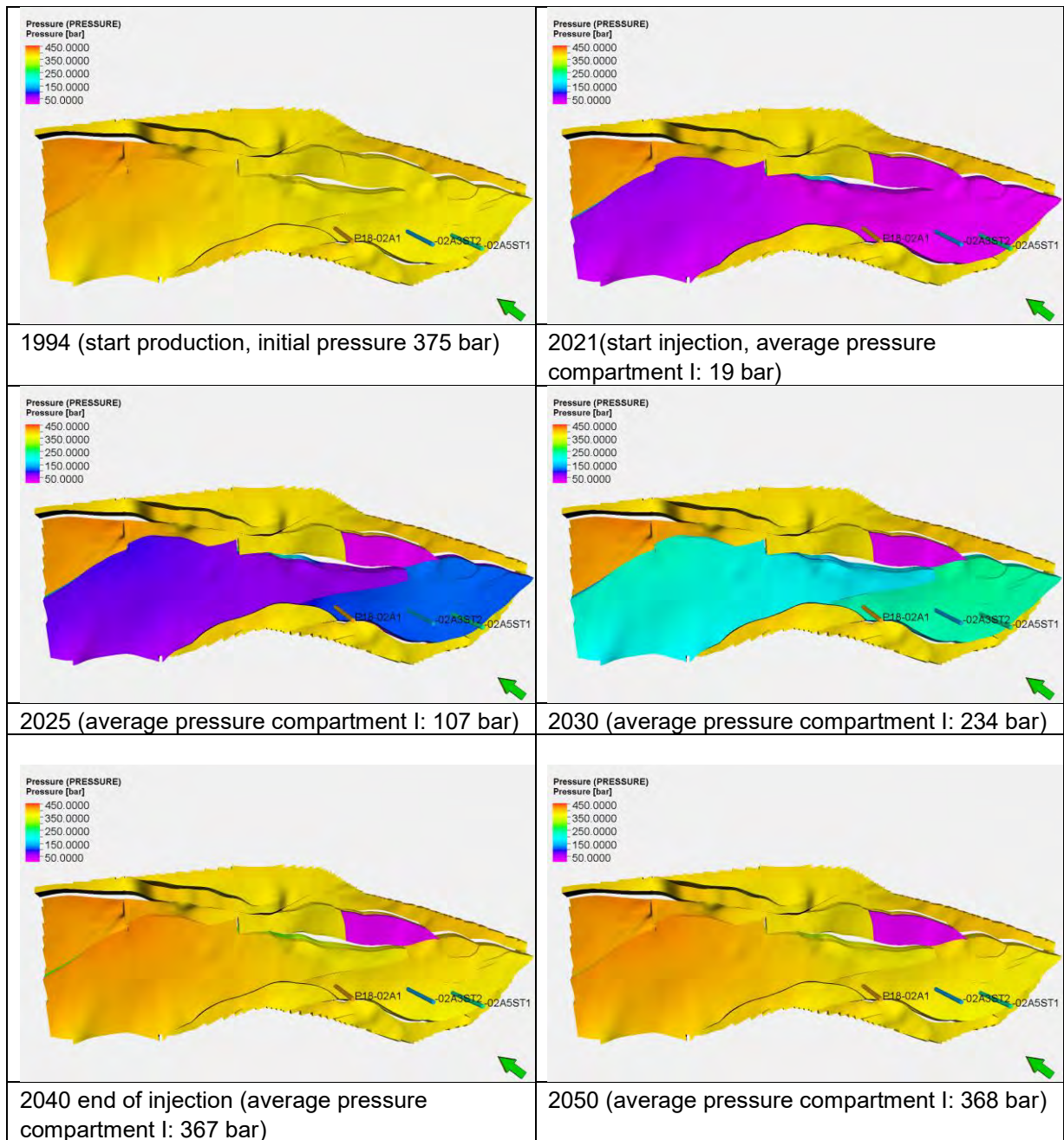


Figure 6-4: Pressure map at different stages of injection into P18-2. Average pressure in the hydrocarbon filled part of the field is about 375 bar in 1994 and in 2040. The map for 2050 shows equilibration in the ten years after injection was ceased. The pressures are HCPV weighted pressure in compartment 1.

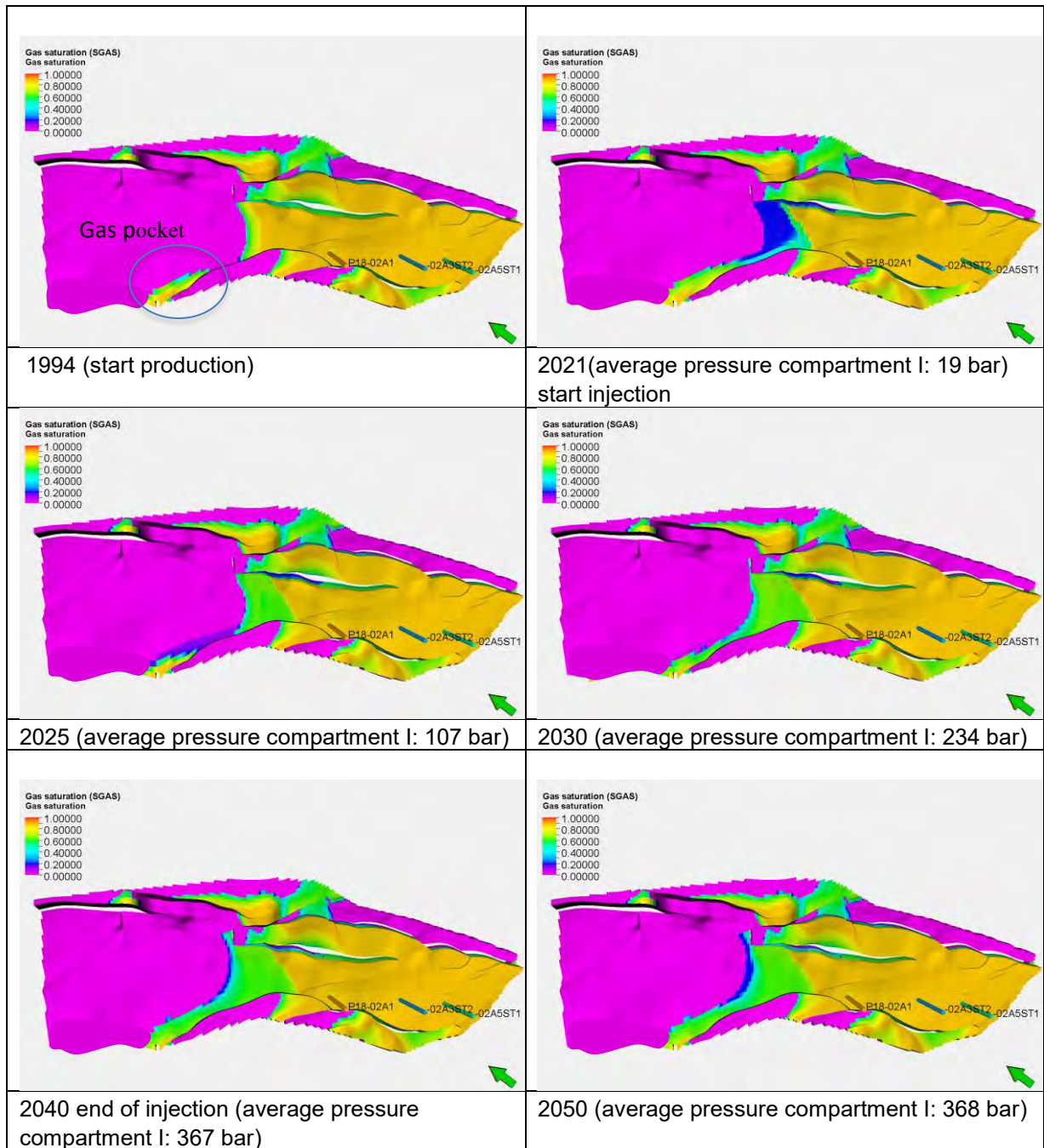


Figure 6-5: Gas saturation map at different stages of injection into P18-2. Gas in the 'gas pocket' near the NW border of the gas reservoir (see panel '1994 (start production)') is pulled towards the production wells; gas from the pocket contributes to the production. During injection, increasing reservoir pressure pushes residual gas back into the pocket.

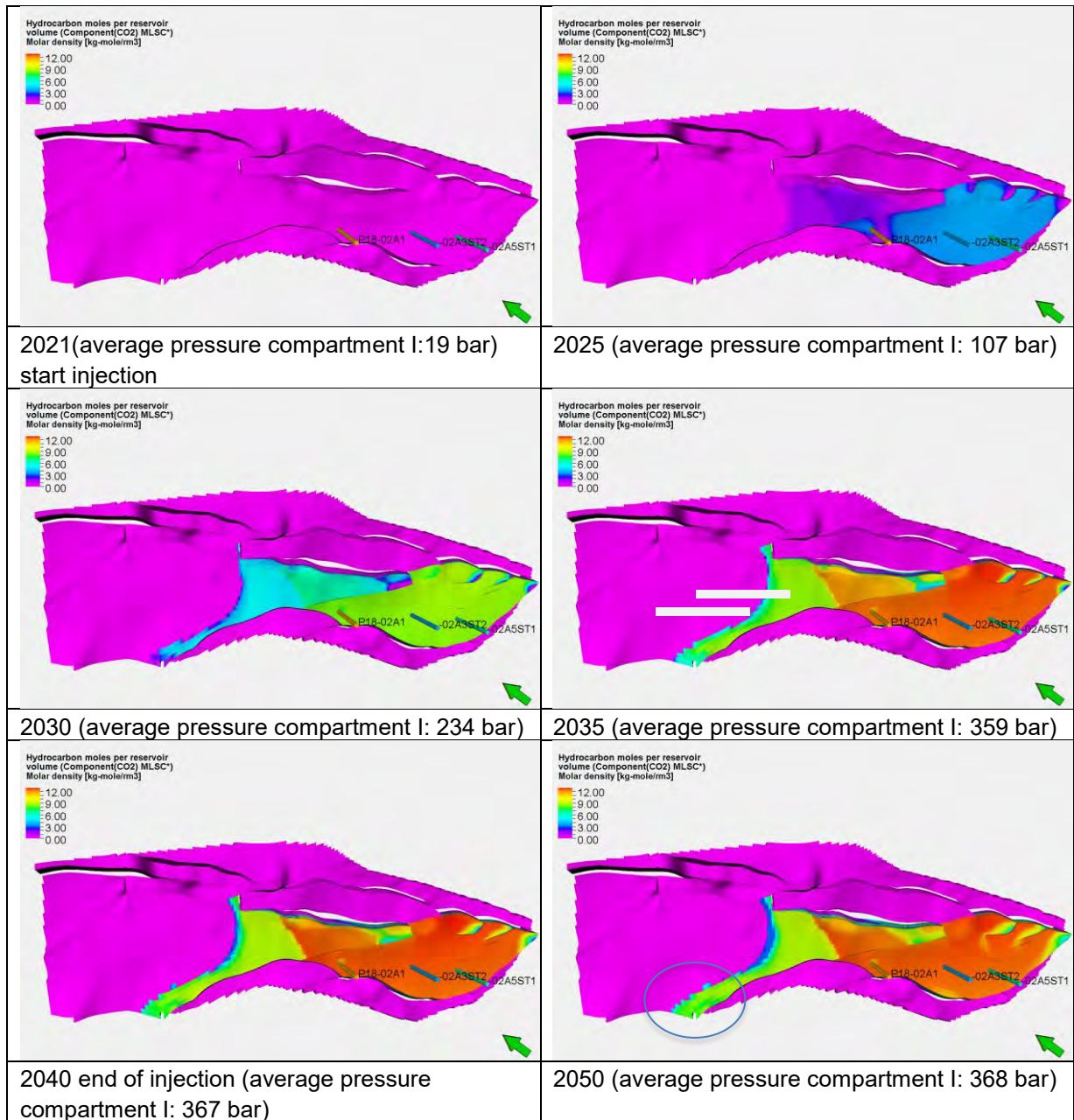


Figure 6-6: CO<sub>2</sub> molar density (kmol/m<sup>3</sup>; “kg-mole/m<sup>3</sup>” in the legend should be “kmol/m<sup>3</sup>”) map at different stages of injection into P18-2. CO<sub>2</sub> migrates beyond the original gas-water contact (compare panels in this figure with the first panel in Figure 6-5) and reaches the gas pocket (pocket indicated in the panel ‘2050’).



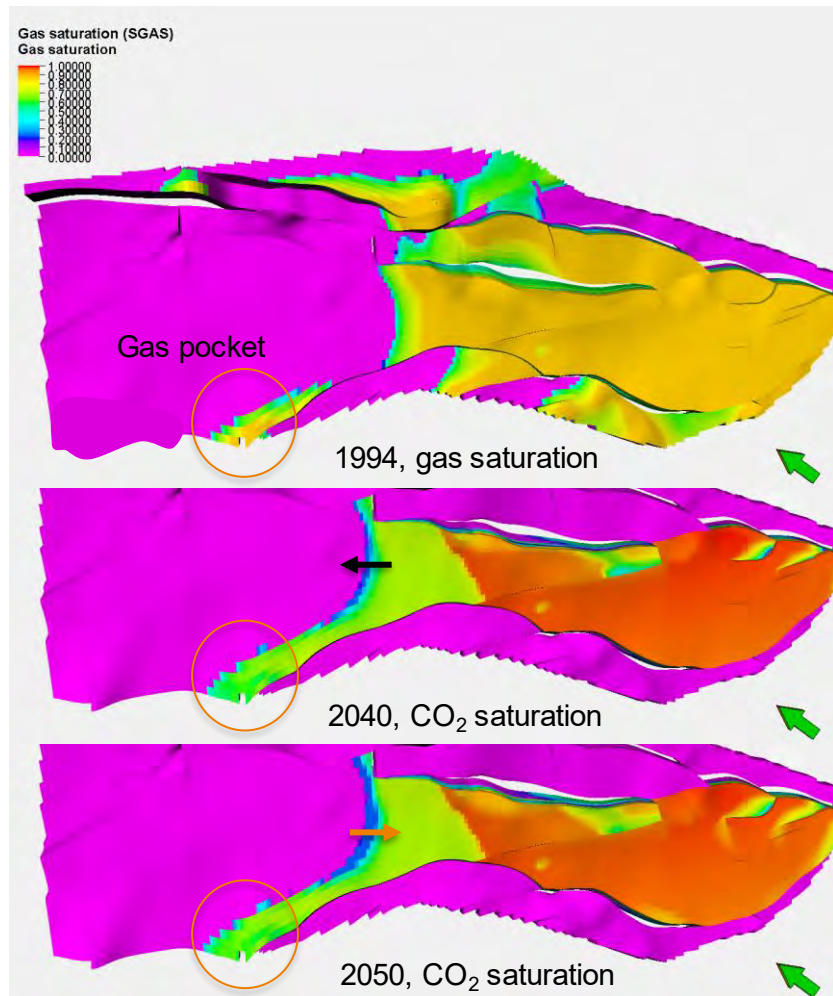


Figure 6-7: As Figure 6-6, now focusing on the period 2040 – 2050 and highlighting the behaviour of CO<sub>2</sub> in the NW corner of the reservoir. Top panel: initial gas saturation in 1994, prior to production, showing the gas-water contact (GWC). Middle panel: CO<sub>2</sub> saturation at the end of injection, in 2040. CO<sub>2</sub> has migrated beyond the initial GWC (black arrow), and has reached the gas pocket (in the circle). Bottom panel: CO<sub>2</sub> saturation in 2050, ten years after the end of injection. CO<sub>2</sub> has started migrating back into the reservoir (orange arrow); the CO<sub>2</sub> that has reached the gas pocket remains trapped. Colour coding indicates natural gas or CO<sub>2</sub> saturation: purple for zero saturation, red for full saturation.

### 6.3.5 Pressure communication with P18-6

Vandeweyer et al. (2011) state, on potential communication between P18-2 and P18-6: “Field P18-06 is located to the northeast of the main compartment. It is bounded by faults F13 and F57, of which only F13 has enough offset to be sealing by juxtaposition”. First of all, the numbering of the P18-2 faults from the Petrel project used in the current study (see e.g. Figure 4-4) is different from Vandeweyer et al. (2011). Fault F13 (a minor, transverse fault) is currently called F500, but F57 has retained its name.

Second, the seismic interpretation of the faults in this boundary area, especially F57, is different from Vandeweyer et al (2011)’s. Although F57’s throw is now much larger, it still suggests potential communication between P18-6 and Compartment II and IV of P18-2 which warrants further examination.

A closer look (Figure 6-8 and Figure 6-9) shows that P18-6 is disconnected from P18-2 by two faults, of which P18-6's boundary fault F57 is the most important one. In between the faults a small graben is filled by overlying caprock shale. The only contact is by Volpriehausen juxtaposition, which has a low permeability (lower than 1 mD). Furthermore, the faults in the graben are likely to have undergone severe cataclasis (Nieuwland, 2012), which reduces the across-fault permeability even further.

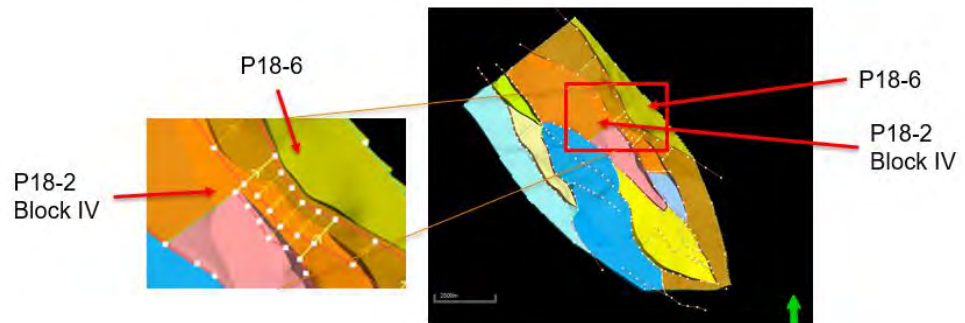


Figure 6-8: Overview fault between P18-2 and P18-6.

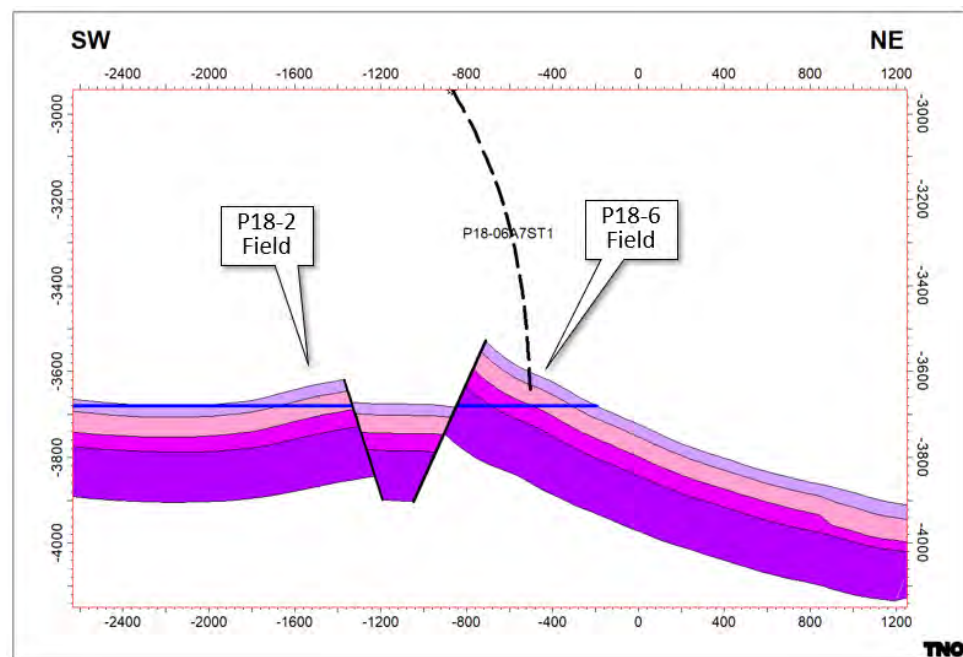


Figure 6-9: Cross section showing faults between P18-2 and P18-6.

The first pressure value from P18-6 was recorded in the end-of-well report (EOWR), available on nlog.nl; a pressure of 378 bar was inferred, in February 2003. A second pressure point is mentioned on nlog.nl: 305 bar, measured on 15-2-2004, after production of 0.074 bcm. Both data points are indicated by a star on the p/z plot in Figure 6-10.

The data shown in Figure 6-10 suggest that measurements during periods of shut-in could have resulted in too low pressure values, due to relatively short shut-in times. For a poor quality reservoir such as P18-6 (~1 mD) pressure equilibration



requires long shut-in periods. Therefore we expect that in reality the p/z curve is a straight line and P18-6 is a depletion-driven reservoir.

The pressure data in Figure 6-11 show that after about 10 years of production from P18-2, the initial pressure found in the P18-6 reservoir was still about 275 bar higher than that in the P18-2 field. Therefore the conclusion can be drawn that these two compartments are not in pressure communication on a production timescale.

In addition, during the last years of production the pressure behaviour of the main compartment (Compartment I) of P18-2 is different from that of P18-6 (see Figure 6-11), which suggests that there is no pressure communication between the two reservoirs on production time scale.

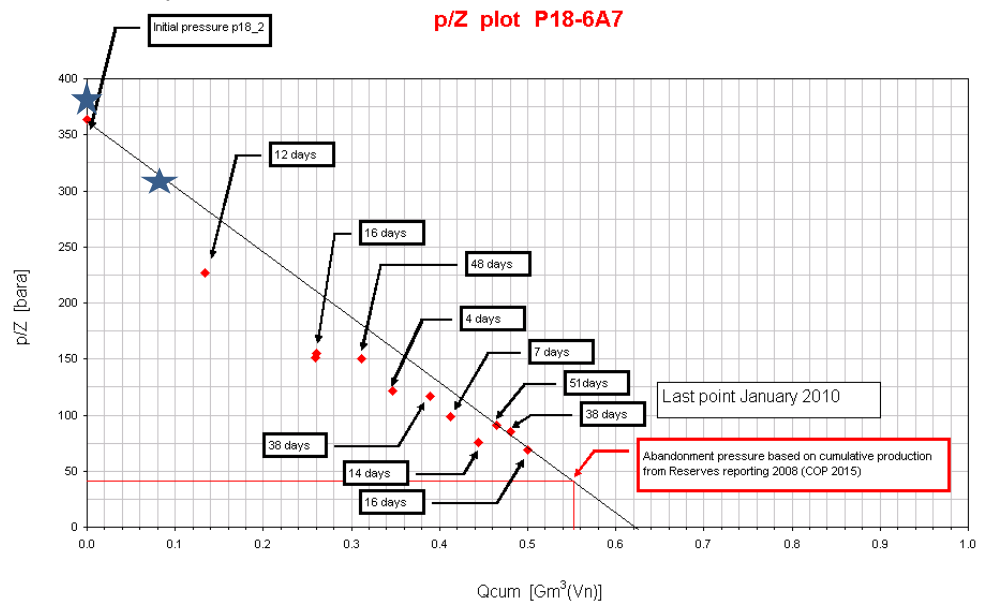


Figure 6-10: P/z plot for P18-6 with shut-in periods. Figure taken from Vandeweijer et al. (2011).). The two stars indicate pressure data reported on nlog.nl: 378 bar from the EOWR and 305 bar after production of 0.074 bcm. As also indicated, the initial pressure of the P18-2 field is added for comparison.

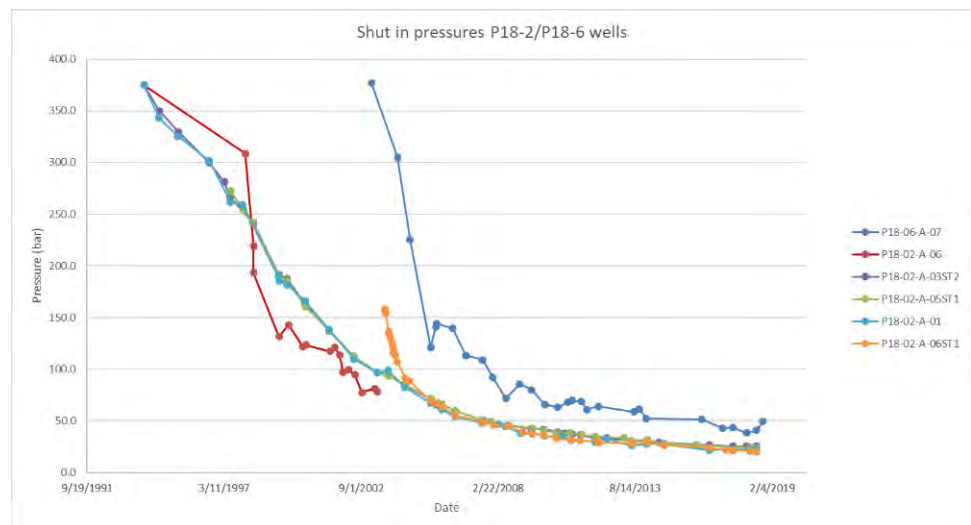


Figure 6-11: Pressure behaviour of P18-2 and P18-6 reservoirs.

### 6.3.6 Conclusions

The injection simulations lead to the following conclusions.

- Assuming a final reservoir pressure of 375 bar (initial reservoir pressure, datum depth 3400 m), the P18-2 field (using compartment I,II and IV) can store 32.2 Mt of CO<sub>2</sub>.
- Assuming hydrostatic reservoir pressure of 351 bar (datum depth 3400 m), the P18-2 field (using compartment I,II and IV) can store 30.6 Mt of CO<sub>2</sub>.
- From the point of view of the reservoir, the target CO<sub>2</sub> supply rates can be injected through the three proposed P18-2 injection wells together (P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1), for a period of about 10 years. The last two to four years (2034 – 2041) of the target injection scenario would require another storage location.
- About 83% of the stored CO<sub>2</sub> is injected through well P18-02-A-05ST1. The other two wells both contribute 8-9% to the total injection amount of CO<sub>2</sub>. It is to be noted that in the results presented here, any restrictions to flow from the tubing the wells is not included; such restrictions can result in a different distribution of flow over the wells.
- With the injection scenario used here, after the year 2033 combined injection capacity decreases to below the target level of about  $4.1 \cdot 10^6$  Sm<sup>3</sup>/day - although timing of the end of the injection plateau rate depends on the injection history and on the final pressure chosen for the reservoir.
- CO<sub>2</sub> fills the pore volume that was previously filled with natural gas. In compartment IV of the P18-2 field, the model employed suggests that CO<sub>2</sub> migrates some distance across the original gas-water contact into the connected aquifer, but does not spill.
- After the end of injection, the CO<sub>2</sub> is retained within the limits of the structures that make up the original P18-2 gas field. Post injection simulations shows gravitational segregation leads CO<sub>2</sub> to move back to the original GWC.

## 6.4 Temperature development in the reservoir

### 6.4.1 Introduction

As explained in Section 6.2, the simulations presented in the previous section do not take into account the temperature difference between the injected CO<sub>2</sub> and the reservoir. This section describes the evolution of the temperature effect in the P18-2 reservoir estimated by numerical simulations by the TOUGH simulator

Using the CO<sub>2</sub> supply scenario shown in Section 5.2 as the target, the conditions of the CO<sub>2</sub> at bottom hole, in the well, prior to inflow into the reservoir, were derived from a flow assurance study performed in parallel to the study presented here (Belfroid, 2019). The key results from the steady-state simulations, which are used for this study, are summarized below. For a full description of the study, including start-up and shut-in simulations, the reader is referred to Belfroid (2019).

The steady-state simulations were performed for a range of well characteristics: flow rates, CO<sub>2</sub> injection temperatures and reservoir pressure conditions. The compressor and transport pipeline to the P18-A platform were taken into account in deriving these results. The downhole temperature was required to always be above 15 °C, to avoid CO<sub>2</sub> hydrate formation in the well (which could happen when brine enters the well during shut-in periods) or in the near-well zone in the reservoir (due to the pressure drop between well and reservoir; see also Section 6.4.3).

Table 6-4 shows a feasible injection scenario over time, in which the mass flow rate is limited to 30 kg/s (about 1 Mt/yr) at the depletion pressure of 20 bar and increases to 60 kg/s (2 Mt/yr) once reservoir pressure increase to 60 bar or higher. At high reservoir pressure the injection rate decreases, due to a downhole pressure limit of 375 bar (see also Section 6.3.1). The downhole temperature (in this case, the temperature inside the wellbore) increases with increasing reservoir pressure. The lowest downhole temperature occurs during the first phase of injection, when the reservoir pressure is at its lowest. The additional pressure and temperature drop in the reservoir near the well is shown in Section 6.3.3.

It is to be noted that Table 6-4 shows results for a single well; Belfroid (2019) also provides injection scenarios with all (four) injector wells in P18-2 and P18-4 open. During injection, the CO<sub>2</sub> supplied to the platform will be distributed over the open wells; the wells will select the rate. The table provides an indication of the potential rates for a single well. Details of the simulations that led to the table are given by Belfroid (2019).

Table 6-4 CO<sub>2</sub> conditions at platform and downhole for several values of reservoir pressure, for a single well.

Reservoir pressure [bar]	Mass flow rate [kg/s]	P Platform [bar]	P Downhole [bar]	T Platform [°C]	T downhole [°C]
20	30	78	32	42	17
60	60	87	75	37	32
100	60	87	110	37	51
200	60	94	206	36	64
300	45	105	303	33	62

## 6.4.2 Setup of simulation

### 6.4.2.1 TOUGH2 simulator

The TOUGH2 simulator is used in combination with the ECO2MG module (Pruess, 2011; Loeve et al., 2014), which is designed to model the behaviour of CO<sub>2</sub> in the presence of brine in both gas reservoirs and aquifers. A key feature of the module is that it considers the transition from low pressure to high pressure across the CO<sub>2</sub> saturation line, which is an important process in the injection of CO<sub>2</sub> into depleted gas field. Also the dry-out zone around the well and salt precipitation is taken into account.

### 6.4.2.2 P18-2 model

A 20-layer radially symmetric model (Figure 6-12) that covers the different geological formations was created to analyse the temperature and pressure field of P18-2 field. The radial direction has 47 cells, which increase exponentially in size away from the well into the reservoir from 0.15 m to 137 m. The grid cell distribution is dense close to the well (left side of Figure 6-13) and also more dense on the interface with the Hardegsen and the caprock to allow a more detailed modelling around this interface. The average permeability of each formation is used in the model (Table 6-5).

Other parameters which are important for the temperature distribution and heat flow in the P18-2 reservoir are the heat conductivity of each formation (2.0 W/m°C ) and the rock grain specific heat (1000 J/kg°C for all formations).

Table 6-5: P18-2 properties used in radially symmetric model used to simulate the temperature development in the reservoir.

<i>Formation</i>	<i>Porosity</i>	<i>Permeability (mD)</i>	<i>H (m)</i>
Caprock	0.01	0.01	
Hardegsen	0.11	154	26
Upper Detfurth	0.09	38	49
Lower Detfurth	0.07	31	27
Volpriehausen	0.03	0.02	

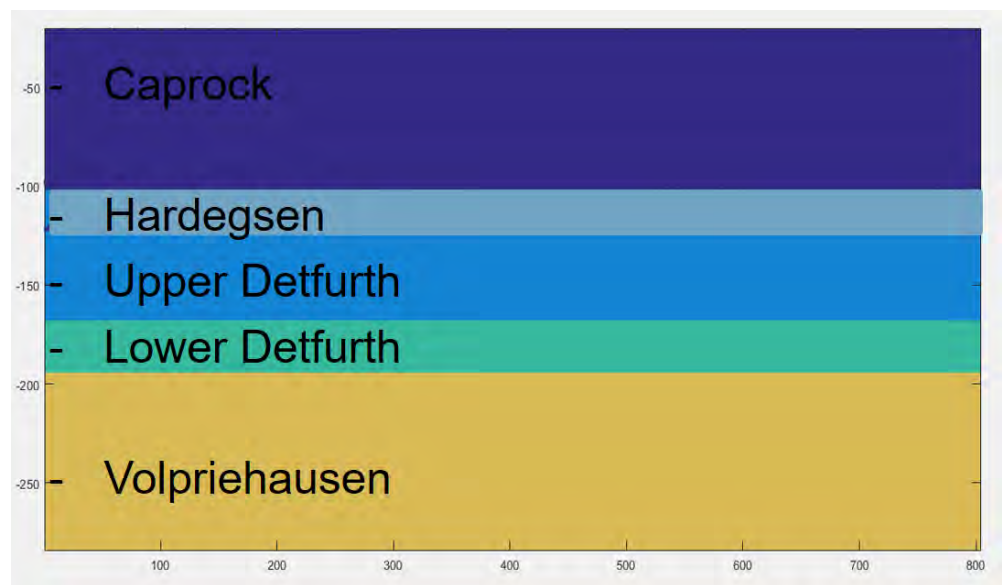


Figure 6-12: Radially symmetric model used for the modelling of the temperature field within the P18-2 reservoir.

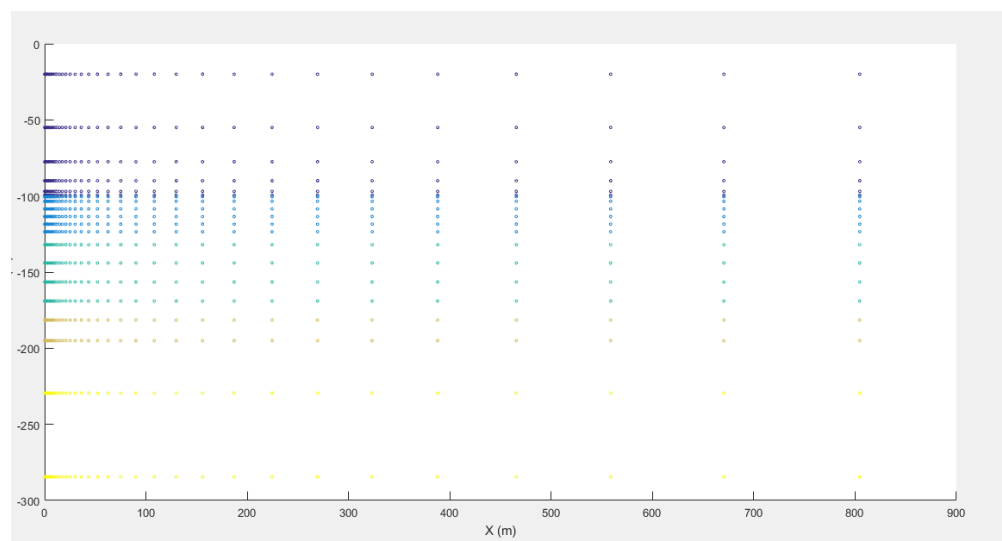


Figure 6-13: Grid cell distribution of the P18-2 radially symmetric model used for the modelling of the temperature field within the P18-2 reservoir; see also Figure 6-12.



### 6.4.2.3 Model settings

The initial reservoir conditions of P18-2 used are listed in Table 6-6.

Table 6-6: Initial conditions used for the modelling of the temperature field within the P18-2 reservoir.

Initial reservoir conditions	value
Reservoir pressure	20 bar
Reservoir temperature	100 °C;
Injection temperature	15 °C;
Injection duration	15 years
Injection rate	1.13 Mt/yr
Initial brine saturation	0.01

The reservoir pressure is set to 20 bar, which is assumed pressure after the production phase. The P8-2 reservoir temperature in reality is 126 °C, but the TOUHG2 simulator is limited to a maximum temperature of 103 °C; therefore the reservoir temperature in TOUGH2 model was set to 100 °C in the simulations. The results of all simulations miss the effect of the last 26 °C (e.g., faster heating of the cold CO<sub>2</sub>, larger effect on the stress changes).

The injection rate of 1.13 Mt/yr/well corresponds to a total injection of 4.5 Mt/yr into four proposed injection wells in the P18-2 and P18-4 reservoirs, which is the maximum injection scenario presented in Section 5.2.

Furthermore, there are two additional reasons why the modelled scenario is the most extreme injection scenario:

- The injection temperature is constant (15 °C) in the model, although the conditions described by Belfroid (2019) show that the temperature of the CO<sub>2</sub> remains close to 15 °C only during the initial phase of injection. In later stages the injection temperature is higher than 15 °C.
- The modelled duration of injection is 15 years with constant injection rate and no shut-in periods (e.g. due to maintenance). In this section, results for the first three years are considered.

The reservoir simulations showed that most of the CO<sub>2</sub> migrates into the Hardegsen Fm. upon injection and much less into the Upper and Lower Detfurth, the injection rates in the thermal simulations were distributed over the three formations accordingly: 60% into the Hardegsen, 28% into the Upper Detfurth and 12% into the Lower Detfurth.

### 6.4.3 Results

The temperature distribution and profiles from the modelling are presented in Figure 6-14 to Figure 6-17, for the injection rate of 1.13 Mt/yr/well. Even though the largest part of the CO<sub>2</sub> is injected in the Hardegsen Formation, the progression of the cold front is faster in the Detfurth Formations. The maximum extent of the cold zone is 400-500 m into the reservoir. The vertical extent of the cold plume into the caprock is less than 100 m), since no temperature effect is observed in Figure 6-15 (represents level '1' in Figure 6-14).

Just above the caprock / Hardegsen interface (10 m above the interface, level '2' in Figure 6-14) a cooling of 55 °C is observed (see Figure 6-16). In the reservoir itself, 60 m below the caprock / Hardegsen interface (level '3' in Figure 6-14) cooling due

to evaporation of brine combined with Joule Thomson effect of CO<sub>2</sub> is observed in the model, leading to temperatures below 10 °C around the injection well (see Figure 6-17).

A close analysis of the temperature effects in the near-well area (up to 50 m from the well) at low-pressure conditions (first 2-3 years at the injection rates used) shows that for the injection scenario the pressure and temperature conditions within the near-well zone are within the hydrate formation window (Figure 6-18).

(residual) pore water is available, hydrates could form and block the pore space, thereby decreasing the injectivity. The minimum temperature in the P18-2 model is 5.4 °C at 40 bar. Note that after 1.5 year of injection the minimum temperature observed in the model is 14 °C, which is outside the hydrate formation window.

However, Figure 6-19 shows that injection at the lower injection rate (0.56 Mt/a) the pressure and temperature conditions in the reservoir remain outside the hydrate forming conditions (Figure 7-1); the minimum simulated temperature is 10 °C at 30 bar.

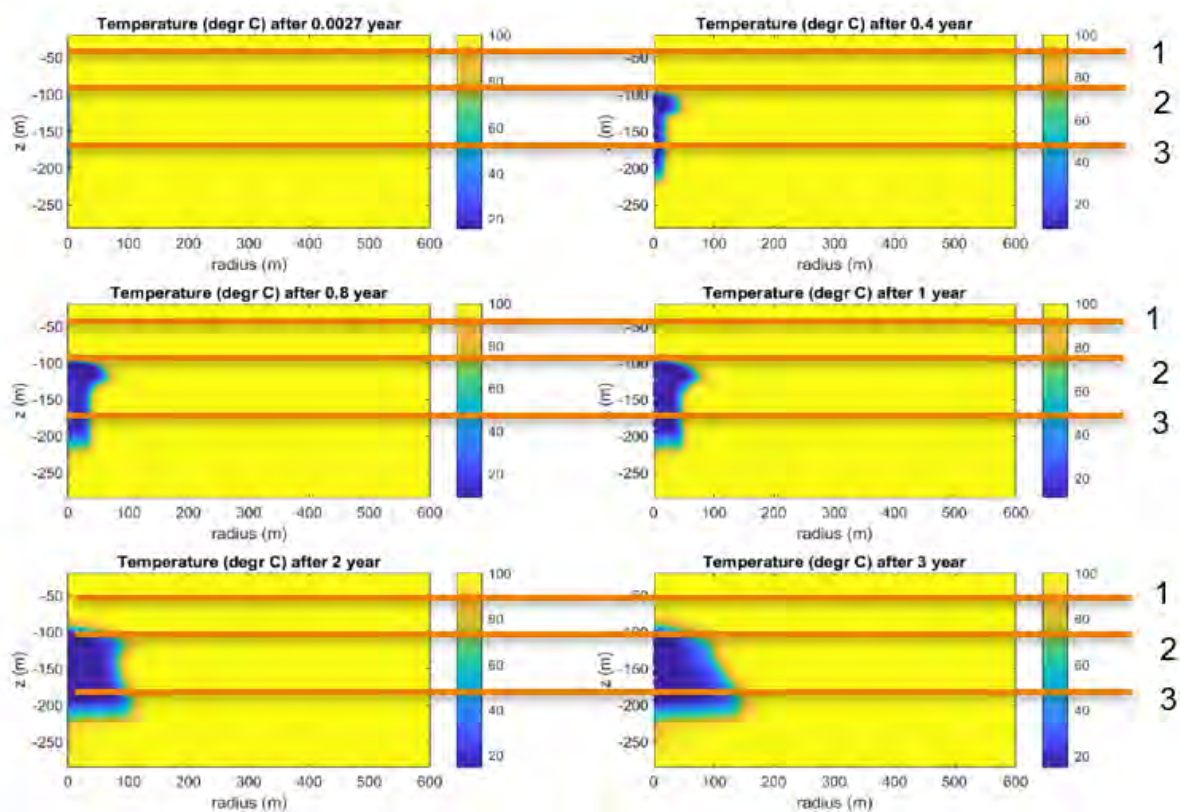


Figure 6-14: Temperature distribution in the P18-2 radially symmetric model for the maximum injection rate scenario 1.13 Mt/year/well. The numbers indicate three vertical levels in the model: level 1 is 100 m above caprock/Hardeggen interface, level 2 is 10 m above caprock / Hardeggen interface and level 3 is 60 m below caprock/Hardeggen interface; i.e., levels 1 and 2 are within the caprock, level 3 is within the reservoir. The injection well is located along the left vertical axis in each panel.

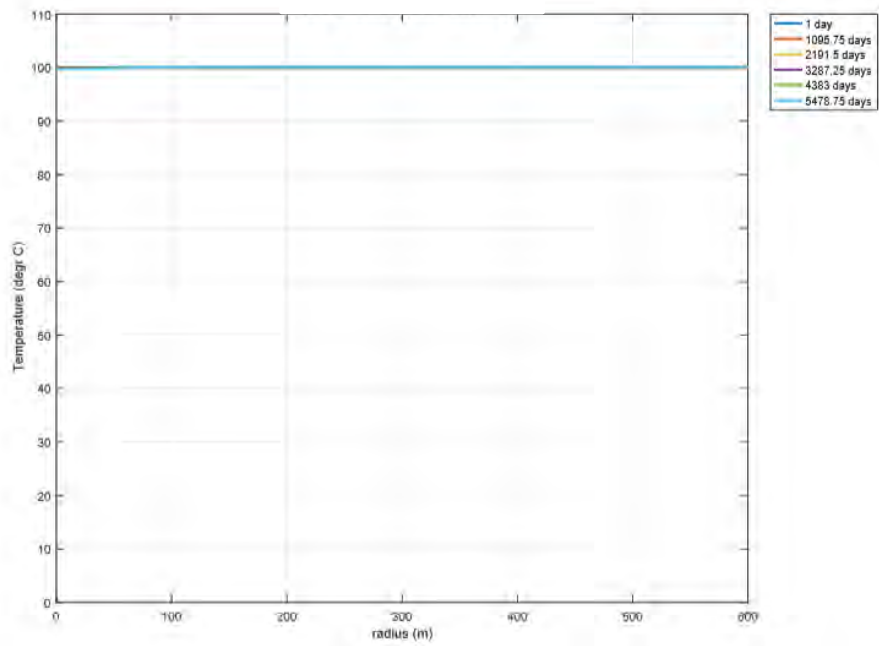


Figure 6-15: Temperature profile in the maximum injection rate scenario for level 1, which is 100 m above caprock / Hardegsen interface. The well is at zero radius.

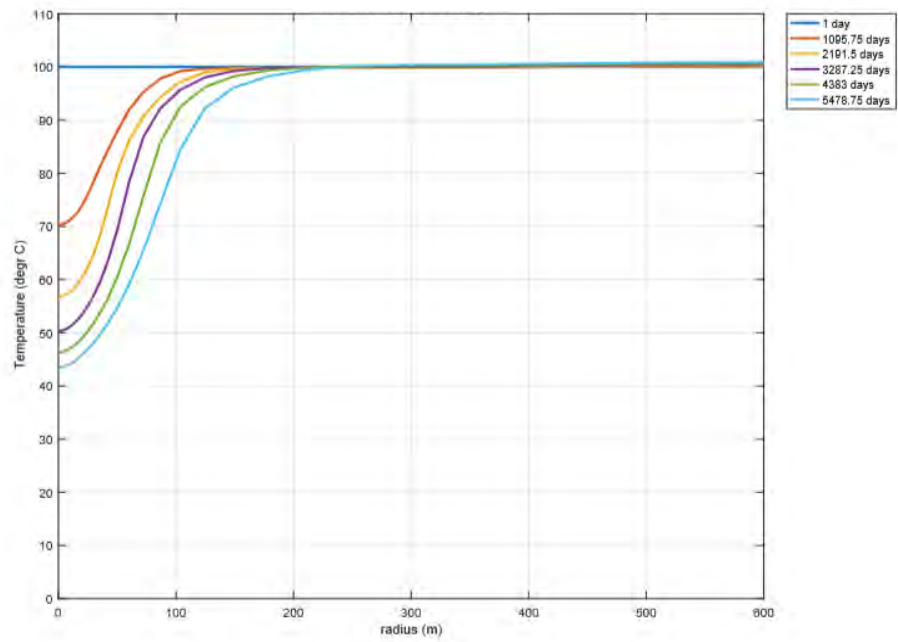


Figure 6-16: Temperature profile in the maximum injection rate scenario for level 2, which is 10 m above caprock / Hardegsen interface. The well is at zero radius.

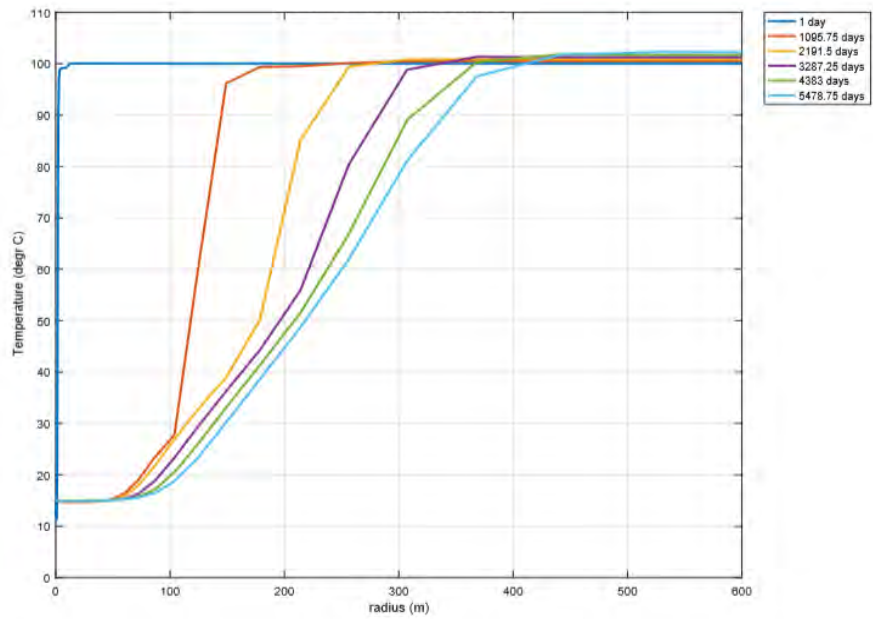


Figure 6-17: Temperature profile in the maximum injection rate scenario for level 3, which is 60 m below caprock / Hardeggen interface. The well is at zero radius.

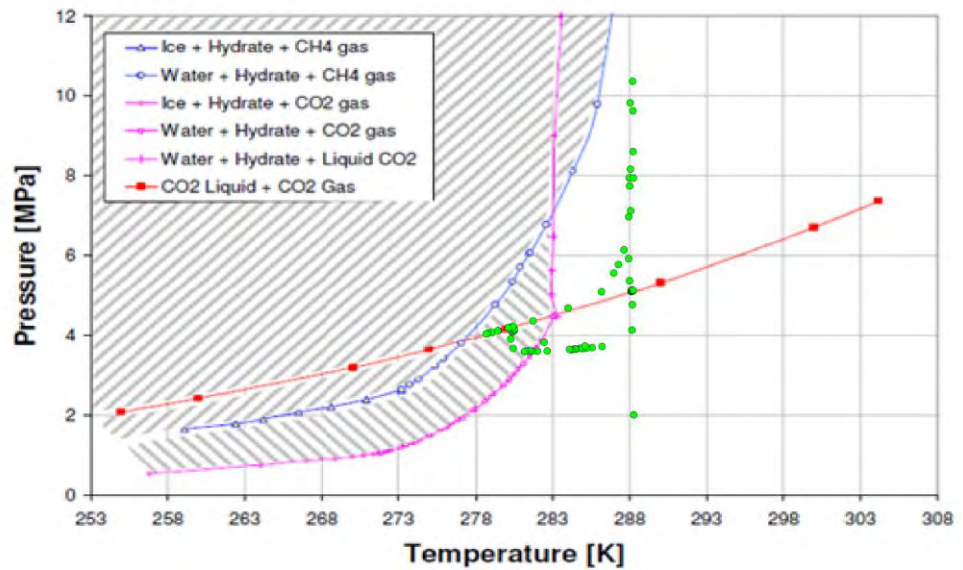


Figure 6-18: Hydrate formation window (hatched area), where hydrates can form, with overlain the temperature in the near-well zone (distance from the well smaller than 50 m): the green dots cover the ranges of temperature and pressure combinations as predicted by the P18-2 TOUGH2 model for the higher injection rate scenario.

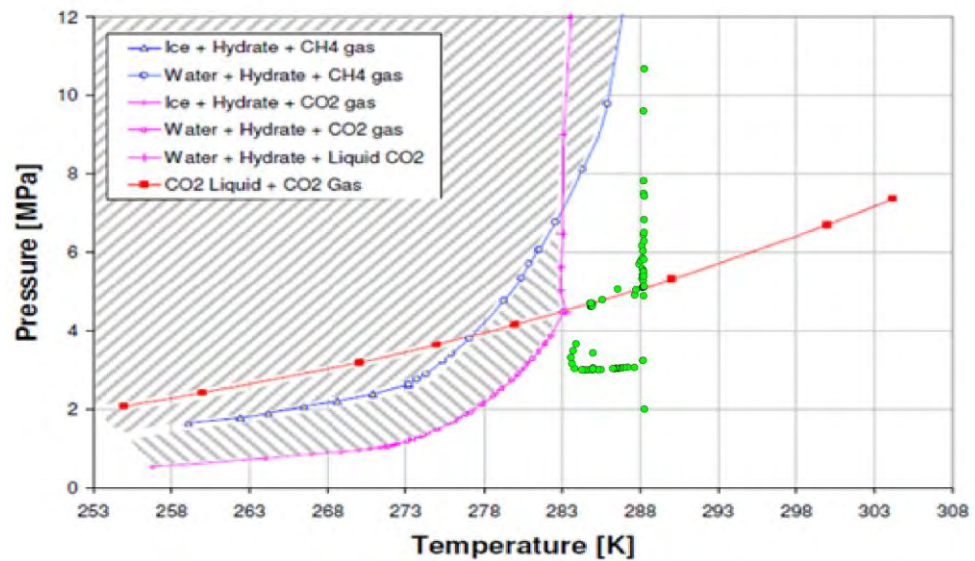


Figure 6-19: Hydrate formation window (hatched area), where hydrates start to occur, with overlain the temperature in the near-well zone (distance from the well smaller than 50 m): the green dots cover the ranges of temperature and pressure combinations as predicted by the P18-2 TOUGH2 model for the lower injection rate scenario.

#### 6.4.4 Risks

The injection scenarios used here were constructed to emphasise the development of a low-temperature zone around an injection well over time. The lowest temperatures of injected CO<sub>2</sub> are expected to occur when reservoir pressure is low (below about 50 bar), which corresponds with the first year at the rates used here. The interpretation should focus on the first few years of the results presented here.

The thermal modelling study identified two main risk factors: hydrate formation and low temperatures in the reservoir.

- When reservoir pressure is low, injection rates of the order of 1 Mt/yr/well and low injection temperature of 15 °C may lead to hydrate formation conditions in the near-well zone. Whether hydrates actually form under these conditions and affect injectivity remains a topic of further research. Hydrate formation does not affect safety or security of CO<sub>2</sub> storage. Hydrate formation due to injection can be avoided by managing injection temperatures and rates.
- The simulation shows a dry-out zone around the well, which results in additional cooling by the evaporation of the brine. In this dry-out zone, hydrates are unlikely to form since they need water. The interplay between drying out and conditions in the reservoir entering the hydrate formation window should be assessed.
- The progression of the cold front is initially fast but slows down with time due to increasing radius of the cold front. For the injection scenarios simulated, the cold front reaches about 100 m distance from the injection well after about two years of injecting low-temperature CO<sub>2</sub>.
- After about two years of injecting cold CO<sub>2</sub>, the cold front has not yet reached the fault that is nearest to an injection well. Well test data suggested that a fault is observed 128-148 m away from The P18-02-A-01 well; according to the static model this distance is 160 m. Section 7.3 investigates the geomechanical implications of a low-temperature front on fault stability.



A reliable modelling of the distribution of the cold plume requires the three-dimensional structure around the well (or wells) to be represented in the model, as well as the historical injection rate and injection temperature over time. Such work is to be done prior to injection, to define the safe injection window from the point of view of temperature development in the reservoir and near faults (see also Section 7.3)

#### 6.4.5 *Conclusions*

The TOUGH2 simulations using a simplified, radially symmetric model, demonstrated that the temperature effects of injecting cold CO<sub>2</sub> for worst case conditions result in:

- Near-well temperatures that could be in the hydrate formation zone. The formation of hydrates could temporarily deteriorate the injectivity. Hydrates, once formed, will disappear once the temperature has increased sufficiently for local conditions to no longer be inside the hydrate formation window. On the other hand the dry out zone around the injection well will prevent to form any hydrates at all by the injected (cold and dry) CO<sub>2</sub>.
- Progression of the cold front into the reservoir. The distance of the cold front depends on the duration and injection rate of injection of cold CO<sub>2</sub>. At high injection rates (over 1 Mt/yr/well) of cold CO<sub>2</sub>, the front is at about 100 m from the injection well in about 2 years. The impact of low temperatures on fault stability are investigated in Section 7.3).

More detailed reservoir simulations with a more advanced, non-isothermal reservoir simulator are needed to improve predictions of the temperature development near each of the three proposed P18-2 injection wells, taking into account the 3D structure of the reservoir.

### 6.5 Chemical interactions

#### 6.5.1 *Introduction*

Within a storage reservoir, physical and chemical interactions between the CO<sub>2</sub>, the formation water and rock minerals will occur during and after CO<sub>2</sub> injection. On the short term, during the injection phase, the risk of porosity and permeability decrease and corresponding injection issues need to be evaluated. On the long term, during the post-abandonment phase, the CCS Directive (EU, 2009) requires evaluation of the fate of CO<sub>2</sub>, for which geochemical reactions play an important role. This section describes the short-term (injection phase) and long-term (post-abandonment phase) CO<sub>2</sub>-water-rock interactions and their impact on the feasibility of CO<sub>2</sub> injection and storage in the P18-2 reservoir, using recent literature. Most of the discussion is general and applicable to CO<sub>2</sub> storage in depleted gas fields. In addition results from previous modelling studies specifically for P18-2 are discussed.

#### 6.5.2 *Injection phase: Effect of dry-out and salt precipitation on injectivity*

During injection of dry CO<sub>2</sub>, whether in an aquifer or a depleted hydrocarbon field, (residual) formation water will evaporate into the CO<sub>2</sub> in the near-well area. A dry-out zone will develop which can extend up to several tens of meters into the reservoir. As this will increase the relative permeability of CO<sub>2</sub>. On the other hand, as the mass of water decreases, the concentration of the aqueous species

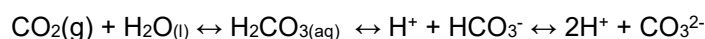
increases and minerals start to precipitate when the remaining water becomes saturated (Miri and Hellevang, 2016). The most common mineral to precipitate is halite salt (NaCl), since formation waters contain mostly Na<sup>+</sup> and Cl<sup>-</sup>, although other minerals such as sulphates or hydroxides can also form. Salt precipitation during CO<sub>2</sub> injection and corresponding permeability reduction and injectivity issues have been studied in the laboratory and by numerical simulations, primarily for the purpose of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers (e.g. Bacci et al., 2011, Kim et al., 2012, Roels et al., 2014). Field evidence of salt precipitation and injectivity impairment was obtained from the Ketzin injection pilot in Germany (Baumann et al., 2014) and the Snøhvit storage site in Norway (Grude et al., 2014). Based on those studies it can be concluded that the key parameter for salt precipitation to result in permeability and injectivity impairment is the availability of saline water for capillary backflow (migration of salt water towards the injection well) and hence continuous supply of salt. In the absence of capillary backflow of saline water, the maximum amount of salt precipitation is constrained by the volume of residual formation water and the concentration of aqueous species. The available species will then precipitate as thin coatings around the rock grains, in the space that was occupied by the residual brine, without significantly affecting the total permeability. This would be a more likely outcome for depleted pressure gas fields

In the P18-2 reservoir the water saturation at the beginning of CO<sub>2</sub> injection will be close to residual and hence it will be immobile. This is supported by the lack of (significant) water (brine) production during the production history of the field (see P18-2 production data at [www.nlog.nl](http://www.nlog.nl)). As a result, capillary backflow of brine during injection will not occur. Production data did not give any evidence for the presence of a strong aquifer support, implying that brine supply from below is also not expected to occur. Tambach et al. (2015a) reported on the modelling of CO<sub>2</sub> injection into a depleted gas reservoir (based on P18 characteristics) and the effect on salt precipitation. In the case of immobile brine the maximum amount of salt precipitation was 2.7% of the pore volume, with corresponding permeability decrease of 23%. Note that the degree of permeability decrease upon a reduction in porosity is highly uncertain, but much higher values than 23% are not to be expected. With permeability values as high as those of the P18-2 reservoir, injectivity impairment by this amount of salt precipitation is not expected to occur. The temperature decrease in the near well area related to the low temperature of injected CO<sub>2</sub> will not have major impact on the extent of salt precipitation.

Overall, the increased relative permeability due to decreased water saturation will have a more significant and positive impact on injectivity than the minor total permeability reduction related to salt precipitation when injecting CO<sub>2</sub> in a depleted gas field such as P18-2.

### 6.5.3 *Injection phase: CO<sub>2</sub>-water-rock interactions*

When CO<sub>2</sub> is injected into the reservoir, it will try to form a new physico-chemical balance with the (residual) formation water. The water starts to evaporate into the dry CO<sub>2</sub>, as described in the previous section, and CO<sub>2</sub> starts to dissolve into the formation water. In the near-well area, the dry-out will progress fast, not leaving any formation water for CO<sub>2</sub> to dissolve in. Beyond the progressing dry-out zone CO<sub>2</sub> dissolves into the formation water and further dissociates by the following reactions:



These reactions lead to an increased acidity of the formation water and a disequilibrium with the rock mineralogy. Both experimental and modelling studies show that on the short term the main reaction is the partial dissolution of carbonates, and potentially sulfides and sulphates, to buffer the pH. Of the carbonates, calcite dissolution is fastest, while the dissolution of other carbonates such as dolomite and ankerite is much slower. The mineralogy of the P18-2 reservoir, reported in the core analysis report for P18-A-01 (P/18-3 well), consists of mainly quartz, with lower amounts of K-feldspar, albite, plagioclase, dolomite, and clay minerals. Only occasionally anhydrite or calcite have been found, in small amounts.

Equilibrium batch reaction modelling with PHREEQC software, performed for the feasibility study of P18 in the CATO-2 project, predicted the dissolution of very small amounts of dolomite and pyrite, with negligible amounts of anhydrite and dawsonite precipitation (Vandeweyer et al., 2011). These reactions present a worst case scenario as the simulation was based on equilibrium modelling and did not consider kinetics. Also, these reactions would not occur in the near well zone where dry-out would occur. Since worst case conditions predict negligible impact of CO<sub>2</sub>-water-rock interactions on porosity, and hence on permeability, in the reservoir beyond the dry-out zone, it can be concluded that geochemical interactions will not negatively impact the injectivity.

#### 6.5.4 *Post-abandonment phase: CO<sub>2</sub>-water-rock interactions*

On the long-term, representative for the post-abandonment phase, the conditions in the reservoir will slowly move towards a chemical equilibrium. This implies that also silicate minerals have time to respond to the change in chemical equilibrium as a result of the high CO<sub>2</sub> partial pressure and partial CO<sub>2</sub> dissolution into the residual formation water beyond the dry-out zone. Since only residual, and thus immobile, formation water is present in the reservoir, a chemical equilibrium will only be obtained on the micro-scale; ions in the formation water can migrate by diffusion through the film of formation water as long as the film is connected. The scale on which formation water is connected is unknown and highly depends on the microstructural characteristics of the rock. Regardless of the scale of connection, diffusion of ions will be very slow, making it most likely to have chemical equilibrium on microscale only. The limited amount of water further slows down the reactions, as water acts as a facilitator for the dissolution-precipitation reactions.

Tambach et al. (2015b) performed simulations with TOUGHREACT to predict long-term mineral reactions and sequestration of CO<sub>2</sub> in carbonate minerals for the P18 reservoir. A key uncertainty in the simulations is whether or not to include dawsonite as a secondary mineral. Dawsonite is a controversial carbonate mineral which, if included in geochemical simulations, is predicted to sequester a large part of the CO<sub>2</sub> on the long term. Also the possibility of magnesite precipitation as a secondary mineral was questioned. In the chemical initialization of the reservoir formations by Tambach et al. (2015b), both dawsonite and magnesite were predicted to be present as initial minerals. Since they were both not measured in any of the P18 reservoir samples analysed, it can be questioned whether the chemical database contains correct chemical constants for these minerals.

In the same study by Tambach et al. (2015b) simulations for long-term CO<sub>2</sub>-water-rock interactions were performed with and without dawsonite and magnesite as secondary minerals. In both cases, long-term mineral reactions include the partial reaction of albite, K-feldspar and kaolinite to illite. In the scenario with dawsonite and magnesite as secondary minerals, the largest part of the CO<sub>2</sub> is predicted to be trapped in carbonate minerals within a few thousand years. In the simulation excluding dawsonite and magnesite as secondary minerals, leaving only calcite and dolomite as potential secondary carbonates, no CO<sub>2</sub> is predicted to be sequestered in carbonate minerals after equilibrium is reached within 10,000 years. Limited CO<sub>2</sub> partial pressure decrease from 365 bar after well closure to 300, 315 and 341 bar for the lower Detfurth, Upper Detfurth and Hardegsen Formation respectively is predicted after 10,000 years, related to a slight overall porosity increase due to dissolution-precipitation reactions. More than 95% of the CO<sub>2</sub> remains in the reservoir in the supercritical state. Hence the impact on Pressure and Temperature medium to long term is negligible

Studies on natural analogues only rarely report on the occurrence of dawsonite, and if present, only in very small amounts. Natural analogues are natural occurrences of CO<sub>2</sub>-rich gas reservoirs in which the CO<sub>2</sub> has had thousands to millions of years to reach chemical equilibrium with the reservoir formation water and mineralogy, and therefore present a unique opportunity to study the long term fate of CO<sub>2</sub> in a depleted hydrocarbon reservoir and validate geochemical models. The absence of large amounts of dawsonite in natural analogues suggests that dawsonite precipitation in geochemical simulators is not well defined.

Two major studies on natural analogues in the US and the UK show that in most cases negligible trapping in carbonate minerals occurred (Baines and Worden, 2004; Gilfillan et al., 2009), which is most likely due to the slow dissolution of silicate minerals which is a rate-limiting step (Baines and Worden, 2004). The study by Gilfillan et al. (2009) identified solubility trapping as the primary sink for the natural CO<sub>2</sub> fields analysed, but this is only possible in case of sufficient availability of formation water, which is not the case in depleted hydrocarbon fields without strong aquifer supports such as the P18-2 reservoir. Based on the insights obtained from natural analogues, the scenario by Tambach et al. (2015b) excluding dawsonite and magnesite as secondary minerals provides a more realistic prediction of the long term fate of CO<sub>2</sub>. We can conclude that almost all of the injected CO<sub>2</sub> will remain in the supercritical state for thousands of years.

## 6.6 Conclusions

### *CO<sub>2</sub> storage capacity, CO<sub>2</sub> injection rates*

The injection simulations lead to the following conclusions.

- Assuming a final reservoir pressure of 316 bar (90% of hydrostatic), the P18-2 field can store 26 Mt of CO<sub>2</sub>.
- From the point of view of the reservoir, the target CO<sub>2</sub> supply rates can be injected through the three proposed P18-2 injection wells together (P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1), for a period of about 10 years from the start of injection. The last two to four years (2031 – 2035) of the target injection scenario would require another storage location.

- About 83% of the stored CO<sub>2</sub> is injected through well P18-02-A-05ST1. The other two wells both contribute 8-9% to the total injection amount of CO<sub>2</sub>.
- With the injection scenario used here, after the year 2033 combined injection capacity decreases to below the target level of about  $4.1 \cdot 10^6$  Sm<sup>3</sup>/day - although timing of the end of the injection plateau rate depends on the injection history and on the final pressure chosen for the reservoir.
- CO<sub>2</sub> fills the pore volume that was previously filled with natural gas.
- CO<sub>2</sub> plume development far away from the injection well requires knowledge of fault transmissibility between Compartments I and II; using P18-02-A6ST1 as an observation well could provide relevant monitoring data.

#### *Near-well hydrate formation*

For a few days/weeks/months in each new injection well CO<sub>2</sub> is likely to be injected at conditions close to those allowing the formation of CO<sub>2</sub>-hydrates. A proper management of injection conditions is needed to ensure that temperature and pressure in the well and in the near-well area remain outside the hydrate formation window. However, dry-out of the near-well region by the CO<sub>2</sub> may prevent hydrate formation anyway. This is an aspect that requires further investigation. It should be noted that hydrate formation does not pose a risk to safe and secure storage of the CO<sub>2</sub>. It may just reduce injectivity temporarily.

#### *Near-well chemical clogging*

Injection of CO<sub>2</sub> into the reservoir will cause drying out of the reservoir. As a result the CO<sub>2</sub> relative permeability will increase. Total permeability decrease related to precipitation of salt will be negligible. Overall the injectivity of CO<sub>2</sub> is expected to increase. Near well clogging due to CO<sub>2</sub>-water-rock interactions in the area beyond the dry-out zone is expected to be insignificant.

#### *Temperature effects*

The injection of CO<sub>2</sub> at low temperature into the P18-2 gas field must be modelled and hence predicted in detail prior to the start of injection. . This is the most important base line conformance measure, and the most important set of lessons to be learned to assist the development of all future pressure depleted gas storage fields The cold CO<sub>2</sub> will affect bottomhole pressure during injection. The pressure in the reservoir will slowly increase as the CO<sub>2</sub> in the reservoir gradually reach initial reservoir temperature. A more detailed analysis is needed prior to the start of injection.

#### *Long-term reservoir integrity*

No significant chemical interactions between the CO<sub>2</sub> and the reservoir rock are expected. CO<sub>2</sub> is expected to remain in supercritical state in the reservoir for a period of the order of thousands of years.



## 7 Fault stability

### 7.1 Introduction

This section focuses on the evaluation of the potential of destabilization of intra-reservoir faults identified in the seismic cube and mapped in the static and dynamic models. The section addresses fault stability in relation to reservoir re-pressurisation (Section 7.2), to the low temperature of the injected CO<sub>2</sub> (Section 7.3) and to geochemical effects of CO<sub>2</sub> (Section 7.4).

The overall conclusion from the work presented in this section is that the risk of fault reactivation due to the injection of CO<sub>2</sub> is low.

The increasing reservoir pressure as a result of injecting CO<sub>2</sub> stabilizes the faults that bound the P18-2 field. CO<sub>2</sub>-related geochemical effects in fault zones are unlikely to lead to reactivation of the faults, or to CO<sub>2</sub> migration along faults.

If low-temperature CO<sub>2</sub> (the temperature can be about 100 °C cooler than the reservoir temperature) reaches a fault, the fault can be locally destabilized. This risk can be mitigated by monitoring and, if necessary, by reducing the injected amount of CO<sub>2</sub> through wells that are close to bounding faults. The well that is closest to a fault (well P18-02-A-01) has low injectivity which may already sufficiently mitigate this risk. Further analysis is needed to define the risk and mitigation requirements in more detail.

### 7.2 Fault stability: pressure effect

For the effects of pressure changes on inter-compartment fault reactivation we use MACRIS (Mechanical Analysis of Complex Reservoir for Induced Seismicity), a TNO-developed semi-analytical approach which allows us to evaluate both the poro-elastic effect and the direct pressure effect on stresses along the mapped faults.

Details of MACRIS are given in an Annex, Section 17.9. The required input for running MACRIS is the ECLIPSE reservoir grid with the flow simulations detailed in Section 6. Taking the ECLIPSE reservoir flow simulations as inputs MACRIS directly computes the stress induced by both the poro-elastic effect (i.e., the reservoir contraction/dilation due to depletion/injection of gas) and the direct pressure effect (i.e., the changes in effective normal stress due to the changes in pore pressure inside the faults). It is important to mention that MACRIS captures the effect of the differential compaction between two offset compartments. For the direct pressure effect, the average pore pressure between the two juxtaposed reservoir compartment at faults has been assumed.

It is not needed to rebuild a new geomechanical mesh with MACRIS; it directly works with the grid of the flow simulation (ECLIPSE). This way, MACRIS is extremely fast. Moreover, it allows the evaluation of stresses in 3D along all the mapped faults with high resolution.

For a simplified 3D single-fault tank reservoir model, the MACRIS stress solution has been compared with the solution given by the Diana FE (Finite Element) simulator. The results are presented in appendix 16.8 and clearly demonstrate the almost perfect match between MACRIS and the FE solution. It is important to keep in mind here that it would not be possible to use an FE approach for the 3D evaluation of the stresses along the multiple faults of the P18-2 field. Solely 2D cross-sections as it has been performed in the previous P18 study (Vandeweyer et al., 2011) could have been performed. Having access to the Coulomb stress distribution in 3D along the fault planes with MACRIS is extremely advantageous, since the along-strike variability is accessible and the area of excess Coulomb stress can be quantified. This area of excess Coulomb stress is key to evaluate the risk of fault reactivation.

All the input parameters used for MACRIS are reported in Table 7-1. One unique set of model parameters has been used in the present analysis; and thus the parameter sensitivity search has not been performed. The stress changes computed in MACRIS must be added to the initial stress tensor. In the West Netherlands Basin the minimum in situ stress is horizontal and the stress regime is extensional or normal-faulting (i.e. the largest principal stress is vertical). The largest vertical stress ( $S_v = S_{max}$ ) is calculated as the overburden weight, from seawater, rock, and pore fluid densities (see Table 7-1). The orientation of the minimum horizontal stress  $S_h$ , determined from borehole breakouts and the World Stress Map, is  $55^\circ$  (N55E). The magnitude of  $S_h$  is defined by applying the ratio of horizontal-to-vertical effective stress  $Ko' = S_h/S_v'$ ; a value of  $Ko' = 0.63$  is used for the analysis. Finally, the magnitude of the maximum horizontal stress  $S_H$  is defined by the ratio  $S_h/S_H = 0.9$ . It is important to note, that a single unique value of each of the parameters controlling the in-situ stress conditions (notably the orientation of  $S_h$ ,  $Ko'$  and  $S_h/S_H$ ) is used for the geomechanical analysis. In other words, a parameter sensitivity search has not been carried out. However, the input parameter values are aligned with the ones used in the geomechanical analysis of Vandeweyer et al. (2011).

Table 7-1 Input model parameters used for the MACRIS semi-analytical approach.

MACRIS model parameters	
<i>S<sub>h</sub> orientation</i>	N55E
$Ko' = S_h/S_v'$	0.63
<i>S<sub>h</sub>/S<sub>H</sub></i>	0.9
<i><math>\rho_{rock}</math></i>	2260 kg/m <sup>3</sup>
<i><math>\rho_{water}</math></i>	1150 kg/m <sup>3</sup>
<i><math>\rho_{gas}</math></i>	200 kg/m <sup>3</sup>
<i>E<sub>reservoir</sub> (Young's modulus)</i>	18GPa
<i>E<sub>overburden</sub> (Young's modulus)</i>	25GPa
<i>E<sub>underburden</sub> (Young's modulus)</i>	28GPa
<i><math>\nu</math> (Poisson's ratio)</i>	0.2
<i><math>\mu</math> (friction coefficient)</i>	0.6
<i><math>\alpha</math> (Biot's coefficient)</i>	1.0

From the new full stress tensor, including the induced stress changes, one can derive the shear stress  $\tau$  and effective normal stress  $\sigma'$  for any fault orientations. In order to assess the potential reactivation of a fault, one needs to combine both stresses, the shear stress promoting slip whereas the normal is clamping the fault.

One convenient way is generally to calculate the Coulomb stresses  $C$  or the Fault Shear Capacity (FSC), respectively defined as:

$$C = \tau - \mu\sigma' \quad (8.1.1)$$

$$FSC = \frac{\tau}{\tau_{max}} = \frac{\tau}{\mu\sigma'} \quad (8.1.2)$$

where  $\mu = 0.6$  is the friction coefficient. When  $C$  starts to be positive or alternatively FSC reaches unit, a pre-existing fault can be reactivated since the shear stress is larger than the frictional strength defined as  $\mu\sigma'$ .

Figure 7-1 displays the initial negative Coulomb stresses (see equation 8.1.1 for the definition of the Coulomb stress) computed by MACRIS, that is before any pressure depletion. All the faults are coloured mostly in red, meaning that for all the faults and at any locations along these faults, the initial Coulomb stresses are mostly negative around minus 10-15 MPa. These negative Coulomb stresses represent the initial distance to failure, that is the required additional Coulomb stresses for the faults to be reactivated.

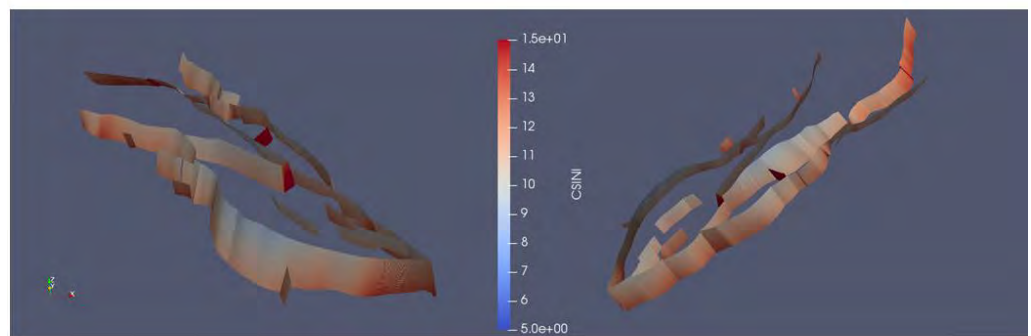


Figure 7-1: Initial distance to failure along the P18-2 faults. Colours indicate the negative Coulomb stress in units of MPa at the initialization of the MACRIS analysis, that is before any pressure depletion.

At the end of the depletion period, elongated areas of large Coulomb stress changes along the strike direction can be localized at the reservoir edges (see Figure 7-2). These areas of high Coulomb stress changes sometimes exceed the failure line (see Figure 7-3) meaning that potentially the concerned fault could be reactivated. However, as observed in Figure 7-3, most of the Coulomb stress peaks exceeding the failure line are expected to disappear during the injection period. The fault pillar displayed in Figure 7-3 is of particular interest, because it is at a close distance from a well. This aspect is further discussed in Section 7.3.

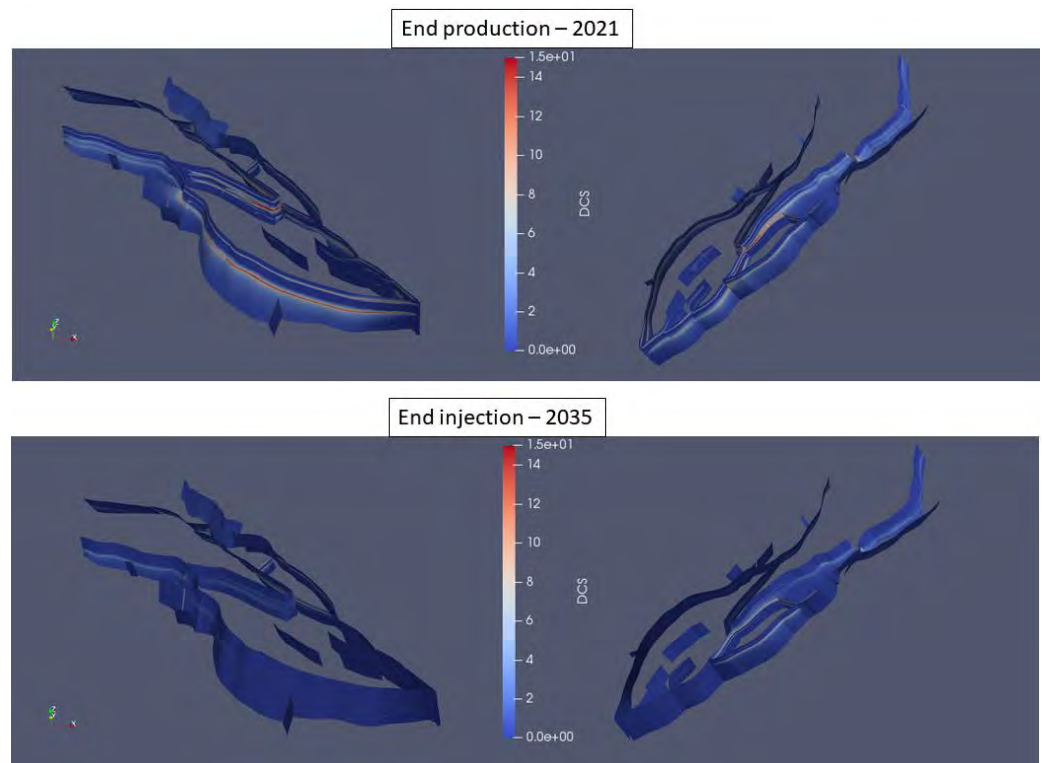


Figure 7-2 Changes in Coulomb stresses in units of MPa along the P18-2 faults inferred from MACRIS analysis.

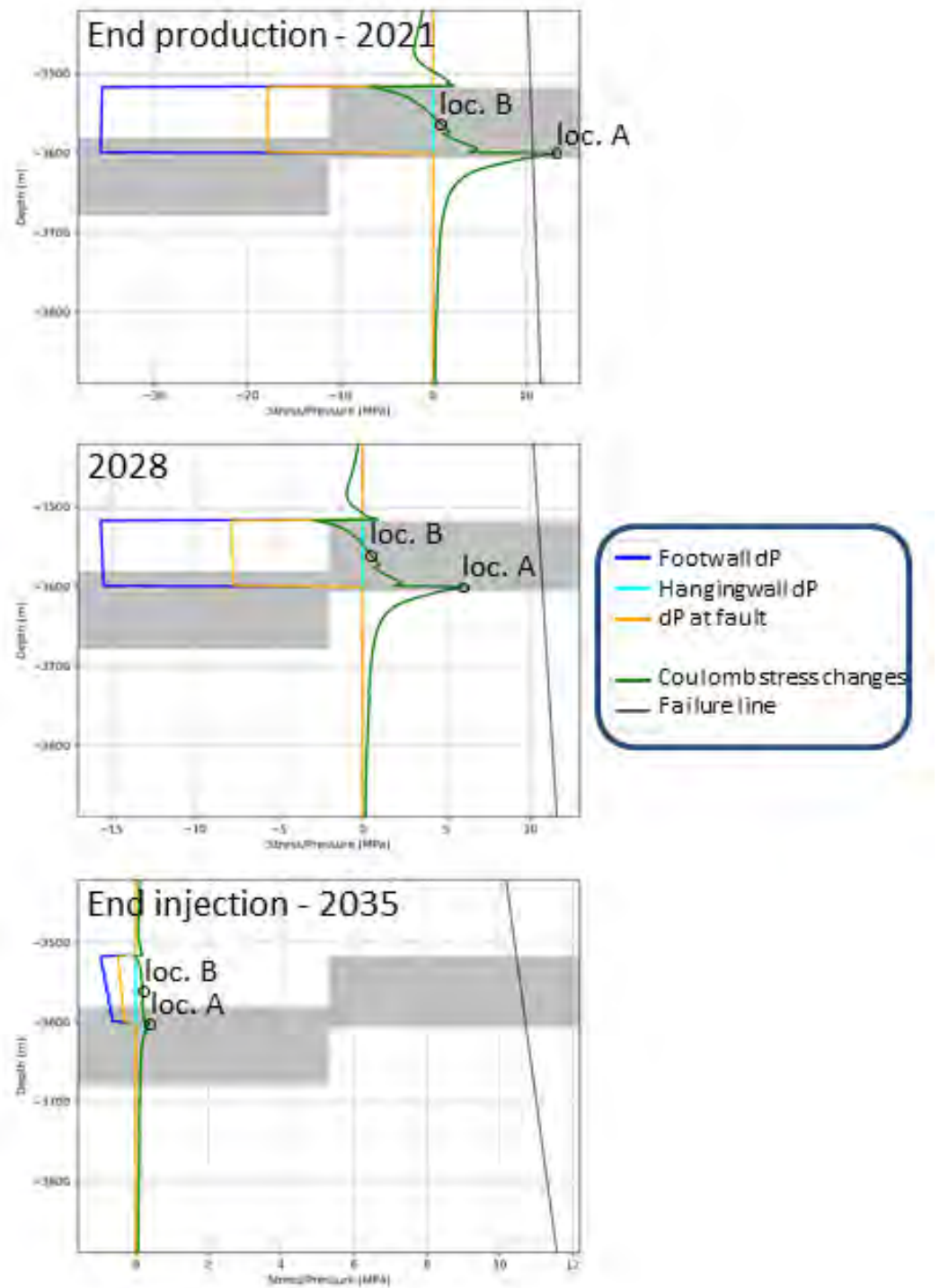


Figure 7-3 Changes in Coulomb stresses and pore pressures (inferred from MACRIS analysis) along representative fault pillars. “Footwall dP” and “Hangingwall dP” represent the changes in pore pressure in the reservoir grid blocks juxtaposed to the fault in the footwall compartment and in the hanging wall compartment, respectively. “dP at fault” corresponds to the pore pressure inside the fault, taken as the average pressure between “Footwall dP” and “Hangingwall dP”. The two grey rectangles delineate the two offset reservoir compartments. At the end of the production period, changes of Coulomb stresses exceed the failure locally at one reservoir edge. This Coulomb stress peak vanishes during the injection period. Stress state at locations A and B (loc. A and loc. B) are further detailed in Figure 7-4 and Figure 7-5. For the sake of visibility, the ranges of the x-axis have been separately adjusted for each graphs.



Figure 7-4 and Figure 7-5 give more detail on the changes of the stress state during the production and injection period illustrated by Mohr circles. At locations where the Mohr circle crosses the Coulomb failure envelope, fault instability is expected. Due to the differential compaction effect, even two nearby locations along the same fault pillar can experience a contrasted stress history. Location A, at the reservoir edge, is characterized by a stress path leading to fault reactivation. Instead, for location B, in the centre of the reservoir, the stress path remains parallel to the Coulomb failure envelope.

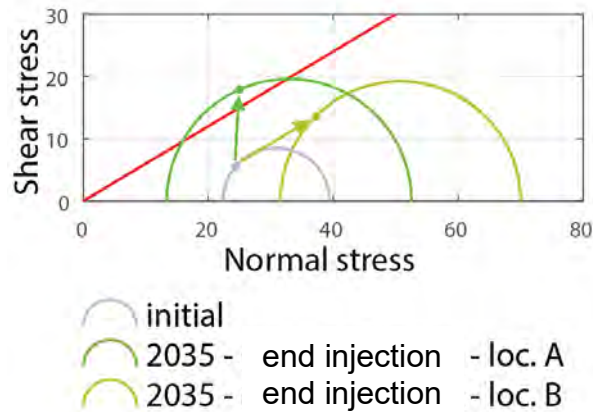


Figure 7-4 Heterogeneity of the stress field (in units of MPa) at the end of the injection period: Mohr-Coulomb analysis for two locations (loc. A and loc. B) along the same fault pillar displayed in Figure 7-3. The Coulomb failure envelope ( $\tau_{max} = \mu\sigma'$  with  $\mu = 0.6$ ) is displayed in red.

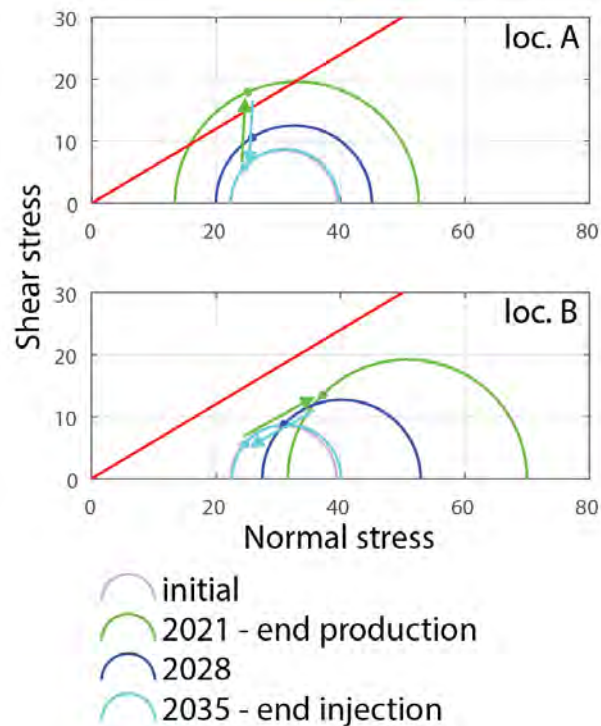


Figure 7-5 Contrast in stress path: Mohr-Coulomb analysis for two locations (loc. A and loc. B) along the same fault pillar displayed in Figure 7-3. The Coulomb failure envelope ( $\tau_{max} = \mu\sigma'$  with  $\mu = 0.6$ ) is displayed in red. In units of MPa.

Figure 7-6 is complementary to Figure 7-2, giving us access to the 3D along-strike variability of the fault reactivation likelihood. Figure 7-6 confirms that at the end of the injection period most (if not all) of the areas where the Fault Shear Capacity FSC (equation 8.1.2) is exceeded, present at the end of the depletion period, disappear. The faults are thus expected to be stable at the end of the injection period. This conclusion would only be disputed in the case of either (1) direct injection inside a reservoir fault or (2) direct flow communication between the well and a reservoir fault. Assuming we are not missing pre-existing faults in the structural reservoir model, one can already confirm that injection inside a reservoir fault is not occurring. The second scenario is also unlikely to happen since unidentified in the reservoir simulations.

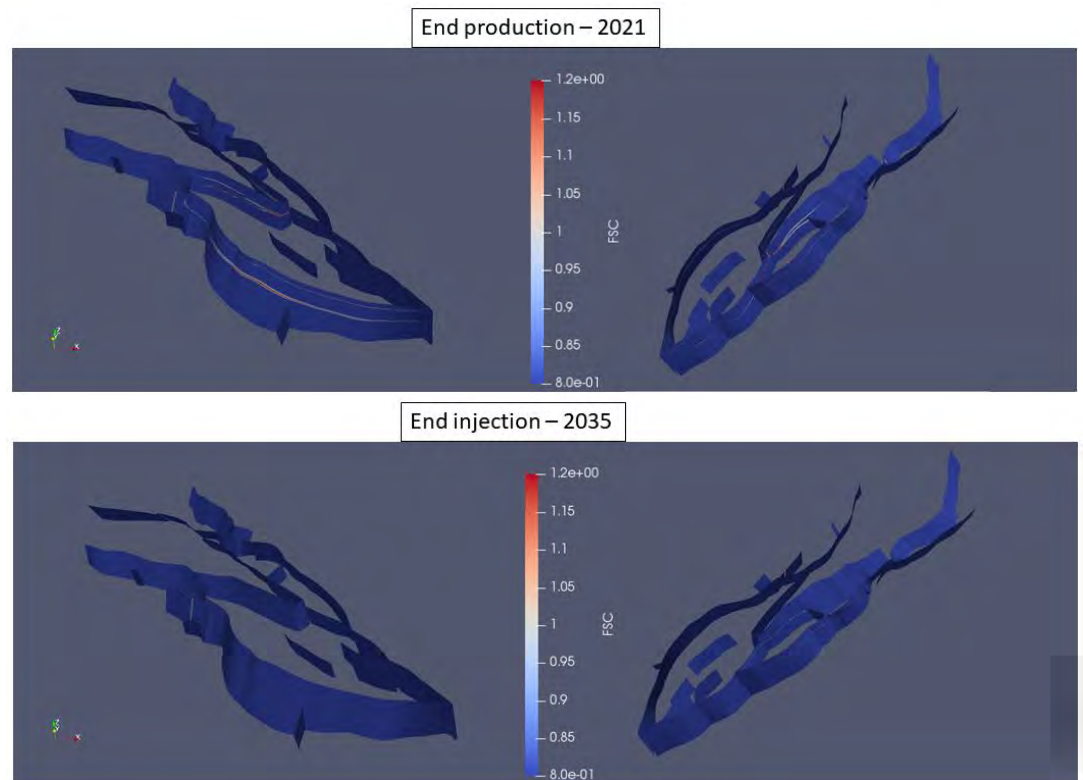


Figure 7-6 Fault Shear Capacity (FSC) along the P18-2 faults inferred from MACRIS analysis. At the end of the production period, only very locally (at the reservoir edges) the Fault Shear Capacity exceeds unity, meaning that the shear stress is larger than the frictional shear strength ("max shear stress"). During the injection period, these very local areas of exceedance of the frictional shear strength disappear.

### 7.3 Fault stability: temperature effect

Up to this point, results of the MACRIS analysis consider the pressure effect only. The temperature effect on the stability of the intra-reservoir faults is now addressed.

To answer this question, we used a TNO-developed geomechanical semi-analytical approach detailed in an Annex, Section 17.9.2. The required input for this approach is the radially symmetric temperature field resulting from the TOUGH2 flow simulation introduced in Section 6. The reader is referred to Table 7-2. for the input parameters required for this analysis. The TOUGH2 flow simulation and the

geomechanical semi-analytical approach should be seen as one-way coupled, and the temperature effect on the fluid viscosity is handled by the TOUGH2 simulator.

Table 7-2 Input model parameters used for the thermo-elastic semi-analytical approach.

Thermo-elastic model parameters	
$\Delta T$	-90°C
<i>Sh orientation</i>	N55E
$Ko' = Sh'/Sv'$	0.63
<i>Sh/SH</i>	0.9
$\rho_{rock}$	2260 kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{water}$	1150 kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{gas}$	200 kg/m <sup>3</sup>
<i>E (Young's modulus)</i>	18GPa
<i>v (Poisson's ratio)</i>	0.2
$\alpha_T$ ( <i>linear thermal expansion coefficient</i> )	10 <sup>-5</sup> K <sup>-1</sup>
$\mu$ ( <i>friction coefficient</i> )	0.6
$\alpha$ ( <i>Biot's coefficient</i> )	1.0

We take the temperature field after 5 years of injection as representative (see Figure 7-7). We will argue later that this is not a limitation, since the critical parameter for the risk assessment is the distance between the cooling front and a pre-existing fault.

The transient temperature field after 5 years of injection from TOUGH2 is first approximated as an homogenous cylindrical field at a temperature relative to that of the undisturbed reservoir of -90 °C, with a height equal to the reservoir height, and with a radius  $r=200\text{m}$  (see Figure 7-7). This approximation of sharp temperature front is often assumed for fast analytical approaches (Candela et al., 2018). The semi-analytical approach, detailed in Section 17.9.2, provides an estimate of the thermo-elastic stresses inside and around the cylindrical field which are induced by cooling.

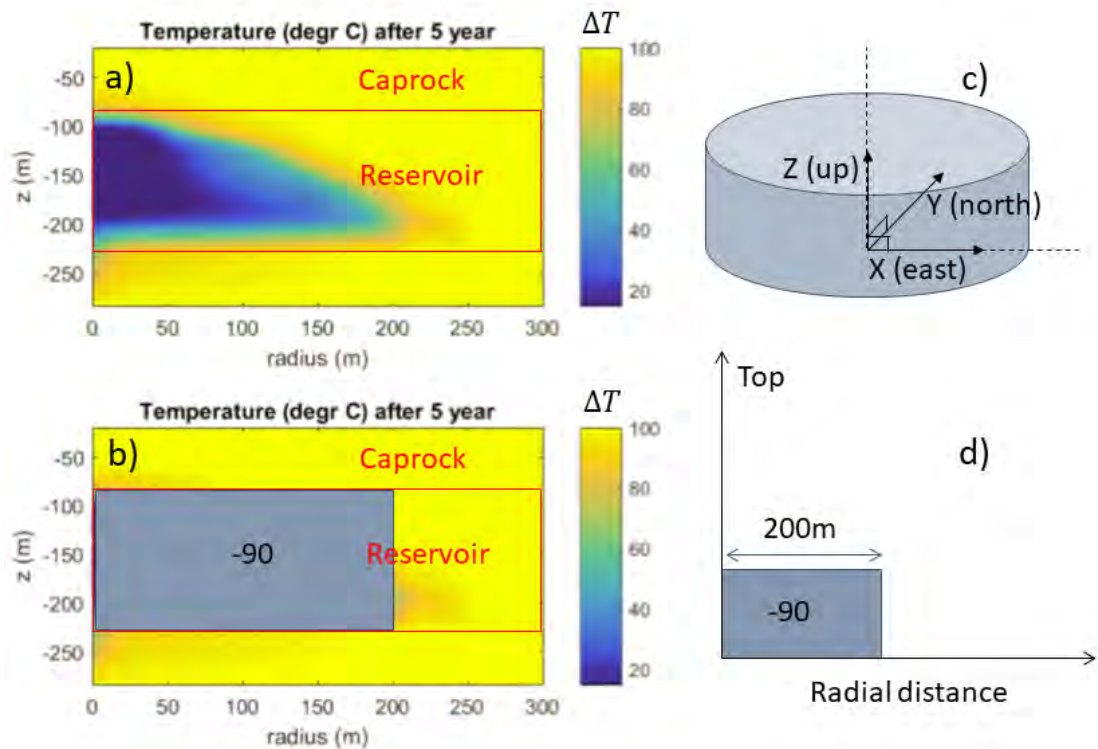


Figure 7-7 Temperature distribution and geometry of the geomechanical semi-analytical approach used to evaluate thermo-elastic stresses. a) Transient temperature field simulated by TOUGH2 (see Section 6.4.3). b) Cylindrical-shape approximation of the transient temperature field in a). The temperature change is homogeneously distributed and fixed at  $-90$  °C. c) and d) Geometry of the geomechanical semi-analytical approach.

Following the semi-analytical approach, faults are not explicitly modelled (as it was the case in the MACRIS analysis for the pressure effect) but the changes in stress which are induced by the reservoir cooling can be calculated at any location inside the reservoir and caprock. From equation 8.1.1 the changes in Coulomb stress induced by the temperature effect at any reservoir fault can be calculated. As soon as the cooling front reaches a fault, Figure 7-8 and Figure 7-9 show that the change in Coulomb stress can reach value as high as 10MPa. This result holds for a range of fault planes orientations whom are relevant for the P18 field. Ahead of the cooling front, the thermally-induced Coulomb stresses rapidly decay; at 100 m from the cooling front the Coulomb stresses are around 2.5 MPa.

It is important to point out that even if the temperature field at the end of 15 years of injection was used as input, (instead of 5 years), the same results are expected in terms of magnitude of change of Coulomb stress inside the cooled reservoir and in terms of stress decay with distance ahead of the cooling front. The distance reached by the cooling front is then the determining parameter for the fault stability analysis. At the end of 15 years of injection, the TOUGH2 simulations (see Section 6.4) predict that the cooling front could extend as far as 300 m from the injection well after 15 years of injection. Given this constraint, only one injection well (P18-02-A-01) can be identified at a radial distance shorter than 300 m from a pre-existing identified fault cross-cutting both the reservoir and caprock (see Figure 7-3). Well P18-02-A-05ST1 is close to fault F35 (230 m), but has not been taken into account because it has a small throw (max 15 m), is an internal fault, and has

two tips. It will therefore form no baffle to flow, will not act as a pressure barrier, and will therefore not change its stress state.

However, in order to conclude about fault reactivation, if any, one needs to add to the changes in Coulomb stress the initial stress situation before injection of cold CO<sub>2</sub>. Figure 7-3 indicates this initial stress situation at the end of the production period and along the fault pillar closest to a well. As pointed before, the initial Coulomb stresses are spatially highly heterogeneous along the fault pillar; at the reservoir edge the Coulomb stresses are already reaching the failure line but some other locations are at more than 10 MPa from the failure line. Adding up the 10 MPa of thermally induced Coulomb stresses to the initial Coulomb stresses induced by the reservoir depletion, one can estimate that almost two-thirds of the fault pillar would overreach the failure line. One can thus conclude that for this particular fault close to a well, the likelihood of reactivation is high. This result will still hold even if the cooling front would reach this fault later during the injection period since the Coulomb stresses solely induced by pressure changes still remain at around 10 MPa from the failure line (see Figure 7-3). Finally it is important to repeat the limitations of TOUGH2 here; indeed, the highest temperature than TOUGH2 can model is 103 °C whereas the initial reservoir temperature was ~126 °C. One can thus expect the change in temperature to be more severe than the -90 °C used in our geomechanical semi-analytical approach; and it results that the modelled change of Coulomb stress could be even higher.

However, it is to be noted that the cooling front modelled here represents a worst-case scenario with a low probability of occurring: the cooling is due to prolonged injection of CO<sub>2</sub> at a temperature equal to the lower limit at bottom hole and at a rate corresponding to the maximum load scenario. Also, in reality one can expect a more gradual temperature front, and thus the area of excess of Coulomb stress relatively to the failure line, will be more limited in space. In other words, the potential of reactivating a pre-existing fault inside the reservoir would be confined to a small area beyond the cooling front. Finally, a solution here is to adjust the injection rate at this particular well located close to a reservoir fault. This way, the extent of the cooling front can be constrained to stay at a safe distance from the fault.



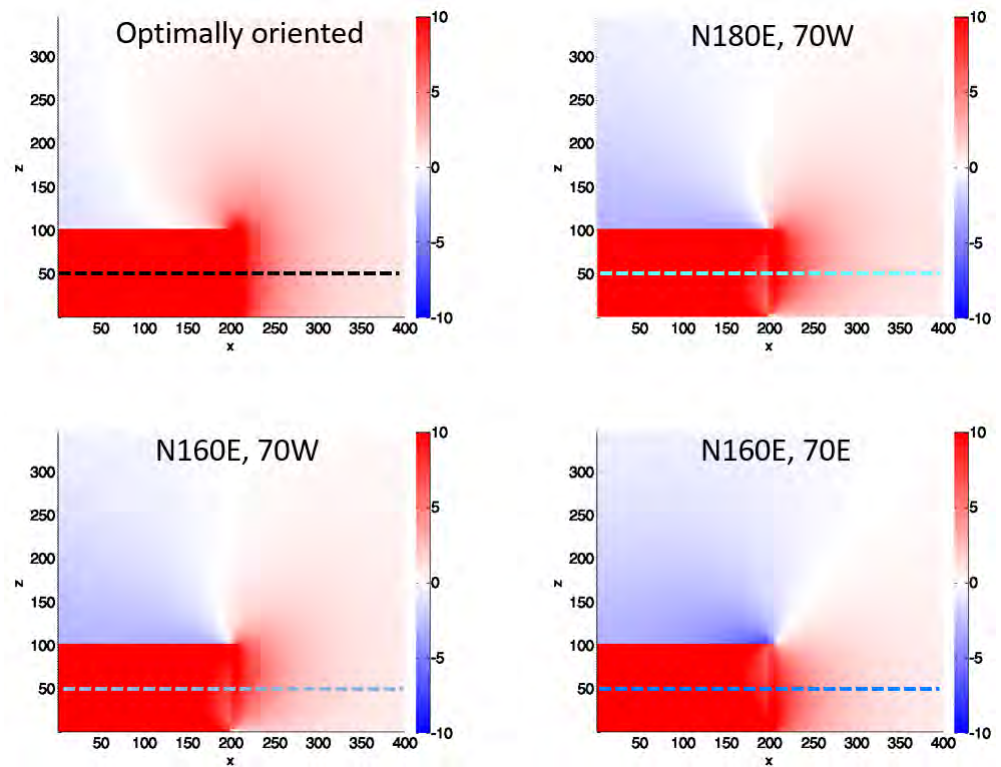


Figure 7-8 Thermo-elastically induced Coulomb stress changes in units of MPa for different fault orientation. Top left: fault planes with the highest Coulomb stress changes; Top right: fault planes with a North-South strike and dipping 70 degrees toward West; Bottom left: fault planes with a N160E strike and dipping 70 degrees toward West; Bottom right: fault planes with a N160E strike and dipping 70 degrees toward East. The model input used to generate these results is the homogenous temperature field presented in Figure 7-7. The horizontal dashed lines in the centre of the reservoir represent the stress profiles displayed in Figure 7-9.

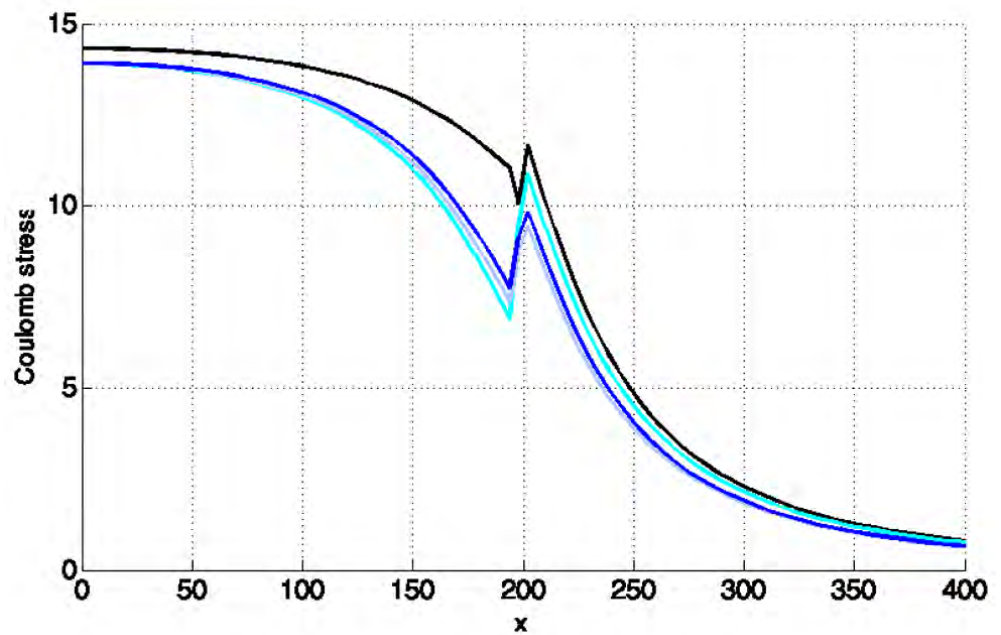


Figure 7-9 Profiles of thermo-elastically induced Coulomb stress changes in units of MPa. Each colour corresponds to each fault families presented Figure 7-8.

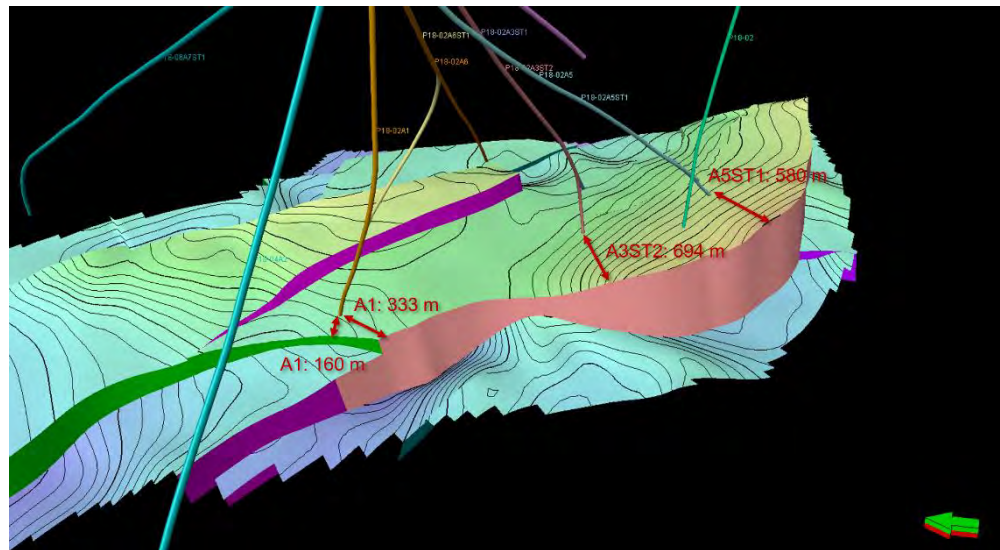


Figure 7-10 Distances faults – wells. Only in the vicinity of one well (P18-02-A-01), one fault is located at a distance smaller than 300 m.

After fault reactivation, a relevant question is about the magnitude of the induced earthquakes. To answer this question, we would need additional modelling results. However, we can shed light here on the expected end-members in terms of event magnitude. One first end-member is the case where a rupture will remain confined to the perturbed zone and thus the induced event would be small (magnitude < 1). The perturbed zone is the area of the fault already included in the cooled domain with the excess Coulomb stress. The second end-member is the case where the rupture will propagate all the way through the fault area extent. In this case, the magnitude of the event would be large (magnitude well above 1). Note here that we do not consider the case where the rupture could jump to another fault and extend even further. The reality is probably between the first and the second end-member. One dominant factor that controls the event propagation and thus its final size is the initial Coulomb stress level at the start of the fault reactivation. This initial Coulomb stress is the one at the end of the depletion period and given by the MACRIS analysis (see Figure 7-2 and Figure 7-3). Due to the differential compaction effect, this initial Coulomb stress level is spatially highly heterogeneous; with only some locations at the reservoir edge close to the failure line or already at the failure line. From this picture one can make the assumption that the propagation of an induced event will remain confined to the perturbed zone and will quickly die out outside because of the lack of high stresses to sustain its propagation. However it is important to point here again that to give a more definitive answer on the potential magnitudes of induced events, we will need to carry out new geomechanical models focusing on this particular matter.

## 7.4 Fault stability: geochemical effects

### 7.4.1 Introduction

The P18 reservoir compartments that have been assigned as potential storage reservoirs are fault bounded. These faults have effectively proven that they do not

allow across-fault fluid flow by the mere fact that they were able to support a large gas column over geologic time span. The compartments are hydraulically isolated from their surroundings due to juxtaposition of the reservoir against impermeable shales. Also several large faults intersect the compartments, such as those that subdivide the three main compartments of P18-2. Some of these faults are sealing, whereas some provide partial communication across the fault (see Section 4.2). Large-scale faults are generally surrounded by an area with a large number of smaller faults and fractures and matrix consisting of fault gouge. Instead of 'faults' we should refer to the 'fault (damage) zone' (Fisher, 2013). If porous rocks or sediments are faulted in early stages of consolidation, the damage zone generally has a lower permeability than the undeformed material (Fisher, 2013).

For storage integrity purposes, a difference should be made between sealing *across* and *along* the fault zone. Juxtaposition against a sealing formation can result in hydraulic isolation due to sealing across the fault. Yet, if the fault zone extends to above the caprock and the fault gouge is permeable, the risk of upward migration exists. In a previous analysis of migration scenarios for P18, shallow gas pockets in the overburden were found, but these most probably originated in the overlying Jurassic Posidonia shales (Vandeweyer et al., 2011). No evidence was found for gas leakage from the P18 reservoir, supporting a conclusion that the fault zones of each of the faults penetrating the caprock are sealing. The non-sealing faults might allow along fault fluid migration, but still not allow leakage towards the overburden if the fault ends within the caprock.

When CO<sub>2</sub> is injected in the reservoir, geochemical reactions between CO<sub>2</sub> and minerals within the fault might change the sealing capacity (in case of sealing faults) and/or cause reactivation. The geochemical effects of CO<sub>2</sub> on the faults, and the impact of these effects on its sealing integrity and reactivation potential need to be evaluated to assess the risk of leakage through the faults of the P18-2 reservoir and the potential of reactivation on the long term. These are described based on recent literature.

#### 7.4.2 *Geochemical effects of CO<sub>2</sub> on sealing capacity*

Where there is juxtaposition of the reservoir against impermeable shales, we can assume that the fault zone mineralogy of sealing faults is made up of crushed and mixed sandstone and shale components, whereas the non-sealing faults which did not juxtapose the reservoir against impermeable shales is made up of crushed reservoir material only. Although the Triassic sandstones have a relatively high clay content, the intra-compartment faults probably contain less clay than the compartment to shale faults. They will have comparable mineralogy, with variable mineral contents consisting of quartz, feldspars, clay minerals, carbonates, anhydrite and accessory minerals.

Similar to geochemical effects of CO<sub>2</sub> on caprock integrity, the only migration mechanism for CO<sub>2</sub> into sealing faults is by diffusion in dissolved form. Therefore, horizontal and vertical penetration of the geochemically affected zone is of the same order of magnitude as the vertical penetration into the caprock: several meters after 10,000 years. Changes in mineralogy will include partial dissolution of silicate minerals and precipitation of carbonate and clay minerals. Corresponding porosity changes will be too small to affect the sealing capacity.

A non-sealing fault zone might allow migration of supercritical CO<sub>2</sub>. Migration across the fault zones is not an issue if the compartment across the fault is also used as storage reservoir or is part of the storage complex. Migration of CO<sub>2</sub> into the fault zone could lead to enhanced chemical reactions. According to Fisher (2013), the most common type of fault gouge in Triassic reservoirs is cataclastic faults. For 19 Triassic fault gouges, gas permeability values ranged from 0.0007 to 1.8 mD (Fisher, 2013). A non-sealing fault will have a permeability at the high end of this range, but it is still a low permeability. Low flow rates will enhance self-sealing of the leak path by carbonate precipitation, especially in the presence of sufficient clay minerals which can provide the required cations for reaction with dissolved CO<sub>2</sub> to form carbonate minerals. However, the rate of self-sealing is not well known and will probably be highly dependent on many variables and fault characteristics.

#### 7.4.3 *Geochemical effects of CO<sub>2</sub> on reactivation potential*

Chemical interactions between the carbonized brine and fault zone mineralogy will result in slight mineralogical changes. These changes will only occur in the first few meters at the contact with the reservoir for sealing fault zones after thousands of years. In case of non-sealing faults, mineral reactions might have occurred across the fault zone. The chemical reactions on the long term are uncertain and will be affected by local differences in mineralogy. Overall, it is predicted that the carbonate content will increase because of the interaction with dissolved CO<sub>2</sub> with cations in the formation water, and on the long term with cations from silicate minerals. Few geomechanical studies have been done to investigate the effect of carbonate content on mechanical properties of faults. They concluded that with increasing carbonate content, fault gouge has an increased friction coefficient, indicating lower potential for fault reactivation (Samuelson et al., 2012; Adelinet et al., 2014; Bakker et al., 2016). In case fault reactivation *does* occur, higher carbonate contents increase the tendency for velocity weakening (which makes the fault weaker and sliding can continue, e.g. unstable slip) and can therefore increase the probability of microseismicity to occur (Samuelson et al., 2012). This is supported by an experimental study in which fault gouge from an outcrop which was very heavily altered by CO<sub>2</sub> interactions showed unstable slip at reservoir temperatures, whereas less heavily altered fault gouge resulted in stable slip (Bakker et al., 2016). The permeability of fault gouge material shows a tendency to decrease by orders of magnitude upon displacement during slip (Bakker et al., 2016), although it is not clear whether this occurs for both stable and unstable slip.

#### 7.4.4 *Evidence of leakage from field data*

In Arizona, USA, CO<sub>2</sub> leakage from a large natural CO<sub>2</sub> reservoir through faults was studied in order to quantify leakage rates (Miocic et al., 2019). In this specific area, faults extended from the reservoir up to the surface, and CO<sub>2</sub> rich fluids have been leaking for 420.000 years through fractures present in the damage zones around the faults. It was estimated that the average leakage rate through the faults is up to 36 kt/yr, which is less than 0.01% leakage per year for this reservoir.

In case of the P18-2 storage site, the faults do not reach the surface, but end in the Cretaceous aquifers. In a worst case, that the non-sealing faults turn out to be leakage paths, and self-sealing by carbonate precipitation does not occur, dense-phase or gaseous CO<sub>2</sub> would migrate up to the Cretaceous aquifers and dissolve into the formation water, but only if the reservoir CO<sub>2</sub> pressure is above hydrostatic

conditions (see also Section 9.3.4). From the Arizona study it was concluded that leakage along faults does not negatively impact the suitability of a reservoir from the point of view of CO<sub>2</sub> emission reductions (Miocic et al., 2019).

## 7.5 Conclusions

### *Pressure effect on fault stability*

The 4D distribution of Coulomb stresses has been computed along the mapped faults. Following the MACRIS approach, these Coulomb stresses combined (1) the poro-elastic effect, (2) the direct pressure effect at faults and (3) the effect of the fault offset. This analysis indicates that these Coulomb stresses only exceed the failure line very locally at the reservoir edge and at the end of the production phase. This outcome of our modelling workflow is supported by the fact that no tremors have been detected up to now. During the injection phase, the risk of fault reactivation due to pressure effect is even lower.

### *Temperature effect on fault stability*

In order to model the temperature effect on fault stability a TNO-developed geomechanical semi-analytical approach has been used. The distance reached by the cooling front is the determining parameter for the fault stability analysis. When the cooling front reaches a fault, the induced Coulomb stresses by the temperature effect can be such that locally, at this particular location, the fault can be reactivated. Given this distance criteria, only one single fault close to a well has been identified as potentially locally reactivated by the coupled temperature and pressure effect. Adjusting the injection rate at the particular well close to this fault can be a solution to maintain the distance of the cooling front at a safe distance from the fault. The injection simulations shown in 6.1 suggest that the injection rate in well P18-02-A-01, which is closest to faults, will be significantly lower than that of well P18-02-A-05ST: this may well satisfy this recommendation.

### *Geochemical effects on fault stability*

The impact of geochemical alterations in fault zones is unlikely to lead to CO<sub>2</sub> migration along faults. This, in turn limits the speed and depth of penetration of CO<sub>2</sub> into a fault zone, rendering the impact of chemical alterations insignificant.



## 8 Caprock integrity

### 8.1 Introduction

This section focuses on the potential reactivation of faults in the caprock due to pressure increase during CO<sub>2</sub> injection (Section 8.2), to temperature effects from the injection of low-temperature CO<sub>2</sub> (Section 8.3). Changes in pressure and temperature inside the reservoir can induce different stress changes between intra-reservoir section of the pre-existing faults and their caprock section. Section 8.4 discusses geochemical effects of interaction between CO<sub>2</sub> and the caprock.

The caprock overlying the P18-2 field has a thickness of more than 450 m. Only a few of the faults that exist in the field or that bound the field extend to above the caprock; most of the faults terminate in the caprock. While for the latter the consequences of fault reactivation are likely to be limited, the potential of fault reactivation needs to be quantified for the former.

The conclusion from the results presented below is that the risk of reactivation of faults in the caprock due to the injection of CO<sub>2</sub> is very low. The interaction between CO<sub>2</sub> and the caprock is expected to be insignificant.

### 8.2 Pressure effect on caprock integrity

This section considers the potential of destabilization of pre-existing faults inside the caprock due to the pressure effect. These faults are the ones present inside the reservoir flow model and that extend upward into the caprock. The pressure-induced Coulomb stress changes along the pre-existing fault planes are thus calculated following MACRIS analysis and is detailed in Section 7.2; implicitly it is thus also assumed that generating a new fault will require larger stress changes.

Figure 7-2, Figure 7-3 and Figure 7-6 show that the Coulomb stresses rapidly decay on top of the reservoir inside the caprock. The pressure effect is thus not expected to contribute to the risk of fault reactivation in the caprock.

### 8.3 Temperature effect on caprock integrity

A temperature decrease of reservoir rock due to the injection of relatively cold CO<sub>2</sub> induces contraction of the rock mass and a change in total stress, depending on the boundary conditions. The induced stress changes take place inside the reservoir, but also in the caprock on top of it. This section addresses the magnitude and distribution of temperature-related stress changes in the caprock. The main question addressed in this section is: what are the risks of reactivating a pre-existing fault in the caprock due to the temperature-induced stress changes?

To answer this question we used a TNO-proprietary geomechanical semi-analytical approach detailed in Section 17.9 and already introduced in the previous Section 7.3. We take as input the same temperature field after 5 years of injection as the one considered for intra-reservoir fault reactivation (see Figure 7-7).

According to the semi-analytical approach, and as mentioned previously, faults are not explicitly modelled but the changes in Coulomb stress which are induced by the reservoir cooling can be calculated for any fault orientation and at any location inside the caprock. The Coulomb stress changes are thus defined for any fault plane in the caprock; generating a new fracture will require larger shear stress than those for reactivating a fault plane. The fault planes should therefore be seen as “potential fault planes” since faults have not explicitly been identified in the seismic cube.

The results achieved (see Figure 8-1 and Figure 8-2) indicate that on top of the cooled part of the reservoir, the changes in Coulomb stress are negative. On these locations in the caprock, therefore, there is no risk of fault reactivation due to cooling of the reservoir below it. Only on top of the reservoir beyond the edge of the cooling front, the changes in Coulomb stress start to be positive (see Figure 8-1 and Figure 8-2). For our analysis we decided to pick the optimally oriented fault planes, that is for any location we picked the fault orientations where the Coulomb stress changes are maximum. Consequently, the current approach in terms of risk quantification can be seen as conservative, or worst case. However, Figure 7-8 shows that instead of considering the optimally oriented fault planes but the orientations of the P18 faults cross-cutting both the reservoir and caprock, it would have led to similar changes in Coulomb stress.

To summarize, the potential risk of reactivating a pre-existing fault in the caprock is very low.

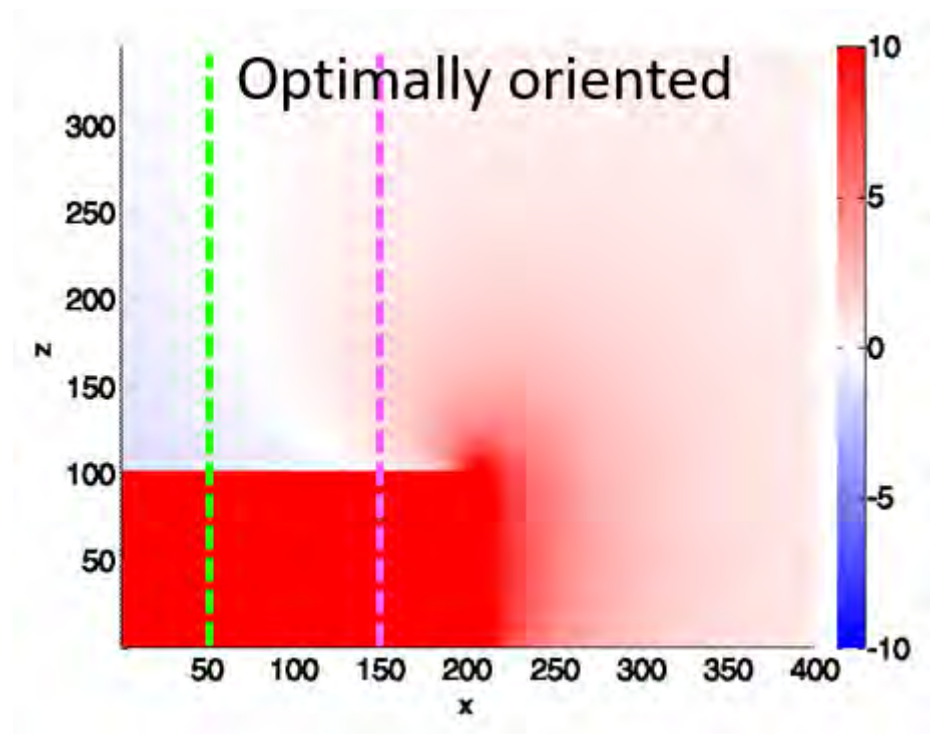


Figure 8-1 Thermo-elastically induced Coulomb stress changes in units of MPa along optimally oriented fault planes. The vertical dashed lines represent the stress profiles displayed in Figure 8-2.

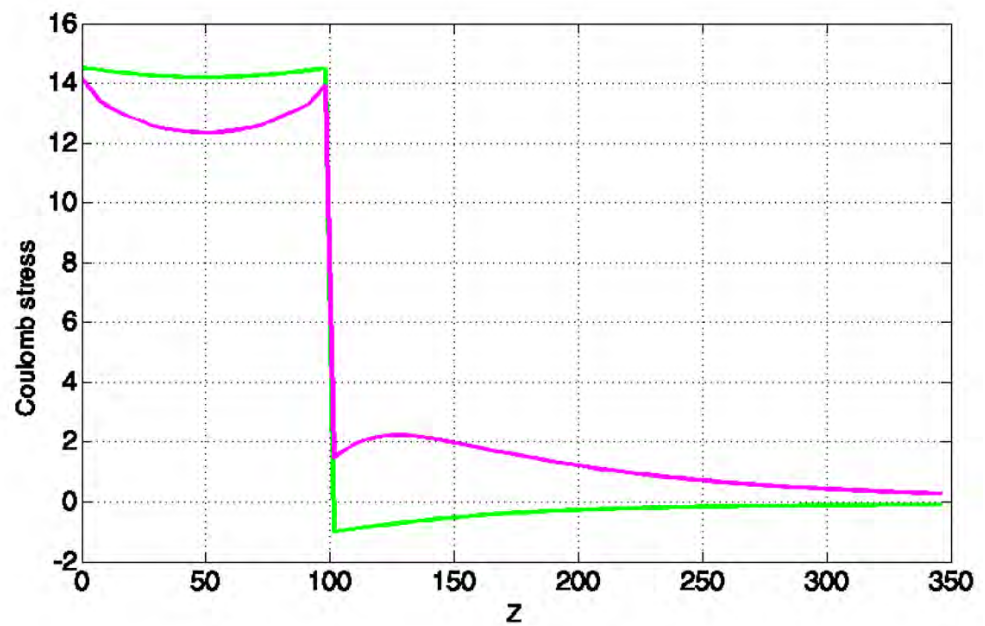


Figure 8-2 Profiles of thermo-elastically induced Coulomb stress changes in units of MPa. Each colour corresponds to different vertical cross-sections for the stress profiles as displayed in Figure 8-1.

## 8.4 Geochemical effects

### 8.4.1 Introduction

Geochemical reactions between CO<sub>2</sub> and caprock minerals can change the sealing capacity. The geochemical effects of CO<sub>2</sub> on the caprock, and the impact of these effects on its sealing integrity need to be evaluated to assess the risk of leakage through the thick caprock of the P18-2 reservoir on the long term. These are described based on recent literature.

### 8.4.2 Geochemical effects of CO<sub>2</sub> on caprock integrity

The caprock of the P18 reservoirs is made up of the Upper Germanic Trias Group and the Jurassic Altona Group. Caprock material of the P18 reservoirs has not been analysed. Caprock material of the nearby Q16 reservoir as analogue for P18 caprock was characterized by Peach et al. (2010). Eight caprock samples from the Solling and Röt Formations (both Formations belong to the Upper Germanic Trias Group) were measured for gas permeability and porosity. All permeability values were below 0.1 mD and porosity ranged between 0.02 and 5.3%. Four samples from the Röt Formation were analyzed by XRD and eight samples of Solling and Röt Formations were analysed by optical microscopy. The samples were carbonate-rich mudrocks with a mineralogy mainly made up of carbonates (ankerite or dolomite), phyllosilicates (mica and clay) and quartz (Peach et al., 2010).

The caprock of both the P18 and the Q16 gas fields has a proven sealing capacity for natural gas. Yet, CO<sub>2</sub> behaves differently than natural gas, both from physical and chemical perspective. The low permeability measured for the Q16 caprock samples justifies the assumption that penetration of CO<sub>2</sub> into the caprock will not occur, as long as the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir remains below the pre-production gas pressure. Specific numbers on safe CO<sub>2</sub> pressures cannot be given. However, as long as the capillary entry pressure of the caprock is not exceeded, the

only way for the CO<sub>2</sub> to migrate into the caprock is by upward diffusion in dissolved state. The diffusion is driven by increased concentration of dissolved CO<sub>2</sub> in the pore water of the reservoir and at the contact with the caprock. Tambach et al. (2012, 2015b) report on 1D reactive transport simulations that were performed with PHREEQC to assess the interaction of dissolved CO<sub>2</sub> during upward migration into the caprock. Due to the lack of detailed caprock mineralogical analysis, the mineralogy was based on samples from the adjacent P15 field, analysed and reported by Spain and Conrad (1997). The detailed analysis showed a much higher quartz content than the analyses by Peach et al. (2010). Dolomite, illite and anhydrite are present in moderate amounts, and small amounts of K-feldspar, albite, siderite and pyrite were identified. The simulation results showed that upward diffusion of dissolved CO<sub>2</sub> and the associated pH decrease is very slow. During the upward migration, mineral reactions occur to buffer the pH and convert the dissolved CO<sub>2</sub> into carbonate minerals. This further slows down the upward migration of the dissolved CO<sub>2</sub>. After 10,000 years some mineral reactions and a minor porosity increase was simulated only in the 5-10 metres above the reservoir-caprock contact (Figure 8-3). A sensitivity study on mineral types and reactive surface areas predicted a porosity increase in the bottom part of the caprock of no more than 0.7%. Only one simulation predicted a porosity decrease of 1.8% in the first metre and porosity increase up to 5 metres into the caprock (Tambach et al., 2012).

Gaus et al. (2005) found similar orders of magnitude for the extent and scale of geochemical reactions in shale caprock at the Sleipner injection site in Norway. These authors predicted either a porosity increase or decrease in the lowest few metres of the caprock, depending on the mineralogical composition of the rock, 3,000 years after injection. The predicted porosity increases are below 0.05%, porosity decreases are up to 2.6%. Depending on the type of plagioclase (albite versus anorthite; generally no distinction is made in mineralogical analyses), the migration of dissolved CO<sub>2</sub> reached either 1.5 or 10 meters into the caprock after 3000 years (Gaus et al., 2005). In the first scenario, the more reactive anorthite was able to sequester the CO<sub>2</sub> in carbonate minerals much faster, thereby retarding the upward migration of dissolved CO<sub>2</sub>. The study shows how sensitive geochemical effects are to the rock mineralogy. Generally, the exact composition of the minor minerals define the reactivity. Yet, even the more reactive compositions will not significantly affect the sealing integrity of caprocks.

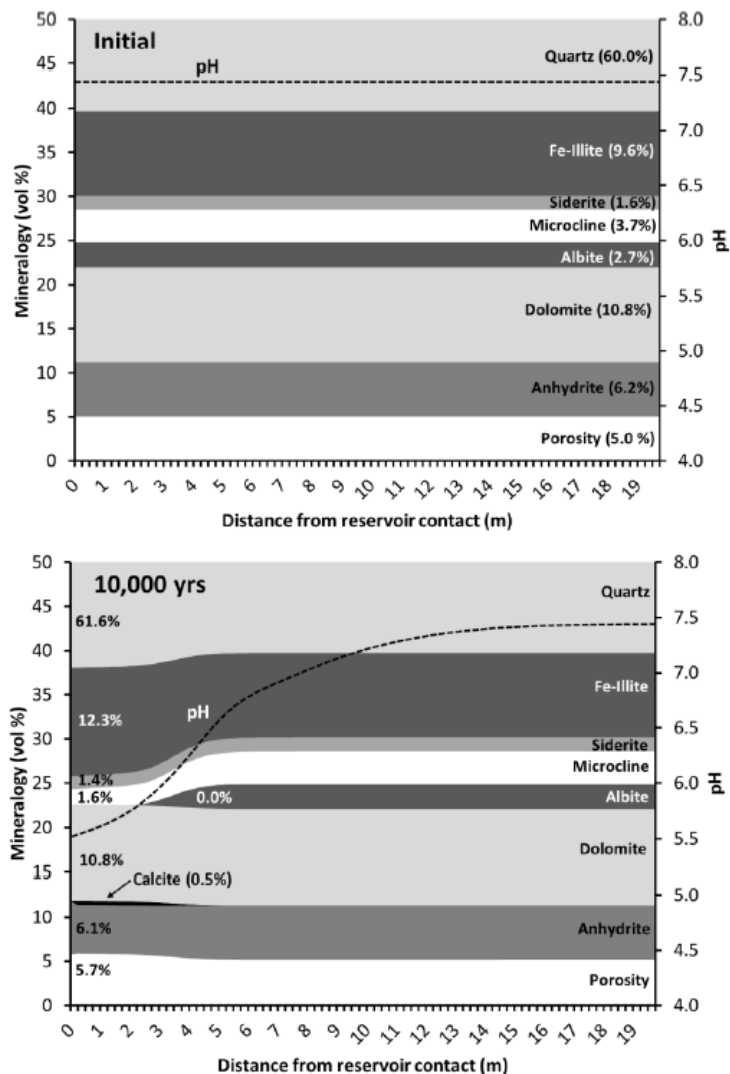


Figure 8-3: Initial mineralogy of the caprock and mineralogy after 10,000 years of simulation as a function of the distance from the reservoir contact. Up to 50 vol% is shown, the remaining part is made up of quartz. From Tambach et al. (2012).

In a more elaborate reactive transport simulation, assessing the impact of heterogeneities in shale caprock, local penetration of scCO<sub>2</sub> was predicted in areas of a caprock with lower sealing capacity (Tian et al., 2019). Local changes in porosity and permeability (both positive and negative) were predicted, related to variations in mineral compositions. Vertical migration of the scCO<sub>2</sub>, in those areas that penetration occurred, reached almost 50 m into the caprock after 500 years (Tian et al., 2019). Migration of small amounts of CO<sub>2</sub> out of the storage would take > 1,000 years (the total caprock thickness for the P18-2 reservoir is several hundreds of meters) Such a scenario represents a worst case condition, as exploration data for the P18-2 did not show any evidence for penetration of gas into the caprock, providing evidence for the overall sealing capacity of the P18-2 caprock.

## 8.5 Conclusions

*Pressure effect on caprock integrity*



Following the MACRIS approach, both induced Coulomb stresses along the intra-reservoir part of the faults and those along the intra-caprock part of the faults have been assessed. These Coulomb stresses rapidly vanish on top of the reservoir inside the caprock; the intra-caprock mapped faults are thus not expected to be reactivated by the pressure effect.

*Temperature effect on caprock integrity*

In order to model the temperature effect on pre-existing faults in the caprock, a TNO-proprietary geomechanical semi-analytical approach has been used. The geomechanical analysis shows that the risk of intra-caprock fault reactivation is very low.

*Geochemical effects on caprock integrity*

CO<sub>2</sub> is not expected to significantly interact with or migrate into the caprock.

## 9 Well integrity

### 9.1 Introduction

The wells relevant in the context of CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 block have been evaluated regarding their current status and integrity risks. The wells considered are listed in Table 9-1, which repeats Table 4-1. The wells listed in the table are the wells that penetrate the cap rock (see Figure 4-10); wells that do not penetrate the caprock (shown in Figure 4-11) are not considered in this section.

Well integrity is considered at four levels:

- The integrity of the wells in their current state (Section 9.2);
- Mechanical effects of injecting cold CO<sub>2</sub> on the integrity of the well cement (Section 9.3);
- Geochemical processes acting on the cement (Section 9.3.4);
- Well abandonment (Section 9.4).

Table 9-1: Wells in the P18-2 compartment considered in well integrity analysis (repeats Table 4-1 in Section 4.5).

NLOG name	Taqa name	Current well status	Total Depth (m)	Potential injectors	Remarks
P18-A-01	P18-02-A-01	Producing	3840	Yes	
P18-A-03S2	P18-02-A-03ST2	Producing	4302	Yes	
P18-A-05S1	P18-02-A-05ST1	Producing	5230	Yes	
P18-A-06	P18-02-A-06	Producing	4805	Yes	
P18-A-06S1	P18-02-A-06ST1	Producing	3954	No	
P18-02	P18-02	Suspended	3766	No	Discovery well

The conclusions from the well integrity analysis are the following:

- *Well integrity.* All wells reviewed have the potential to be used safely as CO<sub>2</sub> injectors (with the exception of well P18-02, which is to be decommissioned). Appropriate mitigation measures are proposed to make them fit for storage operations.
- *Effects of injecting cold CO<sub>2</sub> on well integrity.* It is highly likely that de-bonding of cement interfaces will take place upon cold CO<sub>2</sub> injection, creating microannuli. The characteristics of the microannuli and pressure conditions determine whether upward CO<sub>2</sub> migration would actually take place. Keeping the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir below the hydrostatic pressure conditions will reduce the likelihood of leakage through microannuli.
- *Well abandonment.* Appropriate methods should be used for the abandonment of the wells. Given the likelihood of microannuli forming during the injection of cold CO<sub>2</sub>, abandonment methods that remove these potential leakage paths could be considered. As an example, full-bore pancake like plugs would provide formation-to-formation closure of the injection wells.

## 9.2 Status of the well barriers

### 9.2.1 *Well Integrity assessment approach*

Currently there are no specific industry standards for CO<sub>2</sub> injection wells. Therefore the approach followed in this well integrity assessment is to utilize existing oil and gas industry standards that address well integrity for injectors and complement any specific gaps for CO<sub>2</sub> injection wells if required.

The standards on which this well integrity assessment is based are:

1. NORSOK Standard D10, rev. 4 June 2013 - Well integrity in drilling and well operations (NORSOK, 2013);
2. ISO standard 16530-1:2017, March 2017 - Petroleum and natural gas industries - Well integrity, Part 1: Life cycle governance (ISO/TC 67/SC 4 Drilling and production equipment, 2017);
3. NOGEPa industry standard no. 45, 12 October 2016 - Well decommissioning (NOGEPa - OPCOM, 2016).

The reports related to well integrity and CO<sub>2</sub> storage and used for this assessment are:

4. MiReCOL report, February 2015 - D8.1 Description of leakage scenarios for consideration in the work in SP3 (Vrålstad, et al., 2015);
5. Dutch State Supervision of Mines (SSM/SodM), January 2019 – The integrity of onshore wells (SodM, 2019).

For the sake of completeness some relevant sections of the above mentioned standards and reports are presented.

1. The NORSOK D10 standard refers to well integrity by:
  - General principles: A two well barrier concept of primary barrier and secondary barrier for wells penetrating into hydrocarbon bearing formations and/or formations with the potential to flow to surface.
  - Structural integrity: the key components (conductor, guide base, risers) that provide structural integrity of the well during its service life shall be evaluated with respect to loads, wear and corrosion.
  - Injection / disposal wells: The well shall be constructed such that the injected media will be contained within the targeted formation zone (reservoir) without risk of out of zone injection.
  - WBS examples: Permanent well decommissioning (abandonment) is illustrated by a primary well barrier at caprock, secondary well barrier at intermediate section and an open hole to surface barrier.
2. The ISO well integrity standard refers to the NORSOK D10 standard and considers:
  - Structural integrity monitoring: The well operator should establish suitable systems to model or measure degradation in the structural well operating limits. The conductor, surface casing (and supporting formations) and wellhead assembly typically provide structural support for the well. Failure of these structural components can compromise well integrity and escalate to a loss of containment. For each well the well operator should assess the risk of failure of such structural components.

3. The NOGEPa no. 45 standard on well decommissioning has the following statements on well decommissioning.
  - Summarised mandatory requirements for Well Decommissioning:
    - o A permanent barrier shall extend across the full cross section of the well covering all annuli.
    - o The depth of the permanent barrier shall be selected to be adjacent to the caprock of adequate thickness with an estimated formation fracture pressure that exceeds the maximum anticipated pressure at depth.
    - o In case of cement, the permanent barrier length inside the inner wellbore shall be:
      - At least one hundred meters long (100 m), or
      - At least fifty meters (50 m) when placed on top of a tested mechanical support in cased hole.
4. The MiReCOL D8.1 report refers to Norsok D10 and includes the following information on well integrity:
  - The report considers well barrier breaches (CO<sub>2</sub> migration along the well bore) and includes the in-situ formation of the previous casing behind the liner lap as a barrier element to mitigate the risk of out of zone injection (which is conform NORSOK D10).
  - Aging issues with cement degradation, casing corrosion and wear, and thermal loads imposed on the well infrastructure are examples of the most likely causes for well leakages.
5. SodM (2019) categorizes CO<sub>2</sub> storage wells as gas wells from a well integrity perspective with the associated well failure model identifying potential leak paths, see Figure 9-1 (this is based on the ISO 16530 well failure model).

It should be noted that SodM defines the Surface tree (also known as the X-mas tree) as a secondary barrier element and the Surface Controlled SubSurface Safety Valve (SCSSSV) as primary barrier element, which is conform the NORSOK D10 standard. However, they do define failures of the tubing above the SCSSSV, the control line, tubing hanger and feedthroughs (blue items 3, 16 and 17 in Figure 9-1) as primary leakage elements, which is a variation on the NORSOK D10 standard. In this report NORSOK D10 is primarily followed, as a result all elements above the SCSSSV are considered to be secondary barrier elements (because they are isolated in the event of an SCSSSV closure).

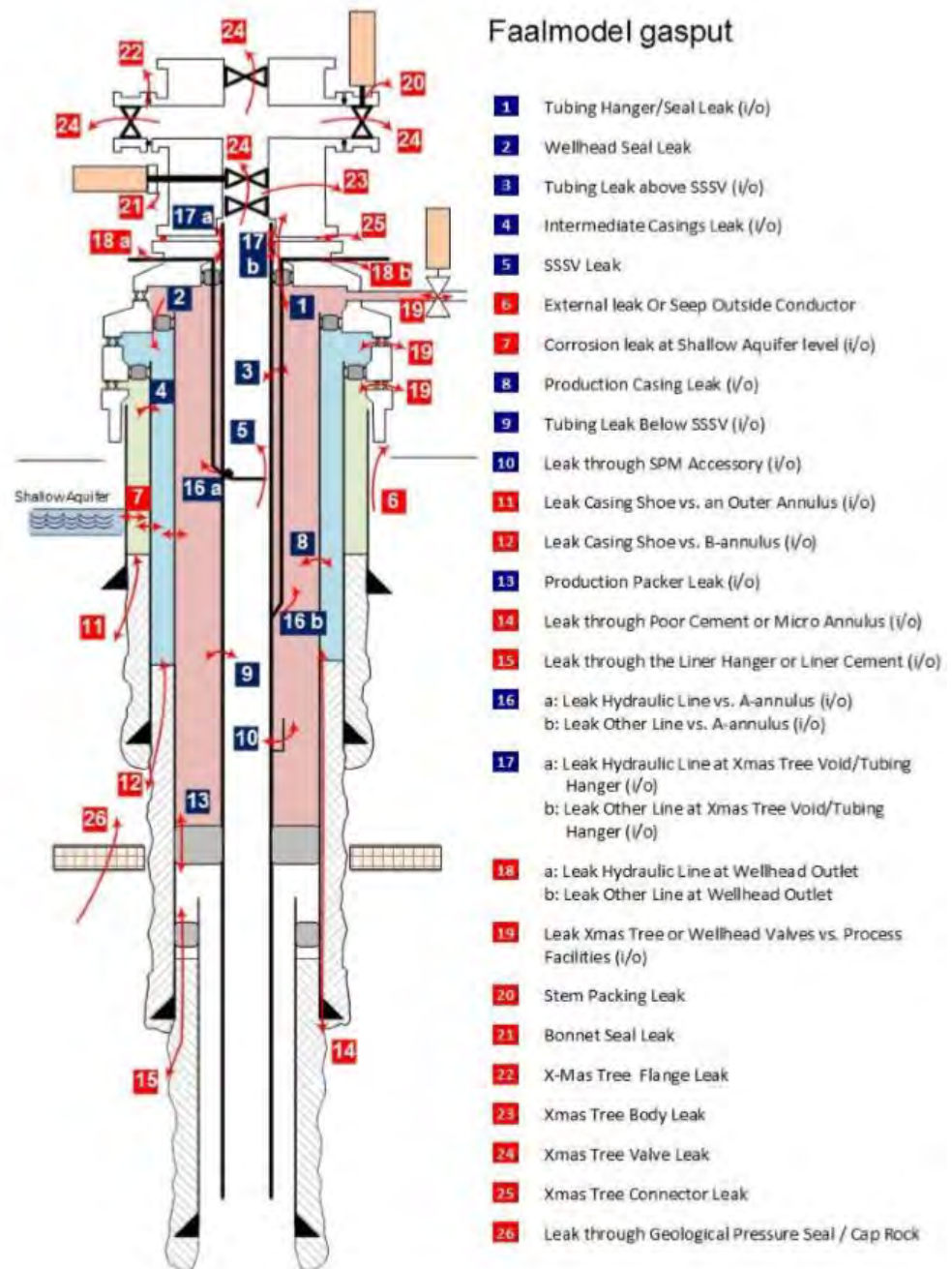


Figure 9-1 Well failure model for gas wells, including storage wells. (SodM, 2019). The blue numbers are primary barrier element failures and the red numbers are secondary barrier element failures.

9.2.1.1 Well integrity assessment concept

Based on the reviewed standards and reports, the scope of the well integrity assessment in this report includes and reviews the following elements:

- a) The primary and secondary well barrier elements from reservoir caprock to surface, conform NORSOK D10.



- b) The risk of out of zone CO<sub>2</sub> injection due to a failure of a primary and/or a secondary barrier, with supporting in-situ formation of the previous casing below the liner lap.
- c) Structural integrity of the load bearing surface casing, conductor or riser.

The definition of the barrier elements for this assessment comes from NORSOK D10.

- Primary well barrier: first well barrier that prevents flow from a potential source of inflow.
- Secondary well barrier: second well barrier that prevents flow from a potential source of inflow.

The structural integrity assessment of the load bearing surface casing is for this assessment limited to a review of the “as built” status, identifying the potential well integrity risk.

It should be pointed out that the assessment of the influence of fatigue or corrosion on well integrity, with the structural load effects and associated thermal and pressure cycles, is not in the scope of the current work. This should be considered as the next fundamental step in assessing the structural well integrity lifecycle for the CO<sub>2</sub> injection program.

#### 9.2.2 *P18-2 well integrity analysis*

The P18 fields have been subjected to CO<sub>2</sub> storage assessment and well integrity evaluations in the CATO-2 R&D programme (Akemu, et al., 2011). The previous well integrity assessment focused on the P18-4 field and identified and evaluated barriers of wells relevant for the foreseen storage operation and identified gaps or uncertainties about barrier status in general. Based on this previous study it was not possible to decide on the suitability of the P18-2 wells for CO<sub>2</sub> injection and storage given the new operating envelope. The present assessment is based upon the previous work and addresses the gaps that were identified earlier. It considers new findings, as well as information that was not available at the time of the first studies.

The present study includes:

- An assessment of the wells penetrating the P18-2 reservoir;
- An assessment of earlier identified gaps, by detailed review of the end-of-well reports (EOWR), newly obtained records and quantification of the relevant barrier elements for the primary, secondary and structural barriers in place;
- Illustrations of well barrier envelope status in well barrier diagrams combined with potential risks for each barrier, with the aim to assist selecting suitable wells for injection of CO<sub>2</sub> in the P18-2 reservoir.

The wells relevant for the planned storage were re-evaluated. The scope of the assessment includes the following wells: P18-2A1, P18-2A3-ST1-2, P18-2A5-ST1, P18-2A6-ST1 and P18-2 (suspended well).

#### 9.2.3 *General well integrity P18-2 and well status issues*

The status of the wells penetrating the P18-2 reservoir that emerges from the review of previous work is as follows:

- a) The wells have not been assessed for the well completion load case for CO<sub>2</sub> injection with respect to temperature and pressure, except for the P18-4A2 well.

- Previous assessment (Akemu, et al., 2011) indicates that the type of retrievable production packers used in P18-2 wells will unseat when injecting cold CO<sub>2</sub>.
- b) The same type of retrievable production packers has been used in the other P18-2 wells identified for CO<sub>2</sub> injection, no well completion load case assessment has been done so far for these wells.
  - c) No assessment records were found on the lifecycle assessment of load bearing surface casing and conductor. External corrosion due to corrosive fluids and metocean induced fatigue of the load bearing casing could reduce its lifecycle load capacity. This is a fundamental requirement to assess the lifecycle of the well and the risk of loss of well integrity.
  - d) The bond logs for cement have been assessed previously (Akemu, et al., 2011); in the review the interpretation method has been verified and found to be correct.
  - e) The expected final CO<sub>2</sub> reservoir pressure for P18-2 is maximised at initial pressure (see Section 5.4); this has been considered in the assessment of individual barriers.
  - f) The surface tree material, trim and temperature classification must be validated against the operating envelope associated with injection of CO<sub>2</sub>.
  - g) The material specifications of the flow wetted barrier elements like surface tree, tubing hangers, completion accessories and seals / elastomers need to be validated against the CO<sub>2</sub> injection operating envelope.
  - h) Akemu et al. (2011) report that 5", 13Cr-L80 completions are installed. However, in this assessment it has been concluded that the completions are actually 5½", 13Cr-L80 for P18-2A1, P18-2A3 and P18-2A6, the P18-2A5 well is completed with a 7", 13Cr-L80 completion combined with a 5 ½", 13 Cr-L80 SCSSSV section.

The assessment of the individual wells is presented in sections 9.2.4 to 9.2.8.

#### 9.2.4 *Well P18-2-A1*

A well barrier diagram with well barrier envelopes and elements defined for well P18-2-A1 is provided in Figure 9-2, the evaluation of the elements can be found in Table 9-2. The evaluation of the well integrity barriers leads to the following observations.

##### Primary barrier

- The EOWR (End of Well Report) states that the 7" liner was run and installed for later production. The cement report in the EOWR of P18-3, that was later renamed to P18-2A1, shows a good cement job with a calculated top of cement reported to be at 3508 m MD. The well status diagram has recorded the TOC at 3477 m MD, this is a discrepancy in the reporting. For this assessment the depth reported in the cement report (3508 m MD) is taken because that represents the worst case scenario (cement report). The cement bond log (CBL) on the 7" liner cement, indicates poor bonding.
- No A-annulus pressures or pressure build-up has been reported, this has also been confirmed by the TAQA annular pressure history.
- The production packer is installed in a liner with a poor cement bond according to the bond log, this puts the packer with liner and liner cement as barrier elements at risk.

##### Secondary barrier

- The liner lap is positioned above the packer, the liner as barrier element is at risk, due to possible corrosion behind the carbon steel liner as a result of the poor cementation (bond log) and presence of CO<sub>2</sub> in the production life of the well and during future CO<sub>2</sub> injection.
- The liner lap was not tested upon installation. However, the liner lap is exposed to a hydrostatic overbalance of completion brine in the production annulus that confirms liner lap integrity. The current overbalance is estimated to be about 4060 psi (~280 bar) based on assumed annulus completion brine with a density of 1.10 s.g. and a reservoir pressure of 1230 psi (85 bar).
- The 9 5/8" casing shoe has a Formation Integrity Tests (FIT) reported that is above the final CO<sub>2</sub> storage reservoir pressure. The EOWR mentions for the cement job of the 9 5/8" casing a bump plug pressure of about 2000 psi (140 bars). There is no top of cement (TOC) reported in EOWR, the well status diagram shows the TOC at seafloor level.
- The 9 5/8" casing penetrates two formations with natural formation sealing potential (natural swelling clay); the Vlieland and Aalburg shales. These could improve the sealing performance over time (Fischer, et al., 2016).

#### Structural well integrity:

- The 13 3/8" casing is placed at 1963 m MD and had a successful FIT of 13.8 ppg, the casing is cemented to 175 m MD (calculated depth).
- The 20" casing is set at 404 m MD and is cemented to seafloor.
- The 30" conductor is piled to 131 m MD.

From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads. The 20" casing is cemented to seafloor this leaves the 20" casing inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to seafloor, this needs to be verified.

#### Discrepancies:

- Akemu et al. (2011) reports a pressure test of 5000 psi (~345 bar) for the 9 5/8" casing and the 7" liner. The EOWR only reports a 9 5/8" pressure test to 5000 psi (~345 bar) prior to liner installation.
- Akemu et al. (2011) reports the production tubing to be 5", 13Cr-L80, in this study it was confirmed to be 5½", 13Cr-L80.
- The EOWR reports a calculated TOC for the 7" liner at 3508 m MD, the well status diagram shows the TOC at 3477 m MD.
- The EOWR has no report on top of cement (TOC) for 9 5/8" casing, the well status diagram shows the TOC at seafloor.

#### Summary

- The well currently appears to have no apparent leaks.
- From Table 9-2 can be seen that most barrier elements have been validated, except for the cement behind the 7" liner, there is a discrepancy on the TOC level in the 7" liner cement report and well status diagram of 31 m.
- The low quality of the 7" liner cementation at packer depth, combined with the fact that the 7" liner is made of carbon steel material, poses the risk of external degradation due to corrosion from potentially corrosive reservoir fluids. This would require mitigation, possibly by recompletion i.e. repositioning of the production packer into a liner / casing with a good cement bond.

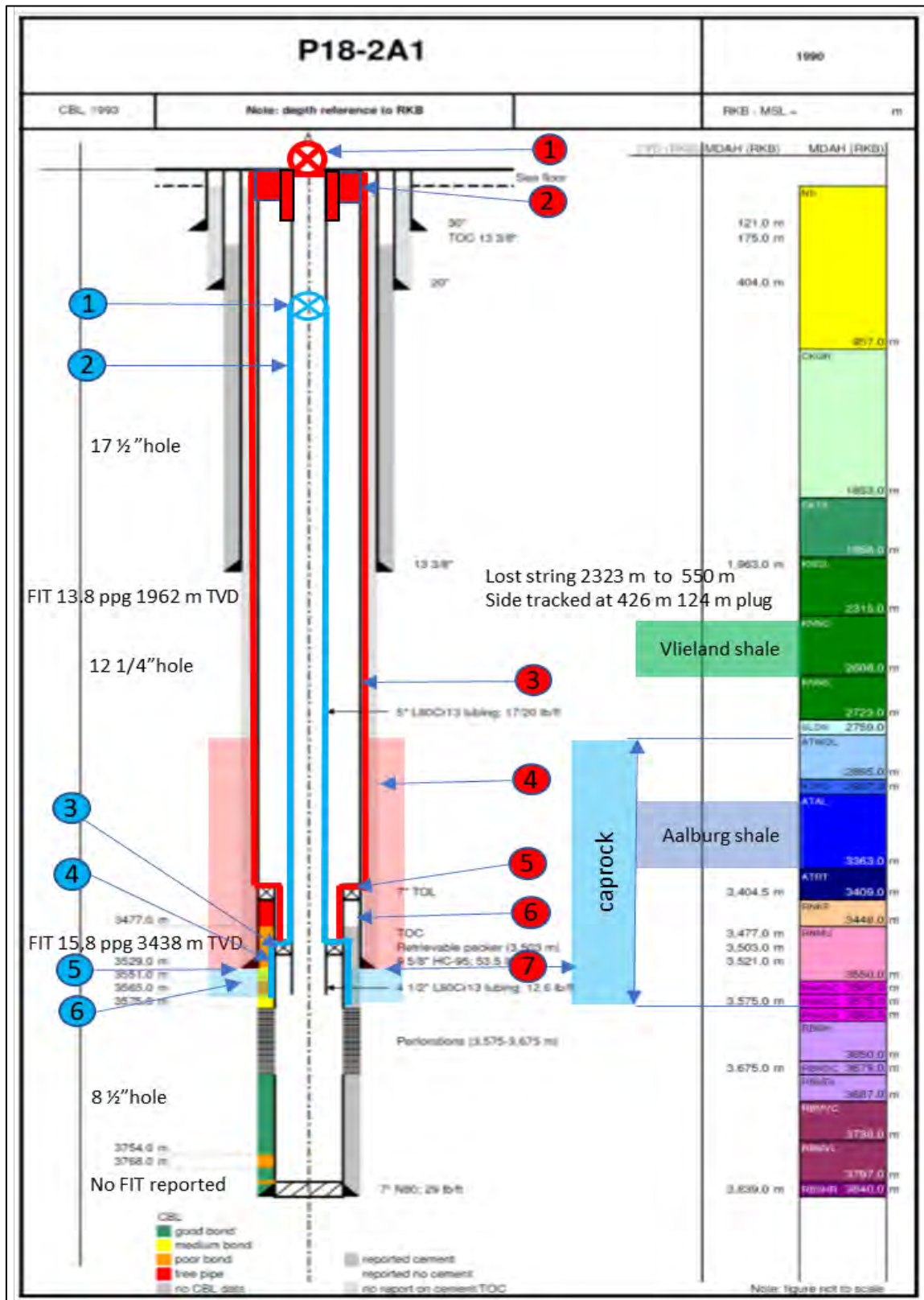


Figure 9-2 Well P18-2A1 barrier diagram with barrier elements defined. See Table 9-2 for a discussion of the barrier elements (indicated by the numbered circles).

Table 9-2 Well P18-2A1 barrier element assessment based on current data set. The numbers in the first column correspond with the numbers in coloured circles in Figure 9-2.

no	P18-2A1 Element	As built	Monitor	Barrier validated	Validation Criteria
<b>Primary well barrier</b>					
1	5 1/2" Scssv	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	5 1/2" Tubing	Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
3	7" Production packer	Installed at 3503 m MD which is 26 m below the TOC in the 7" liner. Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported.
4	7" Liner	Liner report for P18-3 (previous name of P182A1) The liner covers 50 m of caprock	NA	Yes	The liner and production packer are under continuous high hydrostatic differential pressure of the A annulus. No annular pressure build up recorded
5	In-situ formation (Cap rock)	FIT of 15.8 ppg at 3488 m TVD	NA	Yes	FIT of 15.8 ppg at 3488 m TVD reported
6	7" Liner cement	Cement report of P18-3 (previous well name) reports the TOC at 3508 m MD. The well status diagram shows the TOC at 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond	NA	No	The well status diagram shows the TOC 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond. The TOL is set at 3404 m MD, this leaves 73 m of uncemented liner combined with poor bond.
<b>Secondary well barrier</b>					
1	Surface tree & tubing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	Well head & casing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
3	9 5/8" Casing	Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
4	9 5/8" Casing cement	Cement report does not provide a TOC, the report quotes for the 9 5/8" cementation: minimal losses during circulation, cementation in 2 stages with 2000 psi bump plug pressure	Annular pressure records	Yes	Good cement report on placement of cement in caprock NFS potential - Vlieland shale & Aalburg shale
5	7" Liner + liner lap	The CATO-2 report (Akemu et al. 2011) quotes a 5000 psi test that is not mentioned in the end of well report.	Annular pressure records	Yes	The liner is tested by default; the differential pressure from annulus to reservoir by hydrostatic column is approximately 280 bar
6	7" Liner cement	The cement report of P18-3 (previous well name) reports the TOC at 3508 m MD. The well status diagram shows the TOC at 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond	Annular pressure records	No	The well status diagram shows the TOC 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond. There is 47 m of uncemented liner above the production packer
7	In-situ formation (Cap rock)	FIT of 15.8 ppg at 3438 m TVD	NA	Yes	FIT 15.8 of ppg at 3438 m TVD reported

### 9.2.5 Well P18-2A3-ST2

A well barrier diagram with well barrier envelopes and elements defined for well P18-2A3-ST2 is provided in Figure 9-3, the evaluation of the elements can be found in Table 9-3. The evaluation of the well integrity barriers leads to the following observations.

#### Primary barrier:

- The 7" liner is installed with the casing shoe in the caprock. According to the EOWR it shows a good cement job. The in-situ formation integrity test (FIT) of 15 ppg at 3269 m TVD and a 4000 psi (272 bar) casing test confirmed the integrity of these elements.
- There has been no pressure build-up reported for the A-annulus, this has been confirmed by the TAQA annular pressure history.
- The retrievable production packer has been installed in the 7" liner with a good cement bond at about 200 m below TOC / top of liner.
- The side track (ST-1) was drilled to 3718 m MD and plugged back from 3425 m MD due to a lost drilling assembly with a length of 4.65 m. The well was side tracked (ST-2) again from 3375 m MD, this leaves an 8 1/2" open borehole of ST-1 from 3718 m MD to 3425 m MD that penetrates 177m of caprock. The caprock is present from 3375 m MD to 4070 m MD, given the penetration of 343 m, this leaves 352 m of caprock in place. The production packer (primary barrier) is positioned at 3715 m MD. The ST-1 borehole extends 3 m below this



depth, therefore ST-1 appears to be well isolated and is not considered a risk from a well integrity perspective, mainly because of a good 7" liner cementation.

#### Secondary barrier:

- The 7" liner has a good cementation in accordance with the EOWR, cement was properly displaced and positively pressure tested, the risk of liner lap failure above the production packer is mitigated by the 7" integrity status.
- The 9 5/8" casing shoe has a FIT that is above the final CO<sub>2</sub> storage reservoir pressure. The EOWR reported a good cement job with TOC of 1806 m MD.
- Two formations with natural formation sealing potential are penetrated by the well, the Aalburg shale that covers the 7" liner and the Vlieland shale that covers the 9 5/8" casing shoe, and part of the 7" liner. These could improve the sealing performance over time.
- In the original hole before (ST-1), is a lost drill string positioned with top cemented and cased off. This provides a conduit from 2323 m to 550 m outside the existing wellbore, this conduit does not penetrate the caprock and is not considered as a risk.

#### Structural well integrity:

- The 13 3/8" casing is placed at 1806 m MD and had a successful FIT of 13 ppg, the casing is cemented to 151 m MD calculated.
- The 20" casing is set at 408 m MD and is cemented to seafloor.
- The 30" conductor is piled to 132 m MD.

From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads. The 20" casing is cemented to seafloor this leaves the 20" casing inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to seafloor, this needs to be verified.

#### Discrepancies:

- Akemu et al. (2011) report the production tubing as 5", 13Cr-L80 but it was confirmed in this study to be 5½", 13Cr-L80.

#### Summary

- The well currently appears to have no apparent leaks.
- From Table 9-3 can be seen that all barrier elements have been validated.
- The CO<sub>2</sub> injection load case capacity and the material compatibility for the retrievable packer to be assessed and potentially to be mitigated to make this well a suitable CO<sub>2</sub> injector.



Table 9-3 Well P18-2A3-ST2 barrier element assessment based on current data set. The numbers in the first column correspond with the numbers in coloured circles in Figure 9-3.

no	P18-2A3-ST2 Element	As built	Monitor	Barrier validated	Validation Criteria
<b>Primary well barrier</b>					
1	5 1/2" Scsssv	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	5 1/2" Tubing	Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested & no annular pressure build up reported
3	7" Production packer	Retrievable packer that is tested	Annular pressure records	Yes	Tested & no annular pressure build up reported
4	7" Liner cement	Cement was fully displaced	Annular pressure records	Yes	Good cement report Identified NFS potential - Aalburg shale
5	7" Liner	Tested to 4000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested & no pressure in annulus reported
6	In-situ formation (Caprock)	FIT of 15 ppg at 3269 m TVD	NA	Yes	FIT of 15 ppg at 3269 m TVD reported The plugged back side track 1 did not fully penetrate the caprock, there is 468 m of undisturbed caprock in place
<b>Secondary well barrier</b>					
1	Surface tree & tubing hanger	Tested to 4000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	Wellhead & casing hanger	Tested to 4000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
3	9 5/8" Casing	Tested to 4000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested to 4000 psi, no annular pressure build up reported
4	9 5/8" Casing Cement	The TOC is estimated to be at 1806 m MD. A top up job of 13 3/8" by 9 5/8" annulus has been reported	Annular pressure records	Yes	Cement was displaced and tested
5	7" Liner + liner lap	Tested to 4000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested to 4000 psi, no annular pressure build up reported
6	In-situ formation	LOT of 12 ppg at 2335 m TVD	NA	Yes	LOT of 12 ppg at 2335 m TVD reported Identified NFS potential - Vlieland shale
7	7" Liner cement	The TOC is calculated to be at the top of liner at 2672 m MD. The plug is bumped with 800 psi pressure, the reported over-displacement pressure was 2400 psi	Annular pressure records	Yes	Good cement report Identified NFS potential - Aalburg shale

### 9.2.6 Well P18-2A5-ST1

A well barrier diagram with well barrier envelopes and elements defined for well P18-2A5-ST1 is provided in Figure 9-4, the evaluation of the elements can be found in Table 9-4. The evaluation of the well integrity barriers leads to the following observations.

#### Primary barrier

- The 7" liner is placed almost entirely in the caprock. The liner has a good cement report and CBL assessment. The TOC was calculated to be at 3805 m MD and this has been confirmed by a log, the liner was tested to 5000 psi (~345 bar).
- The Aalburg shale, a potential naturally sealing formation, covers the 7" liner and potentially provides additional support for the good cement.

#### Secondary barrier

- There is a sustained casing pressure reported up to 610 psi (42 bar), that is bled down to 100 psi (7 bar). In the annular pressure history has been found that this pressure has been up to 98 bar, which is within the Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP) of 1650 psi (114 bar). The source of the annular pressure build-up is assumed to be from the casing side as the hydrostatic pressure in the production casing exceeds the tubing pressure at packer depth. Mainly fluid returns were found when bleeding off the pressure. No further investigation has been undertaken to date.

- The 9 5/8" casing has a good cement job with the TOC reported at 2338 m MD.
- The 9 5/8" casing shoe has a FIT that is above the final CO<sub>2</sub> storage reservoir pressure.
- The potential natural sealing formation Vlieland shale covers part of the 9 5/8" casing.

It should be pointed out that the original bore hole has a lost drilling assembly that is plugged back with cement and is positioned with the top of fish at 3900 m to 4404 m MD, this penetrates the caprock to 4404 m. The bottom of the caprock is at 4800 m MD, this leaves 400 m of undisturbed caprock in place and is not considered a risk.

#### Structural well integrity:

- The 13 3/8" casing is placed at 2488 m MD and had a successful FIT of 12.3 ppg, the casing is cemented to 991 m MD calculated, an ECP is set at 942 m MD.
- The 20" casing is set at 991 m MD and is cemented to main sea level according to well status diagram, the EOWR does not contain a cement report on the 20" casing.
- The 30" conductor is piled to 131 m MD.

From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads, the 20" casing is cemented to main sea level this leaves the 20" inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to mean sea level, this needs to be verified.

#### Discrepancies:

- Akemu et al. (2011) reports the production tubing to be 5", 13Cr-L80, but it was confirmed in this study to be a 7", 13Cr-L80 completion, with a 5 1/2", 13Cr-L80 SCSSSV and a 5 1/2", 13Cr-L80 tubing to surface.

#### Summary

- From Table 9-4 it can be seen that most barrier elements have been validated, with the exception of the secondary barrier 9 5/8" casing due to the sustained casing pressure.
- The sustained A-annulus pressure, is managed within the Maximum Operating Pressure (MOP) for the current natural gas production situation. The risk associated with multi barrier failure and out of zone injection of CO<sub>2</sub> may require mitigations to the current well status, i.e. the A-annulus pressure needs investigation / recompletion.

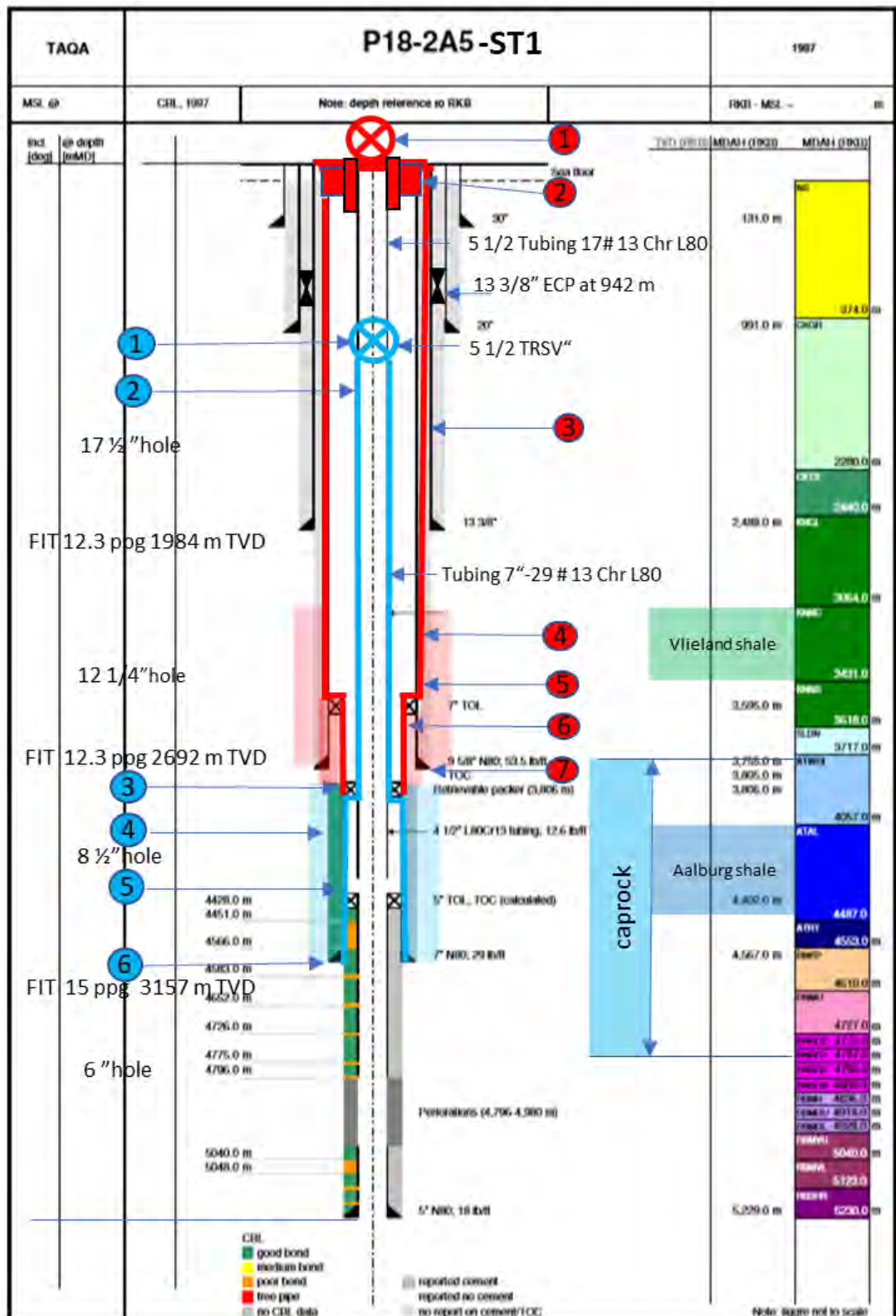


Figure 9-4 Well P18-2A5-ST1 barrier diagram with barrier elements defined. See Table 9-4 for a discussion of the barrier elements (indicated by the numbered circles).



Table 9-4 Well P18-2A5-ST1 barrier element assessment based on current data set. The numbers in the first column correspond with the numbers in coloured circles in Figure 9-4.

no	P18-2A5-ST1 Element	As built	Monitor	Barrier validated	Validation Criteria
<b>Primary well barrier</b>					
1	5 1/2" Scssv	Tested	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	7" Tubing	Tested	Annular pressures recorded	Yes	Tested, some annular pressure reported but no gas bled off
3	7" Production packer	Tested, the retrievable packer is installed at 3806 m MD, the TOC is reported to be at 3805 m MD	The sustained annular pressure in the A annulus is within MOP	Yes	The A annulus has a sustained pressure of 40 bar on average, there was only liquid bled off. The source is not from producing reservoir because pressure is too low to be able to leak into the hydrostatic fluid column in the annulus. A possible source of pressure is the formation behind the casing or liner lap, this is not certain
4	7" Liner cement	The TOC is at 3805 m MD, no detailed cement report available. The cement is fully displaced to 43 m MD above the 7" shoe. Good cement bond log	Annular pressures recorded	Yes	Tested and fully displaced cement job Good cement bond log
5	7" Liner	Test reported with no value	Annular pressures recorded	Yes	Liner is tested and exposed to hydrostatic overbalance of annulus
6	In-situ formation (Caprock)	FIT of 15 ppg at 3157 m TVD The original borehole penetrates the top of the caprock for 28 m with a stuck drilling assembly, it is plugged back leaving 960 m of undisturbed caprock in place	NA	Yes	FIT of 15 ppg at 3157 m TVD reported Identified NFS potential - Aalborg shale
<b>Secondary well barrier</b>					
1	Surface tree & tubing hanger	Tested at 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	Wellhead & casing hanger	Tested at 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
3	9 5/8" Casing	Tested at 5000 psi	The sustained annular pressure in the A annulus is within MOP	No	The A annulus has a sustained pressure of 40 bar on average, there was only liquid bled off. The source is not from producing reservoir because pressure is too low to be able to leak into the hydrostatic fluid column in the annulus. A possible source of pressure is the formation behind the casing or liner lap, this is not certain
4	9 5/8" Casing cement	The TOC is calculated to be at 2338 m MD, the cement is fully displaced to 104 m above the shoe	Annular pressures recorded	Yes	A cement top up job is reported for the 13 3/8" by 9 5/8" annulus. Identified NFS potential - Vlieland shale
5	7" Liner + liner lap	A test is reported without pressure value	Annular pressures recorded	Yes	The liner lap is exposed to annular pressure and hydrostatic brine column
6	7" Liner cement	The TOC is at 3805 m MD, no detailed cement report is available. The cement is fully displaced to 43 m above the 7" line shoe. The CBL indicates a good cement bond	Annular pressures recorded	Yes	Tested and fully displaced cement job Good cement bond log
7	In-situ formation	FIT of 12.3 ppg at 2692 TVD	NA	Yes	FIT of 12.3 ppg at 2692 TVD reported

### 9.2.7 Well P18-2A6 + ST

Well barrier diagrams with well barrier envelopes and elements defined for well P18-2A6 MB (mother bore) and P18-2A6-ST are provided in Figure 9-5 and Figure 9-6, whereas the evaluation of the elements can be found in Table 9-5. The evaluation of the well integrity barriers leads to the following observations.

#### Primary barrier

- The 9 5/8" retrievable production packer is installed at 2145 m MD and tested. This is above the 9 5/8" tieback at 2223 m MD that is tested.
- The 9 5/8" tie-back casing is cemented and tested, the EOWR mentions a good cement job. The TOC is reported to be at 1631 m MD, there is a cement report from Halliburton that states that the cement slurry is placed to 2022 m MD, this cement report has been taken as TOC in this assessment (worst case scenario).

- The tubing and SCSSSV are tested, no annular pressures have been observed or reported.
- This defines the primary barrier above the production packer as validated.
- The side track window is uncemented which has implications for the well integrity:
  - The EOWR reported the TOC to be at top of liner (TOL). The cement across the 7" side track liner was logged from the 7" liner shoe at 3711 m MD to 2180 m MD (approximately 308 m above the 9 5/8" casing. The bond log of the 7" side track liner across the 9 5/8" side track exit window at 2495 m MD shows "ratty" cement across the window down to 2753 m MD. The cement bond is poor from 2753 m MD to an approximate depth of 3158 m MD. From 3158 m MD to the 7" liner shoe (at 3709 m MD) the cement bond quality appears to be very good.
  - The 7" side track liner is perforated at the depth of the hollow whip-stock, this connects both the mother bore and the side track reservoirs through the uncemented side track window and the surrounding open borehole formation at the casing window.
  - The 9 5/8" casing is uncemented from 3000 m MD (TOC) to 2284 m MD (the 13 3/8" casing shoe). The 7" side track liner has "ratty" cement (no bond) from 2753 m MD to 2284 m MD (the 13 3/8" casing shoe). This results in a section of +/- 1185 m of uncemented formation; 716 m of 12 1/4" hole and 469 m of 8 1/2" side track.
  - The in-situ formation has been tested at 1961 m MD TVD to 12 ppg (pounds per gallon), equivalent to 4060 psi (280 bar) pressure.
  - The above compromises the integrity of the primary barrier in mother bore and side track below the production packer.

#### Secondary barrier:

- The secondary barrier consists out of the 9 5/8" tieback casing that is tied back to below production packer and is tested.
- The top of the 9 5/8" casing cement inside the tieback annulus is reported in the EOWR to be at 1613 m MD. The well status diagram has two depths for TOC: the 9 5/8" tie-back packer TOC is calculated to be at 2022 m MD and the TOC of the 9 5/8" casing at 1631 m MD. The TOC reported in the EOWR (at 2022 m MD) has been taken in this assessment (worst-case scenario).
- The annular pressure is monitored and recorded, no sustained annular pressures are reported confirming integrity.

#### Structural well integrity:

- The 13 3/8" casing is placed at 2284 m MD and had a successful FIT of 12 ppg at 1961 m TVD, the casing is cemented to 200 m MD estimated with a multistage packer at 932 m.
- The 20" casing is set at 987 m MD and is cemented with cement returns to surface.
- The 30" conductor is piled to 131 m MD.

From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads, the 20" casing is cemented to surface and partly washed out, this leaves a small top portion of the 20" inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus, this needs to be verified.

#### Discrepancies

- Akemu et al. (2011) reports the production tubing as 5" 13Cr-L80, it has been confirmed to be 5 1/2", 13 Cr-L80 .
- The EOWR repeatedly reports for the 9 5/8" a top of cement at 1631 m MD, the cement report and final well status diagram show 2022 m MD.
- The EOWR reports on the 7" side track liner a top of cement at top of liner, the bond log shows no or "ratty" cement from top of 7" side track liner to 2753 m MD.

#### Summary

- The well primary barrier is limited to the production packer set above the tieback packer and the side track window.
- The producing reservoir formations from the side track and the mother bore connect at the side track window that is not isolated. Although this imposes a risk of out of zone injection below the primary and secondary barrier envelop; about 1185 m of uncemented borehole (open formation) is exposed.
- For this well to be used as CO<sub>2</sub> injector the primary well integrity barrier has to be restored to the caprock of the mother bore reservoir and the integrity of the window has to be restored. This has most likely to be done by plug and abandonment (P&A) of the side track and installing a cemented scab or tie back liner to restore the mother bore integrity.
- The mother bore original primary and secondary barrier can be restored, it has a good cementation and in-situ formation at caprock level.
- The 13 3/8" casing has 25% casing wear and therefor the burst rating has been reduced from 3860 to 2500 psi (262-170 bar). A 9 5/8" tieback has been installed to mitigate the risk of exceeding the reduced burst rating for drilling the next section.

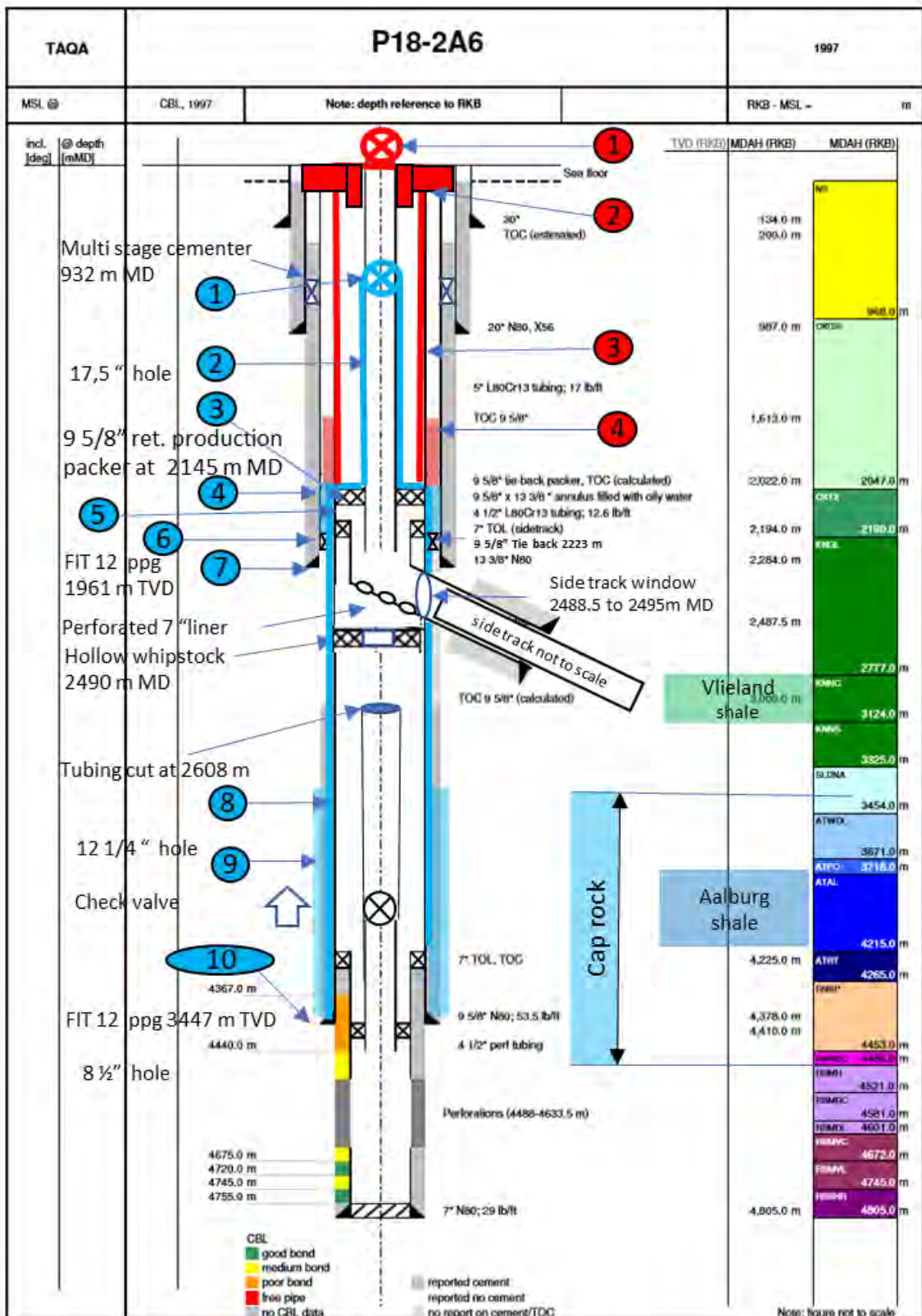


Figure 9-5 Well P18-2A6 barrier diagram with barrier elements defined. See Table 9-5 for a discussion of the barrier elements (indicated by the numbered circles).

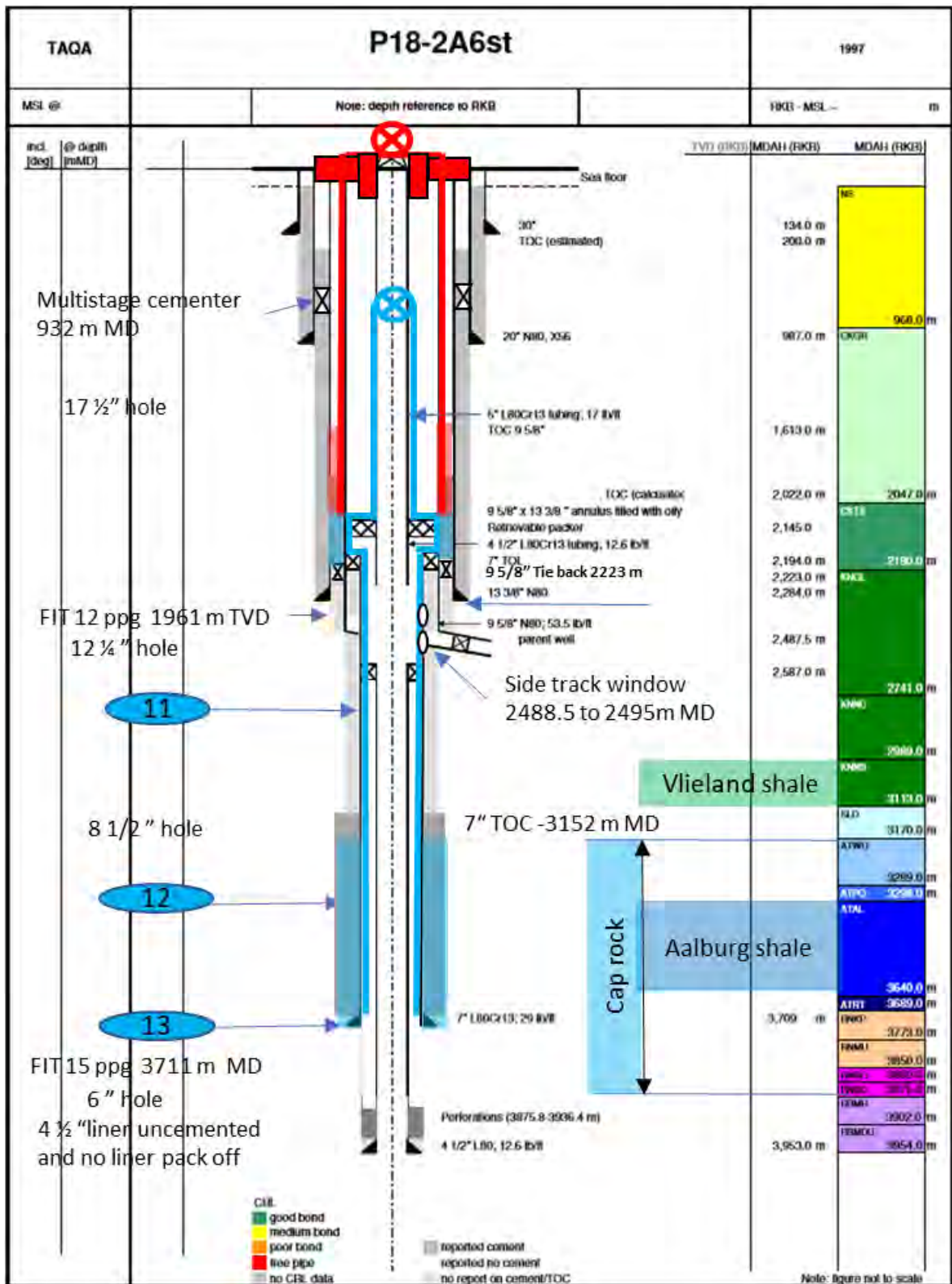


Figure 9-6 Well P18-2A6-ST1 barrier diagram with barrier elements defined. See Table 9-5 for a discussion of the barrier elements (indicated by the numbered circles).



Table 9-5 Wells P18-2A6 and P18-2S6-ST1 barrier element assessment based on current data set. The numbers in the first column correspond with the numbers in coloured circles in Figure 9-5 and Figure 9-6.

no	P18-2A 6-ST1 Element	As built	Monitor	Barrier validated	Validation Criteria
<b>Primary well barrier</b>					
1	5 1/2" Scssv	Tested at 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	5 1/2" Tubing	Tested at 5000 psi	Annular pressures recorded	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
3	9 5/8" Retrievable production packer	Set at 2144 m MD and tested	Annular pressures recorded	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
4	9 5/8" Tie-back casing cement	The 9 5/8" casing cement is part of the tieback packer that is set at 2233 m MD. The top of the production packer is at 2145 m MD, the total length of the primary seal is 78 m.	Annular pressures recorded	Yes	There is a good cement report on the 9 5/8" tie-back casing. The TOC is reported in the EOWR to be at 1613 m MD. The Halliburton cement report indicates the TOC to be at 2022 m MD, this is a conflict in the reports. In this report 2022 m MD has been used as this is the worst case scenario with total length of the primary seal of 78 m
5	9 5/8" Tie-back casing	Tested, this is the 9 5/8" contingency tieback for the risk of casing wear risk of the 13 3/8" casing	Annular pressures recorded	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
6	9 5/8" Tie-back packer	Tested to 5000 psi together with the 7" liner before the side track	NA	Yes	Tested
7	In-situ formation	FIT of 12 ppg at 1961 m TVD	NA	Yes	FIT of 12 ppg at 1961 m TVD reported
8	9 5/8" Casing	Tested before side track window is created to 5000 psi	NA	No	Integrity compromised by uncemented side track window Identified NFS potential - Vlieland and Aalborg shales
9	9 5/8" Casing cement	Cement report indicates good cement to 3000 m MD	NA	No	The integrity is compromised by the uncemented side track window
10	In-situ formation (caprock motherbore)	FIT of 12 ppg at 3447 m TVD	NA	Yes	FIT of 12 ppg at 3447 m TVD reported Note: The FIT is affected by the uncemented window and the reported FIT is at 12 ppg at 1961 m TVD
11	7" Side track liner	The liner is perforated at the side track window to facilitate commingled flow	NA	No	The integrity is compromised by the uncemented side track window
12	7" Side track liner cement	The EOWR states cement to the top of liner. The CBL reports the TOC at 3152 m MD, this is about 660 m MD below the sidetrack window	NA	No	The Integrity is compromised by the uncemented side track window and perforated section at the side track window Identified NFS potential - Vlieland and Aalborg shales
13	In-situ formation (caprock side track)	FIT of 15 ppg at 3711 m TVD	NA	No	The FIT is compromised by the uncemented window and the FIT of 12 ppg at 1961 m TVD
<b>Secondary well barrier</b>					
1	Surface tree & tubing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	Wellhead & casing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
3	9 5/8" Tie back casing	Tested to 5000 psi	Annular pressures recorded	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
4	9 5/8" Casing cement	Tieback string is mitigating the risk of wear of the 13 3/8" casing The EOWR calculated the TOC at 1613 m MD and at 2022 m MD	Annular pressures recorded	Yes	There is a good cement report on the 9 5/8" tie-back casing. The TOC is reported in the EOWR to be at 1613 m MD. The Halliburton cement report indicates the TOC to be at 2022 m MD, this is a conflict in the reports. In this report 2022 m MD has been used as this is the worst case scenario with total length of the primary seal of 78 m

### 9.2.8 Well P18-02

The P18-02 well is suspended and left with a mud line suspension in place to allow potential re-entry. The well is plugged at various depths with a total of 4 plugs. The well was re-assessed in view of CO<sub>2</sub> storage with following results (see also Figure 9-7 and Table 9-6).

The assessment is done based on current standards in place; Norsok D10 section 9.6.5.1 (permanent abandonment open hole) and NOGEP A 45. The NOGEP A 45 standard is currently under review with reference to decommissioning requirements for CO<sub>2</sub> storage wells, this implies that this assessment has to be reviewed when the updated NOGEP A 45 standard is available.

#### Primary barrier

- The 7" liner EZSV (trademark of a drillable plug) is installed above top perforations at 3300 m MD with a 1.5 m cement plug from 3300 m to 3298.5 m. This is below the caprock bottom which is located at 3275 m MD. Therefore the plug is not considered to be a primary barrier element as it is located below the cap rock (see section 9.2.1.1 point a).
- The second 7" mechanical plug is installed in the 7" liner at 3006 m MD and tested to 2000 psi (~140 bar). The cement plug is placed from 3006 m MD to above the top of the 7" liner with a TOC of 2956 m MD in the 9 5/8" casing. Resulting in 50 m cement.
- The 7" liner is cemented to 3005 m MD TOC, this is 49 m below the top of the liner at 2956 m MD, this implies that, at the depth of the cement plug, there is no cement behind the 7" liner. Therefore there is no cement across all annuli at this depth.
- The cement plug covers the 9 5/8" over a length of 60 m, from the top of liner at 2896 m MD to the TOC of the plug at 2956 m MD. The 9 5/8" cementation is reported to be good in the cement report, but the CBL indicates poor bonding.
- The in-situ formation (Caprock) was tested by a FIT to 14.8 ppg at 3711 m TVD.

#### Secondary barrier

- The mechanical plug is set in the 9 5/8" casing at 1915m MD and tested to 2000 psi. The cement plug is placed from 1915 m MD to 1846 m MD with a total length of 59 meter.
- The 9 5/8" cementation was done in 2 stages with the multistage cement packer at 1893 m MD and with the TOC of the first stage cementation at 1932 m MD. This implies that there is no cement in the 9 5/8" by 13 3/8" annulus from 1932 m MD to 1893 m MD.
- The EOWR reports a premature landing of the shut of plug ahead of the cement that resulted in a failed placement of the first stage cement job. The bond log shows no cement at plug depth, the second stage cementation is from 385 m MD to 69 m MD TOC.

#### Open hole barrier

- There are no specific requirements for the open hole barrier, it has been assessed based on the NORSOK D10 9.6.5.1 barrier diagram example for permanent abandonment for open hole wells.
- The open hole barrier has a 65 m cement plug placed on a mechanical plug from 154 m MD to 85 m MD. There is no cement in the 9 5/8" by 13 3/8" annulus at this depth, the 13 3/8" by 20" annulus is cemented.

#### Structural integrity

All wellheads are removed and the 9 5/8", 13 3/8" and 20" casings were backed out and removed at the mudline hanger. A casing stick up protector has been placed at seabed.

#### Discrepancies

- The well status diagram shows that the 13 3/8" casing is cemented with the TOC at 1627 m MD, while the final well report indicates there is no cement placed at the first stage cementation.
- Akemu, et al., (2011) did not address the discrepancy of the uncemented 13 3/8" casing at cement plug depth.

### Summary

- From Table 9-6 it can be seen that multiple barrier elements for this suspended well could not be validated, the well needs to be planned for re-assessment and decommissioning conform the updated NOGEP45 standard for CO<sub>2</sub> storage decommissioning when these are available.

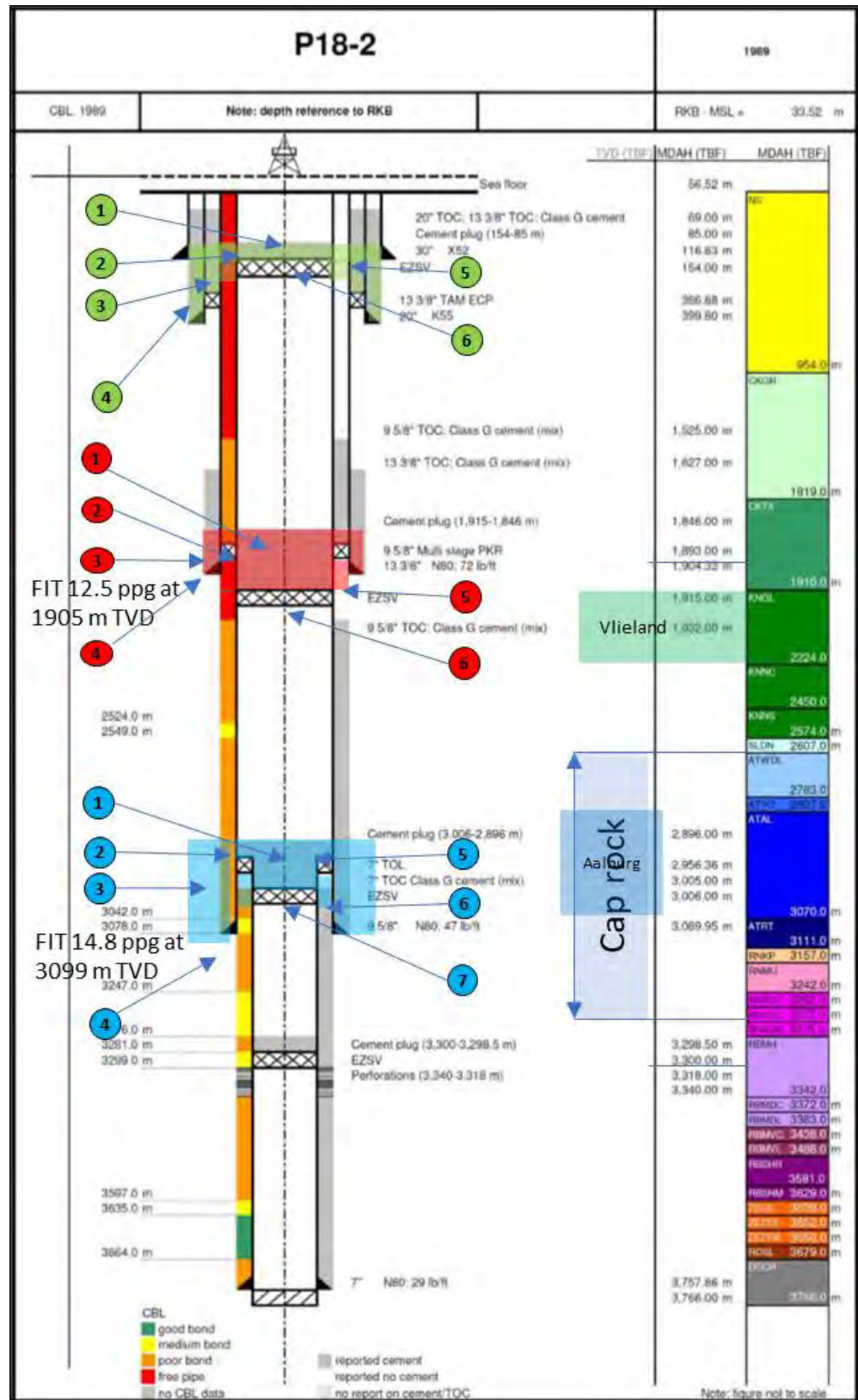


Figure 9-7 Well P18-2 barrier diagram with barrier elements defined. See Table 9-6 for a discussion of the barrier elements (indicated by the numbered circles).

Table 9-6: Wells P18-02 barrier element assessment based on current data set. The numbers in the first column correspond with the numbers in coloured circles in Figure 9-7.

no	P18-2A1 Element	As built	Monitor	Barrier validated	Validation Criteria
<b>Primary well barrier</b>					
1	5 1/2" Scssv	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	5 1/2" Tubing	Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
3	7" Production packer	Installed at 3503 m MD which is 26 m below the TOC in the 7" liner. Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported.
4	7" Liner	Liner report for P18-3 (previous name of P182A1) The liner covers 50 m of caprock	NA	Yes	The liner and production packer are under continuous high hydrostatic differential pressure of the A annulus. No annular pressure build up recorded
5	In-situ formation (Cap rock)	FIT of 15.8 ppg at 3488 m TVD	NA	Yes	FIT of 15.8 ppg at 3488 m TVD reported
6	7" Liner cement	Cement report of P18-3 (previous well name) reports the TOC at 3508 m MD. The well status diagram shows the TOC at 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond	NA	No	The well status diagram shows the TOC 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond. The TOL is set at 3404 m MD, this leaves 73 m of uncemented liner combined with poor bond.
<b>Secondary well barrier</b>					
1	Surface tree & tubing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
2	Well head & casing hanger	Tested to 5000 psi	Maintained	Yes	Tested & maintained
3	9 5/8" Casing	Tested to 5000 psi	Annular pressure records	Yes	Tested, no annular pressure build up reported
4	9 5/8" Casing cement	Cement report does not provide a TOC, the report quotes for the 9 5/8" cementation: minimal losses during circulation, cementation in 2 stages with 2000 psi bump plug pressure	Annular pressure records	Yes	Good cement report on placement of cement in caprock NFS potential - Vlieland shale & Aalburg shale
5	7" Liner + liner lap	The CATO-2 report (Akemu et al. 2011) quotes a 5000 psi test that is not mentioned in the end of well report.	Annular pressure records	Yes	The liner is tested by default; the differential pressure from annulus to reservoir by hydrostatic column is approximately 280 bar
6	7" Liner cement	The cement report of P18-3 (previous well name) reports the TOC at 3508 m MD. The well status diagram shows the TOC at 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond	Annular pressure records	No	The well status diagram shows the TOC 3477 m MD. The CBL indicates a poor bond. There is 47 m of uncemented liner above the production packer
7	In-situ formation (Cap rock)	FIT of 15.8 ppg at 3438 m TVD	NA	Yes	FIT 15.8 of ppg at 3438 m TVD reported

### 9.2.9 Conclusion on current well status

The selected wells relevant in the context of CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 field have been evaluated regarding their current status and well integrity risks. All wells reviewed have the potential to be used safely as CO<sub>2</sub> injectors. Appropriate mitigations can make them fit for storage operations as given below.

#### 9.2.9.1 Generic well integrity issues of the wells

- The currently installed production packers are retrievable and need to be replaced based on the expected CO<sub>2</sub> injection load case. The workover would include the change or refurbishment of the surface tree and associated sealing components, which should be suitable for the CO<sub>2</sub> injection operating envelope, i.e. pressure, temperature, CO<sub>2</sub> composition and flow rate.
- The operating temperatures for equipment are specified in the API standards with specific requirement for extreme (cold) conditions, all materials should be checked for suitability for the expected low temperatures.
- Seals and pack-offs that have been reported as leaking could be restored with appropriate sealing arrangements; this holds for the non-flow-wetted operational envelope.



- The well load cases must be assessed for CO<sub>2</sub> injection and evaluated against the status of the load bearing surface casing and completion design, considering sudden load changes during start-up / shut-down of CO<sub>2</sub> injection.
- Where flow-wetted components have been exposed to production fluids, like casing or liners, these may need to be assessed for corrosion of wet CO<sub>2</sub> (presence of water / brine).
- The condition of these liners may require recompletion below the current packer depths or above the liner laps depending on the identified risks to mitigate the risk of potential failure of the liner due to wear or corrosion.

#### 9.2.9.2 Summary

All wells reviewed P18-2A1 / 2A3-ST2 / 2A5-ST1 / 2A6 + ST could be re-used safely for CO<sub>2</sub> injection if the risks identified are mitigated properly; see overview in Table 9-7.

Table 9-7 Overview of P18-2 CO<sub>2</sub> injector wells selection.

Well	Status	Integrity for CO <sub>2</sub> injector	Remarks
P18-2A1	Producer	Yes	Needs recompletion and repositioning of production packer in liner / casing with good cement bond
P18-2A3-ST2	Producer	Yes	Retrievable packer CO <sub>2</sub> injection load case and material compatibility are the components to be mitigates to make this well a suitable CO <sub>2</sub> injector
P18-2A5-ST1	Producer	Yes	'A'-annulus pressure needs investigation / recompletion for CO <sub>2</sub> injection
P18-2A6 + ST	Producer	Yes	Needs restoration of the side track window in order to be able to use it for CO <sub>2</sub> injection.
P18-2	Suspended	No	Requires to be re-assessed against new CO <sub>2</sub> storage abandonment requirements (Nogepa / SodM) and decommissioned in accordance to this standard.

### 9.3 Influence of cooling on well cement

Injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the temperature of the surrounding rock can cause thermal contraction of the materials and associated stress reduction of the surrounding rock in the near-well area that may affect the structural integrity of the well barriers. The operating envelope of P18 CO<sub>2</sub> injection wells needs to consider cooling effects, which are not part of the current operating envelope designed for natural gas production.

In this section we provide an estimate of the effects of cooling due to cold CO<sub>2</sub> injection on the structural integrity of the injection well, focussing on the integrity of annular cement behind the casing, and discuss the risk of leakage along the outside of the well. Potential failure modes of the sealant (cement sheath) that can create potential continuous leakage pathways up the well across the caprock are of primary interest (Figure 9-8). The most likely leakage mechanism is related to the flow of fluids along a microannulus formed by de-bonding of the cement-casing interface or the cement-formation interface.

Note that, in order for CO<sub>2</sub> to migrate and eventually leak to the overburden through a microannulus, several events have to take place and several constraints with regard to subsurface conditions have to be met. The likelihood of cement-casing or cement-rock debonding to take place during injection of cold CO<sub>2</sub> in a P18-2 well is investigated using a numerical model based on the DIANA finite elements<sup>6</sup>. Subsequently, the likelihood that a continuous microannulus forms along the entire caprock level towards the overburden, and the conditions that need to be met for CO<sub>2</sub> to migrate through a microannulus into the overburden are discussed. For a worst-case scenario where all events occur and all conditions are met, an estimate of the leakage rate will be given and this will be discussed in the context of the total storage capacity in P18-2.

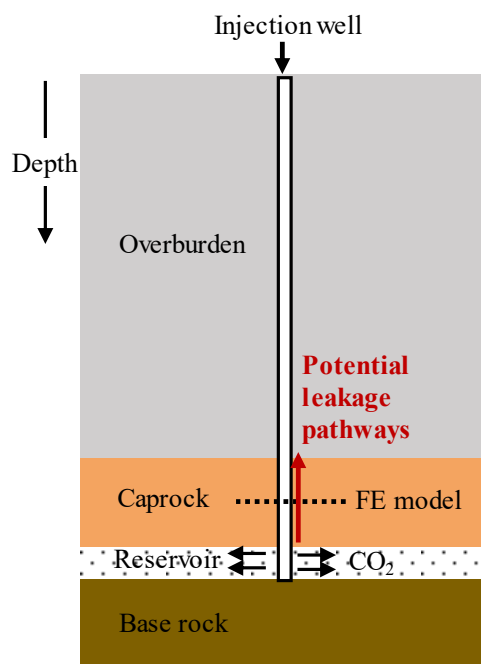


Figure 9-8: Sketch of an injection well showing the location of a finite element (FE) model for well integrity analysis at the caprock level. The model represents a cross-section of the near-wellbore area normal to the well axis at the analysis depth (see ).

### 9.3.1 *Pressure and temperature in the CO<sub>2</sub> injection well*

The initial flow assurance study for the Porthos consortium by Belfroid (Belfroid, 2019) presents several scenarios and sensitivities that can be used to estimate the possible variation of pressure and temperature conditions in CO<sub>2</sub> injection wells for different reservoir and injection conditions. This flow assurance work will be repeated and refined throughout well and project design and regularly throughout the injection years. Here we focus on CO<sub>2</sub> injection in a single well and present pressure and temperature (P&T) profiles obtained using the OLGA simulator. The OLGA model includes the entire pipeline and considers the reservoir conditions relevant for the P18-2 CO<sub>2</sub> injection (Table 9-8). Well geometry is based on an idealized well (P18-4A2) and is considered to be representative for other planned injection wells.

<sup>6</sup> See [dianafea.com](http://dianafea.com).

Steady-state simulations were performed for six scenarios (or cases in (Table 9-8) with an injection rate of 30 kg/s (~1 Mt/yr).

Table 9-8: Overview of steady-state cases of well flow simulations.

Case name	Mass flow rate (kg/s)	Reservoir pressure (bar)	Pipeline pressure control (bar)	Compressor outlet temperature (°C)
Case_b1	30	20	85	80
Case_b2	30	60	85	40
Case_b3	30	80	85	40
Case_b4	30	100	85	40
Case_b5	30	200	85	40
Case_b6	30	20	30	80

Simulated pressure profiles in the well for steady-state injection conditions are plotted in Figure 9-9. For a very low reservoir pressure of 20 bar and two-phase flow in the well, the wellhead pressure is higher than the bottom hole pressure (cases P\_b1 and P\_b2 in Figure 9-9). In other cases with a higher reservoir pressure the flow is mostly or fully single-phase and the bottom hole pressure exceeds the well head pressure due to the weight of the column of supercritical CO<sub>2</sub> in the well.

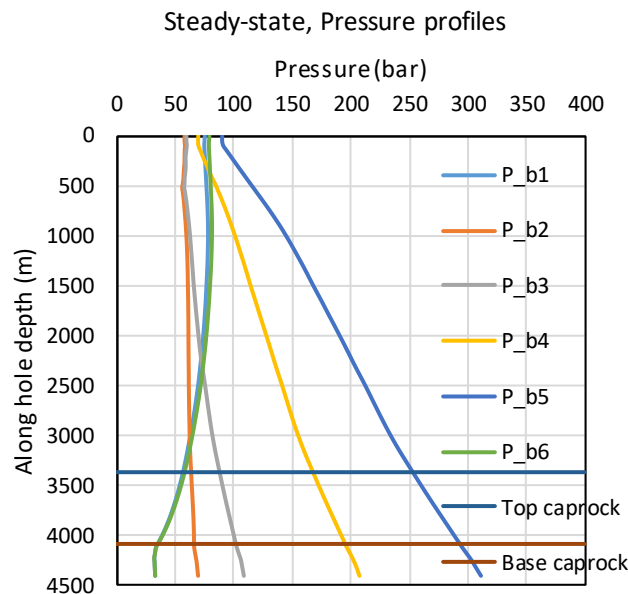


Figure 9-9: Pressure profiles in the well as a function of the along hole depth for the cases of steady-state CO<sub>2</sub> injection from Table 9-8.

The corresponding simulated temperature profiles for steady-state injection conditions are plotted in Figure 9-10. In the upper part of the well, at the depth range of 500 to 1500 m, temperature of injected CO<sub>2</sub> is higher than that of the surrounding rock. The temperature of the tubing, casing, annular cement and surrounding rock formation will increase, i.e. heating. At larger depths, below 500 to 1500 m, the temperature of the tubing, casing, annular cement and surrounding rock formation will decrease, i.e. cooling. For steady-state conditions, cooling is

most severe in the case of a low reservoir pressure of 20 bar and occurs at the level of the caprock (cases T\_b1 and T\_b6 in Figure 9-10). The CO<sub>2</sub> inside the well at the caprock level is 70°C to 100°C colder than the surrounding formation. For higher reservoir pressure, the degree of cooling decreases to 30°C to 40°C.

Figure 9-10 shows temperature profiles for steady-state conditions; the temperature in the well during a non-steady-state operation (such as a shut-in procedure) may lead to lower temperatures of the CO<sub>2</sub> in the well, but the heat capacity of the well system (such as liner and annulus fluid) prevents those short-lived low-temperature events from significantly changing the temperature of the cement and casing in the deeper parts of the well<sup>7</sup>. The profiles shown in Figure 9-10 can be used as a reliable estimate of the conditions in the well.

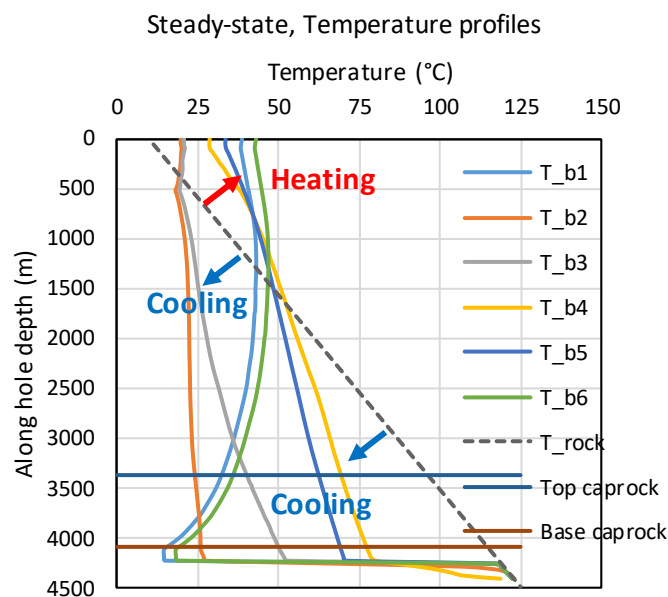


Figure 9-10: Temperature profiles as a function of the along hole depth for the cases of steady-state CO<sub>2</sub> injection from Table 9-8. Dashed black line denotes the formation temperature ( $T_{rock}$ ).

### 9.3.2

#### *Numerical modelling of the effects of cold CO<sub>2</sub> injection on well cement integrity*

A numerical model was developed to investigate the impact of thermal effects on well integrity, in particular on the integrity of annular cement behind the casing. Thermo-mechanical non-linear finite element analyses considered a section of a CO<sub>2</sub> injection well across the caprock (Figure 9-11), to evaluate whether failure of the well barriers could result in debonding of the annular cement with the casing and/or rock interfaces at caprock level, thereby creating a microannulus. In a worst case scenario, when such a microannulus is continuous from reservoir to above the caprock, a leakage path is formed.

<sup>7</sup> S. Belfroid, personal communication, 2019.

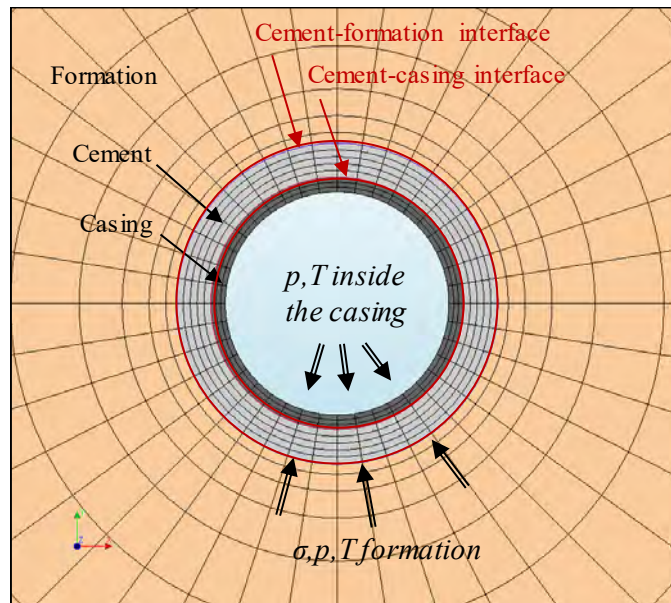


Figure 9-11: Mesh for a 2D finite element model of a cross-section of the near-well area.

The non-linear finite element simulator DIANA was used to generate meshes for 2D numerical models of the well system and run simulations. The workflow for well integrity analysis is automated through a dedicated user interface called the DIANA SEALEC application. Based on the user input in DIANA SEALEC, meshes of the well system can be generated automatically and well integrity analyses mimicking the entire lifetime of a well can be conveniently defined and executed.

The numerical model of the near-well area was developed on a cross-sectional area normal to the well axis. The model comprises well casing(s), cement sheath(s) and the surrounding rock formation. Two models with different well completion geometries were developed: completion with a single casing (Figure 9-12a) and completion with a double casing (or a liner lap; (Figure 9-12b). Chosen sizes and characteristics of casings in the models are representative of the P18-2 wells. The possible injection wells are completed over the caprock depth interval with a 9 5/8" casing and a 7" liner, and in some cases with a 5" liner.

Complete plane strain elements are used for bulk materials and zero-thickness interface elements are used for the casing-cement and the cement-formation interfaces. All materials in the model are assumed to be elastic and the well material interfaces are assumed to be rigid. The model input parameters are given in Table 9-9.

Table 9-9: Model input parameters.

Parameter	Unit	Caprock	Cement	Casing	Interface
E Young modulus	GPa	26	8.3	200	rigid
$\nu$ Poisson coefficient	-	0.3	0.1	0.3	-
Thermal expansion coeff.	$K^{-1}$	$1 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-5}$	-
Volumetric specific heat	$Jm^{-3} K^{-1}$	$2.24 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^6$	-
Thermal conductivity	$Wm^{-1} K^{-1}$	2.3	0.87	15	-



The effects of cooling were assessed by applying a temperature load of  $-1^{\circ}\text{K}$  ( $-1^{\circ}\text{C}$ ) on the inner side of the casing instantly at the start of the analysis. As all the well materials in the model were assumed elastic, the magnitude of induced thermo-mechanical stresses ( $\sigma_{\Delta T}$ ) scales linearly with the degree of cooling ( $\Delta T$ ), i.e. the stress magnitude due to cooling by  $\Delta T < -1^{\circ}\text{K}$  is obtained simply by multiplying  $\Delta T$  with the stress magnitude predicted by the model ( $\sigma_{\Delta T = -1\text{K}}$ ). A staggered heat flow and mechanical analysis is then performed. First a transient temperature field is calculated for a change in temperature of  $-1^{\circ}\text{K}$  ( $-1^{\circ}\text{C}$ ) and then the related thermo-mechanical stresses caused by this temperature change.

Note that the model is initially stress-free, i.e. the initial stress state in the cement sheath is set to zero as our aim is to estimate the net thermo-mechanical stress induced by cooling. Estimating the initial, i.e. present day (compressive) stress in annular cement of gas producing wells is difficult: direct in-situ measurement of stress in cement at downhole conditions is not possible; stress estimates can only be obtained by modelling the entire well history, taking into account the different phases in the lifetime of a well, cement material properties, quality of executed cement job, interactions with the surrounding rock formation, etc.. Modelling well histories is beyond the scope of this task, which focusses on the thermo-mechanical effects of cooling on well cement integrity.

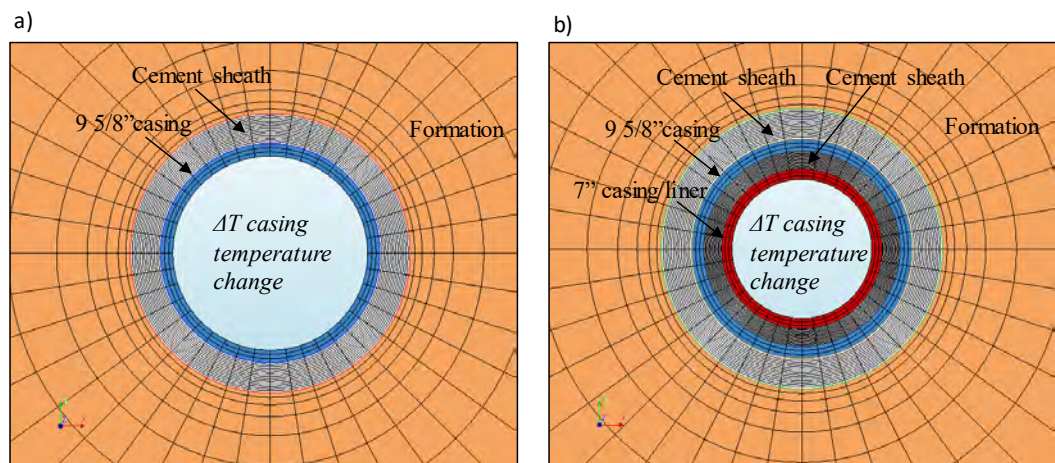


Figure 9-12: Meshes for 2D finite element models of the near-well area at the level of caprock for well sections completed with (a) a single casing and (b) a double casing (liner lap).

Simulation results show gradual extension of the cooled area radially into the surrounding rock (Figure 9-13 and Figure 9-14). After 1 year of injection, the radial extent of cooled area is about 10 m and has reached the edge of the model. The largest drop in temperature occurs within a radius of 1-3 m from the injection well (Figure 9-14).

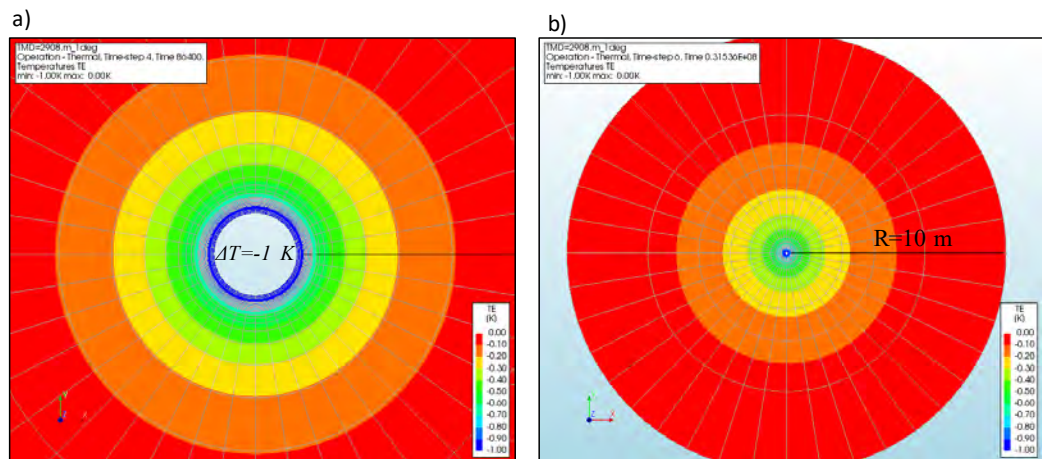


Figure 9-13: Contours of temperature change in the near-well area due to a casing temperature change of  $-1^\circ\text{K}$  (or  $-1^\circ\text{C}$ ) after (a) 1 day and (b) 1 year. The contour interval is  $0.1^\circ\text{K}$ .

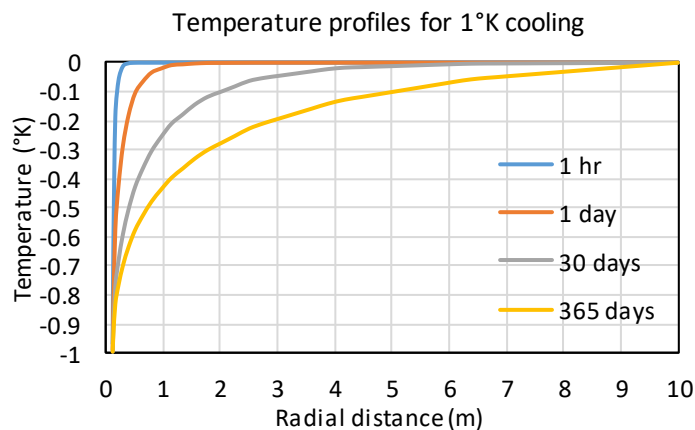


Figure 9-14: Profiles of temperature change as a function of radial distance from the well due to a casing temperature change of  $-1^\circ\text{K}$  (or  $-1^\circ\text{C}$ ) for different times.

Cooling induces thermal contraction which in turn induces thermo-mechanical tensile stresses in the radial direction. As expected, the magnitude of tensile stress increases with time, as the cooling front propagates deeper into the surrounding formation, and decreases with the radial distance from the well casing.

For a single casing well model, the magnitude of tensile stresses is larger at the casing-cement interface, which is closer to the inner side of the casing than at the cement-formation interface (blue bar and orange bar, respectively in Figure 9-15). The magnitudes of tensile stresses range between  $0.1$  and  $0.17 \text{ MPa}/1^\circ\text{C}$ . For a decrease of casing temperature by  $100^\circ\text{C}$ , tensile stresses at the interfaces will be thus 100 times higher and can reach 10 to 17 MPa. If the initial stress in cement is less than these values, de-bonding of the interfaces will occur.

In a double casing well model there are four well interfaces and the evolution of tensile stresses at the interfaces with time is more complex (Figure 9-16). Initially, just after the start of cooling, the magnitude of tensile stresses at the interfaces decreases with the distance from the inner casing (Figure 9-16, 1hr). This pattern was also observed in the single casing well model. However, for longer cooling

times, from 1 day onwards, the largest magnitude of tensile stresses occurs at a more distant interface between the 9 5/8" casing and cement (grey bar in Figure 9-16). These magnitudes of ~0.19 MPa per 1°C cooling are larger than in the case of a single casing well model (grey bar for 365 days in Figure 9-16). Overall, the magnitude of thermal stresses is dependent on the values of elastic and thermal properties for the well materials (casing, cement and rock) and their interfaces.

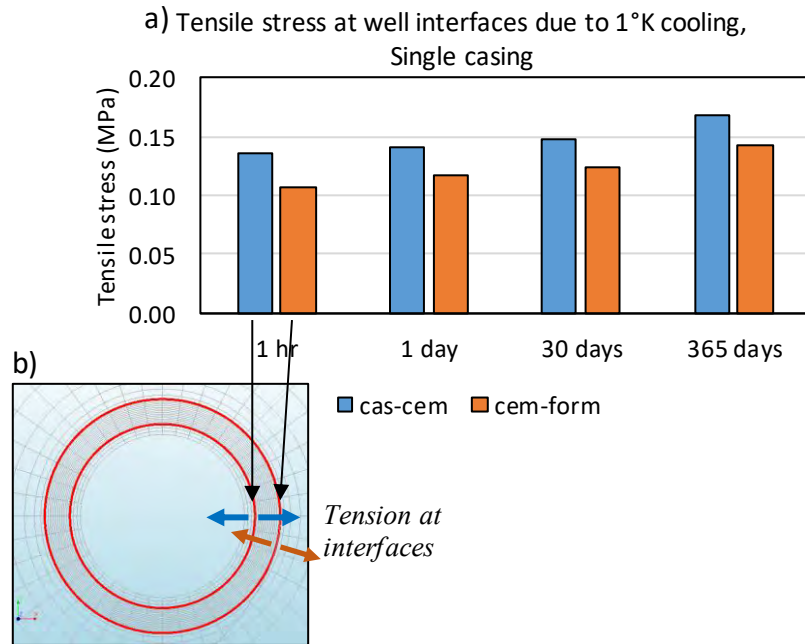


Figure 9-15: (a) Tensile stresses at the well interfaces due to a casing temperature change of -1°K (or -1°C) after 1 hour, 1 day, 30 days and 365 days. (b) Sketch showing locations of the monitoring points at the two interfaces in a single casing well model.

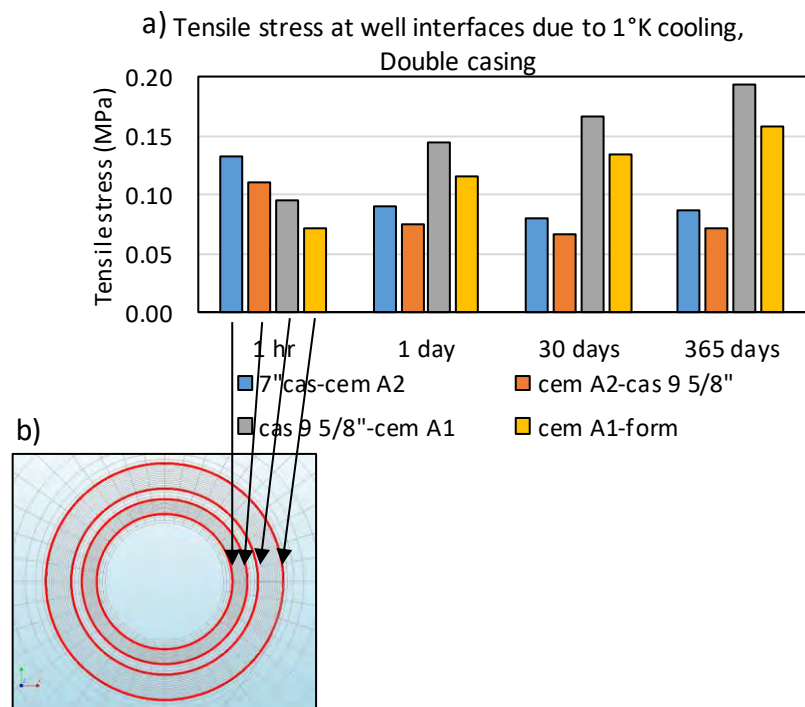


Figure 9-16: (a) Tensile stresses at the well interfaces due to a casing temperature change of  $-1^{\circ}\text{K}$  (or  $-1^{\circ}\text{C}$ ) after 1 hour, 1 day, 30 days and 365 days. (b) Sketch showing locations of the monitoring points at the four interfaces in a double casing well model.

### 9.3.3 *Implications of debonding on formation of potential leakage pathway*

Annular cement across the caprock in the P18-2 wells consists of sections with good cement and sections with poor/absent cement. Sections with poor cement are not considered to be sealing. Sections with good cement, which are in many cases a few tens of meters long, are most sensitive to debonding. For creation of a leakage pathway from reservoir to overburden, across the entire caprock thickness, de-bonding needs to occur along all sections with good cement, in order to connect sections with poor cement. Debonding of good cement is likely to occur at the level of caprock due to cooling by  $60\text{-}100^{\circ}\text{C}$  because of:

- large induced thermo-mechanical tensile stresses, which tend to cause de-bonding ( $\sim 10\text{-}20\text{ MPa}$ );
- very low tensile strength of the well cement interfaces (that counteracts the tensile stress) of  $0.1\text{-}3\text{ MPa}$  for a good cement bond and  $\sim 0\text{ MPa}$  for a poor cement bond;
- possibly low, largely uncertain magnitudes of the radial compressive stress in the annular cement (that counteracts the tensile stress).

The actual permeability and therefore also the flow rate is stress-dependent. The microannulus may be open and act as a conduit or closed and act as a seal. The permeability of circumferential microannulus created by debonding depends on the effective normal stress acting on that fracture ( $\sigma_n'$ ) and the fluid pressure inside the microannulus ( $p$ ); when  $p > \sigma_n'$ , the microannulus is open and acts as a conduit, when  $p < \sigma_n'$  the microannulus is closed and acts as a seal.

The effective normal stress  $\sigma_n'$  is either:

- The radial stress in annular cement ( $\sigma_n'\text{-cem}$ ) acting on the casing-cement interface. The  $\sigma_n'\text{-cem}$  is largely uncertain and could be low especially in the case of cement sheath located in-between two casings. The  $\sigma_n'\text{-cem}$  could possibly be lower than the hydrostatic stress ( $< 0.10\text{-}0.11\text{ bar/m}$ ). This implies that the hydrostatic fluid pressure inside the microannulus could keep the leakage path at the casing-cement interface open. Although a microannulus at the casing-cement interface can be kept open under a pressure lower than the hydrostatic pressure, the hydrostatic pressure conditions will still exist at the tip of a microannulus transecting the caprock. Keeping the  $\text{CO}_2$  pressure in the reservoir below the hydrostatic pressure conditions will prevent the  $\text{CO}_2$  from displacing the brine in the micro-annulus, as discussed in more detail in the next section.
- The radial stress in the rock formation ( $\sigma_n'\text{-rock}$ ) acting on the cement-rock interface. The  $\sigma_n'\text{-rock}$  could be:
  - (i) lower than the minimum in-situ horizontal stress  $Sh_{min}$  ( $0.17\text{-}0.18\text{ bar/m}$ ), but likely larger than the hydrostatic pressure ( $\sim 0.10\text{ to }0.11\text{ m/bar}$ ), if a plastic zone was formed in the (brittle) rock formation surrounding the wellbore;
  - (ii) close to the  $Sh_{min}$  ( $0.17\text{-}0.18\text{ bar/m}$ ) if the wellbore is surrounded by naturally sealing formations, which are either ductile (Aalburg Shales) or viscous (Röt salt, halitic parts). Potential advantage of naturally sealing formations is that they can improve annular sealing around non-cemented or poorly cemented parts of casing strings simply by moving or creeping onto the casing strings. Additional advantage is an increase in the compressive stresses in the near-well area, which could become equal to the far-field stresses in

these naturally sealing formations (0.17-0.18 bar/m in shales and 0.21 bar/m in halite). This implies that the hydrostatic fluid pressure inside the microannulus cannot keep the leakage path at the cement-formation interface open. The microannulus is closed and acts as a seal. Several shale layers and potentially salt layers in the caprock of the P18-2 reservoir have been identified as natural sealing formations. Local sealing of a microannulus could make the leakage path discontinuous and therefore prevent leakage.

Leakage risk and the effect of chemistry

#### 9.3.4 *Leakage risk and the effect of chemistry*

The well integrity simulations demonstrated that de-bonding of the well interfaces is likely to occur at the good cement sections of the P18-2 wells due to the mechanical stress related to cooling on the well materials and interfaces. In a worst case scenario, de-bonding could result in the formation of a leakage path (a microannulus), connecting the storage reservoir with the overburden, as discussed in the previous section.

Figure 9-17 gives a schematic representation of the pressure evolution in the reservoir and overburden in the various stages of the reservoir from initial (pre-production) to post-CO<sub>2</sub> injection. The initial reservoir conditions at the start of the gas production phase show the equilibrium of the water and gas pressure as developed during the geologic time of its existence. The hydrocarbon buoyancy pressure anywhere in the reservoir above the water-gas contact, equal to the average capillary pressure, is higher than the water pressure. Because of the capillary entry pressure of the caprock, which is higher than the prevailing buoyancy pressure if leakage does not occur, the gas remains in the reservoir.

In the gas production phase, both the water and the gas pressure in the reservoir decrease to low and sometimes very low levels. In case of a 'tank reservoir' where (strong) aquifer support is absent, the pressure remains low after production has ceased.

At the reservoir-caprock interface, a sharp water pressure transition exists because the water in the caprock is practically immobile on the time scale of hydrocarbon production and CO<sub>2</sub> injection. During CO<sub>2</sub> injection, both the water and gas pressure in the reservoir increase. As long as the gas pressure remains below the hydrostatic conditions at the base of the caprock, the gas will not be able to displace the water column in the overburden and leakage will not occur, even if a leakage path such as a microannulus exists. Over time, the reservoir conditions will move towards an equilibrium state due to water influx from the over- and underburden into the reservoir, implying re-pressurisation of the reservoir. In case of a tank reservoir, this influx is very small and it will take thousands of years before the gas pressure in the reservoir will become higher than the overlying hydrostatic column. This implies, that even if a leakage path such as a microannulus exists, a CO<sub>2</sub> leakage mechanism is absent.

In the unfortunate event that the gas pressure does increase to above the hydrostatic pressure, it is still uncertain whether CO<sub>2</sub> would migrate through a microannulus. Microannuli with small apertures will have a capillary entry pressure, similar to caprocks. The gas pressure has to be higher than the sum of the hydrostatic pressure at the base of the caprock and the entry pressure.



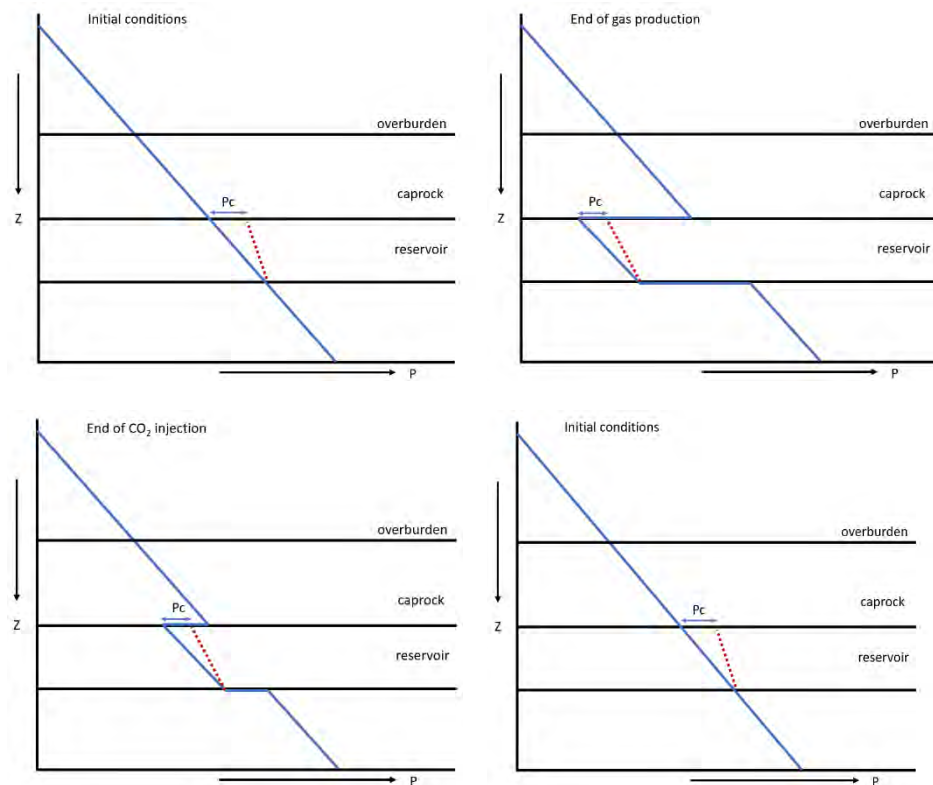


Figure 9-17: Pressure conditions in the various stages of the reservoir.

If CO<sub>2</sub> could displace the water column within the microannulus and starts migrating upwards, chemical interaction will take place with the cement. Assuming that the cement is of good quality, horizontal migration of CO<sub>2</sub> into the cement will take place by diffusion in dissolved state. Cement, which has a very high pH, is susceptible to interaction with carbonized water as cement minerals can quickly dissolve when the pH of the pore water decreases. The complex chemical interaction between cement minerals and carbonized brine is described in many publications (e.g., Kutcho et al., 2007; Rimmelé et al., 2008; Duguid et al., 2010). The most important reactions involve the dissolution of portlandite (CaOH<sub>2</sub>), the decalcification of Ca-silicate hydrate (CSH) and the precipitation of calcite (CaCO<sub>3</sub>) (Figure 9-18). Depending on the location of calcite deposition, complete pore clogging of the cement can occur, preventing further diffusion of carbonized brine and thereby further degradation of the cement. The upward flow of CO<sub>2</sub> through the microannulus adds another complicated component to the process, and has been described in Koenen and Wasch (2018). Instead of calcite precipitation in the pore spaces of cement, the calcite can accumulate within the microannulus and block the leakage path. The potential presence of sulfate in the caprock formation water can result in anhydrite precipitation in the microannulus, supporting the microannulus clogging by calcite (Koenen and Wasch, 2018). Whether clogging occurs depends on the upward flow rate of the CO<sub>2</sub> and the width of the microannulus. A low flow rate and/or small microannulus will allow calcite (and anhydrite) deposit to grow and block the leakage path. A high flow rate and/or large microannulus will not allow calcite growth, and instead, the leakage path will get worse in time due to cement mineral dissolution. This is illustrated in Figure 9-19. The worst case conditions for a microannulus of 100 micron and a CO<sub>2</sub> pressure 10 bar above hydrostatic conditions give a migration rate of CO<sub>2</sub> towards the overburden in the order of 10<sup>-6</sup>

kg/s, adding up to slightly more than 30 kg per year (Koenen and Wasch 2018). Compared to storage volumes in the order of megatonnes, this amount of leakage can be considered as negligible.

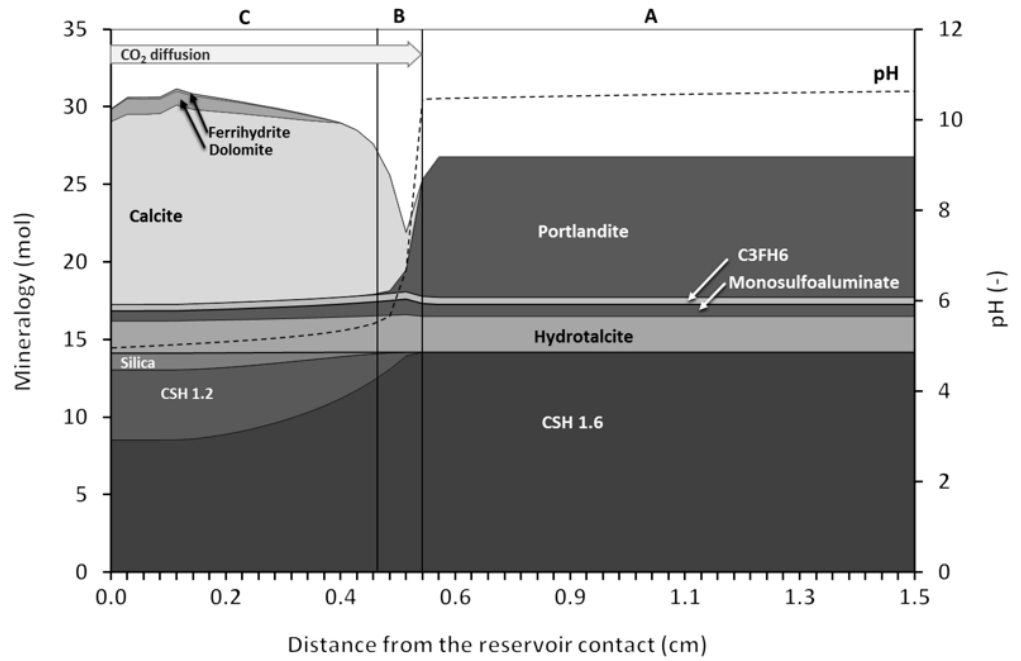


Figure 9-18: Simulated cement mineralogy with distance from the reservoir (or brine) contact after 300 days of inward diffusion of dissolved CO<sub>2</sub> and kinetic mineral reactions (PHREEQC software). Three zones develop: A: original cement, B: dissolution front, C: carbonated zone. The porosity of the cement decreases in the carbonated zone. From Koenen et al. (2014).

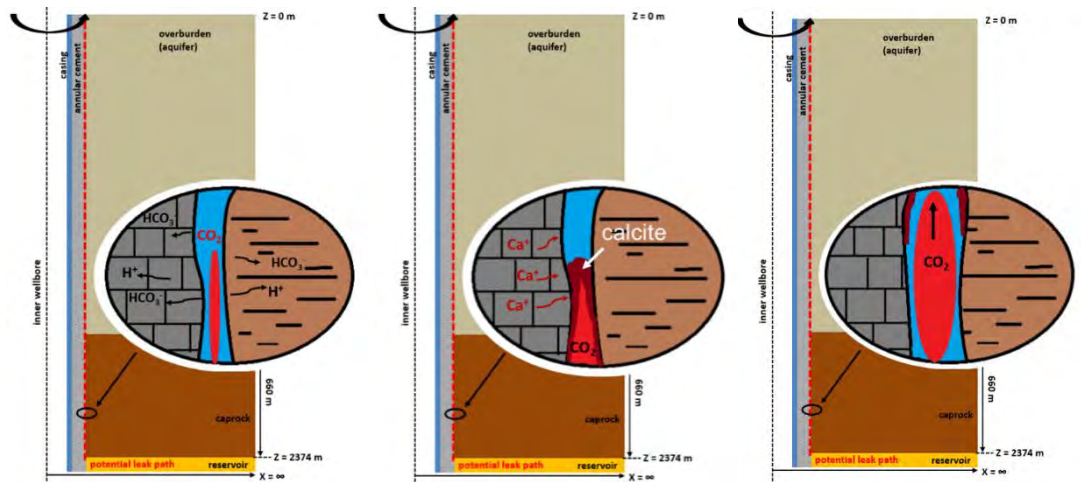


Figure 9-19: Schematic overview of CO<sub>2</sub> migration through a microannulus (red dotted line in between the annular cement and the surrounding rock). Left: initial state of microannulus and CO<sub>2</sub> migration. Middle: at low flow rate and/or small microannulus dissolved calcium migrates to the microannulus and is deposited as calcite, thereby blocking the leakage path. Right: at high flow rate and/or large microannulus the leakage path is enhanced as fast cement dissolution and CO<sub>2</sub> flow prevent calcite deposition. From Koenen & Wasch (2018).

### 9.3.5 Conclusions

Well dynamics simulations provided input on the temperature evolution along the wellbore with time. They showed that the CO<sub>2</sub> inside the injection well is 30 °C to 100 °C colder than the surrounding caprock formation, with largest temperature differences occurring in the initial phase of injection when the reservoir pressure is low (~20 bar) and the temperature of CO<sub>2</sub> at bottom hole is ~17 °C.

Based on performed simulations, debonding of well interfaces in P18-2 CO<sub>2</sub> injection wells is likely to occur due to cold fluid injection, thermal contraction and associated stress reduction in the near-well area. Debonding can, in principle, occur over lengths of tens of meters of caprock sections with good CBL. However, for migration of CO<sub>2</sub> with eventually leakage to occur, a continuous microannulus along the well cemented sections need to connect poorly cemented sections towards the overburden before we can speak of a leakage path. The presence of shale and potentially salt layers in the P18-2 caprock, identified as natural sealing formations could locally interrupt the leakage path. Even if a continuous leakage path would exist, it depends on the microannulus characteristics and pressure conditions whether upward CO<sub>2</sub> migration would actually take place. If the pressure conditions in the reservoir are high enough to overcome the capillary pressure within the microannulus, and migration does take place, the chemical interaction between CO<sub>2</sub> and cement can either prevent or enhance leakage towards aquifers overlying the caprock or towards the surface, also depending on the microannulus characteristics and pressure conditions. Keeping the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir below or at the hydrostatic pressure conditions will prevent the CO<sub>2</sub> from displacing the brine in the microannulus. In that case adequate monitoring during injection operations is required. The decommissioning method and procedures should result in well plugging from formation-to-formation (pancake plug or similar) in case microannulus formation is likely and poorly bonded annulus cement is not accepted as a leakage barrier. Based on performed simulations, debonding of well interfaces in P18-2 CO<sub>2</sub> injection wells is likely to occur due to cold fluid injection, thermal contraction and associated stress reduction in the near-well area. Debonding can, in principle, occur over lengths of tens of meters of caprock sections with good CBL. However, for migration of CO<sub>2</sub> with eventually leakage to occur, a continuous microannulus along the well cemented sections need to connect poorly cemented sections towards the overburden before we can speak of a leakage path. The presence of shale and potentially salt layers in the P18-2 caprock, identified as natural sealing formations could locally interrupt the leakage path. Even if a continuous leakage path would exist, it depends on the microannulus characteristics and pressure conditions whether upward CO<sub>2</sub> migration would actually take place. If the pressure conditions in the reservoir are high enough to overcome the capillary pressure within the microannulus, and migration does take place, the chemical interaction between CO<sub>2</sub> and cement can either prevent or enhance leakage towards aquifers overlying the caprock or towards the surface, also depending on the microannulus characteristics and pressure conditions. Keeping the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir below or at the hydrostatic pressure conditions will prevent the CO<sub>2</sub> from displacing the brine in the microannulus. In that case adequate monitoring during injection operations is required. The decommissioning method and procedures should result in well plugging from formation-to-formation (pancake plug or similar) in case microannulus formation is likely and poorly bonded annulus cement is not accepted as a leakage barrier.

Based on performed simulations, debonding of well interfaces in P18-2 CO<sub>2</sub> injection wells is likely to occur due to cold fluid injection, thermal contraction and

associated stress reduction in the near-well area. Debonding can, in principle, occur over lengths of tens of meters of caprock sections with good CBL. However, for migration of CO<sub>2</sub> with eventually leakage to occur, a continuous microannulus along the well cemented sections need to connect poorly cemented sections towards the overburden before we can speak of a leakage path. The presence of shale and potentially salt layers in the P18-2 caprock, identified as natural sealing formations could locally interrupt the leakage path. Even if a continuous leakage path would exist, it depends on the microannulus characteristics and pressure conditions whether upward CO<sub>2</sub> migration would actually take place. If the pressure conditions in the reservoir are high enough to overcome the capillary pressure within the microannulus, and migration does take place, the chemical interaction between CO<sub>2</sub> and cement can either prevent or enhance leakage towards aquifers overlying the caprock or towards the surface, also depending on the microannulus characteristics and pressure conditions. Keeping the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir below or at the hydrostatic pressure conditions will prevent the CO<sub>2</sub> from displacing the brine in the microannulus. In that case adequate monitoring during injection operations is required. The decommissioning method and procedures should result in well plugging from formation-to-formation (pancake plug or similar) in case microannulus formation is likely and poorly bonded annulus cement is not accepted as a leakage barrier.

Overall, the likelihood of CO<sub>2</sub> leakage through microannuli is small. De-bonding of cement-casing and cement-rock interface is very likely, but a leakage path requires a continuous microannulus from reservoir to overburden which is less likely. The presence of that natural sealing formations in the caprock could locally seal a microannulus, disconnecting the reservoir from the overburden. If a leakage pathway does exist, the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir should be high enough to displace the water in the microannulus. For a pressure below or at hydrostatic conditions, as is the plan for CO<sub>2</sub> storage in P18-2, this would not happen. In case the CO<sub>2</sub> pressure would be high enough to migrate through the microannulus, chemical interaction between the CO<sub>2</sub> and the cement would stimulate self-sealing of the leakage path by calcite precipitation. In a worst case scenario that self-sealing would not occur, leakage rates would be very low; e.g. <0.00001% of the total amount of CO<sub>2</sub> injected per year in the P18-2 storage plan.

## 9.4 Well abandonment

### 9.4.1 *Abandonment prior to start of injection*

Abandoning non-essential and non-injection wells before the start of CO<sub>2</sub> injection is considered a good practice with known reservoir conditions. This would reduce uncertainties with respect to well control during the well interventions for abandonment, compared to intervention after or during CO<sub>2</sub> injection. There is a strong case to decommission off-platform wells early, P18-02 for example, and sidetracks in platform wells that need isolating before injection begins. However, early decommissioning of platform wells removes them as candidates for monitoring activities.

The wells P18-02 and P18-2A6-ST need to be reworked or abandoned in accordance with P&A standards applicable for CO<sub>2</sub> storage wells (these standards are currently under development).

- The P18-02 well is suspended with P&A plugs, the mud line suspension for tie back strings is still installed. Some deficiencies have been identified for the P&A plugs; these should be managed in accordance with applicable P&A standards.
- For the P18-2A6-ST well some deficiencies have been identified at the side track window. From a reservoir storage aspect the side track should be P&A'd in accordance with applicable P&A standards and the P18-2A6 wellbore integrity has to be restored.

#### 9.4.2 *Abandonment after end of injection*

After completing the CO<sub>2</sub> injection through the P18-2 injection wells, these wells need to be abandoned in a way that conforms to good practice and meets required standards for a CO<sub>2</sub> storage site. After abandonment, the wells should ensure permanent and safe containment of the CO<sub>2</sub> in the reservoir.

Currently cement is the material of choice for annular seals and decommissioning of oil and gas wells. The abandonment plug has to extend across the full cross section of the well (“rock-to-rock”), whilst covering all annuli. If the cement behind the casing(s) is good, this can be achieved by placing a cement plug in the casing. If the quality of the annular seal is not sufficient or cannot be confirmed, pancake plugs have to be installed. This is achieved by removing the casing(s) and potentially cement and thereby creating a so called ‘window’. These are standard O&G practices, clearly described in the decommissioning standards.

Reaction of CO<sub>2</sub> with wellbore cement is a slow process if good construction practices and proper cement materials were used (IEAGHG, 2018). Degradation rates have been found to be proportional to temperature, pressure and the square root of time (Shell, 2015). According to literature the degradation of Portland cements could be up to about 12 m in 10.000 years. It is also reported that the permeability that can be created by the degradation is such that it still is within API criteria for cement (EPA, 2012).

Previous work (Vandeweyer et al., 2011) recommended placing pancake-type abandonment plugs. This approach to the P&A of CO<sub>2</sub> wells was also proposed in the permit application for the P18-4 reservoir. Whether pancake-type plugs will be the method of choice for abandonment of the P18-2 injection wells, and which materials to be used for the plug, depends on future developments until time of abandonment.

## 9.5 **Conclusions**

### *Well integrity*

The wells relevant in the context of CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 field have been evaluated regarding their current status and integrity risks. All wells reviewed have the potential to be used safely as CO<sub>2</sub> injectors. Appropriate mitigation measures have been proposed to make them fit for storage operations.

### *Effects of injecting cold CO<sub>2</sub> on well integrity*

It is highly likely that de-bonding of cement interfaces will take place upon cold CO<sub>2</sub> injection, creating microannuli. In the unlikely case that the microannulus forms a continuous leakage path from reservoir to overburden, the characteristics of the



microannuli and pressure conditions determine whether upward CO<sub>2</sub> migration would actually take place. Keeping the CO<sub>2</sub> pressure in the reservoir below or at hydrostatic pressure conditions will prevent the CO<sub>2</sub> from migrating through the microannulus. This justifies the choice of keeping the reservoir pressure below or at hydrostatic conditions (Section 1.1). However, if for some reason the reservoir pressure would be high enough to displace the water column in the microannulus, the chemical interaction between CO<sub>2</sub> and cement can either prevent or enhance leakage, also depending on the microannulus characteristics and pressure conditions. For worst-case conditions, if CO<sub>2</sub> would migrate from the reservoir to the overburden through a microannulus, leakage rates would still be very low; i.e. <0.00001% on an annual basis. Overall, the likelihood and effect of leakage through microannuli is very low and can be considered insignificant.

#### *Well abandonment*

Appropriate methods should be used for the abandonment of the wells. Given the likelihood of microannuli forming during the injection of cold CO<sub>2</sub>, abandonment methods that remove these potential leakage paths would be preferred. As an example, full-bore pancake like plugs would provide formation-to-formation closure of the injection wells. However the choice of employing these techniques should be weighed up against 1) the guarantee that pressure in the reservoir stays below the surrounding pressure, preventing flow out of the reservoir through microannuli 2) even if flow occurred through microannuli the chemical reaction between CO<sub>2</sub> and cement would cause a permanent flow barrier 3) the expansion and elasticity of layers above the reservoir, including the caprock will eventually close around the wellbores squeezing shut any microannuli and guaranteeing permanent storage of the CO<sub>2</sub>. The use of pancake plugs is unlikely to be more successful than any of these effects individually.

## 10 P18-2 storage site and storage complex

### 10.1 Introduction

The assessment of leakage risks for CO<sub>2</sub> storage in the P18-2 field relies on a proper definition of the storage site and storage complex. In this Section we discuss these, based on definitions in the EU Storage Directive and insights from the detailed reservoir, fault, caprock and well evaluations in Sections 6 to 9.

### 10.2 Definitions in the Netherlands Mining Law and the EU Storage Directive

The EU Storage Directive (EU, 2009) introduced the concept of the storage complex in defining rules for environmentally sound and safe geological storage of CO<sub>2</sub>. This is to be accomplished by the characterization and assessment of the storage complex.

The following definition is given of the storage complex, *op. cit.*:

‘storage complex’ means the storage site and surrounding geological domain which can have an effect on overall storage integrity and security; that is, secondary containment formation

According to the Netherlands Mining Law (Mijnbouwwet, 10 April 2019):

“CO<sub>2</sub>-opslagcomplex: opslagvoorkomen voor CO<sub>2</sub> en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan”.

The definition of “storage complex” in the Netherlands Mining Law does not explicitly refer to “secondary containment formation” like in the EU Storage Directive. For the definition of “storage site” the Netherlands Mining Law uses the term “opslagvoorkomen van CO<sub>2</sub>”. Although it seems that this term can be linked to “storage site” in the EU Directive it is not clear if this will include “the associated surface and injection facilities” as well, like is defined in the EU Storage Directive (see below). For this report we assume that these facilities are part of the storage site. “Opslagvoorkomen” is: een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag”

The storage site according to the EU Directive is defined as, *op. cit.*:

‘storage site’ means a defined volume area within a geological formation used for the geological storage of CO<sub>2</sub> and associated surface and injection facilities

Leakage then means “*any release of CO<sub>2</sub> from the storage complex*” and migration stands for “*the movement of CO<sub>2</sub> within the storage complex*” according to the EU Directive.

The Storage Directive (EU, 2009: Article 4, para 4) also says:

4. A geological formation shall only be selected as a storage site, if under the proposed conditions of use there is no significant risk of leakage, and if no significant environmental or health risks exist..

We consider the hydraulically connected pore space bordered by flow barriers together representing a physical trap, and we predict by dynamic modelling the dispersion of CO<sub>2</sub> inside the physical trap. Our predictions will be confirmed by operational monitoring (EU, 2009: Article 13).

This implies that monitoring activity should be focused particularly on providing the evidence for the effectiveness of the geological and engineering barriers that prevent significant risk of leakage (migration out of the storage complex).

Note that Guidance document no 2 (EU, 2011) suggests to allow for changes in the specific boundaries of the storage complex during the storage permit review and updating process.

CO<sub>2</sub> movement out of the storage site but remaining in the storage complex is called migration (in the Storage Directive). Movement of CO<sub>2</sub> out of the storage complex is called leakage under the Storage Directive, and if the CO<sub>2</sub> then reaches the atmosphere it is called emission under the implementing regulation of the ETS Directive (ETS directive, 2009; EU, 2018) and emission allowances need to be returned by the storage permit holder to the state. Leaks cannot be measured, they can only be estimated. From the monitoring plan and plan for corrective measures it needs to be defined how to recognise such movement of CO<sub>2</sub> and what actions or corrective measures to take.

### 10.3 Definition of the storage site

The storage site is what contains the CO<sub>2</sub> – the reservoir – and the injecting or not yet decommissioned wells and associated surface installations (wellheads) and injection facilities (tubing in wells). More specifically, the P18-2 storage site comprises the following:

- P18-2 Triassic reservoir rocks of the Volpriehausen Sandstone, Lower and Upper Detfurth Sandstones and the Hardeggen Formation. The lower 3 units are vertically hydraulically disconnected by the presence of low permeable zones in between (baffles). Strongly restricted flow is possible between the Upper Detfurth sandstone and the Hardeggen Formation (see Figure 17-14 and Figure 17-15)The reservoir consists of 4 partly hydraulically connected main compartments and is bounded by faults on all sides except for the northern boundary, which is downdip of the original the GWC. Near faults F14 and Fault1, the northern boundary is in a spill point just to the north of the reservoir (see Figure 10-1; more details are in Section 12.1).
- Wells penetrating the storage complex up to the wellheads;
- Related wellheads measurement equipment and christmas trees.

### 10.4 Definition of the storage complex

In addition to the components of the storage site mentioned in 10.3, the storage complex also includes the formations that seal off CO<sub>2</sub> in the reservoir and any surrounding formation that could contain CO<sub>2</sub>.

The Porthos P18-2 storage complex is proposed to include the following spatial compartments in addition to the storage site components:

- Massive caprock on top of the reservoir consisting of impermeable Upper Germanic Triassic Group and Altena Group with a thickness of 450 to 750 m;
- The formations below the storage reservoir consisting of the Triassic Rogenstein and Main Claystone Members.

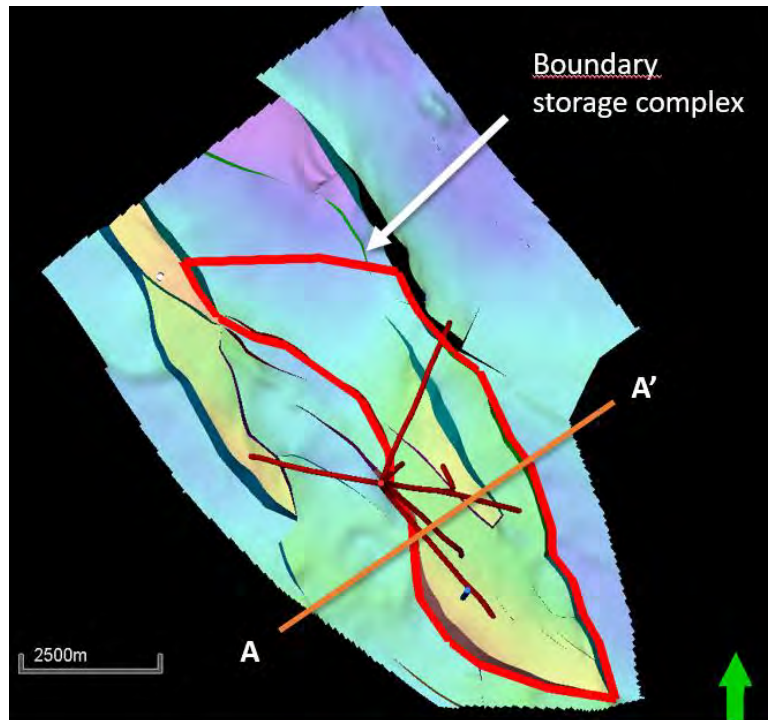


Figure 10-1 Depth map of the top of the reservoir with the proposed boundary of the storage complex at top reservoir level (red line) delimited by the bounding faults and an open boundary downdip of the GWC to the north; line segment A-A' represents the location of the geological cross section shown in Figure 10-2.

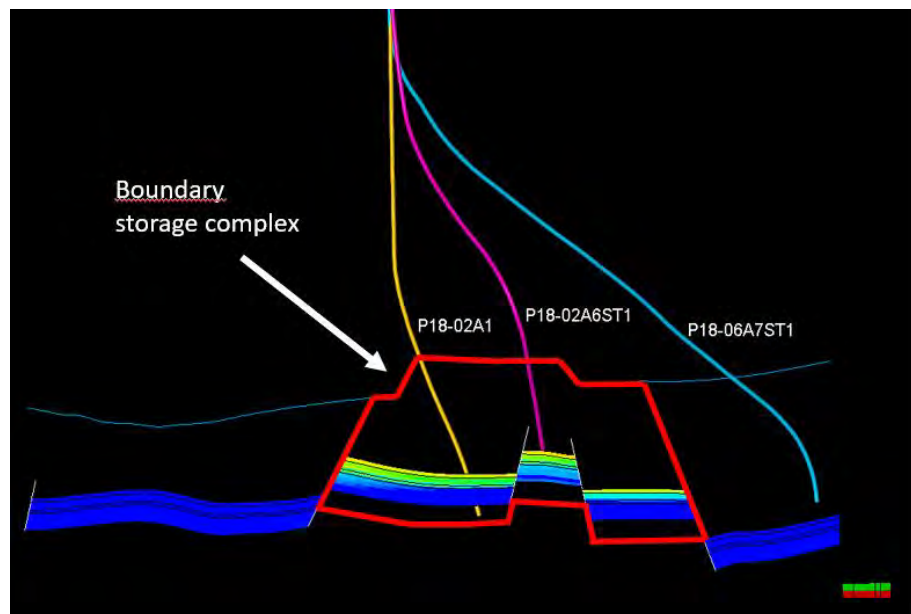


Figure 10-2 Geological cross section of the reservoir and the overburden with indication of the vertical extension of the storage complex (in red); location of cross section is shown in Figure 10-1. Blue line is top caprock (=Base Schieland Gp).

## 10.5 Differences with the P18-4 storage complex definition

In contrast to P18-2, the P18-4 storage complex includes the Lower Cretaceous aquifers and seals as a secondary containment system. The proposal for P18-2 relies on the containment by the massive seal of Triassic and Jurassic formations, which has a very low likelihood of CO<sub>2</sub> leaking out of this caprock sequence and thus complies with the Storage Directive requirement that no significant leakage risk exists or will develop. In addition, the storage reservoir pressure will be kept at or below the initial pressure. For these reasons it is not necessary to add an additional spatial compartment on top of the Triassic and Jurassic caprock sequence to warrant CO<sub>2</sub> containment.

Over a small section reservoir rocks of Compartment 2-IV in P18-2 and the adjacent P18-6 reservoir are juxtaposed. The huge pressure difference between the P18-6 reservoir (378 bar) and the P18-2 reservoir (100 bar) after 9 years of production from the P18-2 reservoir indicates that these reservoirs behave as two separate hydraulic units. Furthermore, Compartment 2-IV very likely is a separate hydraulic unit; CO<sub>2</sub> injected in Compartment 2-I will thus not reach Compartment 2\_IV and the adjacent P18-6 reservoir. For these reasons it is concluded that the P18-6 reservoir can be excluded from the P18-2 storage complex (see also Section 6.3.5). In the case of the juxtaposed P18-4 and P15-9 reservoirs this evidence was not available as they were produced simultaneously and a large differential pressure was not built up. For that reason the P15-9 reservoir was included in the P18-4 storage complex.

In contrast to P18-4, P18-2 has two more potential structural spill points, one to the North and one to the Southwest of the P18-2 reservoir. Their acting as true spill points depends among other things on the degree of filling of the reservoir and the lateral hydraulic connectivity near the potential spill zones.

Reservoir simulations with highly exaggerated reservoir pressures up to 450 bar indicate that the CO<sub>2</sub> does not migrate beyond the northern limit of the storage site (see also Section 6.3.4 for more background information).

In a small section to the NW of Compartment I across Fault F14, low permeable Volpriehausen Sands (< 1 mD) are juxtaposed to the Hardegsen Formation. The low permeability makes it highly unlikely that significant amounts of CO<sub>2</sub> migrate across the fault (see also Section 12.1).

## 10.6 Barriers

### 10.6.1 Barriers in the storage complex

The storage complex includes the principle barriers for the permanently stored CO<sub>2</sub> in the P18-2 depleted gas reservoir.

The *geological barrier system* consists of:

- Massive caprock, consisting of Triassic and Jurassic shales, directly located above the reservoir rocks (see also Section 4.3);
- Sealing, reservoir-bounding faults;
- Structural relief trapping of CO<sub>2</sub>, e.g. at the northern boundary of the reservoir.



The *well engineering barrier system* consists of the two barriers, as described in Section 9.

#### 10.6.2 *Evaluating barrier integrity*

The various barriers have been evaluated in detail to further qualify the P18-2 reservoir for permanent CO<sub>2</sub> storage:

- The initial condition of the caprock and the faults is characterized in Section 4 and Appendix B (Section 17).
- The risk of lateral migration (spilling) from the reservoir compartment to the North was assessed in more detail in Section 6.
- The stability of the fault zone under the influence of chemical, mechanical and thermal processes were investigated (see Section 7).
- The possible effects of fracturing and chemical degradation on the integrity of the caprock have been evaluated with semi-analytic thermomechanical modelling and following a literature study, respectively (see Section 8).
- The integrity of all wells penetrating the reservoir have been evaluated and recommendations for qualifying the well for CO<sub>2</sub> storage have been defined (see Section 9).

The results of these investigations have been used to characterize the risks for loss of containment and to propose measures to lower the risk level if necessary (see Section 12). Section 13 describes the monitoring plan, which enables the early identification and intervention of potential issues for CO<sub>2</sub> containment.

# 11 Migration paths

## 11.1 Introduction

The EU storage directive requires an analysis of potential leakage pathways (EU, 2009, Annex I). The results presented in sections 6 through 9 support the conclusion that leakage of CO<sub>2</sub> (i.e., CO<sub>2</sub> moving out of the storage complex) along wells, faults or through the caprock is highly unlikely, if the injection process is conducted within safe limits (see Sections 12 and 14, below). Overfilling the reservoir (i.e., spilling of the CO<sub>2</sub> across a spill point) does not occur, as long as the average reservoir pressure is kept below initial gas pressure.

Nevertheless, with this starting point, an analysis was made of pathways that CO<sub>2</sub> would take in case of a hypothetical leak out of the reservoir, along one of the wells, or through the caprock. The analysis includes the identification of possible secondary containment at the level of the reservoir formations, or in the overburden.

A static overburden model was assembled, based on both 2D and 3D seismic surveys and well information. On the basis of the overburden model and the selected migration pathways, an evaluation of possible migration scenarios was developed.

The conclusions are that in case of overfilling of the reservoir, migration through the Buntsandstein (reservoir formations level), the CO<sub>2</sub> remains trapped and finally will migrate towards the adjacent gas reservoirs. In case of migration of CO<sub>2</sub> into the aquifers of the overburden, caused by a shortcut along the wellbore, it will remain trapped within these aquifers. However, migration of CO<sub>2</sub> along faults in the overburden (above the Altena Group) to a shallower aquifer level cannot to be excluded.

Overall, given the results presented in the previous sections, the conclusion from the analysis presented in this section is that the only potential pathway to the surface of CO<sub>2</sub> stored in the P18-2 field is via leaking wells, leaking directly into the atmosphere and not indirectly via pathways originating in deeper parts of the overburden.

## 11.2 Available data and workflow

A geological model was constructed with Petrel modelling software (Schlumberger). The model comprises an area with a 14 km minimum radius surrounding the P18 gas field.

In vertical direction the model spans the total overburden of the reservoir.

The workflow for building the model is described in *CATO-2-WP3.1-Geological report P18 (December 2010)*: seismic interpretation of the overburden was performed, and subsequently the model was built on the basis of a fault model with a grid cell size of 250m x 250m. The model was converted from time to depth, and tied to the wells.

Figure 11-1 shows the location of the P18 fields, with neighbouring fields and wells.

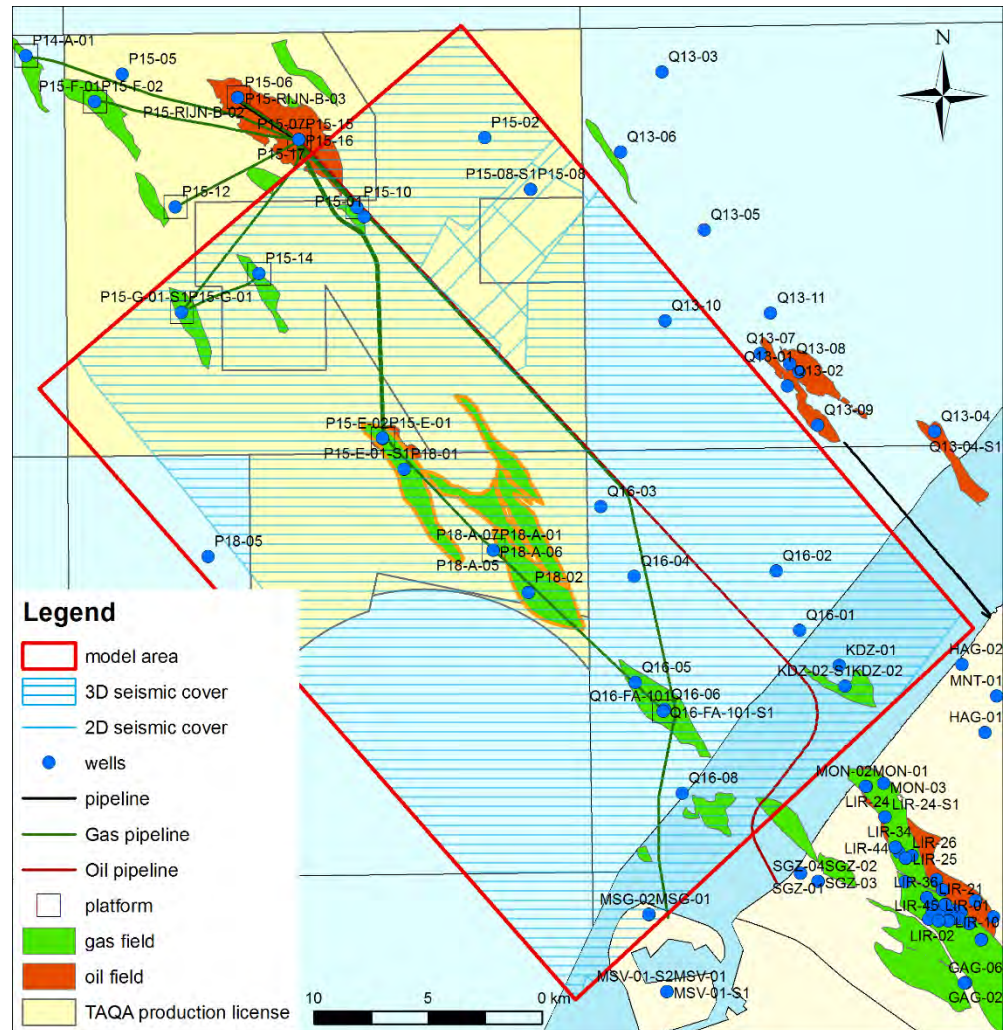


Figure 11-1: Location map of P18 model area. Target P18 gas fields are indicated with an orange boundary.

### 11.3 Geological model of the overburden

#### 11.3.1 Overburden

The primary seal, made up by the Upper Germanic Trias and Altena Group is successively overlain by (see also Figure 11-2):

- The Schieland Group, which consists of shales and (stacked) channel sands of the Nieuwerkerk Fm. (Delft sandstone equivalent). The lateral continuity of the individual sandbodies (thickness 2-5m) is probably very limited.
- Lower Cretaceous Rijnland Group, which consist of marine sandstones, shales and marls. At the base of the Rijnland Group, the Rijn / Rijswijk Fm. is present. This sandstone is widely distributed in the P18 area. It is also known for its oil (P15) and gas (onshore) accumulations within the West Netherlands Basin. The sandstones are interpreted as transgressive sheet sands, with good lateral continuity. In the upper part of the Rijnland succession, the Holland Greensand Member is present. It consists of argillaceous sands and silts. The distribution is limited to the southern margin of the West Netherlands Basin. Although the Holland Greensand has good lateral continuity, permeability is general low.

- Upper Cretaceous Chalk Group, which consist at the base of the formation of sands and marls and a thick layer (900 m) of limestones (Chalk). The distribution of the basal Texel Greensand is limited to the southern basin margin.
- The North Sea Group, which consists of siliciclastic sediments. Two major aquifers can be distinguished; the Dongen sand, a basal transgressive sandstone, and the marine Brussels Sand Member.

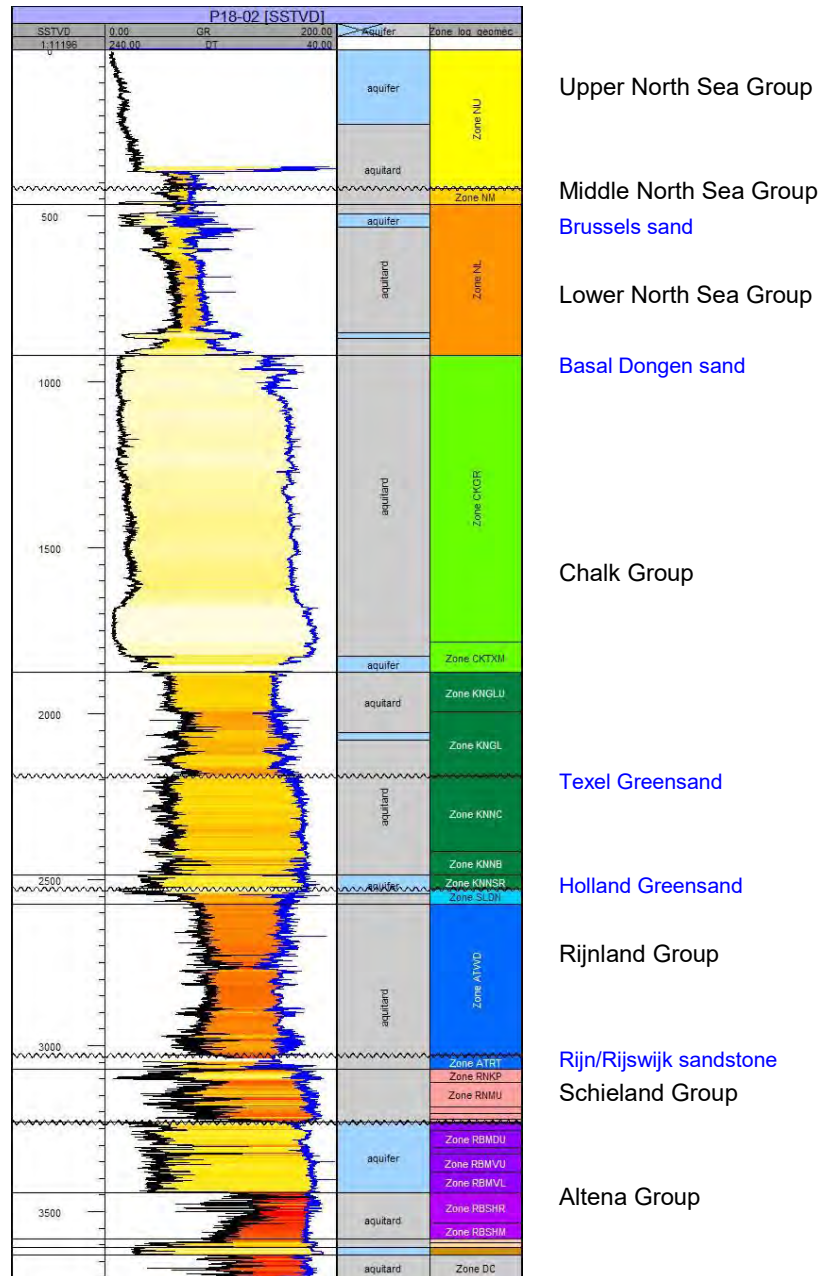


Figure 11-2: Composite well log (GR, DT) of P18-02 with main stratigraphic units and aquifer intervals

### 11.3.2 Faults

Faults present at reservoir level (Buntsandstein) in general continue till the Schieland group (white line) or base Rijnland Group (dark green line in Figure 11-3). Late Cretaceous inversion caused faulting of the sediments above the Base



Cretaceous Unconformity (base Rijnland) These faults (dashed lines Figure 11-3) have limited displacement, but continue to the Upper North Sea Group.

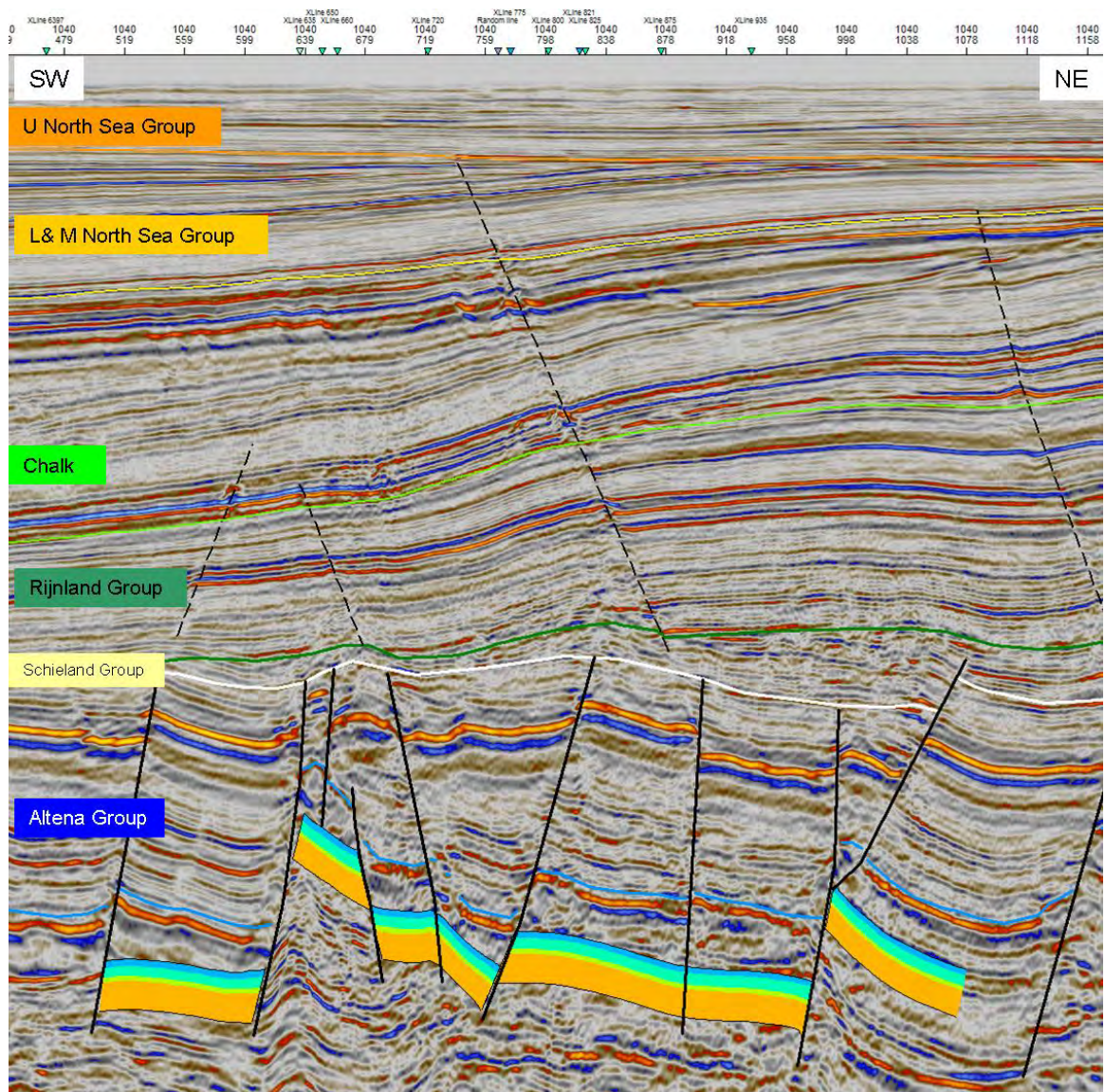


Figure 11-3: Seismic cross-section (inline 1040 of P15P18 seismic cube) through the P18 field, displaying the reservoir interval (coloured layering), the main bounding faults to the reservoirs (bold lines), the main stratigraphic units in the overburden and the faults in the overburden (dashed)

## 11.4 Migration scenarios

For the qualitative analysis three migration scenarios were considered.

- Spilling out of the gas reservoir, due to overfilling. This leads to migration within the Bundsandstein formations beyond the boundaries of the storage complex (hence, this would be classified as leakage). See Section 11.6.1.
- Leakage through the caprock due to fracture formation. This leads to CO<sub>2</sub> entering the Rijn/Rijswijk Sandstone (Section 11.6.2).
- A wellbore shortcut, opening pathways for CO<sub>2</sub> into formations overlying the caprock.



- Migration into Rijn/Rijswijk Sandstone (Section 11.6.2);
- Migration into Holland Greensand (Section 11.6.311.6.3);
- Migration into Texel Greensand (Section 11.6.4);
- Migration into Dongen & Brussel Sandstone (Section 11.6.5).

The sections below investigate the consequences of these scenarios occurring, in spite of their low to very low probability, given the results presented in Sections 6 (spilling out of the reservoir), 8 (caprock integrity) and 9 (well integrity).

## 11.5 Methods

Possible CO<sub>2</sub> migrations pathways were analyzed using the rapid trapping assessment tool PetroCharge Express of IES. With this tool a rapid analysis of the migration pathways based on the layer geometry is performed. The layer geometry was provided by the exported horizons from Petrel (regional scale model). The program uses the input top layer as bounding elements assuming these layers to be impermeable. Although in reality the layers are not completely impermeable the goal is to create a concept model from which migration routes within the layer can be deducted.

It should be noted that PetroCharge only looks at the geometry and does not describe various other aspects of flow. It was therefore decided to “inject” large amounts of CO<sub>2</sub> in the considered leakage scenarios and to focus on the migration paths and final accumulation structures.

## 11.6 Results

### 11.6.1 Migration scenario: Buntsandstein

In case of “overfilling” the gas reservoir with CO<sub>2</sub> (see also the comments in the introduction to this section) it might be possible that the CO<sub>2</sub> will pass by the original closure defined by the initial gas water contact (GWC).

- Overfilling the P18-2 main compartment could lead to migration towards the Q16-4 structure (Figure 11-4, arrow 1) and the P16-FA field (Figure 11-4, arrow 3)
- Overfilling the P18-4 compartment in combination with migration along faults could lead to migration towards the P15-E and P15-14 field (Figure 11-4, arrow 2).

It must be mentioned that the structure drilled by the (dry) exploration wells Q16-04 and Q16-03, only minor amounts of gas were encountered. If the containment were to fail by a mechanism describes above, the most probable failure would be of an absence of sideseal in combination with reservoir juxtaposition with Jurassic sandstones from for instance the Nieuwerkerk Formation.

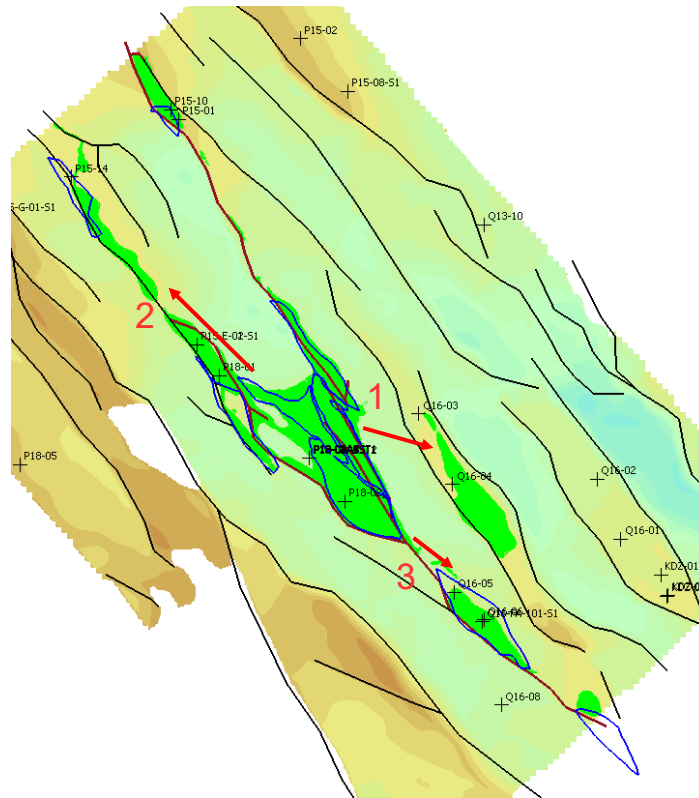


Figure 11-4 Structure map of Top Buntsandstein. Black lines indicate faults. Also shown are boundaries of gas accumulations and location of wells.

#### 11.6.2 Migration scenario: Rijn/Rijswijk sandstone

In case of fault reactivation or shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the Rijn/Rijswijk sandstone aquifer.

- CO<sub>2</sub> leaking along wells P18-02-A-01, P18-02-A-06 or P18-02-A-06-S1 will migrate towards Q16-03 & Q16-04 structure (Figure 11-5, arrow 1).
- Spill originating from wells P18-02, P18-02-A-03, P18-02-A-05 will migrate towards Q16-FA structure (Figure 11-5, arrow 2).

#### 11.6.3 Migration scenario: Holland Greensand

In case of a shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically also migrate into the Holland Greensand aquifer

- Spill originating from wells P18-02-A-01, P18-02-A-03, P18-02-A-06, P18-02-A-06-S1, P18-06-A-07 will migrate towards Q16-03, Q16-04 structure (Figure 11-6, arrow 1)
- Spill originating from wells P18-02, P18-02-A-05 will migrate towards Q16-FA structure (Figure 11-6, arrow 2)
- Spill originating from P18-A-02 well will migrate towards P15-9 (E) structure (Figure 11-6, arrow 3)

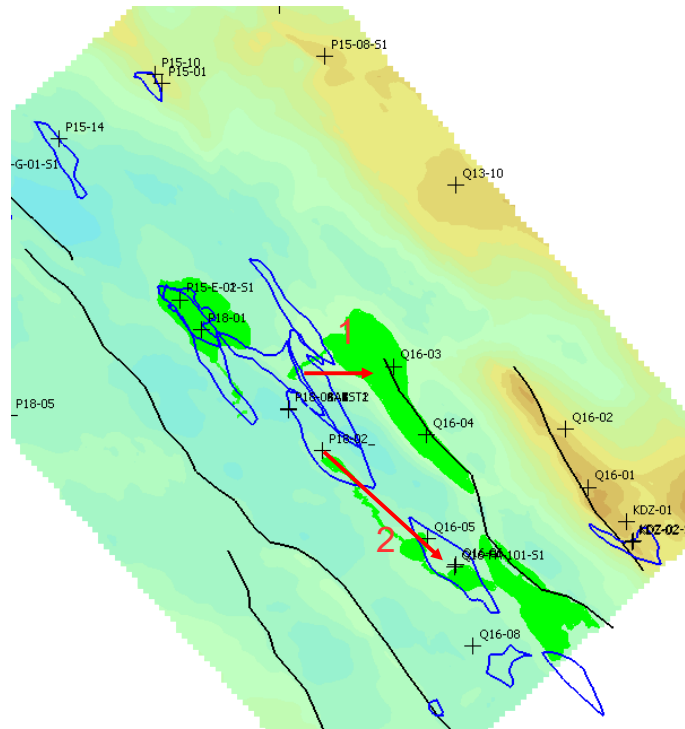


Figure 11-5: Structure map of the Base Rijnland Group. Black lines indicate faults. Also shown are boundaries of gas accumulations and location of wells.

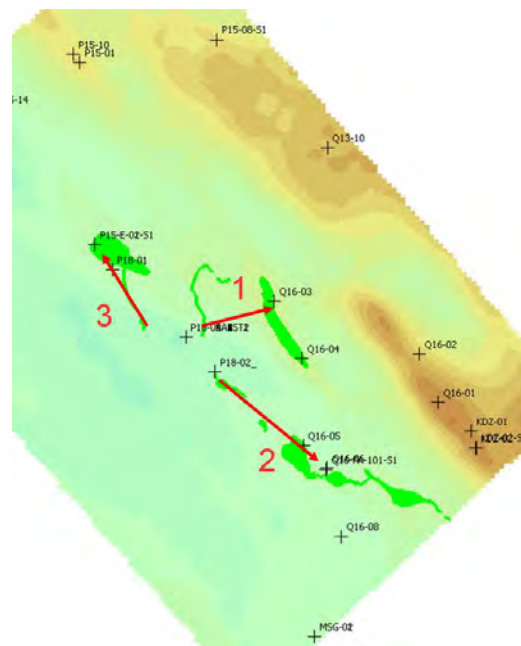


Figure 11-6: Structure map Holland Greensand.

#### 11.6.4 Migration scenario: Texel Greensand

In case of a shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the Texel Greensand aquifer

- Spill originating from P18-A production wells will migrate towards Q16-3 structure and finally Q16-02 (Figure 11-7, arrow 1).

- Spill from the P18-02 well will migrate towards Q16-FA structure and finally Q16-01 (Figure 11-7, arrow 2).

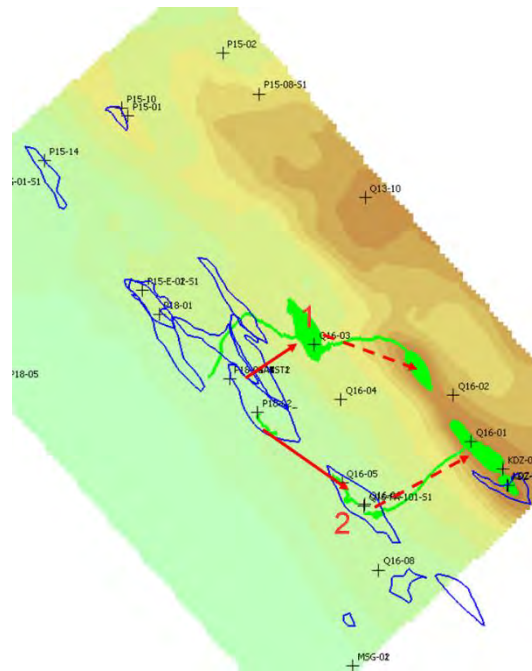


Figure 11-7: Structure map base Chalk Group.

11.6.5 *Migration scenario: Dongen sand & Brussel sandstone*

In case of shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the North Sea Group aquifer

- Spill originating from P18-A production wells will migrate towards Q13-10 structure (Figure 11-8, arrow 2).
- Spill from the P18-02 well will migrate towards Q16-02 structure (Figure 11-8, arrow 2)

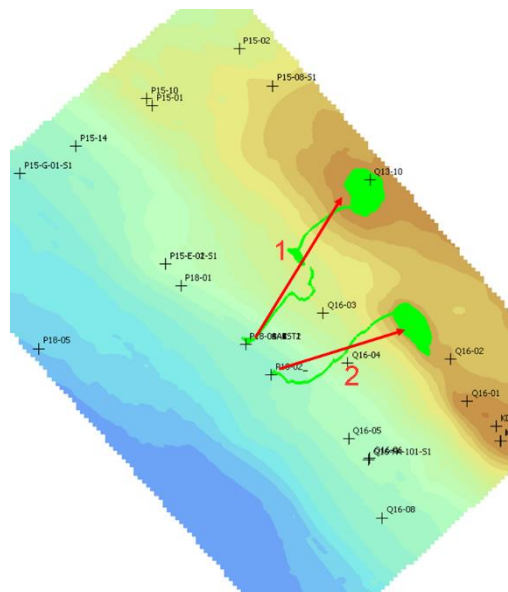


Figure 11-8: Structure map base North Sea Group.

### 11.7 Present day hydrocarbon migration

Inspection of the overburden revealed the possible existence of shallow gas pockets (*CATO-2-WP3.1-D01-Geological report P18 (December 2010)*). The gas most probably is sourced from Jurassic Posidonia shales (van Balen, 2000). The Posidonia shales are situated stratigraphically above the Bunter reservoir and seal, so this hydrocarbon migration is no proof of seal failure/leakage of the P18 Bunter reservoir.

Figure 11-9 shows a seismic section of the overburden, to illustrate hydrocarbon migration, and to illustrate a possible migration pathway for CO<sub>2</sub>. Gas is sourced from the Posidonia shale (strong reflector at the base of the lowest arrow), and migrates via a fault into the sands of the North Sea Group. The red ellipses indicate bright spots, which suggest the presence of gas. Migration is also possible within the Brussels sand, indicated by the arrows in Figure 11-9. At the location where the Brussels sand toplaps against the Upper North Sea Group (Mid Miocene Unconformity, orange line), an increase of amplitudes is observed, which suggest migration from the Brussels sand into the Upper North Sea Group.

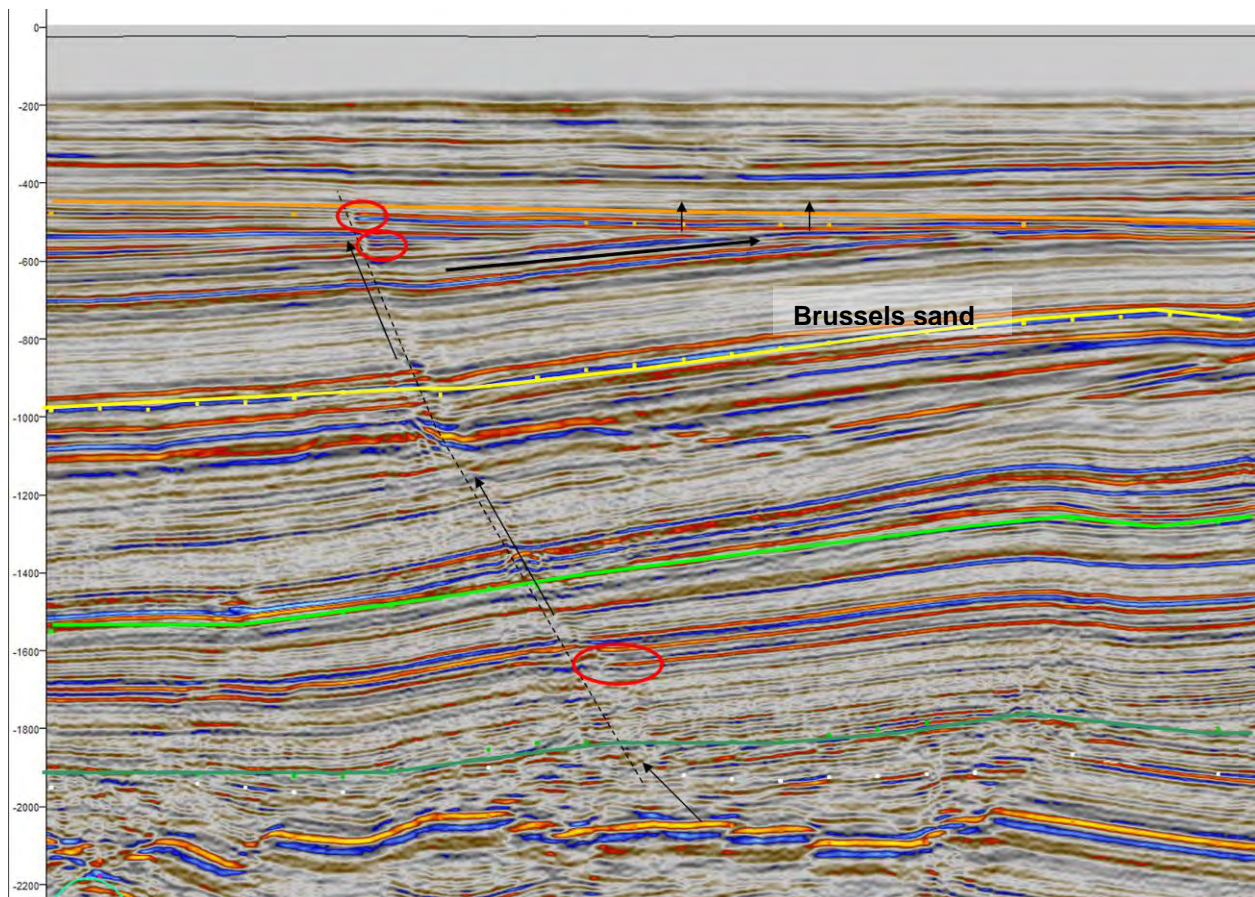


Figure 11-9: Seismic section of the P18 overburden. Arrows indicate hydrocarbon migration along a fault (dashed line). Red ellipses mark bright spots on the right side of the fault. Dark



green line: base Rijnland (BCU), bright green line: base Chalk, yellow line: base North Sea, orange line: base Upper North Sea (MMU).

## 11.8 Conclusions

A Petrel model of the overburden has been constructed, using on publicly available data and data provided by TAQA. Based on the geological model and selected hypothetical migration scenarios, a qualitative evaluation of the possible pathways was developed.

Starting from the results presented in sections 6 through 9, which support the conclusion that leakage of CO<sub>2</sub> (i.e., CO<sub>2</sub> moving out of the storage complex) along wells or faults is highly unlikely if the injection process is conducted within safe limits (see Sections 12 and 14, below), the conclusions are that in case of overfilling of the reservoir, migration through the Buntsandstein (reservoir formations level), the CO<sub>2</sub> remains trapped and finally will migrate towards the adjacent gas reservoirs. Also, in case of migration of CO<sub>2</sub> into the aquifers of the overburden, caused by a shortcut along the wellbore, it will remain trapped within these aquifers. However, migration of CO<sub>2</sub> along faults in the overburden (above the Altena Group) to a shallower aquifer level cannot to be excluded.

Overall, given the results presented in the previous sections, the conclusion from the analysis presented in this section is that the only potential pathway to the surface of CO<sub>2</sub> stored in the P18-2 field is via leaking wells, leaking directly into the atmosphere and not indirectly via pathways originating in deeper parts of the overburden.

## 12 Risk assessment and preventative measures

The current study on the feasibility of CO<sub>2</sub> storage in the P18-2 reservoir made optimal use of earlier work done on the P18 reservoirs, a large part of which was carried out as part of the national CATO2 programme until 2011. The main outcomes of the risk assessment work carried out at that time were presented and discussed during a workshop with representatives from Taqa, EBN, Royal HaskoningDHV and TNO on 12 November 2018. The results were used to verify the completeness of the initial scope of the present feasibility study and if necessary to expand it. This established the basis for the studies (in addition to those already carried out in 2011) presented in Chapters 6 through 9. The central question is where the CO<sub>2</sub> is at any given point in time and whether it could (partially) migrate out of the storage complex. In Section 10 the delimitations of the storage site and the storage complex including the intended storage reservoir have been presented.

After the identification and evaluation of the risks, measures were defined to diminish the risk level. The present chapter provides an extensive summary of this risk management exercise. The risk evaluations are presented for the individual spatial compartments, e.g. reservoir, caprock, fault zones and wells, which together make up the storage complex and leakage barriers. A summary of the risks and their evaluation is provided in the risk register (see Section 0).

The assessment presented here is based on a number of technical conditions (the list below repeats Section 5.4).

- The CO<sub>2</sub> supply profile is shown in Section 5.2; the profile has a plateau injection rate of 2.8 Mt/yr.
- Three wells are available for injection: P18-02-A-01, P18-02-A-03ST2 and P18-02-A-05ST1.
- The tubing in all injection wells will be recompleted (pers. comm. EBN, 2019). The external tubing diameter for all four injector wells is assumed to be 4.5" (Section 5.1).
- Additional conditions apply to the reservoir and the downhole conditions of the CO<sub>2</sub>.
  - At the start of injection, the reservoir pressure is 20 bar.
  - Downhole temperature is required to always be above 15 °C, to avoid CO<sub>2</sub> hydrate formation in the well and in the near-well area (Section 6.4).
- The maximum average reservoir pressure is equal to the initial reservoir pressure.
- The CO<sub>2</sub> is assumed to contain no impurities. At the time of the present study, no quality/specification information was available about potential sources of CO<sub>2</sub>.

The assessment is focused on the functioning of the P18-2 reservoir as a suitable 'container' for the storage of CO<sub>2</sub> to prevent significant leakage from the storage complex as required under the EU Storage Directive (EU, 2009). The permanent containment of CO<sub>2</sub> is provided by a number of geological and technical barriers. It is of great importance that any risk to this containment function is small, can be managed and is acceptable.

The risks of loss of containment relate to possible existing or future defects in the reservoir (pressure evolution and fluid flow leading to lateral flow or spilling of CO<sub>2</sub>), in the caprock (migration pathways, e.g. fractures), bounding faults (re-activation and increased likelihood for CO<sub>2</sub> migration) or the wells (migration pathways as a result of defects in well cement or casing).

The results from the risk assessment together represent a main building block for the Environmental Impact Assessment which is required for the storage permit application.

## 12.1 Reservoir

The P18-2 reservoir is bounded by sealing faults on all sides except for the north-western boundary of Compartment IV of the gas reservoir, which is in direct contact with the water saturated part of the Triassic reservoir rocks more downdip (see Figure 4-2). Along faults F14 and Fault 1 (Figure 4-4) the reservoir has an elongated extension. This extension might be prone to lateral flow or spilling of CO<sub>2</sub> further to the NW. At two other locations near bounding faults CO<sub>2</sub> might spill as in these zones reservoir rocks are juxtaposed to water or gas saturated rocks outside the reservoir.

In summary, three locations with potential hydraulic connections to permeable rocks outside the reservoir have been evaluated in more detail:

- NW margin of Compartment II represented by the outer boundary of the GWC, in particular near Fault 1;
- Small section to the NW of Compartment I across Fault F14;
- Small section along fault F57 between reservoirs P18-2 and P18-6.

### 12.1.1 *Evaluation of spilling at the NW margin of Compartment II*

Results from the reservoir flow simulations show that CO<sub>2</sub> that is injected in Compartment I will start dispersing into the NW elongated extension of the reservoir 9 years after the start of injection (see Section 6.1).

Reservoir simulations with overexaggerated reservoir pressures up to 450 bar show that the CO<sub>2</sub> does not migrate beyond the northern limit of the storage site (see also Chapter 6).

On the basis of the additional simulation work (e.g., Section 0) and proposed risk reduction measures the risk of spilling can be further reduced to a very low likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> migrates out of the reservoir and will not flow out of the storage site at all (risk classification A-1; see also Appendix C and Figure 12-1).

### 12.1.2 *Evaluation of spilling at the NW edge of Compartment I*

A small potential spill zone is identified at the NW edge of Compartment I across bounding fault F14 of the reservoir (Figure 4-6). Low-permeable sandstones of the Volpriehausen Formation (< 1 mD) are juxtaposed to permeable sandstones of the Hardeggen Formation across a small zone at fault F14 (Section 4.2).

The potential spill point is very likely not leading to migration of CO<sub>2</sub> out of the reservoir as the very low-permeable Volpriehausen (< 1 mD) and Hardeggen Formations are juxtaposed, hampering the flow of CO<sub>2</sub>.

Proper zonal isolation of wells and prevention of the re-activation of faults which may be present in the area of spilled CO<sub>2</sub> from the reservoir, will avoid vertical migration (see also Fault zone compartment).

The low permeability of the Volpriehausen Sandstone on the other side of Fault 14 juxtaposed to the P18-02 reservoir strongly restrains the lateral migration of CO<sub>2</sub> out of the P18-02 reservoir. This implies that there is a very low likelihood that any CO<sub>2</sub> can migrate out of the reservoir (risk class A-3; see Figure 12-1).

#### 12.1.3 *Evaluation of CO<sub>2</sub> flow between reservoirs P18-2 and P18-6*

Both the static model used during the CATO2 work and the new model for the current feasibility study indicate that there is a small section across the fault zone with juxtaposition of the low-permeable Volpriehausen Sandstone (see Section 6.3.5). The P18-6 reservoir is located directly to the NE of Compartment 2-IV of the P18-2 reservoir. Geological reservoir modelling and pressure history observations indicate that this compartment represents a separate hydraulic unit from the P18-2 reservoir, which implies that no CO<sub>2</sub> will migrate in this part of the reservoir and thus will not end up in the P18-6 reservoir.

The pressure in P18-06 was at the initial level of 377 bar whereas at the same time pressure has dropped to about 100 bar in the producing P18-2 reservoir (June 2003). Apparently, this pressure difference could exist, which indicates absence of flow and no pressure equilibration between the two reservoirs on production time scales. Any pressure communication would only be expressed on geological time scales in the order of 10<sup>3</sup> to 10<sup>6</sup> years.

A fault analysis of the P18 faults revealed that the faults between P18-02 and P18-6 have a high (to very high) probability of being sealing due to the high probability of impermeable fault gouge formation or cataclasis (Nieuwland, 2012).

The pressure difference of about 277 bar between the two reservoirs and the very low permeability of the Volpriehausen Sandstone show that there is a very low likelihood that even a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate from P18-2 to P18-6 or no CO<sub>2</sub> is flowing out of P18-2 to P18-6 at all (risk class A-1; see Figure 12-1).

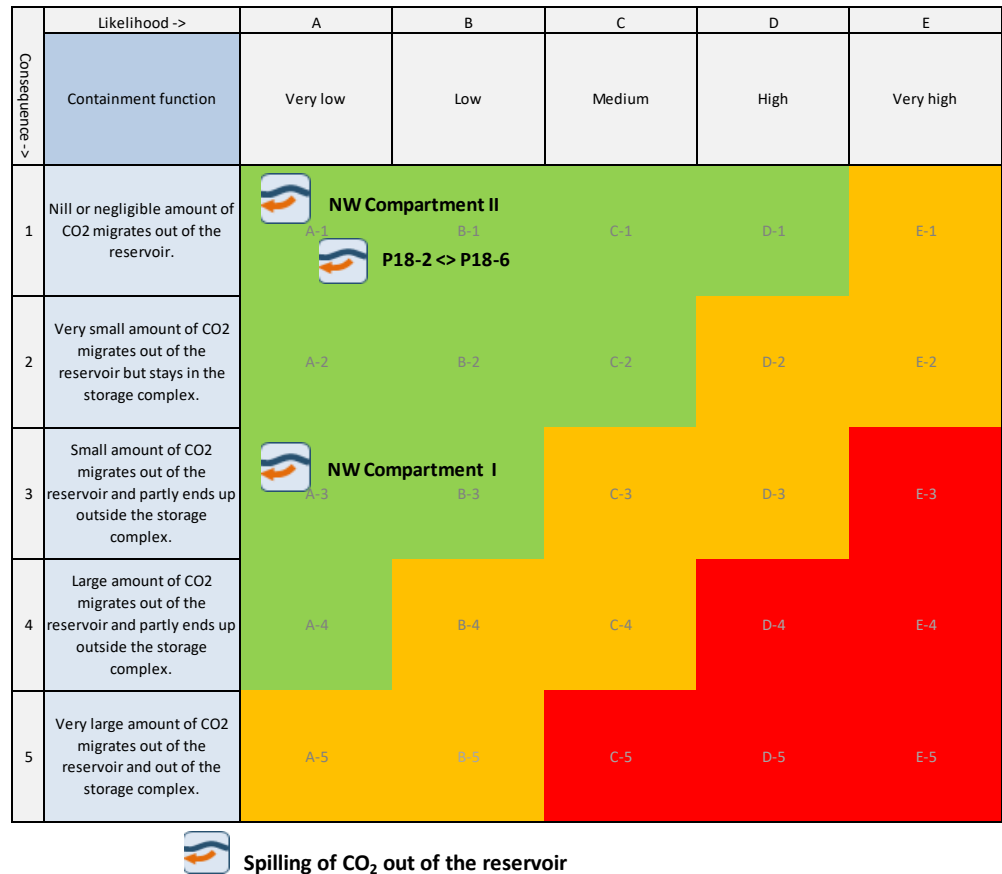


Figure 12-1 Geological risk matrix for the reservoir compartment with inclusion of proposed risk reduction measures.

## 12.2 Caprock

Impermeable shales of the Upper Triassic and Altona Groups overlie the P18-02 reservoir, which represent a good seal for the natural gas reservoir. The sealing capacity is evidenced by the presence of gas in reservoir below the seal with a thickness of 450 m to 750 m and a gas column of about 600 m. The average reservoir pressure after CO<sub>2</sub> injection will be lower than the initial pressure.

### 12.2.1 Initial condition

As the evidence for the initial sealing capacity of the caprock is very strong, it is a good seal for CO<sub>2</sub> storage as well and consequently the risk of CO<sub>2</sub> migration out of the reservoir is low to even negligible (see Figure 12-2).

### 12.2.2 Fracturing

Fractures in the seal may be caused by local stress variations due to initial gas production and subsequent CO<sub>2</sub> injection, and associated pressure and temperature changes. Fractures represent a potential conduit for CO<sub>2</sub> loaded fluids depending on their connectivity and continuity (see also Fault zone).

Semi-analytic modelling (Section 8) has shown that Coulomb stresses as a consequence of pressure build-up due to injection quickly decay inside the caprock. The pressure effect is thus not expected to contribute to the risk of fault reactivation



in the caprock. New fractures or faults will not be generated as they would require even higher Coulomb stresses. This is confirmed by earlier mechanical analysis of seal and fault based on P18-2; no critical factors identified (Vandeweyer et al., 2011: ch6, par 6.7, p108).

Although semi-analytic thermo-mechanical modelling shows that temperature-induced positive Coulomb stresses occur in the caprock near the edges of the cooling front (Section 8.3), they are not sufficiently large to re-activate faults in the caprock, nor will they result in new fractures in the caprock. The likelihood of thermomechanically re-activating a pre-existing fault in the caprock is thus very low.

If fracturing due to pressure increase and/or temperature drop would occur, this will only result in local effects. Considering the huge thickness of the caprock, the likelihood of fracturing the complete caprock is nil and consequently the risk is low to even negligible (Figure 12-2).

### 12.2.3 *Chemical degradation*

CO<sub>2</sub> if dissolved may react with minerals in the caprock near the interface with the CO<sub>2</sub> reservoir. Since the caprock has proven to be a seal for gas, the only way of upward migration is by diffusion of dissolved CO<sub>2</sub>, which is a very slow process. Chemical interaction between dissolved CO<sub>2</sub> and caprock minerals is very slow and has minor effects on porosity and permeability. Hence, no migration path is expected to be formed. The affected zone of migration of dissolved CO<sub>2</sub> and chemical interaction is in the order of several meters in thousands of years (Gaus et al., 2005; Tambach et al., 2012); see also Section 8.4.

Chemical degradation will only marginally influence the sealing properties of the caprock and thus will the overall integrity of the caprock stay intact. The likelihood of degrading the caprock is very low and its consequence will be nil or negligible (Figure 12-2).

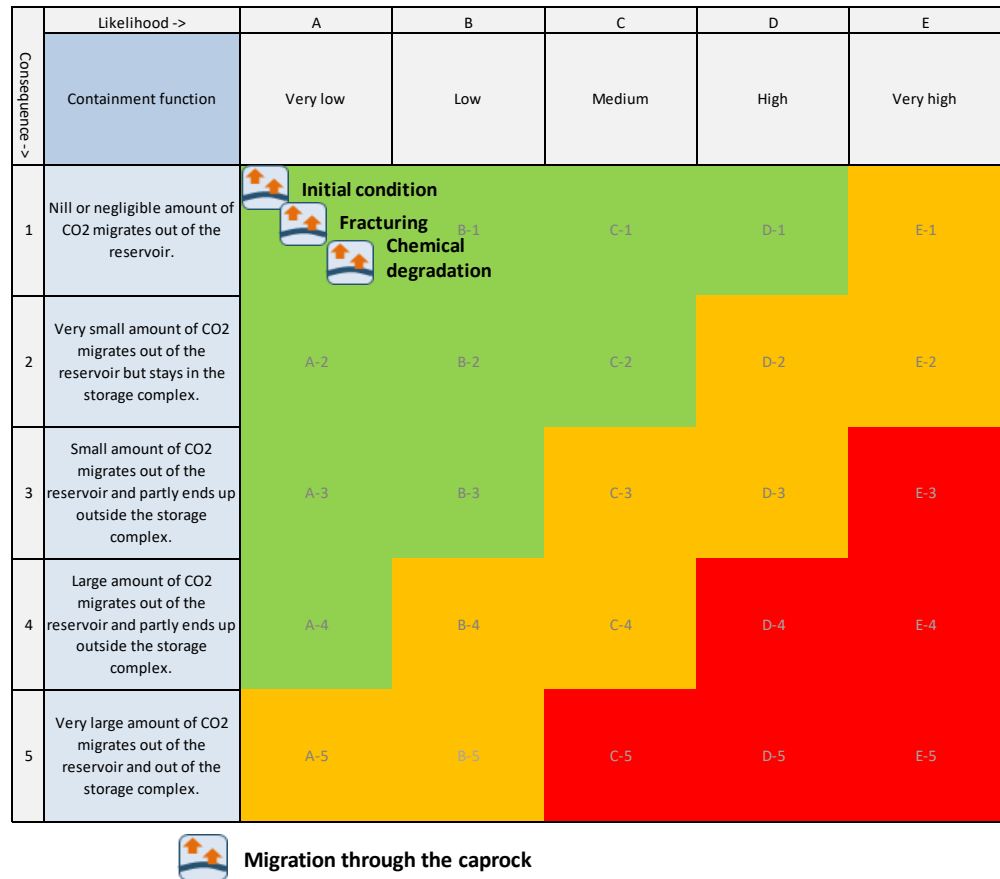


Figure 12-2 Geological risk matrix for the caprock compartment with inclusion of proposed risk reduction measures

### 12.3 Fault zones

#### 12.3.1 Initial condition

The sealing capacity of reservoir boundary faults is high as evidenced by the presence of gas on the reservoir side of the bounding faults and the permeability contrast of juxtaposed claystone and sandstone rocks on both sides of the bounding faults (see Section 4.2).

Bounding faults F19/F20 and F10 (Section 4.2) are effective seals as evidenced by presence of juxtaposed reservoir rock and sealing rock. In two cases reservoir rocks can be juxtaposed over a very small section on both sides of faults but in these cases reservoir rock with very low permeability (< 1 mD) is present on either one or both sides of the fault (see also discussion on reservoir spilling in Section 12.1).

As reservoir rocks next to bounding faults are sealed off by very low permeable rocks on the other side of the fault zone, there is a very low likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate across or along the fault and sealing rock (see Figure 12-3).

### 12.3.2 *Chemical degradation*

Chemical alteration of the fault zone may enhance migration of CO<sub>2</sub> along the fault. Currently, there is no evidence for gas migration from the P18-2 reservoir along the faults to overlying formations. In general, the geochemical reactions between CO<sub>2</sub>, formation water and fault gouge mineralogy will result in precipitation of carbonate minerals. On the longer term, silicate minerals might react, providing additional cations for carbonate precipitation. Porosity and hence permeability effects are predicted to be negligible. Increase of carbonate content in the fault gouge is known to increase the friction coefficient and to decrease potential for fault re-activation (Samuelson et al., 2012; Adelinet et al., 2014; Bakker et al., 2016). That is why it is highly unlikely that chemical degradation in itself leads to the migration of CO<sub>2</sub> across the fault zone (see Figure 12-3). See also Section 7.4.

### 12.3.3 *Fault stability: effects of re-pressurising P18-2*

Due to pressure changes during production and/or injection faults may be re-activated (Vandeweyer et al., 2011: par 6.7, p109) and potentially act as conduits for CO<sub>2</sub>.

No seismic activity during production was observed, based on the KNMI database (Vandeweyer et al., 2011). Semi-analytic modelling has shown that at the end of the injection period most (if not all) of the areas where positive Coulomb stresses which are present at the end of depletion, have disappeared (Section 7.2). The faults are thus expected to be stable at the end of the injection period. Injection of CO<sub>2</sub> is thus a mitigation measure in itself as it reduces the underpressure in the reservoir and consequently the risk of fault re-activation.

Based on the results from the semi-analytic modelling it appears to be highly unlikely that faults will be re-activated due to the increased pressure by CO<sub>2</sub> injection and consequently will not lead to migration of CO<sub>2</sub> along the fault (Figure 12-3).

### 12.3.4 *Fault stability: effects of injecting low-temperature CO<sub>2</sub>*

Injection of a cold CO<sub>2</sub> stream could re-activate a nearby fault and change its fluid transport properties. TOUGH2 simulations have shown that the cooling front could extend to 300 m from the injector after 15 years of injection (Section 7.3). Semi-analytic thermomechanical modelling indicates that the Coulomb stresses rapidly decay to around 2.5 MPa at a distance of 100 m from the cooling front. Thus injection wells at less than 300 to 400 m from a fault may thermomechanically influence its stability, if the cold front reaches the fault.

The above simulations do overestimate the effect as in reality the continuous pressure build-up in the reservoir will have a stabilizing effect on the faults. Secondly, the well P18-2-A1 which is close to a fault, has the worst injectivity and consequently a less pronounced cooling effect.

Lowering the injection rates of wells which are close to faults will reduce the advancement of the cold front and thus diminish the risk of fault re-activation and migration along the fault.

With inclusion of proper management of the injection rates in wells nearby faults the likelihood of thermomechanical fault re-activation leading to the migration of a very small amount of CO<sub>2</sub> out of the reservoir, will be low (Figure 12-3).

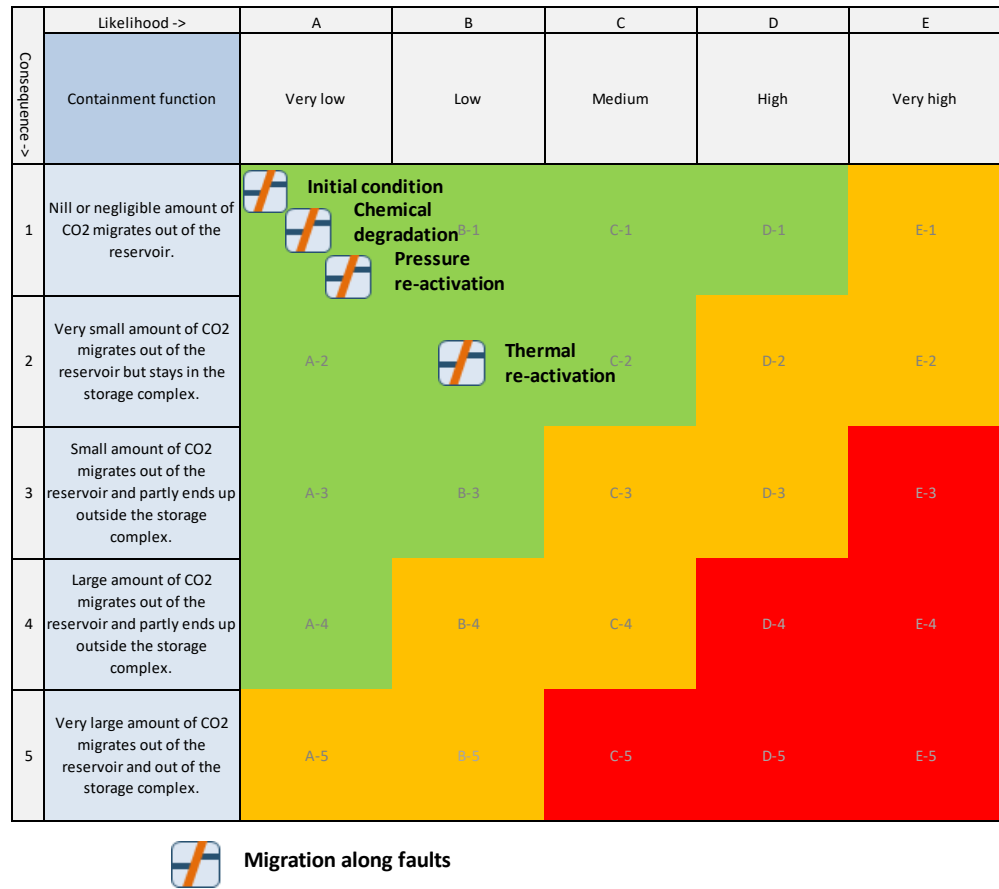


Figure 12-3 Geological risk matrix for the fault zones with inclusion of proposed risk reduction measures.

## 12.4 Wells

The following wells penetrating the P18-2 reservoir, were evaluated in detail:

- P18-02 (exploration well)
- P18-2A-01 (Compartment I)
- P18-2A-03/-S1/-S2 (Compartment I)
- P18-2A-05/-S1 (Compartment I)
- P18-2A-06/-S1 (Compartment III/Compartment II)

### 12.4.1 Surface casing of all injector wells

The condition of the outer casing inside the conductor may be reduced due to external corrosion or to fatigue by the cyclic nature of metoceanic movement. As a consequence the load bearing capacity of the casing and conductor could be reduced and seriously hamper the integrity of the well barriers. All potential injectors have adequate cement overlap in the surface part of the wells in order to transfer the loads.

As no assessment records were found on the load bearing capacity of the surface casing and conductor, it is recommended to perform for example, an external

surface casing corrosion log to confirm the remaining load capacity of the surface casing (see also Section 9.2).

After proper assessment and if needed workover of the injector wells, the likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir; is characterized as low (see Figure 12-4).

#### 12.4.2 *P18-02 (exploration well)*

P18-02 well is suspended and left with a mud line suspension in place to allow potential re-entry. The well is plugged at various depths with a total of 4 plugs. Several barrier elements for this suspended well could not be validated. That's why the well needs to be planned for re-assessment and decommissioning conform the updated NOGEPa 45 standard for CO<sub>2</sub> storage decommissioning provided that these are available in time.

The current well layout seems to be inadequate for long-term containment of a near original reservoir pressurized CO<sub>2</sub> storage, as it may result in CO<sub>2</sub> migration pathways from the reservoir to shallower levels, bypassing the caprock (see also Section 9.2.8). The likelihood that deficiencies in the cement bond and the quality of the plug will lead to migration out of the reservoir and partly will leak out of the storage complex has been evaluated as medium. After the proposed re-assessment and workover activities, the likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir is expected to become low (Figure 12-4).

#### 12.4.3 *P18-2A-01 (Compartment I)*

The low quality of the 7" liner cementation at packer depth, combined with the fact that the 7" liner is made of carbon steel material, poses the risk of external degradation due to corrosion by potentially corrosive reservoir fluids and consequently an inadequate hydraulic isolation over parts of the caprock. The production packer is installed across a zone with poor cement bonding. This results in a low likelihood that CO<sub>2</sub> migrates along the well and partly ends up outside the storage complex (see also Section 9.2.4).

By recompletion and repositioning the production packer in a casing or liner section with good cement bond, leakage from the well will be effectively prevented. With the implementation of the proposed measures the likelihood will become low that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir (Figure 12-4).

After definite cessation of injection the well should be plugged according to CO<sub>2</sub> storage abandonment requirements (under development).

#### 12.4.4 *P18-2A-03/-S1/-S2 (Compartment I)*

All primary and secondary barrier elements have been validated and thus pose no significant risk for CO<sub>2</sub> leaking out of the well. The mother borehole and side-track S1 do not end in reservoir and thus do not increase the likelihood of CO<sub>2</sub> migration out of the reservoir.

The CO<sub>2</sub> injection load case capacity and the material compatibility for the retrievable packer are to be assessed and potentially to be mitigated to make this well a suitable CO<sub>2</sub> injector. With the implementation of the proposed measures leakage from the well should be prevented; the likelihood is low that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir (Figure 12-4).



After definite cessation of injection the well should be plugged according to CO<sub>2</sub> storage abandonment requirements (under development).

#### 12.4.5 *P18-2A-05/-S1 (Compartment I)*

The mother bore was drilled to about 200 m TVD above the reservoir. Then the drill pipe parted and 500 m of drill pipe/BHA (Bottom Hole Assembly) was left in the mother bore hole (circulation was possible before the drill pipe parted) with a cement plug on top, after which the well was side tracked. As the mother borehole does not end in reservoir, this does not increase the likelihood of CO<sub>2</sub> migration out of the reservoir.

Sustained casing pressure was measured in the 9 5/8 " production casing, which is being managed by keeping the pressure below the Maximum Operating Pressure (MOP) for the current natural gas production. The current condition of this well indicates that there is a medium likelihood that a small amount of CO<sub>2</sub> migrates along the well and ends up outside the storage complex (see also Section 9.2.6).

The source of sustained pressure in the production casing needs to be investigated and if required being repaired. As a result, the likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir should be low after the repair (Figure 12-4).

After definite cessation of injection the well should be plugged according to CO<sub>2</sub> storage abandonment requirements (under development).

#### 12.4.6 *P18-2-A-06/-S1 (Compartment II/Compartment III)*

The well connects P18-2 Compartments II and III. The producing reservoir formations from the side track and the mother bore connect at the side track window, which is not isolated.

For this well to be used as CO<sub>2</sub> injector the well barrier of the mother bore and the integrity of the side-track window have to be restored. This has most likely to be done by plug and abandonment (P&A) of the side track and installing a cemented scab or tie back liner to restore the mother bore integrity. The original primary and secondary barriers of the mother bore can be restored; it has a good cementation and in-situ formation at caprock level.

The current condition of this well indicates that there is a medium likelihood that a small amount of CO<sub>2</sub> migrates along the well and ends up outside the storage complex (see also Section 9.2.7). With the proposed measures the double barrier could be re-instated such that it sufficiently reduces the risk of leakage. As a result, the likelihood that a negligible amount of CO<sub>2</sub> will migrate out of the reservoir should be mitigated to low (Figure 12-4).

After definite cessation of injection the well will be plugged according to CO<sub>2</sub> storage abandonment requirements (under development).


#### 12.4.7 *Cooling of P18 injector wells*

Injection of cold CO<sub>2</sub> leads to thermal contraction of the wells. The induced tensile stresses can exceed the bonding strength and thus lead to debonding at the well-cement interface. The resulting micronannuli represent a potential pathway for CO<sub>2</sub>

migration which could be further enhanced by chemical interaction of CO<sub>2</sub> and the cement around the microannuli (see Sections 9.3 and 9.3.4).

Although the creation of microannuli is considered to be highly likely, the migration of CO<sub>2</sub> is prevented by the pressure of CO<sub>2</sub> which is to be maximised at the hydrostatic pressure. At the end of the injection phase an appropriate formation-to-formation plug is recommended.

A small to negligible amount of CO<sub>2</sub> may migrate through the thermally induced microannuli of the P18 injector wells and partly end up outside the storage complex (risk class C-3; see Figure 12-4). After appropriate abandonment of the injector wells the risk will be reduced to a low likelihood that a small amount of CO<sub>2</sub> migrates out of the reservoir (risk class B-1).

		Likelihood ->				
		A	B	C	D	E
Consequence ->	Containment function	Very low	Low	Medium	High	Very high
	1	Nil or negligible amount of CO <sub>2</sub> migrates out of the reservoir.	01/03-S2/05-S1/06 A-1 P18-02/06-S1		 All injectors: cooling All injectors: surface casing	D-1
2	Very small amount of CO <sub>2</sub> migrates out of the reservoir but stays in the storage complex.	A-2	B-2	C-2	D-2	E-2
3	Small amount of CO <sub>2</sub> migrates out of the reservoir and partly ends up outside the storage complex.	A-3	B-3	C-3	D-3	E-3
4	Large amount of CO <sub>2</sub> migrates out of the reservoir and partly ends up outside the storage complex.	A-4	B-4	C-4	D-4	E-4
5	Very large amount of CO <sub>2</sub> migrates out of the reservoir and out of the storage complex.	A-5	B-5	C-5	D-5	E-5



- 01** Abbreviated well name (P18-2A-01)
-  Migration along P&A well
-  Migration along injection well

Figure 12-4 Well risk matrix after implementation of risk reduction measures; most well names are abbreviated: for example “01” stands for “P18-2A-01”.

## 12.5 Conclusion

*All risks can be reduced to acceptable, low levels*

All geological and subsurface well engineering risks in the P18-2 field can be reduced to acceptable, low levels, with no significant environmental impacts if the store is properly designed, managed and abandoned. The conclusion is that there are no prohibitive risks to storing CO<sub>2</sub> in the P18-2 field. All risks can be managed so that their risk level is low and acceptable.

#### *Well workovers required*

All selected wells will need workover activities to some degree to qualify them for CO<sub>2</sub> injection and storage. Proper management of injection rate and temperature is necessary to prevent undesired effects of cooling on faults nearby wells and re-heating of the near well area on the pressure evolution in the reservoir in the post-injection phase. For that purpose pressure, temperature and flow rate of injected CO<sub>2</sub> should be monitored (see Section 13).

#### *Reservoir pressure after injection*

As mentioned above, all risks identified here can be reduced to acceptable, low levels, provided the storage site is properly designed, managed and eventually closed. Part of this is the design of safe injection scenarios and management of pressure and temperature in the wells and reservoir. It should be noted that the simulation of the injection of CO<sub>2</sub> into the reservoir, the integrity of the caprock and the stability of faults pose no limits to the average reservoir pressure at the end of injection (apart from the maximum given by the initial pressure, which represents the maximum pressure at which the reservoir, caprock and faults have proven containment). Safe and secure storage is possible for reservoir pressure up to initial pressure (i.e., the pressure that existed in the field prior to production).

However, the study did identify a risk that requires reservoir pressure to be maximised at hydrostatic pressure. The potential migration of CO<sub>2</sub> through microannuli formed between casing (liner) and cement due to the low temperature of the injected CO<sub>2</sub> becomes small to negligible when reservoir pressure is kept below hydrostatic pressure.

## 13 Monitoring and corrective measures plan

### 13.1 Introduction

A thorough risk based approach to monitoring is adopted. This means that the elaboration of the plan depends on the results of the location-specific risk assessment, which is laid out in the previous sections.

A risk-based monitoring plan:

- Aims to ensure the safety and integrity of the storage complex;
- Reveals the necessary information for transfer of responsibility to government after the end of injection;
- Can supply and incorporate additional learning with respect to large-scale CCS;
- Should be able to prove the effectiveness of corrective measures;
- Provide a balance between efficiency and costs.

New techniques and equipment will be included whenever judged appropriate, provided that these techniques do not add to the complexity associated with operating an offshore unmanned installation.

The monitoring and corrective measures plans are part of a set of related plans that are part of the storage permit. The location specific risk assessment (Section 10) is the main input for the corrective measures and closure plans. The development of the monitoring plan is also based on a location specific risk analysis and has strong links with the corrective measures plan. Figure 13-1 illustrates the links and the consistency between the plans.



Figure 13-1. Consistency between risk management, monitoring and corrective measures plans.

Monitoring requirements of the CCS Directive 2009/31/EC and OSPAR are framed around enabling the operator to understand and to demonstrate understanding of

ongoing site processes, to predict future site behavior and to identify any leakage. Further requirements of the monitoring include early identification of deviations from predicted site behavior, provision of information needed to carry out remediate actions and the ability to progressively reduce uncertainty.

#### 13.1.1 *Reading Guide*

The foundation of the plan is given first. This refers to the legislation, regulations and other preconditions that have been taken into account. Then the philosophy of the monitoring plan is explained. Finally, the elaboration of the operational monitoring plan is explained, while the detailed monitoring plan is documented in Section 19. The cross-references to the corrective measures plan are explicitly indicated.

The plan described here represents the draft monitoring plan, to be updated and detailed prior to the start of injection.

### 13.2 **Foundation of the monitoring and corrective measures plan**

For the P18-2 storage project the monitoring plan needs to comply with the following regulations and requirements:

- Provisions of two key regulatory treaties governing CO<sub>2</sub> storage in the European offshore area, which are the OSPAR Guidelines (OSPAR, 2007) and the European Storage Directive (EU, 2009) and its implementation in the Dutch Mining Law.
- Requirements of the EU Emissions Trading System (ETS), as defined under the EU Monitoring and reporting Guidelines (EU, 2017), which deals with the accounting of leaked emissions from storage sites.
- Specific requirements to the P18-2 storage project as a first of a kind project for The Netherlands.

The starting point for developing the monitoring and corrective measures plan is an adequate characterization and risk assessment.

The general requirements for both site characterization and risk assessment are given in the Dutch mining law, the EC Storage Directive and its Annexes. Clarifying details are provided in the EU guidance documents (EU, 2011).

The detailed site characterization benefited from the fact that the storage reservoir is part of a larger natural gas field which has been produced for more than two decades. This has led to an abundance of information on the site.

The monitoring plan must relate to preventative and corrective measures. In the adopted template in this report, potential risks, monitoring techniques and mitigation measures are linked together.

With respect to the phases of a storage operation, the plan describes a 'workflow' for monitoring activities during the pre-injection (site qualification), injection (operation), post-injection (closure and post-closure) phases and after transfer of responsibility (long-term stewardship). However, monitoring in the different stages of a project is not fundamentally different. The philosophy of the monitoring plan is that it must be complete, transparent, consistent, and verifiable.



An additional requirement for the P18-2 storage project is that the monitoring plan may also serve the first of a kind character of the project, in combination with CO<sub>2</sub> injection in the P18-4 field and, potentially, the P18-6 field. This could mean gathering more data for a deeper understanding of the storage process, learning of findings.

#### 13.2.1 *General requirements from Directive 2009/31/EC*

A monitoring plan should meet the requirements according to the EU CCS Directive (EU, 2009; Annex II), as listed below.

##### **Initial plan**

The monitoring plan shall provide details of the monitoring to be deployed during the main stages of the project, including baseline, operational and post-closure monitoring.

The following shall be specified for each phase:

- 1 Parameters monitored;
- 2 Monitoring technology employed and justification for technology choice;
- 3 Monitoring locations and spatial sampling rationale;
- 4 Frequency of application and temporal sampling rationale.

For the purpose of:

- Comparing actual and modelled behaviour of CO<sub>2</sub> and brine
- Detecting significant irregularities
- Detecting CO<sub>2</sub> migration
- Detecting CO<sub>2</sub> leakage
- Detecting significant negative effects for environment, drinking water, nearby residents, the biosphere
- Evaluating the effectiveness of corrective measures taken in case of leakage
- Proving safety and integrity of the storage complex, including the assessment of complete and permanent storage.

The parameters to be monitored are identified so as to fulfil the purposes of monitoring. However, the plan shall in any case include continuous or intermittent monitoring of the following items:

- Fugitive emissions of CO<sub>2</sub> at the injection facility;
- CO<sub>2</sub> volumetric flow at injection wellheads;
- CO<sub>2</sub> pressure and temperature at injection wellheads (to determine mass flow);
- Chemical analysis of the injected material;
- Reservoir temperature and pressure (to determine CO<sub>2</sub> phase behavior and state).

The choice of monitoring technology shall be based on best practice available at the time of design. The following options shall be considered and used as appropriate:

- Technologies that can detect the presence, location and migration paths of CO<sub>2</sub> in the subsurface and at surface;
- Technologies that provide information about pressure-volume behaviour and areal/vertical saturation distribution of CO<sub>2</sub> to refine numerical 3-D-simulation

to the 3-D-geological models of the storage formation established pursuant to Article 4 and Annex I of the Storage Directive (EU, 2009);

- Technologies that can provide a wide areal spread in order to capture information on any previously undetected potential leakage pathways across the areal dimensions of the complete storage complex and beyond, in the event of significant irregularities or migration of CO<sub>2</sub> out of the storage complex.

### Updated plan

The monitoring system initially installed and related procedures need to be updated on the basis of the evaluation and modelling activity, or the verification results. Monitoring plans must be updated, at least every five years, to take into account changes to assessed risk of leakage, changes to assessed risks to environment and human health, new scientific knowledge, and improvements in the best available technology. National authorities may set a more stringent frequency.

According to Annex II of the Storage Directive one has the following updating requirements:

- a. The data collected from the monitoring shall be collated and interpreted. The observed results shall be compared with the behaviour predicted in dynamic simulation of the 3-D-pressure-volume and saturation behaviour undertaken in the context of the security characterization.
- b. Where there is a significant deviation between the observed and the predicted behaviour, the 3-D-model shall be recalibrated to reflect the observed behaviour. The recalibration shall be based on the data observations from the monitoring plan, and where necessary to provide confidence in the recalibration assumptions, additional data shall be obtained.
- c. Steps 2 and 3 of Annex I of the Storage Directive shall be repeated using the recalibrated 3-D model(s) so as to generate new hazard scenarios and flux rates and to revise and update the risk assessment.
- d. Where new CO<sub>2</sub> sources, pathways and flux rates or observed significant deviations from previous assessments are identified as a result of history matching and model recalibration, the monitoring plan shall be updated accordingly.

Post-closure monitoring shall be based on the information collected and modelled as in a) through d). The plan must now also provide information needed for the transfer of responsibilities to the competent authority (long-term stewardship). Especially the site's permanent containment must be indicated, based on all available evidence.

### 13.2.2 Emissions accounting for ETS

The Monitoring and Reporting Guidelines for CCS under the ETS describe the method for quantifying potential CO<sub>2</sub> emissions from a storage project.

Potential sources for CO<sub>2</sub> emissions from the geological storage of CO<sub>2</sub> include:

- Fuel use at booster stations and other combustion activities such as on-site power plants;
- Venting at injection or at enhanced hydrocarbon recovery operations;
- Fugitive emissions at injection;
- Breakthrough CO<sub>2</sub> from enhanced hydrocarbon recovery operations;

- Leakage from the storage complex.

Quantitative monitoring for ETS will only be required if there is an indication of leakage. There is no requirement for emissions accounting as long as there is no evidence that the site leaks. However, in case irregularities are observed for example in the downhole pressure and temperature measurements, the need for additional monitoring to detect migration pathways out of the storage complex becomes stringent.

The key question for quantitative monitoring is of course to what extent the state-of-the-art technology allows for an accurate quantification. In that perspective NSBTF (2009) suggests choosing a combination of a model-driven approach in combination with a monitoring strategy to best estimate the leakage for ETS purposes.

In the unlikely event that there is evidence for CO<sub>2</sub> flow out of the storage complex, or that irregularities occur that give rise to the need to check for anomalies outside of the storage reservoir, a strategy would be to detect leakage to the surface by geophysical methods like seismic data (detection of gas chimneys) or sea-bottom sonar techniques (detection of pockmarks) and then carry out in situ gas measurements and/or sample these leakage areas for direct CO<sub>2</sub> detection. Based on these observations an estimate can be made of leakage rates for the area. However, it should be noted that in the case of CO<sub>2</sub> storage in depleted gas fields, seismic methods have limited value. Most currently operational CO<sub>2</sub> storage projects use saline aquifers, such as Sleipner and Snøhvit in Norway, in which case seismic methods provide an efficient way to monitor the development of the CO<sub>2</sub> plume in the storage reservoir and verify containment by the caprock (e.g., Furre et al., 2017). Seismic methods cannot be used to monitor the distribution of CO<sub>2</sub> in a depleted gas field, as seismic waves cannot discriminate between CO<sub>2</sub> and residual natural gas in the reservoir. In addition, gas fields offer high certainty that CO<sub>2</sub> will be contained in the depleted reservoir (as shown here in Sections 4 through 8), effectively removing the need to check for anomalies above the caprock. Only in case of evidence of unforeseen circumstances or non-conformance would seismic methods be considered as monitoring tool for CO<sub>2</sub> in depleted gas fields.

### 13.2.3 *Specific requirements for the P18-2 storage project*

CO<sub>2</sub> storage is the main objective of the P18-2 storage project. For the project, and the storage permit in particular, the monitoring plan serves to make supported statements about the following:

- Safety and integrity, regarding possible damage to the environment or the soil. Monitoring will have to support that the CO<sub>2</sub> remains stored in the reservoir and does not end up in the biosphere. The lasting quality of the structure of the reservoir and the sealing layer must also be clear. Monitoring offers the opportunity to take action if anomalies occur.
- Demonstration character of the project, learning of findings, some situations can be better understood through measurements.
- Commercially, regarding the ETS and the amounts stored. Monitoring must show that the captured CO<sub>2</sub> is in fact permanently out of circulation and no emission rights for this CO<sub>2</sub> need to be surrendered.
- Legally, regarding the delineation of the storage location. Monitoring must show that the CO<sub>2</sub> does not enter other reservoirs for which no storage permit has been issued.

- Offer a foundation to support the transfer of responsibility after injection is concluded.

### 13.3 Philosophy of the monitoring plan

Besides meeting all legal requirements, the monitoring plan should be based on a balance between efficiency and costs.

#### 13.3.1 *Regular measurements*

A significant part of the monitoring program is measuring primary operational parameters and verifying the underlying model of the subsurface.

A plan has been devised that includes regular measurements, such as flow, pressure and temperature. These parameters will be used to test whether the injection program is proceeding according to plan and the extent to which anomalies occur with respect to the modelled behavior.

#### **Traffic light model**

The measurement program uses the so-called traffic light model. This means that for the measurements, the expected values are indicated in ranges: green, yellow and red. Quantification of these monitoring value ranges is a key element of the monitoring plan update prior to the start of injection.

In the traffic light model, a green zone is given for each operational parameter; the value of the parameter falls within this range, when the operation is proceeding as expected. Outside of this range, threshold 1 (see Table 19-1), a yellow zone exists, indicative of a deviation from the predicted behaviour, without a direct need for corrective measures. When values fall within this range, it is important that insight is gained into the cause of the anomalous results. For that reason, additional measurements should be taken (extra measurements and/or the use of other measuring techniques, depending on the circumstances). Finally, there is a red zone, threshold 2 (see Table 19-1), indicating measurements that are so far outside of the expected range that corrective measures are probably necessary. If such an unexpected event occurs, undesired effects may develop. In order to limit such consequences as much as possible, corrective measures may be deployed. The monitoring program serves to indicate the effectiveness of these corrective measures.

#### **Business as usual**

When the injection proceeds as predicted, with measured values consistent with predicted values (green zone), the frequency of measurements could gradually be decreased.

#### **Scale-up**

If the measurements deviate from the expected values (yellow zone), this will lead to a higher frequency of measurements, or the introduction of other types of measurements. If this does not provide sufficient illumination of the situation, the monitoring program will be expanded further.

#### **Adjusting the model**

Monitoring data can also provide (new) information and insights about the subsurface; this information should be used to adjust and calibrate any models used. The adjusted models can be used to predict future behavior with higher reliability, so that the behavior of the CO<sub>2</sub>, the well, the reservoir and the sealing layer can be predicted more accurately as the injection process proceeds.

### 13.3.2 *Special measurements*

Pre- injection, injection and post-injection monitoring do not differ in intent. Risks may be deemed higher in (parts of) the injection phase, notably the beginning of the injection activities. The monitoring plan reflects higher degrees of risk through more frequent and / or different monitoring techniques. Besides the measurements for the verification of predicted behavior during injection, there are a number of special measurements included in the monitoring program. These concern baseline measurements, measurements before closure and transfer, as well as measurements under special circumstances during the injection process.

#### **Baseline measurements**

In the pre-injection phase there will be a period of monitoring in order to determine the current status of the storage site. During this period baseline data will be gathered. It is of key importance to identify all possible baseline data that might be needed later in the injection and post-injection phases both for required monitoring and for contingency monitoring.

The baseline data will serve as a reference for monitoring during and after the injection process.

Baseline and repeat measurement acquisition, processing and interpretation are part of the monitoring plan (Table 19-1), where the relation with risk assessment and preventive/corrective measures is also described.

#### **Measurements before closure and transfer**

Measurements should be made before the closure of the reservoir and before the transfer to the competent authority. Their purpose is:

- Measurements to determine whether the behaviour of the CO<sub>2</sub> stored in the reservoir is such that the well can be abandoned.
- Measurements necessary after the conclusion of injection to establish whether the CO<sub>2</sub> stored is in or moving towards a stable situation so that it is possible to transfer responsibility to the government.

#### **Measurements under special circumstances**

During CO<sub>2</sub> injection, the pressure in the reservoir increases; the temperature, pressure and flow rate through each well are chosen such that injection can take place safely. During the injection process, the injection rates of CO<sub>2</sub> will vary, with occasional interruptions. Part of the monitoring program is to measure the conditions that arise during such transient operations.

The period required for monitoring after abandonment of the wells and prior to decommissioning of the platform is not defined yet, neither is the period between decommissioning of the platform and transfer of liability to the state authorities. The required lengths of these periods need to be established in agreement with State Supervision of the Mines (SodM).



### 13.3.3 *Direct and indirect determination of possible leakage*

Two ways can be distinguished to enable verification of the points above. On the one hand, there are direct detection methods that can be used to demonstrate the presence of CO<sub>2</sub> migration from the reservoir. An example of this can be CO<sub>2</sub> measurements at wells.

On the other hand, there are also indirect detection methods available, which can be used to verify that the CO<sub>2</sub> injected is behaving as predicted. The predictions are derived from static and dynamic models created beforehand, but also from updates to these models based on available monitoring data (such as pressure measurements in the reservoir). For this reason, important parameters have been included in the monitoring plan for the purpose of indirect monitoring. These include:

- pressure and temperature measurement in the wells;
- annular pressures of the wells;
- volume of injected CO<sub>2</sub>;
- composition of the injected gas;
- well integrity measurements ;
- measurements of irregularities at the seabed.

### 13.3.4 *Different stages*

Different stages can be distinguished throughout the lifetime of the CO<sub>2</sub> storage project. This leads to different monitoring requirements through the lifetime of the project. The different stages are listed below.

- Pre-injection

Prior to actual injection, the monitoring focuses on recording the starting situation (baseline monitoring).

- Injection

In the operational phase CO<sub>2</sub> is injected until the reservoir is filled to an extent that further injection is not desired or allowed, or until no more CO<sub>2</sub> is delivered and a decision is made to conclude CO<sub>2</sub> injection.

- Post-injection

After CO<sub>2</sub> injection has stopped, there is a period of observation. During this period, it will be decided whether a stable end situation will be reached. If this is the case, the well will be closed with a plug. If the plug is shown to be of an acceptable quality, the wells will be sealed.

- Post-injection — abandonment

If the seal is shown to be of acceptable quality, the wells will be permanently abandoned. Later, responsibility can be transferred to the government.

- Post-injection — transfer of liability

Once a stable situation is achieved, the responsibility of the filled reservoir may be transferred to the competent authority. After the transfer, the developments in the reservoir will be followed periodically. The competent authority is responsible for a monitoring period of 30 years from the moment of transfer.

For each stage, the monitoring plan (Table 19-1) indicates the parameters to be measured, the frequency, the technology used and the location for each activity. The expected duration of each monitoring period is also indicated.

### 13.3.5 *Report monitoring results*

Prior to the start of injection activities, a baseline report will be compiled, describing the starting state of the wells and the storage site. This is the basis that will be used to map any changes.

An annual report of the monitoring results will be presented to the competent authority. The report should hold operational information, possible anomalous situations and information towards closure and transfer.

Prior to both site closure and site transfer a report is compiled, recording the state of both the well and the subsurface.

### 13.3.6 *Conclusion*

#### **Deviations from expectations**

Deviations from any expected behaviour of the storage complex may indicate migration or leakage of the injected CO<sub>2</sub>. In the P18-2 case the main activities in determining such deviations from the expected behaviour consist of monitoring the CO<sub>2</sub> pressure and temperature.

A thorough and reliable history match has been established. Deviations from the expected pressure development (p/Z curve) throughout and after the operational phase, could be an indicator of migration of CO<sub>2</sub> from the reservoir or leakage from the storage complex. To this end the pressures at the top of the wells are measured in any case (in the wellhead) as well as the pressures at the bottom of the wells (downhole).

Should unexpected deviations be measured and migration of CO<sub>2</sub> from the reservoir be suspected, measures need to be taken. Taking into account the comments about the application of seismic methods in the case of CO<sub>2</sub> storage in depleted gas fields given in Section 13.2.2, these may include time-lapse seismic monitoring, which allows possible migration paths or shallow CO<sub>2</sub> accumulations to be detected with an expected observation threshold of several tens of kilotons. The detection limit and measurement precision will be specified with the submission of the revised monitoring plan prior to injection and after detailed engineering.

The shallower the gas accumulation occurs, the better the chance that it can be detected. Baseline monitoring prior to injection will be used to make an inventory of pockmarks already present. This will allow the change with respect to the initial situation to be determined in case of a possible migration or leakage.

#### **Well integrity**

Various techniques are used to monitor the integrity of the (injection) wells. These include:

- Logging across the depth of the well;
- Measurement of the pressures in the annuli;
- Periodic analysis of the liquids in the annuli, in order to test for the presence of CO<sub>2</sub>.

Prior to the commencement of CO<sub>2</sub> injection, each injection well will be worked over and its state will be recorded as the baseline for later determinations of the integrity

of the well. After injection, the well will be safely sealed and permanently abandoned. However, before the well is entirely abandoned, there will first be a period in which the integrity of the plug (FFP) is measured at seal level. These measurements consist of tests monitoring the annular pressures, logs and taking samples of the liquids from the well above the seal in order to analyse for the presence of CO<sub>2</sub>.

### **Monitoring of the seabed**

Finally, there is monitoring of the seabed. This is mainly in order to show that there are no changes and therefore there is no migration of CO<sub>2</sub> to the seabed. Various acoustic technologies (multibeam echo sounding, side scanning sonar, etc.) can be used to identify changes in and at the seabed as a result of changes in the deep underground (often in the shape of pockmarks) and possible CO<sub>2</sub> bubble streams in the water column. In addition, seabed samples (via coring) can be used to establish the presence or absence of leaking CO<sub>2</sub>.

## **13.4 Interpretation**

Abovementioned aspects have led to the monitoring plan presented here. The following aspects will be monitored:

- Injection process
- Well integrity
- Reservoir integrity
- Environmental monitoring {for leakage of CO<sub>2</sub> from the storage complex}

### **13.4.1 Categories**

Monitoring of CO<sub>2</sub> storage can be achieved either by measuring the absence of any leakage through direct detection methods, or by verifying indirectly that the CO<sub>2</sub> is behaving as expected in the reservoir based on static and dynamic modelling and updating thereof corroborated by monitoring data. The main challenge for measuring absence of any leakage consists of spatial and temporal coverage of the monitoring method, i.e. "Where and when do we need to monitor in order to be sure that no leakage occurs". The strategy should therefore be based on identified risks.

For the indirect model-based monitoring the emphasis is more on scenario confirmation. As long as monitoring data demonstrates that the storage system is behaving according to the predictive models, the understanding of both the processes occurring and the behaviour of the storage complex can be considered sufficient. In case of significant deviations, one should find the causes of the deviations and where necessary recalibrate the models and perform new predictive simulations. If however the deviations fall well beyond the uncertainty ranges of the predictive models, then additional monitoring and possibly contingency measures need to be taken.

In practice often a combination of approaches is applied required and the optimum monitoring plan will be guided by the risk assessment and the site characterization.

Following the NSBTF (2009) and the draft EU guidance documents (EU, 2011), the following categories for monitoring are identified:

1. Mandatory monitoring: in any case for all sites. A number of parameters to be monitored is mandatory based on the EU storage directive (EU, 2009).

2. Required monitoring: site specific. This monitoring group is directed to gathering evidence for containment in the reservoir and to demonstrate integrity of seal, fault and wells in case of regular development.
3. Contingency monitoring. The third group refers to a contingency monitoring system which will only be installed if irregularities show up. In the CCS Directive a “significant irregularity” is defined as ‘...any irregularity in the injection or storage operations or in the condition of the storage complex itself, which implies the risk of a leakage or risk to the environment or human health’.

It is to be noted that these three categories as such have not been implemented in Dutch legislation, therefore the term *mandatory* should be read as “mandatory following the CCS Directive”. Similar for the term *required*, which is not as such defined in legislation. Required in the context of this report means a preliminary proposal of essentially risk-based monitoring with the current state of knowledge.

The quantification of a leakage at the sea bottom for ETS purposes is considered as part of the contingency monitoring. Quantitative monitoring for ETS will only be required, if there is an indication of leakage. For the North Sea the strategy suggested by NSBTF (2009) would be to detect leakage to the surface by geophysical methods like seismic data (detection of gas chimneys) or sea-bottom echo-sounding (detection of pockmarks) and then sample these leakage areas for direct CO<sub>2</sub> detection repeatedly. Based on the sampling profiles an estimate can be made of leakage rates over time for the area. In case of wellbore leakages an additional monitoring program in and around the well is suggested.

In the operational execution, the following categories are distinguished, and for each category the measurements performed for general testing are indicated, as well as the measurements that relate to gaining insight into deviations and to conclusion and transfer.

### 13.5 The monitoring plan

Following NSBTF (2009) and the draft EU guidance documents (EU, 2011), Table 13-1 lists the categories for monitoring that have been identified, as well as the aspects to be monitored. Table 13-2 gives a summary of the monitoring plan describing the equipment or method that can be used to measure certain processes.

The complete monitoring plan for P18-2, in the form of a table, is given in Table 19-1. Below is a description of the parameters mentioned in the table. These parameters follow both from the mandatory monitoring obligations as stipulated by the storage directive and the risk assessment.

#### Column 1

The first column describes the parameters to be monitored. These parameters follow both from the mandatory monitoring obligations as stipulated by the storage directive and from the risk assessment.

Table 13-1. Summarized monitoring classification table.

	<b>Mandatory (Mandatory monitoring according to Annex II of the EU directive)</b>	<b>Required (Preliminary estimation of required monitoring)</b>	<b>Contingency monitoring</b>
<b>Injection process</b>	Flow, pressure, temperature and composition of injected CO <sub>2</sub>		
<b>Well integrity</b>	Various Integrity measurements, well head pressure & temperature	Various baseline measurements, plug integrity measurements	
<b>Reservoir integrity</b>	Flowing pressure and temperature measurements	Stabilized pressure and temperature measurements	Seismic survey in case of irregularities
<b>Environmental monitoring</b>		Various baseline measurements, Microseismic monitoring	Various surveys in case of irregularities

**Column 2**

The second column indicates the proposed technique adopted to measure the parameter. A more detailed description of the technique is provided outside the table.

**Column 3**

The third column indicates the category of monitoring (mandatory according to the EU directive, required, contingency).

**Column 4 and 5**

The fourth and fifth columns give a description of both the temporal frequencies (column 4) and spatial coverage (column 5) of the data acquisition foreseen in the different phases of the project (pre-injection, injection and post-injection including long-term stewardship after transfer of responsibility). The rationale behind the monitoring strategy related to the identified risks is described in the following section.

**Column 6**

Column six provides a description of the expected values that indicate normal behavior and of the expected accuracy of the monitoring method. Expected values and therefore this column is colored green.

**Column 7**

The seventh column indicates threshold values, where normal behavior as anticipated stops and where irregularities start. As long as the measured values remain below these threshold values, no actions are required (green column). In case threshold values exceeded, the seventh column (colored orange) defines specific actions. Upon exceeding threshold values, monitoring data suggest that the behavior of the storage system starts to deviate from expectations. This could for



example lead to recalibration of the models, but when persisting to more stringent measures.

### Column 8

In case the monitor values exceed the threshold defined in the eighth column (colored red), the highest alert phase starts and immediate actions (or contingency measures) as defined in the second sub column of column eight are required.

Table 13-2. Summary of specific monitoring equipment and methods to be used for monitoring of certain processes.

	<b>Injection process</b>	<b>Measurement equipment / method</b>
1	Injection rate	Flow meter
2	Injection stream CO <sub>2</sub> concentration	Samples & analysis: online system
3	Injection stream composition	Samples & analysis: Additional samples for calibration
4	Water measurement	Water measurement
5	Discontinuous emissions through leakage, venting or incidents	Combination of techniques
<b>Well integrity</b>		
6	Annular pressure	Pressure device (with alarm value)
7	Well integrity	Wireline Logging (selection of tool: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)
8	Well head pressure	Pressure device
9	Well head temperature	Temperature device
10	Plug integrity	Pressure test and additional inspections
<b>Reservoir integrity</b>		
11	Reservoir pressure (FBHP) (see also line 8)	pressure device
12	Reservoir Temperature (FBHT) (see also line 9)	thermometer or DTS
13	Stabilized pressure (CIBHP) (gradient) during shut-in period	pressure device combined with shut-in
14	Stabilised temperature (CIBHT) (gradient) during shut-in period	thermometer or DTS combined with shut-in
15	Suspected leakage	Surface seismic survey
<b>Environmental monitoring</b>		
16	Pockmarks at the seabed	Multi-beam echosounding
17	Presence of shallow gas or gas chimneys in the subsurface	Baseline seismic data
18	Migration pathways for gas in the shallow subsurface	Time-lapse seismic data acquisition (2D or 3D)
19	CO <sub>2</sub> in soil at pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis
20	Bubble detection at wellhead	Acoustic bubble detector
21	Microseismic monitoring	Permanent geophones or DAS in monitoring wells

### Items to be monitored

The next part of the monitoring plan describes the different items or events to be monitored (Injection process, Well integrity, Reservoir Integrity, Environmental Monitoring) and over which time frame (Pre-injection, Injection, Post-injection, etc). See Table 19-2.

It is noted that the timing for monitoring of the post injection period including the abandonment of the wells and the decommissioning of the platform and the period to the transfer of liability to the state have not been defined in this plan. The definition of these periods will be subject of discussion with State Supervision of the Mines (SodM).

#### 13.5.1 *Proposed monitoring methods*

This section provides more detailed background information on the rationale behind the selection of the proposed monitoring techniques. For each section corresponding to an identified actor in the risk analysis the primary relevant monitoring techniques are referred to between brackets by their number as appearing in the first column in Table 19-1. Monitoring techniques for contingency monitoring are not given between the brackets, this to not overcomplicate the overview below. Techniques relevant for contingency monitoring are indicated in Table 19-1.

##### 13.5.1.1 *Reservoir / injection process (1,2,3,4,5,8,9,11,12,13,14)*

The risk identified from leakage of CO<sub>2</sub> out of the reservoir / storage site where:

- Spilling (via spill point), or
- Sealing capacity of fault zone between P18-2 and P18-6.

Based on the history match of the P18-2 reservoir the field can be considered as a “tank model”, without an active aquifer drive. Therefore CO<sub>2</sub> is expected to disperse throughout the original gas reservoir.

Often – and this applies only to storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers - the key tool for reservoir / CO<sub>2</sub> plume imaging is 3D surface seismic, however this technique is not deemed suitable for P18-2. This is because of the considerable depth of the P18-2 storage reservoir, which renders surface seismic methods less effective.

Additionally, for P18-2 the presence of (residual) gas within the reservoir makes the feasibility of repeated seismic surveys for the monitoring of CO<sub>2</sub> dispersion questionable, as seismic data cannot discern between CO<sub>2</sub> and residual gas.

The main components for monitoring deviations in expected behaviour indicating potential migration out of the reservoir or storage complex consist of pressure (and temperature) monitoring. After proper history matching, a deviation from the expected pressure trend (P/z curve) during and after the operational phase is an indicator for potential migration out of the storage complex. As for the P18-2 reservoir, pressure monitoring has the potential to be a powerful tool, since there is no strong aquifer drive masking potential deviations. A rough estimation of the threshold of the mass of CO<sub>2</sub> migration out of the reservoir that can be detected is in the order of 2-10 ktonnes of CO<sub>2</sub>. The exact value depends on the quality of the P/z curves with proper and reliable pressure measurements. Factors like water influx, communication with neighboring compartments or CO<sub>2</sub> dissolution in water

have a negative effect on the detectability. In addition, the measurement accuracy of inflow rates should be taken into account.

Proper pressure measurements can be obtained from the injection well after a shut-in, or continuously from a “monitoring” well. The latter is the preferred option allowing a continuous measurement of the reservoir pressure in equilibrium. In case the reservoir pressure is measured in the injection well after a shut-in, pressure equilibration should be measured over a time interval in the order of days. Based on the latter, the equilibrium pressure can be extrapolated (if it has not already been reached in this period).

Migration in the reservoir can be followed by additional geophysical logs (RST logs) well tests and downhole fluid samples at monitoring wells to detect CO<sub>2</sub> breakthrough. During the injection phase, microseismic monitoring and innovative pulse testing techniques may provide data on the location of the advancing CO<sub>2</sub> temperature front by detecting thermal fracturing (if any), and density/viscosity differences. The latter is not considered as an absolutely required measurement for CO<sub>2</sub> tracking, but is recommended. Furthermore the CO<sub>2</sub> can be traced as it closes in on boundary faults or moves toward spill points.

#### 13.5.1.2 *Well integrity (6,7,8,9,10,11,12,13,14,16)*

The key tool for monitoring well integrity is logging, aimed both directly at the wellbore (cement bond logging, etc.), but also at the surrounding formations (saturation logging). Pressure-temperature logging and downhole fluid chemistry are also potentially very useful. Non-well-based tools include 2D or 3D surface seismic for volumetric imaging of the overburden around the wellbores and multibeam echosounding to detect surface changes around the wellbore. During the injection stage, well-based microseismic monitoring can also provide information on flow and degradation processes around the wellbores.

#### 13.5.1.3 *Caprock/overburden (11,12,13,14,16,17,21)*

Caprock integrity is assumed intact as long as no abnormal behaviour of the pressure is observed. In case significant deviations are observed, contingency monitoring is required; potentially useful techniques include time-lapse seismic surveys to detect migration pathways (chimneys) or shallow gas accumulations. 2D surface seismic surveys may be a cost-effective alternative to full 3D, but will not provide full areal coverage of the top seal.

The threshold value of seismically detectable shallow accumulations of CO<sub>2</sub> is in the order of 10's of ktonnes under the condition that CO<sub>2</sub> accumulates as a concentrated gas pocket. The shallower the CO<sub>2</sub> accumulates, the better the chances of picking up the signal.

During the injection phase, microseismic monitoring provides data on whether the top seal is being geomechanically compromised. The feasibility of using wells as monitoring wells for microseismic monitoring has not been thoroughly explored yet, but may be regarded as a option, for example during periods when an injection well is shut in.

#### 13.5.1.4 *Faults (11,12,13,14,21)*

Thermal reactivation of faults is identified as a risk with risk classification B-2 (Section 12.3). If the cold front of the injected CO<sub>2</sub> reaches a fault, the likelihood of activation increases. In order to reduce this risk, the advancement of the cold front

from the injector wells to nearby faults needs to be managed and monitored.

Pressure and temperature monitoring data needs to be used in combination with non-isothermal reservoir simulations to assess whether the cold front stays away from the faults within and bounding reservoir compartments.

During the injection phase, microseismic monitoring as well as advanced well tests (pulse testing) may provide data on the location of the migrating CO<sub>2</sub> front. Geophysical logs would not provide reliable indications of generalized CO<sub>2</sub> migration, except where free CO<sub>2</sub> accumulates in very close proximity to the wellbores.

The threshold value of seismically detectable accumulations of CO<sub>2</sub> in the overburden is in the order of 10's of ktonnes, depending on the depth and geophysical properties of the reservoir and surrounding rocks. In the P18-2 case this is considered a contingency measurement. Just like sampling fluids of shallower aquifers can show traces of leaking CO<sub>2</sub>. To detect the absence of migration to the seabed, various types of surveys are an option. These will be able to identify pockmarks or bubbles and check for composition and origin.

#### 13.5.1.5 *Calibration of flow simulations (1,2,3,4,5,8,9,11,12,13,14)*

The calibration of flow simulations combines aspects of several of the above aims, effective reservoir management, accurate pressure and temperature monitoring and insights into fine-scale and geochemical processes. Likely tools are downhole pressure/temperature measurements, RST logs and monitoring breakthrough in monitoring wells. For P18-2 where 3D seismic imaging of CO<sub>2</sub> in the reservoir is considered difficult if not impossible, downhole pressure/temperature is the key technology. As in a number of cases above, microseismic monitoring and pulse testing (an advanced way of well testing) may be useful in the injection phase.

## 13.6 **Conclusion**

The adopted monitoring approach for CO<sub>2</sub> storage in P18-2, builds on the results of the site characterization and the risk assessment. The reservoir has been classified as suitable for CO<sub>2</sub> storage; the reservoir offers stable long-term containment. This conclusion is essentially based on a) the fact that natural gas has been contained in these reservoirs for millions of years, b) the knowledge of the reservoirs obtained during exploration and production of the fields, c) the fact that at the end of injection the pressure in the reservoir will be lower than that of surrounding formations.

The monitoring plan proposed is designed to verify CO<sub>2</sub> containment and storage reservoir integrity while and after the storage facility is in operation. This is achieved by both measuring the absence of any leakage through direct detection methods (for example at the wells), and by verifying indirectly that the CO<sub>2</sub> is behaving as expected in the reservoir by collecting pressure, temperature and injection rate data that feed in to static and dynamic modelling. The design includes therefore the collection of data such as representative storage pressures and annuli pressures, injected volumes and gas qualities, well integrity measurements, reservoir conditions, micro seismicity and sea bottom measurements.

The main component for monitoring deviations in expected behaviour indicating potential migration out of the reservoir consists of pressure and temperature monitoring. After proper history matching any deviations from the expected pressure trend (P/z curve) during and after the operational phase is a potential

indicator for migration out of the storage reservoir. Reservoir pressures will be determined regularly via shut-in of injection wells or monitoring wells. Downhole pressure tests are envisaged to verify the storage pressures and to verify the conversion of the wellhead pressures to downhole pressures.

Only in case irregularities are observed in seismicity pressure, or the temperature behaviour and when migration in the overburden is suspected, additional monitoring is proposed, like time-lapse seismic monitoring to detect possible migration pathways (chimneys) or shallow gas accumulations. The threshold value of seismically detectable accumulations of CO<sub>2</sub> is of the order of 10's of ktonnes under the likely condition that CO<sub>2</sub> accumulates as a concentrated gas pocket in shallower aquifers. The shallower the CO<sub>2</sub> accumulates, the better the chances of picking up the signal.

The key tools for monitoring well integrity consist of (repeated) logging, measuring the annuli pressures and regular analysis of the annuli fluids for the presence of gas or CO<sub>2</sub>. Prior to CO<sub>2</sub> injection a proper assessment of the current state of the existing wells is carried out, as well as work-overs. Before abandonment, wells will be suspended for a period of time to verify the quality of the plugs at caprock level by gas tests, monitoring of annuli pressures and possibly sampling of fluids from the well to monitor for the presence of CO<sub>2</sub>.

Finally, shallow monitoring, to detect the absence of migration to the seabed, in the form of multi-beam echosounding, side scanning sonar or high-resolution 3D surveys can be considered for identifying pockmarks or bubbles. Furthermore, sampling fluids in the soil at the sea bottom (via cores) can be used to verify the absence of traces of migrating CO<sub>2</sub>. The locations of the sampling will essentially be associated with the well positions, but additional locations can be selected based on multi-beam echosounding results.

In both cases, echosounding and fluid sampling, these types of monitoring should be performed when there is reason to suspect loss of containment and significant leakage out of the storage complex.



## 14 Conclusions

All risks identified that are related to the potential leakage of CO<sub>2</sub> out of the P18-2 storage site during or after CO<sub>2</sub> injection have been studied in detail and classified in a risk register. Most of the risks have been classified as 'low', with 'very low likelihood' that 'nil to negligible amount of CO<sub>2</sub> migrates out of the reservoir' (risk classification A-1). The remaining risks with slightly higher likelihood and/or consequence are related to (1) lateral CO<sub>2</sub> migration out of the storage reservoir, (2) the integrity of the wells in the field, and (3) the stability of the faults in the storage system.

- (1) Simulation of the behaviour of CO<sub>2</sub> after injection into the storage formations shows that there is a possibility for the CO<sub>2</sub> to move into the attached water-filled formation (but remain within the storage complex). Simulations show that when CO<sub>2</sub> injection is stopped before the initial reservoir pressure is reached the CO<sub>2</sub> is retained within the original gas-filled reservoir and will not leave the storage complex.
- (2) Analysis of available data on the integrity of the wells in the P18-2 field shows that a workover is required for each of the injection wells. Once these are performed, the risk of CO<sub>2</sub> leaking along wells, based on pre-injection status, is considered low.

The initial low reservoir pressure leads to low temperature of the CO<sub>2</sub> at the bottom of the well, causing significant temperature gradients in the well. These might lead to de-bonding of well liner (casing) and cement, potentially allowing leakage pathways to form (micro-annuli) for CO<sub>2</sub>. However, only when the pressure in the reservoir is above hydrostatic pressure could CO<sub>2</sub> enter these micro-annuli and potentially migrate into overlying aquifers. Therefore, the pressure in the reservoir is to be maximized at hydrostatic pressure, to reduce the likelihood of CO<sub>2</sub> flowing through these micro-annuli to small to negligible.

- (3) The cold CO<sub>2</sub> is injected into the reservoir formations, where it will create a low-temperature zone around the injection wells. If this zone could reach faults that are present in the reservoir, fault stability might be affected; however, at the same time, faults become more stable during the injection process due to increasing reservoir pressure. Monitoring of injection rate and temperature is required to track the pressure and temperature development in the reservoir and ensure that faults remain stable. All analysis points to small to negligible probability of fault reactivation; the caprock of 450 m to 750 m thick ensures that, fault destabilization, if any, will not lead to CO<sub>2</sub> movement through the caprock.

### *Recommendations*

- (1) In the study presented here the modelling of the injection process was performed with an isothermal reservoir simulator that could not simultaneously handle pressure and temperature variations in the reservoir. The impact of the low temperature of the injected CO<sub>2</sub> was estimated through the use of an additional simulator and analytical approaches and of scenarios that bring out potential effects. While the results are considered sufficient for the assessment

of the risks associated with CO<sub>2</sub> storage, detailed simultaneous modelling of pressure and temperature in the storage formations is required prior to the start of injection. This is needed for pressure and temperature predictions that are sufficiently reliable for the management of the injection process and for the interpretation of monitoring data.

- (2) The aim of the present study was to provide the basis for a storage permit application, by understanding the response of the storage formations, the caprock, the faults and the wells to the injection of CO<sub>2</sub>. The study established that conditions can be found under which CO<sub>2</sub> can be injected and stored safely and securely in the P18-2 field. The study did not aim to arrive at a complete and detailed description of these conditions. Such an 'operational plan' for CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 field will be required prior to the start of injection, as a basis for the detailed monitoring plan and for the operational management of the injection process. The present study is the first step towards the P18-2 operational plan.

## 15 References

- Adelinet M., Nauroy J-F., Graham C.C., Cuss R.J., Wiseall A.C., Bakker E., Spiers C.J. and Hangx S.J.T. (2014). Progress report with data on processes, constitutive relations and parameters for modelling work. EU FP7 UltimateCO<sub>2</sub> Deliverable D4.5.
- Akemu O., Miersemann U., Benedictus T., Nepveu M. and Desroches J. (2011). Well integrity assessment of the P18 gas field (TAQA), CATO2 report WP3.4-D22.
- Ames R. and Farfan P.F. (1996). The environments of deposition of the Triassic Main Buntsandstein Formation in the P and Q quadrants, offshore the Netherlands. In: Rondeel H.E., Batjes D.A.J., Nieuwenhuijs W.H. (eds) *Geology of Gas and Oil under the Netherlands*. Springer, Dordrecht. pp 167-178.
- Bacci G., Korre A. and Durucan S. (2011). An experimental and numerical investigation into the impact of dissolution/precipitation mechanisms on CO<sub>2</sub> injectivity in the wellbore and far field regions. *International Journal of Greenhouse Gas control* 5, 579-588.
- Baines S.J., and Worden R.H. (2004). *Geological Storage of Carbon Dioxide*. Geological Society, London, Special Publications 233, 59-85.
- Barnes J. and Hut P. (1986). A hierarchical O(N log N) force-calculation algorithm. *Nature*, 324, 446-449.
- Bakker E., Hangx S.J.T., Niemeijer A.R. and Spiers C.J. (2016). Frictional behaviour and transport properties of simulated fault gouges derived from a natural CO<sub>2</sub> reservoir. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 54, 70-83.
- Baumann G., Henniges J. and De Lucia M. (2014). Monitoring of saturation changes and salt precipitation during CO<sub>2</sub> injection using pulsed neutron-gamma logging at the Ketzin pilot site. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 28, 134-146.
- Belfroid, S. (2019). Porthos – CO<sub>2</sub> injection, TNO report TNO 2019 R10335.
- BP (2007). *P/18 Field Petrophysical Study*. Company report, 13 p.
- Candela, T., van der Veer, E.F., Fokker, P.A. (2018). On the importance of thermo-elastic stressing in injection-induced earthquakes, *Rock Mechanics and Rock Eng.*, 51 (12), 3925-3936.
- Duguid A. and Scherer G.W. (2010). Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4, 546-560.
- Energy Institute (2019). *Hearts and Minds toolkit – Risk assessment matrix*. website, version 15 Oct 2019. <https://publishing.energyinst.org/heartsandminds/toolkit/RAM>.
- EPA (2012). *Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Construction Guidance* (May 2012).
- ETS directive (2009): DIRECTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community EU Guidance Document 2 (draft 2010): *Site Characterisation, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures*. Draft document for consultation version June 17, 2010.

- EU (2009): DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.
- EU (2011). Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance document 2: Characterisation of the storage complex, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures.
- EU (2017). EU Guidance Document (MRGs); The Monitoring and Reporting Regulation – General guidance for installations; Updated November 2017.
- EU (2018). Commission Implementing Regulations (EU) 2018/2066 of 19 December 2018 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council and amending Commission Regulation (EU) No 601/012.
- Fisher Q. (2013). Collection of petroleum field analogues data and description of risks of CO<sub>2</sub> leakage along faults. EU FP7 UltimateCO<sub>2</sub> Deliverable D4.1.
- Fischer, H., Orlic, B., Osinga, S., Hopmans, P., Wollenweber, J., Geel, K. (2016). Options to initiate and enhance ductile properties of shale for well bore sealing. “TKI Plugging wells by enhanced formation ductility” - Deliverable report D5.1; TNO report 2016 R10970.
- Furre, A.-K., Eiken, O., Alnes, H., Vevatne, J.N., Kiær, A.F. (2017). 20 years of monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner, Energy Procedia, 114, 3916-3926.
- Gaus I., Zazroual M. and Czernichowski-Lauriol I. (2005). Reactive transport modelling of the impact of CO<sub>2</sub> injection on the clayey cap rock at Sleipner (North Sea). Chemical Geology 217, 319-337.
- Geel, C.R. (2016). Geological screening of ductile formations. “TKI Plugging wells by enhanced formation ductility” - Deliverable report D4.1; TNO report 2016 R10273.
- Geertsma, J. (1973). A basic theory of subsidence DUE to reservoir compaction: The homogeneous case. Verhandelingen Koninklijk Nederlandsch Geologisch Mijnbouwkundig Genootschap 2S, 43-61.
- Gilfillan S.M.V., Lollar B.S., Holland G., Blagburn D., Stevens S., Schoell M., Cassidy M., Ding Z., Zhou Z., Lacrampe-Couloume G. and Ballentine C.J. (2009). Solubility trapping in formation water as dominant CO<sub>2</sub> sink in natural gas fields. Nature 458, 2 April 2009, doi:10.1038/nature07852.
- Grude S., Landrø M. and Dvorkin J. (2014). Pressure effects caused by CO<sub>2</sub> injection in the Tubåen. Fm., the Snøhvit field. International Journal of Greenhouse Gas Control 27, 178-187.
- IEAGHG (Greenhouse Gas Programme) (2016). Impact of impurity on CO<sub>2</sub> compression, liquefaction and transportation, Report 2016/01.
- IEAGHG (2018). Well Engineering and Injection Regularity in CO<sub>2</sub> Storage wells, IEAGHG Technical Report, 2018-08.
- ISO/TC 67/SC 4 Drilling and production equipment. (2017). *ISO 16530-1:2017: Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Part 1: Life cycle governance*. bsi.
- Kim K.-Y., Han W.S., Oh J., Kim T. and Kim J.-C. (2012). Characteristics of salt precipitation and the associated pressure build-up during CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. Transport in Porous Media 92, 397-418.
- Koenen M., Wasch L., Wollenweber J. and Tambach T. (2014). CATO-2 Deliverable WP3.4-D12. Experimental and modelling study into chemical

- degradation mechanisms and rates of cement subjected to aqueous and supercritical CO<sub>2</sub> at in-situ reservoir conditions.
- Koenen M. and Wasch L. (2018). The potential of CO<sub>2</sub> leakage along de-bonded cement-rock interface. 14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14. 21<sup>st</sup> – 25<sup>th</sup> October 2018, Melbourne, Australia.
- Kutchko B.G., Strazisar B.R., Dzombak D.A., Lowry G.V. and Thaulow N. (2007). Degradation of well cement by CO under geologic sequestration conditions. *Environmental Science and Technology* 41 (13), p4787-4792
- Loeve, D., Hofstee C. and Maas J.G.,(2014). Thermal effects in a depleted gas field by cold CO<sub>2</sub> injection in the presence of methane, *Energy Procedia*, Volume 63, p. 5378-5393.
- Mijnbouwwet, <https://wetten.overheid.nl/jci1.3:c:BWBR0014168&z=2019-04-10&g=2019-04-10>
- Mindlin, R.D. (1936). Force at a point in the interior of a semi-infinite solid, *Physics*, 7(5), 195–202.
- Miocic J.M., Gilfillan S.M.V., Frank N., Schroeder-Ritzrau A., Burnside N.M. and Haszeldine R.S. (2019). 420,000 year assessment of fault leakage rates shows geological carbon storage is secure. *Scientific Reports*, DOI:10.1038/s41598-018-36974-0.
- Miri R. and Hellevang H. (2016). Salt precipitation during CO<sub>2</sub> storage – A review. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 51, 136-147.
- Myklestad, N.O. (1942). Two problems of thermal stress in the infinite solid, *Journal of Applied Mechanics*, 9, 136-143.
- Neele, F., Delpart-Jannaud, F., et al. (2013). Site characterization workflow, SiteChar report D1.4.
- Nepveu, M, Neele, F, Delprat-Jannaud, F, Akhurst, M, Vincké, O, Volpi, V, Lothe, A, Brunsting, S, Pearce, J, Battani, A, Baroni, A, Garcia, B, Hofstee, C, And Wollenweber, J. 2015. CO<sub>2</sub> storage feasibility: a workflow for site characterization, *Oil and Gas Science and Technology* 70, 4, 555–566.
- Nieuwland, D. A. (2012) Fault Seal Prediction in Sandstone Reservoirs - A quantitative and calibrated geomechanical method, 3rd International Conference on Fault and Top Seals - From Characterization to Modelling, Montpellier, France 1-3 October, 2012.
- NOGEP A - OPCOM. (2016, October 12). Industry Standard no. 45 - Well Decommissioning. NOGEP A.
- NORSOK. (2013). *Norsok standard D-010: Well integrity in drilling and well operations*
- North Sea Basin Task Force (NSBTF), 2009, Monitoring Verification Accrediting and Reporting (MVAR) Report for CO<sub>2</sub> storage deep under the seabed of the North Sea.
- Okada, Y. (1992). Internal deformation due to shear and tensile faults in a half-space, *Bull. Seism. Soc. Am.*, 82(2), 1018–1040.
- OSPAR (2007). OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations (Reference Number: 2007-12), Meeting of the OSPAR Commission, Ostend, 25-29 June 2007.
- Peach C.J., de Bresser J.H.P., van der Kroef R.F.M., Mols A., Verberne B.A. and Samuelson J. (2010). Site-representative caprock and fault rock samples acquired and characterised (1st Year Progress Report). CATO-2 Deliverable WP 3.03-D06.



- Pruess, K., (2011). ECO2M: A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl, and CO<sub>2</sub>, Including Super- and Sub-Critical Conditions, and Phase Change Between Liquid and Gaseous CO<sub>2</sub>. LBML, Univ. Berkeley, Berkeley, CA (Updated Sept 2013).
- Rimmelé G., Barlet-Gouédard V., Porcherie O., Goffé B. and Brunet F. (2008). Heterogeneous porosity distribution in Portland cement exposed to CO<sub>2</sub>-rich fluids. *Cement and Concrete Research* 38, 1038-1048.
- ROAD (2018). Rotterdam capture and storage demonstration project, <https://ccsnetwork.eu/projects/road-project-rotterdam>.
- Roels S.M., Ott H. and Zitha P.L.J. (2014).  $\mu$ -CT analysis and numerical simulation of drying effects of CO<sub>2</sub> injection into brine-saturated porous media. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 27, 146-154.
- Samuelson J., Spiers C., Koenen M. and Tambach T. (2012). Lab evaluation of the reactivation potential of simulated faults under CO<sub>2</sub> storage conditions – implications for system integrity and seismic risk. CATO-2 Deliverable WP 3.3 – D13.
- Shell (2015). Peterhead CCS Project, Well Technical Specification, Doc No.: PCCS-05-PT-ZW-7770-00001, 20/05/2015.
- SodM. (2019). *De integriteit van onshore putten*. SodM
- Spain D.R. and Conrad C.P. (1997). Quantitative analysis of top-seal capacity: offshore Netherlands, southern North Sea. *Geologie en Mijnbouw* 76, 217-226.
- Tambach T., van Bergen F., Gutierrez-Neri M., Hostee C., Koenen M., Kooi H., Loeve D., Maas J., Plug W.-J., Ranganathan P., Roels S., van der Meer B., Wasch L. and Zitha P. (2012). Models describing near-well clogging and mineralization to support feasibility and long-term integrity. CATO-2 Deliverable WP3.02-D13.
- Tambach T.J., Loeve D., Hofstee C., Plug W.-J. and Maas J.G. (2015a). Effect of CO<sub>2</sub> injection on brine flow and salt precipitation after gas field production. *Transport in Porous Media* 108, 171-183.
- Tambach T.J., Koenen M., Wasch L.J. and van Bergen F. (2015b). Geochemical evaluation of CO<sub>2</sub> injection and containment in a depleted gas field. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 32, 61-80.
- TAQA (2009). CO<sub>2</sub> Offshore Storage Source to Sink. Presentation given by TAQA Energy B.V., 3 July 2009.
- TAQA (2018) Geophysical Evaluation P18. TAQA Internal report, 6 p.
- Tian H., Xu T., Zhu H., Yang C. and Ding F. (2019). Heterogeneity in mineral composition and its impact on the sealing capacity of caprock for a CO<sub>2</sub> geological storage site. *Computers and Geosciences* 125, 30-42.
- Van Balen, R.T., Van Bergen, G., De Leeuw, C., Pagnier, H.J.M., Simmelink, H., Van Wees, J.D., Verweij, J.M. (2000). Modeling the hydrocarbon generation and migration in the West Netherlands Basin, the Netherlands. *Netherlands Journal of Geosciences* 79, 29-44.
- Van Eijs, R., Kuijper, M. and Bisschop, R. (2011). Containment demonstration for the Barendrecht CO<sub>2</sub> storage project, *Energy Procedia*, 4, 4092-4099.
- Vandeweijer V. et al. (2011). Feasibility study P18 (final report). CATO2-WP3.01-D06.
- Vrålstad, T., Todorovic, J., Wollenweber, J., Abdollahi, J., Karas, D., & Buddensiek, M. (2015). *D8.1 - Description of leakage scenarios for consideration in the work in SP3*.

Williams, S., T. Carlsen, K. Constable, & A. Guldahl (2009) Identification and qualification of shale annular barriers using wireline logs during plug and decommissioning operations. SPE paper 119321, 15 p.

## 16 Appendix A. compliance with EU Storage Directive site characterisation and assessment

This appendix presents the links between the site characterisation and assessment elements in the EU Storage Directive (EU, 2009) and the site characterisation elements workflow pursued in the P18-2 feasibility study. Annex I of the EUSD is used here as a reference. This annex consists of three steps, each of which consists of a list of items. The Guidance Document #2 to the EU Storage Directive provides an explanation of all the list elements; there is no need to repeat that here. The table below is modified after the Site characterisation workflow in Appendix I of the SiteChar report D1.4 (Neele *et al.*, 2013).

### 16.1 Data collection (step 1)

	Storage Directive elements in step 1	Sections of the P18-2 feasibility study	Comments
(a)	Geology and geophysics	17 Appendix B	
(b)	Hydrogeology (in particular existence of ground water intended for consumption)	-	n.a.
(c)	Reservoir engineering (including volumetric calculations of pore volume for CO <sub>2</sub> injection and ultimate storage capacity)	17 Appendix B	
(d)	Geochemistry (dissolution rates, mineralisation rates)	-	Based on earlier studies
(e)	Geomechanics (permeability, fracture pressure)	17 Appendix B	
(f)	Seismicity	17 Appendix B	Related to fault stability in 12.3.3, 12.3.4
(g)	Presence and condition of natural and man-made pathways, including wells and boreholes which could provide leakage pathways	17 Appendix B	
(h)	Domains surrounding the storage complex that may be affected by the storage of CO <sub>2</sub> in the storage site	-	Based on earlier studies
(i)	Population distribution in the region overlying the storage site	-	n.a.
(j)	Proximity to valuable natural resources (including in particular Natura 2000 areas pursuant to Council Directive 79/409/EEC of 2 April 1979 on the conservation of wild birds(1) and Council Directive 92/43/EEC of 21 May 1992 on the conservation of natural habitats and of wild fauna and flora(2) ,	-	Addressed in EIA

	potable groundwater and hydrocarbons)		
(k)	Activities around the storage complex and possible interactions with these activities (for example, exploration, production and storage of hydrocarbons, geothermal use of aquifers and use of underground water reserves)	-	Addressed in EIA
(l)	Proximity to the potential CO <sub>2</sub> source(s) (including estimates of the total potential mass of CO <sub>2</sub> economically available for storage) and adequate transport networks	-	Not known at time of study; assumptions provided by client

## 16.2 Building the 3-D static geological earth model (step 2)

	Storage Directive elements in step 2	Sections of the P18-2 feasibility study	Comments
(a)	Geological structure of the physical trap	4.2, Appendix B: 17.1-17.5	
(b)	Geomechanical, geochemical and flow properties of the reservoir overburden (caprock, seals, porous and permeable horizons) and surrounding formations	4.2, 4.3, 4.4, 8.2, 8.3 Appendix B: 17.4	Geochemical properties based on earlier work
(c)	Fracture system characterisation and presence of any human-made pathways	4.2, 4.5, 9 Appendix B: 17.4	
(d)	Areal and vertical extent of the storage complex	10	
(e)	Pore space volume (including porosity distribution)	Appendix B: 17.4.3-17.4.5	
(f)	Baseline fluid distribution	Appendix B: 17.8	
(g)	Any other relevant characteristics	Appendix B: 17.7.5, 17.8.2, 17.8.3, 17.8.6	Gas production data, PVT, RFT and PLT data
(all)	The uncertainty associated with each of the parameters used to build the model shall be assessed by developing a range of scenarios for each parameter and calculating the appropriate confidence limits. Any uncertainty associated with the model itself shall also be assessed.	6.3.4 6.3.5 6.5.4 9.3 17.8.5	Injection rate Salt precipitation Mineral assemblage Cement bonding Well cross flow

### 16.3 Characterisation of storage dynamic behaviour, sensitivity characterisation, risk assessment (step 3)

Step 3 consists of several parts, which are discussed separately.

#### 16.3.1 Characterisation of the storage dynamic behaviour (step 3.1)

	<b>Storage Directive elements in step 3, characterisation of the storage dynamic behaviour</b>	<b>Sections of the P18-2 feasibility study</b>	<b>Comments</b>
(a)	Possible injection rates and CO <sub>2</sub> stream properties	5.2, 5.3, 6.2	
(b)	Efficacy of coupled process modelling (that is, the way various single effects in the simulator(s) interact)	6.3, 6.4 7.2, 7.3, 8.2, 8.3, 9.3	Thermohydraulic Thermomechanical
(c)	Reactive processes (that is, the way reactions of the injected CO <sub>2</sub> with in situ minerals feedback in the model)	6.5, 7.4, 9.3	
(d)	Reservoir simulator used (multiple simulations may be required in order to validate certain findings)	6.3.2, 6.4.2	
(e)	Short and long-term simulations (to establish CO <sub>2</sub> fate and behaviour over decades and millennia, including the rate of dissolution of CO <sub>2</sub> in water)	6.3 6.5	Short term Long term geochem.

#### 16.3.2 Insights from dynamic modelling (step 3.1)

	<b>Storage Directive elements in step 3, insights from dynamic modelling</b>	<b>Sections of the P18-2 feasibility study</b>	<b>Comments</b>
(f)	Pressure and temperature of the storage formation as a function of injection rate and accumulative injection amount over time	6.3, 6.4	
(g)	Areal and vertical extent of CO <sub>2</sub> vs time	6.3	
(h)	Nature of CO <sub>2</sub> flow in the reservoir, including phase behaviour	6.3, 6.4	
(i)	CO <sub>2</sub> trapping mechanisms and rates (including spill points and lateral and vertical seals)	4, 6.3, 10	
(j)	Secondary containment systems in the overall storage complex	10, 11	
(k)	Storage capacity and pressure gradients in the storage site	6.3, 6.4	
(l)	Risk of fracturing the storage formation(s) and caprock	7.2, 7.3, 8.2, 8.3, 12.2, 12.3	
(m)	Risk of CO <sub>2</sub> entry into the caprock	4.3, 8.3, 8.4, 12.2	



(n)	Risk of leakage from the storage site (for example, through abandoned or inadequately sealed wells)	12	
(o)	Rate of migration (in open-ended reservoirs)	11, 12.1	
(p)	Fracture sealing rates <sup>8</sup>	12.3.2	Qualitative; no rates
(q)	Changes in formation(s) fluid chemistry and subsequent reactions (for example, pH change, mineral formation) and inclusion of reactive modelling to assess affects	6.5, 7.4, 8.4, 9.3.4	
(r)	Displacement of formation fluids	-	
(s)	Increased seismicity and elevation at surface level	7	

### 16.3.3 Sensitivity characterisation (step 3.2)

This element of the EU Storage Directive reads: “Multiple simulations shall be undertaken to identify the sensitivity of the assessment to assumptions made about particular parameters. The simulations shall be based on altering parameters in the static geological earth model(s), and changing rate functions and assumptions in the dynamic modelling exercise. Any significant sensitivity shall be taken into account in the risk assessment.”

Sections of the P18-2 feasibility study: 6.3.4, 6.3.5, 8.4.2

Comments: Sensitivity to temperature, injection rate, mineral types

### 16.3.4 Risk assessment: hazard characterisation (step 3.3.1)

This element of the SDEU reads: “The hazard characterisation shall cover the full range of potential operating conditions to test the security of the storage complex. Hazard characterisation shall be undertaken by characterising the potential for leakage from the storage complex, as established through dynamic modelling and security characterisation described above. This shall include consideration of [the items in the table below]. The hazard characterisation shall cover the full range of potential operating conditions to test the security of the storage complex.”

	Elements of Storage Directive Risk assessment: hazard characterisation (step 3.3.1)	Sections of the P18-2 feasibility study	Comments
(a)	potential leakage pathways	9, 11, 12	
(b)	potential magnitude of leakage events for identified leakage pathways (flux rates)	7.4.4	Mostly qualitative
(c)	critical parameters affecting potential leakage (for example maximum reservoir pressure, maximum injection rate, temperature, sensitivity to various	12	

<sup>8</sup> The EU Guidance Document #2 does not offer an explanation as to the meaning of ‘fracture sealing rates’. Here, fracture sealing is assumed to be a combination of chemical reactions (resulting in mineral deposition in injection-induced fractures) and geomechanical processes (resulting in fractures closing).

	assumptions in the static geological Earth model(s))		
(d)	secondary effects of storage of CO <sub>2</sub> , including displaced formation fluids and new substances created by the storing of CO <sub>2</sub>	6.5, 7.4, 8.4	Displaced formation fluids: New substances
(e)	any other factors which could pose a hazard to human health or the environment (for example physical structures associated with the project)	-	n.a.

**16.3.5 Risk assessment: exposure assessment (step 3.3.2)**

This element of the SDEU reads: *“Based on the characteristics of the environment and the distribution and activities of the human population above the storage complex, and the potential behaviour and fate of leaking CO<sub>2</sub> from potential pathways identified under Step 3.3.1.”*

Sections of the P18-2 feasibility study: -

Comments: Not in scope of present study

**16.3.6 Risk assessment: effects characterisation (step 3.3.3)**

This element of the SDEU reads: *“Based on the sensitivity of particular species, communities or habitats linked to potential leakage events identified under Step 3.3.1. Where relevant it shall include effects of exposure to elevated CO<sub>2</sub> concentrations in the biosphere (including soils, marine sediments and benthic waters (asphyxiation; hypercapnia) and reduced pH in those environments as a consequence of leaking CO<sub>2</sub>). It shall also include an assessment of the effects of other substances that may be present in leaking CO<sub>2</sub> streams (either impurities present in the injection stream or new substances formed through storage of CO<sub>2</sub>). These effects shall be considered at a range of temporal and spatial scales, and linked to a range of different magnitudes of leakage events.”*

Sections of the P18-2 feasibility study: -

Comments: Not in scope of present study

**16.3.7 Risk assessment: risk characterisation (step 3.3.4)**

This element of the EU Storage Directive reads: *“This shall comprise an assessment of the safety and integrity of the site in the short and long term, including an assessment of the risk of leakage under the proposed conditions of use, and of the worst-case environment and health impacts. The risk characterisation shall be conducted based on the hazard, exposure and effects assessment. It shall include an assessment of the sources of uncertainty identified during the steps of characterisation and assessment of storage site and when feasible, a description of the possibilities to reduce uncertainty.”*

Sections of the P18-2 feasibility study: Chapter 12

Comments: Directed to characterisation of subsurface hazards

## 17 Appendix B. Subsurface model descriptions

### 17.1 Static model

#### 17.1.1 *New geological model – reasons*

Since the completion of the storage feasibility assessment for the P18-4 field (Vandeweyer et al., 2011), which produced a 3D reservoir model of all P18 fields, a number of developments necessitated the building of a new 3D reservoir model. Around 2014, the operators and co-owners of the P15-P18 blocks had the P15-P18 3D seismic survey reprocessed. A pre-stack, depth migrated (PSDM) version of the cube was now available, both in time and depth, as well as a velocity cube. An initial comparison of the Top Bunter interpreted from that cube with the one from the P18-4 study (Vandeweyer et al., 2011) revealed several important differences.

The most important differences were the location of the SW boundary fault of P18-2, particularly near the intended injector wells. In the new interpretation, the intended injector wells were at a larger distance from the fault, which might have a positive effect on the geomechanical behaviour of the fault when exposed to cold-CO<sub>2</sub> injection.

Another item that showed changes was the Top Bunter horizon, particularly in low-lying areas such as in the hanging walls of the boundary faults. Again, this might impact the geomechanical behaviour of these faults, as the vertical throw is now larger.

Further reasons for critically reviewing the P18-2 reservoir model are that in the 2011 P18-4 study (Vandeweyer et al., 2011) the emphasis was on the P18-4 compartment rather than the P18-2 compartment, and that since 2010 new production data have become available for all P18 compartments. It was therefore decided to build a new reservoir model, based on a seismic interpretation on the new, reprocessed 3D cube.

### 17.2 Seismic interpretation

A substantial part of the Top Bunter and Top Keuper had already been interpreted by TAQA. Only a few blank areas needed to be done. After a review of the TAQA horizon and fault interpretations, the remaining blank areas of the reprocessed cube were interpreted. This was mostly the southeastern tip of the P18-2 compartment and its surroundings (Figure 17-1). In some places, TAQA's interpretation was slightly changed, e.g. Compartment 2-II of P18-2 (Well P18-02-A6ST1). This was mostly done in combination with the interpretation of the overlying Top Keuper, a conspicuous reflector.

Faults interpreted by TAQA were inspected and generally found to agree with the seismic data, although in some instances modifications were made on some of the faults. A few new faults were interpreted, mostly in the P18-2 compartment. This was partly done using the variance attribute with a 5x5x50 computing window (Figure 17-2). During the interpretation it was found that boundary fault F20 (see Figure 17-7) displaces the entire caprock, and even cuts through the Base

Cretaceous Unconformity where it displaces the Lower Cretaceous sands (Figure 17-3).

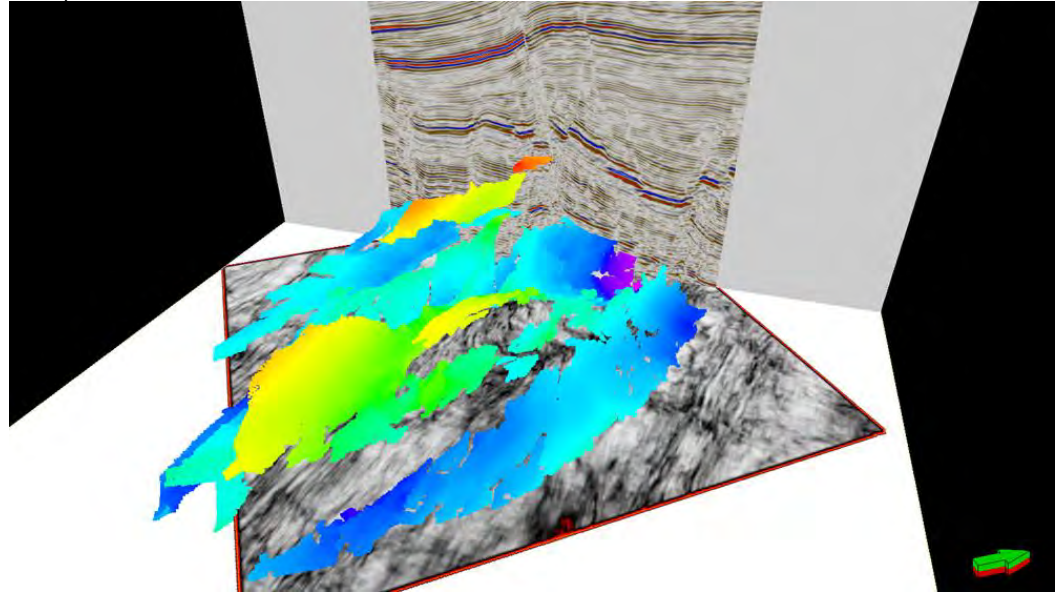


Figure 17-1: Oblique view on seismic interpretation of Top Bunter on the reprocessed P15-P18 3D cube.

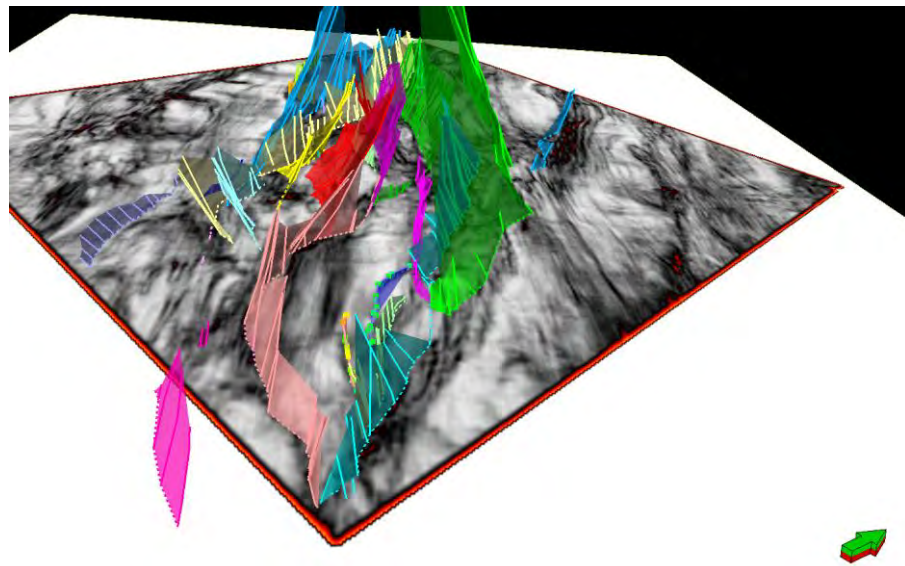


Figure 17-2: Checking existing fault interpretation and identifying additional faults with the variance attribute (5x5x50). Time slice through variance cube with interpreted faults.

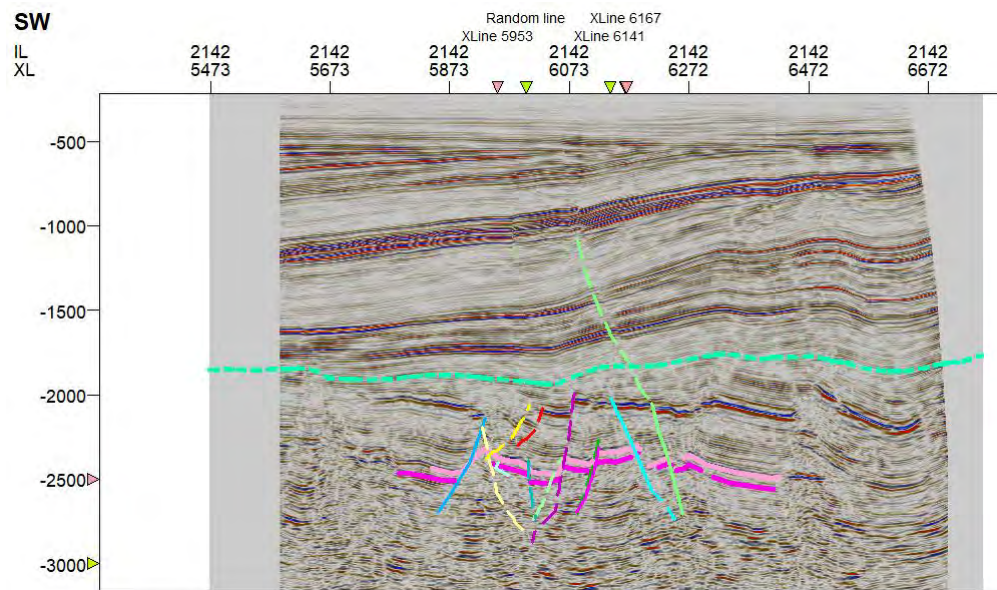


Figure 17-3: Seismic inline 2142 showing the top Bunter (purple horizon), Top Keuper (pink), and Base Cretaceous Unconformity (light green). Boundary Fault F20 (green) cuts through BCU.

### 17.3 Time-depth conversion

After consulting TAQA, it was found that the reprocessed P15-P18 cube came with a strongly improved velocity cube. It was therefore decided to adopt TAQA's velocity model which for the current project only contains two horizons: Top Keuper and Top Bunter (Table 17-1). In contrast to the velocity model that was used in the 2011 CATO study which was based on VELMOD and used six horizons, in the present model the entire overburden velocities above the Triassic are taken from the velocity cube (TAQA, 2018). For the Upper Germanic Trias itself a constant velocity of 4568 m/s was applied.

Table 17-1: Velocity model from TAQA as used in the current study

Interval	Top	Base	TZ conversion method
Overburden	MSL	Top Keuper	PSDM velocities
Upper Triassic	Top Keuper	Top Hardegsen	Constant velocity: 4568 m/s
LowerTr.-Perm.	Top Hardegsen	Top Carboniferous	Constant velocity: 4694 m/s

### 17.4 Petrel model building

Figure 17-4 shows the workflow that was followed to build the new static model. Apart from the newly interpreted faults, the horizons, and the new velocity model, all the necessary steps to build a reservoir model needed to be done. Thus, the horizons and zones were created, and a layering. For the property modelling the same procedure was followed as in the 2011 CATO model.



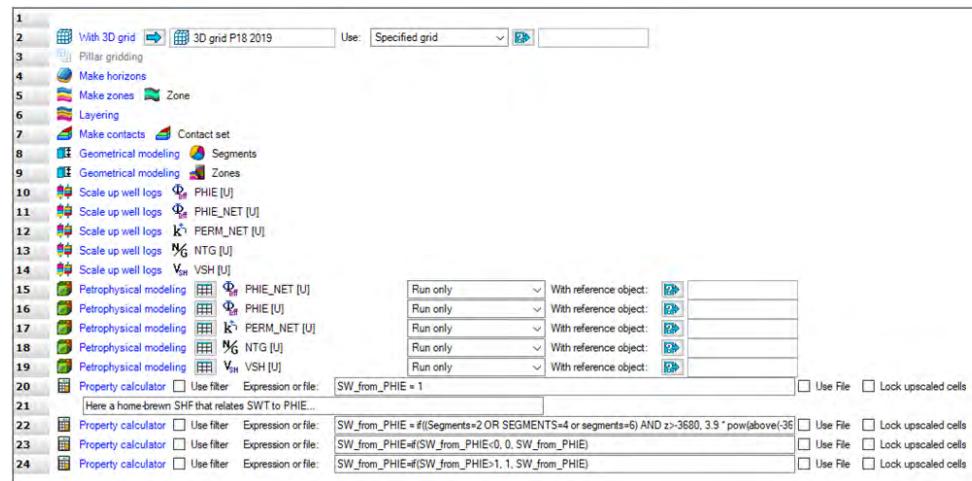


Figure 17-4: Petrel workflow that builds and populates the reservoir model.

#### 17.4.1 Fault model, gridding

All depth-converted faults from TAQA were converted to model faults. However, several faults from the fault model were deleted, either because they were outside the area of interest, or because they were too small to be modelled. Quite some effort was spent on the creation of the fault model and pillar grid of the P18 area in order to ensure a smooth and regular grid that would cause as little problems in ECLIPSE as possible. Most slopes are faulting so the pillar grid needs to be vertically cut close to the base and top of the reservoir model. When the faults reach too shallow or too deep they tend to cross each other, after which Y-faults need to be constructed which usually ends in gridding and geometric problems. Figure 17-5 and Figure 17-7 show the end result of the fault construction and pillar gridding process. Names of the faults used in the current model are displayed in Figure 17-7. For the pillar gridding (Figure 17-6) an average X and Y increment of 50 m was specified.

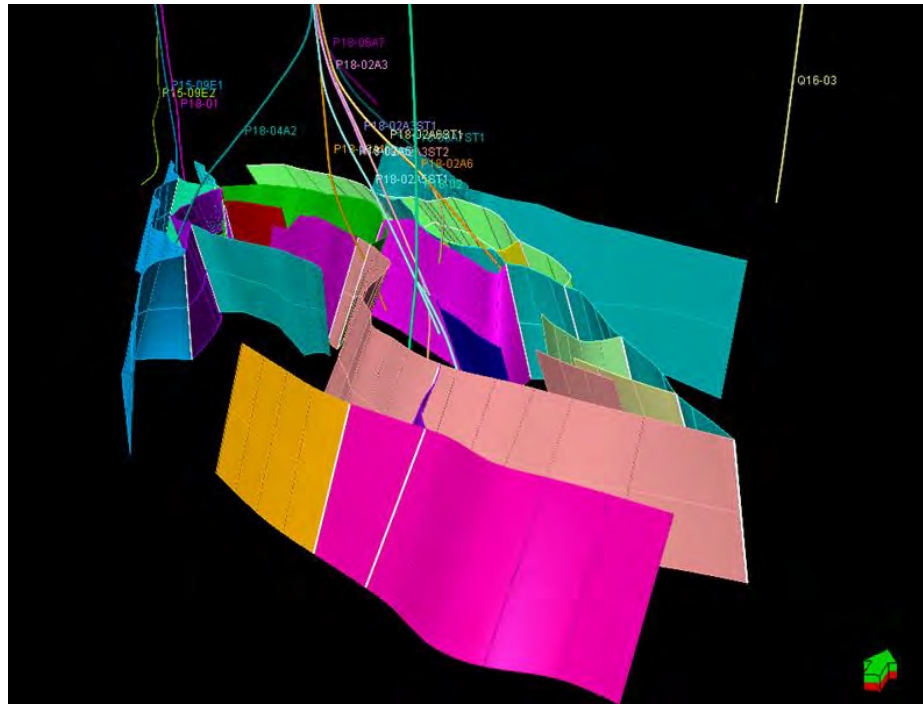


Figure 17-5: 3D view of all faults that have been incorporated in the pillar grid of the Petrel reservoir model.

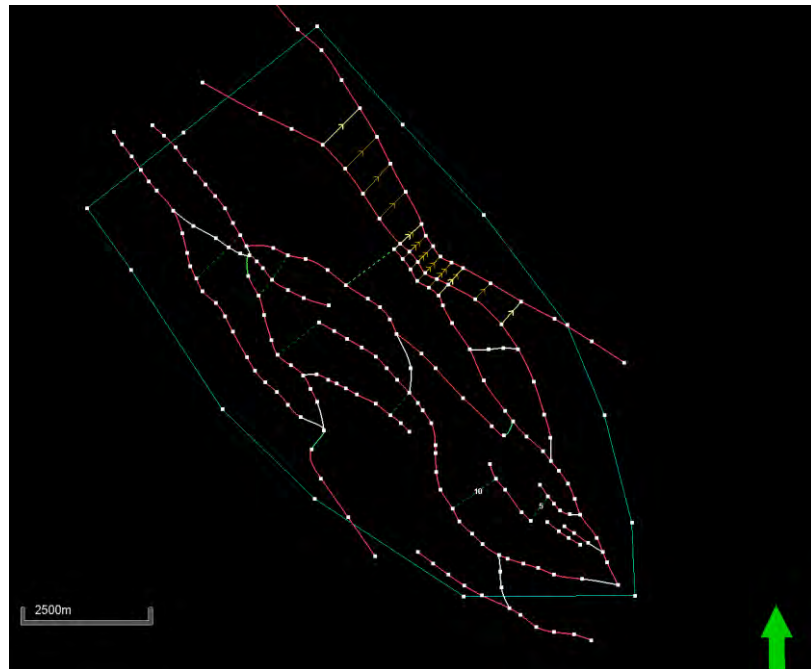


Figure 17-6: Map view of all faults and trends used in the pillar gridding.

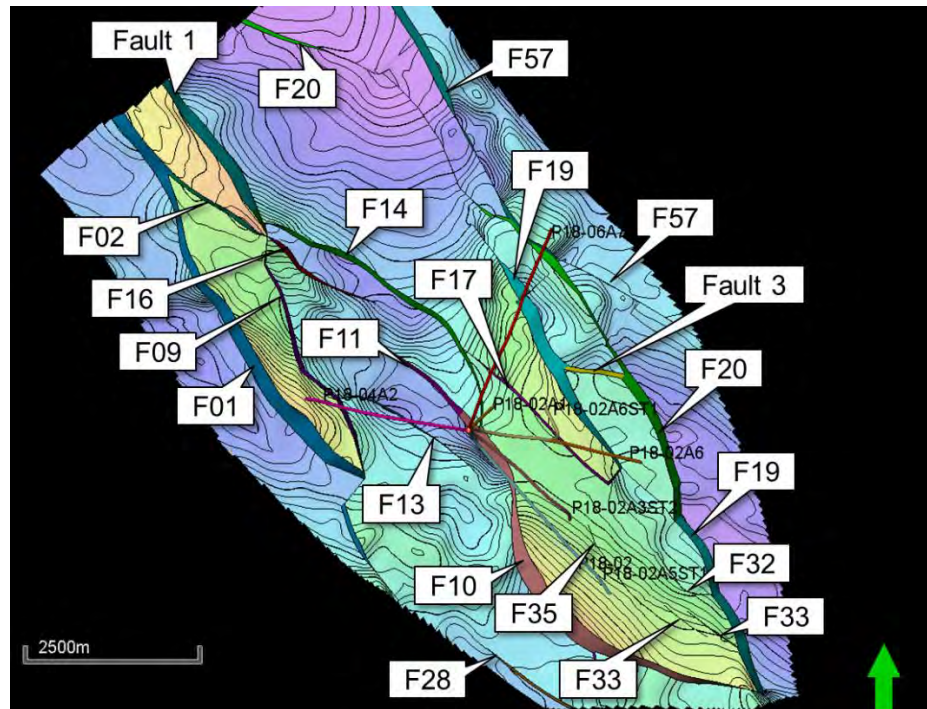


Figure 17-7: Nomenclature of all faults that have been incorporated in the pillar grid of the Petrel reservoir model.

17.4.2 *Make Horizons / Make Zones*

The new model has a different approach towards the construction of the reservoir formations compared to the P18 model from 2011. In the previous model, all Lower Triassic formation tops had a separate horizon as input in the ‘Make Horizons’ process. In combination with the many faults this led to geometrical problems such as rapidly thinning and thickening formations. The current model utilises only one horizon for the reservoir formations (Top Bunter; Figure 17-8).

The 2011 P18 model subdivision into formations was maintained, from top to base: Hardegsen, Upper Detfurth, Lower Detfurth, and Volpriehausen Formation. The rest of the horizons were created using isopachs (Figure 17-10, Figure 17-11, Figure 17-12). The result is a smooth reservoir model where formation thickness changes across the field are kept to a minimum. Figure 17-9 contains a list of all faults that have been incorporated in the pillar gridding process and subsequently in the ‘Make Horizons’ process.

The layering was done as follows: Hardegsen 5, Upper Detfurth 4, Lower Detfurth 3, and Volpriehausen 5 layers. All layers were assigned the type ‘proportional’.

Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Conform to another horizon	Status	Smooth Iterations	Use horizon fault lines	Well tops	Input #1
1	Top-Keuper		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conformable	No	1 Done	5	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Top-Keuper (Well tops TAQ4)	06_NearKeuper_P18-ctd_PSDMTime_jaku2014_grid [Converted] (Cropped Volume for TNO) smoothed (2)
2	Top-Bunter		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conformable	No	1 Done	5	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Top-Bunter (Well tops TAQ4)	07_TBunter_P18-ctd_SGSH_PSDMTime_jaku2014_grid [Converted] (Cropped Volume for TNO) smoothed (2)

Figure 17-8: Dialog box of the ‘Make Horizons’ process of the Petrel reservoir model.

Fault name	Distance	Displacement
<input type="checkbox"/> Use default	Distance: 100	Displacement: Min: 0, Max: 100
<input checked="" type="checkbox"/> Active fault	<input type="checkbox"/> Diff. sides	<input type="checkbox"/> Allow hinge
<input type="checkbox"/> Growth fault		<input checked="" type="checkbox"/> Smooth: 5
<input type="checkbox"/> Tolerance: 1		
<b>Default for all faults</b>	100	Smooth N: 5
<b>Default for each fault</b>		
P18-04 - SGS F01	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F02	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F03	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F10	200/200	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F11	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F13	150	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F14	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F16	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F17	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F19	150/100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F20	200	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F23	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F24	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F28	100	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F32	50	Smooth N: 5
P18-04 - SGS F33	50	Smooth N: 5
P18-04 - TNO F34	50	Smooth N: 5
P18-04 - TNO F35	50	Smooth N: 5
Fault 1	100	Smooth N: 5
Fault 2	100	Smooth N: 5
Fault 3	100	Smooth N: 5
F57.xyz	100	Smooth N: 5
Top-Keuper		
Top-Bunter		

Figure 17-9: Detailed list of all faults that have been included in the 'Make Horizons' process of the Petrel reservoir model.

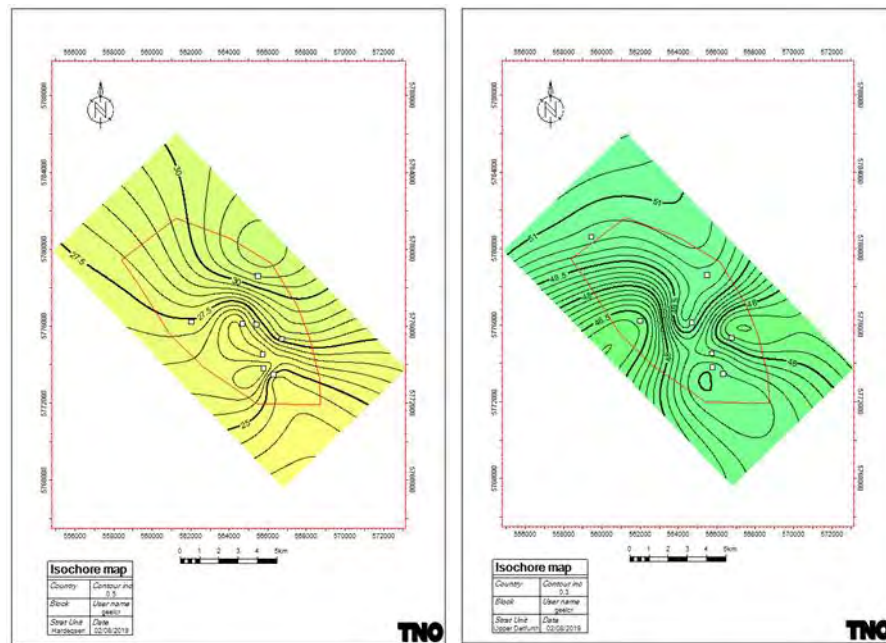


Figure 17-10: Isochore maps of the Hardegsen Fm (left) and the Upper Detfurth (right). Well values on which the isochore maps are based are shown as white squares.



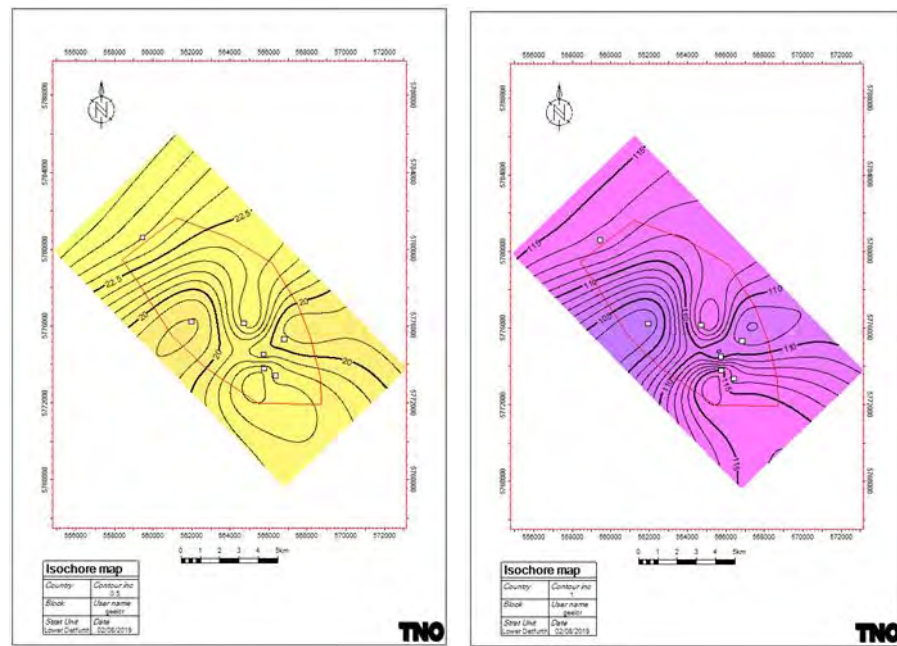


Figure 17-11: Isochore maps of the Lower Detfurth Fm (left) and the Volpriehausen Fm (right). Well values on which the isochore maps are based are shown as white squares.

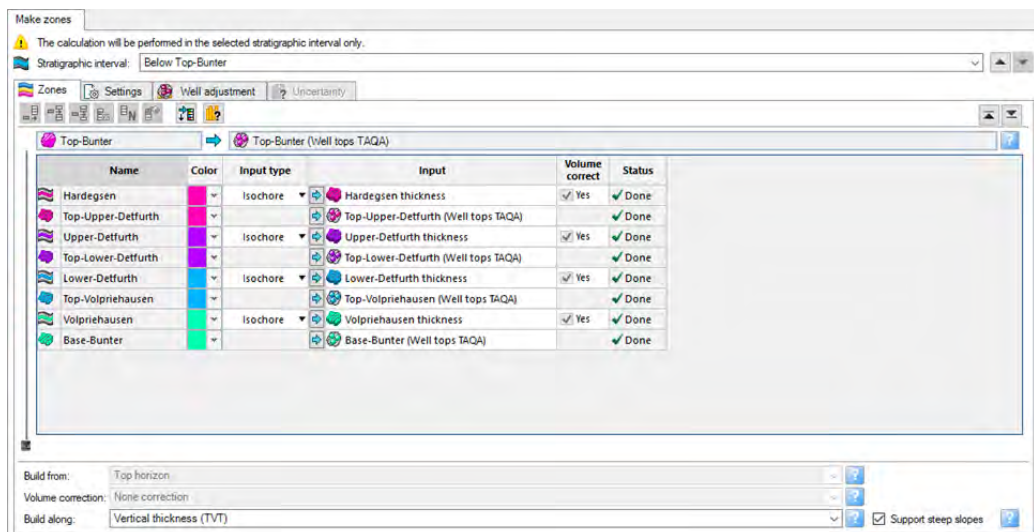


Figure 17-12: Creation of the various reservoir zones in the Petrel reservoir model.

### 17.4.3 Reservoir properties

A detailed petrophysical study on the P15-P18 area was done by BP (2007). Relationships between porosity and permeability in this study were established on the basis of rock types (lithofacies). The origin of these rock types is not readily apparent from this study but seems to have been generated by the Baker Hughes “Horizon” software package (see Ames & Farfan, 1996). On the basis of well log readings, this software package classifies depth intervals into rock types that have been calibrated against lithofacies from core descriptions.

For the P18 area these rocktypes are:

- Rock Type 1: Eolian Dune



- Rock Type 2: Interdune
- Rock Type 3: Eolian Dolomitic
- Rock Type 4: Shales

For each of these rock types a separate porosity-permeability relation has been established (BP, 2007).

- Rock Type 1:  $K_{calc} = 10^{(-3.3+0.58 \cdot PH_{calc} - 0.01229(PH_{calc})^{**2})}$
- Rock Type 2:  $K_{calc} = 10^{(-2.75+0.464 \cdot PH_{calc} - 0.011(PH_{calc})^{**2})}$
- Rock Type 3:  $K_{calc} = 10^{(-3.003+0.358 \cdot PH_{calc} - 0.0068(PH_{calc})^{**2})}$
- Rock Type 4:  $K_{calc} = 0.01$

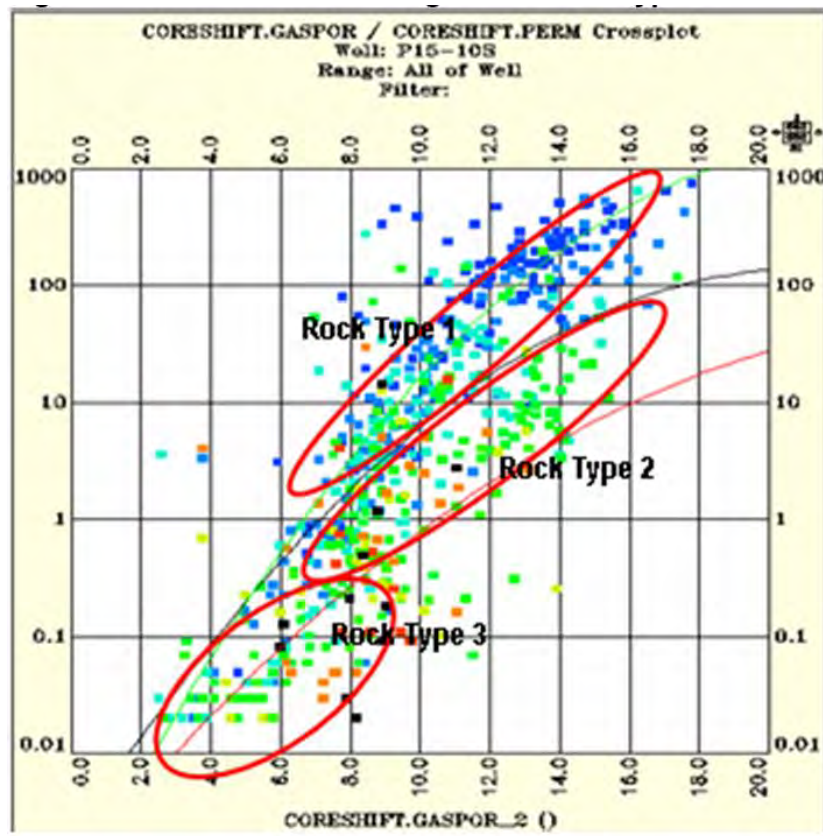


Figure 17-13: Relationship between porosity and permeability for three rock types (lithofacies):  
 1 = Aeolian Dune, 2 = Interdune, 3= Aeolian Dolomitic. Not shown in this graph is rock type 4 = shales. From BP (2007).

There are two field-wide no-flow boundaries or baffles (possibly even pressure boundaries), between Upper and Lower Detfurth Fm, and between Lower Detfurth and Volpriehausen (Figure 17-14). These have impact on pressure behaviour, as illustrated in Figure 17-15. The implementation in the reservoir model was done in ECLIPSE using reduced transmissibility multipliers between the lowermost layer of Upper Detfurth and uppermost layer of Lower Detfurth, and between the lowermost layer of Lower Detfurth and uppermost layer of Volpriehausen Fm.

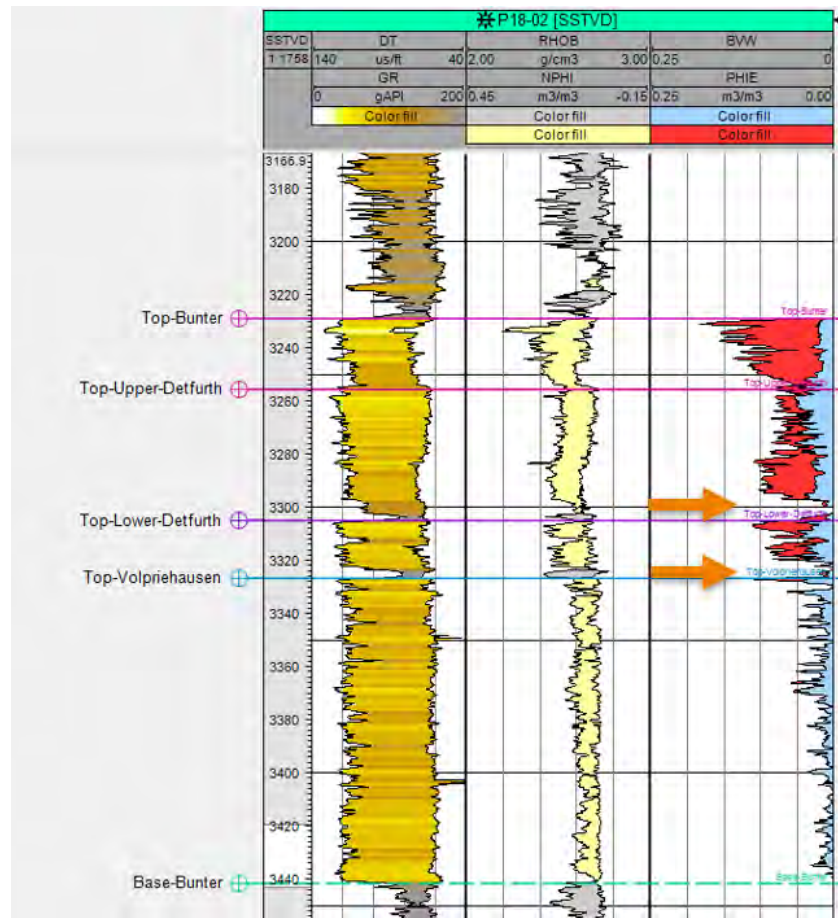


Figure 17-14: Well P18-02 showing the occurrence of two field-wide barriers (orange arrows) separating the Upper and Lower Detfurth Fm, and the Lower Detfurth and Volpriehausen Fm.



Figure 17-15: RFT measurements in Well P18-A5ST1 (red squares) showing differential depletion. Average pressure in the Upper Detfurth Fm is 272 Bara, in the Lower Detfurth Fm 283.5 Bara, and 284.7 Bara in the Volpriehausen Fm. Encircled points are either supercharged or tight.

#### 17.4.4 Modelling of reservoir properties

Essentially, the same procedure for the distribution of reservoir properties as in the 2011 CATO model was followed. The following logs were arithmetically upscaled:

- PHIE (effective porosity)
- PERM (permeability)
- VSH (Shale volume)

- NTG (Net to gross; log is either one or zero, depending on cutoffs PHIE 8% and VSH 35%)
- PHIE\_NET (Net effective porosity. Log has the value of PHIE or is undefined, depending on the NTG log)
- PERM\_NET (Net permeability. Log has the value of PERM or is undefined, depending on the NTG log)

All properties were distributed using Kriging, with an isotropic variogram range of 5 km. In order to investigate the effect of anisotropy, a second realisation was done for the porosity and permeability using Kriging with an elongated variogram: long axis 5 km, short axis 2.5 km, long axis strikes NW-SE (135-315).

Figure 17-16 to Figure 17-19 show histograms of the distribution of porosity, permeability, and net porosity and net permeability. Ideally, all histograms should be identical. Although there are minor differences, most of the histograms are comparable.

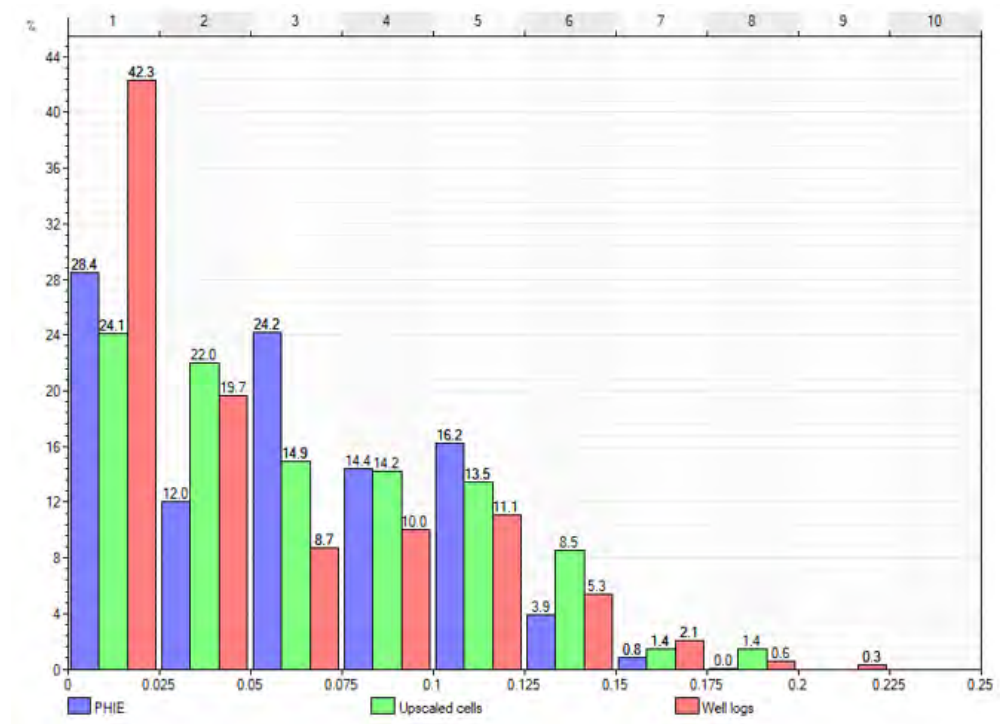


Figure 17-16: Comparison of the distributions of effective porosity (PHIE) in well logs, upscaled well logs, and as 3D property.

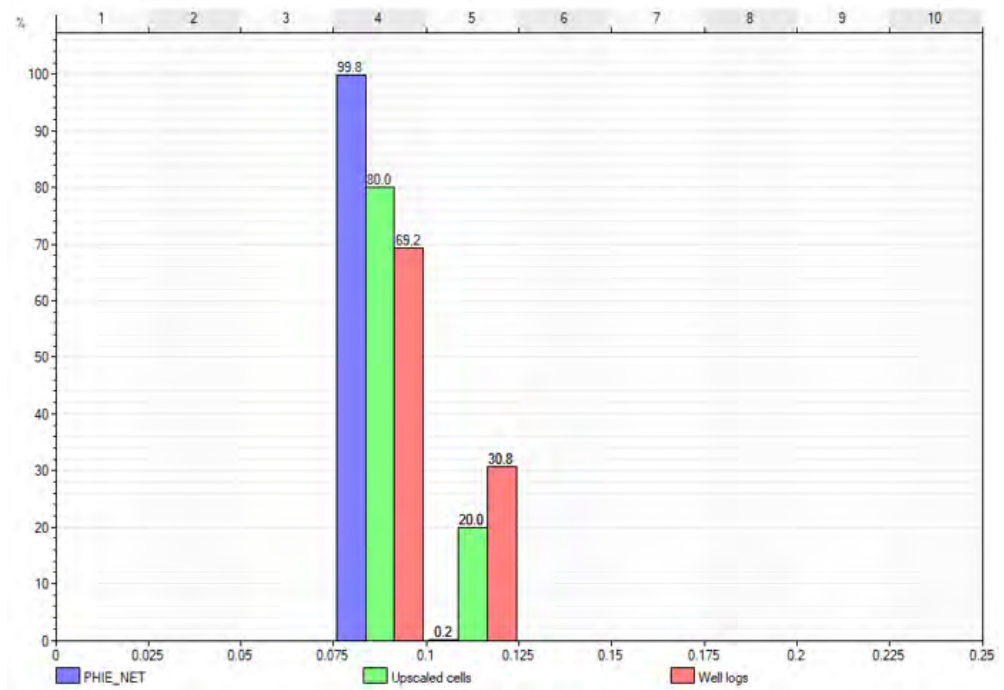


Figure 17-17: Comparison of the distributions of net effective porosity (PHIE\_NET, based on a cutoff of 8%) in well logs, upscaled well logs, and as 3D property.

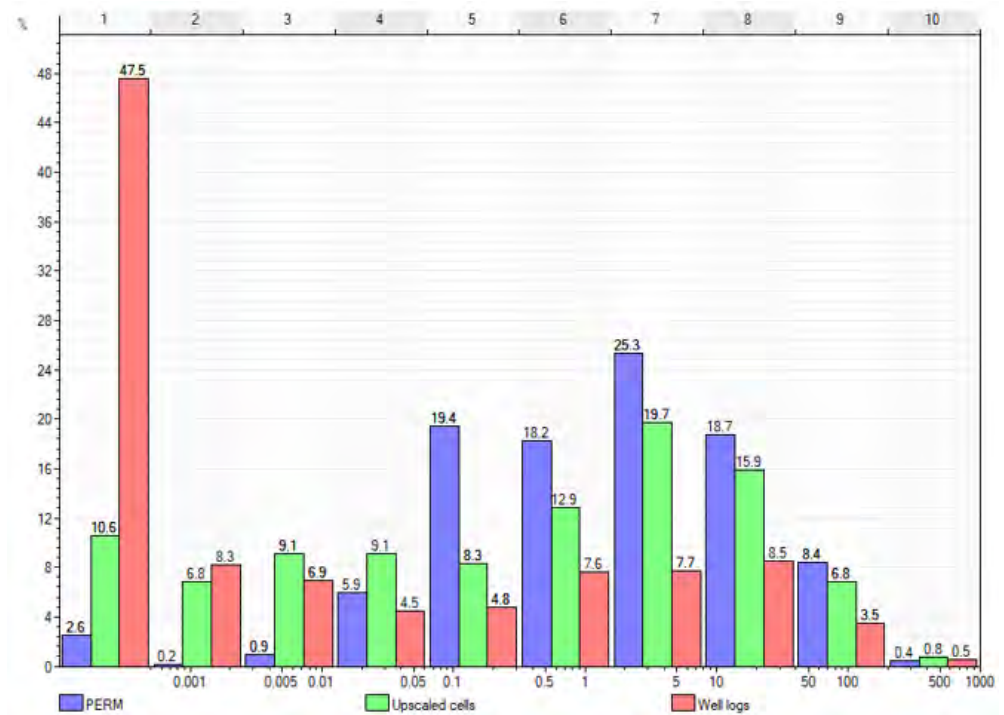


Figure 17-18: Comparison of the distributions of permeability (PERM) in well logs, upscaled well logs, and as 3D property.

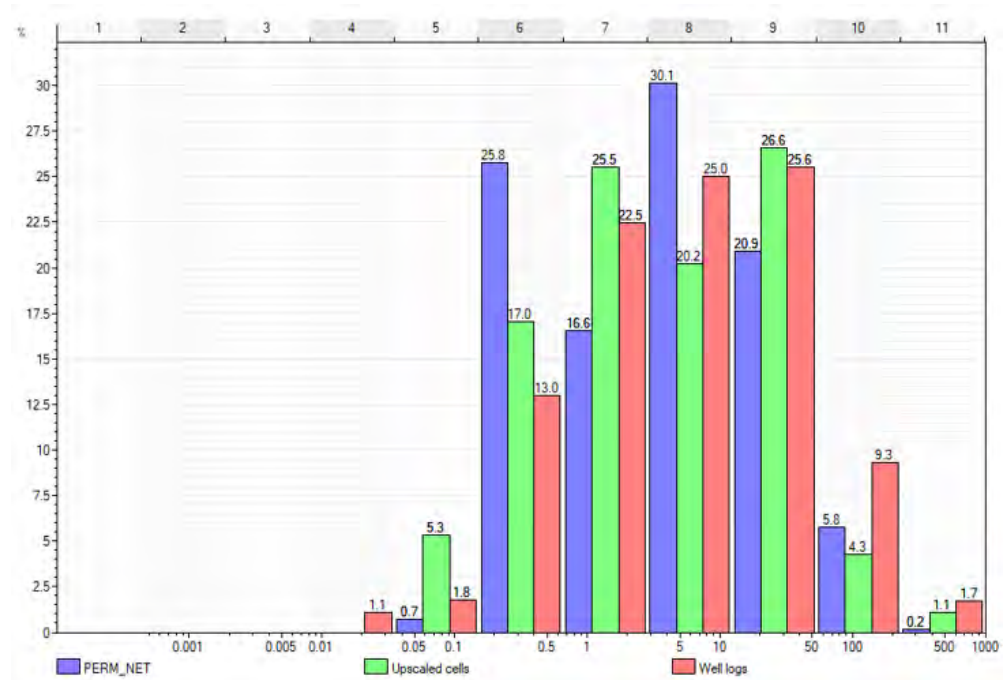


Figure 17-19: Comparison of the distributions of net permeability (PERM\_NET, based on a cutoff of 8% PHIE and 35% VSH) in well logs, upscaled well logs, and as 3D property.

In order to compare the static gas in place with the dynamic gas in place, it is necessary to calculate the water saturation in the field. A Lambda saturation-height function was developed by matching the water saturation logs from resistivity logs with a water saturation log calculated from porosity and height above free water level. The best match yielded the following Lambda saturation-height function (Figure 17-20):

$$S_w = 3.9 HAFWL^{-2.7} Phie^{-0.22}$$

Figure 17-21 and Figure 17-22 show the result of using PHIE or PHIE\_NET for calculating water saturation. In the latter case water saturations in the Volpriehausen Fm are higher. However, because the net to gross is lower the end result is a lower GIIP (see below).

Figure 17-23 to Figure 17-25 show cross plots of the upscaled well logs for water saturation. The Total Water Saturation (from the 2010 model; logs provided by TAQA) is cross plotted against TNO's saturation-height function. All cross plots show the same behaviour, with the majority of the points falling around the  $y=x$  line, and a tail towards higher water saturations for SWT. This can be easily explained by the fact that SWT is calculated for total porosity, hence represents total water saturation which includes all clay-bound water. Apart from this, the match is good, and the currently used water saturations used by TNO in the static model do not underestimate the gas in place, at least not in comparison to the original SWT.



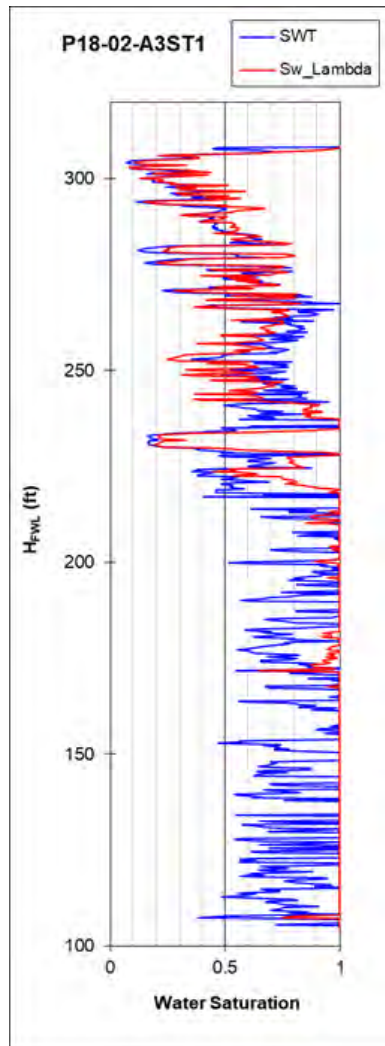


Figure 17-20: Comparison of log-derived water saturation (STW; blue line) and water saturation calculated with a saturation-height function (SW\_Lambda; red line).

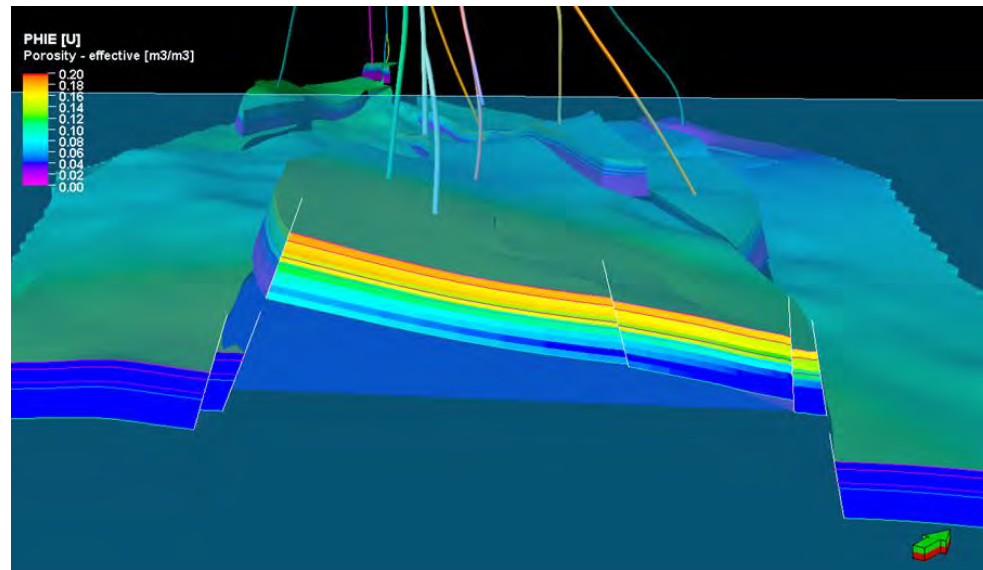


Figure 17-21: Water saturation in Compartment P18-2 without cutoffs on PHIE and VSH. Note the high water saturations in the Volpriehausen Formation. Legend as in Figure 17-22.

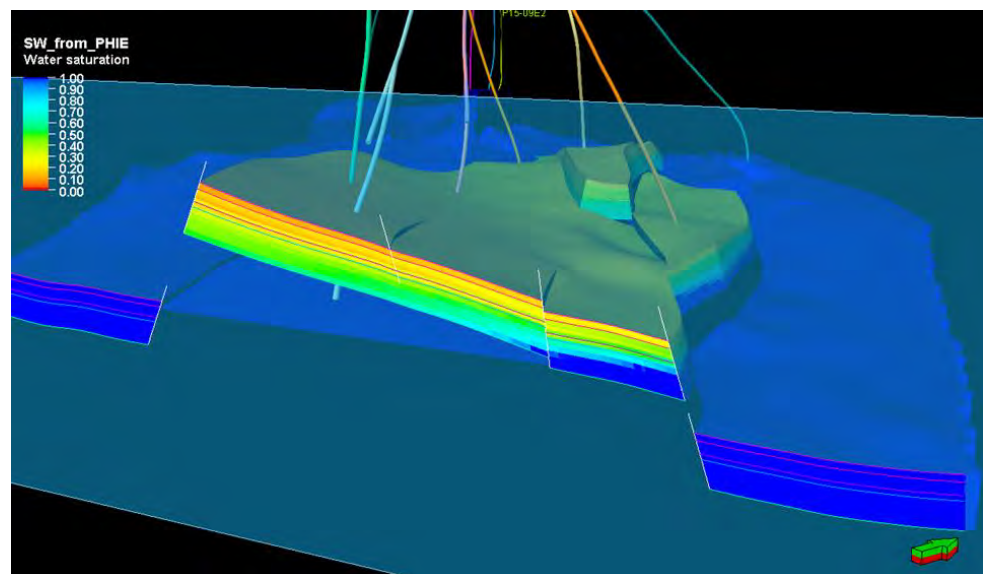


Figure 17-22: Water saturation in Compartment P18-2 with PHIE cutoff of 8% and a cutoff of 35% on VSH.

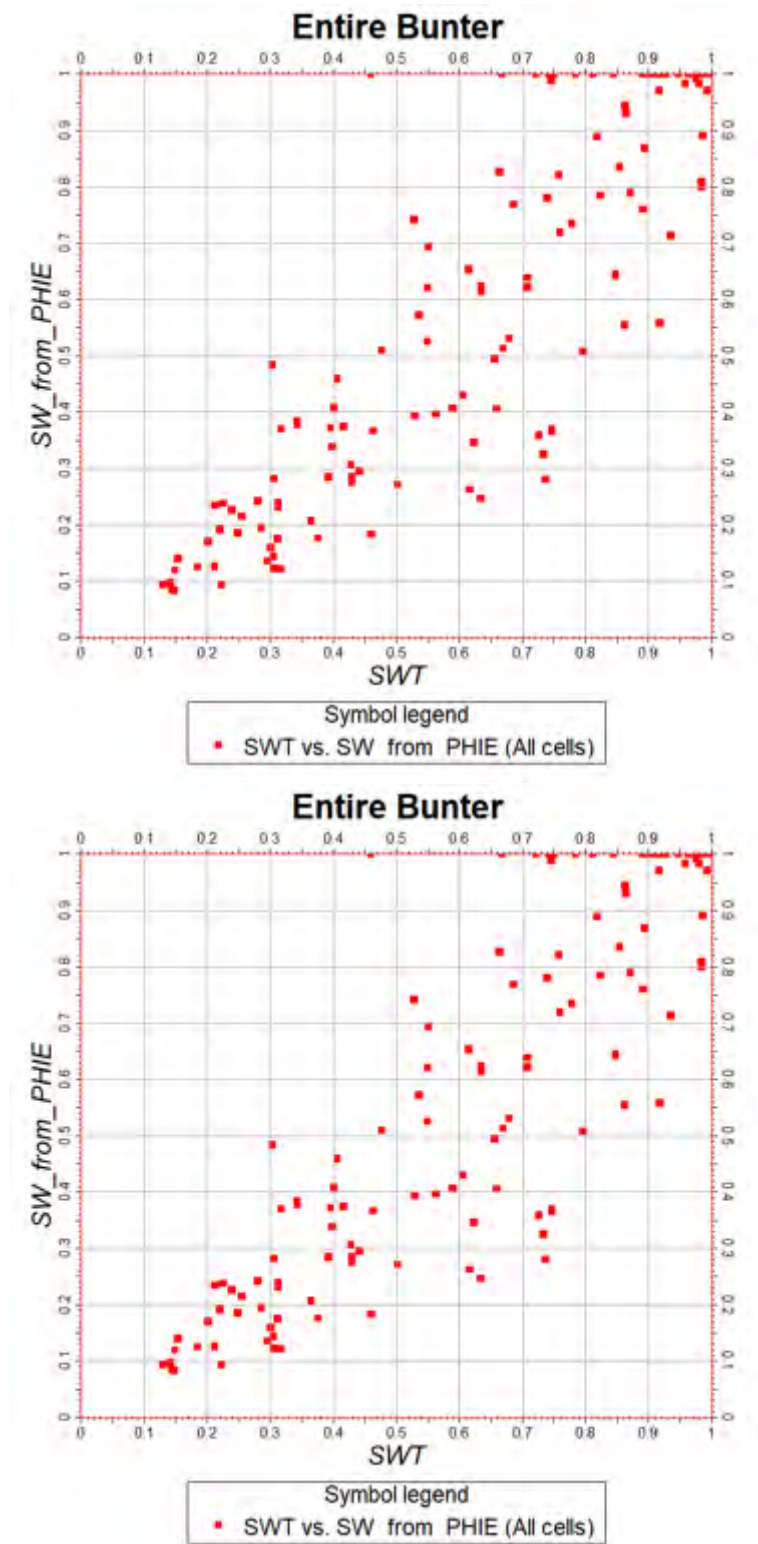


Figure 17-23: Crossplot of upscaled water saturation logs SWT (personal communication TAQA, 2010) and TNO's 2019 saturation-height function SW\_from\_PHIE, for all four Bunter formations.

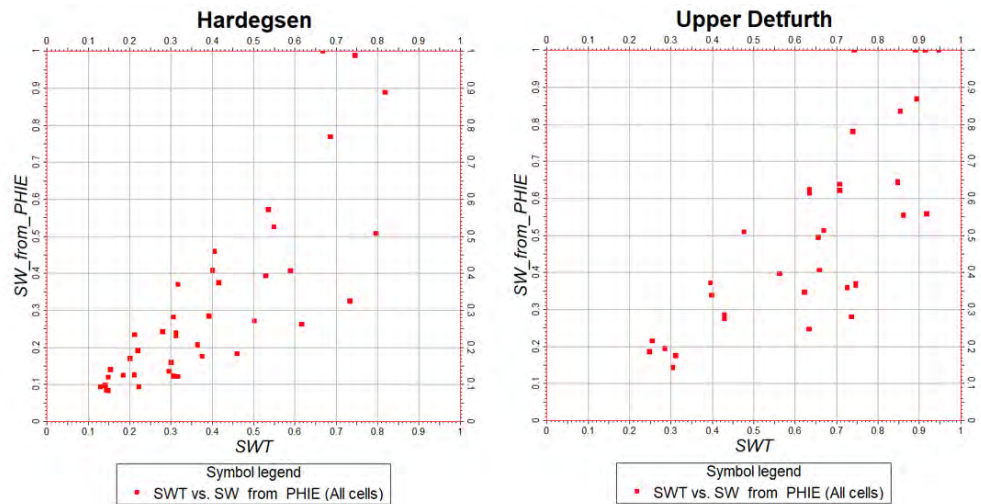


Figure 17-24: Crossplot of upscaled water saturation logs SWT (personal communication TAQA, 2010) and TNO’s 2019 saturation-height function SW\_from\_PHIE, for the Hardegsen and Upper Detfurth formations.

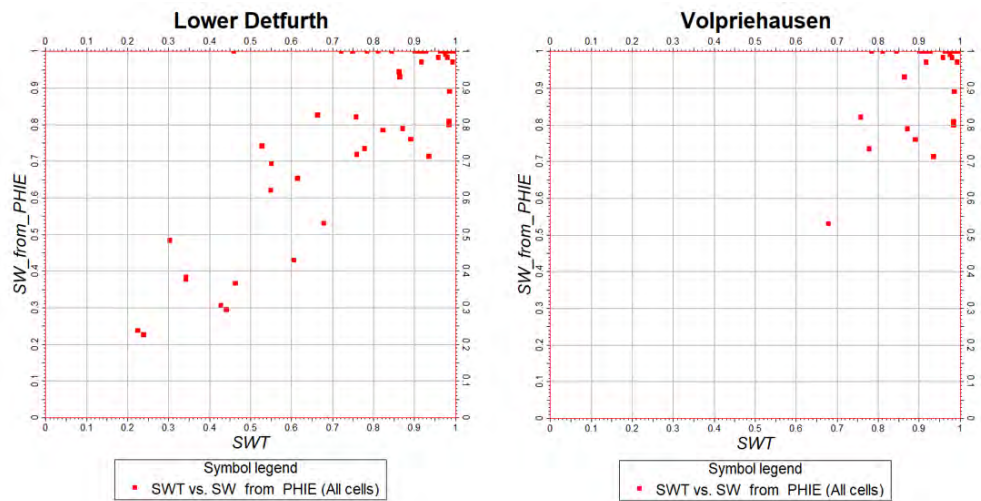


Figure 17-25: Crossplot of upscaled water saturation logs SWT (personal communication TAQA, 2010) and TNO’s 2019 saturation-height function SW\_from\_PHIE, for the Lower Detfurth and Volpriehausen Formations.

17.4.5 GIIP

The actual volumetrics are done during the ECLIPSE history match, but to see whether the geometry and properties of the reservoir model are sufficiently close, the GIIP for the various compartments was calculated.

GIIP was calculated without cutoffs on PHIE or VSH, so with a Net to Gross of 1.0, and with a cutoff on porosity and VSH. Two cutoffs on porosity were examined: 6% and 8%. VSH cutoff was set to 35%. The gas expansion factor Bg was set to 0.0040. Cutoffs of 8% and 35% were derived from BP’s petrophysical evaluation report (BP, 2007).

Table 17-2 shows the results of the GIIP calculations. A realistic scenario with a 35% cutoff on VSH and 8% cutoff on PHIE results in a total GIIP of 13 bcm, which

is on the low side in comparison to the P/Z volumes that sum up to 14.5 bcm. However, the fact that they are in the same range justifies the use of the current model for reservoir simulations. Table 17-3 compares the static volumes from the 2010 and 2019 models.

Table 17-2: Result of static GIIP calculations using various cutoffs. (N.B. for Block read Compartment in this study)

P18-2 Compartment Scenario	2-I GIIP [bcm]	2-II GIIP [bcm]	2-III GIIP [bcm]	Total [bcm]
No cutoffs	11	3	0.9	15
6% Phie, 35% Vsh	10	3	0.9	14
8% Phie, 35% Vsh	9	3	0.8	13

Table 17-3: Comparison of the volumes from the 2010 CATO models and the 2019 model. (N.B. for Compartment read Compartment in this study)

3Dmodel	Block	Bulk volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	Net volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	Pore volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	HCPV gas [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	GIIP [*10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> ]	Total GIIP [*10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> ]
2010 38 layers	Block I	1512	1245	83	37	9262	12711
	Block II	450	379	24	10	2400	
	Block III N	140	116	6	1	249	
	Block III M	199	127	8	3	718	
	Block III S	24	20	1	0	82	
2010 14 layers	Block I	1512	1246	83	36	9123	12266
	Block II	449	379	24	8	2114	
	Block III N	140	117	6	1	332	
	Block III M	199	128	8	2	620	
	Block III S	24	20	1	0	77	
2019, SW_PHIE, no cutoff	Block 2-I	2262	2262	76	42	10603	15912
	Block2-II	858	858	30	14	3444	
	Block2-III	355	355	10	4	880	
	Block2-IV	917	917	13	4	985	



## 17.5 Differences with 2010 model and implications

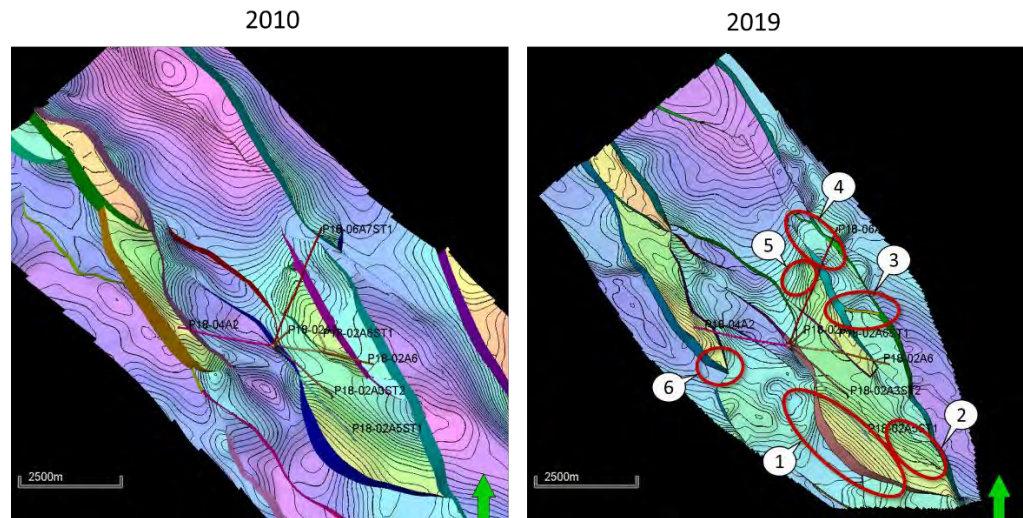


Figure 17-26: Comparison of the 2011 (left) and 2019 (right) Petrel models.

Although in the new model many faults and properties remained the same as in the 2010 TNO model (Vandeweyer et al., 2011), there are a number of relevant differences.

These are highlighted in Figure 17-26 and are listed below, with their implications.

- 1) The location of the SW boundary fault (F10) has moved, so the proposed injection wells P18-02-A3 and P18-02-A5 are now further away from that fault. This probably has a positive effect on the geomechanical behaviour of the fault during CO<sub>2</sub> injection.
- 2) A number of small-offset faults are introduced. Because of the small vertical throw they are not expected to have an effect.
- 3) The internal fault in compartment 2-III now has a different orientation. Also, its throw is much larger, so that it is probably sealing.
- 4) The Top Bunter in P18-2 adjacent to P18-6 is now interpreted shallower. That means that the previous interpretation where the P18-6 reservoir was sealed off from the P18-2 reservoir by a simple juxtaposition of Upper Triassic and Altona shales is no longer valid. However, P18-6 is still likely to be separated from P18-2 because of a peculiar constellation of faults (Figure 17-27 to Figure 17-31). Two faults (F20 and F57, which form a synthetic-antithetic fault system) separate P18-6 and P18-2. Wherever Bunter is juxtaposed against Bunter, one of the two is invariably the low-permeable and water-filled Volpriehausen Fm, making across-fault fluid flow extremely unlikely. Fault 57 is a sinistral wrench fault, which increases the likelihood that Fault 57 contains a substantial amount of smeared Solling Clay, increasing the capillary entry pressure of that fault. Therefore, any fluid flowing across Fault 57 needs to surpass that capillary pressure.
- 5) The fault that sealed off Compartment 2-II from its downdip aquifer is no longer in the model. A small-throw fault (around 15 m) could be interpreted, but that would have little consequences for the fluid flow. This means that Compartment 2-II is in pressure communication with its downdip, lateral aquifer.

- 6) The SE tip of the P18-4 field has been slightly modified. Partly based on seismic interpretation of Top Bunter and the faults surrounding the tip, and partly on constraints by Petrel's pillar gridding.

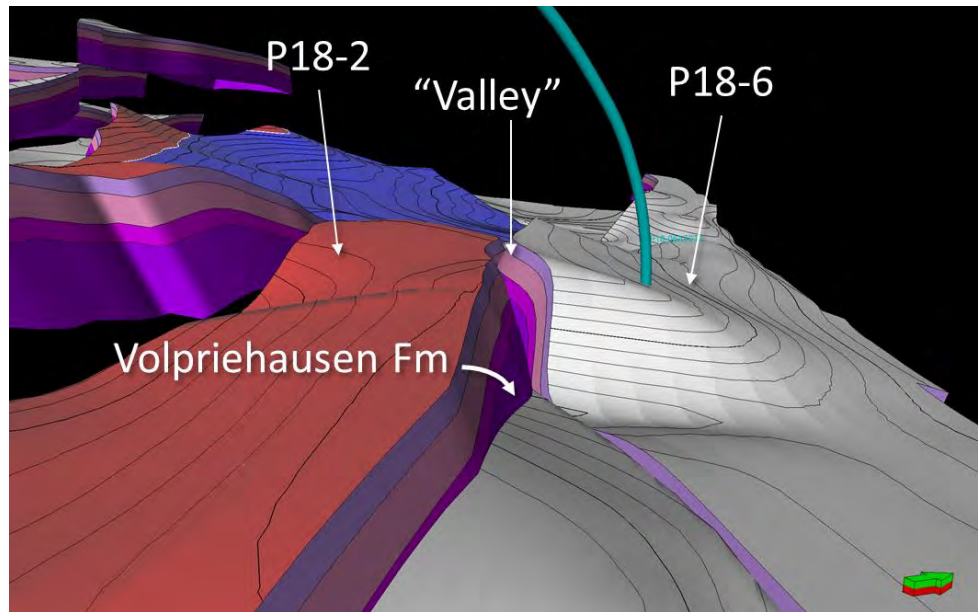


Figure 17-27: Oblique view toward the NW on the boundary between the P18-2 and P18-6 fields. Two horizontally cross-cutting faults create a “valley” between the two fields that is filled with Upper Triassic and Altena shales, thus providing an effective seal. Direct contact would only be through the tight Volpriehausen Fm.

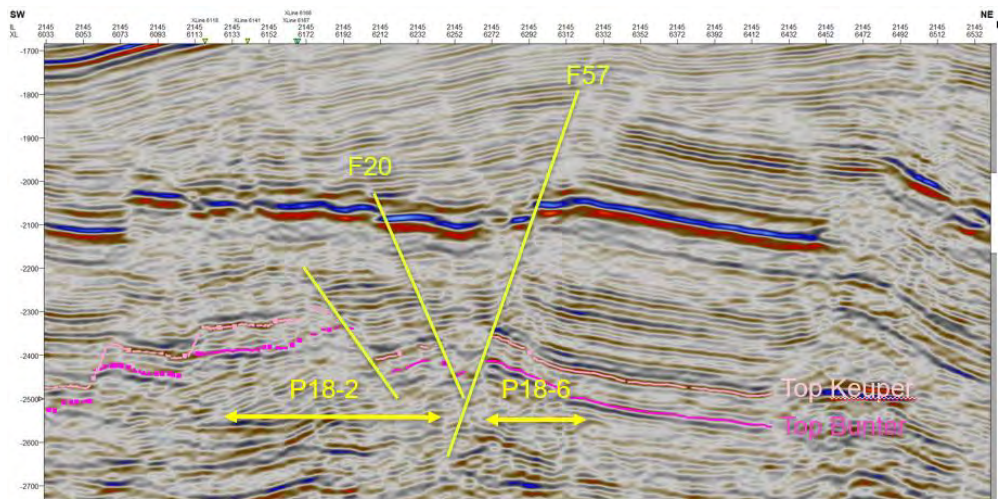


Figure 17-28: Seismic inline 2145 showing the fault configuration that separates the P18-06 accumulation from P18-02.

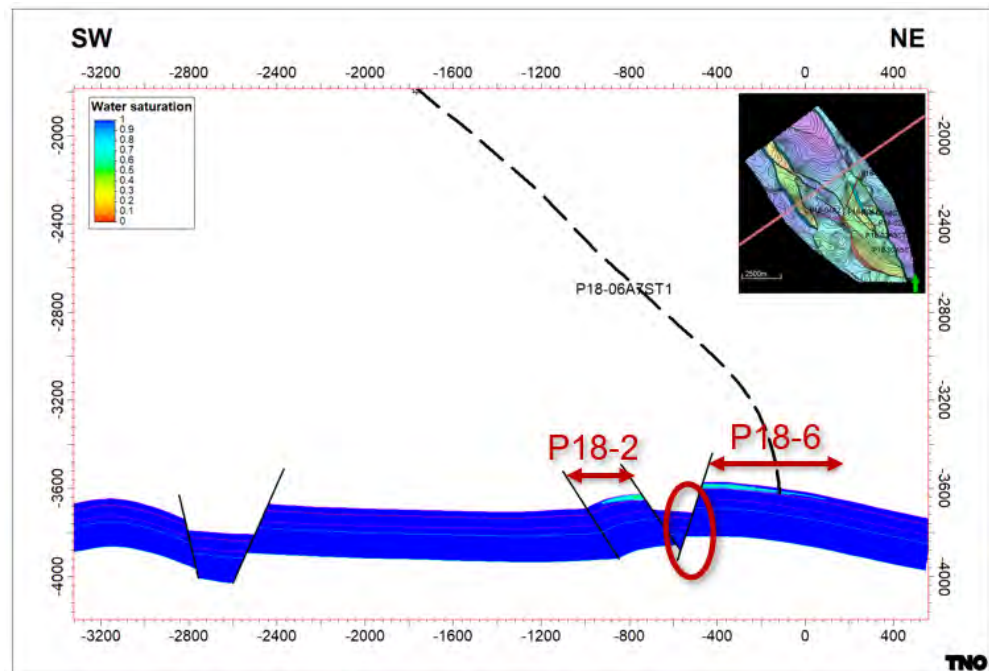


Figure 17-29: Model cross-section through P18-6 and P18-2 showing the original water saturation in the two accumulations. Note that Volpriehausen Fm in P18-6 is juxtaposed against Hardegsen and Detfurth Fm in P18-2.

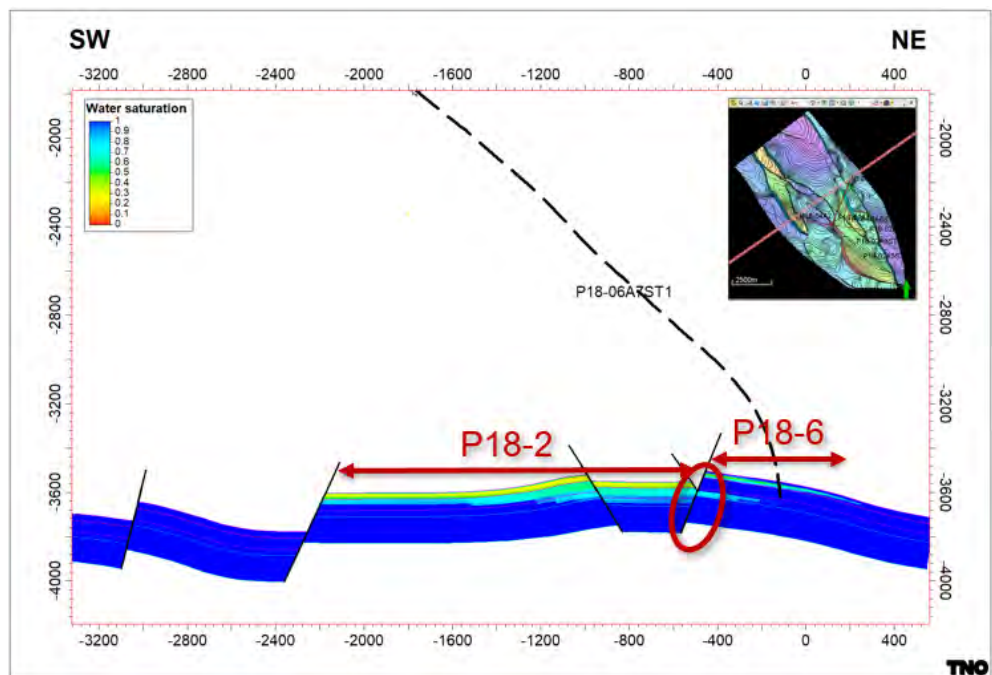


Figure 17-30: Model cross-section through P18-6 and P18-2 showing the original water saturation in the two accumulations. Note that Lower Detfurth in P18-6 is juxtaposed against Upper Detfurth in P18-2, and Hardegsen in P18-6 is juxtaposed against Upper Triassic seal in P18-2.



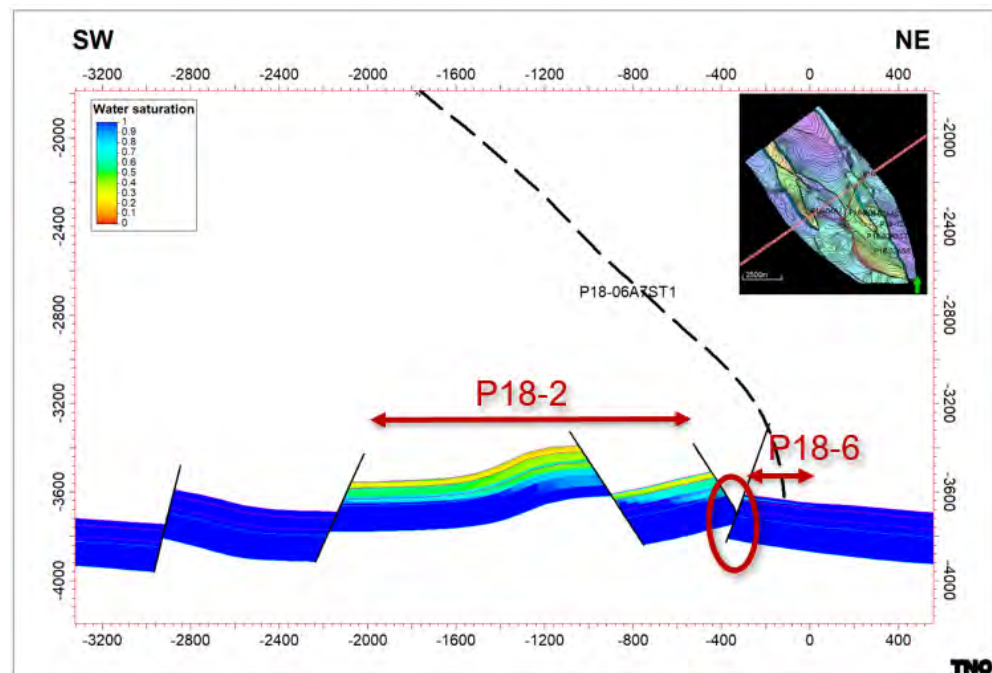


Figure 17-31: Model cross-section through P18-6 and P18-2 showing the original water saturation in the two accumulations. Bunter in P18-6 is juxtaposed against Upper Triassic seal, or Volpriehausen.

## 17.6 Adjustments made to the static model

During the history matching process and after discussions with TAQA and EBN, a modification was made in the dynamic model. A flow boundary was imposed near the GWC in Compartment 4. During the ECLIPSE simulations the question arose whether there was a possibility that Compartment 4 was not in pressure communication with the water-bearing part of Compartment 2 (indicated by “Aquifer” in Figure 17-32 ). Close inspection of the seismic in that area and the fact that the nearby well P18-06A07ST1 has very poor reservoir properties leads to the conclusion that the narrow passage around the GWC of Compartment 4 (red ellipse) is heavily faulted and forms therefore most likely a flow barrier to the down dip aquifer. This was implemented in the ECLIPSE grid.

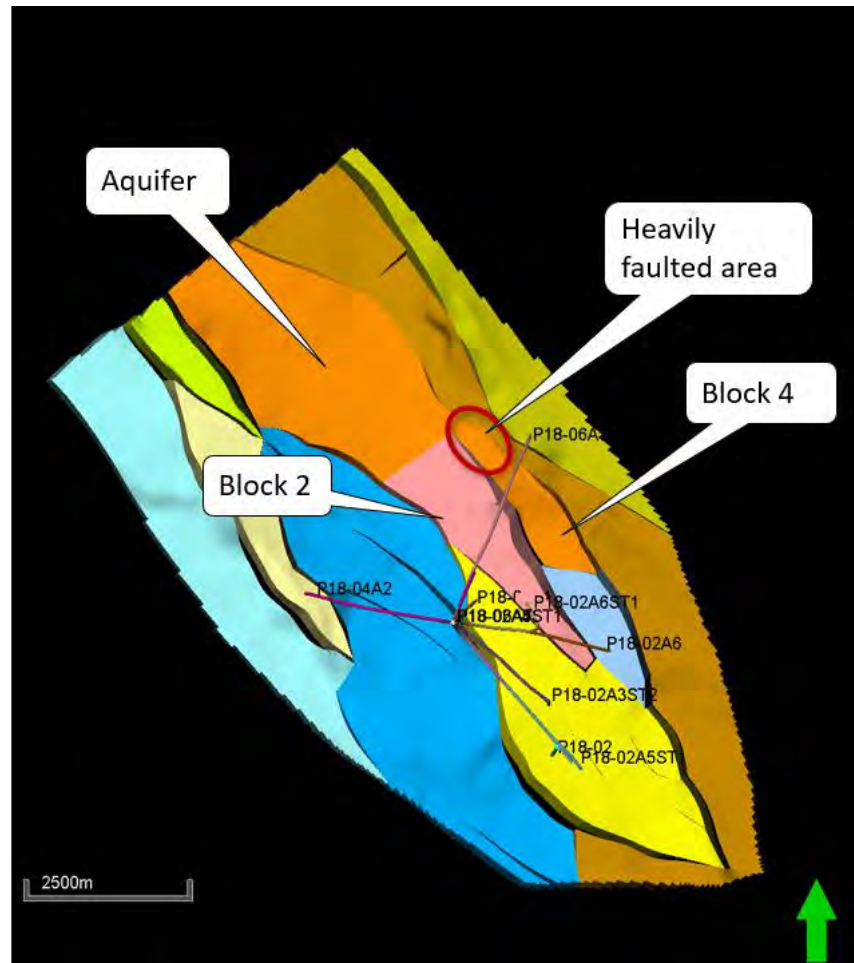


Figure 17-32: The narrow passage around the GWC of Compartment 4 (red ellipse) is heavily faulted and forms therefore most likely a flow barrier to the down dip aquifer.

## 17.7 Dynamic model

### 17.7.1 Reservoir simulator

For the dynamic modelling Eclipse 300 was used. Alternatives were to use the Eclipse 100 simulator or the Shell proprietary reservoir simulator MoReS. The compositional Eclipse simulator was used for the following reasons:

- A black oil simulator cannot handle gas to gas interactions, which is needed for CO<sub>2</sub> injection into a gas (methane) reservoir.
- MoReS was used for P18-2 and P18-4 modelling in a previous study (Vandeweyer et al (2011)). Since that study, the workflow Petrel-Eclipse-Macris has been developed and is considered to be state of the art.

### 17.7.2 Data

For any dynamic reservoir simulation, including Eclipse, the following sets of data are required:

- General run data: grid dimensions, phases present, components present.
- Grid geometry data: specification of geometry of computational grid (location of grid block corners).
- Reservoir rock properties: porosity, net-to-gross, absolute permeability in each grid block.



- PVT data: properties of reservoir and stock tank fluids such as density, viscosity and saturation pressure.
- Saturation and pressure dependent rock properties: relative permeabilities and capillary pressures as function of phase saturations, and rock compressibility.
- Initial conditions in the reservoir: pressure, temperature, phase saturations and phase compositions.
- Regions: specification of regions that splits the computational grid into regions for calculation of PVT properties, saturation properties, initial conditions, and fluids in place.
- Operations data: specification of the wells (location, productivity index, etc.) and the operations to be simulated (production and injection controls and constraints).

These data describe the dynamic characteristics of the P18 reservoir. Each of these sets of data will be discussed in the following sections

### 17.7.3 General simulation data

As mentioned in section 17.7.1 the Eclipse 300 simulator is used with two reservoir fluid phases namely water and gas, and six components namely H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3P</sub>.

The geological grid as described in Section 17.1 - 17.4 was not upscaled to the dynamic 2019 model, however directly from the logs a new dynamic grid was generated, with a cut-off of 6% of the porosity. Table 17-4 below gives an overview of the grid dimensions. The size of the grid blocks do vary in size in each individual direction but are in the order of 50x50x4m (XYZ).

Table 17-4 – Overview of grid dimensions in the geological model and in the simulation model. The '2010 model' refers to the model used in Vanderweijer et al. (2011).

	Number grid blocks x-direction NX	Number grid blocks y-direction NY	Number grid blocks z-direction NZ	Total number of grid blocks	Number active grid blocks
<b>Geological grid 2010 model</b>	51	149	38	3472820	n/a
<b>Simulation grid 2019 model</b>	63	170	17	182070	118504

### 17.7.4 Reservoir Rock properties

This is described in previous sections of Section 17.

### 17.7.5 PVT data

#### 17.7.5.1 Gas PVT data

An equation of state is generated for Eclipse 300 with the composition at 1 m depth listed in Table 17-5.

Table 17-5 – Overview of composition at 1 m depth.

	Composition
N <sub>2</sub>	0.01508
CO <sub>2</sub>	0.01288

C <sub>1</sub>	0.9411
C <sub>2</sub>	0.02376
C <sub>3P</sub>	0.0718

#### 17.7.5.2 Water PVT data

The water formation volume factor is 1.0223 m<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> at a reference pressure of 215 bar. The water compressibility is 4.1483·10<sup>-5</sup>/bar and water viscosity is 0.32929 cP, also at reference pressure of 215 bar.

#### 17.7.6 Saturation and pressure dependent rock properties

Relative permeability and capillary pressure (Special Core Analysis - SCAL - data) are not available for P18 field. In this study the final parameters used to describe the individual curves are described see Table 17-6 and Figure 17-33 and was part of the history match study. Previous saturation curves used in the CATO-2 study showed the GWC was rising to fast and the water was penetrating from compartment II to compartment-I. The high water saturation basically was disconnecting the two individual compartments, which was in reality not the case. The final parameters used showed a slower movement of the GWC and therefore a improved history match

The most used description of the relative permeability curves is the Corey parametrization according to equation (17-1):

$$k_{r,i}(S_i) = k_{r,end,i} \left( \frac{(S_i - S_{irr,i})}{(1 - S_{irr,i} - S_{irr,j})} \right)^{n_i} \quad (17-1)$$

Where

- $k_{r,i}$  = relative permeability of phase  $i$
- $k_{r,end,i}$  = end-point relative permeability of phase  $i$
- $S_i$  = saturation of phase  $i$
- $S_{irr,i}$  = irreducible or connate saturation of phase  $i$
- $n_i$  = Corey exponent for phase  $i$

The values used to describe the relative permeabilities are listed in Table 17-6.

Table 17-6 – Parameters for calculation of gas-water relative permeabilities

Parameter	Description	Value used in dynamic model
$S_{wc}$	Connate water saturation	0.13
$S_{grw}$	Residual gas saturation in gas/water system	0.20
$n_w$	Corey exponent for water	3.5
$n_o$	Corey exponent for gas	1.5
$k_{rwor}$	Water end-point relative permeability	0.35
$k_{rgcw}$	Gas end-point relative permeability	1

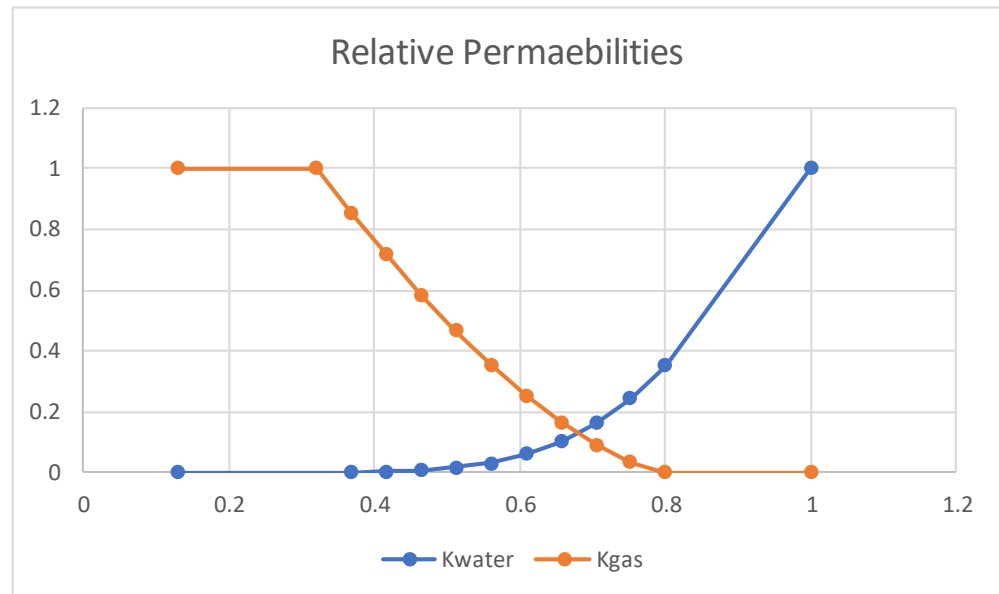


Figure 17-33: Relative permeabilities used in the P18-2 study.

The capillary pressure curves were based on a J-function corresponding to equation 17-2. The J-function itself was provided by TAQA. The reason for using the J-function rather than the saturation height functions from the static model is described in section 17.8.5. Capillary pressure is given by

$$P_c = J(s) \cdot ST \cdot \left( \frac{por}{perm} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot U_{cons} \quad 17-2$$

Where

$P_c$  = capillary pressure

$J(s)$  = J-function (shown in Figure 17-34)

ST = surface tension (water gas) set to 76 dynes/cm (typical value for water gas system, petrowiki)

Por = porosity

Perm = permeability

$U_{cons}$  = constant depending on the unit system (Eclipse reference manual)

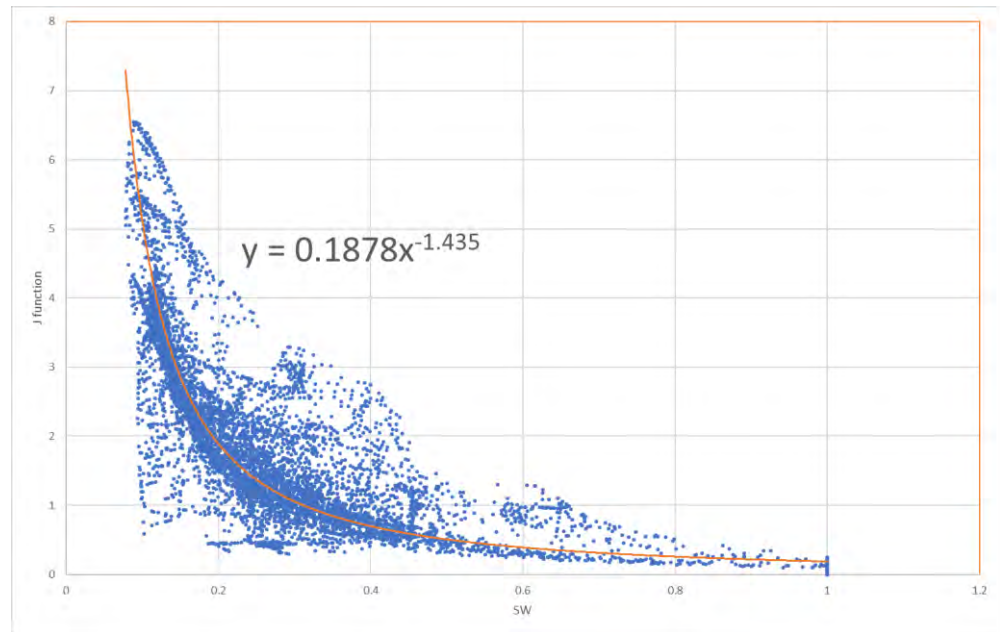


Figure 17-34: The J-function used (orange line) and the saturations of the P18 reservoir (blue dots).

After initialisation with these saturation functions the modelled water saturations were compared to the saturations based on the logs (Figure 17-35). Based on the comparison there is room for improvement, however note that the logs visualise the total water saturation and not the effective water saturation.

figure

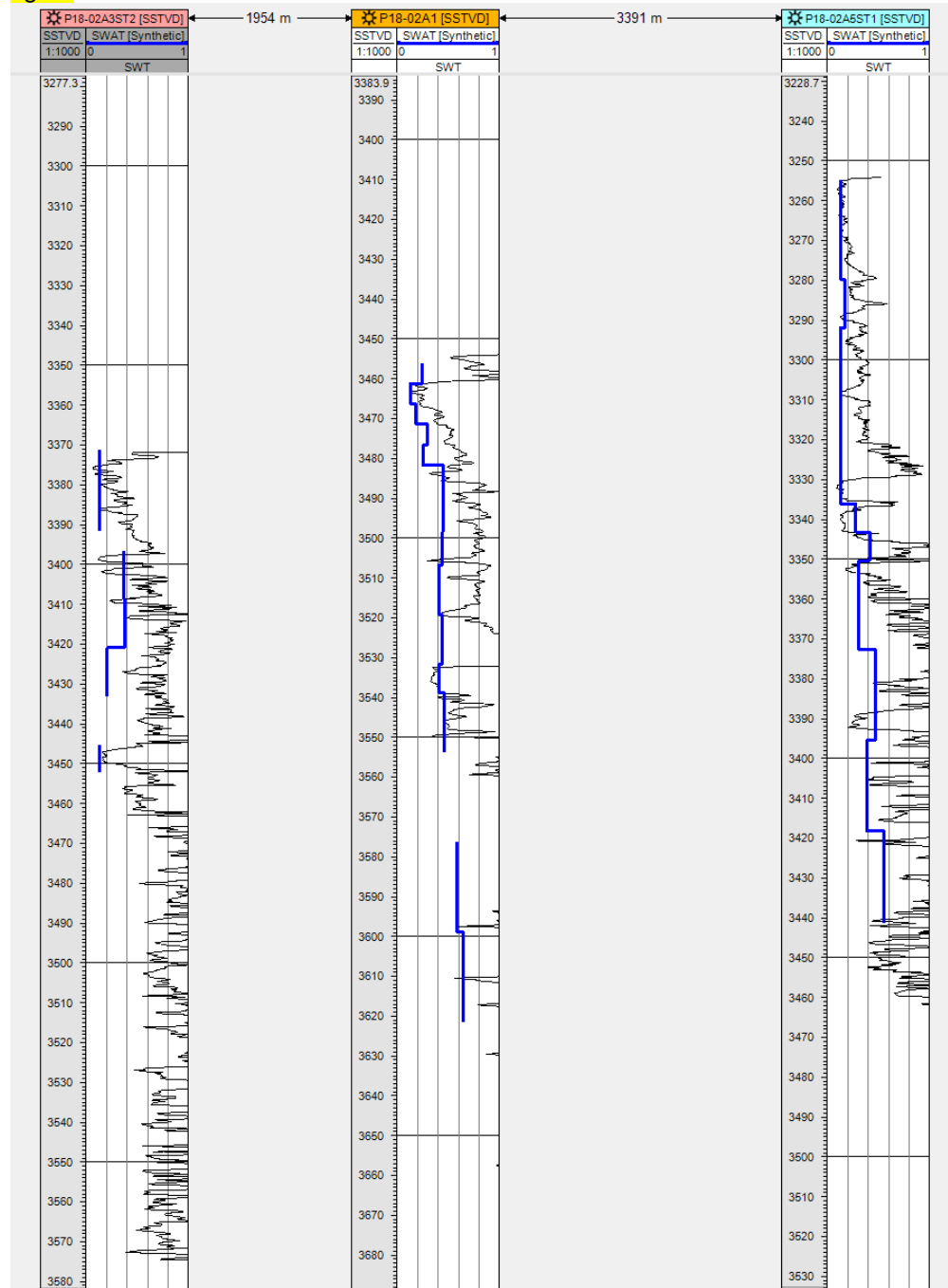


Figure 17-35: total water saturation based on logs (black) and synthetic log based on the jfunction (blue).

17.7.7 Pore compressibility

As no pore compressibility measurements are available for the P18-2 field, a correlation is used<sup>9</sup>. The compressibility is (also) dependent on the porosity according to:

$$Cr(\Phi) = 7.248 \cdot 10^{-6} / (\Phi + 0,000001) - 0.26 \cdot 10^{-5}$$

<sup>9</sup> Personal communication, NAM.



Where

- $C_r$  = pore compressibility,
- $\Phi$  = porosity.

### 17.7.8 Regions

In the dynamic model regions are specified based on porosity classes for rock properties described in section 17.7.6. and to split the computational grid into regions for calculation. Furthermore regions are used to evaluate the gas initial in place (GIIP) for the different compartments separated by faults or boundaries (see Figure 17-36) .

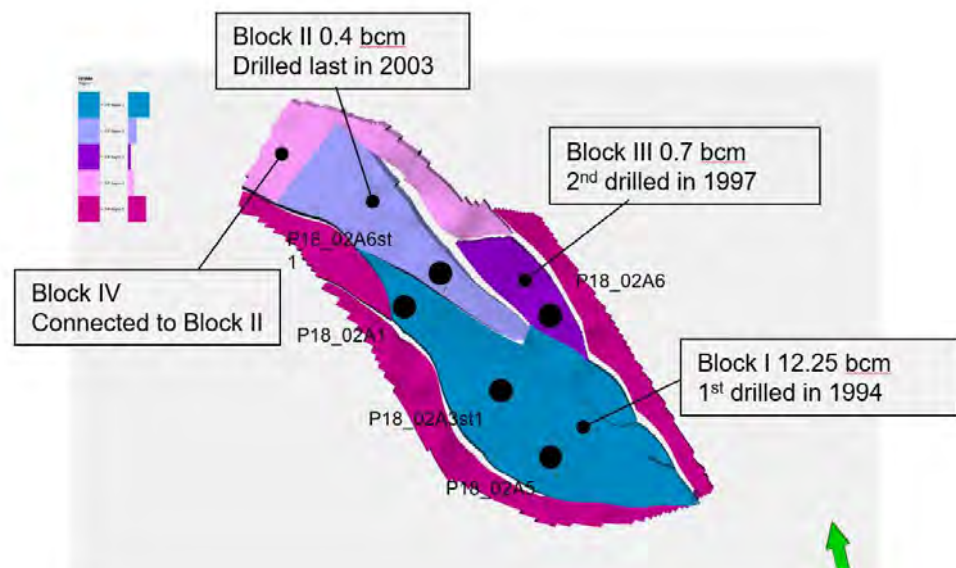


Figure 17-36: Four different regions specified to evaluate GIIP. (N.B. for Block read Compartment in this study)

### 17.7.9 Initial condition in the reservoir

The reservoir is a mechanical and thermodynamic system and hence its (initial) conditions are fully defined by the following state variables at any point in the reservoir or grid block in the simulator:

- Temperature;
- Pressure;
- phase compositions;
- phase saturations.

Initialization of these variables is discussed below.

#### 17.7.9.1 Temperature

An isothermal model is used, all temperature dependent fluid and rock properties are assume to be specified at reservoir temperature of 126 °C degrees.

#### 17.7.9.2 Pressure

The initial (gas) reservoir pressure is 375 bar at datum depth 3150 m. It is important to note that in fact each phase has its own pressure and that each phase pressure

is assumed to be in hydrostatic equilibrium. Phase pressures and phase saturations are coupled through capillary pressure between phases. The capillary pressure is based on the J-function defined in equation 17-2.

#### 17.7.9.3 Gas water Contact

The gas water contact (taken as free water level, i.e.  $P_c = 0$ ) is at 3680 m depth.

#### 17.7.10 General remarks

Petrel 2018 was used to generate an input deck for dynamic model the reservoir engineering module offers options such as specification of fluid and rock properties, specification of historic production data.

There a few manual adaptations in the input files:

- PVT data generated by Petrel are overwritten by TNO's PVT data, in other words an equation of state is used;
- Saturation functions generated by Petrel are overwritten by TNO's saturation functions;
- History match multipliers.

### 17.8 History Match of the dynamic model

#### 17.8.1 Introduction

In the previous chapter the data required to describe the reservoir have been described. In this chapter the data required to define the operations and resulting reservoir behavior will be discussed. These data are:

- Specification of wells: location, trajectory, casing data, perforation data, productivity index, etc.;
- Production and injection data:
  - Water and gas production rates;
  - Bottom hole pressures;
  - Reservoir pressures.

Next the adaption of the reservoir parameters to arrive at an acceptable history match is discussed in detail.

#### 17.8.2 Well data and production data

##### 17.8.2.1 Well Location and trajectory

For all wells well head coordinates and deviation data have been received and imported in Petrel. (see section 17.4).

##### 17.8.2.2 Well completions and perforations

Based on the received well test reports the completion perforation and skin data was gathered shown in Table 17-7.

Table 17-7 - Well test, completion and perforation data.

Well name	Completion size (inch)	Productivity index (Nm <sup>3</sup> /day)/bar	Perforations (m)	KH (mDm) from well test	Skin from well test
P18-02-A-01	4 ½	26.72	3580-3695	1847	0.6-0.9
P18-02-A-03S2	4 ½	31.89	4070-4209	-	2.1-3.3
P18-02-A-05S1	7	37.33	4798-4980	25249	3.19
P18-02-A-06	4 ½	14	4488-4633	3686	2
P18-02-A-06ST1	4 ½	22.28	3376-3936	-	-
P18-4A-02	4 ½	40.95	4085-4199	8208	-
P18-6A-07	4 ½	6.83	4975-5065	-	-

### 17.8.2.3 RFT and PLT data

For well P18-02-A-6ST1 (Figure 17-37) and for well P18-2-A-05st1(Figure 17-38) RFT are available; for the latter also PLT data (Table 17-8) was available.

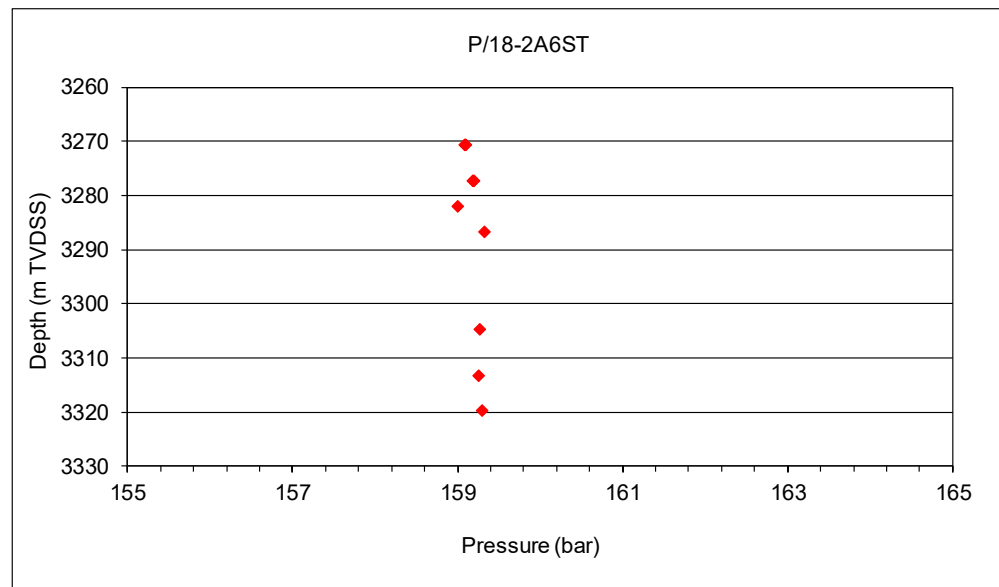


Figure 17-37: RFT data of P18-2-A-6ST1.

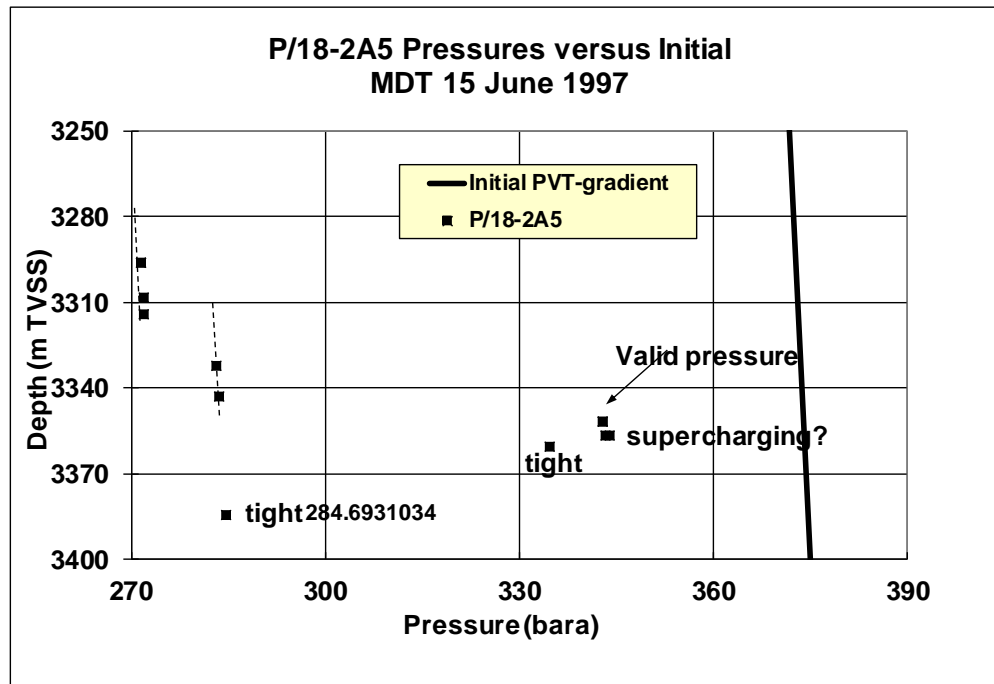


Figure 17-38: RFT data of P18-A-6ST1, note that the vales in the Volpriehausen formation (between 3350-3400 m depth) are more uncertain since the values of the measured pressure values broad range.

Table 17-8: PLT results of P18-2-A5ST1.

Formation	P18-2-A5ST1 (%)
Hardeggen	83
Detfurth Claystone	4
Lower Detfurth Sandstone	13
Volpriehausen	< 1

#### 17.8.2.4 Historic Well Production data

Daily gas and condensate production data was provided by the operator for each individual well.

In Figure 17-39 to Figure 17-43 the daily gas production data of production wells is shown. The received data was improved and used after the following manual editing:

- Daily production data from well P18-02-A-01 and P18-02-A-03ST2 are considered unreliable in the period between 1993 and 1997 → decided to use average production rate for these wells within this particular period.
- In 2003 a sidetrack was drilled from P18-02-A-06 and all production data was assigned to the new production well P18-2-A-06ST1 only. However in 2005 the whipstock is perforated and the production data is not only from P18-02-A-06ST1 but also from P18-02-A-06, therefore crossflow is allowed in this well. From 2005 on the pressure values have to be interpreted with special care since the pressure measurement is a result of two wells drilled and perforated in different compartments in the P18-2 reservoir.

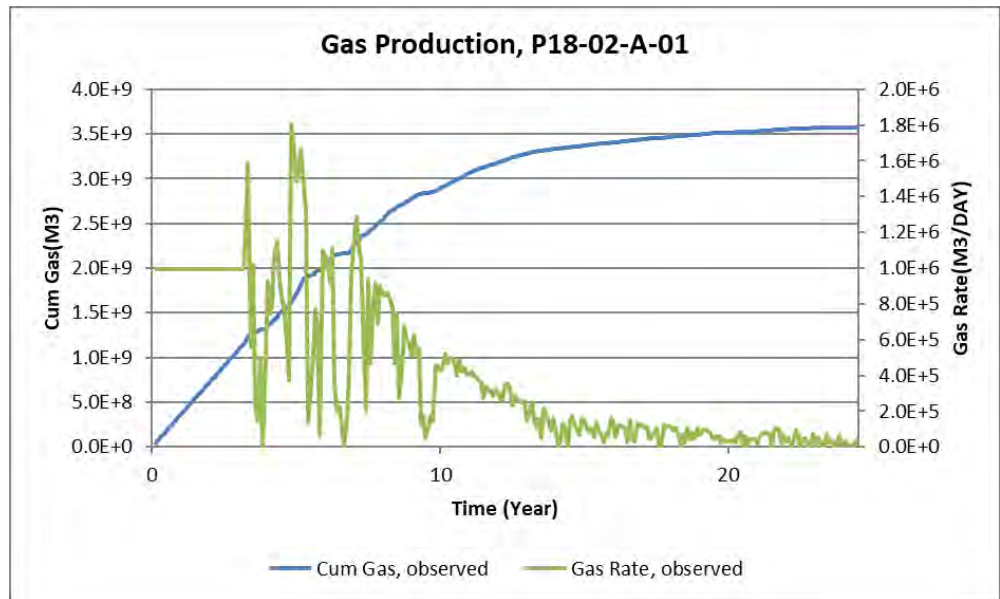


Figure 17-39: Gas production of well P18-02-A-01.

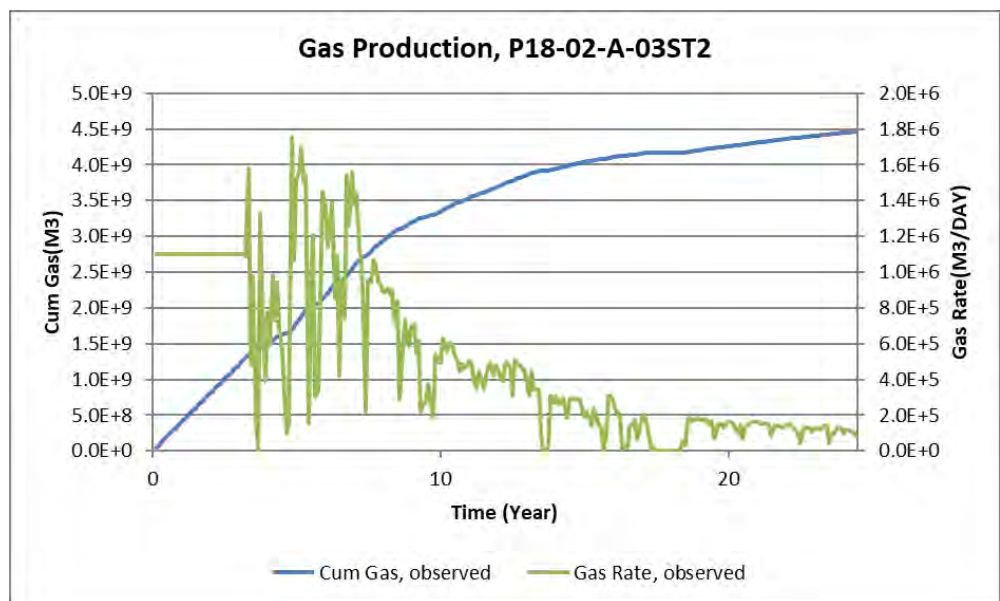


Figure 17-40: Gas production of well P18-02-A-03ST2.



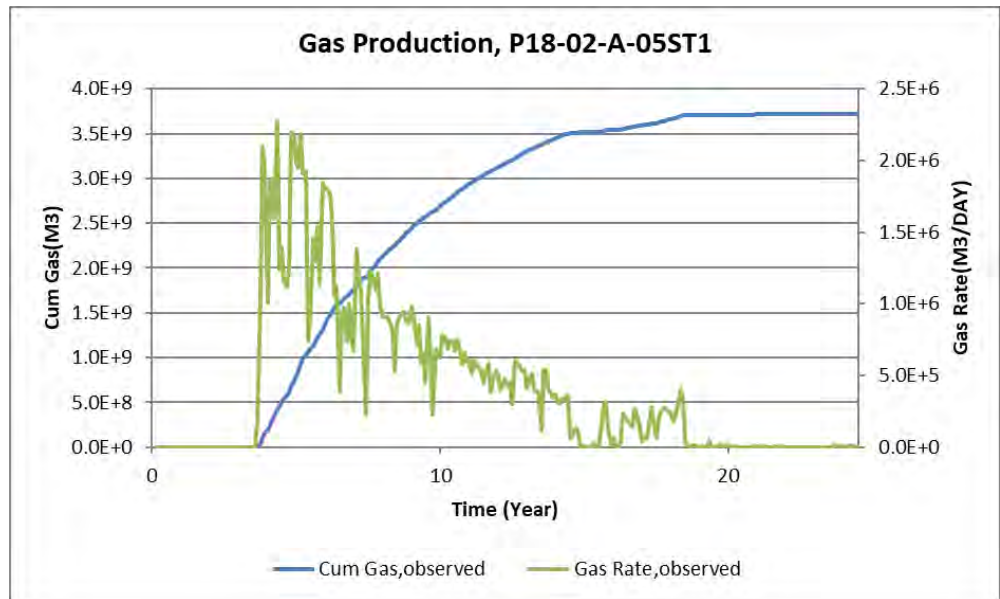


Figure 17-41: Gas production of well P18-02-A-05ST1.

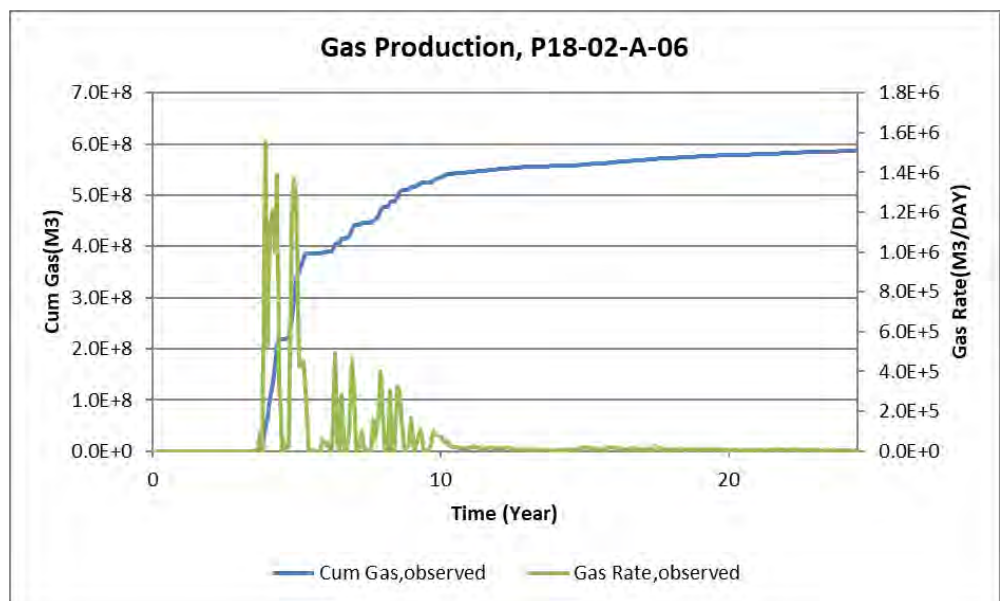


Figure 17-42: Gas production of well P18-02A6.

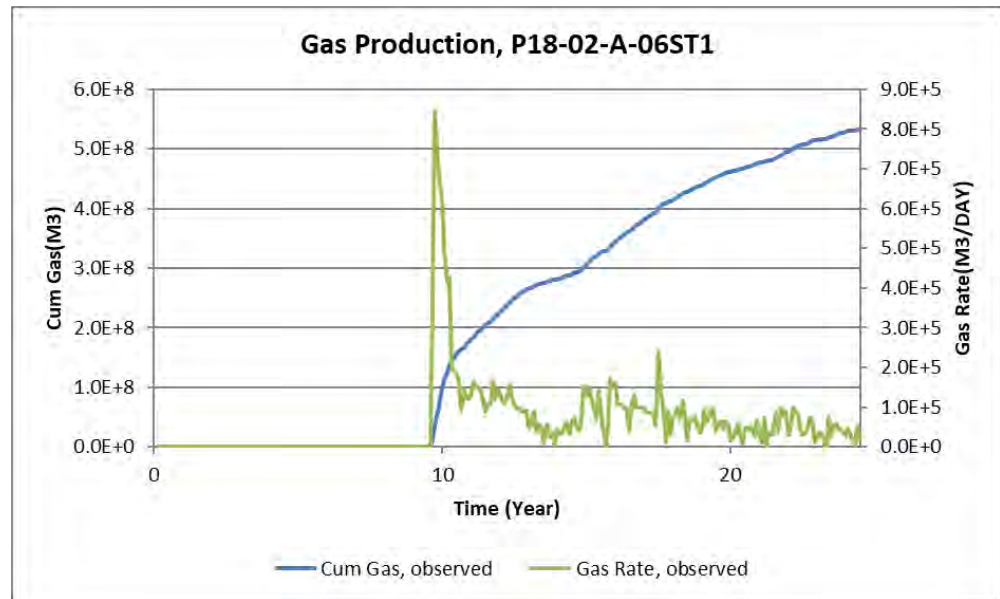


Figure 17-43: Gas production of well P18-02-A-06ST1.

17.8.2.5 Historic pressure data

Daily tubing head pressure (THP) data and on irregular basis shut in pressure data was provided. A bottom hole pressure (BHP) is generally not measured directly. Instead, the (THP) is measured and BHP is calculated from this THP and reported production or injection rates using a well bore flow model. To be able to calculate the BHP from the THP a number of parameters, including completion data and production rates, have to be accurately known by absence of Vertical Lift Performance Relationship (VLP) of each production well the opportunity to convert THP to BHP is not performed.

The measured pressure data (Figure 17-44) suggests a clear communication between compartment I, II and IV, therefore an open fault between compartment I and II is assumed. However compartment III (well P18-02-A-06) has no pressure communication to the other P18 compartments.

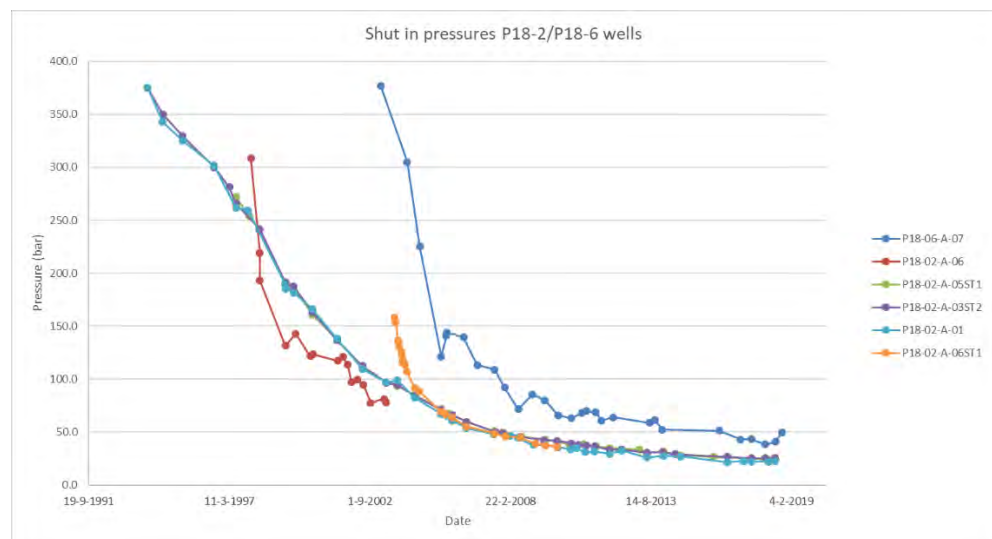


Figure 17-44: Pressure profiles of the five production wells over time.

17.8.3 P/Z curves

The standard method to estimate the GIP and driving mechanism (e.g. natural water drive, volumetric depletions) is material balance analysis applied on the production and pressure history. The most used method is the p/z plot shown in

Figure 17-45 and Figure 17-46, which shows a linear profile corresponding to volumetric depletion driving mechanism.

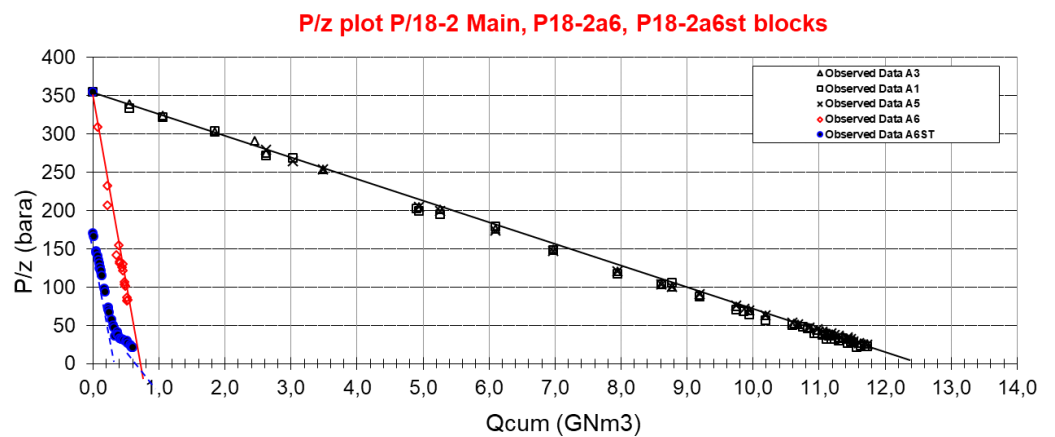


Figure 17-45: P/Z curves of P18-2 field.

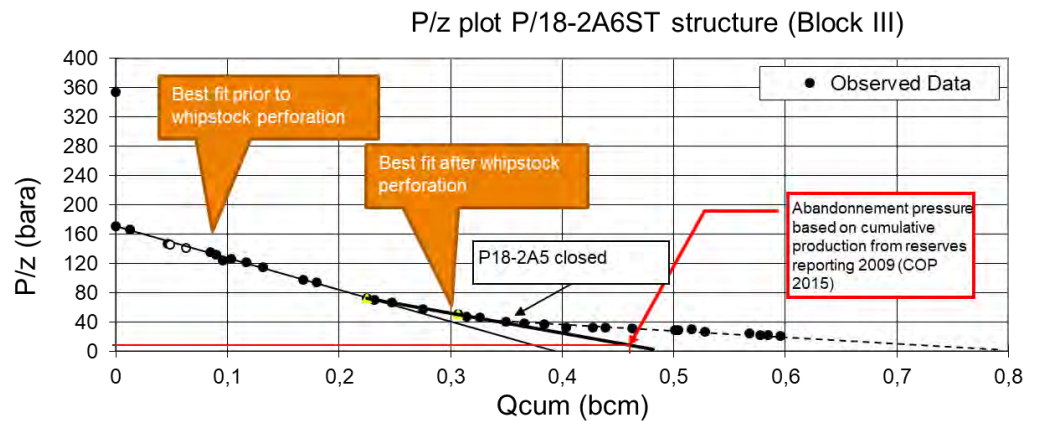


Figure 17-46: P/Z curve of P18-2 compartment, compartment III.

17.8.4 History matching approach

As discussed in a previous section (17.8.2.5) no BHP observations are available, therefore the measured shut-in pressures is matches with the 9-point pressure of each individual well. The history match approach is done according to the following procedure:

- The simulations was performed under rate constraint conditions
- Change the GIP of the individual compartments by a pore volume multiplier (if needed)
- Change the permeability of the dynamic model based on porosity – permeability relationship, since the well logs and well test data (KH) do not match.

- Match the measured shut-in pressures with the 9-point pressure of each individual well.

#### 17.8.4.1 History Match of GIIP

The result of the history matching the GIIP is summarized in Table 17-9. The base case is the model without any pore volume multipliers, but with the baffle and adjusted permeability to fit the well test KH as described in 0. The base case model is already close to the GIIP estimated by P/Z analysis, however to improve the pressure behaviour of the different production wells, multipliers in the main compartment (compartment I) and in compartment III are used. Especially the multiplier used in compartment III could indicate further compartmentalisation needed to match. In the HM case the following pore volume multipliers for the different compartments are used:

- Compartment I: 1.10;
- Compartment II: 1.00;
- Compartment III: 0.75;
- Compartment IV: 1.00.

For completeness all volumes for the base case and the HM case are summarised in Table 17-10.

Table 17-9: GIIP results.

	Volume in Compartment I, II and IV (GSm3)	Volume in Compartment III (GSm3)	Total Volume (GSm3)	GWC (m)
P/Z	12.65	0.7	13.35	3680
Base case	12.30	0.97	13.27	3680
HM case	13.2	0.73	13.93	3680

Table 17-10: Overview of the pore volume, Hydrocarbon volume (HC) and GIIP of the base case and History Match case of all compartments in P18-2 reservoir.

		pore volume (10 <sup>6</sup> rm <sup>3</sup> )		HC pore volume (10 <sup>6</sup> rm <sup>3</sup> )		GIIP (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> )	
		static	dynamic	static	dynamic	static	dynamic
Base case	P18-2-compartment-I	46	46	36	37	9.1·10 <sup>3</sup>	9.1·10 <sup>3</sup>
	P18-2-compartment-II	22	22	12	12	3.0·10 <sup>3</sup>	3.0·10 <sup>3</sup>
	P18-2-compartment-III	5	5	4	4	9.0·10 <sup>2</sup>	9.7·10 <sup>2</sup>
	P18-2-compartment-IV	47	47	0	1	1.1·10 <sup>2</sup>	1.9·10 <sup>2</sup>
	Total	120	121	52	54	1.3·10 <sup>4</sup>	1.3·10 <sup>4</sup>
Hm case	P18-2-compartment-I	46	51	36	40	9.1·10 <sup>3</sup>	1.0·10 <sup>4</sup>
	P18-2-compartment-II	22	22	12	12	3.0·10 <sup>3</sup>	3.0·10 <sup>3</sup>
	P18-2-compartment-III	5	4	4	3	9.0·10 <sup>2</sup>	7.3·10 <sup>2</sup>
	P18-2-compartment-IV	47	47	0	1	1.1·10 <sup>2</sup>	1.9·10 <sup>2</sup>

	Total	120	124	52	56	1.3·10 <sup>4</sup>	1.4·10 <sup>4</sup>
--	-------	-----	-----	----	----	---------------------	---------------------

17.8.4.2 History match on pressure data

Not only the GIP is adjusted by the static model also the permeability, which are based on logs and porosity/permeability relationship. However based on the well-test higher values for the permeability are expected (see Table 17-7). Therefore porosity-permeability relationship should be re-evaluated. This porosity-permeability relationship from the BP petrophysical report is based on three rock types based on cores of the Detfurth formation alone. Therefore it is difficult to adjust the relationship for the higher porosities alone. To adjust the relationship the following strategy was used:

- A multiplier of 2 on the permeability of the entire P18-reservoir.
- Since the Hardegsen formation has higher quality than the Detfurth (see PLT) a multiplier of 4 on top of the previous multiplier is used. The permeability of the Hardegsen is probably underestimated because of upscaling process and more importantly the absence of cores from the Hardegsen itself.

Table 17-11 shows the comparison between KH (product of permeability and formation thickness) from well test data and dynamic model; Figure 17-47 shows the distribution of permeability in the P18-2 dynamic model.

Table 17-11: Comparison of model KH and the KH estimated from the well test.

Well Name	Perforations (m)	KH (mDm) based on well test	KH (mDm) in dynamic model 2019
P18-02-A-01	3580-3695	1847	1548
P18-02-A-03ST2	4070-4209	-	1572
P18-02-A-05ST1	4798-4980	25249	15696
P18-02-A-06	4488-4633	3686	3660
P18-02-A6ST1	3376-3936	-	14493

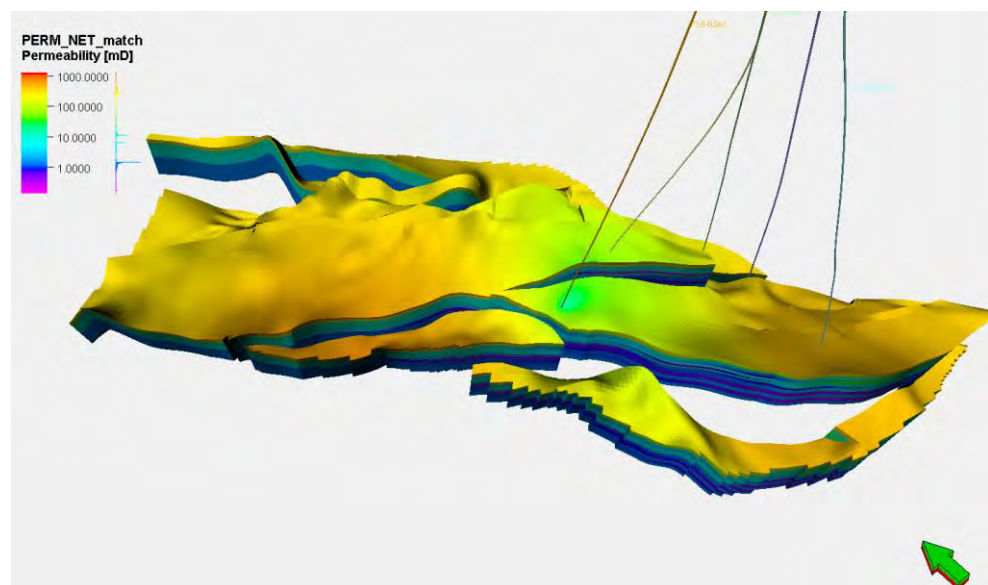




Figure 17-47: Permeability distribution in the P18-2 field.

Based on the pressure data (Figure 17-44) a clear pressure difference is observed between compartment I and compartment II, which suggest a baffle between both compartments. This baffle was modelled by a transmissibility multiplier on the fault between the two compartments with a value of 0.04.

#### 17.8.5 Result of the history match

Based on the parameters described in the previous section the following production and pressure match is achieved (Figure 17-48 through Figure 17-55). In the figures both the base case and the history matched model are presented. The base case have the same volume as the static model, but the baffle between compartment I and II is implemented). In general the match of the production and pressure of all the wells are achieved. The production rate of well P18-02-A-03ST2 is not maintained in the base case, which was the reason (together with the modelled pressures, which were too low) to increase the GIIP by 10% in compartment I.

In particular the match of well P18-02-06ST1 was problematic. From the RFT data which show that the pressure in compartment II had decreased to 159 bar (Table 17-13), it was clear that there is a baffled connection between compartments I and II. This was represented by a multiplier of 0.04. However, the connection between the compartments changes over time due to water inflow at the Hardeggen-Hardeggen juxta-position of the fault between compartments I and II. The dynamic model was mostly able to reproduce the pressure profile of well P18-02-A-06 and P18-02-06ST1 located in compartment II (see Figure 17-55). However, if water inflow is too strong and decreases the transmissibility between the compartments too fast, the pressure match deteriorates. It was found that calculation of the capillary pressure with a J-function gave a better representation of the water saturation and water inflow than the saturation-height function.

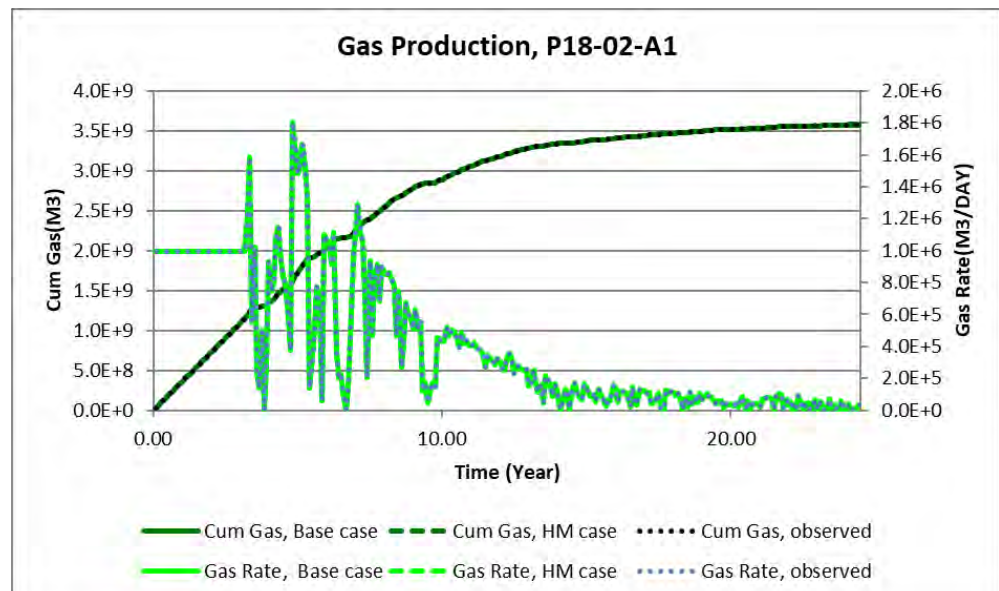


Figure 17-48: History matched production data well P18-02-A-01.

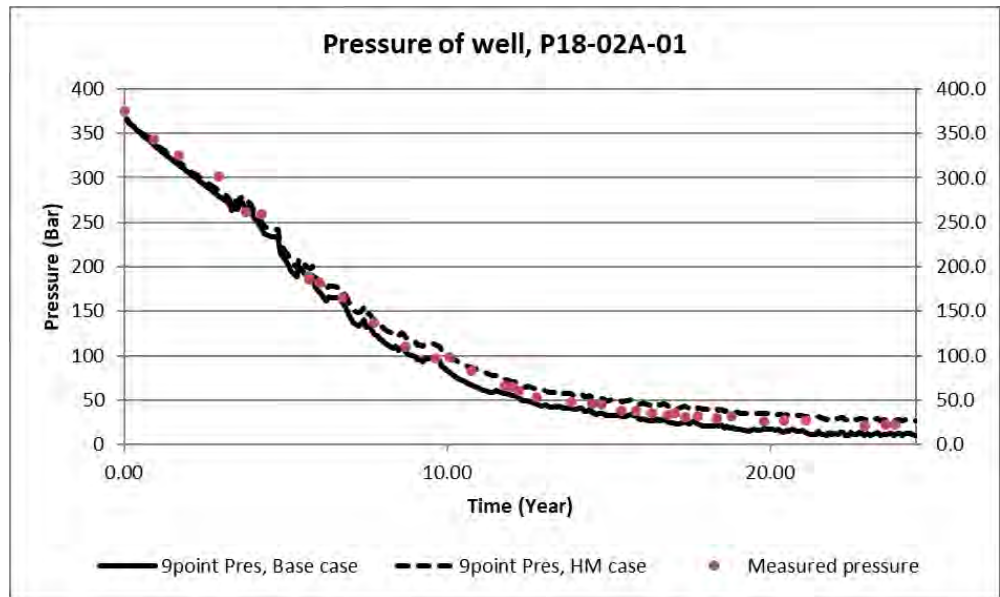


Figure 17-49: History matched pressure data well P18-02-A-01.

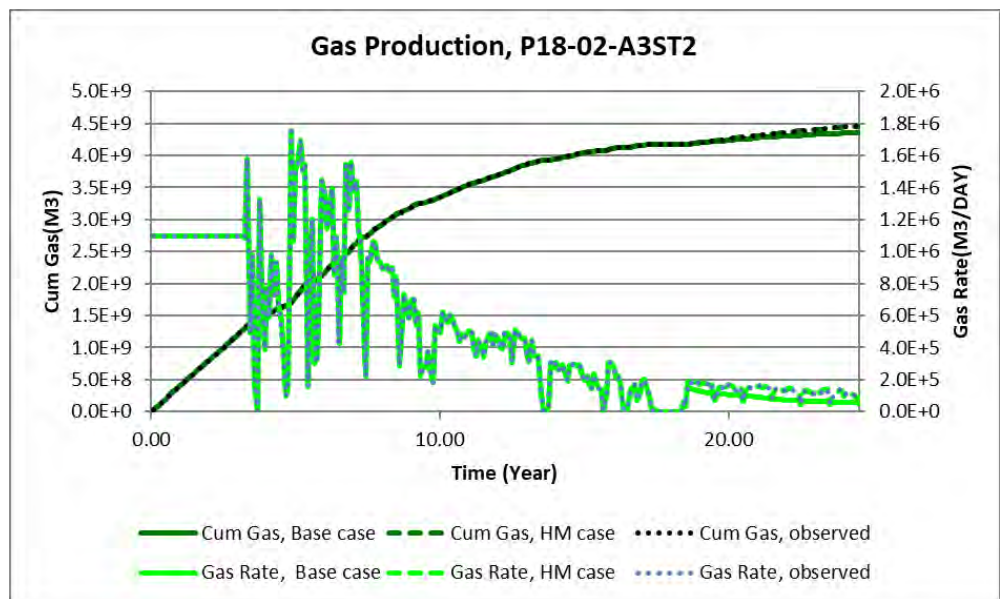


Figure 17-50: History matched production data well P18-02-A3ST2.

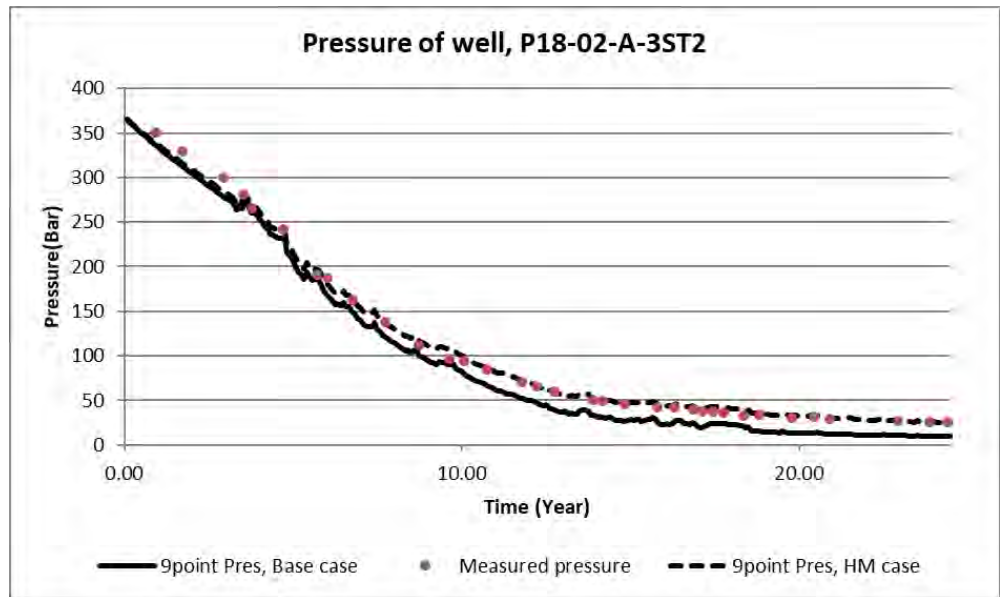


Figure 17-51: History matched pressure data well P18-02-A-03ST2.

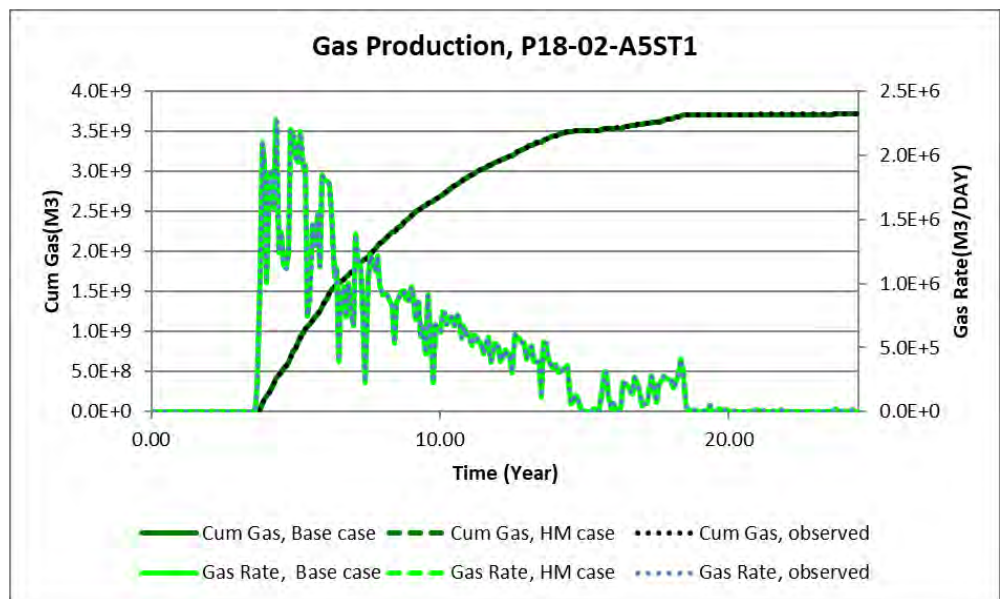


Figure 17-52: History matched production data well P18-02-A-05ST1.

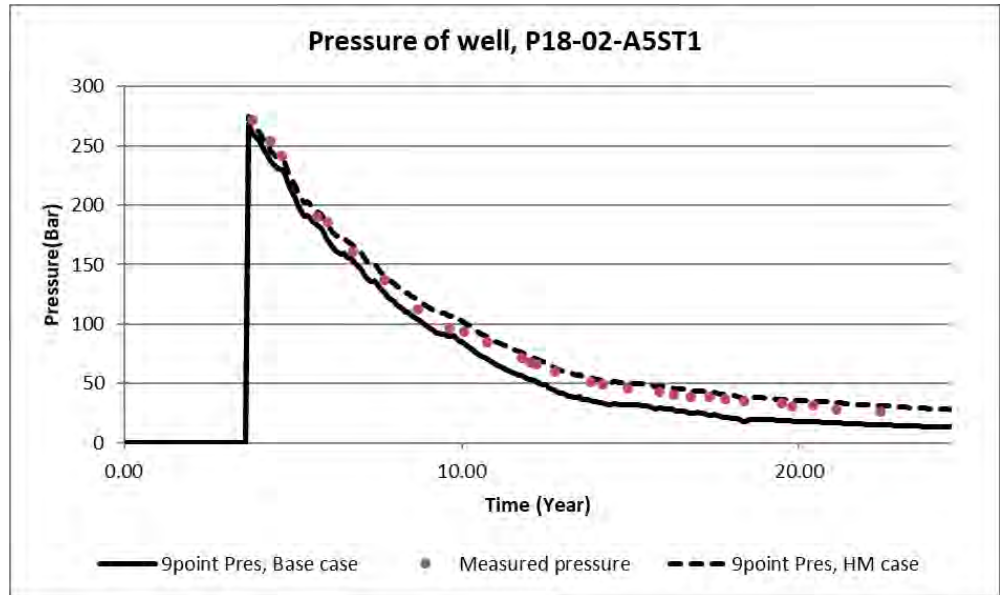


Figure 17-53: History matched pressure data well P18-02-A-05ST1.

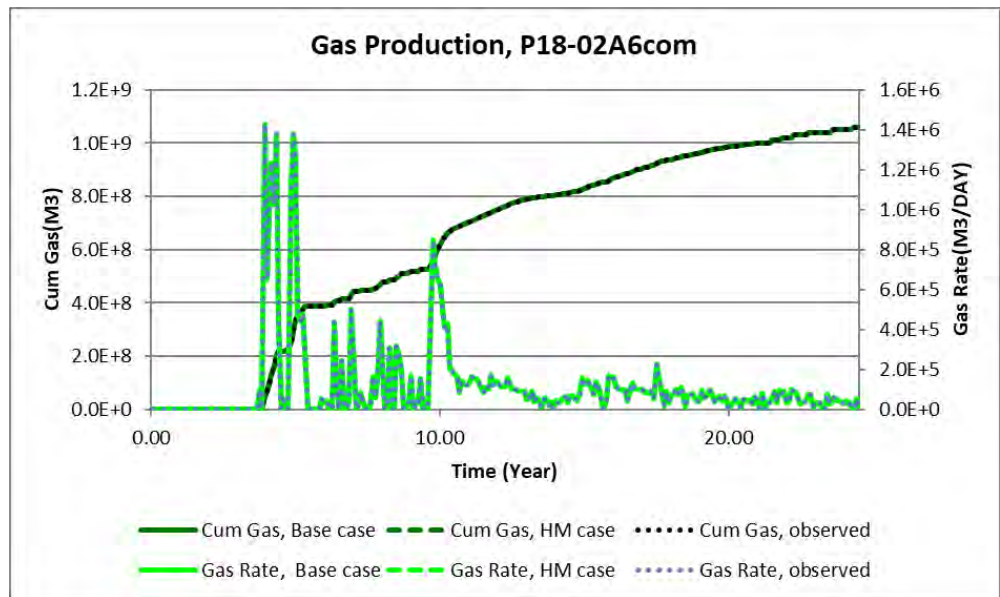


Figure 17-54: History matched production data well P18-02A6 and P18-02-A6ST1.

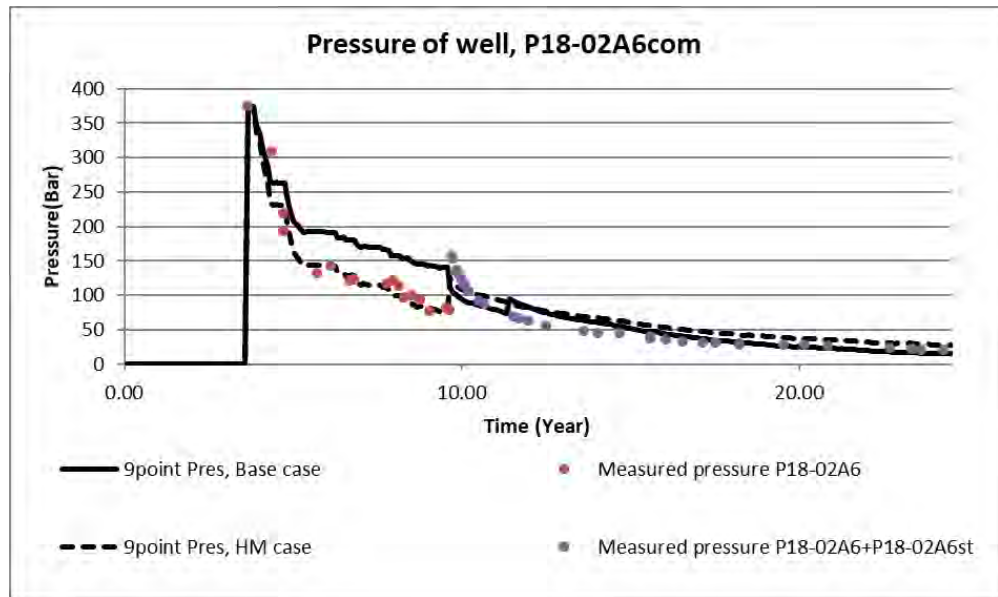


Figure 17-55: History matched pressure data for wells P18-02A6 and P18-02A6st. Note in 2003 (after 10 years the well P18-02A6 is closed and P18-02A6st is opened. In 2005 (after 12 years) the whipstock is perforated and production is from both wells at the same time. The pressure measurements from 2005 (after year 12 in the figure) and later are difficult to interpret because of simultaneous production from the two compartments.

17.8.6 History Match on RFT and PLT data

The modelled and observed RFT data from well P18-02-A5ST1 are in agreement, although it was difficult to obtain a match for P18-02-A6ST1. The reservoir model allows for crossflow between the wells P18-02-A6ST1 and P18-02-A6, but the rate of crossflow is highly uncertain. A better match was obtained with a model without crossflow.

Table 17-12: PLT results of P18-2-A5ST1.

Formation	P18-2-A5-str1 measured (%)	P18-2-A5-str1 modelled (%)
Hardeggen	83	84
Detfurth Claystone	4	13
Lower Detfurth Sandstone	13	2
Volpriehausen	< 1	1

Table 17-13: RFT data observed and modelled, for wells P18-02-A5ST1 and P18-02-A6ST1.

Formation	RFT P18-02-A5ST1		RFT P18-02-A6ST1		TNO model without crossflow (bar)
	Observed (bar)	TNO model (bar)	Observed (bar)	TNO model with crossflow (bar)	
Hardeggen		275	159	127	136
Upper Detfurth	270	276	159	127	136
Lower Detfurth	280	277	159	127	136
Volpriehausen	340*	280	159	127	136



#### 17.8.7 *History match conclusion*

- The dynamic model reproduces production rates and most of the pressure data. The start of P18-02-A-6ST1 well was more difficult to capture in this model.
- Compartment I and II are partly connected.
- Compartment III is likely to be disconnected and probably further compartmentalized.
- A pressure measurement in the well P18-02-A6ST1 should make clear whether crossflow happened. For the purpose of this study we assumed the model with crossflow, which is the basis for the injection scenarios.
- The dynamic model reproduces the pressure behaviour of the proposed injection wells, despite the unknown parameters (compressibility, saturation curves).

### 17.9 **Geomechanical model**

#### 17.9.1 *MACRIS – Poro-elastic model*

We detail here the TNO-developed semi-numerical approach (MACRIS, Mechanical Analysis of Complex Reservoirs for Induced Seismicity) to handle pressure effects along multiple faults. More specifically MACRIS is designed to compute 3D stress changes along faults induced by: (1) poro-elastic effect (contraction/inflation of the reservoir due to fluid pressure depletion/injection), (2) direct pressure effect (changes of the fluid pressure intra-faults can induce changes in effective normal stress), (3) differential compaction effect due to the fault offset.

MACRIS is a mesh-free approach where there is no need to build a dedicated grid for the geomechanical analysis. MACRIS takes directly as input the grid of the reservoir flow simulation; in our case: the 3D pressure fields of the P18-2 field at a yearly sampling rate. Each grid block of the reservoir flow simulation is considered as a compacting nucleus of strain (center of compression; Mindlin 1936; Geertsma, 1973; Okada, 1992). The contribution of each of these nuclei is integrated to compute the poro-elastic stress changes along each fault of the P18-2 field with a meter-scale spatial resolution. The restriction that we presently still have is that only one-way coupling is considered. We deem this acceptable for gas reservoirs, where the effect of compaction on the gas pressures in the pores is small. The Barnes-Hut algorithm (Barnes and Hut, 1986) is used for re-discretizing the initial reservoir grid for two purposes: (i) clustering the nuclei of strain close to the faults in order to increase the spatial stress resolution, and (ii) shortening the computation time.

MACRIS thus computes the poro-elastic normal and shear stress changes induced by the reservoir compaction for every observation point along each fault.

Observation points are placed on fault pillars (i.e. sub-vertical lines along the fault dip direction), which in turn make up the 3D geometry of a fault (see Figure 17-56).

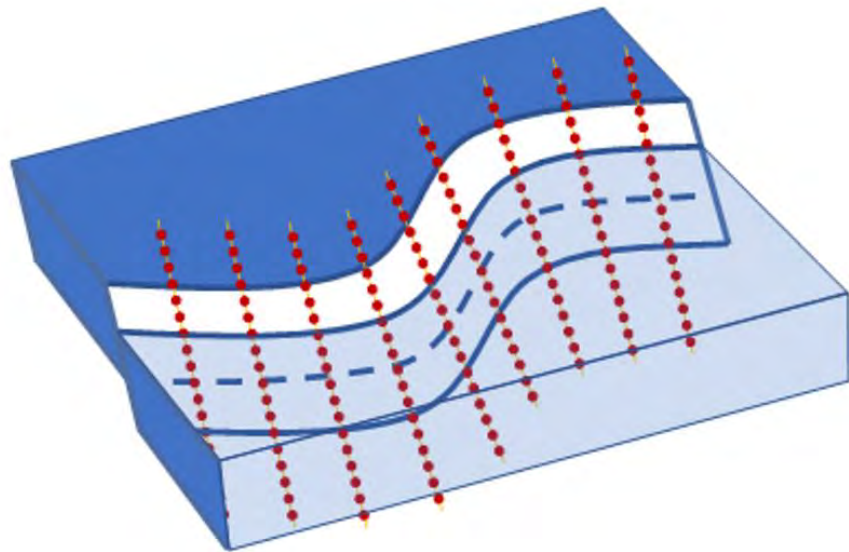


Figure 17-56: Schematic of the distribution of the observation points (where the stress solution is evaluated) along fault pillars.

In order to account for the direct pressure effect, we still need to define the pore pressure changes inside the faults to calculate the effective normal stress changes and derive the Coulomb stress changes. This intra-fault pore pressure is defined as the average fluid pressure between the two juxtaposed reservoir compartments.

MACRIS has been validated by comparison with relatively slow finite-element (FE) numerical computations (DIANA), with excellent results (van Wees et al., 2018). This benchmarking exercise has been carried on using single-fault tank models; for MACRIS it was a 3D model and for DIANA it was a 2D plane strain model. For the present study we extended this benchmarking exercise by comparing the 3D MACRIS model with this time a full 3D DIANA model. Results of this exercise are presented in Figure 17-57. The 3D single-fault model mimics the P18-2 field at the end of the depletion period, that is with an initial pressure of 330 bars and a decrease of pressure of -300bars at the end of the depletion period. The MACRIS results closely match the FE DIANA solution. Deviations between both solutions are less than 3%.

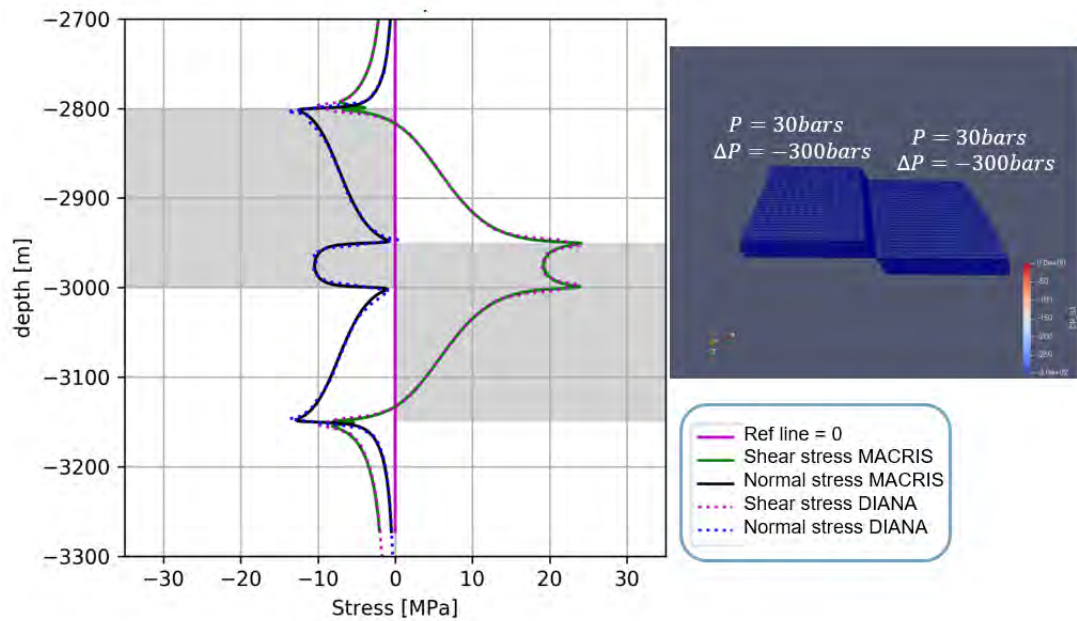


Figure 17-57: Comparison MACRIS vs. Diana FEM package. Right: 3D single-fault model with offset. Both compartments start with the same initial pressure (330 bars) and are depleted of the same amount (-300 bars). Left: Stress solution along the central pillar of the model. The changes in shear and normal stresses induced by the poro-elastic effect are almost identical between both solutions. For this particular example, the pore pressure inside the fault remains at the initial pore pressure.

### 17.9.2 Thermo-elastic model

The TNO-developed semi-analytical approach to model thermo-elastic stresses due changes in temperature of reservoir rock is based on Myklestad (1942). Myklestad (1942) derived equations for all the components of the stress tensor as induced by heating a semi-infinite cylinder to a constant temperature difference with respect to the ambient reservoir temperature using elliptical integrals in a cylindrical coordinate system. Candela et al. (2018) contains all the details of the derivation.

This approach gives us the tensor of stress changes inside and outside the reservoir in the cylindrical coordinate system. This tensor of stress changes thus needs to be translated to Cartesian coordinates using standard cylindrical coordinate transformation. The initial stress state is then added to the tensor of stress changes to obtain the stress tensor in Cartesian coordinates (see Figure Figure 17-58 and Figure 17-59).

We consider faults uniformly distributed in our model. In other words, each location inside and outside the reservoir (in the caprock) can potentially host a fault. More specifically, from the stress tensor, at each location, one can calculate the Coulomb stress changes for any fault plane orientations.

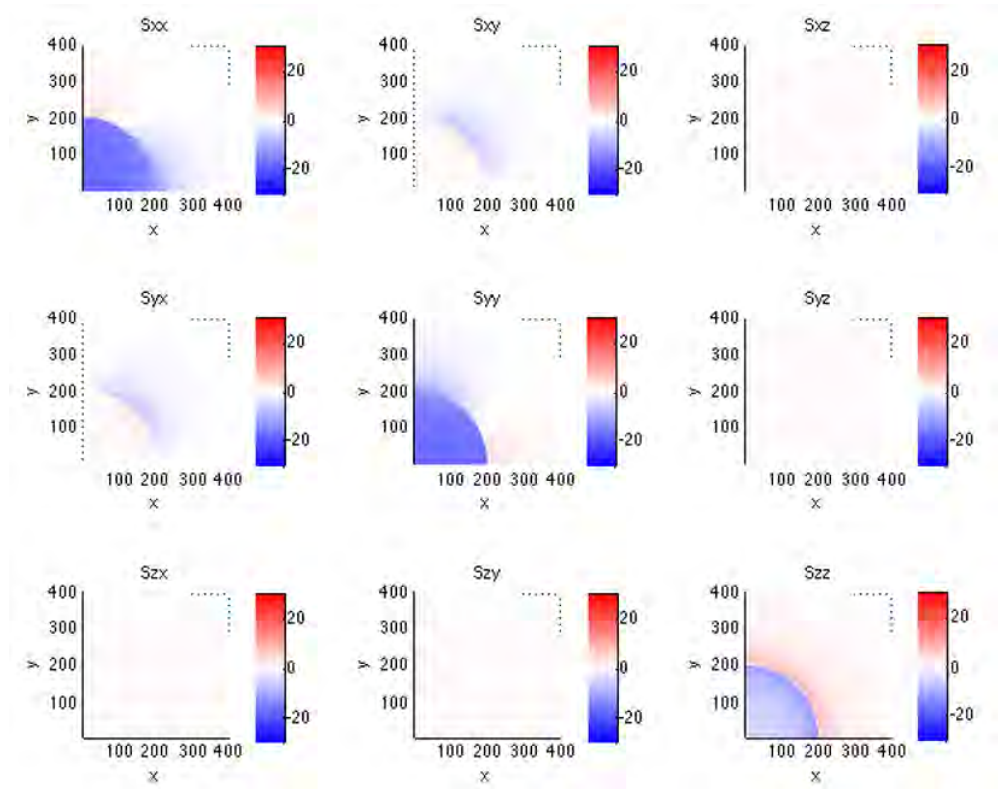


Figure 17-58: Horizontal [XY] spatial distribution of each component of the tensor of stress changes.

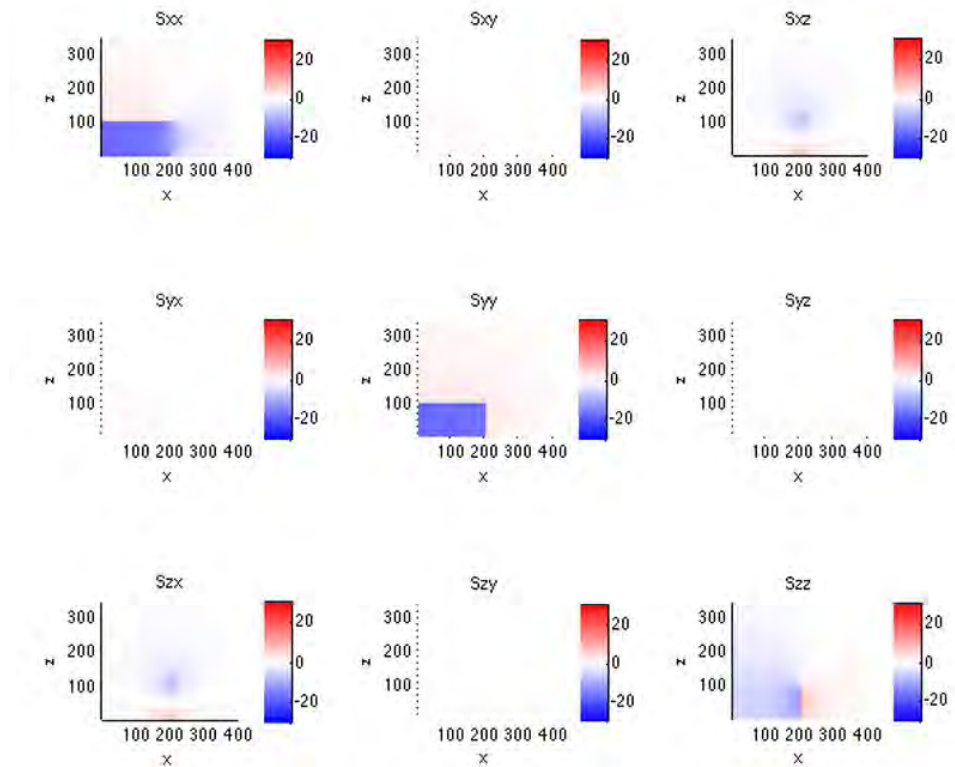


Figure 17-59: Vertical [XZ] spatial distribution of each component of the tensor of stress changes.

### 17.10 Well degradation model

The nonlinear finite element simulator DIANA<sup>10</sup> is used to generate meshes for 2D numerical models of the well system and run structural and heat transfer simulations. The workflow is automated by a dedicated user interface DIANA SEALEC: the user-defined input and model parameters are used to generate meshes and define the complete non-linear (phased, staggered) analysis, which mimics the different loads acting on the well system throughout the entire lifetime of a well, from the drilling phase, well completion, testing, operations and abandonment (Figure 17-60).

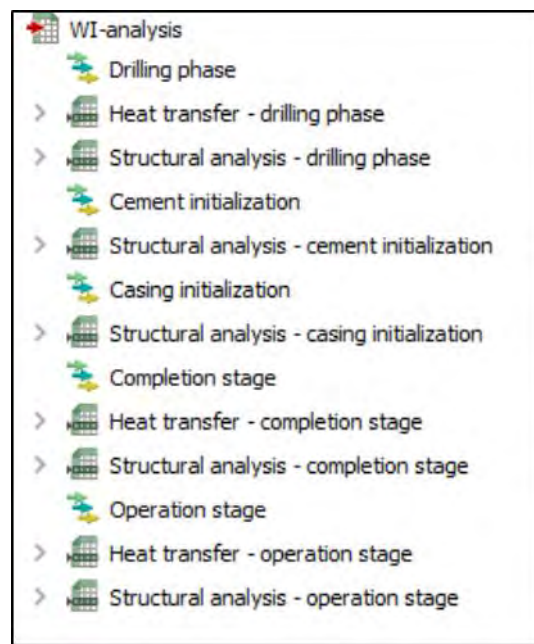


Figure 17-60: Example of steps in the wellbore integrity analysis.

The model of the well system, representing a cross-section normal to the well axis, comprises the casing, the cement and the surrounding rock formation. The chosen 2D modelling approach is computationally efficient and simulations can easily be repeated for various depths along the wellbore. Complete plane strain elements are used for bulk materials. Zero-thickness interface elements are used for the casing-cement and the cement-formation interfaces. The well materials can be modelled with different constitutive models; for example a von Mises elasto-plastic material model for the steel casing; a combination of the Mohr-Coulomb elasto-plastic model and the multi-directional fixed crack model for the cement; a Mohr-Coulomb elasto-plastic model for the rock formation; and the Coulomb friction model with a tension cut-off for the interfaces between materials. Different failure modes can be simulated, for example: plastic deformation of casing, plastic deformation and cracking of the cement sheath, plastic deformation of formation and debonding of cement interfaces (Figure 17-61). Specific deformational behaviour of materials can be modelled such as shrinkage of cement and the creep behaviour of viscous rock salt formation.

<sup>10</sup> See [dianafea.com](http://dianafea.com).



Structural, heat transfer and fluid flow analyses are typically needed for wellbore integrity assessment. Results from finite element analyses are typically displacements, stresses and strains in different formulations.

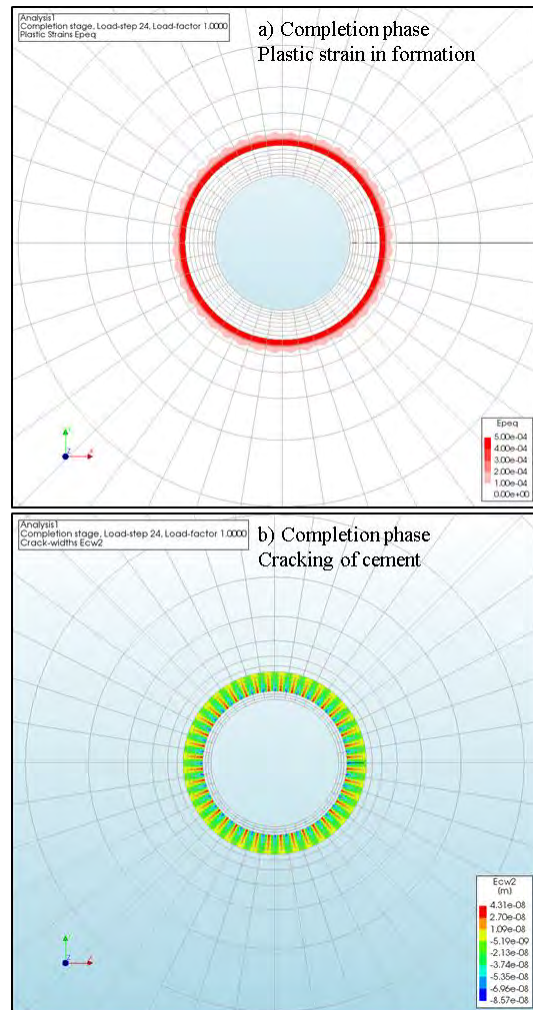


Figure 17-61: (a) Plastic strain in the formation and (b) cracking of annular cement in the completion phase.

## 18 Appendix C. Risk Register

## Caprock

Identified risk	Description	Positive evidence for integrity	Risk reduction measures	Risk characterisation	Risk classification
Initial condition	Impermeable shales of the Upper Triassic and Altona Groups overlie the P18-02 reservoir, which represent a good seal for the natural gas reservoir.	Effective seal as evidenced by the presence of gas in reservoir below the seal; 50 m of primary caprock and 100s of metres of secondary caprock; gas column of 581 m	Reservoir pressure after CO2 injection equal to or lower than initial gas reservoir pressure	As the evidence for the initial sealing of the gas reservoir is very strong, it is a good seal for CO2 storage as well and consequently the risk of migration out of the reservoir is low to even negligible when the pressure is kept at or below the initial reservoir pressure.	A-1
Fracturing	Fractures in the seal may be caused by local stress variations due to initial gas production, subsequent CO2 injection and associated pressure and temperature changes. Fractures represent a potential conduit for CO2 loaded fluids depending on their connectivity and continuity (see also Fault zone)	Semi-analytic modelling has shown that Coulomb stresses as a consequence of pressure build-up due to injection quickly decay on top of the reservoir inside the caprock. The pressure effect is thus not expected to contribute to the risk of fault reactivation in the caprock. New fractures or faults will not be generated as they would require even higher Coulomb stresses. This is confirmed by earlier mechanical analysis of seal and fault based on P18-2; no critical factors identified (Vandeweyer et al., 2011: ch6, par 6.7, p108). Although temperature-induced positive Coulomb stresses occur in the caprock near the edges of the cooling front, they are not sufficiently large to re-activate faults in the caprock nor will they result in new fractures in the caprock. The likelihood of re-activating a pre-existing fault in the caprock is thus very low. A similar conclusion was drawn for P18-4 at a depth 3190 m (Peters et al., 2014).	Keep the pressure below fracturing condition and appropriate management of thermal effects	If fracturing due to pressure increase and/or temperature drop will occur, this will only result in local effects if any. Considering the huge thickness of the caprock, the likelihood of fracturing the complete caprock is nil and consequently the risk is low (to even negligible).	A-1
Chemical degradation	CO2 if dissolved may react with minerals in the caprock near the interface with the CO2 reservoir.	Since the caprock has proven to be a seal for gas, the only way of upward migration is by diffusion of dissolved CO2, which is a very slow process. Chemical interaction between dissolved CO2 and caprock minerals is very slow and has minor effects on porosity and permeability. Hence, no migration path is expected to form. The affected zone of migration of dissolved CO2 and chemical interaction is in the order of several meters in thousands of years (Gaus et al., 2004; Tambach et al., 2012).	Reservoir pressure after CO2 injection at or lower than initial gas reservoir pressure, to prevent CO2 from entering the caprock in gaseous/supercritical state thereby enhancing geochemical reactions.	Chemical degradation will only marginally influence the sealing properties of the caprock and thus will the overall integrity of the caprock stay intact. The likelihood of degrading the caprock is very low and its consequence will be nil or negligible.	A-1

**Fault zone**

Identified risk	Description	Positive evidence for integrity	Risk reduction measures	Risk characterisation	Risk classification
Initial condition	Sealing capacity of reservoir boundary faults determined by juxtaposed claystone and reservoir rocks (Vandeweyer et al., 2011: par3.5.1, p20 and Fig. 3:8 on p23)	Bounding faults F19/F20 and F40 are effective seals as evidenced by presence of juxtaposed gas reservoirs and sealing rock. In two cases reservoir rocks can be juxtaposed over a very small section on both sides of faults but in these cases reservoir rock with very low permeability (< 1mD) is present on one or both sides of the fault (see also discussion on communication between P18-2 and P18-6 for the reservoir compartment).	Manage pressure gradient across fault	As reservoir rocks next to bounding faults are sealed off by very low permeable rocks on the other side of the fault zone, it has a very low likelihood that a negligible amount of CO2 will migrate across or along the fault and sealing rock.	A-1
Chemical degradation	Chemical degradation of material in fault zone	Currently, there is no evidence for gas migration from the P18-02 reservoir along the faults to overlying formations. In general, the geochemical reactions between CO2, formation water and fault gouge mineralogy will result in precipitation of carbonate minerals. On the longer term, silicate minerals might react, providing additional cations for carbonate precipitation. Porosity and hence permeability effects are predicted to be negligible. Increase of carbonate content in the fault gouge is known to increase the friction coefficient and to decrease potential for fault re-activation.		Chemical degradation leads to lowering of the porosity and permeability of the fault gouge and increases the friction coefficient of faults. Therefore it is highly unlikely that chemical degradation in itself leads to the migration of CO2 across the fault zone.	A-1
Pressure re-activation	Due to pressure changes during production and/or injection faults may be re-activated (Vandeweyer et al., 2011: par 6.7, p109) and potentially act as conduits for CO2.	No seismic activity was encountered during production, based on the KNMI database (Vandeweyer et al., 2011) Semi-analytic modelling has shown that at the end of the injection period most (if not all) of the areas where positive Coulomb stresses which are present at the end of depletion, have disappeared. The faults are thus expected to be stable at the end of the injection period.	Injection of CO2 is a mitigation measure in itself as it reduces the underpressure in the reservoir and consequently the risk of fault re-activation.	Based on the results from the semi-analytic modelling it appears to be highly unlikely that faults will be re-activated due to the increased pressure by CO2 injection and consequently will not lead to migration of CO2 along the fault.	A-1
Thermal re-activation	Cold injection stream could re-activate a nearby fault and change its fluid transport properties.	TOUGH2 simulations have shown that the cooling front could extend to 300 m from the injector after 15 years of injection. Semi-analytic modelling indicates that the Coulomb stresses rapidly decay to around 2.5 MPa at a distance of 100 m from the cooling front. Thus injection wells at less than 300 to 400 m from a fault may thermomechanically influence its stability.	Managing the advancement of the cold front near faults by adjusting the injection rates of wells which are within a distance of 300 to 400 m from a major fault. More detailed thermomechanical assessment may reduce the uncertainty in the consequence of cooling for fault re-activation.	With inclusion of proper management of the injection rates in wells nearby faults the likelihood of thermomechanical fault re-activation leading to the migration of a very small amount of CO2 out of the reservoir will be low.	B-2

Cont. improvement
ALARP
Intolerable

**Reservoir**

Identified risk	Description	Positive evidence for integrity	Risk reduction measures	Risk characterisation	Risk classification
Spilling NW of compartment II	Overfilling could lead to lateral migration (spilling) of CO2 to neighbouring Buntsandstein aquifers and gas reservoirs. Subsequently, CO2 may migrate to Lower Cretaceous or Lower Tertiary aquifers in case the wells are not well isolated. A potential spill zone is identified at the NW edge of compartment II of the reservoir near Fault 1.	The final pressure state of the reservoir will be at or below the initial pressure. A simulation scenario with strong overpressurization during injection does not show spilling.	Spilling prevented by keeping the reservoir pressure at or below the initial pressure and limiting the total mass of injected CO2. Proper zonal isolation of wells and preventing re-activation of faults to avoid vertical migration (see also Fault compartment)	Keeping the average reservoir pressure at or below the initial pressure at the end of injection and the robustness of flow simulations indicate a very low likelihood that a negligible amount of CO2 migrates out of the reservoir.	A-1
Spilling NW of compartment I	Overfilling could lead to lateral migration (spilling) of CO2 to neighbouring Buntsandstein gas reservoirs and aquifers. Subsequently, CO2 may migrate to Lower Cretaceous or Lower Tertiary aquifers via non isolated wells or permeable faults if any. A second small potential spill zone is identified at the NW edge of compartment I (across fault F14) of the reservoir. Low permeable sandstones of the Volpriehausen Formation (< 1 MD) and permeable sandstones of the Hardegsen Formation are juxtaposed across fault F14.	The final pressure state of the reservoir will be at or below the initial reservoir pressure. The potential spill point is very likely not leading to migration of CO2 out of the reservoir as the very low permeable Volpriehausen (< 1 MD) and Hardegsen are juxtaposed hampering the flow of CO2.	Spilling prevented by keeping the reservoir pressure at or below the initial pressure and limit the total mass of injected CO2. Proper zonal isolation of wells and preventing re-activation of faults to avoid vertical migration (see also Fault zone compartment)	The very low permeability of the Volpriehausen Sandstone on the other side of Fault 14 prevents lateral migration of CO2 out of the P18-2 reservoir. This implies that there is a very low likelihood that a small amount of CO2 migrates out of the reservoir.	A-3
Flow between P18-2 and P18-6 reservoirs	Over a small section across the fault zone between the P18-2 and P18-6 reservoirs, reservoir rocks of the Volpriehausen Sandstone are juxtaposed, which may lead to migration of CO2 from P18-2 to P18-6.	As the permeability of the Volpriehausen Sandstone is very low, the migration and pressure equilibration will be very slow. An assessment of the fault zone indicates that there is a very high probability of an impermeable gouge being present in the fault zone (Nieuwland, 2011). The pressure in P18-6 was at 378 bar before starting injection whereas at the same time pressure has dropped to about 100 bar in the producing P18-2 reservoir (June 2003). Apparently, this enormous pressure difference could exist indicating that there is virtually no flow and pressure equilibration between the two reservoirs on production time scales. Geological information indicates that compartment 2-IV, which is directly adjacent to the P18-6 reservoir is a separate hydraulic unit.		The pressure difference of about 278 bar between the two reservoirs, the very low permeability of the Volpriehausen Sandstone and the hydraulic isolation of compartment 2-IV show that the likelihood of a negligible amount of CO2 migrating from P18-2 to P18-6 is very low.	A-1

Low: Cont. improvement
Medium: ALARP
High: Intolerable



**Wells**

Well	Evaluation of integrity	Risk characterisation (before application of measures)	Risk classification (before application of measures)	Risk reduction measures	Risk characterisation (after application of measures)	Risk classification (after application of measures)
P18-02	P18-02 well is suspended and left with a mud line suspension in place to allow potential re-entry. The well is plugged at various depths with a total of 4 plugs. Several barrier elements for this suspended well could not be validated.	A medium likelihood that deficiencies in the cement bond and the quality of the plug will lead to migration out of the reservoir and partly out of the storage complex	C-3	Re-assessment of the cement and plug and restore the P&A plug integrity for CO2 storage conditions if needed	Re-assessment and adequate restoration of the plug integrity will prevent leakage of CO2. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1
P18-2A-01	Information from available cement bond logs suggests poor casing-cement bond across part of 7" liner; production packer is set across a zone with poor bonding.	Low likelihood that CO2 migrates along the well and partly ends up outside the storage complex.	B-3	Replace packer in casing or liner section with good cement bond. After definite cessation of injection the well will be plugged according to existing p&a standards.	With the implementation of the proposed workover activities leakage from the well will be prevented. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1
P18-2A-03/-S1/-S2	All primary and secondary barrier elements have been validated and thus pose no significant risk for CO2 leaking out of the well. Mother borehole and S1 do not end in reservoir and thus do not pose a problem for CO2 migration from the reservoir.	Low likelihood that CO2 migrates along the well and partly ends up outside the storage complex.	B-3	After definite cessation of injection the well will be plugged according to existing p&a standards.	With the implementation of the proposed workover activities leakage from the well will be prevented. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1
P18-2A-05/-S1	The mother bore was drilled to about 200 m TVD above the reservoir. Then the well was side tracked. As the mother borehole does not end in reservoir, this does not increase the likelihood of CO2 migration out of the reservoir. Sustained casing pressure was measured in production casing.	Medium likelihood that a small amount of CO2 migrates along the well and ends up outside the storage complex	C-3	Investigate and if required repair source of sustained pressure in production casing. After definite cessation of injection the well will be plugged according to existing p&a standards.	With the implementation of the proposed risk reduction measures leakage from the well will be prevented. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1
P18-2A-06/-S1	The producing reservoir formations from the side track and the mother bore connect at the side track window, which is not isolated.	Medium likelihood that a small amount of CO2 migrates along the well and ends up outside the storage complex	C-3	The integrity of the well barriers in the mother bore and the sidetrack window has to be restored. Most likely to be done by plug and abandonment (P&A) of the side track and installing a cemented scab or tie back liner to restore the mother bore integrity. After definite cessation of injection the well will be plugged according to existing p&a standards.	With the implementation of the proposed workover activities leakage from the well will be prevented. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1
All anticipated injector wells: cooling	Injection of cold CO2 leads to the creation of a micro-annulus well at the casing-cement interface which may be enhanced by chemical interaction with CO2.	A medium likelihood exists that a small amount of CO2 migrates along the micro-annulus and partly ends up outside the storage complex.	C-3	Keeping the max average reservoir pressure below the hydrostatic pressure. Monitoring during operations and appropriate plugging after ceasing injection.	Low likelihood remains that a negligible amount of CO2 migrates out of the reservoir	B-1
All anticipated injector wells: status of casing in conductor	Condition of outer casing inside conductor may be reduced due to external corrosion and fatigue due to me to seismic movement. This may jeopardize the integrity of the primary and secondary well barriers.	A medium likelihood exists that a small amount of CO2 migrates along the micro-annulus and partly ends up outside the storage complex.	C-3	External surface casing corrosion log to confirm remaining load capacity of surface casing for CO2 injection load case and if necessary perform necessary workover activities	After the corrosion logging and optional workover activities leakage from the well will be prevented. The likelihood is low that a negligible amount of CO2 will migrate out of the reservoir.	B-1

Low: Cont. improvement
Medium: ALARP
High: Intolerable



# 19 Appendix D. Monitoring Plan

Table 19-1

No.	Parameter to be Monitored*	Proposed Technique adopted	Category of monitoring	Project phase and frequency	Location	Normal situation	Alert value	Contingency value
			Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Pre-inj   Inj   Post-Inj   Post-Inj (abandonment)   Long-term stewardship		Expectation value  Accuracy	> Threshold 1  Action**	> Threshold 2  Contingency measures***
	<b>Injection process</b>							
1	Injection rate	Flow meter	X	Cont	Near well head or Compressor station	Max rate = 285 ton CO2/jour (80 kg/s or 2.5 Mton CO2/year) and no fluctuations at constant pressure, expected value l.b.d.	Fluctuations at constant pressure or value above max. rate	Fluctuations at constant pressure or value above max. safety margins  Find cause, solve problem and if necessary reduce injection until flow < threshold 1 value again
2	Injection stream CO2 concentration	Samples & analysis: online system	X	Cont or 1-3 hourly sampling combined with online analysis system  Quarterly	Near well head or Compressor station	Defined % for the CO2 concentration of the stream	Allowed fluctuations reached	Above allowed fluctuations  Adapt stream composition, reduce injection temporarily
3	Injection stream composition	Samples & analysis: Additional samples for calibration	X	Cont	Near well head or Compressor station	Defined % for the composition of the gas	Allowed fluctuations reached	Above allowed fluctuations  Find cause, adapt stream composition, potentially reduce or stop injection temporarily
4	Water measurement	Water measurement	X	Cont	Near well head or Compressor station	Specification value	In case specification value is reached	In case value is above specification value and creates a safety issue
5	Discontinuous emissions through leakage, venting or incidents	Combination of techniques	X	Yearly	Potential leakage points like joints or vents/lacks			Stop CO2 delivery, investigate at the above specification value and create a CO2 provider safety issue  cause, start delivery if value OK again

No.	Parameter to be Monitored*	Proposed Technique adopted	Category of monitoring	Project phase and frequency	Location	Normal situation	Alert value	Contingency value
			Mandatory according to EU directive	Pre-inj Inj Post-Inj Post-Inj (abandonment) Long-term stewardship	Expectation value Accuracy		> Threshold 1 Action**	> Threshold 2 Contingency measures***
	<b>Well integrity</b>							
6	Annular pressure	Pressure device (with alarm value)	x	Baseline date prior to operations Continuously with remote system for online reading	At the well head	Constant pressure	Increase or decrease in pressure within safety margins Additional measurements like logging or sampling + analysis of fluids to detect CO2	Increase or decrease in pressure above safety margins Investigate causes (sampling) and options to remediate (in the extreme case well abandonment)
7	Well integrity	Wireline Logging (selection of tool: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	x	Baseline Every 5 years. If advanced technology is available, more measurements are aimed for.	Well	Measurements within the expected range	Measurements above expectation values (such as repeat) to corroborate observations, potentially seismic contingency measurements in case values large enough to be detected by seismic Additional measurements (such as repeat) to corroborate observations, potentially seismic contingency measurements in case values large enough to be detected by seismic	Measurements significantly above expectation values Stop injection, additional measurements and seismic contingency measurements to identify shallow gas accumulations, investigate options to remediate (in the extreme case well abandonment)
8	Well head pressure	Pressure device	x	Baseline Continuous Continuous Continuous	At the well head (injection skid)	Measurements within the expected range, no large fluctuations expected at constant flow rates	Loss or increase of pressure with respect to expected values Additional measurements to determine the cause	No recovery of injection pressure after lowering or increasing injection flow Stop injection, investigate the cause and evaluate whether conditions are safe
9	Well head temperature	Temperature device	x	Baseline Continuous Continuous Continuous	At the well head (injection skid)	Determine operational limits for temperature range	In case temperature reaches the determined operational limits (high or low) Additional measurements to determine the cause	In case temperature reaches the determined operational limits Stop injection until the cause of the temperature change is clarified and safe
10	Plug integrity	Pressure test and inspection	x	Test during abandonment to assess the quality of the plug	In the well above the plug	No pressure changes	Minimal pressure changes Investigate cause with other measurements (e.g. check deformation of the wellbore, fluid sample)	Significant pressure changes Redo the plug

No.	Parameter to be Monitored*	Proposed Technique adopted	Category of monitoring	Project phase and frequency	Location	Normal situation	Alert value	Contingency value
			Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Pre-inj   Inj   Post-inj (abandonment)   Post-inj (Long-term stewardship)		Expectation value Accuracy	> Threshold 1 Action**	> Threshold 2 Contingency measures**
	<b>Reservoir integrity</b>							
11	Reservoir pressure (FBHP) (see also line 8)	pressure device	(*)	Baseline data Cont (TH cont, BH cont or monthly in case memory gauges) as long as the well is not suspended	Calculated from FTHP continuous, AND downhole permanent sensor (large risk of failure) OR downhole memory gauges	Flowing bottomhole pressure in agreement with simulations	Deviation from expected values Recalibration of the reservoir simulation model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values Re-evaluate reservoir model, in case no explanation can be provided, stop injection
12	Reservoir Temperature (FBHT) (see also line 9)	thermometer or DTS	(*)	Baseline data Cont (TH cont, BH cont or monthly in case memory gauges) as long as the well is not suspended	Calculated from FHT AND potentially downhole permanent sensor (large risk of failure)	Flowing bottomhole temperature in agreement with well model	Deviation from expected values Recalibration of the well model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values Re-evaluate well model, in case no explanation can be provided, stop injection
13	Stabilized pressure (CBHP) (gradient) during shut-in period	pressure device combined with shut-in	x	Baseline data Every year Every year as long as the well is not suspended	Calculated from THP, AND permanent downhole sensor (large risk of failure) or downhole memory gauges, combined with shut-in	Pressure data in agreement with expected simulation model and P12 curve	Deviation from expected values Recalibration of the reservoir simulation model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values Re-evaluate reservoir model, in case no explanation can be provided, stop injection
14	Stabilised temperature (CBHT) (gradient) during shut-in period	thermometer or DTS combined with shut-in	x	Baseline data Every year Every year as long as the well is not suspended	DTS for permanent installation or memory gauges combined with shut-in AND if available in monitoring well	Temperature data in agreement with expected well model	Deviation from expected values Recalibration of the well model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values Re-evaluate well model, in case no explanation can be provided, stop injection
15	Suspected leakage	Surface seismic survey	x	Baseline data Only when other monitoring indicates leakage	Main vessel seismic acquisition for the transfer of liability	No changes in the presence of shallow gas pockets or gas chimneys	Shallow gas pockets Determine the origin of the gas	



No.	Parameter to be Monitored*	Proposed	Category of	Project phase and frequency					Location	Normal situation	Alert value		Contingency value
				Pre-ri	ri	Post-ri (abandonment)	Post-ri (abandonment stewardship)	Accuracy			> Threshold 1	> Threshold 2	
<b>Environmental monitoring</b>													
16	Pockmarks at the seabottom	Multi-beam echosounding	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Baseline	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency
17	Presence of shallow gas or gas chimneys in the subsurface	Baseline seismic data	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Baseline data	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency
18	Migration pathways for gas in the shallow subsurface	Time-lapse seismic data acquisition (2D or 3D)	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency
19	CO2 in soil at pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency
20	Bubble detection at wellhead	Acoustic bubble detector	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency	Contingency
21	Microseismic monitoring	Permanent geophones or DAS in monitoring wells	Mandatory according to EU directive Required (preliminary estimation) Contingency	Baseline data	Cont	Cont	Cont	Cont	Cont	Cont	Cont	Cont	Cont

\*Follows from the risk assessment  
 \*\* T.b.d. by operator, examples are updating model, additional monitoring, ...  
 \*\*\* T.b.d. by operator, examples are stop injection, back-production, well workover, contingency monitoring

Table 19-2 P18-2 CO<sub>2</sub> storage base case monitoring plan, by injection phase.

**P18-2 CO<sub>2</sub> storage base-case monitoring plan**

Mandatory monitoring according to Annex II of the EU directive  
 Preliminary estimation of required monitoring  
 Contingency monitoring  
↔ Period of time t.b.d.

↓ Decommissioning of the platform

			Pre-injection	Injection	Post-injection	Post-injection (Abandonment)	Post-injection (Transfer of liability)
<b>Injection Proces</b>							
1	Injection rate	Flow meter		Continuous			
2	Injection stream CO <sub>2</sub> concentration	Gas samples & analysis: online system		Continuous or 1-3 hourly			
3	Injection stream composition	Gas samples & analysis: Additional samples for calibration		Quarterly			
4	Water measurement	Gas measurement		Continuous			
5	Discontinuous emissions through leakage, venting or incidents	Combination of techniques		Yearly reporting according to protocol			
<b>Well Integrity</b>							
6	Annular pressure	Pressure device	Baseline	Continuous			
7	Well integrity	Wireline Logging (selection of tools like: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	Single baseline before start of the injection	Frequency should be determined and adapted during the course of the project			
8	Well head pressure	Pressure device		Continuous			
9	Well head temperature	Temperature device		Continuous			
10	Plug integrity	Pressure test and inspection			Assessment of the quality of the plug		
<b>Reservoir Integrity</b>							
11	Reservoir pressure (FBHP) (see also line 8)	pressure device	Continuous or monthly with memory gauges (frequency can be adapted according to findings) - (Calculated from FTHT, AND potentially downhole permanent sensor (large risk of failure) or downhole memory gauges)				
12	Reservoir Temperature (FBHT) (see also line 9)	thermometer or DTS	Continuous or monthly with DTS or memory gauges (frequency can be adapted according to findings) - (Calculated from FTHT AND potentially downhole permanent sensor (large risk of failure) or downhole memory gauges)				
13	Stabilized pressure (CIBHP) (gradient) during shut-in period	pressure device (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	Shut-in pressure measurement every year				
14	Stabilised temperature (CIBHT) (gradient) during shut-in period	thermometer or DTS (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	Shut-in temperature measurement every year (DTS for permanent installation or memory gauges)				
15	Suspected leakage	Surface seismic survey		Survey in case of irregularities			
<b>Environmental Monitoring</b>							
16	Pockmarks at the seabottom	Multi-beam echosounding	Baseline			survey	survey
17	Presence of shallow gas or gas chimneys in the subsurface	Baseline seismic data	Interpretati can be on existing data				
18	Migration pathways for gas in the shallow subsurface	Time-lapse seismic data acquisition (2D or 3D)		Survey in case of irregularities			
19	CO <sub>2</sub> in soil at pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis		Survey in case of irregularities			
20	Bubble detection at wellhead	Acoustic bubble detector		Survey in case of irregularities			
21	Microseismic monitoring	Permanent geophones or DAS in (monitoring) wells		Continuous in monitoring or injection well (considered required monitoring but subject to technical feasibility)			







ebn

**VERTROUWELIJK**



# Breuk integriteit studie P18-4 CO2 opslag

Dirk Nieuwland

ECM doc. no.: 47044

23 juni 2011

<b>Prepared</b>		<b>Approved</b>
Dirk Nieuwland		Jasper de Vette
Author		Project Manager
<b>Date</b>	<b>Revision nr.</b>	<b>Description</b>
23-06-2011	1	





## Contents

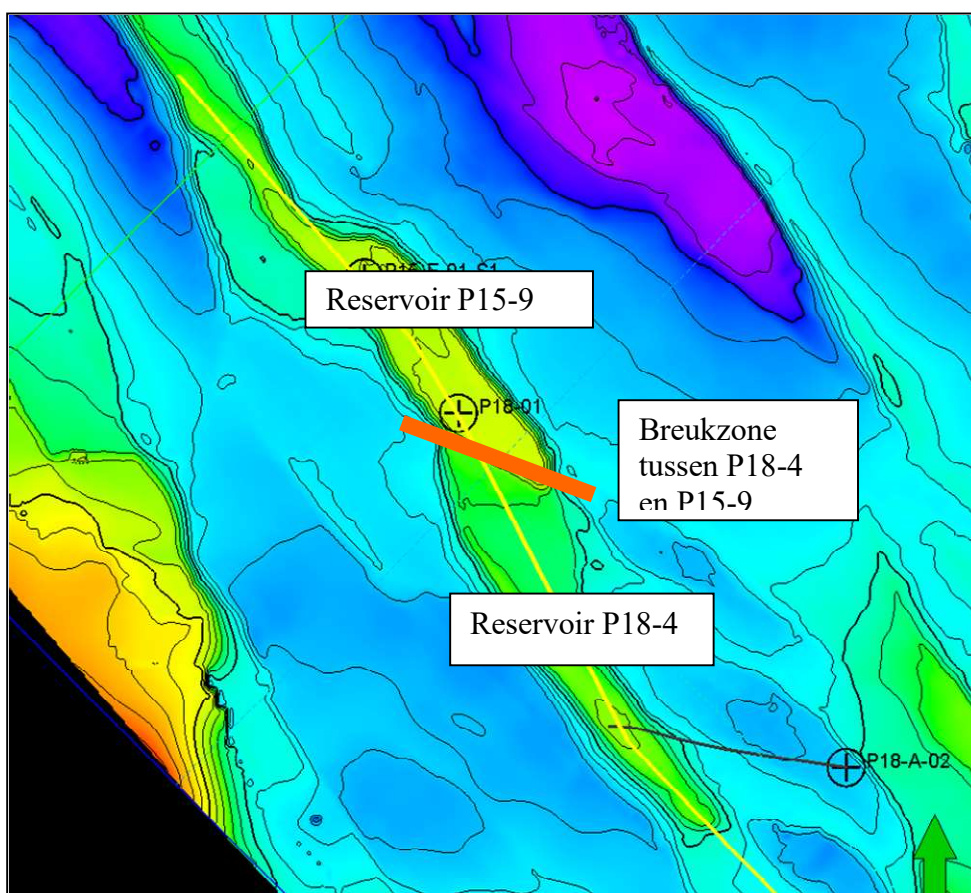
1	INTRODUCTIE .....	3
2	METHODE 6	
2.1	Cataclase .....	6
3	ANALYSE BREUK TUSSEN P18-4 EN P15-9 .....	9
4	BREUK ORIËNTATIES .....	10
5	BREUK ANALYSE .....	11
6	GEREACTIVEERDE OPSCHUIVINGEN .....	13
7	CONCLUSIE .....	15

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	2 of 15

## 1 INTRODUCTIE

CO2 opslag is voorzien in het reservoir P18-4 gelegen in blok P18 in het Nederlandse deel van de Noordzee. Het P18-4 reservoir grenst aan de noordzijde aan het reservoir P15-9, zoals blijkt uit figuur 1.

Het P18-4 reservoir is geheel omgeven door breuken. De breuken die de oostelijke, zuidelijke en westelijke grens van reservoir P18-4 vormen zijn ondoorlatend, omdat deze breuken een grote verticale verplaatsing hebben. Hierdoor is aan de ene kant van de breuk reservoirgesteente aanwezig, en aan de andere kant van de breuk ondoorlatende kleisteen van de Trias of de Jura.



Figuur 1. Detailweergave van de P18 reservoirs, waarop de breukzone tussen reservoir P18-4 en P15-9 is weergegeven. Bron: TNO.

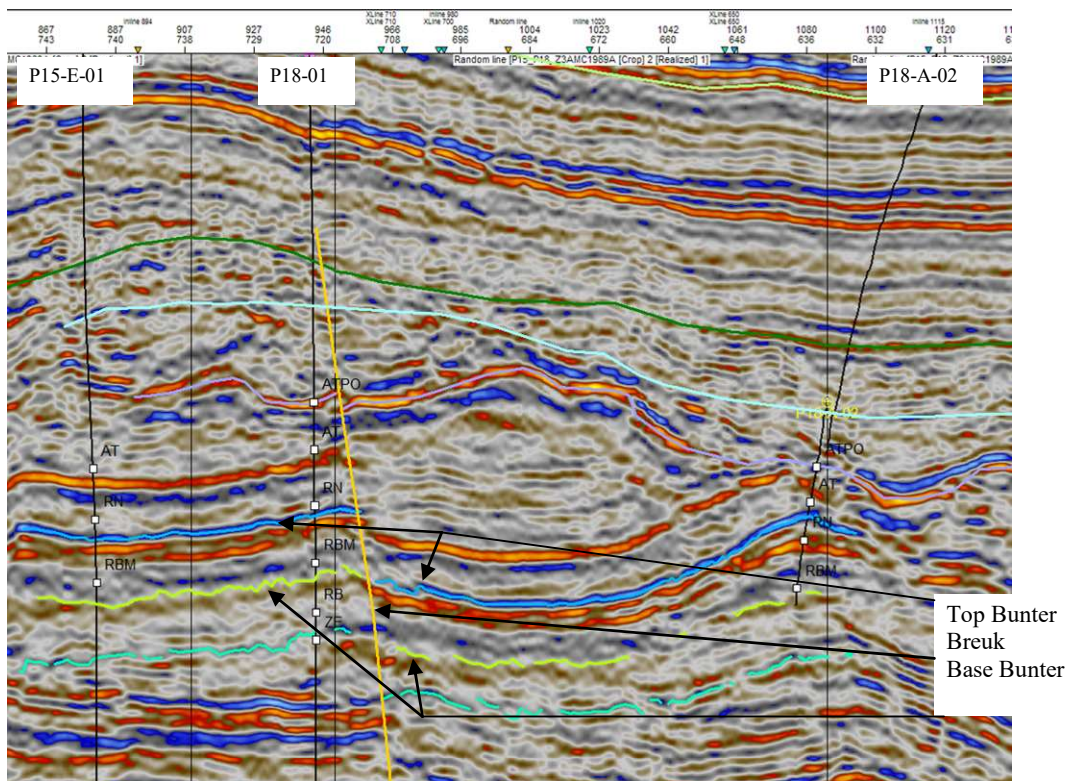
De breuk ten noorden van het P18-4 reservoir vormt de grens met een ander gasreservoir: P15-9. Deze breuk heeft een minder grote verticale verplaatsing. Mogelijk grenst het Trias reservoirzandsteen ('Bunter' zandsteen) van P18-4 hier gedeeltelijk aan vergelijkbaar Trias reservoirgesteente van reservoir P15-9. Dit wordt reservoir juxtapositie genoemd. Het verzet van de breuk tussen de velden P15-09 en P18-04 lijkt groter dan de reservoirdikte waardoor er theoretisch dus geen reservoir-reservoir juxtapositie is. Zoals op de seismische sectie te zien is (zie figuur 6.2), is de dikte van het reservoir (ca 200m) ongeveer gelijk aan

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	3 of 15





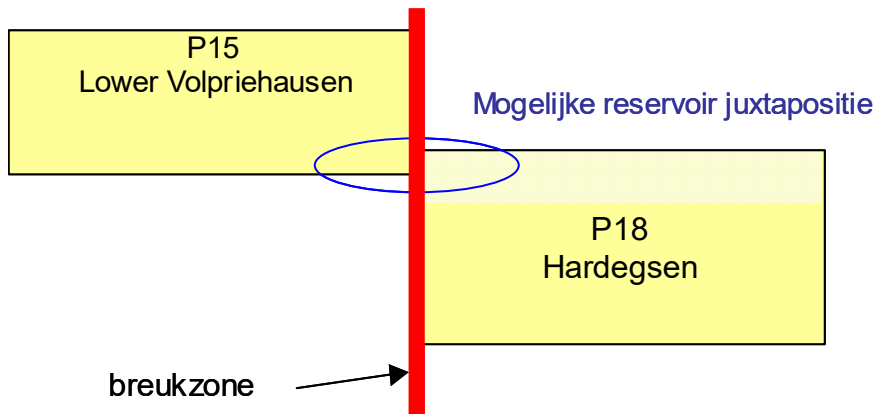
het breuk verzet (ca 170 – 230m). Op basis van de huidige inzichten zou er een maximaal een juxtapositie van circa 30m kunnen zijn aan de Noordwestelijke kant van de breuk tussen P18-4 en P15-9, aan de Zuidoostelijke kant van deze breuk is geen juxtapositie.



Figuur 2. Seismische doorsnede bij de breuk tussen P18-4 en P15-9

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	4 of 15

Een juxtapositie zou in dit geval de bovenste reservoirzone van P18-4 (Hardegens, met een hoge permeabiliteit, 207 mD) en de onderste reservoirzone (Lower Volpriehausen, met een zeer lage permeabiliteit, <0,1 mD) van P15-9 betreffen. Schematisch is dit weergegeven in figuur 6.3.



*Figuur 3. Schematische weergave van de mogelijke reservoir juxtapositie tussen reservoir P18-4 en P15-9.*

De mogelijke aanwezigheid van een reservoir juxtapositie impliceert dat er mogelijk connectiviteit bestaat tussen de twee reservoirs P18-4 en P15-9 als de breukzone zelf niet gasdicht is. CO<sub>2</sub> migratie van reservoir P18-4 naar P15-9 kan alleen plaatsvinden bij aanwezigheid van een reservoir juxtapositie in combinatie met een niet gasdichte breukzone.

Op basis van deze drukmetingen tijdens de productiefase bestaat er geen aanleiding om de gasdichtheid van de breukzone tussen reservoir P18-4 en P15-9 in twijfel te trekken.

Wanneer CO<sub>2</sub> wordt geïnjecteerd in reservoir P18-4 ontstaat een nieuwe situatie. Door de injectie van CO<sub>2</sub> loopt de druk in reservoir P18-4 weer op, met als maximale reservoirdruk 320 bar (ruim onder de originele reservoirdruk van 348,5 bar). In reservoir P15-9 wordt binnen het ROAD-project geen CO<sub>2</sub> geïnjecteerd. De komende jaren zal dit reservoir het einde van zijn productiefase bereiken, waarna de druk in dit reservoir relatief laag zal zijn (ca 20 bar).

#### *Aanvullende studie naar afsluitende werking breukzone P18-4 en P15-9*

Tijdens de injectie van CO<sub>2</sub> in reservoir P18-4 ontstaat dus een drukverschil over de breukzone die kan oplopen tot maximaal 300 bar. In de natuurlijke situatie (voor aanvang van de gaswinning) en tijdens de productiefase is een dergelijk drukverschil niet eerder voorgekomen. Hoewel er op basis van de drukmetingen en gascomposities tijdens de productiefase geen aanleiding bestaat om de gasdichtheid van de breukzone tussen reservoir P18-4 en P15-9 in twijfel te trekken, is een aanvullende studie uitgevoerd.

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	5 of 15



## 2 METHODE

De methode die gebruikt is om de randvoorwaarden vast te stellen voor het vormen van een afsluitende breukzone middels een cataclastische gouge, berust op onderstaande studie.

D.A. Nieuwland and J.V.Walters. 'Geomechanics of the South Furious field. An integrated approach towards solving complex structural problems, including analogue and finite-element modelling.' Tectonophysics, 226, 1993, pp. 143-166.

Voor de vorming van een cataclastische gouge (pasta) is nodig een combinatie van een voldoende hoge normaal spanning op het schuifvlak en een schuifbeweging langs het vlak. Dit is vast te stellen met een gedetailleerde breuk analyse in het kader van de regional tectonische geschiedenis.

De methode is analytisch en is gebaseerd op geomechanica en gesteente eigenschappen, niet op een numeriek model.

### 2.1 Cataclase

Cataclase is een proces waarbij korrels worden vermalen to een hele fijne afsluitende breuk gouge (pasta). Dit proces vereist een combinatie van hoge normaalspanning op het breukvlak en opschuiving. Cataclase kan voorkomen in gereactiveerde opschuivende breuken op bijna alle dieptes, of kan voorkomen in normale breuken (afschuivingen) op zeer grote dieptes.

De hele fijne korrel grootte in een cataclastische gouge resulteert in gelijkwaardig kleine poriën tussen de korrels. De overgebleven poriën zijn zo klein dat het water in de poriën gereduceerd is tot een dunne film connaat water.

Voor gas vormt dit een hele sterke barriere om te passeren. Het resultaat is dat de cataclastische breuk afdicht voor gas. Superkritisch CO<sub>2</sub> kan alleen diffunderen door de zeer dunne connaat water film.

De hoge lokale spanning bij korrel-korrel contact induceren drukoplossing.

Opgelost kwarts kan makkelijk herkristalliseren in een cataclastische zone door de significante toename van beschikbare korreloppervlakte waarop het opgelost kwarts kan herkristalliseren.

De combinatie van een cataclastische gouge en additioneel kwarts cementatie resulteert in een extreem dichte en sterke afsluitende gouge die weerstand kan bieden aan hoge differentiaal drukken.

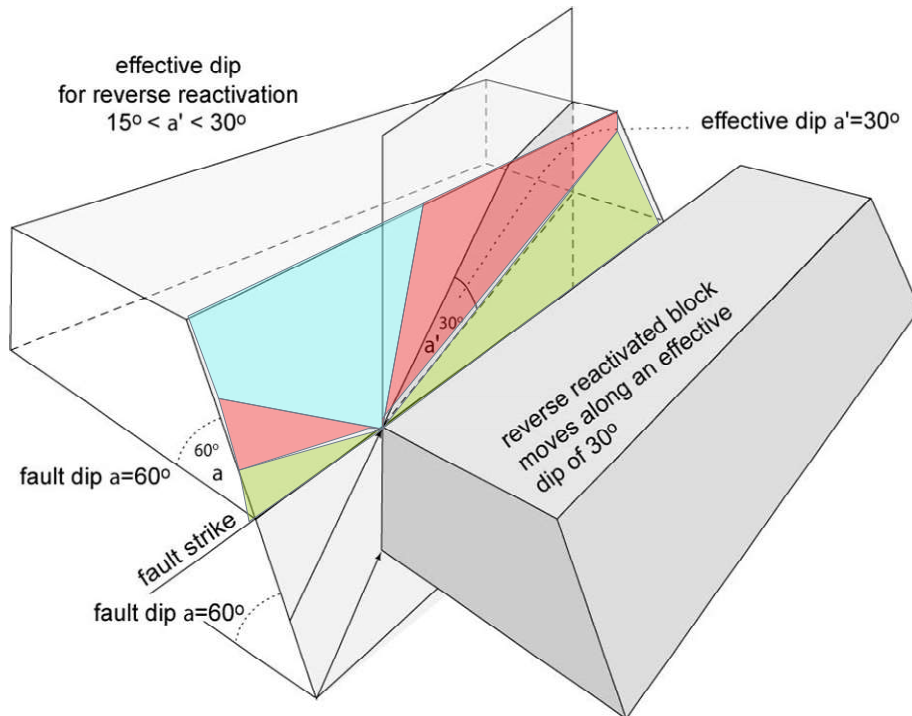
Niet alle breuken kunnen omgekeerde (omgekeerd) gereactiveerd worden. Horizontale samendrukking loodrecht op een steil vlak (helling van 60 graden) zal niet resulteren in omgekeerde reactivatie: een nieuw breuk met een kleine hoek (van circa 30 graden) zal zich in plaats daarvan vormen.

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	6 of 15

Schuine horizontale samendrukking kan resulteren in reactivatie in de vorm van een opschuiving met een belangrijke zijschuif component, maar alleen voor een beperkt bereik van samendrukking oriëntaties.

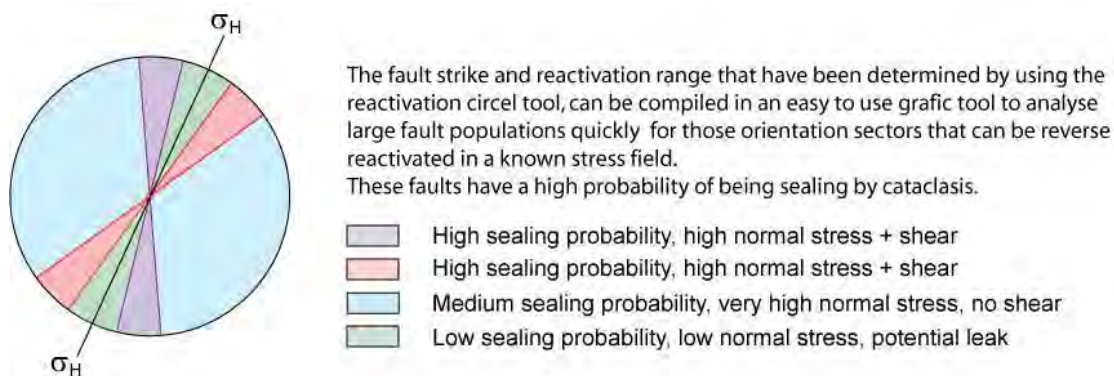
Het ontwikkelde gereedschap (“Reactivation Circle tool”) kan toegepast worden om steile vlakken te identificeren die geschikt zijn voor reactivatie in een gegeven spanningsveld (met bekende  $\sigma_H$ ).

De effectieve hellingshoek (effective dip) van de opschuiving moet tussen de 30 en 15 graden zitten, zie onderstaande figuur.



Figuur 4. Effectieve hellingshoek van de opschuiving

Het potentieel voor afdichting kan afgeleid worden met de “Reactivation Circle Tool”, zie onder.



Figuur 5. Reactivation Circle Tool

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	7 of 15



Voorspellen van cataclastische breuk afdichting in zandsteen reservoirs is mogelijk. Deze geomechanische methode, de breuk analyse plaatsvinden met de “Reactivation Circle Tool”, benodigd:

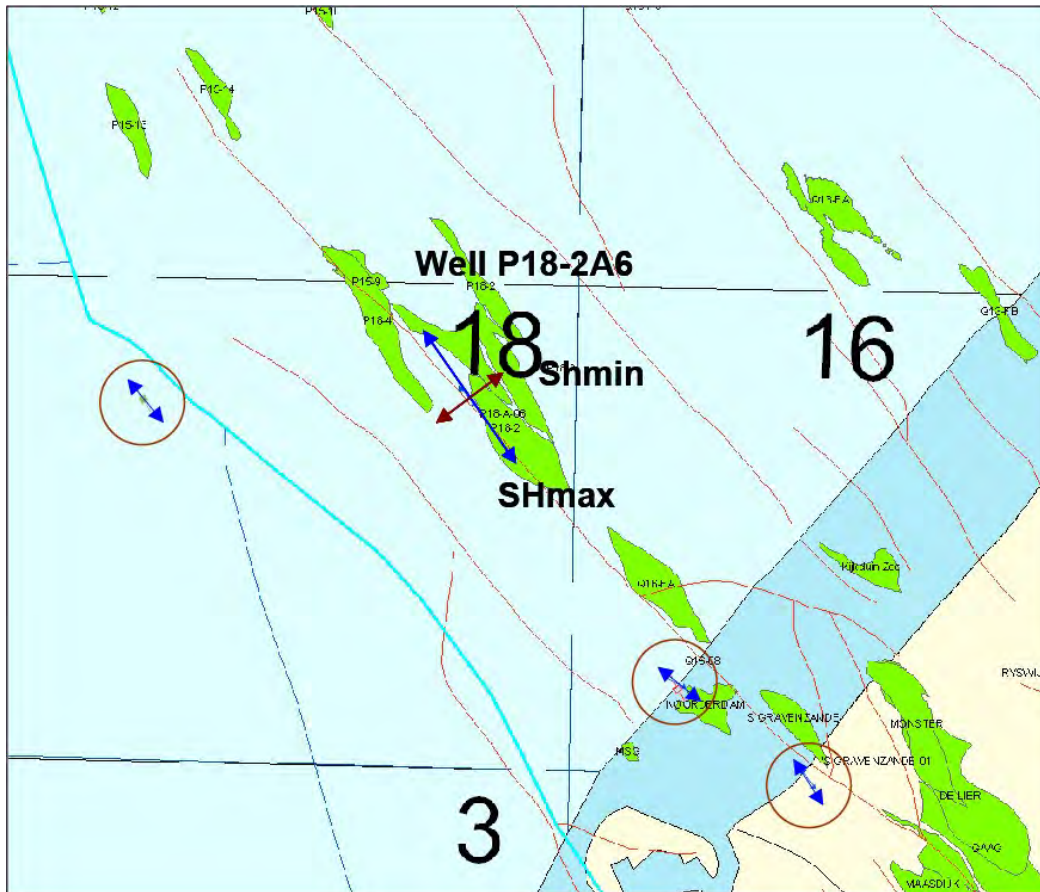
- Analyse van de regionale tektonische geschiedenis.
- Oriëntatie van de maximale horizontale spanning.
- Helling van de breuk die onderzocht wordt.
- Oriëntatie van de breuk die onderzocht wordt.

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	8 of 15



### 3 ANALYSE BREUK TUSSEN P18-4 EN P15-9

Maximale horizontale spanningsoriëntatie in de regio waar het P18-4 reservoir ligt is weergegeven in onderstaande figuur.

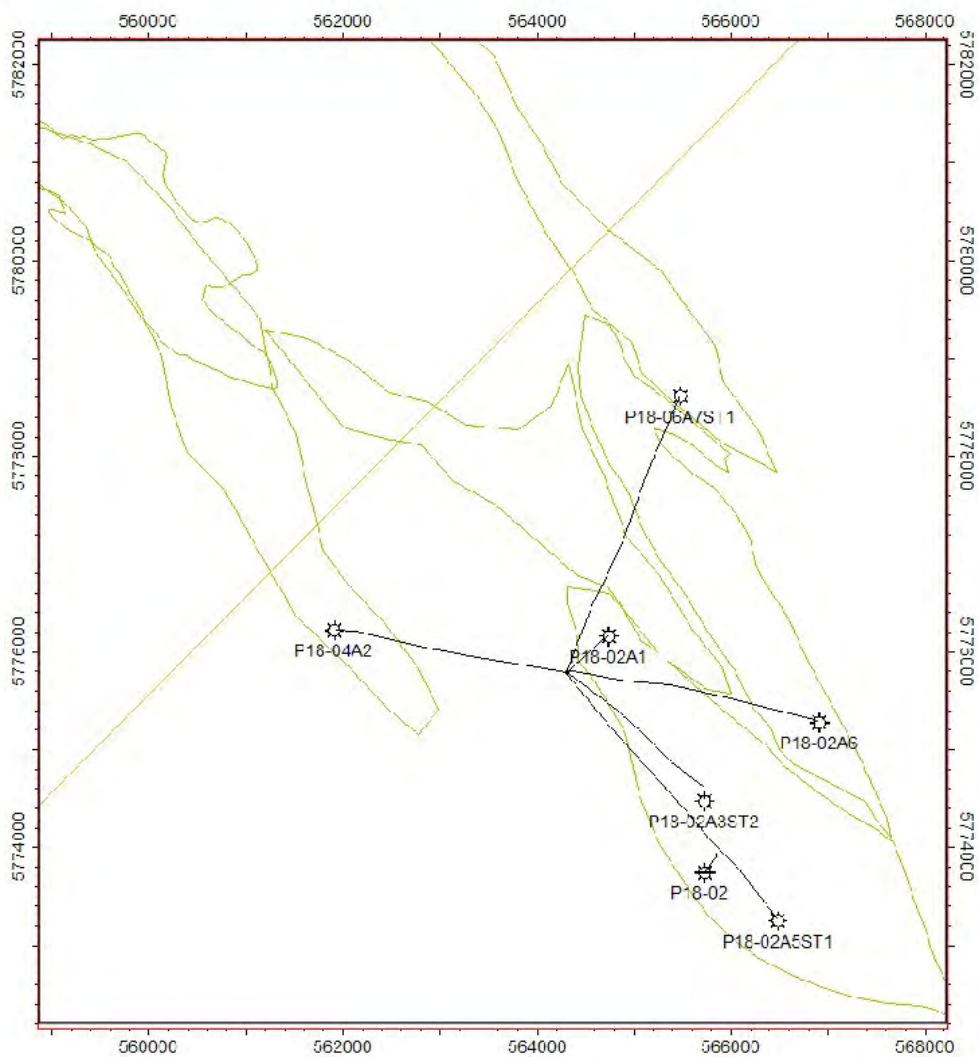


Figuur 6. Oriëntatie van de maximale horizontale spanning

$\sigma_{H_{max}}$  gebaseerd op de "World stress map", aangevuld met drie lokale "borehole breakout" analyses. Deze maximale horizontale spanningsoriëntatie is gebruikt in de analyse van de breuk tussen P18-4 en P15-9. De World stress map is vrijelijk toegankelijk en wordt onderhouden door de Universiteit van Karlsruhe.

## 4 BREUK ORIËNTATIES

De breuk oriëntaties van onderstaande map van het P18 veld zijn gebruikt als basis voor de geo-mechanische breuk analyse. (CATO-2 rapport, Fig 3.13.)



Figuur 7. Oriëntatie van de breuken in P18

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	10 of 15



## 5 BREUK ANALYSE

De breuk tussen P18-4 en P15-9 wordt in dit rapport “F13” genoemd.

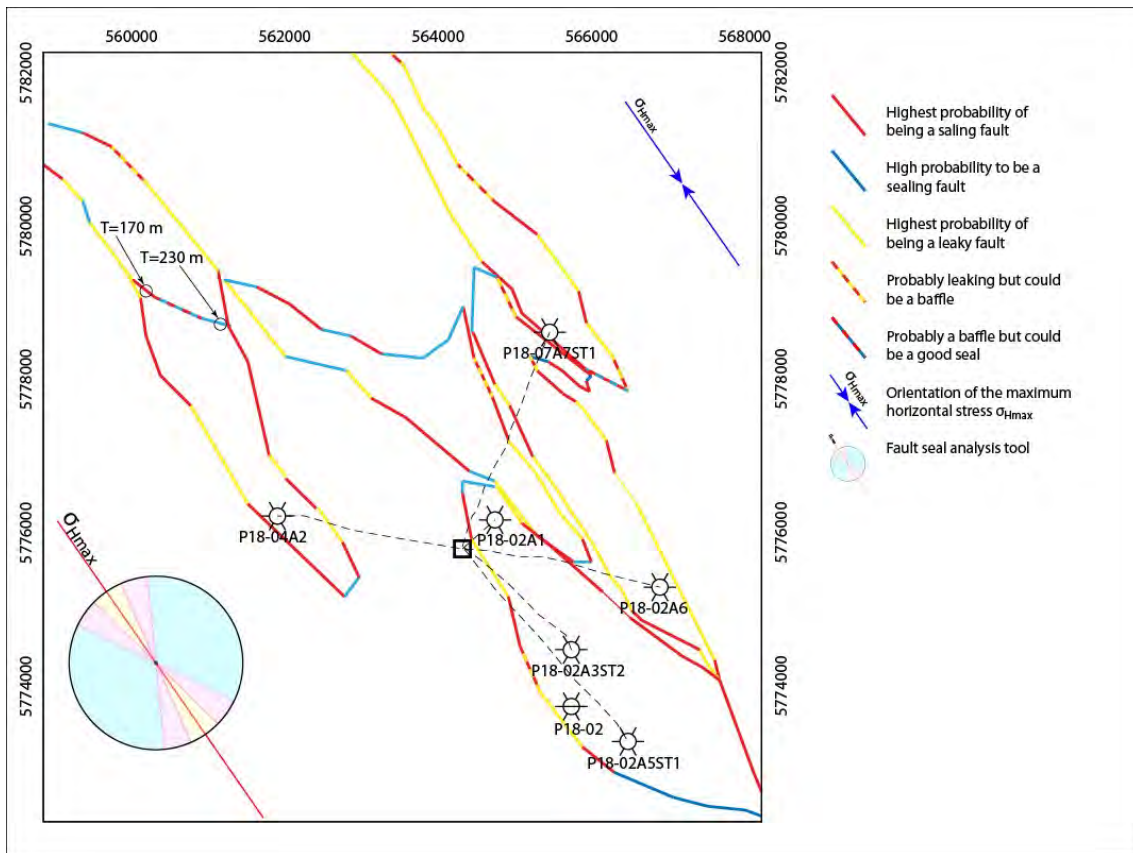
De breuk zijn verdeeld in lineaire secties en geanalyseerd met de “Reactivation Circle Tool” voor gereactiveerde opschuivende breuken, uitgaande van breuk hellingen van circa 60 graden. De gemeten helling van F13 is 63 graden, dus voldoet deze breuk aan de voorwaarde waarvoor de tool ontworpen is.

De “Reactivation Circle Tool” is georiënteerd met  $\sigma_{H_{max}}$  als de centrale referentie lijn. De The “Reactivation Circle Tool” kan nu verplaatst worden over de kaart, breuken met een oriëntatie in het rode segment van de “Reactivation Circle Tool” hebben het grootste potentieel voor volledige afsluiting. Breuken met deze oriëntatie kunnen als opschuiving gereactiveerd worden in combinatie met de gemeten  $\sigma_{H_{max}}$ . Naast de juiste oriëntatie van  $\sigma_{H_{max}}$  is het ook nodig dat deze spanning hoog genoeg is om reactivatie te kunnen veroorzaken. Dat dit het geval is blijkt uit de vele gereactiveerde opschuivingen die over zeer lange tijd in dit gebied hebben plaatsgevonden (zie figuur 10). Breuken die in het gele segment vallen hebben het laagste potentieel voor volledige afsluiting. Breuken die vallen binnen het blauwe segment hebben een groot potentieel voor afsluiting, maar minder goed als het rode segment.

Waar voor breuk F13 een mogelijk reservoir-reservoir juxtapositie het geval is (de noordwest kant) valt de breuk oriëntatie in het rode segment.

Het verzet tussen het P18-4 en P15-9 reservoir gesteente is aan die kant 170 meter, terwijl de reservoir dikte daar circa 200 meter is. Aan de zuidoostelijke kant van breuk “F13” is geen reservoir-reservoir juxtapositie, het verzet is daar 230 meter.

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	11 of 15



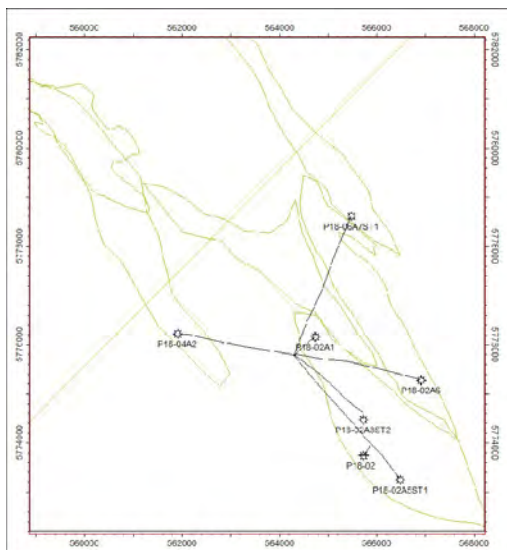
Figuur 8. Resultaat van de analyse van de breuken in P18

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	12 of 15

## 6 GEREACTIVEERDE OPSCHUIVINGEN

Vele gereactiveerde opschuivingen hebben over zeer lange tijd in dit gebied plaatsgevonden (zie figuur 10), dat wordt duidelijk als we kijken naar de deklagen van het reservoirgesteente van P18-4 en P15-9, zie figuur 9 en 10.

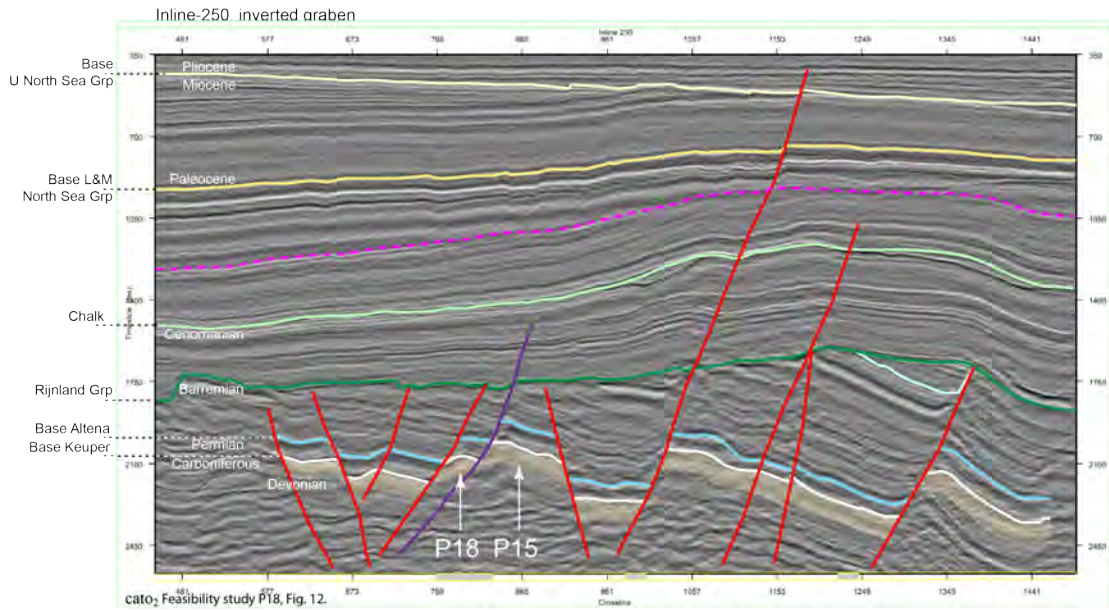
Het betreft hier een klassieke 'inverted graben' geometrie (volgens Bally, 1982)  
Zie ook het CATO-2 rapport, Fig 3.13., locatie seismische lijn Fig. 3.12.



Figuur 9. Seismische lijn door P18

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	13 of 15





Stratigraphic Units				
		Chronostrat		Lithostrat
System	Formation	cato <sub>2</sub>	TNO	TNO
Tertiary	U North Sea Grp	orange	yellow	zand
Cret./Tertiary	L&M North Sea Grp	yellow	yellow	silt
Cretaceous	Chalk	green	green	chalk
Mid Jurassic	Rijnland Grp	dark green	dark green	kleisteen
Triassic/E. Jurassic	Delfland Grp	light blue	light blue	klei/zand/silt
Carb./Permian	Altana Grp	dark blue	dark blue	klei/silt/chalk

Aan de sectie is te zien dat er een paar aanzienlijke verticale bewegingen zijn geweest. De U-NSea Grp is duidelijk nog flink omhoog gekomen en zelfs in het Pliocene lijkt nog wat verticale beweging te zitten. De maximale horizontale stress is sinds het begin van de Alpine fase niet veel veranderd. In ieder geval is het zo dat als er breuken reverse gereactiveerd worden onder invloed van een bepaalde horizontale stress richting, dat dit effect dan werkzaam is voor alle breuken met een gelijke orientatie en voor de breuken met de complementerende orientatie. Niet alle reverse reactivatie zal echter zichtbaar zijn als de reverse beweging kleiner is dan de oorspronkelijk afschijving.

**Figuur 10. Gereactiveerde opschuivingen op de seismische lijn van figuur 9.**

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	14 of 15



## 7 CONCLUSIE

Vele gereactiveerde opschuivingen hebben over zeer lange tijd in dit gebied plaatsgevonden in P18 op verschillende momenten. De laatste was nog tijdens het Miocene en mogelijk ook nog tijdens het Pleistocene. Dit houdt in dat er een combinatie is geweest van hoge normaalspanning op de breuk en shear.

Seismisch onderzoek naar mogelijk juxtapositie van de reservoirs leidt tot de bevinding dat er in het zuidoosten geen juxtapositie is, maar dit in het noordwesten niet kan worden uitgesloten. In het noordwesten zou de juxtapositie tot maximaal 30 meter kunnen optreden.

Uit de analyse blijkt dat de breukzone tussen het P18-4 en P15-9 reservoir waar mogelijk reservoir juxtapositie is (de noordwest kant), is begonnen als afschuiving en vervolgens gereactiveerd is als opschuiving. Hierdoor heeft zich in deze breukzone een cataclastische gouge (pasta) gevormd. Door de aanwezigheid van deze gouge is het zeer aannemelijk dat bij het vullen van het reservoir, tot een drukverschil van circa 300 bar over de breuk, de breuk afsluitend is en geen migratie van CO<sub>2</sub> vanuit P18-4 naar P15-9 zal optreden.

Daarbij moet nog in ogenschouw genomen worden dat de analyse conservatief is, omdat deze uitgaat van zuiver zandsteen, en niet, zoals in het geval van de breuk tussen P18-4 en P15-9, van vuil zandsteen. Bij vuil zandsteen vormt zich eerder dan bij zuiver zandsteen een cataclastische gouge, omdat de andere mineralen dan kwarts zwakker zijn dan kwarts en dus eerder zullen breken en een gouge gaan vormen.

Vertrouwelijk	Revision	Revision date	Page
Document ECM number: 47044	V1	23-06-2011	15 of 15



ROTTERDAM.CLIMATE.INITIATIVE

## Feasibility study P18 (final report)

Prepared by: V. Vandeweyer,  
R. Groenberg,  
R. Donselaar,  
M. Pluymaekers,  
D. Loeve,  
C. Hofstee,  
M. Nepveu,  
B. Orlic,  
O. Akemu,  
U. Miersemann,  
T. Benedictus,  
R. Arts,  
F. Neele,  
W. Meindersma,  
M. Dillen

Reviewed by: C. Hofstee

Approved by: J.Brouwer  
(CATO-2 Director)

## 1. Executive Summary and Conclusion (restricted)

The P18 cluster is a logical first step in the development of offshore CO<sub>2</sub> storage. Its proximity to Rotterdam, its storage capacity (of about 40 Mt in two fields in the cluster, P18-2 and P18-4) and the injection rates that can be accommodated (both fields can store at least 1.1 Mt/yr). The cluster, more specifically the P18-4 field, is a candidate for storage of the CO<sub>2</sub> captured by the E.ON – Electrabel demonstration capture plant in the Rotterdam harbour (ROAD project), which will produce CO<sub>2</sub> at a rate of 1.1 Mt/yr.

Production of natural gas will have finished, by 2015, according to current plans, in the P18-4 field, while the P18-2 field will produce until about 2018. The pipeline that connects the cluster to Rotterdam can not be used for CO<sub>2</sub>, as it will still be used for gas transport. The ROAD project will construct an insulated pipeline to the cluster; the capacity of the pipeline will be sufficient (5 Mt/yr) to allow third party access.

The feasibility study of CO<sub>2</sub> storage in the P18 cluster has shown that injection can start by the end of 2015. Existing wells that will be used for injection will need a workover: replacement of the tubing, installation of downhole equipment (if necessary) and redesign of wellhead and wellhead controls. There are no abandoned wells that can no longer be accessed. One well will need to be either abandoned, or re-opened, but this is deemed feasible.

An inventory of all activities required to be completed before injection can start shows that the timeline associated with the NER300 funding is feasible for the P18 cluster. Depending on the amount of CO<sub>2</sub> stored, the unit cost of storage is 39.1 €/tCO<sub>2</sub> (for a stored volume of 5.5 Mt), or 7.6 €/tCO<sub>2</sub> (for a stored volume of 25 Mt). These cost estimates include well work-overs, platform modifications, a pipeline and onshore facilities, but OPEX sharing with the P15 platform are excluded.

The risks identified in the feasibility study concern the quality of the wells and, more specifically, the sealing quality of the wells at the cap rock level. All wells are accessible and remediation work is feasible, but one well work-over is difficult, requiring the removal of a temporary plug.

As the P18-4 field is candidate for storage of the CO<sub>2</sub> from the ROAD project (with a storage capacity of about 8 Mt), measures in addition to those for the ROAD project need to be taken to allow a third party to store its CO<sub>2</sub>. The P18-2 field should be brought online for CO<sub>2</sub> storage, at least compartment III of this field. This implies a work-over of a diverted well (lifting a temporary plug).

Current plans foresee production until after 2015 from the P18-2 field. A solution involving simultaneous production from P18-2 and injection in P18-4 is considered possible by the current operator (TAQA).



## Distribution List

(this section shows the initial distribution list)

External	copies	Internal	Copies

## Document Change Record

(this section shows the historical versions, with a short description of the updates)

Version	Nr of pages	Short description of change	Pages



## Table of Content

1.	Executive Summary and Conclusion (restricted).....	2
2.	Applicable/Reference documents and Abbreviations .....	9
2.1.	Applicable Documents.....	9
2.2.	Reference Documents.....	9
2.3.	Abbreviations .....	9
3.	Reservoir geology and petrophysics study .....	10
3.1.	Introduction .....	11
3.2.	Background on P18.....	12
3.3.	Data and methods .....	14
3.3.1.	Sources of data .....	14
3.3.2.	Methods .....	14
	Static reservoir modelling.....	14
	Quality control.....	15
	Core and outcrop sampling.....	16
3.4.	Geological setting.....	16
3.4.1.	Structural history .....	16
	Pre-rift stage .....	16
	Rift stage.....	17
	Post-rift/Inversion.....	18
3.4.2.	Depositional setting .....	19
3.4.3.	Source rock and charging .....	20
3.5.	Reservoir geology .....	20
3.5.1.	Structure and faults .....	20
3.5.2.	Lithologies.....	23
3.5.3.	Petrophysics.....	27
	Wells.....	27
	Model.....	29
3.6.	Seals.....	29
3.6.1.	Primary Seal.....	29
3.6.2.	Secondary and higher seals .....	30
3.6.3.	Shallow gas accumulations.....	33
3.7.	GIIP: estimates and sensitivity .....	36
3.8.	Conclusions and recommendations .....	37
3.8.1.	Conclusions.....	37
3.8.2.	Recommendations .....	39
3.9.	Acknowledgements .....	39
3.10.	References .....	39
4.	Reservoir study.....	42
4.1.	Introduction .....	42
4.2.	Analytical reservoir study.....	42
4.2.1.	Introduction .....	42
4.2.2.	P18 analytical study results .....	42
4.3.	Dynamic reservoir study .....	43
4.3.1.	Overview of P18 field.....	43
4.3.2.	Production data .....	45
4.3.3.	Simulation constraints .....	45
4.4.	History match of P18-2 .....	45
4.5.	History match of P18-4 .....	49
4.6.	History match of P18-6 .....	51

**Feasibility study P18**

---

4.7.	Discussion and conclusion of the history match .....	52
4.8.	Injection study of P18 .....	53
4.8.1.	Introduction .....	53
4.8.2.	Results and discussion .....	53
4.8.3.	Conclusion .....	57
4.9.	Thermal aspects of reservoir modelling of P18.....	57
4.9.1.	Introduction .....	57
4.9.2.	P18 thermal reservoir study .....	57
5.	Geochemical study .....	61
5.1.	Geochemical modelling .....	61
5.1.1.	Introduction .....	61
5.1.2.	Stages and scenarios .....	61
5.1.3.	Modelling approach .....	62
5.1.4.	Reservoir and cap rock conditions .....	63
5.1.5.	Pre-operational conditions .....	64
5.2.	Geochemical effects of CO <sub>2</sub> injection .....	66
5.2.1.	Introduction .....	66
5.2.2.	Reservoir rock .....	66
	Short term effects on connate water .....	66
	Carbonate and sulfide mineral reactions (mid term).....	66
	Full suite of mineral reactions (long term) .....	66
5.2.3.	Cap rock seal .....	68
	Effects on connate water (short term).....	68
	Carbonate and sulfide mineral reactions (mid-term) .....	68
	Full suite of mineral reactions (long term) .....	68
5.2.4.	Reference scenario; equilibrium assemblage .....	69
5.2.5.	Formation water sensitivity .....	69
5.2.6.	O <sub>2</sub> impurity .....	69
5.3.	Conclusions .....	70
5.4.	References.....	70
6.	Top seal and fault integrity study .....	71
6.1.	Introduction .....	71
6.1.1.	Background .....	71
6.1.2.	Scope and objective .....	71
6.1.3.	Approach.....	72
6.2.	Geomechanical field characterization .....	72
6.2.1.	Field description .....	72
6.2.2.	Lithological differentiation of the top seal .....	74
6.2.3.	Geomechanical characterization of the top seal and overburden formations.....	76
6.2.4.	In situ stress .....	80
6.3.	Geomechanical numerical model .....	81
6.3.1.	Schematisation and mesh .....	81
6.3.2.	Boundary and initial conditions .....	83
6.3.3.	Pressure loads .....	84
6.3.4.	Calculation scenarios .....	88
6.4.	Top seal integrity assessment .....	89
6.4.1.	Potential for induced fracturing of top seal due to CO <sub>2</sub> injection.....	89
6.5.	Fault seal integrity assessment .....	97
6.5.1.	Fault seal analysis .....	97
6.5.2.	Fault stability analysis.....	99
6.6.	Induced seabed deformation .....	105
6.7.	Conclusions .....	108



**Feasibility study P18**

---

7.	Well integrity study.....	111
7.1.	Executive summary (restricted).....	111
7.2.	Introduction .....	112
7.2.1.	History of the P18 field.....	112
7.2.2.	Data availability .....	113
7.2.3.	Methodology.....	115
7.3.	Definition of well integrity barriers .....	118
7.4.	Primary cement across the caprock .....	119
7.5.	Production liner .....	119
7.6.	Production casing.....	120
7.7.	Wellhead .....	120
7.8.	Production tubing .....	120
7.9.	Primary cement outside production casing.....	120
7.10.	Production liner hanger .....	120
7.11.	Production packer .....	121
7.12.	Well integrity assessment.....	121
7.12.1.	P18-2A1 .....	121
	Cement barrier across the primary caprock .....	121
	Cement barrier across the secondary caprock.....	121
	Production liner and casing .....	122
	Production tubing and completion.....	122
	Conclusion.....	124
7.12.2.	P18-2A5 .....	124
	Cement barrier across the primary and secondary caprock .....	124
	Production and intermediate liner.....	124
	Production tubing and completion.....	125
	Other criteria.....	125
	Conclusion.....	127
7.12.3.	P18-2A6 .....	127
	Cement barrier across the primary and secondary caprocks.....	127
	Production casing and liner .....	127
	Production tubing and completion.....	127
	Other criteria.....	128
	Conclusion.....	130
7.12.4.	P18-2A6st.....	130
	Cement barrier across the primary and secondary caprocks .....	130
	Production and intermediate liner.....	130
	Production tubing and completion.....	130
	Other criteria.....	130
	Conclusion.....	130
7.12.5.	Well P18-4A2.....	132
	Cement barrier across the primary and secondary caprocks.....	132
	Production casing and liner .....	132
	Production tubing and completion.....	132
	Other criteria.....	132
	Conclusion.....	132
7.12.6.	Well P18-6A7.....	134
	Cement barrier across the primary and secondary caprocks.....	134
	Production liner and casing .....	134
	Production tubing and completion.....	134
	Other criteria.....	134
	Conclusion.....	135

**Feasibility study P18**

---

7.12.7.	Well P18-2 .....	137
	Cement barrier across the primary and secondary caprocks .....	137
	Abandonment plugs .....	137
	Production liner and casing .....	137
	Conclusion .....	137
7.13.	Summary of integrity assessment of the P18 wells .....	139
7.14.	Long-term well integrity .....	140
7.14.1.	Material degradation .....	140
7.14.2.	Integrity of the P18 wells .....	140
7.15.	Conclusions and recommendations .....	141
7.15.1.	Remediation and mitigation .....	141
7.15.2.	Abandonment .....	142
7.16.	References .....	142
8.	Migration path study .....	143
8.1.	Introduction .....	143
8.2.	Available data and workflow .....	143
8.3.	Geological model of the P18 Bunter reservoir and overburden .....	144
8.3.1.	Field description .....	144
8.3.2.	Overburden .....	145
8.3.3.	Faults .....	146
8.4.	Migration scenarios .....	148
8.4.1.	Methods .....	148
8.4.2.	Results .....	148
Migration scenario: Buntsandstein .....	148	
Migration scenario: Rijn/Rijswijk sandstone .....	149	
Migration scenario: Holland Greensand .....	149	
Migration scenario: Texel Greensand .....	151	
Migration scenario: Dongen sand & Brussel sandstone .....	151	
8.5.	Present day hydrocarbon migration .....	152
8.6.	Conclusions .....	153
8.7.	Preliminary monitoring concept .....	154
Introduction .....	154	
8.7.1.	The Eon CCS project .....	154
Introduction .....	154	
Infrastructure .....	154	
Roadmap .....	155	
8.7.2.	The proposed monitoring plan .....	156
8.8.	Geological background information .....	157
8.8.1.	Structure .....	157
8.8.2.	Reservoir properties .....	158
8.8.3.	Overburden properties .....	160
8.9.	Risk assessment of P18 .....	161
8.9.1.	Introduction .....	161
8.9.2.	Summary of identified risks .....	161
8.10.	Development monitoring plan .....	162
8.10.1.	Introduction .....	162
Monitoring categories .....	163	
Procedure monitoring plan .....	164	
Monitoring at different stages of the project .....	165	
8.10.2.	Proposed monitoring plan .....	166
8.10.3.	Relation risks – proposed monitoring methods .....	167
Introduction .....	167	

## Feasibility study P18

---

CO <sub>2</sub> Plume imaging (1,8,9,15,16,17,18,19,21,22).....	167
Top seal integrity (8,9,15,16,17,18,19,20,24,25).....	167
CO <sub>2</sub> migration in the overburden (19,20,21,23,24,25,26,27) .....	168
Calibration of flow simulations (1,2,3,4,5,8,9,15,16,17,18,21,22).....	168
Well integrity (6,7,8,9,10,11,12,13,14,20,23,24,25,27,28).....	168
8.10.4. EU Storage Directive / OSPAR.....	168
8.10.5. Emissions accounting for ETS.....	169
8.11. Conclusions .....	169
8.12. References .....	169
9. Site development plan .....	172
9.1. Introduction .....	172
9.2. Timeline overview.....	172
9.3. Detailed timeline overview .....	174
9.3.1. Feasibility study and high-level cost estimate ( $\pm 40\%$ ).....	174
9.3.2. Concept selection.....	174
9.3.3. Environmental Impact Assessment (EIA) .....	175
9.3.4. Option on initial storage capacity from 2016.....	175
9.3.5. Option on storage capacity from 2018.....	175
9.3.6. Option on transport.....	175
9.3.7. Apply for NER300 funding .....	176
9.3.8. Obtain licenses (national coordination ruling).....	176
9.3.9. FEED .....	177
9.3.10. Tendering for detailed Engineering Procurement and Construction.....	179
9.3.11. EPC Contract signing.....	179
9.3.12. Detailed engineering .....	180
9.3.13. Detailed costing .....	180
9.3.14. Procurement .....	180
9.3.15. Construction: well abandonment and work-over .....	180
9.3.16. Construction: equipment of the monitoring well.....	181
9.3.17. Construction: platform modification.....	181
9.3.18. Construction: pipeline construction .....	181
9.3.19. Construction: onshore facilities.....	181
9.3.20. Tie-in work and commissioning .....	181
9.3.21. Baseline monitoring .....	181
9.3.22. Handover .....	182
9.3.23. Start injection .....	182
9.4. Schematic overview of project timeline .....	183
10. Cost calculations for P18 .....	184
11. Appendix A: Base, top and thickness of formations .....	188
12. Appendix B: Reservoir emballage .....	191
13. Appendix C: Overview of Dutch permits needed for CCS projects .....	194
14. Appendix D: .....	195
15. Appendix E: Project timeline .....	198



## 2. Applicable/Reference documents and Abbreviations

### 2.1. Applicable Documents

(Applicable Documents, including their version, are documents that are the “legal” basis to the work performed)

	<b>Title</b>	<b>Doc nr</b>	<b>Version date</b>
AD-01	Beschikking (Subsidieverlening CATO-2 programma verplichtingnummer 1-6843)	ET/ED/9078040	2009.07.09
AD-02	Consortium Agreement	CATO-2-CA	2009.09.07
AD-03	Program Plan	CATO2-WP0.A-D.03	2009.09.29

### 2.2. Reference Documents

(Reference Documents are referred to in the document)

	<b>Title</b>	<b>Doc nr</b>	<b>Issue/version</b>	<b>date</b>

### 2.3. Abbreviations

(this refers to abbreviations used in this document)


### 3. Reservoir geology and petrophysics study

#### Executive Summary

This chapter describes the reservoir geology, overburden and petrophysics of the P18 gas field, which is operated by TAQA Energy B.V. It is located in the offshore part of the Dutch sector, 20km off the coast of the “2e Maasvlakte”, the latest extension to the port of Rotterdam. Here, E.On is building a coal-fired power plant, of which the emitted CO<sub>2</sub> should be captured, transported, and injected into the (almost) depleted gas reservoirs of the P18 field. Aims of this report are to review the current state of knowledge on the reservoir geology and petrophysics of the reservoirs, estimate their potential storage volume based on GIIP, discuss the properties and sealing quality of the caprock and overburden, and indicate the level of uncertainty in the information provided. The subsurface data on the P18 reservoirs used to compile this report come from four sources: TAQA Energy B.V., the NLOG website (oil- and gas information portal of the Netherlands), the “DINO Loket” database operated by TNO, and TNO itself.

High-caloric gas is being produced from the P18 field since 1993. It is trapped in Triassic-aged sandstones of mixed fluvial/aeolian origin below impermeable layers of clay. The P18 field consists of three blocks that are bound by a system of NW-SE oriented normal faults, which are sealing because of juxtaposition of permeable reservoir intervals with impermeable intervals in the overburden. Block P18-2 has three compartments, whereas blocks P18-4 and P18-6 each have one compartment. The top of the compartments lies at depths between 3175 m and 3455 m below sea level. Production data suggests that most faults between the compartments are sealing, except for the one between compartments P18-02I and P18-02II, which is not sealing in the current situation.

Average gross reservoir thickness in the production wells is 200m. Average NTG of the four individual production zones identified in the reservoir (0.62-0.96) increases from base to top over the reservoir interval. Average porosity is highest in the upper zone (7-13%), is slightly lower in the middle two zones (5-9%), and lowest in the lower zone (3-5%). Permeabilities were calculated based on a porosity-permeability relation, i.e., they follow the same trend. They are highest in the upper zone (2-207mD), lower in the middle two zones (0.1-0.8mD), and lowest in the lower zone (< 0.1mD). Combined thickness of the upper and middle two zones is approx. 100m, as is the thickness of the lower zone. Average water saturations are lowest in the upper (0.24-0.47) and lower of the middle two zones (0.32-0.42), and highest in the lower zone (0.78-0.92).

The primary seal to the P18 reservoirs is 150m thick, and consists of impermeable siltstones, claystones, evaporites and dolostones that directly overlie the reservoir. Closure along the reservoir-bounding faults is obtained by juxtaposition of permeable reservoir intervals with impermeable intervals in the overburden. Most of the bounding faults do not continue further upward into the overburden than the shales of the Altena group, the secondary seal, which is approx. 500m thick. Faults that do penetrate the primary and secondary seal are rare. It is unlikely that their sealing capacity has been compromised, since higher up in the overburden additional seals with substantial thickness are located.

Dynamic GIIP of the P18 field, estimated based on production data, is 17.22BCM. GIIP estimates obtained from the reservoir model are substantially lower: 15.39BCM. For block P18-02, the discrepancy between static and dynamic GIIP is only about 7%, which can easily be attributed to differences in porosity and average water saturation between the wells and the property model. For block P18-04 and P18-06, the discrepancy is much higher, and likely attributed to a combination of under- and overestimated property values (porosity, water saturation) and



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 11 of 198

## Feasibility study P18

---

structural uncertainty, i.e., reservoir-bounding faults that are slightly off in lateral position and dip compared to the 3D seismic.

### 3.1. Introduction

This chapter describes in detail the reservoir geology, overburden and petrophysics of the P18 gas field that is selected for CO<sub>2</sub>-storage. It forms part of the geological research that is carried out by TU Delft and TNO in work package 3.1 of the CATO-2 project. The P18 field, which is operated by TAQA Energy B.V., is located in the offshore part of the Dutch sector, about 20km off the coast of the “2e Maasvlakte”, the latest extension to the port of Rotterdam (Fig. 1). Here, E.On is building a coal-fired power plant, of which the emitted CO<sub>2</sub> should be captured, transported, and injected into the (almost) depleted gas reservoirs of the P18 field. Aims of this report are to review in detail the current state of knowledge on the reservoir geology and petrophysics of the reservoirs, estimate their potential storage volume based on GIIP, discuss the properties and sealing quality of the caprock and overburden, and indicate the level of uncertainty in the information provided. A potential migration pathway study is described in a separate report by TNO. The information in this report forms the basis for the work in WP3.02 (reservoir simulation), WP3.03 (geomechanical modelling), and WP3.04 (well integrity) of the CATO-2 project.

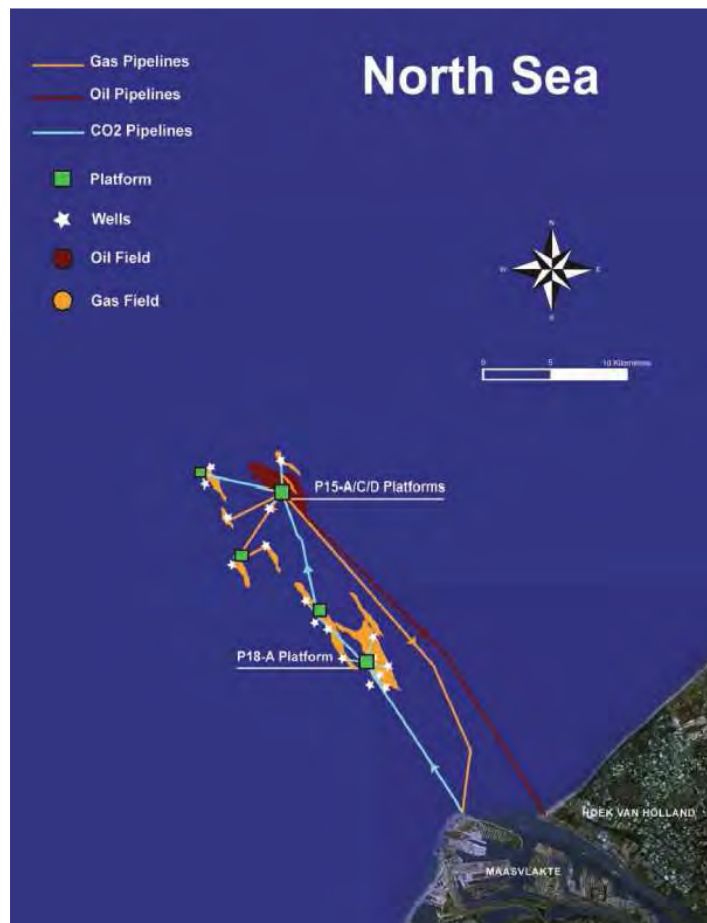


Figure 3.1: P18 gas fields and existing infrastructure (TAQA Energy B.V. 2008)

### 3.2. Background on P18

Rotterdam (Figure 3.1). High-caloric gas is being produced from these reservoirs since 1993. The gas reservoirs consist of sandstones of Triassic age (249-245 Ma; Geluk, 2005), and are sealed by impermeable layers of clay at a depth of 3.5km below the surface. The gas is produced through the P18-A satellite platform, and the P15-ACD processing and accommodations facilities in the adjacent P15 block, from where it is transported to the coast by a 40-km-long gas pipeline.

**Feasibility study P18**

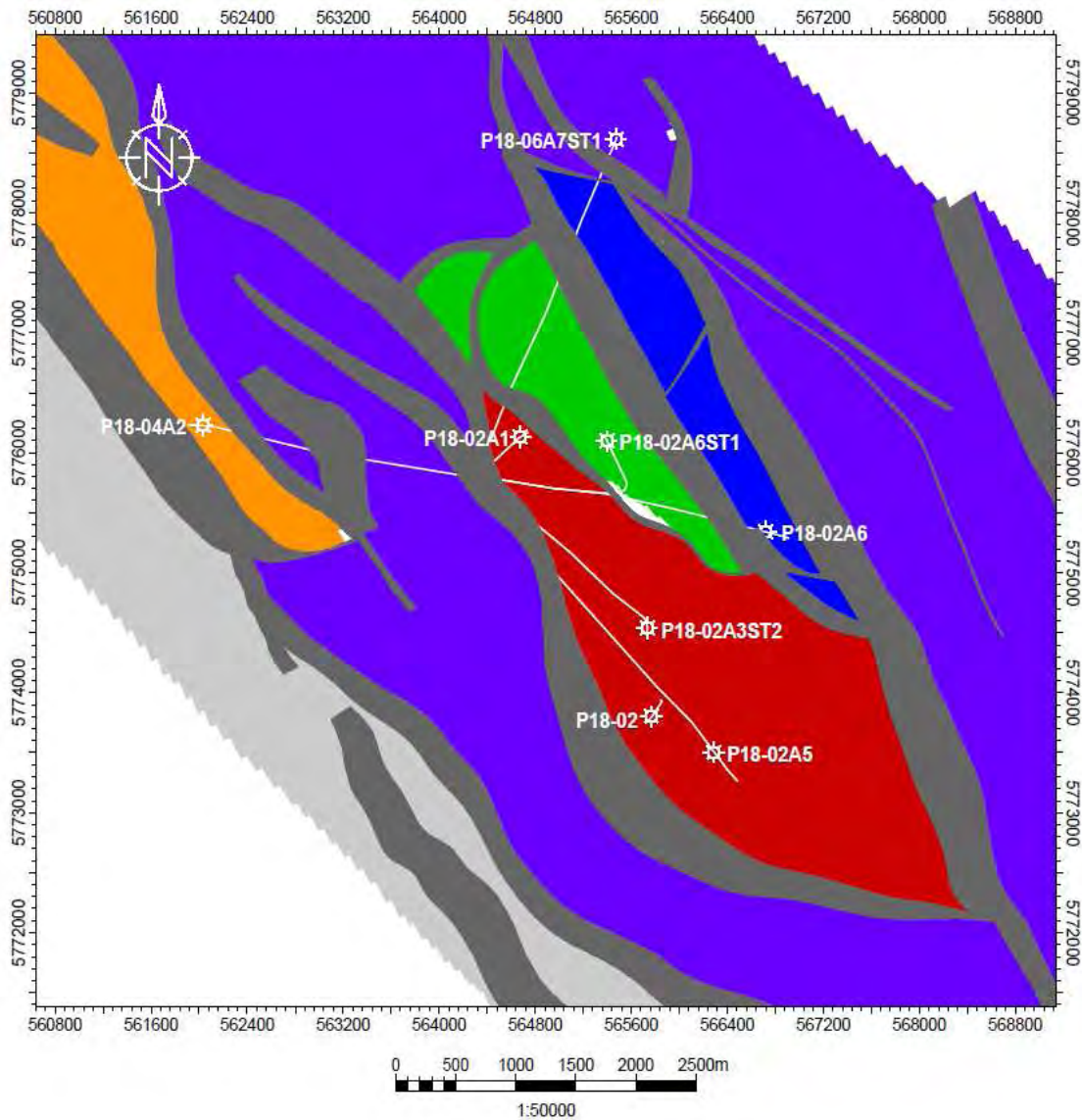


Figure 3.2: Layout of the P18 field, with position of wells at the top of the reservoir interval (top Bunter). Orange: P18-4 block; Red: P18-2, compartment I; Green: P18-2, compartment II; Blue: P18-2, compartment III; P18-6: purple block drilled by P18-06A7ST1.

The P18 field consists of three blocks, the P18-2, P18-4 and P18-6 blocks (Figure 3.2). P18-2 was discovered in 1989 with the exploration well P18-02. It consists of three compartments, P18-2I, P18-2II, and P18-2III.

P18-2I came on stream first, in 1993. It contains three production wells: P18-02-A1, P18-02-A3ST2, P18-02-A5ST1, and the exploration well P18-02. Compartment P18-2III contains one production well, P18-02-A6, and came on stream in 1997. Compartment P18-2II came on stream in 2003, and also contains one production well, P18-02-A6ST1. Since then, this production well produces simultaneously from the P18-02II and P18-02III compartments. Block P18-04 was discovered in 1991, and production started from well P18-04-A2 in 1993. Block P18-6 was discovered in 2003, and production started from well P18-06-A7ST1 in 2003.



Peak production was established in 1998, with a cumulative year production of 2.2 Bcm. At the end of 2009, the total cumulative production of all P18 blocks was 17.3 Bcm. The current depletion status is approx. 95% (with respect to the abandonment pressure). Abandonment of the different blocks is expected in the period 2014-2018.

### 3.3. Data and methods

#### 3.3.1. Sources of data

The subsurface data on the P18 reservoirs come from four sources (Table 1): TAQA Energy B.V., the NLOG website (oil- and gas information portal of the Netherlands), the “DINO Loket” database operated by TNO, and TNO itself.

Table 1: Sources of data

TAQA	DINO-Loket & NLOG site	TNO in-house/TU Delft
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservoir model, both in RESCUE, and in RMS format, incl. relevant properties</li> <li>• Fault surfaces, as point data, in depth</li> <li>• Horizons of the reservoir intervals, in time and depth</li> <li>• Well data of the reservoir interval</li> <li>• Formation tops</li> <li>• Completion diagrams</li> <li>• 3D seismic cube <u>in two-way-travel time</u></li> <li>• Production data</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• P18 gas extraction plan</li> <li>• 3D seismic cubes of surrounding blocks</li> <li>• Formation water composition</li> <li>• Mineral composition</li> <li>• Gas composition</li> <li>• Core samples</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regional interpretations of horizons at group level, and faults</li> <li>• Composite well logs</li> <li>• Outcrop samples</li> </ul>

#### 3.3.2. Methods

##### Static reservoir modelling

Static reservoir modelling was done in Petrel™, Schlumberger’s reservoir modelling suite, which is selected as the tool to use for this purpose within CATO-2. Because of the different scales the various disciplines within CATO-2 work in, two static geological models were constructed that differ in horizontal and vertical resolution:

1. A reservoir-scale geological model with high resolution (region of interest 18x9km; cell size 50mx50m; 38 equally-spaced layers in the reservoir interval). It is used for the GIIP estimates (see Chapter 7), flow simulation studies and geochemical modelling studies. It focuses on the reservoirs of the P18 field, and forms the basis for the facies-based property modelling that is planned for early 2011. It was completely rebuilt in Petrel because of import problems with the original static reservoir model from TAQA that was

## Feasibility study P18

---

built in RMS, the reservoir-modelling suite from Roxar. In particular, uncorrectable artefacts arose during the import process into Petrel (reservoir modelling software) and MORES (reservoir simulator used for history matching), particularly in relation to the numerous faults, which were not correctly reproduced. Therefore, a new static model was built in Petrel from the original subsurface data from TAQA (Table 1, left column). It has exactly the same resolution as the RMS model, which allowed import of the Gaussian-based property distribution of the RMS model into the Petrel model. Quality control was done by comparing the location of the horizons and faults, the properties, and the GIIP of the different compartments, in the new CATO-2 model to those of the original TAQA model. It was concluded that the differences are negligible (see Chapter 3.7 on uncertainties).

2. A regional-scale model at lower resolution (region of interest 40kmx30km; cell size 250mx250m; layering added in the geomechanical model). This model is larger in size than the reservoir-scale model, and is used in the geomechanical modelling study. It contains the main stratigraphical units of the reservoir and overburden, and the main faults in the reservoir and the overburden. Bounding surfaces that define the stratigraphical units are based on regional interpretations made by TNO. Using well data, 3D and 2D seismic, these interpretations were verified, and adapted when deemed appropriate. For the top and base of the reservoir only (top and base of the Main Buntsandstein Subgroup), the horizons from the higher-resolution reservoir-scale model were inserted to maximize the compatibility between the two models.

### Quality control

Quality control of the reservoir-scale model was done by comparing the depth of the horizons and the location of faults with the 3D seismic data cube supplied by TAQA. The seismic data were supplied in two-way travel times, so a time to depth conversion was needed to compare model with the seismic data. The data on seismic interval velocities provided by TAQA proved to be unusable for the purpose of time-depth conversion because of well-tying of the horizons in the depth domain. Therefore, it was decided to build a new velocity model based on regional-scale velocity modelling work performed in-house at TNO, newly interpreted seismic, and well tops in combination with additional velocity log data from wells. The regional velocity model was built on the basis of velocity information of 22 wells in the area (40 x 30 km) covered by the regional model. Wells were used mainly from the P15, P18, Q13, and Q16 blocks, supplemented by wells KDZ-02-S1, MON-02-S1, and MSG-01. The velocity model is based on a so-called “ $V_{int}-Z_{mid}$ ” relation of the main lithostratigraphic layers. Per layer, a linear velocity function was used:

$$V(z) = V_0 + K * z$$

where V stands for velocity ( $ms^{-1}$ ) and z represents depth (m). The estimate of  $V_0$  and K was made by taking the least squares approximation of  $V_{int}$  as function of  $Z_{mid}$ . Values of  $V_0$  and K thus obtained are given in Table 2.

The new velocity model was used for time-depth conversion of the reinterpreted stratigraphic horizons that were used for the regional-scale model. Quality control of the reservoir-scale model was done by comparing the position of the marker horizons and the position and dip of the faults to the 3D seismic cube provided by TAQA that was depth-converted using our new velocity model. It was concluded that there are small differences, mainly in lateral position and dip of faults, which are not negligible. Differences in fault dip can be attributed to differences in time-depth conversion due to the use of different velocity models. However, differences in the lateral position of faults in the order of 50-100m (1-2 voxels in the reservoir-scale model) can only be traced back

## Feasibility study P18

to the original seismic interpretation. This has implications for GIP estimates, as will be illustrated in Chapter 9.

Table 2: values of  $V_0$  and  $K$  used in the time-depth conversion

Unit ID	Stratigraphic name	$V_0(\text{ms}^{-1})$	$K(\text{s}^{-1})$
N	North Sea Group	1692.6	0.51
CK	Chalk Group	2324.1	0.75
KN	Rijnland Group	1708	0.9
S+AT	Schieland Group and Altena Group	2772.7	0.33
RN	Upper Germanic Trias Group	2788.9	0.45
RB	Lower Germanic Trias Group	2080.4	0.34

### Core and outcrop sampling

In order to facilitate work in other work packages of CATO-2, two core workshops were organized, one at the TNO core facility in Zeist, and one at the core facility of the Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) in Assen. Purpose of these workshops was to assess the influence of sedimentation processes and diagenesis on the flow properties of the P18 reservoirs. Furthermore, plug samples were taken from the reservoir interval in the core of the P18-02 exploration well, and from the core of well P18-A-01 in the P18-01 field nearby. Plug samples of the caprock, taken from wells Q16-4 and Q16-FA-101, were provided by NAM. Furthermore, rock samples of the reservoir and seal rocks were collected from outcrops in quarries in Germany. Plug and outcrop samples were handed-over to members of WP3.02 and WP3.03 for further study.

## 3.4. Geological setting

### 3.4.1. Structural history

The reservoir rocks of the P18 field are of Triassic age (249-245 Ma; Geluk, 2005), and belong to the Main Buntsandstein Subgroup. The Triassic rocks in the Netherlands represent part of the post-Variscan sedimentary mega-cycle. Its deposition was strongly controlled by a sequence of rift pulses that started in the Late Triassic, and lasted until the Middle Jurassic. It can be subdivided into a pre-rift, syn-rift and post-rift stage.

#### Pre-rift stage

The Early Triassic was characterised by regional, thermal subsidence. During the Early Triassic, sedimentation continued in a gentle northwards dipping basin (Southern Permian Basin) but under semi-arid continental conditions. At the southern margin of this basin, the area of deposition of the rocks of the P18 reservoirs (Figure 3.3), fine-grained lacustrine sediments were laid down initially, followed by a sandy fluvial and aeolian succession: the Main Buntsandstein Subgroup.

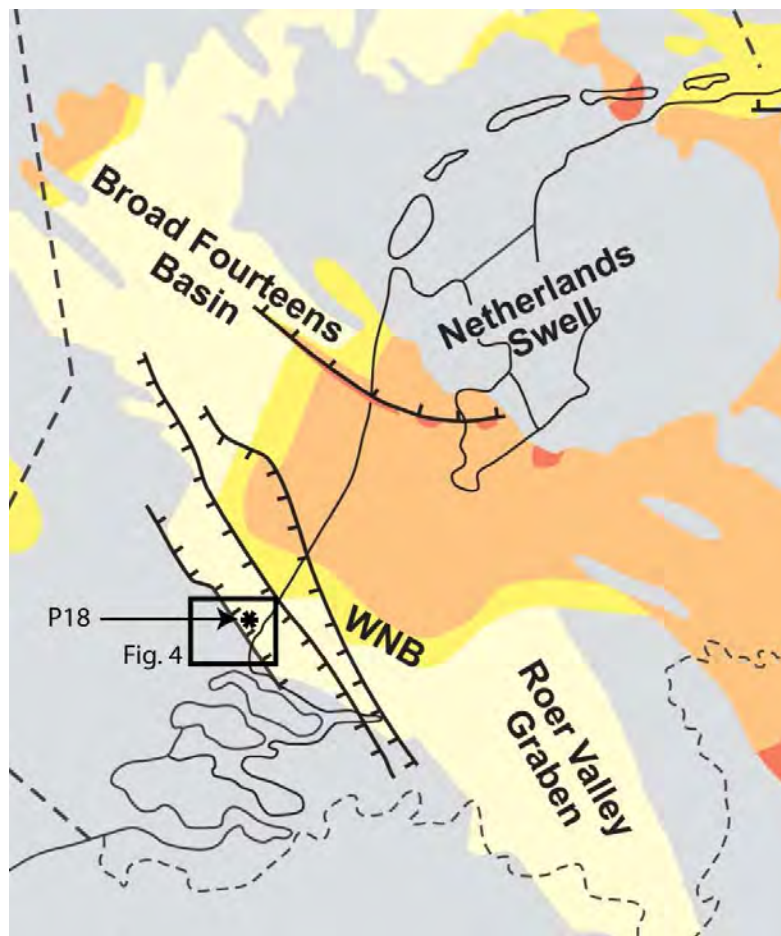


Figure 3.3: (Geluk 2007, after Geluk & Röhring 1997, 1999): Subcrop map of the Hardeggen Unconformity (= top reservoirs P18). Colours indicate formation; red: Lower Buntsandstein Fm., orange: Volpriehausen Fm., yellow: Detfurth Fm., white: Hardeggen Fm., grey: platform areas. WNB: West-Netherlands Basin.

These sediments were derived from the nearby London-Brabant Massif to the south, and the Rhenish massif to the southeast, which formed part of the northern rim of the Variscan orogenic belt (Geluk et al., 1996, Van Balen et al., 2000).

### Rift stage

Active rifting started in the Middle Triassic. Several rift pulses broke up the large basin into a number of NW-SE trending fault-bounded sub-basins (Figure 3.4; De Jager, 2007). One of the sub-basins formed was the West Netherlands Basin (WNB; Figure 3.3), a well-known oil- and gas province in the Netherlands that also contains the P18 gas field. From Middle to Late Triassic, during the *Early Kimmerian* rift phase, the WNB was formed, a structurally rather simple large-scale half-graben, bounded to the north by a major fault zone (Geluk, 1999b). During the Late Triassic to Early Cretaceous, rifting intensified, and faulting caused differential subsidence of the various subunits of the basin (van Balen et al., 2000).

**Feasibility study P18**

The strongest rifting occurred during the Late Jurassic to Early Cretaceous (Van Wijhe, 1987; De Jager et al., 1996; Racero-Baena & Drake, 1996). This caused the breaking-up of the basin into various sub-units, and large thickness variations in the Late Jurassic basin infill, i.e., thick in the basins and thin or absent on the highs.

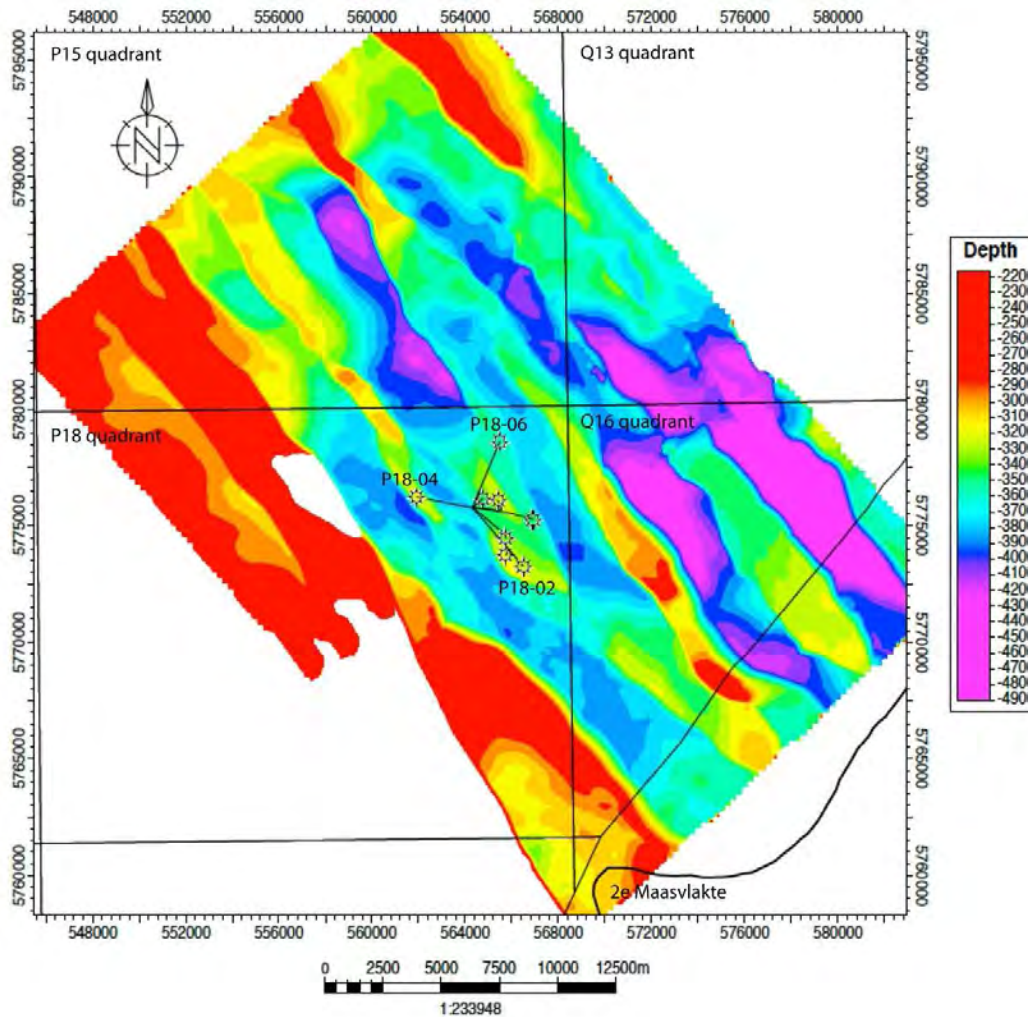


Figure 3.4: Contour map of the top Bunter (= top P18 reservoirs) in the offshore part of the West Netherlands Basin.

The rifting occurred in several discrete pulses of short duration in the time-span from Kimmeridgian to Barremian. Rifting gradually ceased during the Aptian-Albian (Van Wijhe, 1987), but subsidence of the WNB continued into the Late Cretaceous (van Balen et al., 2000).

**Post-rift/Inversion**

Compressional forces during the Late Cretaceous caused the inversion of the West Netherlands Basin (Van Wijhe 1987). On seismic, major fault zones display reverse movements, indicating that older basin-bounding faults were reactivated. Many of the oil-bearing anticlinal structures have been formed during this phase (De Jager et al., 1996; Racero Baena and Drake, 1996). The



**Feasibility study P18**

overall style of the inversion movements, with both a reverse vertical and a horizontal component, suggests they developed in response to transpression (dextral- strike-slip; Van Wijhe, 1987; Dronkers and Mrozek, 1991; Racero Baena and Drake, 1996).

**3.4.2. Depositional setting**

The Triassic sediments are of epicontinental character and were deposited in aeolian, fluvial, lacustrine, coastal and shallow-marine environments (Geluk, 2007). They are subdivided into two groups (Figure 3.5):

- The Lower Germanic Trias Group (Late Permian–Early Triassic), comprising mainly fine-grained clastic deposits with sandstone and oolite intercalations. In the P18 area, it consists predominantly of sandstones.
- The Upper Germanic Trias Group (Middle–Late Triassic) comprising an alternation of fine-grained clastics, carbonates and evaporites with subordinate sandstones.

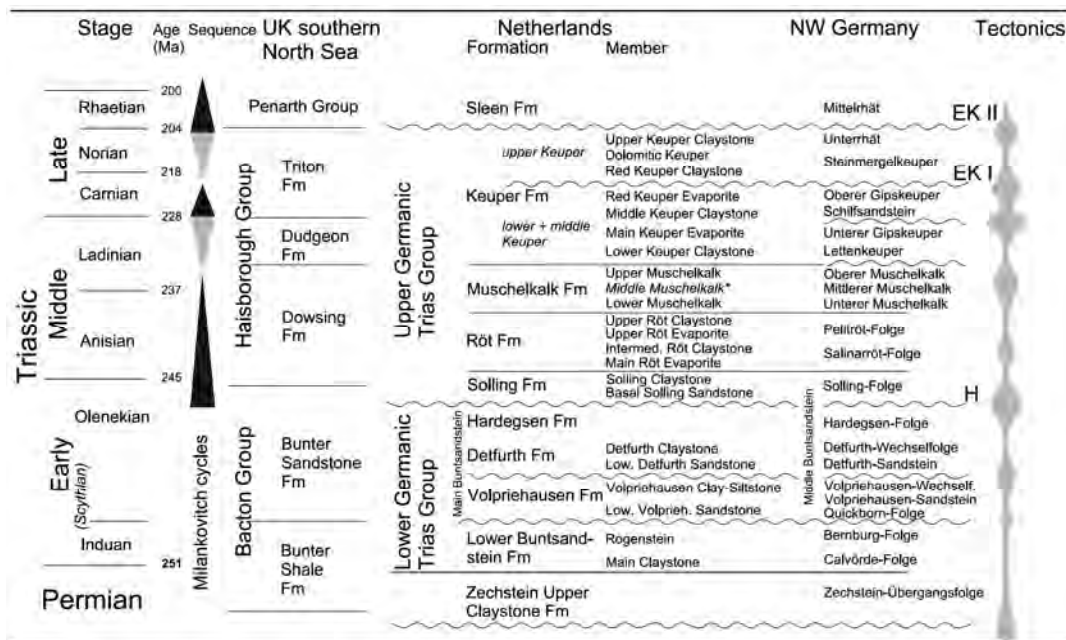


Figure 3.5: (Geluk, 2007; after Van Adrichem Boogaert and Kouwe 1994, Johnson et al. 1994, Geluk 1999 and Kozur, 1999; ages after ISC 2003; sequences after Gianolla and Jacquin 1998): Transgressive sequences in black, regressive sequences in grey. EK I: main Early Kimmerian Unconformity, base Norian; EK II: Early Kimmerian II Unconformity, base Rhaetian; H: Hardegsen Unconformity. \* Middle Muschelkalk comprises the Muschelkalk Evaporite and Middle Muschelkalk Marl.

It is formed by the Hardegsen or Base Solling Unconformity, which forms a regionally well-correlatable event (Ziegler, 1990; Geluk & Röhlings, 1997, 1999; Geluk, 2005). Directly above lie the claystones and evaporates of the Solling Claystone and Röt formations that form the caprock to the P18 reservoirs.

### 3.4.3. Source rock and charging

The gases in the P18 and other Triassic reservoirs in the West-Netherlands Basin have either a pure Westphalian (Carboniferous) or a mixed origin (De Jager et al., 1996). Based on the carbon-isotope ratios, carbon molecular gas ratios and nitrogen isotope ratios, Gerling et al. (1999) also concluded that Carboniferous and Upper Permian gas fields in the western part of the Southern North Sea Basin are of a mixed origin, with a low maturity terrestrial source and a more mature marine source. The terrestrial source is a thick succession of Westphalian sediments, which contains humic source rocks in coals and shales. The average coal content of the Westphalian A and B succession is about 5.5% (Dusar et al., 1998), and the TOC of the coals is at least 70% (Van Bergen, 1998). The second source could be a Namurian (Carboniferous) marine source rock.

Generation of the gas and migration into the P18 reservoirs was modelled by van Balen et al. (2000). They concluded that generation set in at about 240 Ma, accelerated at 160 Ma, and levelled out towards the present. In the P18 area, generation continues until now, whereas in the central and northern parts, the generation rate strongly declined at about 150 Ma. The charging occurred between 150 Ma and 80 Ma. This is in agreement with K/Ar dating of diagenetically formed illite, from which the age of gas emplacement for a well in the Broad Fourteens Basin was inferred to be 140 Ma (Lee et al., 1985). As the WNB has a similar tectonic history as the Broad Fourteens Basin (Van Wijhe et al., 1987), the timing of gas emplacement can also have been similar.

## 3.5. Reservoir geology

### 3.5.1. Structure and faults

The structures that contain the reservoirs are bound by a system of NW-SE oriented faults in a horst and graben configuration, with a sinistral strike-slip component (Figure 3.6). The top of the reservoir compartments lies at depths between 3175 m and 3455 m below sea level (Figure 3.7).

Block P18-02 is the main block, and is bounded by two normal faults, the F19 fault and the F20 fault. A closer look at the offsets of these reservoir-bounding faults (Figure 3.8) indicates that they are sealing due to juxtaposition of reservoir zones against impermeable shales of the Altena Group. Inside P18-02, compartment P18-02I, which is the largest compartment of the three, is separated from compartment P18-02II by fault F14, the offset of which is insufficient to be sealing by juxtaposition (Figure 3.8). Indeed, production data suggest that there is partial communication between the two compartments across this fault (pers. comm. N. Vera of TAQA). It is likely that the sealing capacity of this fault depends on a pressure threshold, and that this threshold is exceeded due to depletion of the compartment after production. Compartment P18-02III is separated from P18-02II and P18-02I by fault F18, which has enough offset to be sealing by juxtaposition, except for a small region at the southern end (Figure 3.8). However, no or very minor pressure communication was observed between the P18-02I/ P18-02II compartments and the P18-02III compartment (pers. comm. N. Vera of TAQA), which suggests that the F18 fault is sealing.

Feasibility study P18

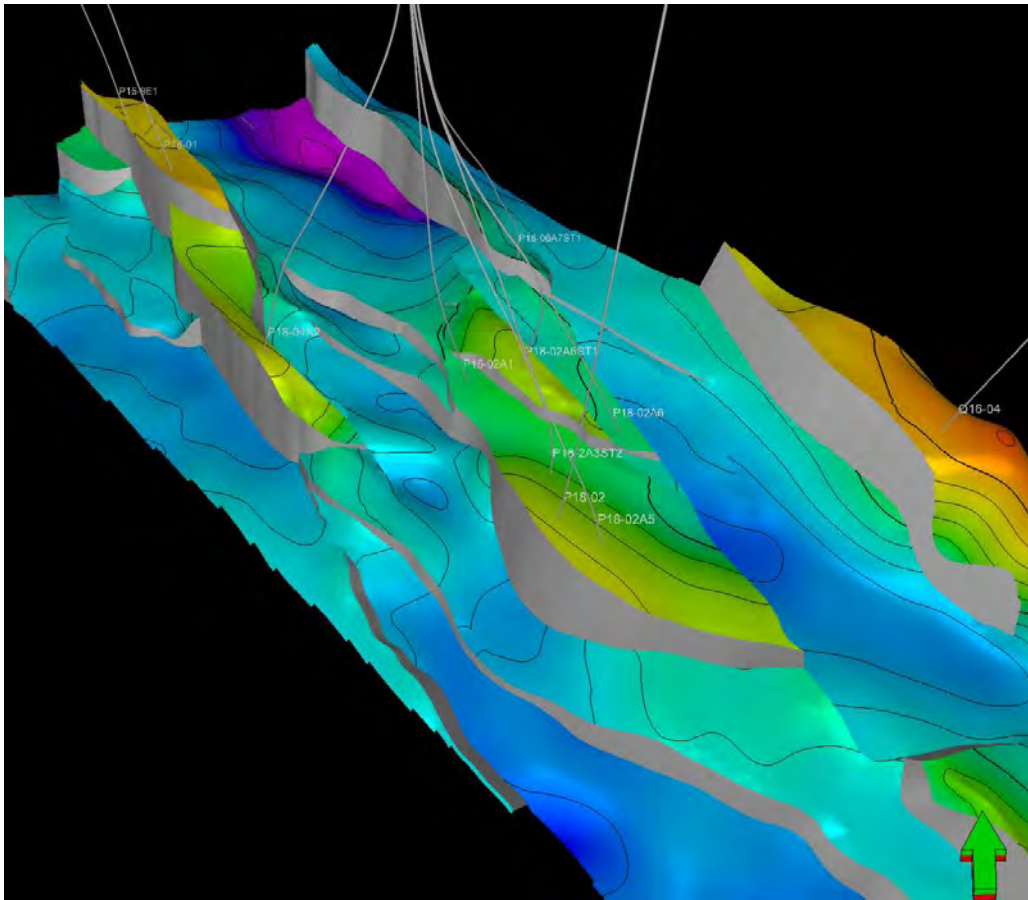


Figure 3.6: 3D view of the top of the P18 reservoirs. Faults are shown in grey.

Feasibility study P18

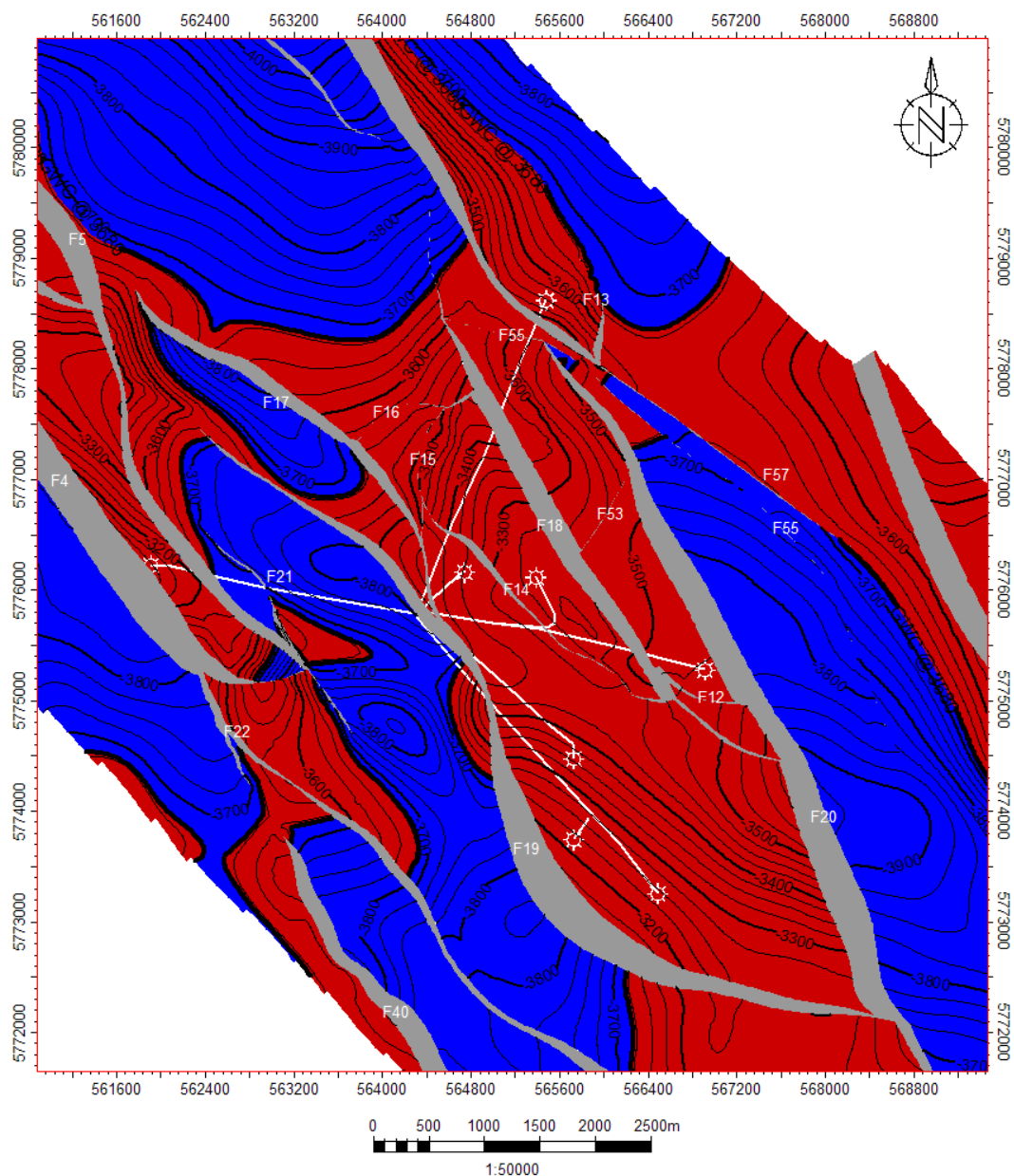


Figure 3.7: Contour map of the top of the reservoir, with faults bounding the compartments in grey. Fault identifiers and locations of the wells at the top of the reservoir are indicated in white. Colouring indicates pore fluid contents based on a GWC of 3680 m SSTVD; red: gas, blue: water

Block P18-04 is located to the northwest of the main block. It is bounded by faults F4 and F5 to the west and east respectively, and separated from the P15-E field by fault F3 (Figure 3.8). All three have sufficient offset to be sealing by juxtaposition, which is supported by production data (e.g. different pressures).

**Feasibility study P18**

Block P18-06 is located to the northeast of the main block. It is bounded by faults F13 and F57, of which only F13 has enough offset to be sealing by juxtaposition.

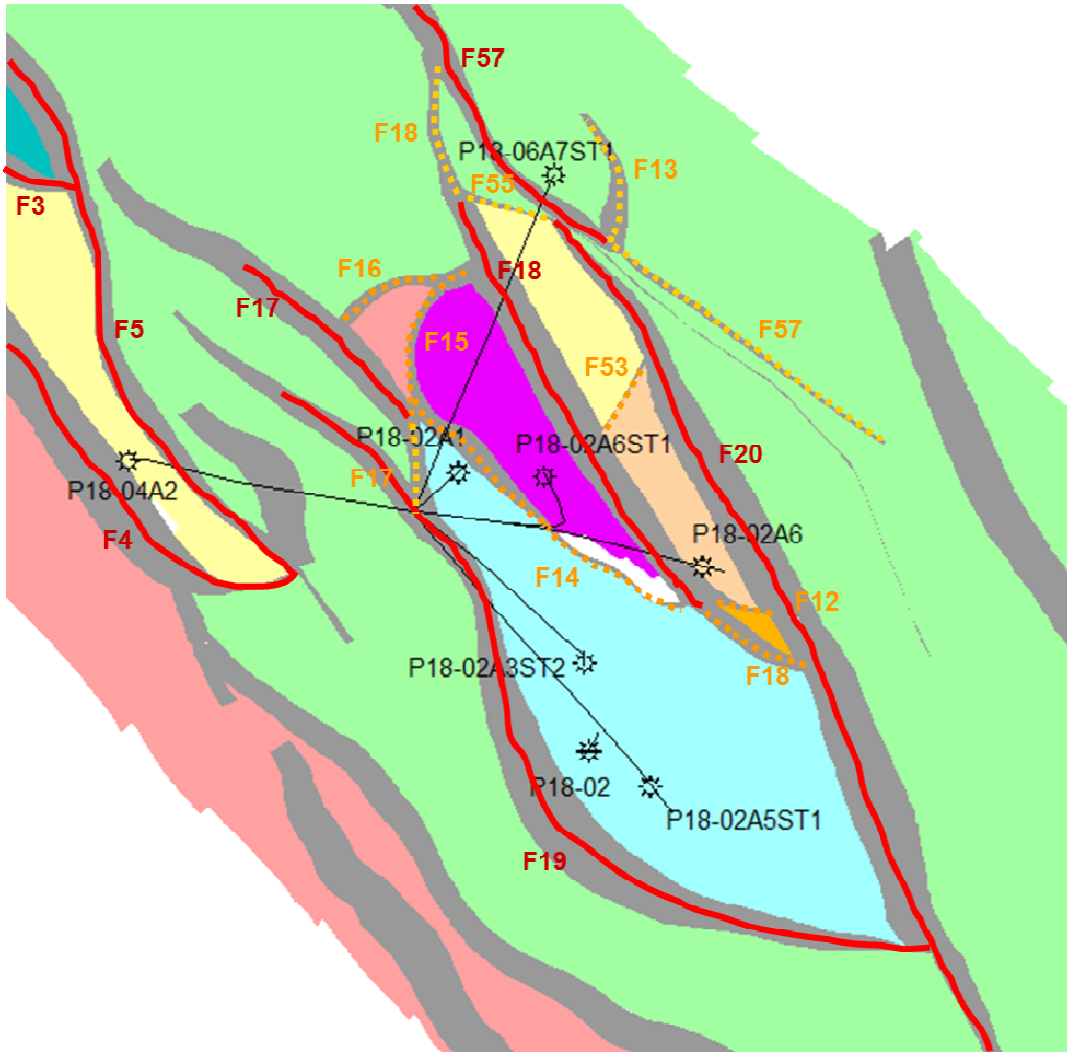


Figure 3.8: Map view of the P18 field, with the different reservoir compartments indicated in different colours. Faults that have enough offset to juxtapose reservoir against non-reservoir are indicated with bold red lines, and faults that do not have enough offset, i.e., where reservoir is juxtaposed against reservoir, are indicated with dotted orange lines.

**3.5.2. Lithologies**

The reservoir rocks of the P18 belong to the Main Buntsandstein Subgroup, a cyclic alternation of (sub-) arkosic sandstones and clayey siltstones. The Volpriehausen Formation is mainly of fluvial origin, but also contains substantial aeolian sediment. It consists of braided river deposits interbedded with dune deposits, and subordinate flood-plain and crevasse-splay deposits (Ames and Farfan, 1996). It is composed of a Lower Volpriehausen Sandstone Member and an Upper Volpriehausen Sandstone Member. The Volpriehausen Formation is a clean sandstone with a blocky appearance on Gamma-ray logs (Figure 3.9 & Figure 3.10) that contains high percentages



**Feasibility study P18**

of calcite and dolomite (Geluk et al., 1996).

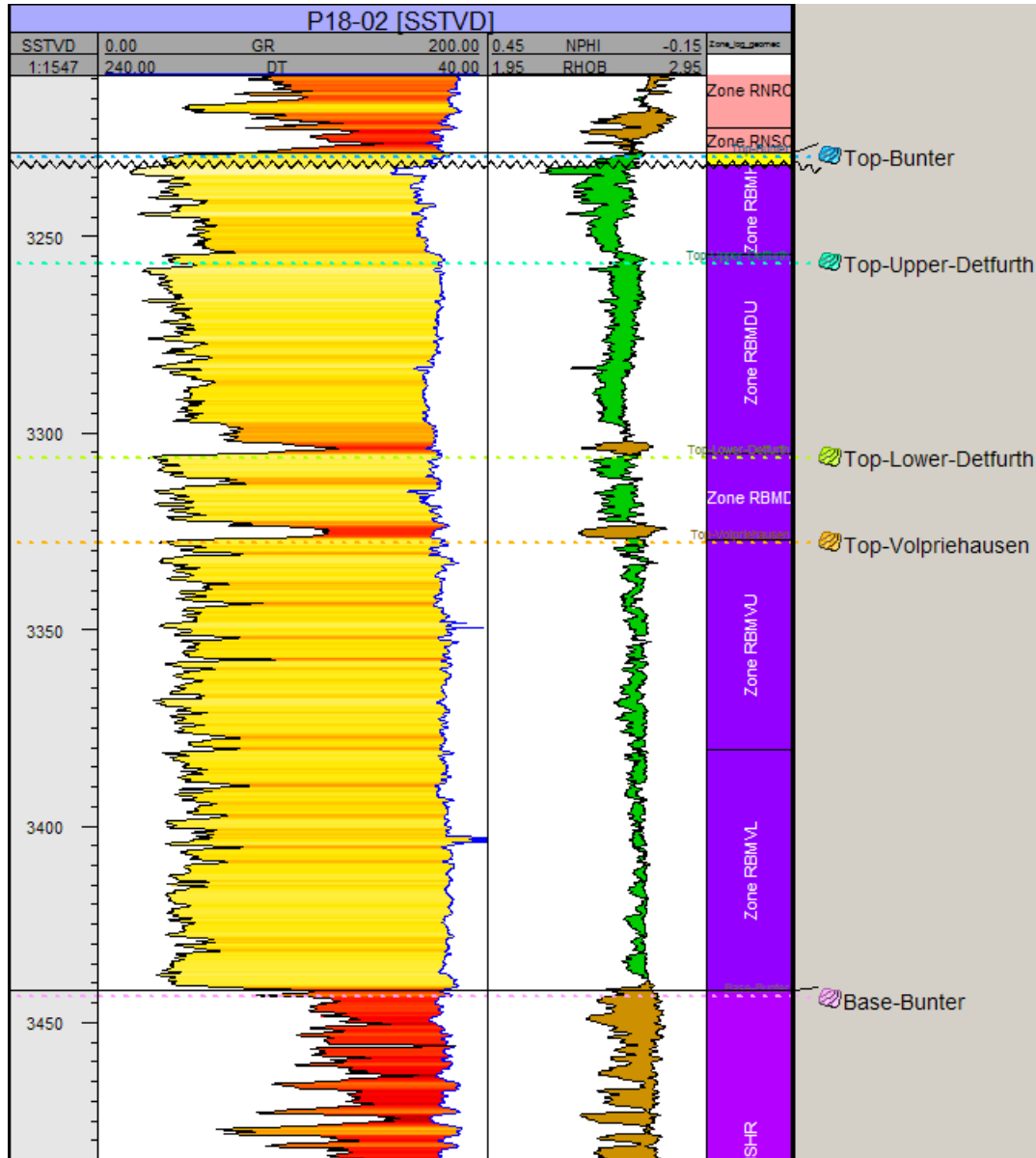


Figure 3.9: GR-log (red-yellow colouring), sonic log (blue), neutron porosity (NPHI) log, and bulk density (RHOB) log over the reservoir interval in the P18-02 exploration well.

On Gamma-ray logs, it is clearly distinguished from the Rogenstein Claystone Member below by a marked increase in Gamma-ray readings. The Rogenstein Claystone member forms the basal seal to the reservoirs (Figure 3.10). Only wells P18-02-A1, P18-02-A2, P18-02-A3ST2, and P18-02-A5 penetrate the entire Volpriehausen Formation. Its thickness in the wells ranges between 101 m and 115 m (Table A1 in Appendix A).



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 25 of 198

## Feasibility study P18

---

The Detfurth Formation is composed of a Lower and an Upper Detfurth Sandstone Member. It consists mainly of aeolian sediment (dunes), and some fluvial deposits (Ames and Farfan, 1996). The Lower Detfurth Sandstone Member forms one of the best reservoir intervals in the P18 fields. It is marked by low gamma-ray values (Figure 3.9 & Figure 3.10) due to its high quartz grain content and because it is quartz-cemented (Geluk et al, 1996). It is distinguished from the Volpriehausen Formation by a well-correlatable interval of high gamma-ray readings (Detfurth Unconformity) and two clearly recognizable coarsening upwards sequences (Figure 3.9 & Figure 3.10).

Feasibility study P18

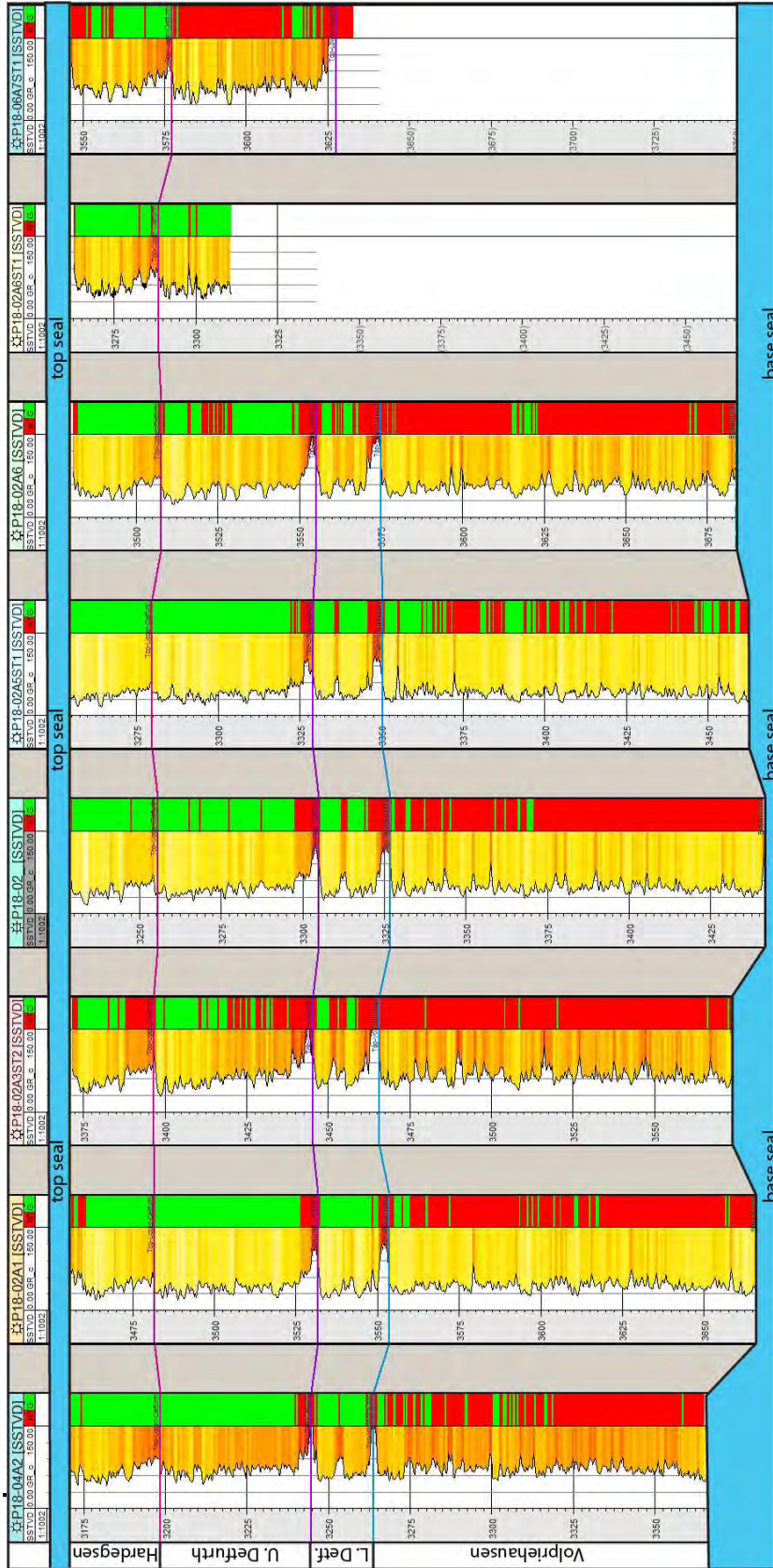


Figure 3.10: Log panel through the production wells of the P18 field. GR-logs on the left side, with colouring indicative of GR reading, yellow: low (sand), red: high (clay). Net Pay logs on the right side, red: no-pay zone, green: pay zone.

It is penetrated by all the wells except well P18-02-A6ST1. Well P18-02-A7ST1 only penetrates the top. Its thickness in the wells ranges between 19 m and 22 m (Table A2 in Appendix A).

The Upper Detfurth Sandstone Member is separated from the Lower Detfurth Sandstone Member by a second well-correlatable interval of high-Gamma-ray readings and a single coarsening-upward sequence (Figure 3.9 & Figure 3.10). It is penetrated by all the wells, although not completely by well P18-2A6ST1. Its thickness ranges between 47 m and 50 m (Table A3 in Appendix A).

The Hardegsen Formation is characterized by sandstones, and is recognized by a marked increase in the Gamma-ray values compared to the underlying Detfurth Formation. Furthermore, it displays a well-developed overall coarsening-upward pattern with low Gamma-ray values towards the top (Figure 3.9 & Figure 3.10). It consists mainly of aeolian deposits and is penetrated by all the wells. Its thickness in the wells ranges between 24 m and 33 m (Table A4 in Appendix). Above the Hardegsen Formation, gamma-ray values increase again, first mildly, and then strongly and abrupt (Figure 3.9). This mild increase is due to the transition from Hardegsen Formation to the Solling Sandstone Member, which here is included in the Hardegsen reservoir zone. The strong increase is due to the transition from the Solling Sandstone Member to the Solling Claystone Member that forms the basal part of the caprock to the P18 reservoirs (Figure 3.10).

### **3.5.3. Petrophysics**

#### **Wells**

Data on the petrophysical properties of the reservoir intervals (N/G, PHI,  $S_w$ ) in the wells were provided by TAQA. They are displayed in tables A5, A6, A7, and A8 in the Appendix A. The Free Water Level (FWL) was determined by TAQA either from pressure-depth gradients or from mapped spill points. However, there is much uncertainty on the actual position of the FWL in the three blocks. For instance, in the P18-02 block, the lowest-known-gas was found at 3506 m (base perforation) in well P18-02A6, but the structural spill point of the P18-02 block is mapped at 3635 m in the NW corner of the block (Figure 3.7). A discussion on the position of the FWL and significance for GIIP estimates and history matching can be found in the report of WP3.02 on the reservoir engineering aspects of this feasibility study.

Average values of porosity and connate water saturation per field are displayed in Table 3. Average porosity in the Hardegsen formation ranges between around 7-13% and in the Detfurth Sandstone Members slightly lower around 5-9%. Maximum porosities encountered in the clean sandy parts of both formations are around 21 %.

The average permeabilities are calculated by TAQA based on the average porosities using a porosity-permeability relation. Although its origin is unclear, it is likely that this relation is based on core measurements. However, an attempt to reproduce this relationship from such measurements failed. Clearly, the permeabilities are highest in the Hardegsen Formation, with a range between 2 and 207 mD. In the Detfurth Sandstone Members they range between 0.1 and 0.8 mD. The combined thickness of both formations is approx. 100 m. The Volpriehausen has a much lower porosity that ranges between 3 and 5%. Permeabilities are very low, i.e., less than 0.1mD. The thickness of the Volpriehausen is also approx. 100 m.



**Feasibility study P18**

Average water saturations range between 0.24 and 0.47 in the Hardegsen Formation, between 0.43 and 0.57 in the Upper Detfurth Sandstone Member, between 0.32 and 0.42 in the Lower Detfurth Sandstone Member, and between 0.78 and 0.92 in the Volpriehausen Formation.

Table 3: Average (arithmetic) petrophysical properties of the reservoir intervals per block in the wells of the P18 field. "N/G" stands for "Net-To-Gross", as calculated by dividing the amount of sand (Vshale cut-off: < 0.35, PHI cut-off: > 0.02) in m by the total thickness of the formation, "PHI" indicates the average porosity (cut-off: > 0.02) of the bulk, "Sw" indicates the average water saturation (Vshale cut-off: < 0.35, PHI cut-off: > 0.02), and "k" indicates the average permeability as calculated using a porosity-permeability relation. "N.F.P." stands for not fully penetrated.

<b>P18-02</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	26.4	48.8	21	111
<b>N/G</b>	0.98	0.94	0.79	0.70
<b>PHI</b>	0.125	0.092	0.079	0.039
<b>Sw</b>	0.267	0.428	0.418	0.778
<b>K (mD)</b>	128.0	0.8	0.3	0.0
<b>P18-04</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	24	47	19	101
<b>N/G</b>	0.99	0.87	0.81	0.33
<b>PHI</b>	0.131	0.092	0.065	0.049
<b>Sw</b>	0.240	0.470	0.390	0.920
<b>K (mD)</b>	207.0	0.8	0.1	0.0
<b>P18-06</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	33	49	N.F.P.	N.F.P.
<b>N/G</b>	0.81	0.91	N.F.P.	N.F.P.
<b>PHI</b>	0.074	0.048	0.059	0.030
<b>Sw</b>	0.470	0.570	0.320	outside gasleg
<b>K (mD)</b>	1.8	0.0	0.1	0.0



## Feasibility study P18

Table 4: Average modelled petrophysical properties of the reservoir intervals per block in the P18 field.

<b>P18-02</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	26.6	49.1	21.5	116.2
<b>PHI</b>	0.107	0.077	0.066	0.033
<b>S<sub>w</sub></b>	0.401	0.650	0.624	0.936
<b>P18-04</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	29	49	19	111
<b>PHI</b>	0.111	0.076	0.064	0.0245
<b>S<sub>w</sub></b>	0.348	0.61	0.688	0.99
<b>P18-06</b>				
	<b>Hardegsen</b>	<b>Upper Detfurth</b>	<b>Lower Detfurth</b>	<b>Volpriehausen</b>
<b>Thickness (m)</b>	26.9	47.5	19.1	110.7
<b>PHI</b>	0.054	0.029	0.036	0.019
<b>S<sub>w</sub></b>	0.770	0.890	0.660	0.940

## Model

An important step in the quality control of the reservoir model is to verify that the property model honours the original data on the petrophysical properties from the wells, as presented above. Property modelling, i.e., interpolation of measured values of porosity and permeability between the wells, was done by TAQA in RMS assuming that the distribution of the properties resembles a Gaussian distribution. Water saturation was modelled with a height-saturation function. Table 4 displays the average modelled values of thickness, porosity and water saturation for the three blocks in the P18 field. When comparing these values to the average values of thickness, porosity, and water saturation in the wells (Table 3) it can be concluded that the average thicknesses of the reservoir intervals in the model agree well with those in the wells, and that it somewhat underestimates the porosities. Far more striking however is that the model substantially overestimates the water saturation by values ranging between 0.07 and 0.34. Permeabilities in the supplied property model were of low confidence, and have not been included in this report.

## 3.6. Seals

### 3.6.1. Primary Seal

The primary seal to the P18 reservoirs is formed by siltstones, claystones, evaporites and dolostones of the Solling Claystone Member, the Röt Formation, the Muschelkalk Formation, and the Keuper Formation that disconformably overlie the reservoir. The Solling Claystone Member consists of red, green and locally grey claystones that were deposited in a lacustrine setting just after the tectonic movements of Hardegsen phase during a major transgression (Geluk et al., 1996). It is the first laterally extensive claystone above the reservoir rocks of the Main Buntsandstein. In well P18-02, it has a thickness of approx. 5 m (Figure 3.11). The Röt Formation

## Feasibility study P18

---

consists of thin-bedded claystones, and is approx. 40 m thick. The Muschelkalk Formation consists of claystones, dolomites, and evaporates, and is approx. 70 m thick. All these rocks contain variable amounts of nodular anhydrite cementation (Spain and Conrad, 1997). The Keuper Formation consists of claystones intercalated with zones of anhydrite and gypsum, and is approx. 40 m thick. In total, the thickness of the primary seal in well P18-02 is approx. 155 m.

Faults are present in this primary seal. However, these faults appear to be sealing. Reservoir closure is obtained through impermeable zones above and below the reservoir interval (Figure 10), in combination with juxtaposition of permeable reservoir facies against impermeable non-reservoir facies of the Altena Group (secondary seal, see below). A closer look at the 3D seismic reveals that, although most of the reservoir-bounding faults do not continue further upward into the overburden than the shales of the Altena Group, some reverse faults that were formed during the inversion phase appear to originate around the fault tips of the older reservoir-bounding faults (Figure 3.14). However, inversion in the area of the P18 field was relatively weak. Therefore, it is unlikely that these inversion faults are reactivation faults that originate from movement along the older basin-bounding faults. Although impossible to rule out completely, it is not likely that the sealing properties of the basin-bounding faults have been compromised.

### 3.6.2. Secondary and higher seals

Directly above the primary seal lies the Altena Group, a thick succession of marine claystones, siltstones and marls of Early Jurassic age with excellent sealing quality. It also contains the Posidonia Shale Formation that is easily recognized on seismic due to its excellent reflectivity. The Altena Group has a thickness of approx. 500 m in the P18-02 well (Figure 3.14). The rest of the overburden is formed by several geological formations, some of which can also be assumed to have good sealing properties. The North Sea Supergroup is the shallowest succession in the overburden, and consists mostly of siliciclastic sediments. It has a thickness of approx. 1000m, and consists of the Lower, Middle and Upper North Sea Groups. The bases of the Upper and Lower North Sea Groups are marked by distinct unconformities. The Lower North Sea Subgroup comprises Paleocene and Eocene, predominantly marine deposits, the Middle North Sea Group includes mainly Oligocene, marine strata, and the Upper North Sea Group consists of marine to continental, Miocene and younger sediments. The North Sea Supergroup overlies the Chalk Group unconformably. On seismic, it appears as largely unfaulted, although sub-seismic scale faults might be present. Clayey sequences are abundant, especially in the lower part. These could very well act as secondary seals.

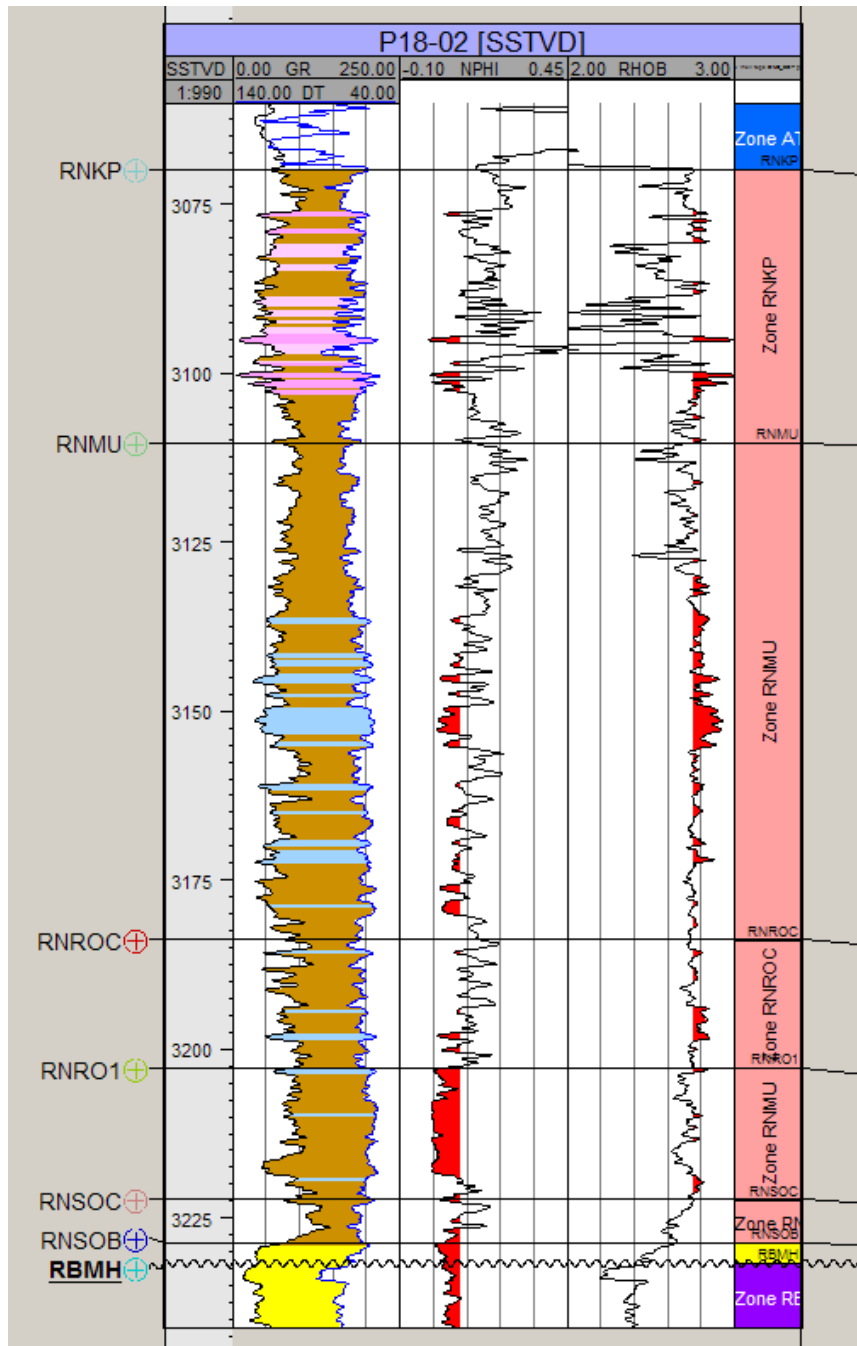


Figure 3.11: GR-log, sonic log, neutron porosity log and bulk density log of the primary seal in the P18-02 exploration well. RBMH: Hardegsen Formation = top reservoir (unconformity). Colouring indicates lithology, yellow: sand, brown: shale, blue: dolomite, light pink: anhydrite, dark pink: gypsum.

Feasibility study P18

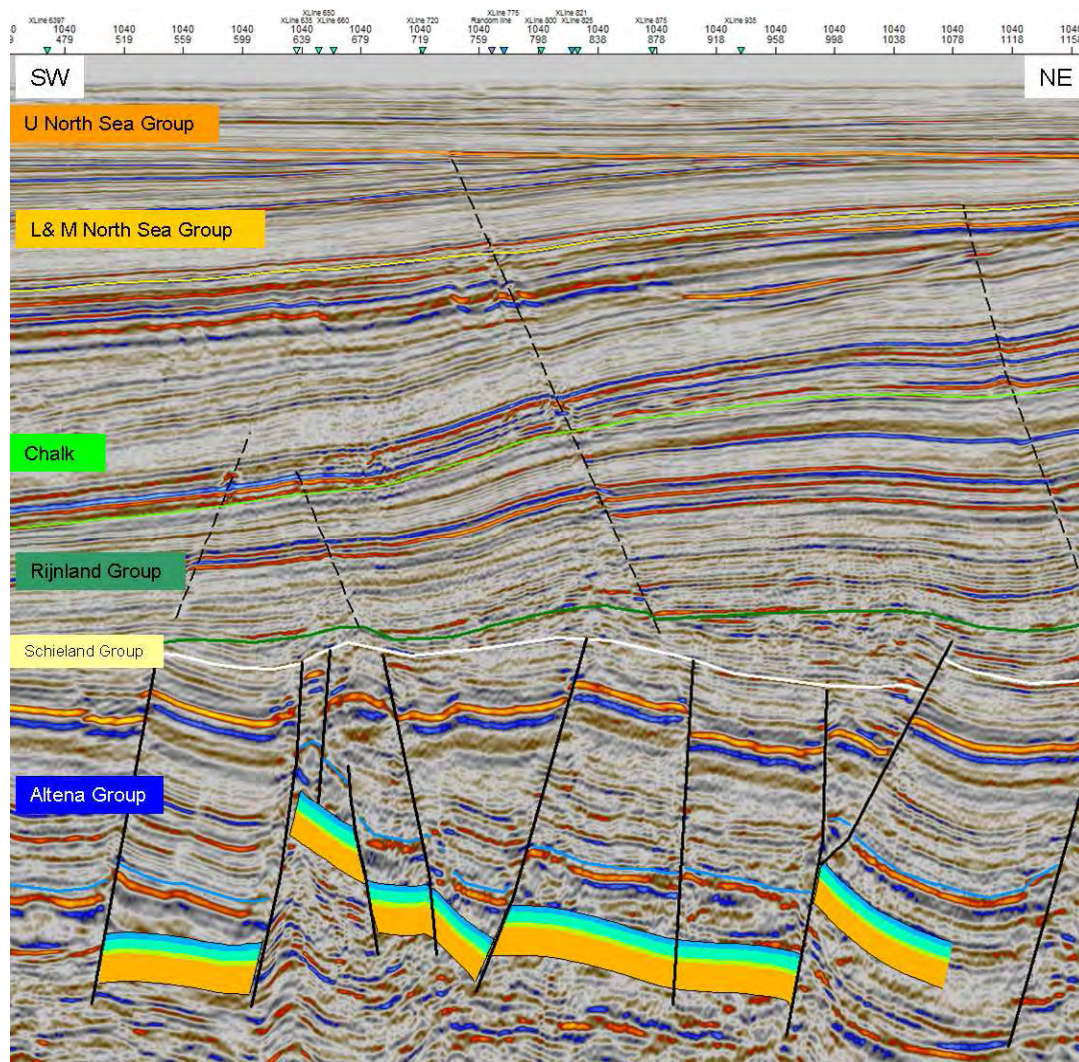


Figure 3.12: Seismic cross-section (inline 1040 in TAQA seismic cube) through the P18 field, displaying the reservoir interval (coloured layering), the main bounding faults to the reservoirs (bold lines), the main stratigraphic units in the overburden and the faults in the overburden (dashed). Position of cross-section is indicated in Figure 3.114.

The Upper Cretaceous Supergroup has a thickness of approx. 1400m and consists of the Ommelanden Formation, the Texel Formation and the Texel Greensand Member. During the Late Cretaceous, the influx of fine-grained clastics into the marine realm (Lower Cretaceous) diminished. A fairly uniform succession of marls and limestones of the Texel and Ommelanden Formations developed. These sediments have an earthy texture and are commonly known as 'chalk'. The sealing properties of these formations are questionable although few of the larger faults penetrate this interval. The Lower Cretaceous Supergroup has a thickness of approx. 1000m, and consists of the Holland Formation, the Vlieland Claystone Formation and the Vlieland Sandstone Formation. At locations in close proximity to the P18 field, some of the sandstone layers present in this interval are gas or oil bearing (e.g. Rijswijk Member, Rijn Member), which demonstrates the sealing quality of the numerous claystone intervals in this succession. The Lower Cretaceous appears largely unfaulted, which further increases the sealing potential of



**Feasibility study P18**

these rocks. However, it is expected that some sub-seismic scale faults are present throughout the Upper and Lower Cretaceous supergroups.

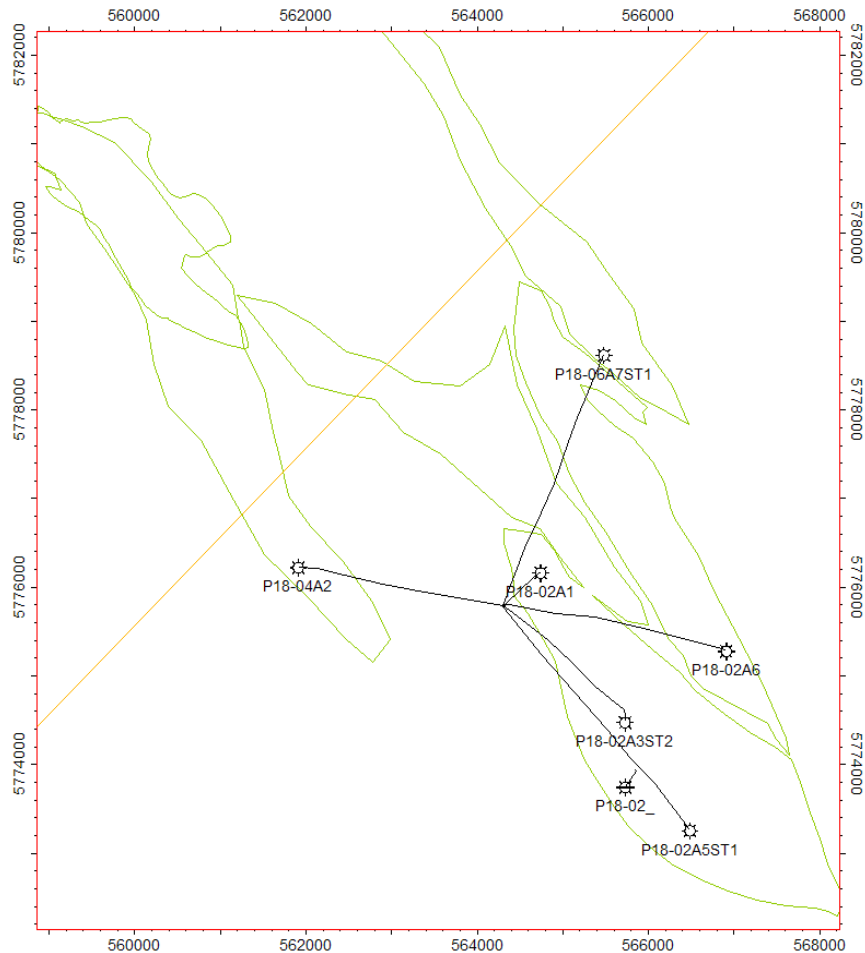


Figure 3.13: Map view of the P18 field, with position of the seismic cross-section of Figure 11 indicated in orange.

**3.6.3. Shallow gas accumulations**

On 3D seismic small bright spots and disturbances (diameter approx. 100m) along and near fault lines can be identified (Figure 3.15). It is likely that these bright spots and disturbances are related to shallow gas. Origin of the gas could be biogenic, but it could potentially also have originated deeper, in which case it must have migrated upward and possibly also laterally through transmissive faults and permeable layers. Considering the excellent sealing quality of the primary seal of the P18 reservoir, and the difference in age and dip of the faults in layers above and below the Altena Group, it is unlikely that these potential shallow gas accumulations are related to the P18 reservoirs from which gas is produced. More likely, it originates from either the Posidonia Shale Formation in the overlying Altena Group, which is responsible for charging many Upper Jurassic and lower Cretaceous reservoirs in the vicinity (De Jager et al., 1996), or from shallower layers by biogenic processes.



Feasibility study P18

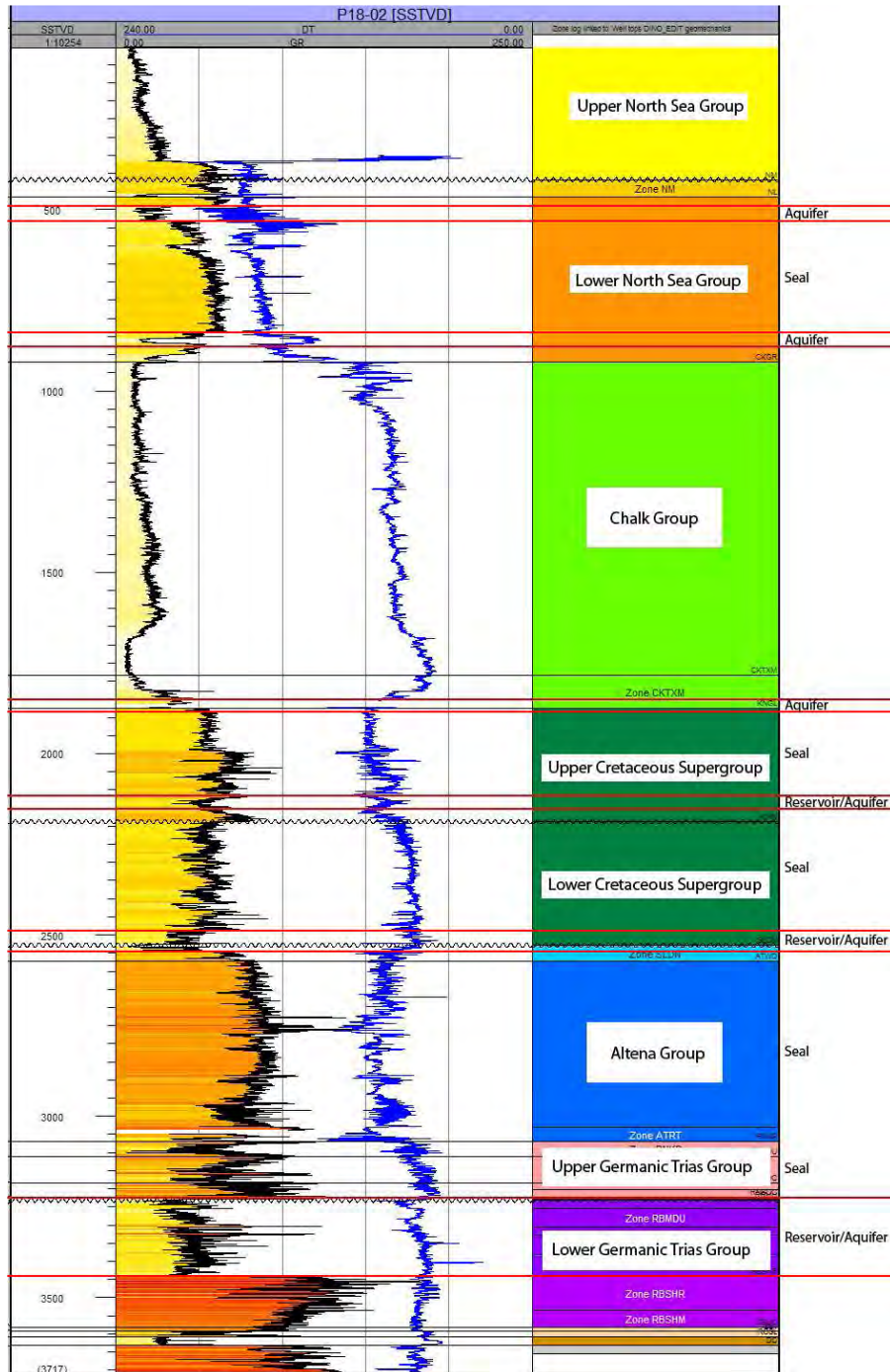


Figure 3.14: Stratigraphy and logs (GR in black with red-yellow colouring, sonic in blue) of the reservoir interval and overburden of the P18 field, with aquifers and seals indicated.

Feasibility study P18

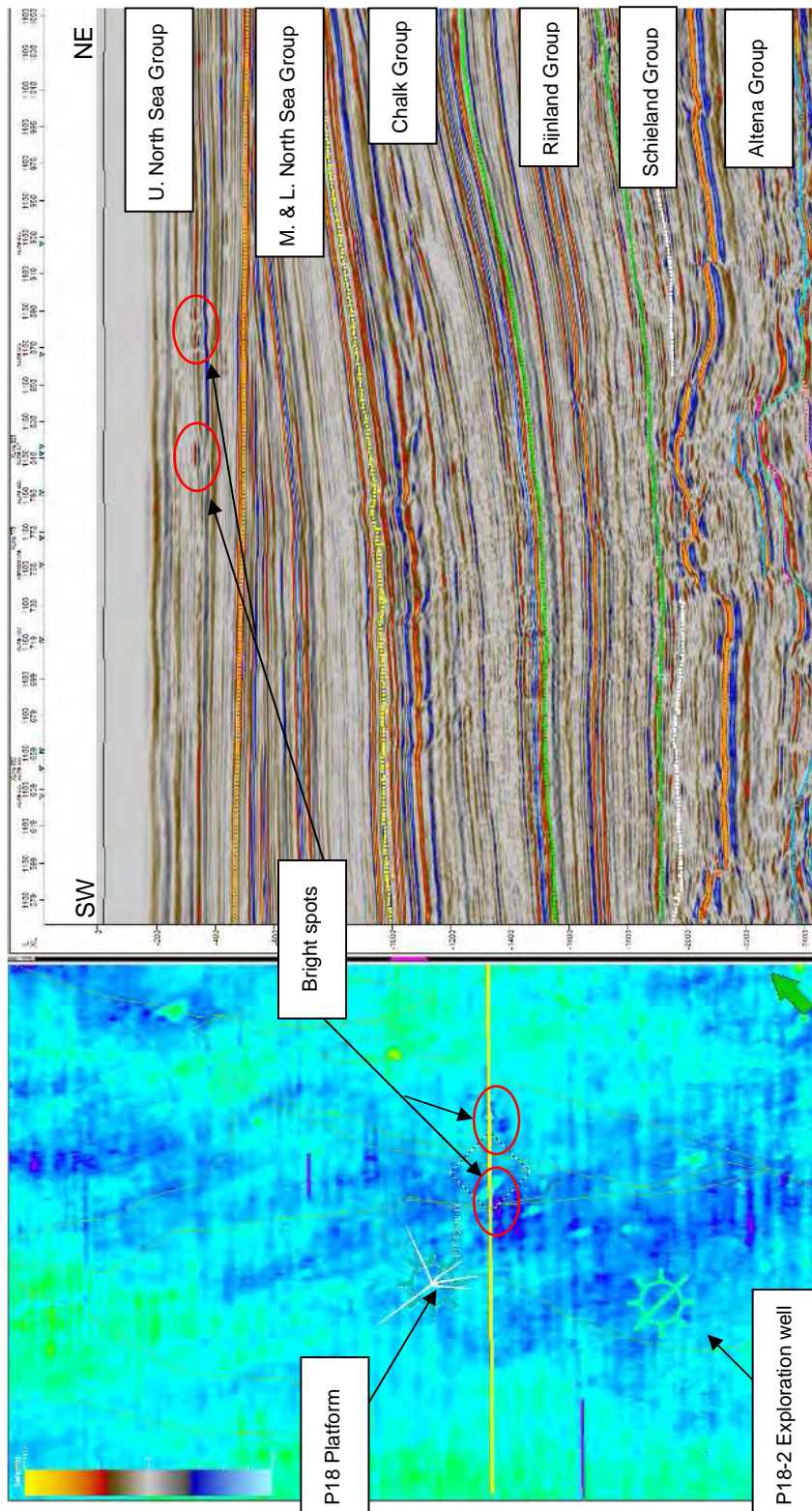


Figure 3.15: Left: map of the RMS amplitude between 250ms and 350ms TWT. Note the greenish blobs slightly east of the P18 structure. Right: Seismic section through the P18 structure, note the elevated amplitudes between 250ms and 350ms TWT.

### 3.7. GIIP: estimates and sensitivity

Estimates of GIIP (Gas Initially In Place) are important, because they are an indication of the volume of CO<sub>2</sub> that can be stored. A GIIP estimate can be made based on different sources of information. Here, two independent sources have been used, a static GIIP estimate based on the static geological model, and a dynamic GIIP estimate, based on production data, i.e., plots of pressure/depth (P/z) vs. cumulative production (see also Chapter 4 reservoir engineering). The GIIP estimate from the production data is very accurate, i.e., it has a low uncertainty attached to it because it is directly based on production. It is a direct indication of the connected volume, i.e., the pore volume connected to the wells. Table 5 displays the GIIP estimates for the three blocks in the P18 field. Static GIIPs for both the original geological model of TAQA (RMS format) and the rebuilt one of CATO-2 (Petrel format) are given to indicate the close match between the two models. Evidently, the static model underestimates the GIIP.

Table 5: Static and dynamic GIIP estimates (in BCM) of the three blocks in the P18 field.

GIIP						
	GWC(m)	Static (TAQA)	Static (CATO-2)	Dynamic	ΔGIIP	%
P18-02	3680	12.40	12.45	13.40	0.95	7.1
P18-04	3377	2.58	2.58	3.20	0.62	19.3
P18-06	3680	0.35	0.36	0.62	0.26	41.9
<b>Sum</b>		15.33	15.39	17.22	1.83	10.6

A sensitivity analysis of the static GIIP estimates was done to assess the sensitivity of the estimates to uncertainty in structure, depth of GWC, porosity and water saturation. For block P18-02, the discrepancy between static and dynamic GIIP is only about 7%, which can easily be attributed to differences in porosity and/or average water saturation between the wells and the property model (see Tables 3, 4). However, for blocks P18-04 and P18-06 the discrepancy is much larger, and can be only partly explained by such differences.

For block P18-04, lowering the water saturation to 0.37, which is on the low side of the average as determined from well P18-04A2, and increasing the porosity to 0.13, which is on the high side of the average as determined from the wells, increases the static GIIP from 2.58 BCM to 2.78 BCM, which still leaves a gap of 0.5 BCM. However, when taking into account the structural uncertainty, this 0.5 BCM can be accounted for, as is shown in Figure 16. Spatial resolution in the reservoir model is 50m, i.e., a single grid cell has sides of 50 m. In the example of Figure 16, the left edge of the reservoir interval, which is formed by a fault (not explicitly shown), falls 50m (one cell) short of the actual position of the fault as identified from seismic. In fact, the position of the fault that bounds the reservoir interval in the model is slightly different from the actual position as identified on seismic. Consequently, a potential GIIP of 0.5 BCM is lost easily in the entire P18-04 block, calculated roughly by multiplying the difference of 50m by the length (3km) and thickness (150m) of the reservoir.

For block P18-06, structural uncertainty adds only 0.07 BCM to the static GIIP due to the low porosity. However, here the water saturation in the reservoir model far exceeds the values as determined from well P18-06A7ST1 (Table 3 & Table 4). Lowering the water saturation from 0.84 (average in the reservoir model) to values in the range of 0.6-0.7 is enough to match the static GIIP with the dynamic GIIP for this block. Furthermore it can be said that the p/z curve as



## Feasibility study P18

displayed in Figure 4.5 also suggest a low permeability around the producer and a higher permeability elsewhere. This was not reflected in the original geological model as supplied by TAQA.

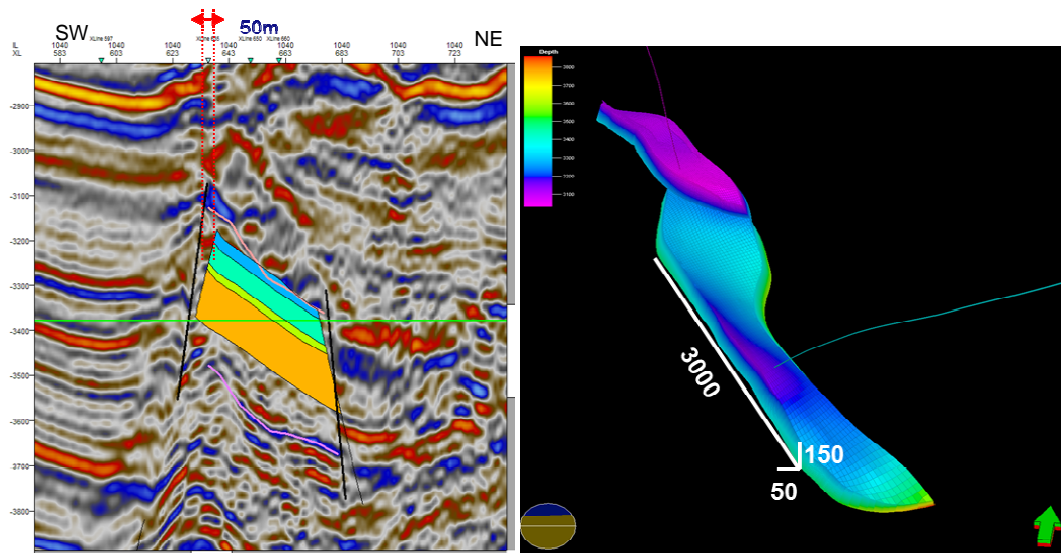


Figure 3.16: Example of structural uncertainty in the reservoir model. Left figure displays a seismic cross-section through block P18-04 (position indicated by red line in right figure), with the modelled reservoir interval in block P18-04 (coloured layering), which does not fully reach up to the faults (solid black lines) as interpreted from the seismic (mismatch approx. 50m). Green line indicates the GWC in this block. Right figure displays a 3D view of the reservoir interval of block P18-04.

## 3.8. Conclusions and recommendations

### 3.8.1. Conclusions

- A new static geological model was built in Petrel to overcome problems with the original model as built by TAQA in RMS. A comparison between the two models (depth and continuity of marker horizons, lateral position and dip of faults, statistics and spatial distribution of petrophysical properties) showed that the differences are negligible, i.e. the new model closely resembles the original model. Findings in this report are based on this new model.
- A velocity model supplied by TAQA proved to be unusable for the purpose of time-depth conversion of the seismic cube supplied by TAQA in two-way-travel time, which was needed to quality control the geological model. Therefore, a new velocity model was built, based on regional-scale velocity modelling work performed in-house at TNO, newly interpreted seismic, and well tops in combination with additional velocity log data from wells.
- Quality control of the new static geological model was achieved by comparing the lateral position and dip of faults and depth and continuity of marker horizons in the model to the depth-converted 3D seismic data. It was concluded that there are small differences, mainly in lateral position and dip of faults, which are not negligible. Differences in fault dip can be attributed to differences in time-depth conversion due to the use of different velocity models. However, differences in the lateral position of faults in the order of 50-100m (1-2 voxels in the reservoir-scale model) can only be traced back to the original seismic interpretation. This has implications for GIIP estimates (see below)

## Feasibility study P18

---

- The structures that contain the P18 reservoirs are bound by a system of NW-SE oriented faults in a so-called “horst and graben” configuration. They subdivide the P18 field into three blocks. Block P18-02 has three compartments, and blocks P18-04 and P18-06 each have one. The top of the compartments lies at depths between 3175 m and 3455 m below sea level. Blocks are bound by normal faults that are sealing because of juxtaposition of permeable reservoir intervals with impermeable intervals above the reservoir. At compartment level, production data suggests that faults are sealing, except for fault F14 between compartments P18-02I and P18-02II, which is not sealing in the current situation.
- The reservoir rocks in the P18 field belong to the Triassic-aged Main Buntsandstein Subgroup, a cyclic alternation of (sub-) arkosic sandstones and clayey siltstones of mixed fluvial/Aeolian origin. Four zones are distinguished in the reservoir; they correspond to the subdivision of the Main Buntsandstein Subgroup into the Volpriehausen Formation, the Upper and Lower Detfurth Formation and the Hardegsen Formation. Gross reservoir thickness in the production wells ranges between 200m and 214m. Average NTG of the individual zones ranges between 0.62 and 0.96, and increases from base to top over the reservoir interval.
- Average porosity in the Hardegsen Formation ranges between around 7-13% and in the Detfurth Formation slightly lower around 5-9%. Maximum porosities encountered in the clean sandy parts of both formations are around 21 %. Permeabilities are highest in the Hardegsen Formation, with a range between 2 and 207 mD. In the Detfurth Formation they range between 0.8 and 0.1 mD roughly. The combined thickness of both formations is approx. 100 m. The Volpriehausen Formation has a much lower porosity that ranges between 3 and 5%. Permeabilities are also low, and range between 0.01-0.05mD. The thickness of the Volpriehausen Formation is also approx. 100 m. Permeabilities were calculated by TAQA using a porosity-permeability relation, the origin of which could not be traced. Average water saturations range between 0.24 and 0.47 in the Hardegsen Formation, between 0.43 and 0.57 in the Upper Detfurth Sandstone Member, between 0.32 and 0.42 in the Lower Detfurth Sandstone Member, and between 0.78 and 0.92 in the Volpriehausen Formation.
- An important step in the quality control of the reservoir model is to verify that the property model honours the original data on the petrophysical properties from the wells. The average thicknesses of the reservoir intervals in the property model agree well with those in the wells, but the property model somewhat underestimates the porosities. Far more important however, especially for GIP estimates, is that the model substantially overestimates the water saturation by values ranging between 0.07 and 0.34. Also, it is not clear how the original property model was populated by TAQA, which severely limits our abilities to reproduce and adapt the property model to improve the match with the well data and the production figures.
- The primary seal to the P18 reservoirs is formed by siltstones, claystones, evaporites and dolostones of the Solling Claystone Member, the Röt formation the Muschelkalk formation, and the Keuper formation that disconformably overlie the reservoir. Total thickness of this primary seal is approx. 150m.
- Faults are present in this primary seal. However, these faults appear to be sealing. Reservoir closure is obtained through impermeable zones above and below the reservoir interval, in combination with juxtaposition of permeable reservoir facies against impermeable non-reservoir facies of the Altena Group (secondary seal). Although most of the reservoir-bounding faults do not continue further upward into the overburden than the shales of the Altena Group, some reverse faults that where formed during the inversion phase appear to originate around the fault tips of the older reservoir-bounding faults. However, inversion in the area of the P18 field was relatively weak. Therefore, it is



## Feasibility study P18

---

unlikely that these inversion faults are reactivation faults that originate from movement along the older basin-bounding faults. Although impossible to rule out completely, it is not likely that the sealing properties of the basin-bounding faults have been compromised.

- Dynamic GIIP of the P18 field, estimated based on production data, i.e., plots of pressure/depth (P/z) vs. cumulative production, is 17.22BCM. GIIP estimates obtained from the static model of the reservoir are substantially lower, 15.39BCM. For block P18-02, the discrepancy between static and dynamic GIIP is only about 7%, which can easily be attributed to differences in porosity and average water saturation between the wells and the property model. For block P18-04 and P18-06, the discrepancy is likely attributed to a combination of under- and overestimated property values (porosity, water saturation) and structural uncertainty, i.e., reservoir-bounding faults that are slightly off in lateral position and dip compared to the 3D seismic.

### 3.8.2. Recommendations

- GIIP estimates as obtained from the static model suffer from structural uncertainty, i.e., reservoir-bounding faults that are slightly off in lateral position and dip compared to the 3D seismic. A reinterpretation of the faults in the reservoir model directly from the 3D seismic data will improve the quality of the reservoir model, and the GIIP estimates.
- GIIP estimates suffer from discrepancies in petrophysical properties such as e.g. porosity and water saturation between the reservoir model and the values from the production wells. An effort can be made to improve the match between the property model and the wells, especially for block P18-06 that is planned to be filled with CO<sub>2</sub> first, where the mismatch in GIIP is 40%.
- Facies-based property modelling will improve the quality of the model by adding heterogeneity to the reservoir based on geological concepts. Such heterogeneity, which is inevitably present in any reservoir, may have large effect on the injection in and subsequent migration of CO<sub>2</sub> through the reservoir.

### 3.9. Acknowledgements

This research has been carried out in the context of the CATO-2-programme. CATO-2 is the Dutch national research program on CO<sub>2</sub> Capture and Storage technology (CCS). The programme is financially supported by the Dutch government (Ministry of Economic Affairs) and its consortium partners. TU Delft acknowledges Schlumberger for the use of Petrel™, Schlumberger's reservoir modelling suite. We thank Andrew van de Weerd en Arie Speksnijder of PanTerra Geoconsultants for valuable comments that improved this report.

### 3.10. References

Ames, R., and Farfan, P.F., 1996. "The environment of deposition of the Triassic Main Buntsandstein Formation in the P and Q quadrants, offshore the Netherlands", in: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. and Nieuwenhuijs, W.H. (eds): "Geology of Gas and Oil under the Netherlands", Kluwer Academic Publishers (Dordrecht), p. 167–178.

Beutler, G., 1995. "Stratigraphie des Keupers", Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hannover), Archive number 113087 (unpublished report): 147 pp.

De Jager, J.J., 2007. "Geological Development", in: Wong et al. (eds): "Geology of the Netherlands", Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences (Amsterdam), p. 5-26

De Jager, J., Doyle, M.A., Grantham, P.J. and Mabillard, J.E., 1996. "Hydrocarbon habitat of the West Netherlands Basin", in: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. and Nieuwenhuijs, W.H. (eds): "Geology of gas and oil under the Netherlands", Royal Geological and Mining Society of the Netherlands (KNGMG), Kluwer Academic

## Feasibility study P18

---

Publishers (Dordrecht), p. 191-209.

Dronkers, A.J. and Mrozek, F.J., 1991. "Inverted basins of the Netherlands", *First Break* 9, p. 409-425

Dusar, M., Bless, M.J.M., Burger, K., Demaret, M., Hardy, M., Langenaeker, V., Lie Sun Fan, Paproth, E., Piérart, E., Somers, Y., Streef, M. & Wouters, L., 1998. "De steenkool verkenningsboring Hechtel-Hoef", Geological Survey Belgium Professional Paper 286: 129 pp.

Geluk, M.C., 2007. "Triassic", in: Wong et al. (eds): "Geology of the Netherlands", Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences (Amsterdam), p. 85-106

Geluk, M.C., 2005. "Stratigraphy and tectonics of Permo-Triassic basins in the Netherlands and surrounding areas", Ph.D. thesis, Utrecht University, 171pp.

Geluk, M.C., 1999. "Palaeogeographic and structural development of the Triassic in the Netherlands – new insights". In: Bachmann, G.H. & I. Lerche (eds): *The Epicontinental Triassic 1. Zentralblatt für Geologie und Paläontologie*.

Geluk, M.C. and Röhling, H.-G., 1999. "High-resolution sequence stratigraphy of the Lower Triassic Buntsandstein: a new tool for basin analysis", in: Bachmann, G.H. and Lerche, I. (eds): "The Epicontinental Triassic 1". *Zentralblatt für Geologie und Paläontologie* 7-8: p. 545–570.

Geluk, M.C. and Röhling H.-G., 1997. "High-resolution sequence stratigraphy of the Lower Triassic 'Buntsandstein' in the Netherlands and northwestern Germany", *Geologie en Mijnbouw* 76, p. 227–246.

Geluk, M.C., Plomp, A., and van Doorn, Th.H.M., 1996. "Development of the Permo-Triassic succession in the basin fringe area, southern Netherlands", in: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. & Nieuwenhuijs, W.H. (eds.): "Geology of gas and oil under the Netherlands", Royal Geological and Mining Society of the Netherlands (KNGMG) / Kluwer Academic Publishers (Dordrecht), p. 57-78.

Gerling, P., Geluk, M.C., Kockel, F., Lokhorst, A., Lott, H.K. and Nicholson, R.A., 1999. "NW European gas atlas – new implications for the Carboniferous gas plays in the western part of the Southern Permian Basin", in: Fleet, A.J. and Boldy, S.A.R. (eds.): "Petroleum geology of Northwest Europe – Proceedings of the Fifth Conference", Geological Society (London): 799-808.

Gianolla, P., and Jacquin, Th., 1998. "Triassic sequence stratigraphic framework of Western European Basins", *Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins. SEPM Special Publication* 60, p. 643–650.

Johnson, H., Warrington, G. and Stoker, S.J., 1994. "6. Permian and Triassic of the Southern North Sea", in: Knox, R.W.O'B., and Cordey, W.G. (eds): "Lithostratigraphic nomenclature of the UK North Sea", British Geological Survey (Nottingham).

Kozur, H., 1999. "The correlation of the Germanic Buntsandstein and Muschelkalk with the Tethyan scale", In: Bachmann, G.H., and Lerche, I. (eds): "The Epicontinental Triassic", *Zentralblatt für Geologie und Paläontologie* 7–8, p. 701–725.

Lee, M., Aranson, J.L. and Savin, S.M., 1985. "K/Ar dating of time of gas emplacement in Rotliegendes sandstone, Netherlands". *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 69: p. 1381-1385.

Racero-Baena, A., and Drake, S.J., 1996. "Structural style and reservoir development in the West Netherlands oil province". in: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. & Nieuwenhuijs, W.H. (eds.): "Geology of gas and oil under the Netherlands", Royal Geological and Mining Society of the Netherlands (KNGMG), Kluwer Academic Publishers (Dordrecht), p. 211-227.

TAQA Energy B.V., 2008. "CO<sub>2</sub> offshore Storage Deep Under the Dutch North Sea", promotional material

Van Adrichem Boogaert, H.A., and Kouwe, W.F.P., 1994. "Stratigraphic nomenclature of the Netherlands; revision and update by RGD and NOGPA, Section E Triassic", *Mededelingen Rijks Geologische Dienst* 50.

Van Balen, R.T., Van Bergen, F., De Leeuw, C., Pagnier, H., Simmelink, H., Van Wees, J.D. & Verweij, J.M., 2000. "Modelling of the hydrocarbon generation and migration in the West Netherlands Basin, the Netherlands", *Netherlands Journal of Geosciences* 79, p. 29–44.

Van Bergen, F., 1998. "Basin modelling and hydrocarbon generation in the WNB-an organic petrological and organic geochemical approach", Internal report Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO – National Geological Survey (Utrecht) 98-148B: 120 pp.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 41 of 198

## **Feasibility study P18**

---

Van Wijhe, D.H., 1987. "Structural evolution of inverted basins in the Dutch offshore", Tectonophysics 137, p. 171-219.

Wolburg, J., 1967. "Zum Wesen der Altkimmerischen Hebung, mit einem Überblick über die Muschelkalk- und Keuper-Entwicklung in Nordwest-Deutschland", Zeitschrift der deutschen Geologischen Gesellschaft 119, p 516-523.

Yeilding, G., 2002. "Hydrocarbon Seal Quantification", in: Koestler, A.G., and Hunsdale, R. (eds.): "NPF Special Publication 11", Norwegian Petroleum Society (NPF), published by Elsevier Science B.V. ( Amsterdam), p. 1-15.

Ziegler, P.A., 1990. "Geological atlas of western and central Europe, part 2", Geological Society Publishing House (Bath), 239 pp.

## 4. Reservoir study

### 4.1. Introduction

In this chapter, reservoir engineering aspects of CO<sub>2</sub> storage in the P18-2, P18-4 and P18-6 reservoirs are discussed. This includes an initial assessment of the storage capacity and maximum injection rates. The dynamic reservoir study comprised both an analytical reservoir study and a reservoir simulation study.

### 4.2. Analytical reservoir study

#### 4.2.1. Introduction

In order to get a basic understanding of the behaviour of the P18 field during CO<sub>2</sub> injection an analytical model is used. The most important aspects of this model are:

- The reservoir is modeled as a single tank that is gradually filled with CO<sub>2</sub>.
- The geometry of the reservoir and the location of the wells are modeled implicitly using an average shape factor and drainage area for the wells.
- The analytical model uses the volume/material balance to calculate the average reservoir pressure given Gas Initially In Place (GIIP), initial reservoir pressure, reservoir pressure at end of production period ("abandonment pressure"), and cumulative CO<sub>2</sub> injected. Well inflow performance (injectivity) is based on the single phase semi steady state inflow model, using pseudo pressure. Given the average pressure from the aforementioned calculation and either BHP or required injection rate, the injection rate or BHP is calculated, respectively. CO<sub>2</sub> injected, average reservoir pressure, and well injectivity are calculated with a time step size of one year.

The model requires a number of basic input parameters with respect to the reservoir. This data includes reservoir depth, size, average thickness, temperature, initial and abandonment pressure, average permeability and required injection rate.

The injection scenario used in this analytical study is 1.1 Mton/year which equals 1.52 MNm<sup>3</sup>/day<sup>1</sup>. Additionally a maximum FBHP constraint is applied, which is case specific and must be determined by the geomechanical engineer.

The most important output of the model will be the cumulative CO<sub>2</sub> injected and the injectivity each year. In section 4.2.2 these resulting injection capacity and rates are presented and discussed for the three compartments of P18.

The next step to improve the accuracy and resolution of the results a reservoir simulator should be used. This will be the subject of section 4.8.

#### 4.2.2. P18 analytical study results

The input as used for the analytical study of P18 is presented Table 6. A summary of the model results is shown in Table 7. In P18-2 and P18-4 the target rate of 1.1 Mt/y is realised and the total injection period needed to fill up the reservoir to the initial pressure is 28 years and 7 years

---

<sup>1</sup> The density of CO<sub>2</sub> at normal conditions (temperature is 0°C and pressure is 1 atmosphere) are used in this study, which equals to 1.9768 kg/m<sup>3</sup>.

## Feasibility study P18

respectively. In contrast the target rate cannot be realised in P18-6. The low permeability gives rise to a high FBHP in order to realise the target rate, exceeding the maximum allowed FBHP.

Table 6: Input parameters for P18

Parameter	Units	P18-2	P18-4	P18-6
Number of wells for injection		1	1	1
First year of injection	Year	2015	2015	2015
Gas initially in place (GIIP)	GNm3	13.35	3.2	0.6
Average depth of reservoir	Meter	3500	3220	3561
Reservoir temperature	°C	126	117	117
Initial pressure	Bar	375	340	377
Abandonment pressure	Bar	20	20	45
Average thickness	Meter	220 m	94.0	70
Average permeability	mDarcy	64	103	0.9
Well Dietz shape factor		0.232	0.232	0.232
Reservoir drainage area	m <sup>2</sup>	2371791	1456000	366600

Table 7: Result analytical study P18

	Units	P18-2	P18-4	P18-6
Cumulative CO <sub>2</sub> injection	Mton	31.83	8.78	1.48
Injection period	Year	2015-2043	2015-2022	2015-2021
Target rate realised?		Yes	Yes	No

### 4.3. Dynamic reservoir study

#### 4.3.1. Overview of P18 field

The P18 field can be divided in 3 independent reservoir compartments, respectively P18-2, P18-4 and P18-6. Static properties of the P18 field as described in Petrel were used as input for the compositional flow simulation in MoReS. The results of these dynamic simulations in MoReS will be discussed in this section. The initial geological model (Roxar) received from TAQA Energy B.V. was converted into a petrel model, the number of gridblocks of which was reduced in order to make it feasible for a reservoir simulation. The actual reservoir appears to have no active aquifer, as the p/Z curve is a straight line. In addition the permeability below the gas-water contact (GWC) is small compared to above the GWC.



Feasibility study P18

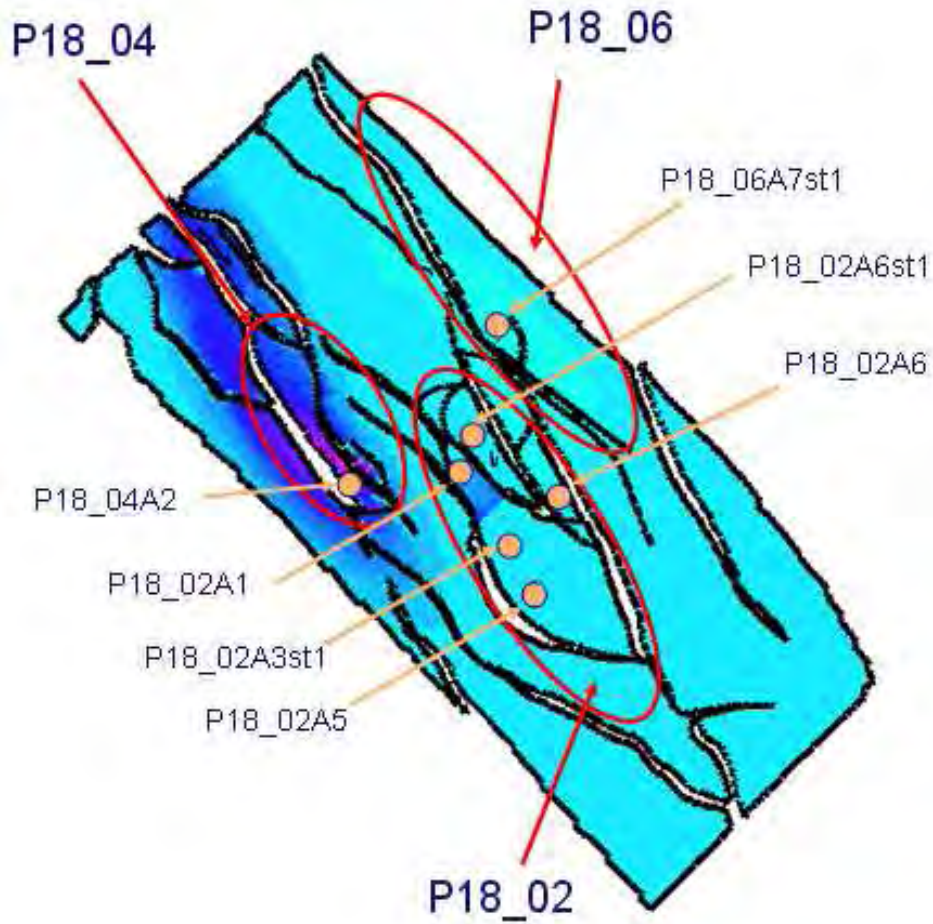


Figure 4.1: Overview of P18 field

## Feasibility study P18

Table 8: below gives a summary of the properties of the P18 field found after the history match.

	Units	P18	P18_2	P18_4	P18_6
Average gridblock dimensions	Meter	i-direction=65 , j-direction=100, k-direction=30			
Simulator grid dimensions		i-direction=77 , j-direction=175, k-direction=4			
Initial fraction of components		C1(0.94), C3p(0.07),C2(0.024),CO <sub>2</sub> (0.013), N <sub>2</sub> (0.015),			
Average permeability	mDarcy	94	64	499	30
Average (volume weighted) porosity		0.068	0.06	0.11	0.08
GWC (gas water contact)	Meter	Depends on compartment	-3680	-3377	-3680
GIIP (gas initially in place)	GNm <sup>3</sup>	18.7	14.4	3.19	1.1GNm <sup>3</sup>
Initial pressure	bar	Depends on compartment	375 bar	340 bar	377 bar
Production start datum		1st January 1994	1 <sup>st</sup> January 1994	6 <sup>th</sup> March 1997	15 <sup>th</sup> July 2003

### 4.3.2. Production data

The gas rates provided by TAQA Energy B.V. were daily rates for each well. These rates were averaged to monthly rates to reduce the simulation time. The gas rates for well P18\_02A6 and P18\_2A6ST1 are uncertain, because it was unclear how much gas was produced for each individual well, as only the total combined gas rates of both wells was measured. In the simulations performed the gas rates were divided over the two wells by the ratio of the well KH. For the wells P18\_2A1 and P18\_2A3ST2 the production data before 1997 was considered unreliable. However, the cumulative gas production until this time was known, therefore a constant gas rate between 1994 and 1997 is used during the history match of P18-2. The shut-in pressure measurements of well P18\_6A7ST2 are subject to uncertainty; because the well is perforated in a low permeability environment reliable shut-in pressures need long-shut in periods. The shut-in periods vary from 4 to 51 days. Furthermore the initial pressure is not measured directly but derived from the P18-2 field.

### 4.3.3. Simulation constraints

The MoReS (version 2010.1) reservoir simulator is used to history match the P18 model. The history match simulations were constrained by monthly production data of each individual well and a minimum BHP of 1 bar. It is important to note that non-darcy flow is not modelled in this study.

## 4.4. History match of P18-2

The process of history matching starts with an implementation of the gas production history of each well in the model (as provided by TAQA Energy B.V.).

**Feasibility study P18**

P/z plot P/18-2 Main, P18-2a6, P18-2a6 blocks

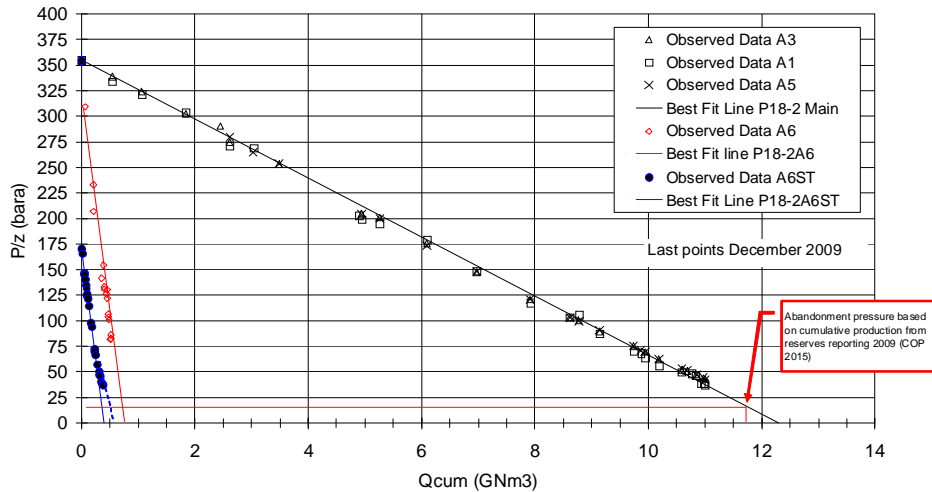


Figure 4.2: Production history for the wells A1, A3ST2, A5, A6 and A6ST1

The gas-initially-in-place and initial pressure are known from the p/z plot derived from field measurements (Figure 4.2). From this linear p/z curve it is assumed there is no active aquifer.

Once a material balance match is achieved, the subsequent step is to match the bottom hole pressures (BHP). Using the provided BHPs over the period of 1994-2010 a match could be achieved by making adjustments to fault transmissibility, well productivity indexes and absolute permeability.

P18-2 consists of three blocks, where block I and II are connected (Figure 4.3). This can be determined from the pressure data from the wells in each individual block. The data show no indication of a connection between block III and the other two blocks.

**Feasibility study P18**

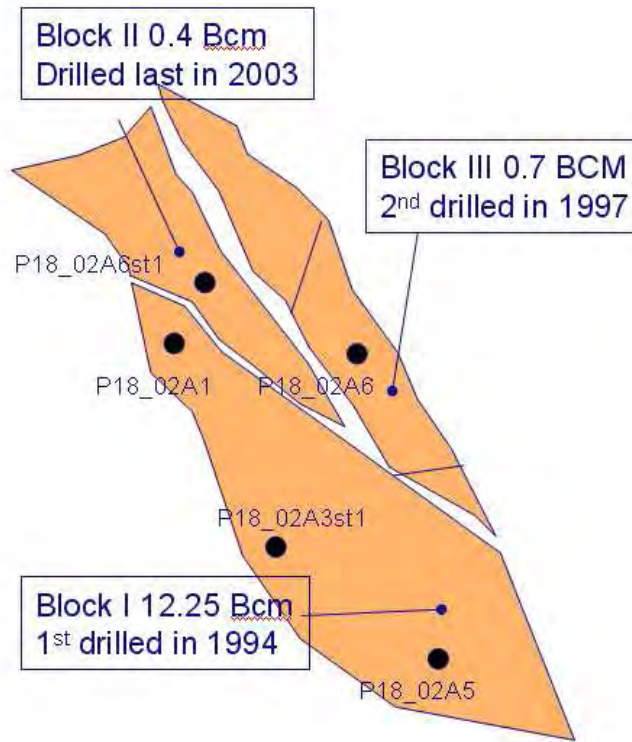


Figure 4.3: Overview block I, II and III in P18-2

In Table 9 an overview is given of the stock tank gas volumes (in GNm<sup>3</sup>) determined by the p/Z curves and determined by the dynamic model. The sensitivity with respect to the gas water contact (GWC) and porosity are shown as well. In order to get the correct mass balance a porosity multiplier very close to one should be applied.

Table 9: Volumes of block I, II and III of P18-2 in GNm<sup>3</sup>

	Volume in Block I and II	Volume Block III	Total Volume Block I, II and III	GWC (m)	porosity multiplier
p/Z	12.65	0.7	13.35		
base case	13.6	0.81	14.4	3680	1
Case 1	13.4	0.78	14.2	3660	1
Case 2	12.9	0.70	13.6	3620	1
Case 3	11.4	0.67	12.0	3680	0.9
Case 4	12.4	0.73	13.1	3680	0.95

In this study the base case is used for further simulation. After the first simulations it became clear additional changes to the permeability and well KH are needed to reproduce the measured shut-in pressures of the wells. In order to get a reasonable history match the fault transmissibility was changed between block I and block II (equal to 0.2). In 2003 the well P18\_02A6ST1 in block II came on stream and the reservoir pressure in this well was equal to 158 bar, which is significant lower than the initial reservoir pressure measured (375 bar) in block I. This observation indicates a connection between both block I and II.

**Feasibility study P18**

The permeability around well P18\_02A1 was lower in the original geological model than the average permeability of block I. To increase the flow performance around this well the low permeability region is multiplied by a factor of 5. For the other wells (P18\_02A3ST1 and P18\_02A5) in block I another permeability multiplier was needed to get a reasonable history match, the whole block I was multiplied by a factor of 2. The pressure behaviour of the model corresponds with the measured shut in pressures of the wells in block I (see figure).

In Block II the geological model was not able to produce the measured gas rates, a permeability multiplier of 10 and a well KH multiplier of 5 were applied. Although, the model and measurements are not in perfect agreement; the characteristic behaviour is captured with this model. This block is significantly higher (less deep) then block I and III, it is possible that the absolute permeability is estimated very conservatively, as a result of diagenesis.

In block III no additional changes to the flow performance of the original geological model were made. The measured pressure behaviour is captured well by the dynamic model. The average permeability and porosity of each block of the static model and the history matched model of compartment P18-2 are given in

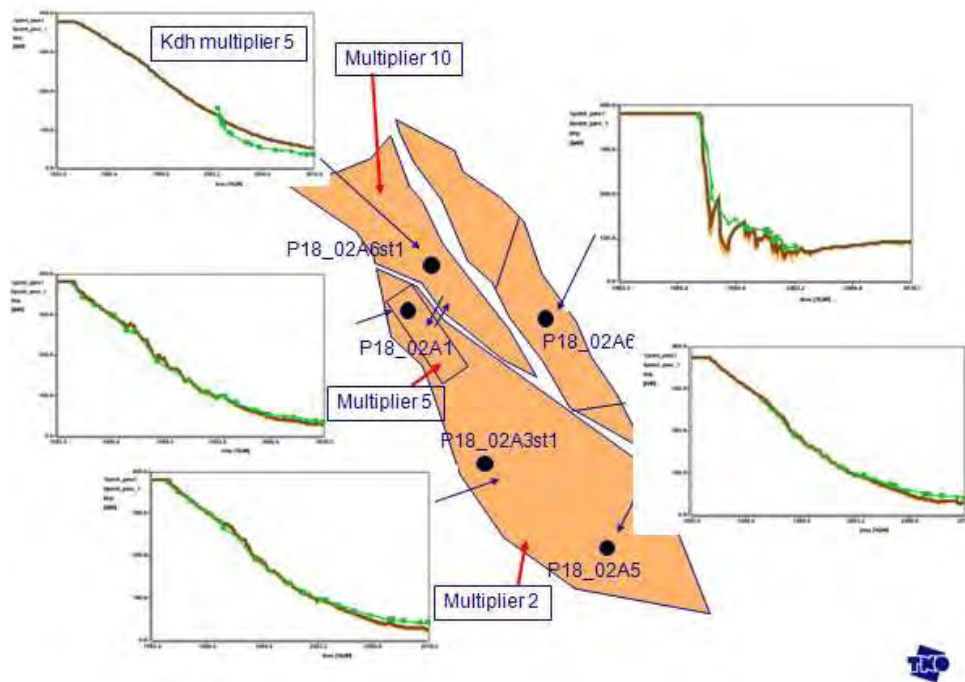


Figure 4.4: Overview P18\_2 of the pressure behaviour of each individual well after applying permeability and well KH multipliers. The green line with markers represents the measured shut-in pressure, the dark lines are the simulated nine-point reservoir pressures.



**Feasibility study P18**

Table 10: Properties of P18-2 of static model and History Matched (HM) model.

	Initial average porosity	averaged porosity in HM model	Initial average permeability (mDarcy)	Average permeability in HM model (mDarcy)
P18_02 block I	0.065	0.065	17.0	43.5
P18_02 block II	0.061	0.061	11.7	117
P18_02 block III	0.057	0.057	7.0	7.0

**4.5. History match of P18-4**

The P18-4 compartment is a reservoir, which consists of one block and is bounded by faults (Figure 4.1). Well P18-04A2 is drilled in the southern part of this compartment. The first step is to get a material balance match; from the p/Z curve the GIIPP was estimated to be 3.2 GNm<sup>3</sup> (Figure 4.5). However the dynamic model had only 2.0 GNm<sup>3</sup> initial in place. This discrepancy can be explained by the interpretation of the fault along the long side of P18-4 compartment. Shifting the south-eastern boundary by the order of 50 meters will give us exact the volume needed to match the material balance. Instead of remodelling the structure of the geological model a porosity multiplier of 1.3 was used to get the correct volume in the dynamic model.

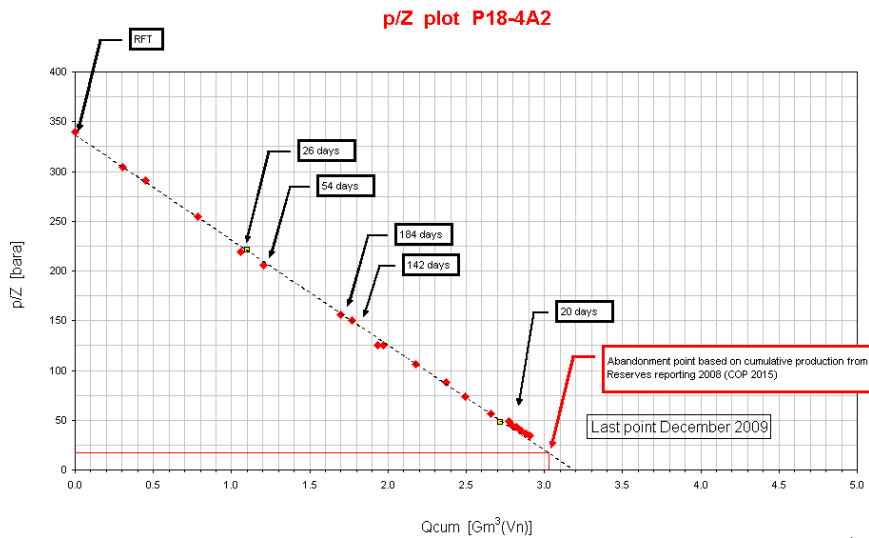


Figure 4.5: p/Z curve of P18-4, the number of days in the black boxes are the shut-in periods

**Feasibility study P18**

Table 11: Volumes of compartment P18-4 in GNm<sup>3</sup>

	Volume P18_4	GWC (m)	porosity multiplier
p/Z	3.2		
base case	2.0	3377	1
Case 1	3.2	3377	1.3
Case 2	2.3	3400	1
Case 3	2.7	3450	1

After simulating Case 1, the reservoir pressure behaviour of P18\_4 corresponds very well with the measured shut in pressures of well P18\_4A2 as can be seen in Figure 4.6. Additional changes to flow parameters (e.g. permeability) are not needed to model the characteristics of the P18-4 field. The average permeability and porosity of the static and history matched model of compartment P18-4 are given in Table 12.

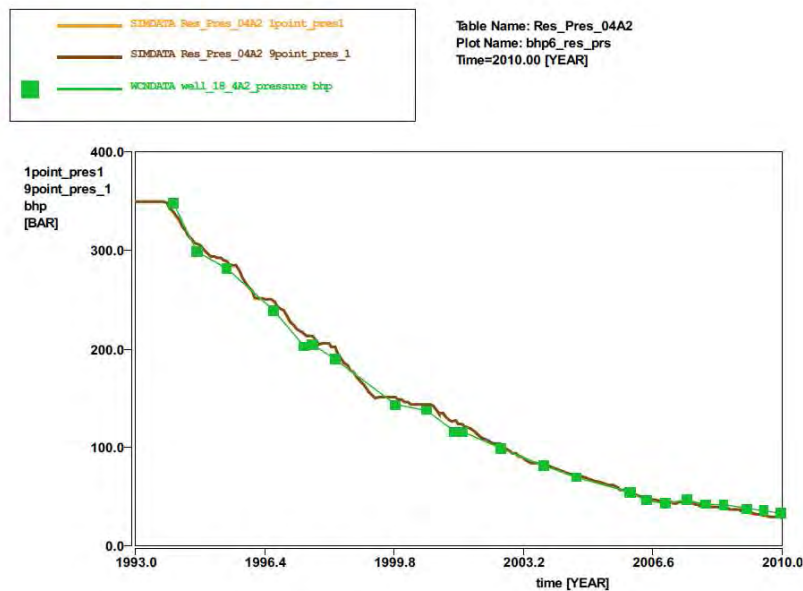


Figure 4.6: Reservoir pressure of the dynamic P18 model (brown line), measured shut in pressures (green markers) of well P18\_4A2.

Table 12: Properties of P18-4 of static model and History Matched (HM) model

	Initial average porosity	averaged porosity in HM model	Initial average permeability (mDarcy)	Average permeability in HM model (mDarcy)
P18_04	0.086	0.111	499.	499

## 4.6. History match of P18-6

P18-6 is a significant lower permeable compartment (Table 8). Well P18\_06A7ST1 is the only well in this compartment and located near the southern boundary, surrounded by faults on the east and southern side. The volumes according to the p/Z curve and the dynamic model are not corresponding with each other. In order to get correct volumes in the dynamic model the GWC or the water saturation ( $S_w$ ) or the porosity or a combination of these could be changed. The GWC is initially at 3680m, however the volumes are not sensitive to the GWC, because the porosity is very low in these lower layers. By changing the porosity with a multiplier 1.4 the volume in the dynamic model corresponds with the volumes from p/Z analysis. However as mentioned before, the p/Z curve is subject of uncertainty because of short shut-in periods (Figure 4.7). An underestimation of the initial volume in place is therefore plausible. In our simulation a porosity multiplier of 1.6 is used, because with smaller volumes an early water breakthrough is observed in the simulations. The absolute permeability was multiplied by 9 and a well KH multiplier of 60 was used to simulate the measured production rates. The physical reason behind the multipliers as described above are discussed in Section 3.7.

In Figure 4.8 the measured and simulated pressures are compared and a reasonable history match is found here. The average permeability and porosity of the static model and the history matched model of compartment P18-6 are given in Table 14.

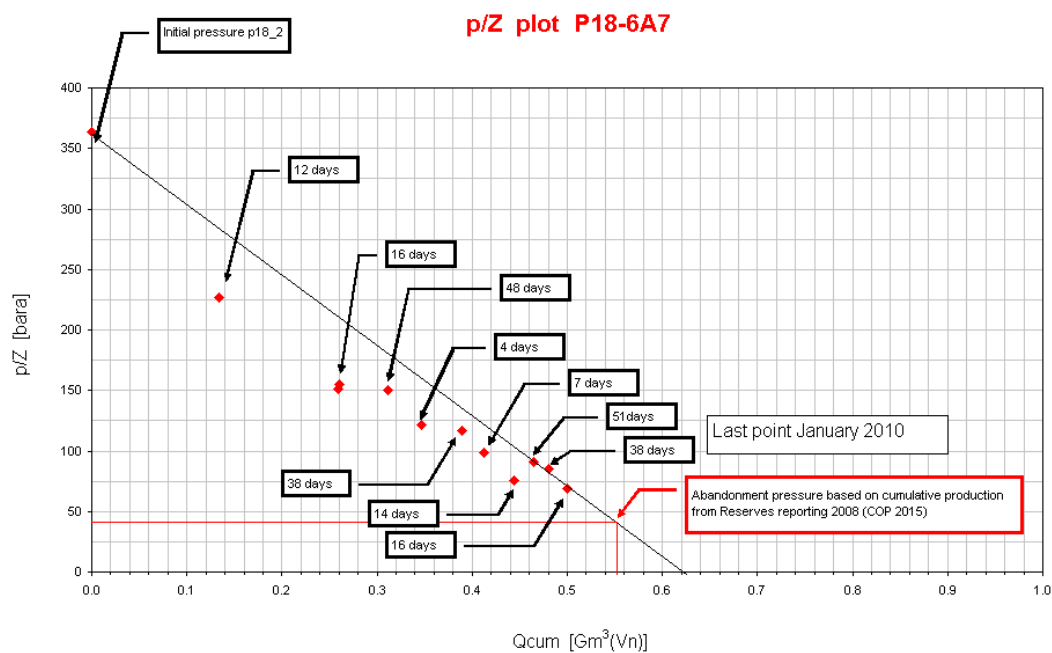


Figure 4.7: p/Z curve of P18-6, the number of days in the black boxes are the shut-in periods

**Feasibility study P18**

Table 13: Volumes of compartment P18-6 in GNm<sup>3</sup>

	Volume P18-6	GWC(m)	Porosity multiplier
p/Z	0.62		
base case	0.33	3680	1
Case 1	0.67	3680	1.4
Case 2	1.1	3680	1.6
Case 3	0.36	3700	1
Case 4	0.42	3750	1

Table 14: Properties of P18-4 of static model and History Matched (HM) model

	Initial average porosity	averaged porosity in HM model	Initial average permeability (mDarcy)	Average permeability in HM model (mDarcy)
P18_06	0.047	0.075	3.3646	29.67

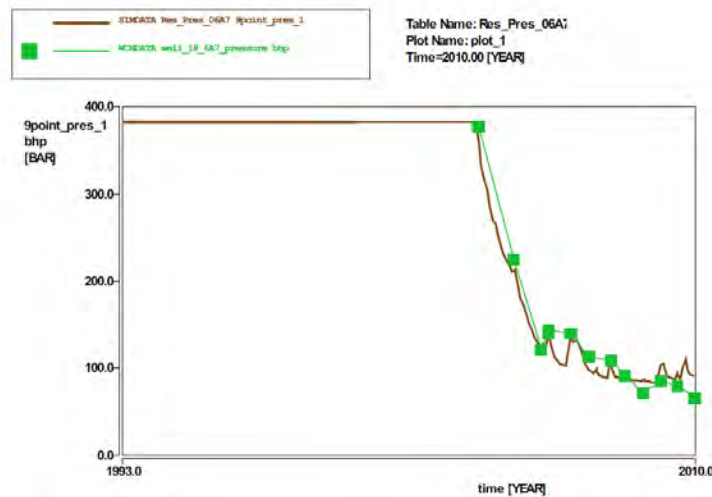


Figure 4.8: Reservoir pressure of the dynamic P18 model (brown line) , measured shut in pressures (green markers) of well P18\_6A7ST1.

#### 4.7. Discussion and conclusion of the history match

The static model of P18 from TAQA Energy B.V. has large uncertainties (as discussed in the geocliol study of P18). The volumes from the p/Z analysis do not correspond with the static model, especially for compartment P18-4 and P18-6. In compartment P18-2 it is not known from which block, which volume is produced, however these are relatively small volumes.

- In P18-2 is permeability the most adapted parameter, in block II a multiplier of 10 is used and a KH multiplier of 5 on the well itself, which means a multiplier on the flow performance of 50. This is an extreme value; therefore the predictive power of the model in this region has a high uncertainty.

## Feasibility study P18

- In P18-4 no adjustment has to be made to the flow performance, the volume balance is incorrect. TNO found an explanation of this mismatch. The structural re-interpretation of this compartment gives the correct volumes of this compartment
- In P18-6 porosity and permeability had to be adapted to get a reasonable history match. The p/Z curve is not a straight line and the initial pressure is not measured directly. Therefore the estimated GIPP are very uncertain. In the dynamic model a higher volume was needed to reproduce the measurements. Furthermore the permeability in the static field of this compartment was multiplied with a factor 9 and the well KH with factor 60. The flow performance of the well is increase by a very extreme factor (520). Using this gives us a reasonable history match, however the uncertainty of this compartment is very high and any prediction taken from this model should be interpreted with care.

## 4.8. Injection study of P18

### 4.8.1. Introduction

The injection study of P18 is performed with the adjustments mentioned earlier in the history matching part in this report (section 4.14, 4.15. and 4.16). The yearly average injection target rate is 34.93 kg/s (equals 1.1 Mton/year) for each individual well, with a maximum of 47 kg/s. The annual injection profile proposed by EON is shown in Figure 4.9. The results with this specific injection rate are similar to the results with a constant injection rate of 1.1Mton/year. In this section the results of a constant injection rate are presented.

In P18 four wells are assigned as injection well, P18\_02A1, P18\_02A6 (because block III is isolated from block I and II), P18\_04A2 and P18\_6A7ST1

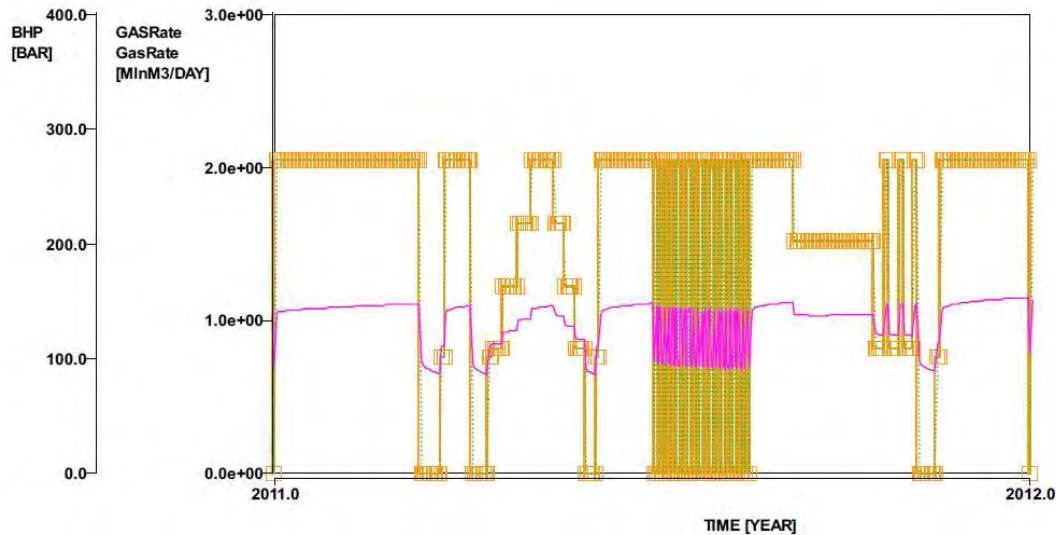


Figure 4.9: Annual injection CO<sub>2</sub> profile proposed by EON with average 1.1 Mton/year. Green dashed line is target rate, the orange line is the simulated injection rate. Pink line is the BHP of the well A1

### 4.8.2. Results and discussion

The forecast injection rate and pressure behaviour of compartment P18-2, P18-4 and P18-6 are shown in Figure 4.10, Figure 4.11 and Figure 4.12 respectively. The forecast shown here is performed with a slow start up phase until 2014 and after that a constant injection rate of 1.1



## Feasibility study P18

Mton/year. Furthermore the injection well is constrained by a maximum BHP pressure equal to the initial reservoir pressure of each particular compartment. The reason for this choice is to prevent the final reservoir pressure (after the CO<sub>2</sub> injection) to become higher than the initial reservoir pressure. If the final reservoir pressure is higher than the initial reservoir pressure this could cause fractures, which can possibly result to a leakage path.

A summary of the capacity of each compartment is given in Table 15: Results compositional reservoir simulation study

As shown earlier in the analytical study the target injection rate in P18\_02A1 and P18\_05A2 is realized and the cumulative CO<sub>2</sub> injection is comparable with previous results from the analytical study.

Well P18\_02A6 in block III can inject the target rate only for a few months. The BHP needed for the target rate is constrained by the maximum allowed BHP (375 bar). It is important to realize that block III is still at a relative high reservoir pressure (90 bar), because it possible to inject more CO<sub>2</sub> in block III if the reservoir pressure is reduced to a lower abandonment pressure. The discrepancy between the analytical study and the simulation study on the cumulative injection can be the reason of this difference.

In P18-6 the low permeability in the area give rise to a low injection rate. In our simulations the injection rate is immediately constraint by the maximum flowing BHP.

The drawdowns (BHP – 9 point pressure) for each injection well are shown in Figure 4.13. For injector P18\_02A6 has a maximum value of 330 bar. This low permeable block (7mDarcy) and a target rate of 47 kg/s give rise to this high drawdown. In contrast to P19\_4A2 a high permeable (499mDarcy) the target rate can be reached by only a maximum drawdown of 5 bar. Furthermore as mentioned before the drawdown of P18\_02A1 and P18A7ST1 is maximum of 50 bar and 8-bar, respectively.

Several processes may increase or decrease the injectivity of the CO<sub>2</sub> with respect to the current simulations. Salt precipitation may decrease, while fracturing may increase the predicted injectivity. Another aspect, which has shown up in field tests is that the change from production to an injection well leads an increased injection. This is possibly due to the small parts which are blown out of the near-well area.

Table 15: Results compositional reservoir simulation study

			P18-2			P18-4	P18-6
		Units	P18_02A1	P18_02A6	Total	P18_04A2	P18_6A7ST1
Cumulative CO <sub>2</sub> injection	Dynamic simulation study	GNm <sup>3</sup> Mton	14.7 29.1	0.7 1.3	15.4 30.4	4.1 8.1	0.3 0.6
	Analytical study	Mton	31.8			8.8	1.5
Target rate realized?			Yes	No		Yes	No

Feasibility study P18

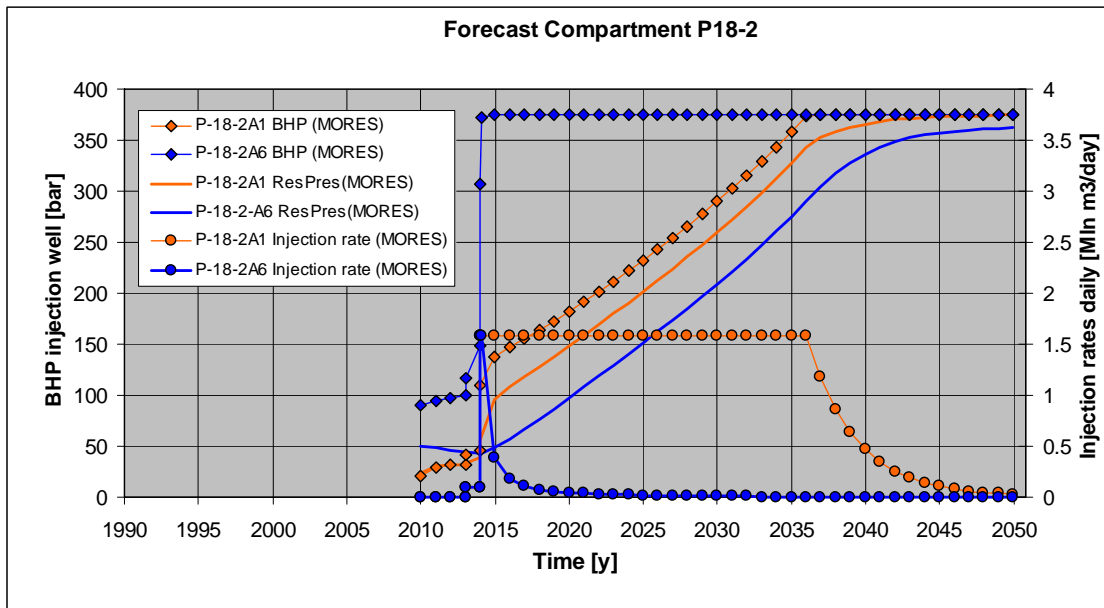


Figure 4.10: Injection behaviour of compartment P18-2, with average injection rate of 1.1 Mton/year

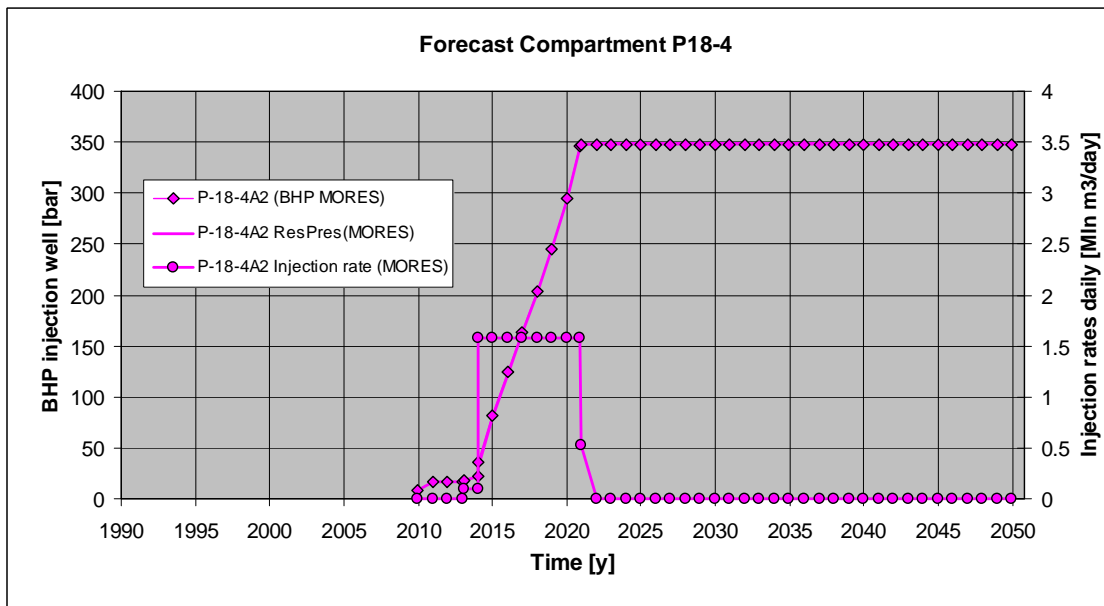


Figure 4.11: Injection behaviour of compartment P18-4, with average injection rate of 1.1 Mton/year

Feasibility study P18

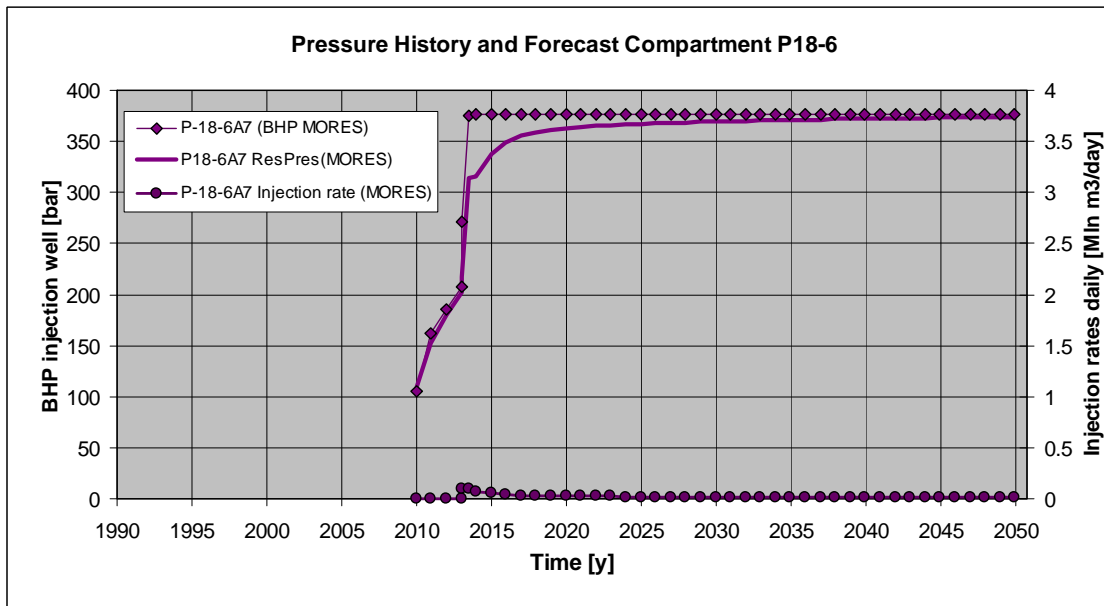


Figure 4.12: Injection behaviour of compartment P18-6, with average injection rate of 1.1 Mton/year

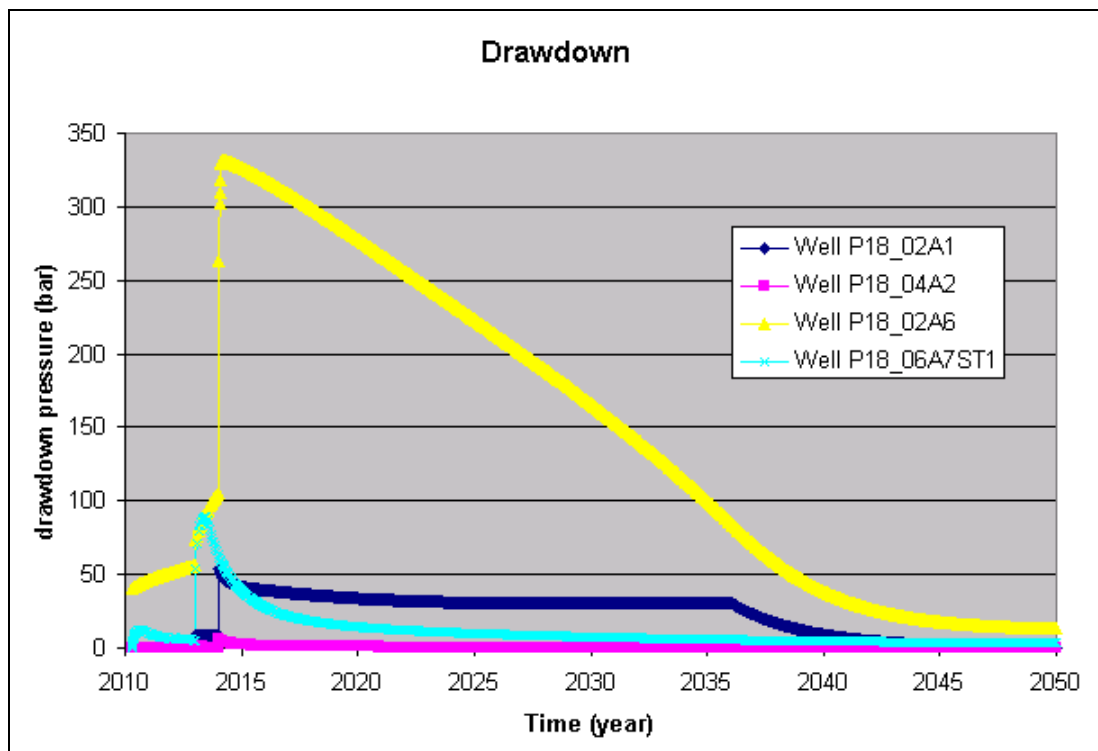


Figure 4.13: Drawdown of each individual well in P18

### **4.8.3. Conclusion**

The conclusions of the injection study of P18 are:

- Simulations show that in P18-2 block I and II the target rate of 1.1 Mton/year is possible and a total of 30.4 Mton CO<sub>2</sub> can be injected.
- In well P18-2A1 the target is possible; however in P18\_2A6 the target rate is not feasible.
- Simulations show that in P18-4 the target rate of 1.1 Mton/year is possible and a total of 8.1 Mton CO<sub>2</sub> can be injected.
- Simulations show P18-6 the target rate is not feasible and a range of 0.5 to 1.6 Mton can be injected in this compartment..

All these conclusions need to be interpreted very carefully, because of the uncertainties in the static and history matched model of P18 as discussed in section 4.17.

## **4.9. Thermal aspects of reservoir modelling of P18**

### **4.9.1. Introduction**

TAQA Energy B.V. plans to inject CO<sub>2</sub> into the various mature P18 compartments. These compartments are deep (over 3 km depth) and quite permeable. This in connection with the off-shore nature of the injected and the associated cooler temperatures of the injected CO<sub>2</sub> means that it is essential to include thermal aspect and processes, such as the Joule-Thompson cooling, impact on induced fracturing etc. in the feasibility study.

Most current reservoir models do not allow to model thermal effects together with a description of the PVT, according to the EOS. In a similar former project, TNO has been successful in modelling the thermal impact of injection into the Barendrecht reservoir. As this was a NAM field, we applied the Shell reservoir model MoReS. TNO at that moment was not allowed to use the Shell model for other producers. It was therefore decided to translate the MoReS input files into those for Eclipse300 (+ thermal). After trying hard with several approaches, and after several talks with Schlumberger it was concluded that the current version of Eclipse cannot properly model the thermal effects of CO<sub>2</sub> injections into a depleted (composition) gas reservoir.

### **4.9.2. P18 thermal reservoir study**

The next approach was to ask Shell to make the MoReS simulator available for TNO reservoir engineers to work on reservoirs within CATO2. Shell agreed to this and allowed the use of MoReS for the P18 and P15 fields operated by TAQA Energy B.V., and the K12-B blocks operated by GDF Suez E7P Nederland B.V. It was therefore possible use the still innovative pseudo-thermal approach as used for the Barendrecht for the P18 fields. During the modelling for P18, we tested the modelling of the C<sub>p</sub> of the liquid phase which was found to be reasonable. Furthermore we changed the way MoReS manages the time steps of the simulation as a function of the temperature changes over all grid blocks in the previous time step.

In other to include small-scale processes in the simulation, a radial sector model was used with very small (1.5 cm) grids directly adjacent to the injection well and much larger grids, further away from the well. The total radius of the flow domain was 2 km. The permeability of the reservoir rock, the initial pressure and temperature were 100 mDarcy, 20 bar and 399 K, respectively.

**Feasibility study P18**

Together with TAQA, a workflow was set up which included integration of the modelling efforts of the TAQA contractor Genesis and TNO. Within the framework, Genesis was responsible for modelling the transport from the on-shore CO<sub>2</sub> source, and the transport/behaviour of CO<sub>2</sub> within the injection well. For various scenario's Genesis modelled the injection rate, bottom hole pressures and temperatures, which subsequently were applied as input data for the reservoir simulation as conducted by TNO.

Genesis provided the data on a number of injection scenarios. Two of these were subsequently modelled by TNO (Bottom Hole Temperatures of 285 K and 259 K, respectively) and an injection rate of 47 kg/s or 1.5 MTon/year.

Figure 4.14 shows the predicted temperatures (BHT = 285 K) around the injection well after 1 day and 1 year of injection, respectively.

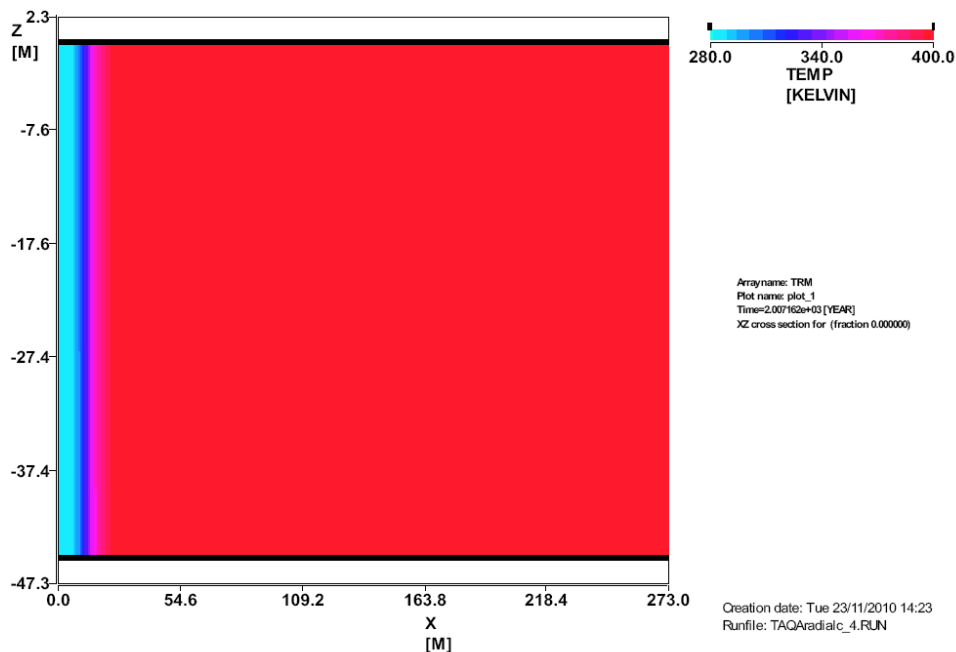


Figure 4.14: Temperature profiles after 1 day of injection.



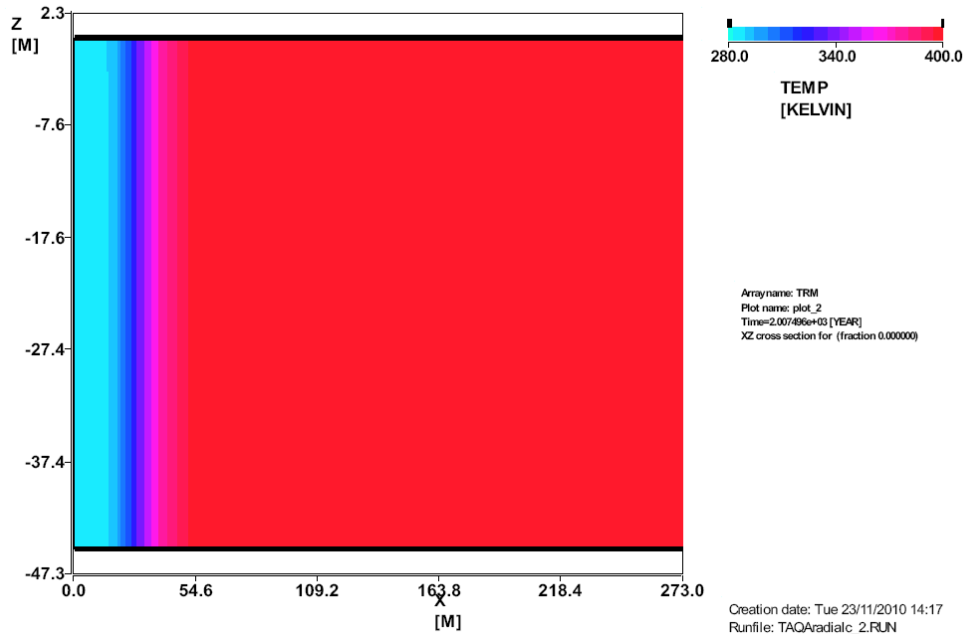


Figure 4.15: Temperature profiles after 1 year of injection.

The temperature propagation in the reservoir depends on the heat capacity of the matrix; the heat capacity used in this study is 2560 kJoule/m<sup>3</sup>/K.

Figure 4.14 shows that temperatures, close to the injection well, drop several degrees within 1 day. Subsequently, the temperature drops rapidly from the initial temperature of the reservoir to that of the injected fluid in the area around the well. The initial cooling is focused on the grid block, directly adjacent to the injection well. Only after this grid has reached the temperature of the injected fluid, the cooling continues in the next grids. After 1 year of injection (Figure 4.15) a very small area near well area has reached a new temperature plateau (at that of the injected fluid). This area will increase with a continued injection under the same conditions. For smaller injection rates the advance of the temperature front will be slower, while for higher rates the speed of advancement will increase. Both figures show a large temperature gradient at the boundary between the new plateau and the rest of the reservoir.

The 12.3 °C of the new temperature plateau is at the high range at which hydrate formation may occur (after the bottom hole has reached 80 bar) Predicting the exact impact of temperature changes and the strong temperature gradient within the reservoir is complex. Not only the fluid properties (for example hydrate formation), but also timescales and degree of drying of the near well area should be considered. Other complicating processes are the thermally induced fracturing and its impact of these fractures on the fluid flow.

The impact of fluctuations of the injection rates and that of a complete shut-in on the temperature profile within the reservoir were also modelled. During the various scenario's, no temperatures below those of the injected fluid were observed. This means that the Joule Thompson effect is neglectable just after the start of the injection as well as right after a shut-in.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 60 of 198

## Feasibility study P18

---

As mentioned before the pseudo thermal approach is still under investigation. For certain (more or less random) injection rates, the model was not stable leading to sudden and random stops (due to non-conversion problems) in the middle of a simulation. Investigation this problem, it was found that this was connected with a phase (flash) change within the well bore (for example from vapour to liquid at a certain temperature and pressure. The associated instant changes in density and viscosity of the CO<sub>2</sub> lead to the instability and non-conversion during that time-step. This was solved by slightly changing the injection rates.

The cold injection scenario (159 K) lead to near well temperatures, which rapidly reach 273 K, which resulted in the reservoir simulator to stop (273 K is internal threshold of MoReS). Predicting the impact of freezing conditions within the reservoir is complex. The aforementioned thermal effects are likely to be more pronounced at the lower temperatures. The cold injection may also result in freezing of the connate water in the reservoir.

To the best of our knowledge, it is unknown whether freezing conditions lead to risks or technical problems during the injection. It was therefore concluded that for at the moment some heating of the CO<sub>2</sub> is required before injection in order to stay out of the freezing - and even the hydrate conditions in the near well area. Only after further investigation or a pilot test has shown that colder injection is feasible, it may be possible to reduce the temperature of the injected CO<sub>2</sub>.

## 5. Geochemical study

### Summary

The effects of CO<sub>2</sub> injection on reservoir and cap rock in the P18 reservoir is predicted by geochemical modeling, using *PHREEQC*. The modeling results show that short-term mineralogical and porosity changes, induced by dissolved CO<sub>2</sub> and corresponding pH decrease, are negligible. On the long-term (thousands of years) mineral reactions will result in a porosity decrease of 0.3 percentage point (pp) for the reservoir and a porosity increase of 0.2 pp for the cap rock. The presence of O<sub>2</sub> as an impurity in the CO<sub>2</sub> stream does not seem to have significant consequences regarding the short-, mid- and long-term geochemical effects of CO<sub>2</sub> storage.

### 5.1. Geochemical modelling

#### 5.1.1. Introduction

TAQA is investigating the possibilities for CO<sub>2</sub> injection in the P18 depleted gas field for geological storage. CO<sub>2</sub> dissolution and subsequent aqueous dissociation will lower the pH of the connate (formation) water, which will influence the chemical equilibrium between gas, connate water and rock mineralogy. Interactions between these three phases will occur, leading to a new equilibrium. This could result in a change in porosity and permeability of the reservoir and cap rock, and affect their storage integrity. Data was collected on the chemical composition of the reservoir and cap rock, on gas currently present and on connate water, together with current and future reservoir conditions like pressure and temperature. This data was used in the geochemical modeling code *PHREEQC* in order to investigate the geochemical effects of CO<sub>2</sub> injection on subsurface characteristics.

*PHREEQC* computes the chemical equilibria of aqueous solutions interacting with mineral assemblages and gases by means of batch-reaction calculations (Parkhurst and Appelo, 1999). The development of the effects in time is considered on a qualitative base; quantification would require further study.

#### 5.1.2. Stages and scenarios

The modeling approach consists of four stages. During the first stage the available data is organized and evaluated. During the following stage the pre-operational (i.e. before CO<sub>2</sub> injection) conditions are established. In the third stage the geochemical consequences of CO<sub>2</sub> injection are computed. Finally a reference scenario without CO<sub>2</sub> injection is also computed.

##### *Stage 1: data inventory and evaluation*

1. Define the mineral composition, porosity and water saturation of the reservoir (Main Buntsandstein) and cap rock;
2. Define the measured composition of the formation water;
3. Define the current gas composition in the formation;
4. Define the pressure and temperature conditions at the injection depth.

##### *Stage 2: pre-operational conditions (before CO<sub>2</sub> injection)*

During the second stage the initial composition of the solution (the speciation of the dissolved ions) and the corresponding rock mineralogy are computed. *PHREEQC* adjusts the pH of the formation water accordingly. Formation water and mineral assemblage are compared to the measured compositions and adjustments are made, if necessary. The results define the

## Feasibility study P18

---

conditions of the formation water and mineral assemblage before stage 3, which are used in the model.

### *Stage 3: conditions of P18 reservoir and cap rock after CO<sub>2</sub>*

The effects of CO<sub>2</sub> injection on the reservoir rock and cap rock (seal) are computed in the 'CO<sub>2</sub> scenario'. The results of stage 2 are used with an increase of the CO<sub>2</sub> partial pressure. The following three terms are then modeled:

- No mineral reactions (drop in pH), representing the short-term effects;
- Selection of mineral reactions (carbonates and sulfides), representing the mid-term effects (in the order of years to decades);
- Full suite of mineral reactions, representing the long-term effects (in the order of thousands of years).

### *Stage 4: reference scenario; equilibrium assemblage without CO<sub>2</sub> injection*

Most often, the mineral assemblage of a reservoir or cap rock and the corresponding computed formation water chemistry represent a meta-stable configuration. This is because the reservoir and cap rock are not yet in thermodynamic equilibrium, due to very slow mineral reactions.

Besides, several minerals have not been into contact with formation water due to their presence as inclusions or due to the presence of clay coatings around detrital minerals (Peters, 2009). For this reason, a reference equilibrium assemblage has been modeled in which the final mineral assemblage is computed without CO<sub>2</sub> injection. The resulting mineral assemblage can then be compared to the initial mineralogy and the mineralogy after CO<sub>2</sub> injection. Subsequently, the effect of CO<sub>2</sub> injection on the final reservoir assemblage of the reference equilibrium mineralogy is computed and compared to the initial CO<sub>2</sub> injection assemblage.

Furthermore, the sensitivity of final mineral assemblage to formation water chemistry is shortly investigated (section 5.2.5). This is important since the methodology of the formation water computation holds some uncertainty and subjectivity.

Possible geochemical effects of O<sub>2</sub> impurity in the CO<sub>2</sub> stream are investigated in section 5.2.6

All figures of reservoir and cap rock mineral assemblage are given in Appendix B in such a way that they can be easily compared.

## 5.1.3. Modelling approach

During the modeling, the following constraints were imposed for finding a delicate balance in the mineral-water-gas system:

- A fixed amount of water is available, which is not refreshed (batch reaction in a closed system);
- For each simulation it is checked that the error in the electrical balance between the anions and the cations in the connate water is below 0.05%;
- In the *PHREEQC* model all partial pressures of the gases in the pores are specified and it is assumed that these partial pressures are maintained (i.e. instantaneous supply);
- Ideal gases and ideal gas mixtures are assumed in *PHREEQC*, which is a simplification as CO<sub>2</sub> behaves as a supercritical fluid at the temperature and final pressure conditions at injection depth. Nonetheless, the solubility of CO<sub>2</sub> is corrected for supercritical behaviour by adjusting its partial pressure, using the fugacity coefficient and the Poynting correction. As a result, a lower partial pressure is used as input in order to (artificially) achieve the solubility corresponding to the supercritical behaviour;
- N<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> are present as an inert gas and do not chemically react.

## Feasibility study P18

With respect to the latter constraint we initially observed the following (overall) reaction during our preliminary PHREEQC simulations:



In the case of a relatively high  $\text{CH}_4$  partial pressure and sufficient  $\text{SO}_4^{2-}$  the equilibrium of this reaction will shift to the right. The preliminary simulations predicted that this would lead to dissolution of anhydrite ( $\text{CaSO}_4$ ). It is not considered likely that these reactions will be predominant during the next few thousand years due to two reasons. Firstly the given reaction with  $\text{CH}_4$  and  $\text{SO}_4^{2-}$  requires a very high activation energy and is very slow. Secondly it is frequently observed that anhydrite has been in equilibrium with  $\text{CH}_4$  (for example in the P18 field) for thousands of years. Therefore it is unlikely that anhydrite will dissolve. Rather than eliminating the reactions given above from the PHREEQC database, the problem was solved by replacing  $\text{CH}_4$  by the inert Ar gas in the model.

### 5.1.4. Reservoir and cap rock conditions

The sample analyses of the P18 reservoir (Hardegsen, Upper Dethfurth and Lower Dethfurth formations) show that the average porosity is 8.8% with a water saturation of 0.42 (Cantwell, 1992). The volume percentages of rock, gas and water in the reservoir are therefore 91.2%, 5.1% and 3.7% respectively. In the model 1.0  $\text{dm}^3$  of formation water is used, which corresponds to 1.4  $\text{dm}^3$  of gas and 24.6  $\text{dm}^3$  of minerals.

The porosity of the cap rock is 1% and it is assumed that the water saturation is 100%.

#### Pressure and temperature

The initial pressure in the P18 reservoir is 20 bar. The average temperature is 106°C and total final pressure is defined as 356 bar (20 bar below the initial gas pressure before gas production). The initial and final pressure conditions are shown in Table 16. Pressure and temperature conditions of the cap rock after  $\text{CO}_2$  injection are assumed to be equal to the conditions in the reservoir rock.

Table 16: Initial and final condition of the reservoir gas.

Component	Initial conditions			Final conditions		
	Composition (mol%)	Px (atm)	Log Px (-)	Composition (mol%)	Px (atm)	Log Px (-)
<b>C1</b>	98.26	19.91	1.30	5.52	19.91	1.30
<b>CO<sub>2</sub></b>	1.24	0.25	-0.60	94.45	331.33	2.09
<b>N<sub>2</sub></b>	0.5	0.10	-1.00	0.03	0.10	-1.00
<b>Total</b>	100	20.26			351.34	

#### Rock composition

The reservoir rock composition is defined from several rock samples of the Hardegsen, Upper Dethfurth and Lower Dethfurth formations (Cantwell, 1992). Average values are taken (Table 17). The rock sample from the Volpriehausen formation was excluded as it is expected that  $\text{CO}_2$  will not be injected in this formation, based on porosity measurements. The sealing formation of the P18 Bundsandstein formation consists largely of quartz, with lesser amounts of e.g. dolomite, illite, anhydrite and siderite (Table 18).



## Feasibility study P18

### Gas composition

The composition of the gas phase currently present in the reservoir is known. In the model all alkanes are represented by C1 (CH<sub>4</sub>) (Table 16).

Table 17: Composition of reservoir rock of the P18 field based on sample analyses and experimental mineral densities and mol masses. The volume (dm<sup>3</sup>) and number of moles are in correspondence to a total rock volume of 24.6 dm<sup>3</sup>.

Mineral	Composition (wt%)	Volume (dm <sup>3</sup> )	Amount (Mole)
Quartz	78.1	19.38	856.15
Anorthite	2.3	0.54	5.45
K-feldspar	5.7	1.47	13.59
Dolomite	5.8	1.33	20.66
Anhydrite	0.1	0.02	0.40
Albite	0.1	0.02	0.17
Kaolinite	0.7	0.17	1.63
Clinochlore-14A	1.3	0.32	1.58
Illite	2.8	0.66	4.83
Smectite-Na	3.1	0.66	5.06

Table 18: Composition of cap rock of the P18 field based on sample analyses and experimental mineral densities and mol masses. The volume (dm<sup>3</sup>) and number of moles are in correspondence to a total rock volume of 99 dm<sup>3</sup>.

Mineral	Composition (wt%)	Volume (dm <sup>3</sup> )	Amount (Mole)
Quartz	60.7	62.1	2734.62
Anorthite	2.9	2.8	28.12
K-feldspar	3.7	3.9	35.47
Dolomite	11.8	11.2	173.69
Anhydrite	7.0	6.4	138.57
Pyrite	0.5	0.3	12.19
Siderite	2.4	1.6	55.54
Clinochlore-14A	0.7	0.7	3.55
Illite	10.1	9.9	71.43
Smectite-Na	0.2	0.1	1.0

### 5.1.5. Pre-operational conditions

The balance between rock mineralogy and water chemistry is delicate. Measured compositions of both are subject to local variability and measurement errors. Because the measured salt concentration of the connate water in the P18 field is unexpectedly very low, the formation water of P06-A2, which is located near P18, is used for comparison with the computed chemistry of the formation water in the reservoir. This is done by equilibration of pure water with surplus amounts of minerals present in the reservoir and a NaCl concentration of 130 g/kg water. Subsequently, it is compared to the formation water of P06-A2. It is computed that several minerals show extensive dissolution and precipitation of secondary minerals. To avoid this, the amount of the dissolving minerals is lowered until no significant conversion occurs. Several new minerals are

**Feasibility study P18**

still computed to precipitate in low amounts (glauconite, muscovite and pyrite). Due to the lowering of dissolution of illite, smectite, K-feldspar and anorthite, the amounts of precipitating minerals are so low that they could have been overlooked during mineral analysis. Therefore they are included in the assessment. Mesolite and saponite are computed to dissolve, but these do not naturally occur in regular sandstones. Furthermore, dolomite is computed to transform completely into dolomite-ord and, K-feldspar into microcline. These precipitates and conversions are excluded from the simulation since they do not represent current conditions. Dolomite and K-feldspar thus represent meta-stable phases.

The pH of the computed formation water has a value of 5.8. The computed water chemistry and the measured chemistry of P06-A2 are shown in Figure 5.1. The computed concentration of chloride, magnesium and sodium are close to the measured values of P06-A2. For iron, calcium and potassium, the computed and measured values are significantly different. The high iron concentration in the measured sample(s) might be an artefact caused by corrosion of well material. Other differences might be caused by contamination from, for example, drilling muds. Furthermore, water samples can locally be very different due to local mineralogy differences, and this water sample is from another location. In section 5.2.5 the results of a sensitivity analysis on formation water chemistry are given.

The rock composition corresponding to the computed formation water is shown in Appendix B Figure 12.1.

For the computation of cap rock formation water, the same methodology is used as for the reservoir. Small amounts of albite, diaspore, glauconite and muscovite were predicted to precipitate. These have been included in the modeling since these minerals occur frequently in natural sandstones. The mineral assemblage of the cap rock is shown in Appendix B, Figure 12.4. The pH of the computed formation water has a value of 6.1.

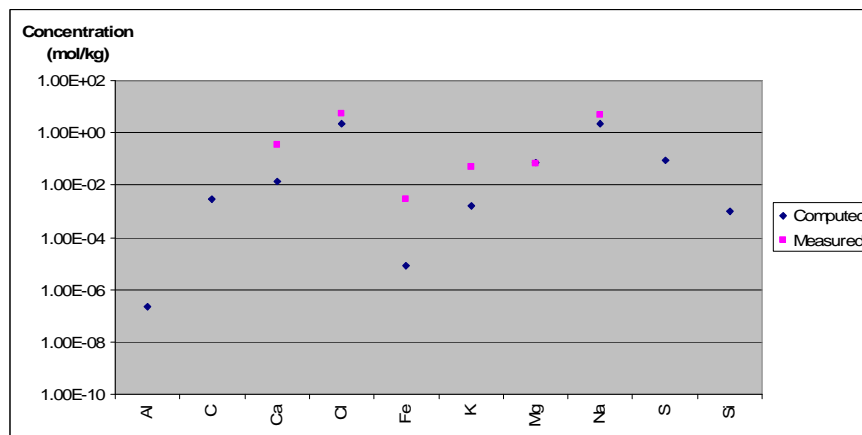


Figure 5.1 Computed and measured formation water composition (initial).

## 5.2. Geochemical effects of CO<sub>2</sub> injection

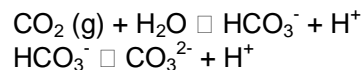
### 5.2.1. Introduction

In this section the effects of CO<sub>2</sub> injection on reservoir and cap rock are described. Three terms were defined describing the qualitative modeling of the processes. The results for the reservoir and cap rock are described in section 5.2.2 and 5.2.3 respectively. Results for the mineral assemblage of reservoir and cap rock, as well as initial rock mineralogy are shown in this section, as well as in Appendix B for easy comparison.

### 5.2.2. Reservoir rock

#### Short term effects on connate water

In this scenario the effect of increased CO<sub>2</sub> partial pressure (356 bar) is computed, while excluding mineral dissolution and precipitation. As expected, the pH of the connate water drops due to the increasing dissolution and dissociation of CO<sub>2</sub>. The following reactions take place:



A relatively high CO<sub>2</sub> partial pressure will shift the first and second reaction more to the right and decreases the pH. The pH in the reservoir is computed to decrease to a value of 3.5, which is expected to be the condition directly after injection. The rates of mineral reactions are assumed to be much slower than the dissolution rate of the CO<sub>2</sub> in the water. Mineral reactions will buffer the pH (see following sections) and a pH of 3.5 is therefore considered to be the minimum. The carbon concentration in the formation water increases as a result of CO<sub>2</sub> dissolution.

#### Carbonate and sulfide mineral reactions (mid term)

On the mid-term the effect of increased CO<sub>2</sub> partial pressure is computed, while also allowing dissolution and/or precipitation of carbonates and sulfides. In the reservoir, a small amount of dolomite and pyrite dissolve (0.03 and 0.17% of the amounts initially present, respectively) due to the dissolution of CO<sub>2</sub>. Some anhydrite and an insignificant amount of dawsonite precipitates. These dissolution and precipitation reactions slightly buffer the pH, to a value of 4.2 but the porosity is not affected. Also, the composition of the formation water does not change significantly, except for an increase in carbon concentration caused by the CO<sub>2</sub> dissolution in the brine.

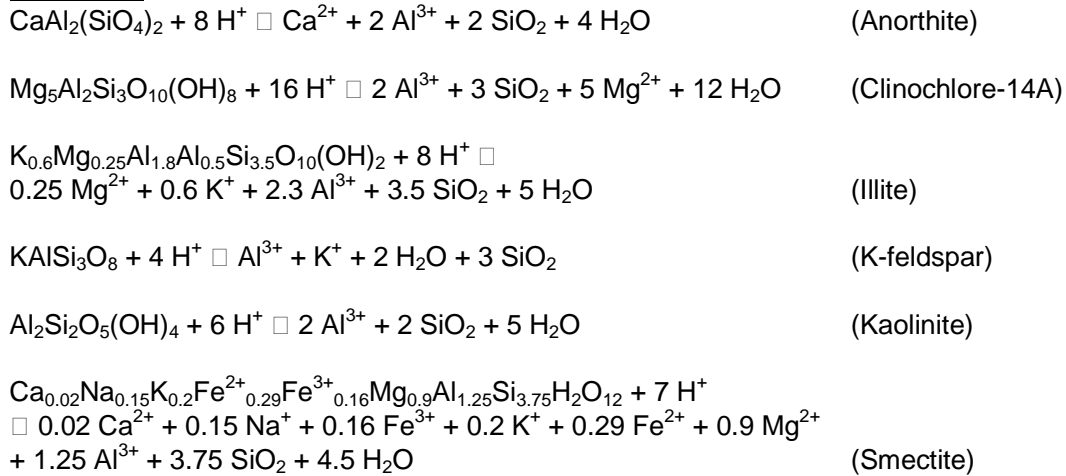
#### Full suite of mineral reactions (long term)

The effect of increased CO<sub>2</sub> partial pressure on the total rock mineralogy describes the conditions of thermodynamic equilibrium. This will take thousands of years to establish since most mineral reactions are very slow. Furthermore, minerals can be (temporarily) inaccessible to formation water due to their presence as mineral inclusions or to clay coatings surrounding them (Peters, 2009).

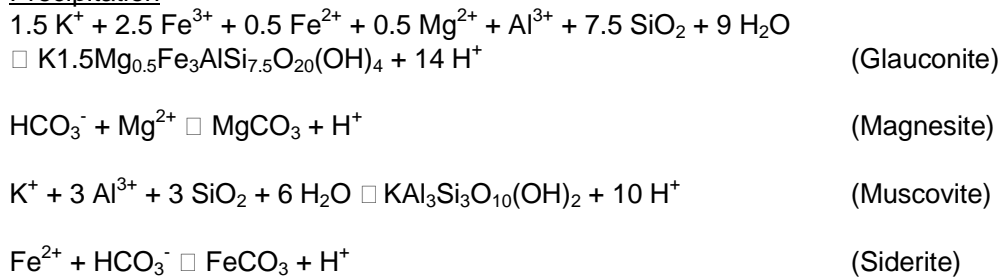
The results on the final formation water, compared to the initial formation water, and the final reservoir mineral assemblage are shown in Figure 5.2 and in Appendix B, Figure 12.2 respectively. The following main reactions occurred:

**Feasibility study P18**

Dissolution



Precipitation



Due to these reactions, the porosity decreases with 0.3 percentage point (pp) to 8.5%, based on the specific density of the different minerals. Possible porosity effects due to geomechanical processes are not taken into account. Dissolution of minerals might cause mechanical compaction of the reservoir, thereby causing additional porosity decrease.

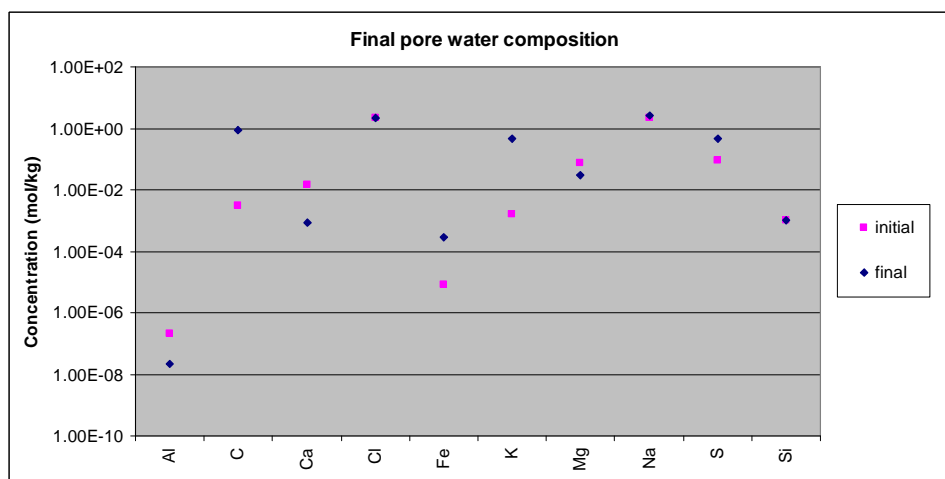


Figure 5.2 Initial and final computed formation water composition.

### 5.2.3. Cap rock seal

#### Effects on connate water (short term)

If CO<sub>2</sub> would dissolve and diffuse into the formation water of the cap rock, the pH could decrease to a value of 3.2. Unlike in the reservoir, the pH drop will not occur throughout the formation within the injectivity period, because a *boundary* between reservoir and cap-rock is affected. We then might expect CO<sub>2</sub> diffusion could start at the reservoir - cap rock boundary, and CO<sub>2</sub> could possibly slowly migrate up, into the cap rock.

#### Carbonate and sulfide mineral reactions (mid-term)

On the mid-term, small amounts of anhydrite and siderite (less than 0.01% of the initial amounts present) will dissolve, thereby buffering the pH to a value of 4.3. Precipitation of other carbonates and sulfides does not occur and the effect of dissolution on porosity is negligible. The iron concentration in the brine increases significantly to a value of  $2.55 \cdot 10^{-3}$  mol/liter due to the dissolution of siderite, but the amount of anhydrite dissolution is too small to have any effect on the calcium concentration.

#### Full suite of mineral reactions (long term)

On the long-term, mineralogical changes are predicted to occur. Illite, K-feldspar, anorthite, clinocllore, and siderite are (almost) completely dissolved, while muscovite, glauconite and diaspore have precipitated in significant amounts (Appendix B, Figure 12.5). *These mineralogical changes correspond to a porosity increase of 0.2 pp (equal to an increase of 20%)*. The final formation water chemistry is shown Figure 5.3.

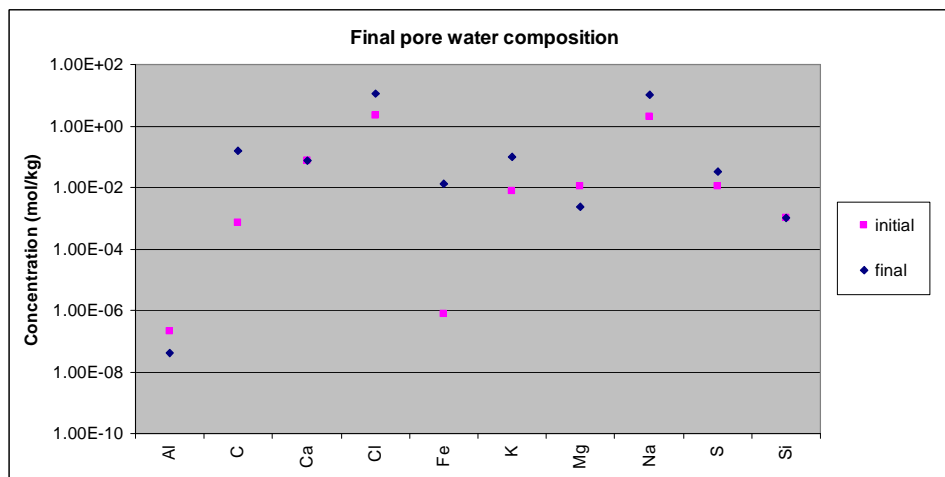


Figure 5.3: Initial and final formation water composition of the cap rock.



#### 5.2.4. Reference scenario; equilibrium assemblage

The computation of the long-term mineralogical changes in the reference scenario show that significant changes would occur in the reservoir and cap rock, even without CO<sub>2</sub> injection, due to their current meta-stable conditions (Appendix B, Figure 12.3 and Figure 12.6 respectively). The porosity of the reservoir increases by 0.1 pp, compared to a decrease of 0.3 pp in the CO<sub>2</sub> scenario. In the equilibrium stage of the cap rock, the porosity is predicted to increase by 0.3 pp, while it increases by 0.2 pp in the CO<sub>2</sub> injection scenario.

CO<sub>2</sub> injection into a reservoir with the computed reference assemblage results in exactly the same mineralogical changes, and thus porosity change, for the reservoir and cap rock as CO<sub>2</sub> injection into a reservoir (with a cap rock) with the meta-stable assemblage (Appendix B, Figure 12.2 and Figure 12.5 respectively). This shows that the meta-stability of the reservoir and cap rock do not affect the mineralogical changes caused by CO<sub>2</sub> injection.

#### 5.2.5. Formation water sensitivity

As explained in section 5.1.5, several minerals are computed to completely dissolve when computing the chemistry of the formation water, thereby supplying the ions required for precipitation of new, secondary minerals. In order to obtain a mineral assemblage close to the measured one, a limited amount of the dissolving minerals was supplied in the calculation of the formation water. For sensitivity analysis, these amounts were multiplied by a factor of ten, allowing the precipitation of larger amounts of secondary minerals. In another run, the precipitation of secondary minerals was excluded. The results show that for both cases there is negligible effect on the mid- and long-term mineral assemblage and the porosity change of the reservoir and cap rock, even if the initial pH is significantly different. Hence, the formation water sensitivity of the P18 reservoir and cap rock is small.

#### 5.2.6. O<sub>2</sub> impurity

The captured CO<sub>2</sub> can contain some O<sub>2</sub>, which is maximally 160 ppm. To study the possible effect of O<sub>2</sub> on the reservoir, 0.05 bar of O<sub>2</sub> is used as input in the model (log P<sub>x</sub> is -1.30), corresponding to 160 ppm.

The model results show that only a fraction of the O<sub>2</sub> is predicted to dissolve on the short-term, having no additional effect on the pH of the formation water compared to the baseline scenario. Mid-term effects are small. Slightly more pyrite and anhydrite will dissolve and precipitate, respectively, compared to the baseline. The iron, in the reduced state, remains in the formation water. All oxygen is used to oxidize sulfur from pyrite for anhydrite precipitation. The effects of these reactions on porosity are negligible.

Increasing the O<sub>2</sub> partial pressure by 10 (corresponding to 1600 ppm O<sub>2</sub> in the CO<sub>2</sub> gas stream), in order to investigate a worse case scenario, would lead to complete pyrite dissolution and slightly more anhydrite precipitation, since more oxygen is in the system to oxidize sulfur from pyrite. The iron from pyrite is oxidized and precipitated as hematite. The porosity change is still negligible.

Long-term effects do not differ from the baseline scenario.

### 5.3. Conclusions

When CO<sub>2</sub> is injected into a reservoir system with cap rock, the pH of the formation water will initially decrease to a value of 3.5 and 3.2 for the reservoir and cap rock respectively, due to the formation of carbonic acid. Dissolution of small amounts of carbonate and sulfides, which is predicted to occur on the mid-term (in the order of years to decades), will buffer the pH to a value of 4.2 and 4.3 respectively. The effects on mineralogy and porosity are negligible.

It is predicted that the mineralogical assemblage will have been changed significantly once thermodynamic equilibrium is established, which may take thousands of years. *The corresponding porosity change is a decrease of 0.3 pp (to 8.5%) for the reservoir rock and an increase of 0.2 pp (to 1.2%) for the cap rock.*

Since the initially computed formation water and mineral assemblage of both reservoir and cap rock are not in equilibrium reference calculations were performed to investigate the equilibrium assemblage without CO<sub>2</sub> injection. The results show that the assemblage changes significantly. However, if CO<sub>2</sub> injection would occur in the reference assemblage, the mineralogy and porosity change would be equal to CO<sub>2</sub> injection into a reservoir with cap rock in a meta-stable phase. Furthermore, the final mineral assemblage is relatively insensitive to the methodology of formation water computation.

The presence of O<sub>2</sub> as an impurity in the CO<sub>2</sub> stream is predicted not to have a significant effect on the short-term. On the mid-term the model shows a slight increase in pyrite dissolution and anhydrite precipitation. Effects on porosity are negligible. Long-term effects are similar to the baseline and therefore also to the reference.

### 5.4. References

Cantwell W., 1992. Final Report of Mineralogical Analysis for Amoco Netherlands Petroleum Company, Well number P/18-2 and P/18-3, The Netherlands.

Peters C.A., 2009. Accessibilities of reactive minerals in consolidated sedimentary rock: An imaging study of three sandstones. *Chemical Geology* 265; p198-208

## 6. Top seal and fault integrity study

### 6.1. Introduction

#### 6.1.1. Background

This chapter presents the results of the top seal and fault integrity assessment conducted in the framework of the technical feasibility study of geological CO<sub>2</sub> storage in the depleted P18 Field. The study was undertaken within the framework of CATO-2 project, WP3.3. Caprock and fault integrity.

#### 6.1.2. Scope and objective

CO<sub>2</sub> injection into depleted hydrocarbon reservoirs will change the state of stress in a reservoir-seal system due to various phenomena: poro-mechanical effects caused by changes in the pore fluid pressure; buoyancy effects caused by changes in the pore fluid density; thermal effects caused by changes in the pore fluid temperature; and chemical effects caused by changes in the pore fluid chemistry.

As a result of induced stress changes top seals can be mechanically damaged, pre-existing sealing faults and fractures can be re-activated, or new fracture systems can be created, allowing fluid migration out of the storage complex. Besides the effects on the containment, CO<sub>2</sub> injection could also induce ground movement, which can be either aseismic - in the form of ground surface uplift, or (micro-)seismic - caused by a sudden slip on pre-existing discontinuities or faults.

The objective of this study is to evaluate the impact of induced stress changes, resulting from past gas extraction and future CO<sub>2</sub> injection in P18 Field, on top seals and faults.

The impact on the containment will be evaluated by assessing:

- The mechanical integrity and the potential for induced hydro-fracturing of top seals.
- The mechanical integrity and the potential for re-activation of faults, as fault slip can make previously sealing faults conductive and induce seismic events at the injection site.

The impact on the environment will be evaluated by assessing the induced ground/seabed movement, i.e. subsidence and uplift.

Mechanical and transport rock properties may change over time due to mineral reactions between the injected CO<sub>2</sub> and the rock (reservoir, caprock and fault gouge). Experimental testing program is currently under way at the HPHT lab of Utrecht University to quantify the long-term effects due to CO<sub>2</sub>-rock interaction for P18. The results of these tests were not available at the time when this study was completed and therefore not considered in this report.

### 6.1.3. Approach

The input data for this study were supplied by TAQA Energy B.V.

The following data and models developed within the framework of the CATO-2 project were used in this study:

- Regional geological Petrel model of P18 constructed by TU Delft and reservoir scale Petrel model constructed by TNO.
- Reservoir MoReS model and analytical model developed by TNO.
- Rock mechanics properties of the top seal determined by the experimental testing program at Utrecht University.
- The following tasks and activities were defined and carried out in this study:
- Geomechanical field characterization - by using well logs analysis, experimental rock mechanics tests and in situ stress data analysis.
- Development of geomechanical models - by using a finite element (FE) approach.
- Assessment of top seal mechanical integrity - by using analytical and numerical geomechanical models.
- Assessment of fault seal integrity - by using a fault seal analysis tool based on the Shale-Gouge Ratio, analytical and numerical geomechanical models.
- Assessment of induced ground, i.e. seabed deformation - by using a semi-analytical model for prediction of subsidence/uplift.

## 6.2. Geomechanical field characterization

### 6.2.1. Field description

P18 Field is located in the P block of the Dutch offshore. The reservoir structure of P18 comprises 3 compartments bounded by a system of NW-SE oriented faults in a horst and graben pattern.

The main compartment P18-2 comprises 3 segments (Figure 6.1). The largest segment P18-2 is drained by 3 wells: P18-2A1, P18-2A3 and P18-2A5. Wells P18-2A6 and P18-2A6st drain other two segments. The segment drained by well P18-2A6 is not in communication with other two segments of this compartment. Well P18-2A1 will be used as the CO<sub>2</sub> injector. The initial pressure in P18-2 is 375 bar and GWC is at 3680 m. Reservoir temperature is 126°C. P18-2 is in production since October 1993.

Compartment P18-4 is drained by one well P18-4A2 which will be used as CO<sub>2</sub> injector. Compartment P18-4 is not in communication with other two compartments. The initial pressure in P18-4 is 340 bar and GWC is at 3377 m. P18-4 is in production since March 1994.

Compartment P18-6 is drained by one well P18-A67 which will be used as CO<sub>2</sub> injector. Compartment P18-6 is not in communication with compartment P18-4 (different GWC) and appears (according to Chapter 4) not to be in communication with compartment P18-2 (equal GWC). The initial pressure in P18-6 is 375 bar and GWC is at 3680 m. P18-6 is in production since March 2004.

## Feasibility study P18

The reservoir rocks consist of sandstones intercalated with thin layers of shale. The reservoir belongs to the Main Buntsandstein Group and comprises the following parts:

- 25 m thick Hardegsen (RBMH), good producer;
- 50 m thick Upper Detfurth (RBMDU), fair producer;
- 25m thick Lower Detfurth (RBMDL), fair producer;
- 120m thick Volpriehausen (RBMVU+RBMVL), poor producer.

Hardegsen and Upper Detfurth are the main gas producers.

The primary top seal overlying the Bunter reservoir is a 50 m thick layer of the lower part of Upper Germanic Trias (RN). This layer comprises (from top to base):

- Röt Claystone Member (Mb) (RNROC),
- Main Röt Evaporite Mb (RNRO1),
- Solling Claystone Mb (RNSOC).

The primary top seal, as defined above, is covered by a 100 m thick upper part of Upper Germanic Trias (Muschelkalk, RNMU and Keuper, RNKP) and a 3-400 m thick Altena Group (AT) which can also be regarded as a part of the primary seal.

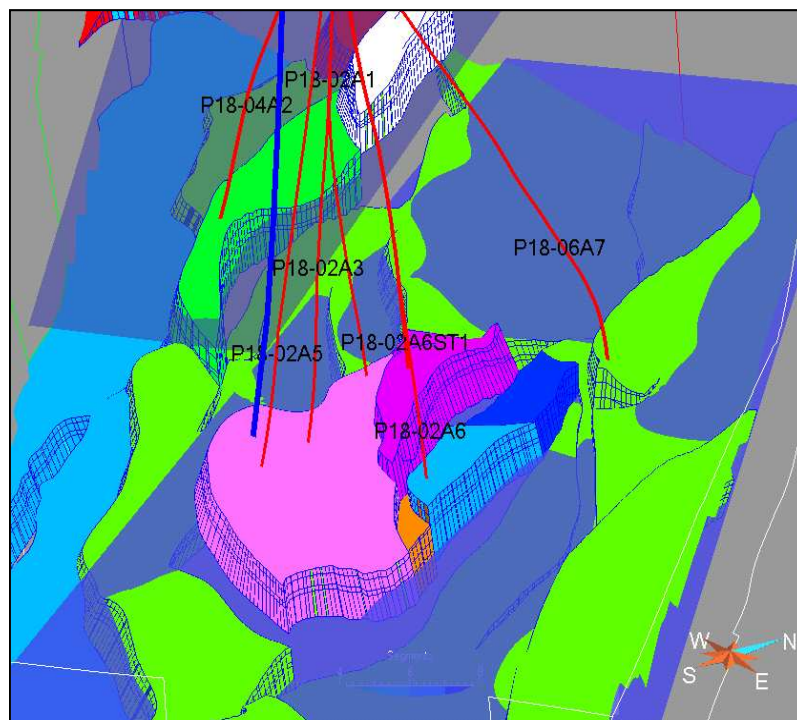


Figure 6.1: Reservoir structure showing compartment P18-2, which consist of 3 segments (in the middle), compartment P18-6 (penetrated by well P18-06A7) and compartment P18-4 (penetrated by well P18-04A2).



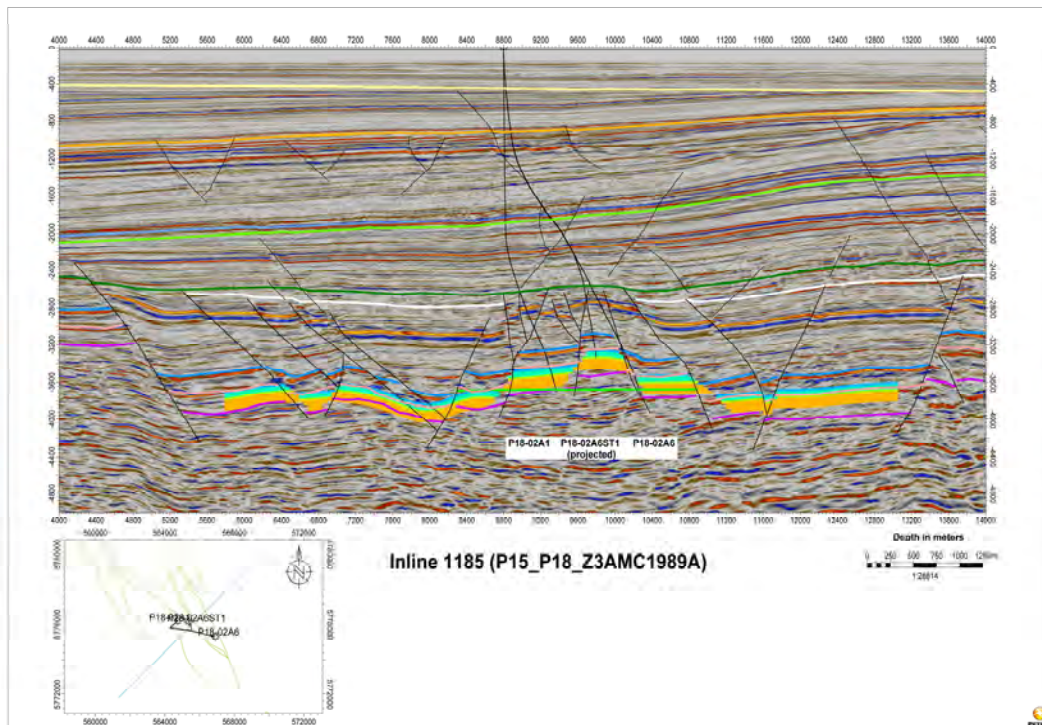


Figure 6.2: Interpreted seismic section along Inline 1185 through the P18 Field. The Bunter reservoir is shown in solid colours.

## 6.2.2. Lithological differentiation of the top seal

Detailed lithological determination of the top seal was performed in order to differentiate various lithologies present in the formations overlying the Bunter P18 reservoir. Bulk top seal lithologies were determined using gamma-ray, density, sonic and neutron-porosity logs. The most complete well-log suites were available from wells P18-2, P18-A-03-S2 and P18-A-06, which we used in analysis. The following lithologies could be resolved: shale, dolomite, anhydrite and gypsum.

The primary top seal overlying the Bunter reservoir is represented by the lower part of Upper Germanic Trias (RN), namely Röt Claystone Mb, Main Röt Evaporite Mb and Solling Claystone Mb. The lithologies present in these layers, according to well logs interpretation, comprise thin beds of shales with anhydritic cementation (Figure 6.3). The average thickness amounts to about 50 m, with a range of 41-68 m. This zone is continuous above compartment P18-2 with variable anhydritic content in shales (Figure 6.4). We assume that the seal above P18-2 is representative for the whole P18 Field.

The core from Röt and Solling (i.e. the primary top seal as defined above) was taken from well P15-14 in the neighbouring block P15 in an earlier study and analysed using standard geologic and petrophysical techniques including mercury-injection capillary-pressure tests (Spain and Conrad, 1997). The results showed that the true top seal for the P15 hydrocarbon accumulations is provided by thinly interbedded and interlaminated shale and very fine-grained sandstone to siltstone. These lithofacies contain type A seals which are capable of supporting gas-column heights in excess of 300 m. The P15-top seal quality may also be representative for the

**Feasibility study P18**

neighbouring P18 block as hydrocarbon accumulations in the Buntsandstein are present in both blocks.

The lower part of Upper Germanic Trias (i.e the top seal as defined above) is covered by a 100 m thick upper part of Upper Germanic Trias (Muschelkalk, RNMU and Keuper, RNKP) and a 3-400 m thick Altena Group (AT) which can also be regarded as a part of primary top seal.

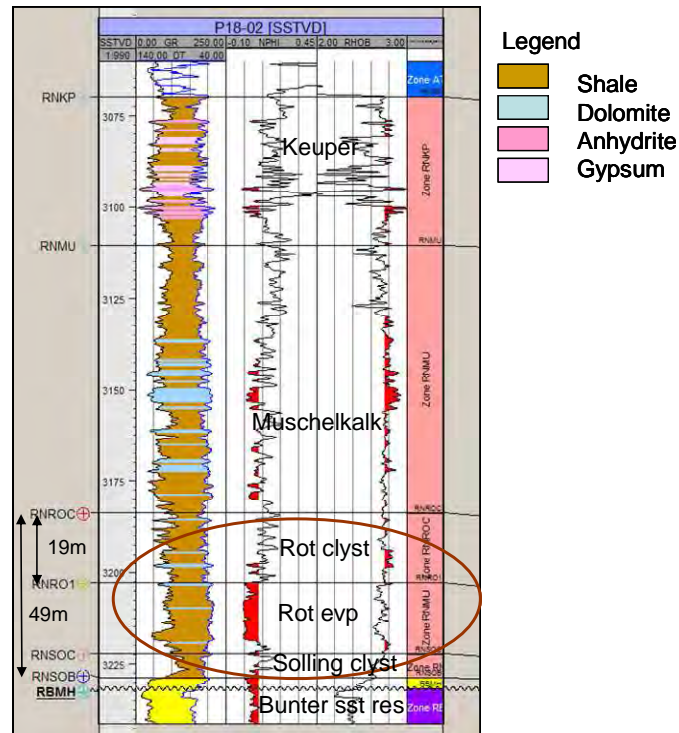


Figure 6.3: Lithological differentiation of the top seal based on well logs from well P18-02. The primary top seal is represented by Solling claystone, Röt evaporites and Röt claystone. Muschelkalk and Keuper could also be regarded as a part of primary top seal.

## Feasibility study P18

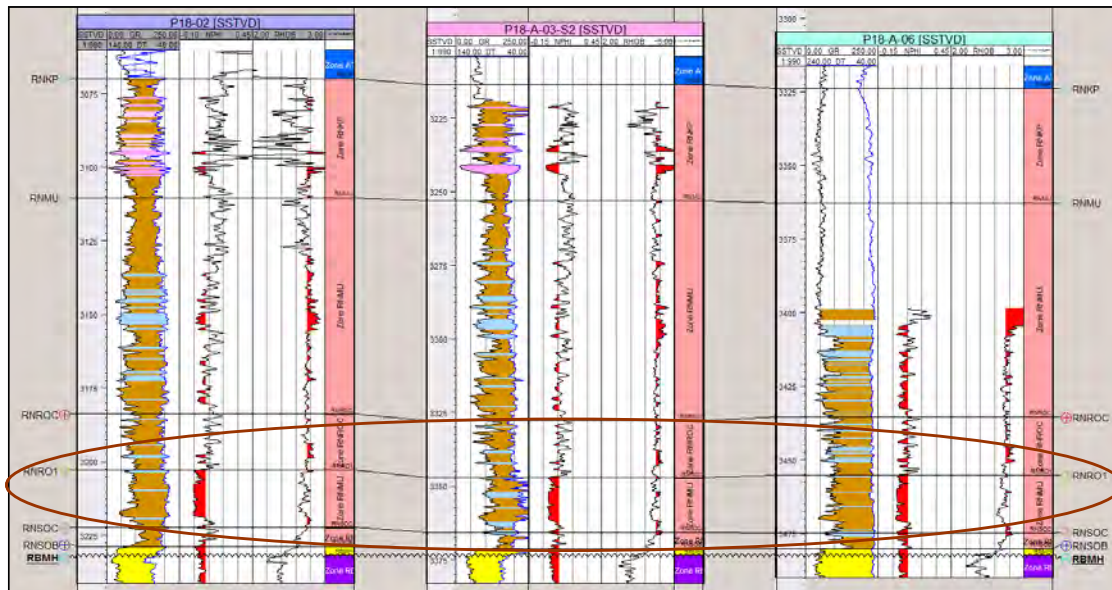


Figure 6.4: Well correlation section showing lithologies of the top seal in compartment P18-2. The primary top seal is represented by Solling claystone, Röt evaporates and Röt claystone. Muschelkalk and Keuper could also be regarded as a part of primary top seal.

### 6.2.3. Geomechanical characterization of the top seal and overburden formations

#### Experimentally derived rock properties

Experimental testing program within the CATO-2 project is currently under way at the HPT lab of Utrecht University to quantify the long-term effects due to CO<sub>2</sub>-rock interaction for P18 (Utrecht University report, 2010). As a part of the testing program, permeabilities of the reservoir rock were measured on samples taken from P18 field. However, caprock core was not available from P18 field. Therefore permeabilities and mechanical properties were measured on samples taken from the Röt/Solling caprocks in the Q16 gas field, which is presumed to be analogous to the P18 field.

First results show that reservoir rocks are generally 2-3 orders of magnitude more permeable than caprocks. For most samples measured permeability of the reservoir rock is on the order of  $10^{-15} \text{ m}^2$  to  $10^{-16} \text{ m}^2$  and permeability of the caprock on the order of  $10^{-18} \text{ m}^2$ .

A summary of the caprock strength properties for the Röt/Solling caprocks from the Q16 gas field is shown in Table 19. Based on the measured properties, the caprock is a hard and competent rock. Generally we find that the mechanical properties fall within a reasonable range for similar materials. At this stage, due to a lack of suitable samples, no analysis has been conducted on the mechanical properties of the reservoir rocks of the P18 gas field.

#### Well log-derived rock properties

Besides the experimental test data on the caprock strength mentioned above, no other experimental data on the strength and elasticity of other formations were available. Therefore, geomechanical properties of the overburden and the underburden required for geomechanical analyses were derived indirectly from the available well logs. The most complete well-log suites were available from wells P18-2, P18-A-02, P18-A-03-S2 and P18-A-06.

**Feasibility study P18**

For determination of dynamic elastic properties both compressional- ( $V_p$ ) and shear ( $V_s$ ) wave velocities are required. Shear velocities were measured in wells P18-A-02 and P18-A-06. They had to be estimated for other two wells using lithology-dependent empirical relationships from the literature (for clastic sediments from Castagna et al., 1985; for anhydrite from Rafavick et al, 1984, and for dolomite from Greenberg and Castagna, 1992).

Dynamic Young's modulus ( $E_{dyn}$ ) was then derived from well logs and converted to the static Young's modulus ( $E_{stat}$ ), which is required in geomechanical analyses, according to the formulas given below:

$$E_{dyn} = \rho V_s^2 \cdot (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2) \quad (6.1)$$

$$E_{stat} = 0.74 \cdot E_{dyn} - 0.82 \quad (\text{from Eissa and Kazi, 1988}) \quad (6.2)$$

Well-log derived elastic rock properties clearly indicate stiffness contrast (i.e. difference in Young's elasticity modulus) between different lithostratigraphic and geomechanical units. The obtained absolute values of Young's moduli, however, possibly overestimate the expected values and therefore were downscaled by the ratio  $E_{lab} / E_{well-logs}$  for the caprock (as direct measurements of mechanical rock properties were only available for the caprock). This approach gives a value of  $E=20$  GPa for the Bunter sandstone reservoir, which is a realistic value based on analogy with other Bunter reservoirs in the Netherland such as the Barendrecht-Ziedewij gas field (Winningsplan Barendrecht-Ziedewij, 2003).

Summary of the differentiated geomechanical units and their geomechanical properties is given in Table 20. The successive lithostratigraphic units with relatively small thickness, similar in lithology and mechanical properties were joined into one unit.

Table 19: Caprock strength summary. The properties were determined by triaxial tests performed in HPT lab of Utrecht University.  
 $E$ =Young's elasticity, UCS=unconfined compressive strength,  $\mu$ =friction coefficient (corresponds to a friction angle  $\phi=28^\circ$ ),  $C$ =cohesion.

Caprock strength summary, Samples from Q-16 field

Sample #	Lithology	$\sigma_1$ (MPa)	$(\sigma_1 - \sigma_3)_{max}$ (MPa)	$E$ (GPa)	UCS (MPa)	$\mu$	$C$ (MPa)
#57	Röt	5	91.94	21.15	93.315	0.536	27.92
#59	Röt	20	147.74	31.64			
#55	Röt	35	149.87	23.69			
#60	Röt/Solling	50	180.83	29.11			



Feasibility study P18

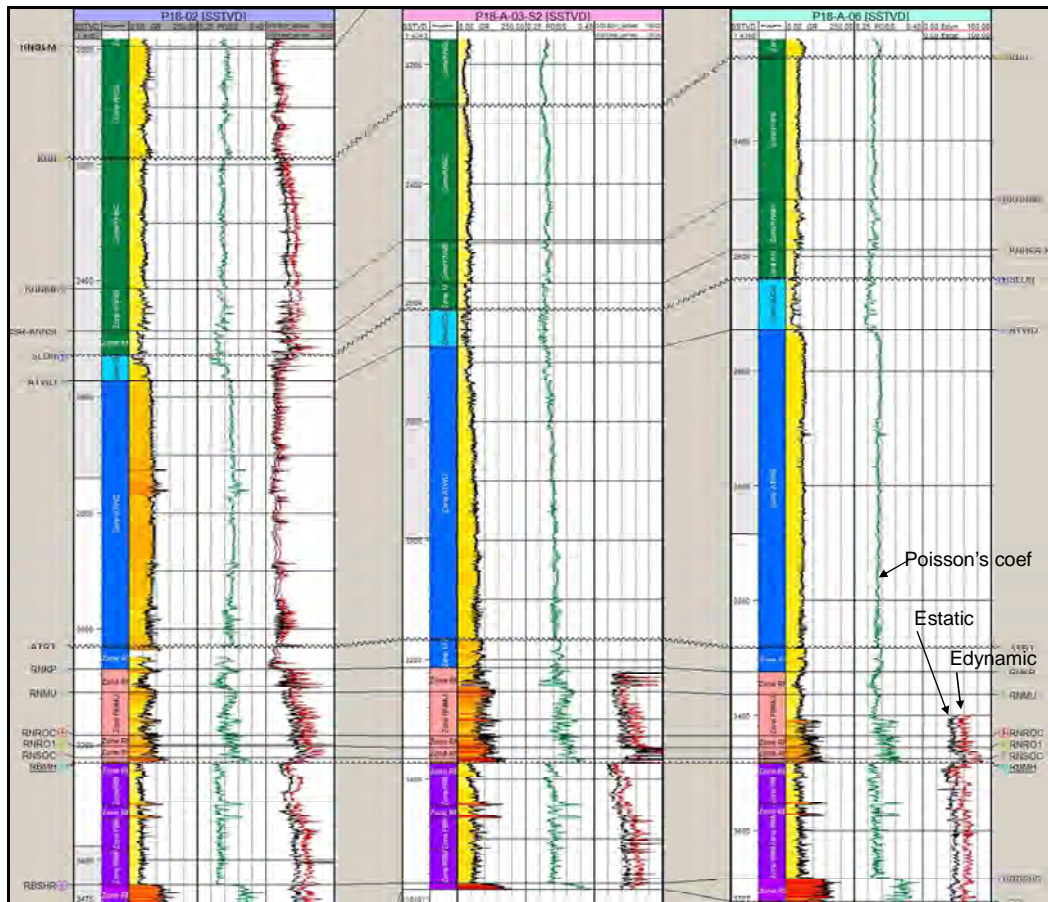


Figure 6.5: Well correlation section showing gamma-ray log and calculated Poisson's coefficient (range from 0.25-0.4) and Young's elasticity modulus (range from 0-100 GPa).



## Feasibility study P18

Table 20: Geomechanical properties for the differentiated geomechanical units in the P18 gas field.

Unit No	Stratigraphic unit	Thickness* [m]	Depth top* mTVDss	Density** [kg/m <sup>3</sup> ]	Young's modulus*** E [GPa]	Poisson's coeff.*** $\nu$ [-]
1	Upper North Sea Group, NU	417	33.5	1960	0.5	0.3
2	Middle and Lower North Sea Group, NM+NL	503	451	2600	5	0.3
3	Chalk Group, CKGR	956	920	2300	20	0.17
4	Rijnland Group, KN	652	1876	2650	17	0.30
5	Schieland Goup, SL	44	2528	2100	13	0.30
6	Altena Group, (AT)	497	2573	2600	15	0.30
7	Upper Germanic Trias (RN) (Keuper Fm, Muschelkalk Fm, Röt Claystone Mb, Röt Evaporite Mb, Solling Claystone Mb) <b>Primary top seal</b>	162	3070	2600	26****	0.30
8	Lower Germanic Trias (RB) = Hardegsen Fm (RBMH) + Upper Detfurth Sandstone Mb (RBMDU) <b>Reservoir, upper part, good producer</b>	74	3232	2600	20	0.2
9	Lower Germanic Trias (RB) = Lower Detfurth Sandstone Mb (RBMDL) + Volpriehausen Sandstone Mb (RBMV) <b>Reservoir, lower part, poor producer</b>	137	3305	2600	25	0.2
10	Rogenstein Mb, RBSHR + Main Clayst Mb, RBSHM (Lower part of Lower Germanic Trias)	140	3442	2600	29	0.30
11	Zechstein Group, ZE (Permian)	27	3582	2100	20	0.35
12	Slochteren Fm, ROSL + Carboniferous, undefined (DC)	>23	3608	2650	30	0.25

\*Thickness and depth based on exploration well P18-02 as this well penetrates all the units down to the Carboniferous base.

\*\*Rock density assumed based on common values for different lithologies.

\*\*\*Elastic rock properties derived indirectly from well logs from P-18-A-02 and P18-2.

\*\*\*\*Young's modulus of the caprock measured in laboratory test on samples from Röt/Solling caprock performed by Utrecht University.

### 6.2.4. In situ stress

The orientations and magnitudes of the principal in situ stresses are the key input parameters required for geomechanical analyses. In the West Netherlands Basin the minimum in situ stress is horizontal and the stress regime is extensional or normal-faulting (i.e. the largest principal stress is vertical).

The regional minimum in situ stress ( $Sh_{min}$ ) orientation in the West Netherlands Basin is in northeast-southwest direction (World Stress Map, Reinecker et al., 2005). Field data from P18 show that  $Sh_{min}$  orientation in well P18-2A6 is 55E - 235NW, which is in agreement with regional stress orientation (Figure 6.6). Determination of stress orientation in well P18-2A6 was based on borehole breakouts analysis (Schlumberger report, 1977).

The magnitude of  $Sh_{min}$  is determined from leakoff test data from wells in P18 (). The estimate is based on a polynomial fit to all but one leakoff test data as a function of depth (D):

$$Sh_{min} = 2.2 * 10^{-6} D^2 + 1.08 * 10^{-2} D \quad (6.3)$$

This relationship fits data better than for example the relationship for the North Sea region provided by Breckels and van Eekelen (1982).

The largest principal vertical stress ( $S_v = S_{max}$ ) is calculated assuming a lithostatic gradient of 2.25 bar/10m. The hydrostatic stress is determined from water density of 1.078 kg/l measured on a sample taken from a neighbouring field. Based on the given stress and pressure gradients, the initial total stresses in the P18 reservoir at a reference depth of 3400 mTVD amount to  $S_v = 765$  bar (76.5 MPa) and  $Sh_{min} = 622$  bar (62.2 MPa). The initial fracturing gradient is  $FG = 1.8$  bar/10m.

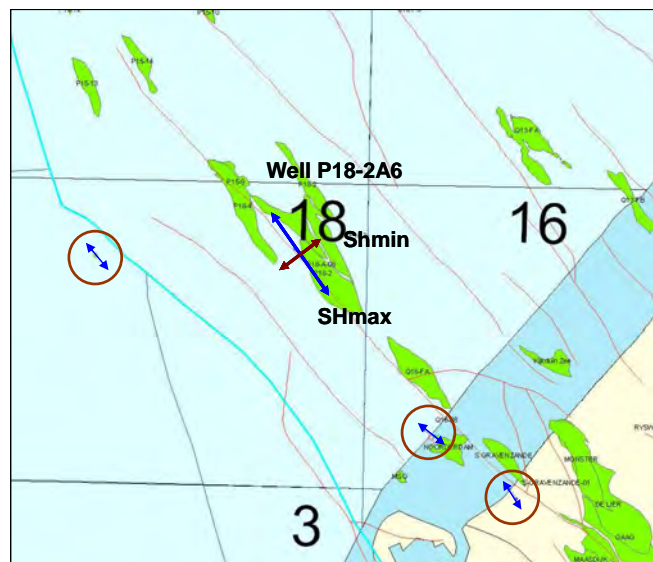


Figure 6.6: Map showing horizontal stress orientations in P18, determined from borehole breakouts in well P18-2A6, and in some neighbouring fields (data from World Stress Map).

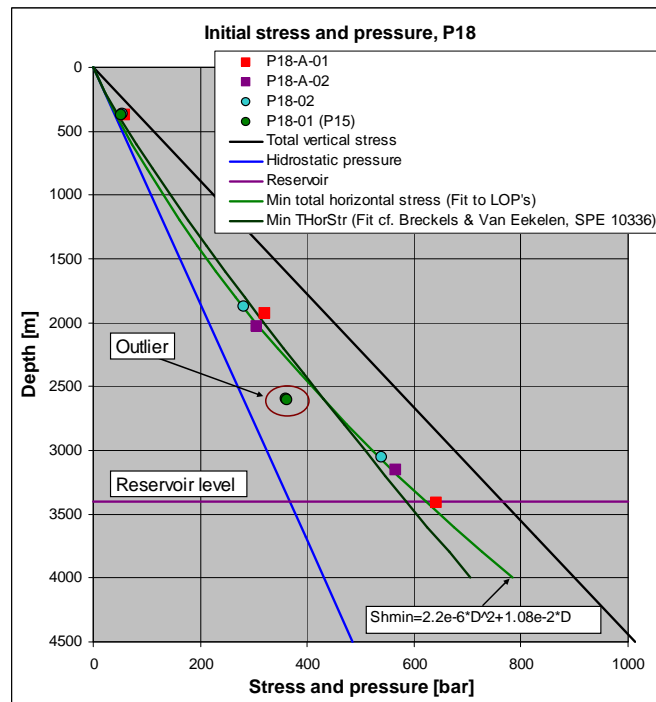


Figure 6.7: Leakoff test data from wells in P18 used to determine magnitude of the minimum total horizontal stress ( $Sh_{min}$ ) as a function of depth ( $h$ ). Total vertical stress is calculated from an assumed lithostatic gradient of 2.25 bar/10m. Hydrostatic pressure is calculated from water density of 1.078 kg/l measured on a sample taken from the neighbouring Q16-8 field.

### 6.3. Geomechanical numerical model

#### 6.3.1. Schematisation and mesh

A two-dimensional (2D) finite element (FE) model of the P18 gas field was developed using a general-purpose FE program DIANA (TNO, 2010). The numerical model represents a plane strain model based on an interpreted seismic cross-section along Inline 1185 running in a SW-NE direction (Figure 6.2).

The location and orientation of the cross-section was chosen in such a way to be able to evaluate the maximum poro-mechanical effects of CO<sub>2</sub> injection on the mechanical seal integrity and fault stability:

- The modelling plane is perpendicular to the maximum horizontal stress, which implies that both the maximum principal (vertical) stress and the minimum horizontal stress lie in the modelling plane.
- The plane is perpendicular to the main geological structure and boundary faults oriented in a NW-SE direction. The (largest) true dip is visible on the modelling plane.
- The plane intersects all three segments of compartment P18-2 which enables studying the overall impact of possibly different pressure increase in each of the three segments.
- The chosen cross-section through compartment P18-2 is also representative for other two compartments P18-4 and P18-6, which are structurally less complex since each of these two compartments forms a single structure compartment.

**Feasibility study P18**

General drawback of a 2D modelling approach is that a strike-slip stress regime and strike-slip movement on faults can not be modelled. Current study aims at investigating the potential for normal and reverse faulting, for which a 2D modelling approach is appropriate.

The developed finite element model of P18 preserves the structural complexity of the interpreted seismic cross-section (Figure 6.8 & Figure 6.9). Model dimensions are 10 by 6 km. The model consists of a total of 8,700 elements and 17,700 nodes. Quadratic triangular plane strain elements (the CT12E element type in DIANA notation) were used to model the geomechanical units. 5 boundary faults and 4 faults in the overburden were modelled by using the 1m-thick interface elements which are suitable for modelling the fault slip behaviour (the CL12I element type).

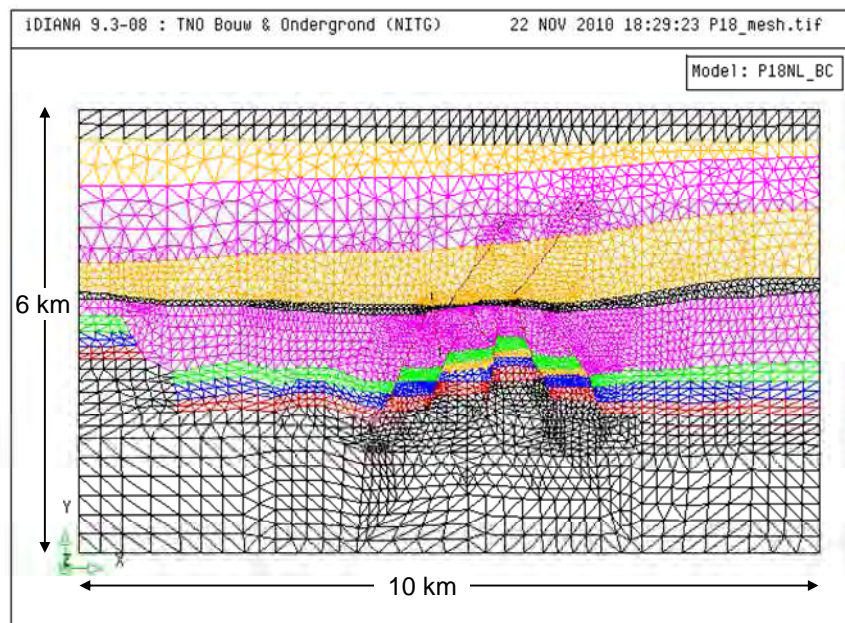


Figure 6.8: Mesh for a two-dimensional plane strain finite element DIANA model of the P18 field.

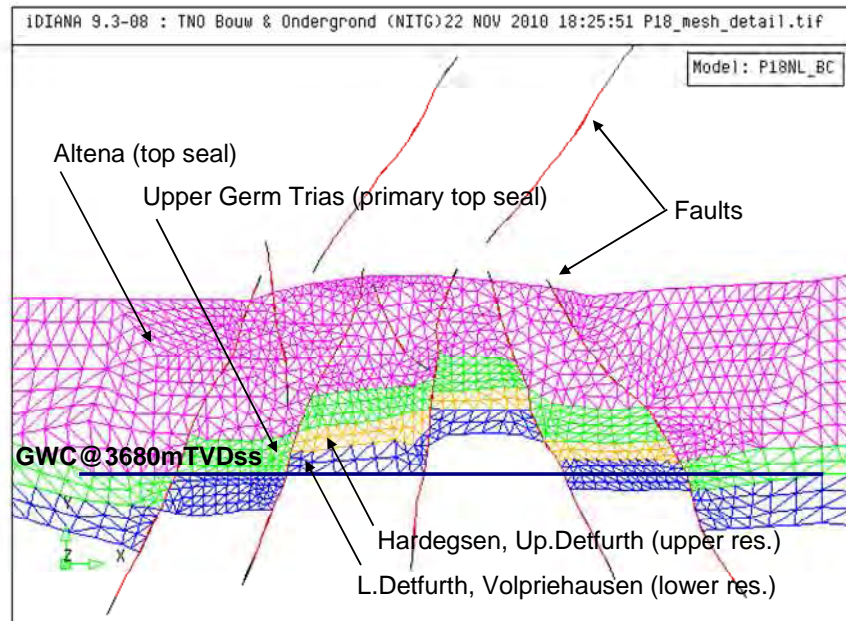


Figure 6.9: Enlarged central part of the mesh showing the main faults, reservoir and top seal.

### 6.3.2. Boundary and initial conditions

Structural boundary conditions were defined by imposing displacement constraints along the model boundaries. Vertical displacements were not allowed along the bottom boundary, while the top boundary was free to move in any direction. The lateral boundaries were constrained in horizontal direction.

The initial vertical stress was introduced in the numerical model by combining the following loads (Figure 6.10):

- The weight of the formations, which is calculated by applying the gravity load on the model.
- The initial pressure of 375 bar in the reservoir above the GWC.
- The hydrostatic pressure in other model units except the reservoir.
- The initial reservoir pressure on the fault segments that laterally bound reservoir blocks.
- Hydrostatic pressure on all other fault segments which do not bound reservoir blocks.

The initial horizontal stress was introduced in the numerical model by defining and applying the ratio of horizontal-to-vertical effective stress  $Ko' = \sigma_3' / \sigma_1' = Sh' / Sv'$ .

A value of  $Ko = 0.81$  was used for the total stresses, which is equivalent to a value of  $Ko' = 0.63$  for the effective stresses. This value was derived from a minimum horizontal stress gradient of 1.82 bar/10m based on the leakoff test data (Section 6.2.4).



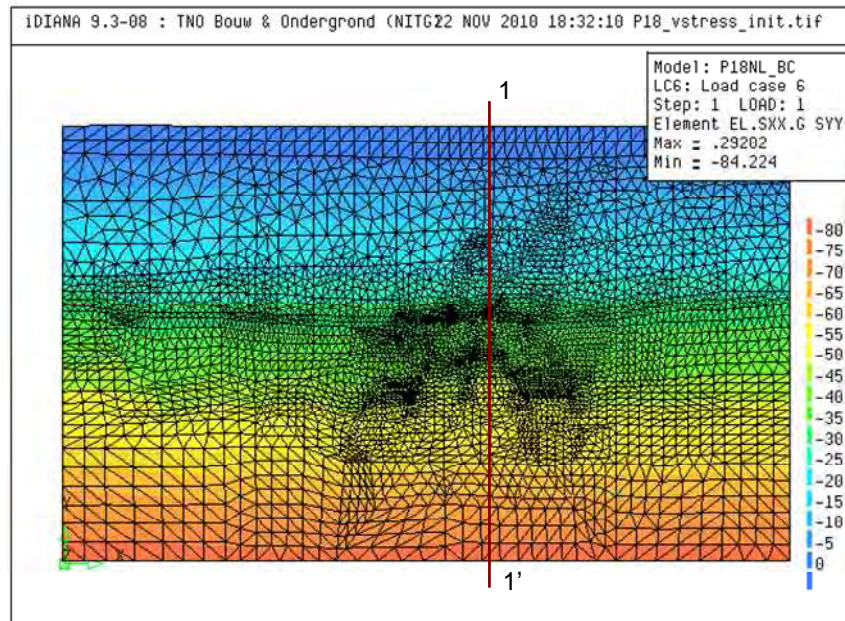


Figure 6.10: Initial vertical effective stress in the finite element model of the P18 field. Compressive stresses are negative.

### 6.3.3. Pressure loads

Pressure histories and pressure forecasts are required for geomechanical analyses. Measured pressure data from all wells in P18 were supplied by TAQA. TNO developed analytical models of CO<sub>2</sub> injection and calculated pressure forecasts for each of the three compartments (Figure 6.11, Figure 6.12 and Figure 6.13). TNO also performed a full-scale reservoir simulation modelling using MoReS. Simulation scenarios assumed that the reservoir compartments will be re-pressurized close to the initial pressure.

Pressures from analytical estimates were used in analytical geomechanical analyses. Pressures from MoReS simulation were used in numerical finite element geomechanical analyses. Besides the BHP in injectors from MoReS simulations (shown in Figure 6.11, Figure 6.12 and Figure 6.13), the average reservoir pressure were also required for FE modelling. This pressure represents the input loads for DIANA FE simulations. The evolution of the average reservoir pressure in each segment of the P18-2 compartment determined from MoReS output is presented in Figure 6.14, Figure 6.15 and Figure 6.16. Note that the pressure evolution in the reservoir is different in the upper part of the reservoir (Hardeggen and Upper Detfurth, which are good producers) from that in the lower part of the reservoir (Lower Detfurth and Volpriehausen, which are poor producers). An overview map showing the location of different compartments and segments in the P18 field is presented in Figure 6.17.

Feasibility study P18

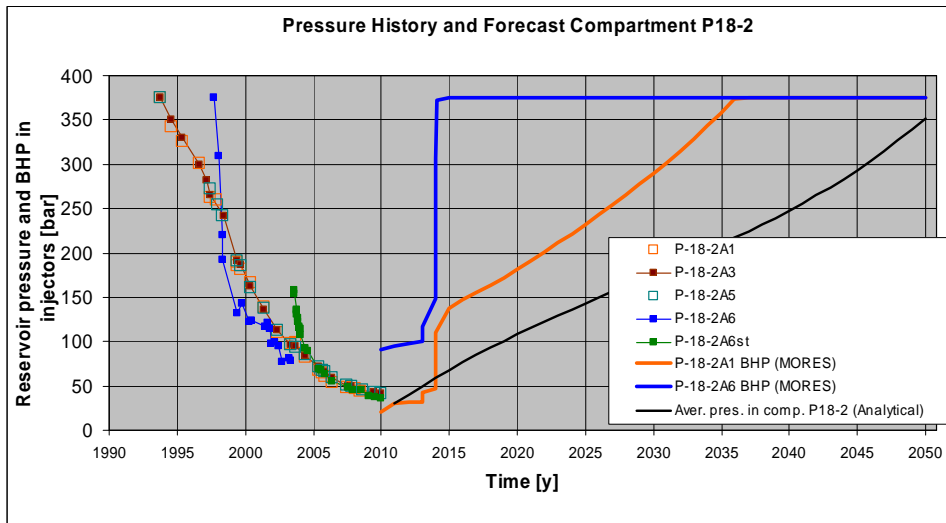


Figure 6.11: Measured pressure data in compartment P18-2 and pressure forecasts based on an analytical model and MoReS simulations performed by TNO.

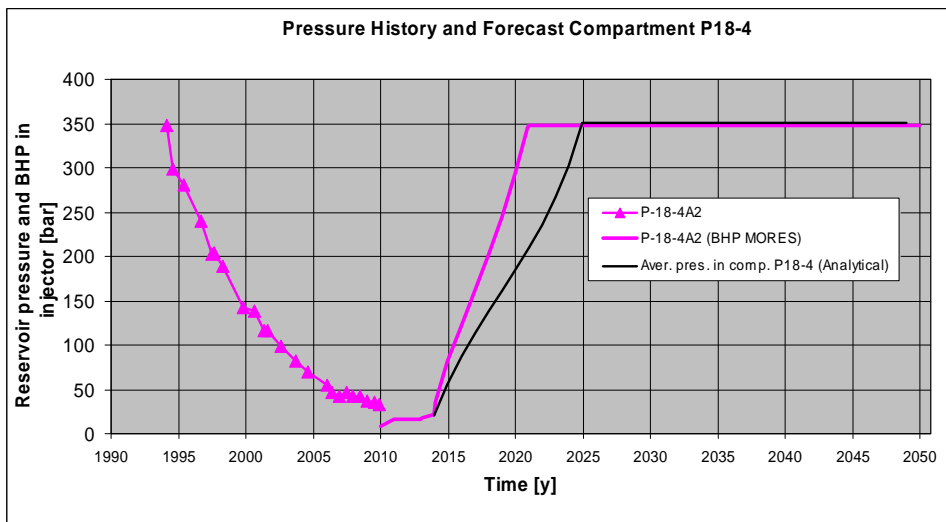


Figure 6.12: Measured pressure data in compartment P18-4 and pressure forecasts based on an analytical model and MoReS simulations performed by TNO.

Feasibility study P18

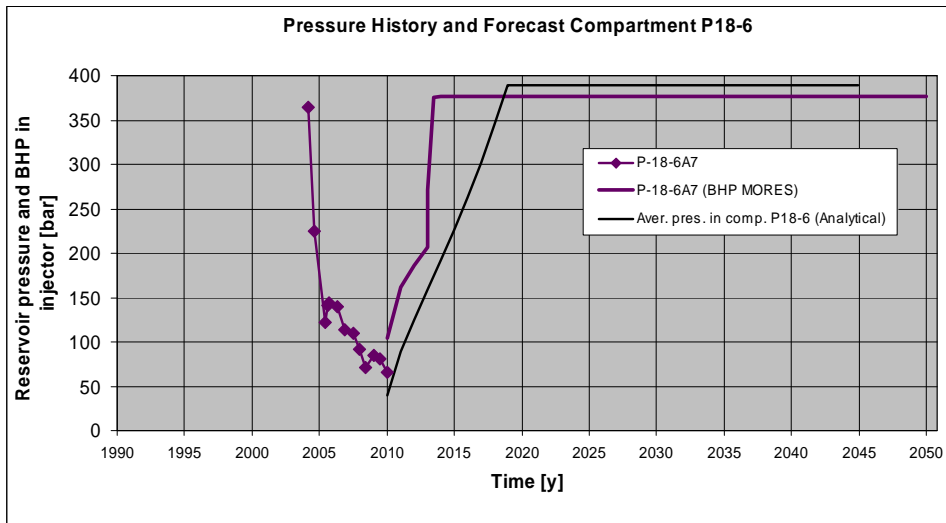


Figure 6.13: Measured pressure data in compartment P18-6 and pressure forecasts based on analytical models of CO<sub>2</sub> injection developed by TNO.

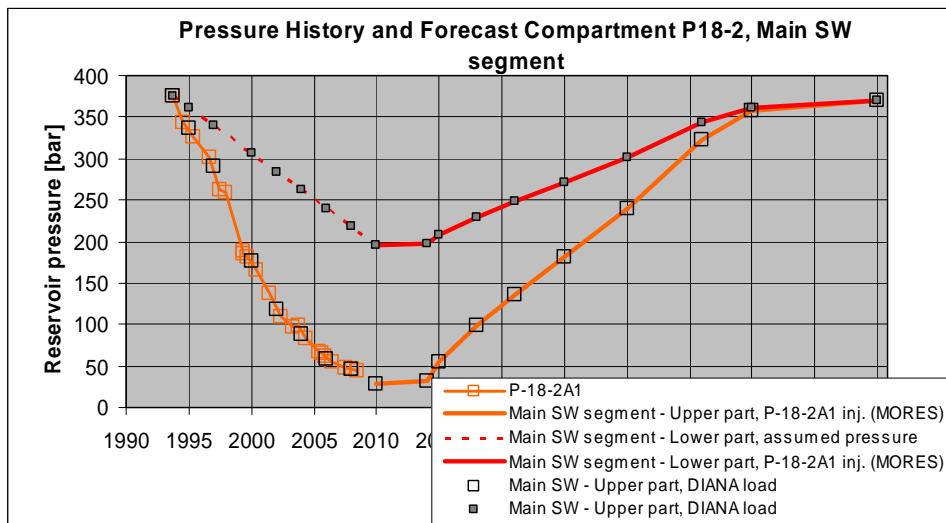


Figure 6.14: Input pressure loads for DIANA FE analysis derived from MoReS simulations. The Main SW segment of compartment P18-2 with the injector P-18-2A1.

Feasibility study P18

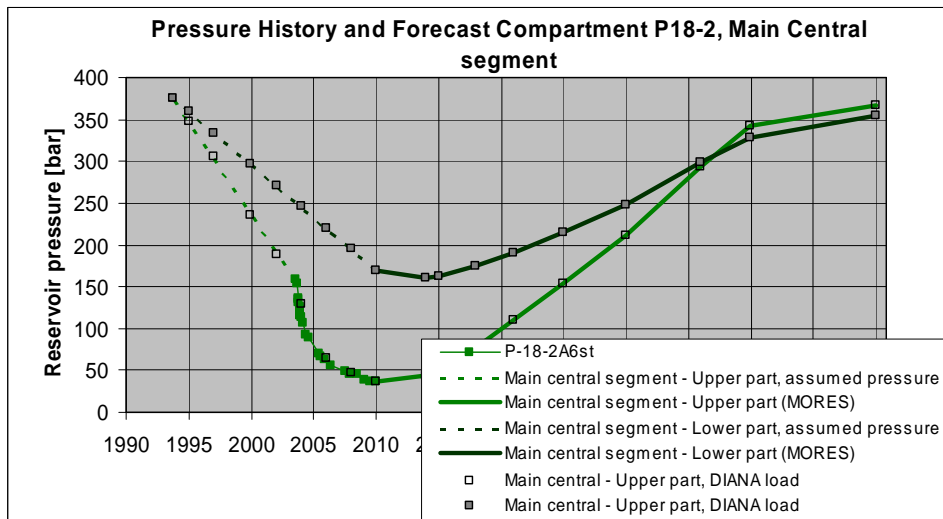


Figure 6.15: Input pressure loads for DIANA FE analysis derived from MoReS simulations. The Main central segment of compartment P18-2 (II) connected to the Main SW segment with the injector P-18-2A1.

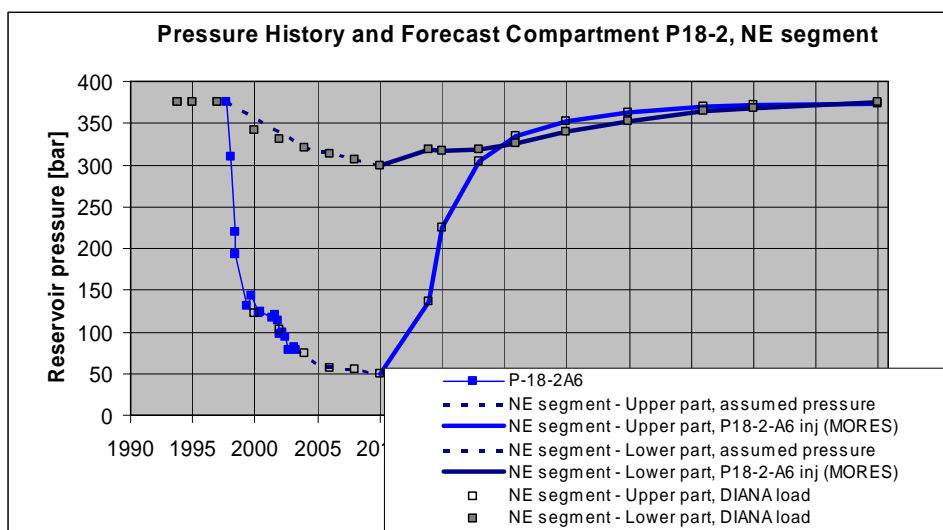


Figure 6.16: Input pressure loads for DIANA FE analysis derived from MoReS simulations. The NE segment of compartment P18-2III, not connected with the other two segments, with the injector P-18-26.

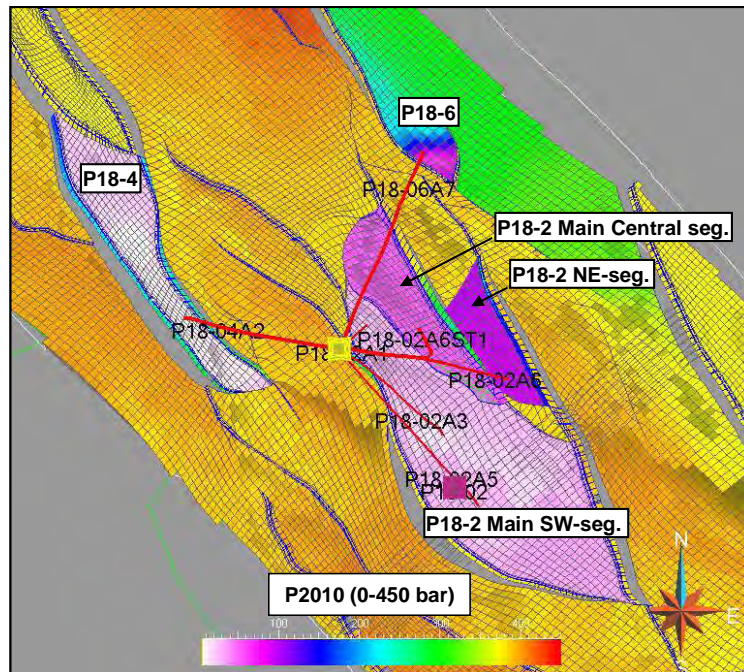


Figure 6.17: Top view of the P18 field showing the location of different compartments and segments. It should be noted that the main central segment and NE seg. are also referred to as sub-compartments P18-2II and P18-2III, respectively.

### 6.3.4. Calculation scenarios

The Base case scenario and four sensitivities were defined and calculated. The material properties for the differentiated geomechanical units and the initial state of stress were the same in all the runs (described in Sections 6.2.3 and 6.2.4). The sensitivities considered the impact of different pressure evolution in various segments of compartment P18-2.

- BC: Base case (BC).  
The pressure evolution is the same in all three segments of compartment P18-2. The pressure evolution is equal to that of the upper part of the Main SW- segment (Figure 6.14).
- S1: Segments re-pressurization sensitivity (S1-NEseg).  
The pressure evolution is the same in the two connected segments of compartment P18-2 (the Main SW-segment and the Main central segment, P18-2II), but different from that in the third, NE-segment. The pressure evolutions are equal to that of the upper part of the Main SW-segment (Figure 6.14) and the upper part of the NE-segment (P18-2III), respectively (Figure 6.15).
- S2: Aquifer depletion sensitivity (S2-NEseg-AQdepl).  
As S1, with addition of pressure change in the aquifer supporting the NE segment.
- S3: Reservoir sub-division sensitivity, with aquifer depletion (S3-NEseg-AQdepl-2LAYres).  
As S2, with addition of differential pressure evolution in the upper and lower part of the reservoir segments.
- S4: Reservoir sub-division sensitivity, without aquifer depletion (S4-NEseg-2LAYres).  
As S3, but without pressure change in the aquifer supporting the NE-segment.



## 6.4. Top seal integrity assessment

### 6.4.1. Potential for induced fracturing of top seal due to CO<sub>2</sub> injection

#### Analytical model

The risks associated with hydraulic fracturing of the reservoir rock are related to the possibility of forming fractures in the top seal allowing vertical CO<sub>2</sub> migration, possible spill paths for lateral CO<sub>2</sub> migration and direct charging of faults by injected CO<sub>2</sub>. Conditions for safe CO<sub>2</sub> injections without fracturing of the reservoir rock are met when the bottom hole pressure (BHP) in the injection well is lower than the minimum in situ stress (Shmin) in the reservoir. Both parameters are dynamic and evolve during depletion and injection period. Evolution of the Shmin was estimated using available data, current practices and methods, while evolution of reservoir and injection pressures (BHP) was based on analytical CO<sub>2</sub> reservoir engineering forecasts. Comparison of the Shmin and the BHP predictions for the Base Case (Figure 6.18) and several variations around it (Figure 6.19) show that the BHP will not exceed the Shmin, which implies that CO<sub>2</sub> injection will not induce fracturing of the reservoir rock in the three compartments under consideration. This conclusion applies to the compartments re-pressurized up to the initial reservoir pressure.

Besides the poro-mechanical effects considered above, it is necessary to consider the impact of thermal effects caused by a difference in temperature between the injected CO<sub>2</sub> and the host reservoir rock. The main consequence of thermal effects is additional decrease of the Shmin in the near-well area promoting easier fracturing of the reservoir rock. Stress reduction due to cooling was estimated analytically using the following expression (Zoback, 2007):

$$\Delta\sigma_T = \alpha E \Delta T / (1 - \nu) \quad (6.4)$$

$\Delta\sigma_T$  is the thermal stress change,  $\alpha$  is the linear coefficient of thermal expansion,  $E$  is the Young's modulus of elasticity of the reservoir rock,  $\nu$  is the Poisson's coefficient and  $\Delta T$  is the temperature difference between the injected fluid and the reservoir rock.

For a value of  $\alpha=1E-5 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ,  $\Delta T=10^\circ\text{C}$  and typical values of the elastic parameters for the Bunter sandstone given in Table 20, the thermal stresses in the near-well area can reach 2.25 MPa. This is the maximum value which is representative for the worst case conditions. In the reality the thermal effects will be lower and can be predicted more accurately with pseudo-thermal MoReS simulator.

Combined poro-mechanical and thermal effects of CO<sub>2</sub> injection suggest that induced fracturing can occur in the latest stage of CO<sub>2</sub> injection, when the pressure in reservoir compartment is approaching the initial pressure. At this stage the BHP can exceed the Shmin if the difference in temperature between the CO<sub>2</sub> and the reservoir rock is more than 50°C (Figure 6.20). In case of fracturing of the reservoir rock, there is a risk of fracture growth into the caprock and mechanical damage of the top seal. Although limited fracture growth into the seal may not be harmful, induced fractures still provide access routes for CO<sub>2</sub> and brine penetration into the seal. The potential for fracture growth into the top seal is dependent on several geological, geomechanical, reservoir and well engineering parameters and has to be studied separately in case of intentional hydro-fracturing of the reservoir.

**Poromechanical effects of gas extraction and CO2 injection**

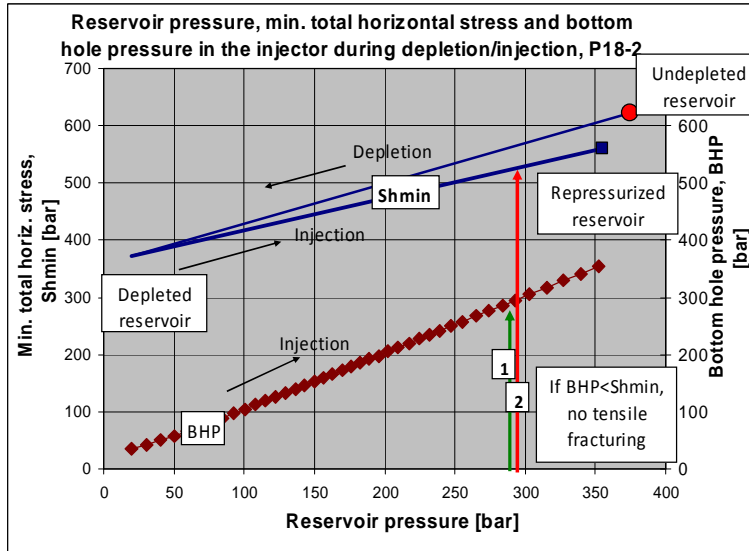


Figure 6.18: Analytical estimates of the maximum admissible injection pressures in compartment P18-2 that will not cause fracturing of the reservoir rock and top seal (excluding thermal effects). The conditions for safe injection are met when the bottom hole pressure (BHP) in the injection well is lower than the minimum in situ stress (Shmin) in the reservoir.

**Poromechanical effects**

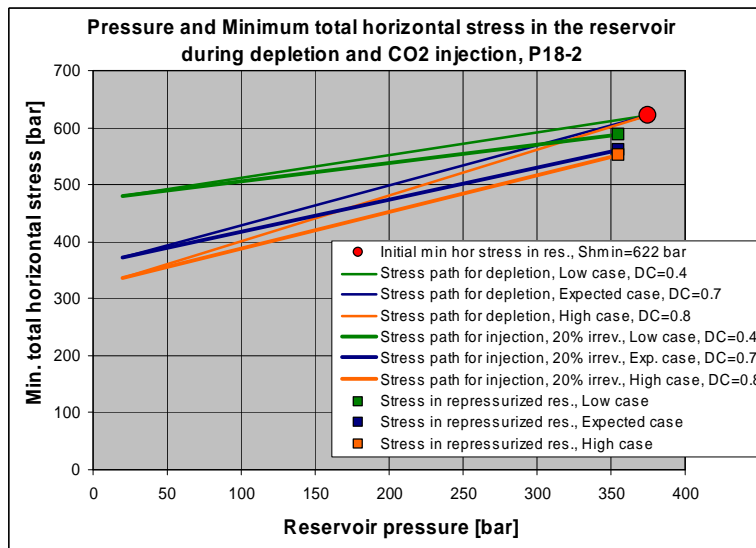


Figure 6.19: Analytical estimates of the possible reservoir stress paths in compartment P18-2 for depletion and injection. DC=depletion constant defined as  $DC = \gamma_h = \Delta Sh_{min} / \Delta p$ .

### Poro-mechanical and thermal effects

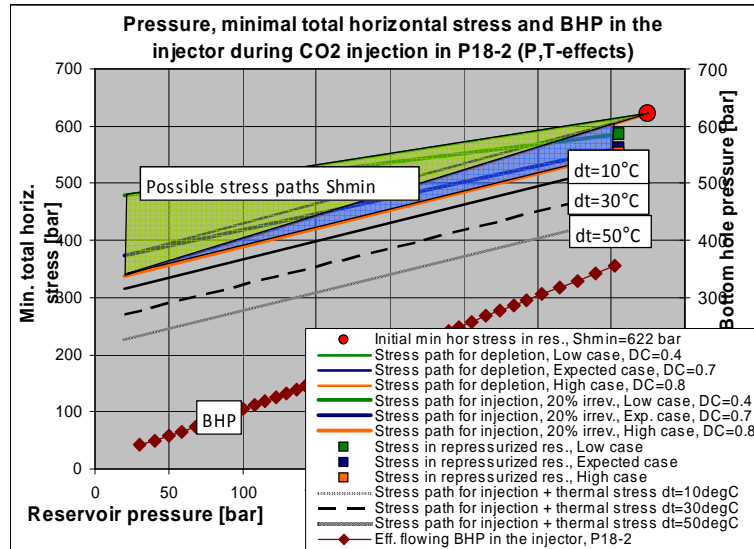


Figure 6.20: Analytical estimates of the maximum admissible injection pressures in compartment P18-2 that will not cause fracturing of the reservoir rock and top seal (combined poro-mechanical and thermal effects). The conditions for safe injection are met when the bottom hole pressure (BHP) in the injection well is lower than the minimum in situ stress (Shmin) in the reservoir decreased by the thermal stresses. DC=depletion constant; dt=temperature difference between injected CO<sub>2</sub> and reservoir rock.

### Numerical model

Numerical analysis was performed to assess the mechanical impact of reservoir depletion and repressurization on the reservoir rock and the top seal. The numerical model makes possible investigating the stress perturbations within the reservoir and in its surroundings taking into account the poro-mechanical effects. Note that the model cross-section intersects compartment P18-2 as explained in Chapter 6.3.

In the reservoir, the largest stress change occurs at the end of depletion period (2010), when the reservoir is depleted from the initial 37.5 MPa (375 bar) down to 3 MPa (30 bar). Depletion causes an increase in the (compressive) vertical effective stresses in the depleted reservoir which is approximately equal to the rate of depletion (Figure 6.21 and Figure 6.22). At the same time, the horizontal effective stresses also increase. This increase is, however, much smaller and amounts to about 1/4 the increase in the vertical effective stress. From the elasticity theory it follows that  $dSh' = dSv' \cdot \nu / (1 - \nu)$ , where  $dSh'$ ,  $dSv'$  are the change in the horizontal and vertical effective stresses, respectively, and  $\nu$  is the Poisson's coefficient.

Changes of the vertical, horizontal and shear stress in the reservoir and its surrounding due to depletion are shown in Figure 6.23, Figure 6.24 and Figure 6.25. As discussed above, both the vertical and horizontal effective stresses in the reservoir increase. The rate of stress change is much lower in the surrounding rock than in the reservoir, usually by one order of magnitude. The pattern of vertical stress change shows typical arching effects with stress relaxation above the reservoir (i.e. vertical stress becomes less compressive) and stress concentration at the abutments (stress becomes more compressive, Figure 6.23).

The pattern of horizontal stress change shows the opposite effects with regard to the vertical stress change. Above the reservoir, horizontal stresses become more compressive, while in the abutments horizontal stresses become less compressive (Figure 6.24).

**Feasibility study P18**

The pattern of shear stress change shows the largest changes in the reservoir at the areas where reservoir segments partially overlap (Figure 6.25). In the surrounding rock, the largest change in the shear stress can be observed in the vicinity of the edges of the depleting reservoir (Figure 6.24).

During injection period, the stress development in the reservoir and its surrounding is the opposite of the stress development during depletion. The stress change, which is maximal when the reservoir is fully depleted, gradually reduces as the reservoir is re-pressurized back to the initial pressure. In a hypothetical case of a pure elastic response, production-related stress change would practically vanish at the end of injection period.

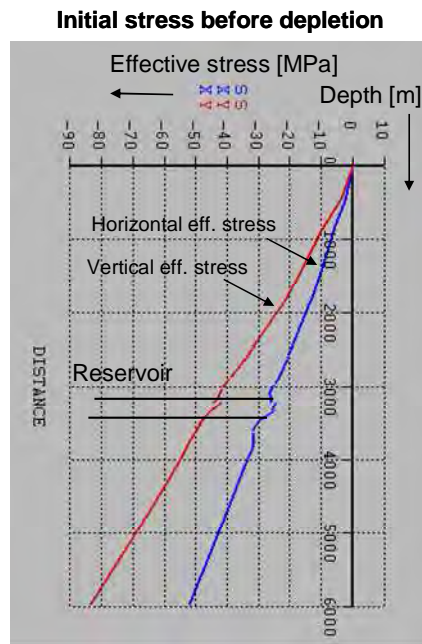


Figure 6.21: Vertical and horizontal effective stress versus depth before depletion.

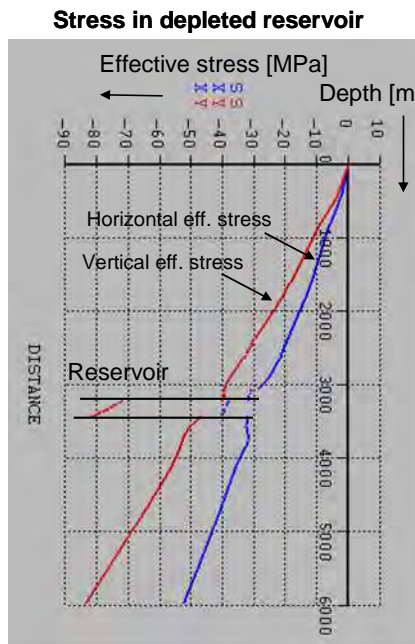


Figure 6.22: Vertical and horizontal effective stress versus depth after depletion.

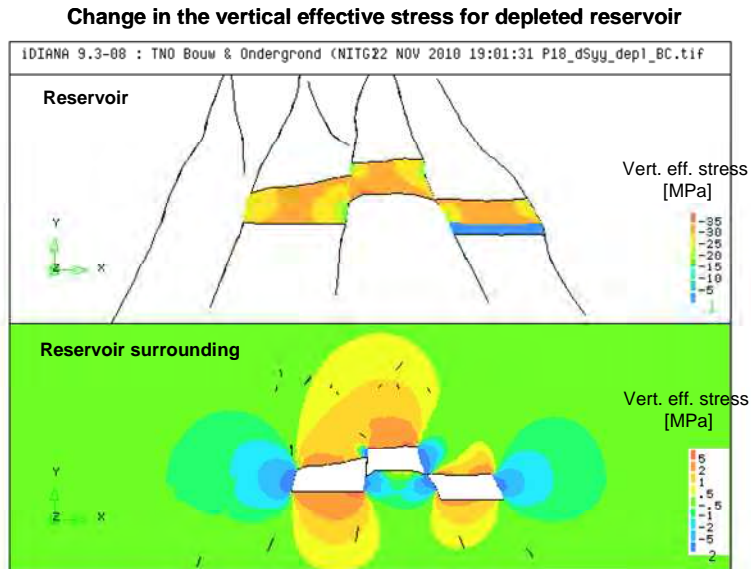


Figure 6.23: Change in the vertical effective stress in the depleted P18 field for the Base Case (compartment P18-2). Compressive stresses are negative.

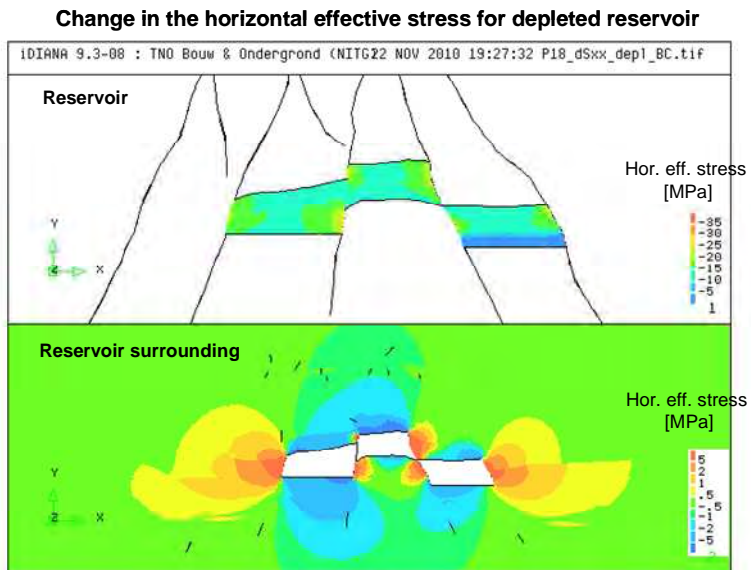


Figure 6.24: Change in the horizontal effective stress in the depleted P18 field for the Base Case (compartment P18-2). Compressive stresses are negative.



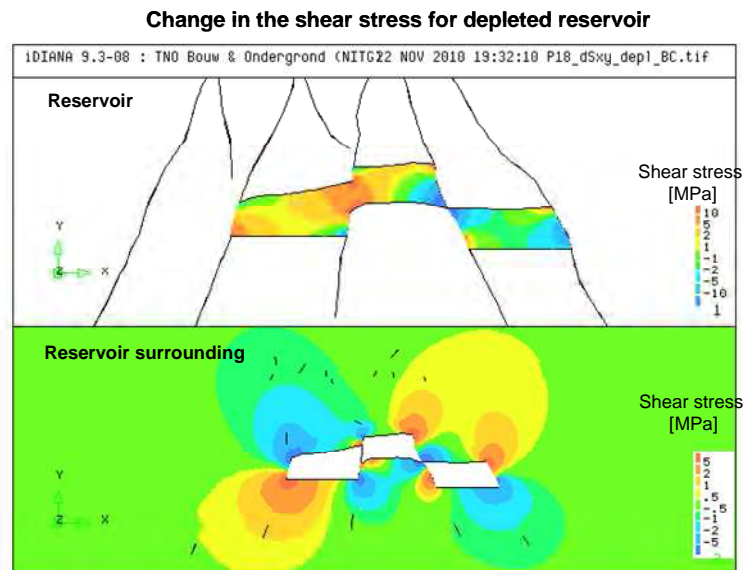


Figure 6.25: Change in the shear stress in the depleted P18 field for the Base Case (compartment P18-2).

Additional analysis was performed to identify locations in the model which are mostly affected by the induced stress changes. We defined a parameter called the mobilised shear strength (MSS) which can be calculated by dividing the shear stress ( $\tau$ ) by the normal effective stress ( $\sigma$ ), i.e.  $MSS = \tau / \sigma$ . By plotting this parameter for the whole model, we can identify locations with the largest MSS values where the rock material is close to, or at failure. For the case of depleted reservoir, the largest values of MSS are nearby the edges of the reservoir segments (Figure 6.26). For a number of monitoring points located in the critical areas we plotted the stress path diagrams (Figure 6.27 to Figure 6.29). The stress path diagrams show the stress evolution during reservoir depletion and future CO<sub>2</sub> injection at the selected monitoring points located in the reservoir and the top seal.

The stress paths for the reservoir rock show a significant increase of both normal effective stress (~ 20 MPa) and shear stress (~10 MPa) during depletion period (Figure 6.27). In order to assess the mechanical effect of depletion on the reservoir rock, we can compare the relative position of the stress paths with the Mohr-Coulomb shear strength criterion thought to be representative for the reservoir rock (cohesion  $c=2$  MPa and friction angle  $\phi=25^\circ$ ). From the comparison it is apparent that the stress paths do not show critical behaviour, i.e. the paths are not converging towards the failure envelope.

During injection, the stress paths development is in the opposite direction, towards the initial state of stress before gas production. In the ideal case of pure elastic behaviour of the reservoir rock and the surrounding rock, re-pressurization of a depleted reservoir back to the initial pressure would undo the production-related stress perturbations.

Hence, the stress change and the related mechanical impact on the reservoir rock are the largest at the time when the reservoir is fully depleted.

**Feasibility study P18**

The stress paths for the top seal show predominantly shear stress change during depletion, while changes in the normal effective stress are minor (Figure 6.28 and Figure 6.29). The direction of shear stress change is, however, different in the top seal (element 226) and the side-seal (elements 325 and 928). The stress development is non-critical, i.e. away from the failure envelope, in the top seal and critical, i.e. towards the failure envelope, in the side seal. In order to assess the mechanical effect of depletion on the seal, we compare the relative position of the stress paths with the Mohr-Coulomb shear strength criterion based on the experimental data obtained in HPT lab of Utrecht University ( $c=27$  MPa and  $\phi=28^\circ$ ; Figure 6.28 and Figure 6.29). Apparently, the induced stresses can mobilise at most 50% of the shear strength of the seal material, which suggests elastic deformation only. The second failure envelope with  $c=7$  MPa and  $\phi=28^\circ$  is hypothetical and shows the strength of the top seal necessary to initiate shear failure. During injection, the stress paths development is in the opposite direction, towards the initial state of stress before gas production.

In conclusion, the largest stress changes and the associated mechanical effects affecting the top- and side seal are expected near the edges of the reservoir segments, where stress concentrations occur. Plastic deformation of the reservoir rock and the seal may occur locally at these locations, having in mind the natural variability of (shear) strength which can exist in these rocks.

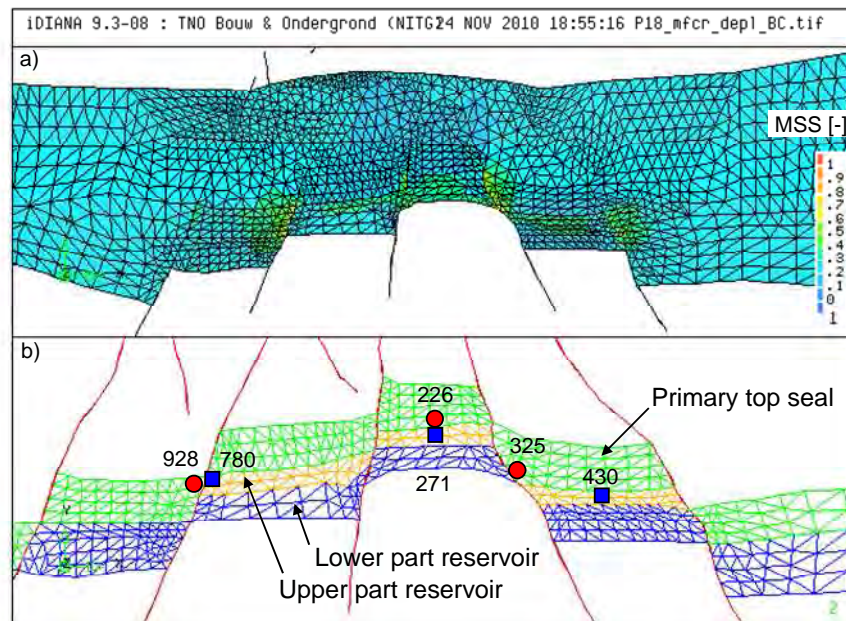


Figure 6.26: Mobilised shear strength (MSS) of the rock for the case of depleted reservoir (MSS=Shear stress / Normal effective stress). b) Location of the selected monitoring points (i.e. the finite elements) used to present the results of FE analysis in Figure 6.28 to Figure 6.29.

**Stress paths for the reservoir rock for depletion, Base case**

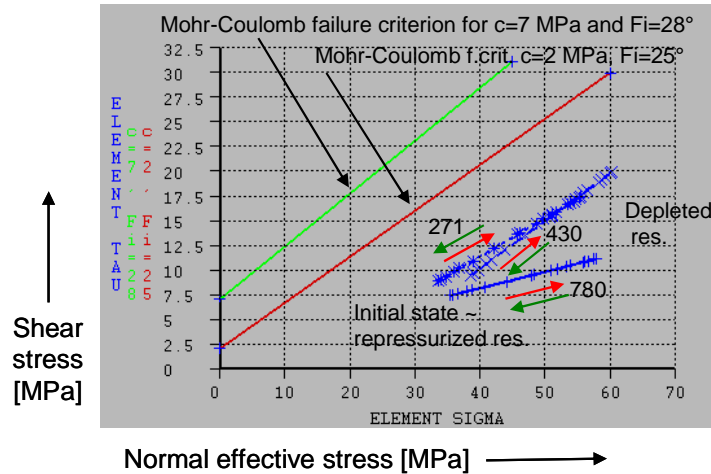


Figure 6.27: Stress paths for the monitoring points in the reservoir for depletion (Base case). The direction of stress development is shown by red arrows. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $c=2$  MPa and  $F_i=25^\circ$  for the reservoir rock is based on the assumed shear strength parameters. During injection, the stress paths development is in the opposite direction, towards the initial state before gas production (shown by green arrows).

**Stress paths for the top seal for depletion, Base case**

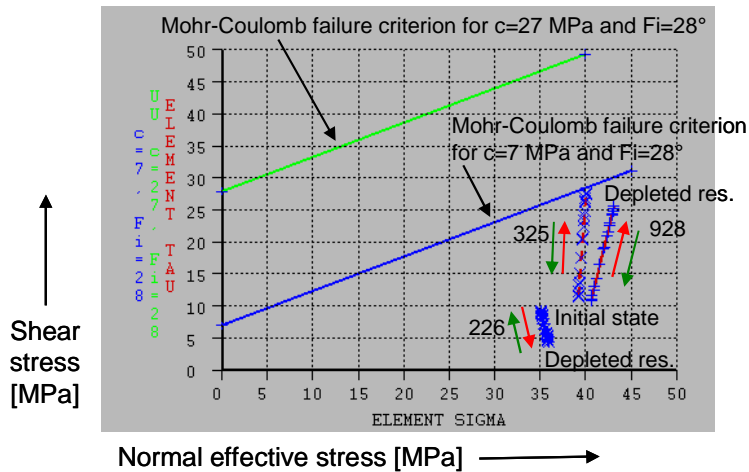


Figure 6.28: Stress paths for the monitoring points in the top seal for depletion (Base Case). The direction of stress development is shown by red arrows. Location of the selected elements is presented in Figure 6.26. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $c=7$  MPa and  $F_i=28^\circ$  is based on the experimental data obtained in HPT lab of Utrecht University. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $c=27$  MPa and  $F_i=28^\circ$  is hypothetical and shows the strength of the top seal necessary to initiate shear failure. During injection, the stress paths development is in the opposite direction, towards the initial state before gas production (shown by green arrows).

**Stress paths for the top seal for depletion,  
 Sensitivity S4: Reservoir subdivision into lower and  
 upper parts with different pressure evolutions**

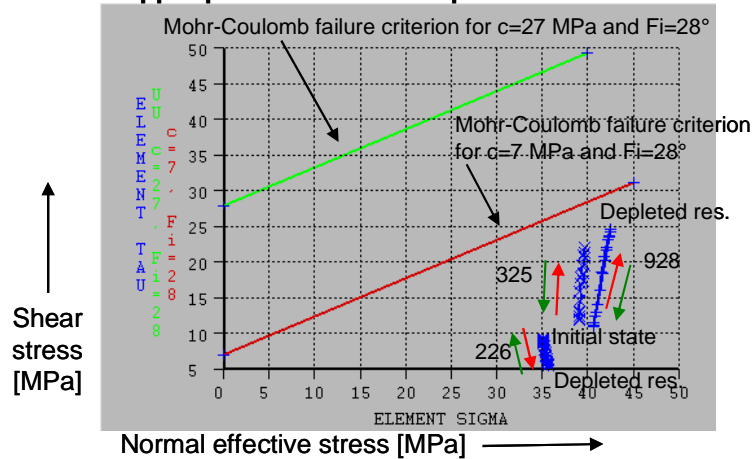


Figure 6.29: Stress paths for the monitoring points in the top seal for depletion (Sensitivity S4). The direction of stress development is shown by red arrows. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $c=7$  MPa and  $F_i=28^\circ$  is based on the experimental data obtained in HPT lab of Utrecht University. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $c=27$  MPa and  $F_i=28^\circ$  is hypothetical and shows the strength of the top seal necessary to initiate shear failure. Note that the stress path at the monitoring point 325 does not reach the hypothetical failure envelope as in the Base case due to different pressure evolution in the upper and lower part of the reservoir (Figure 6.28).

## 6.5. Fault seal integrity assessment

### 6.5.1. Fault seal analysis

The sealing capacity of the faults that intersect and bound the Bunter reservoir was determined as a function of Shale Gouge Ratio (SGR), i.e. using the clay smear approach (e.g. Yielding, 2002). In the SGR method, hydraulic properties of faults are determined by the amount of shale contained in the fault rock. The SGR depends on the lithology of the host rock and on the throw of a particular point on the fault plane. Continuous smears and significant sealing capacity are present when  $SGR > 0.2$ . Besides the SGR method, juxtaposition maps were made to investigate juxtaposition of different lithologies across the faults and identify potential leak points (Allan, 1989). The SGR analysis and juxtaposition maps were calculated on the reservoir-scale Petrel model of P18.

The boundary faults of all three compartments are found to be sealing (Figure 6.30). Field production data indicate that P18-2, P18-4 and P18-6 represent separate pressure compartments. The boundary faults of the three main compartments of P18 have such large throws that they juxtapose the reservoir Bunter sequence against the sealing Upper Germanic Trias (RN) and occasionally against a lower part of Altena (AT). None of the faults offsets the top of the Altena Group, so that the shales of Altena will always seal off formations below.

The internal faults which split compartment P18-2 into three segments are mostly conductive (Figure 6.31). These faults have much smaller throws than boundary faults. Generally, reservoir sand is juxtaposed against sand across the internal faults and the SGR is low. Most of the internal faults are therefore permeable. The only exceptions are fault F12 and F18, which have a larger SGR and therefore either one, or both of them, are sealing. This was supported by field data which showed the absence of pressure communication between the segment drained by

**Feasibility study P18**

well P18-02A6 and the other two segments of compartment P18-2, which are in mutual pressure communication.

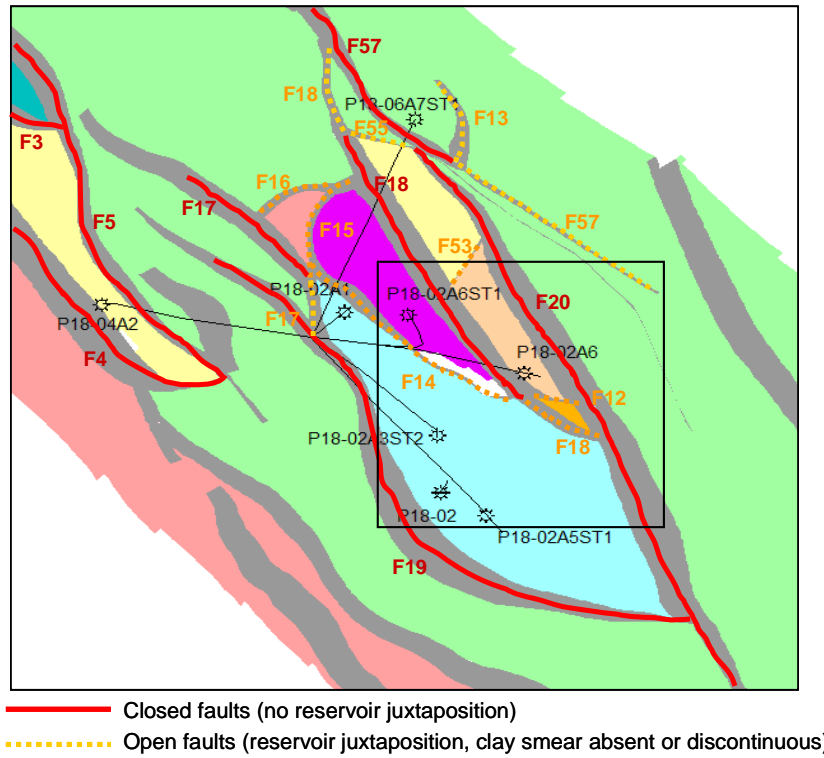


Figure 6.30: Top view of P18 showing sealing capacity of faults determined as a function of Shale Gouge Ratio (SGR).



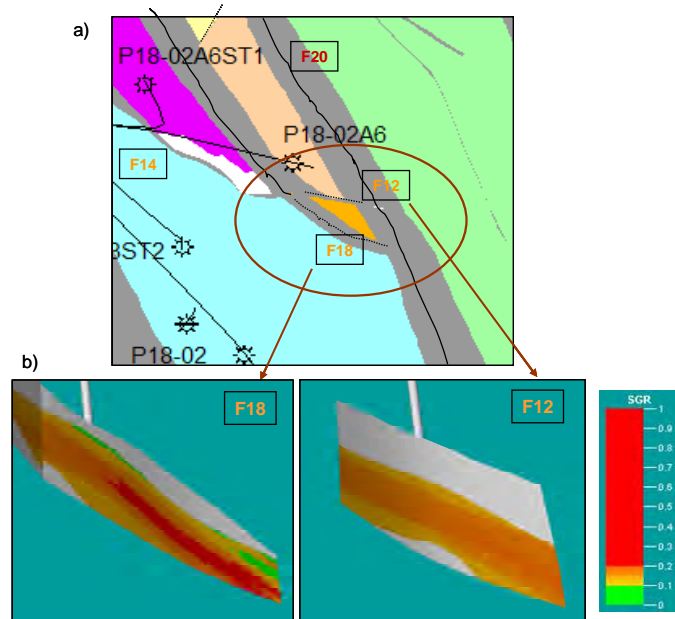


Figure 6.31: a) Top view of a part of compartment P18-2 and b) the Shale Gouge Ratio (SGR) for sealing capacity assessment of faults F12 and F18. According to the SGR, either one or both faults can be sealing (continuous smears and significant sealing capacity are present when  $SGR > 0.2$ ). Field data showed no pressure communication between well P18-02A6 and other wells in compartment P18-2.

## 6.5.2. Fault stability analysis

### Analytical model

Gas extraction and CO<sub>2</sub> injection may cause fault re-activation, i.e. sudden slip movement along faults, which can change their sealing characteristics in such a way that previously sealing faults become conductive to fluid flow. In addition, micro-seismic events (earth tremors) and seismic events of low intensity can occur at the injection site.

The potential for fault re-activation due to gas extraction and CO<sub>2</sub> injection in P18 was estimated by using the Mohr-Coulomb stress circles. A Mohr-Coulomb circle represents the state of stress at the reference depth of 3400mTVDss in undepleted, depleted and re-pressurized compartment P18-2 (Figure 6.32). Note that the effective stresses are used in fault stability analyses. The failure criterion for faults is plotted in the same graph, based on the common shear strength properties of faults (cohesionless faults with a friction coefficient of 0.6).

The initial state of stress in undepleted reservoir, represented by the black circle, is below the Mohr-Coulomb failure line which implies that the fault is stable (Figure 6.32).

During production period, the effective stresses in the reservoir increase and the Mohr-Coulomb stress circles grow in size but do not reach the failure criterion for faults (Figure 6.32). This implies that the faults were stable throughout the production period.

The past history of induced seismicity associated with gas production from fields in the West Netherlands showed no seismic activity in this region.

**Feasibility study P18**

During the injection period, the state of stress is basically reversed with respect to the depletion period. The state of stress in the undepleted reservoir and the repressurized reservoir differ only slightly, depending on the assumptions about the degree of reversibility of the reservoir stress paths (Figure 6.33 and Figure 6.34).

Finally, we present the effects of a hypothetical case of direct CO<sub>2</sub> injection into a fault or fracture zone (Figure 6.35). In this case representative for the worst case conditions, the effective normal stress on fault would decrease as much as the pressure increases, while the shear stress on fault would not change. This means that the reservoir stress path is now horizontal, leading to faster fault reactivation under lower injection pressures than in the previous cases. Once the critical conditions for fault re-activation have been reached, further injection would lead to ongoing fault instability characterized by stress build-up and release and induced seismicity.

**State of stress after depletion**

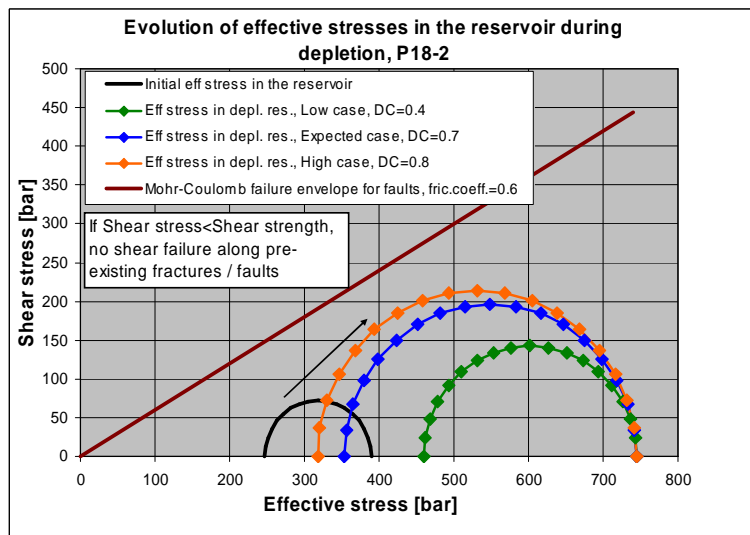


Figure 6.32: Evolution of the effective stresses in the reservoir compartment P18-2 during depletion.

### Stress evolution during injection, fully reversible reservoir stress path

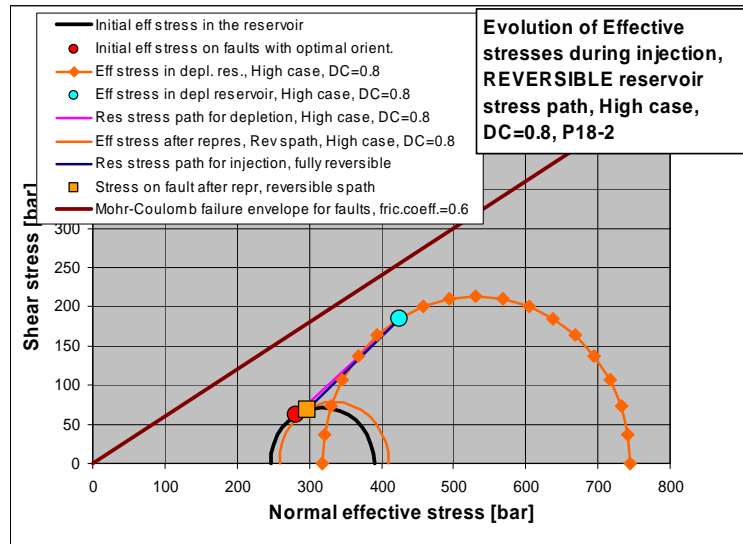


Figure 6.33: Evolution of the effective stresses in the reservoir compartment P18-2 during depletion and subsequent CO<sub>2</sub> injection. The case of fully reversible reservoir stress path.

### Stress evolution during injection, 20% irreversible reservoir stress path

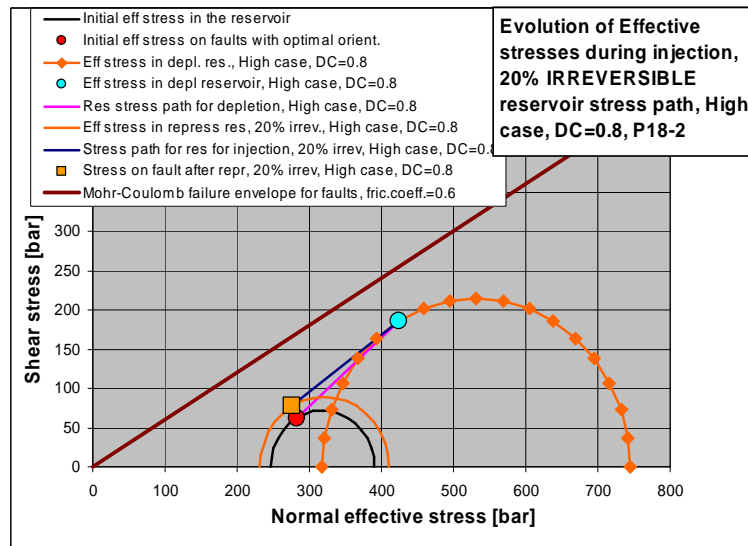


Figure 6.34: Evolution of the effective stresses in the reservoir compartment P18-2 during depletion and subsequent CO<sub>2</sub> injection. The case of 20% irreversible reservoir stress path.

**Stress evolution for a hypothetical case of CO<sub>2</sub> injection directly into fracture / fault zone, Irreversible reservoir stress path**

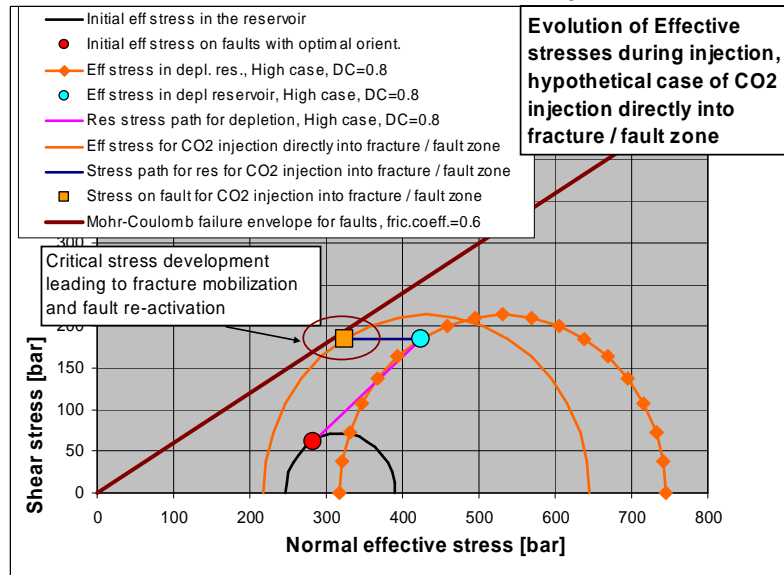


Figure 6.35: Hypothetical case of the effective stress evolution in the reservoir compartment P18-2 during depletion and subsequent CO<sub>2</sub> injection directly into fracture or fault zone. The case of fully irreversible reservoir stress path.

**Numerical method**

Numerical analysis was performed to assess the mechanical impact of production- and injection-related stress changes on the stability of faults. We defined a parameter called the mobilised friction coefficient (MFC) which can be calculated by dividing the shear traction ( $t_s$ ) by the normal traction ( $t_n'$ ), i.e.  $MFC = t_s / t_n'$ . The normal traction is a stress component perpendicular to the fault and the shear traction is a component parallel with the fault. By plotting the MFC we can identify the fault segments with the largest MFC values which are close to, or at failure, indicating fault slip and re-activation. We assumed that the faults are cohesionless, with a friction coefficient of  $\mu=0.6$ . When the MFC value is approaching the critical value of 0.6, the fault is at risk of failure.

For the case of undepleted reservoir, the values of  $MFC > 0.5$  occur only at two locations in the model, one of which is at the fault tip (Figure 6.36a). For the case of depleted reservoir, the values of  $MFC > 0.5$  occur at several locations nearby the edges of the depleting reservoir segments (Figure 6.36b). However, the average values of MFC calculated for each finite element representing faults do not reach a critical value of 0.6 during depletion period and subsequent repressurization. The MFC values plotted along faults are lower than the critical value of 0.6, which indicates that the faults are stable (Figure 6.37).

We selected a number of monitoring points on the fault segments located in the critical areas to analyze further the induced stress changes (Figure 6.38). The stress path diagrams show that none of the stress paths reaches the assumed Mohr-Coulomb failure envelope for faults, which indicates that the faults are stable (Figure 6.39). Most of the stress paths, however, are converging towards the failure envelope, which means that the stress development is critical.

**Feasibility study P18**

During injection, the stress paths development on the faults is in the opposite direction, towards the initial state of stress before gas production. The effective stresses decrease and, assuming a fully elastic response of the subsurface, return back to the initial state of stress before hydrocarbon production. In such an idealistic case, the stress paths on the fault for depletion and injection fully overlap.

In conclusion, the calculated scenarios show that the potential for reactivation of fault segments bounding the depleting/expanding reservoir compartments is low. The largest stress changes and the associated mechanical effects on faults occur near the edges of the reservoir compartments, where stress concentrations occur. Fault slip may occur locally at these locations, having in mind the natural variability of shear strength in fault rocks and local perturbations of the in situ stress nearby faults.

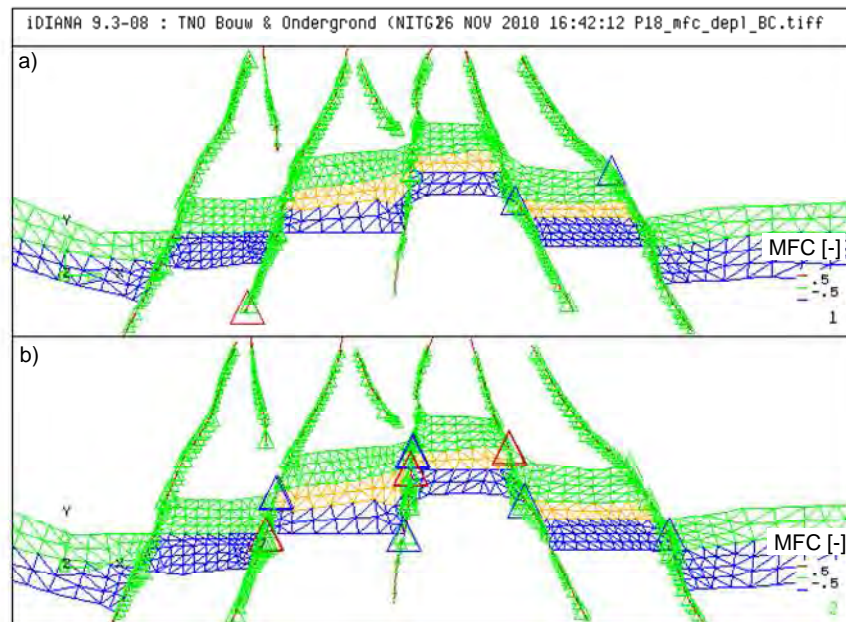


Figure 6.36: a) Mobilised friction coefficient (MFC) on the faults a) for the case of undepleted reservoir, before start of production, and b) for the case of depleted reservoir (Base case).



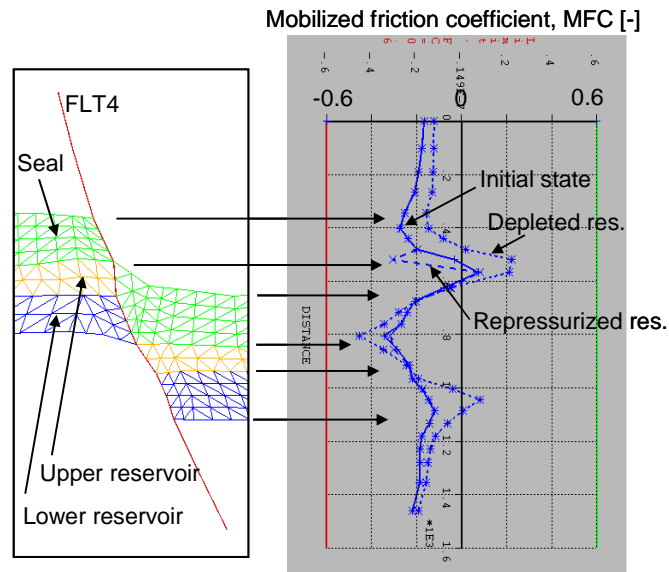


Figure 6.37: Mobilized friction coefficient (MFC) along the fault FLT4 for the initial state of undepleted reservoir, depleted reservoir and repressurized reservoir. Location of FLT4 is presented in Figure 6.38.

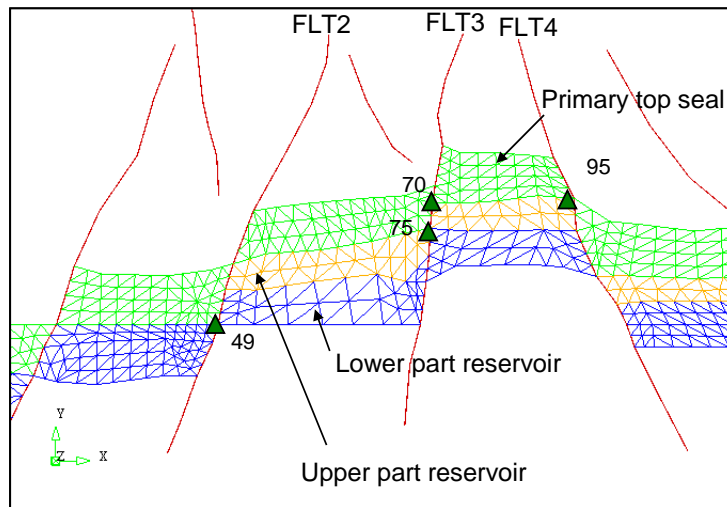


Figure 6.38: Location of the selected monitoring points (i.e. the finite elements) on the faults used to present the results of FE analysis in Figure 6.39.

### Stress paths for the faults for depletion and injection, Base case

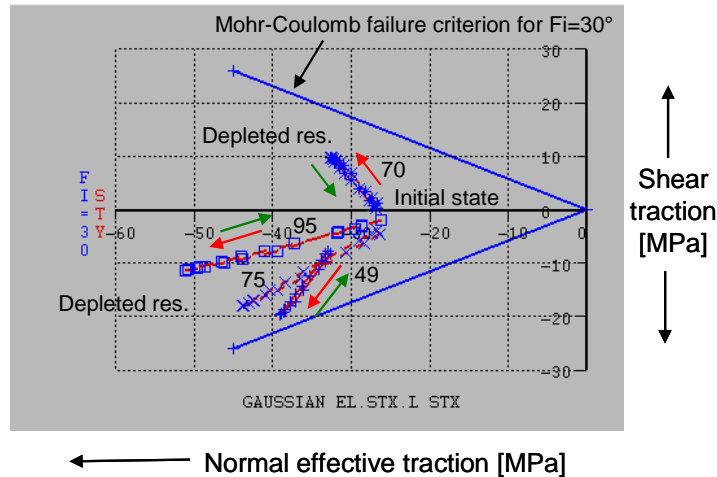


Figure 6.39: Stress paths for the monitoring points on the faults for depletion (Base case). The direction of stress development is shown by red arrows. The Mohr-Coulomb failure envelope with  $F_i=30^\circ$  ( $\mu=0.6$ ) is based on the assumed shear strength parameters for faults. During injection, the stress paths development is in the opposite direction, towards the initial state before gas production (shown by green arrows).

## 6.6. Induced seabed deformation

Production- and injection-related seabed deformation was estimated by using a semi-analytic modelling tool called *AESubs* developed by TNO (Fokker and Orlic, 2006). *AESubs* requires as input the pressure from reservoir simulator, the compaction coefficient ( $C_m$ ) of the reservoir rock and the elastic properties of the overburden and underburden formations. The formations are represented as horizontal layers with elastic, or visco-elastic, properties changing per layer. The forward model for subsidence/uplift prediction uses combinations of analytical solutions to the elastic equations, which approximate boundary conditions. First, a solution is found for a single point source of compaction or expansion. In the following step this solution is integrated over each grid block of the reservoir model to calculate the subsidence/uplift of the ground surface.

In the case of P18 field, the pressures from MoReS simulations were used as input to *AESubs* (Figure 6.40). The elastic properties of the overburden and underburden formations were derived from Table 20 (Figure 6.41).

Data on the compressibility of the reservoir Bunter sandstone in the P18-field were not available. Therefore we used a value from another field with the Bunter reservoir, which is presumed to be analogous to the P18 field.

For the Base case, a value of  $C_m=0.5e-5$  1/bar from the Barendrecht-Ziedewij field was used (Winningssplan Barendrecht-Ziedewij, 2003).

Because the greatest uncertainty in the input parameters for subsidence/uplift calculations usually lies in the compressibility of the compacting/expanding reservoir, we have defined an additional scenario called High case with the compressibility of  $C_m=0.75e-5$  1/bar, which is 50% larger than in the Base case.

**Feasibility study P18**

Input data on reservoir compaction were supplied in the form of compaction/expansion grids with the calculated product of:

$$C_m V dp \quad (6.5)$$

where:

$C_m$  is the coefficient of uniaxial compaction,

$V$  is the compacting/expanding volume, i.e. the volume of each grid block in the reservoir model, and

$dP$  is the pressure change in each grid block with respect to the initial pressure.

The results indicate that the maximum production-related subsidence amounts to 5 to 7.5 cm (Table 21). Such a minor subsidence of seabed is usually considered to be of little practical importance.

During injection period, the production-related subsidence will be reduced due to the injection-related seabed deformation, i.e. uplift. In the case of an elastic reservoir, the subsidence could vanish at the end of injection period when the reservoir is re-pressurized back to the initial pressure. However, it is more likely that injection-related seabed deformation will largely, but not fully, reduce the effects of production-related seabed deformation leaving a few cm of residual subsidence.

Table 21: Maximum subsidence due to gas production and subsequent CO<sub>2</sub> injection in P18.

Time	Maximum subsidence [cm]	
	Base Case, Compaction coefficient $C_m=0.5e-5$ 1/bar	High Case, Compaction coefficient $C_m=0.75e-5$ 1/bar
End production / start CO <sub>2</sub> injection (2010)	5	7.5
Compartment P18-6 : BHP injector P-18-6A7 = Pinit reservoir (2014)	5.1	7.6
Compartment P18-4 : BHP injector P18-4A2 = Pinit reservoir (2021)	3.7	5.5
Compartment P18-2 : BHP injector P18-2A1 = Pinit reservoir (2036)	1.5	2.2
End of injection in all the compartments (2050)	0.6	1

Feasibility study P18

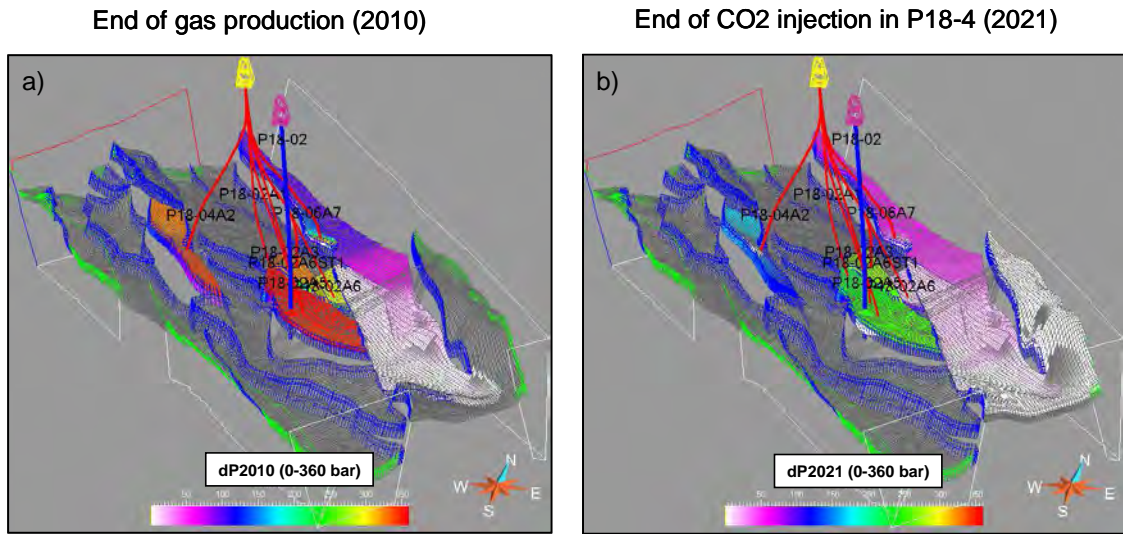


Figure 6.40: Pressure change with respect to the initial pressure in the P18 field a) at the end of gas production period (year 2010) and b) at the end of CO<sub>2</sub> injection in compartment P18-4 (2021). MoReS simulation results.

Base Case, Subsidence 2010,  
 End of gas production,  $C_m=0.5e-5$  1/bar,  
 Max subs = 5 cm

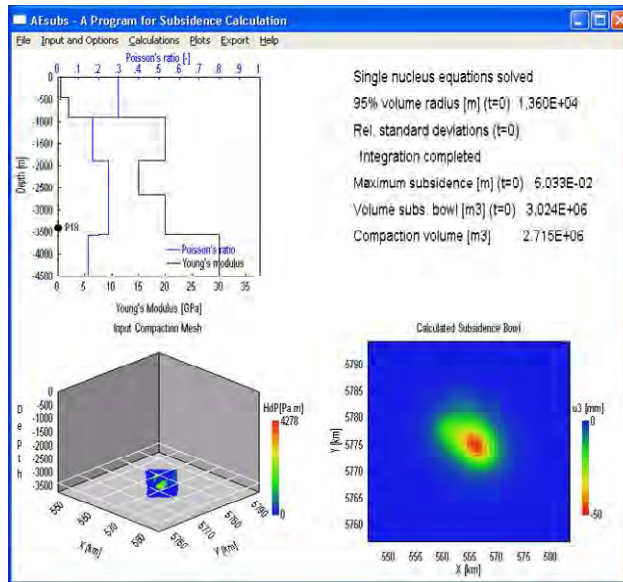


Figure 6.41: Seabed subsidence at the end of reservoir depletion (2010). The input for subsidence calculations are the pressures from MoReS simulations, the compaction coefficient for the reservoir rock  $C_m=0.5 \times 10^{-5}$  1/bar and the elastic properties of different formations in the subsurface. Maximum subsidence amounts to 5 cm.

## 6.7. Conclusions

Top seal integrity and fault stability do not represent critical factors for injection and storage of CO<sub>2</sub> in the depleted P18 field.

The primary top seal overlying the Bunter reservoir is represented by a 50 m thick layer of the lower part of Upper Germanic Trias. The seal comprises (from top to base): Röt Claystone Member, Main Röt Evaporite Mb and Solling Claystone Mb. The primary top seal is covered by a 100 m thick upper part of Upper Germanic Trias (Muschelkalk and Keuper) and a 300-400 m thick Altena Group which also represent sealing formations.

No direct measurements of the sealing characteristics of the primary top seal were available. The measurements on core from Röt and Solling taken from well P15-14 in the neighbouring block P15 can be used as analogue for the P18 field. The true top seal in P15 is provided by thinly interbedded and interlaminated shale and very fine-grained sandstone to siltstone. These lithofacies contain type A seals which are capable of supporting gas-column heights in excess of 300 m.

The anhydrite content in the primary seal is variable. As anhydrite can react with CO<sub>2</sub> in the presence of water, it is necessary to quantify the effects of possible geochemical reactions on the mechanical and transport properties of bulk/intact anhydrite and fault gouge anhydrite material.

The primary top seal (Röt and Solling) is comprised of a hard, brittle and competent rock. The rock strength properties of the top seal were determined by triaxial tests on core in HPT lab of Utrecht University. The value of rock properties are as follows: Young's modulus  $E=20$  to  $30$  GPa, unconfined compressive strength  $UCS=93$  MPa, cohesion  $c=27$  MPa and friction angle  $\phi=28^\circ$ .

The largest stress changes and the associated poro-mechanical effects on the top- and side seals occur when the reservoir is fully depleted. The largest stress changes occur near the edges of the reservoir compartments (and segments) where stress concentrations occur. Due to high strength of the top seal, the poro-mechanical effects on the bulk/intact top seal are expected to be weak. However, plastic deformation of the top seal (and the reservoir rock) may occur locally at the edges of depleting/expanding compartments, having in mind the natural variability of (shear) strength which can exist in these rocks.

Combined poro-mechanical effects, due to pore pressure increase, and the thermal effects, due to injection of cold CO<sub>2</sub> into the hot reservoir, may cause hydro-fracturing of the reservoir rock and possibly, the top- and side seals. The risk of induced hydro-fracturing increases in the later stage of CO<sub>2</sub> injection when the reservoir is almost re-pressurized to the initial pressure.

Risks associated with induced fracturing of the reservoir rock are related to the possibility of forming:

- Fractures in the top seal allowing CO<sub>2</sub> migration out of the containment.
- Possible spill paths for lateral escape of CO<sub>2</sub> from the containment.
- Pathways for direct hydraulic communication between the injection well and faults, leading to direct charging of faults by the injected CO<sub>2</sub> and, consequently, to fault instability and slip, which may affect sealing capacity of faults.

The boundary faults of all three compartments are found to be sealing. These faults have large throws and juxtapose the reservoir Bunter sequence against the sealing Upper Germanic Trias and occasionally a lower part of Altena.

The internal faults which split compartment P18-2 into three segments are mostly conductive.



## Feasibility study P18

---

These faults have much smaller throws than boundary faults. Generally, reservoir sand is juxtaposed against sand across the internal faults and the shale gouge ratio (SGR) is low.

The largest stress changes and the associated poro-mechanical effects on faults occur near the edges of the depleting/expanding reservoir compartments. The potential for fault reactivation generally increases during reservoir depletion, but likely does not lead to fault slip and reactivation. However, fault slip may occur locally at the edges of reservoir compartments, having in mind the natural variability of shear strength properties in fault rocks and local stress perturbations nearby faults.

During injection, the potential for fault reactivation generally decreases providing that the CO<sub>2</sub> is not injected directly into the fault zone and the thermal effects of injection are negligible.

The P18 field was not seismically active during production period, based on the KNMI database of recorded induced seismic events associated with hydrocarbon production in the Netherlands. No production-related induced seismicity has been recorded so far in other hydrocarbon fields in the Western part of the Netherlands. The detection limit of the KNMI seismic network was M2.5 until 1995 and M1-1.5 on Richter scale afterwards.

Current seismic analysis practices do not allow predictions of the magnitude of possible future seismic events related to fluid injection into reservoirs. Quantitative Probabilistic Seismic Hazard Analysis (PSHA) of induced earthquakes associated with CO<sub>2</sub> injection is not yet possible because of lack of data.

The effects of production and subsequent CO<sub>2</sub> injection on seabed deformation are minor. The maximum production-related subsidence amounts to 5 to 7.5 cm, which is considered to be of little practical importance. During injection period, the production-related subsidence will be reduced.

Geomechanical-related risks of fracturing and fault re-activation can be (partially) reduced by:

- Injecting CO<sub>2</sub> with bottom hole pressures (BHP) which are below fracturing condition.
- Avoid overpressurizing the reservoir above the initial pressure.
- Keeping a safe distance between the injection wells and faults to avoid direct charging of faults by injected CO<sub>2</sub> through natural or induced fractures.
- Managing thermal effects of injection



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 110 of 198

## Feasibility study P18

---

# References

## Papers

- Allan, U.S., 1989. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. *AAPG Bull.* 73, 803-811.
- Breckels, I.M., van Eekelen, H.A.M., 1982. Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins. *Journal of Petroleum Technology*, 34(9): 2191-2199. SPE paper 10336.
- Castagna, J.P., Batzie, M.L., Eastwood, R.L., 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic sillicate rocks. *Geophysics*, Vol. 50, No 4, 571-581.
- DIANA Version 9.3, 2009. Program and User's Documentation. TNO Diana B.V.
- Eissa, E.A. and Kazi, A., 1988. Relation between static and dynamic Young's Modulus of rocks. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, Vol. 25, No. 6, 479-482.
- Greenberg, M.L., Castagna, J.P., 1992. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*. 40, 195-209.
- Rafavich, F., Kendall, C.H.St.C., Todd, T.P., 1984. The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. *Geophysics* 49, 1622-1636.
- Spain, D., Conrad, C., 1997. Quantitative analysis of top-seal capacity: offshore Netherlands, southern North Sea. *Geologie en Mijnbouw*, Kluwer, 76: 217-226.
- Reinecker, J., Heidbach, O., Tingay, M., Sperner, B., Müller, B., 2005. *The release 2005 of the World Stress Map* (available online at [www.world-stress-map.org](http://www.world-stress-map.org)).
- Yielding, G., 2002. Shale gouge ratio – calibration by geohistory. In: A.G.Koestler, A.G., Hunsdale, R. (Eds), *Hydrocarbon Seal Quantification*. NPF Spec. Publ. 11, Elsevier, Amsterdam, 1-15.
- Zoback, M. D., 2007, *Reservoir Geomechanics*, Cambridge University Press, 464p.

## Reports

- Winningsplan P18a, P18c, P15c, 2003.
- Winningsplan Barendrecht-Ziedewij, 2003.
- Schlumberger, 1997. Report on processing and interpretation of ultrasonic borehole imager (UBI) data.
- Utrecht University, 2010. Report on mechanical properties and permeability of Röt and Solling claystones from the Q16 gas field and permeability of P18 reservoir rocks. CATO-2 progress report 1.10.2010.

## 7. Well integrity study

### 7.1. Executive summary (restricted)

CO<sub>2</sub> storage is being considered in TAQA's P18 gas field. In the context of the CATO-2 project the suitability of the existing wells in the field is being investigated for injection and long-term storage of CO<sub>2</sub>. The well integrity assessment covers the operational phase of the injection project (decades) and the long-term post-abandonment phase. The study aims at the evaluation of the relevant well system barriers to identify potential showstoppers and recommendations on remedial actions and abandonment strategies. This report presents progress until September 2010, but does not describe the final conclusions of the well integrity assessment of the P18 field. The P18 field comprises 3 reservoir blocks, penetrated by a total of 7 wells, some of which have been sidetracked. One of these sidetracks also penetrates the caprock and the reservoir. One of the wells, P18-2, is plugged with several cement plugs. The current layout of plugs in P18-2 is inadequate for long-term containment of CO<sub>2</sub>, as it provides likely migration pathways from the reservoir to shallower levels, bypassing the caprock. In order to improve the quality of this well, it is required to re-enter the well, which is technical feasible according to TAQA. Subsequently, the existing cement plugs should be drilled out and an abandonment plug of sufficient length should be positioned across the primary and/or secondary caprock. Since cement-to-casing bonding is poor, it is recommended to place pancake-type abandonment plugs. Special attention is drawn to the sidetracked P18-2A6 well. From the limited available data it is uncertain how exactly the parent hole was suspended. It seems that the current layout is unsatisfactory for CO<sub>2</sub> storage. Moreover, since the parent well forms the only penetration to the P18-2 III block, it might be beneficial to not only properly abandon the parent well, but actually use it for CO<sub>2</sub> injection in that block in order to mitigate large pressure differences between the reservoir blocks. This would require adequate abandonment of the P18-2A6st sidetrack and fishing of the whipstock. Subsequently, the P18-2A6 parent well needs to be recompleted to enable CO<sub>2</sub> injection.

All other wells are readily accessible and can be remediated. Most of these show questionable cement sheath quality at caprock level from CBL data or lack data to verify this. Inadequate primary cement poses a risk to long-term integrity, but could also affect the operational phase. However, these wells can be accessed and, in order to prepare them for CO<sub>2</sub> storage, it is recommended to re-evaluate and, if required, remediate the cement sheath quality at least over caprock level.

When considering wells that will be used for CO<sub>2</sub> injection it is recommended to check the packer operating envelope against CO<sub>2</sub> injection scenarios. Potential elastomers and wellhead configuration should also be verified and adapted where required. Moreover, it is suggested to adjust completion materials (tubing, tubing hanger and packer) to corrosive circumstances, in case corrosion mitigation measures are not already in place.

Abandonment - either (re)abandonment of wells that will not play a part in injection or monitoring, or abandonment of injection and monitoring wells after injection ceases - can be designed specifically for CO<sub>2</sub> storage. At present, there are two general options to permanently seal a wellbore for CO<sub>2</sub> containment. If the quality of the primary cement sheath is ensured over critical intervals, traditional abandonment plugs can be positioned and tested at caprock level. Alternatively, and especially in the case of questionable cement sheaths, pancake plugs can be used at caprock level. This would involve milling out of the casing, annular cement and part of the formation, followed by placement of cement in the cavity. This procedure would effectively reduce the number of material interfaces, which could form potential migration pathways. However, this operation may pose difficulty particularly in horizontal or strongly deviated wells. Both of these

## Feasibility study P18

options should be accompanied by additional plugs higher up the well, according to common practice and as prescribed by governing abandonment regulations.

## 7.2. Introduction

CO<sub>2</sub> storage is being considered in TAQA's P18 gas field. In the context of the CATO-2 project the feasibility of injecting and storing CO<sub>2</sub> in the field is investigated with respect to the existing wells. The well integrity assessment aims to determine whether the existing wells are fit for CO<sub>2</sub> injection and long-term containment as currently planned, covering the operational phase of the injection project (decades) and the long-term post-abandonment phase. The study comprises the identification of potential showstoppers and recommendations on remedial actions and abandonment strategies.

Potential migration from the reservoir along wells is generally considered as the major hazard associated with CO<sub>2</sub> storage (e.g. Gasda et al., 2004; Pruess, 2005; Carey et al., 2007). With respect to the evaluation of long-term integrity of the geological storage system, the quality of wells penetrating the storage reservoir therefore must be taken into account.

The well system forms a potential conduit for CO<sub>2</sub> migration because wellbore cement may be susceptible to chemical degradation under influence of aqueous CO<sub>2</sub> or to mechanical damage due to operational activities. Wet or dissolved CO<sub>2</sub> forms a corrosive fluid that could induce chemical degradation of the oil well cement (e.g. Bruckdorfer, 1986; Scherer et al., 2005; Barlet-Gouédard et al., 2006), potentially enhancing porosity and permeability. It could also stimulate corrosion of steel, which may lead to pathways through the casing steel (Cailly et al., 2005). Furthermore, operational activities (e.g. drilling, pressure and temperature cycles) or natural stresses can result in mechanical degradation of the cement sheath through the development of tensile cracks or shear strain, enabling highly permeable pathways to develop (Shen and Pye, 1989; Ravi et al, 2002). Finally, poor cement placement jobs or cement shrinkage could cause the loss of bonding between different materials (debonding) and lead to annular pathways along the interfaces between cement and casing or host rock (Barclay et al., 2002).

### 7.2.1. History of the P18 field

The P18 field consists of several reservoir blocks. The reservoirs are situated in the Main Buntsandstein Subgroup and are primarily capped by the Solling and Röt Claystone Members (RNSOC and RNROC, respectively). In turn, these are overlain by a secondary caprock, the Muschelkalk and Keuper formations (RNMU and RNKP, respectively). The P18 reservoirs are penetrated by eight wellbores. They are listed in Table 22

Table 22: Overview of reservoirs, compartments and wells in the P18 field

	<i>Reservoir</i>	<i>Block</i>	<i>Well</i>	<i>NLOG-name</i>	<i>Drilled</i>	<i>Comments</i>	<i>Status</i>
1	<b>P18-2</b>	P18-02-I	P18-2	P18-02	1989		Suspended
2		P18-02-I	P18-2A1	P18-A-01	1990	Previously P18-03	Producing
3		P18-02-I	P18-2A3	P18-A-03	1993	Sidetracks -S1,-S2	Producing
4		P18-02-I	P18-2A5	P18-A-05	1997		Producing
5		P18-02-III	P18-2A6	P18-A-06	1997		Shut-in
6		P18-02-II	P18-2A6st	P18-A-06ST	1997	Sidetrack from P18-2A6	Producing
7	<b>P18-4</b>		P18-4A2	P18-A-02	1991		Producing
8	<b>P18-6</b>		P18-6A7	P18-A-07	2003	Sidetrack -S1	Producing

**Feasibility study P18**

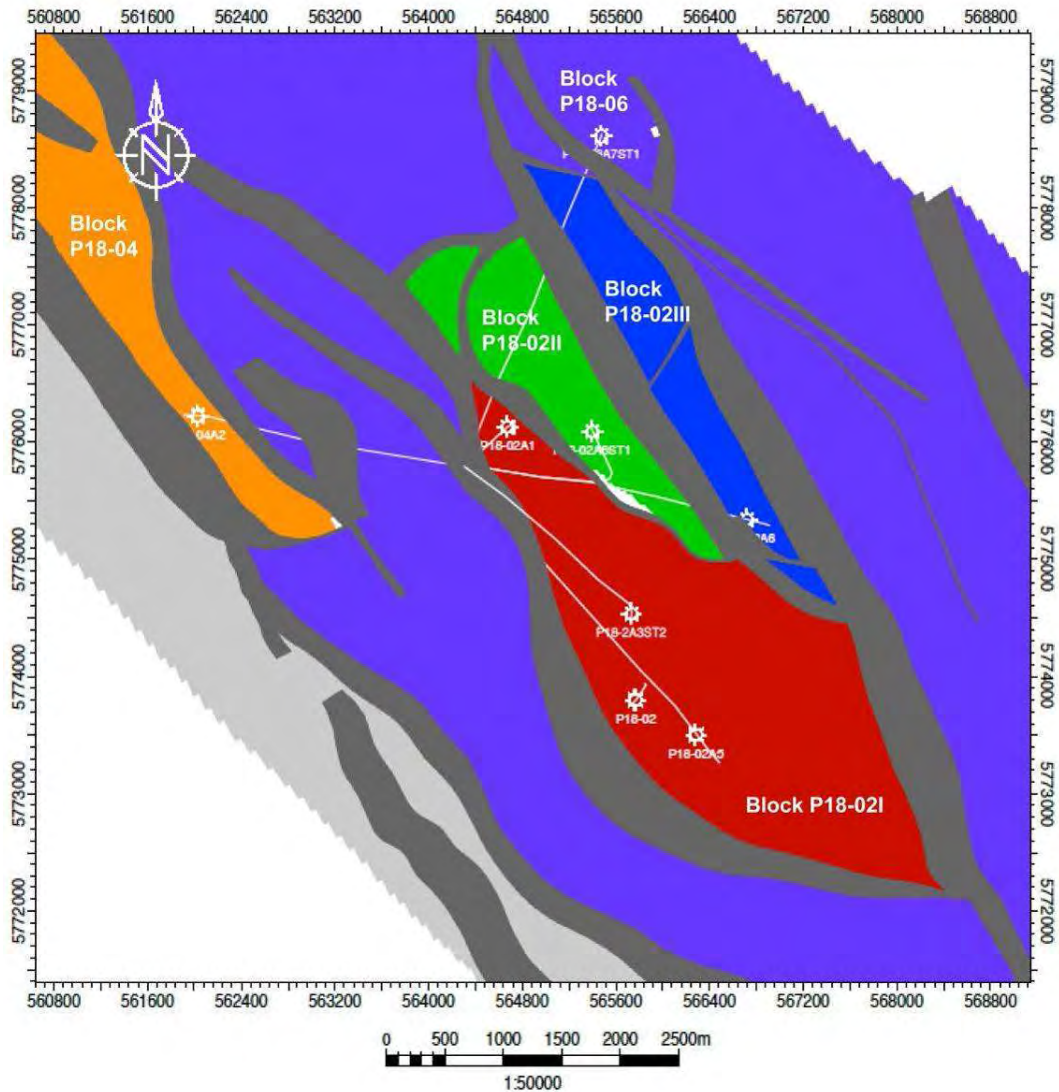


Figure 7.1: Layout of the P18 field, with position of wells at the top of the reservoir interval (top Bunter).

### 7.2.2. Data availability





Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 114 of 198

---

**Feasibility study P18**

---

Table 23 shows the well data that TAQA provided for the study. This data forms the basis of the evaluation presented in this report.



**Feasibility study P18**

Table 23: Data available for the P-18 wells

Wells/boreholes	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6	P18-6A7	P18-4A2	P18-2
Well status	Producing	Producing	Producing	Producing <sup>1</sup>	Producing	Producing	Abandoned
Spud date	11-1993	14-5-1993	18-11-1993	17-11-1996	7-2003	4-6-1991	11-3-1989
Abandonment date							28-5-1989
Final Well Report	N/A	x	x	x	N/A	x	x
Well/completion diagrams	x	x	x	x	x	x	x
Casing and cementing reports		x		x		x	x
Drilling reports	x	x	x	x		x	x
Well tests	N/A	x	x	x			N/A
Cementing and corrosion logs (mentioned in EOWR)	CBL (7" L)	CBL-VDL (5" L)	USIT-CBL (5"L), CBL-CET (7" L) <sup>2</sup>	USIT-CBL (7" L) <sup>3</sup>	N/A	N/A	CBL (7", 9 5/8")
Openhole logs over reservoir section only	x		x	x	x	x	x
Stratigraphy along the well	x	x	x	x	N/A	x	x
Annulus pressure reports	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Production data	Dec 1993 – March 2010	Dec 1993 – March 2010	Dec 1993 – March 2010	June 1997 – April 2003	Dec 1993 – March 2010	Dec 1993 – March 2010	

<sup>1</sup> Present production from sidetrack P18-2A6st

<sup>2</sup> Cement bond log mentioned in EOWR, but data not physically available

<sup>3</sup> Cement bond log available for pilot hole (P18-2A6) only

**7.2.3. Methodology**

As part of the CATO-2 project, the objective of the current study is to evaluate whether the wells in the P18 field are fit for CO<sub>2</sub> injection and long-term containment of the injected CO<sub>2</sub> as currently envisaged. To this purpose the integrity of the wells in the operational and post-operational period is assessed under the assumptions listed in



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 116 of 198

## Feasibility study P18

---

Table 24 and using the methodology discussed in Table 25. Note that all well depths in this report are stated in measured depth along hole (MDAH), unless specifically listed otherwise.

## Feasibility study P18

Table 24: Assumptions of feasibility study

<b>Only existing producing wells will be converted for injection</b>	As a starting point to this study, no information was available on which well(s) will be converted to injection well(s). It is assumed that TAQA will not re-use the abandoned well for injection.
<b>Initial reservoir pressure</b>	The maximum reservoir pressure during the injection project will not exceed the original reservoir pressure (ca. 350bar)
<b>Cold injection</b>	The temperature of the injected CO <sub>2</sub> will be much lower than the ambient temperature in the well (the undisturbed geothermal gradient), i.e. injected CO <sub>2</sub> will not be pre-heated before injection. Therefore, injection will introduce additional thermal-induced stresses to the well tubulars.
<b>Only existing wells</b>	Only existing wells will be evaluated in this study. The evaluation of specifications for (potential) integrity of any future wells that may be drilled in the field is not within the scope of this work..
<b>Dry CO<sub>2</sub> injection</b>	It is assumed that dry CO <sub>2</sub> will be injected.

Table 25: Methodology used in assessing the feasibility of injection using P18 wells

<b>Identify well barriers</b>	Identification of well barriers that keep the well fluids inside the wellbore and prevent uncontrolled discharge to the overburden—above the caprock—and to the atmosphere. These typically include the cement section outside the production casing adjacent to the caprock and the production casing itself.
<b>Assess the evidence for failure</b>	Assessment of potential evidence suggesting failure of the identified barriers, based on information on well history.
<i>Direct evidence</i>	Direct measurements of the quality of the barrier: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Measurements that show that the barrier was not installed properly (e.g. cement bond logs, pressure tests)</li> <li>- Measurements that show that the barrier may have been breached during the productive life of the well (annular pressure information).</li> </ul>
<i>Indirect evidence</i>	Indirect evidence that the barrier might be compromised will be used when direct evidence is unavailable (e.g. drilling information on kicks, cement losses).
<b>Define robustness criteria</b>	Robustness criteria will be defined to state which barriers (e.g. wetted areas of pipes) need to be 'upgraded' to be fit-for-CO <sub>2</sub> storage by defining (where applicable).
<b>Data gaps</b>	Data gaps will be identified when insufficient information is available to guide our analysis of the barrier.

### 7.3. Definition of well integrity barriers

This chapter presents the principal well integrity barriers that are investigated in the scope of the present study. The barriers are illustrated for a generic P18 well, which was constructed based on the information provided by TAQA. The evaluation of well barriers includes the definition of failure and robustness criteria applied to the identified barriers in the field. Robustness criteria can be distinguished into two types: mandatory criteria and recommended, “nice-to-have” criteria.

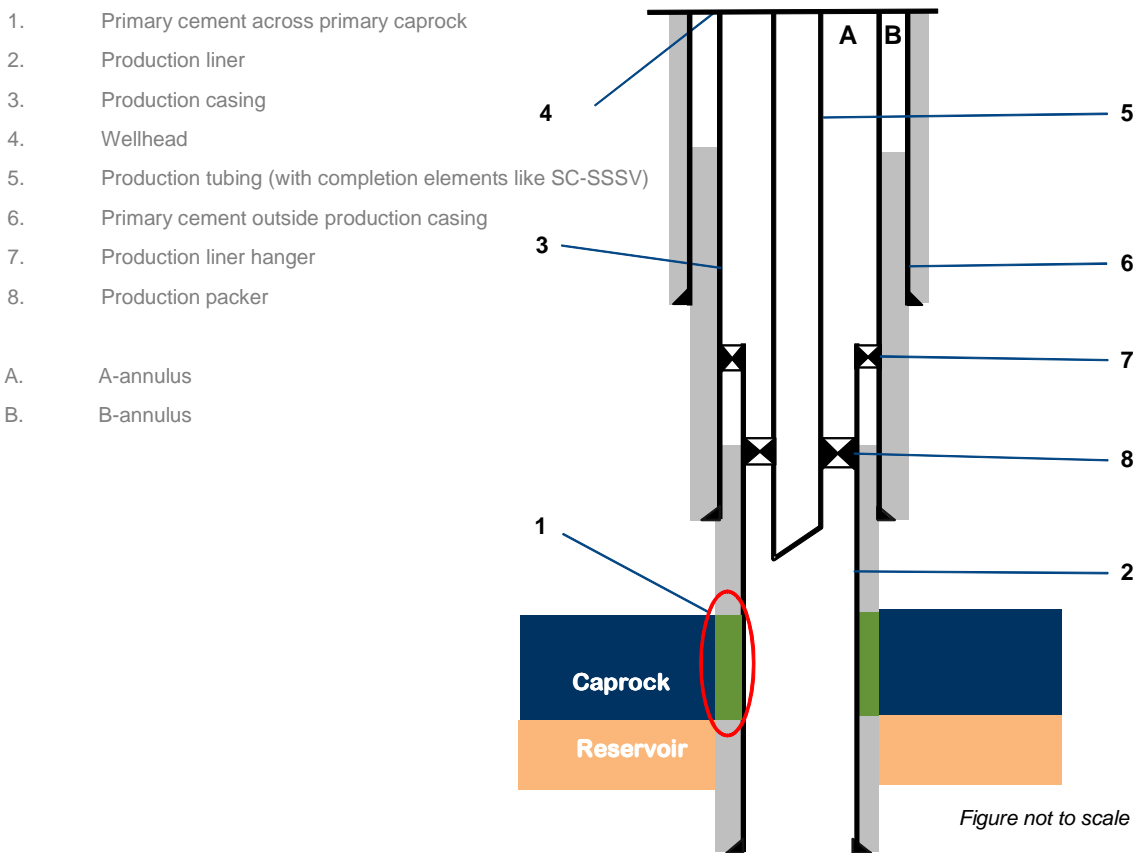


Figure 7.2: Generic P18 well showing the well barriers.



## 7.4. Primary cement across the caprock

The most obvious evidence that the cement across the primary caprock failed during production life is the confirmed presence of reservoir gas in the B-annulus, after the production liner and wellhead are tested OK. The robustness of the primary cement across the caprock is assessed using the criteria summarised in Table 26.

Table 26: Robustness criteria used in assessing quality of primary cement across caprock

		Mandatory	Recommended ("nice-to-have")
<b>Direct evidence</b>	Good (preferably recent) quality cement bond log showing good cement quality across the caprock	×	
<b>Indirect evidence</b>	No prediction of serious defects such as microannuli and cracks created in the cement due to injection of cold CO <sub>2</sub> .	×	
	No large caving/hole washouts in the openhole across caprock		×
	No significant fluid/cement loss during placement		×
	Chemical resistance of the cement to CO <sub>2</sub> attack		×
	No 'high-pressure' well operation that could have compromised the cement across caprock		×
	Good centralisation i.e. if the pipe was well-centralised, then <i>all factors being equal</i> , a better quality cement operations is expected		×

Note 1: The cement bond log does not measure the absolute hydraulic isolation of the cement; it only provides an indication of the quality of the bond from which hydraulic isolation can be inferred. The industry rule of thumb is that good bonding is defined by a CBL reading of about 1-2 mV and a minimum of 3 m of well-bonded cement for a 7" casing/liner. This minimum length does not reflect the potential chemical interaction of acidic fluids with wellbore cement.

Note 2: Hydraulic isolation is best evaluated using the combination of cement bond log and azimuthal cement log. However, azimuthal logs (e.g. USI, Isolation Scanner) are not available for the P18 wells.

## 7.5. Production liner

A pressure test during setting of the liner could tell whether or not the liner itself failed. Failure below the liner hanger is not necessarily a showstopper if the other barriers above the leak still hold. In addition, failure due to any plastic salts in the overburden during the production life of the well was evaluated.

The recommended robustness criterion for the liner for CO<sub>2</sub> injection and storage involves the wetted area of the liner to be made of corrosion-resistant alloy. However, this criterion can be relaxed if the amount of free water in the injected CO<sub>2</sub> stream is expected to be very low.

## 7.6. Production casing

Like the production liner, the production casing is usually tested when it is set. It is investigated whether the casing passed this test. In addition, the impact (if applicable) of plastic salt layers is investigated that may impinge upon the intermediate casing. Direct evidence for failure of the production casing during producing life could include annular pressure communication between the A and B annuli, noise logging and pressure testing of the production casing.

## 7.7. Wellhead

The wellhead provides the main barrier between the well and the atmosphere, and typically is tested during installation and periodically during operation. In this study, the results of these tests are investigated, evaluating whether the wellhead passed the tests. In addition, the materials used to construct the metallic and non-metallic components of the wellhead are investigated to assess if they are fit for CO<sub>2</sub> injection.

## 7.8. Production tubing

The evidence for failure of the production tubing is almost always direct evidence. This includes (but is not necessarily limited to):

- failure of the tubing to hold pressure during initial installation;
- pressure communication between the A-annulus and the tubing;
- reservoir gas-cap on top the A-annulus; and
- depletion of fluid in the A-annulus

The production tubing provides the main wetted surface during CO<sub>2</sub> injection. Due to the corrosive nature of CO<sub>2</sub> (in the presence of free water), the main robustness criteria for the tubing are:

- the wetted areas (the i.d.) be made of CO<sub>2</sub>-resistant material;
- tubing i.d. be sufficient to prevent erosion and high pressure losses due to friction during injection; and
- the tubing be designed to withstand the thermal stresses (due to contraction) that injecting cold fluid will impose on the pipe.

## 7.9. Primary cement outside production casing

The evidence of failure of this cement sheath is similar to that of the primary cement sheath across the caprock, as described in section 0. Particular care should be taken to evaluate the quality of the cement at the shoe, as the quality of the cement there is the primary barrier to an outer annulus becoming a leak path.

## 7.10. Production liner hanger

The production liner hanger is an additional barrier between the reservoir and the production casing. Evidence of failure of the liner hanger could include the presence of reservoir fluids in the A-annulus and/or failure of hanger test during installation.

## 7.11. Production packer

The production packer isolates the corrosive reservoir fluids from the production casing, and 'forces' the fluids to enter the tubing. In addition, the packer may bear some of the tubing loads (depending on how the completion is set). Like the production tubing, evidence for failure of the packer is almost always directly observed. It includes:

- Failure of pressure test during initial installation;
- Loss of annulus fluid levels;
- Presence of reservoir fluids inside the production casing during production life; and
- Pressure communication between the production tubing and the production casing.

There is insufficient information available to distinguish tubing failure from packer failure; therefore, for the remainder of this report, the tubing and production packer will be grouped as one barrier: tubing and completion barrier.

## 7.12. Well integrity assessment

This section involves the application of the defined failure modes and robustness criteria to the wells of the P18 field in order to evaluate their suitability for CO<sub>2</sub> injection and long-term containment.

### 7.12.1. P18-2A1

This well was spudded in 1993 and has produced gas ever since. Available drilling and completion information suggests that no problems occurred during the drilling or completion phase of the well. Refer to the schematic of the well in Figure 7.3.

#### **Cement barrier across the primary caprock**

The 222 m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by the primary caprock (25m thick), the Solling (RNSOC) and the Röt Claystone (RNROC) members. A cement bond log was run across the 7" liner, covering the reservoir, the primary caprock and the lower part (21 m) of the secondary caprock, with top of cement (TOC) found at 3,477 m. The CBL-VDL log shows poor casing-cement bond in the liner lap above the perforations, including the primary caprock section, and mainly good bonding below the perforations.

#### **Cement barrier across the secondary caprock**

The Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (141 m thick) are believed to act as the secondary caprock. As mentioned above, a cement bond log was run across the lower part of the secondary caprock, showing poor bonding. Across the 9 $\frac{5}{8}$ " casing string, which traverses most of the secondary caprock, no cement bond logs were run.

However, there is indirect evidence suggesting that the casing bond may be adequate. This evidence includes the fact that no problems were encountered during drilling or cementing, such as loss of cement or mud. Furthermore, the well is vertical and the production casing was centralised with at least six centralisers, suggesting good centralisation. There is no information about the condition of the hole, e.g. washouts, or sort of centralisers used.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 122 of 198

## Feasibility study P18

---

### Production liner and casing

Both the 7" and 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" liner/casing strings were pressure tested OK to 5,000 psi for 20 min. The 7" liner consists of 29 lb/ft N-80 casing and the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing is 53.5 lb/ft HC-95 material. According to reports, neither of the two strings is made of Cr13 steel. There is no data on annulus pressures; therefore, there is no information on possible communication between the completion and casing.

### Production tubing and completion

The completion is 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"/5" L80 Cr13 tubing. Since it is made of Cr13 steel, it is fit for CO<sub>2</sub> injection. However, a retrievable packer is used. This packer could become unseated during CO<sub>2</sub> injection depending on the packer operating envelope<sup>2</sup>. There is no information available on the wellhead and type of elastomers (if any). Therefore, the suitability of the wetted areas of the wellhead or any elastomers for CO<sub>2</sub> conditions cannot be evaluated.

---

<sup>2</sup> The packer operating envelope shows the tensile, compressional and burst loads that the packer is designed to handle. In essence, it shows the conditions under which the packer can operate. Operating the packer outside this envelope would result in failure of the packer – and loss of well integrity.

Feasibility study P18

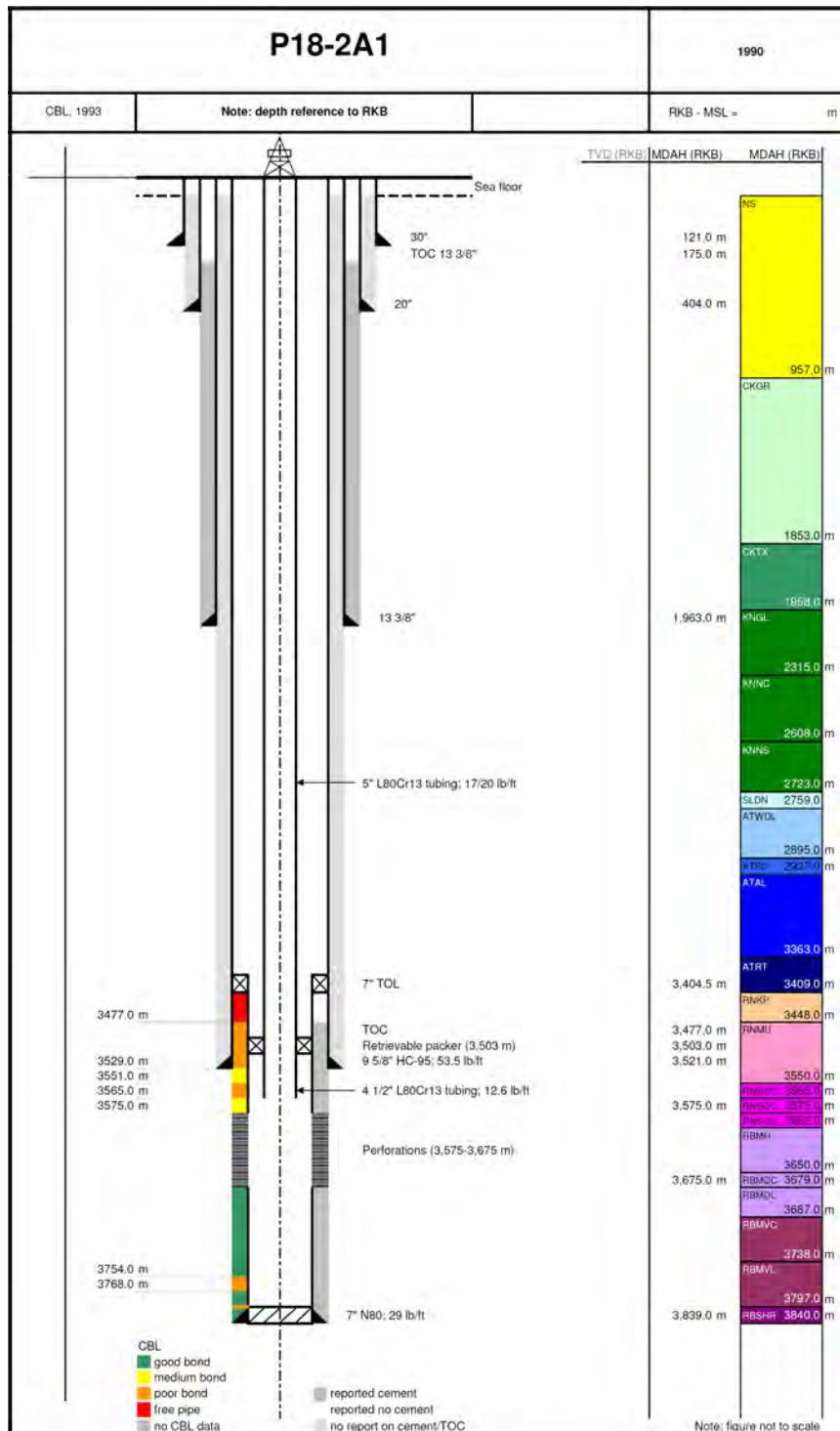


Figure 7.3: P18-2A1 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).



## Conclusion

Information from available cement bond logs suggest poor casing-cement bond across the upper part of 7" liner. This implies inadequate hydraulic isolation over the primary caprock and parts of the secondary caprock. No information is available for the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing cementation. However, successful casing tests, presence of casing centralisers and the absence of cementing and drilling problems provide favourable boundary conditions for a successful cementing job. It is suggested that the cement sheath be re-evaluated before considering it for CO<sub>2</sub> injection by checking annulus pressures or running cement bond logs or IBC:Imaging behind Casing/isolation scanner over the intervals in question. Although the casing strings themselves are not made of Cr13 steel, the completion is and therefore would be fit for CO<sub>2</sub> injection. Furthermore, the packer operating envelope should be checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and if needed workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should also be checked.

### 7.12.2. P18-2A5

Well P18-2A5 was spudded in November 1996. The well was sidetracked once because of wellbore instability problems across the Aalburg (ATAL) shales (4,058m). A cement plug was set from 3,830m to inside the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing and the 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" sidetrack drilled below the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing shoe. After successfully sidetracking the well, a 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing was run without success. The hole was cleaned and a 7" liner run and cemented in place. While drilling the 6" openhole section, mud losses occurred until the mud weight was lowered to 9.1ppg. The well schematic is shown in Figure 5 below.

### Cement barrier across the primary and secondary caprock

The 327m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by its primary caprock (69m thick), consisting of the Solling Claystone (RNSOC), the Main Röt Evaporite (RNRO1) and Röt Claystone (RNROC) members. The overlying Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (174m thick) are believed to act as the secondary caprock (see Figure 7.4).

Conditions for cementing were good. Although mud losses occurred during drilling, no problems were mentioned during the cementing job. The casing string was centralized well by placing 1 centralizer on each joint and 3 m of cement were drilled above the liner top. A cement bond log is available across the 5" liner; it covers the reservoir and the caprocks. The log confirms overall good bonding across the caprocks, represented by low CBL amplitude and good formation arrivals from the variable density log (VDL). Incidentally, short poor-quality zones can be distinguished. The reported calculated top of cement is at 4,398 m (approximately top of the 5" liner).

The end of well report suggests that a cement bond log was also acquired across the 7" liner suggesting good casing-cement bond and top of cement (TOC) 50 m below the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing shoe. However, the log was not available for analysis. No problems occurred during drilling and cementing operations and the casing was centralized using solid spiral centralizers, providing good cementing conditions and supporting the reported result of the cement bond evaluation.

### Production and intermediate liner

The 7" liner was pressure tested OK to 4,000psi for 15min. The 5" liner is 18 lb/ft N-80 and the 7" liner 29 lb/ft N-80 casing. According to reports, neither of the two strings is made of Cr13 steel.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 125 of 198

## Feasibility study P18

---

### **Production tubing and completion**

The well has been in production since Nov 1996. The tubing is 4½"/ 5½" L80Cr13 tubing, which is fit for CO<sub>2</sub> service. Due to the use of a retrievable packer, it is suggested that its operating envelope be checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and if needed workover to be performed. Elastomers and wellhead information was not available but should also be checked.

### **Other criteria**

The pilot hole does not truncate the caprock or the reservoir and therefore should not act as an additional leakage pathway for CO<sub>2</sub>. No information is available about annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones.

Feasibility study P18

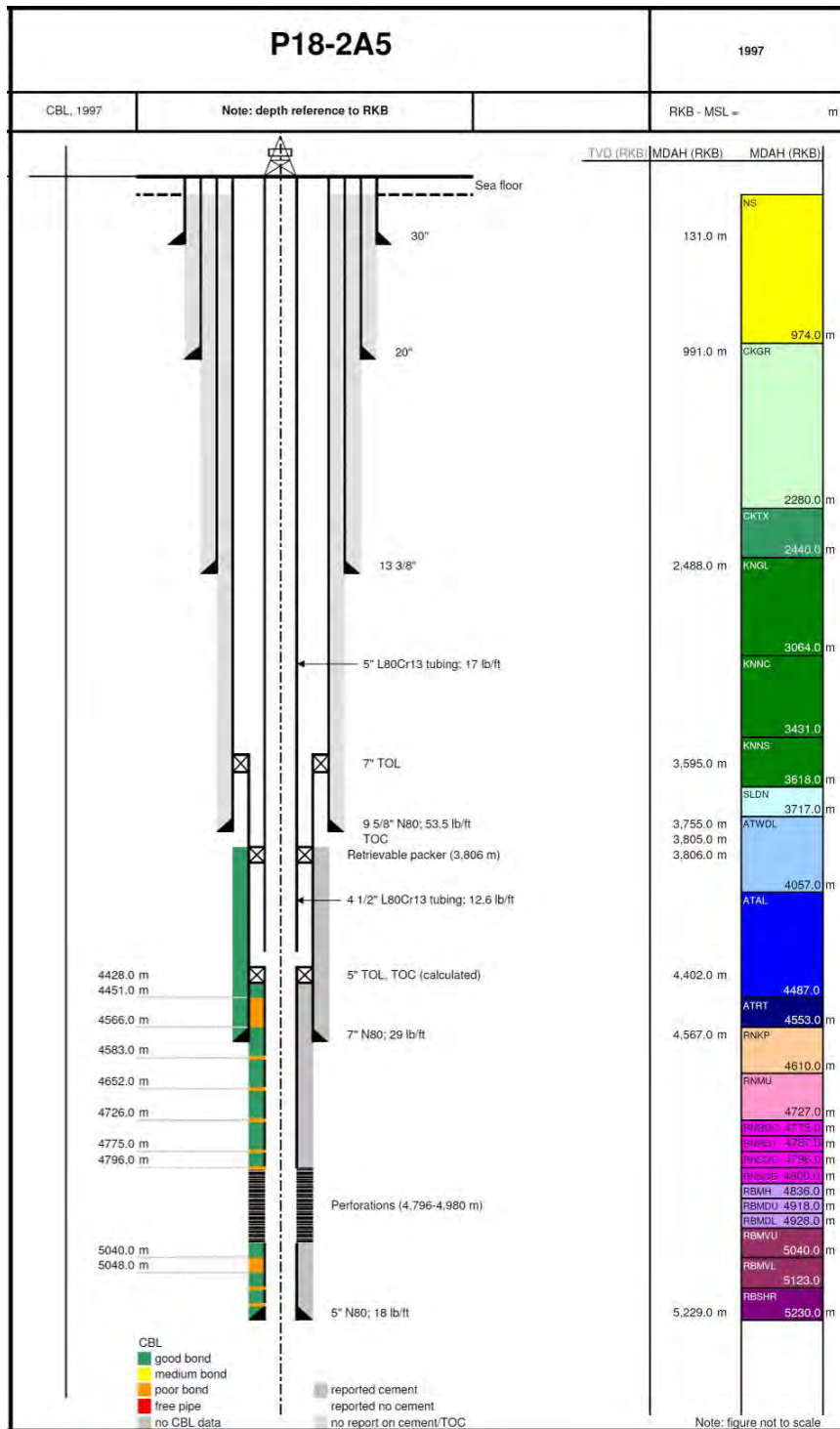


Figure 7.4: P18-2A5 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).

## Conclusion

The available information shows that good casing-cement bond exists across the majority of reservoir and caprock formations. Although the casing strings themselves are not made of Cr13 steel, the completion is, and therefore would be fit for CO<sub>2</sub> injection. It is recommended that the packer operating envelope is checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and, if required, workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should be checked.

### 7.12.3. P18-2A6

Well P18-2A6 was spudded in November 1996. Mud losses occurred during drilling of the pilot hole. The bottomhole assembly got stuck at the bottom of the 12¼" openhole section in the Triassic Muschelkalk and needed to be fished. After the 9⅝" liner was set and cemented (TOC = 3,000m), a 13⅜" casing wear log indicated 25% wear on the casing, so a 9⅝" tie back casing string was run and cemented (TOC = 1,613m). See Figure 6.

While drilling the 8½" openhole section no problems occurred. The 7" liner was cemented successfully. Both the 9⅝" casing and the 7" liner were pressure tested OK to 5,000 psi and the well displaced to filtered completion brine.

The well penetrated the P18-2 III reservoir block. The well was sidetracked in 2003 (P18-2A6st, see section 7.12.4) to reach the P18-2 II reservoir block.

### Cement barrier across the primary and secondary caprocks

The 256 m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by its primary caprock (33 m thick), the Röt Claystone member (RNROC). The above Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (188 m thick) are believed to act as the secondary caprock (Figure 7.5).

A cement bond log is available across the 7" liner of the P18-2A6 well from 4,755 to 4,255m, which covers reservoir and both caprocks. The log suggests good casing-cement bond across several intervals in the reservoir section. However, cement bond is moderate to poor across the caprock with CBL amplitudes ranging between 10 and 30mV.

No cement bond logs are available across the 9⅝" casing string of the pilot hole. End of well reports indicate that mud losses occurred during drilling and while running the 9⅝" casing string in hole. This suggests non-ideal cement placement conditions.

### Production casing and liner

Both the 9⅝" casing and the 7" liner of the pilot hole were pressure tested ok to 5000 psi. The 7" liner consists of 29 lb/ft N-80 and the 9⅝" casing of 53.5 lb/ft N-80 casing. According to reports neither of the two strings are made of Cr13 steel.

### Production tubing and completion

The P18-2A6 pilot well was in production from June 1997 to April 2003. No information is available on the measures that were taken regarding the pilot hole when sidetracking the well. The pilot well report indicated that a retrievable packer was used in the well. If still applicable, it is suggested that the packer operating envelope be checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and - if needed - workover to be performed. Elastomers and wellhead information was not available, but should also be checked.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 128 of 198

## Feasibility study P18

---

### Other criteria

The P18-2A6 pilot hole traverses both the caprock and the reservoir and the available cement-bond log does suggest poor casing-cement bond across the caprock and parts of the reservoir. Due to the missing end of well report for the sidetrack (P18-2A6st), it is not clear how the pilot hole was abandoned. Therefore, there is uncertainty on whether a leak path exists along the original hole. No information is available about annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones.



Feasibility study P18

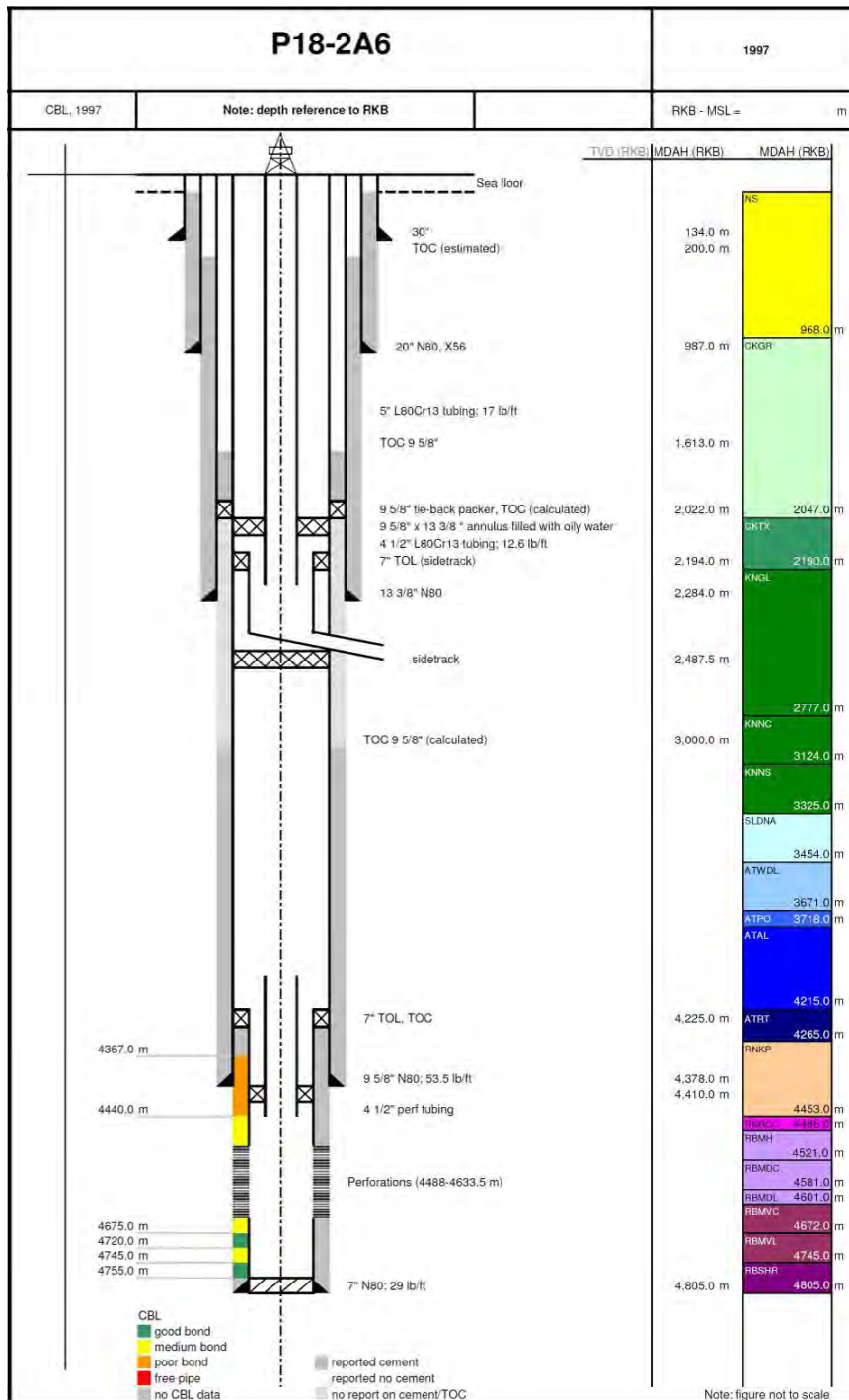


Figure 7.5: P18-2A6 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).

## Conclusion

Due to the missing information about the sidetracked well and the plugging of the pilot hole, no definite conclusion can be drawn on the suitability of the well for CO<sub>2</sub> storage. The cement bond log across the 7" liner of the pilot hole suggests poor casing-cement bond across the caprock with only a few good intervals across the reservoirs. As this poses a potential threat to long-term CO<sub>2</sub> containment, the abandonment of the pilot hole is crucial for well integrity. However, it is unclear how the pilot hole was abandoned and if the current layout is suitable for CO<sub>2</sub> storage. This issue needs to be clarified before CO<sub>2</sub> injection begins. Without the appropriate data available and proving the contrary, there is a probability that a leakage pathway exists at least along the 7" liner. It is suggested to check the packer operating envelope against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and if needed workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should also be checked.

### 7.12.4. P18-2A6st

The P18-2A6 well was sidetracked in 2003 (P18-2A6st). The sidetrack's geometry consists of a 7" liner and a 4½" liner and is presented in Figure 7.6. Unfortunately, the reports on the sidetracked borehole were not available to this study.

### Cement barrier across the primary and secondary caprocks

Information about the cementing and casing-cement bond across the 7" and 4½" liner was not obtained.

### Production and intermediate liner

No information on pressure tests of the 7" and 4½" liner of the sidetracked borehole is available. The sidetrack's 7" liner consists of L80 Cr13 steel.

### Production tubing and completion

The sidetracked well produced since June 2003. The sidetrack's tubing is 4½"/5½" L80Cr13 tubing, which is fit for CO<sub>2</sub> service. A retrievable packer is used; therefore, it is suggested that the packer operating envelope be checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and - if needed - workover to be performed. Elastomers and wellhead information on the mother well was not available, but should also be checked.

### Other criteria

No information is available about annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones.

## Conclusion

Due to the missing information about the sidetracked well, no conclusions can be drawn on the suitability of the P18-2A6 well or its sidetrack for CO<sub>2</sub> storage. Specifically, no information is available on the location and bonding quality of the cement in the sidetrack.

In addition, information about the sidetracked wellbore is crucial to decide on its suitability for conversion into a CO<sub>2</sub> injector or for long-term containment of CO<sub>2</sub>. Although the casing strings across the reservoir and caprocks, are not made of Cr13 steel, the completion is and therefore would be fit for CO<sub>2</sub> injection.

It is suggested to check the packer operating envelope against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and if needed workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should also be checked (as described in section 7.12.3).

Feasibility study P18

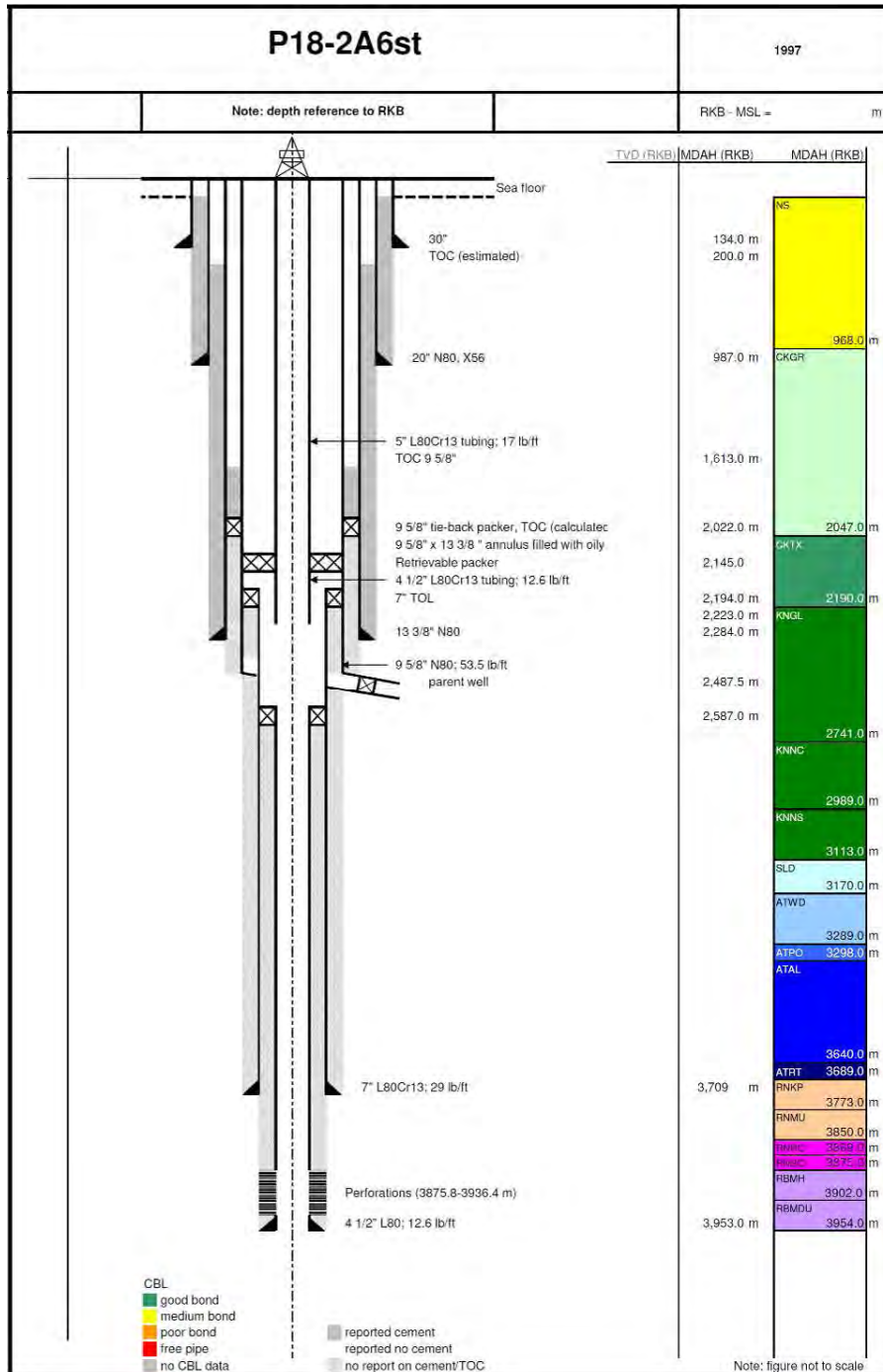


Figure 7.6: P18-2A6st well schematics, CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).

### 7.12.5. Well P18-4A2

Well P18-4A2 was spudded in April 1991 and was temporarily suspended with three cement plugs. Subsequently, it was completed and brought on stream in June 2003. The end of well report suggests that no problems occurred during the drilling and cementing operations, except in the 9 $\frac{5}{8}$ " casing string, where mud losses were experienced. Refer to the schematic of the well in Figure 7.7.

#### Cement barrier across the primary and secondary caprocks

The 225 m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by its primary caprock (24 m thick), the Solling (RNSOC) and Röt Claystone (RNROC) members, and the secondary caprock, the Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (120 m thick).

No cement bond logs are available for the 7" liner and the 9 $\frac{5}{8}$ " casing strings. The 7" liner was set across the reservoir, the primary and the secondary caprock. The end of well report indicates that no mud losses occurred during the drilling of the openhole section and no other problems occurred during the cement job itself. In combination with the in-gauge borehole and evenly spaced casing centralisers, this provides adequate conditions for proper cement placement across the formations of interest. The calculated top of cement is at the top of the 7" liner, at 3,924 m.

The 9 $\frac{5}{8}$ " casing string covers most of the secondary caprock. According to the end of well report 709bbls of mud were lost while setting the casing; moreover only four casing centralizers were used. Top of cement is estimated to be at around 2,000m. This suggests, *all other factors being equal*, the quality of the cement bond across the 9 $\frac{5}{8}$ " casing string to be worse than that across the 7" liner. However, as stated earlier, there is no data available to verify either of the cement bonds.

#### Production casing and liner

No information about pressure testing the 9 $\frac{5}{8}$ " casing and the 7" liner was available. The 7" liner consists is 32 lb/ft P-110 and the 9 $\frac{5}{8}$ " casing of 53.5 lb/ft N-80 casing. Neither string is made of Cr13 steel. Mud across 9 $\frac{5}{8}$ " casing interval showed CO<sub>2</sub>/CaCO<sub>3</sub> contaminations and low to medium corrosion. Corrosion control is reported.

#### Production tubing and completion

The well has been in production since December 1993. The tubing is 4 $\frac{1}{2}$ "/ 5 $\frac{1}{2}$ " L80Cr13 tubing, which is fit for CO<sub>2</sub> service. Since the production packer is a retrievable one, it is suggested that the packer operating envelope be checked (by tubing stress analysis) that it is indeed fit for 'cold' CO<sub>2</sub> service. If needed, thereafter, a workover could be performed.

There was no information on packer/wellhead elastomers; it is recommended that this information be checked before start injection to confirm applicability for CO<sub>2</sub> service.

#### Other criteria

There is no information about annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones.

#### Conclusion

Reports indicate overall good cement placement conditions across the 7" liner, suggesting that good hydraulic isolation over the reservoir and the primary caprock and parts of the secondary caprock might exist.

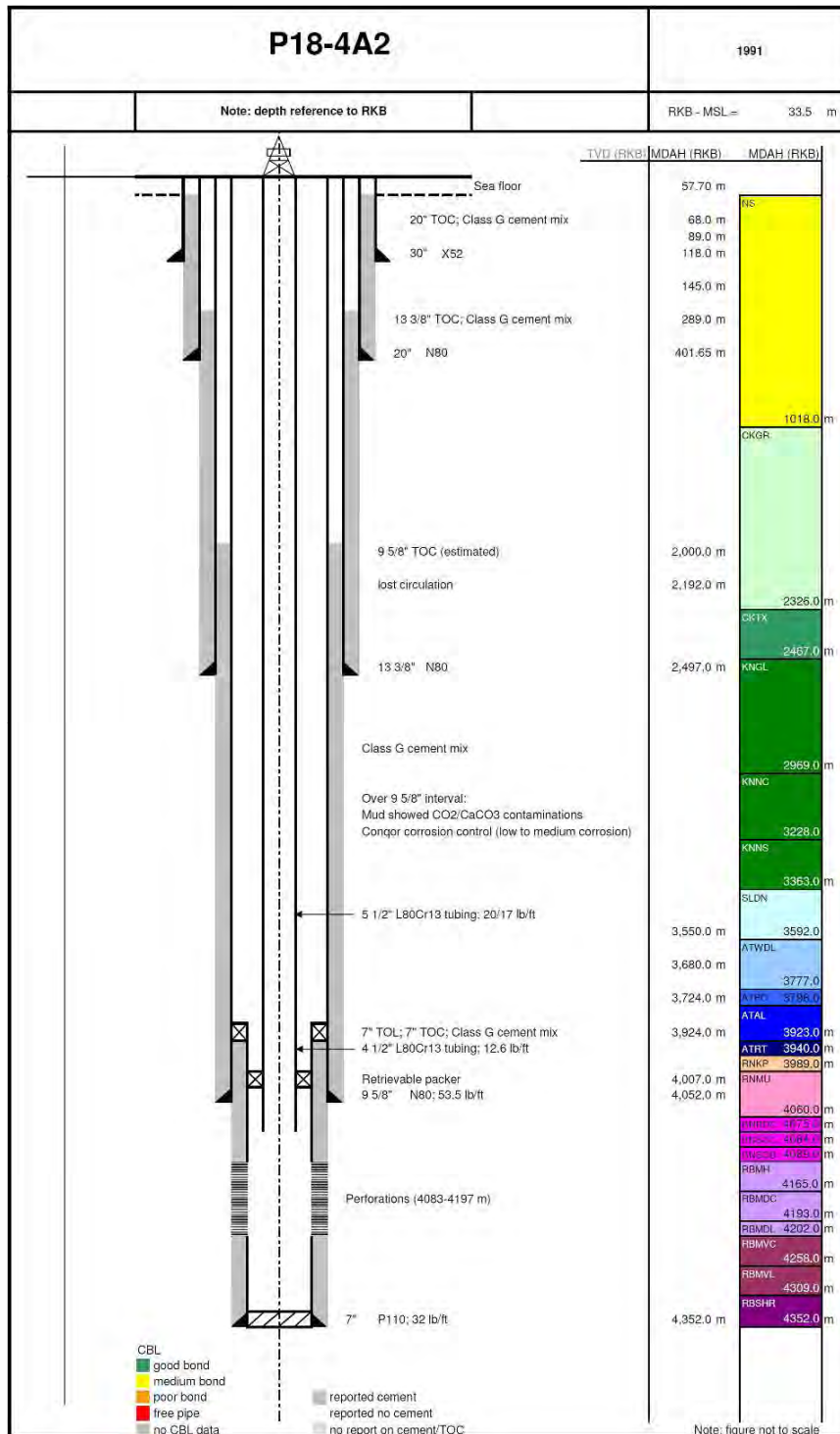


Figure 7.7: P18-4A2 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).



Mud losses, which occurred while running, circulating and cementing the 9 $\frac{5}{8}$ " casing, and the limited number of centralisers, suggest that cement placement might not have been optimal. However, these observations are only an indirect inference of cement quality made in the absence of direct measured information; therefore, they need to be verified with the actual data. The casing strings are not made of Cr13 steel. The reported corrosion in the 9 $\frac{5}{8}$ " casing should be verified before converting the well to CO<sub>2</sub> service. However, the completion is made of Cr13 steel and therefore would be fit for CO<sub>2</sub> injection. It is suggested that the packer operating envelope is checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and if needed workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should also be checked.

### **7.12.6. Well P18-6A7**

Well P18-6A7 was spudded February 2003. The pilot well was sidetracked in the Ommelanden Formation (CKGR). The end of well report indicates that the first cementing stage on the 13 $\frac{3}{8}$ " casing did not enter the annulus due to plug problems and that only the second cementing stage was successful. The 3 $\frac{1}{2}$ " liner is not cemented. Refer to the schematic shown in Figure 7.8.

#### **Cement barrier across the primary and secondary caprocks**

The 95 m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by its primary caprock (27 m thick), the Solling (RNSOC) and Röt Claystone (RNROC) members; the overlying Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (161 m thick) are believed to act as the secondary caprock (see Figure 9).

The 3 $\frac{1}{2}$ " liner covers the reservoir and the primary caprock, whereas the lower section of the 5 $\frac{1}{2}$ " liner is set across the secondary caprock. Casing-cement bond information is not available for the 5" liner and therefore, no statement on its cement quality can be made. The 3 $\frac{1}{2}$ " liner, positioned across the primary caprock, is reported to be uncemented.

#### **Production liner and casing**

No information about pressure testing the 3 $\frac{1}{2}$ " and 5 $\frac{1}{2}$ " liners was available. The 3 $\frac{1}{2}$ " liner consists is 9.5 lb/ft L-80Cr13 and the 5 $\frac{1}{2}$ " liner 18 lb/ft L-80Cr13 material.

#### **Production tubing and completion**

The well has been in production since July 2003. The tubing is 4 $\frac{1}{2}$ " L80Cr13 tubing, which is fit for CO<sub>2</sub> injection. Unlike the other production packer in the other wells, the production packer in well P18-6A7 is not retrievable. However, still it is recommended to confirm that the packer's operating envelope is appropriate for the anticipated CO<sub>2</sub> injection service.

Elastomers and wellhead information was not available and should be checked also.

#### **Other criteria**

There is no information on annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones. The well is not located in the immediate vicinity of other boreholes, which truncate the caprock and could provide additional leakage pathways for CO<sub>2</sub>.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 135 of 198

## Feasibility study P18

---

### Conclusion

There was limited data available for the P18-6A7 well. Due to missing cementing reports and cement bond logs across the 5½" liner, the casing-cement bond quality across the secondary caprock is highly uncertain. It is recommended to check this before start of injection. The 3½" liner, positioned across the primary caprock, is uncemented.

In addition, both liners and the completion are made out of Cr13 steel and are therefore fit for CO<sub>2</sub> injection. It is recommended that the packer operating envelope is checked against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and, if required, workover to be performed. Furthermore, elastomers and wellhead information should also be checked.

Feasibility study P18

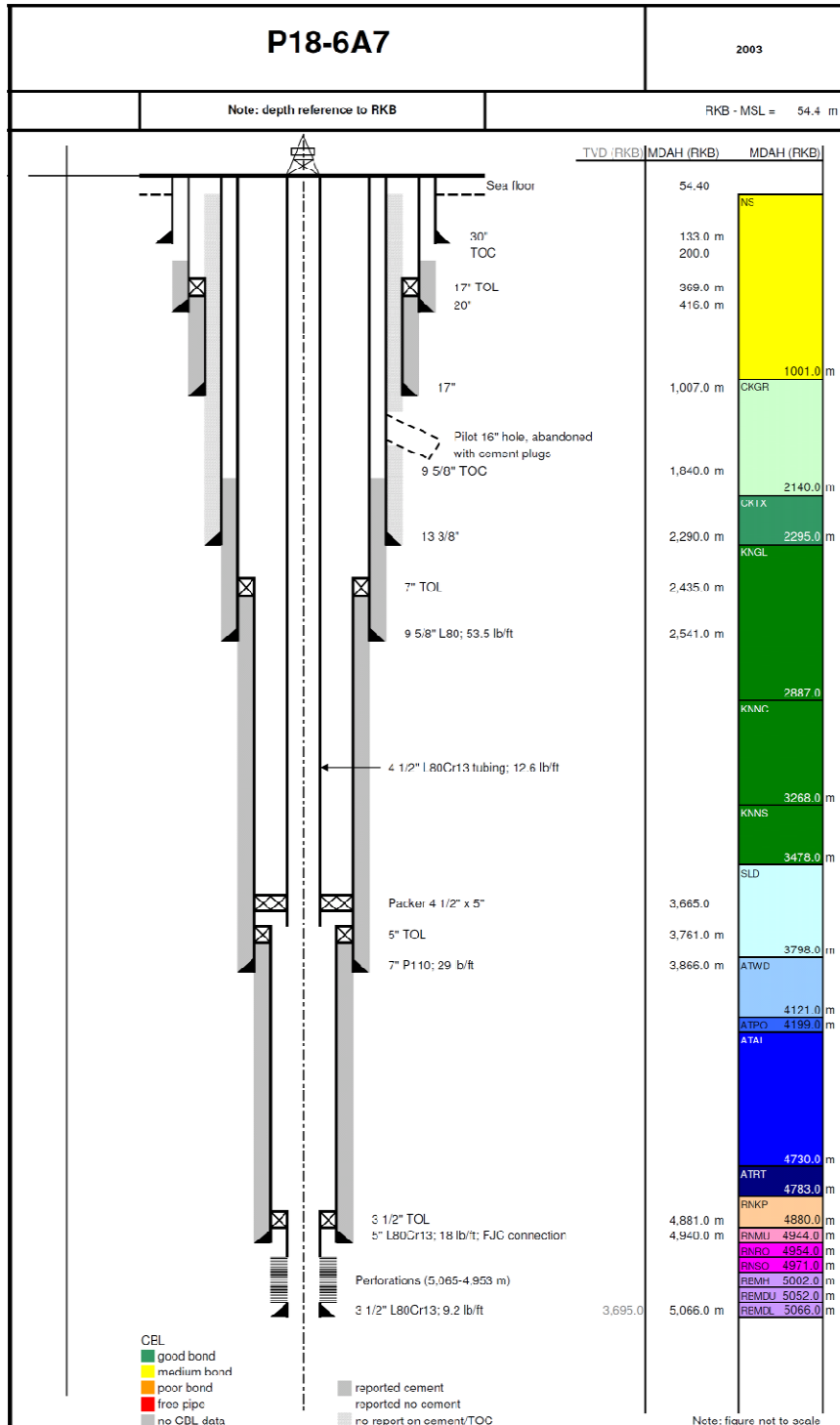


Figure 7.8: P18-6A7 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).

### 7.12.7. Well P18-2

This well was spudded in March 1989 and suspended with four cement plugs after a DST test was performed in the Bunter Sandstone Formation. The end of well report does not mention any particular problems during drilling or cementing operations of the 7" liner. The current well configuration is shown in Figure 7.9.

#### Cement barrier across the primary and secondary caprocks

The 213 m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by its primary caprock (33 m thick), the Solling (RNSOC) and Röt Claystone (RNROC) members; the overlying Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (131m thick) are believed to act as the secondary caprock. Refer to Figure 10.

The 7" liner covers the reservoir and both the primary and secondary caprocks. It was centralized with 47 centralisers within an in-gauge borehole. After running the cement bond log under pressure (1,000 psi), overall poor bonding was recorded with moderate to well bonded sections from 3,664-3,597m and 3,276-3,247 m, with top of cement at around 3,005m MD, inside the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing. See Figure 10.

The 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing string was centralized with 32 centralisers. A cement bond log was acquired from 2,960 to 100 m, showing overall poor bonding. The top of cement was found at 1,932m and at 1,525 m, separated by a free pipe section on top of a multi-stage packer at 1,893 m.

#### Abandonment plugs

The deepest of the four cement plugs is located across the upper part of the reservoir section (Figure 10), directly above the perforations, but below the caprocks. The cement that was placed on a (presumably) mechanical plug extends only 1.5 m. The remaining cement plugs are located above the caprock intervals. The next plug is positioned at 3,006-2,896 m across the Aalburg Formation (ATAL) at the 7" liner hanger, with a length of 110 m – of which 60 m is situated above the liner hanger. At 1,915-1,846 m a cement plug is placed at the 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" casing shoe and 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" multi stage PKR, across the Texel Chalk Formation (CKTX). The uppermost plug extends from 154-85 m, covering the base of the 30" conductor pipe. Each of the cement plugs were pressure tested OK to 2,000 psi.

#### Production liner and casing

The 7" liner and 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing string were pressure tested OK to 4,000 psi and 5,000 psi respectively. The 7" liner consists of 29 lb/ft N-80 and the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing of 47 lb/ft N-80 casing. Neither of them are made of Cr13 material.

#### Conclusion

Cement bond across the reservoir and caprocks generally shows poor results. The abandonment plugs are situated such that the first plug is positioned across the reservoir, whereas the remaining three are located considerably higher than the primary and secondary caprock. This combination does not provide adequate conditions for CO<sub>2</sub> storage. Aqueous CO<sub>2</sub> could affect the lowermost (1.5m thick) seal or associated poor bonded cement or penetrate the carbon steel casing above the plug, and as a result could easily bypass the primary and secondary caprock. Although the abandonment plugs were pressure tested OK, it is reasonable to expect that, in the long term, CO<sub>2</sub> could bypass the lowermost abandonment plug and migrate through the wellbore to levels above the primary and secondary caprock. Furthermore, the possibility of subsequent upward migration of the CO<sub>2</sub> cannot be excluded, given the poor quality of the cement bond adjacent to the 7" liner and the 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing.

Feasibility study P18

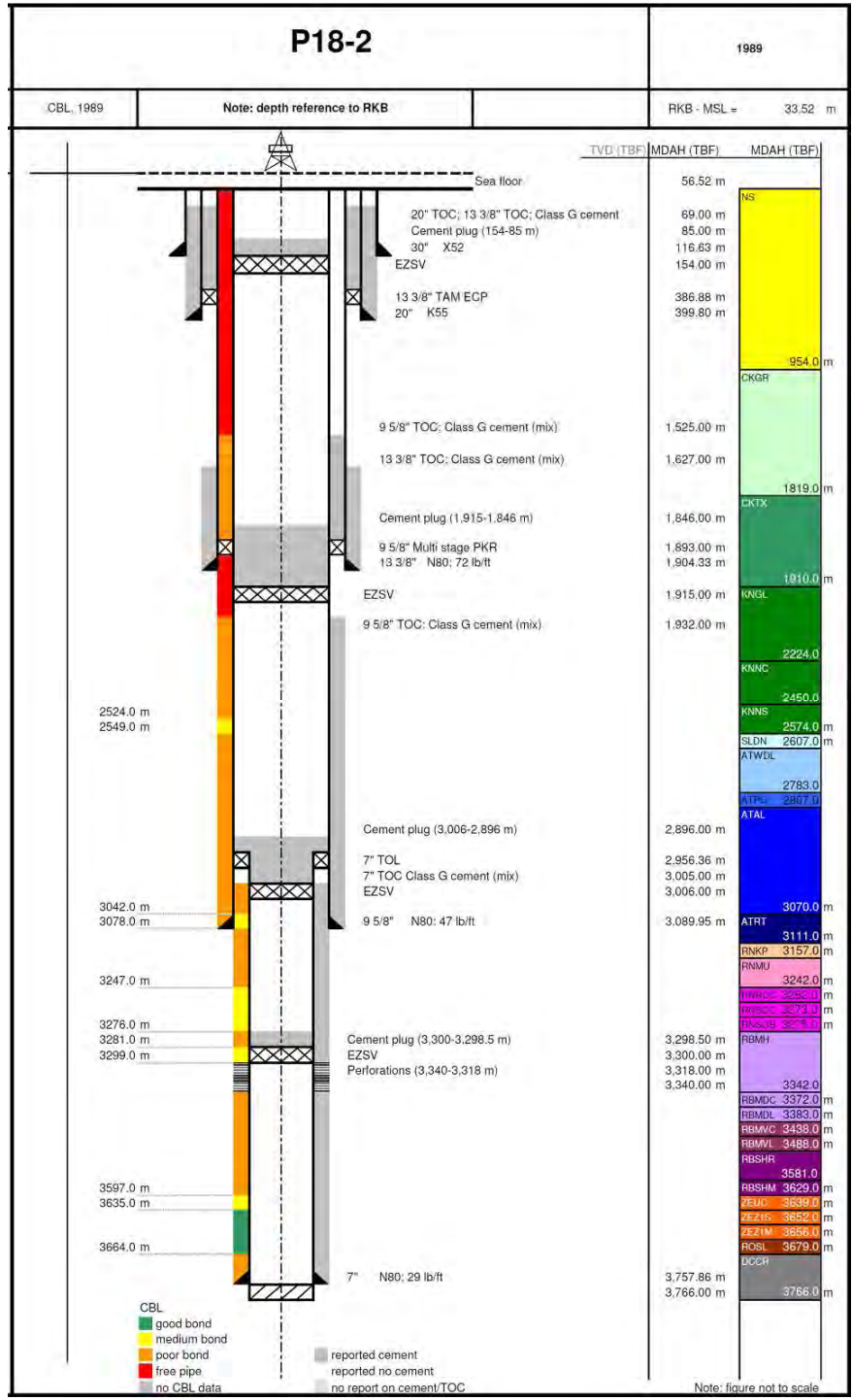


Figure 7.9: P18-2 well schematics with CBL interpretation (left hand side) and stratigraphy (right hand side).



**Feasibility study P18**

### 7.13. Summary of integrity assessment of the P18 wells

In this section, the assessment of the integrity of the seven studied wells is summarized. As discussed in section 7.12, the integrity of the well barriers is evaluated using available direct and indirect evidence. Refer to Table 27 for a summary of the assessment.

Table 27: Summary of P18 well integrity evaluation

Well	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6	P18-2A6st	P18-4A2	P18-6A7	P18-2
Cement sheath across primary caprock	x	x	✓	x	?	✓	x	x
Cement sheath across secondary caprock	x	x	✓	x	?	x	?	x
Production casing and liner								
	Tested OK?	Y	Y	Y	Y	?	?	Y
	Cr13?	N	N	N	Y	N	Y	N
Production tubing and completion	✓	✓	✓	?	✓	✓	✓	N/A
Production packer	?	?	?	?	?	?	?	N/A
Wellhead	?	?	?	?	?	?	?	?
Abandonment plugs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	x
Comments (see below)	2, 3, 4	2, 3, 4	2, 3, 4	2, 3, 4	1, 2, 3, 4	2, 3, 4	1, 2, 3, 4	

- ✓ Direct evidence suggesting that barrier is of good quality or robust for CO<sub>2</sub> service
- ✓ Indirect evidence suggesting that barrier might be of good quality or robust for CO<sub>2</sub> service
- x Direct evidence suggesting that barrier is not of good quality or robust for CO<sub>2</sub> service
- x Indirect evidence suggesting that barrier might not be of good quality or robust for CO<sub>2</sub> service
- ? No data to suggest quality of barrier or robustness

- 1 No end-of-well report available
- 2 No information on annulus pressure during production life
- 3 Applicability of (retrievable) packer for cold CO<sub>2</sub> injection needs to be confirmed by tubing stress analysis
- 4 Applicability of wellhead and any potential elastomers to CO<sub>2</sub> service unknown

## 7.14. Long-term well integrity

### 7.14.1. Material degradation

Well material degradation can occur by several mechanisms on different timescales. While mechanical deformation of the wellbore may generally be associated with the operational life of the well or field, chemical degradation of well materials will take place on longer timescales. Under certain conditions aqueous CO<sub>2</sub> can chemically interact with well materials. Especially taking into account time spans of thousands of years, these processes may play a crucial role in the integrity of wells and therefore of storage reservoirs.

A review of laboratory experimental studies indicates that diffusion-based chemical degradation rates of cement are relatively low. Extrapolation of the general results shows a maximum of up to a few meters of cement that may be affected in 10,000 years. Even under very high temperatures, extrapolated degradation rates would result in a maximum of 12.4 m of cement plug degradation after 10,000 years of exposure to CO<sub>2</sub>, assuming that diffusion processes define the degradation mechanism. In order to translate the experimental results to field situations, several limiting factors apply. Whereas cement samples in the laboratory in certain cases were immersed in a bath of supercritical CO<sub>2</sub>, well material in reality will be partially surrounded by reservoir rock, limiting the available reaction surface, the supply of CO<sub>2</sub> and the transportation of reaction products. Furthermore, in specific field cases, especially in depleted gas fields, the availability of water necessary for degradation may be far more limited compared to the experiments. Moreover, injected CO<sub>2</sub> will push back the brine present in the storage formation. As dissolution will take place slowly, many wells may not come across the CO<sub>2</sub>-water contact at or near critical levels, such as the cap rock. The presence of only connate water would significantly limit the chemical reactivity of CO<sub>2</sub>, although CO<sub>2</sub> is expected to favourably dissolve water. Finally, higher salinity of formation water will likely decrease the solubility of CO<sub>2</sub> and reaction products, thus reducing cement degradation rates. Especially relative high concentrations of calcium and magnesium in the brine may limit the degradation of wellbore cement. Steel corrosion is much faster than cement degradation with rates up to mm's per year. However, also corrosion rates will be seriously reduced by the limited availability of water. A more detailed discussion is presented in IEA GHG (2009).

As a result of the above, the mechanical integrity and quality of placement of primary cement and cement plugs probably is of more significance than the chemical degradation of properly placed abandonment plugs. The presence or development of fractures or annular pathways in the cement or along material interfaces will strongly affect the bulk permeability of the cement sheath. These phenomena, which may be associated with either operational activities or degradation, will play an important role in leakage mechanisms and may significantly reduce the sealing capacity of the cement. Moreover, degradation in lateral direction, affecting the primary cement sheath and casing steel, is likely to compromise integrity in decades. As previously abandoned wells generally cannot easily be remediated, these wells form an element of especial attention in any prospective CO<sub>2</sub> storage project.

### 7.14.2. Integrity of the P18 wells

In the scope of the present study P18-2 is the only previously abandoned well. The lowermost abandonment plug is very thin and actually positioned below the primary caprock. In case the CO<sub>2</sub> in the reservoir will dissolve present (connate) water, the aqueous CO<sub>2</sub> is likely to interact with the cement sheath and carbon steel casing above this plug. In a timeframe of years to decades, the lateral barrier may be compromised, providing a pathway into the interior casing leading to higher levels, bypassing both the primary and secondary caprock. Given the poor quality of the annular cement sheath along the entire well, leakage pathways through the annulus cannot be excluded.

## Feasibility study P18

---

As described in sections 7.12 and 7.13, most of the P18 wells show questionable cement sheath quality at caprock level from CBL data (i.e. P18-2A1, P18-2A3, P18-2A6, P18-6A7) or lacked data to positively assess these (i.e. P18-2A6st, P18-4A2, P18-6A7). Even if CBL showed good bonding, the evaluated data was acquired prior to production, while bonding could have deteriorated as a result of induced temperature or pressure loading cycles during the production stage. Moreover, CBLs are unable to see thin channels along the material interface and, therefore, even good signal response does not necessarily imply full isolation. In order to prepare the accessible wells for CO<sub>2</sub> storage, cement sheaths should be verified with adequate techniques and if required remediated.

### 7.15. Conclusions and recommendations

From the perspective of well integrity, the feasibility of CO<sub>2</sub> storage in nearly depleted gas fields, is primarily determined by the accessibility of the wells penetrating the prospective storage reservoir. In the P18 reservoir blocks, only the P18-2 well was previously abandoned. The lack of a cement abandonment plug at caprock level and the poor quality of the annular cement, cause the P18-2 well in its current state to be unsuitable for CO<sub>2</sub> storage application. In order to improve the quality of this well, it is required to re-enter the well, which is technical feasible according to TAQA. The existing cement plugs should then be drilled out and an abandonment plug of sufficient length should be positioned across the primary and/or secondary caprock. Since cement-to-casing bonding is poor, it is recommended to place pancake-type abandonment plugs (as described in section 7.15.2). Special attention is drawn to the sidetracked P18-2A6 well. From the limited available data it is uncertain how exactly the parent hole was suspended. It seems that the current layout is unsatisfactory for CO<sub>2</sub> storage. Moreover, since the parent well forms the only penetration to the P18-2 III block, it might be beneficial to not only properly abandon the parent well, but actually use it for CO<sub>2</sub> injection in that block in order to mitigate large pressure differences between the reservoir blocks. This would require adequate abandonment of the P18-2A6st sidetrack and fishing of the whipstock. Subsequently, the P18-2A6 parent well needs to be recompleted to enable CO<sub>2</sub> injection.

#### 7.15.1. Remediation and mitigation

When considering wells for CO<sub>2</sub> injection it is recommended to check the packer operating envelope against CO<sub>2</sub> injection scenarios by performing a tubing stress analysis and, if required, workover to be performed. Furthermore, potential elastomers and wellhead configuration should also be verified and adapted where required. Moreover, it is suggested to adjust completion materials (tubing, tubing hanger and packer) to corrosive circumstances, where applicable. Most of the wells show questionable cement sheath quality at caprock level or lacked data to verify this. Inadequate primary cement imposes a risk to long-term integrity, but could also affect the operational phase. With respect to CO<sub>2</sub> injection and especially long-term containment, it is recommended to re-evaluate the cement sheath quality at least over caprock level by checking annular pressures or running cement bond logs over the intervals in question. Even when subsequent logging showed good bonding, temperature and pressure loading during production could have adversely affected the cement quality. If verification gives cause for remediation, e.g. cement or polymer squeezing should be considered.

## 7.15.2. Abandonment

For P18 all wells are still accessible. P18-2 requires re-abandonment, while all other wells will need abandonment in the future. For these wells abandonment can be designed specifically for CO<sub>2</sub> storage. After the most optimal injection well would be selected, the objectives for the other wells also need to be defined. Although forming a potential conduit to the surface, wells also form an invaluable source of information from the reservoirs. Serious thought should be directed at using specific wells for monitoring purposes, equipped with measurement devices.

At present, there are two general options to permanently seal a wellbore for CO<sub>2</sub> containment. If the quality of the primary cement sheath is ensured over critical intervals, traditional abandonment plugs can be positioned and tested at caprock level. Alternatively, and especially in the case of questionable cement sheaths, pancake plugs can be used at caprock level. This would involve milling out of the casing, annular cement and part of the formation, followed by placement of cement in the cavity. This procedure would effectively reduce the number of material interfaces, which could form potential migration pathways. However, this operation may pose difficulty, particularly in horizontal or strongly deviated wells. Both of these options should be accompanied by additional plugs higher up the well, according to common practice and as prescribed by governing abandonment regulations.

## 7.16. References

- Barclay, I., Pellenberg, J., Tettero, F., Pfeiffer, J., Slater, H., Staal, T., Stiles, D., Tilling, G., Whitney, C., 2002. The beginning of the end: A review of abandonment and decommissioning practices. *Oilfield Review*, winter 2001/2002, Schlumberger, UK.
- Barlet-Gouédard, V., Rimmelé, G., Goffé, B., Porcherie, O., 2006. Mitigation strategies for the risk of CO<sub>2</sub> migration through wellbores, IADC/SPE Drilling Conference, Miami, USA, February 2006 SPE paper 98924.
- Bruckdorfer, R.A., 1986. Carbon dioxide corrosion in oilfield cements. SPE Rocky Mountain Regional Meeting, May 19-21 1986, Billings, Montana, SPE-15176.
- Cailly, B., Le Thiez, P., Egermann, P., Audibert, A., Vidal-Gilbert, S., Longaygue, X., 2005. Geological Storage of CO<sub>2</sub>: A State-of-the-Art of Injection Processes and Technologies, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 60, No. 3, pp. 517-525
- Carey, J.W., Wigand, M., Chipera, S., Gabriel, G. W., Pawar, R., Lichtner, P.C., Wehner, S.C., Raines, M.A., Guthrie Jr., G. D., 2007. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO<sub>2</sub> exposure from the SACROC unit, West Texas, USA, *Internat. J. of Greenhouse Gas Contr.*, 75–85.
- Gasda, S.E., S. Bachu, and M.A. Celia, 2004. The Potential for CO<sub>2</sub> Leakage from Storage Sites in Geological Media: Analysis of Well Distribution in Mature Sedimentary Basins. *Environ. Geol.*, 46 (6-7), 707-720
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009. Long Term Integrity of CO<sub>2</sub> Storage – Well Abandonment, 2009/08, July 2009.
- Pruess, K., 2005. Numerical Simulations Show Potential for Strong Non-isothermal Effects During Fluid Leakage from a Geologic Disposal Reservoir for CO<sub>2</sub>, In: *Dynamics of Fluids and Transport in Fractured Rock*, B. Faybishenko, P.A. Witherspoon and J. Gale (eds.), Geophysical Monograph 162, 81–89
- Ravi, K., Bosma, M., Gastbled, O., 2002. Safe and Economic Gas Wells through Cement Design for Life of the Well. SPE Gas Technology Symposium, 30 April - 2 May 2002, Calgary. SPE-75700.
- Shen, J.C. and Pye, D.S., 1989. Effects of CO<sub>2</sub> attack on cement in high-temperature applications. SPE/IADC Drilling Conference, February 28 – March 3 1989, New Orleans, Louisiana, SPE/IADC-18618.
- Scherer, G.W., Celia, M.A., Prévost, J.-H., Bachu, S., Bruant, R., Duguid, A., Fuller, R., Gasda, S.E., Radonjic, M., Vichit-Vadakan, W., 2005. Leakage of CO<sub>2</sub> through abandoned wells: role of corrosion of cement. In: D.C. Thomas & S.M. Benson (eds.): *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations*, Vol. 2, pp. 827-848.



## 8. Migration path study

### 8.1. Introduction

In order to assess the risk of migration of CO<sub>2</sub> through the overburden, an analysis is conducted to identify possible secondary containment and migration paths.

A static overburden model was assembled, based on both 2D and 3D seismic surveys and well information. On the basis of the overburden model and the selected migration scenarios, an evaluation of possible migration pathways was developed.

### 8.2. Available data and workflow

A geological model was constructed with Petrel modelling software (Schlumberger). The model comprises an area with a 14 km minimum radius surrounding the P18 gas field. In vertical direction the model spans the total overburden of the reservoir.

The workflow for building the model is described in *CATO-2-WP3.1-Geological report P18 (December 2010)*. In brief: Seismic interpretation of the overburden was performed, and subsequently the model was built on the basis of a fault model with a grid cell size of 250m x 250m. The model was converted from time to depth, and tied to the wells.



**Feasibility study P18**

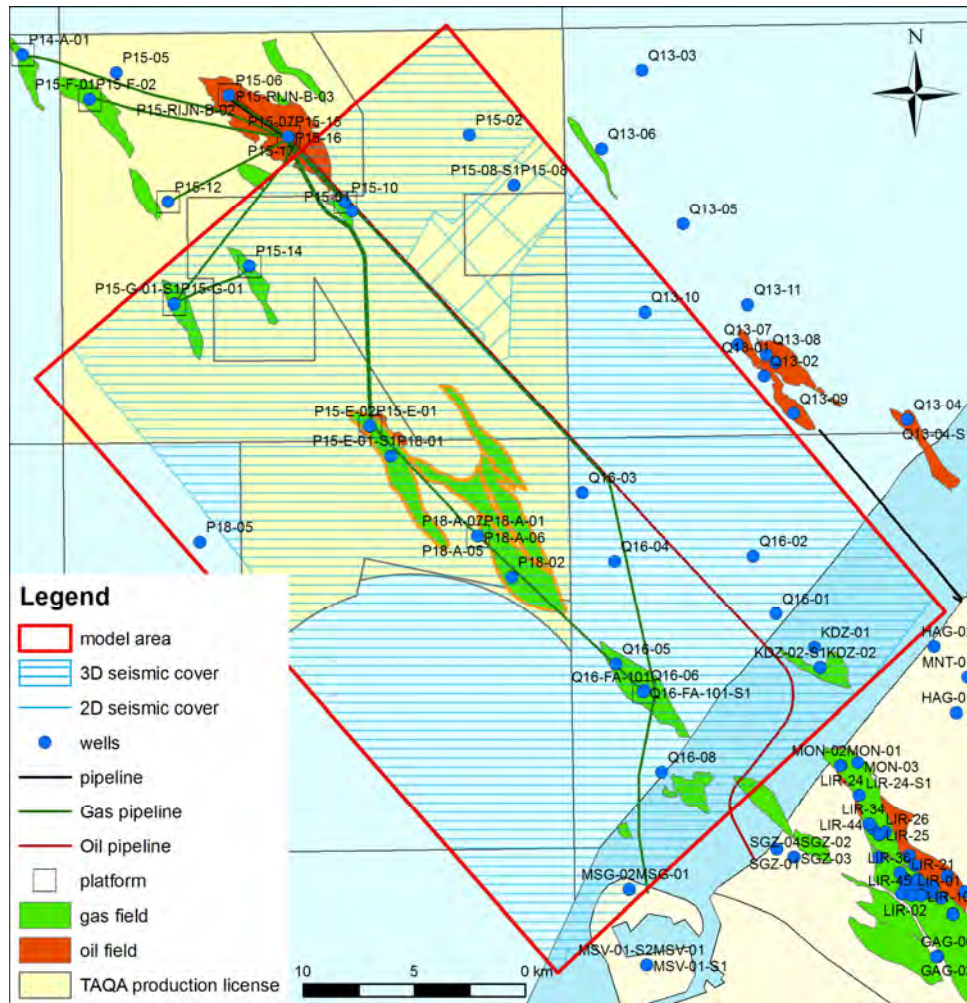


Figure 8.1: Location map of P18 model area. Target P18 gas fields are indicated with an orange boundary.

### 8.3. Geological model of the P18 Bunter reservoir and overburden

#### 8.3.1. Field description

The P18 gas field is located in the P18 block in the Dutch North Sea, approximately 20 km North West of the coastline. The gas field was discovered in 1989 by the P18-02 exploration well, which found the Triassic Buntsandstein gas bearing. Production started in 1993. The 3 separate accumulations of the P18 gas field are being produced by a total of 6 production wells. The current operator of the field is TAQA Offshore B.V.

#### Reservoir

The Main Buntsandstein consists of several successive formations (Table 28). The producing interval is limited to the Hardegsen and Detfurth formation. The combined thickness is approximately 100 m, with an average porosity of around 10%. Average permeabilities range from 2-200 mD. The depth of the reservoir ranges approx. between 3200 m and 3600 m.

Table 28: General data on Main Buntsandstein Subgroup sandstones at the P18 location.

Formation	Porosity	Thickness
Hardeggen Fm.	10 % – 12 %	100 m (combined thickness)
Detfurth Fm.	9 % - 11 %	
Volpriehausen Fm.	5 %	100 m

### Seal

The primary seal of the P18 reservoirs consists of siltstones, claystones, evaporites and dolostones of the Solling Claystone Member, the Röt formation, the Muschelkalk formation, and the Keuper formation. These formations span a total thickness of approximately 155 m.

### 8.3.2. Overburden

Directly above the primary seal, as identified in section 8.3.1, a thick succession of marine claystones, siltstones and marls is present. These sediments have excellent sealing quality and belong to the Altena Group (Jurassic age). In the P18-02 well (Figure 8.2), the Altena Group has a thickness of approx. 500 m.

The Altena Group is successively overlain by:

- The Schieland Group, which consists of shales and (stacked) channel sands of the Nieuwekerk Fm. (Delft sandstone equivalent). The lateral continuity of the individual sandbodies (thickness 2-5m) is probably very limited.
- Lower Cretaceous Rijnland Group, which consist of marine sandstones, shales and marls. At the base of the Rijnland Group, the Rijn / Rijswijk sandstone is present. This sandstone is widely distributed in the P18 area. It is also known for its oil (P15) and gas (onshore) accumulations within the West Netherlands Basin. The sandstones are interpreted as transgressive sheet sands, with good lateral continuity. In the upper part of the Rijnland succession, the Holland Greensand is present. It consists of argillaceous sands and silts. The distribution is limited to the southern margin of the West Netherlands Basin. Although the Holland Greensand has good lateral continuity, permeability is in general low.
- Upper Cretaceous Chalk Group, which consist at the base of the formation of sands and marls and a thick layer (900 m) of limestones (Chalk). The distribution of the basal Texel Greensand is limited to the southern basin margin.
- The North Sea Group, which consists of siliciclastic sediments. Two major aquifers can be distinguish; the Dongen sand, a basal transgressive sandstone, and the marine Brussels sand.

Feasibility study P18

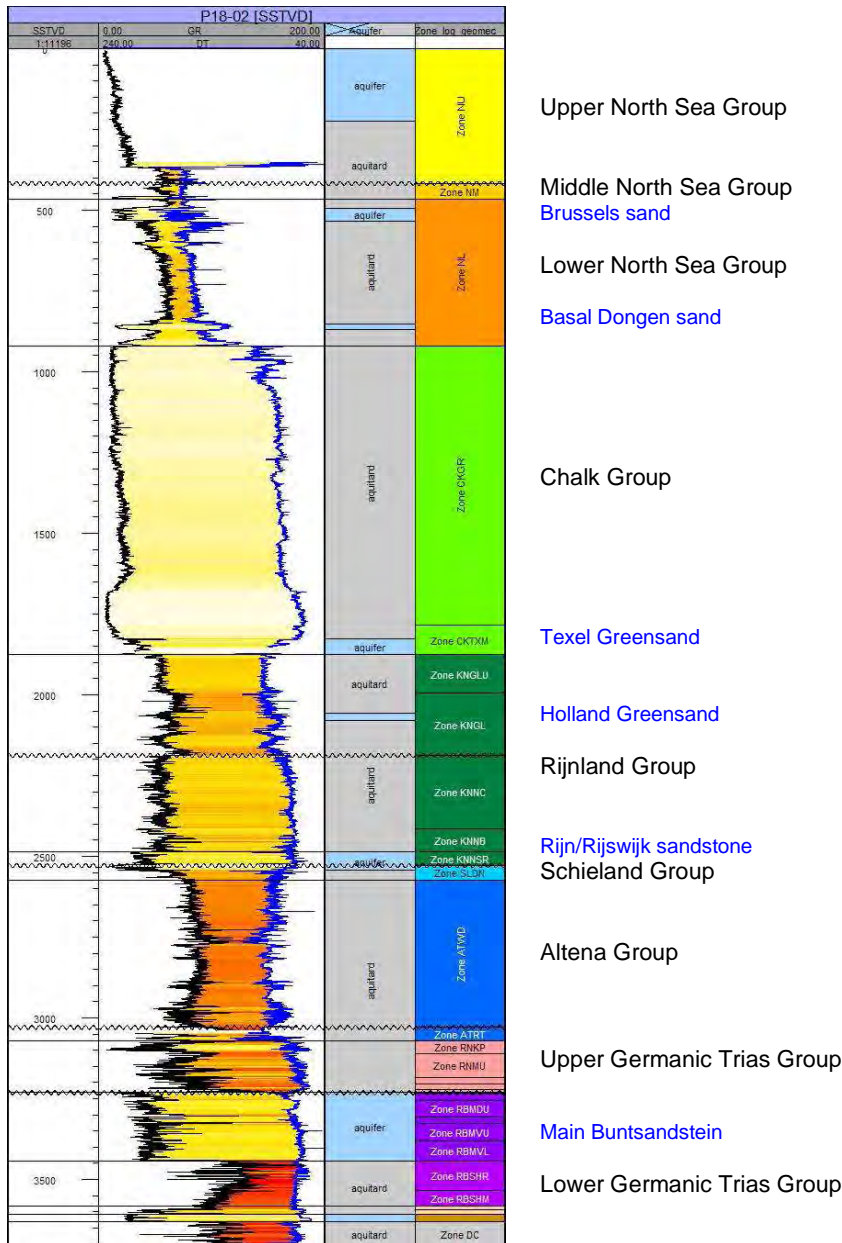


Figure 8.2: Composite well log (GR, DT) of P18-02 with main stratigraphic units and aquifer intervals

### 8.3.3. Faults

Faults present at reservoir level (Buntsandstein) in general continue till the Schieland group (white line) or base Rijnland Group (dark green line in Figure 8.3). Late Cretaceous inversion caused faulting of the sediments above the Base Cretaceous Unconformity (base Rijnland) These faults (dashed lines Figure 8.3) have limited displacement, but continue to the Upper North Sea Group.



Feasibility study P18

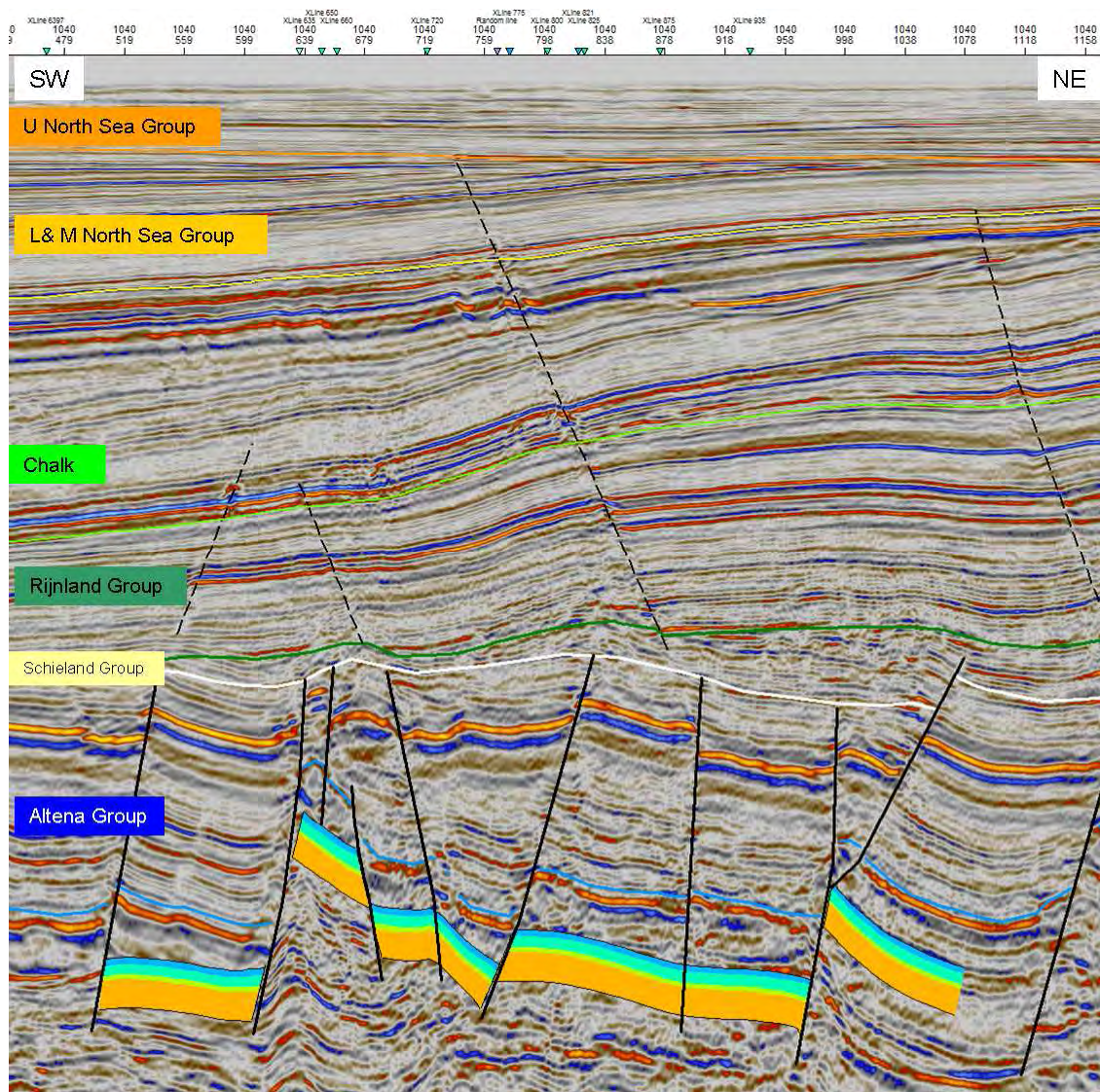


Figure 8.3: Seismic cross-section (inline 1040 of P15P18 seismic cube) through the P18 field, displaying the reservoir interval (coloured layering), the main bounding faults to the reservoirs (bold lines), the main stratigraphic units in the overburden and the faults in the overburden (dashed)

## 8.4. Migration scenarios

For the qualitative analysis three migration scenarios will be considered:

1. Aquifer spill reservoir:
  - a. Buntsandstein
2. Induced fracture caprock:
  - a. Migration into Rijn/Rijswijk sandstone
3. Wellbore shortcut:
  - a. Migration into Rijn/Rijswijk sandstone
  - b. Migration into Holland Greensand
  - c. Migration into Texel Greensand
  - d. Migration into Dongen & Brussel sandstone

### 8.4.1. Methods

Possible CO<sub>2</sub> migrations pathways were analyzed using the rapid trapping assessment tool PetroCharge Express of IES. With this tool a rapid analysis of the migration pathways based on the layer geometry is performed. The layer geometry was provided by the exported horizons from Petrel (regional scale model). The program uses the input top layer as bounding elements assuming these layers to be impermeable. Although in reality the layers are not completely impermeable the goal is to create a concept model from which migration routes within the layer can be deducted.

It should be noted that PetroCharge only looks at the geometry and does not describe various other aspects of flow. It was therefore decided to “inject” unreasonable large amounts of CO<sub>2</sub> within the considered leakage scenarios and to look at the trapping mechanisms in a worst case, when all other processes fail.

### 8.4.2. Results

#### Migration scenario: Buntsandstein

In case of “overfilling” the gas reservoir with CO<sub>2</sub> it might be possible that the CO<sub>2</sub> will pass by the original closure defined by the initial gas water contact. (GWC).

- Overfilling the P18-2 main compartment could lead to migration towards the Q16-4 structure (Figure 8.4, arrow 1) and the P16-FA field (Figure 8.4, arrow 4)
- Overfilling the P18-6 compartment could lead to migration towards the P15-10 field (Figure 8.4, arrow 2).
- Overfilling the P18-4 compartment in combination with migration along faults could lead to migration towards the P15-E and P15-14 field (Figure 8.4, arrow 3).

It must be mentioned that the structure drilled by the (dry) exploration wells Q16-04 and Q16-03, only minor amounts of gas were encountered. If the containment were to fail by a mechanism describes above, the most probable failure would that be of a sideseal in combination with reservoir juxtaposition with Jurassic sandstones from for instance the Nieuwekerk Formation.



**Feasibility study P18**

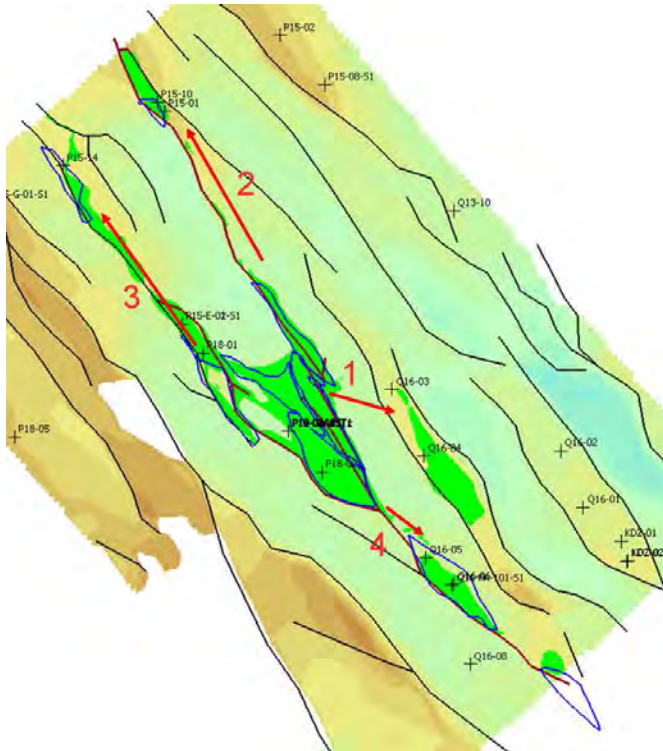


Figure 8.4 Structure map of Top Buntsandstein. Black lines indicate faults. Also shown are boundaries of gas accumulations and location of wells.

**Migration scenario: Rijn/Rijswijk sandstone**

In case of fault reactivation or shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the Rijn/Rijswijk sandstone aquifer.

- Spill originating from wells P18-A-01, P18-A-06 , P18-A-06-S1, P18-A-07 will migrate towards Q16-03 & Q16-04 structure (Figure 8.5, arrow 1).
- Spill originating from wells P18-02, P18-A-03, P18-A-05 will migrate towards Q16-FA structure (Figure 8.5, arrow 2).
- Spill originating from P18-A-02 well will migrate towards P15-9 (E) structure (Figure 8.5, arrow 3).

**Migration scenario: Holland Greensand**

In case of a shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically also migrate into the Holland Greensand aquifer

- Spill originating from wells P18-A-01, P18-A-03, P18-A-06 , P18-A-06-S1, P18-A-07 will migrate towards Q16-03, Q16-04 structure (Figure 8.6, arrow 1)
- Spill originating from wells P18-02, P18-A-05 will migrate towards Q16-FA structure (Figure 8.6, arrow 2)
- Spill originating from P18-A-02 well will migrate towards P15-9 (E) structure (Figure 8.6, arrow 3)

Feasibility study P18

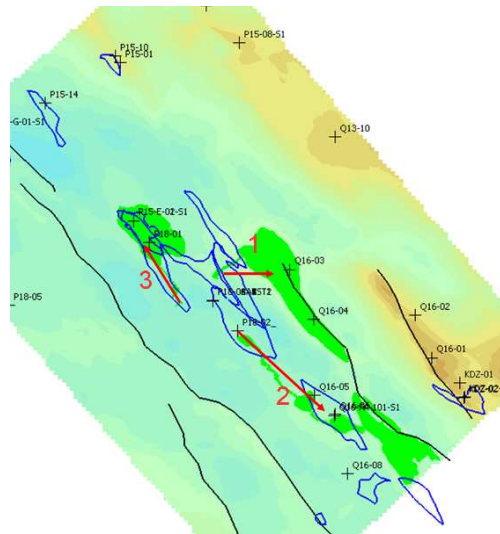


Figure 8.5: Structure map of the Base Rijnland Group. Black lines indicate faults. Also shown are boundaries of gas accumulations and location of wells.

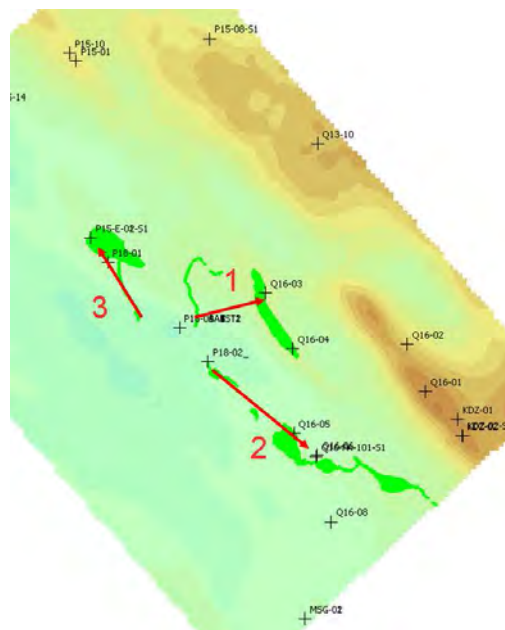


Figure 8.6: Structure map Holland Greensand.

**Feasibility study P18**

**Migration scenario: Texel Greensand**

In case of a shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the Texel Greensand aquifer

- Spill originating from P18-A production wells will migrate towards Q16-3 structure and finally Q16-02 (Figure 8.7, arrow 1).
- Spill from P18-02 well will migrate towards Q16-FA structure and finally Q16-01 (Figure 8.7, arrow 2).

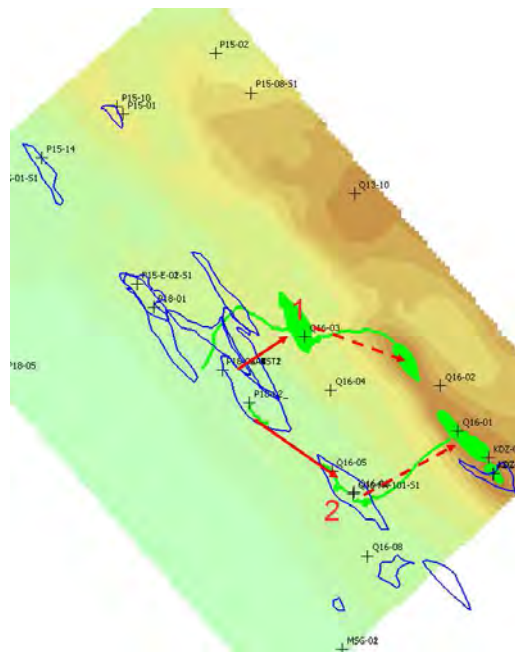


Figure 8.7: Structure map base Chalk Group.

**Migration scenario: Dongen sand & Brussel sandstone**

In case of shortcut via a wellbore, CO<sub>2</sub> can hypothetically migrate into the North Sea Group aquifer

- Spill originating from P18-A production wells will migrate towards Q13-10 structure (Figure 8.8, arrow 2).
- Spill from P18-02 well will migrate towards Q16-02 structure (Figure 8.8, arrow 2)

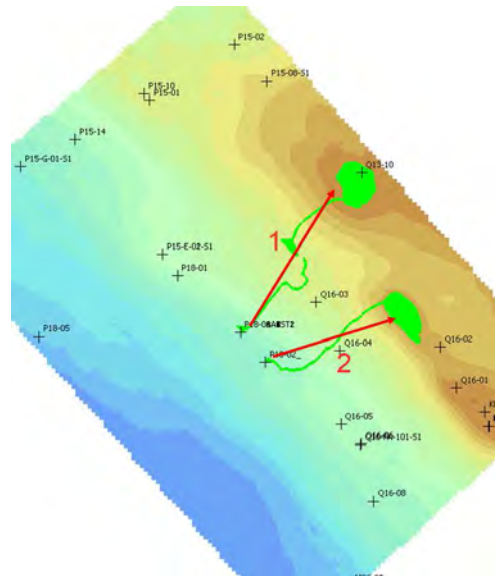


Figure 8.8: Structure map base North Sea Group.

## 8.5. Present day hydrocarbon migration

Inspection of the overburden revealed the possible existence of shallow gas pockets. (CATO-2-WP3.1-D01-Geological report P18 (December 2010)). The gas most probably is sourced from Jurassic Posidonia shales (van Baalen, 2000). The Posidonia shales are situated stratigraphically above the Bunter reservoir and seal, so this hydrocarbon migration is no proof of seal failure/leakage of the P18 Bunter reservoir.

Figure 8.9 shows a seismic section of the overburden, to illustrate hydrocarbon migration, and to illustrate a possible migration pathway for CO<sub>2</sub>.

Gas is sourced from the Posidonia shale (strong reflector at the base of the lowest arrow), and migrates via a fault into the sands of the North Sea Group. The red ellipses indicate bright spots, which suggest the presence of gas. Migration is also possible within the Brussels sand, indicated by the arrows in Figure 8.9. At the location where the Brussels sand toplaps against the Upper North Sea Group (Mid Miocene Unconformity, orange line), an increase of amplitudes is observed, which suggest migration from the Brussels sand into the Upper North Sea Group.



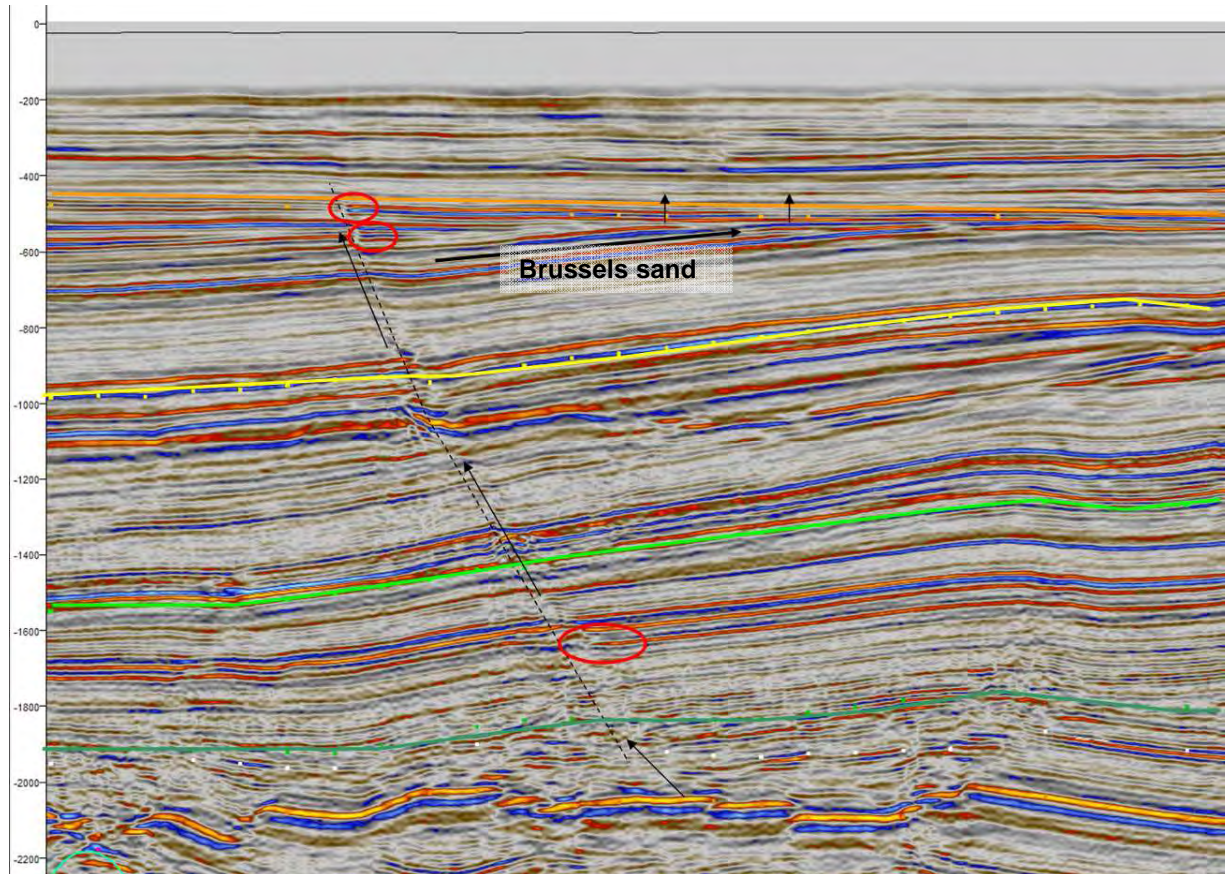


Figure 8.9: Seismic section of the P18 overburden. Arrows indicate hydrocarbon migration along a fault (dashed line). Red ellipses mark bright spots on the right side of the fault. Dark green line: base Rijnland (BCU), bright green line: base Chalk, yellow line: base North Sea, orange line: base Upper North Sea (MMU).

## 8.6. Conclusions

A Petrel model of the overburden has been constructed, which is based on public available data and data provided by TAQA. Based on the geological model and selected hypothetical migration scenarios, a qualitative evaluation of the possible pathways was developed. The main conclusions are that hypothetical migration in the Buntsandstein, caused by overfilling the reservoir, the CO<sub>2</sub> remain trapped within the aquifer and finally will migrate towards the adjacent gas reservoirs. Hypothetical migration of CO<sub>2</sub> in the aquifers of the overburden, caused by a shortcut along the wellbore, will remain trapped within the aquifers. However, migration of CO<sub>2</sub> along faults in the overburden (above the Altena Group) to a shallower aquifer level is not to be excluded.

Overall it can be stated that the most probable pathway to the surface of CO<sub>2</sub> stored in the P18 gasfield is via leaking wells, leaking directly into the atmosphere and not indirectly via pathways originating in deeper parts of the overburden.



## 8.7. Preliminary monitoring concept

### Introduction

This report is meant as input to establish the appropriate final monitoring concept for P18 and is based on the current state of knowledge of the field. This report should not be considered as the final monitoring plan to be submitted for the permit application.

#### 8.7.1. The Eon CCS project

### Introduction

Since 1993 high calorific gas has been produced from the P15 and P18 blocks, offshore the Netherlands. This is done from several platforms, among which the P18-A satellite platform, and the P15-ACD processing and accommodation structure, respectively lie 20 and 40 km NW of Rotterdam (Figure 8.10).



Figure 8.10: Location P15/P18 complex relative to the Dutch shore. Source: CO<sub>2</sub> offshore storage, deep under the Dutch North Sea, (image courtesy TAQA; TAQA, 2009)

The almost depleted gas reservoirs at P15 and P18 are considered suitable for CO<sub>2</sub> storage. They contained large amounts of natural gas under high pressures for millions of years. Furthermore, there is a lot of high quality geological data for these specific structures, to assist in safely storing CO<sub>2</sub>. They are relatively close to large CO<sub>2</sub> emitters and are located offshore, which would likely avoid complex permitting procedures. The CO<sub>2</sub> would be injected into a sandstone formation below impermeable layers of Triassic clay at over 3 km depth.

### Infrastructure

The P18 installation consists of a 4 legged steel jacket (Figure 8.11). Its primary function is the production and transfer of wet gas to the P15-D processing platform some 20 km further offshore (Figure 8.12).



Figure 8.11: P18-A Satellite platform. (Courtesy TAQA; TAQA, 2009)

The P15-ACD installation comprises two 6 legged steel jackets and one 4 legged steel jacket (Figure 8.12). Their functions are:

P15- A	Well production
P15-C	Oil processing and accommodation
P15-D	Gas and condensate processing, compression and transporting to shore, metering and control



Figure 8.12: P15-ACD Processing & Accommodation Platforms. (Courtesy TAQA; TAQA, 2009)

## Roadmap

Injection of CO<sub>2</sub> in the P18 and P15 fields is planned in several phases:

*Phase 1* - From the P18-A platform CO<sub>2</sub> can be injected into several depleted gas reservoirs using multiple injection wells. The combined theoretical storage capacity accessible from this platform amounts to around 41 million tonnes of CO<sub>2</sub>. The effective storage capacity will depend on the maximum permitted reservoir pressure.

*Phase 2* - After natural gas production ceases from the P18-A platform, the existing pipeline to P15-ACD can be used to transport CO<sub>2</sub> to this central facility from where CO<sub>2</sub> can be distributed to the P15 reservoirs, providing an additional 44 million tonnes of theoretical storage capacity.

**Feasibility study P18**

*Phase 3* - When natural gas throughput ceases completely, the 26 inch pipeline can be turned to CO<sub>2</sub> transport duty. The P15-ACD facility could then be used for many years to boost pressure to transport CO<sub>2</sub> north to other depleted gas reservoirs.

This report is solely related to phase 1 of the CO<sub>2</sub> storage project. For phase 1 the intention is to start injection into the P18-6 field, followed by the P18-4 and finally into the P18-2 field. For the Road project the storage capacity for the envisaged 11 Mtonnes CO<sub>2</sub> can be covered by the combination of P18-6 and P18-4.

**8.7.2. The proposed monitoring plan**

This proposed monitoring plan is based upon the EU storage directive (2009) and on the EU ETS directive (2009). Since the directives do not provide details on the format of such a monitoring plan, the EU has started to develop guidance documents. The currently proposed monitoring plan is based upon the (draft) guidance document 2 “Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide” which is available for public consultation currently. This document has been developed by the European Commission with support from consultants and input from the Information Exchange Group established pursuant to Art. 27(2) of the CCS Directive. It builds on:

- The expertise and experience of the members of the Information Exchange Group, established under the CCS Directive, and the experts involved;
- The results of previous research, methodologies and suggested guidelines.

In the current EU guidance document 2 a global approach is provided for developing a monitoring plan for a storage site. The inventory of monitoring technologies in the document is based on existing literature, essentially the IPCC guidelines for National Greenhouse gas Inventories (2006), the IEA-GHG report (2004), the ASPEN report (2009) and the NSBTF report (2009) as prepared by TNO on behalf of the NSBTF.

The approach adopted in the Aspen report (2009) and the NSBTF report (2009) is inspired on the format for a monitoring plan as produced for the Barendrecht CO<sub>2</sub> storage project by Shell (Shell report, 2008).

Please note, that the proposed format is compliant with the more globally proposed workflow as proposed in the CO<sub>2</sub>QUALSTORE guideline (2010) summarized in Table 29.

Table 29: Workflow to prepare a preliminary monitoring plan and to initiate a baseline monitoring program (taken from the CO<sub>2</sub>QUALSTORE guideline (2010)).

<b>Preliminary monitoring plan. Initiate baseline monitoring program</b>	
Identify monitoring targets based on identified risks and uncertainties	List of proposed monitoring targets
Identify suitable measurement techniques for monitoring of identified targets	List of suggested measurement techniques
Differentiate between base case monitoring and contingency monitoring triggered by early warning signals	Preliminary base case and contingency monitoring programs
Plan and execute baseline monitoring program	Compilation of results from baseline monitoring activities

## 8.8. Geological background information

### 8.8.1. Structure

The reservoir structures comprise multiple compartments bounded by a system of NW-SE oriented faults forming horst and graben structures. The reservoir rocks are of Triassic age, belonging to the Bunter Sandstone ("Main Buntsandstein Subgroup", Van Adrichem Boogaert and Kouwe, 1994, Wong et al., 2007) (Figure 4), and consist of sandstones intercalated with thin layers of shale. The tops of the compartments lie at depths between 3175 m and 3455 m below sea-level (Figure 5).

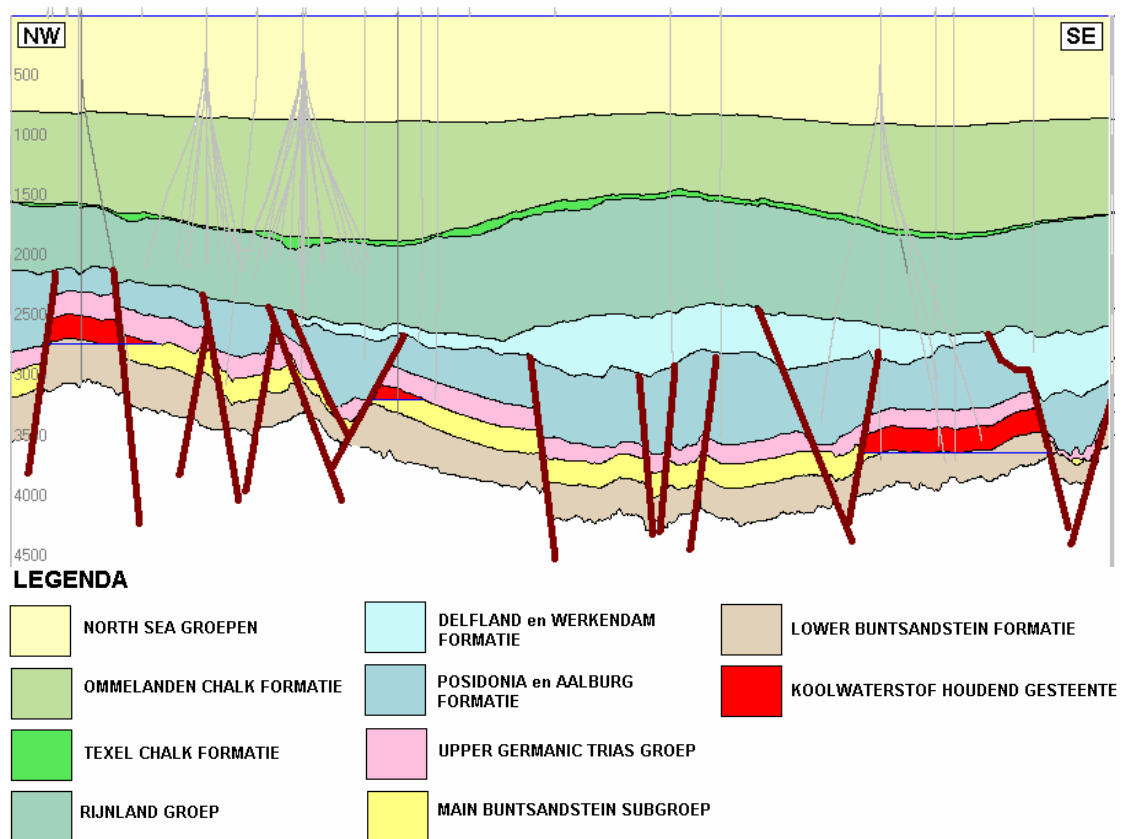


Figure 8.13: Geological cross-section of the P15 field, illustrating the stratigraphy and geological setting. Source: Winningsplan P18a, P18c & P15c.

The reservoir rocks were deposited in a typical desert environment with scarce but intense rainfall. The reservoir consists mainly of dune (aeolian) and river (fluvial) sediments. The aeolian sands have the best reservoir properties, comprising clean, well sorted sands with relatively low shale content.

The source rocks for the natural gas, present in the reservoir structures, are the coal layers from the underlying Carboniferous.

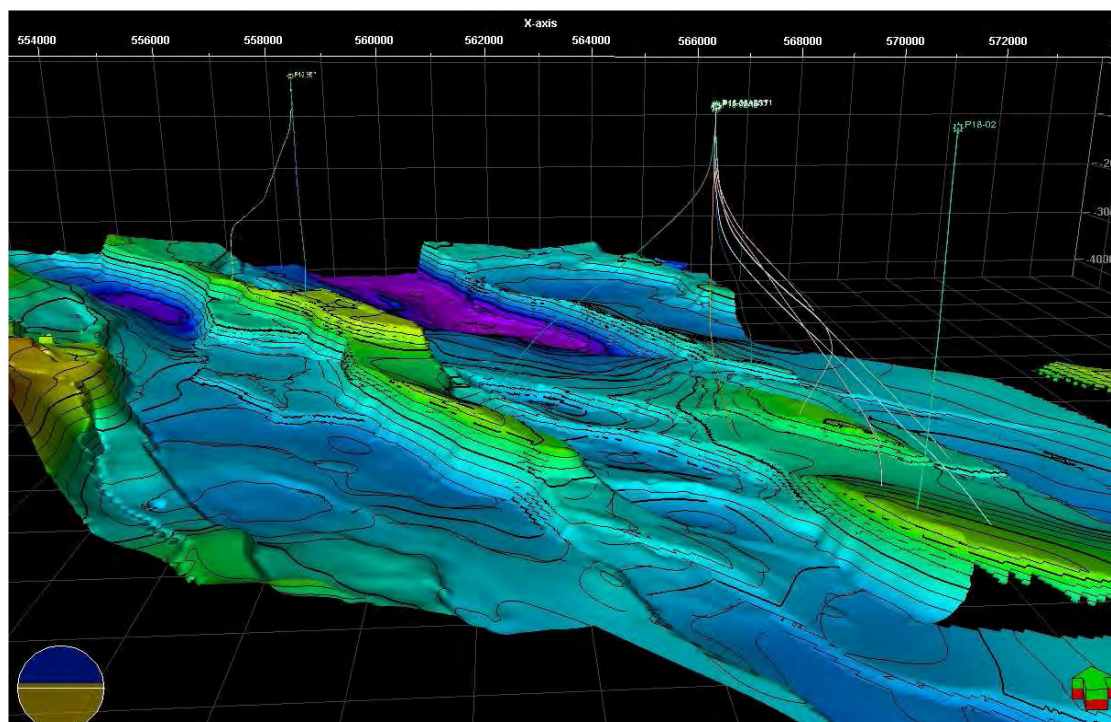


Figure 8.14: 3D view on the top Bunter from a geological model which is still under construction.

### 8.8.2. Reservoir properties

At P18 the Main Buntsandstein Subgroup consists of several units:

- The Hardeggen Fm.
- The Detfurth Fm.
- The Volpriehausen Fm.

Based on well log data the porosity in the Hardeggen Formation varies around 10-12% and in the Deturth Formation it is slightly lower at about 9-11%. Maximum porosities encountered in the clean sandy parts of both Formations are around 21 %. The combined thickness of both Formations is about 100 m and permeabilities range generally from 0.1 -100 mDarcy. The Volperiehausen has a much lower porosity, around 5%, and also lower permeability. The thickness of the Volperiehausen is around 100 m. Table 30 sums up some general data about these Formations at P18. The irreducible water content is around 15 to 20 % and the abandonment pressures for the compartments are about 20 to 30 bars.

Table 30: General data on Main Buntsandstein Subgroup sandstones at the P18 location.

Formation	Porosity	Thickness
Hardeggen Fm.	10 % – 12 %	100 m (combined thickness)
Detfurth Fm.	9 % - 11 %	
Volpriehausen Fm.	5 %	100 m



## Feasibility study P18

For the different reservoir compartments (i.e. P18-2, P18-4 and P18-6) an estimate has been made, based on the gas production history, of the total storage capacity per compartment (Table 31).

Table 31: General data on the compartments at P18.

Compartment	Initial conditions		CO <sub>2</sub> storage capacity (Mt)	Depleted by	wells
	bar	°C			
P18-2	355	126	32	2017	3
P18-4	340	117	8	2015	1
P18-6	364	117	1	2015	1

Much of the general information of the P18 field also applies to the P15 gas field (Table 32) although depletion dates were not readily available. The geological setting is the same. The platform infrastructure is more complex than that at the P18 location, which is merely a satellite platform.

Table 32: General data on the compartments at P15.

Compartment	Initial conditions		CO <sub>2</sub> storage capacity (Mt)	Depleted by	wells
	bar	°C			
P15-9	347	117	11	?	2
P15-10	272	104	1	?	1
P15-11	283	102	16	?	2
P15-12	301	112	2	?	1
P15-13	288	107	9	?	1
P15-14	334	107	2	?	1
P15-15	318	120	1	?	1
P15-16	290	109	1	?	1

### 8.8.3. Overburden properties

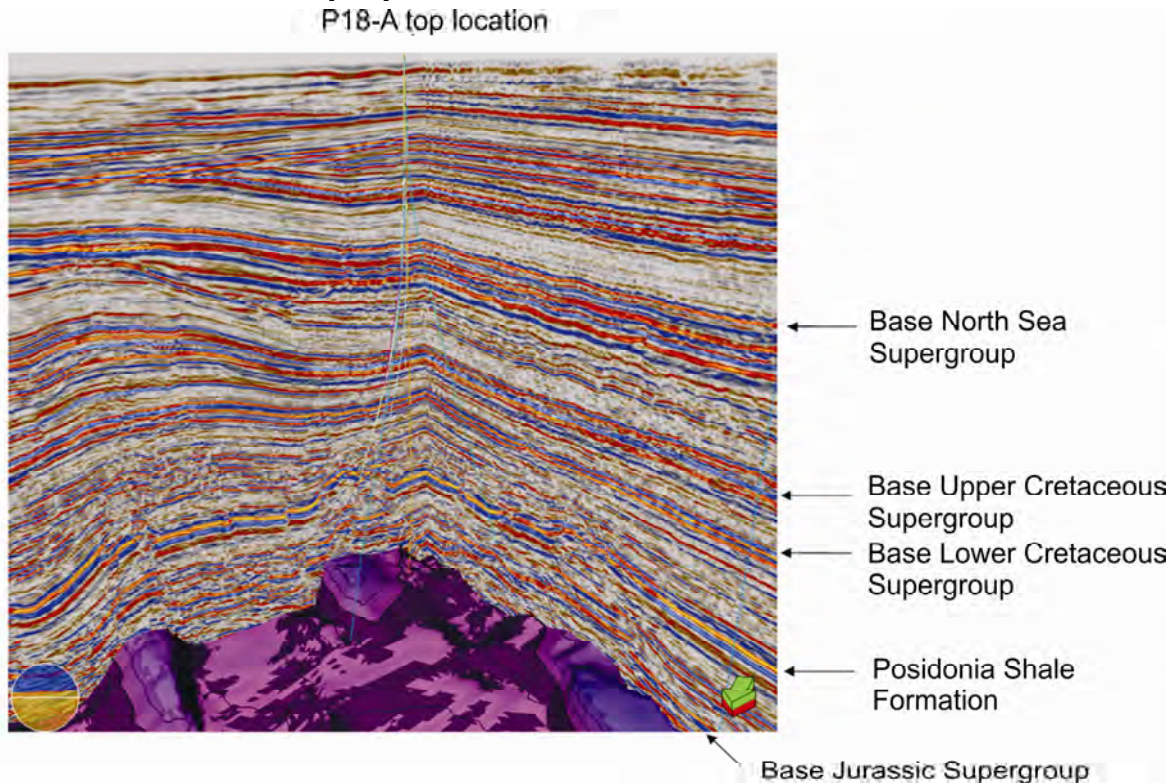


Figure 8.15: Seismic section of the overburden at P18-A. The surface represents the base of the Lower Germanic Trias Group (also base of the reservoir). Note the fractured nature of the Triassic and Jurassic sediments (up to the Posidonia Shale Formation) and the continuity of the Lower Cretaceous and younger sediments.

The overburden at P18-A is formed by several geological formations. The North Sea Supergroup, of Cenozoic age, is the shallowest stratigraphical unit and comprises mostly siliciclastic sediments, from approximately seabed to 1000 m depth. It encompasses the Lower, Middle and Upper North Sea Groups, the bases of which are marked by distinct unconformities. The lower group comprises Paleocene and Eocene strata, predominantly marine deposits, the middle group includes mainly Oligocene marine strata, and the upper group consists of the marine to continental Miocene and younger sediments. The North Sea Supergroup in the area of interest is unfaulted at seismic resolution scale. Clayey sequences are very abundant, especially in the lower parts of the North Sea Supergroup and could very well act as secondary seals. The presence of trap structures has not yet been investigated.

The North Sea Supergroup unconformably overlies the Upper Cretaceous Supergroup, which ranges from approximately 1000 m to 2400 m depth and in this area comprises the Ommelanden Formation, the Texel Formation and the Texel Greensand Member. During the Late Cretaceous, the influx of fine-grained clastics into the marine realm (Lower Cretaceous) diminished. A fairly uniform succession of marls and limestones of the Texel and Ommelanden Formations developed. These sediments have an earthy texture and are commonly known as 'chalk'. The sealing properties of these formations are questionable although this interval is largely unfaulted. The Lower Cretaceous Supergroup consists of the Holland Formation, the Vlieland Claystone Formation and Vlieland Sandstone Formation and ranges from approximately 2400 m to 3400 m

## Feasibility study P18

---

depth. In locations close to P18-A, some of the sandstone layers present in this interval are gas bearing, demonstrating the sealing capacity of various claystone intervals in this succession. In the area of interest the Lower Cretaceous is mainly unfaulted (on seismic resolution scale), improving the likelihood that layers in this level could indeed act as secondary seals. At P18-A the Jurassic Supergroup consists of the Nieuwerkerk Formation, Lower Werkendam Member, Posidonia Shale Formation, Aalburg Formation and the Sleen Formation and ranges in depth from approximately 3400 m to 3900 m. The Nieuwerkerk Formation predominantly comprises continental deposits, whereas the other formations consist of marine sediments mainly in the form of clays which could very well act as secondary (or even primary) seals. The primary seal is formed by clay layers from Triassic and lower Jurassic age (the Upper Germanic Trias and Altena Group). Faults are present in this primary seal, but these do appear to be sealing and in general do not penetrate the caprock further upwards than the Posidonia Shale Formation (Figure 6). Reservoir closure along the bounding faults is obtained by juxtaposition of shale layers of various ages and clay smear. These bounding faults do not continue further upward into the overburden than the shales of the Altena Group (see Chapter 3). Due to the sealing nature of the bounding faults there is no water drive in the compartments.

## 8.9. Risk assessment of P18

### 8.9.1. Introduction

For the P18 field a risk assessment has been carried out by Royal-Haskoning dd. July 7, 2010 in the form of a workshop. Below follows a summary of the identified subsurface related risks.

### 8.9.2. Summary of identified risks

The risks for migration out of the reservoir into the overburden or for leakage at the sea bottom are considered minimal for P18, which is a depleted gasfield with no active aquifer drive. The latter is demonstrated by the straight production P/z curves. Currently the reservoir is well below hydrostatic pressure.

As pointed out in the top seal and fault integrity study (Orlic et al, 2010), geomechanical-related risks of fracturing and fault re-activation are small and can be (partially) reduced by:

- Injecting CO<sub>2</sub> with bottom hole pressures (BHP) which are below fracturing condition.
- Avoid overpressurizing the reservoir above the initial pressure.
- Keeping a safe distance between the injection wells and faults to avoid direct charging of faults by injected CO<sub>2</sub> through natural or induced fractures. Wells closest to faults are wells P18-02A1, P18-02A6, P18-04A2 and P18-06A7ST1. The latter requires most caution, since the injectivity of the P18-06 reservoir is of the least quality.
- Managing thermal effects of injection

During injection, the potential for fault reactivation generally decreases providing that the CO<sub>2</sub> is not injected directly into the fault zone and the thermal effects of injection are negligible. The risk of induced hydro-fracturing increases in the later stage of CO<sub>2</sub> injection when the reservoir is almost re-pressurized to the initial pressure.

Based on the KNMI database of recorded induced seismic events associated with hydrocarbon production in the Netherlands, the P18 field was not seismically active during its production period. The detection limit of the KNMI seismic network was M2.5 until 1995 and M1-1.5 on Richter scale afterwards (Orlic et al., 2010). No major seismic activity is therefore expected.

## Feasibility study P18

---

The caprock has proved to be gas tight based on the production history. However, there are indications on seismic data of natural shallow gas up to the seabottom along and near faults (see Chapter 3). The origin of the shallow gas is unknown. Considering the excellent sealing quality of the primary seal of the P18 reservoir, and the difference in age and dip of the faults in layers above and below the Altena Group, it is unlikely that these potential shallow gas accumulations are related to the P18 reservoirs from which gas is produced. More likely, it originates from either the Posidonia Shale Formation in the overlying Altena Group, which is responsible for charging many Upper Jurassic and lower Cretaceous reservoirs in the vicinity or from shallower layers by biogenic processes.

Furthermore, since the properties of CO<sub>2</sub>, especially in combination with connate water, are different from methane, it means that dissolution and precipitation of minerals, respectively creating or blocking migration pathways, needs to be thoroughly investigated (see Chapter 5).

Furthermore the possibility of fault reactivation needs attention, since the reservoir has been depressured (depleted) and CO<sub>2</sub> injection would involve repressuring. On top of that a possible geochemical-geomechanical interaction must be investigated (see Chapter 6). The modeling results show that short-term mineralogical and porosity changes, induced by dissolved CO<sub>2</sub> and corresponding pH decrease, are negligible. On the long-term (thousands of years) mineral reactions will result in a porosity decrease of 0.3 percentage point (pp) for the reservoir and a porosity increase of 0.2 pp for the cap rock. The presence of O<sub>2</sub> as an impurity in the CO<sub>2</sub> stream does not seem to have significant consequences regarding the short-, mid- and long-term geochemical effects of CO<sub>2</sub> storage (see Chapter 5).

The injectivity of the reservoir is considered to be especially an issue in the P18-6 field (see Chapter 4). The main reservoir is heterogeneous with potentially rapid lateral facies changes typical of a fluvial setting. This may lead to problems during injection such as local pressure build-up. This will be noticed immediately by monitoring the required injection pressure. Apart from geological heterogeneity of the reservoir, near wellbore effects such as salt precipitation or Joule Thompson effects (like freezing) of the CO<sub>2</sub> due to adiabatic expansion do not appear to cause uncontrollable risks (see Chapter 4). The latter may give rise to thermal fracturing. The expectation is, that this will only influence a relatively small part of the reservoir close to the wellbore (see Chapter 4)

In terms of migration of CO<sub>2</sub> into the overburden the main potential pathways considered are along existing or new wellbores. A more detailed analysis of the state of the existing wells has been investigated (see Chapter 7). Characterization and proper abandonment of these wells followed by well integrity measurements is necessary. In the worst case this may require a work-over of one or more of the wells.

Laterally the reservoir is constrained by a structural closure and sealing faults (Orlic et al., 2010). Migration within the reservoir is therefore not a crucial parameter to monitor. However, it does provide input for the predictive simulation models demonstrating a proper understanding of the reservoir and associated flow processes.

## 8.10. Development monitoring plan

### 8.10.1. Introduction

The starting point for developing the monitoring report is an adequate characterization and risk assessment. The general requirements for both site characterization and risk assessment are given in the EC Storage Directive and its Annexes (2009) with further details in the EU guidance

## Feasibility study P18

---

documents (2010). The monitoring report in its turn must be related to preventive and corrective measures.

Therefore in the adopted template in this report potential risks, monitoring techniques and mitigation measures are linked together.

With respect to timing this report describes a 'workflow' for monitoring activities during the pre-injection (site qualification), injection (operation), post-injection (closure and post-closure) phases and after transfer of responsibility (long-term stewardship). However, since monitoring in the different stages of a project is not fundamentally different, they do not play a major role. The philosophy of the monitoring plan is that it must be: complete, transparent, consistent, and verifiable.

### Monitoring categories

Monitoring serves several important purposes, which are confirming containment of CO<sub>2</sub>, alerting for corrective measures in case of increased leakage risk and gathering evidence for the long-term containment of CO<sub>2</sub>.

This can be achieved either by measuring the absence of any leakage through direct detection methods, or by verifying indirectly that the CO<sub>2</sub> is behaving as expected in the reservoir based on static and dynamic modeling and updating thereof corroborated by monitoring data. The main challenge for measuring absence of any leakage consists of spatial and temporal coverage of the monitoring method, i.e. "Where and when do we need to monitor in order to be sure that no leakage occurs". The strategy should therefore be based on identified risks.

For the indirect model-based monitoring the emphasis is more on scenario confirmation. As long as predictive models are behaving in agreement with monitoring data, the understanding of both the processes occurring and the behavior of the storage complex can be considered sufficient. In case of deviations, one should find the causes of the deviations and where necessary recalibrate the models. If however the deviations fall well beyond the uncertainty ranges of the predictive models, then additional monitoring and possibly contingency measures need to be taken.

In practice often a combination of approaches will be required and the optimal monitoring plan will be guided by the risk assessment and the site characterization.

Following the NSBTF (2009) and the draft EU guidance documents (2010), the following categories for monitoring are identified:

1. Mandatory (in any case for all sites) monitoring: A number of parameters to be monitored is mandatory based on the storage directive.
2. Required (site specific) monitoring: This monitoring group is directed to gathering evidence for containment in the reservoir and to demonstrate integrity of seal, fault and wells in case of regular development.
3. Optional contingency monitoring: The third group refers to a contingency monitoring system which will only be installed if irregularities show up. In the Storage directive a "significant irregularity" is defined as '...any irregularity in the injection or storage operations or in the condition of the storage complex itself, which implies the risk of a leakage or risk to the environment or human health'.

Note, that these three categories as such have not been implemented in Dutch legislation yet, therefore the term mandatory should be read as "mandatory following the EU directive". Similar for the term required, which is not as such defined in legislation. Required in the context of this report means a preliminary proposal of essentially risk-based monitoring with the current state of knowledge.



## Feasibility study P18

---

The quantification of a leakage at the seabottom for ETS purposes is considered as part of the contingency monitoring. Quantitative monitoring for ETS will only be required, if there is an indication of leakage.

For the North Sea a sound strategy suggested by the NSBTF (2009) would be to detect leakage to the surface by geophysical methods like seismic data (detection of gas chimneys) or sea-bottom echo-sounding (detection of pockmarks) and then sample these leakage areas for direct CO<sub>2</sub> detection repeatedly. Based on the sampling profiles an estimate can be made of leakage rates in time for the area. In case of wellbore leakages an additional monitoring program in and around the well is suggested.

### Procedure monitoring plan

A monitoring plan drawn up by the operator should meet the following requirements according to the Storage Directive:

#### Initial plan

The monitoring plan shall provide details of the monitoring to be deployed at the main stages of the project, including baseline, operational and post-closure monitoring.

The following shall be specified for each phase:

1. Parameters monitored;
2. Monitoring technology employed and justification for technology choice;
3. Monitoring locations and spatial sampling rationale;
4. Frequency of application and temporal sampling rationale.

The parameters to be monitored are identified so as to fulfil the purposes of monitoring. However, the plan shall in any case include continuous or intermittent monitoring of the following items:

1. Fugitive emissions of CO<sub>2</sub> at the injection facility;
2. CO<sub>2</sub> volumetric flow at injection wellheads;
3. CO<sub>2</sub> pressure and temperature at injection wellheads (to determine mass flow);
4. Chemical analysis of the injected material;
5. Reservoir temperature and pressure (to determine CO<sub>2</sub> phase behaviour and state).

The choice of monitoring technology shall be based on best practice available at the time of design.

The following options shall be considered and used as appropriate:

1. Technologies that can detect the presence, location and migration paths of CO<sub>2</sub> in the subsurface and at surface;
2. Technologies that provide information about pressure-volume behaviour and areal/vertical saturation distribution of CO<sub>2</sub>-plume to refine numerical 3-D-simulation to the 3-D-geological models of the storage formation established pursuant to Article 4 and Annex I;
3. Technologies that can provide a wide areal spread in order to capture information on any previously undetected potential leakage pathways across the areal dimensions of the complete storage complex and beyond, in the event of significant irregularities or migration of CO<sub>2</sub> out of the storage complex.
4. The yearly report to the competent authorities should encompass the above. If needed comment on site-specific monitoring problems.

### **Updated plan**

The initially installed monitoring system and related procedures need to be updated on the basis of the evaluation and modeling activity, or the verification results. Monitoring plans must be updated, at least every five years, to take into account changes to assessed risk of leakage, changes to assessed risks to environment and human health, new scientific knowledge, and improvements in the best available technology. The national authorities may set a more stringent frequency.

According to Annex II of the Storage Directive one has the following updating requirements:

1. The data collected from the monitoring shall be collated and interpreted. The observed results shall be compared with the behaviour predicted in dynamic simulation of the 3-D-pressure-volume and saturation behaviour undertaken in the context of the security characterisation.
2. Where there is a significant deviation between the observed and the predicted behaviour, the 3-D-model shall be recalibrated to reflect the observed behaviour. The recalibration shall be based on the data observations from the monitoring plan, and where necessary to provide confidence in the recalibration assumptions, additional data shall be obtained.
3. Steps 2 and 3 of Annex I shall be repeated using the recalibrated 3-D model(s) so as to generate new hazard scenarios and flux rates and to revise and update the risk assessment.
4. Where new CO<sub>2</sub> sources, pathways and flux rates or observed significant deviations from previous assessments are identified as a result of history matching and model recalibration, the monitoring plan shall be updated accordingly.
5. Post-closure monitoring shall be based on the information collected and modelled as in a-d. The plan must now also provide information needed for the transfer of responsibilities to the competent authority (long-term stewardship). Especially the site's permanent containment must be indicated, based on all available evidence.

### **Monitoring at different stages of the project**

Pre- injection, Injection and Post-injection monitoring do not differ in intent. Risks may be deemed higher in (parts of) the injection phase, notably the beginning of the injection activities. The monitoring plan reflects higher degrees of risk with more frequent monitoring.

Baseline and repeat measurement acquisition, processing and interpretation will be commented on in the plan. The relation with risk assessment and preventive/corrective measures is described.

In the pre-injection phase the main issue consists of gathering baseline data. At this stage it is of utmost importance to identify all possible baseline data that might be needed later in the injection and post-injection phases both for required monitoring as well as for contingency monitoring. More precisely, the risk assessment and scenario definition is crucial.

The Storage directive requires the operator to provide a provisional plan with corrective measures. This plan must be produced before any operations have begun. The basis therefore depends largely on modelling exercises performed in the context of site characterization and risk assessment. The operator should comment on how models plus forthcoming data lead him to a diagnosis of the problem – if the suspicion of a problem exists and how corrective measures are taken. This will be largely a site-specific exercise, based on the aforementioned risk assessment.

The period required for monitoring after abandonment of the wells and prior to decommissioning of the platform is not defined yet, neither is the period between decommissioning of the platform and transfer of liability to the state authorities. The required lengths of these periods need to be established in agreement with State Supervision of the Mines (SodM).

### **8.10.2. Proposed monitoring plan**

This section describes the actual monitoring plan. The main overview is given by Table 4. The first column describes the parameters to be monitored. These parameters follow both from the mandatory monitoring obligations as stipulated by the storage directive and from the risk assessment.

The second column indicates the proposed technique adopted to measure the parameter. A more detailed description of the technique is provided outside the table.

The third column indicates the category of monitoring (mandatory, required, contingency). The fourth and fifth columns give a description both of the temporal frequencies (column 4) and spatial coverage (column 5) of the data acquisition foreseen in the different phases of the project (pre-injection, injection and post-injection including long-term stewardship after transfer of responsibility). The rationale behind the monitoring strategy related to the identified risks is described in the following section.

Column 6 provides a description of the expected accuracy of the monitoring method and of expected values that indicate normal behavior. Therefore this column is colored green.

The 7th column indicates threshold values, where normal behavior as anticipated stops and where irregularities start. As long as the measured values remain below these threshold values, no actions are required (green column). In case however the values come above the threshold values, one enters the 7th column colored orange with specific actions defined. This stage is considered as an increased alert phase, where behavior starts to deviate from expectations. This could for example lead to recalibration of the models, but when persisting to more stringent measures.

In case the monitor values come above the identified threshold in the 8th column coloured red, the highest alert phase starts and immediate actions (or contingency measures) as defined in the second subcolumn of column 8 are required.

Furthermore the table is divided into different blocks describing the different compartments to be monitored (injection process, injection and monitoring wells, abandoned wells, reservoir integrity, plume tracking, environmental monitoring).

The entire table needs to be updated and submitted to the competent authorities yearly.

Table in Appendix D: Monitoring plan according to the format proposed in the NSBTF (2009) and the draft EU guidance document (2010).

Table in Appendix D: Timeline of the monitoring plan.

Note, that the timing for monitoring of the post injection period including the abandonment of the wells and the decommissioning of the platform and the period to the transfer of liability to the state have not been defined in this plan. The definition of these periods will be subject of discussion with State Supervision of the Mines.

### 8.10.3. Relation risks – proposed monitoring methods

#### Introduction

This section provides more detailed background information on the rationale behind the selection of the proposed monitoring techniques. For each section corresponding to an identified risk/purpose the different techniques relevant for monitoring of it are referred to between brackets by their number as appearing in Table 4.

#### CO<sub>2</sub> Plume imaging (1,8,9,15,16,17,18,19,21,22)

The key tool for plume imaging in general is 3D surface seismic, however this is not deemed suitable for P18. This is because of the considerable depth of the P18 storage reservoir, which renders surface seismic methods less than optimally effective. Additionally, for P18 the presence of (residual) gas within the reservoir makes the feasibility of repeated seismic surveys for plume detection questionable.

Based on the history match of the P18 reservoir the field can be considered as a “tank model” with a good quality straight P/z curve (see Chapter 4) and without an active aquifer drive. Therefore plume migration is expected within the bounds of the original gas reservoir. The main components for monitoring deviations in expected behavior indicating potential migration out of the reservoir or storage complex consist of pressure (and temperature) monitoring. After proper history matching any deviations from the expected pressure trend (P/z curve) during and after the operational phase is a strong indicator for migration out of the storage complex. As for the K12-B reservoir, pressure monitoring has the potential to be a powerful tool at this site, since there is no strong aquifer drive masking potential deviations. A rough estimation of the threshold of the mass of CO<sub>2</sub> migration out of the reservoir that can be detected is in the order of 100-500 ktonnes of CO<sub>2</sub>. The exact value depends heavily on the quality of the P/z curves with proper and reliable pressure measurements. Factors like water influx, communication with neighboring blocks or CO<sub>2</sub> dissolution in water have a negative effect on the detectability.

Proper pressure measurements can be obtained from the injection well after a shut-in, or continuously from a monitoring well. The latter is definitely the preferred option allowing a continuous measurement of the reservoir pressure in equilibrium. In case the reservoir pressure is measured in the injection well after a shut-in care must be taken to take the measurements always at the same time after shut-in or even better, measure the pressure curve over a time interval in the order of days. Based on the curve the equilibrium pressure can be extrapolated (assuming it has not been reached in this period).

Migration in the reservoir can be followed by additional geophysical logs (RST logs) and downhole fluid samples at monitoring wells to detect CO<sub>2</sub> breakthrough. During the injection phase, microseismic monitoring may provide data on the location of the advancing CO<sub>2</sub> temperature front by detecting thermal fracturing. The latter is not considered as an absolutely required measurement for plume tracking, but is recommended.

#### Top seal integrity (8,9,15,16,17,18,19,20,24,25)

As for the plume imaging, the top seal integrity is assumed intact as long as no abnormal behavior of the pressure is observed. In case significant deviations are observed, contingency monitoring is required including time-lapse seismic data acquisition to detect migration pathways (chimneys) or shallow gas accumulations. 2D surface seismic may be a cost-effective alternative to full 3D, but will not provide full areal coverage of the top seal.

## Feasibility study P18

---

The threshold value of seismically detectable accumulations of CO<sub>2</sub> is in the order of 10's of ktonnes under the condition that CO<sub>2</sub> accumulates as a concentrated gas pocket. The shallower the CO<sub>2</sub> accumulates, the better the chances of picking up the signal. During the injection phase, microseismic monitoring provides data on whether the topseal is being geomechanically compromised. The feasibility of using wells from neighbouring blocks as monitoring wells for microseismic monitoring has not been explored yet, but is potentially an option.

### **CO<sub>2</sub> migration in the overburden (19,20,21,23,24,25,26,27)**

The key tool for the detection and imaging of CO<sub>2</sub> migration in the overburden is repeated 3D surface seismic. Note, that this is considered as a contingency measurement, only necessary in case of irregular behaviour. Surface 3D seismic can provide full coverage of the overburden volume and utilise its full imaging/resolution potential in the shallower overburden. During the injection phase, microseismic monitoring may provide data on the location of the migrating CO<sub>2</sub> front. As above, during the injection phase, 2D surface seismic may be a cost-effective alternative to full 3D, but will not provide full areal coverage of the overburden. Geophysical logs would not provide reliable indications of generalised CO<sub>2</sub> migration within the overburden except where free CO<sub>2</sub> accumulates in very close proximity to the wellbores. As mentioned above, the threshold value of seismically detectable accumulations of CO<sub>2</sub> is in the order of 10's of ktonnes. Sampling fluids of shallower aquifers can show traces of leaking CO<sub>2</sub>. To detect the absence of migration to the seabed, multi-beam echosounding is recommended identifying pockmarks or bubbles.

### **Calibration of flow simulations (1,2,3,4,5,8,9,15,16,17,18,21,22)**

The calibration of flow simulations combines aspects of several of the above aims, effective plume imaging, accurate pressure and temperature monitoring and insights into fine-scale and geochemical processes. Likely tools are downhole pressure/temperature measurements, RST logs and monitoring breakthrough in monitoring wells. For P18 where seismic imaging of CO<sub>2</sub> in the reservoir is considered difficult if not impossible, downhole pressure/temperature is the key technology. Downhole fluid chemistry also has a role, particularly in constraining amounts of dissolution. As in a number of cases above, microseismic monitoring may be useful in the injection phase.

### **Well integrity (6,7,8,9,10,11,12,13,14,20,23,24,25,27,28)**

The key tool for monitoring well integrity is clearly logging, aimed both directly at the wellbore (cement bond logging etc), but also at the surrounding formations (saturation logging). Pressure-temperature logging and downhole fluid chemistry are also potentially very useful. Non-well-based tools include 2D or 3D surface seismic for volumetric imaging of the overburden around the wellbores and multibeam echosounding to detect surface changes around the wellbore. During the injection stage, well-based microseismic monitoring can also provide information on flow and degradation processes around the wellbores.

#### **8.10.4. EU Storage Directive / OSPAR**

Monitoring requirements of the European Directive and OSPAR are framed around enabling the operator to understand and to demonstrate understanding of current site processes, to predict future site behaviour and to identify any leakage. Further requirements of the monitoring include early identification of deviations from predicted site behaviour, provision of information needed to carry out remediative actions and the ability to progressively reduce uncertainty.



### 8.10.5. Emissions accounting for ETS

The Monitoring and Reporting Guidelines for CCS under the ETS describe the method for quantifying potential CO<sub>2</sub> emissions from a storage project.

Potential emissions sources for CO<sub>2</sub> emissions from the geological storage of CO<sub>2</sub> include:

- Fuel use at booster stations and other combustion activities such as on-site power plants;
- Venting at injection or at enhanced hydrocarbon recovery operations;
- Fugitive emissions at injection;
- Breakthrough CO<sub>2</sub> from enhanced hydrocarbon recovery operations;
- Leakage from the storage complex.

Quantitative monitoring for ETS will only be required, if there is an indication of leakage. Currently there is no requirement for emission accounting as there is no evidence that the site will leak. However, in case irregularities are observed for example in the downhole pressure and temperature measurements, the need for additional monitoring to detect migration pathways out of the storage complex becomes stringent.

Key question for quantitative monitoring is of course, to what extent does the state-of-the-art technology allow for an accurate quantification. In that perspective the NSBTF (2009) suggests in general choosing a combination of a model-driven approach in combination with a monitoring strategy to best estimate the leakage for ETS purposes.

For P18 a sound strategy would be to detect leakage to the surface by geophysical methods like seismic data (detection of gas chimneys) or sea-bottom sonar techniques (detection of pockmarks) and then carry out in situ gas measurements and/or sample these leakage areas for direct CO<sub>2</sub> detection. Based on these observations an estimate can be made of leakage rates for the area.

In case of wellbore leakages an additional monitoring program in and around the wells is suggested.

## 8.11. Conclusions

Considering the overall philosophy of the EU Directive enshrined in the three minimum geological criteria for transfer of liability:

- Observed behavior of the injected CO<sub>2</sub> is conformable with the modelled behaviour.
- No detectable leakage.
- Site is evolving towards a situation of long-term stability.

one can say, that the three objectives can be covered by the proposed monitoring programme. The main question will be whether characterization of the caprock in combination with reservoir pressure monitoring provides sufficient confidence to omit seismic monitoring for detecting migration out of the storage complex.

## 8.12. References

ASPEN report, 2009. Support to the Introduction of the Enabling Legal Framework on Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS), Service Request under the atmospheric emissions Framework contract ENV.C.5/FRA/2006/0071.

CO<sub>2</sub>QUALSTORE 2010: Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>. DNV Report No.: 2009-1425.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 170 of 198

## Feasibility study P18

---

Storage directive, 2009: DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.

ETS directive, 2009: DIRECTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community EU Guidance Document 2 (draft 2010): Site Characterisation, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures. Draft document for consultation version June 17, 2010.

EU Draft guidance document for consultation (June 17, 2010): Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Draft EU Guidance document 2: Site Characterisation, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006, IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas inventories, Volume 2 Energy, Chapter 5 Carbon Dioxide, Transport, Injection and Geological Storage.

IEA GHG (Greenhouse Gas Programme), 2004, Overview of Monitoring Requirements for Geologic Storage Project Report PH4/29.

IPCC (2006) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 5: Authors: Sam Holloway (UK), Anhar Karimjee (USA), Makoto Akai (Japan), Riitta Pipatti (Finland), and Kristin Rypdal (Norway) arbon dioxide transport, injection and geological storage.

North Sea Basin Task Force (NSBTF), 2009, Monitoring Verification Accrediting and Reporting (MVAR) Report for CO<sub>2</sub> storage deep under the seabed of the North Sea.

OSPAR (2007). OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations (Reference Number: 2007-12), Meeting of the OSPAR Commission, Ostend, 25-29 June 2007.

Shell (2008): Integraal Monitoringsprotocol CO<sub>2</sub>-opslag Barendrecht. Shell report EP200812202493 versie: 2 (8 december 2008).



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 171 of 198

**Feasibility study P18**

---

## 9. Site development plan

### 9.1. Introduction

This chapter contains an overview of all required steps before CO<sub>2</sub> injection can take place in the P18 field in 2015. This includes information on the key risks at each step along the process and the go / no-go decisions which are involved. The development plan contains three decision gates, where the project is evaluated and has to be approved of in order to enter the following phase in the site development plan. At the end of the chapter, a timeline of the site development plan is included.

### 9.2. Timeline overview

Table 35 displays a concise overview of the different steps involved in the project; the steps are further elaborated below. This chapter also provides the projected dates on when certain steps in the process are expected to be finished. It is important to realize that indications of timing are cyclical in nature and very sensitive to changes in for instance commodity prices of oil or metal.

The timing of the activities shown in the table are sketched in Figure 9.1.

.

## Feasibility study P18

Table 33: Timeline overview for starting CO<sub>2</sub> storage in P18.

	Activities	Timing
1	P18 feasibility study and high level cost estimate	May 2010 - Jan 2011
2	Evaluate site and engineering concept selection	Dec 2010 - Jan 2011
	<b>Decision gate: Site and engineering concept selection</b>	Jan 2011
3	Environmental Impact Assessment (EIA)	Q4 2010 - Q4 2011
4	Option on initial storage capacity from 2016 in the P18 reservoir blocks	Feb 2011
5	Option on storage capacity from 2018 in the P18 reservoir blocks	Feb 2011
6	Option on transport	Feb 2011
	<b>Decision gate: Go ahead with NER300 funding application</b>	Feb 2011
7	Apply for NER300 funding	Feb - May 2011
8	Obtain licenses	Jan 2011 - Q2 2012
9	FEED (Front-End Engineering and Design)	Q3 - Q4 2011
	<b>Decision gate: Final Investment Decision for EPC</b>	Dec 2011
10	Tendering for detailed Engineering Procurement and Construction	Jan - Feb 2012
11	EPC contract signing	Mar 2012
12	Detailed engineering	Apr - Sep 2012
13	Detailed cost statements (+/- 10%)	Q4 2012
14	Procurement (pipelines, platform installations, equipment and workforce)	Q1 - Q3 2013
15	Construction: wells workovers	Q2 - Q3 2014
16	Construction: equipment of the monitoring well (only possible in compartment P18-2)	Q3 2014
17	Construction: platform modification	Q2 - Q3 2014
18	Construction: pipeline	Q2 - Q3 2014
19	Construction: onshore facilities (compressor, pipeline)	Q1 - Q3 2014
20	Tie-in work and commissioning	Q2 2015
21	Baseline monitoring	Q3 2015
22	Handover	Sep 2015
23	Start injection	Q4 2015



## 9.3. Detailed timeline overview

### Start project

#### **9.3.1. Feasibility study and high-level cost estimate ( $\pm 40\%$ )**

This step is Phase 1 part of the Independent Storage Assessment. During this step, the outline of the project is defined. It also includes setting the scope of the project and defining the requirements, implications, benefits and drawbacks of the project.

Furthermore, the stakeholders and their involvement and commitment should be identified. Stakeholders include various layers of the government, emitters, operators and civil society and research institutes.

In a later part of this step, possible sites for the project are outlined. The requirements of the sites and their suitability should be determined, based on a preliminary survey of the options. An assessment is made of the required data for making a more detailed analysis of the suitable sites and constructing a business case, which is the next step of the project. This data includes geological, seismic and economic parameters of the sites.

The feasibility phase should result in the main risks and limitations of transport and storage at a selection of sites. This should also include limitations on injection rates, requirements of number of wells and well sizes, the possibilities on the transport via shipping or pipelines. The requirements on the injection operation strategies are analyzed in the pre-feed and feed phases. The ideal order of studies is starting with the reservoir injection engineering and well integrity study, followed by the conceptual engineering work.

During this step it has been determined that P18 is a suitable candidate for large scale CCS in the period 2015 – 2020. It has been shown that the reservoirs can handle the injection rate of 1.1 Mt/year and no barriers have been identified.

One of the results from this step is a preliminary cost estimate with a margin of uncertainty of the order of 40%.

*Key risk:*

Data is difficult to obtain and often incomplete. There are also large uncertainties involved, which should be accounted for.

#### **9.3.2. Concept selection**

This step entails the study and selection of the concept from the different options of the feasibility study for a specific field such as P18. This step focuses mainly on the technical aspects of the field, making sure the capacity of the fields is adequate and the seal will not leak.

This step results in the selection of a site and the development of a concept for CO<sub>2</sub> storage at this location. This accounts for all aspects of the project, including capture, transport, injection and storage.

## Feasibility study P18

---

### Decision Gate: Site engineering and concept selection

This decision gate follows the first steps of the timeline. This decision gate marks the continuation of the project and allows the other steps to commence. This also means that more funding has to be committed to the project. Criteria in this step:

- Geological factors: capacity, injectivity, containment
- Environmental impact indicators, safety
- Public perception
- Costs

### 9.3.3. Environmental Impact Assessment (EIA)

Environmental Impact Assessments play an important part in project development. The EIA is done based in part on the results of a feasibility study (step 1). A successful EIA is one of the requirements to start the process of obtaining various licenses. The duration of obtaining an EIA after the application is typically between 6 and 12 months, but for large projects this can take up to a year and a half.

### 9.3.4. Option on initial storage capacity from 2016

In this step an option is taken on a field, guaranteeing the availability of the storage site. The current injection plan foresees to start injection in P18-6, after which injection in P18-4 will commence. The capacity with respect to the injection rate is limited in these compartments such that ROAD, which has a priority agreement with TAQA, will need most of the capacity, and only spare capacity is left for third parties. Sufficient additional capacity is available in compartment P18-2 from 2018 onwards when gas production has ceased. For third parties outside ROAD the following options are open, depending on an agreements with TAQA and ROAD, for injection before 2018:

1. Volume-sharing agreement with ROAD for compartments P18-6 and P18-4 for which ROAD has priority in;
2. Agreement with TAQA to use cushion gas N2 during production;
3. Agreement with TAQA to inject in non-producing Block III: requires proper abandonment of the sidetracked well P18-2A6st and re-completion of the parent well P18-2A6.

For the third option it is noted that the CO<sub>2</sub> capacity in Block III is small.

#### *Key risk*

Difficulties in negotiations between operators can delay or impede this procedure.

### 9.3.5. Option on storage capacity from 2018

From 2018 compartment P18-2 would be available, depending on the cessation of production and successful well work-overs. This would give ample storage capacity for third parties.

#### *Key risk*

Difficulties in negotiations between the parties can delay or impede this procedure.

### 9.3.6. Option on transport

## Feasibility study P18

---

The insulated pipeline from the emitters tie-in point to the P18 platform riser is operated by GDFSUEZ. Therefore an agreement with GDFSUEZ must be negotiated in order to get access to the pipeline. For third-parties outside ROAD a tie-in with the ROAD pipeline, including metering and control, must be negotiated.

### **Decision Gate: Go-ahead with the NER300 application**

At this decision gate a decision must be made whether to enter the NER300 application.

### **9.3.7. Apply for NER300 funding**

The NER300, which is a financing instrument from the European Commission for CCS projects, plays an important part in providing funding for the project. The application, for which the details were published in November 2010, should be set in motion as soon as possible, in order to safeguard adequate funding for the project. The deadline for application in the Netherlands is February 9, 2011.

### **9.3.8. Obtain licenses (national coordination ruling)**

During this step, the licenses required for capture, transport, injection and storage of CO<sub>2</sub> should be acquired. There are up to ten legal procedures involved, with a typical duration of around 2 years.

In order to facilitate this process and reduce the amount of time involved in administrative procedures in large scale energy projects, the Dutch government has started an initiative called the "Rijkscoördinatieregeling" or the "National Coordination Ruling", as it is called in English. Responsibility for the coordination of this process lies with the minister of Economic Affairs (EL&I) because the Mining Act is the foremost applicable law for offshore CO<sub>2</sub> storage. Table 34 shows the different phases involved in this process.

For P18, this process has already been set in motion and the first four phases have been completed. Phase 5, the concept decision, is expected to be finished in January, with the exception of the so called "bestemmingsplan", which might need an additional couple of months. In July, phase 6, the review period, should be finished. In August, phase 7, the final decision should be finished. Phase 8, the release of the final decision for review, should start at the end of October. All in all, the process should be complete at the end of 2011, with the exception of step 9, which can require an additional 6 months.

#### **Storage license**

The underground storage of materials requires an appropriate permit from the Dutch Minister of Economic Affairs, Agriculture and Innovation. The procedure to apply for such a permit is outlined in chapter 3 of the Mining Act. Article 1.3.4, appendix 1 and appendix 2 of the Mining Decree contain a summary of the information that must be provided with a permit application.

Outside the territory of the State, i.e., more than 12 nautical miles from the coast, a MER (Dutch Environmental Impact Assessment) is not needed. Environmental regulations are governed by the Dutch Mining Act, Decree and Regulation, the EU Directive, the London Protocol and OSPAR.

**Feasibility study P18**

Table 34: Overview of the different phases in the “National Coordination Ruling”.

Phase	
1	The initiating party reveals its plans concerning a large scale energy project to the Minister of Economic Affairs, Agriculture and Innovation. The law determines which projects fall under the national coordination ruling.
2	The ministry determines whether they will provide a “regional” decision and prepare that decision after consultation with both the initiating party and the concerned authorities.
3	“Agentschap NL” investigates in collaboration with the initiating party and the concerning authorities, which licenses and exceptions are required for the project.
4	The initiating party asks for all licenses and exceptions to the concerned authorities. The coordinating minister discusses a common planning with the various parts of government.
5	The concerned authorities collaborate closely and come to their concept decision. The aforementioned minister also (if so decided) arrives at a concept “rijksinpassingsplan”.
6	The concept decisions are bundled and released for public review. During the review period, everybody can object (in writing). One or more information session are organized in which further feedback can be provided.
7	The authorities process the advice and the feedback, after which the decision are made final.
8	The final decisions are again bundled and released for review. Interested parties can object against these decisions, mostly directed to the “Raad van State”.
9	The department administrative justice of “de Raad van State” comes to a verdict on the appeal against one or more of the decisions. In case of “rijkscoördinatie” with a “rijksinpassingsplan” this happens in a single ruling, within 6 months after receiving appeal of the concerning authorities.

The time needed to obtaining the required licenses is uncertain. Appendix A contains a preliminary list of the Dutch permits required for CCS projects.

**Key risk**

The most important risk is a delay in the permitting procedures. Because CCS is a novel topic in legislature, involving long-term effects and international treaties and hence responsibilities, unexpected delays could occur in obtaining the required licenses. This can jeopardize the progress of the project.

**9.3.9. FEED**

The design phase is generally divided into a FEED (Front End Engineering and Design) phase and the detailed engineering in the EPC (Engineering, Procurement and Construction) phase. The FEED phase concerns the definition of the (transport and storage) system, defining pipeline diameters, transport pressure and compression requirements.

## Feasibility study P18

---

The FEED phase validates the feasibility study, defines the project philosophies and the safety aspects. This phase also includes the full description of injection strategies and procedures such as start-up, shut downs etc. At the end of the phase the system has been designed to a level that allows detailed engineering of the subsystems, such as compressors, pipelines, platform facilities.

The FEED phase is dedicated to the basic engineering and to the cost evaluation (CAPEX and OPEX), as well as the preparation of all technical documents that will constitute the EPC bid package, in order to launch and international tendering for the EPC realization of:

1. CO<sub>2</sub> capture infrastructure at
2. CO<sub>2</sub> transport infrastructure from source to storage site
3. CO<sub>2</sub> injection and storage infrastructure

CO<sub>2</sub> has to be captured and transported from point sources, such as refineries and power plants onshore, to the offshore storage site P18. The CO<sub>2</sub> sources for P18 are located on the industrial area of the Maasvlakte, near Rotterdam. The CO<sub>2</sub> will be transported over a distance of 20 km to the converted CO<sub>2</sub> injection platform P18-A. This also requires investments in onshore facilities.

### Injection installation:

A single 16" riser is foreseen. The subsea pipeline will be operated by GDF Suez. Taqa will take the CO<sub>2</sub> at the platform. At this moment no choice has been made to meter the injection rates per well or only for the total stream. At the flange a fiscal meter will be set-up. At this point composition measurements are also foreseen. The flowline design rate is 47 kg/s with an expected operating arrival pressure of at least 80 bar. The pipeline is insulated such that the arrival temperature at normal operation is 40°C. The goal is to operate the flowline at all times in the liquid or dense phase. Only during start-up scenario's the arrival temperature will be lower. For those cases a start-up heater will be used. At this moment no choice for the type of heating (electrical, gas or diesel) is taken. Start-up is foreseen for 12 times per year with a start-up period of 48 hours. Aside the start-up heater, piping and manifold suitable for cold CO<sub>2</sub> will be placed on board. For this the test-separator will be removed as this doesn't lead to changes in the gas production capabilities. These changes will not require additional mechanical modifications to the platform itself. The CO<sub>2</sub> infrastructure will be part of the total current systems as both injection and production from all wells must be possible.

The FEED phase has the following activities:

1. The determination of injection scenarios and procedures consisting of
  - a. Planning of the remaining gas production. Currently, P18-4 is foreseen to stop production by 2015, whereas P18-2 may produce until 2018.
  - b. Phasing reservoir blocks with respect to start injection. Currently, injection is planned to start in P18-6, then P18-4, and if more capacity is needed, injection could subsequently start in P18-2 from 2018 onwards.
  - c. The phasing of the injection wells.
  - d. Planning of the injection capacity.
  - e. Design of start-up and Emergency Shut-Down (ESD) Procedures.
  - f. Phasing of the well work-overs.
2. The design, planning execution and costing of the well workovers.
3. In case a monitoring well is part of the monitoring plan, the design, planning execution and costing of the monitoring well in compartment P18-2.
4. The design, planning execution and costing of the P18 platform modifications includes
  - a. Retrofit of the riser connecting the pipeline with the platform.
  - b. Installation of a distribution manifold suitable for cold CO<sub>2</sub>.
  - c. Modification of the monitoring and control system



## Feasibility study P18

---

- d. Modification of the Process Control System and safeguarding, safety facilities, etc.
  - e. Revamp of the piping system
  - f. Re-engineer wellheads with suitable materials for cold CO<sub>2</sub> injection
  - g. Installation of well test and control equipment
  - h. Installation of vent and blow down facilities
  - i. Installation of the start-up heater
  - j. Power generation
  - k. Removal of the test separator
5. The design of a monitoring plan
  6. The design, planning execution and costing of the insulated pipeline offshore
  7. The design, planning execution and costing of the onshore facilities which includes
    - a. Dehydration unit
    - b. Compression system
    - c. Pipeline from capture plant to pipeline
    - d. Third-party tie-in to ROAD pipeline including metering and control
  8. Test concept design
  9. Study for optimal change-over production-injection

The FEED phase concerns the breakdown of the transport and storage system into its building blocks. These building blocks, which are now complete in terms of the requirements and interfaces, can be tendered out to contractors, who will perform the detailed design and construction. It has been estimated that this phase (only for transport and storage) takes approximately 4000 hours.

### **Decision Gate: Final Investment Decision for FID**

At this decision gate, the FEED study is complete and the procedures for obtaining the required licenses have been set in motion. Before FID, the project should be evaluated based on current knowledge before proceeding to the EPC tendering, which constitutes the step to the major investments.

At this decision gate, the majority of the preparatory work is finished. By this time, all risks should be clear and appropriately managed. When this decision gate is passed, the actual implementation of the project is set in motion.

### **9.3.10. Tendering for detailed Engineering Procurement and Construction**

Preparation of all technical documents that will constitute the EPC bid package, in order to launch and internationally tender for the EPC realization.

### **9.3.11. EPC Contract signing**

This step entails acquiring all necessary agreements with the parties in the CCS chain as well as awarding and signing the EPC contracts.

#### *Key risk*

The large financial interests involved in the oil and gas business and the insecurities of CCS make it difficult to accurately establish the market value of a (depleted) gas field and its facilities.

## Feasibility study P18

---

This could make negotiation between stakeholders difficult. If no satisfactory agreement is reached, the project can be severely jeopardized.

### 9.3.12. Detailed engineering

Detailed engineering is performed of:

1. Work-overs six existing wells
2. Modifications to the platform facilities
3. Insulated offshore pipeline
4. Onshore facilities (compressors, pipeline)

### 9.3.13. Detailed costing

A detailed costing is conducted such that cost estimated are within +/- 10%.

### 9.3.14. Procurement

This phase involves the procurement of all required elements for the project. The long lead items need to be ordered as soon as possible (potentially in the previous project phase if allowed). This includes materials, such as pipelines and heaters and compressors, and equipment, such as ships and drilling platforms and workforce. Renting a rig is an important part of the procurement phase.

Planning of the well work-overs and laying of the pipeline will require contract signing at least a year before the actual work due to the long procurement periods. This means that contracts need to be signed in the summer of 2012. For timing considerations, it should be kept in mind that constructing pipelines should be done in summer due to the benign weather conditions.

#### *Key risk*

Because the procedures are so costly and time consuming, it is not uncommon in the oil and gas industry to have equipment and workforce reserved for years in advance. A key risk is the availability of required materials and workforce for a sustained period, which would significantly delay the project.

### 9.3.15. Construction: well abandonment and work-over

Deploying a rig in the correct position takes time, depending on the job, and performing a single well work-over it takes between 4 to 10 weeks. During this step, the rig is used for two purposes. First of all, it is used for work-overs on existing wells, which are converted for injection. Secondly, the rig is used to properly abandon wells that are no longer used but which might not have been successfully abandoned.

Required actions of well work-overs at P18:

Required before using P18-2 compartment for CCS

- Rig employment
- Abandonment P18-2 exploration well (current status suspended).
  - Remove cage from seabed.
  - Re-enter well

## Feasibility study P18

---

- Drill out all but bottom plug
- Retrieve top uncemented casing
- Set new cement plugs
- Workover of sidetracked well P18-2A6
  - Abandonment P182-A6st (successful abandonment of this sidetrack would allow for CO<sub>2</sub> storage in the P18-2)
  - Fishing the whip stock in order to get access to parent well and thus compartment III
  - Recompletion of the P18-2A6 parent to enable CO<sub>2</sub> injection in block III

Other injectors in the P18-2 compartment (exception P182-A4) would require:

- new CBL
- Pulling of tubing (using rig)
- In case of bad cement bonding:
  - Perforate casing near poorly cemented area.
  - Perform pressure integrity test
  - Squeeze cement if necessary
  - Isolate created perforation in casing

### 9.3.16. Construction: equipment of the monitoring well

In case a monitoring well is part of the monitoring plan an existing well needs to be converted, equipped and instrumented. Only in compartment P18-2 would a well be available for monitoring.

### 9.3.17. Construction: platform modification

The platform is modified: the test-separator will be removed and new equipment installed. New equipment includes a heaters (used during the first stages of injection and for start-ups), wellhead control and downhole equipment control systems, a retrofit of the riser, a CO<sub>2</sub> manifold, revamp of the piping system and vent and blow down facilities.

### 9.3.18. Construction: pipeline construction

The pipeline with both onshore and offshore sections is constructed. The pipeline will be insulated such that the CO<sub>2</sub> will have a temperature of 40°C. at the well head at normal operations.

### 9.3.19. Construction: onshore facilities

Onshore facilities include the compressor and dehydration systems.

### 9.3.20. Tie-in work and commissioning

This step includes tests to see if everything is working as planned. It results in the handover of the field and the equipment to the new operator.

### 9.3.21. Baseline monitoring

During this step the baseline for the monitoring of the storage during and after injection is collected. It should take place before injection and ideally a short period after the tie in work and commissioning place.



Doc.nr: CATO2-WP3.01-D06  
Version: 2011.01.04  
Classification: Confidential  
Page: 182 of 198

## Feasibility study P18

---

### **9.3.22. Handover**

This step includes tests to see if the chain is working as planned. It results in the handover of the field and the equipment to the new operator.

### **9.3.23. Start injection**

During this phase, injection is started. Injection is planned to take place in 2015.

It is noted that there is an option to continue production of gas after the start of injection, in which case this would become enhanced gas recovery (EGR). At present, this option is not taken into account. The energy requirements on the platform once CO<sub>2</sub> injection is started are limited, and significant only during the first phase of injection, when a heater is used. Gas produced from one of the wells could be used to this end.

Feasibility study P18

9.4. Schematic overview of project timeline

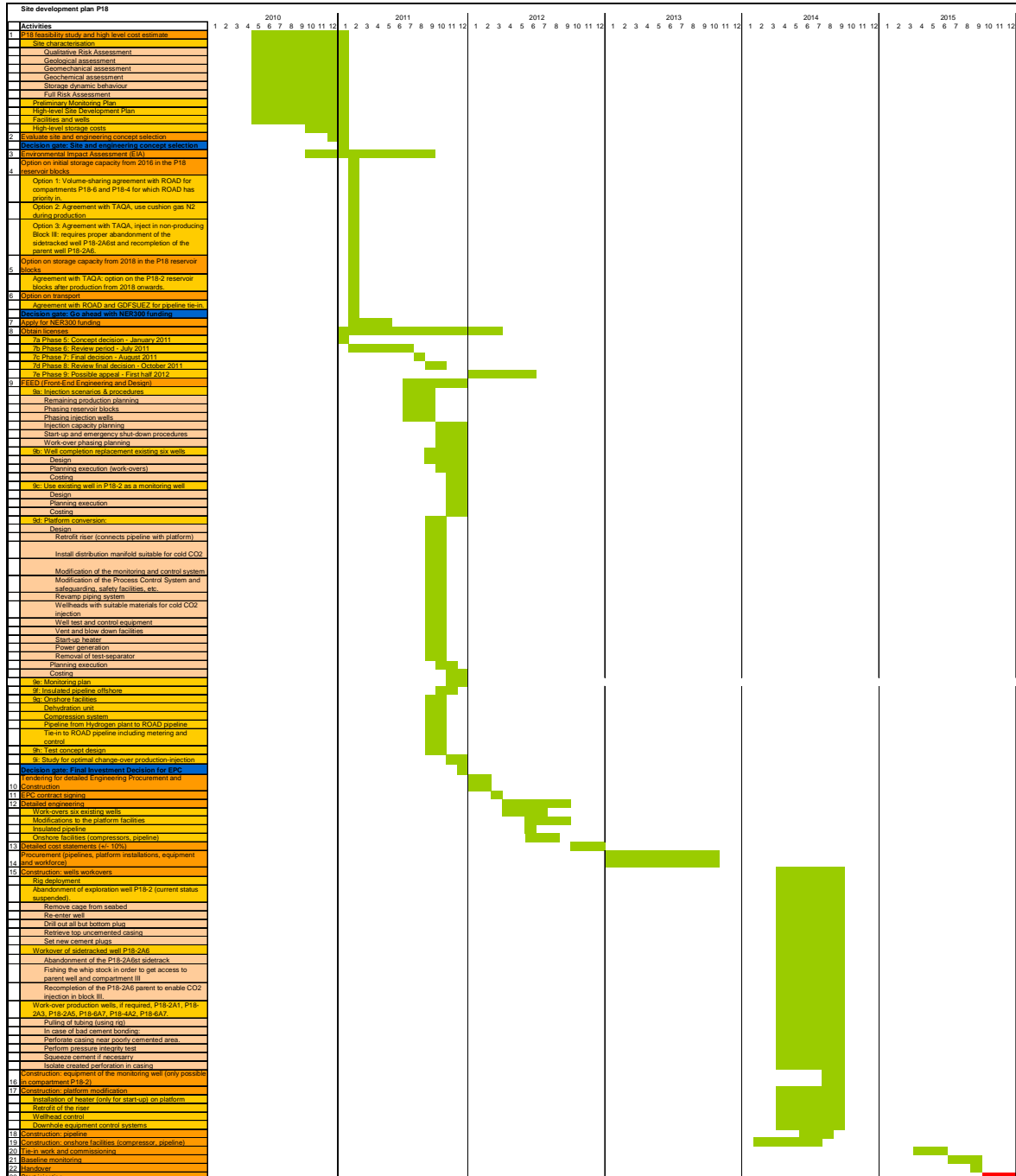


Figure 9.1: Overview of the timeline of activities required to start CO<sub>2</sub> injection at P18, see also Appendix E.



## 10. Cost calculations for P18

This chapter analyses the costs for CCS for the P18 field. This includes the costs for transport and injection, but does not take costs for capture into account.

This overview includes both CAPEX and OPEX and thus also includes the costs for well work-overs and facility modifications both on- and offshore and costs for the pipelines. OPEX items include platform and terminal operations and monitoring activities. Pre-start-up activities, such as the abandonment of some wells and establishing the baseline for monitoring are also included.

Costs for capturing and treatment of CO<sub>2</sub> before injection are not included. It is also important to note that the operator of the P18 field, TAQA Energy, is negotiating with the ROAD project access to CO<sub>2</sub> storage capacity in P18. The pipeline is operated by GDF SUEZ E&P Nederland B.V. ROAD has commissioned Genesis to conduct a study, which investigates the cost of storing CO<sub>2</sub> in P18. Since the Genesis study contains commercially sensitive information, the present study could not use these comprehensive cost data. Instead, cost data was acquired from other sources with the consequence that it is incomplete and only indicative. A full and more detailed cost analysis would require immersion in the ROAD project. Third parties outside the ROAD project can use the reported cost data below as a starting point but must enter commercial negotiations in order to acquire more detailed estimates. The outcome of these negotiations will have an impact on the costs and hence the costs per Mton CO<sub>2</sub> injected.

Table 35: gives an overview of all the costs involved in the CCS project in P18.

Onshore facilities and transport		
SDP	CAPEX (M€)	
19	Facilities onshore	30,0 <sup>3</sup>
	Compressor (1.5 MTA, 150 bar)	9,7 <sup>4</sup>
	Dehydration unit	
	Pipeline from capture plant to major pipeline	
	Third-party tie-in to major pipeline including metering and control	
18	Pipeline to P18 platform (insulated)	70,0 <sup>5</sup>
	<b>Total CAPEX</b>	<b>100,0</b>
OPEX (M€/yr)		
	Compressor, 16810kW, 8000hrs operation	6,7 <sup>6</sup>

<sup>3</sup> Source TAQA

<sup>4</sup> Source SIEMENS

<sup>5</sup> Source ROAD

<sup>6</sup> Source SIEMENS

**Feasibility study P18**

The major onshore facilities and transport cost items are the pipeline and the compressor OPEX. The total costs for the facilities onshore are uncertain with respect to third-party tie-in to ROAD and to third-party sharing of costs with ROAD.

	<b>Storage<sup>7</sup></b>	
<b>SDP</b>	<b>CAPEX (M€)</b>	
	Pre-start-up	<b>10,0</b>
21	Base line monitoring	
15	Abandonment of exploration well P18-2	
15	Workover 6 wells	<b>40,0</b>
	Rig deployment	
	Workover of sidetracked well P18-2A6	
	Work-over production wells, if required, P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5, P18-6A7, P18-4A2	
17	Facility modifications offshore	<b>15,0</b>
	Riser system	
	CO2 distribution manifold	
	Modification of the monitoring and control system	
	Modification of the Process Control System and safeguarding, safety facilities, etc.	
	Revamp piping system	
	Wellheads with suitable materials for cold CO2 injection	
	Well test and control equipment	
	Vent and blow down facilities	
	Start-up heater	
	Power generation	
	Removal of test-separator	
	<b>Total CAPEX</b>	<b>65,0</b>

<sup>7</sup> Source TAQA

**Feasibility study P18**

	<b>OPEX (M€/yr)</b>	
	P18 platform and terminal operations	2,0 <sup>8</sup>
	P15 OPEX sharing with TAQA, variable in time	unknown <sup>9</sup>
	Operation & inspection	
	Maintenance	
	Logistics	
	Heating	0,23
	Monitoring activities (depends on uncertain monitoring requirements)	1,0
	<b>Total OPEX</b>	<b>18,2</b>

For the NER300 a second injector is required in addition to the one needed for ROAD. This means that the P18-2 compartment is needed, since P18-4 contains just 1 injector and the injection rate of P18-6 is likely to be too small. It should be noted that a work-over of well P18-02A6 and P18-2 is required, before compartment 2 can be used for storage, while the other 5 wells will undergo measurements before it will be decided to what extent a work-over is required. The work-over procedure is also dependent on the requirements from the regulator and in this respect still uncertain.

According to the “production licence” for compartment 2, it will be 2017/2018 before it is depleted and available for CO<sub>2</sub> storage. The emitters could try to pursue the operator to increase the gas production rates in order to speed up the depletion. Another option is to inject CO<sub>2</sub> into one part of the reservoir and use it as a drive-gas in order to increase the production of gas from the other producers. In case early breakthrough of the corrosive CO<sub>2</sub> is considered to be a problem, initial injection of N<sub>2</sub> (cushion gas) may be an option.

The high cost of these work-overs can be attributed to rig deployment. Furthermore, the P18-2 exploration well has been suspended. The costs for full abandonment of this well may therefore not be part of the CCS project.

The calculation for the cost for start-up heating is shown in the table below. It assumes a worst-case scenario of 12 start-up per year.

Heating power	4000	kW
number start ups	12	#/per year
start-up time	48	hours
heating power per year	2304000	kWhr
cost for heating	0,1	euro/kWh
total cost	0,23	Meuro/year

The unmanned P18 platform is serviced by the P15 main platform. The P15 OPEX sharing with TAQA is a highly uncertain number and depends on the negotiations between the TAQA and the emitters. According to TAQA the current OPEX for the P15 gas production is 30 M€/yr, which is

<sup>8</sup> Source TAQA

<sup>9</sup> Current gas production OPEX for P15 is 30 M€/yr, which is estimated to decrease to about 20 M€/yr as gas production diminishes.

## Feasibility study P18

---

estimated to decrease to about 20 M€/yr as gas production diminishes. The P15 OPEX sharing cost is therefore time dependent. Unfortunately, no reliable estimate could be provided.

The costs per Mt of CO<sub>2</sub> injected, also referred to as the unit technical costs (UTC), are greatly influenced by the amount of CO<sub>2</sub> injected. Table 36 shows the UTC for two different injection scenarios. As mentioned before, the cost numbers are incomplete and represent estimates.

Table 36: Costs per Mt CO<sub>2</sub> injected (UTC).

Scenario	Mton	Period (year)	UTC onshore Fac. & Trans. (€/ton)	UTC Storage (€/ton)
Scenario 1	5,5	5,0	24,3	14,8 <sup>10</sup>
Scenario 2	35,0	10,0	4,8	2,8 <sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Excluding P15 OPEX sharing

<sup>11</sup> Excluding P15 OPEX sharing

## 11. Appendix A: Base, top and thickness of formations

### Base, top and thickness of the formations (reservoir zones) in the wells

Well ID	Base (m)	Top (m)	Thickness (m)
P18-02 (expl. well)	3441	3326	115
P18-02A1	3665	3553	112
P18-02A3ST2	3575	3465	110
P18-02A5	3464	3350	114
P18-02A6	3683	3575	108
P18-02A6ST1	N.P.	N.P.	-
P18-04A2	3365	3264	101
P18-06A7ST1	N.P.	N.P.	-

Table A1: Data on the base, top and thickness of the Volpriehausen Formation in the P18 wells. N.P. stands for "Not Penetrated".

Well ID	Base (m)	Top (m)	Thickness (m)
P18-02 (expl. well)	3326	3305	21
P18-02A1	3553	3531	22
P18-02A3ST2	3465	3445	20
P18-02A5	3350	3328	22
P18-02A6	3575	3555	20
P18-02A6ST1	N.P.	N.P.	-
P18-04A2	3264	3245	19
P18-06A7ST1	N.P.	3627	-

Table A2: Data on the base, top and thickness of the Lower Detfurth Sandstone Member in the P18 wells. N.P. stands for "Not Penetrated".

Well ID	Base (m)	Top (m)	Thickness (m)
P18-02 (expl. well)	3305	3256	49
P18-02A1	3531	3481	50
P18-02A3ST2	3445	3396	49
P18-02A5	3328	3279	49
P18-02A6	3555	3508	47
P18-02A6ST1	N.P.	3288	-
P18-04A2	3245	3198	47
P18-06A7ST1	3627	3578	49

Table A3: Data on the base, top and thickness of the Upper Detfurth Sandstone Member in the P18 wells. N.P. stands for "Not Penetrated".





**Feasibility study P18**

Well ID	Base (m)	Top (m)	Thickness (m)
P18-02 (expl. well)	3256	3228	28
P18-02A1	3481	3455	26
P18-02A3ST2	3396	3370	26
P18-02A5	3279	3254	25
P18-02A6	3508	3480	28
P18-02A6ST1	3288	3261	27
P18-04A2	3198	3174	24
P18-06A7ST1	3578	3545	33

Table A4: Data on the base, top and thickness of the Hardeggen Formation in the P18 wells. N.P. stands for "Not Penetrated".

**Petrophysical properties of the formations (reservoir zones) in the wells**

Well ID	Top	Base	FWL	BPZ	N/G	PHI	S <sub>w</sub>	PHI_NPZ
P18-02A1	3553	3665	3680	0.96	0.88	0.034	0.93	0.043
P18-02A3	3465	3575	3680	1.00	0.51	0.034	0.91	0.053
P18-02A5	3350	3464	3680	1.00	0.45	0.056	0.46	0.058
P18-02A6	3575	3683	3680	0.79	0.93	0.033	0.81	0.037
P18-04A2	3264	3365	3377	1.00	0.33	0.034	0.92	0.049

Table A5: Average (arithmetic) petrophysical properties of the Volpriehausen Formation in the P18 wells. Values in columns "Top", "Base" and "FWL" (Free Water Level) are in m TVDSS, with FWL as determined from pressure-depth gradients or mapped spill points, "BPZ" stands for "Bulk Pay Zone", and indicates the part of the formation above the FWL, "N/G" stands for "Net-To-Gross", as calculated by dividing the amount of sand (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02) in m by the total thickness of the formation, "PHI" indicates the porosity (cut-off: 0.02) of the bulk, "S<sub>w</sub>" stands for water saturation (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02), and "PHI\_NPZ" indicates the average porosity of the pay zone.

Well ID	Top	Base	FWL	BPZ	N/G	PHI	S <sub>w</sub>	PHI_NPZ
P18-02A1	3531	3553	3680	1.00	0.88	0.073	0.45	0.075
P18-02A3	3445	3465	3680	1.00	0.67	0.084	0.39	0.096
P18-02A5	3328	3350	3680	1.00	0.82	0.108	0.20	0.108
P18-02A6	3555	3575	3680	1.00	0.80	0.051	0.63	0.051
P18-04A2	3245	3264	3377	1.00	0.81	0.065	0.39	0.065
P18-06A7ST1	N.P.	3627	3680	1.00	0.71	0.059	0.32	0.059

Table A6: Average (arithmetic) petrophysical properties of the Lower Detfurth Sandstone Member in the P18 wells. Values in columns "Top", "Base" and "FWL" (Free Water Level) are in m TVDSS, with FWL as determined from pressure-depth gradients or mapped spill points, "BPZ" stands for "Bulk Pay Zone", and indicates the part of the formation above the FWL, "N/G" stands for "Net-To-Gross", as calculated by dividing the amount of sand (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02) in m by the total thickness of the formation, "PHI" indicates the porosity (cut-off: 0.02) of the bulk, "S<sub>w</sub>" stands for water saturation (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02), and "PHI\_NPZ" indicates the average porosity of the pay zone. N.P. stands for "Not Penetrated".



**Feasibility study P18**

Well ID	Top	Base	FWL	BPZ	N/G	PHI	S <sub>w</sub>	PHI_NPZ
P18-02A1	3481	3531	3680	1.00	0.96	0.074	0.35	0.078
P18-02A3	3396	3445	3680	1.00	0.88	0.089	0.56	0.093
P18-02A5	3279	3328	3680	1.00	0.94	0.117	0.31	0.117
P18-02A6	3508	3555	3660	1.00	0.93	0.061	0.72	0.065
P18-04A2	3198	3245	3377	1.00	0.87	0.091	0.47	0.092
P18-02A6ST1	3288	N.P.	3680	1.00	0.99	0.120	0.20	0.120
P18-06A7ST1	3578	3627	3680	1.00	0.91	0.048	0.57	0.048

Table A7: Average (arithmetic) petrophysical properties of the Upper Detfurth Sandstone Member in the P18 wells. Values in columns "Top", "Base" and "FWL" (Free Water Level) are in m TVDSS, with FWL as determined from pressure-depth gradients or mapped spill points, "BPZ" stands for "Bulk Pay Zone", and indicates the part of the formation above the FWL, "N/G" stands for "Net-To-Gross", as calculated by dividing the amount of sand (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02) in m by the total thickness of the formation, "PHI" indicates the porosity (cut-off: 0.02) of the bulk, "S<sub>w</sub>" stands for water saturation (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02), and "PHI\_NPZ" indicates the average porosity of the pay zone. N.P. stands for "Not Penetrated".

Well ID	Top	Base	FWL	BPZ	N/G	PHI	S <sub>w</sub>	PHI_NPZ
P18-02A1	3455	3481	3680	1.00	0.97	0.096	0.35	0.096
P18-02A3	3370	3396	3680	1.00	0.97	0.115	0.31	0.116
P18-02A5	3254	3279	3680	1.00	1.00	0.149	0.18	0.149
P18-02A6	3480	3508	3680	1.00	1.00	0.109	0.36	0.110
P18-04A2	3174	3198	3377	1.00	0.99	0.127	0.24	0.131
P18-02A6ST1	3261	3288	3680	1.00	0.95	0.157	0.14	0.157
P18-06A7ST1	3545	3578	3680	1.00	0.81	0.074	0.47	0.074

Table A8: Average (arithmetic) petrophysical properties of the Hardegsen Formation in the P18 wells. Values in columns "Top", "Base" and "FWL" (Free Water Level) are in m TVDSS, with FWL as determined from pressure-depth gradients or mapped spill points, "BPZ" stands for "Bulk Pay Zone", and indicates the part of the formation above the FWL, "N/G" stands for "Net-To-Gross", as calculated by dividing the amount of sand (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02) in m by the total thickness of the formation, "PHI" indicates the porosity (cut-off: 0.02) of the bulk, "S<sub>w</sub>" stands for water saturation (Vshale cut-off: 0.35, PHI cut-off: 0.02), and "PHI\_NPZ" indicates the average porosity of the pay zone.

## 12. Appendix B: Reservoir emballage

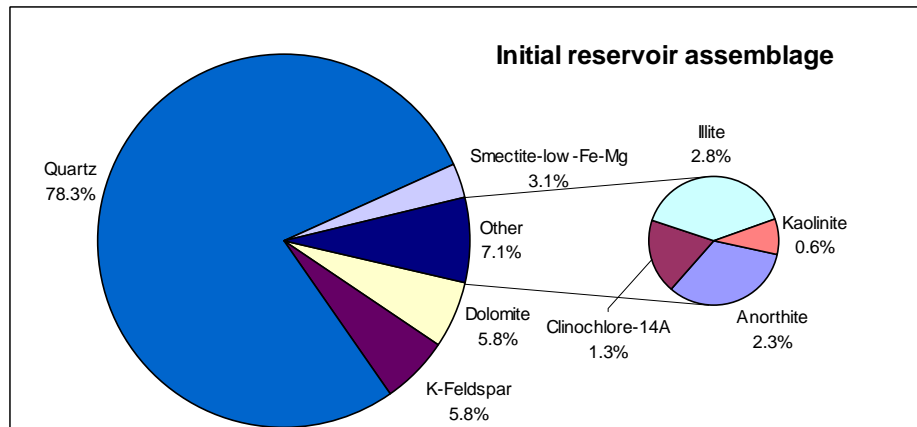


Figure 12.1 Initial, computed reservoir mineralogy (wt%) which deviates slightly from the measured rock composition due to allowance of precipitation of secondary minerals and exclusion of minerals in the diagram with wt% below 0.1 (albite, anhydrite, glauconite, muscovite and pyrite).

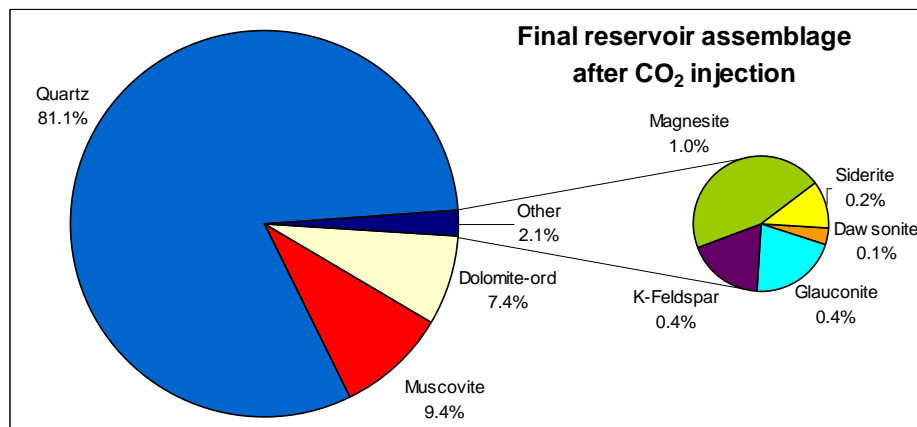


Figure 12.2 Final, computed reservoir assemblage (wt%) after CO<sub>2</sub> injection.

Feasibility study P18

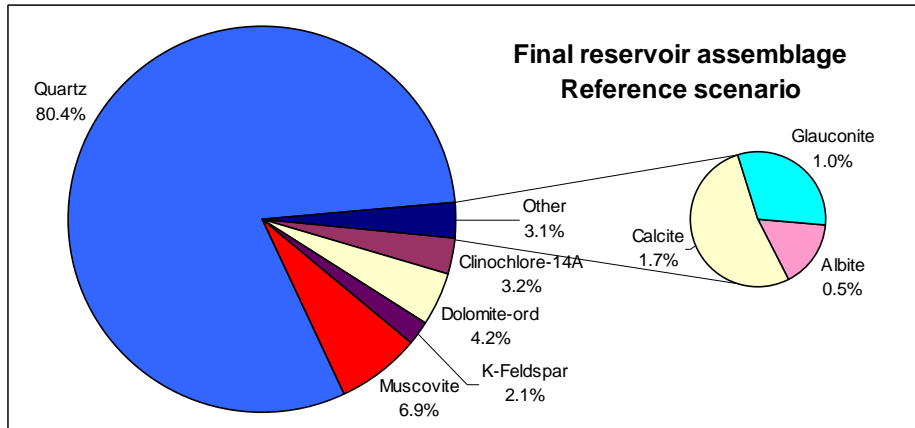


Figure 12.3 Final, computed equilibrium assemblage (wt%) without CO<sub>2</sub> injection.

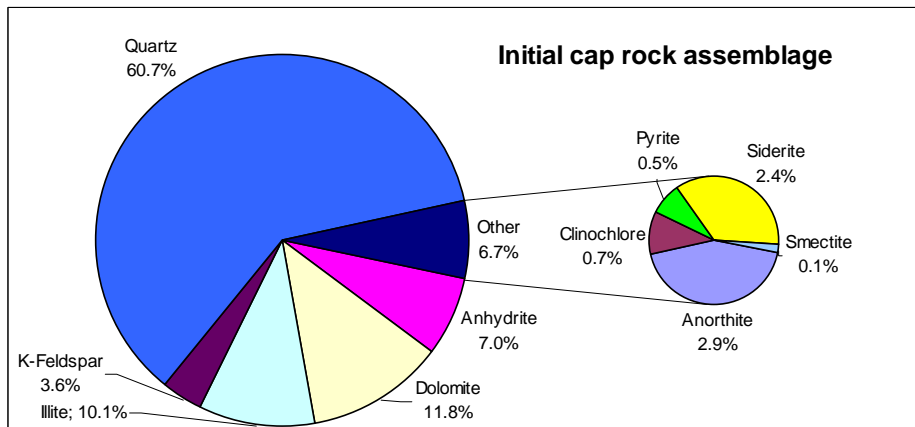


Figure 12.4 Initial cap rock assemblage (wt%). % which deviates slightly from the measured rock composition due to allowance of precipitation of secondary minerals and exclusion of minerals in the diagram with wt% below 0.1 (albite, diaspore, glauconite and muscovite).

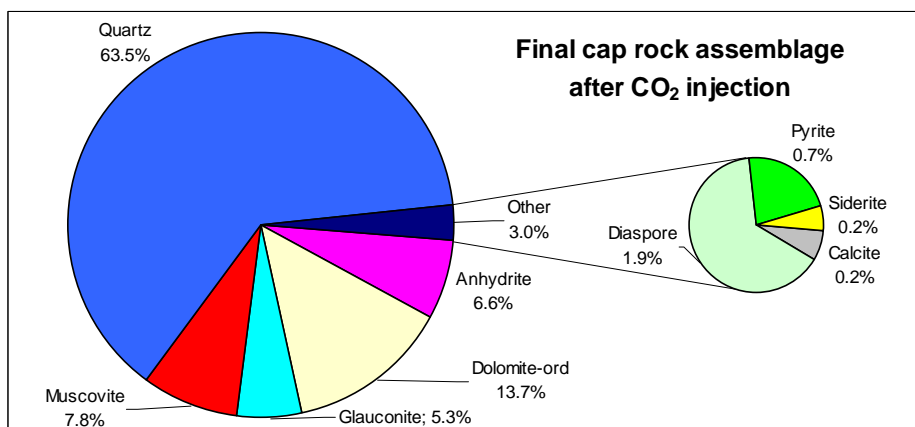


Figure 12.5 Final, computed cap rock assemblage (wt%) after CO<sub>2</sub> injection.

Feasibility study P18

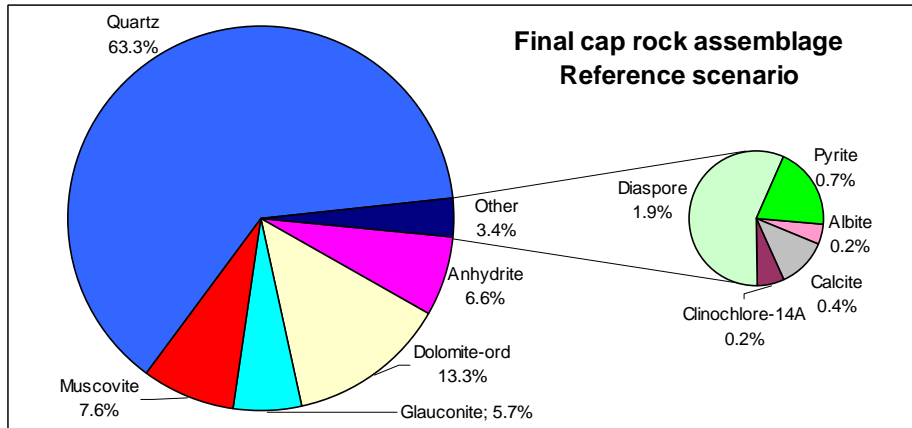


Figure 12.6 Final, computed cap rock assemblage (wt%) without CO<sub>2</sub> injection.



## 13. Appendix C: Overview of Dutch permits needed for CCS projects

The following list, in alphabetical order, gives a preliminary overview of the Dutch permits which are required for CCS projects. Due to the novelty of the concept, it is not yet sure whether this list is complete.

- Act on Environmental Management
- Act on Management of State Hydraulic Works
- Act on Nature Protection
- Act on Spatial Planning
- Circular on Transport of Hazardous Substances
- Construction permit
- Decision on External Safety of Installations
- Flora and Fauna dispensation
- Mining Law
- National Coordination Regulation

## 14. Appendix D:

No.	Parameter to be monitored*	Technique adopted	Category of monitoring	Project phase and frequency					Location	Normal situation		Alert value		Contingency value	
				Pre-inj	Inj	Post-Inj	Post-Inj (abandonment)	Long-term stewardship		Expectation value	Accuracy	> Threshold 1	Action**	> Threshold 2	Contingency measures***
<b>Injection process</b>															
1	Injection rate	Flow meter	X		Cont				Outflow compressor + at well head	Max rate = 169,2 ton CO <sub>2</sub> /uur (47 kg/s or 1,48 Mton CO <sub>2</sub> /year) and no fluctuations at constant pressure, expected value t.b.d.		Fluctuations at constant pressure or value above max. rate	Verify compressor, find cause of increased rate	Fluctuations at constant pressure or value above max. safety margins	Stop injection until flow < threshold 1 value again
2	Injected gas composition	Gas samples & analysis; online system	X		Cont				Compressor station	Defined % for the composition of the gas		Allowed fluctuations reached	Adapt gas composition, reduce injection rate	Above allowed fluctuations	Adapt gas composition, stop injection temporarily
3	Injected gas composition	Gas samples & analysis; Additional samples for calibration	X		Quarterly				Compressor station	Defined % for the composition of the gas		Allowed fluctuations reached	Adapt gas composition, reduce injection rate	Above allowed fluctuations	Adapt gas composition, stop injection temporarily
4	Water measurement	Gas measurement	X		Cont				Inlet injection compressor	Specification value		In case specification value is reached	Consultation with the CO <sub>2</sub> provider	In case value is above specification value	Stop CO <sub>2</sub> delivery, investigate at the CO <sub>2</sub> provider the cause, start delivery if value OK again
5	Discontinuous emissions through leakage, venting or accidents	Combination of techniques	X		Yearly				Potential leakage points like joints or ventstacks						
<b>Injection &amp; monitoring wells</b>															
6	Annular pressure	Pressure device	X		Baseline	Monthly	Monthly	-	At the well head of all wells (injection and monitoring) penetrating the reservoir	Constant pressure		Increase or decrease in pressure within safety margins	Additional measurements (such as logging or sampling + analysis of fluids to detect CO <sub>2</sub> )	Increase or decrease in pressure above safety margins	Investigate causes (fluid sampling) and options to remediate (in the extreme case well abandonment)
7	Well integrity	Wireline Logging (CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	X		Baseline	Every 2 years	Every 2 years		All wells (injection and monitoring) penetrating the reservoir	Measurements within the expected range		Measurements above expected values	Additional measurements (such as repeat) to corroborate observations, potentially seismic contingency measurements in case values large enough to be detected by seismics	Measurements significantly above expectation values	Stop injection, additional measurements and seismic contingency measurements to identify shallow gas accumulations, investigate options to remediate (in the extreme case well abandonment)
8	Well head pressure	Pressure device	X		Baseline	Continuous	Continuous	Continuous	At the well head (injection skid)	No fluctuations expected at constant flow rates		Loss of pressure	Lower the injection flow until normal injection pressure is recovered and investigate fracturing	No recovery of injection pressure after lowering injection flow	Stop injection, investigate the cause (fracturing) and evaluate whether conditions are safe
9	Well head temperature	Temperature device	X		Baseline	Continuous	Continuous	Continuous	At the well head (injection skid)	Determine operational limits for temperature range		In case temperature reaches the determined operational limits (high or low) within 5 to 10 degrees C	Additional measurements to determine the cause	In case temperature reaches the determined operational limits within 5 degrees C	Stop injection until the cause of the temperature change is clarified and safe
<b>Abandoned wells with pancake plug</b>															
10	Annular pressure	Pressure device	X		Continuous	including at least during a month after abandonment			At the well head of all wells (injection and monitoring) penetrating the reservoir	Constant pressure		Increase or decrease in pressure within safety margins	Additional measurements (such as logging or sampling + analysis of fluids to detect CO <sub>2</sub> )	Increase or decrease in pressure above safety margins	Investigate causes (fluid sampling) and options to remediate (in the extreme case well abandonment)
11	Monitoring 'pancake' plug	Pressure and gastest	X	X	Test after abandonment for wells abandoned at the start of the project		Test after injection period for wells abandoned at the start of the project	Test for wells abandoned after injection period	In the well above the plug	No pressure changes		Minimal pressure changes	Investigate other measurements (e.g. deformation of the wellbore)	Significant pressure changes	Redo the pancake plug
12	Well head pressure	Pressure device	X		Baseline	Continuous	Continuous	Continuous	At the well head (injection skid)	No fluctuations expected		Increase or decrease in pressure within safety margins	Additional measurements like logging or analysis of fluids to detect CO <sub>2</sub>	Increase or decrease in pressure above safety margins	Verify the integrity of the pancake plug (pressure and gas test), in case of leakage redo the pancake plug
13	Well head temperature	Temperature device	X		Baseline	Continuous	Continuous	Continuous	At the well head (injection skid)	Determine operational limits for temperature range		In case temperature reaches the determined operational limits (high or low) within 5 to 10 degrees C	Additional measurements to determine the cause	In case temperature reaches the determined operational limits within 5 degrees C	Stop injection until the cause of the temperature change is clarified and safe
14	Composition fluids in wellbore above the pancake plug	Fluid measurement		X	In case pressure changes are observed in the wellbore above the plug				Samples at the well head	Max. CO <sub>2</sub> concentration expected		Increased CO <sub>2</sub> content	Pressure and gastest of the pancake plug		

Reservoir integrity													
15	Reservoir (Bottomhole) pressure	pressure device	(x) x	Baseline data	Cont (monthly with memory gauges)	Cont (monthly with memory gauges)	Cont (monthly with memory gauges)	Downhole permanent sensor or memory gauges	Flowing bottomhole pressure in agreement with simulations	Deviation from expected values	Recalibration of the reservoir simulation model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values	Re-evaluate reservoir model, in case no explanation can be provided, stop injection
16	Reservoir (Bottomhole) Temperature	thermometer	x	Baseline data	Cont (monthly with memory gauges)	Cont (monthly with memory gauges)	Cont (monthly with memory gauges)	Downhole permanent sensor or memory gauges	Flowing bottomhole temperature in agreement with well model	Deviation from expected values	Recalibration of the well model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values	Re-evaluate well model, in case no explanation can be provided, stop injection
17	Pressure gradient	pressure device (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	(x) x	Baseline data	6M	6M	6M	Memory gauges combined with shut-in	Pressure data in agreement with expected simulation model and P/z curve	Deviation from expected values	Recalibration of the reservoir simulation model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values	Re-evaluate reservoir model, in case no explanation can be provided, stop injection
18	Temperature gradient	thermometer or DTS (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	(x) x	Baseline data	6M	6M	6M	DTS for permanent installation or memory gauges combined with shut-in	Temperature data in agreement with expected well model	Deviation from expected values	Recalibration of the well model until satisfactory history match	Significant deviation from expected values	Re-evaluate well model, in case no explanation can be provided, stop injection
19	Microseismic activity in the caprock or at faults	Permanent geophones in monitoring well	x x	Baseline data	Cont	Cont	(Cont)	Monitoring well at caprock and reservoir level	No events in caprock or at faults (re-activation)	Events in the caprock or at faults	Additional measurements like seismic contingency measurements to identify shallow gas accumulations, evaluate whether injection can be continued safely	Large events in the caprock or at faults	Stop injection, additional measurements and seismic contingency measurements to identify shallow gas accumulations, evaluate whether injection can be continued at lower injection rates
20	Suspected leakage	Surface seismic survey	x	Baseline data already available	Only when other monitoring indicates leakage	Only when other monitoring indicates leakage	Only when other monitoring indicates leakage	Survey can be considered for the transfer of liability	Marine vessel (seismic acquisition using streamers)	No changes in the presence of shallow gas pockets or gas chimneys	~10's of kmnes of CO2	Shallow gas pockets	Determine the origin of the gas
Plume tracking													
21	CO2 concentrations around the well(s) in the reservoir	RST logging	x	Every 2 years (for gaining experience every half year to year would be preferable)	Every 2 years (for gaining experience every half year to year would be preferable)			Injection well and potentially at monitoring wells					
22	CO2 breakthrough	Gas measurement	x	Monthly	Monthly			Monitoring well	Breakthrough in agreement with simulations	Breakthrough in agreement with simulations	Recalibration of the reservoir simulation model until satisfactory history match	N/A	N/A
Environmental monitoring													
23	Pockmarks at the seabottom	Multi-beam echosounding	x	Baseline after 5 Years	Survey prior to abandonment	Survey prior to decommissioning of the platform	last survey prior to transfer of liability	Acquisition from a ship	No pockmarks	Pockmarks	Additional gas sampling + analysis to identify the origin of potential seepage or leakage. In case of leakage, identify the pathway with time-lapse seismic data.	Detection of bubbles	Additional gas sampling + analysis to identify the origin of potential seepage or leakage. In case of leakage, identify the pathway with time-lapse seismic data. Mitigation to potential leaks
24	Presence of shallow gas or gas chimneys in the subsurface	Baseline seismic data	x x	Baseline data				Available baseline seismic data	No bright spots or chimneys in the subsurface	Bright spots and/or gas chimneys	Investigate origin of the gas, in case a leakage pathway is suspected, apply time-lapse seismic data	Bright spots and/or gas chimneys to the surface	Additional gas sampling + analysis to identify the origin of potential seepage or leakage. In case of leakage, identify the pathway with time-lapse seismic data. Mitigation to potential leaks
25	Migration pathways for gas in the shallow subsurface	Time-lapse seismic data acquisition (2D or 3D)	x x	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Marine acquisition from a vessel	No changes in bright spots or chimneys in the subsurface	Changes in bright spots and/or gas chimneys	Investigate origin of the gas, in case a leakage pathway is suspected, apply time-lapse seismic data	Changes in bright spots and/or gas chimneys to the surface	Additional gas sampling + analysis to identify the origin of potential seepage or leakage. In case of leakage, identify the pathway with time-lapse seismic data. Mitigation to potential leaks
26	CO2 in soil	Gas samples using vibrocore + lab analysis	x	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Sampling from a vessel		In case of leakage detection at the seabottom by geophysical methods	Investigate origin of the gas, in case a leakage pathway is suspected, apply time-lapse seismic data	In case of leakage detection at the seabottom by geophysical methods	Investigate origin of the gas, in case a leakage pathway is suspected, apply time-lapse seismic data
27	CO2 in soil	Gas samples using vibrocore + lab analysis	x	Yearly	Yearly	Yearly		Measurements around the wellheads					
28	Bubble detection at wellhead	Acoustic bubble detector	x	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Contingency y	Install at the seabottom	No bubbles	In case of few bubbles	Investigate origin of the gas, in case a leakage pathway is suspected, apply time-lapse seismic data	Significant bubble stream	Well remediation (workover)

\*Follows from the risk assessment  
 \*\* t.b.d. by operator, examples are updating model, additional monitoring, ...  
 \*\*\* t.b.d. by operator, examples are stop injection, back-production, well workover, contingency monitoring

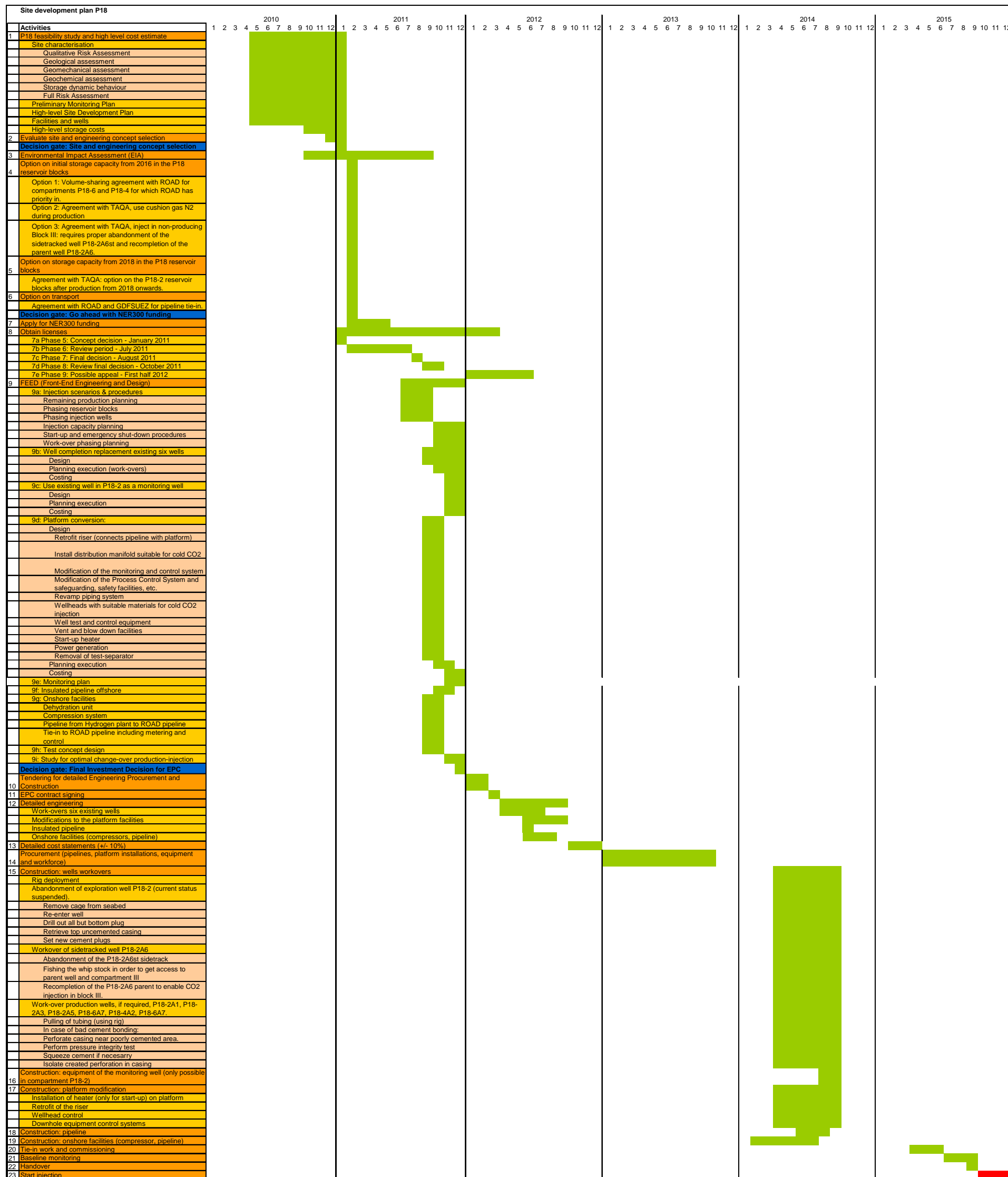
**P18 CO2 storage base-case monitoring plan**

Mandatory monitoring according to Annex II of the EU directive  
 Preliminary estimation of required monitoring  
 Optional contingency monitoring  
↔ Period of time t.b.d. with State Supervision of the Mines (SodM)

↓ Decommissioning of the platform

			Pre-injection		Injection					Post-injection		Post-injection (Abandonment)		Post-injection (Transfer of liability)				
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020						
<b>Injection proces</b>																		
1	Injection rate	Flow meter	Continuous															
2	Injected gas composition	Gas samples & analysis; online system	Continuous															
3	Injected gas composition	Gas samples & analysis; Additional samples for calibration	Quarterly															
4	Water measurement	Gas measurement	Continuous															
5	Discontinuous emissions through leakage, venting or accidents	Combination of techniques	Yearly															
<b>Injection &amp; monitoring wells</b>																		
6	Annular pressure	Pressure device	Baseline		Monthly													
7	Well integrity	Wireline Logging (CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	Single baseline before start of the injection															
8	Well head pressure	Pressure device	Continuous															
9	Well head temperature	Temperature device	Continuous															
<b>Abandoned wells</b>																		
10	Annular pressure	Pressure device	Continuous including at least during a month after abandonment															
11	Monitoring 'pancake' plug or other used plug	Pressure and gastest	Single baseline test for wells abandoned at the start of the project					Test after injection period for wells abandoned at the start of the project					Test for wells abandoned after injection period					
12	Well head pressure	Pressure device	Continuous including at least a test during a month after abandonment															
13	Well head temperature	Temperature device	Continuous including at least a test during a month after abandonment															
14	Composition fluids in wellbore above the pancake plug	Fluid measurement	In case pressure changes are observed in the wellbore above the plug					In case pressure changes are observed in the wellbore above the plug										
<b>Reservoir integrity</b>																		
15	Reservoir (Bottomhole) pressure	pressure device	Continuous or monthly with memory gauges (frequency can be adapted according to findings)															
16	Reservoir (Bottomhole) Temperature	thermometer	Continuous or monthly with memory gauges (frequency can be adapted according to findings)															
17	Pressure gradient	pressure device (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	Shut-in pressure measurement every 6 months															
18	Temperature gradient	thermometer or DTS (wireline tool or memory gauge) combined with shut-in	Shut-in temperature measurement every 6 months															
19	Microseismic activity in the caprock or at faults	Permanent geophones in monitoring well	Continuous in available monitoring well (considered contingency monitoring)															
20	Suspected leakage	Surface seismic survey	Survey in case of irregularities															
<b>Plume tracking</b>																		
21	CO2 concentrations around the well(s) in the reservoir	RST logging	Every 2 years (for gaining experience every half year to year would be preferable)															
22	CO2 breakthrough	Gas measurement	Every month															
<b>Environmental monitoring</b>																		
23	Pockmarks at the seabottom	Multi-beam echosounding	(Existing) baseline		survey		survey		survey		survey							
24	Presence of shallow gas or gas chimneys in the subsurface	Baseline seismic data	Baseline: interpretati on existing data															
25	Migration pathways for gas in the shallow subsurface	Time-lapse seismic data acquisition (2D or 3D)	Survey in case of irregularities															
26	CO2 in soil	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Survey in case of irregularities															
27	CO2 in soil	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Baseline at risk spots		survey		survey		survey		survey							
28	Bubble detection at wellhead	Acoustic bubble detector	Survey in case of irregularities															

## 15. Appendix E: Project timeline





# Storage Capacity technical note

Author: R. Haddad, A. van der Molen, K. van Ojik  
Reviewer: R. Godderij, M. Leewis and T. Huijskes  
Approver: B. Herfkens  
Document number: STSS-ENG-GEO-PO-REP-0002

Date	Version	Status
01-Nov-2020	1.00	Reviewed
01-Feb-2021	1.10	Reviewed

*Security level: confidential*

*Copyright: All intellectual (property) rights with respect to this Storage Capacity Note and any information related to it and how the data is represented or appears belong to TAQA and EBN. Use of this information is only permitted in unaltered form and with reference to the source and version number.*

# Table of contents

1	Introduction .....	5
1.1	Goals of this document.....	5
1.2	Introduction.....	5
2	Methods & Assumptions .....	7
2.1	Key terminology used in this report.....	7
2.2	Methods used to determine storage capacity .....	7
2.3	Assumptions.....	7
2.4	Base case static model description .....	8
2.4.1	Seismic data and interpretation.....	8
2.4.2	Static grid.....	9
2.4.3	Reservoir parameters.....	10
2.5	Dynamic Base Case description .....	10
3	Base Case Storage Capacity.....	15
3.1	Maximum reservoir pressure considered.....	16
4	Storage Capacity Uncertainties .....	17
4.1	Static volume uncertainties .....	17
4.2	Dynamic uncertainties .....	17
4.2.1	Pressures at end of production .....	17
4.2.2	Injectivity uncertainties .....	20
5	Conclusions.....	34
6	References:.....	36

## Glossary

Datum depth	Depth chosen to reference and initialize pressure (3400mTVD for P18-2, 3500 for P18-6, 3200 mTVD for P18-4)
Dynamic GIIP	Gas initially in place determined with material balance to calculate connected volume
FAS	Flow Assurance System
Mton	Units of pure CO <sub>2</sub> mass stored. Often referred to as storage volume or capacity
Nm <sup>3</sup>	Units of gas volume at Normalised conditions at surface (0° degrees)
Pbh	Bottom hole pressure at datum depth
Phyd	Hydrostatic pressure at datum depth
Pi	Initial (virgin) pressure at datum depth
PLT	Production logging tool measuring flow contribution per zone
Pr	Average reservoir pressure at datum depth
RE	Reservoir Engineering
rm <sup>3</sup>	Units of gas volume at reservoir conditions
SCAL	Special Core Analysis
Static GIIP	Gas initially in place determined with a static petrel model
COP	Cessation of production assumed June 2024

# 1 Introduction

## 1.1 Goals of this document

The Porthos project plans to bring industrial CO<sub>2</sub> emissions from heavy industry in the Rotterdam harbor area to the P18-A offshore platform, at a distance of about 30 km. Here, the CO<sub>2</sub> is planned to be injected in the (largely) depleted P18-2, P18-4 and P18-6 natural gas fields. The assessment of the total CO<sub>2</sub> storage capacity plays an important role in the technical and commercial considerations of the Porthos project. Therefore, a careful discussion of the technical foundations and subsurface uncertainties of the storage capacity assessment of the P18 fields is required. That discussion is provided by the present document.

The term Storage Capacity in this context refers to the technical Storage Volume/Mass available for CO<sub>2</sub> storage only and it does not attempt yet to classify these volumes with respect to any CO<sub>2</sub> storage resource management system.

In this document, the technical methods and assumptions supporting the storage capacity assessment are explained in Chapter 2. Chapter 3 introduces the Initial Base Case Storage Capacity. The subsurface uncertainties impacting the Initial Base Case Storage Capacity are the subject of Chapter 4. These uncertainties are subdivided into static, dynamic and other uncertainties. These uncertainties are quantified in terms of a most likely estimate, as well as a range.

In addition to the subsurface uncertainties described in this report, there are also operational, commercial and regulatory events that may have an impact on the ultimate storage capacity of this field. However, these fall outside of the subsurface realm and scope of this report and will therefore be discussed in a separate document.

## 1.2 Introduction

The envisioned subsurface storage complex of the Porthos CCS project consists of the P18-2, P18-4 and P18-6 reservoirs that are located some 30 km of the Dutch coast, northwest of Rotterdam. Natural gas is currently produced from sandstone reservoirs of the Triassic Hoofd-Bontzandsteen Subgroup. These sandstones have been predominantly deposited as mixed eolian and (braided) fluvial deposits and are subdivided (from top to bottom) in the Hardegsen, (Upper and Lower) Detfurth and Volpriehausen Formations. The top of the reservoir is at about 3.2 km below seabed, with an 450- 650 m thick sequence of Triassic and Jurassic fine grained clastic sediment package forming the top seal.

The P18-2 and P18-4 reservoirs are volumetrically the largest and are now almost depleted, both having been in production since the late 1990s. P18-6 was discovered in 2003 and is volumetrically much smaller. This field has been much less depleted and, as a result, the current reservoir pressure is higher. P18-6 is not included in the storage capacity uncertainty assessment of the Porthos project yet because of its small volumes. For the purpose of this document, volumes of P18-6 are only included in the base case and no uncertainty study is performed on that reservoir.

The natural gas is produced via the P18-A platform that in future will be recommissioned as the onsite reception point of the CO<sub>2</sub> stream coming from the Rotterdam harbor.



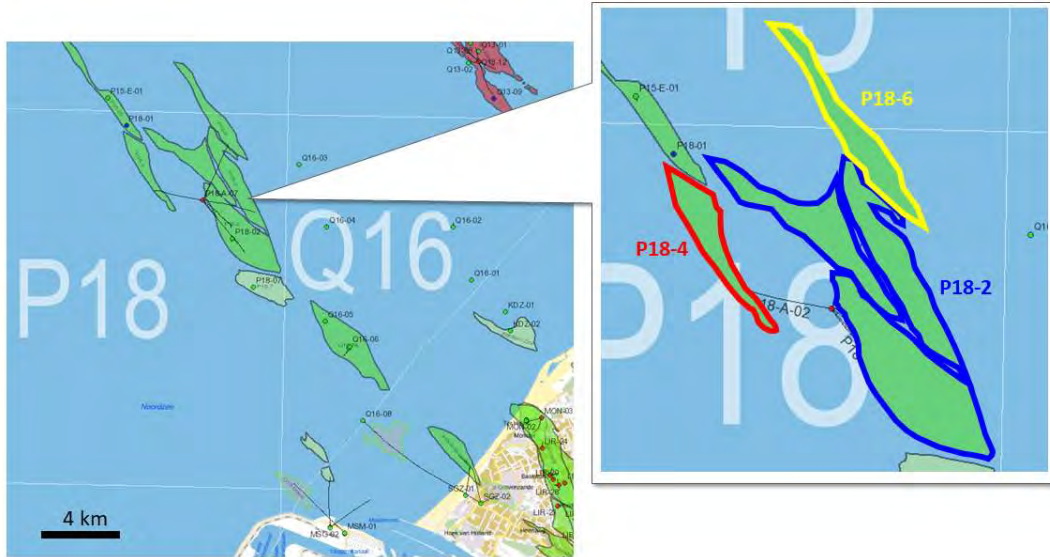


Figure 1: Map of the area of interest with P18 fields

## 2 Methods & Assumptions

### 2.1 Key terminology used in this report

The following technical terms are introduced in this report.

*Storage Capacity:* this is the technical storage capacity calculated with a history matched reservoir model followed by a CO<sub>2</sub> injection simulation.

The units of Storage are Megatonnes (Mton) of CO<sub>2</sub> with the stream consisting of 95 % of CO<sub>2</sub> and 5% impurities. Only the 95% CO<sub>2</sub> is counted in the capacity method reported in this document.

The term Storage Capacity in this context refers to the Storage Volume/Mass available for CO<sub>2</sub> storage only and it does not attempt yet to classify these volumes with respect to any CO<sub>2</sub> storage resource management system.

*Subsurface Uncertainties:* are subsurface parameters and their uncertainty ranges that contribute to a storage capacity estimation

### 2.2 Methods used to determine storage capacity

The Base Case Storage Capacity is calculated based on a series of static and history matched dynamic reservoir models, the static and dynamic model description provide an overview on how those models have been constructed.

- *P18-2 field:* TAQA-EBN base case static model, GEM dynamic modeling (2020)
- *P18-4 field:* TAQA-EBN base case static model, GEM dynamic modeling (2020)
- *P18-6 field:* TNO static model, TNO Eclipse dynamic modeling (2019)

Given the long production history, and the available data during production phase, the uncertainties on GIIP and on the reservoir flow properties such as permeability are smaller than what they would be in a conventional green field project. The main driver of the storage capacity estimate is in this case the cumulative volume already produced.

The static and dynamic sections of this document apply an uncertainty range on the initial base case storage capacity scenario. This will have an impact on the history matching of the dynamic model, which has not been done due to (simulation) time constraints. The result might be that the uncertainty ranges and scenarios will be unrealistically negative or positive given that they do not honor the historical data. In conclusion, the range per parameter was selected to show the level of sensitivity of the storage capacity to that parameter and does not necessarily give a fixed up and/or down-side of the capacity. The most sensitive parameters will be studied further where more realistic ranges can be applied and history matched.

### 2.3 Assumptions

The following assumptions form the starting points of the storage capacity assessment described in this report.

1. The P18-2, P18-4 and P18-6 reservoirs will all be available for storage, but sensitivity modelling is only applied to P18-2 and P18-4.
2. The injected fluid will contain ca 95% CO<sub>2</sub> (overview of the full composition in the dynamic section).

3. The maximum reservoir pressure considered for the sensitivity study is the hydrostatic pressure at the top of the shallowest well penetrating the reservoir. This is an assumption for this document to be on the conservative side, but is not a final limit set by the project
4. CO<sub>2</sub> injection will start only after Cessation Of Production (COP, projected June 2024).
5. Only existing well stock will be considered for injection.
6. If the planned target injection rates cannot be met due to other requirements, this will impact the total storage volume if the injection period is to be restricted. These requirements are currently subject to further review and will be reported separately.
  - o A geomechanics study has been carried out to identify operational envelopes and to arrive at an optimized flow and injection schedule to meet the supply. This includes a review of thermal effects and their impact on injectivity, fault stability and induced seismicity (Fenix 2020a and 2020b).
7. An update of the Petrophysics evaluation has been carried out (AcrossPP, 2020), results from that study support the conclusion that the petrophysical data and summaries currently used for the storage capacity calculations are well within range.
8. The well performance and injectivity is issued in a separate document (Well injectivity note)

## 2.4 Base case static model description

The current deterministic base case static models were built during Design phase and uses elements of previous models built by TNO as part of the feasibility studies of this project. The most recent TNO Feasibility phase models were constructed for the P18-2 and P18-6 fields separately (Ref. 4 and 5). P18-4 was covered by an older model built as part of the CATO research program and subsequent ROAD storage license application in 2011 (Ref. 6). The latest model covers all three fields and is constructed with the aim to identify the base case static GIIP for the P18-2 and P18-4 fields only. For the P18-6 base case static GIIP, the TNO feasibility model is used.

The future operational phase of the project will require static and dynamic models to better understand observed dynamic behavior of the fields during injection. An integrated reservoir modelling project (2021) will be carried out in due time to fully close the loop incorporating required static and dynamic parameters and their uncertainties to deliver those models.

### 2.4.1 Seismic data and interpretation

The seismic data covering the area of interest is the 3D P15/P18 survey with TNO reference 'Z3AMC1989A'. The 3D survey was acquired in 1989 and covers an area of 506 km<sup>2</sup>. Reprocessing was commissioned by P18 operator TAQA and carried out by SGS between 2013 and 2015. The seismic vintage used for the mapping in this project is the reprocessed (R2014) PSDM time volume (*ZT\_P15P182014\_PSDM\_time\_stk\_SegNorm\_final\_agc*), of which a cropped volume was provided to TNO for the feasibility studies. This seismic was reprocessed with the aim to improve imaging and positioning of the seismic signals at Buntsandstein intervals.

The top reservoir map in the static model was derived from a Top Bunter (Top Hardeggen Fm.) seismic horizon provided by TAQA, with some local modifications made by TNO and EBN. Time to depth conversion was done using a velocity model that was also provided by TAQA. This velocity model uses PSDM-velocities from its most recent (2014) reprocessing vintage of the P18 seismic cube to define seismic velocities from the surface down to the Top Keuper surface. From Top Keuper (which was also interpreted on seismic) down to Top Bunter, a constant interval velocity of 4568 m/s is used.

The uncertainty in seismic interpretation and depth conversion was addressed by setting up a probabilistic structural uncertainty workflow. A depth conversion residuals map provided by TAQA was used to provide the uncertainty input (both standard deviation and variogram shape) into the gridding algorithm used. A series of top reservoir maps was then generated using different gridding algorithms and parameters in Petrel. Static GIIP's were calculated using these different top reservoir maps and validated to the dynamic GIIP determined from P/z plots. The model that yielded the closest match to the dynamic GIIP was then chosen as the base case for subsequent dynamic modelling.

The fault interpretation used in the current static model again originates from TAQA, with minor modifications by both TNO and EBN. The current static model does not include an uncertainty range for the position and orientation of the faults and their possible influence on reservoir properties in the close vicinity of those faults.

#### 2.4.2 Static grid

The description below refers to the models for P18-2 and P18-4. For P18-6 the reader is referred to the TNO report (Ref. 5).

A pillar grid was built from the pre-interpreted faults described in the previous paragraph. This pillar grid was simplified for dynamic simulation purposes which meant that faults with significant offset only were incorporated. In some cases, faults were slightly adjusted or simplified to better serve the grid purpose. Two faults were introduced that are based on dynamic indicators and do not represent a fault orientation typical for the area, which is NW-E oriented: the structural block that is penetrated by well P18-02A6 is divided into two compartments based on P/z indications and is disconnected from the main aquifer block. (Figure 2).

A north-south oriented corner point grid was then made with a constant IJ increment size of 50 x 50 m. This orientation was chosen as it was proved optimal to reduce the presence of cells with negative volume and twisted cells.

The Top Bunter depth map described in the previous paragraph was used to control the geometry of the static model. Four zones were created based on the lithostratigraphical subdivision into Formations and Members (Hardeggen, Upper Detfurth, Lower Detfurth and Volpriehausen), with intermediate horizons isochored down using thickness estimates based on well data representing these formations. Layering was done proportionally with the aim to simplify the reservoir model yet capturing relevant vertical variation in reservoir quality as much as possible. The number of layers therefore is different per zone.

Two field-wide stratigraphic baffles have been identified, one between Upper and Lower Detfurth Fm and one between Lower Detfurth and Volpriehausen, with an additional small break at the base of the Hardeggen (Table 9). These are well indicated by an increase in GR and density wireline values and a decrease in porosity representing a subtle unconformity between two formations which is marked by a sequence of mudstones deposited in a pond-like environment as well as very fine tight sandstones from a floodplain environment.

Hydrocarbon contacts have been inferred from RFT data. A regional hydrostatic gradient has been established through offset wells. A single FWL of -3680 m TVDss is inferred for the P18-2 field as well as the P18-6 field, while for P18-4 the FWL is considered to be at a depth of -3377 m TVDss. .

### 2.4.3 Reservoir parameters

The reservoir parameters in the static model constructed for the current project phase are based on a legacy petrophysical evaluation (carried out by BP in 2007). A petrophysical re-evaluation has recently been completed (Ref 1). This recent evaluation largely confirms the original interpretation (albeit using a larger dataset) and does not support the need for an immediate revision of the reservoir parameters and their uncertainties as used in the current static modelling at short notice. The updated petrophysical analysis will nevertheless support a better understanding of rock properties and their (geometrical) variations and dependencies.

For the static model, the total porosity (PHIT) log was upscaled arithmetically, using a biased method that takes the N/G upscaled logs into account. Those N/G logs are based on Vshale estimates. The original calculated permeability logs (log-derived Kh values poorly matched to well test Kh values) were demonstrated to be sub-optimal. An adjusted permeability log was used instead, one that has been calibrated to core and well test data and subsequently arithmetically upscaled. The total porosity property was modelled using a Gaussian random function simulation for which variograms and distribution functions were constructed for each zone separately. The porosity property was co-kriged using a separate horizontal trend map for each zone. This trend map incorporates regional shale and porosity-depth trends. The permeability property was modelled through Gaussian random function simulation and collocated co-kriged with the porosity property using an estimated coefficient based on the upscaled-well data.

The hydrocarbon saturation height function used for calculating the hydrocarbon saturation property was based on the legacy petrophysical evaluation carried out by BP in 2007. This includes a Leverett-J Function based on SCAL data from the P15-10 well. For each reservoir zone a different function was determined. These functions have been directly applied to the porosity cube using the Petrel property calculator after review and confirmation (Ref 1).

## 2.5 Dynamic Base Case description

The dynamic model for P18-2 and P18-4 is built using CMG GEM compositional simulator. The input grid corresponds to the deterministic base case static grid comprising of 45 grid layers proportionally gridded to represent more refinement in the Hardeggen.

Note that P18-6 has been modelled earlier in ECLIPSE and is not included in the determination of sensitivities as carried out in this study. For further information, refer to the P18-6 feasibility study by TNO (Ref 5).



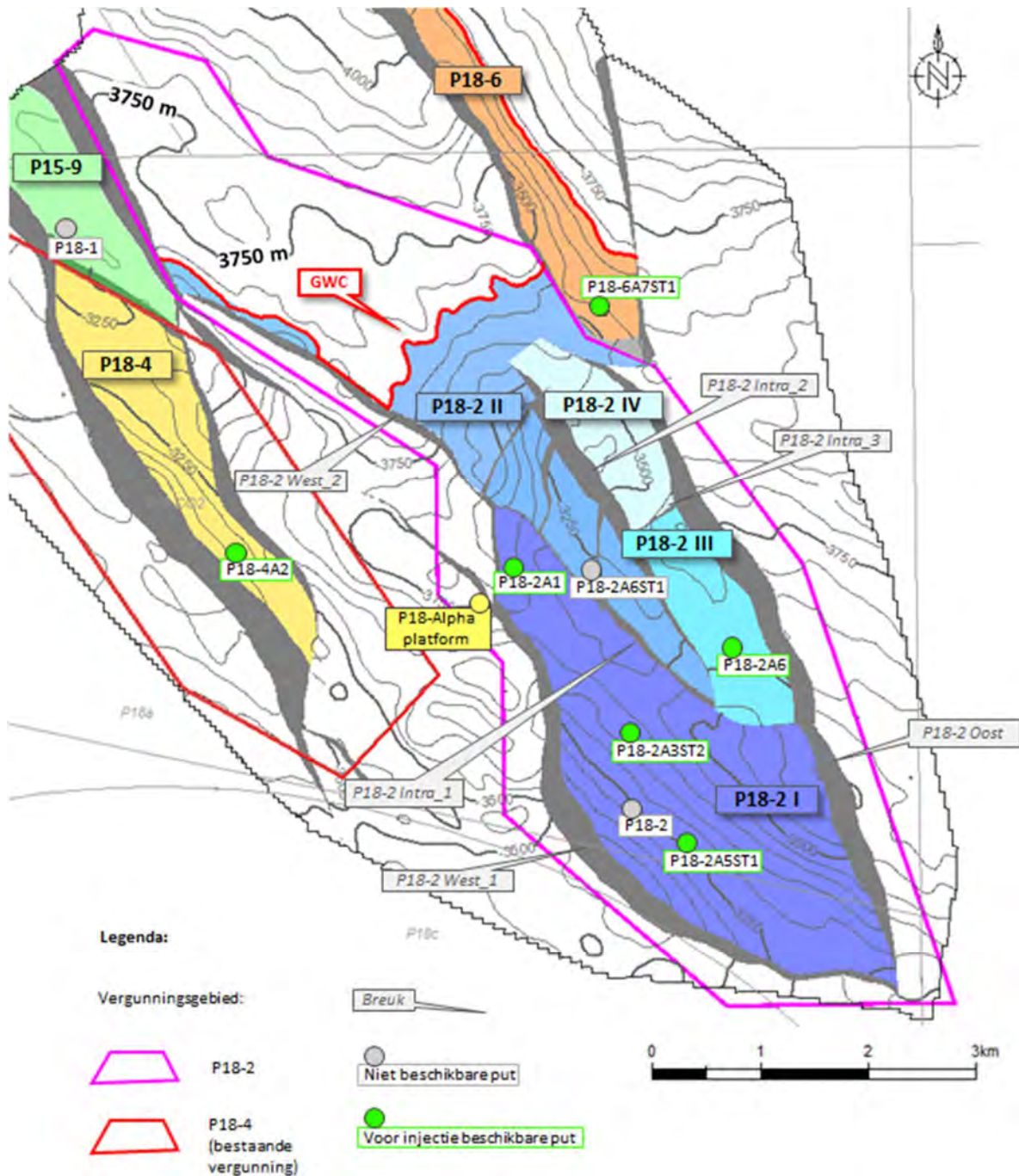


Figure 2: Map view of the three P18 reservoir: P18-2, P18-4 and P18-6, and their compartments. Contours on the map refer to depth of Top Reservoir. Well locations are projected at the crossing point of the wellbore with the Top Reservoir surface.

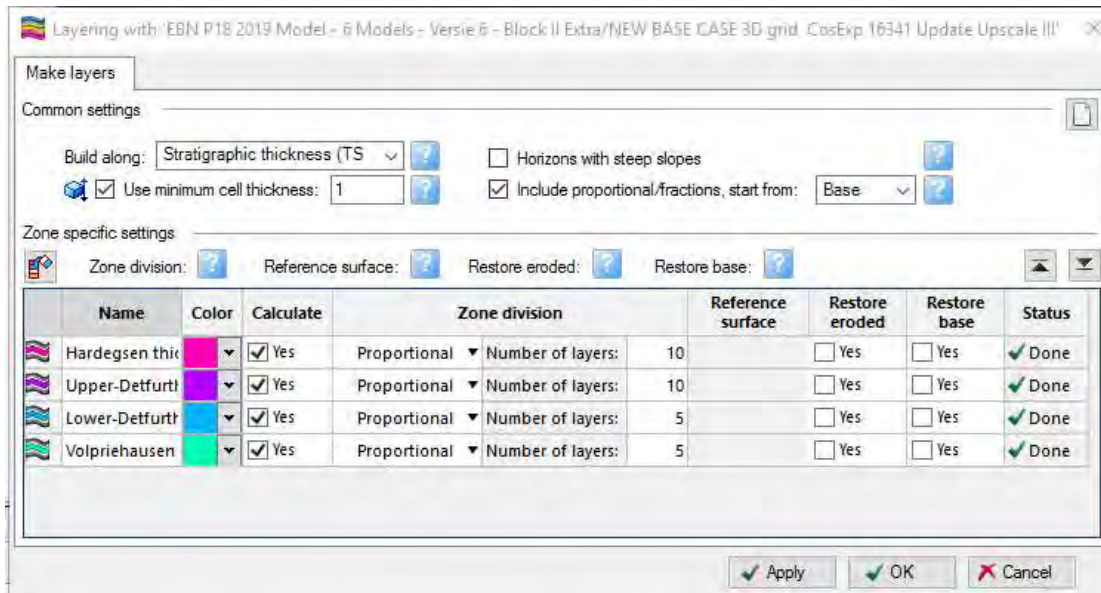


Figure 3: Zonation and layering scheme adopted for grid construction

The static base case volumes (natural gas) comparison with the dynamic base case volumes (natural gas) (based on P/Z analysis) is summarized below.

Block / reservoir	static GIIP 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> (with 3% phie cut- off)		P/Z dynamic GIIP 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	% diff
P18-2 Block 1	10	13	12.60	-3
P18-2 Block 2	3			
P18-2 Block 3	0.7		0.70	+0
P18-2 Block 4	0.18		--	--
P18-4	4.10		3.60	-14

Table 1: Volume comparison per field and compartment between static and dynamic GIIP

The model is initialized in compositional mode, and an overview of the model features is as follows:

- SCAL:  $S_{wirr}$  taken from static model,  $S_{gr} = 5\%$ ,  $K_{rw} = 0.5$   $K_{rg} = 0.8$ ,  $S_w$  matched to log using a J-function per geological unit
- Block communication: Block 1 and 2 baffled through a Hardegsen- Volpriehausen fault juxtaposition (Block 2 found depleted when P18-2A6st was produced in 2003)
- Block 3 is separated from all compartments (found at virgin pressure 4 years after production through P18-2A6)
- Block 4 is separated from all compartments to match pressure decline history

In addition to the above, modifications were made to the model to match the permeability to the well test (see static section). Pore-volume multipliers were added to match the dynamic pressure behavior in order to obtain an acceptable history match.

Block / reservoir	Dynamic PV multiplier
P18-2 Block 1	1.1
P18-2 Block 2	1
P18-2 Block 3	0.75
P18-2 Block 4	1
P18-4	0.8

*Table 2: Pore volume multipliers*

The model was then run (history matching until COP date with depleted reservoir pressure of 17 bar, followed by injection). The history match is shown below per well for P18-2 and P18-4. Input historic rates were matched and the reservoir pressures are calculated and plotted in comparison with the measured pressure. This history matched case is considered as the base case. There is little deviation from this base case due to the amount of field data collected over the past 30 years. Therefore, this base case is used as deterministic model to predict the CO<sub>2</sub> injection.

The wells did not see any water production and so the history match is done on pressures and relative flow from the various layers.

For details on the history match of P18-6, the reader is referred to the feasibility report study of P18-6 (TNO, 2019).

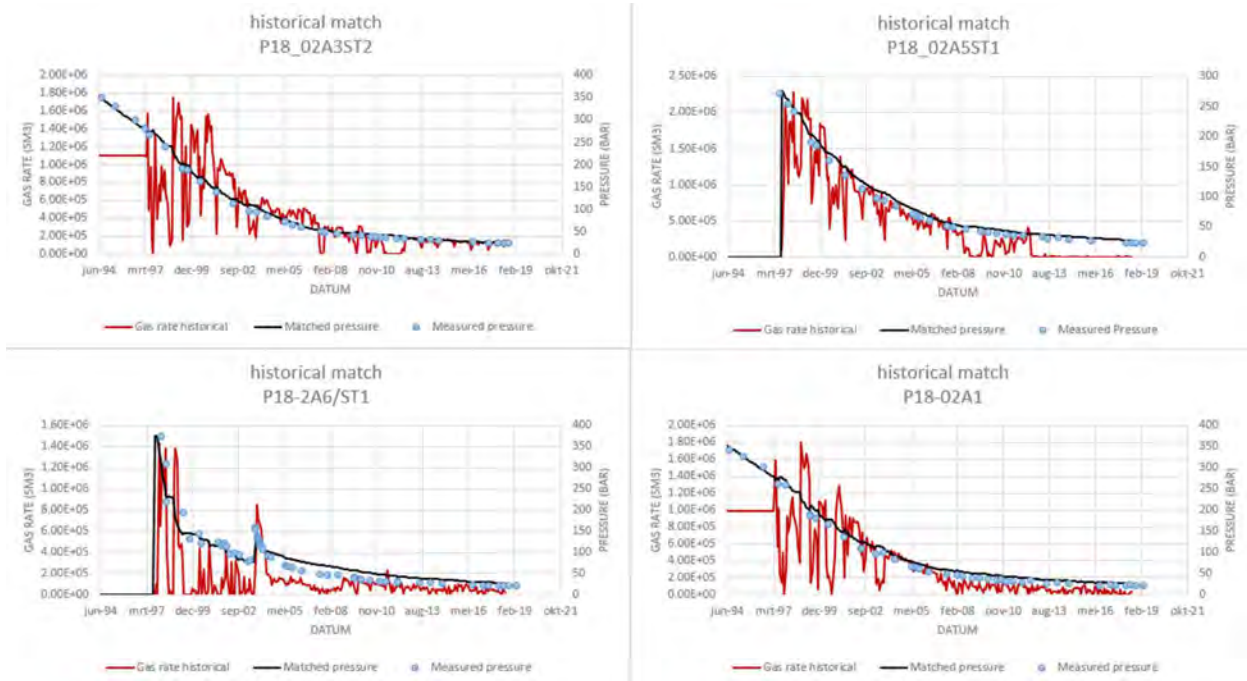


Figure 4: overview of history matched pressure data in P18-2 (black line is simulated pressure, blue dots are measured points and red line is the input rate per well)

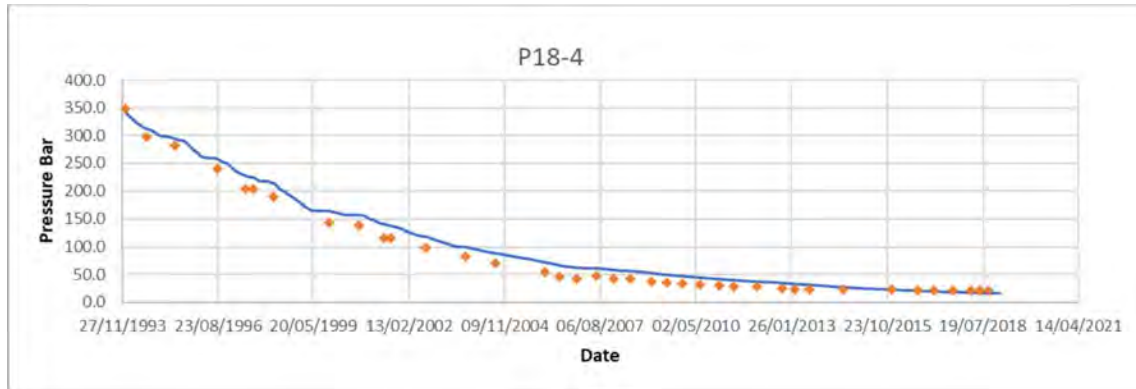


Figure 5: Pressure match of P18-4A2 (blue line is simulated pressure, orange dots are measured pressures)



### 3 Base Case Storage Capacity

An overview of the history matched Base Case Storage Capacity per field is given in Table 3 for various reservoir pressure cut-offs. The total storage volume is ca 38 Mton of CO<sub>2</sub> (that is, excluding the other components injected), excluding the P18-6 contribution.

	Storage Volume [Mton]	P18-2	P18-4	P18-6
1	Pbh,max = Pi	31.6	8.2	1.3
2	Pr,max = Pi	32.3	8.6	
3	Pr,max = Phyd	30.5	8.1	
4	Pr,max @ Pwelltop = Phyd,local	30.0	8.0	

Table 3: Initial Base Case Storage Capacity in Mton of pure CO<sub>2</sub> for several final well bottom hole or average reservoir pressures

The constraints for the first line (1) are as follows: the local reservoir pressure in the reservoir cannot exceed Pi, and injection stops if the target rate cannot be reached. This means that the wells will inject at a target rate (supplied by the customers) until the Pbh required to meet the rate exceeds Pi. (This is not true for P18-6, for which the simulation was continued after the target rate could not be met. The value is measured after 5.5 years of injection, stopping at a very low injection rate.) The storage capacity for the next two lines (2) and (3) is the total injected mass of CO<sub>2</sub> at the moment the maximum allowed average reservoir pressure (Pr) is reached (while keeping injection at the final target rate). The last line (4) gives the storage potential for the situation when the reservoir pressures should stay below the potential pressures in micro-annuli (if worst case, connection with a water bearing reservoir is established).

It should be noted however that, in the unlikely scenario that flow through micro-annuli occurs, this would be in insignificant and unmeasurable amounts. The reader is referred to the Porthos Well Containment Report for more details on this.

Figure 6 shows the injection rate and Pbh versus time for an example well, for the case that Pbh is restricted to be always lower or equal to Pi. Note that there is not much difference in storage capacity between stopping after the target supply rate cannot be met and stopping after a very small injection rate has been reached.



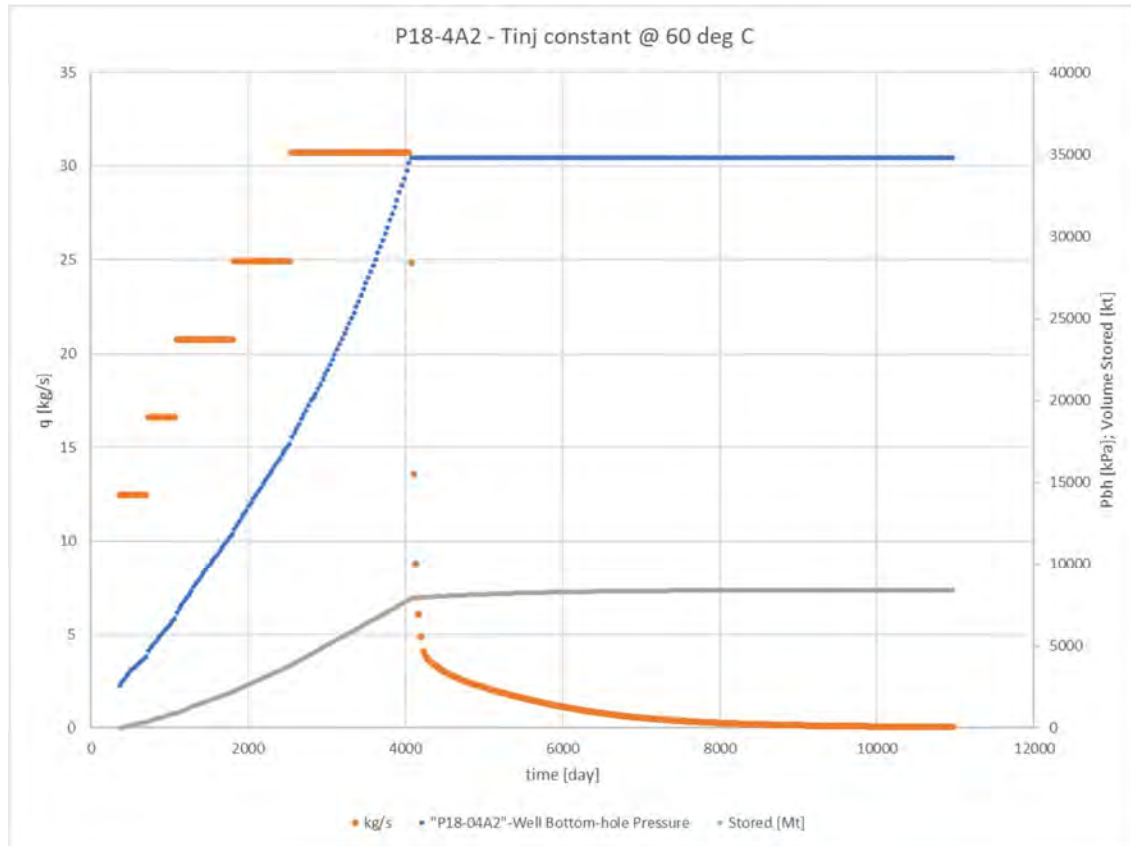


Figure 6: Example of injection rates and bottomhole pressures versus time. Note that when  $P_{bh}$  reaches max pressure ( $P_i$ ), the injection rate declines rapidly. The amount of stored mass does not change much after that. Therefore, including a minimum rate (say 5 kg/s) will not improve the amount of stored  $CO_2$  much.

### 3.1 Maximum reservoir pressure

The maximum reservoir pressure after end of injection considered for the base case is the hydrostatic pressure:

Field	Pressure at datum depth (bar)
P18-2	351
P18-4	332
P18-6	360

Table 4: Assumed base case reservoir pressure limit per field at datum

## 4 Storage Capacity Uncertainties

### 4.1 Static volume uncertainties

The possible effect of pore volume collapse and consequent irreversible volume reduction by compaction during depletion has been the subject of a core testing program carried out by Fenix Consulting Delft B.V. on behalf of the Porthos project (Ref. 1). The relative permanent porosity loss in core samples resulting from compression during laboratory tests was found to be quite modest, ranging from 0.4% to 3.3% of the pore volume, with a weighted average of 1%. The stiffness of the reservoir rocks was found to be higher than expected (with a Young's modulus of 27 GPa), which will have reduced the effect of pore volume reduction by compaction.

The porosity reduction was calculated using grain compressibility measurements during the test. Porosity reduction calculations were repeated using a constant grain modulus of quartz (37.5 GPa) and a high value of 70 GPa. These repeated calculations deviate at most 10% from the original estimates. So, for the average relative porosity reduction (1%), the uncertainty is 0.1%.

A sensitivity check on the current reservoir model showed that a 1% relative reduction in pore volume leads to a 1% reduction in the overall storage volume.

### 4.2 Dynamic uncertainties

#### 4.2.1 Pressures at end of production

Gas production of 6 wells from the 3 different reservoirs (P18-2, P18-4, and P18-6) is directed to a production manifold or a test manifold and a test separator, where gas from individual wells can be measured after liquid separation. Where the field total production is measured, a back allocation for each well is made. The allocation is then cross checked with the individual well spot rate from the separator. The P/z plots below are constructed based on the cumulative volumes and the measured well head pressures converted to downhole conditions. A few pressure points have been measured downhole to check the conversion accuracy between top and downhole of the well. Although back allocation to the wells carries some uncertainty, the overall produced volume from the fields and the measured downhole pressures provides control on the overall capacity.

The end pressures in the reservoirs in the base case are taken from the 3D dynamic model, after model calibration (see model description). The final expected reservoir pressure at COP is calculated based on a forecasted production volume from 2020 to 2024. The corresponding end pressures per field is currently forecasted at:

- P18-4: 17 bar
- P18-2: 17 bar
- P18-6: 57 bar (near-well pressure is lower)

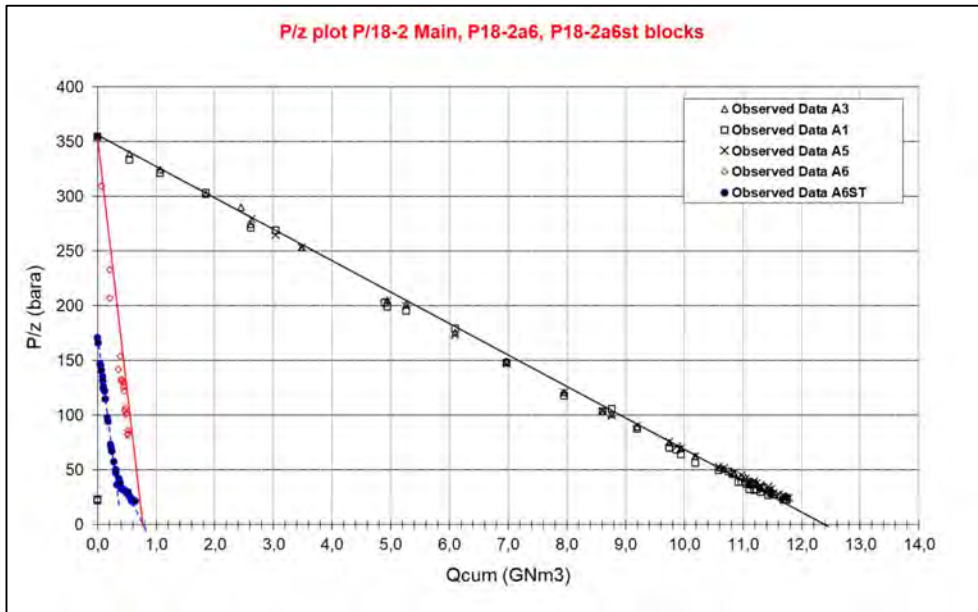


Figure 7: P/z plot showing the declining pressure with cumulative gas produced P18-2. The blue points show deviation in the pressure when the P18-2a6 sidetrack was drilled and whipstocked is perforated adding more volumes accessible to well P18-2A6

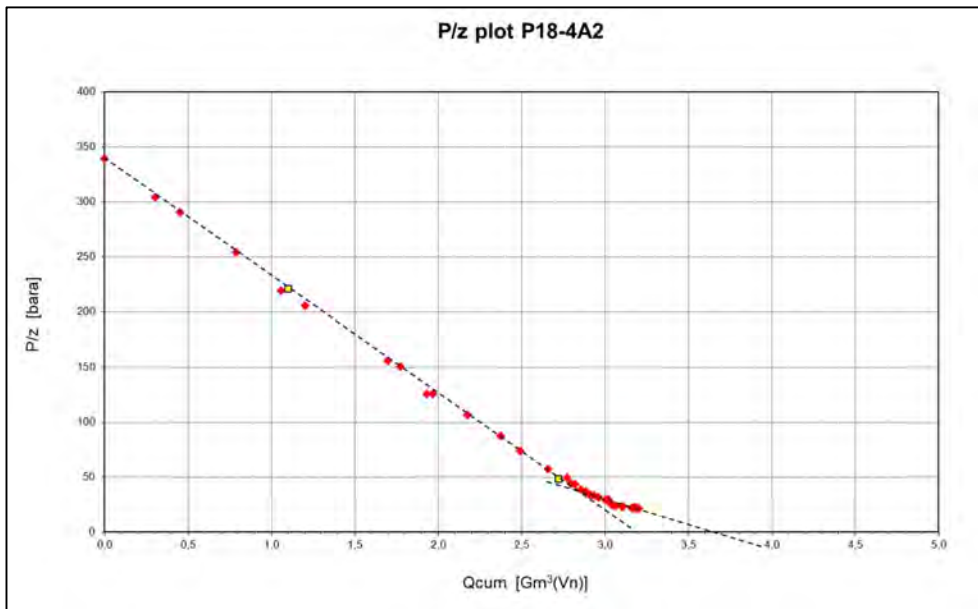


Figure 8: P/z plot showing the declining pressure with cumulative gas produced P18-4. The slight deviation in the end represents slow gas from the lower and less permeable reservoir layers.

Since the estimate of the dynamic GIIP carries an uncertainty, there is a possibility that:

- a) The dynamic GIIP is higher than estimated and therefore the COP pressure may be lower
- b) The dynamic GIIP is lower than estimated and therefore the COP pressure may be higher

To deal with this uncertainty, a High, Mid, and Low case for the end pressures have been derived using the P/z method (with the dynamic GIIP estimated between the red and the green line) as shown for P18-2 as an example below:

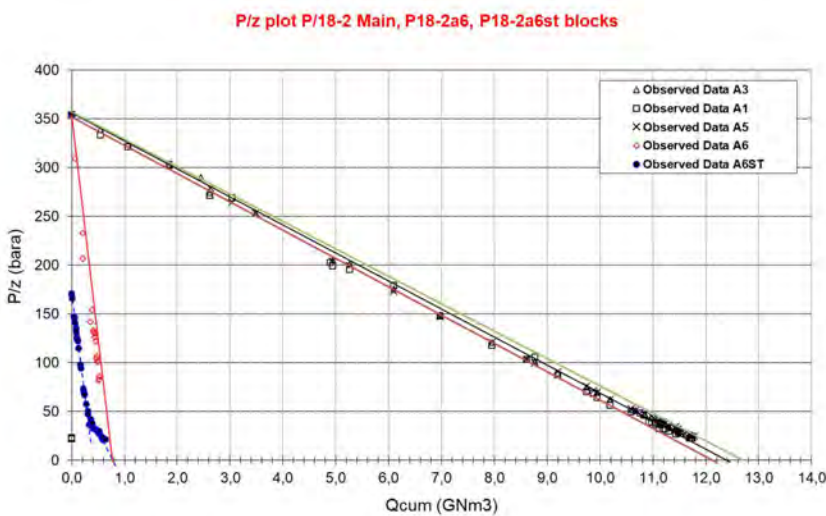


Figure 9: example of uncertainty range on GIIP and corresponding COP pressures

P18-2	High	Mid	low
GIIP (10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> )	12.7	12.6	12.4
Pressure COP (Barg)	20	17	14
<b>P18-4</b>			
GIIP	3.7	3.6	3.5
Pressure COP (Barg)	20	17	13

Table 5: uncertainty range in dynamic GIIP derived from P/z

The table below shows the initial vs injected volumes distribution for P18-2. The injection volume distribution follows closely the produced volumes distribution and given the low impact of the reducing static factors (refer to section 4.1), the final volume of the injected fluid is very much bound to the final volume of the produced natural gas in a voidage replacement type of setting.

Facies	Proportional amount of Gas initially in place % per layer (initial- before Production)	Proportional amount of CO <sub>2</sub> per layer Finally in Place (after injection)
Hardegsen	51	48
Upper Detfurth	36	39
Lower Detfurth	11	12
Volpriehausen	1	2

*Table 6: distribution of gas in place after depletion and after injection distribution for CO<sub>2</sub> – based on the dynamic reservoir model: over 80% in produced or injected through the Hardegsen perforation layers which is connected vertically to the upper Detfurth allowing the volume to mostly be distributed across the Hardegsen and the Upper Detfurth*

The gain in storage capacity under the condition of a fixed volume and assuming a lower starting pressure is +0.3Mton for P18-2 and +0.2 for P18-4, and the loss in storage capacity assuming a higher starting pressure is -0.2Mton for P18-2 and -0.1 for P18-4. This highlights that the COP pressures are not the most relevant factors for the CO<sub>2</sub> storage capacity since it is ultimately dictated by the produced gas volumes. However, COP pressures are more important for Flow Assurance, which is beyond the scope of this document (Ref 9).

## 4.2.2 Injectivity uncertainties

### 4.2.2.1 Permeability

The modeled reservoir permeability is calibrated to the core data available in the P18/P15 area. In addition, all wells currently planned for future injection have historical downhole production well test data on which pressure transient analysis was performed and the kh was determined per well and subsequently aligned with the permeability distributions resulting from the petrophysical evaluations. This is described in the static section and will further refined in the recent petrophysical evaluation (Ref 1).

As the wells have a long history of production, the permeability has also in the base case been calibrated to match the bottom hole pressure history during production.

Nonetheless, permeability was varied to evaluate the impact on the injection volume. Note that the volumes at the end of the injection plateau will be referenced. This is reached when the well bottom hole pressure reaches the limiting reservoir pressure. This is not a fixed assumption, and the maximum injection bottom hole pressure may be set to a higher limit.

The average permeability is highest in the Hardegsen, which is the formation that will receive 80% of the total injection flow- (refer to table 8 for the PLT). The well test data aligns to this (see table 7 below), therefore even a drastic reduction in permeability does not pose a risk for injection, the injection bottom hole pressure can be higher to achieve the required drawdown. The only effect observed is at the end of the injection life where a theoretical maximum injection pressure is imposed. Varying the permeability as below impacts the plateau length but does not have much impact on the final cumulative mass injected.



kh total [mD.m]		Layer	kh (mD.m)	k (mD)
3150	<b>P18-2A1</b>	Hardegsen	2100	75
		Upper Detfurth	750	15.2
		Lower Detfurth	100	5.5
		Volpriehausen	200	1.7
8850	<b>P18-2</b>	Hardegsen	8000	266.7
		Upper Detfurth	850	20.2
17427	<b>P18-2A3</b>	Hardegsen	7537.5	450
		Upper Detfurth	8687.5	250
		Lower Detfurth	1025.0	100
		Volpriehausen	177.5	5
25249	<b>P18-2A5</b>	Hardegsen		
		Upper Detfurth		
		Lower Detfurth		
		Volpriehausen		

Table 7: kh derived from PTA

The range chosen to vary the permeability is taken as: 0.3 x Perm to 5 x Perm. This was chosen from the range of the core plug derived poro-perm data (see below) and by using the well test kh vs log kh to close the gap in the uncertainty.

Based on the petrophysical interpretation, the static model assumes a high perm streak in the Hardegsen (>1000 mDarcy). In all simulation cases, this interval is assumed to be lateral continuous over the entire field. Hence, it plays an important role in the lateral movement of the CO<sub>2</sub> front.

It is worth noting that this sensitivity is done on the injection base case, but has not been history matched to the production data. It is very unlikely that the uncertainty range would be so large, given that the measured bottom hole pressure and the PTA data are matched in the base case. The uncertainty range would also be statistically too large since the multipliers are applied globally and not per well. Finally, we do not believe that a history match can be achieved with anything close to the tested permeability multiplier range.

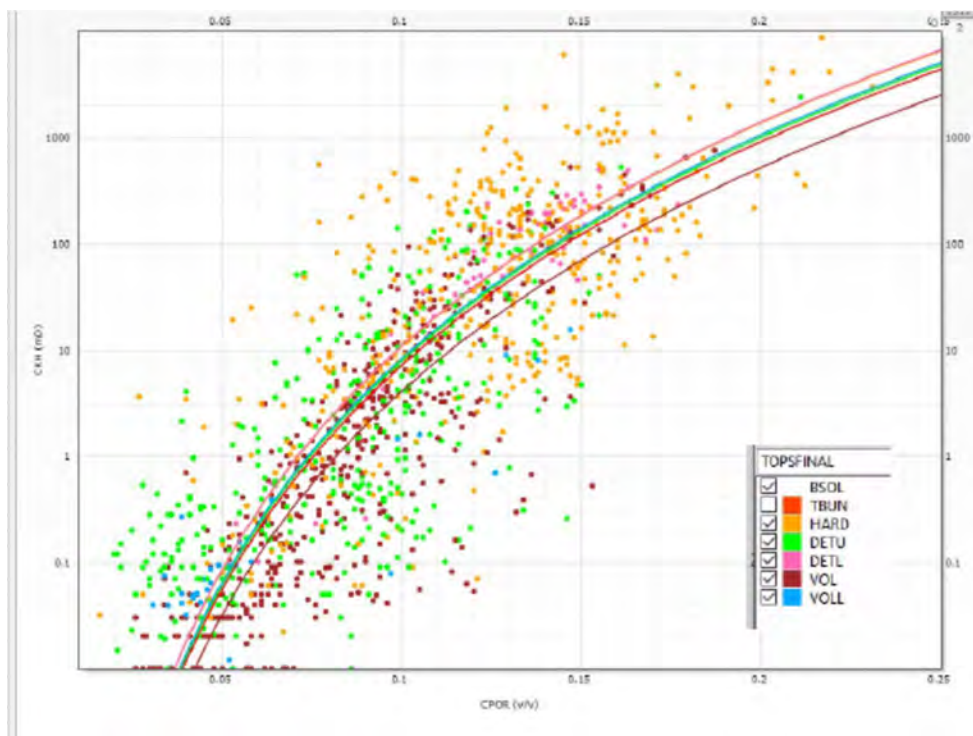


Figure 10: Poro-Perm scatter from all core plug data available in P18 and P15; Hardegsen – Orange; Upper Detfurth – Green; Lower Detfurth – Pink; Volpriehausen – Brown; Lower Volpriehausen - Blue (Petrophysics evaluation, 2020)

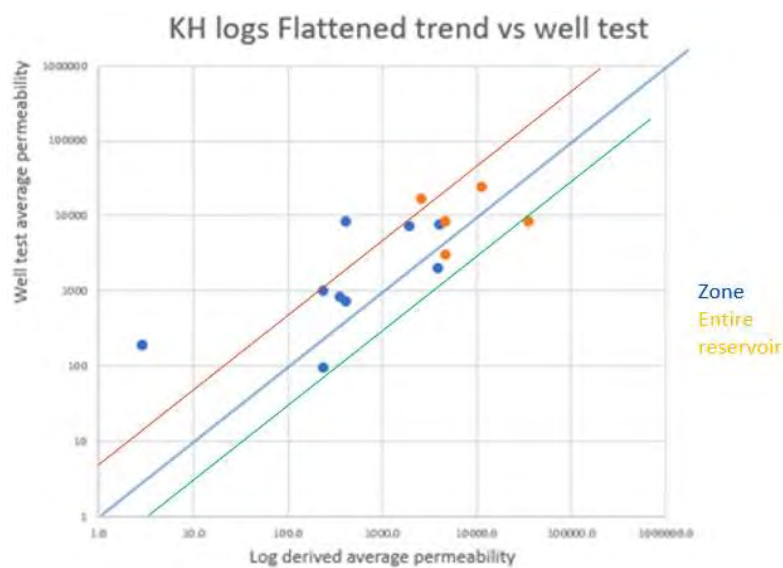


Figure 11: Scatter in well log KH vs well test KH. Blue points are KH per zone, and orange are entire reservoir cumulative KH. The blue line is 1:1 relationship with well test vs. log KH, red is the upper bound and green is the lower bound taken from the spread of the data (Petrophysics evaluation 2020 in prep)

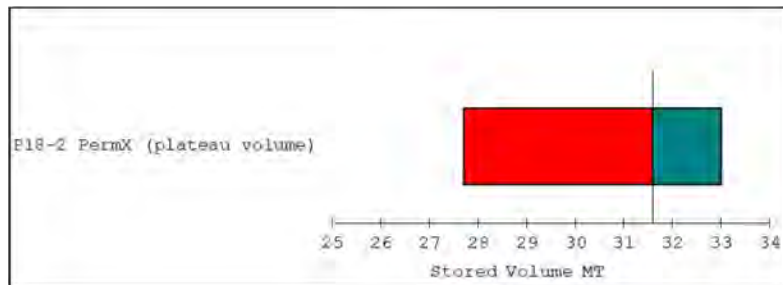


Figure 12: Sensitivity on the plateau length volume when varying permeability for P18-2: not history matched

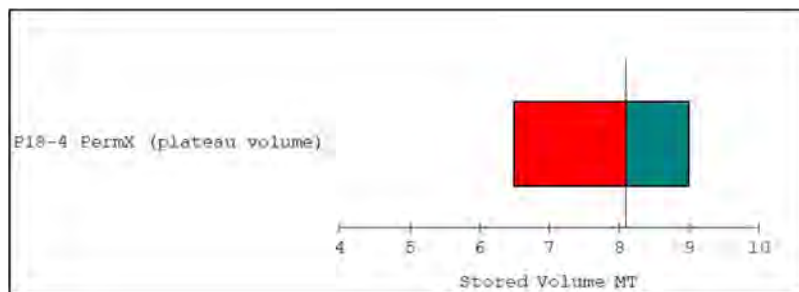


Figure 13: Sensitivity on the end of plateau length volume when varying permeability for P18-4: not history matched

#### 4.2.2.2 Vertical permeability ( $k_v/k_h$ , baffles)

The vertical to horizontal permeability ratio  $k_v/k_h$  is taken as 0.1 globally. Changing this to 0.01 results in a delta storage volume of -0.1 Mton in both P18-2 and P18-4 concluding that the Injection volume is not sensitive to the  $k_v/k_h$ .

The reservoir model is vertically split into four zones (Hardeggen, Upper Detfurth, Lower Detfurth and Volpriehausen) based on their reservoir quality, which may vary vertically significantly, see below. The average absolute permeability based on the P18-2 model is:

- Hardeggen: 500 mD,
- Upper Detfurth: 190 mD,
- Lower Detfurth: 60 mD,
- Volpriehausen: 1 mD

This is also reflected in the production/injection contribution per zone which is calibrated to the available PLT data.

Formation	P18-2-A5-str1 measured	P18-2-5-str1 production	P18-2-A5-str1 injection
Hardeggen	83	84	80
Upper Detfurth	4	13	13
Lower Detfurth	13	2	6
Volpriehausen	<1	1	1

Table 8: PLT matched to model in history match and injection values in % of total flow

These zones are vertically poorly connected or disconnected due to the presence of stratigraphic baffles which are likely to be continuous across the fields. The figure below shows the transmissibility assigned to those baffles which was derived based on the gamma ray log and the dynamic model. The presence of barriers and a communicating baffle between Hardeggen and Detfurth has also been confirmed with the PTA study.

A scenario was run where the vertical transmissibility between Hardeggen- Detfurth was set to zero. The delta volume then is -0.9 Mton in P18-2 and -0.7 Mton in P18-4.

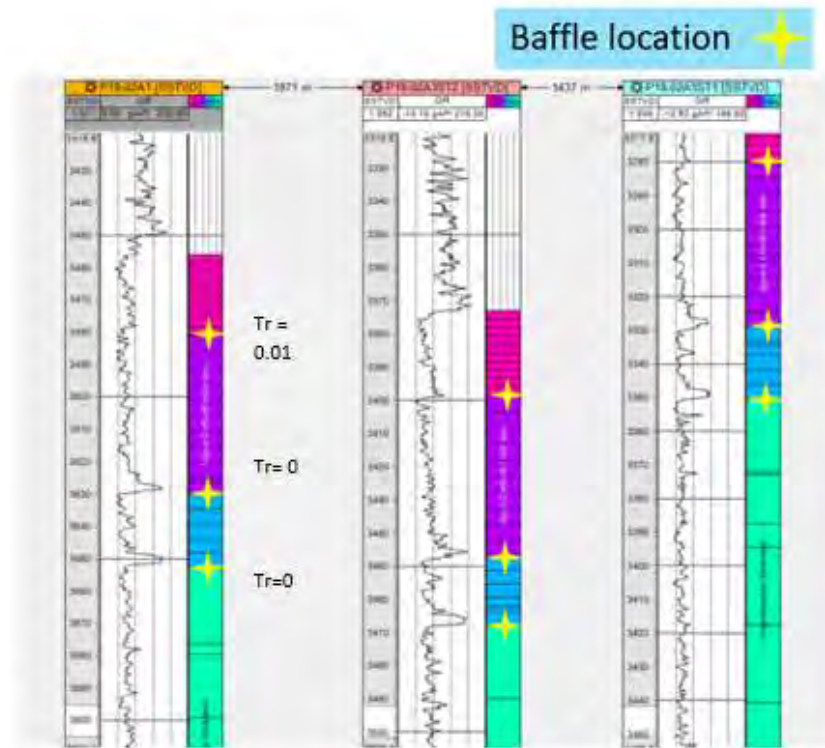


Table 9: location of baffles and barriers in wells, Tr is the communication factor where 0 indicates a full seal and 1 full communication)

#### 4.2.2.3 Skin/well performance

A well performance study has been done and the outcomes are presented in reference 7. The outcome of this study has been used to address the potential impact of Skin on the injectivity and storage volume.

#### 4.2.2.4 Aquifer inflow, hysteresis

Due to gas production, the reservoir pressure has been going down for decades. This has likely caused some water (from below the free water level) to flow into the reservoir above the gas-water-contact. When the reservoir pressure is going up again due to injection, most of the water will be driven down again, but part of that water may potentially stay behind. This hysteresis effect can potentially reduce the available pore space in the reservoir part for storage of injection fluid due to water inflow.

Below is a table showing the initial vs the final water saturation at virgin vs depleted conditions. The wells have not produced formation water, the water level does not reach the wells and the P/z does not show pressure support from an aquifer, therefore the presence of an active aquifer or extreme water ingress is not supported. The aquifer present is a closed water body system with no influx.

In the case that some hydrocarbon pore volume is lost due to water encroachment into block 1 and 2, the following estimation acts as a worst-case estimate, assuming that all water has ended up in the gas bearing pore volume and will not be displaced by the incoming CO<sub>2</sub>.

The hydrocarbon pore volume is checked in both cases: before and after depletion, in block 1 and 2. The table below shows the difference in hydrocarbon pore volume, with a total loss of 6% HCPV. A multiplier of 0.94 was then applied to the injection base case pore volume (total block 1 and 2) to evaluate the impact.

Note that this is considered an unrealistic scenario, since the water in the pores will be mobile, and the CO<sub>2</sub> even more so in its denser phase will be able to displace water. The total change in storage volume is estimated to be -1.7 Mton in P18-2 and -1.0 Mton in P18-4.

Case	Bulk volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	Net volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	Pore volume [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]	HCPV gas [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]
virgin	2.174	608	68	49
depleted	2.174	608	68	46

Table 10: hydrocarbon pore volume displaced by water due to depletion showing a 6% difference



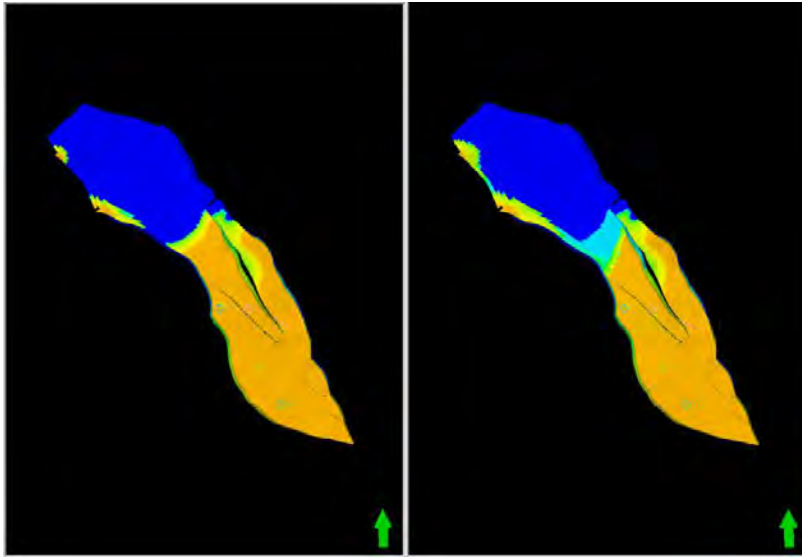


Figure 14: water saturation profile before and after depletion – Top view

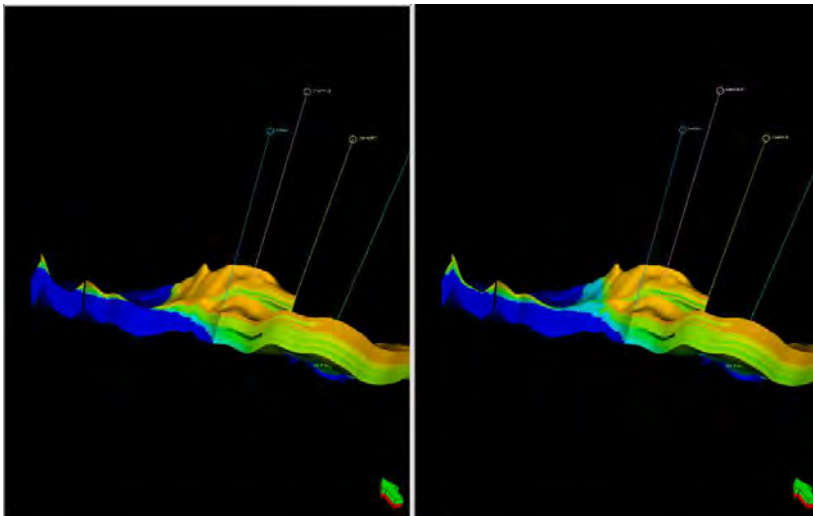


Figure 15: water saturation profile before and after depletion – Side view

#### 4.2.2.5 CO<sub>2</sub> dissolution in brine and salt precipitation

The irreducible water saturation is modelled using a porosity dependent function based on the porosity classes in the reservoir and is not varied in the model.

The amount of irreducible water saturation determines how much of the CO<sub>2</sub> will dissolve in the formation water and, as the water vaporizes and gets replaced by CO<sub>2</sub>. The amount of salt deposited is also dictated by the amount of irreducible water and the salinity.

Many of the uppermost layers where most of the CO<sub>2</sub> will be injected will have low S<sub>wirr</sub>. (refer to static section for S<sub>wirr</sub> modelling). As a result, the impact of vaporization, and salt precipitation is considered to be small.

#### Impact of vaporization

As the irreducible water vaporizes, the CO<sub>2</sub> fills that pore space as well as the relative permeability, and as a result the volume of storage of CO<sub>2</sub> increases marginally by 0.3 Mton in P18-2 and 0.5 Mton in P18-4.

#### 4.2.2.6 Salt precipitation with inactive aquifer

As dry CO<sub>2</sub> is injected, salt will precipitate as the irreducible water vaporizes. The water salinity in P18-02 is taken to be 100k ppm NaCl(aq) from a petrophysical evaluation.

Table 5.1 – Shaltness and porosity parameters

Parameter	GR clean	GR shale	$\rho_{\text{base}}$ Zech/Rotl/Carb g/cm <sup>3</sup>	Temp. °C	Sal. eq. kppm NaCl	$\rho_{\text{mf}}$ g/cm <sup>3</sup>	$\rho_{\text{fl}}$ g/cm <sup>3</sup>	N <sub>sh</sub> %
P12-05st	20	110	2.70/2.67/2.69	117	29	1.02	1.02	
P12-06	20	120	2.70/2.67/2.69	122	115	1.08	1.08	
P15-01	25	110	2.70/2.67/2.69	115	55	1.03	1.03	18
P15-02	20	120	2.70/2.67/2.69	117	105	1.07	1.07	15
P15-11	25	100		110				
P18-01	30	130	2.70/2.67/2.69	127	55	1.03	1.03	18
P18-02	25	110	2.70/2.67/2.69	133	105	1.07	1.07	15
Q13-03	15	100	2.70/2.67/2.69	110	125	1.09	1.09	15
Q13-06	35	125	2.70/2.67/2.69	115	90	1.06	0.75	15
Q16-04	20	115	2.70/2.67/2.69	127	120	1.08	1.08	
Q16-07	20	140	2.70/2.67/2.69	133	?	1.08?	1.08?	22

Table 11: Petrophysical parameters showing the salinity of the P18 reservoir (Petrophysical study 2007)

It is assumed there is no mobile water in the P18-2 field and that salt that will precipitate is in the pore space, as the irreducible water saturation occupies less than 100% of the pore volume. It is therefore assumed that salt clogging will not occur if the water is not in constant influx.

The reduced water saturation also increases the gas relative permeability (right plot below: increase factor) at the same time as reducing the porosity (left plot below: negative change in porosity), and so the increase in relative permeability vs the reduction in porosity and absolute permeability overall balances out and the impact is negligible. As a result, salt precipitation was not included in the base case model.

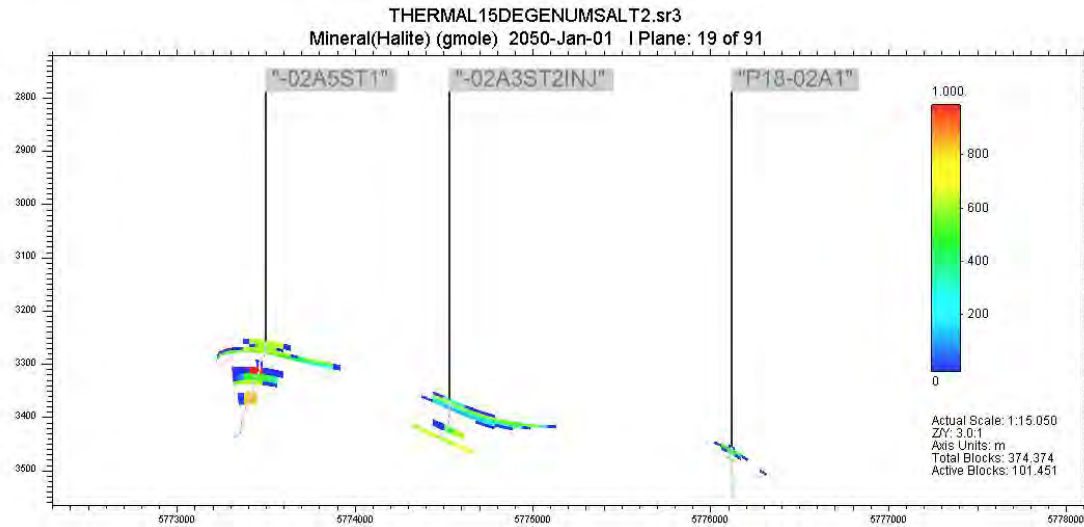


Figure 16: distribution of halite concentration around the injector wells after the injection period

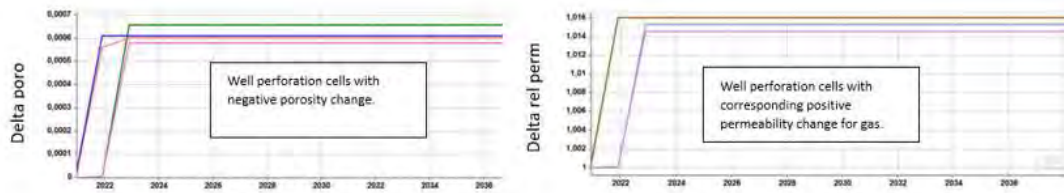


Figure 17: negative change in porosity due to halite precipitation (left), and increase in gas relative permeability (right)

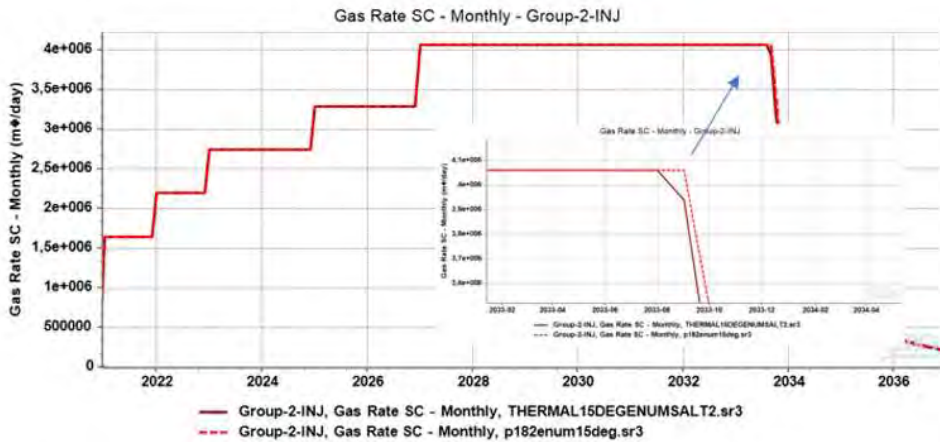


Figure 18: gas injection profile difference with and without salt, solid line is with salt showing minimal impact on the profile

#### 4.2.2.7 Salt precipitation with active aquifer

A sensitivity test has been performed under conditions of an active aquifer driving formation water upwards into the fluid injection zone. The continuous supply of formation water then causes more salt to be deposited in the pores as the water vaporizes and gets replaced.

It is important to stress that the hypothetical modelled case has a strong water drive by an upward infinite acting aquifer (Fetkovitch). There is no evidence or even any indication to support this case. The Cole plot below shows the base case depletion drive vs the strong aquifer. In P18, all material balance analyses support a natural depletion drive. No formation water has been produced through the wells and no evidence of strong pressure support is present in the pressure data.

The porosity reduction in the model cells located closest to the wellbore is large causing some pore clogging around the well in the high perm layers. The overall change in injection volume is -1.6Mton in P18-2 and -1.7 Mton in P18-4.

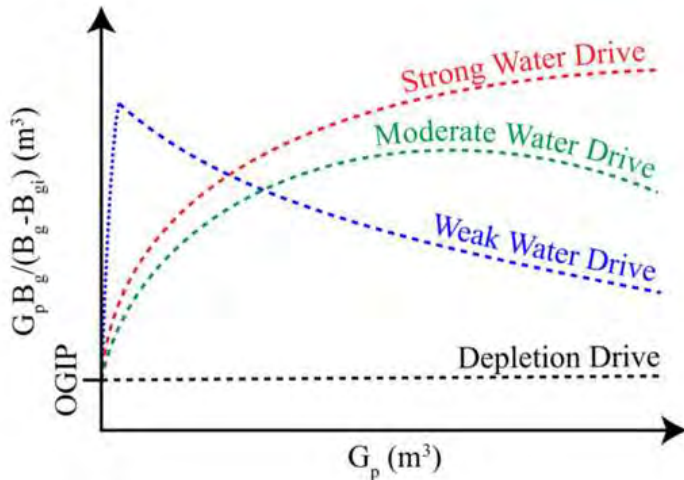


Figure 19: Cole plot demonstrating base case (depletion drive) vs hypothetical sensitivity (strong water drive)

#### 4.2.2.8 Injected fluid composition

Current models in GEM (base case) assume an injected fluid with around 95% CO<sub>2</sub> purity. The rest fraction is made up by light components such as N<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> (see below). This is modelled in Winprop (CMG) as:

CO<sub>2</sub> = 95 %, H<sub>2</sub> = 1% Ar = 1% N<sub>2</sub>= 2%, CH<sub>4</sub> = 1%

The composition matters, since it may affect the total storage volume in two ways: (1) having 95 mol% CO<sub>2</sub> means 5 mol% non-CO<sub>2</sub> (thus, less CO<sub>2</sub> stored); (2) on top of that, the overall density is likely to be lower in a mixed composition, since the most likely candidate components will have this effect on the overall density. Therefore, even less mass can be stored.

As an example, P-T diagrams below lead to the assumed final densities of pure CO<sub>2</sub> versus a mix of 96 mol% CO<sub>2</sub> and 4 mol% Ar. At the hypothetical final reservoir P-T (370 bar, 117 °C), the density for pure CO<sub>2</sub> is just above 675 kg/m<sup>3</sup>, while CO<sub>2</sub> including 4 mol% Ar has a density of just above 656 kg/m<sup>3</sup>. This is a mass density deviation of 3%. With 4 mol% N<sub>2</sub> instead of Ar, this leads to a density of over 645 kg/m<sup>3</sup>, with a deviation of 2.5%. These components are relatively similar in mass compared to CO<sub>2</sub>, so the amount of density loss seems to stay relatively small.

Note however that molar density is more important, since the amount of molecules matter, not the weight. At final reservoir P-T (370 bar, 117 °C), the molar densities of pure CO<sub>2</sub>, 4%mol Ar, 4 mol% N<sub>2</sub> are respectively: 15,349, 14,966, 14,881 kmol/m<sup>3</sup>, with respective molar fractions of CO<sub>2</sub> of 100%, 96%, 96%. This leads to partial CO<sub>2</sub> densities of respectively: 15,349, 14,367, 14,286. This means that the two non-pure compositions lead to less molecules of CO<sub>2</sub> to be stored, to be exact respectively: 93,6%, 93,1% instead of 100% CO<sub>2</sub>.



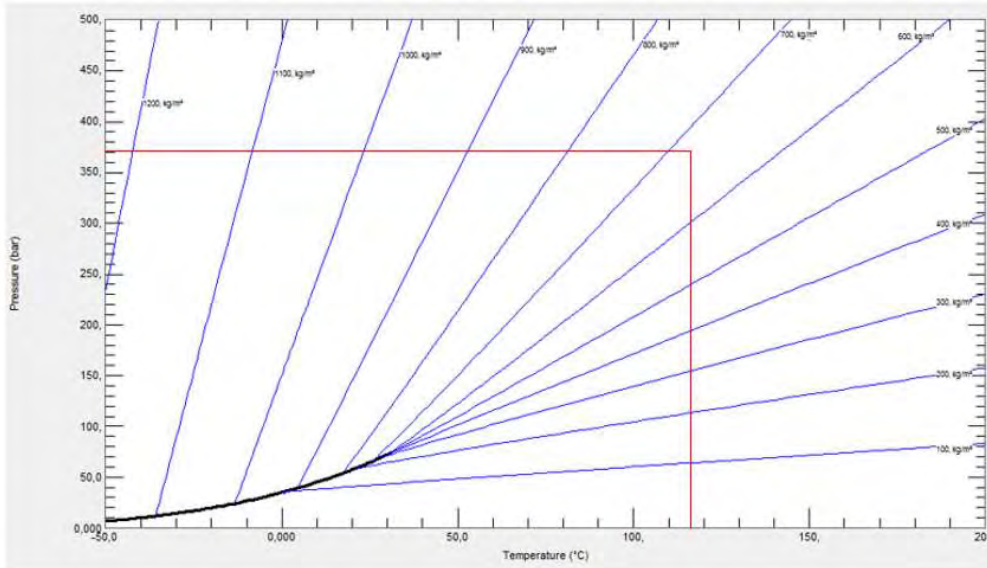


Figure 20: P-T diagram of 100 mol% CO<sub>2</sub>, including the phase line (fat) and iso-density lines (blue). The crossing of two red lines leads to the assumed final density. (EOS Span & Wagner)

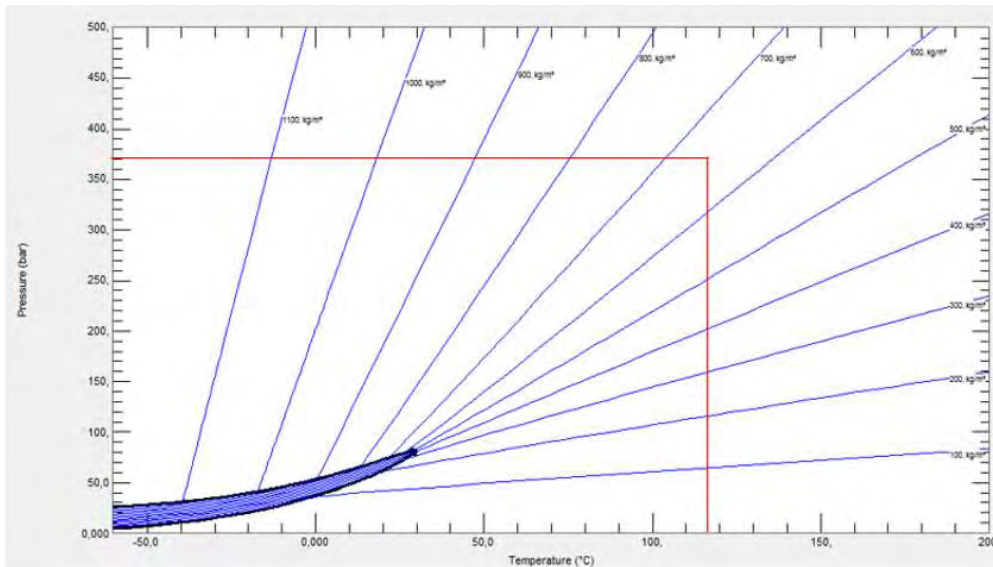


Figure 21: P-T diagram of 96 mol% CO<sub>2</sub> and 4mol% Ar, including 2-phase area (fat) and iso-density lines (blue). The crossing of two red lines leads to the assumed final density. (EOS GERG2008)

#### 4.2.2.9 Conclusion of all dynamic uncertainties

The work done aimed to evaluate the impact of uncertain reservoir parameters on the injection volume capacity. The range per parameter was selected to show the sensitivity of the injection capacity to that parameter, and not necessarily give a fixed plus and/or downside. Given this the following observations can be made:

- Most dynamic uncertainties discussed have a small impact on the storage capacity
- Given the potential impact on the storage capacity, the permeability, hysteresis, and strong aquifer support will be studied further as part of the injectivity study where a more representative range can be applied which would be history matched. This would give a more representative range of the up/downside for the volume.
- The CO<sub>2</sub> purity of the injection fluid composition will be between 95 and 100% purity.
- Vertical communication between Hardegsen and Upper Detfurth is unlikely to be zero given results from the pressure transient analysis and petrophysical interpretations, however, a scenario will be included in the injectivity study which will be history matched.
- Other factors such as  $K_v/K_h$  and reservoir pressures at COP (projected June 2024) have a small and almost negligible impact.

For the dynamic model there are limited degrees of freedom due to the amount of field data collected over the past 30 years. Therefore, this base case is used as deterministic model to predict the CO<sub>2</sub> injection.

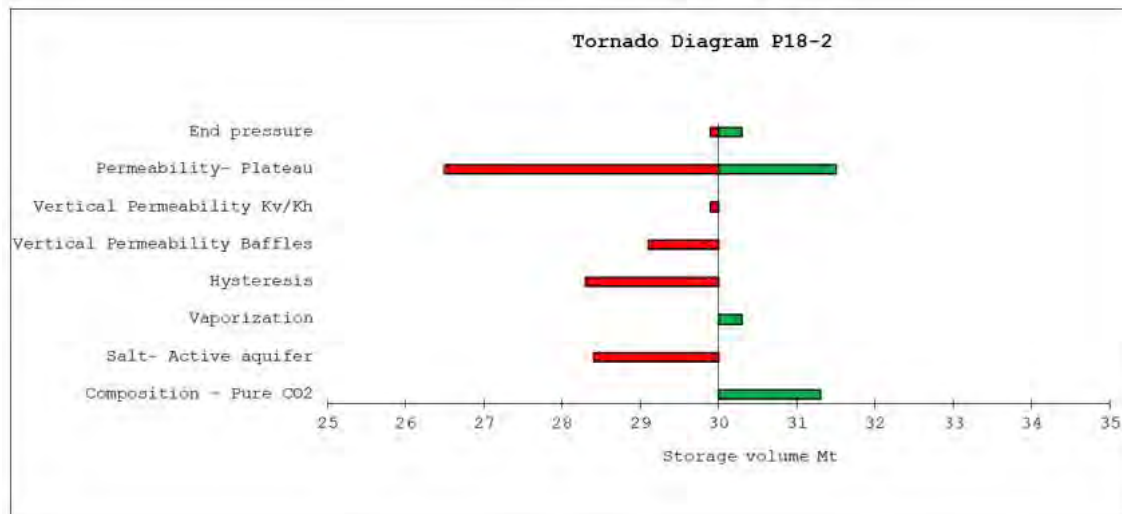


Figure 22: Tornado plot summarizing uncertainties on P18-2

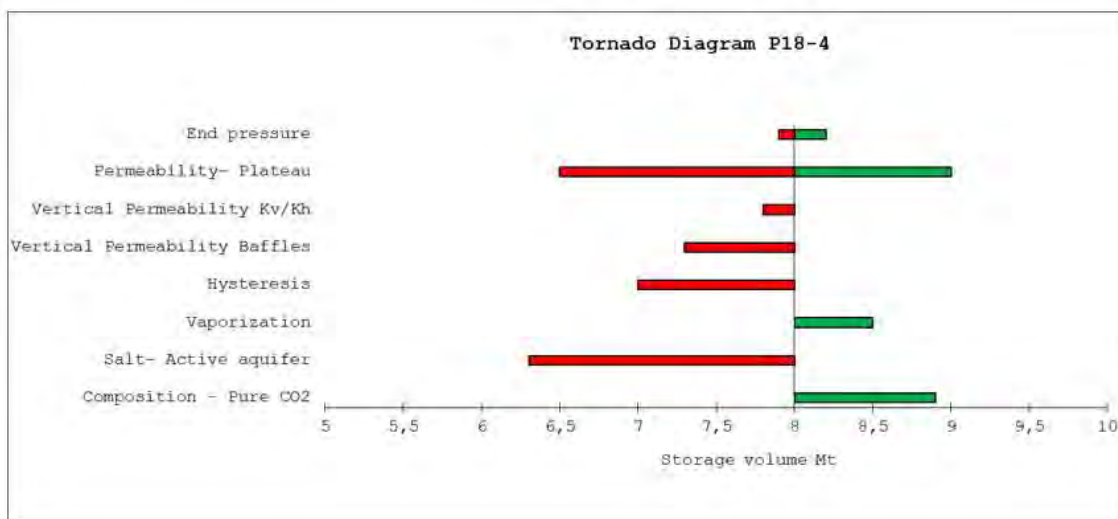


Figure 23: Tornado plot summarizing uncertainties on P18-4

## 5 Conclusions

A careful documentation and review of the technical foundations and subsurface uncertainties of the storage capacity assessment of the P18 fields is provided by the present document.

- The Storage Capacity of the P18 reservoirs P18-2, P18-4 and P18-6 is calculated based on a deterministic static model and deterministic calibrated dynamic reservoir models taking several assumptions and boundary conditions into consideration.
- The uncertainty analysis concludes the minor impact on the storage volume for static and dynamic properties.
- The term Storage Capacity in this context refers to the technical Storage Volume/Mass available for CO<sub>2</sub> storage only and it does not attempt yet to classify these volumes with respect to any CO<sub>2</sub> storage resource management system.
- Special core analysis concluded that the possible effect of pore volume collapse and reduction by compaction during depletion was quite modest. The average relative pore volume reduction amounts ca 1%. CO<sub>2</sub> dissolution in brine however would account for small storage capacity increase. See attached waterfall chart for quantification of elements contributing to the total storage capacity (for 100% CO<sub>2</sub>) aggregated for P18-2 and P18-4.



- The base case Storage Capacity varies between 38.4 - 39.8 Mton of pure CO<sub>2</sub> depending on injection rate and pressure scenario. This corresponds to 39.4 – 40.8 Mton of CO<sub>2</sub> with 5% impurities. This is excluding the P18-6 field, which has an estimated base case Storage Capacity of ca 1.3 Mton.
- Some dynamic uncertainties may have a larger impact on the storage capacity estimate such as:
  - The permeability, hysteresis, and strong aquifer support
  - Vertical communication
- The conditions for these uncertainties are considered (1) less likely to occur and (2) the ranges selected for the sensitivity on these parameters are likely to be much smaller. These parameters will be studied in more detail as part of the injectivity study where more representative ranges will be applied and

subsequently history matched. This would in return give a more representative and probably narrower range of the up/downside for the operational storage capacity.



## 6 References:

1. AcrossPP, 2020. Porthos P18 CCS petrophysical study.
2. FENIX Consulting Delft, 2020a. P18 Core Test Evaluation (Draft Report for TAQA Energy BV)
3. FENIX Consulting Delft, 2020b. Seismic Risk Analysis P18.
4. TNO, 2019a. CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, report R11635
5. TNO, 2019b. CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-6 depleted gas field, report R11212
6. TNO, 2011. CATO<sub>2</sub> Feasibility study P18 (final report), report CATO<sub>2</sub>-WP3.01-D06
7. Porthos, 2020a. P18-2 & P18-4 Well Injectivity – Technical Note. STSS-ENG-GEO-POR-REP-0003
8. Porthos 2020b. Porthos Well Containment Note. STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001
9. Porthos 2020c. FAS report.

# P18 Porthos Well Injectivity

## *Technical Note*

Opgesteld door: Rowan Haddad, Daniel Aramburo  
Gecontroleerd door: Raymond Godderij, Thijs Huijskes, Kees van Ojik  
Ter goedkeuring: Bram Herfkens  
Documentnummer: Typ documentnummer

Datum	Versie	Status

*Security level: confidential*

*Copyright: All intellectual (property) rights with respect to this Storage Capacity Note and any information related to it and how the data is represented or appears belong to TAQA and EBN. Use of this information is only permitted in unaltered form and with reference to the source and version number.*

### 3 Content

1. Executive summary .....	4
2. Injectivity based on productivity (Virgin conditions) .....	6
2.1. Pressure Transient Analysis (PTA) .....	6
2.2. Near Well High Permeability Streaks/Lenses .....	6
3. Injectivity based on productivity (End of depletion) .....	13
3.1. Well multi-rate analysis .....	13
3.2. Rate Transient Analysis (RTA).....	17
3.3. Condensate production data analysis .....	22
3.4. Maximum injection rate per well .....	23
3.5. Skin sensitivity .....	25
3.6. Integration of Injectivity into the Static-Dynamic model.....	33
3.7. Assessment of effects of Thermal fracturing .....	34
3.8. Allocation per well, and implication if a well is lost .....	37
3.9. Value of Injectivity test and recommendation.....	38
4. Conclusions .....	40
5. Bibliography .....	41

# 1. Executive summary

The Porthos project plans to bring industrial CO<sub>2</sub> emissions from heavy industry in the Rotterdam harbour area to the P18-A offshore platform, at a distance of about 30 km. Here, the CO<sub>2</sub> is planned to be injected in the (largely) depleted P18-2, P18-4 natural gas fields. The assessment of the CO<sub>2</sub> injectivity for the planned injectors plays an important role in the technical and commercial considerations of the Porthos project. Therefore, a careful discussion of the technical foundations and subsurface uncertainties of the injectivity assessment of the P18 fields is required given the historical data from the field. The current PTA document focuses primarily on technical considerations in particular for input into the storage license application and is provided here.

In this document, the assessment of the injectivity is carried out in two steps:

(1) the injectivity established from the permeability of the reservoirs which is determined using Pressure Transient Analysis (PTA) analytical, and numerical models to replicate the reservoir response in the production phase. The derivative behaviour is further analysed to examine near well bore high permeability nodules that show a signature in the derivative. This work is yet to be integrated into the probabilistic 3D static and dynamic model required to be constructed during the remaining Define phase of the project in 2021.

(2) the injectivity at the end of depletion which may have been altered due to effects of skin. The analysis is done by using analytical Prosper models in order to honour the well test data. The conclusions will not change after the 3D model is updated, as the KH in the model is currently lower than what is identified by the reinterpretation of the PTA in P18-2. The P18-4 GEM model overestimates the KH, however, the dp found in prosper when using the KH from PTA still shows that the dp is modest for required rates.

This section also discusses the maximum injection rate limits per well, derived to ensure safe operability in terms of hydraulic fracturing, and fault stability. The implications of a well loss and allocations of rates per well is discussed on the supply scenario, and conclusions are drawn. This was done in GEM and will be further updated to include results from ongoing studies such as the PTA and petrophysics study.

The impact of thermal fracturing and fault stability is discussed and based on the ongoing geomechanics work. Geomechanically imposed limits and boundary conditions presented here are preliminary since the geomechanics study is not finalized yet and pending further close-the-loop integration of modelling during the remaining Define phase of the project in 2021.

The last section of this document gives an overview of the risk versus value of the injectivity test and concludes that a test is not necessary as the added value to the knowledge and understanding of the reservoir behavior will be very limited given the historical data and the analyses carried out.

The models used for analysis in this document are given a short description below:

- Flow assurance Olga models are based on the initial history matched GEM model run in thermal, details of that model are available in the Storage Capacity note. This model does not include the petrophysics update, or the PTA update
- PTA is done using Saphir analytical and numerical models
- Geomechanics is done with the GEM models with modified permeabilities (multipliers) to match the PTA.
- Prosper analytical models are based on the KH from the PTA.

The work in this document does not focus on start up transient phase behavior, as this is still ongoing within Porthos. The CO<sub>2</sub> injection forecast simulations assumes steady state conditions, using the Olga steady state results (Step 5, Figure 11 in Part II). The typical time scale for transient conditions is in



the order of minutes to a few hours. The typical time scale for steady state conditions is in the order of days to months. Given these difference in time scale, the steady state conditions are dominant over the transient conditions. Hence, only the steady state CO<sub>2</sub> pressure and temperature conditions will have an effect on the geomechanical behavior for both the reservoir rock and the caprock.

The below transient injectivity risks will be evaluated in the next phase of the project:

- Localized high permeability streaks: address by looking at the sedimentology, and the core data as well as the petrophysics
- Interruptions of supply, or start stop scenarios at various reservoir pressures (Part of FAS study)
- Flow barriers identified in PTA that are not included in current static model. How do they impact transient behaviour. This will require further evaluation of the seismic.
- Different distributions of facies to evaluate the impact of more or less concentration of each facies near the wellbore and how this can impact the injectivity. Will be done with different statistical distribution methods of facies and geobodies.
- Thermal fracturing during start up operations of wells (Part of FAS study)

The average permeability studied in this document however gives an insight into the steady state operations, and the long term maintenance of the injection profile.

## 2. Injectivity based on productivity (Virgin conditions)

### 2.1. Pressure Transient Analysis (PTA)

Well tests from the P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5, P18-4A2 production wells and P18-02 exploration well have been analysed. The pressure transient can be matched relatively well by using numerical well test designs; numerical analyses were found to be best equipped for explaining the complexities of the well tests in the P18 reservoirs. **Table 1** summarizes the results of the PTA, for more details on well tests results and conclusions please refer to each individual well PTA technical note.

Well (date of well test)	Layer	Transmissivity (kh) [mD.m]	k [mD]	Pr [bara]	Skin0	Rate dependent Skin [1/m <sup>3</sup> /s]
P18-02 (1989)	Hardeggen	8000	266.7	372.0*	0.50	1.8
	Upper Detfurth	850	20.2			
	<b>TOTAL</b>	<b>8850</b>	<b>44.7</b>			
P18-2A1 (1996)	Hardeggen	2100	75.0	301.9*	2.0	0.80
	Upper Detfurth	750	15.2			
	Lower Detfurth	100	5.5			
	Volpriehausen	200	1.7			
	<b>TOTAL</b>	<b>3150</b>	<b>15.1</b>			
P18-2A3 (1996)	Hardeggen	7537	450.0	293.8*	2.0	6.0
	Upper Detfurth	8687	250.0			
	Lower Detfurth	1025	100.0			
	Volpriehausen	177	5.0			
	<b>TOTAL</b>	<b>17426</b>	<b>91.9</b>			
P18-2A5 (1997 & 1998)	Hardeggen	11180	430.0	264.0** 236.2***	20.0	7.5
	Upper Detfurth	9600	200.0			
	Lower Detfurth	1540	70.0			
	Volpriehausen	555	5.0			
	<b>TOTAL</b>	<b>22875</b>	<b>111.0</b>			
P18-4A2 (1995 & 1997)	Hardeggen	7045	251.6	279.7**** 202.6***	-2.53	0.065
	Upper Detfurth	295	6.5			
	Lower Detfurth	1835	107.9			
	<b>TOTAL</b>	<b>9175<sup>1</sup></b>	<b>102.0</b>			

**Table 1.** Summary of the well test results. \* at gauge depth, \*\* 1997 at gauge depth,

\*\*\* 1998 at gauge depth, \*\*\*\* 1995 at gauge depth.

### 2.2. Near Well High Permeability Streaks/Lenses

A particular behavior in the pressure has been recognized in P18-2A3 and P18-2A5 and the hypothesis of this being a reservoir signal from high permeability streaks or lenses close to the well (instead of wellbore effects) has been made (see P18-2A3 and P18-2A5 PTA technical notes). This may have an impact on the injectivity in the transient period, although this document focuses on the steady state injectivity, the permeability lenses are briefly discussed to show the overall effect on the BHP. In order to prove the hypothesis, the primary pressure derivative (PPD) was calculated; **Fig. 1** and **Fig. 2** exhibit the PPD and Bourdet derivatives for P18-2A3 and P18-2A5. By definition the PPD for any type of reservoir flow regime will always either be a constant or decreasing. Thus, any non-reservoir or wellbore effects will appear as an increase in the PPD (Zaoral & Mattar, 1992).

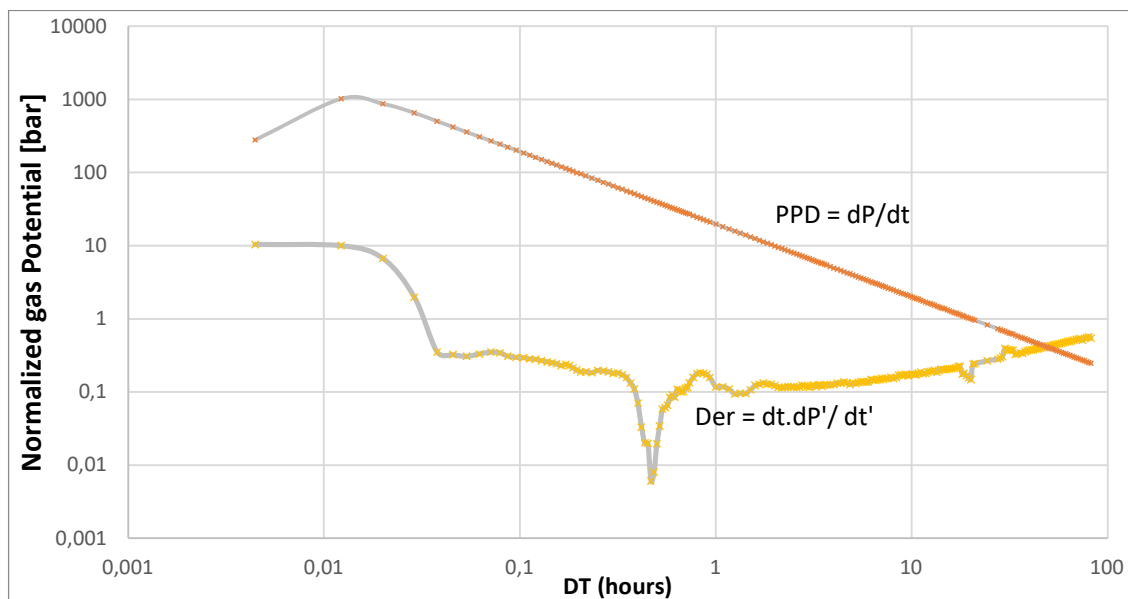


Fig. 1. PPD and Bourdet derivative for the final buildup of P18-2A3 well test (1996). The Bourdet derivative was exported from Saphir (Kappa) and was extracted with a smoothing factor of 0.1

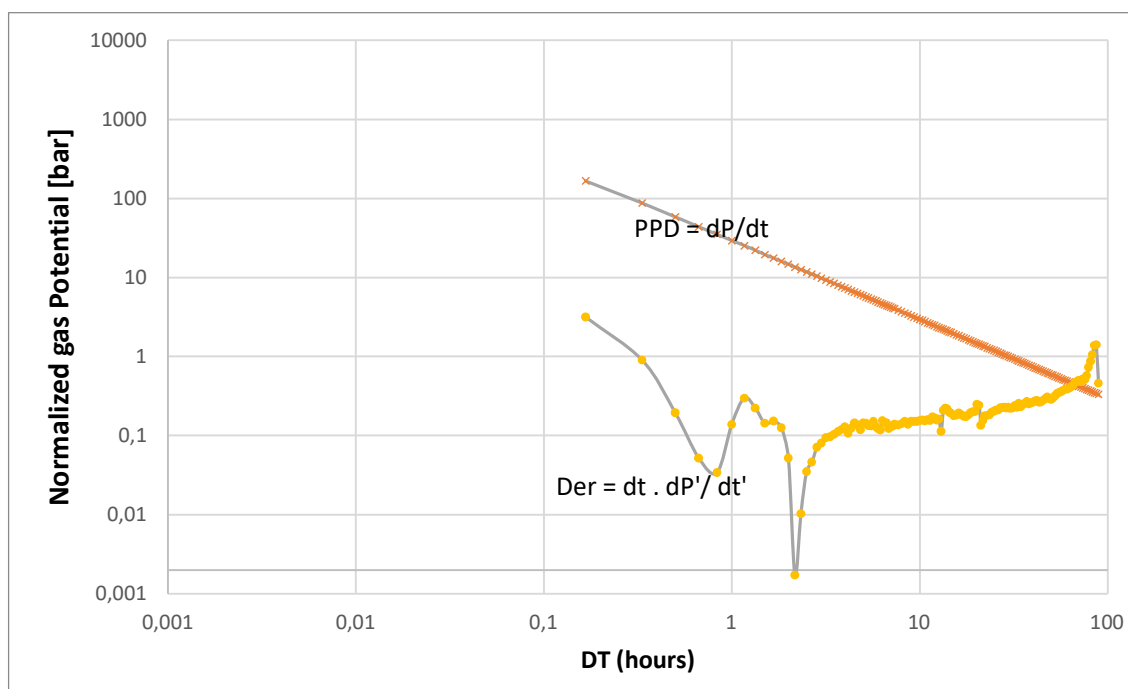


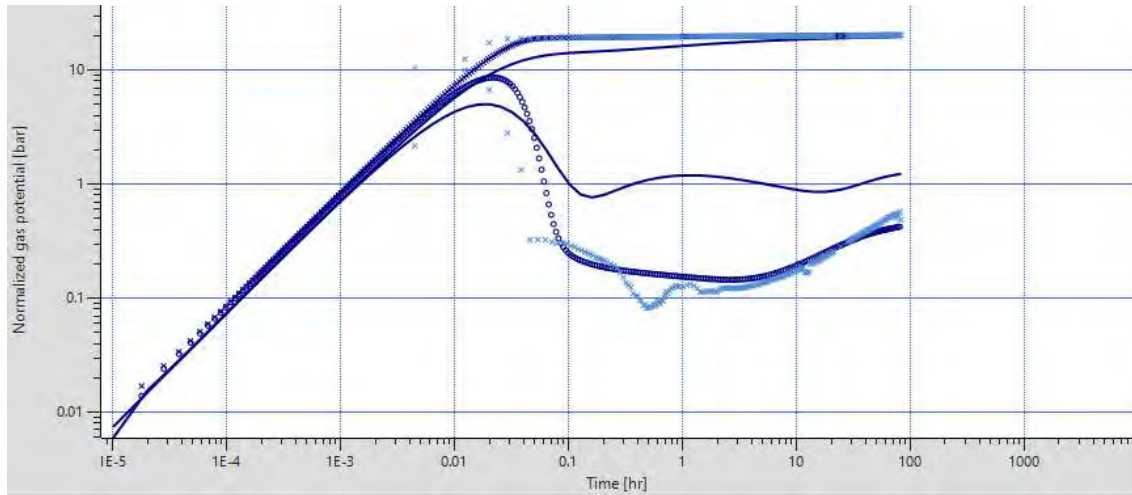
Fig. 2. PPD and Bourdet derivative for the final buildup of P18-2A5 well test (1997). The Bourdet derivative was exported from Saphir (Kappa) and was extracted with a smoothing factor of 0.1

### **Near wellbore models (Kappa Saphir)**

In order to prove the effect of non-continuous high permeability streaks (or lenses) in the behavior of the derivative, both analytical (radial composite) and numerical near wellbore models were constructed in Saphir, a commercial PTA package. Even though the behavior of the Bourdet derivative was not perfectly matched, similar downward “bumps” on the derivative were achieved when adding non-continuous high permeability streaks. The geometry of such high permeability features is unknown, therefore several different combination of properties (permeability, thickness and distance or radius of

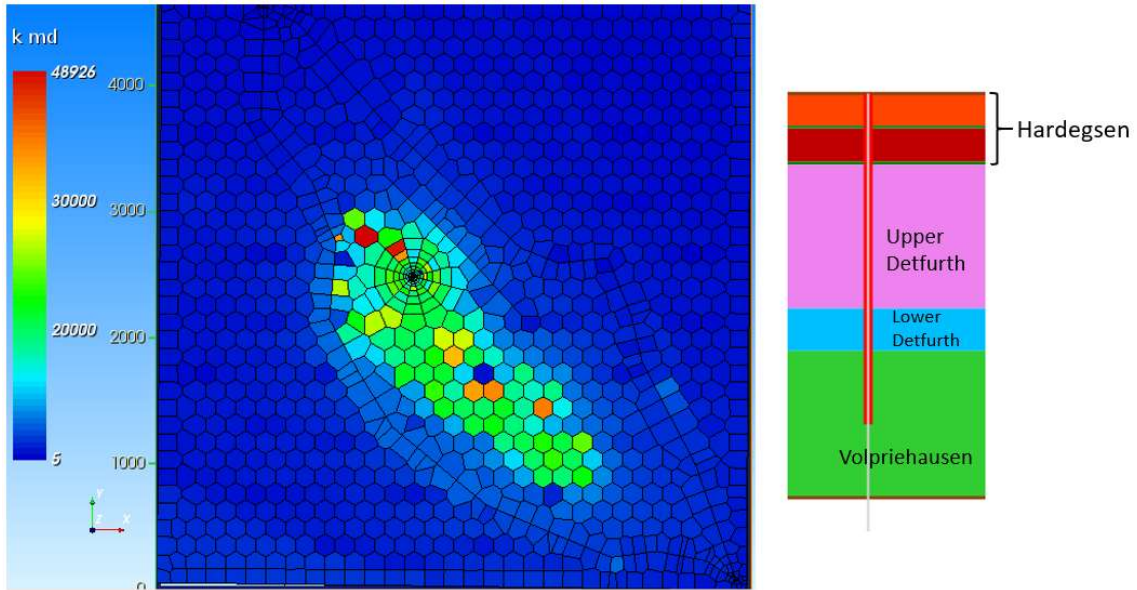
continuity from the well) were used as sensitivities. The results presented below correspond to the combination of parameters that resulted in the “best match” so far, but are not limiting since it is possible that slightly different combinations of parameters would result in a better fit.

- a. Analytical model: A radial composite model was created as a quick way to assess the impact that a non-continuous high permeability layer would have in the derivative. P18-2A3 (1996) data and models were used as a starting point and a radial composite permeability was assigned to the Hardegsen while leaving the other layers homogeneous. **Fig. 3** shows the results of the radial composite model in the Hardegsen. Even though the analytical model does not match the data in the derivative (even when increasing the permeability), the behavior of the derivative is relatively similar to the actual data. Based on this result it was decided to construct a numerical multilayer model that better represents the thin high permeability streaks in the Hardegsen (instead of assuming the whole layer to be radial composite).

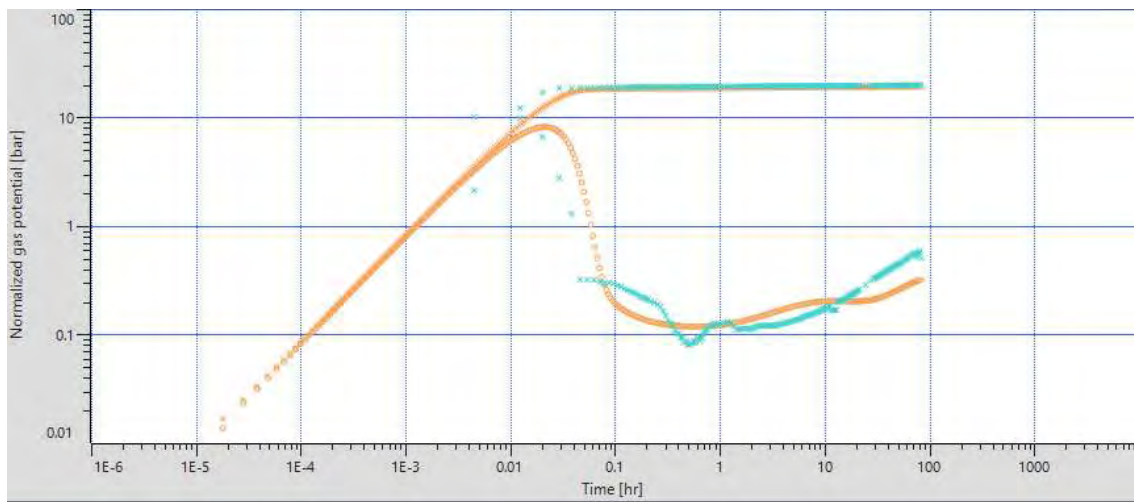


**Fig. 3.** Log-Log Plot (Pressure and Pressure Derivative) showing the original data of P18-2A3 (1996) well test (light blue points) compared to the analytical radial composite model in the Hardegsen (dark blue line) and the numerical model initially used to match the data (dark blue points). Composite radius: 30 m, Mobility and diffusivity ratio: 111

- b. Numerical model: A numerical multilayer model with two high permeability layers in the Hardegsen was created for P18-2A3 using a permeability map to assign near wellbore - high permeability to the streaks/lenses and constant permeabilities to the other layers. **Fig. 4** represents the grid created on the numerical model while **Fig. 5** and **Fig. 6** show the results of the numerical model compared to the actual data. Note that the well test data derivative was smoothed (smoothing factor: 0.4). In the well log derived permeability (Perm\_final), several high permeability peaks with a thickness of less than 1m are evidenced, therefore a thickness of 0.75m for the lenses was chosen.

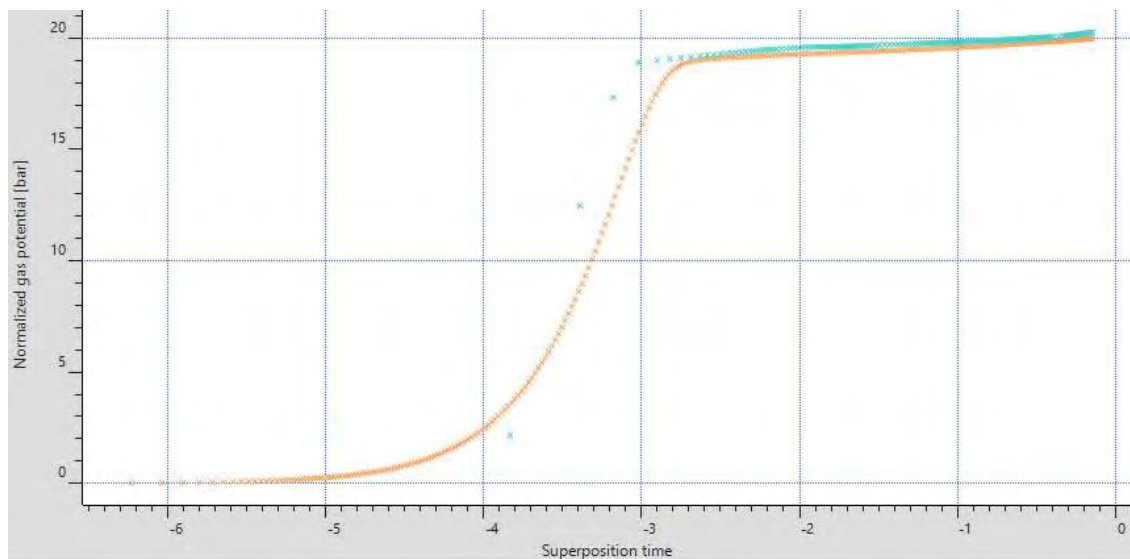


**Fig. 4.** Left: Permeability distribution of the high permeability layers on the grid created for the numerical model. The permeability on the other layers is constant. Right: Cross section view on the geometry of the grid (constant thickness), the two high permeability layers (dark green) in the Hardegsen are 0.75m each.



**Fig. 5.** Log-Log Plot (Pressure and Pressure Derivative) showing the smoothed data of P18-2A3 (1996) well test (light blue) compared to the numerical multilayer model with high permeability streaks in the Hardegsen (dark yellow)





**Fig. 6.** Superposition time Plot (Semi-Log) showing the smoothed data of P18-2A3 (1996) well test (light blue) compared to the numerical multilayer model with high permeability streaks in the Hardeggen (dark yellow)

Notice that even though the average match in **Fig. 5** and **Fig. 6** is correct, the behavior of the derivative in **Fig. 5** is not well recreated (i.e. the bumps in the signal do occur but at a different time and duration). The high permeability lenses seen in the reservoir are assumed to be on a very small scale based on the duration of the mobility change in the derivative. It is estimated that those high permeability lenses are present near the well bore less than 100m away, and do not extend to more than a few meters since the duration of the pressure signal is short.

### **Sensitivities on effects of high permeability lenses on the BHP**

The 3D field model used for flow assurance is of a coarse scale of 50 x 50m. such high permeability features which are localized will be averaged out as a result of the grid upscaling and interpolation. However, such high permeability features will not impact the steady state flow, but rather may have an impact on the transient period where the well is in start- up mode. This transient period will last a few hours, and therefore a near wellbore refined model is better equipped at studying the impact on the bottom hole pressure during injection.

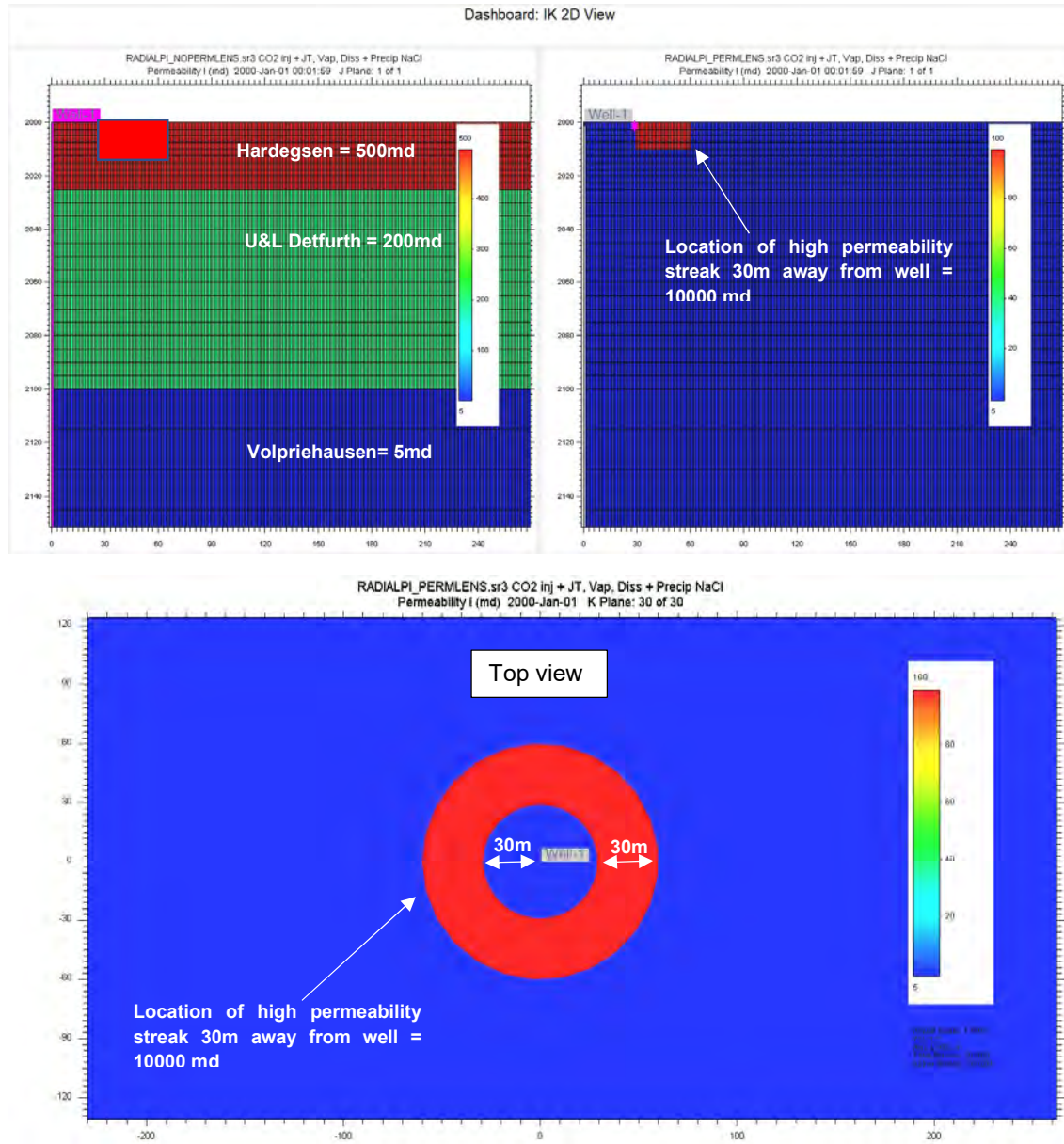
A near well bore radial model was constructed in GEM (named PERMLENS), where the permeability of each zone is mapped by using the average permeability found in the well test analysis of the original numerical model (not the near wellbore). The layers are consistent with the full field model, but the radial distance of the cell (DR) is set to 1m. A high permeability cluster/ lens is placed at 30m away from the well which extends 30m with a thickness of 8m. Note that in the full field model this will be less than a full cell. **Fig. 7** is a representation of the permeability on the near wellbore model.

The impact on the BHP can be seen in **Fig. 8**. When the flow of CO<sub>2</sub> reaches the high permeability cells, the BHP drops due to the high permeability cells acting as a pressure release providing a pathway for the CO<sub>2</sub>. However, this effect is very temporary. The pressure buildup feels very high kh in the start but gets smoothed away as soon as the transient reaches further which eventually allows the BHP to return to the original path. As it can be observed in **Fig. 9**, in the first 3 days the BHP is slightly higher than the original case before it drops below it. This is due to the lens receiving CO<sub>2</sub> faster than the other layers due to its high permeability.

Another sensitivity is performed (PERMLENS2) at which the high permeability lens is moved closer to the well, 5m away. Even though the high permeability lens acts similarly to the previous case (PERMLENS), the increase in BHP at the start is more prominent in this case. The zoomed in **Fig. 9**

shows the effect of the increase in BHP in the first few days, and **Fig. 10** shows the CO<sub>2</sub> fraction in the high permeable cells filling up faster than the lower permeability case (NOPERMLENS).

The change in BHP due to such high permeability lenses on a transient level will be included in the transient well modelling phase of the project, however the change in BHP as a result of this phenomena in all cases is less than 1 bar, therefore no issues are foreseen. This will be done by also examining the sedimentology and the petrophysics to identify potential scenarios where high perm lenses are present and distributed close to the wells.



**Fig. 7.** Permeability on the near wellbore model. Top: cross sections (distance from the well in the x axis). Bottom: Top view

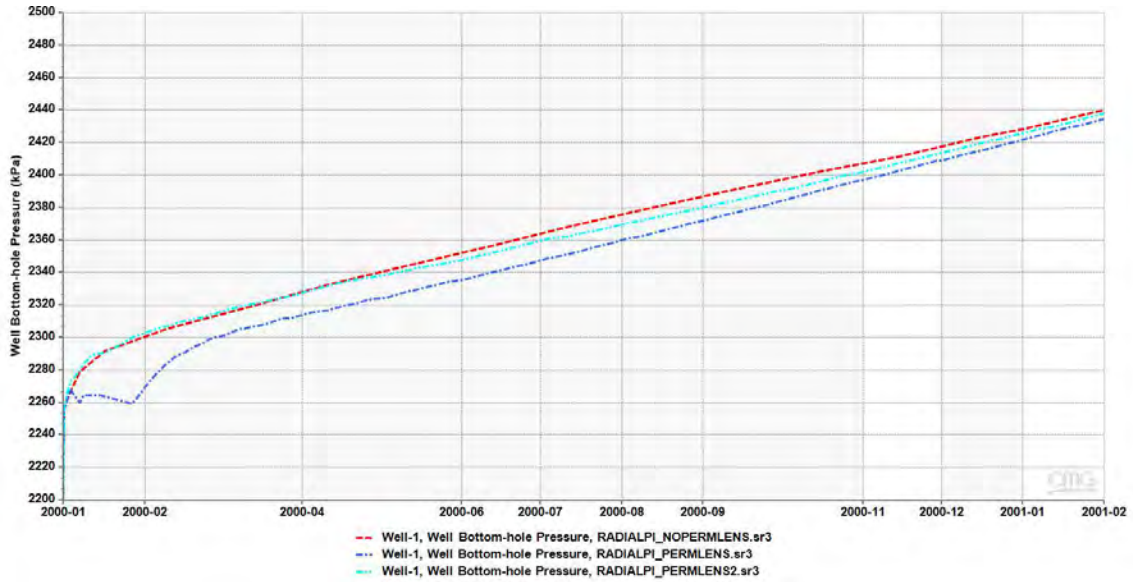


Fig. 8. Bottom-hole pressure over time for the base case (NOPERMLENS) compared to sensitivities on high permeability lenses located 30m (PERMLENS) and 5m (PERMLENS2) away from the well

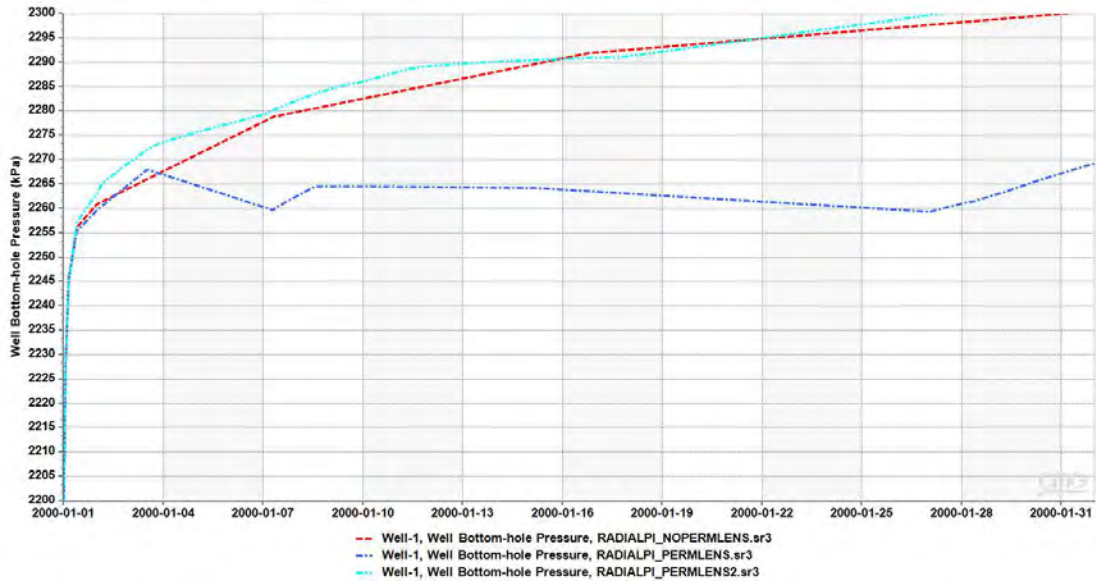


Fig. 9. Zoomed-in Bottom-hole pressure over time for the base case (NOPERMLENS) compared to sensitivities on high permeability lenses located 30m (PERMLENS) and 5m (PERMLENS2) away from the well

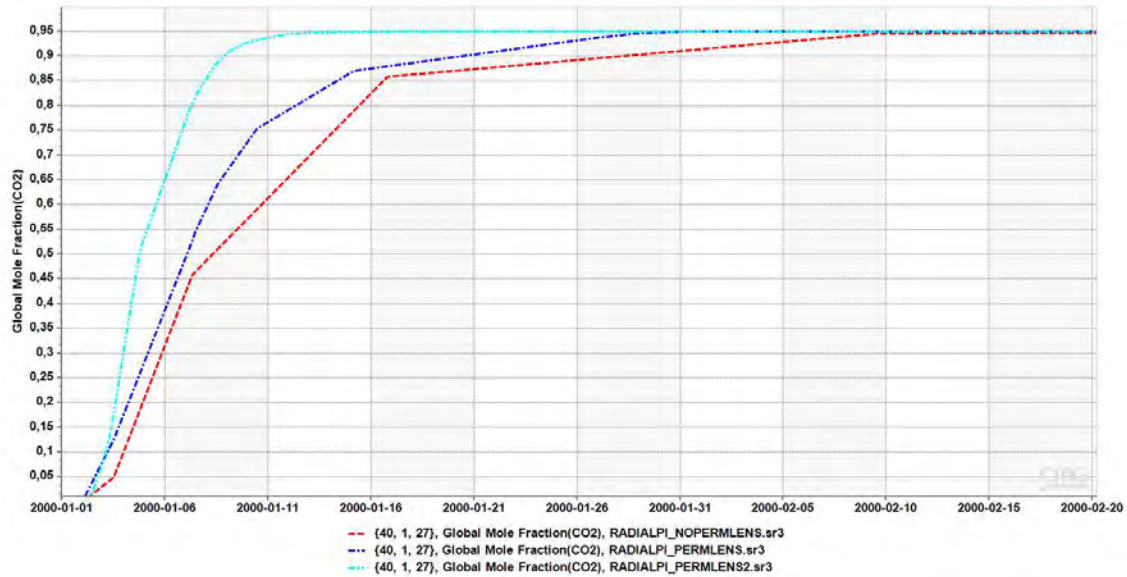


Fig. 10. Global Mole Fraction (CO<sub>2</sub>) over time in the cell 40, 1, 27 (within the high permeability lens) for the base case (NOPERMLENS) compared to sensitivities on high permeability lenses located 30m (PERMLENS) and 5m (PERMLENS2) away from the well

### 3. Injectivity based on productivity (End of depletion)

#### 3.1. Well multi-rate analysis

##### **P18-2A1**

P18-2A1 has 3 multi-rate downhole tests: 1994 at initial production, in 1996, and in 1999. The 3 tests have been analyzed to give an insight into the productivity change over the initial 6 years using the Forchheimer’s AFBC method to construct the Inflow Performance Relationship (IPR) curves. **Table 2** summarizes the Forchheimer’s equation coefficients for P18-2A1, where A is a measure of the the darcy well PI and F is a measure of the non-Darcy skin. **Fig. 11** shows the constructed IPR’s from the multi-rate downhole tests; in that period it is observed that the kh does not change, but the non-Darcy Skin increases in 1996 and then reduces in 1999. In the RTA a negative skin is required to match the period from 2003-2005 which would confirm a performance improvement. No intervention was done in that period that would explain the skin improvement.

Date	A	F
1994	4100	3290
1996	4100	4000
1999	4100	1000

Table 2. Summary of the Forchheimer’s equation coefficients for P18-2A1

Beyond 1999, only surface data was collected, the WHP has been converted to a BHP, assuming the Condensate Gas Ratio (CGR) has not changed over those periods. This proves a reliable way of getting an indication of the reservoir performance. As can be seen in **Fig. 12** in 2005 and 2011, additional skin is required to match the IPR which can also be seen in the RTA.





Fig. 11. IPR's constructed from the multi-rate tests (downhole data) for P18-2A1

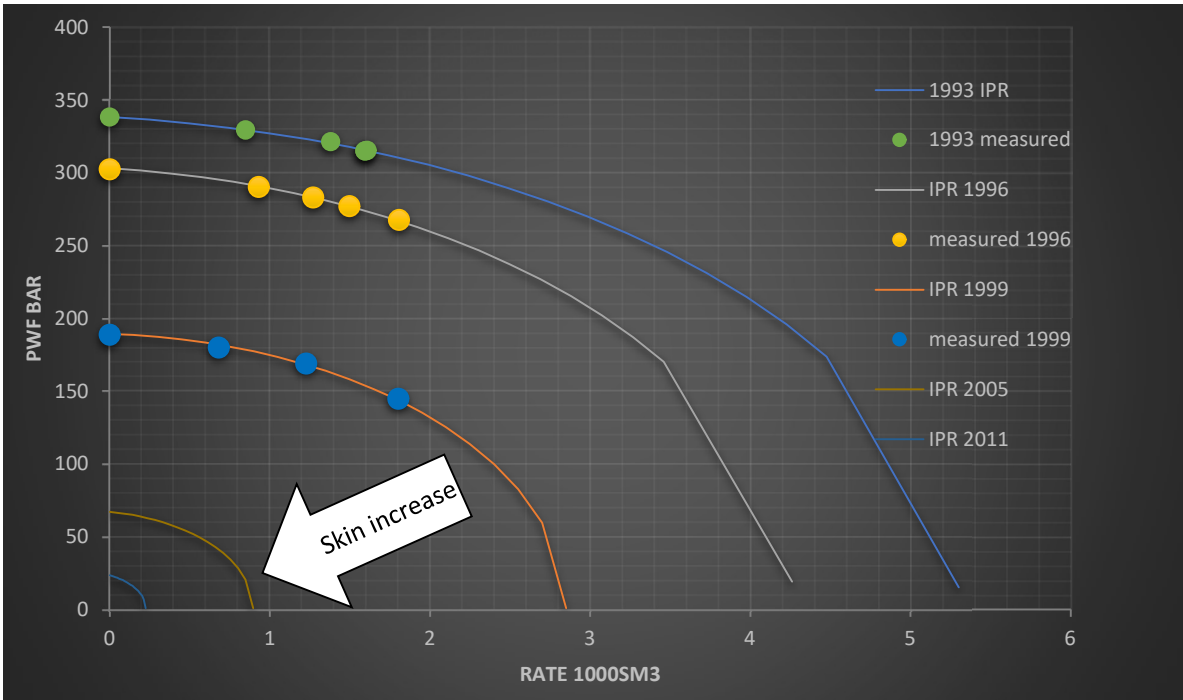


Fig. 12. IPR's constructed from the multi-rate tests (surface data) for P18-2A1 2005-2011 is using surface WHP data



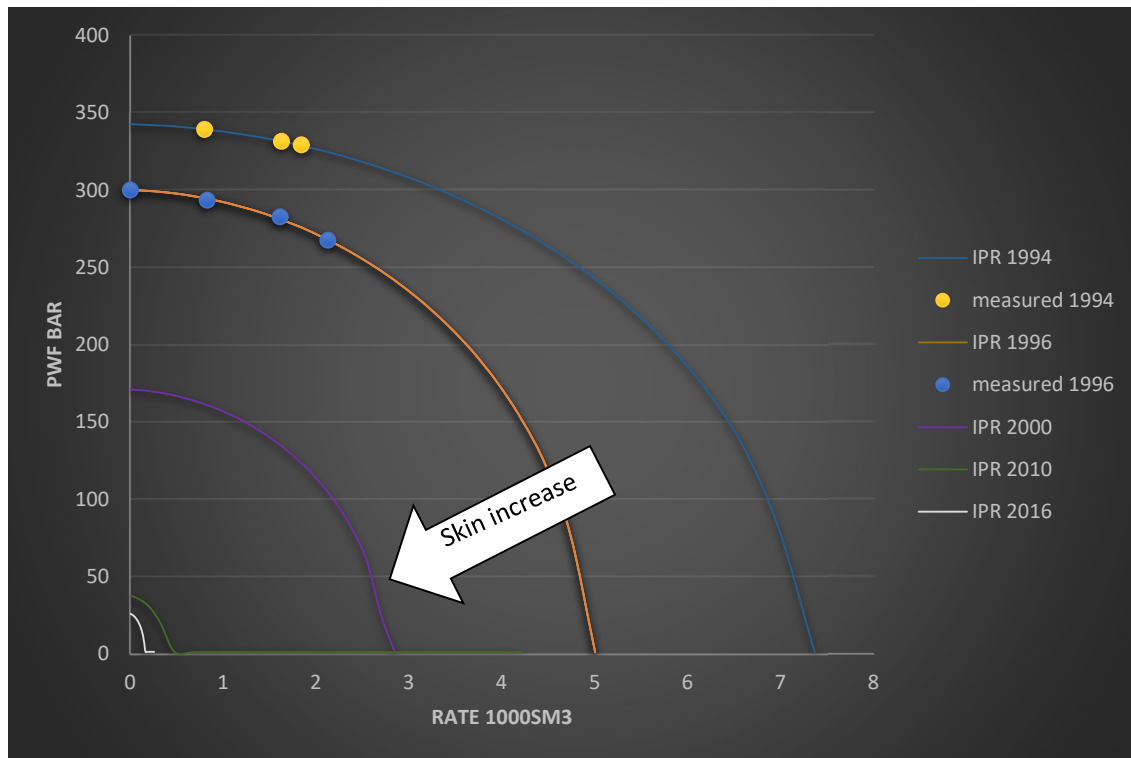
**P18-2A3**

P18-2A3 has 2 multi-rate downhole tests: 1994 at initial production, and in 1996. The tests have been analyzed to give an insight into the productivity change over the initial 2 years using the Forchheimer’s method. **Table 3** summarizes the Forchheimer’s equation coefficients for P18-2A3; in that period it is observed that the kh does not change, but the skin increases in 1996.

Date	A	F
1994	1181	2107
1996	1181	3500

*Table 3. Summary of the Forchheimer’s equation coefficients for P18-2A3*

Beyond 1996, only surface data was collected, the WHP has been converted to a BHP, assuming the CGR has not changed over those periods, As can be seen in **Fig. 13**, beyond year 2000 additional skin has to be added in order to match the IPR which is also confirmed with RTA.



*Fig. 13. IPR’s constructed from the multi-rate tests for P18-2A3. Points are downhole data. The other curves are based on converted WHP data.*

**P18-2A5**

P18-2A5 has 2 multi-rate downhole tests: 1997 at initial production, and in 1998, when the well experienced a significant clean up as can be seen in **Fig. 14**. THP-Q (see **Fig. 15**) show that 2 years later (in 2000), the well indicated a decrease in performance with an evident buildup of skin.

Date	A	F
1997	3810	900
1998	3810	500

Table 4. Summary of the Forchheimer's equation coefficients for P18-2A5

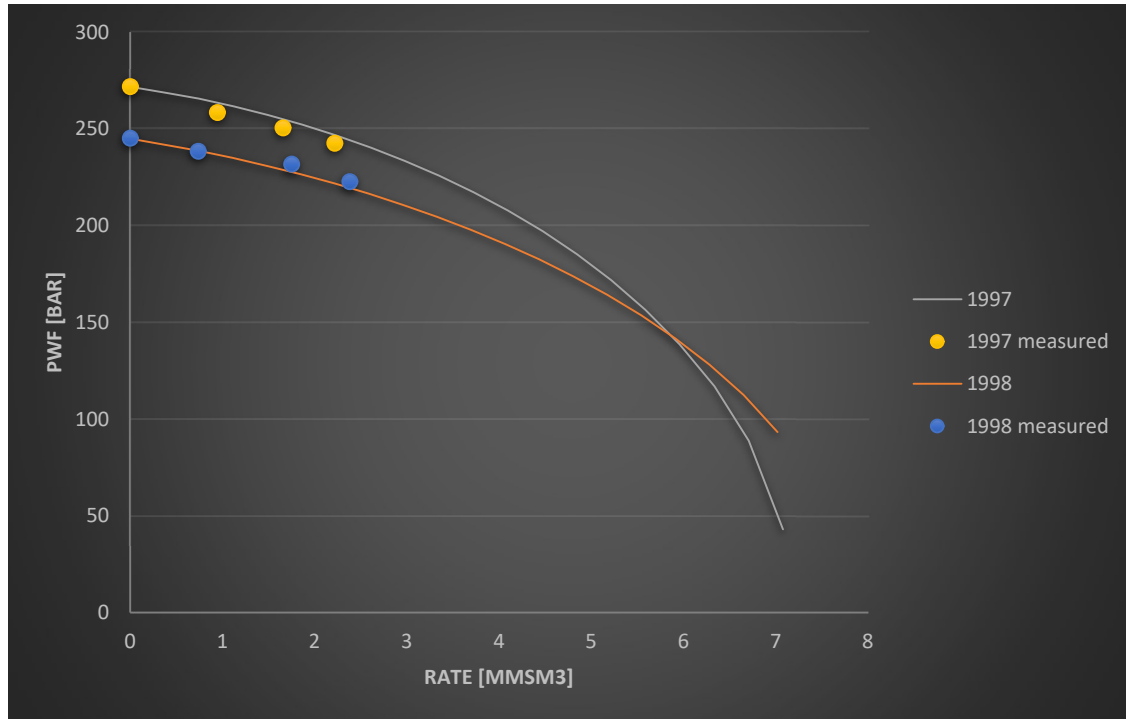


Fig. 14. IPR's constructed from the multi-rate tests (downhole data) for P18-2A5



Fig. 15. IPR's constructed from the multi-rate tests for P18-2A5. THP-Q data from 1998 is compared to data from 2000 where a clear well performance degradation is observed

The general conclusion that can be drawn from studying the multi-rate data is that the gas producers have experienced an increase in skin after the first five years of production, this is also confirmed in the RTA. The exact type of skin cannot be determined from this data, but one can assume a scenario in which the wells are assigned a higher skin value at the start of the injection phase. This may not necessarily be the case since the skin could be condensate or fines that may be flushed away during injection. Therefore the scenario is used as a sensitivity to see the impact on the dp (see section 3.5).

### 3.2. Rate Transient Analysis (RTA)

Another tool to describe the behavior of the skin over time is RTA. Models have been created using the volumes from Flowing Material Balance (FMB) for P18-2A1, P18-2A3 and P18-2A5. The methodology for determining the change of skin over time is simply defining a constant permeability and finding the skin necessary to get a match on the transient pressures at the given rate for a specified time period.

Since tubing head pressures (THPs) were used as an input for the model and then converted to bottom hole pressures (BHPs), BHPs from the multi-rate tests were used as quality control for the conversion and the data itself. Periods without a multi-rate tests (arrows pointing at the data in Figs. 16 to 18) were not matched (i.e. more importance is given to get a match in periods where there is a multi-rate test available for quality control).

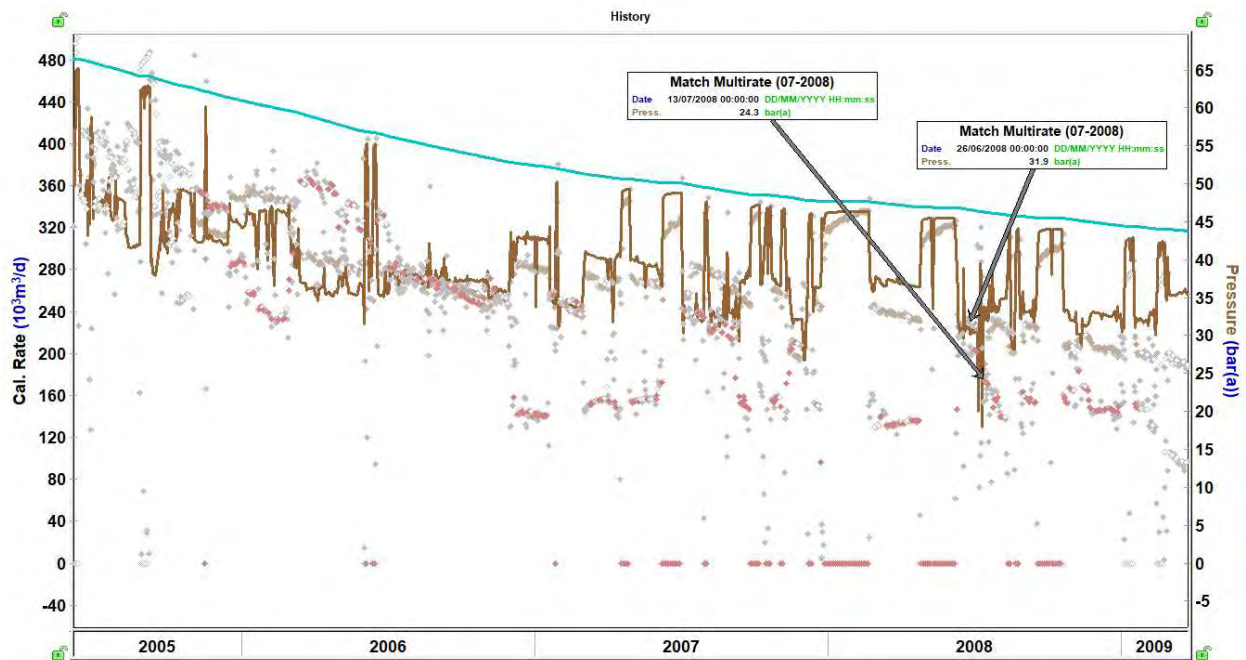
#### P18-2A1

Table 4 summarizes the skins required to obtain a match on the RTA in the different time periods for P18-2A1. Fig. 16 exhibits the match on the pressure for the two periods highlighted in Table 4. Note that a reasonable match is obtained mostly everywhere on this time periods. Also note that the skin is slowly increasing from 2006 to 2014, while the multi-rate data suggests that it has been increasing

already before year 2005. A slightly different GIIP (50 MMNm<sup>3</sup> higher, or 3.85 instead of 3.8 BCM) is necessary to match the build-ups in the period 2003-2008, this coincides with the data on the Flowing Material Balance (P/z) plot in which the GIIP slightly decreases in this time period. This might be caused by killing of the lower permeability layers (Volpriehausen and Lower Detfurth) with condensation fluids. Note that this does not happen in P18-2A3 and P18-2A5 since those wells have higher permeabilities (in general and in the lower layers, see **Table 1**). This is however only an hypothesis without enough supporting data, and therefore it needs to be investigated further.

Time Period	Skin
2003-2005	-1
2006-2008	4
2009-2012	5
2013-2014	6
2015-2019	0.71 (huff & puff after 2017)

**Table 4.** Skin evolution over time (from RTA analysis) for P18-2A1



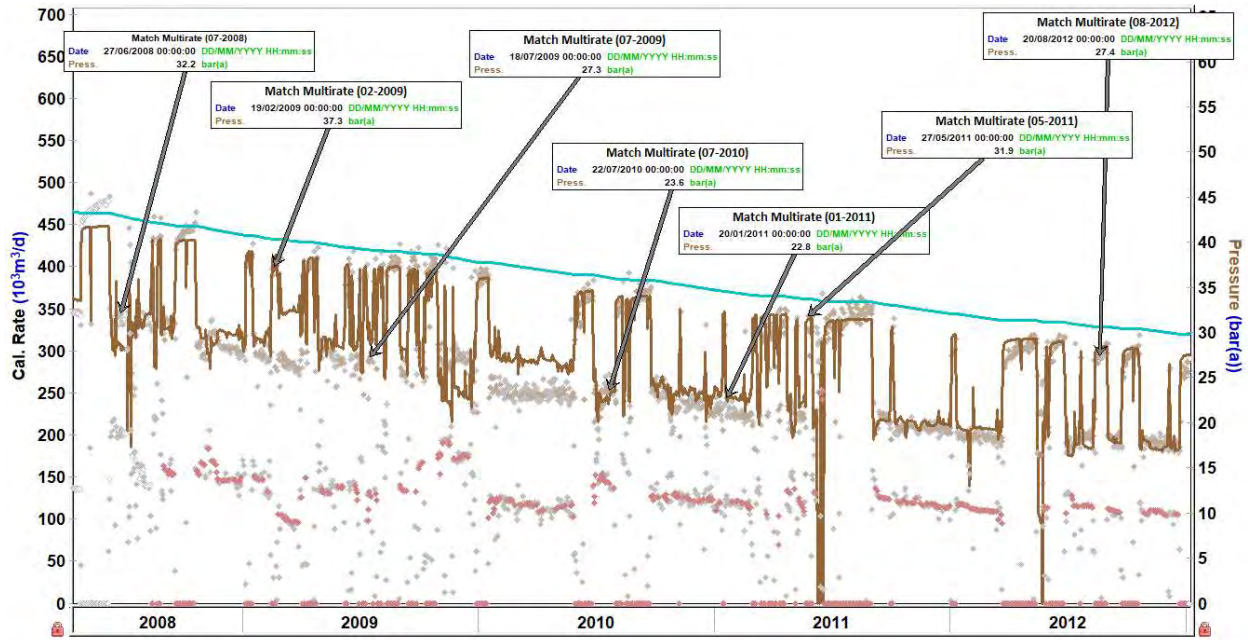


Fig. 16. RTA match on the pressure for P18-2A1 (Upper: 2005 to 2008. Lower: 2009-2012). Red dots are rate points used for calculating the transient pressure. Arrows point the match on the multi-rate data (QC datapoints).

### **P18-2A3**

**Table 5** summarizes the skins required to obtain a match on the RTA in the different time periods for P18-2A3. **Fig 17** shows the match on the pressure for the two periods highlighted in **Table 5**. Note that a decent match is only obtained on the periods where multi-rate data is available, there are some doubts on the validity of the data elsewhere. From the multi-rate data skin increased from year 1996 to 2000, from RTA it seems that the skin keeps slowly growing until 2012.

Time Period	Skin
2002-2007	5
2008-2012	6
2012-2015	5
2015-2018	5

Table 5. Skin evolution over time (from RTA analysis) for P18-2A3



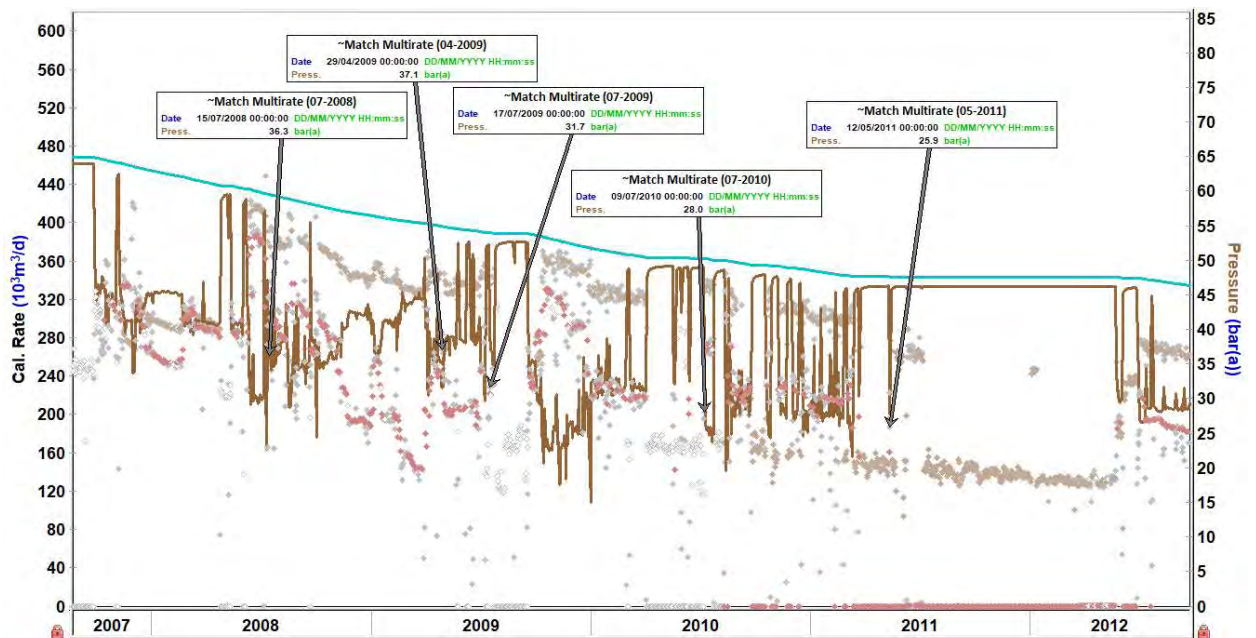
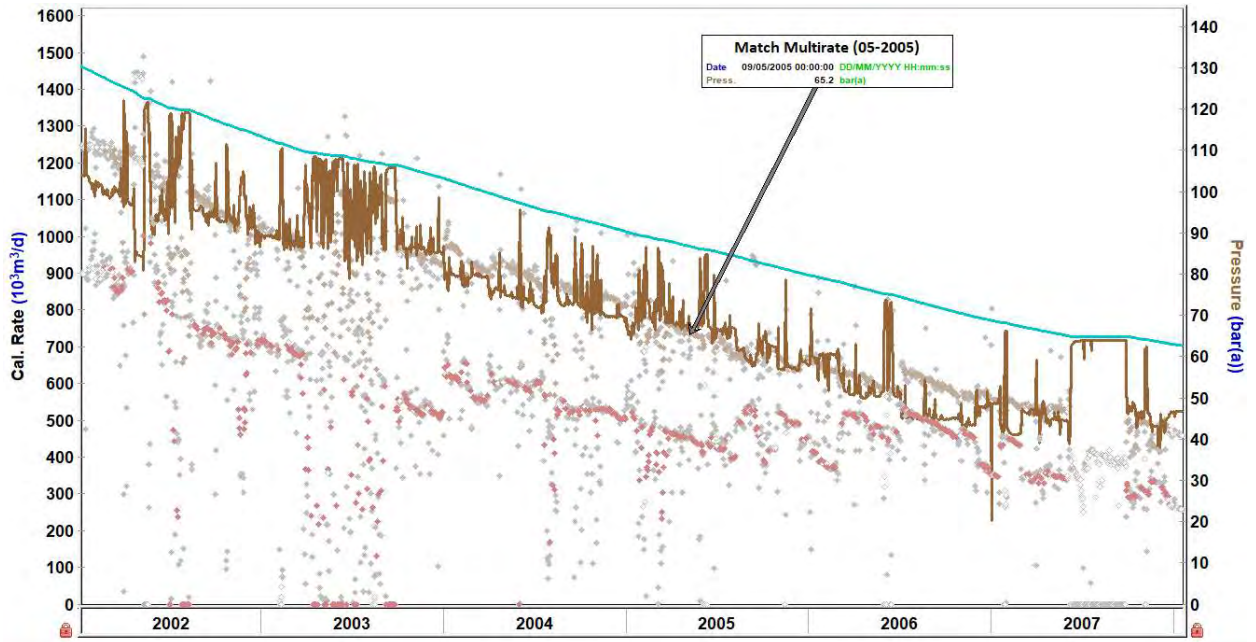


Fig. 17. RTA match on the pressure for P18-2A3 (Upper: 2002 to 2007. Lower: 2008-2012). Red dots are rate points used for calculating the transient pressure. Arrows point the match on the multi-rate data (QC datapoints). Notice the dubious data in 2011, where low pressures coincide with a long shut in.

### P18-2A5

Table 6 summarizes the skins required to obtain a match on the RTA in the different time periods for P18-2A5. Fig. 18 exhibits the match on the pressure for the two periods highlighted in Table 6. Note that a decent match is only obtained on the periods where multi-rate data is available, there are some doubts on the validity of the data elsewhere (especially in the period 2000-2003).

Time Period	Skin
2000-2003	15
2003-2007	3
2007-2010	4
2010-2012	0
2012-2019	0 (huff & puff)

Table 6. Skin evolution over time (from RTA analysis) for P18-2A5

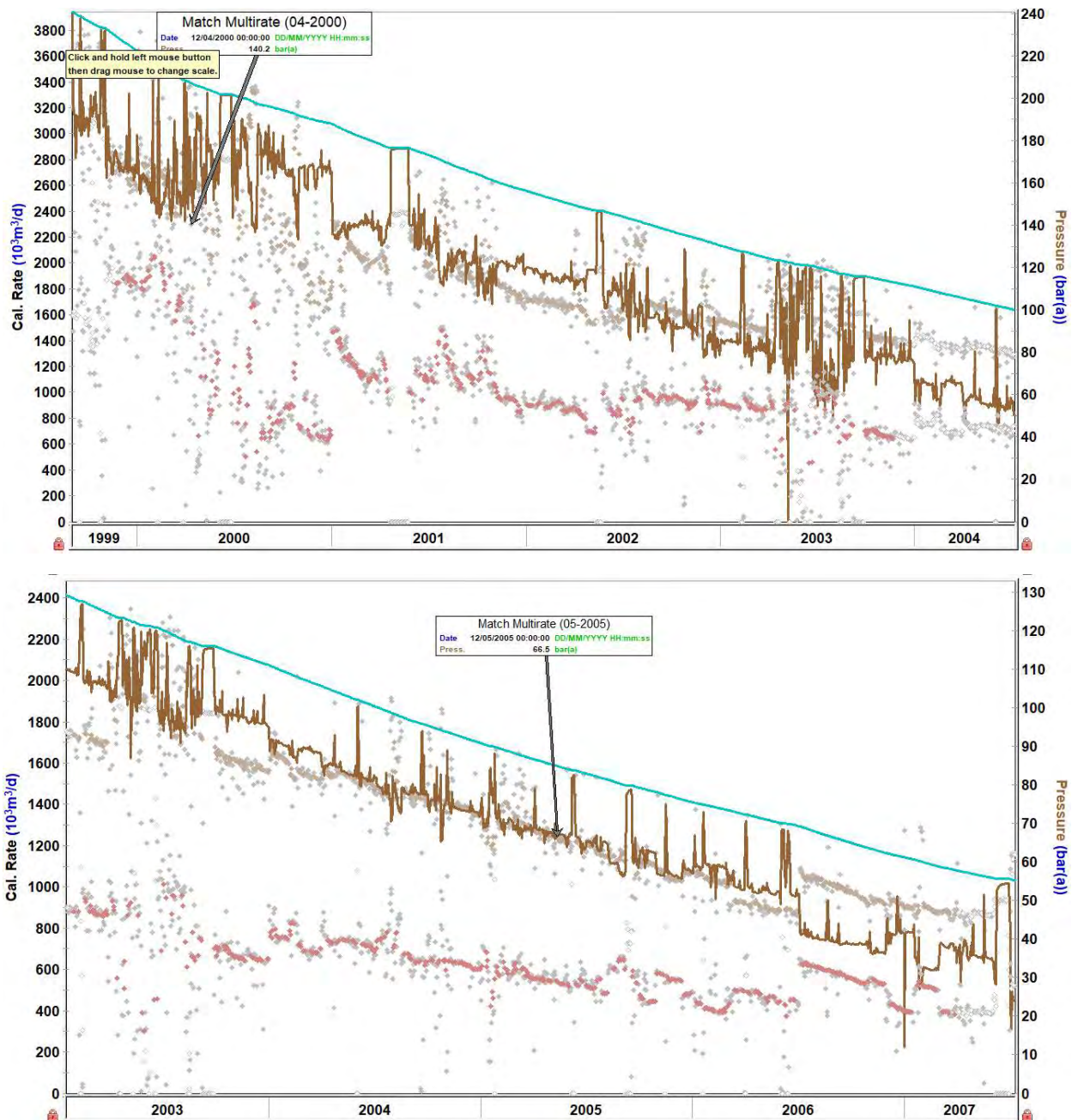


Fig. 18. RTA match on the pressure for P18-2A5 (Upper: 2000 to 2003. Lower: 2003-2007). Red dots are rate used for calculating the transient pressure. Arrows point the match on the multi-rate data (QC datapoints)

A very particular response is observed in mid-2006 for P18-2A3 and P18-2A5 (note that the pressure increases when increasing the rate). This is related with a two weeks shut-in in and might be an indication of condensation fluids coming back to the Volpriehausen and Lower Detfurth and temporally increasing the productivity of both wells. This phenomenon is exhibited after several shut-ins after year 2003. This is again only an hypothesis without enough supporting data, and therefore it needs to be investigated further.

### 3.3. Condensate production data analysis

Gas production from the different reservoirs P18-2, P18-4 and P18-6, is directed to a production manifold, where the gas from an individual well can be measured after separation of liquids. The liquids and gas are exported to the P15-D platform via a 16" interfield pipeline. The condensate gas ratio per well averaged over a period of a year is shown in Fig. 19 to Fig. 21. The CGR is quite constant throughout the production however some variations occur potentially due to back allocation of the CGR, and may also be related to slugging in the pipeline when slugs of condensate are produced in larger quantities over short periods of time.

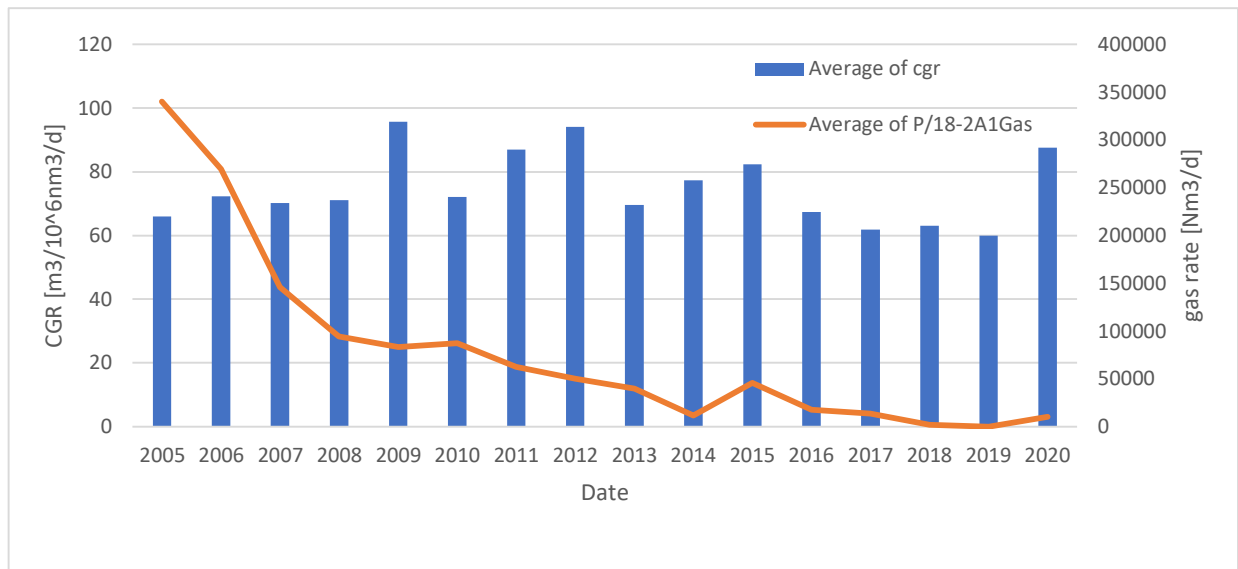


Fig. 19. Yearly average gas production rate and average CGR for P18-2A1

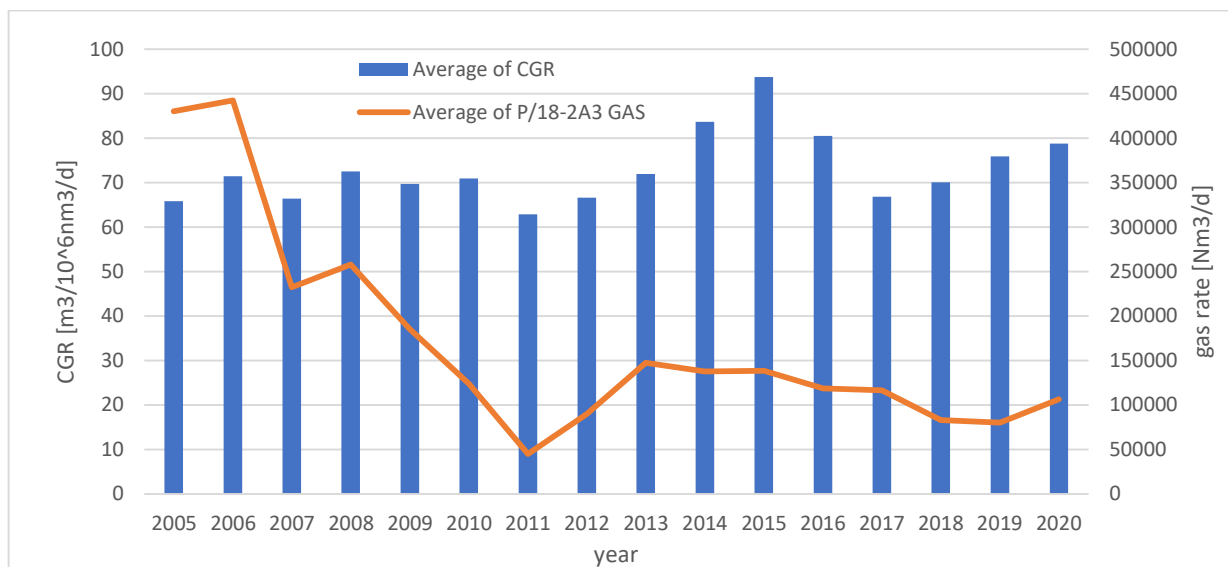


Fig. 20. Yearly average gas production rate and average CGR for P18-2A3

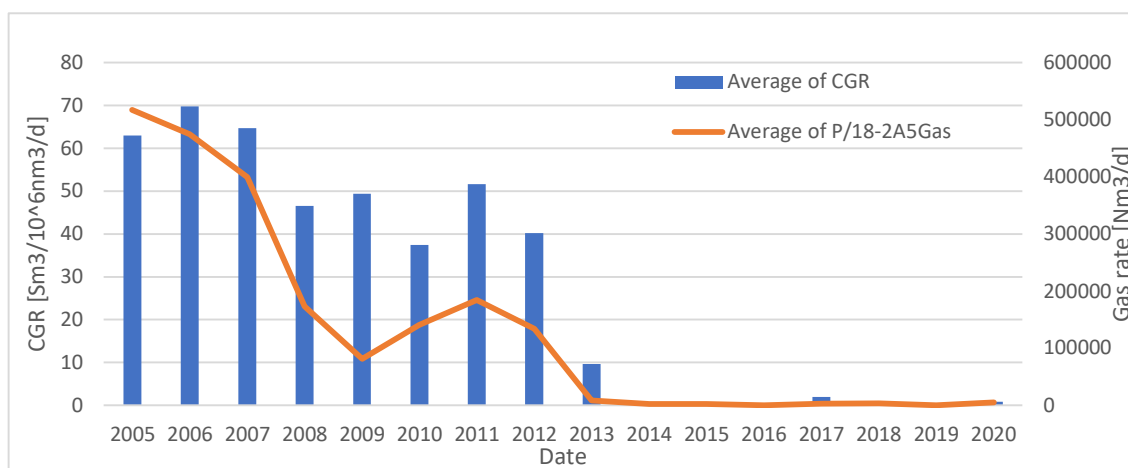


Fig. 21. Yearly average gas production rate and average CGR for P18-2A5

### 3.4. Maximum injection rate per well

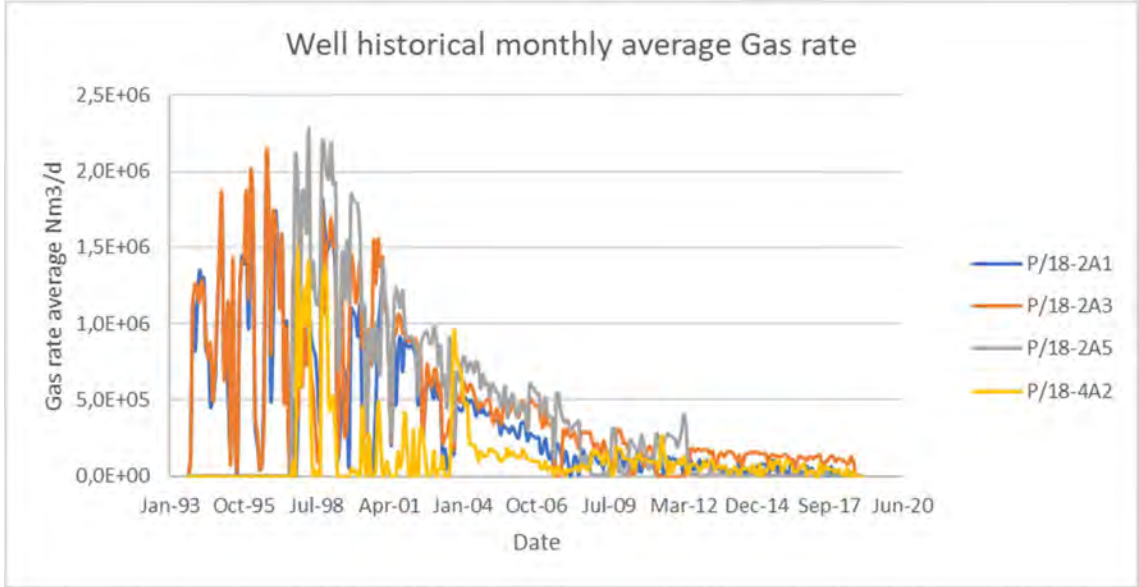
The wells in both P18-2 and P18-4 have an average maximum injection capacity of 1.2Mt/ year per well for a total of 4 wells which is 40kg/s per well. The wells are therefore operated such that injection rate does not exceed 40kg/s in all scenarios.

The historical gas production rate per well based on a monthly average is shown in **Fig. 22**. The rates are converted to CO<sub>2</sub> equivalent, to assume a hypothetical guaranteed injection rate that the wells will be capable of injecting based on their historical production (see **Table 7**). This shows that the wells are capable of handling rate at an excess of the high case of 47kg/s during injection without any issues arising from the reservoir. Note: under normal operational conditions the injection rate 47 kg/s is only applied during start-up of wells for a very short time. Note that due to the restrictive way of operating in the Netherlands, the maximum gas production rate is not driven by the actual reservoir performance but rather by the applied gas sales restrictions. Additionally, the wells will be recompleted, and the



tubing sizes are still to be determined, which will also have an impact on the rates due to erosional velocities, etc.

**Fig. 23** and **Fig. 24** show an example case from Flow Assurance of the possible fill up rate per well based on the supply curve. This shows a realistic split in rate per well, and in that case none of the designated injectors have a higher rate than the original produced maximum during the gas production phase, with a maximum of 40 kg/s.



**Fig. 22.** Gas production rate per well for the P18-2 and P18-4 fields

	P/18-2A1	P/18-2A3	P/18-2A5	P/18-4A2
Max. rate natural gas	Nm3/d			
	1968123	2047093	2203587	1744510
Drawdown dp (bar) @ max rate	80	40	20	20
Converted rate CO <sub>2</sub> (Density = 1.98 kg/Nm <sup>3</sup> )	kg/s CO <sub>2</sub> equivalent			
	45	47	50	40
	Mt/yr CO <sub>2</sub> equivalent			
	1.42	1.48	1.59	1.26

**Table 7.** Historical gas production rate per well converted to CO<sub>2</sub> equivalent



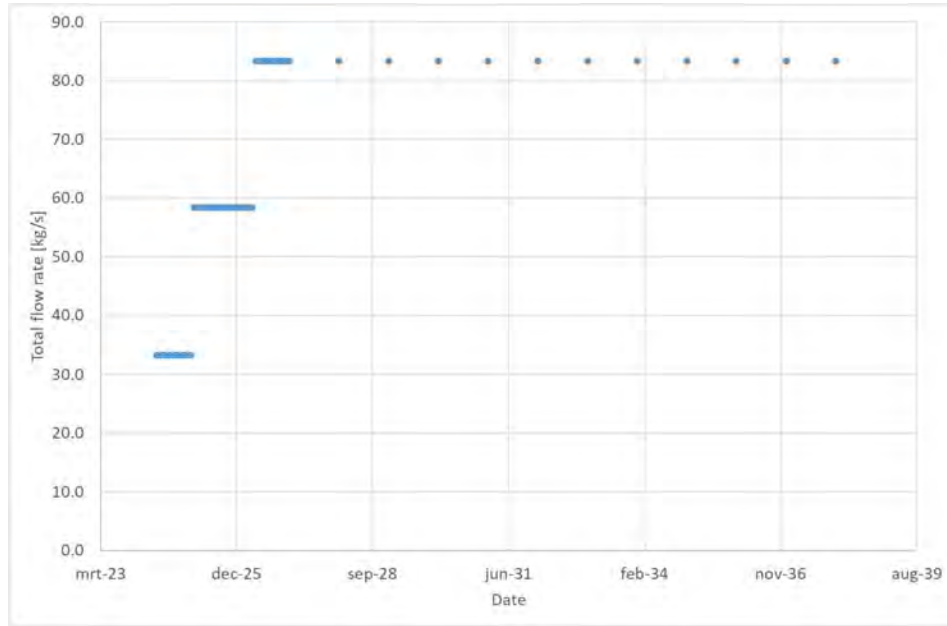


Fig. 23. Example case supply curve.

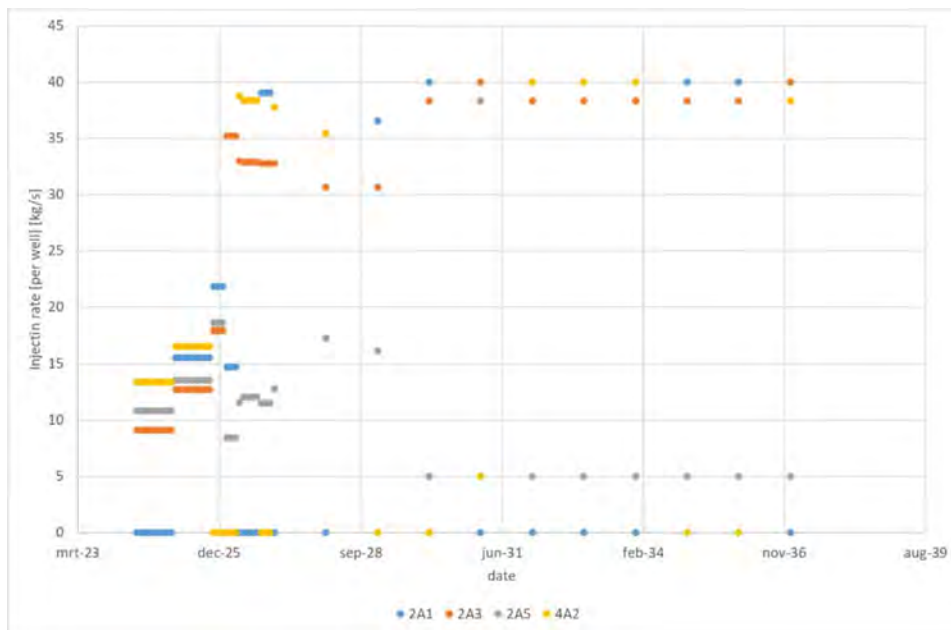


Fig. 24. Example case from Flow Assurance of the injection strategy per well for possible fill up

### 3.5. Skin sensitivity

The historical data, the RTA and the multi rate analyses clearly point towards a reduction in well performance over the lifetime of the wells. Skin will have an impact on the pressure drawdown (dp) required for each rate at different reservoir pressure. With additional skin, the dp required will be higher to achieve the same rate.

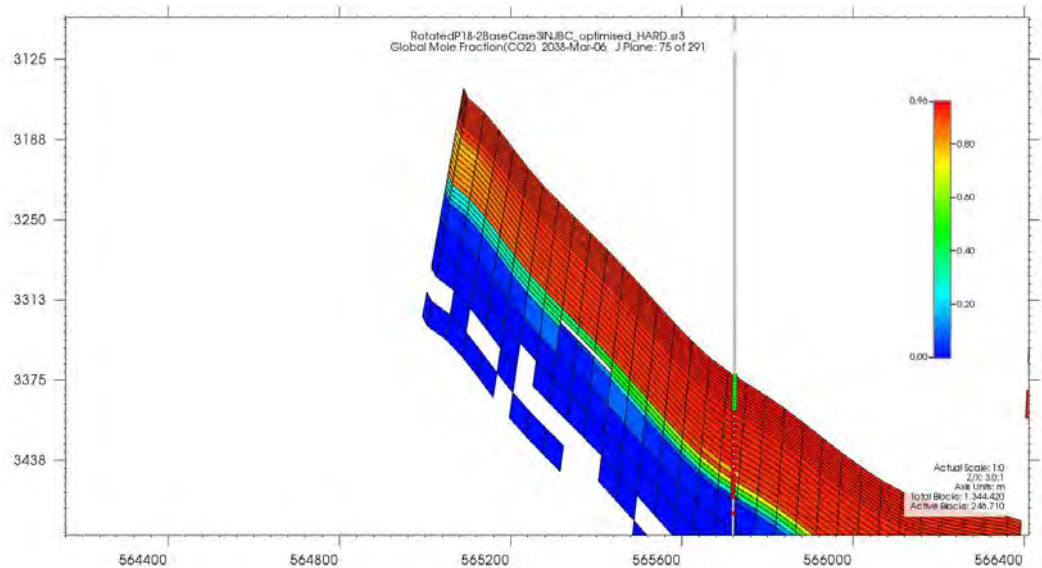
This impact is evaluated per well, the injection IPR is constructed for the base case at different reservoir pressures, using pure CO<sub>2</sub> composition at 60 degC after matching the initial production IPR, this was done using the KH driven from the PTA.

The well VLP is not considered here as the final tubing configuration is still not known. This gave the base case for additional sensitivity modeling to be carried out, which include two scenarios:

- 1) An additional skin of 20
- 2) No access to the Volpriehausen or the lower Detfurth. This scenario is modelled as a sensitivity incase parts of the recompletion well equipment cannot be retrieved and are consequently dropped downhole. The effect of this is KH reduction of 10% in P18-2 wells, and 20% reduction in P18-4 calculated from the PTA multilayer KH ratio per zone.

Note that in this case CO<sub>2</sub> will not be present in the Volpriehausen and the lower Detfurth since there is a disconnecting shale barrier separating the Hardeggen and the upper Detfurth from the rest of the reservoir. (see **Fig. 25**).

Note that Flow Assurance scenarios are constructed with injectivities derived from the GEM models in which the KH is still to be updated, however the general conclusion remains that P18-2A1 as the most critical well due to its proximity to the fault and its lower KH.



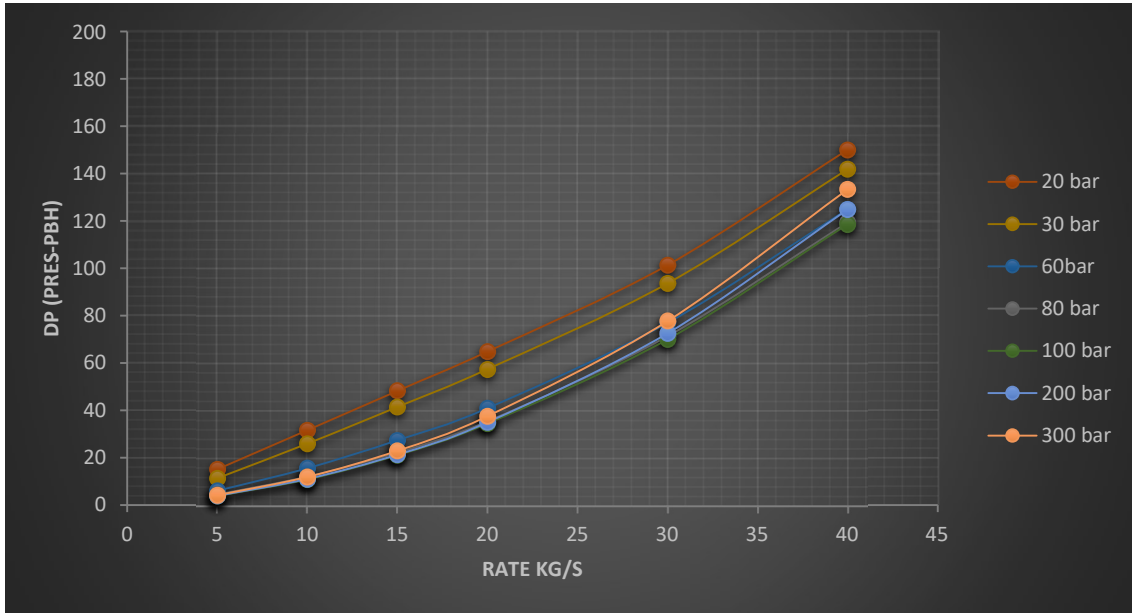
**Fig. 25.** Global mole fraction of CO<sub>2</sub> in 2038 with no access to the Volpriehausen and the lower Detfurth since there is a shale barrier disconnecting them from the rest of the reservoir.

### **P18-2A1**

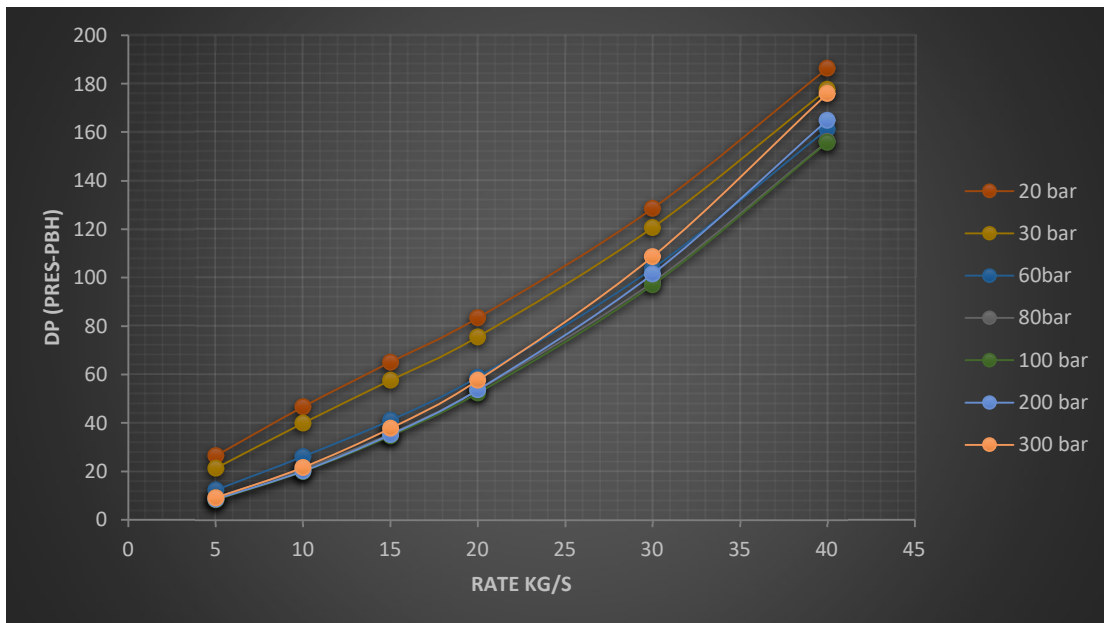
P18-2A1 has the lowest kh of the production wells in P18-2, and P18-4 and therefore the lowest injectivity of all wells (refer to PTA reports for more details). This means that the dp required to inject at high rates for this well is relatively large compared to other wells in the field.

Additionally geomechanical modeling has demonstrated this well is closest to a main fault and cooling front reaching the fault is not desirable. FAS scenarios will be used to consider optimization of the injection scenario in such a way that a safe operating conditions are maintained at all times given the limitations of P18-2A1.

**Figs. 26 to 28** show the dp required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case and the two additional scenarios in P18-2A1.



**Fig. 26.** Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case in P18-2A1- modelled in prosper with 60 deg pure CO<sub>2</sub> conditions.



**Fig. 27.** Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with additional skin of 20 in P18-2A1- modelled in prosper with 60 deg pure CO<sub>2</sub> conditions.

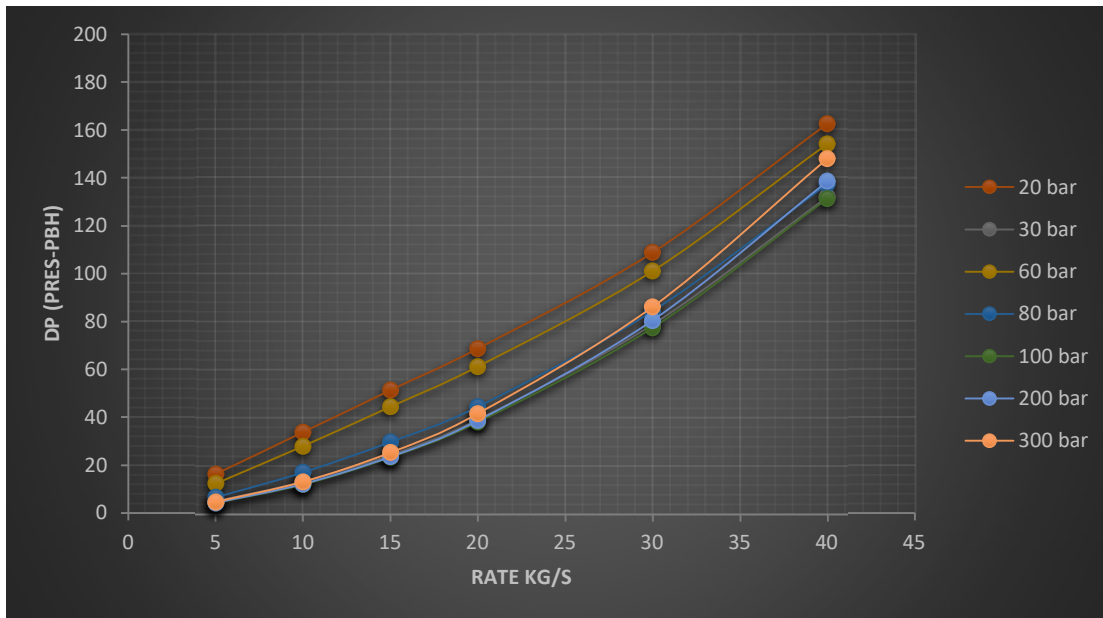


Fig. 28. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with no access to the Volpriehausen in P18-2A1. modelled in prosper with 60 deg pure CO<sub>2</sub> conditions.

### P18-2A3

P18-2A3 has a better reservoir quality (KH) than P18-2A1, the dp required to inject at the maximum rate is always less than 80 bar. This well, as well as P18-2A5 are far away from the main fault in the reservoir, and have low excess pressures ensuring the caprock integrity. skin and access to perforations do not pose a risk for deliverability, since the maximum excess injection pressure is still low at the maximum rates. **Figs. 29 to 31** show the dp required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case and the two additional scenarios in P18-2A3.

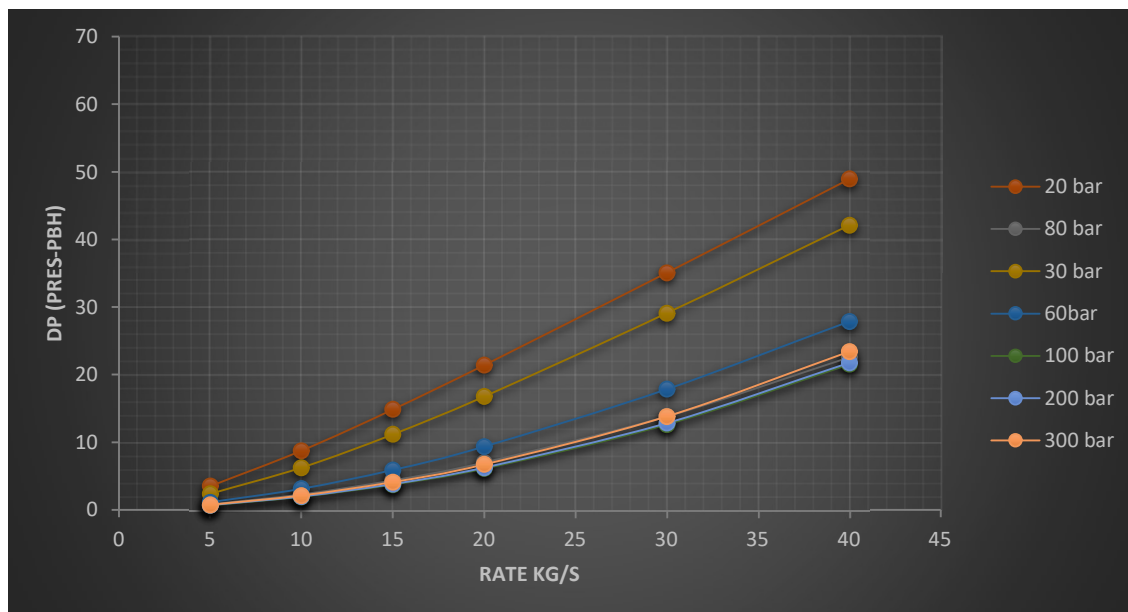


Fig. 29. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case in P18-2A3.

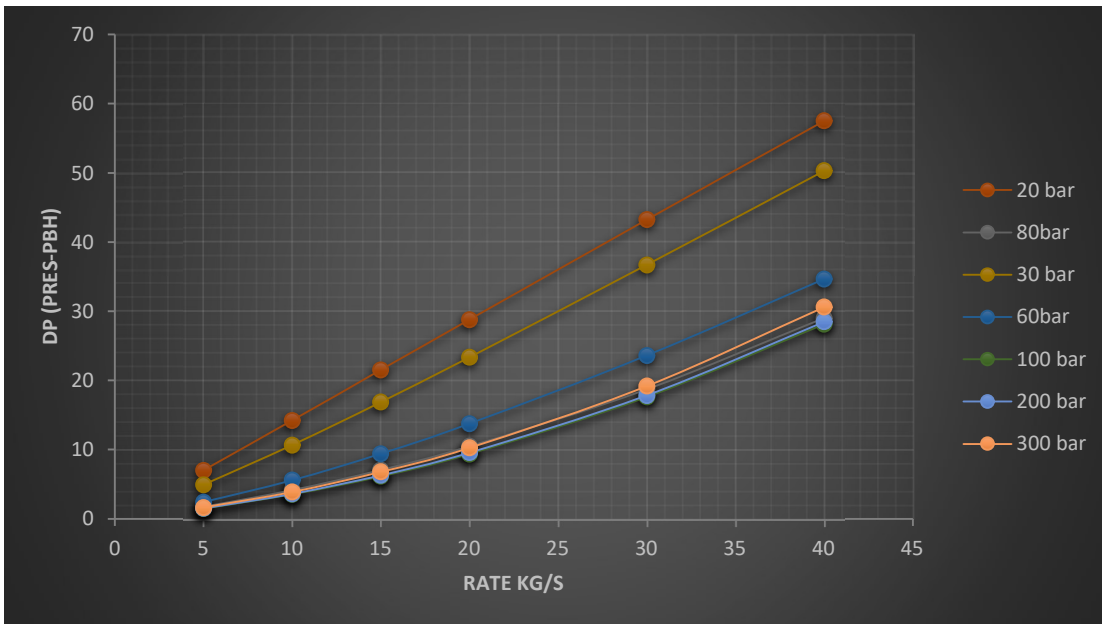


Fig. 30. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with additional skin of 20 in P18-2A3.

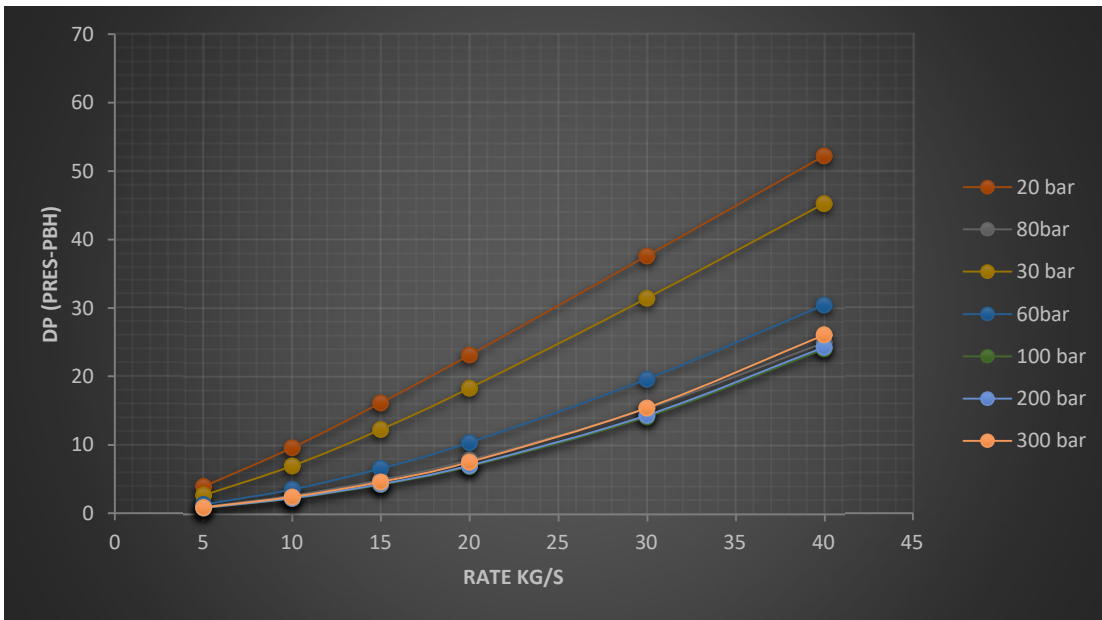


Fig. 31. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with no access to the Volpriehausen or lower detfurth in P18-2A3.

**P18-2A5**

P18-2A5 has a higher reservoir quality than all injectors (KH) and therefore high injectivity. **Figs. 32 to 34** show the effect of having additional skin or no connection to the Volpriehausen, the maximum dp at higher rates and lower pressures are still around 50 bar. In the case that the Volpriehausen and the



Lower Detfurth are not accessible or if there is a skin applied, the dp would increase to a maximum of 50 bar. In general, skin and access to perforations do not pose a risk for deliverability, since the maximum excess injection pressure is still low at the maximum rates.

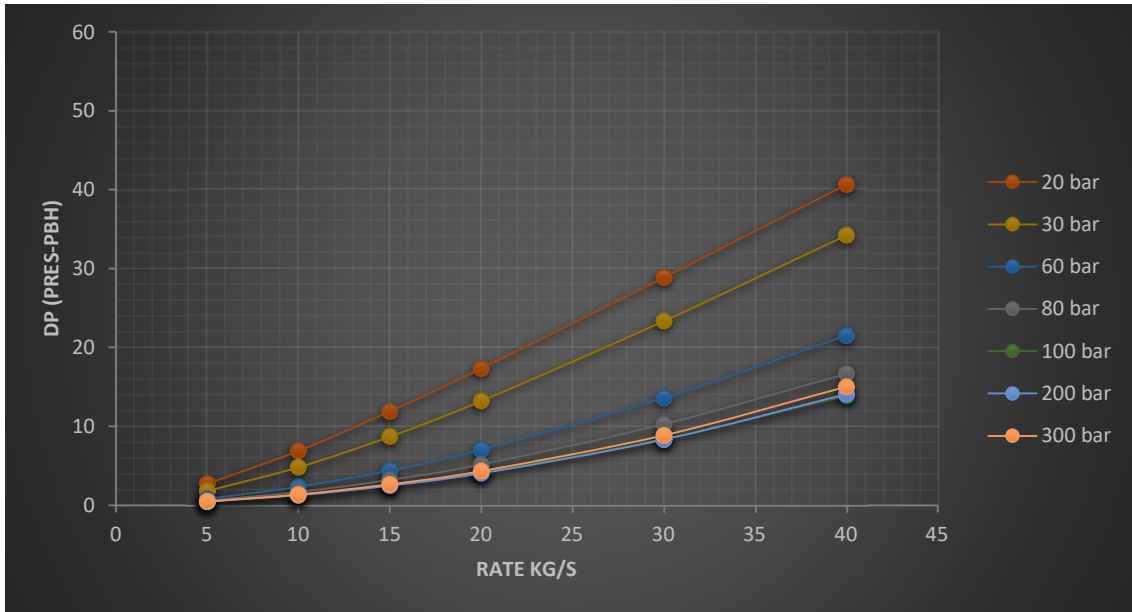


Fig. 32. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case in P18-2A5.

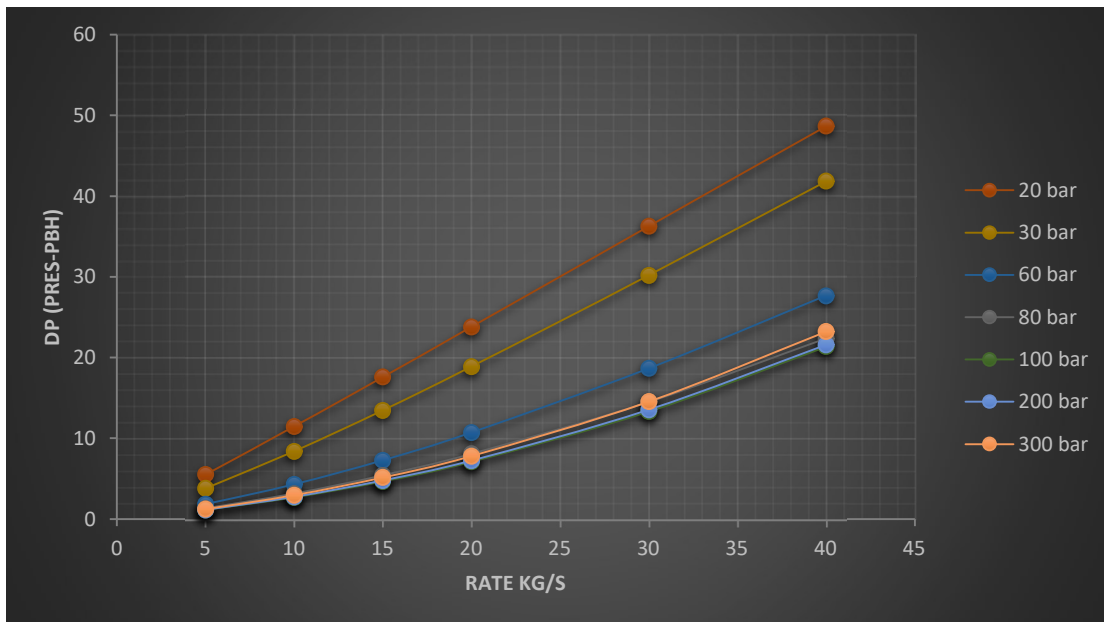
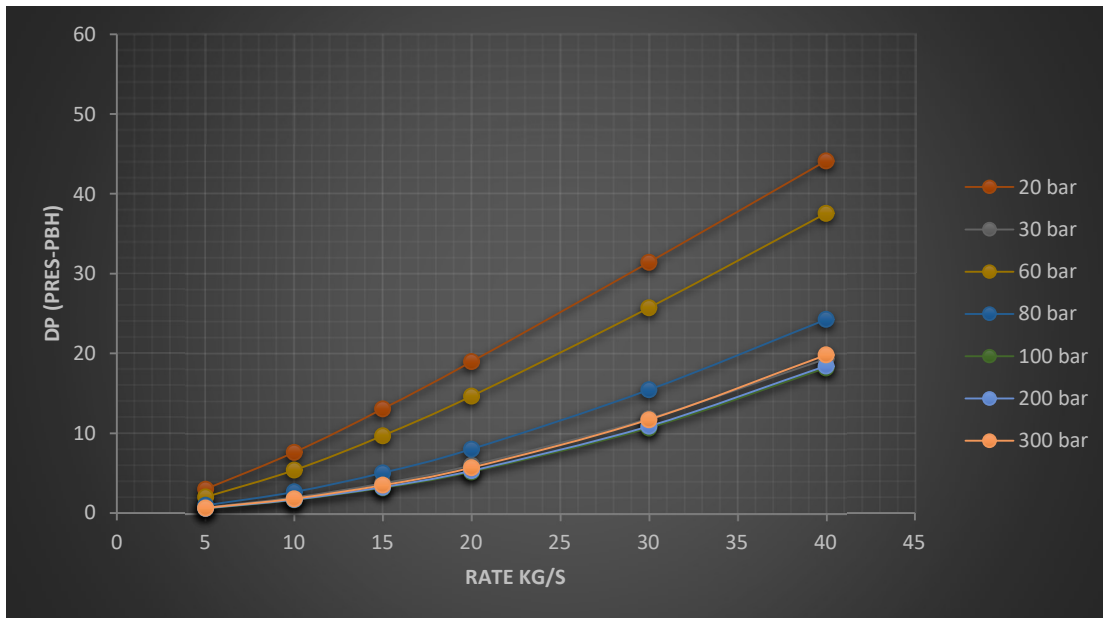


Fig. 33. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with additional skin of 20 in P18-2A5.



**Fig. 34.** Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with no access to the Volpriehausen or lower detfurth in P18-2A5.

### **P18-4A2**

P18-4A2 does not require a high dp in all sensitivity and base cases in order to deliver the maximum rate, The well is however close to 2 main faults, and it is the only well with access to the volumes in P18-4. The geomechanics study showed that the faults will not exceed the initial critical state at the end of depletion, and there is no evidence of slippage, therefore the risk for injecting to higher pressures would be classified as low. However, a maximum capacity of 6.3 Mt is assumed as a low case, since that is the volume required for the cooling front to reach the faults (see section 3.6).

**Figs. 35 to 37** show the dp required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case and the two additional scenarios in P18-4A2.

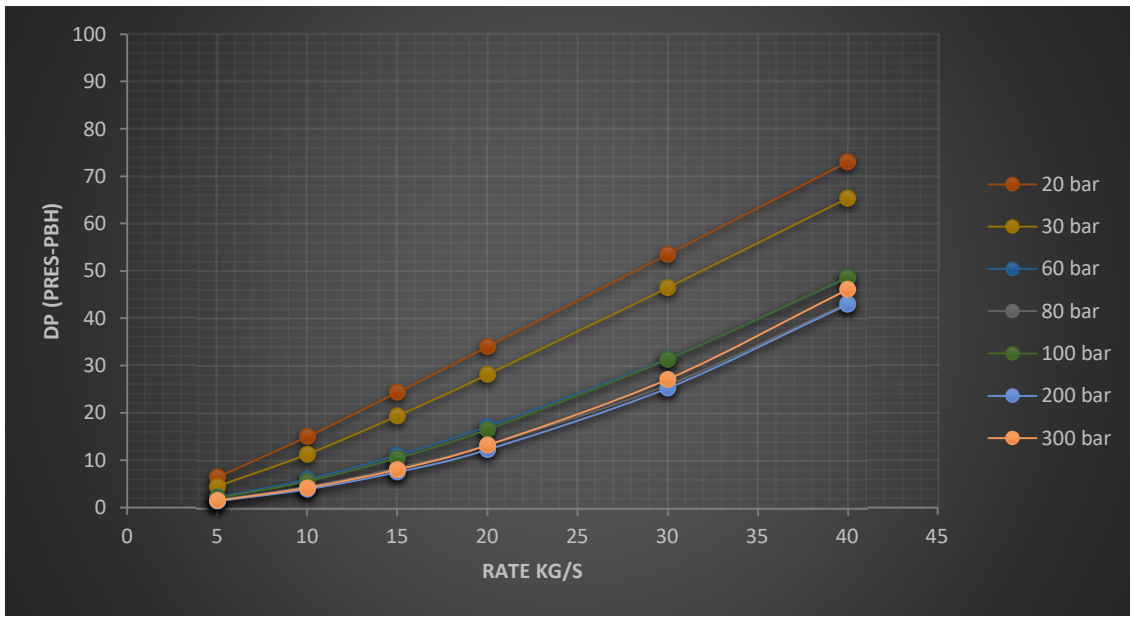


Fig. 35. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the base case in P18-4A2.

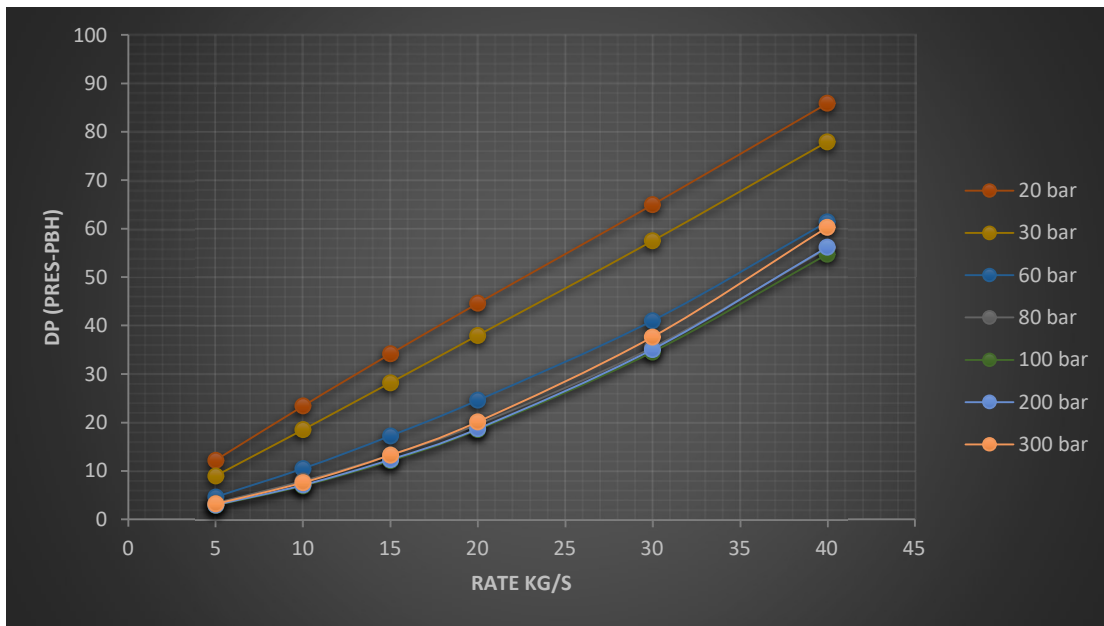


Fig. 36. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with additional skin of 20 in P18-4A2.

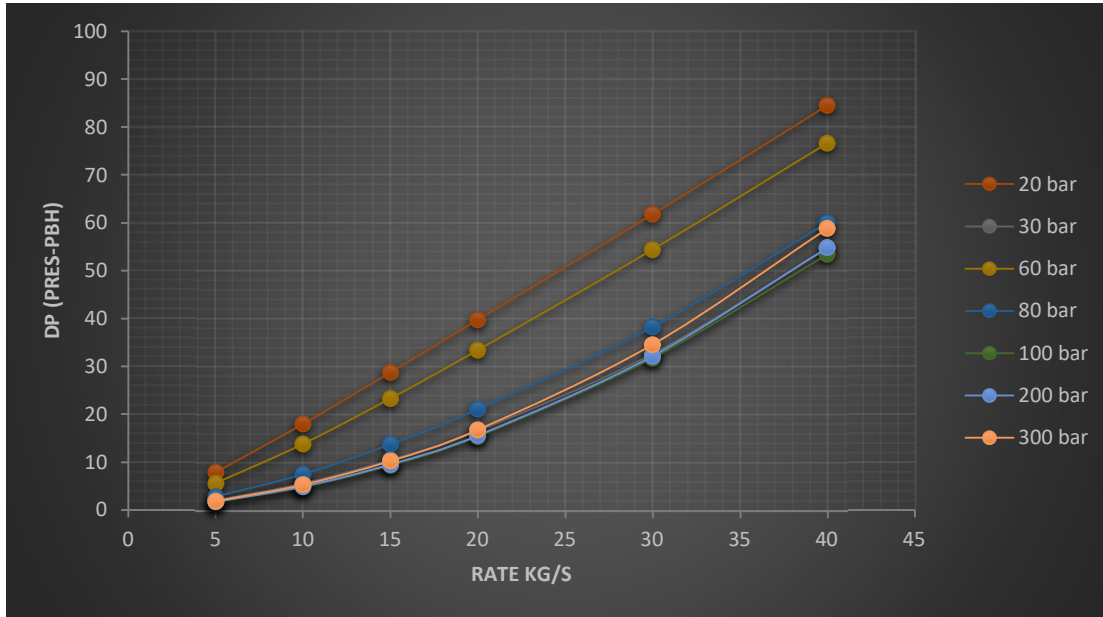


Fig. 37. Pressure drawdown required as a function of the rate for different reservoir pressures for the case with no access to the Volpriehausen or lower detfurth in P18-4A2.

### 3.6. Integration of Injectivity into the Static-Dynamic model

The results of the PTA were finalized after the static and dynamic model was already constructed, this section aims to address the differences between the PTA and the static-Dynamic model which is used by flow assurance to derive the injection envelope.

Below is a comparison between the KH in the GEM model and the PTA, the KH in the model needs to be increased for all P18-2 wells, and reduced for P18-4 well.

Well	KH PTA md.m	KH Model md.m
P18-2A1	3150	1643
P18-2A3	17426	1773
P18-2A5	22875	10544
P18-4A2	8511	21141

Further update on the GEM model has been done which will be integrated with the flow assurance. Based on the KH, the dp as function of flow rate and temperature can be derived from GEM. These results are used as input for OLGA to simulate the CO2 behavior as function of well head temperature, flow rate and bottomhole injection pressure, under steady state conditions. The results of multiple realizations in OLGA are summarized in injection look-up tables and used as input into GEM (see step 5 in Figure 11, Part II).

The max DP per well in the GEM model through the injection lifetime does not exceed 100 bar even with a conservative scenario where one well is not available. See **section 3.8**, given this, and the fact that the KH is generally modelled lower than the actual KH interpreted from PTA, the impact of increasing the KH will not present an issue for the injectivity.

The IPR calculated is very dependent on temperature, a sensitivity is performed below (figure 38) by constructing the IPR at different temperatures for well P18-4A2

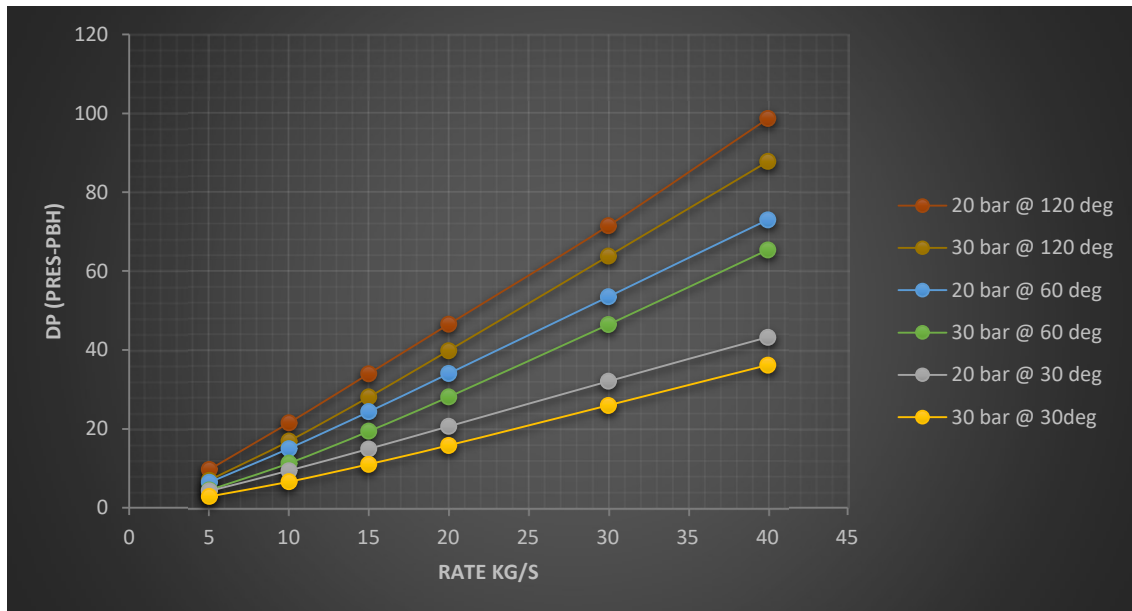


Fig. 38. Sensitivity on IPR with different injection temperatures for one well.

### 3.7. Assessment of effects of Thermal fracturing

For the geomechanical simulations two stress scenarios are considered.

- A Base/Base scenario with base case geomechanical input parameters (see section 3.6.3 in Part II)
- A stresstest scenario (Low/Low; see section 3.6.3 in Part II) scenario with a lower stress, higher Biot Coefficient and lower Poisson ratio which promotes fracturing (because of lower stress and a smaller gap between reservoir stress and pressure after depletion).
- The models were run in GEM, with the permeability matched to the PTA derived KH with a multiplier per well

Several injection scenarios are used for the simulations: a worst case injection schedule where P18-2A1 injects at 40kg/s from the start combined with a worst case stress scenario is shown as an example in Fig. 39 for P18-2A1.



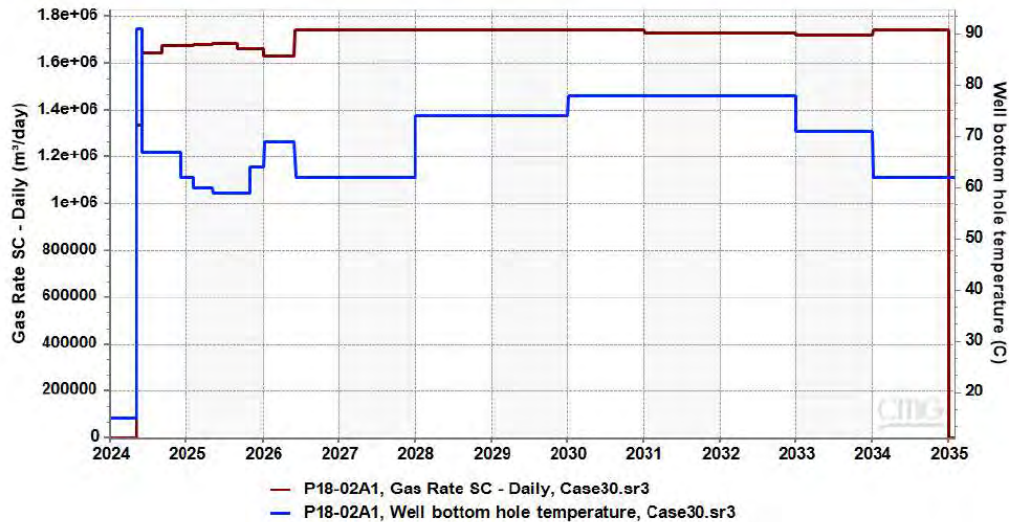


Fig. 39. Gas injection rate and bottom hole temperature for P18-2A1 in the stresstest scenario.

In this stresstest scenario, significant cooling of the reservoir occurs, especially in the Hardeggen unit, which accepts the most fluid (see Fig. 40). The resulting stress decrease due to thermal contraction of the reservoir in the horizontal plane is shown in Fig. 41. The reduced stress will facilitate fracture propagation from the well. Also, the low stress extends to the bounding fault, however as pressure is counteractively increasing in the reservoir the fault does not become critical until the reservoir pressure exceeds 100 bar in P18-2, and 240 bar in P18-4 (assuming the faults are cooled). Note that the criticality at the faults does not exceed the criticality modelled at the end of depletion and therefore, for both reservoirs, cooling of the faults is not likely to be an issue over the entire injection period (see P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage).

For a conservative approach on the injectivity and the risked volumes, profiles have been constructed to minimize the cooling front from reaching faults, this is not an issue in P18-2, since only P18-2A1 is within close proximity to a fault and the other wells in the field can make up for the injection (P18-2A3 and P18-2A5), P18-4 however is only accessible with a single well.

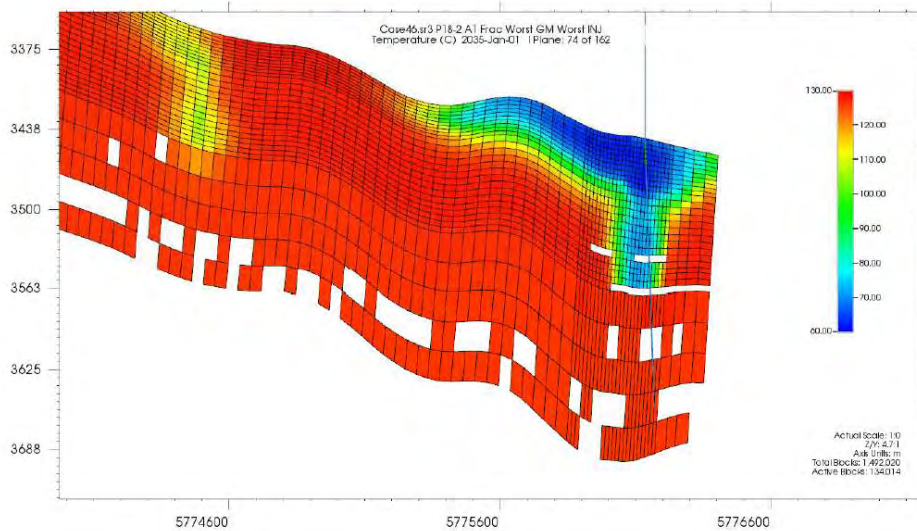
The cooling front reaches the P18-4 faults when the cumulative is 6.3 Mt in the current scenario, the reservoir may subsequently have to stop injection until warming up and stress recovery occur again. Alternatively management of the cooling front will have to be done by managing the rates of injection. Such scenarios will be investigated further.

Severe cooling is also seen around the P18-2A3 well, but this cold front does not extend to the faults. These results can be regarded as stresstest results, since a more optimized injection schedule avoids the cooling around the wells near the bounding faults. As fractures initiate, they are contained in the cool zone, and therefore the fracturing regime happens in the Hardeggen. The resulting total injectivity increase is modest for the wells with higher KH as shown below:

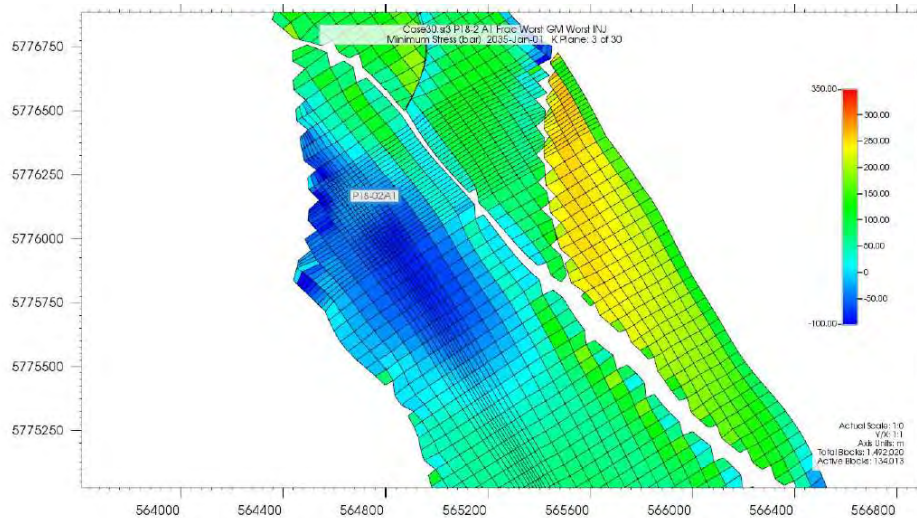
- P18-2A3: 1.1 x Injectivity
- P18-2A5: 1.0 x Injectivity
- P18-4A2: 1.1 x Injectivity

P18-2A1 experiences minimum fracturing of the reservoir in base/basescenario, however, in the stresstest scenario, a significant injectivity increase will be present once a fracture propagates. Those will be included in the flow assurance Olga simulations

P18-2A1: 5 x injectivity (once fracture propagates)



**Fig. 40.** Reservoir side view of P18-2 temperature after 10 years in the vicinity of P18-2A1 (stresstest scenario)



**Fig. 41.** Top view of reservoir P18-2 temperature decrease in the minimum 10 years after injection in the vicinity of P18-2A1 (stresstest scenario)

Another important issue for well injectivity is the risk of thermal fracturing the cap rock. **Fig. 42** illustrates the temperature drop experienced around 50 m in the caprock measured at the P18-2A1 injection point. The minimum stress also changes in the caprock as a result of the drop in temperature. Fracturing is projected in the stresstest scenario when injecting at the maximum rate of 40kg/s at low reservoir pressure in P18-2A1 to extend 15 m into the caprock by 2038, with the high dp (excess pressure) from P18-2A1. In order to avoid thermal fracturing in the caprock, well P18-2A1 should be used only as a swing injector, and monitoring of pressure and temperature during injection will be vital. The maximum allowed dp is currently considered to be as below for P18-2A1 (**table 8**). This is chosen based on a geomechanical model that limits the fracture penetration in the cap rock to less than 20m. The other wells are not impacted by this since the dp never exceeds 40-50 bar and thermal fracturing impact is negligible. Given this limitation in P18-2A1, the maximum allowable dp is still considerably high (**table 8**), and if a thermal fracture was to propagate, the excess pressure would drop sharply due to the injectivity increase, so this is not considered an issue.

pressure	Dp allowed
20	>300
100	300
200	190
300	70

Table 8. maximum allowable dp for P18-2A1 to avoid caprock containment loss in case of thermal fracture growth

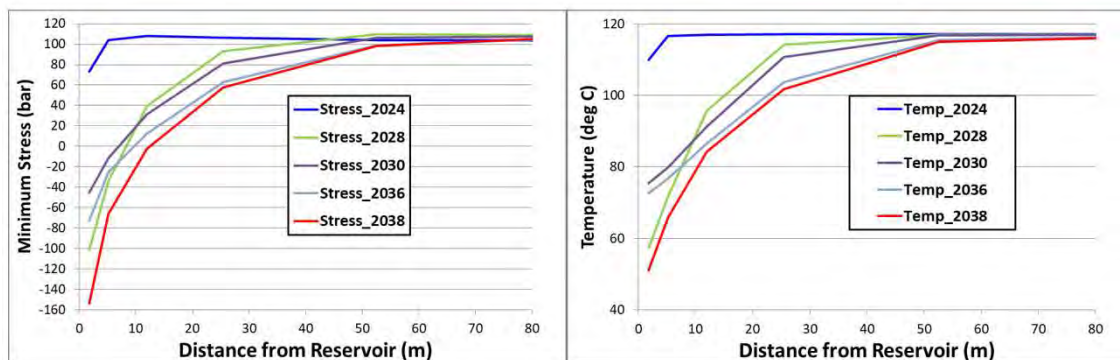


Fig. 42. Minimum stress (left) and temperature (right) reduction over vertical distance in the cap rock for multiple moments in time as a result of the drop in temperature around the well (see P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage)

### 3.8. Allocation per well, and implication if a well is lost

Multiple scenarios have been run with GEM - Olga to see the impact of losing an injector. Note that those scenarios have been run with GEM based on the KH's which are not matching the PTA. Therefore a multiplier has been applied in GEM to match the PTA results.

The following scenarios have been considered.:

Base case = All wells are available

-1 = P18-2A1 is not available for injection

-3 = P18-2A3 is not available for injection

-2 = P18-4A2 is not available for injection

In all cases, P18-2A1 has been limited to a dp of 100 bar (to limit thermal fracturing). In **Table 9** the allocation per well in each scenario is shown. The system relies heavily on P18-2A3 and P18-2A5, but if one of the two wells is lost, for example P18-2A3, then the injection profile is not impacted. If both are down at the same time, then the rate cannot be maintained (with only P18-2A1 active in the P18-2 reservoir). If P18-4A2 is lost then the volume of P18-4 cannot be accessed by another well. Similarly, if the injection was to stop when the cooling front has reached the faults, then the cumulative volume would be impacted by a maximum total of 1.7 Mt .

Reservoir Pressure (bar)	rate total kg/s	2a1	-1	-3	-2	2a3	-1	-3	-2	2a5	-1	-3	-2	4a2	-1	-3	-2
20	33	0	0	10	10	10	10	0	10	10	10	10	12	13	13	13	0
30	58	15	0	20	23	15	15	0	18	15	20	15	18	13	23	23	0
60	83	0	0	25	25	25	20	0	38	30	25	33	20	28	38	25	0
80	83	6	0	20	30	30	35	0	38	12	33	33	15	35	15	20	0
100	83	8	0	30	30	40	30	0	38	17	30	28	15	18	23	25	0
200	83	5	0	35	35	40	30	0	38	5	33	33	10	33	20	17	0
300	83	0	0	35	40	40	30	0	38	5	33	33	5	38	20	17	0

Table 8. Rate allocation per well in kg/s for the different scenarios

In conclusion:

- Potential impact if P18-2A1 is not available: no impact on the considered supply scenario if all other wells are operational
- Potential impact with a loss of one well (P18-2A3 or P18-2A5): the total rate is still maintained, but P18-2A1 is required to inject at higher rates (30 kg/s). This can pose a risk and will require close monitoring (not exceeding the dp limits). Further optimization is still ongoing with flow assurance.
- Potential impact if P18-4A2 is not available: if the well is lost then potentially 8 Mt of storage volume cannot be accessed, if cooling of the fault is to be minimized then a maximum of 1.7 Mt of storage volume will be risked. This is under investigation and current expectations are that total stress at faults due to cooling and pressure buildup will be less critical than at the moment of cessation of gas production.

### 3.9. Value of Injectivity test and recommendation

Since the P18 wells are still in production, an injectivity test is considered. Porthos does not recommend this as the additional value is considered low for the following reasons:

- The reservoir kh is well understood with more data becoming available (such as PTA data) to get it well calibrated.
- The skin induced in the production phase will likely be changed after the well recompletion. The wells will be isolated from the reservoir by setting mechanical plugs, however, at such low pressures, this may not be feasible, and therefore other options including chemical column isolation may be chosen, in which case the skin will be altered.
- TAQA performed a study on the completion packer stability and came to the following conclusions:
  - WellCat analysis: P18-6A7 is the best candidate for this test. No foreseen issues with tubing or packer limitations, however this well is not currently considered a core injector in the project, and is not used in the plateau maintenance.
  - P18-2A3 can be considered for an injection test, but further analysis is required to create an injection programme with minimum risk: low rates.
  - P18-2A1 is close to the minimum 1.25 triaxial safety factor. P18-2A5 and P18-4A2 should be discarded as well, due to the packer loads being close to the edge of the packer envelope (as well as having triaxial safety factors just above the minimum).

From the main injectors, potentially only P18-2A3's packer is stable enough for the test, but the rates would be limited to below 400 kSm<sup>3</sup>/d. At those low rates, the full IPR cannot be constructed, as it is not possible to get enough spacing between each step rate point as the dp would have very little variation.

Supported by the risk versus value analysis, and the fact that significant amounts of PTA data are available, Porthos does not recommend any injectivity test.



## 4. Conclusions

- Both multi rate analysis and Rate Transient Analysis (RTA) suggest that skin has built up in the first years of production.
- The injectors are capable of meeting the supply curve, even with an initial skin of 20
- If one of the injectors in P18-2 is lost, the supply curve is still maintained even with limitations imposed on P18-2A1 maximum dp
- P18-2A1 always requires an additional injector in P18-2 field to be operational in order to meet the supply curve, i.e. P18-2A3 and P18-2A5 cannot be down at the same time.
- If P18-4 is lost then potentially 8Mt of storage capacity cannot be accessed
- If P18-4 is limited to the cooling front reaching faults then 1.7 Mt of the storage is risked, pending further investigation in the geomechanics study
- Performing an injection test is not recommended as only P18-2A3's packer is stable enough for the test, however at very low rates, therefore no valuable data can be collected.
- It is believed that the PTA data reanalyzed as well as the RTA, and historical production data give sufficient insight into the injectivity and the risks on the accessible volumes and rates per well.
- The hypothesis made in the P18-2A3 and P18-2A5 PTA technical notes of the particular behavior of the Bourdet being a reservoir signal from high permeability streaks or lenses close to the well (instead of wellbore effects) has been proven by calculating the primary derivative (PPD).
- Several analytical (radial composite) and numerical near wellbore models were constructed in order to match the behavior of the Bourdet derivative in P18-2A3. Even though the behavior of the Bourdet derivative was not perfectly matched, similar downward "bumps" on the derivative were achieved when adding non-continuous high permeability streaks/lenses.
- The near wellbore lenses have minimal impact on the BHP due to their limited size indicated by the PTA data duration and the GEM near wellbore models

## 5. Bibliography

Zaoral, L., & Mattar, K. (1992). The Primary Pressure Derivative (PPD) A New Diagnostic Tool In Well Test Interpretation. (Fekete Associates) *Journal of Canadian Petroleum Technology*.



ebn

**VERTROUWELIJK**

# Flow Assurance Study (FAS)

## *Start-up and Operations*

Author: Wouter Schiferli  
Reviewer: Pending review  
Approver: Michiel Spits  
Document number: POGE-ENG-PRO-POR-REP-0002

Date	Version	Status
22/01/2021	0.1	
26/01/2021	0.2	For review
29/01/2021	1.0	Released for review
01/01/2021	1.1	Comments from EBN incorporated

# Executive summary

The Porthos CCS project plans to inject CO<sub>2</sub> with impurities from various emitters into low-pressure gas fields offshore the Netherlands. The thermodynamic behavior of CO<sub>2</sub> makes this operation challenging, since expanding CO<sub>2</sub> to low pressure can result in low temperatures. In conventional gas production systems low temperatures during expansion are caused by Joule-Thomson cooling. This is also the case for CO<sub>2</sub> injection systems operating in gas mode. When dense phase CO<sub>2</sub> is expanded, however, the minimum temperature is dictated by the phase behaviour of CO<sub>2</sub>. This is the main cause of low temperatures in the Porthos injection system.

This document gives an overview of flow assurance studies performed to evaluate the feasibility of injection and for determining operational envelopes. The studies conclude that injection is possible over a sufficient range of conditions. In the next step it is important to focus on developing operational procedures and detailed controls strategies to expand on the Operating Control Narrative, [1].

The main flow assurance constraints of this CCS project are:

- Avoid low fluid and piping temperatures resulting from CO<sub>2</sub> phase behaviour
  - o Risk to piping and annulus fluid
  - o Risk of hydrate formation downstream choke and in near-wellbore region
- Maintain single phase flow in the pipelines
  - o Potential for multiphase flow forces caused by phase transition in CO<sub>2</sub>
  - o Liquid build-up of impurities in CO<sub>2</sub> stream (TEG and amine)

These constraints are respected by operating the project in two distinct modes: gas mode and dense phase mode. These modes refer to the fluid phase in the high-pressure (HP) pipeline; the low-pressure (LP) pipeline will always be operated in gas mode.

During the initial 1 – 2 years of injection, the HP pipeline will also be operated in gas mode. Under these conditions the low-temperature risks are strongly reduced. Because liquid CO<sub>2</sub> is not present in the system, low temperatures cannot be created by CO<sub>2</sub> flashing to vapour phase. In this mode low temperature risks are further reduced by only operating wells with chokes fully open or closed, which ensures no Joule-Thomson cooling across the chokes.

In gas mode, the potential for multiphase flow exists: if the HP pipeline fluid conditions cross the gas-liquid phase boundary, liquid CO<sub>2</sub> will be formed with the potential for flow-induced forces or slugging. This limits the maximum reservoir pressure at which gas mode can be used. In the LP pipeline velocities are low, which means any liquid present in the system will accumulate.

At higher reservoir pressure, the operating mode will switch to dense phase mode. This allows for higher flow rates. Because the HP pipeline pressure needs to be maintained above 85 bar to avoid two-phase flow, choking is required to limit the flow into the injection wells. This results in the formation of gaseous CO<sub>2</sub> downstream the choke. The temperature is now dictated by the phase boundary of CO<sub>2</sub>, which results in low temperatures at low wellhead pressure.



The flow assurance risks and operating regimes were evaluated using simulations in Schlumberger OLGA and PIPESIM flow simulators. Fluid PVT data was generated using Schlumberger Multiflash with the Infochem CPA equation of state.

The resulting conclusions and underlying studies are described below, grouped by topic.

### ***Operating regimes***

TNO has developed a steady state modelling tool to evaluate the operating envelopes for the gas and dense phase operating regimes. This tool can be used to plan injection by predicting under which conditions the system should be operated in gas mode (to avoid low temperatures while maintaining single-phase flow in the HP pipeline) and under which conditions dense phase mode should be used.

The tool uses simplified flow modelling, therefore operating envelopes are indicative. The analysis in this report was based on highest expected well injectivities which result in the lowest temperatures during dense phase operation. If the well injectivity is lower in reality, minimum temperatures will increase.

Because operating envelopes depend on well injectivity, these need be revised once updated injectivity data is available from BHP measurements during initial operation.

### ***Multiphase flow and liquid accumulation***

The operating limits of the gas and dense phase mode are defined to avoid two-phase flow under steady operating conditions. However, two-phase flow cannot be avoided in all scenarios.

When transitioning between operating conditions two-phase flow can occur in the HP pipeline for a limited period. This occurs primarily when switching between gas and dense phase mode. TNO has performed a wide range of dynamic simulations and found that although two-phase flow can occur, this did not result in the large pressure or hold-up fluctuations expected from slugging. These temporary excursions in two-phase flow cannot be avoided, but are not expected to impose a significant risk. Flow velocities in the HP pipeline are relatively high, therefore high hold-up fluctuations are typically not expected.

Besides phase transitions in CO<sub>2</sub>, multiphase flow can also occur if small quantities of TEG or amines drop out in the pipeline. This was simulated in detail by EBN. If this occurs in the HP pipeline, liquid is expected to be transported in gas mode if the flow rate exceeds 70 t/h. This is expected to be the case for the majority of the injection period in gas mode. Because if liquid build-up occurs, the build-up rate will be slow, so significant volumes will not accumulate during these periods of slow flow rate. In dense phase operation, liquid accumulation is no longer an issue.

This is not the case for the LP pipeline. This pipeline is always operated in gas mode at low velocities. If liquid drop-out occurs, even a ppm-level content of TEG and amines, it can lead to the build-up of large quantities of liquid over time.

The risk of liquid accumulation in the LP pipeline has been discussed with emitters, and the aim is to ensure that the content of liquid-forming components in their compositions is sufficiently low to avoid liquid drop-out.

If liquid forms in the LP pipeline, the only method for removing it is by pigging. If this is not done, accumulation will result in unacceptable backpressure and potential slugs entering the compressor station. It is therefore required to develop a pigging strategy to ensure liquids can be removed if the dewpoint of the compositions from the emitters cannot be sufficiently reduced.

### ***Risk of low temperatures***

TNO has performed extensive simulations in OLGA to evaluate the temperatures in the wellbore during well start-ups, which are the most critical operations occurring during injection.

Start-ups in gas mode do not pose temperature concerns. In dense phase mode, however, HP pipeline pressure must be maintained above 85 bar. This is done using choke control. At lower reservoir pressure, flowing wellhead pressures are much lower than 85 bar which results in low temperatures downstream the well choke.

This results in three potential risks which are mitigated by material selection and start-up procedures:

- Material limits of well tubing can be reached
- Annulus fluid in B or C annulus can freeze
- Hydrates can form in the near wellbore region if BHP drops below 15°C

Well start-ups from a flowing system do not pose a temperature risk. Under these conditions additional wells can be started up as long as the intended flow condition lies within the steady state operating envelope. Under these conditions the arrival temperature of the feed stream at the platform is typically at least 20°C higher than the ambient temperature due to the insulation of the HP pipeline.

The most critical cases are cold start-ups, in which the entire HP pipeline has been shut in and has cooled down to the ambient temperature.

The current work by TNO and EBN indicates that – as long steady state operating envelopes are observed – cold start-ups can be performed without exceeding temperature limits even with high-injectivity wells. This may require switching to dense phase operation at 50 bar rather than 40 bar reservoir pressure.

TNO will evaluate more conditions inside and just outside the steady state operating envelope to evaluate the effect on start-up.

During gas mode operation the well injectivities should be evaluated to determine the best point at which to switch to dense phase mode.

### ***Hydrate formation***

Hydrate formation is a potential risk at two locations: downstream the chokes during well start-up and in the near-wellbore region. Both are mitigated by defining suitable start-up strategies.

To avoid hydrate formation downstream the chokes methanol injection is required during well start-ups. The low water quantity requires a methanol content of 250 ppm. It is recommended to inject 1 l/min upstream the choke during start-up while the wellhead temperature is below -10°C.

In the reservoir free water is expected to be present during initial injection. The hydrate equilibrium temperature for fully saturated CO<sub>2</sub> is 11°C. If bottomhole temperatures drop below this value and free water is present, hydrates can be formed. This cannot be mitigated by methanol, since the amount of water present is unknown. Hydrate formation is prevented by ensuring bottomhole temperatures remain above 15°C.

It is recommended to perform a modelling study of water evaporation for the first phase of gas-mode injection. If it can be demonstrated that free water is not expected to be present during the later period of dense phase injection the bottomhole temperature limit does not need to be observed during cold start-ups.

# Contents

Executive summary .....	2
Contents .....	6
1. Introduction .....	8
2. Project description .....	9
2.1. System layout .....	9
2.2. Reservoir and well description .....	13
2.3. Meteorological conditions .....	18
3. Fluid properties of feed stream .....	22
3.1. Composition .....	22
3.2. Phase behaviour .....	25
3.3. Liquid composition .....	30
3.4. Hydrate formation and inhibition .....	33
3.5. EoS choice for flow assurance work .....	41
4. Operation philosophy .....	42
4.1. General operating philosophy .....	42
4.2. Flow assurance risks inherent to CO <sub>2</sub> .....	45
5. Model description .....	47
5.1. PIPESIM modelling .....	49
5.2. OLGA model of HP pipeline and wells .....	52
5.3. Predicting operating envelopes .....	56
5.4. Stability of different simulators for CO <sub>2</sub> simulations .....	61
5.5. Modelling buried pipeline in flow simulators .....	64
6. Steady state operating conditions .....	66
6.1. LP pipeline – pressure drop and liquid accumulation .....	66
6.2. HP pipeline – pressure drop and liquid accumulation .....	71
6.3. System operating limits .....	79
6.4. Example operating envelopes used to guide operation .....	84
6.5. Validation of envelopes in steady state OLGA simulations .....	86
6.6. Effect of formation temperature on well temperatures .....	90

7. Performing transient operations.....	94
7.1. Operations during start-up phase.....	94
7.2. Operation during gas mode phase.....	98
7.3. Transition to dense phase operation.....	100
7.4. Operation during dense phase phase.....	101
7.5. Cold start-up.....	102
8. Conclusions and recommendations.....	113
9. References.....	117



# 1. Introduction

The Porthos CCS project plans to inject CO<sub>2</sub> with impurities from various emitters into low-pressure gas fields offshore the Netherlands. The thermodynamic behavior of CO<sub>2</sub> makes this operation challenging, since expanding CO<sub>2</sub> to low pressure can result in low temperatures.

This document gives an overview of flow assurance studies performed to evaluate the feasibility of injection. The studies described in the report mostly study on whether injection is possible over a sufficient range of conditions. In a next step it is important to focus more on operational issues, for example by developing procedures, detailed control strategies and validating properties which are important to flow assurance, such as well injectivities.

In section 2 of this report, the Porthos project is described in more detail. In section 3 the impure CO<sub>2</sub> feed stream properties are described in detail. These properties lead to flow assurance risks which are very different from those present in conventional oil and gas production systems. Section 4 describes the operating philosophy of the Porthos project which aims to minimize flow assurance risks.

As indicated, this flow assurance study is primarily a modelling study to explore the feasibility of injection. The underlying models are described in section 5.

Model results are described in sections 6 and 7 where section 6 focusses on acceptable operating conditions for long-term stable operation, whereas section 7 focusses on transient conditions such as cold start-ups.

## 2. Project description

### 2.1. System layout

The Porthos CO<sub>2</sub> transport and injection system consists of:

- A low-pressure pipeline collecting CO<sub>2</sub> from various emitters (referred to as the LP pipeline)
- A compressor station pressurizing CO<sub>2</sub> from the LP pipeline
- A high-pressure pipeline (HP pipeline) feeding CO<sub>2</sub> to the platform
- Platform topsides to feed CO<sub>2</sub> to a number of wells on the P18 platform
- Wells with wellheads located on the platform

A schematic overview of the system is given in Figure 1.



Figure 1: Schematic overview of Porthos project

The 42" LP pipeline is 29.6 km long, and has an inner diameter of 1042 mm. CO<sub>2</sub> emitters feed their CO<sub>2</sub> streams into the LP pipeline at various locations along the pipeline, all in the first 8 km of the pipeline.

The pipeline trajectory is given in Figure 2 together with all potential tie-in points.

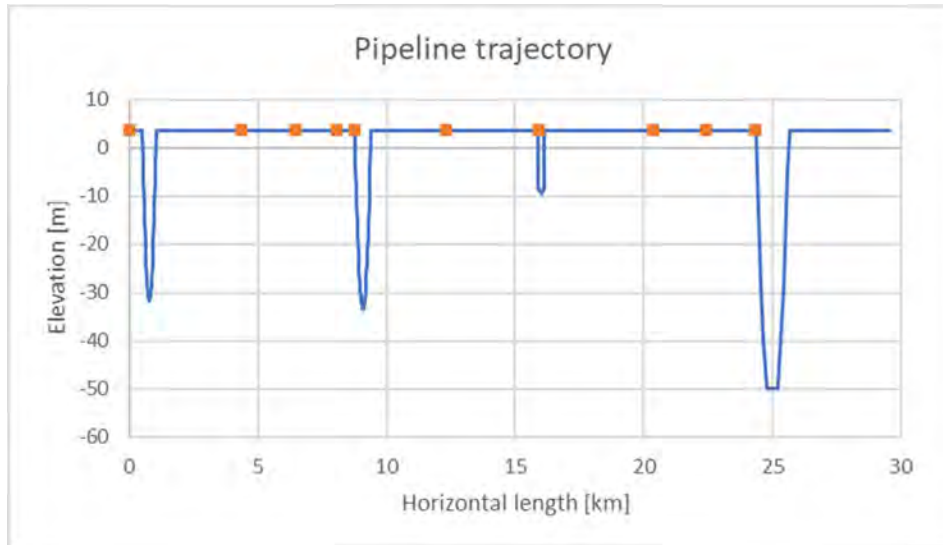


Figure 2: LP pipeline trajectory

Table 1 gives an overview of the tie-in points in the pipeline.

Table 1: Distance to tie-in points and compressor station

Point	Distance [km]
Pernis	0.0
Botlek	4.3
Clydeweg	6.5
Mersey	8.0
Blankenburg/Trentweg	8.8
Europoort	12.3
Moezelweg	15.9
Dintelweg	20.4
D'Arcyweg	22.4
Markweg	24.4
Compressor	29.6

The pipeline is buried at 1.5 m along most of the trajectory. The pipeline is only insulated by burial; the pipeline does not have a layer of insulation.

The LP pipeline feeds CO<sub>2</sub> to the compressor station, which compresses the CO<sub>2</sub> for transport through the HP pipeline.

The HP pipeline has a nominal pipe size of 16” and a length of 22.1 km. The pipeline consists of several segments, shown schematically in Figure 3.

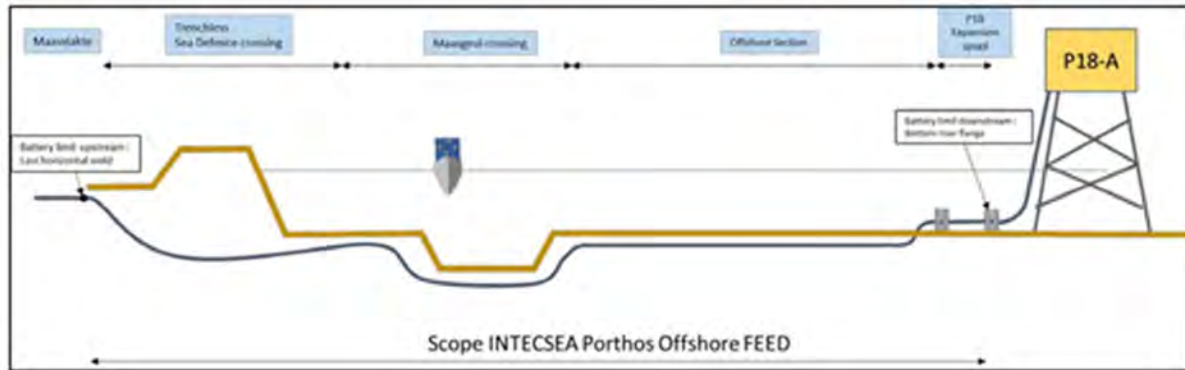


Figure 3: Schematic overview of HP pipeline [1]

The Maasvlakte section lies onshore, at a burial depth of 1 m. The section underneath the sea defences is built using directional drilling and lies at a depth of up to 10 m. The Maasgeul section crosses shipping lanes and is buried at depths of 2 – 6 m. The offshore section has the largest length and is trenching and buried.

Initially the burial depth was intended to be 1 m but this was revised in December 2020 to 0.6 m. The wall thickness and insulation proposed by Intecsea are given in Table 2.

Table 2: Pipeline properties of HP pipeline

Section	Length [m]	ID [mm]	Insulation	Burial depth [m]
Onshore	2600	379.4	20 mm PP	1
HDD	740	371.4	10 mm solid PP	10
Maasgeul	1648	377.8	37 mm PP	2 – 6
Offshore	17055	377.8	37 mm PP	0.6
Spool	46	371.4	10 mm PP	0, CWC
Riser	56	379.4	10 mm PP	0
Manifold	10	379.4	10 mm PP	0
<b>Total</b>	<b>22150</b>			

The basis for the insulation design is that a U-value (overall heat transfer coefficient) of 3 W/(m<sup>2</sup>.K) is achieved. The U-value specification is leading in pipeline design; coating thicknesses in the pipeline as actually constructed may vary.

The detailed trajectory of the pipeline is given in Figure 4.

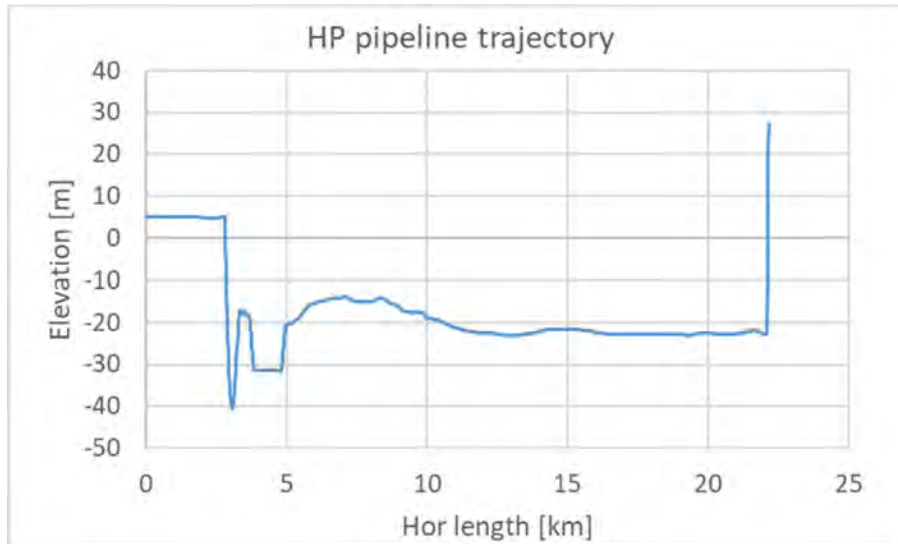


Figure 4: HP pipeline trajectory

The operating conditions of the pipelines are shown in Table 3 and will be discussed in more detail in the section describing the operating philosophy.

Table 3: Pipeline operating conditions

Pipeline	Pressure [bar]	Temperature [°C]	CO <sub>2</sub> phase
LP	25 – 35	5 – 50	Gas
HP	30 – 125	30 - 80	First 1-2 years: gas Later: dense phase

Both pipelines are designed to operate in single-phase flow. As will be shown in section 6.1 flow rates in the LP pipeline are too low to ensure liquid transport. Two-phase operation will result in the accumulation of large volumes of liquid in the pipeline. It is therefore critical that no liquid is present in this pipeline, since liquid build-up will cause a high backpressure as well as the potential for slugs which can damage the compressor.

The HP is also designed to operate in single phase – gas for the first years and dense phase CO<sub>2</sub> for the majority of the injection period. In this pipeline two-phase operation can occur in gas mode during transients.



## 2.2. Reservoir and well description

The P18 platform produces from 3 separate reservoirs: P18-2, P18-4 and P18-6. As shown in Figure 5 the P18-2 reservoir contains compartments which are separated by faults. The fields are located at 3500 m below the seabed.

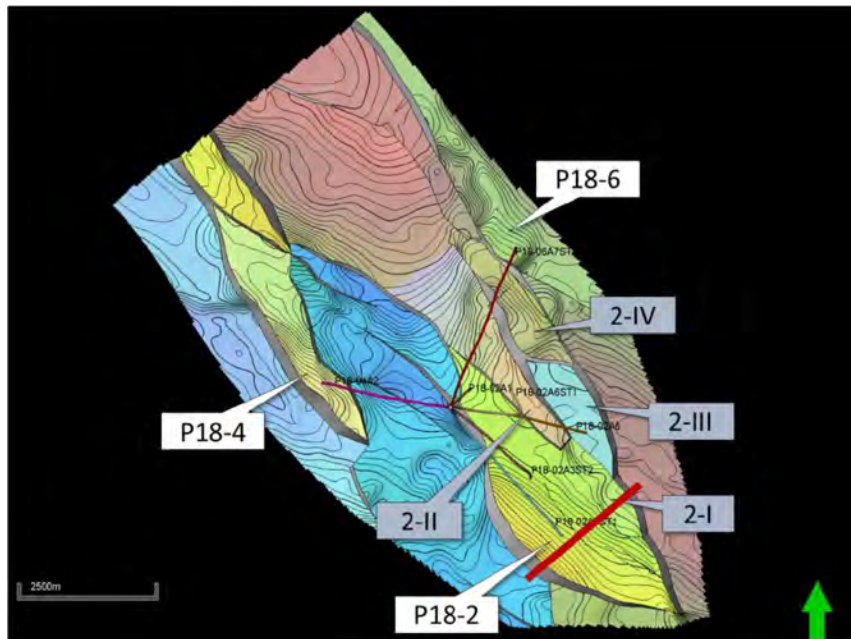


Figure 5: Overview of reservoir compartments [2]

Currently producing wells are shown in Table 4. The base field development case is based on CO<sub>2</sub> injection into the P18-2 and P18-4 compartments. The producing wells shown in Table 4 are all intended to be injectors in the base scenario apart from 2A6. Well 2A6 itself is a backup well and is not used in the base scenario. The sidetrack of well 2A6 will be plugged and abandoned and will therefore not be usable at all.

Reservoir P18-6 (with a single well 6A7) is not used in the base scenario either. The contribution of this reservoir to total storage capacity is limited and injectivity is low. The well can potentially be used as a backup well to enable easier start-up.

Table 4: Overview of producing wells

Well	Reservoir	MD [m]	CO <sub>2</sub> injector?
P18 2A1	P18-2 (2-I)	3840	Yes
P18 2A3 (ST-2)	P18-2 (2-I)	4302	Yes
P18 2A5 (ST-1)	P18-2 (2-I)	5230	Yes
P18 2A6	P18-2 (2-III)	4805	Backup well only
P18 2A6 (ST-1)	P18-2 (2-II)	3954	No (abandoned)
P18 4A2	P18-4		Yes
P18 6A7	P18-6		Backup well only

Most wells are injecting into compartment P-18-2-I. A cross-section of the compartment is shown in Figure 6. The location of the cross-section is shown as a red line in Figure 5.

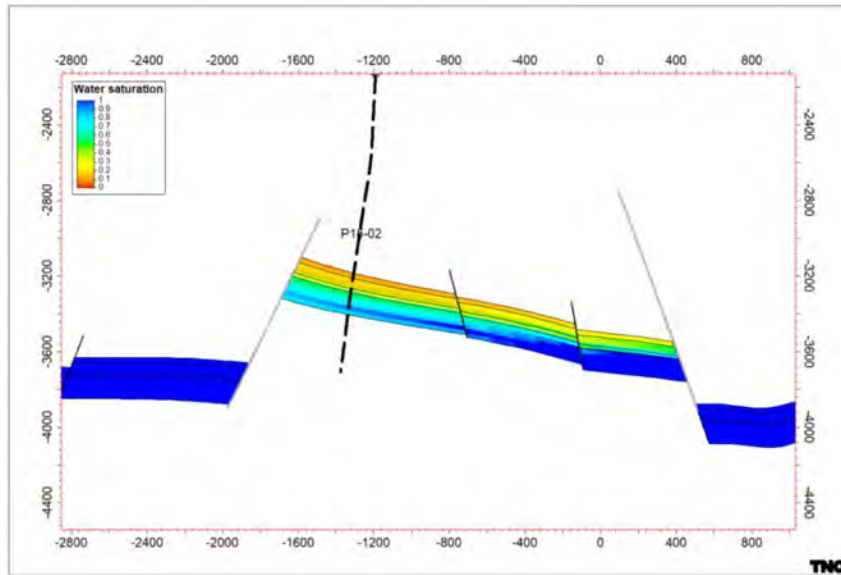


Figure 6: Water saturation in P18-2-I compartment

The P-18-2-I compartment is water-saturated at the bottom. Injected CO<sub>2</sub> will therefore come in contact with free water during injection. This means the risk of hydrate formation needs to be taken into account. This is only a factor during early injection: because the water content of CO<sub>2</sub> is low, water will evaporate during injection and the near-wellbore region will be dry after a period of injection.

Four wells are modelled in the base case flow assurance work, with trajectories shown in Figure 7.

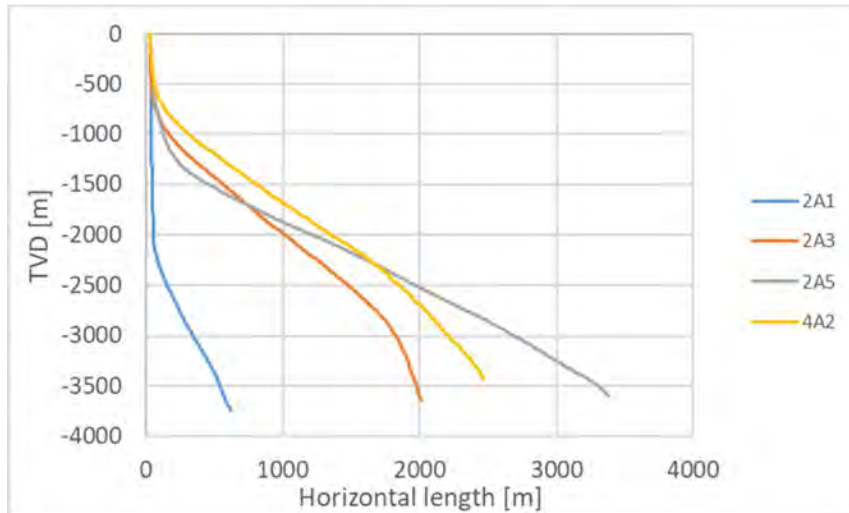


Figure 7: Wellbore trajectories

All wells are deviated but wells 2A3, 2A5 and 4A2 are more highly deviated than 2A1.

All wells have a completion of varying diameter, as shown in Figure 8. And for well 2A3. [3] Casing diameters are dictated by the current well design, which typically has a 9 5/8" casing from surface. A 7" casing is hung off from the bottom of the 9 5/8" casing. A 5" casing is hung off from the bottom of the 7" casing. This last casing is perforated at reservoir depth.

When converting these wells to CO<sub>2</sub> injectors the casing cannot be changed since this is cemented in place. New tubing is hung off from the wellhead, ending at a packer in the original 7" casing.

The tubing will have a diameter of 5.5" inside the 9 5/8" casing. The inside diameter of the 7" casing is around 6", which leaves too little space for 5.5" tubing. The tubing size inside the 7" casing is therefore reduced to 4.5" tubing, which ends at a packer in the 7" casing.

The complete well geometry (including the casing strings and annuli) is used in flow assurance modelling.

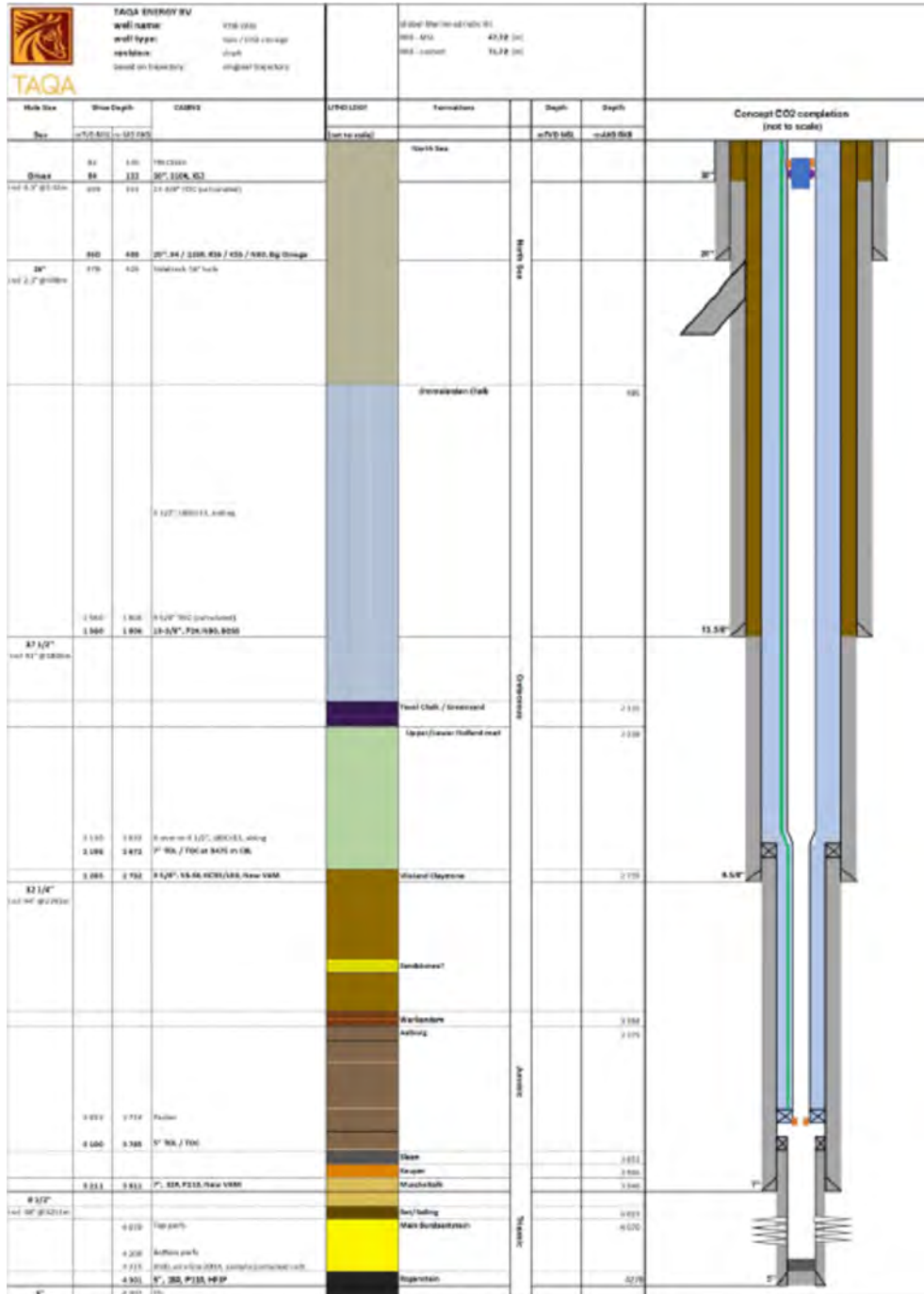


Figure 8: Example completion (2A3)

For flow assurance simulations it is critical that the bottomhole pressure under flowing conditions is accurately predicted.

The injectivity index and the near-wellbore pressure vary depending on bottomhole temperature and reservoir pressure. Curves were obtained from reservoir modelling as shown in Figure 9.

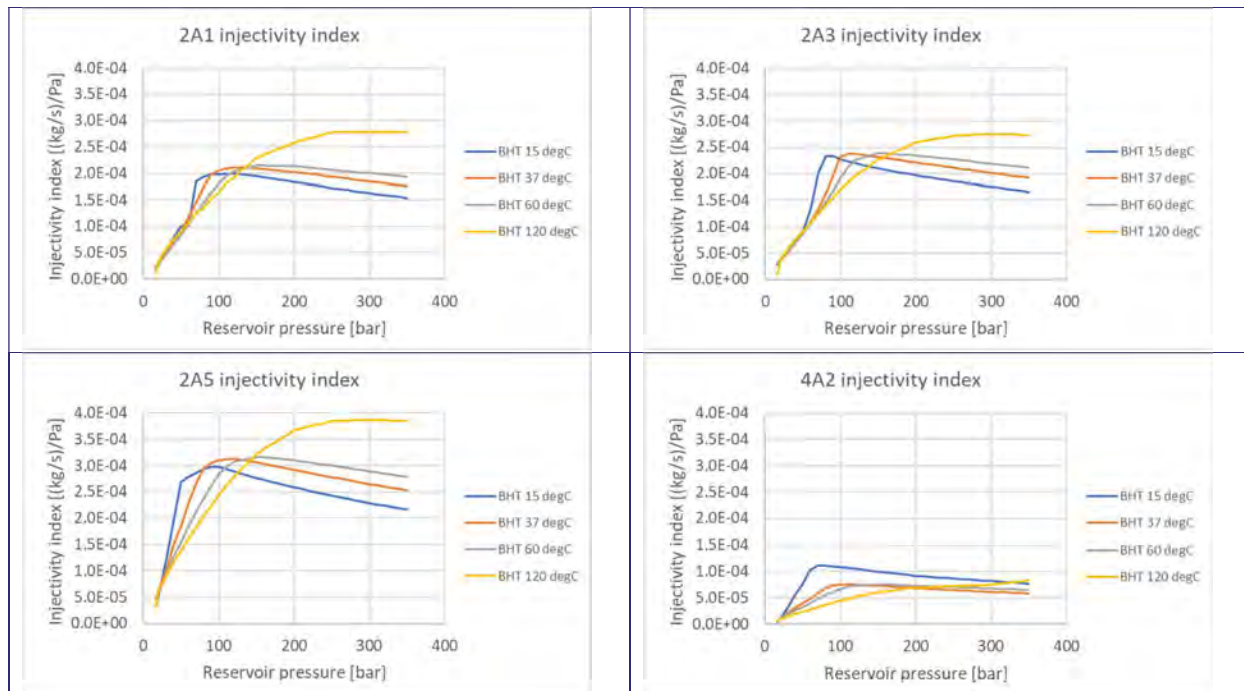


Figure 9: Injectivity curves used in modelling

Injectivity indices typically lie between  $1.5 \times 10^{-4}$  and  $3 \times 10^{-4}$  (kg/s)/Pa at reservoir pressures above 100 bar. Well 4A2 has clearly lower injectivity.

The most important effect of the injectivity is that it determines the bottomhole pressure (BHP) at a particular injection rate, which is a critical factor determining temperatures in the wellbore. Note that all injectivities are relatively high: at an injectivity index of  $1 \times 10^{-4}$  (kg/s)/Pa and an injection rate of 28 kg/s (100 t/h) BHP is only 3 bar higher than the near-wellbore pressure. At an injectivity of  $3 \times 10^{-4}$  (kg/s)/Pa this reduces to 1 bar. A lower BHP generally makes well start-up more difficult.

Since OLGA does not include a reservoir model, the near-wellbore pressure is not calculated but is an input to simulations. An attempt was made to estimate this from reservoir models. For 2A1 and 2A3 the near-wellbore pressure was found to lie within 1 bar of the far-field reservoir pressure. For wells 2A5 and 4A2 the difference can be up to 15 bar at high pressure.



The OLGA flow modelling in the report includes the injectivity as well as a potentially increased near-wellbore pressure. Note that this last effect has a large influence on BHP: if the near-wellbore pressure at a given condition is 5 bar higher than the far-field reservoir pressure, the BHP will also be at least 5 bar higher. The near-wellbore pressure assumption can therefore cause larger bottomhole pressure differences between wells than the difference in injectivity alone.

The modelling of injectivity used in this report is known to be incomplete. Improved injectivity models from fully transient reservoir model are expected to be available later in 2021.

When evaluating start-up simulations with these provisional injectivity indices the most important output to watch is the bottomhole pressure. The most problematic wells are wells with very low near-wellbore pressure drop and low near-wellbore pressures.

### 2.3. Meteorological conditions

Aktis Hydraulics has performed a metocean study which served as input to the Intecsea offshore pipeline design studies. This study is published as [4] and is used as a basis for flow assurance analysis.

The data is reproduced from the report. Locations SP1, SP2 and SP3 all refer to locations on the offshore pipeline trajectory.

Table 5: Seabed water temperatures [°C]

Month	SP1			SP2 and SP3		
	Average	Minimum	Maximum	Average	Minimum	Maximum
Jan	6.3	0.7	9.9	5.9	0.2	9.5
Feb	5.6	1.2	9	5.4	0.5	9
Mar	6.2	2.6	9.1	6.3	2.4	9.3
Apr	8.2	3.4	12.9	8.7	3.6	12.5
May	11.3	7.6	14.9	12	8	15.9
Jun	14.5	10.4	17.3	15.2	10.9	19.1
Jul	17.1	13.9	20	17.9	14.5	21.6
Aug	18.6	16.6	21.3	19.1	16.9	22
Sep	17.5	14.9	19.7	17.5	14.7	20
Oct	14.7	11.2	18.4	14.4	11	18.4
Nov	11.5	7.8	14.9	11	7.9	14.6
Dec	8.4	3.3	11.8	7.8	2.2	11
All-year	11.7	0.7	21.3	11.8	0.2	22

The minimum measured seawater temperature is 0.2°C. From the above statistics it is unclear how long this temperature persists. Since the average monthly temperature during the coldest months is 5 – 6°C it is likely that the 0°C temperature was only measured for brief periods.

Since the offshore pipeline is buried and insulated, brief periods of 0°C seawater do not immediately affect the pipeline fluid. It is therefore recommended to use a higher minimum temperature of 3°C for worst-case simulations.

Extreme current statistics are also given for the offshore pipeline, as shown in Table 6.

Table 6: Extreme omnidirectional bottom current [m/s]

RP [yr]	SP1	SP2	SP3
1	0.82	0.82	0.74
10	0.86	0.86	0.77
50	0.88	0.87	0.79
100	0.89	0.88	0.8

These are extreme conditions and likely too conservative for flow assurance simulations since they only persist for short periods.

EBN downloaded current data from the DHI offshore wind database ([www.metocean-on-demand.com](http://www.metocean-on-demand.com)) for the coordinates of the P18 platform. The data is measured at 30 s intervals and was converted to daily-averaged data as shown in Figure 10.

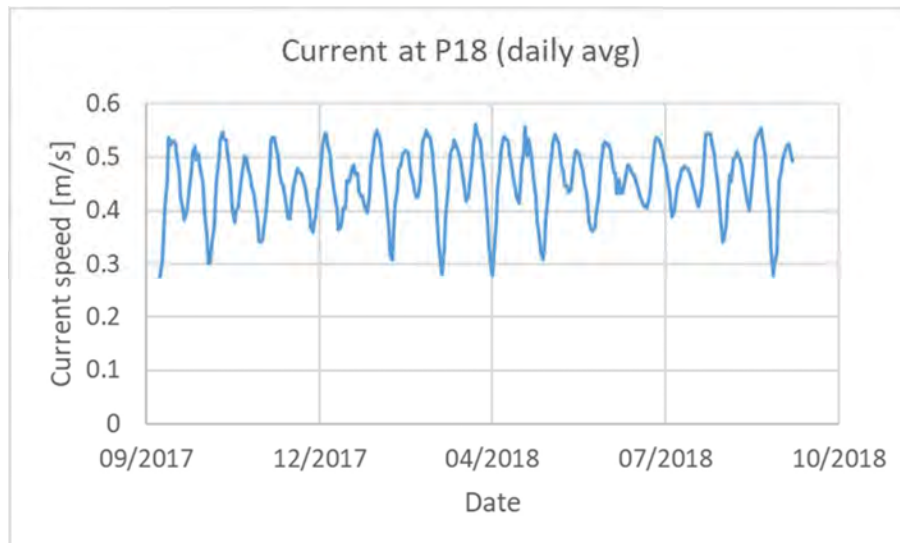


Figure 10: Daily average current speed (omnidirectional)

The current speed of 0.8 m/s is too conservative for flow assurance studies. A current speed of 0.5 m/s is more realistic.

Air temperature is not mentioned in the Aktis report. Data was downloaded by EBN from the DHI offshore wind database ([www.metocean-on-demand.com](http://www.metocean-on-demand.com)) for the coordinates of the P18 platform.

Daily-averaged air temperatures are plotted in Figure 11.

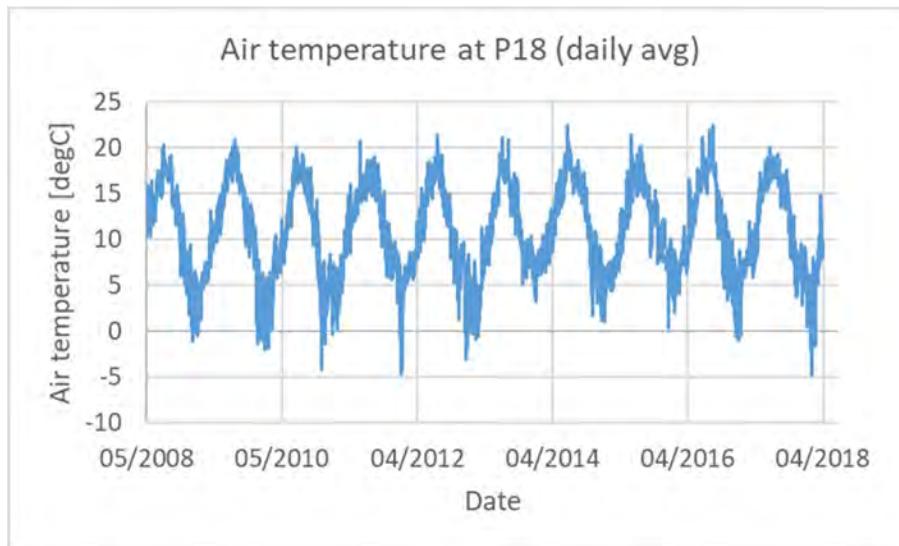


Figure 11: Daily average air temperatures over 10 year period

In the basis of the platform design [5] TAQA has used a minimum air temperature of -5.8°C. This is in good agreement with the above 10 year data and will be used in flow assurance simulations.

Extreme wind speeds are given in the Aktis report.

Table 7: Extreme onmi-directional wind speed (max average hourly speed, all-year) [m/s]

RP [yr]	SP1	SP2	SP3
1	25.1	25.1	24.5
10	28	28	27.4
50	29.9	29.9	29.2
100	30.7	30.7	30

These wind speeds are very conservative since they corresponds to the highest observed hourly average wind speed over a 1, 10, 50 and 100 year period. This corresponds to an hour during a heavy storm. Wind speed only has a very minor effect on the flow assurance modelling (since it only affects a short section of topsides piping) so no detailed analysis was done.

A value of 10 m/s will be used in flow assurance studies.

An overview of metocean data to be used in flow assurance work is given in Table 8.

*Table 8: Metocean data relevant to OLGA simulations*

Parameter	Value
Min water temperature [°C]	3
Current speed [m/s]	0.5
Min air temperature [°C]	-5.8
Wind speed [m/s]	10

## 3. Fluid properties of feed stream

### 3.1. Composition

Porthos receives CO<sub>2</sub> from a number of emitters which all obtain their CO<sub>2</sub> from difference source processes and using different capture technology. This means a wide range of components can be present in the CO<sub>2</sub> feed stream. Table 9 gives an overview of the components, based on the list used in the corrosion risk assessment (POGE-ENG-PRO-PAC-REP-0003), which can be supplied by emitters into the system. Actual CO<sub>2</sub> specification will be as per agreed Annex A of the TSC between Porthos and emitters. All mentioned limits and values on components in this report are used for engineering purpose.

Table 9: Limits for various components in Porthos composition

Component	Mole basis:
CO <sub>2</sub>	≥ 95%
H <sub>2</sub> O	≤ 70 ppm
Sum [H <sub>2</sub> +N <sub>2</sub> +Ar+CH <sub>4</sub> +CO+O <sub>2</sub> ]	≤ 4%
H <sub>2</sub>	≤ 0.75%
N <sub>2</sub>	≤ 2.4%
Ar	≤ 0.4 %
CH <sub>4</sub>	≤ 1%
CO	≤ 750 ppm
O <sub>2</sub>	≤ 40 ppm
H <sub>2</sub> S	≤ 5 ppm
SO <sub>x</sub>	≤ 20 ppm
H <sub>2</sub> S + SO <sub>x</sub>	≤ 20 ppm
NO	≤ 2.5 ppm
NO <sub>2</sub>	≤ 2.5 ppm
C <sub>2+</sub> hydrocarbons	≤ 0.12%
Aromatic hydrocarbons (incl.BTEX)	≤ 0.1 ppm
Formaldehyde	≤ 10 ppm
Acetaldehyde	≤ 10 ppm
Ethanol	≤ 20 ppm
Methanol	≤ 620 ppm
Hydrogen cyanide (HCN)	≤ 20 ppm
Carbonyl Sulfide (COS)	≤ 0.1 ppm
Dimethyl Sulfide ((CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> S)	≤ 1.1 ppm
Ammonia (NH <sub>3</sub> )	No value available. Indicate max for carbon steel.
Methyl diethanolamine (MDEA)	10 ppm
Piperazine (Amine)	10 ppm
Amino-Isobutyric acid (AIBA)	No value available. Indicate max for carbon steel.
Triethylene glycol (TEG)	10 ppm



The wide range of components makes it impossible to evaluate every possible composition. This is not required, since many components do not play a role.

To evaluate the feasibility of operations it is critical to accurately simulate pressure and temperature throughout the system, including behind partially open chokes. For this analysis it is sufficient to only include gaseous impurities at mol fractions of around 1% or higher.

The Porthos operating philosophy is based on operating outside the two-phase region. This region changes in size as the fraction of gaseous impurities increases. Modelling this accurately requires including the same gaseous impurities.

If the pipeline system operates above the minimum gas rate required for liquid transport (referred to as critical rate in the rest of the report) the flow assurance analysis can be fully based on a composition including only gaseous components > 1 mol%. For the Porthos low-pressure pipeline, however, it will be shown that this is not the case. In this scenario it is critical to predict the presence of liquid components while flowing in gas mode, even if the fraction of that liquid component in the composition is very small.

In case of the Porthos composition these components are water, methanol, glycol (TEG) and various amines. Although these are only present in small fractions they cannot be transported out of a pipeline system operating at a flow rate below the minimum turndown rate. Over time, these liquids will accumulate causing additional backpressure and potential slugging. In cases where liquid accumulation needs to be evaluated these components must be included.

Several compositions were used in flow assurance work, with various levels of complexity, as shown in Table 10.

Table 10: Compositions used in flow assurance modelling

<b>Composition:</b>	<b>Average (1)</b>	<b>Average, simple (1.1)</b>	<b>Max. light impurities (2)</b>	<b>Maximum liquids (3)</b>
<b>Component</b>	<b>Mol%</b>	<b>Mol%</b>	<b>Mol%</b>	<b>Mol%</b>
Water	0.0031%			0.0070%
Methanol	0.0250%			0.0001%
CO2	98.9915%	99.0444%	95.4500%	99.9601%
Hydrogen	0.1876%	0.1877%	0.7500%	0.0100%
Acetaldehyde	0.0004%			0.0010%
Methane	0.1422%	0.1423%	1.0000%	0.0122%
Propane	0.0007%			0.0003%
CO	0.0458%	0.0458%		0.0001%
Argon	0.0019%		0.4000%	0.0000%
Nitrogen	0.5795%	0.5798%	2.4000%	0.0000%
Oxygen	0.0197%			0.0040%
H2S	0.0001%			0.0001%
SOx	0.0002%			0.0019%
Ethanol	0.0004%			0.0000%
HCN	0.0001%			0.0001%
AIBA	0.0000%			0.0000%
Piperazine	0.0001%			0.0010%
MDEA	0.0002%			0.0010%
TEG	0.0002%			0.0010%

The average composition (1) is the most likely mixture of compositions from the various emitters, obtained from a flow-rate weighted average. The maximum liquids composition (3) corresponds to the composition containing the largest fraction of components which result in liquid drop-out.

The two simplified compositions are made to check the effect of the different gaseous components on temperatures in the system. They correspond to a simplified version of the average expected composition (1.1) and a composition with the maximum content of impurities (2).

### 3.2. Phase behaviour

Besides what components are included, a further choice which needs to be made is what equation of state (EoS) to use to predict liquid properties. Two aspects are important: predicting phase lines and liquid properties, such as density. The latter is important when predicting closed-in tubing head pressure.

As an example of possible choices of common EoS, relevant EoS options from Schlumberger Multiflash are described below.

- GERG 2008:
  - o Developed specifically for natural gas mixtures including CO<sub>2</sub>
  - o Most accurate equation of state for CO<sub>2</sub>
  - o Includes the gaseous impurities for Porthos only
  - o Downside: cannot be used in most flow simulators (OLGA, PIPESIM)
- Peng Robinson (PR):
  - o General use EoS suitable for most applications
  - o Includes a wide range of components
  - o PR78A most accurate variant in Multiflash
  - o Downside: not accurate for simulations including methanol, ethanol, TEG and water
- Predictive Soave-Redlich-Kwong (PSRK):
  - o SRK equation of state plus mixing rule using UNIFAC
  - o Specifically meant for fluids containing polar liquids
- Cubic plus association (CPA Infochem):
  - o SRK EoS + effects of chemical association
  - o Other variants also available which use different base EoS (e.g. PR78A). However, these do not accept all components in the composition
  - o Specifically meant for fluids containing water, methanol, ethanol, TEG and water
  - o Available in flow simulators

TNO and PACE have both compared results from various EoS to experimental data and literature. Experimental data is not available for the exact composition in Porthos, which contains many different components.

TNO [6] have found that the CPA and RKS EoS as implemented in PVTsim give the most accurate predictions for a CO<sub>2</sub>-water-methanol system. However, they also found that the implementation of CPA as used in Multiflash is overly conservative, as shown in Figure 12.

TNO recommends using CPA as implemented in PVTsim, or SRK as implemented in HYSYS. The compositional tracking module in OLGA, however, requires the use of Multiflash as a fluid package.

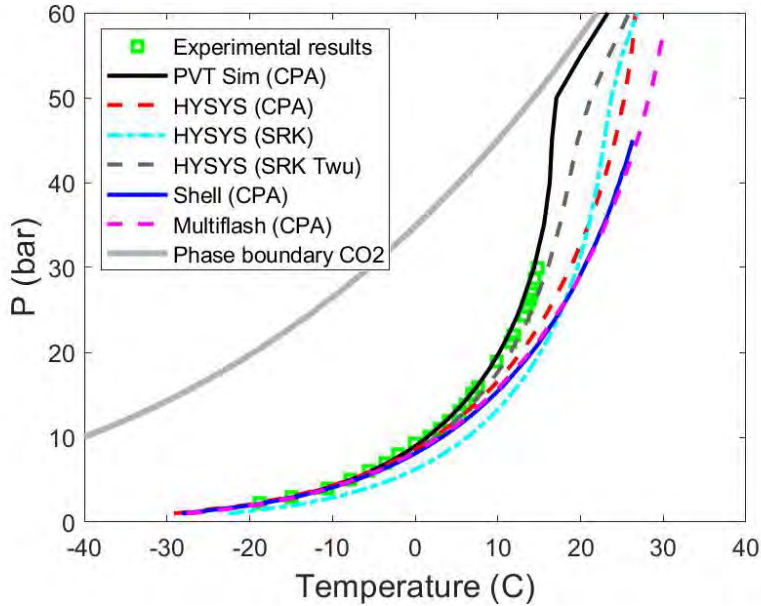


Figure 12: Comparison of various equations of state with experimental results from Jarne et al. (2004) where the water mole fraction is 190 ppm and the methanol mole fraction is 4,400 ppm. [6]

Since compositional tracking simulations in OLGA require Multiflash, many of the above options are not available. Of the available EoS in Multiflash, PRSK and CPA are suited to simulations including methanol and water. These are compared to the experimental data used by TNO in Figure 13.

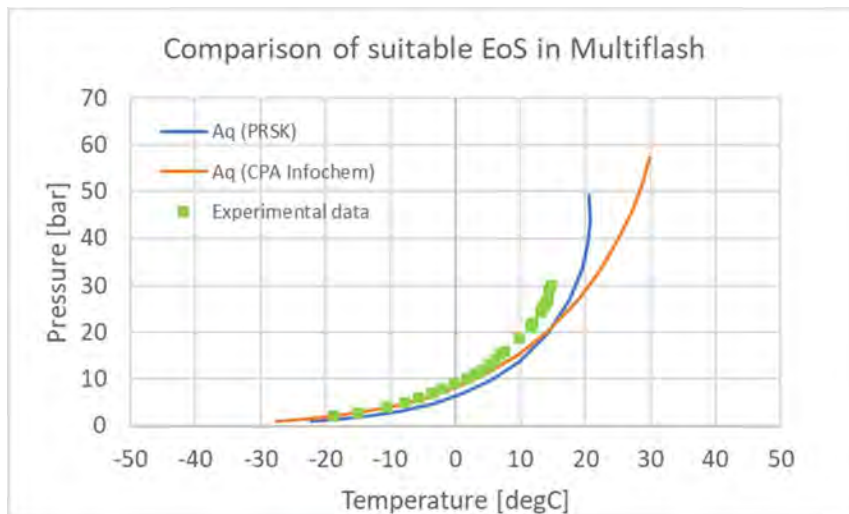


Figure 13: Multiflash EoS compared to experimental data used by TNO

As was found by TNO CPA Infochem is conservative predicting aqueous phase formation

As was noted by TNO CPA Infochem predicts an aqueous line which lies to the right of the experimental data, resulting in a larger two-phase area. The PSRK EoS also lies to the right of experimental data. As shall be shown later, liquid drop-out is dominated by TEG and amines present in the composition. The fact that both suitable EoSes in Multiflash give conservative results with CO<sub>2</sub>/water/methanol mixtures may not be relevant.

PACE [7] recommends the use of Multiflash CPA for simulations involving water dewpoint and polar components. They suggest using modified binary interaction parameters to improve predictions. The “constant” value for BIP1 was changed according to Table 11.

Table 11: Suggested BICs for CPA Infochem EoS (implemented in CPABIP1)

Components	Default BIC	Updated BIC
CO <sub>2</sub> – Ar	0	0.18
CO <sub>2</sub> – H <sub>2</sub> S	0.099	0.15
CO <sub>2</sub> – CH <sub>4</sub>	0.093	0.106
CO <sub>2</sub> – O <sub>2</sub>	0	0.116
CO <sub>2</sub> – SO <sub>2</sub>	0	0.048
CO <sub>2</sub> – CO	0	-0.071
Water – Piperazine	0	-0.2
Water - Ammonia	0	-0.28

PACE furthermore suggests using GERG2008 to determine H<sub>2</sub> breakout behaviour near the bubble point using updated departure parameters for hydrogen-CO<sub>2</sub> (valid up to 5 mol%). These departure parameters are set as shown in Table 12.

Table 12: Updated departure parameters for hydrogen-CO<sub>2</sub> in GERG2008

Departure parameter	Default BIP	Updated BIP
Tc: constant	1.7829	1.7832
Tc: 1/x	0.9423	0.9877
Vc: constant	1.1528	1.1530
Vc: 1/x	0.9041	0.9516
Fij: constant	0	1.3

This EoS can be used to determine the bubble point of a simplified composition (without polar components). However, since PIPESIM and OLGA do not support it, it cannot be used in flow simulations.

To illustrate the effect of EoS, phase diagrams were made for simplified composition 1.1 using a range of EoS available in Multiflash.



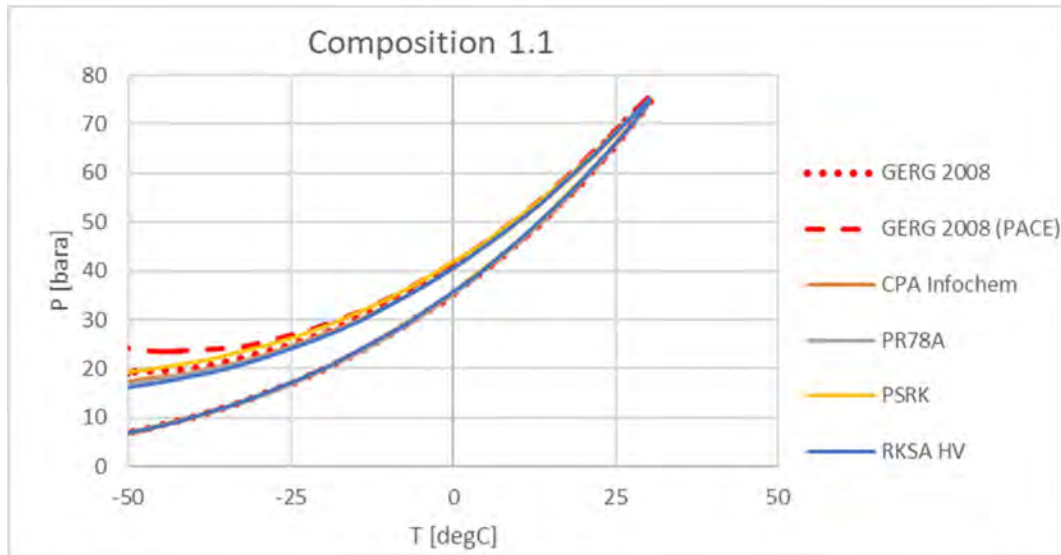


Figure 14: Effect of EoS for composition 1.1

Note that in composition 1.1 no polar components are present. All EoS give a very similar two-phase region to default GERG 2008. PSRK appears most conservative since it has a slightly larger two-phase region at low temperatures but the effect is very small.

The modified GERG 2008 EoS suggested by PACE has a higher bubble point at low temperatures than the other equations of state. However, this difference is only significant below -25°C, which is not encountered in normal operations or shut-ins.

For composition 2 (simplified with maximum impurities), results are given in Figure 15.

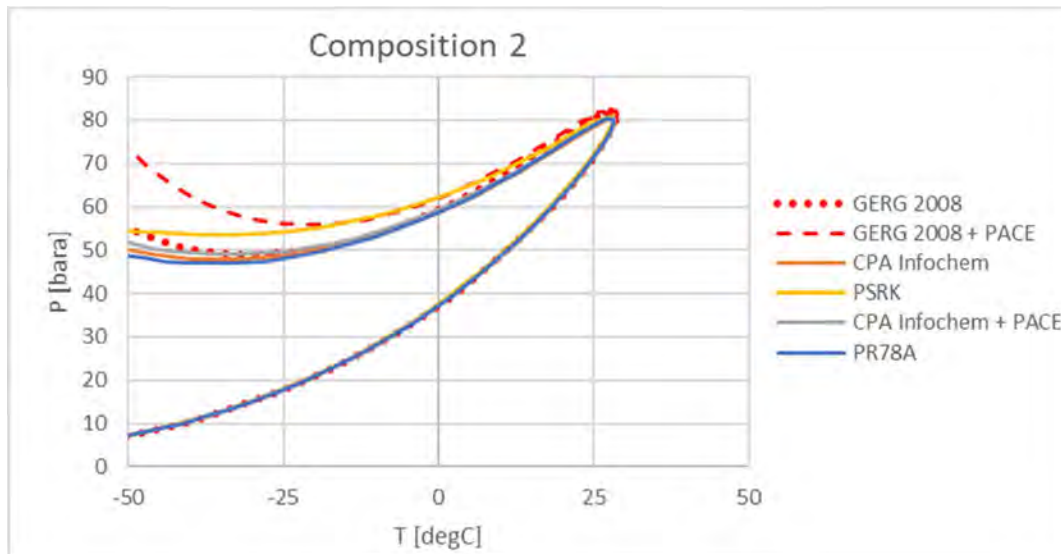


Figure 15: Effect of EoS for composition 2

Note that the effect of the modification to the BIPs suggested by PACE in the CPA EoS is limited. This is not the case for GERG: the modifications give a much expanded two-phase region below  $-25^{\circ}\text{C}$ .

The PRSK EoS lies closest to the tuned GERG EoS, which is believed to be most accurate. If GERG cannot be used for simulations with simplified compositions PSRK appears to be the best choice.

In case of full compositions, fluid modelling becomes more complex since many polar components need to be modelled. PR78A is not suitable for this type of composition, so this is disregarded. Of the EoS available in Multiflash, both CPA Infochem and PSRK can potentially be used.

Unfortunately in PSRK not all components have BIP data. Phase diagrams for the complete composition (1) are given in Figure 16. Note that the modified BIPs suggested by PACE do not make an appreciable difference in the phase diagram. For PSRK, a phase diagram could only be made when  $\text{SO}_3$  was removed. Multiflash still gave an error about missing BIP for this composition, however.

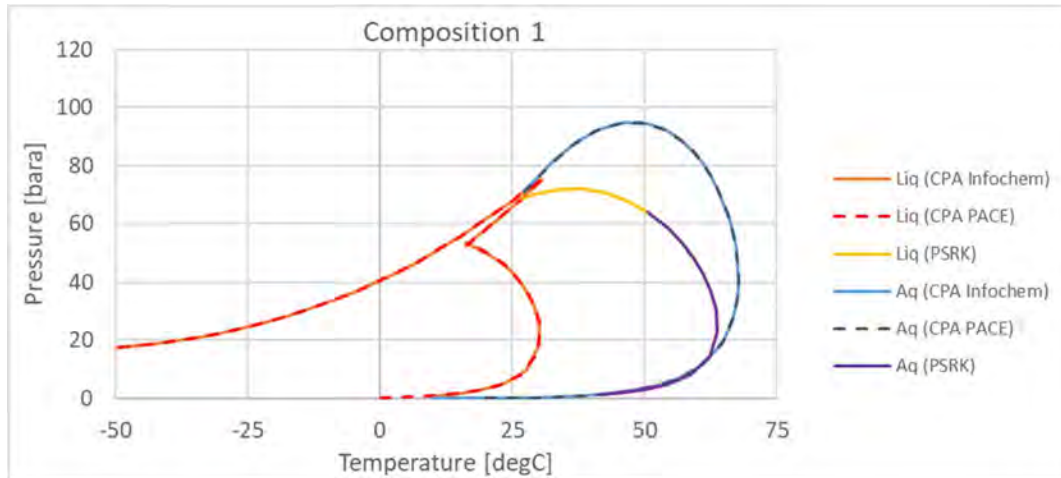


Figure 16: Effect of modified BIPs on phase diagram

Both CPA and PSRK give large two-phase regions for the full composition (1). Given the uncertainty around the performance of these EoS it is recommended to use the most conservative version which is CPA Infochem.

### 3.3. Liquid composition

The emitters are expected to feed in CO<sub>2</sub> at 30 – 40°C (with 50°C possible for short periods during extreme summer conditions). The arrival conditions of the low pressure pipeline (at the compressor station) is typically 30 bar and 10°C.

Liquid properties at 30 bar and 10°C are shown for three EoS options: CPA Infochem, CPA Infochem with PACE modifications and PSRK.

Table 13: Liquid properties using CPA Infochem with default parameters

Component	Liquid [mol%]	Component	Aqueous [mol%]
CO <sub>2</sub>	51.1	CO <sub>2</sub>	27.3
MDEA	48.4	Water	12.3
		Methanol	12.4
		MDEA	1.1
		TEG	46.7
Property	Liquid	Property	Liquid
ρ [kg/m <sup>3</sup> ]	1077	ρ [kg/m <sup>3</sup> ]	1121
μ [mPa.s]	2.2	μ [mPa.s]	5.8
σ [N/m]	0.026	σ [N/m]	0.035

Table 14: Liquid properties using CPA Infochem with PACE parameters

Component	Liquid [mol%]	Component	Aqueous [mol%]
CO <sub>2</sub>	51.9	CO <sub>2</sub>	27.3
MDEA	47.2	Water	12.3
		Methanol	12.4
		MDEA	1.1
		TEG	46.6
Property	Liquid	Property	Liquid
$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1076	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1121
$\mu$ [mPa.s]	2.0	$\mu$ [mPa.s]	5.8
$\sigma$ [N/m]	0.031	$\sigma$ [N/m]	0.037

Table 15: Liquid properties using PSRK

Component	Aqueous [mol%]
CO <sub>2</sub>	21.3
Water	15.6
Methanol	9.5
MDEA	26.4
TEG	26.3
Property	Liquid
$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	895
$\mu$ [mPa.s]	9.1
$\sigma$ [N/m]	0.015

Liquid composition and properties are very similar between the two CPA variants. This means liquid transport (of liquid in a two-phase flow) will be very similar. For flow assurance simulations very little difference is expected between the two variants of the EoS.

PSRK predicts only a single liquid phase containing the same components as in the two liquid phases predicted by CPA. The predicted liquid density is much lower than for CPA, as is surface tension. The viscosity is significantly higher.

This difference can have consequences for liquid transport. The critical (minimum) gas flow rate for liquid transport in gas wells is commonly predicted using the Turner criterion:

$$Q_{min} = k \frac{\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (1)$$

In which parameters are defined as follows:

- Q<sub>min</sub>: minimum required flow rate for liquid transport
- k: constant (containing effects such as wellbore diameter)
- σ: liquid viscosity [Pa.s]
- ρ<sub>l</sub>, ρ<sub>g</sub>: liquid and gas density [kg/m<sup>3</sup>]

At 30 bar and 10°C gas density is 70 kg/m<sup>3</sup>. The minimum required rate for liquid transport is determined only by the viscosity and density ratios if the constant k is assumed constant. This includes the effect of inclination and diameter.

The result is given in Table 16.

Table 16: Effect of liquid properties on minimum gas velocity for liquid transport

EoS	Q <sub>min</sub> /k
CPA Infochem, L	0.27
CPA Infochem, Aq	0.29
CPA + PACE, L	0.28
CPA + PACE, Aq	0.30
PSRK, L	0.22

Although the Turner criterion is highly simplified, it suggests that liquid transport is much easier with properties as predicted by PSRK compared to CPA. This means the minimum gas rate required in the pipeline to ensure liquids are transported is higher for CPA than for PSRK. From the perspective of liquid transport, it is also recommended to use CPA.



### 3.4. Hydrate formation and inhibition

#### 3.4.1. Hydrate formation downstream the choke

TNO has performed a hydrate formation study [8] to evaluate the maximum water content in the feed stream to avoid hydrate formation under worst-case shut-in conditions shown in Figure 17.

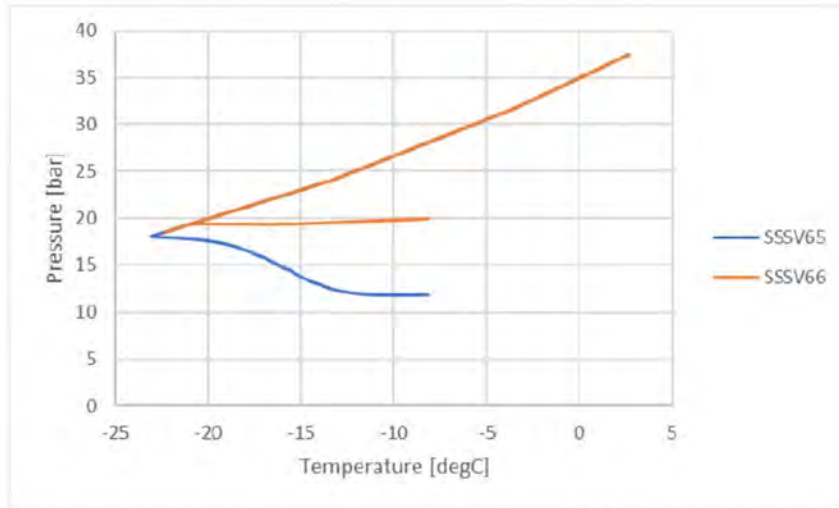


Figure 17: Worst-case shut-in conditions at wellhead (TNO)

They found that due to the low water content it is possible to inhibit hydrates under all conditions using methanol concentrations shown in Table 17.

Table 17: Required methanol concentrations to avoid hydrate formation.

Water concentration	Minimum MeOH concentration
10 ppm (mole)	50 ppm (step size evaluated 10 ppm)
20 ppm (mole)	100 ppm (step size evaluated 10 ppm)
30 ppm (mole)	130 ppm (step size evaluated 10 ppm)
40 ppm (mole)	150 ppm (step size evaluated 50 ppm)
50 ppm (mole)	200 ppm (step size evaluated 50 ppm)
60 ppm (mole)	250 ppm (step size evaluated 50 ppm)
70 ppm (mole)	250 ppm (step size evaluated 50 ppm)

EBN separately performed a hydrate analysis using Multiflash with the CPA Infochem EoS. Note that base composition 1 (Table 10) contains 250 ppm methanol and 31 ppm water. There is no risk of hydrate formation (and hence no hydrate equilibrium curve) for this composition.

Composition 3 contains 70 ppm water, 1 ppm methanol and 10 ppm TEG. The latter two components are hydrate inhibitors, although they are only present in small concentrations.

Figure 18 shows hydrate curves for variations of composition 3.

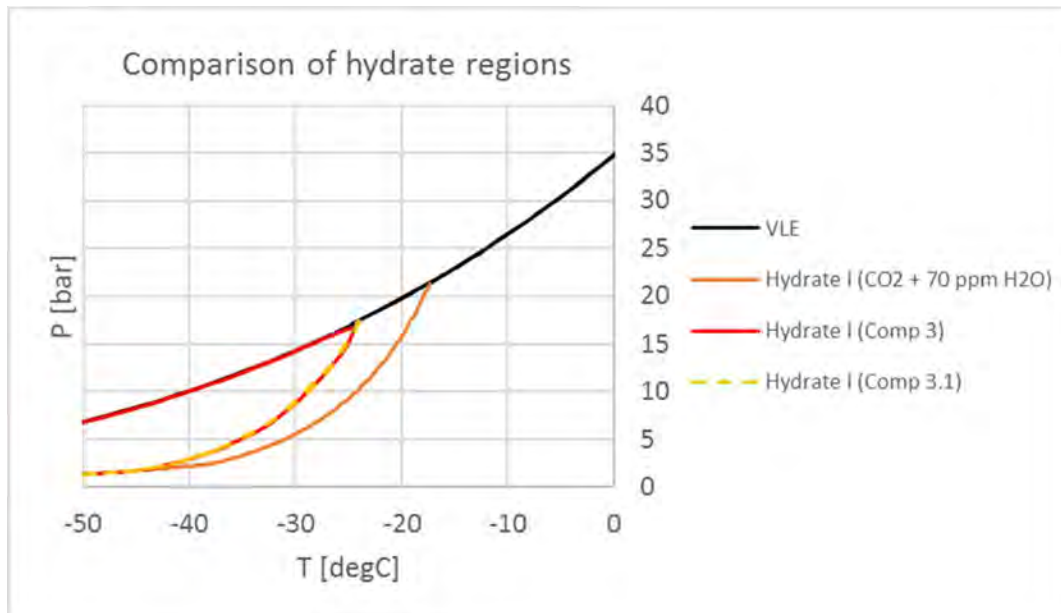


Figure 18: Hydrate formations regions for variants of composition 3

The highest hydrate equilibrium temperature (HET) is achieved for a composition with only CO<sub>2</sub> and 70 ppm water. In composition 3 TEG and methanol are present which reduce HET. A third composition (3.1) was created which included only CO<sub>2</sub>, water, TEG and methanol. Note that the hydrate formation curve is identical to that of the full composition 3, so all other components present in the composition do not affect HET.

To be able to compare the effect of composition to that of hydrate inhibitors a range of compositions were made as shown in Table 18. TEG and methanol were removed from compositions 1 and 3 resulting in compositions 1.2 and 3.3 respectively. Simplified compositions were also created in which only CO<sub>2</sub> and water remain (1.1 and 3.2).

Table 18: Compositions used for hydrate analysis

<b>Composition:</b>	<b>1</b>	<b>1.1</b>	<b>1.2</b>	<b>3</b>	<b>3.1</b>	<b>3.2</b>	<b>3.3</b>
<b>Component</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>	<b>Mol</b>
Water	3.10E-05	3.10E-05	3.10E-05	7.00E-05	7.00E-05	7.00E-05	7.00E-05
Methanol	2.50E-04			1.00E-06	1.00E-06		
CO2	9.90E-01	9.90E-01	9.90E-01	1.00E+00	1.00E+00	1.00E+00	1.00E+00
Hydrogen	1.88E-03		1.88E-03	1.00E-04			1.00E-04
Acetaldehyde	4.00E-06		4.00E-06	1.00E-05			1.00E-05
Methane	1.42E-03		1.42E-03	1.22E-04			1.22E-04
Propane	7.00E-06		7.00E-06	3.00E-06			3.00E-06
CO	4.58E-04		4.58E-04	1.00E-06			1.00E-06
Argon	1.90E-05		1.90E-05	0.00E+00			0.00E+00
Nitrogen	5.80E-03		5.80E-03	0.00E+00			0.00E+00
Oxygen	1.97E-04		1.97E-04	4.00E-05			4.00E-05
H2S	1.00E-06		1.00E-06	1.00E-06			1.00E-06
SOx	2.00E-06		2.00E-06	1.90E-05			1.90E-05
Ethanol	4.00E-06		4.00E-06	0.00E+00			0.00E+00
TEG	2.00E-06			1.00E-05	1.00E-05		
HCN	1.00E-06		1.00E-06	1.00E-06			1.00E-06
Piperazine	1.00E-06		1.00E-06	1.00E-05			1.00E-05
MDEA	2.00E-06		2.00E-06	1.00E-05			1.00E-05

Hydrate curves for the compositions without TEG or methanol are shown in Figure 19, together with the worst-case shut-in conditions obtained by TNO. Note also that during a start-up at low reservoir pressure and small choke opening, the flow can expand from a pipeline pressure of over 30 bar to a tubing head pressure of 10 – 12 bar. This results in CO<sub>2</sub> boiling off downstream of the choke, which leads to temperatures as low as -40°C. The conditions downstream the choke are also shown

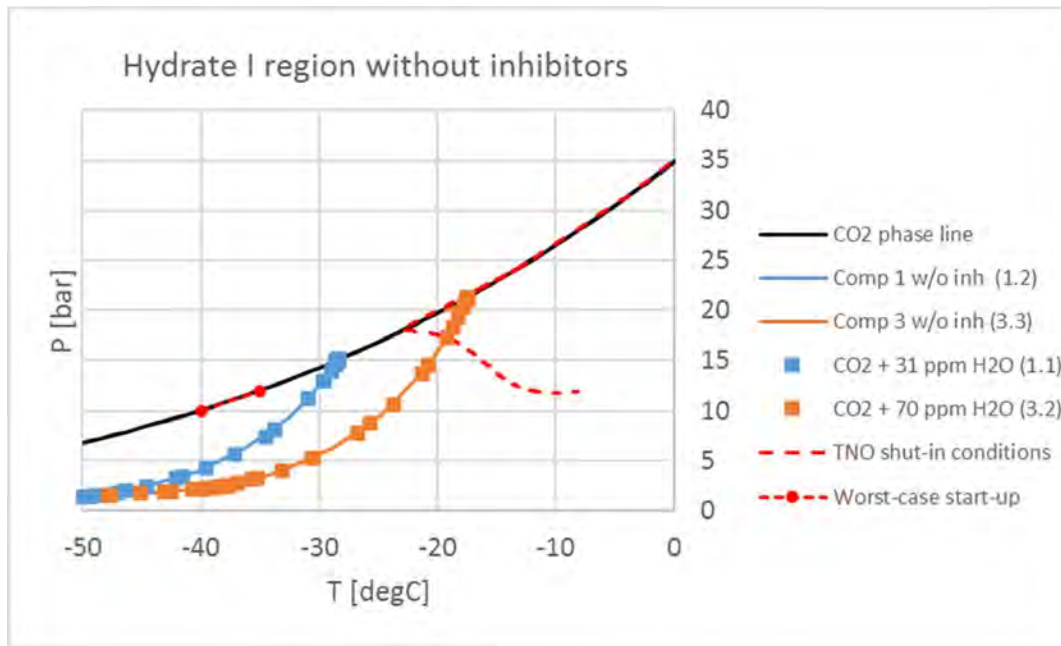


Figure 19: Hydrate curves for compositions without inhibitors

Both start-up and shut-in conditions are transient conditions which only occur for a limited time period. It is recommended to ensure there is sufficient hydrate inhibitor present to avoid any risk of hydrate formation during these periods. Note that the hydrate curves for the two compositions are determined only by the amount of water present. The other components have no influence on the HET.

To prevent hydrate formation during start-ups it is recommended to inhibit the fluid to -40°C. The amount of hydrate inhibitor required depends on the amount of water present as well as the type of inhibitor used. For composition 3, the effect of adding methanol is shown in Figure 20.

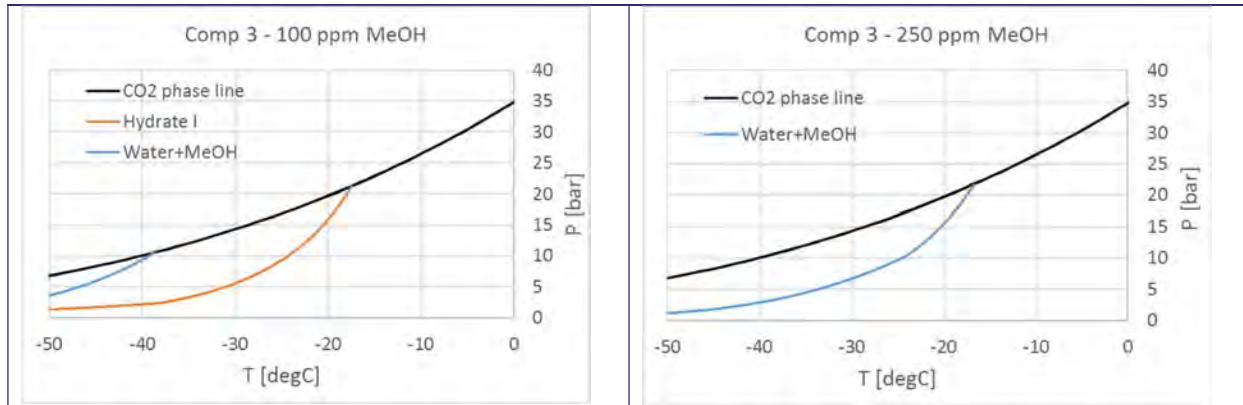


Figure 20: Effect of MeOH on CO<sub>2</sub> mixture with 70 ppm water (composition 3)

With an insufficient methanol concentration a region remains where hydrate formation can occur. With 100 ppm methanol, for example, at 10 bar an inhibiting mixture is only present below -40°C, when the methanol starts to partition into the aqueous phase. Between -24 and -40°C hydrates can form at that pressure because the methanol is present in the gas phase only. With a methanol concentration of 250 ppm the hydrate formation region disappears because an inhibiting water/methanol mixture is present under pressure and temperature conditions would otherwise occur.

TEG suppresses hydrate formation by lowering the hydrate formation temperature itself, as shown in Figure 21. It is always present in liquid phase since it is much less volatile than methanol. An increase in concentration leads to a reduction in HET.

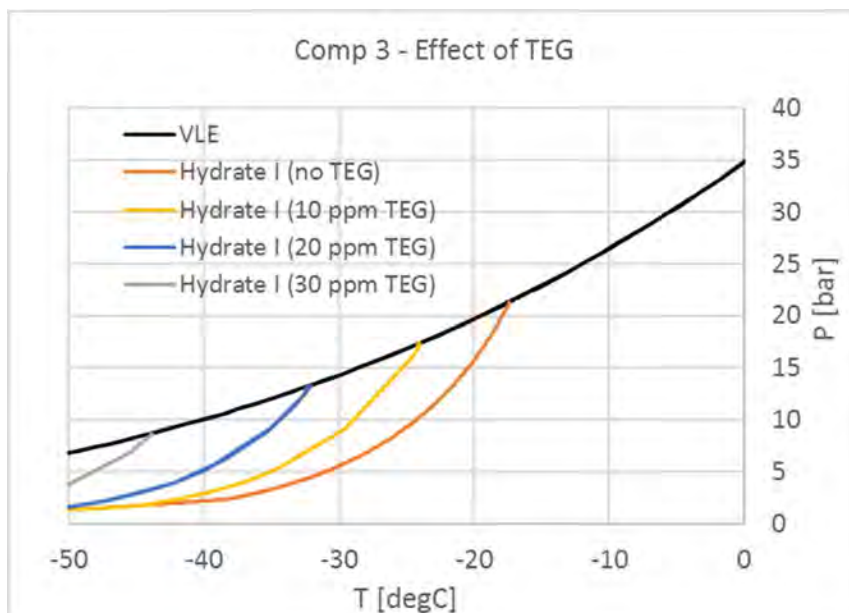


Figure 21: Effect of TEG on CO<sub>2</sub> mixture with 70 ppm water (composition 3)



A TEG concentration of 25 ppm is required to inhibit composition 3 to -40°C. It is recommended to inject methanol or TEG upstream the choke during start-up and prior to planned shut-ins to prevent hydrate formation.

To allow hydrate inhibition downstream the choke during an unplanned shut-in it is also recommended to install an injection point downstream the choke. A small volume of inhibitor can then be injected after an unplanned shut-in to prevent hydrate formation. Note however that because liquid fractions are very low, the risk of a hydrate blockage is very low.

From EBN's analysis, the following methanol and TEG requirements are calculated. These result in hydrate inhibition at worst-case conditions downstream the choke (10 bar, -40°C).

Table 19: Required inhibitor content (EBN results)

Water content [ppm mol]	Req'd MeOH content [ppm mol]	Req'd TEG content [ppm mol]
10	0	0
20	140	5
30	170	10
40	190	15
50	190	20
60	200	25
70	210	27
80	210	32
90	220	37
100	220	42

There are some differences with TNO results. At a low water content of 10 ppm hydrates are not formed above -42°C. No inhibition is then necessary, so the required methanol concentration is set to zero. At higher water content, the required amount of methanol is similar. Differences may be due to differences in equation of state but are not deemed significant since methanol content will be overdosed in practice.

Note that the required methanol content gives the required fraction of pure methanol. If the methanol supply contains water, any added methanol will also increase the water content of the gas stream. In this case the methanol dosage needs to be increased.

The methanol tank is open to atmosphere, which allows the methanol to absorb moisture from the atmosphere. The worst-case water concentration is taken to be 8 mol%.

Table 20 shows the required methanol rates for hydrate inhibition during start-up. These are a function of flow rate. The rates specified for pure methanol give a methanol concentration of 210 ppm. When impure methanol (8 mol% water) is added at the same rate, this actually increases the water content of the resulting stream to 90 ppm. At these conditions the required methanol concentration is 220 ppm, a 5% increase. Since 92 mol% of the impure methanol stream consists of methanol, the increase in required injection rate is larger than 5%, as shown in the table.

Table 20: Required methanol rates (70 ppm water)

Flow rate [t/h]	Req'd MeOH rate (pure MeOH) [l/min]	Req'd MeOH rate (8% water) [l/min]
50	0.16	0.18
100	0.32	0.35
150	0.48	0.53

During well start-up the flow rate can change rapidly, but is typically at most 150 t/h. It is advised to inject methanol at 1 l/min at least to ensure hydrate inhibition. This introduces a safety factor 2 and is sufficient to inhibit a flow of 300 t/h at temperatures down to -40°C.

Methanol injection is only required in cases where start-up can lead to temperatures downstream the choke which lie inside the hydrate region. The closed-in tubing head pressure (CITHP) should be used to check whether this is the case. Inhibition is required whenever the temperature downstream the choke approaches to within 3°C of the hydrate line. The highest HET is -17°C at 21 bar. This means that if the temperature downstream the choke can be kept above -14°C no hydrate inhibition is needed.

The need for hydrate inhibition will be evaluated in the discussion of transient operations in chapter 7.

### 3.4.2. Hydrate formation in near-wellbore reservoir

Because the reservoir is water-saturated hydrate formation may occur during initial injection. The injected CO<sub>2</sub> is undersaturated so over time this free water will evaporate.

At high water contents the hydrate line no longer moves. To estimate the hydrate line at reservoir conditions, water was added until the water-CO<sub>2</sub> mixture was saturated at initial reservoir conditions of 17 bar, 120°C. This requires around 10 mol% of water.

As shown in Figure 22 this results in a maximum HET of 11°C.

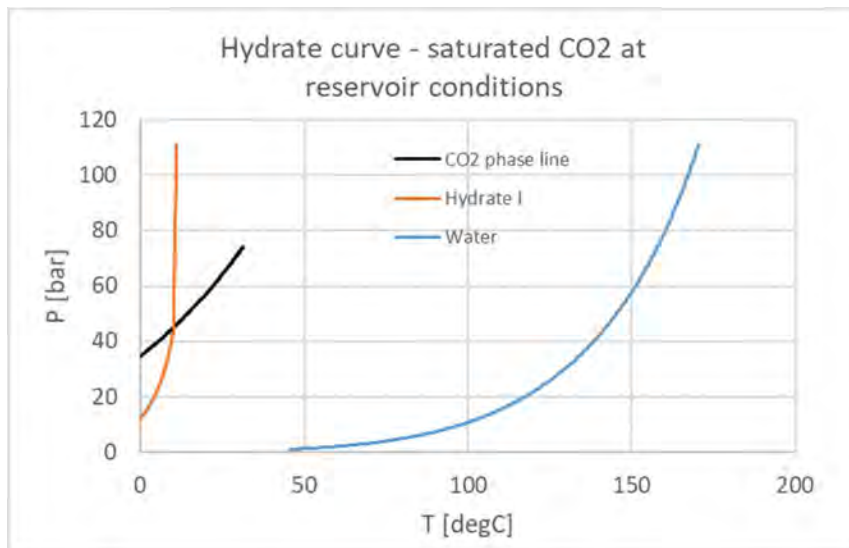


Figure 22: Hydrate curve for saturated CO<sub>2</sub> at reservoir conditions

Since free water is always available at a temperature of 11°C, changes in the water concentration do not change the HET.

To prevent hydrate formation, bottomhole temperature (BHT) should be kept well above 11°C during initial injection. A minimum temperature of 15°C was used to determine possible operating envelopes.

Dosing hydrate inhibitor to prevent hydrate formation in the reservoir is difficult since the amount of water is unknown. To further reduce the risk, it may be advisable to overdose hydrate inhibitor during initial start-up and injection if it cannot be guaranteed that BHT remains well above 15°C.

### 3.5. EoS choice for flow assurance work

The choice of EoS for simple compositions does not significantly affect the dewpoint line (the lower limit of the two-phase region. This is the most critical limit when evaluating the limits of gas mode operation at low pressure (in which pipeline pressure and temperature are managed to avoid two-phase flow). In depressurization or shut-in events this limit is also important. When depressurizing or shutting in wells from dense phase condition to low pressure the dewpoint line determines the minimum temperature, which can be low. The above two critical scenarios the choice of EoS will have little effect.

The choice of EoS for simple compositions has a large effect on the bubble point line, however. GERG2008 with modification proposed by PACE has a larger two-phase region due to hydrogen break-out occurring at higher pressures. This is especially visible in composition 2, which contains the maximum possible hydrogen content. Modelling this effect accurately may be important in corrosion studies but is generally not critical in flow assurance work. GERG2008 is not available in OLGA and PIPESIM, so using this EoS is not feasible. If the effect of a higher hydrogen bubble point is to be included, one option is to use PSRK in Multiflash. This may have an effect on the predicted closed-in tubing head pressure (CITHP) at high reservoir pressures, but these are not critical cases in flow assurance.

TNO examined the effect of the choice of EoS on the liquid density, which also affects CITHP [9]. They compared predictions from different equations of state to experimental data for mixtures of CO<sub>2</sub> (94 – 97 mol%), nitrogen, oxygen and argon. They found no clear best EoS: GERG2008 was most accurate for one composition whereas in another CPA/RKS (which give the same results in the absence of polar components) were more accurate. Deviations of up to 50 kg/m<sup>3</sup> were found, but all occur at pressures above 100 bar. This does not correspond to a critical shut-in and start-up case: the risk of low temperatures occurs primarily at reservoir pressures of below 50 bar.

When using representative compositions using amines, methanol, TEG and water an EoS should be used which is designed to model polar components. In Multiflash, the best options are CPA Infochem and PSRK. It is recommended to use CPA Infochem since this gives a more conservative liquid phase line (liquid drop-out occurs at higher temperature at a given pressure).

If experimental data becomes available for the compositions used in Porthos this choice can be further evaluated.

If liquid is present in the pipeline, CPA predicts liquid properties which are expected to result in more difficult liquid transport. Higher gas rates are required to transport any liquids which have dropped out. It is therefore suggested to use CPA for this reason as well. In steady state simulations, a comparison will be made with PSRK as well.

## 4. Operation philosophy

### 4.1. General operating philosophy

The operating philosophy is designed to avoid certain main risks inherent to CO<sub>2</sub> transport:

- Excessively low piping temperatures caused by CO<sub>2</sub> boil-off
- Excessively low temperatures due to choking (JT effect)
- Two-phase flow in the LP and HP pipeline

These risks will be described in more detail in section 4.2.

Temperatures downstream chokes are lowest when CO<sub>2</sub> flows through wellhead chokes at low downstream pressures. This occurs during initial field life, when closed-in tubing head pressure (CITHP) can be as low as 12 bar. At this stage of injection, the system is operated in gas mode. Under these conditions all chokes are fully open to avoid low temperatures downstream the choke. However, this also means the flow distribution between open wells cannot be influenced. Under these conditions, the LP pipeline and the HP pipeline are operated in gas phase. Initially injection occurs in bypass mode – in which the compressor station is bypassed and the emitters' compressors are used for injection. At this the condition pressure in the HP pipeline is at most 35 bar, which limits the injection rates.

Soon after first injection the compressor station will be brought online, allowing higher flow rates while maintaining both pipelines in gas mode. In gas mode, total injection flow rate is limited because the pressure in the HP pipeline needs to remain below 60 bar to avoid two-phase flow. Operating envelopes are set such that the pressure and temperature in the HP pipeline are such that there is at least 3°C of margin between current conditions and the phase line.

In order to increase flow rate, the system operation is changed to dense phase mode. HP pipeline pressure will now exceed 80 bar allowing higher injection rates into the wells. At higher reservoir pressures HP pipeline pressure can be as high as 125 bar. In this mode, flow into the wells is controlled by the chokes.

System conditions and control methodologies are summarized in Figure 23 for the three operating modes.

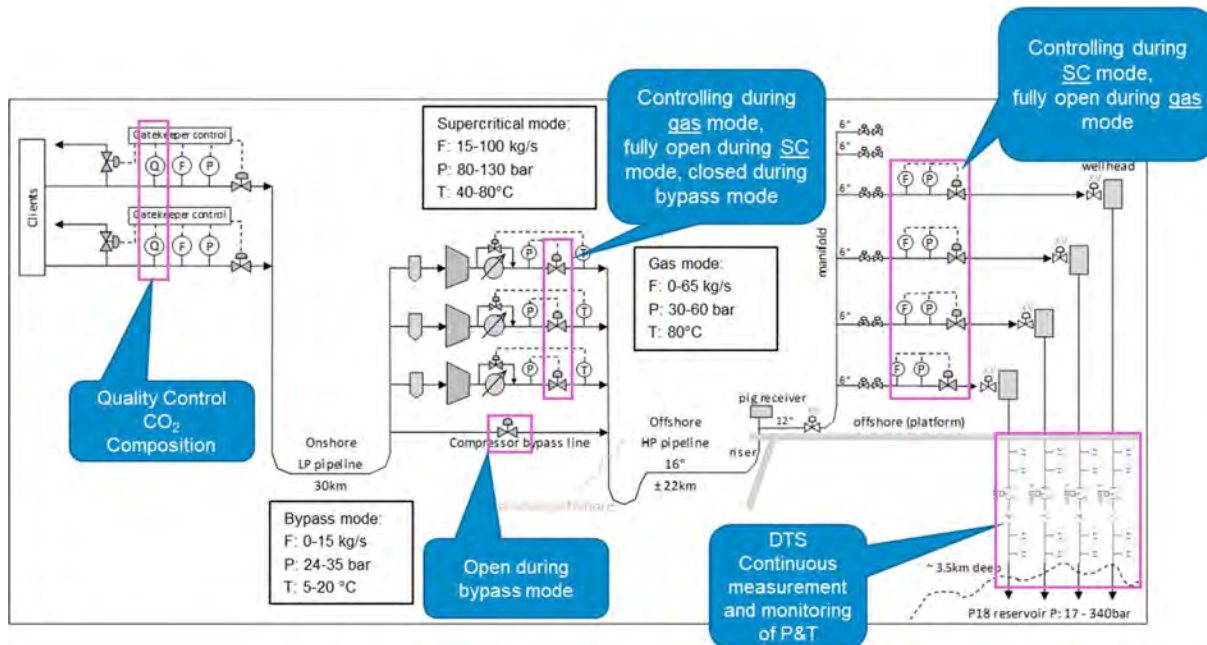


Figure 23: Simplified PID showing control strategies

A phase diagram for pure CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> with impurities is shown in Figure 24.

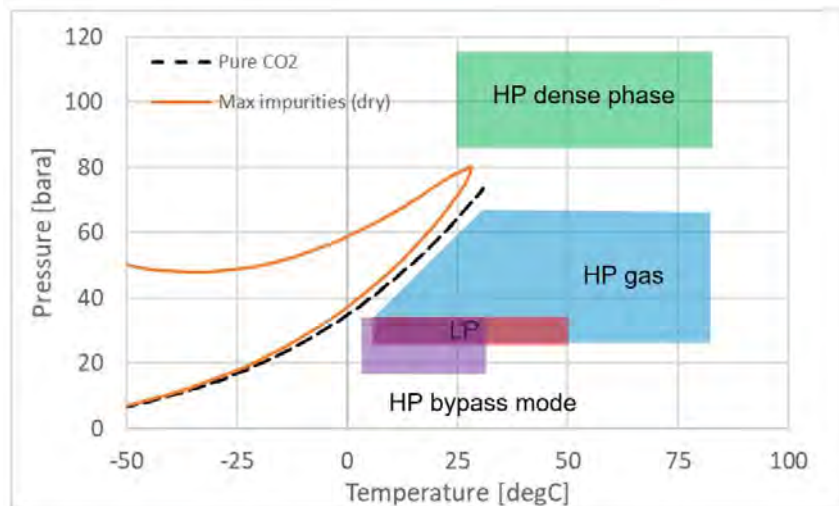


Figure 24: Phase diagram for CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> with impurities

The operating philosophy of the Porthos project aims to operate in single phase (and avoid phase boundaries).

The low-pressure (LP) pipeline is operated in a narrow range of conditions during the lifetime of the project. The pipeline pressure is maintained between 24 and 35 bar. Fluid temperatures can approach 50°C during extreme



summer conditions (when the CO<sub>2</sub> fed in by the emitters is very hot). The arrival temperature at the compressor station is not expected to drop below 10°C, which is the minimum soil temperature at pipeline burial depth. The CO<sub>2</sub> mixture in the LP pipeline will therefore always be in gas phase.

The HP pipeline can be operated in three operating modes, as shown in Figure 24:

- Bypass mode
- Gas mode
- Dense phase mode

The HP pipeline is initially operated in bypass mode (with bypassed compressors). In this mode the maximum pressure in the HP pipeline is equal to the maximum LP pipeline pressure of 35 bar. The highest temperature is equal to the summertime arrival temperature of the LP pipeline and the minimum temperature is dictated by the minimum seawater temperature of 3°C. This operating mode is only used at very low reservoir pressure.

In order to increase injection rates HP pipeline pressure must be increased above the maximum pressure achievable in bypass mode. In gas mode the compressors at the compressor station are operational but operating conditions are kept in the blue region to ensure the CO<sub>2</sub> mixture remains gaseous. This limits the maximum allowable pressure during gas mode and hence the total flow rate. This can only be achieved by ensuring the arrival temperature at the platform is sufficiently high under all flowing conditions. At 50 bar pipeline pressure, for example, the temperature in the pipeline must not drop below around 20°C to give sufficient margin to the phase boundary. This is prevented by minimizing the cooling downstream of the compressor and insulating the HP pipeline to limit cooling. In gas mode, all well chokes are either fully open or fully closed. Under these conditions temperatures downstream the chokes are relatively high.

Above a certain reservoir pressure the HP pipeline operating mode is switched to dense phase mode. Pressure is kept above 85 bar to ensure the CO<sub>2</sub> mixture remains in dense liquid phase or supercritical phase. The compressor discharge temperature is at most 80°C. Arrival temperature at the platform can be as low as 25°C under flowing conditions.

In dense phase mode, chokes are partially closed to control flow into the well and to distribute flow between the different wells. The maximum flow rate for short term operation is kept below 47 kg/s to limit erosion risk. In normal operation, flow rates are generally controlled to around 100 t/h (30 kg/s) per well. As indicated above pipeline pressure in dense phase mode exceeds 85 bar. This causes a large temperature drop over the choke. In steady state operation, wellhead annulus fluid temperatures are kept above 0°C and the bottomhole temperature is kept above 15 – 22°C (depending on the reservoir) to avoid a risk of hydrate formation. The wellhead fluid temperature is limited to 0°C for long-term operation to avoid any risk of freezing the completion fluid in the B and C annulus. This fluid cannot be replaced. This criterion is conservative: the completion fluid is brine-based, so is likely to have a freezing point below 0°C.

The bottomhole temperature limit is set based on hydrate concerns. In early field life free water is present in the reservoir. This can potentially lead to hydrate formation if near-wellbore reservoir temperature drops below 12°C. This criterion was translated to a bottomhole temperature limit of 15 – 22°C depending on the well. This criterion may also be conservative.

During the initial phase of 1 – 2 years CO<sub>2</sub> is injected in the reservoir with the HP pipeline operating in gas mode. In this mode, cold well start-ups do not lead to low temperatures. It is likely that any water present in the reservoir will evaporate into the injected CO<sub>2</sub> in this period/mode of injection.

The lowest bottomhole temperatures occur when CO<sub>2</sub> is injected with the pipeline in dense phase mode. In this period of operation, choking is required to control the flow rate into individual wells. It is likely that by this time all near-wellbore water will have evaporated, however this has not yet been modelled.

Given the uncertainty about the B and C annulus fluids' freezing point and the water saturation in the near-wellbore region, the wellhead and bottomhole temperature constraints are maintained even though they are likely to be conservative.

## 4.2. Flow assurance risks inherent to CO<sub>2</sub>

The main risk in CO<sub>2</sub> injection systems is related to low temperatures. Low temperatures can be caused by two phenomena:

- Joule-Thomson cooling of gaseous CO<sub>2</sub>
- Boiling off of dense phase CO<sub>2</sub>

Joule-Thomson cooling occurs primarily during choking. If the incoming flow of CO<sub>2</sub> (upstream of the choke) has a low arrival temperature and the pressure downstream of the choke lies well below the phase line at that temperature the high Joule-Thomson coefficient results in low temperatures.

As an example, at the minimum seawater temperature of 3°C the phase boundary for pure CO<sub>2</sub> lies at 37 bar. If the CITHP is lower than 37 bar, opening a choke will lead to JT cooling. If the HP pipeline pressure is 37 bar or higher the amount of JT cooling is maximum. Initially CITHP can be as low as 12 bar which results in a fluid temperature of -35°C downstream a choke.

To avoid sustained operation at low wellhead fluid temperatures at low THP the system is only operated with the chokes either fully open or closed as long as flowing tubing head pressure is low.

Even lower temperatures can be reached due to boiling off of dense phase CO<sub>2</sub>. This happens primarily during depressurization events. If dense phase CO<sub>2</sub> is depressurized to a pressure below the phase line, CO<sub>2</sub> will start to boil off. The energy required to do this is extracted from the environment but also from the fluid itself, resulting in very low temperatures.

If dense phase CO<sub>2</sub> is depressurized to 1 bar instantaneously, for example, this results in a fluid temperature of below -80°C. This phenomenon can occur during depressurization events and also during SSSV testing. This can be managed by limiting depressurization rates to allow heat influx from the environment to heat up the CO<sub>2</sub>. In SSSV testing the pressure above the SSSV must be kept well above atmospheric pressure.

If temperature is not adequately controlled potential consequences include:

- Material temperature ratings can be exceeded during depressurization events or downstream chokes
- Annulus fluids can freeze in the top of the wells
- Hydrates can form downhole during early injection

Multiphase operation poses a second potential risk. If conditions in the HP or LP pipeline enter the two-phase region, liquid will be formed. This liquid can be CO<sub>2</sub> if the CO<sub>2</sub> phase line is crossed. The presence of two-phase flow in the pipeline can lead to slugging, which can cause large pressure and force fluctuates which can damage piping.

Liquid components in the composition (such as TEG, amines, methanol and water) can be a second source of liquids. As shown in Figure 16 the dewpoint at 30 bar can exceed 60°C if TEG is present. This means liquids will drop out in the system, especially in the low pressure pipeline. If gas velocities are too low to transport liquids out of the pipeline, a large volume of liquid will eventually build up, resulting a high backpressure as well as potential slugging once the equilibrium hold-up level is reached. This is especially dangerous in the LP pipeline, since the compressor is only protected by cyclones which cannot accommodate large slug volumes.

Multiphase operation due to the CO<sub>2</sub> phase line is avoided by operating either in gas or in dense phase mode, and not in the CO<sub>2</sub> 2-phase region. Liquid formation due to other components in the composition can only be avoided altogether by dewpointing the feed stream before it enters the system.

## 5. Model description

A range of models and modelling strategies were used to evaluate the system behaviour. Different models were used depending on the goal of the simulations.

Table 21: Overview of simulations and models used

Goal	System	Party	Model
Evaluate pipeline operation under steady injection conditions - Pressure and temperature - Risk of liquid accumulation in pipelines	LP, HP	EBN	PIPESIM and OLGA steady state models
Evaluate allowable system operating envelopes	HP + wells	TNO	Separate steady state OLGA models, coupled at manifold
Evaluate feasibility of transient operations - Switching between operating modes (gas and dense phase) - Starting up wells	HP + wells	TNO + EBN	Dynamic OLGA model including HP pipeline and 4 wells.
Transient operations: SSSV operations	Wells	TNO	Dynamic OLGA model of individual wells
Transient operations: pipeline blowdown	HP	Intecsea	Dynamic OLGA model of HP pipeline

The models will be described in detail in below sections.

The software tools used are PIPESIM and OLGA, two multiphase flow simulation packages sold and developed by Schlumberger.

OLGA is a fully dynamic simulation tool primarily aimed at performing transient (time-dependent) simulations. This simulator is therefore used to evaluate dynamic operating conditions such as switching between wells, starting up a well or pressurizing or depressurizing a pipeline. OLGA can simulate fluid behaviour in three ways:

- Pure CO<sub>2</sub>
- PVT table
- Compositional tracking

The pure CO<sub>2</sub> option is specifically designed to solve numerical instabilities which occur when simulating the phase behaviour of CO<sub>2</sub>. This is generally a stable and fast method to simulate CO<sub>2</sub> flow, and was used in most simulations.

In oil and gas production, PVT tables are commonly used. These are effectively look-up tables giving fluid properties and gas fraction at a range of pressure and temperature conditions and provide fast simulations for compositions rather than pure fluids. Unfortunately this method cannot be used in compositions dominated by CO<sub>2</sub> due to instabilities caused by CO<sub>2</sub> phase behaviour.

The only stable method to simulate compositions containing CO<sub>2</sub> is to use compositional tracking in which each component in a composition is tracked individually. This is a computationally intensive method which cannot be used in routine simulations. It is the most accurate method but was only used to compare a small number of

critical simulations. Where compositional tracking was used, Schlumberger's Multiflash package (version 7.1) was used to provide fluid input data.

Although OLGA is primarily a dynamic simulator it can also be used to provide steady state results as is the case for PIPESIM. OLGA was used by TNO for this purpose. OLGA version 2019.1 was used for simulations.

PIPESIM is a steady state simulator which can be used for simulations which are constant in time. It is used to generate pressure and temperature drop curves at constant flow rate and ambient temperature. It was also used to generate liquid hold-up curves. Because the simulator gives steady state results only, liquid hold-up curves correspond to the final (steady state) amount of liquid which will accumulate in the pipeline. In cases where liquid content is very low – which is the case for Porthos – the resulting liquid hold-up may only be achieved after many years of operation – or possibly never. This must be kept in mind when evaluating results.

PIPESIM can describe fluid properties in several ways:

- Black oil model
- Compositional
- PVT table
- Multiflash MFL file

The black oil model is not suitable for CO<sub>2</sub>-based compositions. PVT tables suffer from the same instability problem as is present in OLGA. The two remaining options are therefore “compositional” and “MFL file”. In compositional mode all separate components are tracked throughout the system. This is computationally most demanding. A Multiflash MFL file was therefore used which describes the fluid composition. PIPESIM version 2019.3 was used.

## 5.1. PIPESIM modelling

Pipeline models were created by EBN in PIPESIM of the LP and HP pipeline. The pipelines were modelled individually.

### 5.1.1. LP pipeline model

A pipeline model was created in PIPESIM including 4 CO<sub>2</sub> feed locations and 4 pipeline segments as shown in Figure 25.



Figure 25: Diagram of PIPESIM LP pipeline model

Pipeline properties were set constant throughout the model, as shown in Table 22.

Table 22: Pipeline properties used in modelling

Property	Value
Inner diameter [mm]	1042
Wall thickness [mm]	12.7
Roughness [ $\mu\text{m}$ ]	25
Burial depth [m]	1.5
Pipe conductivity [W/(m.K)]	45
Soil conductivity [W/(m.K)]	1.5
Wind speed [m/s]	5
Ambient temperature [ $^{\circ}\text{C}$ ]	0

River crossings were modelled as geometry changes but thermal properties were not changed. In reality the pipeline is buried around 16 m below the channel bottom, where the heat loss is not affected by the ambient air temperature. In these sections the actual heat loss will be lower than predicted by the PIPESIM model. However, because these sections are short this has little effect on the overall results.

Burial depth in the LP pipeline was modelled using the 2009 method. This is the same model used for transient OLGA modelling (section 5.5).



The pipeline trajectory is shown in Figure 26.

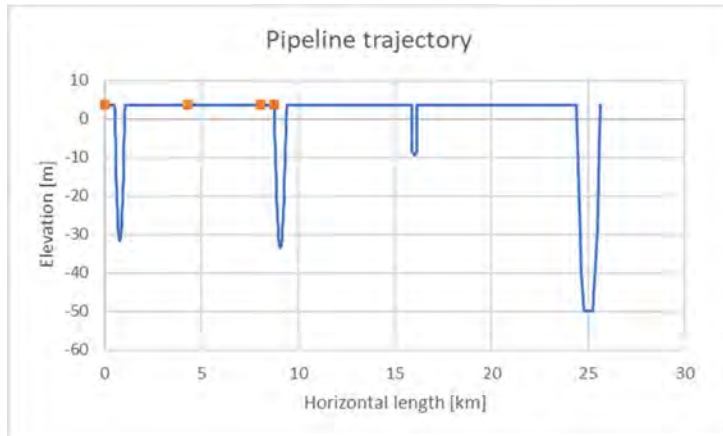


Figure 26: Pipeline trajectory used in modelling

The following emitter tie-in points are included:

Table 23: Position of emitter tie-in points

Number	Location	Distance [km]
1	Pernis	0
2	Botlek	4.3
3	Merseyweg	8.0
4	Blankenburg	8.8

The pipeline ends at the compressor station at 25.6 km. The pipeline contains 4 channel crossings, the deepest of which (the Beerkanaal) is 50 m deep.

### 5.1.2. PIPESIM HP pipeline model

A HP pipeline model was built in PIPESIM starting from the compressor station and ending at the platform manifold. The model uses the actual pipeline trajectory shown in Figure 27.

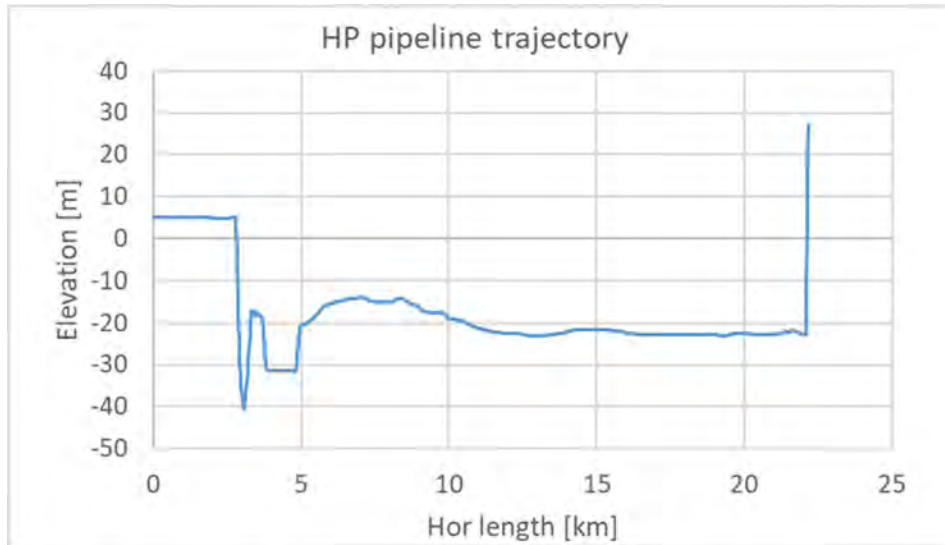


Figure 27: HP pipeline trajectory used in modelling

The inner diameter of the pipeline varies over the length as shown in Table 2.

The insulation properties of the pipeline have not been finalized but the HP pipeline will be designed to meet an overall heat transfer coefficient (“U-value”) of 3 W/(m<sup>2</sup>K). In steady state simulations this is the critical parameter determining temperature loss.

HP pipeline simulations in PIPESIM were therefore run with a constant heat transfer coefficient and pipeline insulation and burial depth were not modelled separately.

## 5.2. OLGA model of HP pipeline and wells

Steady state and dynamic simulations were performed with the HP pipeline model, with well models and with an integrated model. These are described in below sections.

### 5.2.1. OLGA HP pipeline model

The OLGA pipeline model was based on the model built by Intecsea for pipeline depressurization modelling. The trajectory is shown in Figure 4.

The model includes all insulation layers on the pipeline as specified by Intecsea, which results in a OHTC of 3 W/(m<sup>2</sup>K). Most simulations by TNO in FAS3 and all simulations by Intecsea were performed with the first version of the model, which had the insulation properties shown in Table 24.

Table 24: Version 1 of OLGA model (TNO FAS3 and Intecsea)

Section	Length [m]	ID [mm]	Insulation (PP)			Burial depth [m]
Onshore	2600	379.4	5 mm solid	10 mm foam	5 mm solid	1
HDD	740	371.4	10 mm solid			10
Maasgeul	1648	377.8	5 mm solid	10 mm foam	5 mm solid	2-6
Offshore	17055	377.8	5 mm solid	20 mm foam	5 mm solid	1.0
Spool	46	371.4	10 mm solid			0
Riser	56	379.4	10 mm solid			0
Manifold	10	379.4	10 mm solid			0
<b>Total</b>	<b>22150</b>					

In December 2020 Intecsea indicated that the burial depth of 1.0 m for the offshore section likely cannot be achieved. This has consequences for the required insulation thickness in the offshore pipeline. The Maasgeul section of the pipeline will use the same pipeline specification as the offshore section, resulting in the same insulation thickness of 27 mm.

Table 25: Version 2 of OLGA model (EBN and TNO, used from December 2020)

Section	Length [m]	ID [mm]	Insulation (PP)			Burial depth [m]
Onshore	2600	379.4	5 mm solid	10 mm foam	5 mm solid	1
HDD	740	371.4	10 mm solid			10
Maasgeul	1648	377.8	5 mm solid	<b>27 mm foam</b>	5 mm solid	2-6
Offshore	17055	377.8	5 mm solid	<b>27 mm foam</b>	5 mm solid	0.6
Spool	46	371.4	10 mm solid			0
Riser	56	379.4	10 mm solid			0
Manifold	10	379.4	10 mm solid			0
<b>Total</b>	<b>22150</b>					

The pipeline burial depth was modelled as a radial soil layer, as described in section 5.5. At the outside of this soil layer, temperature and water or air speed conditions were imposed which resulted from the metocean study. These boundary conditions are summarized in Table 8.

### 5.2.2. OLGA well models

The well models were built by TNO in earlier work on well shut-ins and depressurization above the SSSV [10].

The OLGA models use the well geometry shown in Figure 7. As indicated in section 2.2 the wells have a varying inner diameter due to the tubing and casing design. This is implemented in OLGA as shown in Table 26.

Table 26: Inner diameter for CO<sub>2</sub> injection wells (MD = measured depth starting from the choke)

2A1		2A3		2A5		4A2	
MD [m]	ID [mm]	MD [m]	ID [mm]	MD [m]	ID [mm]	MD [m]	ID [mm]
0 – 30	139.7	0 – 30	139.7	0 – 30	139.7	0 – 30	139.7
30 – 3390	121.4	30 – 2654	121.4	30 – 3576	121.4	30 – 4012	121.4
3390 - 3630	99.5	2654 – 3730	99.6	3576 – 4358	99.6	4012 – 4067	99.6
3630 - 3870	157.1	3730 - 3790	154.8	4358 - 4418	157.0	4067 – 4369	158.4
		3790 - 4317	108.6	4418 - 5260	109.0		
3663	Perfs	4170	Perfs	4918	Perfs	4170	Perfs

In the OLGA model, 30 m of piping downstream the choke is modelled. This piping is horizontal and has a diameter of 139.7 mm. All wells have 5.5" (121.4 mm) ID tubing along most of the length, but each well has smaller (4.5") and larger (7") sections. These are taken into account.

The walls were built in OLGA for all wells, as shown in the completion diagram (Figure 8). Material properties are given in Table 27.

Table 27: Material properties used in well models

	Heat cap	$\lambda$ [W/m]	Density [kg/m <sup>3</sup> ]	Model (viscosity)
Cement	2500	3	2100	Solid (-)
Fluid – A annulus	4180	0.58	1050	Fluid (1 mPa.s)
Fluid – B annulus	4180	0.58	1200	Fluid (20 mPa.s)
Fluid – C annulus	4180	0.58	1001	Fluid (1 mPa.s)
Formation	1000	2	2500	Solid
Casing	500	48	7840	Solid
Topside	461	50.2	7847	Solid
Tubing	500	48	7840	Solid

Each well is surrounded by a radial formation layer of 12.75 m in several layers. The 12.75 m thermal boundary is selected such that thermal effects from injection are modelled as realistically as possible during the whole injection period. On the outside of this layer a geothermal temperature gradient is imposed between 10°C (seabed) and 123 – 126°C (bottomhole, depending on well depth). This formation layer plays an important role in transient simulations. Injection of CO<sub>2</sub> leads to a cooling of the formation below the geothermal temperature. This can affect subsequent well start-ups.

The inflow at the perforations is modelled using a mass-based injectivity index in [(kg/s)/Pa]. The mass flow from the well (or into the well) is therefore directly dictated by pressure drop between the near-wellbore region and the well.

### 5.2.3. Fully coupled model

For dynamic simulations the pipeline model was coupled to 4 wells at the platform manifold resulting in the model shown in Figure 28.

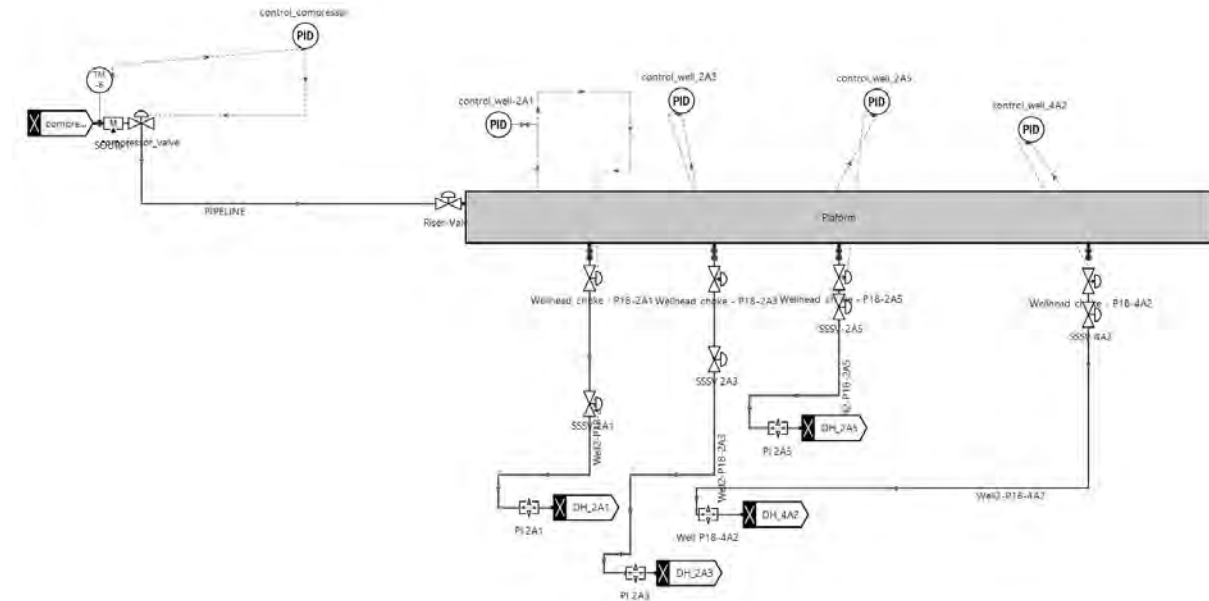


Figure 28: OLGA model of HP pipeline plus wells

The model contains various controllers which simulate the choke control strategies which are expected to be used in Porthos.

During normal injection in gas mode, all chokes are either fully open or fully closed, so choke control is not required. In dense phase operation, one well will be pressure-controlled to maintain a HP pipeline pressure at a setpoint above 85 bar. The other wells are flow-controlled.

PID controller settings are described in [11]. No specific controller tuning was done. Controller settings were picked which resulted in a relatively gradual choke response, avoiding excessively aggressive controller action.



### 5.3. Predicting operating envelopes

TNO has developed a tool which uses a combination of simplified steady state OLGA models to obtain operating envelopes for the Porthos injection system. The components of this tool are described in the following sections.

#### 5.3.1. Steady state models

The Porthos system can be operated in a wide range of conditions:

- 1 to 4 wells open at varying choke settings
- Total injection flow can vary between 0 and 360 t/h
- HP pipeline pressure can vary between 30 bar (gas mode) and 125 bar (dense phase mode)
- Compressor discharge temperature between 40 and 80°C

This results in a very wide range of possible operating conditions.

In order to determine the possible steady state operating conditions of the system integrated modelling is required which includes at least:

- HP pipeline
  - o Required inlet pressure and arrival temperature at a given flow rate
- Choke model
  - o Predicts fluid temperature downstream the choke
  - o Goal: temperature above 0°C
- Well model
  - o Predicts required wellhead pressure at given reservoir pressure and flow
  - o Goal: maintain BHT above 15 – 21°C (well-dependent)

Due to the very large number of possible operating conditions, it is not possible to model every operating condition using a single OLGA model containing all above elements. The OLGA steady state solver does not work correctly for complex models which means a dynamic simulation would be required at every operating condition. This is not possible.

TNO has developed simplified pipeline and well models and has combined this with an optimizer routine to rapidly evaluate whether a given operating condition is feasible [12]. This is determined by temperature constraints and by the need to have single-phase flow in the HP pipeline.

For the HP pipeline an OLGA model was used with a fixed OHTC of 3 W/(m<sup>2</sup>K). Ambient temperature was set to 10°C. The wells were also run with a fixed OHTC. A value of 9.5 W/(m<sup>2</sup>K) was used, with the ambient temperature set to a geothermal gradient between 10 and 126°C. The OHTC for the wells was chosen to give the same steady state bottomhole temperatures as the complete well model (which includes all wall details).

Steady state pipeline simulations were run with TNO N1 composition (which is very similar to composition 1.1 in Table 10 and corresponds to the expected mixed composition). Simulations were run using PVT tables, which was successful due to the lack of transients.

In the wells this approach is not possible since conditions change too much for PVT tables to give stable results. Furthermore, compositional tracking simulations are too computationally demanding to obtain the large number

of simulations required. TNO therefore opted to use pure CO<sub>2</sub> simulations for the wellbores. The effect of this choice on temperatures is verified in section 6.4.

A large number of simulations were run with the pipeline model, as shown in Table 28.

*Table 28: Input quantities for the pipeline simulations.*

Quantity	Values considered
Heat transfer U (W/m <sup>2</sup> K)	1,2,3,4,5,6,7
Manifold pressure (bar)	10,15,20,25,30,35,40,50,60,70,80,85,90,100,120
Inlet temperature (°C)	5,10,20,30,40,50,60,70,80
Flow rate (kg/s)	5,10,15,30,45,60,80,100,120,150

Although operating envelopes were made with lower and higher U-values, for the base case only U=3 W/(m<sup>2</sup>K) is considered. Note the large number of permutations: at every value for the manifold pressure, the entire range of flows is calculated. For every flow, all inlet temperatures are tested.

This results in over 1000 separate pipeline simulations for a single U-value. For each simulation, the compressor discharge pressure is determined as well as the manifold arrival temperature at a given flow rate, inlet temperature and manifold pressure.

Similarly, a wide range of well simulations are performed. When the system operates in gas mode, all chokes are open and the manifold pressure will vary depending on the flow rate going into the wells. The flow distribution is determined by the well injectivity alone. Simulations are performed at a wide range of manifold pressures, with chokes fully open. The simulations performed are shown in Table 29.

*Table 29: Input quantities for well simulations in gas mode*

Quantity	Values considered
Manifold pressure (bar)	15,25,35,45,55,65,75
Manifold temperature (°C)	0,10,20,30,40
Bottomhole pressure (bar)	17,24,30,40,50,60,70,80,90
Additional simulations were performed near the phase boundary. Simulations with wellhead conditions at which CO <sub>2</sub> is a liquid are discarded.	

Note that this corresponds to over 300 simulations per well, so 1200 simulations in total.

In dense phase operation, manifold pressure is controlled by the choke opening of the wells (and specifically of the well operating on pressure control). Operating envelopes were evaluated at three manifold pressures: 85, 100 and 120 bar. This requires the well simulations shown in Table 30.

*Table 30: Input quantities for well simulations in dense phase mode*

Quantity	Values considered
Manifold pressure (bar)	85,100,120
Manifold temperature (°C)	0,10,20,30,40,50,60
Bottomhole pressure (bar)	17,30,45,60,70,80,90,100,120,150,200,250,300,350,400
Flow rate (kg/s)	2,5,10,15,20,30,40,60

To cover the possible operating conditions in dense phase mode over 2500 simulations are performed per well, or 10,000 in total.

The roughly 12,000 steady state simulations which are now available describe the pressure, temperature and flow conditions at both ends of the HP pipeline (the compressor discharge and the platform manifold) as well as at both ends of all wellbore models (bottomhole and the platform manifold).

An interpolation routine was implemented in Matlab to combine these simulations at the common interface: the platform manifold.

The way in which this is implemented varies depending on the operating mode.

### 5.3.2. Determining operating envelopes in bypass mode

In bypass mode the compressor is turned off and all well chokes are fully open. In this case none of the operating limits apply: because the chokes are fully open and rates are low, wellhead and bottomhole temperatures do not drop below the imposed limits. Also, because the pipeline inlet pressure is limited by the maximum pressure in the LP pipeline of 35 bar, the HP pipeline never reaches the two-phase region.

In bypass mode, therefore, the flow rate is limited only by the fact that the maximum HP pipeline inlet pressure is 35 bar.

### 5.3.3. Determining operating envelopes in gas mode

In gas mode, the mass flow rate is controlled at the compressor only. All well chokes are open. Although HP pipeline pressure can vary between 20 and around 50 bar, the minimum compressor discharge pressure is 45 bar.

This means that a control valve is required between the compressor discharge and the pipeline to ensure a sufficiently high discharge pressure even at low pipeline pressure. When this valve is partially closed, the pipeline inlet temperature will be lower than the compressor discharge temperature. As shown in Figure 29 this means that at a compressor discharge temperature of 80°C, the actual pipeline inlet temperature can be lower.

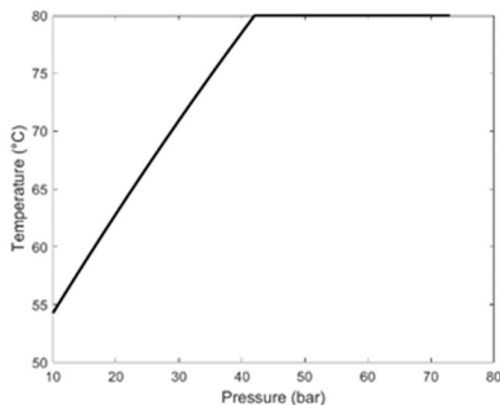


Figure 29: Relation between pipeline inlet pressure and temperature (downstream control valve)

Note that the well simulations use a constant BHP, so injectivity indices are not taken into account in the OLGA models. Each well simulation has a given flow, BHT and BHP. For each well simulation, the corresponding reservoir pressure is calculated using the injectivity curves in Figure 9. The curves are interpolated to the actual BHT.

Now each OLGA well simulation includes the reservoir pressure. Each possible operating condition is now evaluated as follows:

- The reservoir pressure is set
- A compressor mass flow and HP pipeline inlet pressure is assumed
- Inlet temperature is set following Figure 28
- The manifold temperature and pressure are obtained from the database of pipeline simulations
- The well models are used to obtain flow rates (at the same manifold P and T, and at the current reservoir pressure)
- If the flow rates at the manifold match, the system is solved
- If they do not match, the inlet pressure is increased until they do

Simulations which exceed temperature limits or which exceed the pressure limit (to avoid two-phase flow) are removed. So even if a match is possible, but this results in unacceptable temperatures, the operating mode is not acceptable.

The above procedure results in an operating envelope at a single reservoir pressure. Figure 30 gives the operating envelope in gas mode.

Possible configurations; Pres: 17 bar, U: 3 W/m <sup>2</sup> K																					
Config	#wells	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1101	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1011	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0111	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1111	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Figure 30: Example gas mode operating envelope at 17 bar reservoir pressure

The first column gives the well configuration; a 1 indicates a well is open and a 0 means closed. The first position refers to well 2A1, followed by 2A3, 2A5 and 4A2. As an example, the 8<sup>th</sup> line (with configuration 0110) means wells 2A3 and 2A5 are open which leads to a possible injection rate between 20 and 140 t/h into the two wells together.

In gas mode the maximum total flow rate is limited by the pressure in the manifold (which should be sufficiently low to avoid two-phase flow in the HP pipeline). Since the chokes are fully open, low BHT or WHT do not occur.

### 5.3.4. Determining operating envelopes in dense phase mode

In dense phase mode the platform manifold pressure is controlled and operating envelopes are made at a constant manifold pressure. This makes pipeline interpolation easy, since only pipeline simulations at a particular manifold pressure are considered.

At the start of the simulation, the corresponding reservoir pressure is determined for all OLGA well simulations using the injectivity curves.

Interpolation on the wells side is more complex, since the flow distribution can be varied with the wellhead chokes. The flow distribution is determined in a separate optimization routine. Currently the flow distribution at a certain total injection rate is chosen such that bottomhole temperature is maximized.

The end result of the interpolation is another operating envelope such as the example shown in Figure 31.

Pres = 60 bar; U = 3W/m <sup>2</sup> K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C																					
Config\Open	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h	
1000	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 31: Example operating envelope in dense phase operation (85 bar manifold pressure, 60 bar reservoir pressure)

Note that operating envelopes in dense phase mode generally have an upper and lower flow limit for a particular well configuration. At low flow rates the wells are operated at small choke settings. Under these conditions wellhead temperatures are low, and flow is not allowed under conditions where WHT drops below 0°C.

The maximum flow is limited by the flow which can be injected at 85 bar manifold pressure with the choke fully open. This limit is higher when the manifold pressure is increased above 85 bar.

### 5.4. Stability of different simulators for CO<sub>2</sub> simulations

Whereas for dynamic modelling a dynamic simulator such as OLGA or LEDAFLOW is required, for steady state simulations other options exist. Schlumberger PIPESIM was used to evaluate pressure, temperature and liquid content in the LP and HP pipeline.

For the HP pipeline, a direct comparison was made to OLGA using a composition including amines and TEG (composition 1). Simulation results for steady state for both packages are very similar, with both PIPESIM and OLGA giving very similar pressure and temperature behaviour, as shown in Figure 32 and Figure 33.

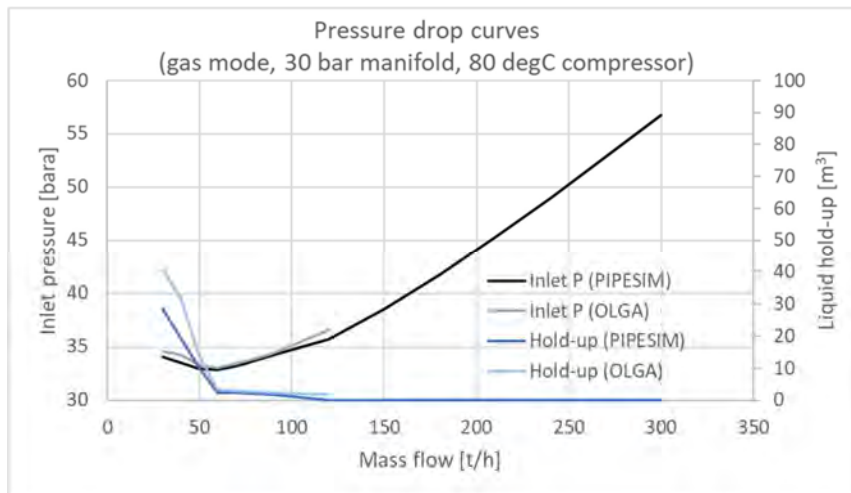


Figure 32: Pressure drop and liquid content - OLGA vs PIPESIM

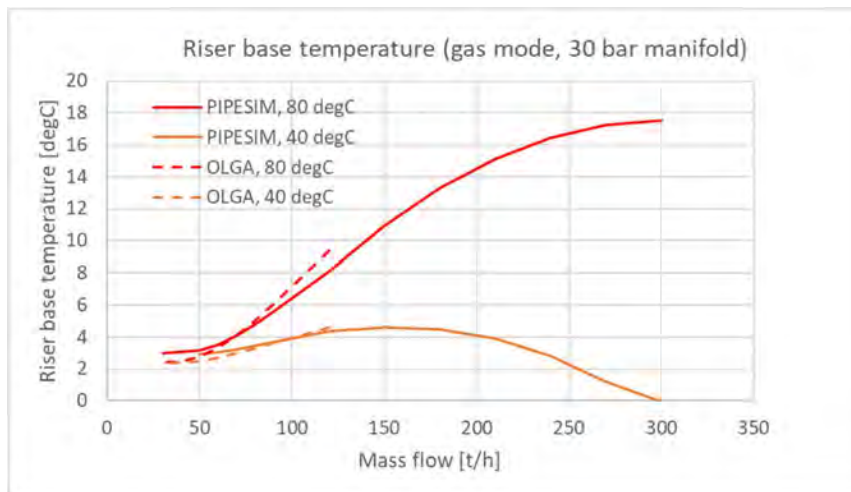


Figure 33: Arrival temperature - OLGA vs PIPESIM



The pressure and liquid content curves are very similar. This is expected, since OLGA flow correlations were used in PIPESIM. These are the most accurate correlations available in PIPESIM.

There is a small difference in arrival temperatures, even though both packages use the same thermal boundary conditions. At 80°C compressor temperature, there can be a 1°C difference in arrival temperature. Although this is significant, this difference is small compared to the total temperature drop predicted over the pipeline, which exceeds 70 bar.

Both simulation packages are suitable for steady state analysis. However, in both packages simulating CO<sub>2</sub> flow (or simulating compositions dominated by CO<sub>2</sub>) causes stability problems. In PIPESIM these result in solutions which are not converged (which were left out of the graphs shown here) and in OLGA this can lead to crashes.

In PIPESIM, simulation settings can be adapted to solve some non-converged solutions. In “simulation settings” the calculation methods for “Physical Properties” and “Temperature Energy” simulations can be set to more accurate methods, at the expense of speed. The basic setting uses interpolation for both settings, and works for higher flow rates. At lower flow rates (where liquid build-up starts) more accurate settings were used. Even at the most accurate setting, some cases could not be solved.

Figure 34 shows pressure, hold-up and temperature results including solutions which are marked as “ill-conditioned” even at the highest accuracy setting. Note that the trends clearly become unphysical.

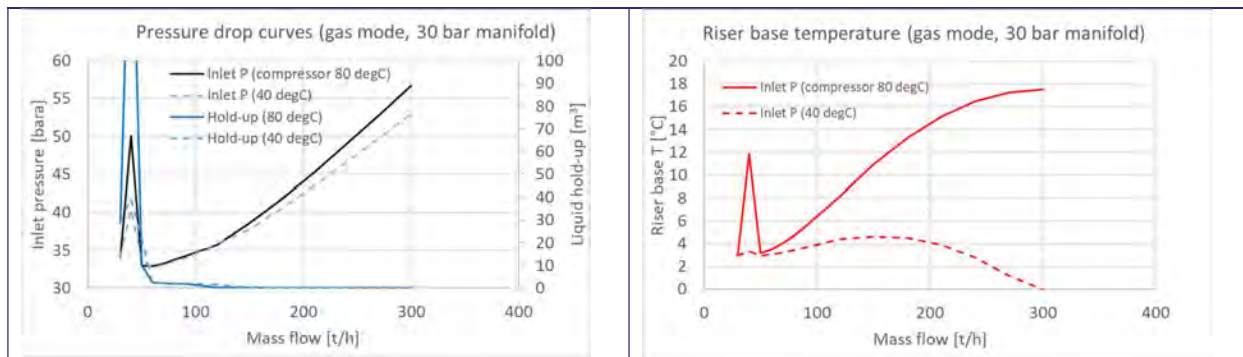


Figure 34: PIPESIM results, including non-converged results

For PIPESIM these non-converged solutions appeared with the full composition (with TEG and amines), but not with reduced compositions.

In OLGA, three types of compositions were tested shown in Table 31.

Table 31: OLGA settings used

Composition	OLGA setting	Solver	Issue
CO <sub>2</sub>	Single comp	SS Dynamic	Temperature not converged → do not use Works, with stability issues (even with small dt)
1.3 (with TEG/amines)	Comp, PH	SS Dynamic	Slightly different results compared to dynamic Most reliable option
1.4	Comp, PH	SS Dynamic	Works, converged results Works, converged results

OLGA compositional tracking simulations are very slow, making it cumbersome to generate pressure drop and temperature curves using dynamic simulations with compositional tracking on. This is especially the case for composition 1.3, for which the transient liquid build-up takes a long time (due to the low liquid content in the fluid).

The curves can be generated more easily with pure CO<sub>2</sub>, although in that case the dynamic solver must be used to ensure good results.

A single simulation was performed to check the performance of the steady state solver when using compositional tracking, as shown in Table 32.

Table 32: Comparison of steady state and dynamic simulations (OLGA)

Composition	1.3	1.3	1.4	1.4
Simulation	Steady state	Dynamic (4 h)	Steady state	Dynamic (4 h)
Flow [t/h]	90	90	90	90
Discharge T [°C]	80	80	80	80
Inlet P [bar]	34.4	34.1	33.3	33.3
Riser base T [°C]	6.0	5.5	6.1	6.1
Liquid content [m <sup>3</sup> ]	2.3	1.6	0	0

As was indicated in Table 31 the steady state solver can be incorrect when liquids are present. More accurate results are obtained using the dynamic simulator.

When generating pressure and temperature profiles in CO<sub>2</sub> dominated systems it is important to keep in mind that all tools often require some modification of default settings to obtain reliable results.

## 5.5. Modelling buried pipeline in flow simulators

The pipelines in the Porthos project derive part of their insulation from being buried, resulting in the geometry shown in the left of Figure 35. Flow modelling tools such as OLGA and PIPESIM simulate pipelines as radial layers, on the right hand side.

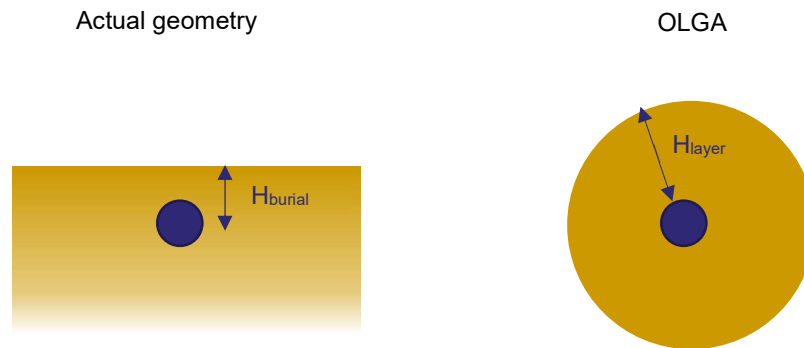


Figure 35: Actual buried pipeline geometry vs implementation in flow simulators

In the actual geometry heat loss occurs predominantly to the top, which is in contact with seawater. Heat loss into the material is negligible once the soil material has fully heated up. In flow simulators, only radial heat loss is modelled. However, the pipeline loses heat in all directions.

The thickness of the surrounding soil layer in OLGA or PIPESIM is not equal to the actual burial depth.

The heat transfer coefficient ( $h$ ) of a buried pipeline (the actual geometry) can be approximated analytically as heat loss in an semi-infinite slab of material:

$$h_{buried} = \frac{\lambda_{soil}}{R_o \cosh^{-1}\left(\frac{H_{burial}}{R_o}\right)} \quad (1)$$

For a radial soil layer the heat transfer coefficient is different:

$$h_{radial} = \frac{\lambda_{soil}}{R_o \ln\left(\frac{R_o + H_{layer}}{R_o}\right)} \quad (2)$$

Where:

$\lambda_{soil}$ : soil conductivity [W/(m.K)]

$R_o$ : pipeline outer radius [m]

$H_{layer}$ ,  $H_{burial}$ : distances as defined in figure [m]

The HTC for the geometry as used in flow simulators must be equal to the actual case, so equations (1) and (2) must yield the same result.

The required layer thickness can be derived as:

$$H_{layer} = R_o \left[ e^{\cosh^{-1}\left(\frac{H_{burial}}{R_o}\right)} - 1 \right] \quad (3)$$

The offshore pipeline has an inner diameter of 377.8 mm and several wall layers. The outer diameter of the pipeline plus insulation (27 mm) and concrete coating (100 mm) is 681.6 mm. The outer radius  $R_o$  is therefore 340.8 mm.

In steady state simulations a constant U-value is used to model the heat transfer coefficient of the pipeline. In dynamic simulations the soil is included as a layer which is related to the top-of-pipe burial depth as shown in Table 33.

Table 33: Required layer thickness representing the buried offshore pipeline

Burial depth (top of pipe) [m]	Layer thickness [m]	Burial depth (top of pipe) [m]	Layer thickness [m]
0.1	0.38	1.5	3.31
0.2	0.62	2	4.32
0.3	0.84	2.5	5.32
0.4	1.06	3	6.32
0.5	1.27	3.5	7.33
0.6	1.48	4	8.33
0.7	1.68	4.5	9.33
0.8	1.89	5	10.33
0.9	2.09	5.5	11.33
1	2.30	6	12.33

It should be kept in mind that this approximation matches the steady state heat transfer of the OLGa model to the actual geometry. In the absence of fast temperature transients in the seawater temperature it is also a good approximation for the dynamic behavior.

## 6. Steady state operating conditions

Steady state models were created in PIPESIM (by EBN) and OLGA (by TNO) to answer a range of questions.

As shown in section 0 liquid drop-out is expected for the full Porthos composition at the expected LP pipeline arrival conditions (30 bar, 10°C). It is important to determine whether this liquid is transported through the pipeline or whether it accumulates. This was evaluated for the LP and HP pipeline using PIPESIM models, results of which are presented in sections 6.1 and 0.

Furthermore, each operating mode of the HP pipeline (bypass, gas, dense phase) imposes restrictions on the allowable injection rates. These vary depending on the reservoir pressure and the number of wells open at a given time. The resulting possible operating envelopes were obtained from a large number of steady state simulations and are presented in section 6.3.

### 6.1. LP pipeline – pressure drop and liquid accumulation

The simulations performed on the LP pipeline and consequences for operation are described in detail in [13].

Simulations were performed with composition 1, which has the phase diagram shown in Figure 36.

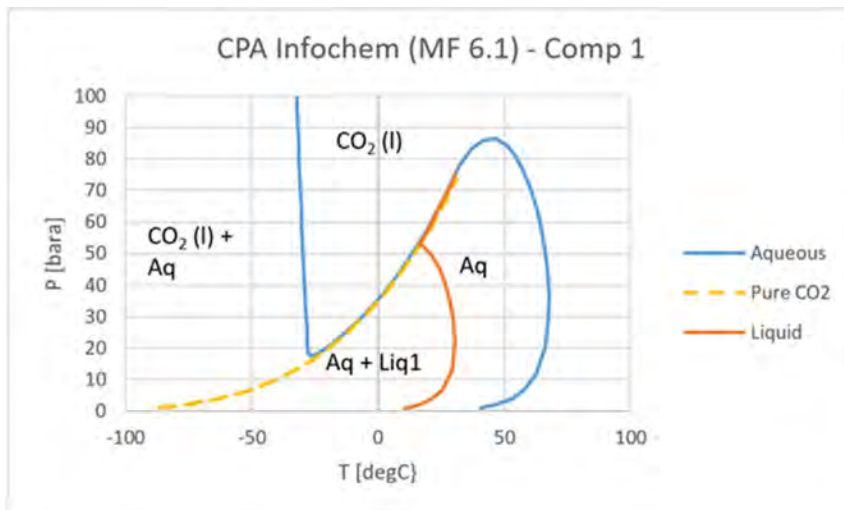


Figure 36: Composition 1 phase diagram - composition used in LP modelling

Pipeline inlet temperature was set to 30°C, which is the temperature expected in winter. Arrival pressure at the compressor station is 30 bar. The pressure drop in the pipeline is very low so the aqueous phase will drop out under all conditions. At typical arrival temperatures of 10°C a liquid phase is predicted to drop out as well.

Figure 37 gives the resulting pressure drop and liquid hold-up curve.

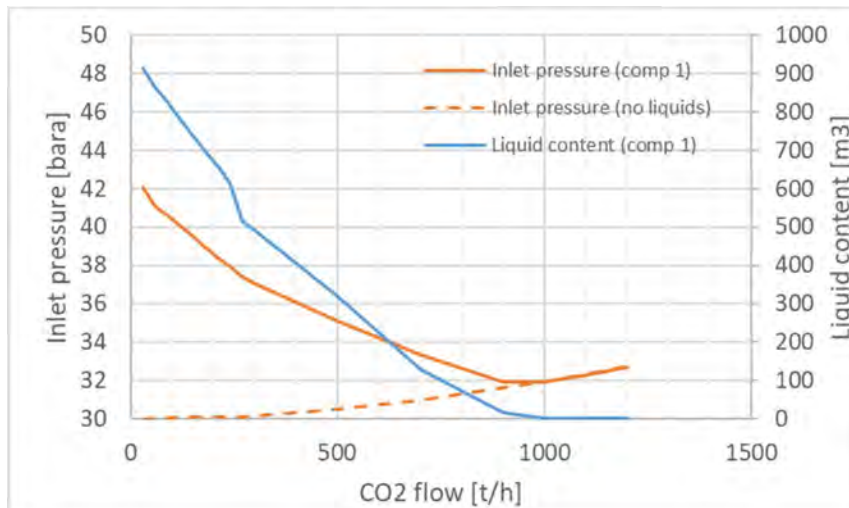


Figure 37: LP pipeline pressure drop and liquid hold-up curve

For comparison, a pressure drop curve is shown of a composition without TEG and any amines. This does not result in liquid drop-out under LP pipeline conditions.

Liquid cannot be allowed to build up to the steady state liquid content. At 300 t/h, for example, the steady state liquid content is almost 500 m<sup>3</sup>. This liquid will accumulate in the river crossings and cause significant backpressure. This can be seen from the inlet pressure: this increases to around 37 bar at 300 t/h whereas the inlet pressure without liquids present is well below 31 bar.

The rate of liquid accumulation depends on the flow rate, the arrival conditions at the compressor station as well on the amount of TEG and amines present in the cumulative composition from all emitters.

As an example, estimated accumulation rates for composition 1 are given in Table 34.

Table 34: Estimated liquid accumulation rates for composition 1

Flow rate [t/h]	30	300	30	300
Ambient T [°C]	0	0	15	15
Arrival T [°C]	2	8	15	18
Liquid accumulation [m <sup>3</sup> /wk]	0.08	0.71	0.06	0.58

Note that for composition 3 (a composition with the maximum amounts of MEG and MDEA) the liquid build-up rate at the same conditions is 5x higher.



Liquid builds up in the low points. Figure 38 shows the pipeline pressure profile at a flow rate of 300 t/h.

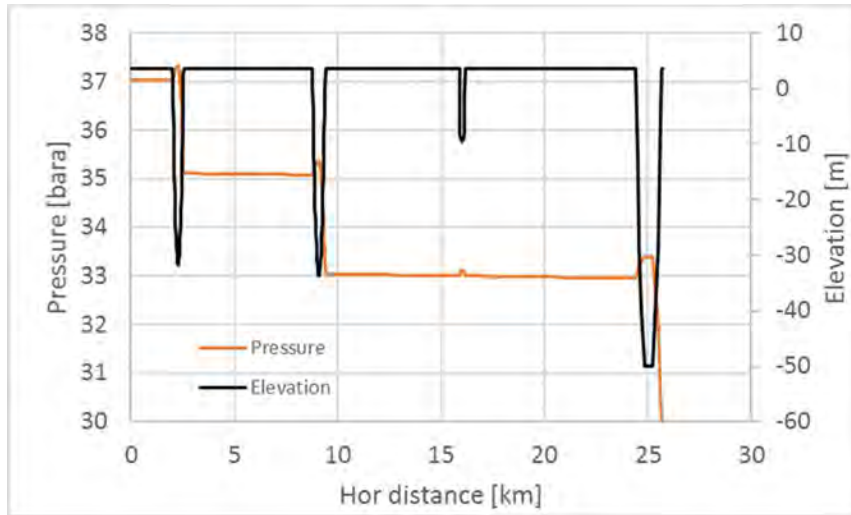


Figure 38: Pressure profile plot at 300 t/h

Pressure drop in the pipeline is very low at all locations except the river crossings. Figure 39 shows that liquid accumulates at these locations. The increased backpressure is caused by liquid columns which cannot be transported out of river crossings.

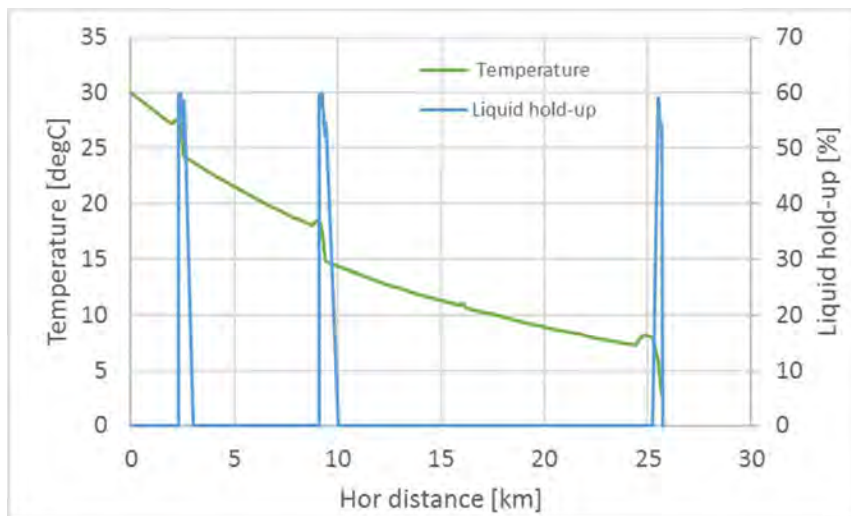


Figure 39: Liquid accumulation in river crossings - 300 t/h

Besides the increased backpressure large accumulations of liquid can also result in large slugs being expelled from the pipeline when the flow rate is changed. The cyclones at the compressor station cannot handle slugs so these will result in compressor damage.

There are three possible ways to avoid liquid accumulation:

- Reduce the fraction of TEG, MDEA and piperazine in the composition
- Periodic pigging
- Periodic draining

To avoid liquid drop-out altogether, it is critical to reduce TEG content to very low values. A TEG content of 1 ppb (mol) is sufficient to avoid liquid drop-out in the LP pipeline.

To avoid liquid drop-out throughout the system, no liquids should be present at 3°C, the seawater temperature. This requires the following limits.

Note these limits were obtained from PVT analysis with the CPA EoS with Infochem modifications and modified binary interaction coefficients as suggested by PACE. These modifications affect piperazine drop-out.

Component	Composition 1	Composition 2	Proposed limit
PIPERAZINE	0	1.00E-05	1.00E-06
MDEA	2.00E-06	1.00E-05	1.00E-07
TEG	2.00E-06	1.00E-05	1.00E-09

It should be kept in mind that a TEG concentration of 1e-9 may not be sufficiently low to avoid the formation of an aqueous phase at 3°C if water content is relatively high (70 ppm mol rather than the expected 25 ppm).

Discussions with emitters have indicated that reducing the content of impurities to ppb levels is not feasible. In that case the only alternative would be for the emitters to switch to a process which does not use TEG for CO<sub>2</sub> dehydration.

For the amines the requirements are somewhat less stringent, but still relatively strict. The amines form a liquid phase together with dissolved CO<sub>2</sub>.

According to Shell analysis with a different equation of state, these restrictions can be made slightly less strict. The main problem faced in any analysis is that experimental data is not available for CO<sub>2</sub>/amine mixtures. This means any dewpoint calculation made at a particular concentration of will be uncertain and it will therefore be very difficult to guarantee no liquid drop-out occurs when amines are known to be present.

If it is not possible to ensure the compositions have a dewpoint line at lower temperatures than are encountered in the LP pipeline, periodic pigging or periodic draining is required. The rate of liquid build-up varies with flow and composition and can be estimated if both are known. This requires continuous calculations through operations. It is also possible to monitor liquid build-up by checking the backpressure. This is complicated, however, since it changes depending on the flow distribution between the different tie-in positions.

Even at a single flow rate of 300 t/h, liquid accumulation rates vary between 0.6 and 3.7 m<sup>3</sup>/week for the compositions tested here.

For pigging operations, a slug catcher and liquid separator are needed. The pigging or draining frequency depends on how much liquid is allowed in the pipeline. This should be decided based on backpressure and corrosion concerns, as well as the size of the separator used during pigging. However, if liquid accumulations are to be limited to 20 m<sup>3</sup>, for example, at a flow of 300 t/h pigging is required every 6 weeks if the composition contains relatively large fractions of TEG and amines (10 ppm mol each).

Periodic draining may be a possible solution, although the practical implementation is not straightforward. For example composition 1, free liquids will already be present at the emitter tie-in point (at 30 bar and 30°C). This means liquids will accumulate in every dip in the pipeline trajectory, starting from the emitter tie-in point. The largest quantities are expected to build up in the river crossings. An example river crossing is shown in Figure 40.

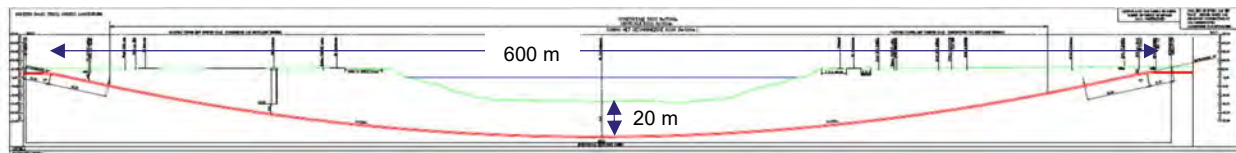


Figure 40: Example crossing (Callandkanaal)

Note that the low point in the crossing is around 300 m from either end and lies at a depth of 20 m. To remove liquids from this low point, a second pipe would need to be installed which includes an electrically driven pump to pump the liquids to surface. Since liquid accumulation rates are low and head difference is relatively small only a small pump is required.

It should be kept in mind that removing liquid content from the low-pressure pipeline does not prevent problems in the rest of the system. If all liquids present at the LP pipeline arrival conditions remain in the LP pipeline, significant liquid content is still present in the gas. This is especially the case in summer, when LP pipeline arrival temperatures may be up to 30°C.

Under these conditions additional liquids will drop out in the HP pipeline during free flowing gas operation (when arrival temperatures at the platform can be as low as 3°C) and during shut-ins. Removing liquids from the LP pipeline – whether through pigging or draining – does not solve this problem.

It is therefore preferable to avoid liquid accumulation altogether by removing sufficient liquid content before the CO<sub>2</sub> stream is fed into the pipeline. If this is not feasible, a liquid management philosophy for the LP pipeline needs to be developed and the risk of liquid accumulation in the compressor station and HP pipeline needs to be further evaluated.

## 6.2. HP pipeline – pressure drop and liquid accumulation

As was indicated in the previous section, liquid drop-out is expected in the low-pressure pipeline for feed compositions containing TEG and amines at the expected levels.

The fact that liquid drops out in the LP pipeline does not mean no liquid can be formed in the compressor station or the high-pressure pipeline. In gas mode the HP pipeline can be operated at low flow rates. Under these conditions the fluid in the HP pipeline can cool to the minimum seawater temperature of 3°C. Under winter conditions the fluid may arrive at the compressor station at 10°C. This fluid will be saturated with TEG and amines at these conditions; any further cooling will cause additional liquids to drop out. This can occur in the compressor station but will most likely occur in the HP pipeline.

Pressure drop curves indicate whether this liquid is transported to the wells or whether it accumulates these curves were made with PIPESIM and OLGA. Composition 1 was used for simulations to ensure liquid is formed in the HP pipeline. This is conservative since a large fraction of the liquid present is expected to drop out in the LP pipeline.

Air temperature was set to -5.8°C and seawater temperature to 3°C. At low rates CO<sub>2</sub> can cool to the seawater temperature. At this temperature the phase line for pure CO<sub>2</sub> lies at 37.7 bar. If arrival pressure at the platform is higher than this dense phase CO<sub>2</sub> will form if the stream is allowed to cool to seawater temperature.

Pressure drop curves were made at a platform manifold pressure of 30 and 40 bar. Compressor discharge temperature was either set at 40 or 80°C to represent extreme conditions.

### 6.2.1. PIPESIM modelling

In PIPESIM creating steady state pressure drop curves with composition 1 is not a straightforward process. Standard numerical settings do not produce a converged result at low flow rates and several iterations at different settings are required to obtain a pressure drop curve.

Simulations were run at 40 and 80°C compressor discharge temperature. The resulting curve is shown in Figure 41.

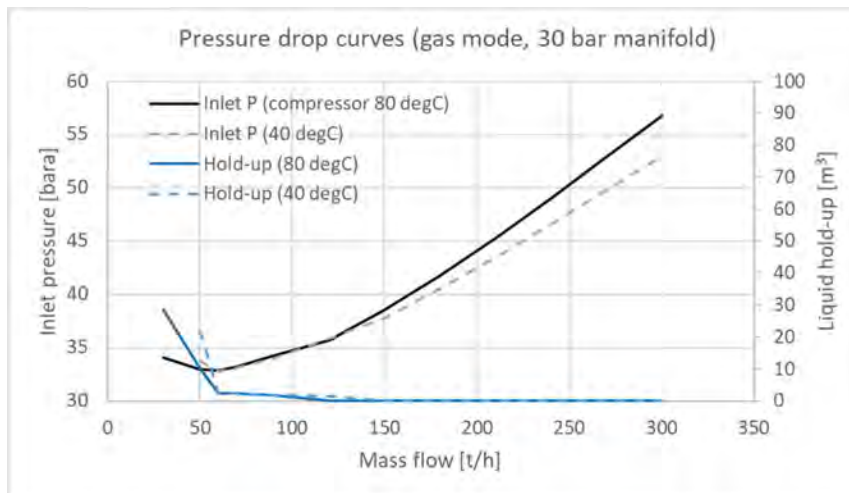


Figure 41: Pressure drop and hold-up curve (PIPESIM) - gas mode

Arrival temperatures are shown in Figure 42.

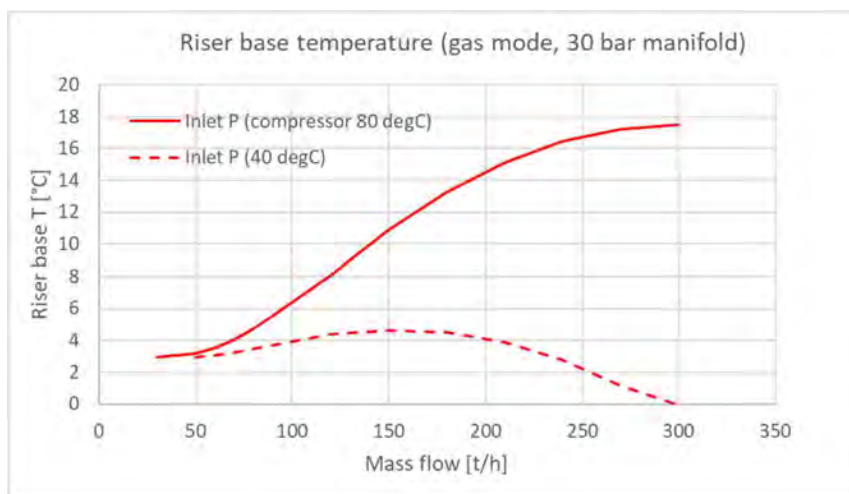


Figure 42: Arrival temperature curves (PIPESIM)

Note that at high flow rates, the pressure over the pipeline is high, which causes high Joule Thomson cooling. Arrival temperatures are therefore at high rates. In reality operation in gas mode at 300 t/h is not possible due to

well injection limitations. At these rates the required pipeline pressure causes pipeline conditions in the two-phase region.

Note that at low flow rates the arrival temperature reduces to the seawater temperature of 3°C. At this temperature the CO<sub>2</sub> phase line lies at 37.7 bar, so at arrival conditions all CO<sub>2</sub> is in vapour phase. Below 60 t/h liquids build up in the pipeline. These liquids consist of TEG and amines.

A pressure and temperature profile is shown in Figure 43.

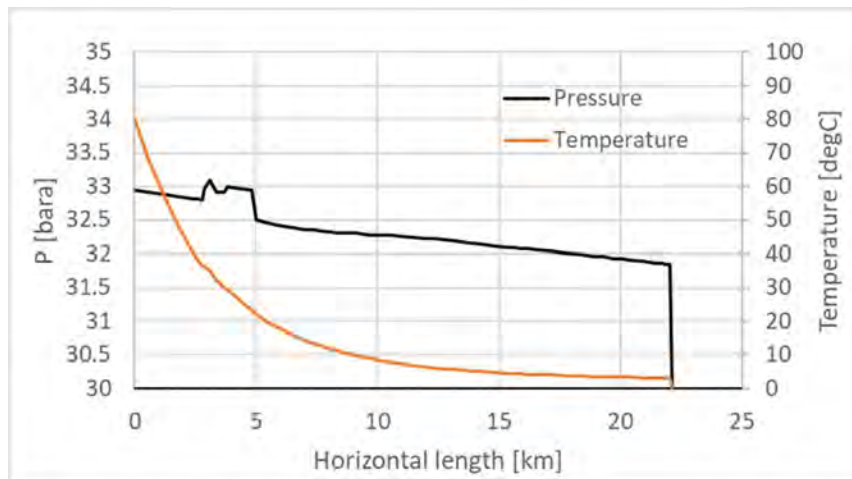


Figure 43: Pressure and temperature profile at 50 t/h

At low flow rates the fluid temperature drops rapidly as the fluid travels along the line. For this composition liquids are expected to be formed below 67°C at a pressure of 30 bar. Liquid is therefore expected to accumulate at the start of the pipeline.

This is confirmed in Figure 44. PIPESIM predicts that liquid builds up in the riser base as well as on the upslope following the Maasgeul section. All liquid formed upstream of the Maasgeul section is transported to the final upslope of the Maasgeul section. At this point gas velocity is too low to transport liquids with the gas, and a bubbly column is formed. Note that no liquid accumulation occurs in the HDD section (the deepest section) at 50 t/h. This is likely caused by the fact that the diameter of that section is slightly smaller, resulting in higher gas velocities.

After the Maasgeul, pipeline slopes are very gentle. All liquids formed downstream of the Maasgeul section are transported to the riser base. At that point further liquid accumulation occurs.



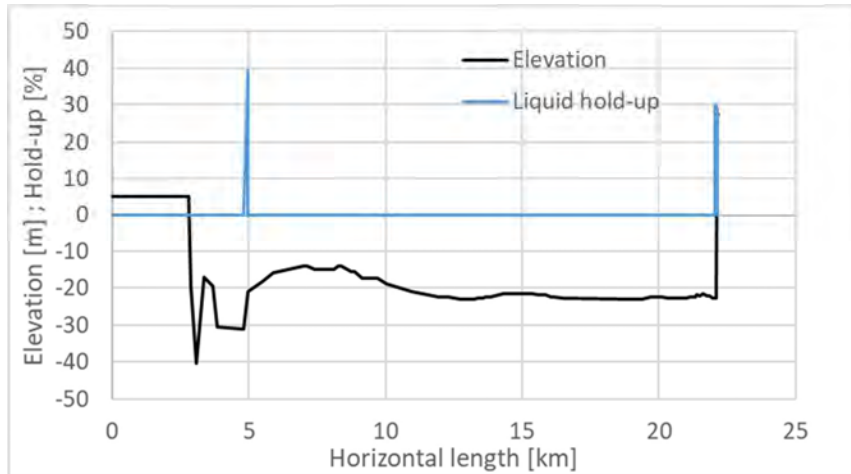


Figure 44: Elevation and hold-up profile at 50 t/h

These simulations were performed for a composition containing the full amount of TEG and amines expected from the emitters. This will likely not be the case in reality since much of the liquids will drop out in the LP pipeline. If the arrival conditions at the compressor station are 30 bar and 10°C (winter conditions), the gas exiting the pipeline is expected to be saturated at these conditions. The liquid present at those conditions is expected to remain in the LP pipeline, since velocities there are much too low to allow liquid transport with the gas phase.

As the feed composition travels through the HP pipeline it is cooled down and eventually reaches the phase line, as shown in Figure 45.

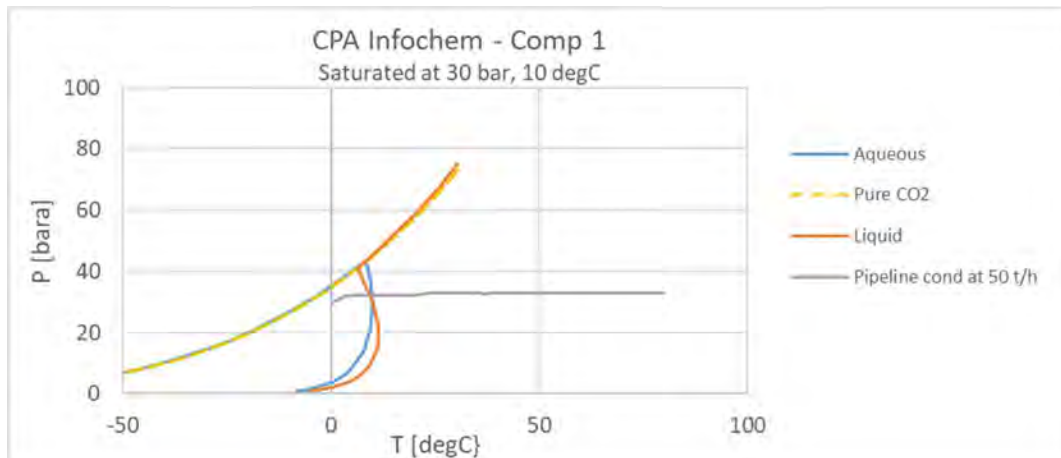


Figure 45: Phase diagram and pipeline conditions - lower liquid content

The fluid reaches 10°C after 9 km. This means that liquid accumulation at the Maasgeul section will likely not occur, but liquid accumulation at the riser base will remain a problem below 60 t/h.

### 6.2.2. OLGA modelling

The same model was set up in OLGA. This allows a direct comparison to PIPESIM. Simulations were performed with pure CO<sub>2</sub> and with composition 1. For the latter simulations the compositional tracking module was used. Because computational time for this module scales with the number of components being considered, only components relevant to liquid drop-out were included. Piperazine was removed because it was not available in the Multiflash version used by PIPESIM. Amine behaviour is adequately captured by including MDEA only. The absolute amine content will affect the rate of liquid build-up when flowing below the minimum rate for liquid transport but it has little effect on steady state results.

The compositions used are shown in Table 35. Simulations were also performed with the single component CO<sub>2</sub> module, which models pure CO<sub>2</sub>.

Table 35: Compositions used in OLGA steady state modelling

Composition: Component	1 Mol	1.3 Mol	1.4 Mol
Water	3.10E-05	3.10E-05	
Methanol	2.50E-04	2.50E-04	
CO <sub>2</sub>	9.90E-01	9.90E-01	9.90E-01
Hydrogen	1.88E-03	1.88E-03	1.88E-03
Acetaldehyde	4.00E-06		
Methane	1.42E-03	1.42E-03	1.42E-03
Propane	7.00E-06		
CO	4.58E-04		
Argon	1.90E-05		
Nitrogen	5.80E-03	5.80E-03	5.80E-03
Oxygen	1.97E-04		
H <sub>2</sub> S	1.00E-06		
SO <sub>x</sub>	2.00E-06		
Ethanol	4.00E-06		
TEG	2.00E-06	2.00E-06	
HCN	1.00E-06		
Piperazine	1.00E-06		
MDEA	2.00E-06	2.00E-06	

The aim of composition 1.3 is to recreate the behaviour of the full composition, including liquid drop-out due to water, methanol, amines and TEG. Composition 1.4 has the same physical properties as the gas phase of the full composition but excludes components which form liquids.

Note that the steady state solver for OLGA gave inaccurate results with pure CO<sub>2</sub>: this resulted in arrival temperatures at the riser base of around -3°C, which was much lower than with the other compositions. Runs with pure CO<sub>2</sub> were made using dynamic simulations.

Pressure and hold-up curves are shown in Figure 46 and Figure 47.

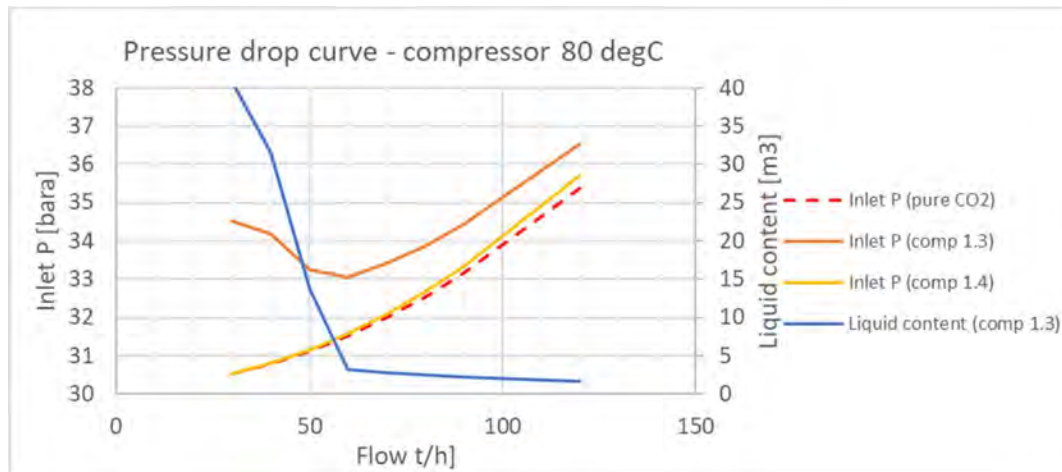


Figure 46: Pressure and hold-up curves (OLGA, 80 degC compressor discharge)

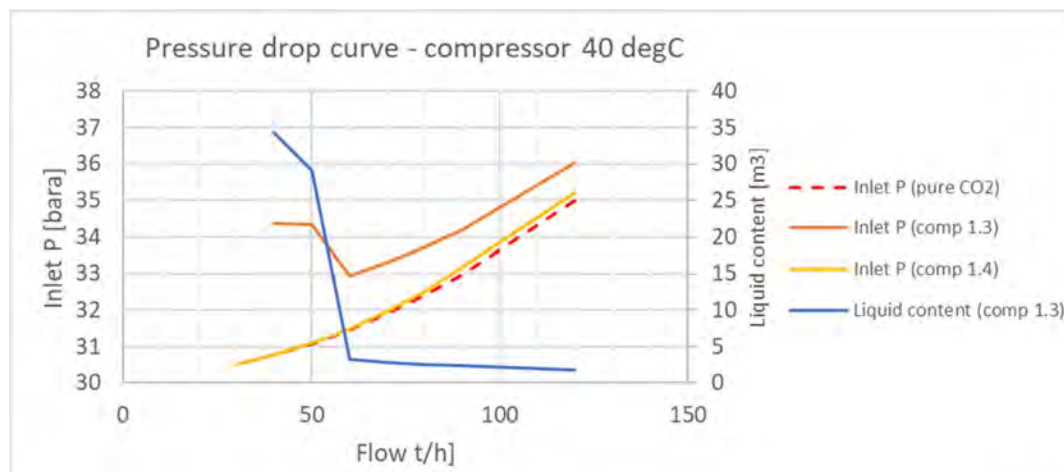


Figure 47: Pressure and hold-up curves (OLGA, 40 degC compressor discharge)

As was the case in PIPESIM, liquid build-up occurs below 60 t/h. This is only the case for composition 1.3, as expected. For pure CO<sub>2</sub> and composition 1.4 liquid components are not present at pipeline conditions and the resulting pressure drop is very similar.

The arrival temperature was also simulated for the three compositions and is shown in Figure 48.

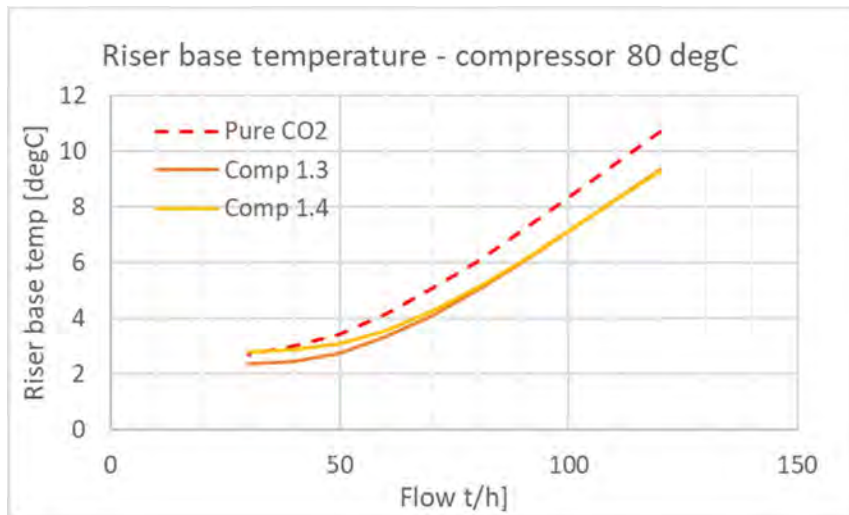


Figure 48: Riser base arrival temperature - effect of composition (OLGA)

As indicated previously the arrival temperature predicted by the OLGA steady state solver when in “single component CO<sub>2</sub>” mode is incorrect. When dynamic simulations are used, the arrival temperature is still around 1°C higher than when using compositional tracking. It is not known why this is the case. Because compositions 1.3 and 1.4 contain 99% CO<sub>2</sub>, no significant difference in thermal properties is expected.

A 1°C difference in arrival temperature is not crucial for operations, so this was not further investigated.

### 6.2.3. Effect on HP pipeline operations

Although some management of the settings of the various tools was required to obtain steady state pressure drop, temperature and hold-up curves, both tools tested eventually gave similar results.

In gas mode, liquid drop-out is likely to occur in the HP pipeline. Simulations were performed with composition 1, which assumes that all TEG and amines introduced into the system are transported to the HP pipeline. It is unlikely that the fluid entering the HP pipeline has a composition equal to composition 1, since most of the liquids will drop out and accumulate in the LP pipeline. Only saturated gas will enter the compressor station, and after that the HP pipeline.

The amount of liquid drop-out and the location of liquid drop-out in the HP pipeline therefore depend strongly on the compressor station arrival conditions, the pressure and temperature steps during compression and the compressor discharge temperature. If the arrival conditions at 50 t/h at the compressor station are 30 bar and 10°C – realistic winter conditions – the gas entering the compressor station will be saturated at these conditions. If this subsequently enters the HP pipeline, liquids will only drop out very close to the riser since the temperature only drops below 10°C in the last 2 km of the pipeline.

The amount and location of liquid drop-out will therefore strongly depend on environmental conditions, which affect the difference between the compressor station arrival conditions and the minimum temperature in the HP pipeline. It is likely that under some conditions liquid will drop out in the pipeline and accumulate in the riser base. Accumulation in the Maasgeul and HDD sections is less likely but may occur if compressor discharge temperature is low and compressor station arrival temperatures are high.

Although the rate of liquid drop-out is therefore uncertain, liquid will be formed whenever the temperature in the HP pipeline drops below the arrival temperature (at the end of the LP pipeline). This is likely to be the case for the vast majority of operating cases.

Liquid drop-out in the HP pipeline is less problematic than in the LP pipeline. Firstly, although liquid drop-out may occur, the minimum gas rate for liquid transport is low, at around 60 t/h. Liquid accumulation is therefore only expected to occur in the gas phase and even then only during periods of operation below 60 t/h. If flow is subsequently increased above 60 t/h, this liquid will be transported to the platform and injected into the wells. In dense phase mode liquid hold-up is not expected to occur since the liquid will be transported with the dense phase CO<sub>2</sub>.

The rate of liquid build-up is dependent on many factors but will be far lower than that in the LP pipeline. Furthermore, it is only an issue below 60 t/h. At 50 t/h, the liquid build-up rate in the LP pipeline is approximately 0.15 m<sup>3</sup> per week. If the accumulation rate of the HP pipeline is assumed to be 0.1 m<sup>3</sup>/wk (which is likely conservative) it would take 5 years of operation at 50 t/h before the equilibrium hold-up of 25 m<sup>3</sup> is reached.

HP operation below 60 t/h for several months is therefore not expected to be an issue: the resulting liquid hold-up of around 1 m<sup>3</sup> is not sufficient to cause significant forces on piping. With the chokes fully open and no processing equipment or compression on the platform, the resulting limited volume of liquid will be injected into the well with no expected negative effects.

Liquid accumulation in the HP pipeline may result in corrosion risk. This was evaluated in a separate study by PACE [14]

### 6.3. System operating limits

In many oil and gas producing systems, pipeline operation is only constrained by the minimum rate for liquid transport (often referred to as minimum pipeline turndown) and by the capacity of the wells. During transient scenarios – such as well start-up – low temperatures due to Joule Thomson cooling can become a significant issue.

For the Porthos CO<sub>2</sub> injection system, a large number of operational limits exists, which are summarized in Table 36.

Table 36: Operational constraints for Porthos

Subsystem	Constraint	Mitigation
LP pipeline	Gas mode operation	Maintain pressure between 24 – 35 bar
LP pipeline	Avoid liquid accumulation	LP pipeline operated below minimum gas rate for liquid transport. Only two options for liquid removal: 1. Ensure emitter composition contains low levels of amines/TEG, or 2. Perform periodic pigging
Compressor station	Prevent liquid ingress	Cyclones are not effective at low gas rates (where droplet transport does not occur). Eventually LP liquid build-up will lead to slug flow and compressor damage. Can only be mitigated by LP pipeline liquid management (above).
HP pipeline	Single phase operation	Ensure P, T conditions remain outside two-phase region. - Gas mode: maintain high compressor discharge T - SC mode: maintain pressure above 85 bar
HP pipeline	Avoid liquid accumulation in gas mode	1. Ensure emitter composition contains low levels of amines/TEG, or 2. Limit periods of flow below 60 t/h to at most several weeks
Topsides	Temperature	During start-up, temperatures can drop to -35°C. This requires a material temperature rating of -40°C downstream the choke
Topsides	Erosion	Limit flow rate per well to 40 kg/s (144 t/h) under steady state conditions. Peak rates up to 47 kg/s (170 t/h) are allowed for short periods.
Wellhead	Temperature	As for topsides piping.
Tubing	Erosion	As for topsides piping.
SSSV	Temperature	Low temperatures during depressurization, must be managed through operational procedures.

These limits were investigated in detail in a number of documents, summarized below.



### 6.3.1. Liquid management in the LP pipeline

The risk of liquid accumulation in the LP pipeline was evaluated by EBN [13] using PIPESIM, with results summarized in section 6.1.

Due to the large diameter of the LP pipeline, it is not possible to operate above the minimum required gas rate for liquid transport, which is around 900 t/h. Any liquid which drops out in the pipeline (due to cooling) will accumulate. This will lead to unacceptable liquid volumes over time. The rate of accumulation varies strongly with flow and liquid content.

There are only two practical methods to prevent this process:

1. Ensure emitter composition contains low levels of amines/TEG, or
2. Perform periodic pigging

Uncertainty in predicting the phase behaviour of amines is relatively high. It is therefore difficult to guarantee a composition containing amines will not result in liquid drop-out.

Measures must be taken to allow periodic pigging of the LP pipeline. The pigging frequency is unknown since it depends on composition and flow rate. At a high liquid content (10 ppm amines and 10 ppm TEG) and a flow rate of 300 t/h, 20 m<sup>3</sup> of liquids build up after 6 weeks. Pigging then requires a separator with at least 20 m<sup>3</sup> capacity.

At lower liquid content, the build-up rate reduces correspondingly: at 2 ppm amines and 2 ppm TEG the same liquid build-up takes 5x as long, so the pigging interval is increased fivefold.

At lower average flow rates the pigging interval increases further.

A pigging strategy must be made for the LP pipeline, taking the expected build-up rates and gas flow rates into account. This is not part of this report.

### 6.3.2. Ensuring HP pipeline single phase operation

The operational strategy for Porthos aims to operate both the LP and HP pipeline in single phase flow. The LP pipeline is always operated in gas mode due to the maximum allowed pressure of 35 bar.

The HP pipeline is either operated in dense phase conditions (by ensuring platform arrival pressure exceeds 85 bar) or in gas mode. In the latter mode, pressure and temperature need to be managed to avoid excursions into the two-phase region. This is achieved by ensuring the HP pipeline arrival pressure and temperature remain a certain distance from the phase boundary.

Two-phase operation is unwanted since there is a potential risk of slugging, with corresponding pressure and force fluctuations on the riser and topside and wellhead piping. TNO has performed a slugging study [15] of the HP pipeline using OLGA. This study showed that slugging only occurs under a limited number of conditions during transient operations and is unlikely to lead to operational issues because slug size and pressure fluctuations remain small. It is recommended to design the riser and topside piping to take slug-induced forces into account.

In initial simulations operating conditions were picked to remain 7°C away from the two phase region. This means dense phase cannot be formed, even in a shut-in and cooldown scenario but this limits the maximum

flow rate in gas mode. This limit has now been relaxed to 3°C. This prevents two-phase operation in steady state operation but can still result in two-phase flow in transient scenarios.

Several simulations are shown in section 7.2.1 in which the HP pipeline is operated in the two-phase region.

### 6.3.3. Erosion limits

During normal operation the flow rate which can be injected into a single well is limited by maximum allowable velocities in the 4.5" tubing section at the bottom of each well and to a lesser extent by topsides piping.

A maximum flow rate of 47 kg/s (170 t/h) per well is defined. This flow rate can be achieved during well start-ups during a period of several hours.

The erosion potential is described in API RP14E by the C-value, defined as:

$$C = \frac{|u_{sg}| + |u_{sl}| + |u_{sd}|}{\sqrt{\rho_m}} \quad (4)$$

Where  $u_{sg}$ ,  $u_{sl}$ ,  $u_{sd}$  are superficial velocities (velocities which occur if the phase would cover the entire pipe cross-section) for gas, liquid film and droplets respectively. The mixture density  $\rho_m$  is calculated based on volume fraction of the various phases. Velocities are input in [ft/s], density in [lb/ft<sup>3</sup>].

For oil and gas production systems, C-values are commonly limited to avoid erosion.

For single-phase gas flow, no C-value limits are imposed by API RP14E, and pipeline sizing is normally dictated by pressure drop. When a gaseous CO<sub>2</sub> is injected, therefore, no C-value limit is imposed by API. Instead, gas velocities are commonly kept below 30 m/s but this rate is driven more by pressure drop, noise and vibration concerns than erosion.

For multiphase flow, various limits exist, depending on piping material. Industry guidelines specific to CO<sub>2</sub> transport systems do not exist. TAQA [16] has performed a literature study looking at C-value limits from literature for continuous operation, shown in Table 37.

Table 37: Erosion velocity limits from literature [16]

Source	Fluid	Max velocity [m/s]	Max C-factor
API RP 14E	CRA, solid-free flow		200
Terziev & Taggart carbon steel	Solid-free flow (gas wells)	66	620
Terziev & Taggart Cr13	Solid-free flow (gas wells)	95	886
Schlumberger	Solid-free flow (gas wells)	100	
EON Kingsnorth CCS study	CO <sub>2</sub> with impurities		300

In general, in solid-free flows in gas production wells C-values can be accepted which are much higher than the API criterion. In the EOS Kingsnorth CCS study, most operators were using a maximum allowable C-value of 300.

During the first phase of Porthos operation, injection occurs in gas mode. The highest velocities occur at high rate and low reservoir pressure. The highest rate achievable per well is around 90 t/h (25 kg/s). Note that this is much lower than the rate stated in the permit. Under these conditions, rates are limited by the need to keep the pipeline pressure below the level where two-phase flow occurs. Under these conditions the maximum gas velocity in the tubing occurs in the 4.5" tailpipe, and is 50 m/s. This lies within the limits for gas flow specified in Table 37. C-values are 300.

During high-rate start-ups in dense phase mode (in which two-phase flow occurs in the wellbore) flow rates of up to 47 kg/s (170 t/h) per well can occur. C-values of up to 350 are observed in the 4.5" section at the bottom of the wellbores. [17] During normal operation the maximum flow rate into individual wells is 100 – 110 t/h (28 – 31 kg/s). Under these conditions C-values are approximately 250.

The C-value allowed for the Kingsnorth CCS study is therefore not exceeded under normal operation at maximum flow rate, where well flows are limited to around 100 t/h. During short periods rates up to 47 kg/s (170 t/h) can occur per well, in which case C = 350. However, based on Table 37 this is acceptable.

#### **6.3.4. Low temperatures downstream chokes**

When operating in dense phase mode, wells are choked back significantly to limit the flow rate to allowable levels. Tubing head pressure is therefore typically significantly lower than manifold pressure (upstream the choke). This results in low fluid temperatures downstream the choke.

During steady state operation at high flow rates compressor cooling is minimized to maintain the discharge temperature at 80°C. This increase the platform arrival temperature to 30 – 40°C and also increases the temperature downstream the choke. However, at low flow rate the temperature downstream the choke can still drop well below 0°C.

The material downstream the choke is rated to -40°C or lower so is not a immediate concern. The fluid in the A-annulus will be replaced by a fluid with a low freezing point. However, the B-annulus and C-annulus fluid cannot be changed (since no circulation can be established). The freezing point of this water-based completion fluid is not known, but is conservatively estimated at 0°C. Currently, steady state operating envelopes are limited by the need to keep fluid temperature downstream the choke above 0°C.

Under transient conditions the heat front from the compressor may not have reached the platform. This is the case for example during a cold start-up. In this scenario the fluid upstream the choke is initially at seawater temperature.

During transients fluid temperature are allowed to drop below 0°C. Dynamic simulations show that fluid temperatures of -10°C can be maintained for limited periods without resulting in the annulus fluid temperature dropping below 0°C.

During transients, lower fluid temperatures are allowed, but the annulus fluid temperature must be monitored and managed carefully.

### 6.3.5. Bottomhole temperatures

As shown in Figure 22 the hydrate equilibrium temperature (HET) in the reservoir for fully water-saturated CO<sub>2</sub> is 11°C. The minimum allowable temperature in the near-wellbore region was set to 15°C to avoid any risk of hydrate formation. For high-injectivity wells – with low pressure drop between the bottom of the well and the near-wellbore region – this means bottomhole temperatures of 15°C are acceptable. For lower-injectivity wells the minimum BHT was set higher at 21°C.

The following limits were used in TNO work to develop steady state system operating envelopes:

*Table 38: Bottomhole temperature limits used in deriving steady state operating envelopes*

Well	Minimum BHT [°C]
2A1	15
2A3	15
2A5	22
4A2	21

## 6.4. Example operating envelopes used to guide operation

As described in section 5.3 TNO has developed a tool to evaluate possible operating modes, taking into account temperature constraints and the need to operate the pipeline in single phase flow.

Example operating envelopes in gas mode are shown in Figure 49 and Figure 50.

Possible configurations; Pres: 17 bar, U: 3 W/m <sup>2</sup> K		20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1101	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1011	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0111	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1111	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Figure 49: Operating envelope for gas mode - 17 bar reservoir pressure

Possible configurations; Pres: 50 bar, U: 3 W/m <sup>2</sup> K		20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1101	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1011	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0111	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1111	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0

Figure 50: Operating envelope for gas mode - 50 bar reservoir pressure

As discussed previously, the maximum flow in gas mode is limited by the requirement to avoid two-phase flow in the pipeline. There is no minimum flow limit because all chokes are fully opened, which means FWHP is relatively high.

As reservoir pressure increases, so does the FWHP. This reduces the maximum flow rate compared to that at low reservoir pressure.

It is intended to switch from gas to dense phase operation at a reservoir pressure of 40 – 50 bar.

Operating envelopes in dense phase mode are shown in Figure 51 and Figure 52.

Pres = 50 bar; U = 3W/m <sup>2</sup> K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C																					
Configu	Opened	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 51: Operating envelope for dense phase mode - 50 bar reservoir pressure

Pres = 100 bar; U = 3W/m <sup>2</sup> K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C																					
Configu	Opened	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 52: Operating envelope for dense phase mode - 100 bar reservoir pressure

At 50 bar reservoir pressure, minimum flow rate is limited by the need to choke back the wells. Pipeline pressure cannot be reduced below 85 bar to avoid two-phase flow. This means the wells need to be choked back to avoid excessively high flow rates, which causes low wellbore temperatures.

At higher reservoir pressure the temperature limits become less restrictive due to the increased FWHP. High flow rates are more constrained at a particular manifold pressure because a higher pressure is required to inject a given flow rate. Injection at higher flow rate is possible, but this requires a higher manifold pressure or a lower discharge temperature (more cooling).

At 100 bar manifold pressure and 80°C discharge temperature 400 t/h can be injected using three wells at 50 bar reservoir pressure. At 85 bar manifold pressure and 60°C discharge pressure, 400 t/h can also be achieved with three wells. Both conditions increase energy consumption: the former due to the increased head over the compressor and the latter due to increased cooling requirements.



## 6.5. Validation of envelopes in steady state OLGA simulations

The operating envelopes derived by TNO were obtained based on simulations with a representative composition in the pipeline and pure CO<sub>2</sub> in the wells. The composition used can have an effect on the predicted temperatures, which will effect operating limits.

Simulations were performed using the full OLGA model of the HP pipeline plus wells using three compositions:

- Composition 1.1: simplified version of the expected average composition (Table 10)
- Composition 2: composition with maximum impurities (Table 10)
- Pure CO<sub>2</sub>

A simulation was done at 140 t/h total flow rate, a reservoir pressure of 40 bar and wells 2A3 and 2A5 open. As shown in Figure 53 these operating conditions are on the lower edge of the allowable operating envelope at a compressor discharge pressure of 80°C. Manifold pressure was set at 85 bar.

Pres = 40 bar; U = 3W/m <sup>2</sup> K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C																						
Config	Open	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h	
1000	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 53: Operating envelope (85 bar pipeline pressure, 40 bar reservoir pressure, 80°C discharge temperature)

The resulting temperatures for this configuration are shown in Table 39.

Table 39: Predicted conditions TNO steady state modelling (10°C ambient T)

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140	Flow [t/h]	70.6	69.4
Inlet T [°C]	80	WHT [°C]	6.7	6.7
Manifold T [°C]	38.1	BHT [°C]	15.6	22.2
Inlet P [bar]	88.6	WHP [bar]	41.9	42.0
Manifold P [bar]	85	BHP [bar]	43.4	47.0

The bottomhole temperatures are only slightly above the allowed values for these wells (15 and 21°C) which is the reason why this case lies on the edge of the operating envelope.

OLGA simulations were performed using the FASTWALL option, which removes the effect of heat capacity in the soil, formation and piping walls. These were done initially using pure CO<sub>2</sub>, at 10°C ambient temperature (for comparison to TNO envelopes) and at worst-case conditions. Results are shown in Table 40 and Table 41.

Table 40: OLGA simulations - pure CO<sub>2</sub>, 10°C ambient temperature

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140	Flow [t/h]	68.0	72.0
Inlet T [°C]	79.1	WHT [°C]	12.7	15.2
Manifold T [°C]	41.7	BHT [°C]	19.9	25.9
Inlet P [bar]	88.2	WHP [bar]	48.1	51.1
Manifold P [bar]	85.2	BHP [bar]	43.2	48.5

Table 41: OLGA simulations - pure CO<sub>2</sub>, worst-case ambient conditions

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140	Flow [t/h]	68.0	72.0
Inlet T [°C]	79.1	WHT [°C]	10.8	13.1
Manifold T [°C]	40.4	BHT [°C]	15.1	21.7
Inlet P [bar]	88.3	WHP [bar]	46.0	48.6
Manifold P [bar]	85.1	BHP [bar]	43.3	48.5

Note that the arrival temperature with pure CO<sub>2</sub> is around 3.5°C higher in the OLGA pure CO<sub>2</sub> simulations compared to TNO results (both at 10°C ambient conditions). This may be a result of TNO using a composition in the pipeline. This higher arrival temperature has a large effect on the temperature downstream the choke. This is caused by the fact that the FTHP is higher in the OLGA simulations.

At worst-case arrival conditions (as used in this flow assurance report) the arrival temperature is 1.3°C lower which results in temperatures in the well which are roughly 2°C lower.

Note that the effect of ambient conditions on BHT is large: at 10°C BHT goes up by 5°C compared to worst-case winter conditions even though WHT is only 2°C higher.

To check the effect of composition, the same OLGA simulations were run with composition 1.1 and 2, which are shown in Table 42.

Table 42: Overview of compositions used in comparison

Component	TNO N1 [mol%]	1.1 [mol%]	2 [mol%]
CO <sub>2</sub>	98.8	99.0	95.45
H <sub>2</sub>	0.28	0.19	0.75
N <sub>2</sub>	0.52	0.58	2.4
Ar	0.03	-	0.4
CH <sub>4</sub>	0.25	0.14	1.0
CO	0.07	0.05	-

Composition 1.1 should give very close results to TNO pipeline simulations at 10°C ambient temperature. Composition 1.1 and composition 2 were also run at worst-case ambient conditions. Results are shown in Table 43, Table 44 and Table 45.

Table 43: OLGA simulations – composition 1.1, FASTWALL 10°C ambient temperature

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140.0	Flow [t/h]	67.8	72.0
Inlet T [°C]	79.1	WHT [°C]	12.5	15.7
Manifold T [°C]	40.4	BHT [°C]	19.5	25.8
Inlet P [bar]	88.2	WHP [bar]	48.7	52.8
Manifold P [bar]	85.2	BHP [bar]	43.3	48.5

Table 44: OLGA simulations – composition 1.1, FASTWALL, worst-case ambient conditions

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140.0	Flow [t/h]	69.7	68.9
Inlet T [°C]	79.1	WHT [°C]	10.5	12.9
Manifold T [°C]	38.9	BHT [°C]	13.9	20.8
Inlet P [bar]	88.2	WHP [bar]	46.5	49.3
Manifold P [bar]	85.2	BHP [bar]	43.3	48.5

Table 45: OLGA simulations – composition 2, worst-case ambient conditions

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140.0	Flow [t/h]	68.0	72.0
Inlet T [°C]	79.0	WHT [°C]	10.7	13.9
Manifold T [°C]	35.8	BHT [°C]	16.6	22.9
Inlet P [bar]	88.2	WHP [bar]	50.2	54.4
Manifold P [bar]	85.2	BHP [bar]	43.3	48.5

To better capture trends, the results from all different simulations are summarized in Table 46.

Table 46: Summary of steady state OLGA simulations (140 t/h total flow, 85 bar manifold pressure, 40 bar reservoir pressure, 80°C discharge temperature)

Model	U=3	FASTWALL	FASTWALL	FASTWALL	FASTWALL	FASTWALL
Composition	TNO N1	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	1.1	1.1	2
Ambient T [°C]	10	10	Worst-case	10	Worst-case	Worst-case
Manifold T [°C]	38.1	41.7	40.4	40.4	38.9	35.8
2A3 WHT [°C]	6.7	12.7	10.8	12.5	10.5	10.7
2A3 WHP [bar]	41.9	48.1	46.0	48.7	46.5	50.2
2A3 BHT [°C]	15.6	19.9	15.1	19.5	13.9	16.6
2A3 BHP [bar]	43.4	43.2	43.3	43.3	43.3	43.3
2A5 WHT [°C]	6.7	15.2	13.1	15.7	12.9	13.9
2A5 WHP [bar]	42.0	51.1	48.6	52.8	49.3	54.4
2A5 BHT [°C]	22.2	25.9	21.7	25.8	20.8	22.9
2A5 BHP [bar]	47.0	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5

Note that the TNO steady state model – used to determine operating envelopes – predicts the lowest platform manifold arrival temperature and the lowest wellhead fluid temperature. The reason for the low arrival temperature should be investigated. Whereas results were expected to be similar to the full OLGA simulation with composition 1.1 and 10°C ambient temperature, the temperature predicted by TNO is in fact lower than the full OLGA model at worst-case conditions (3°C water and -5.8°C air temperature).

The flowing wellhead pressure is also lower in the TNO model, which leads to the lowest temperature downstream the choke. The difference can be very large: the WHP in the TNO model is 10 bar lower than in the full OLGA model at 10°C. This results in a 9°C lower wellhead temperature. The low arrival temperature also results in a relatively low bottomhole temperature for the TNO model. Temperatures are lower than the full OLGA model (composition 1.1) at 10°C, but higher than the model run at worst-case conditions.

In general, for this simulation case the TNO model gives conservative arrival temperatures and lower wellhead temperatures than supported by the full OLGA model. This means that minimum flow rates based on wellhead temperatures may be too conservative (i.e. too low). This is not necessarily the case for bottomhole temperature, which in worst-case winter conditions is lower with the full OLGA model.

The flow envelopes developed by TNO likely give a good indication of conditions in the well, but the accuracy and thermal modelling in the pipeline and wellbores should be further evaluated.

Simulations were also performed by EBN to evaluate the effect of composition. The effect of composition on arrival temperature can be significant: with composition 2 arrival temperature is around 3°C lower than with the expected composition (1.1) and over 4°C lower than simulations with pure CO<sub>2</sub>. This lower arrival temperature does not translate into lower wellhead temperatures since the wellhead pressure is higher with composition 2. The bottomhole temperature generally higher with composition 2.

Differences between pure CO<sub>2</sub> simulations and composition 1.1 (which is around 99 mol% CO<sub>2</sub>) are smaller. Temperature differences are at most 1.5°C but most often well below 1°C. Based on this case it is therefore acceptable to perform simulations with pure CO<sub>2</sub>, although more comparison cases should be run.

## 6.6. Effect of formation temperature on well temperatures

Formation temperature can have a significant effect on well temperatures and formation conditions should therefore be taken into account in flow assurance simulations.

OLGA simulations were run for an injection rate of 140 t/h with various formation conditions, using pure CO<sub>2</sub>.

Simulations were initially started with the formation under geothermal conditions: a linear depth gradient between 10 and 126°C. OLGA dynamic simulations were run simulating 2 days of injection at 140 t/h using the WALL option (fully transient thermal modelling). As shown in Figure 54 this leads to an arrival temperature of 40°C. The pipeline pressure drop is small at 3 bar.

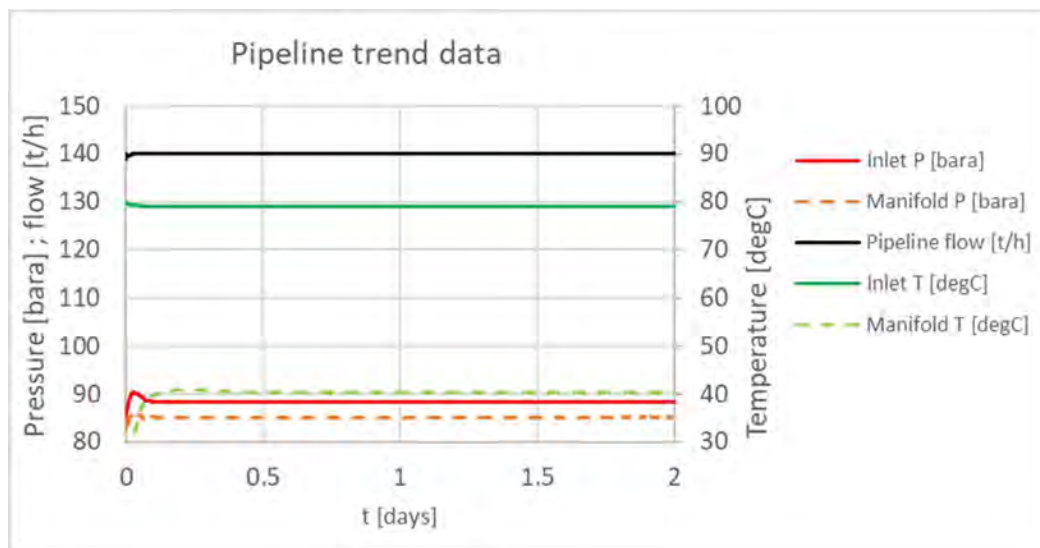


Figure 54: Pipeline conditions prior to shut-in

The pipeline conditions have therefore fully stabilized after 2 days of injection.

Table 47 shows a summary of pressure and temperature conditions in the pipeline and wells.

Table 47: Conditions prior to shut-in – 2 days of injection

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140	Flow [t/h]	68.0	72.0
Inlet T [°C]	80.0	WHT [°C]	12.2	14.6
Manifold T [°C]	40.3	B-annulus T [°C]	12.3	14.8
Inlet P [bar]	88.3	BHT [°C]	33.3	40.1
Manifold P [bar]	85.2	WHP [bar]	47.6	50.5
		BHP [bar]	43.3	48.5

The simulation with FASTWALL on removes the effect of heat capacity and therefore rapidly results in a steady state temperature gradient in the surrounding soil and formation. Results were shown previous in Table 41 and are reproduced in Table 48 for easier comparison.

Table 48: Pipeline flowing at 140 t/h – FASTWALL simulation

	Pipeline		2A3	2A5
Flow [t/h]	140	Flow [t/h]	68.0	72.0
Inlet T [°C]	79.1	WHT [°C]	10.8	13.1
Manifold T [°C]	40.4	B-annulus T [°C]	11.1	13.7
Inlet P [bar]	88.3	BHT [°C]	15.1	21.7
Manifold P [bar]	85.1	WHP [bar]	46.0	48.6
		BHP [bar]	43.3	48.5

The pipeline manifold temperature after 2 days of injection is only 0.1°C lower than the final steady state conditions. The difference in the wells is very large, however: wellhead temperatures are 1.5°C lower in the steady state simulation and bottomhole temperatures around 20°C lower.

For deeply buried pipelines and especially for wells thermal transients in the surrounding soil continue for very long periods. This also means that the temperature drop over the wellbore takes a long time to stabilize.

The behaviour of CO<sub>2</sub> in the wellbore is complex, since two-phase flow occurs in a large part of the wellbore. This has a major effect on bottomhole temperatures. Pressure and temperature data are shown in Figure 55.

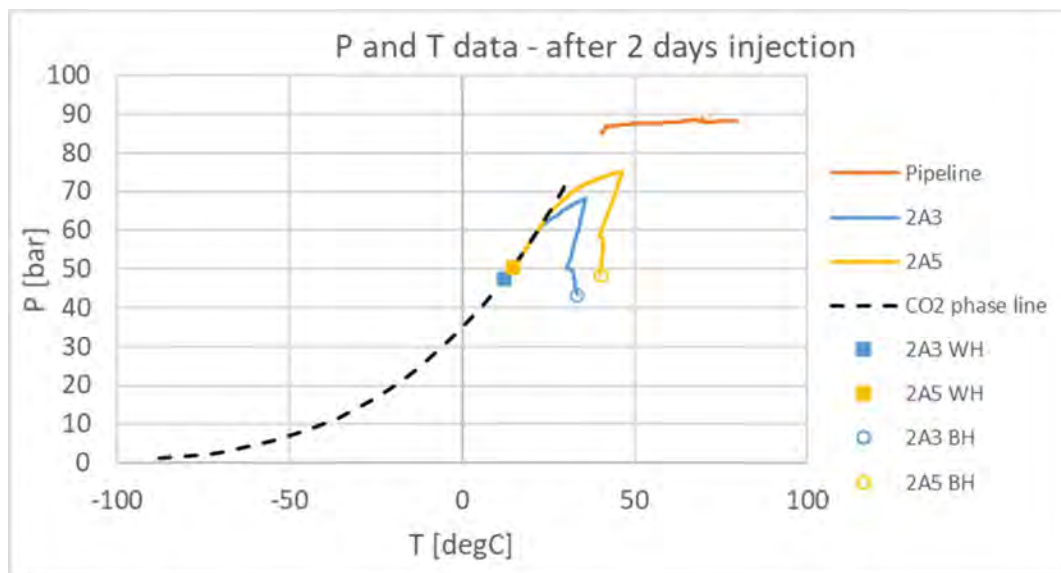


Figure 55: Pressure and temperature conditions after 2 days of injection at 140 t/h (U=3)

Note from the wellhead data (marked by squares) that the pressure drop over the choke immediately leads to the flashing of CO<sub>2</sub>, with the fluid temperature dictated by the position of the phase line at the FTHP.



As the CO<sub>2</sub> travels down the wellbore the pressure increases due to the hydrostatic head in the wellbore. At the same time the CO<sub>2</sub> is heated by the formation, which is still at approximately geothermal temperature near the well (since the CO<sub>2</sub> has only cooled the formation for approximately 2 days). At a certain depth all liquid CO<sub>2</sub> has flashed to gas, and the CO<sub>2</sub> becomes entirely gaseous. The gas is further heated and the bottomhole conditions lie within the gas phase region of the phase diagram.

This process is sensitive to the heat exchange with the formation. In the FASTWALL simulations, the near-wellbore formation has been fully cooled by injected CO<sub>2</sub>. This means that there is much less heat influx from the formation into the well during injection and the CO<sub>2</sub> flashes more slowly. This means that the CO<sub>2</sub> is fully in gas phase further down the well, and subsequently is heated less.

The most extreme case was also simulated in which no heat exchange takes place at (adiabatic simulation). In this case wall temperatures are not available.

Table 49: Effect of formation conditions on wellbore temperatures

	2 day injection		FASTWALL		Adiabatic	
	2A3	2A5	2A3	2A5	2A3	2A5
Flow [t/h]	68	72	68	72	68	72
WHT [°C]	12.2	14.6	10.8	13.1	7.4	9.1
B-annulus T [°C]	12.3	14.8	11.1	13.7	-	-
BHT [°C]	33.3	40.1	15.1	21.7	8.4	13.1
WHP [bar]	47.6	50.5	46.0	48.6	42.2	44.0
BHP [bar]	43.3	48.5	43.3	48.5	43.3	48.5

If no heat transfer with the environment occurs, CO<sub>2</sub> will remain in two phase flow throughout the wellbore, as shown in Figure 56.

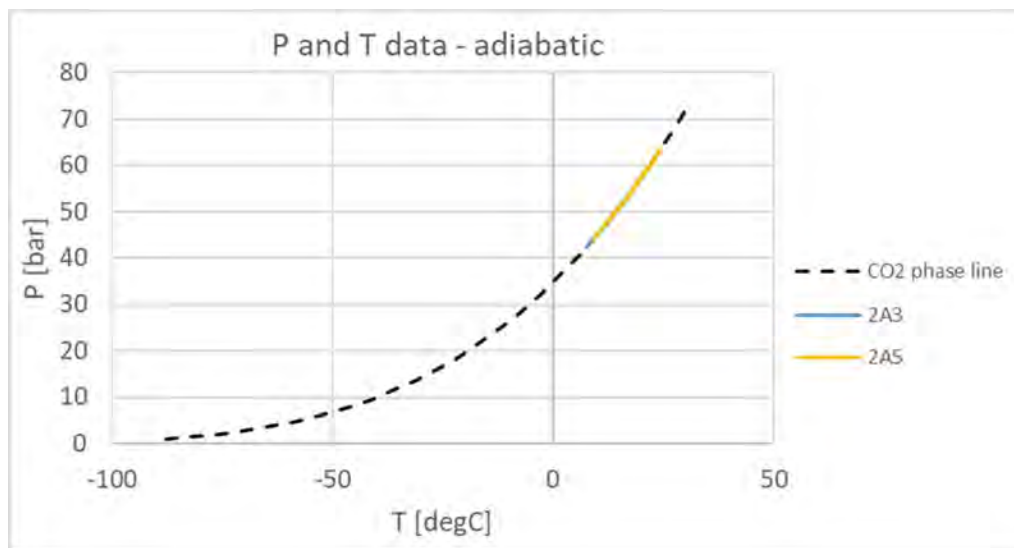


Figure 56: Pressure and temperature conditions for adiabatic injection at 140 t/h

When predicting bottomhole temperature in the wellbore it is therefore important to accurately model the heat transfer with the formation. Adiabatic simulations do not allow any heat transfer between the formation and the fluid so are clearly unrealistic. FASTWALL simulations allow a quick initialization of simulations but may give an unrealistically low BHT, because the corresponding steady state solution is never achieved in practice.

To check this, a simulation was performed for well 2A3 in which a 60 day period of injection was simulated (using the WALL option, which simulates the cooling of the formation). This simulation is possible only with an isolated well model; in the full pipeline model this would take too much computational time.

The goal of this check is to evaluate whether FASTWALL simulations provide a realistic method to estimate BHT, which is a limit to the operating envelope.

Simulation results are shown in Figure 57.

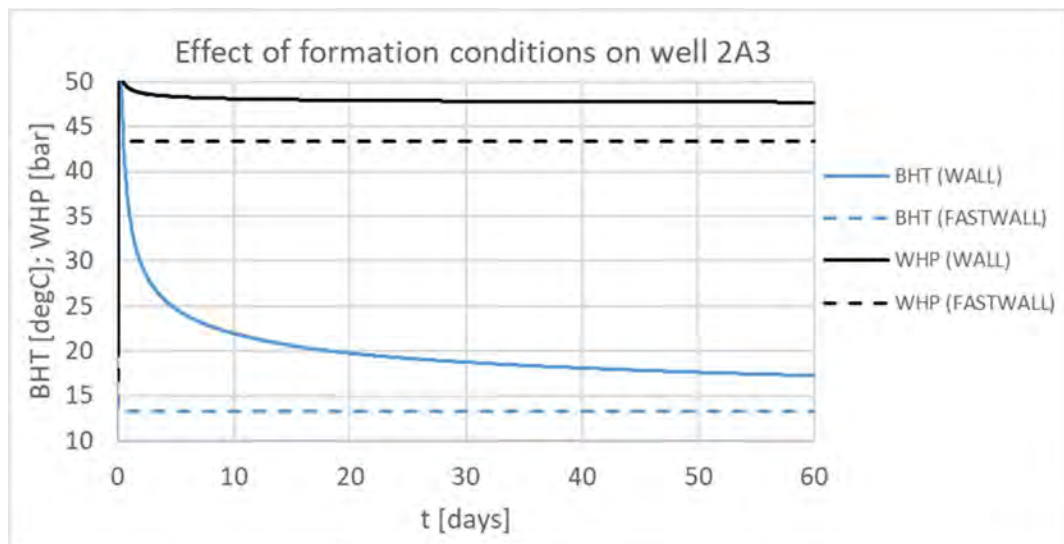


Figure 57: Effect of injection duration on bottomhole temperature (injection at 68 t/h, 85 bar pipeline pressure)

When predicting bottomhole temperature after an extended period of injection, the formation conditions are critical. Formation cooling is slow. Note that after 10 days of injection the BHT is still 22°C whereas until full steady state conditions (with fully cooled formation) this would drop to 13°C.

Note also that after 60 days of injection BHT has only dropped to 17°C, still 4°C higher than the steady state predictions.

This simulation shows that steady state OLGA simulations (with the FASTWALL option) correspond to a formation condition which may never be reached in reality. However, it not feasible to calculate the true conditions due to the long simulations required.

The FASTWALL option should therefore be used to set formation conditions for simulations which occur after a long period of injection. This is especially relevant when predicting minimum bottomhole temperatures and also to start-up simulations.

## 7. Performing transient operations

The previous section of this report has focussed on steady state operation of the pipeline and wells. The intended steady state operation conditions are determined from operating envelopes. However, achieving these conditions requires transient operations such as starting up or shutting in wells or pressurizing or depressurizing the HP pipeline.

Many transient simulations were performed by TNO to cover many different transient operations. These are summarized in this chapter. In each case the corresponding steady state operation condition is shown on an operating envelope.

### 7.1. Operations during start-up phase

The initial system start-up requires filling the pipeline with CO<sub>2</sub>, and starting up the first well(s). At this stage reservoir pressure is expected to be approximately 17 bar, which allows initial operation with compressors switched of and bypassed (bypass mode)

#### 7.1.1. Initial pipeline fill-up

The state in which the pipeline will be left after commissioning is unknown. If it is left gas-filled (e.g. nitrogen-filled) at low pressure, introducing CO<sub>2</sub> into the pipeline will result in Joule Thomson cooling and potentially low fluid temperatures near the CO<sub>2</sub> inlet.

Fluid temperatures were evaluated using Multiflash and composition 1, as well as with pure CO<sub>2</sub>.

Table 50: Fluid temperatures during initial pipeline filling

Composition	Supply P [bar]	Supply T [°C]	Pipeline P [bar]	Min. Fluid T [°C]
<b>1</b>	30	10	2	-31
	30	30	2	-5
	30	10	10	-18
	30	30	10	6
<b>Pure CO<sub>2</sub></b>	30	10	2	-34
	30	30	2	-4
	30	10	10	-19
	30	30	10	7

The initial pipeline fill-up operation must be managed to avoid temperatures below the material ratings. Note that the above temperatures are fluid temperatures. At low flow rates, wall temperatures may be higher.

The procedure needs to be developed further. To avoid low temperatures due to Joule Thomson cooling it is recommended to fill the HP and LP pipeline simultaneously with the compressor bypass valve open. If the LP is filled first with the bypass valve closed, Joule Thomson cooling will occur when the bypass valve is subsequently opened. This will result in very low temperatures downstream the valve, especially if the CO<sub>2</sub> in the LP pipeline has been allowed to cool to ambient conditions and the HP pipeline pressure is low.

When filling the pipeline system, it is important to ensure the supply pressure is as low as possible, and the feed of CO<sub>2</sub> is heated.

### 7.1.2. Initial well start-up (bypass mode)

At low reservoir pressure, it is possible to operate in bypass mode, without the use of compressors. In [17] TNO performed a start-up simulation starting with the HP pipeline at 30 bar and 3°C, which are realistic conditions after the initial filling.

Figure 58 shows possible operating conditions in gas mode at 17 bar reservoir pressure.

Possible configurations; Pres: 17 bar, U: 3 W/m <sup>2</sup> K																					
Config	#wells	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1101	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1011	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0111	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1111	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Figure 58: Possible operating mode in gas mode - 17 bar reservoir

Although the entire range of green conditions can be achieved, most of these conditions require the use of a compressor to provide the required pipeline pressure and to heat CO<sub>2</sub> flowing to the wells.

The range of conditions possible during bypass mode are indicated by an orange line. These conditions require HP pipeline pressures below 35 bar, which can be achieved without the use of a compressor.

The initial start-up in bypass mode will therefore be of one well at a low flow of around 20 t/h. The bypass mode was not simulated by TNO, but is generally not expected to pose a problem.

EBN performed a simulation with a full OLGA model which contained a simplified model of the LP pipeline. The main purpose of the LP model is to capture the correct pipeline volume.

Pipeline and well initial conditions were chosen as follows:

- HP pipeline initialized at 30 bar and 3°C (minimum seawater temperature)
- LP pipeline initialized at 30 bar and 10°C (soil temperature at burial depth)

Due to the large total pipeline volume, there is a high buffering capacity. In simulations it was assumed the emitter flow is increased to 60 t/h and wells 2A3 and 2A5 are opened after 1 h and 2 h respectively.

Pipeline conditions are shown in Figure 59.

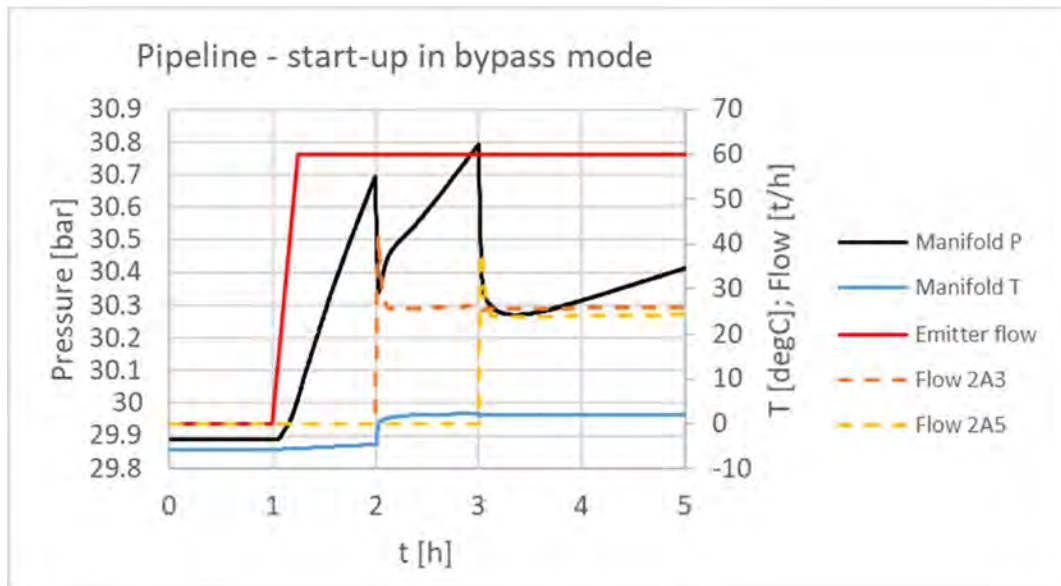


Figure 59: Pipeline conditions during bypass mode start-up

Due to the large volume of the HP and LP pipeline the flow from the emitters can be increased rapidly. A flow of 60 t/h, as was used in the simulations results in a pressure build-up of less than 1 bar/h.

Wells can then be opened sequentially. In simulations chokes were opened in 15 minutes.

Conditions in well 2A3 are given in Figure 60.

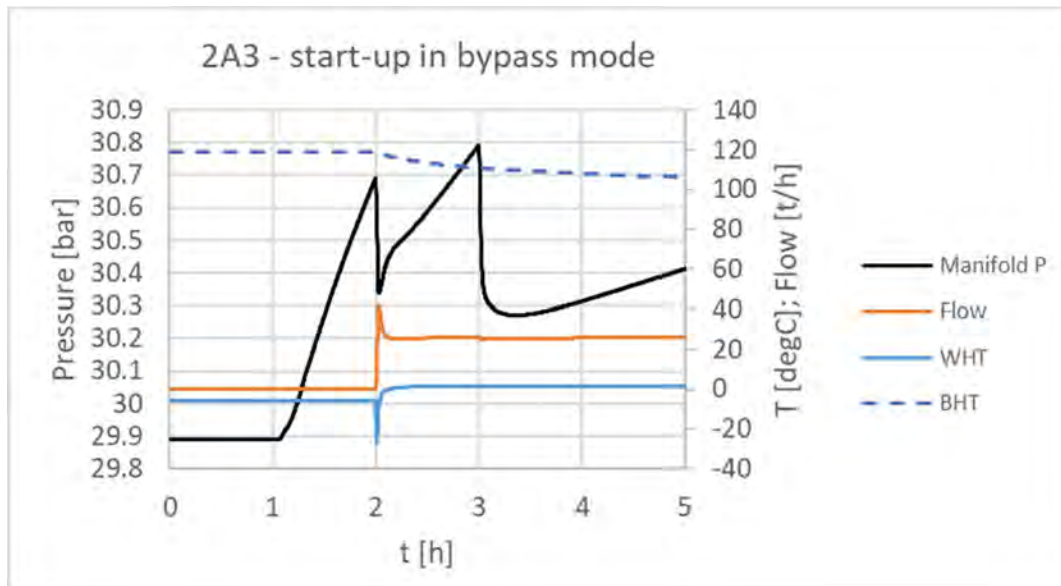


Figure 60: Well conditions during 2A3 start-up (bypass mode)

With the pipeline in gas mode, low temperatures can only be present in the well due to Joule Thomson cooling across the choke. Because the choke was opened over a period of 15 minutes, wellhead fluid temperatures drop to -26°C briefly. As soon as flow is established (and WHP increases) temperature increases.

The same phenomenon is seen in 2A5 as shown in Figure 61.

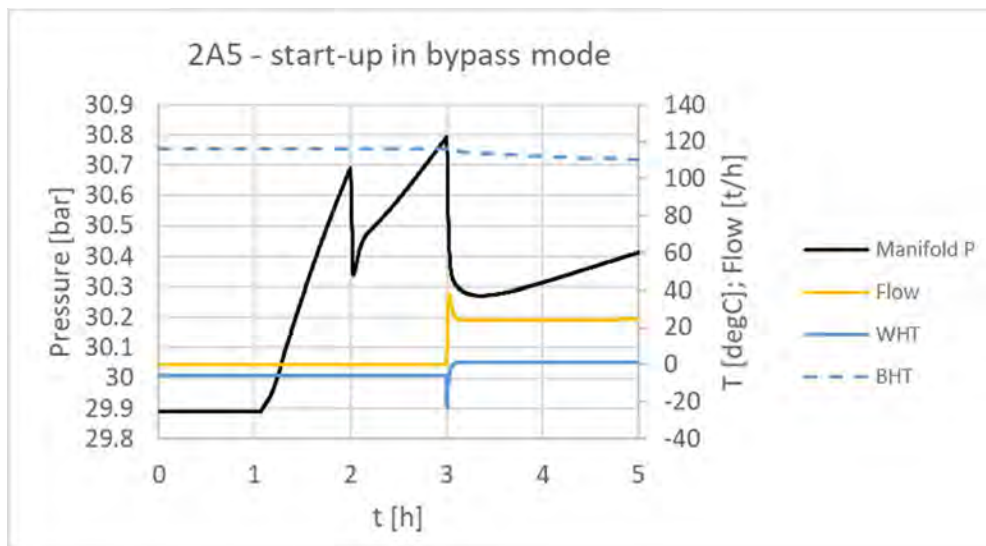


Figure 61: Well conditions during 2A5 start-up (bypass mode)



A third or fourth well can be started up in a similar way. The short duration of low wellhead temperatures means no low-temperature risks occur. The minimum wellhead temperature is dictated by the closed-in tubing head pressure (CITHP) and the pipeline pressure conditions. However, this temperature only occurs when the choke is initially opened.

As long as the wells are not operated on partial choke openings, start-ups in bypass and gas mode do not lead to temperature concerns.

### 7.1.3. Changing to gas mode

In bypass mode, flows are limited by the fact that the inlet pressure of the pipeline system can be at most 35 bar. This limits the flow rate to approximately 80 t/h with 3 wells.

If the compressor is ramped up to increase the flow rate injected into wells the temperature of the CO<sub>2</sub> entering the HP pipeline will increase, and the temperature loss over the HP pipeline will decrease. This increases the platform arrival temperature. As long as the operating envelopes are respected, two phase flow will not occur.

## 7.2. Operation during gas mode phase

During the gas mode phase operation wells and flow rates can be freely varied within two constraints:

- Pressure drop over chokes should be avoided
  - o Chokes should either be fully opened or fully closed
- Pressure and temperature are managed to avoid two-phase flow
  - o This is ensured by the operating envelopes

Within these constraints, wells can be freely shut-in and opened.

### 7.2.1. Effect of exceeding operating envelope

In dense phase operation pipeline pressure is controlled by choking. In gas mode, pipeline pressure is dictated by the FWHP. Under these conditions maximum flow rate is limited by the requirement to keep pipeline pressure sufficiently low to avoid crossing the phase boundary at platform arrival conditions.

At the upper end of the operating envelope, flows are limited to avoid the pressure exceeding the critical pressure of 73 bar.

Several simulations were performed at flow conditions outside the operating envelope from the TNO tool. As shown in Figure 49 in gas mode at 17 bar reservoir pressure flow with three wells is limited to 220 t/h. Flow with one well is limited to 40 t/h.

OLGA simulations were run at 260 and 80 t/h to check the effect of operating at flow rates above the maximum rate, which causes the pipeline to operate in two-phase or dense phase conditions in part of the pipeline. The resulting pressure and temperature profiles are shown in Figure 62.

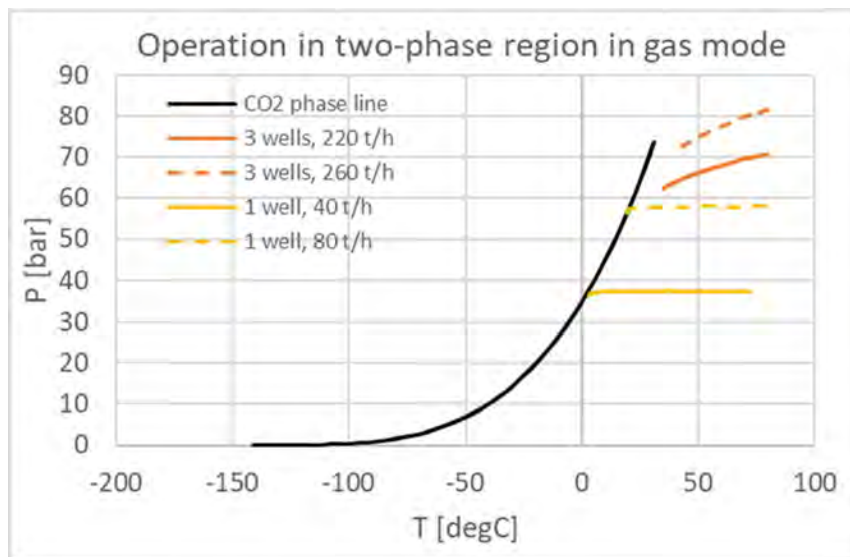


Figure 62: Pressure and temperature when operating outside the operating envelope (gas mode)

All simulations were done at a seawater temperature of 3°C. This gives more conservative results than the TNO operating envelopes (which were made at 10°C). Note that for the low flow rate simulations both the 40 t/h and 80 t/h simulation approach the phase boundary. At 40 t/h, riser base conditions are just outside the phase boundary so liquid phase CO<sub>2</sub> is not formed. At 80 t/h, conditions cross the phase boundary just upstream of the riser base, and a liquid hold-up of 0.3 is observed at the riser base. Although OLGA predicts slug flow in the riser, no pressure or flow fluctuations are predicted.

At 260 t/h CO<sub>2</sub> is dense phase in part of the pipeline. This also does not cause any flow instabilities in simulations.

TNO has performed a slugging study [15] to examine slugging risks during transient operations which temporarily result in two-phase flow. Large flow or pressure fluctuations were not observed. This study will be

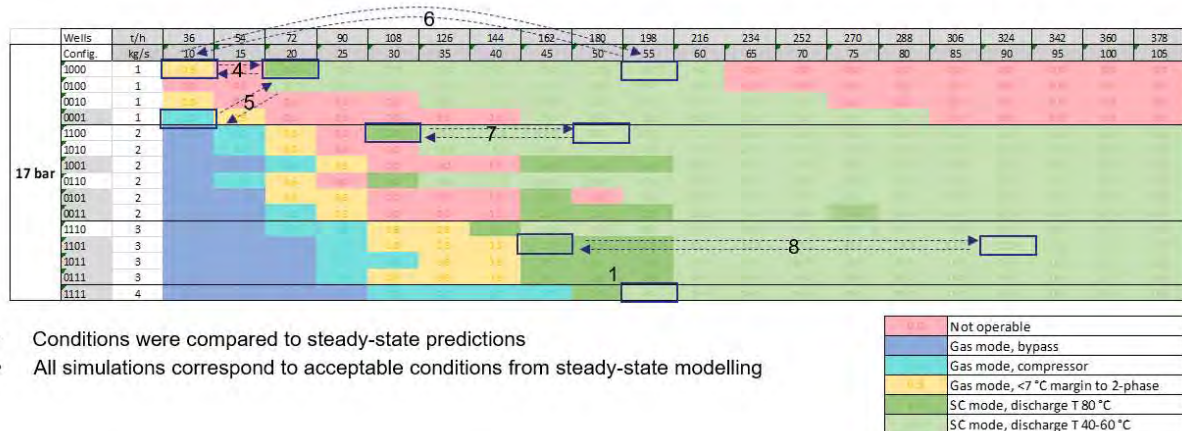
extended in 2021 to better quantify the risk of operating in two-phase conditions, whether temporarily or permanently (by operating at a higher flow rate than indicated in the current operating envelopes).

### 7.3. Transition to dense phase operation

The operating envelopes in gas and dense phase mode depend to some extent on well injectivity, as shown in [18]. If the injectivity is lower than assumed in this report, FWHP will increase and the maximum injection rate in gas mode will be reduced. In dense phase mode, the increased FWHP lead to lower minimum flow rates (since the pressure drop over the chokes is lower). The reservoir pressure at which a switch to dense phase mode is made depends on these limits, but will likely occur at a reservoir pressure between 40 and 50 bar.

TNO has performed a OLGA simulation study to look at many of different transition scenarios. This was reported in a memo [19]. Various transitions were modelled in which the operating mode was changed from a gas mode operating point within the operating envelope to a dense phase mode operation point within the operating envelope at the same reservoir pressure.

The transitions studied by TNO are plotted in combined operating envelope diagram, shown in Figure 63.



- Conditions were compared to steady-state predictions
- All simulations correspond to acceptable conditions from steady-state modelling

Figure 63: Transitions plotted in combined operating envelope

The study found the following:

- During transitions from gas mode to dense phase mode and vice versa low wellhead temperatures ( $T < 0\text{ °C}$ ) and low bottomhole temperatures ( $T < 15\text{ °C}$ ) can be avoided
- Performing the transitions at higher flow rates significantly decreases the time required
- When transitioning from gas mode to dense phase mode, two phase flow can be avoided by transitioning at high flow rates
- When transitioning from dense phase mode to gas mode, two phase flow is often inevitable
- In case two phase flow conditions occur during a transition, some slugging is unavoidable
- Where slugging occurred, pressure fluctuations were small ( $<0.1\text{ bar}$ )

## 7.4. Operation during dense phase phase

In dense phase operation pipeline pressure is maintained above 85 bar to ensure CO<sub>2</sub> remains in dense phase or supercritical conditions. Under these conditions there is no risk of two-phase flow or slugging.

Steady state operating envelopes guide operations. Every well configuration has an allowable flow range dictated by temperature limits and the requirement to avoid two-phase operation. An example is shown in Figure 64 (which is a copy of Figure 51).

Pres = 50 bar; U = 3W/m <sup>2</sup> K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C																					
Configu	Opened	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 64: Operating envelope in dense phase mode

If injection is ongoing at 300 t/h with three wells, a reduction in flow to 160 t/h can be accommodated without changing the well configuration. Wellhead temperatures will be reduced due to increased choking but remain within limits.

If further reductions are required, wells need to be shut in. Shutting in one well allows a minimum flow of 120 t/h and shutting in two wells (leaving one injection well online) reduces the flow to 80 t/h.

Shutting and restarting wells under flowing conditions is easier than under cold start-up conditions, since the pipeline arrival temperature is high when the well is started up.

## 7.5. Cold start-up

The ability to start up wells after a cooldown is affected by three limits:

- B and C-annulus fluid freezing point
- Material specifications
- Minimum bottomhole temperatures to ensure hydrates are not formed in the near-wellbore region

The annulus fluid in the B and C annulus cannot be replaced. It is a brine-based completion fluid of which the freezing point cannot be guaranteed. To avoid any risk of freezing, steady state wellhead fluid temperatures are maintained above 0°C. During cold start-ups wellhead fluid temperatures will drop well below 0°C. However, low injection fluid temperatures do not immediately translate to low B-annulus fluid temperature due to the heat capacity of the tubing and A-annulus completing fluids.

The wellbore tubing is rated to -40°C or lower. This temperature is not reached during cold start-ups.

During well start-ups bottomhole temperature can drop below the hydrate equilibrium temperature (HET) of 11°C at reservoir conditions. To avoid the risk of hydrate formation, a minimum downhole temperature of 15°C is to be maintained. The risk of hydrate formation has not been quantified. It is likely that any free water present in the reservoir will evaporate during the first period of gas mode operation. If this occurs hydrate formation is not a significant risk during dense phase operation. Since this is currently unknown, the start-up strategy is based on ensuring bottomhole temperatures remain sufficiently high.

### 7.5.1. Summary of TNO results

When operating in gas mode, cold start-ups do not pose a concern. Wells are only operated with the chokes either fully open or fully closed so Joule Thomson cooling does not occur over the choke. Furthermore, because the pipeline operates in gas mode wellhead conditions are also in the gas phase.

This was demonstrated by TNO [17]. When wells are shut in while operating in gas mode and restarted in gas mode, B-annulus temperatures never drop below 5°C and downhole temperatures remain above 15°C. TNO found that two-phase can occur during a limited period. This did not result in pressure fluctuations at the manifold or well.

Low temperatures during start-up are caused by CO<sub>2</sub> phase behaviour: if two-phase CO<sub>2</sub> is injected the wellhead temperature is dictated by the location of the phase line at the current wellhead pressure. This can be low, especially when the reservoir pressure is low.

The most difficult cold start-ups occur during dense phase operation at low reservoir pressure. TNO has performed an extensive study [17] using dynamic OLGA simulations to evaluate cold start-up scenarios with a wide range of pipeline initial conditions.

They found the following:

- Temperatures in the wellbore during start-up are strongly influenced by pipeline initial conditions (prior to cooldown)
- For initial conditions *outside* of the steady state operating envelope temperature in the top of the B-annulus can drop below 0°C, but does not drop below -4°C. The low temperatures occur in a limited section of B-annulus for a limited time period.
- For initial conditions *inside* the steady state operating envelope temperatures in the B-annulus remain above 0°C and no risk of freezing occurs
- Fluid temperatures downstream the choke are dictated by the position of the phase line. At low closed-in wellhead pressures this can result in fluid temperatures of -15°C. Hydrate inhibition using methanol is required during start-ups
- The downhole temperature does not drop below the limit.

In TNO simulations, pipeline initial conditions were not connected to the steady state operating envelopes used to guide operations. Many of the initialization scenarios considered by TNO will only be reached in case of operator error. These cases can result in low temperatures.

The worst-case scenario would be one in which the wells are shut in and the HP pipeline is then pressurized to high pressure (>85 bar) while at low ambient temperature. Based on TNO simulations two strategies can be effective in this situation:

- Depressurizing the pipeline by periodically opening wells
- Depressurizing the pipeline by venting to the LP pipeline or atmosphere

Both scenarios need to be carefully managed to avoid excessively low temperatures. However, they allow recovery from a situation in which the pipeline was shut in and cooled down from worst-case conditions.

Operational procedures to achieve this will be done in future work in the first half of 2021.

TNO's initial conditions were not clearly linked to the operating envelope. EBN performed dynamic OLGA simulations to examine start-up at the edge of the allowed operating range. These are described in the next section.



### 7.5.2. Example simulation (EBN) on edge of operating envelope

From TNO's work pipeline initial conditions (prior to shut-in and cooldown) were found to have a large effect on the resulting start-up. The most difficult cases to start-up from are those where the pipeline is in dense phase mode at low flow rates and low discharge temperature.

The worst case scenario from a start-up perspective is one in which the pipeline has cooled down to the minimum seawater temperature while remaining at high pressure. However, this scenario cannot occur if the operating envelopes are respected.

To test the worst-case start-up in actual operations, EBN simulated injection at 140 t/h with two wells at 85 bar manifold pressure and 40 bar reservoir pressure. As shown in Figure 65 this corresponds to a situation at the extreme lower edge of the operating envelope. This is unfavourable for the subsequent start-up, since the average CO<sub>2</sub> temperature in the pipeline is much lower than it would be at higher flow rates.

Pres = 40 bar; U = 3W/m<sup>2</sup>K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C

Configuration	Opened wells	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h	380t/h	400t/h
1000	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0100	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0010	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0001	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1100	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1010	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1001	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
0110	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0101	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0011	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1110	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
1101	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
1011	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
0111	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
1111	4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 65: Initial conditions for EBN start-up simulations (40 bar reservoir pressure)

Prior to cooldown three wells are open at a total injection rate of 140 t/h at 85 bar manifold pressure. Compressor discharge temperature is 80°C which leads to temperature conditions shown earlier in Table 41. Fluid temperatures downstream for 2A3 and 2A5 are 10.8 and 13.1°C respectively and BHT are 15.1 and 21.7°C. These conditions lie on the edge of the operating envelope, limited by bottomhole temperature.

Cooldown pressure and temperature data are shown in Figure 66.

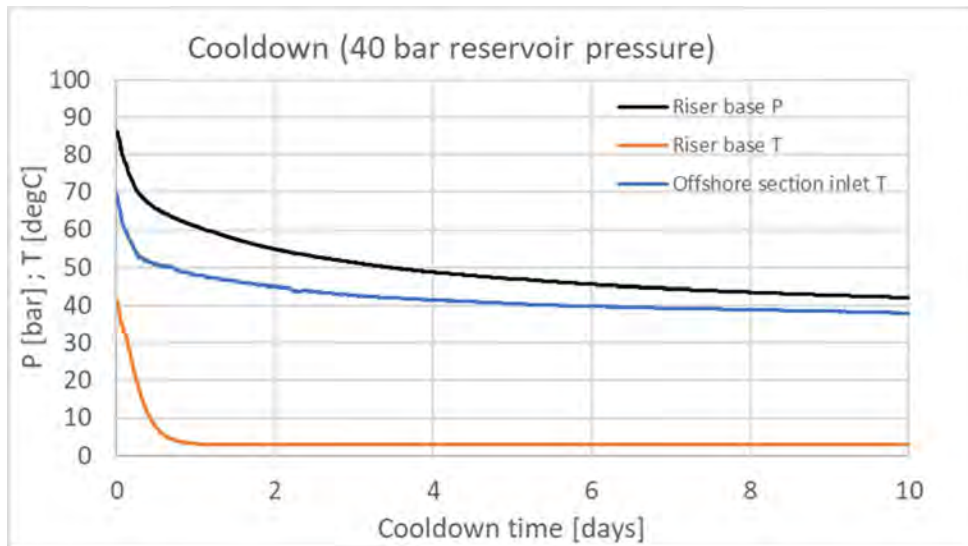


Figure 66: Pressure and temperature during cooldown

Temperature at the riser base drops rapidly due to the lack of insulation. Temperature in the deeper buried sections of the pipeline (such as at the start of the offshore section) drops far more slowly. The drop in temperature causes the pressure in the pipeline to drop immediately, which causes CO<sub>2</sub> to flash to vapour.

After a 10-day cooldown, much of the pipeline is vapour-filled, as shown in Figure 67.

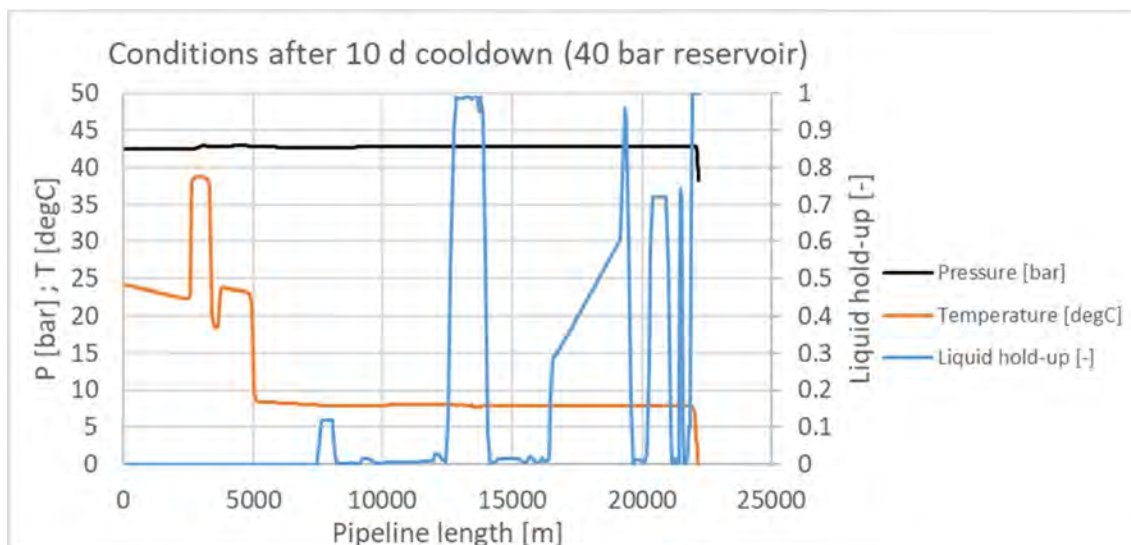


Figure 67: Pipeline conditions after a 10 day cooldown

The deeper buried sections close to shore have cooled down much more slowly, so the CO<sub>2</sub> in that location is in vapour phase. The offshore section has cooled down to 8°C. The pipeline pressure is now dictated by the CO<sub>2</sub> phase boundary at 8°C.

Figure 68 shows pipeline conditions during a subsequent restart.

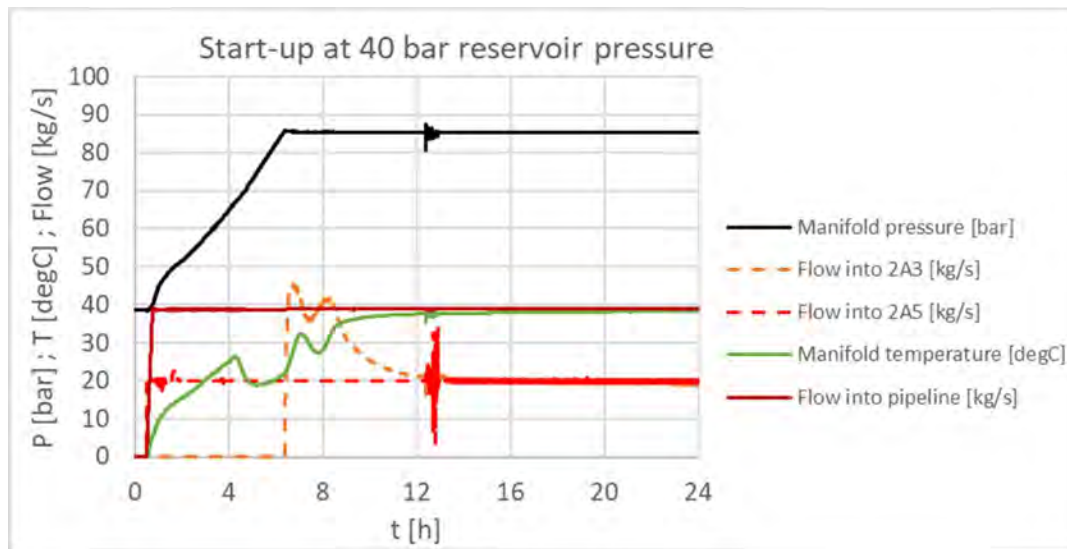


Figure 68: Pipeline conditions during cold start-up (40 bar reservoir pressure)

Once the pipeline enters dense phase, compressibility is very low and the pressure will increase quickly if there is a large imbalance between inflow (from the compressor) and outflow (into the wells). The rate of increase is reduced by opening 1 well immediately. This means two-phase flow will occur in the pipeline during start-up.

The compressor is ramped up after 30 minutes, resulting in a flow into the pipeline of 140 t/h (39 kg/s) 15 minutes later. The choke of well 2A5 is opened immediately after the compressor has been ramped up. This well is set to flow control at 20 kg/s, so the injection rate immediately stabilizes at 72 t/h (20 kg/s).

The pipeline pressure continues to increase due to the difference in flow between the compressor and the injection rate into 2A5. Note that pressure increase is around 10 bar/h above 70 bar. This pressure increase is a result of the 70 t/h imbalance between the compressor flow and flow into well 2A5, combined with the low compressibility of CO<sub>2</sub> in dense phase.

The choke of well 2A3 is set to pressure control and is therefore opened automatically as soon as the pipeline pressure reaches 85 bar. This initially results in high rates into well 2A3, with injection rates peaking at around 160 t/h (44 kg/s), below the erosion limit of 47 kg/s.

Note that when the choke of well 2A5 is opened, the manifold temperature is still -5.8°C (the air temperature in the topsides piping). The fluid temperature in the insulated pipeline is around 8°C. Note that due to the combined effect of flow into 2A5 and the compression of CO<sub>2</sub> in the pipeline the manifold temperature is around 20°C when the 2A3 choke is opened.

Conditions in well 2A5 are shown in Figure 69.

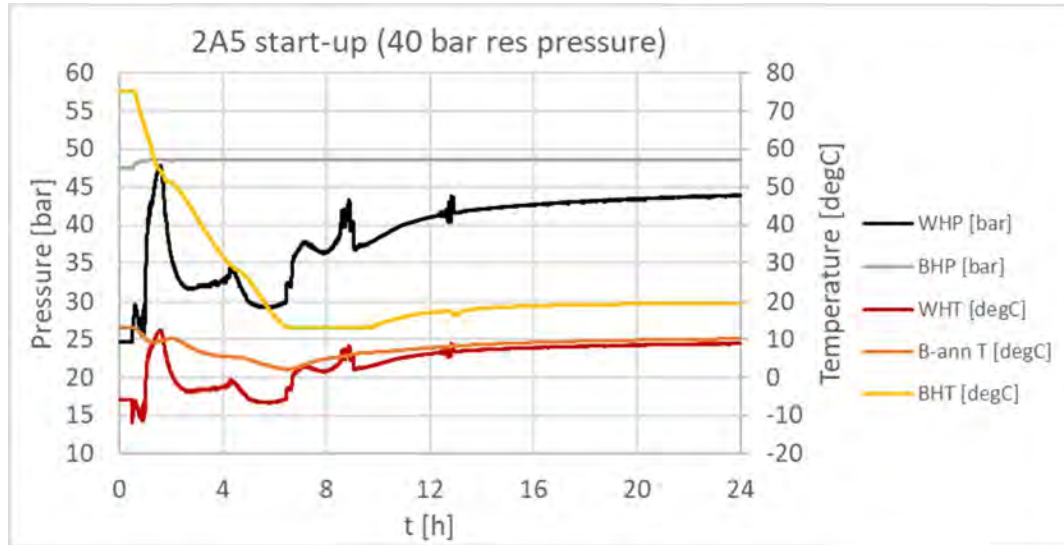


Figure 69: Conditions in well 2A5 during cold start-up

When the choke is opened, the fluid temperature downstream the choke briefly drops to -12°C. This is the location of the CO<sub>2</sub> phase line at the closed-in THP of 24 bar. It increases rapidly as FTHP increases when flow is established. The B-annulus fluid temperature never drops below 2°C, so the annulus fluid is not at risk of freezing.

The bottomhole temperature drops to 13°C. This poses a potential hydrate risk if free water is present. This risk may be limited by the fact that any water present will likely have evaporated during the preceding period of injection in gas mode. This is currently being evaluated.

In Figure 70 conditions in well 2A5 are plotted in a CO<sub>2</sub> phase diagram.

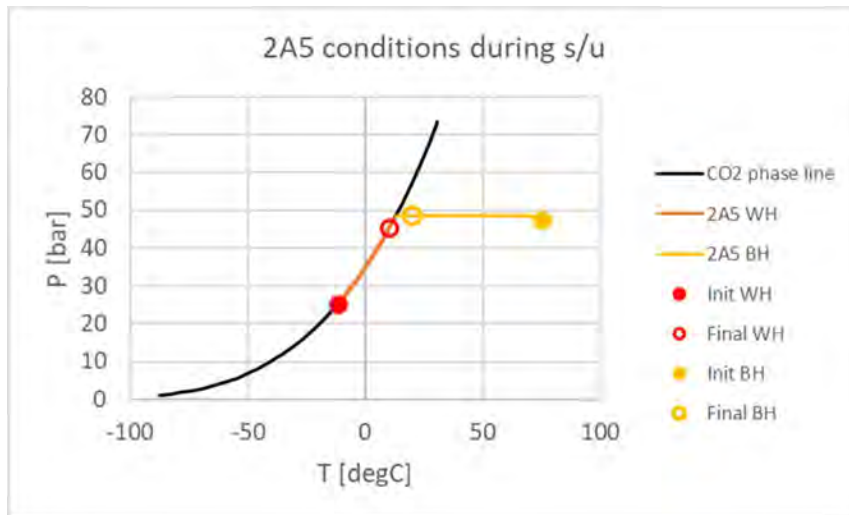


Figure 70: Phase behavior in 2A5 during start-up

Under start-up and flowing conditions the CO<sub>2</sub> stream at the wellhead is always in two-phase conditions (on the phase boundary). This is the case initially (immediately after the choke is opened) but also after 24 h of injection. This means that two-phase CO<sub>2</sub> is always entering the wellbore.

As the CO<sub>2</sub> travels down the well it is heated by the formation. Conditions at the bottom of the well reach the phase boundary during start-up, but then return to the gas phase.

This phase behavior implies that wellhead fluid temperature is always directly determined by the wellhead pressure. The fluid temperature is determined by the position of the phase line at the wellhead pressure. At the bottom of the well the minimum temperature is also given by the phase line at the bottomhole pressure. However, the final bottomhole temperature lies in the gas phase.

The minimum bottomhole temperature which can be reached during a start-up is limited by the phase line. It is not possible to achieve lower temperatures than that corresponding to the CO<sub>2</sub> phase line at the bottomhole pressure unless no gas phase CO<sub>2</sub> is present at all.

Well 2A3 is started up as soon as the pipeline pressure reaches 85 bar, since the choke is on pressure control. From reservoir simulations this well is predicted to have lower near-wellbore pressure than 2A5 as well as having a high injectivity. This means the FBHP remains close to the reservoir pressure, even at high flow rates.

Figure 71 shows pressures and temperatures in the wellbore during 2A3 start-up.

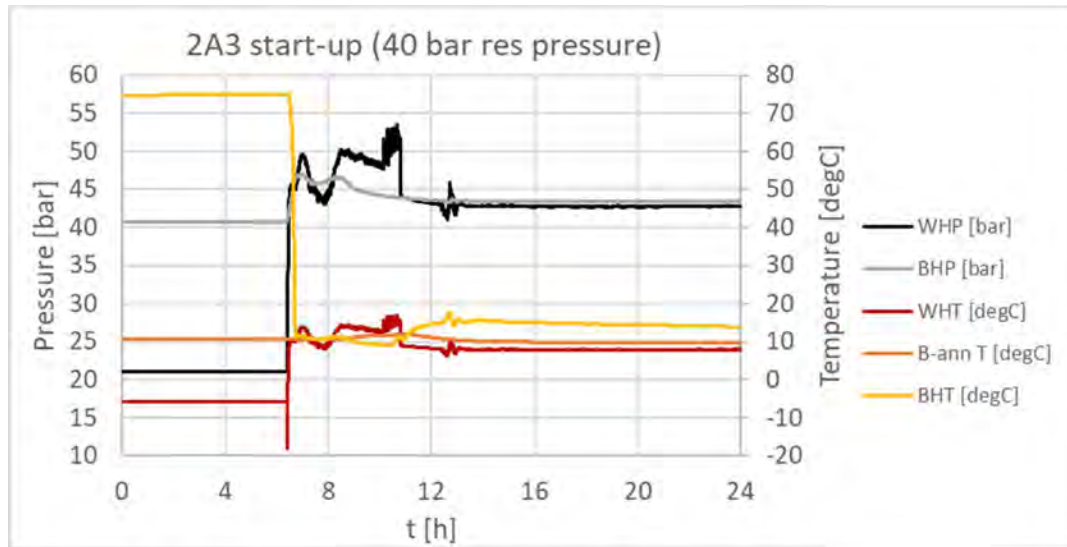


Figure 71: Conditions in well 2A3 during cold start-up

Despite the fact that injection rates peak at 144 t/h BHP is predicted to remain low, reaching a maximum of 47 bar. The FWHT reaches -18°C for a very short period when the choke is opened. At this point the WHT is dictated by the position of the phase line at the CITHP of 21 bar.

Because the manifold temperature is already higher when well 2A3 is opened, the wellhead temperature increases rapidly to around 10°C. This is also reflected in the B-annulus fluid temperature which never drops below 9°C.

The BHT reaches a minimum of 9°C at a BHP of 44 bar. This corresponds to a point on the phase line. At this point two-phase CO<sub>2</sub> reaches the bottom of the well, and the temperature will not drop further.



Figure 72 shows the conditions at the wellhead and bottomhole during a cold start-up.

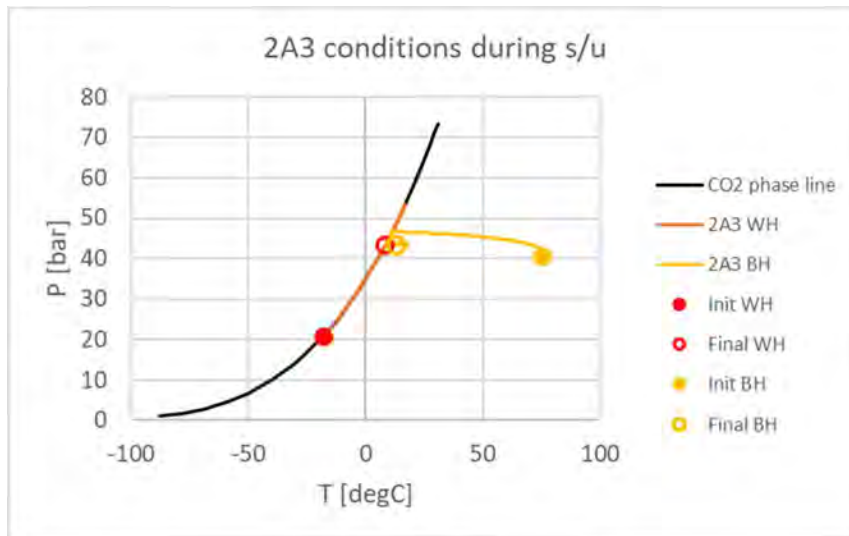


Figure 72: Phase behavior in 2A3 during start-up

As was seen for well 2A5, at the wellhead CO<sub>2</sub> is always in two-phase conditions, so fluid temperature is dictated by the FTHP. The high rates during start-up cause two-phase CO<sub>2</sub> to reach the bottom of the well and temperature drops to the phase line, at the current FBHP. At steady state conditions (after start-up) the CO<sub>2</sub> is in gas phase at bottomhole conditions.

### 7.5.3. Cold start-up feasibility

The minimum temperature reached during a cold start-up strongly depend on the pipeline conditions prior to start-up. Low temperatures are a risk when starting up wells after a cooldown following a period of dense phase operation at low reservoir pressure. Initially, all CO<sub>2</sub> is in dense or supercritical phase. Shutting in the pipeline leads to rapid cooling. The corresponding reduction in pressure causes vapour phase CO<sub>2</sub> to form. The pressure in the pipeline is then dictated by the phase boundary.

If the pipeline has fully cooled down to ambient conditions, a two-phase CO<sub>2</sub> mixture remains in the pipeline. Pipeline pressure is still dictated by the phase boundary at the pipeline temperature. The vapour fraction in the pipeline is strongly dependent on the flowing conditions prior to the cooldown. Start-ups at high vapour fraction result in higher wellbore temperatures because switching on the compressor gives a higher temperature in the pipeline due to more compression heating.

Although in the TNO study various pipeline initial conditions were evaluated which led to B-annulus fluid temperatures below 0°C these conditions do not correspond to operating conditions inside the operating envelope. A limited EBN study has shown that if steady state flow conditions (prior to shut-in) lie within the operating envelopes, temperatures in the B-annulus remain above 0°C.

Even in the cases studied by TNO, temperature in the B-annulus never dropped lower than -4°C for a limited period. At these conditions the likelihood of the B-annulus fluid freezing is probably still low. This has not been evaluated.

In EBN simulations at high well injectivity, bottomhole temperatures dropped below 15°C, which is a potential hydrate risk. Hydrates only form in the presence of free water in the reservoir. Any free water present initially is likely to evaporate into the CO<sub>2</sub> in the period of gas mode operation, during which cold start-ups do not pose a risk. This makes it uncertain whether hydrate formation can still occur in supercritical operation.

Because CO<sub>2</sub> always flashes from dense phase to gas as it enters the well, conditions at the wellhead always lie on the phase boundary. The minimum fluid temperature is therefore directly related to the tubing head pressure. It is important to inject at high rates to increase wellhead pressure as much as possible.

At high rates, the CO<sub>2</sub> is typically not heated sufficiently by the formation to ensure it arrives at the bottom of the well in gas phase. This means that bottomhole conditions still lie on the phase boundary, and bottomhole temperature is determined by the bottomhole pressure.

This means that to avoid the risk of B-annulus fluid freezing or hydrate formation in the near-wellbore region, bottomhole and wellhead pressure must be increased as much as possible. This is most difficult to achieve in well with high injectivity, such as well 2A3. Under steady state injection conditions at 70 t/h the BHP of this well is only 43 bar at a reservoir pressure of 40 bar. Well 2A5 has a higher bottomhole pressure of 48 bar. This difference alone results in a difference in bottomhole pressure of 4°C.

It is important to evaluate injectivity indices during gas phase injection. Updated injectivity values should then be used to simulate cold start-ups in dense phase mode. If BHTs below the HET are deemed unacceptable and injectivity is expected to be high (such as in the base case evaluated above) it is recommended to change to dense phase mode at a higher reservoir pressure.

At 50 bar reservoir pressure the start-up can be performed without exceeding bottomhole temperature limits even for high injectivity wells, as shown in Table 51.

*Table 51: Comparison of temperatures at 40 and 50 bar reservoir pressure*

<b>2A5</b>	<b>Pres 40 bar</b>	<b>Pres 50 bar</b>
Min WHT [°C]	-11.9	-10.5
Min B-ann T [°C]	2.1	3.5
Min BHT [°C]	13.0	18.8
<b>2A3</b>	<b>Pres 40 bar</b>	<b>Pres 50 bar</b>
Min WHT [°C]	-18.1	-11.3
Min B-ann T [°C]	9.5	9.8
Min BHT [°C]	9.0	17.0

Note that it is difficult to evaluate before a start-up what minimum temperatures will be. Because the final pipeline pressure and temperatures are dictated by the phase boundary at the ambient temperature, temperature or pressure measurements do not give a good indication of the pipeline condition. Vapour fraction is the most important parameter determining how difficult the start-up will be, but this cannot be measured.

The current work indicates that – as long steady state operating envelopes are observed – cold start-ups can be performed without exceeding temperature limits even with high-injectivity wells. This may require switching to dense phase operation at 50 bar rather than 40 bar reservoir pressure.

TNO will evaluate more conditions inside and just outside the steady state operating envelope to evaluate the effect on start-up.

Note that even if bottomhole temperatures remain above the HET, methanol injection is required upstream the choke as long as wellhead temperatures remain below the HET at the expected water content.

## 8. Conclusions and recommendations

In the Porthos project an impure CO<sub>2</sub> feed stream with a CO<sub>2</sub> content between 95.5 mol% and 99 mol% will be injected into depleted gas reservoirs with an expected pressure of around 17 bar. The feed stream is expected to contain gaseous components (nitrogen, hydrogen, methane) in quantities up to 2 mol% but can also contain ppm levels of liquid components, such as amines and TEG.

The project will use existing offshore infrastructure (platform and wells) but a new offshore pipeline and onshore collection pipeline (backbone) will be constructed. Emitter supply feed streams into the onshore pipeline (referred to as LP pipeline) at several tie-in points. This pipeline is operated at pressures up to 35 bar. The mixed feed stream is transported to a compressor station which compresses the stream into a high pressure (HP) offshore pipeline operating at a pressure up to 125 bar.

The main flow assurance constraints of this CCS project are:

- Avoid low fluid and piping temperatures resulting from CO<sub>2</sub> phase behaviour
  - o Risk to piping and annulus fluid
  - o Risk of hydrate formation downstream choke and in near-wellbore region
- Maintain single phase flow in the pipelines
  - o Potential for multiphase flow forces caused by phase transition in CO<sub>2</sub>
  - o Liquid build-up of impurities in CO<sub>2</sub> stream (TEG and amine)

These constraints are respected by operating the project in two distinct modes: gas mode and dense phase mode. These modes refer to the fluid phase in the high-pressure (HP) pipeline; the low-pressure (LP) pipeline will always be operated in gas mode.

During the initial 1 – 2 years of injection, the HP pipeline will also be operated in gas mode. Under these conditions the low-temperature risks are strongly reduced. Because liquid CO<sub>2</sub> is not present in the system, low temperatures cannot be created by CO<sub>2</sub> flashing to vapour phase. In this mode low temperature risks are further reduced by only operating wells with chokes fully open or closed, which ensures no Joule-Thomson cooling across the chokes.

In gas mode, the potential for multiphase flow exists: if the HP pipeline fluid conditions cross the gas-liquid phase boundary, liquid CO<sub>2</sub> will be formed with the potential for flow-induced forces or slugging. This limits the maximum reservoir pressure at which gas mode can be used. In the LP pipeline velocities are low, which means any liquid present in the system will accumulate.

At higher reservoir pressure, the operating mode will switch to dense phase mode. This allows for higher flow rates. Because the HP pipeline pressure needs to be maintained above 85 bar to avoid two-phase flow, choking is required to limit the flow into the injection wells. This results in the formation of gaseous CO<sub>2</sub> downstream the choke. The temperature is now dictated by the phase boundary of CO<sub>2</sub>, which results in low temperatures at low wellhead pressure.

The flow assurance risks and operating regimes were evaluated using simulations in Schlumberger OLGA and PIPESIM flow simulators. Fluid PVT data was generated using Schlumberger Multiflash with the Infochem CPA equation of state.

The resulting conclusions and underlying studies are described below, grouped by topic.

### ***Operating regimes***

TNO has developed a steady state modelling tool to evaluate the operating envelopes for the gas and dense phase operating regimes. This tool can be used to plan injection by predicting under which conditions the system should be operated in gas mode (to avoid low temperatures while maintaining single-phase flow in the HP pipeline) and under which conditions dense phase mode should be used.

The tool uses simplified flow modelling, therefore operating envelopes are indicative. The analysis in this report was based on highest expected well injectivities which result in the lowest temperatures during dense phase operation. If the well injectivity is lower in reality, minimum temperatures will increase.

Because operating envelopes depend on well injectivity, these need be revised once updated injectivity data is available from BHP measurements during initial operation.

### ***Multiphase flow and liquid accumulation***

The operating limits of the gas and dense phase mode are defined to avoid two-phase flow under steady operating conditions. However, two-phase flow cannot be avoided in all scenarios.

When transitioning between operating conditions two-phase flow can occur in the HP pipeline for a limited period. This occurs primarily when switching between gas and dense phase mode. TNO has performed a wide range of dynamic simulations and found that although two-phase flow can occur, this did not result in the large pressure or hold-up fluctuations expected from slugging. These temporary excursions in two-phase flow cannot be avoided, but are not expected to impose a significant risk. Flow velocities in the HP pipeline are relatively high, therefore high hold-up fluctuations are typically not expected.

Besides phase transitions in CO<sub>2</sub>, multiphase flow can also occur if small quantities of TEG or amines drop out in the pipeline. This was simulated in detail by EBN. If this occurs in the HP pipeline, liquid is expected to be transported in gas mode if the flow rate exceeds 70 t/h. This is expected to be the case for the majority of the injection period in gas mode. Because if liquid build-up occurs, the build-up rate will be slow, so significant volumes will not accumulate during these periods of slow flow rate. In dense phase operation, liquid accumulation is no longer an issue.

This is not the case for the LP pipeline. This pipeline is always operated in gas mode at low velocities. If liquid drop-out occurs, even a ppm-level content of TEG and amines, it can lead to the build-up of large quantities of liquid over time.

The risk of liquid accumulation in the LP pipeline has been discussed with emitters, and the aim is to ensure that the content of liquid-forming components in their compositions is sufficiently low to avoid liquid drop-out.

If liquid forms in the LP pipeline, the only method for removing it is by pigging. If this is not done, accumulation will result in unacceptable backpressure and potential slugs entering the compressor station. It is therefore required to develop a pigging strategy to ensure liquids can be removed if the dewpoint of the compositions from the emitters cannot be sufficiently reduced.

### ***Risk of low temperatures***

TNO has performed extensive simulations in OLGA to evaluate the temperatures in the wellbore during well start-ups, which are the most critical operations occurring during injection.

Start-ups in gas mode do not pose temperature concerns. In dense phase mode, however, HP pipeline pressure must be maintained above 85 bar. This is done using choke control. At lower reservoir pressure, flowing wellhead pressures are much lower than 85 bar which results in low temperatures downstream the well choke.

This results in three potential risks which are mitigated by material selection and flow assurance procedures:

- Material limits of well tubing can be reached
- Annulus fluid in B or C annulus can freeze
- Hydrates can form in the near wellbore region if BHP drops below 15°C

Well start-ups from a flowing system do not pose a temperature risk. Under these conditions additional wells can be started up as long as the intended flow condition lies within the steady state operating envelope. Under these conditions the arrival temperature of the feed stream at the platform is typically at least 20°C higher than the ambient temperature due to the insulation of the HP pipeline.

The most critical cases are cold start-ups, in which the entire HP pipeline has been shut in and has cooled down to the ambient temperature.

The current work by TNO and EBN indicates that – as long steady state operating envelopes are observed – cold start-ups can be performed without exceeding temperature limits even with high-injectivity wells. This may require switching to dense phase operation at 50 bar rather than 40 bar reservoir pressure.

TNO will evaluate more conditions inside and just outside the steady state operating envelope to evaluate the effect on start-up.

During gas mode operation the well injectivities should be evaluated to determine the best point at which to switch to dense phase mode.

### ***Hydrate formation***

Hydrate formation is a potential risk at two locations: downstream the chokes during well start-up and in the near-wellbore region. Both are mitigated by defining suitable start-up strategies.

To avoid hydrate formation downstream the chokes methanol injection is required during well start-ups. The low water quantity requires a methanol content of 250 ppm. It is recommended to inject 1 l/min upstream the choke during start-up while the wellhead temperature is below -10°C.

In the reservoir free water is expected to be present during initial injection. The hydrate equilibrium temperature for fully saturated CO<sub>2</sub> is 11°C. If bottomhole temperatures drop below this value and free water is present, hydrates can be formed. This cannot be mitigated by methanol, since the amount of water present is unknown. Hydrate formation is prevented by ensuring bottomhole temperatures remain above 15°C.



It is recommended to perform a modelling study of water evaporation for the first phase of gas-mode injection. If it can be demonstrated that free water is not expected to be present during the later period of dense phase injection the bottomhole temperature limit does not need to be observed during cold start-ups.

## 9. References

- [1] B. Brouwer, "Overall Porthos Process Control Narrative," POGE-ENG-PRO-FLR-REP-0001, 2021.
- [2] Intecsea, *Porthos FEED Offshore Pipeline - Design Basis Report*, 416010-00212 - TROF-ENG-PEN-INT-REP-002, 2020.
- [3] TNO, CO<sub>2</sub> storage feasibility in P18-2 depleted gas field, TNO 2019 R11635, 2019.
- [4] TAQA, "Porthos - basis of completion design," 2019.
- [5] Intecsea, "Porthos FEED Offshore Pipeline - Metocean Data," 416010-00212-TROF-ENG-PIP-INT-REP-009, 2020.
- [6] TAQA, "Porthos Basis of Platform Design - Final revision," ECM 200316, 2020.
- [7] A. v. Nimwegen, Equations of State for methanol-water mixtures, TNO-39694-20200306-001, 2020.
- [8] PACE flow assurance, EoS selection for corrosion study: rationale, 2020.
- [9] S. Belfroid, "Hydrate curves," TNO-39694-20200617-006, 2020.
- [10] A. v. Nimwegen, "Liquid density for various Equations of State," TNO.
- [11] S. Belfroid, "Porthos FAS3: SSSV blowout/shutin simulations," TNO 2020 R10914, 2020.
- [12] S. Belfroid, "Porthos - CO<sub>2</sub> injection," TNO 2019 R10335, 2019.
- [13] A. v. Nimwegen, "Steady state analysis for Porthos operation," TNO 39694-20201202-001, 2021.
- [14] W. Schiferli, "Risk of liquid build-up in low-pressure pipeline," TRON-ENG-PRO-POR-MEM-0003, 2020.
- [15] PACE, "Corrosion Risk Assessment," POGE-ENG-PRO-PAC-REP-0003, 2020.
- [16] A. Twerda, "P18 Slugging study for CO<sub>2</sub> transport through pipeline to P18 platform," TNO 2020 R10616, 2020.
- [17] H. v. Heekeren, *Erosion velocity well tubing*, sent by email 6/8/2019, 2019.
- [18] S. Belfroid, "Porthos FAS3: start-up," TNO 2020 R12007, 2020.
- [19] Y. v. d. Merwe, "Injection plan," POGE-ENG-PRO-POR-MEM-0005, 2021.
- [20] S. Belfroid, "Transition gas to supercritical modes," TNO 39694 20200805.
- [21] A. Twerda, "Slugging study," TNO 2020 R10616, 2020.

# Injection plan

*Related to operating envelope,  
technical operation (T.O.) and  
commercial operation (C.O.)*

Author: Yolandi van der Merwe  
Reviewer: Nadia Godjali, Wouter Schiferli  
Approver: Michiel Spits  
Document number: POGE-ENG-PRO-POR-MEM-0005

Date	Version	Status
15/09/2020	0.0	First draft
15/01/2021	0.1	Updated: more recent injectivity indexes, and more detailed injection plan
28/01/2021	0.2	Incorporate internal review comments
29/01/2021	1.0	Issue to external parties

# Executive Summary

The operating period is divided into two: Technical Operation (T.O.) and Commercial Operation (C.O.). The T.O. and C.O. periods have been indicated on the left-hand side of Table 1. Technical Operation is currently defined as the period from start of operation (at approximately 16-20bar) up to 50bar and is expected last 1.75 - 2 years. Porthos will be specifying the total flow rate to be received – i.e. “pull system”. The T.O. period will end when the pressure in the P18-2 and P18-4 has reached 50 bar and/or 2.25 Mton CO<sub>2</sub> of accumulative injection capacity. has been stored in these reservoirs. After that, Commercial operation will commence, in which the clients will prescribe the flow rate to be taken in, i.e. “push system”, given that the flow rates to be sent to Porthos will conform to the specified broader minimum and maximum flow rates.

The work in this document was prepared for the commercial injected volume of 37.5 Mton, injected over 16 years into both P18-2 and P18-4. (Take note that this is not the same as the technical storage capacity as determined in the Storage Capacity Note, Bijlage 8). The first 1.75 - 2 years of injection will be in the T.O. period and the rest will be in the C.O. period. Spreading this injection equally over 16 years, results in an annual average injection of 2.34 Mtpa, and maximum annual average of 2.50 Mtpa (latter corresponding to 15 years of injection).

The maximum flow rate of the injection system has been set to 360t/h. But the flow rate may vary between the minimum flow rate and the maximum flow rate of 360 t/h. The sustained maximum continuous injection rate per well in steady state conditions has been set to 144 t/h. The expected flow variation taken into the detailed injection plan is based on a set of 11 scenarios of online and offline situations for the emitters. This set is shown and discussed in Section 2.6. This set was repeated for every year and was capped according to operating envelopes for the applicable modes and reservoir pressures.

During gas mode, the flow rate will be capped to the maximum that would be allowed according to the operating envelopes per reservoir pressure and number of wells open. This is influenced by the injectivity indexes and should therefore also be updated during operation.

In Section 4.2 the buffering capacity is discussed for operation below the minimum flow rate in Dense phase mode and also on whether to transition at P.res 40bar or 50bar. In conclusion, there is a possibility that transitioning to Dense phase mode could be done at P.res=40bar, but the expected flow rates and buffering needs to be investigated in more detail. For the commercial base case, however, it will be assumed that transitioning will be done at P.res=50bar. (Note that buffering in the HP pipeline is not recommended when flow intakes below the minimum allowed injection flow rate is the issue, because the pressure in the HP pipeline affects the operating range and increases the minimum required flow rate.)

## **Main system limitations**

The main system limitations are as follows:

- Wellhead temperature > 0°C during steady state
- Bottomhole temperature > 15°C (2A1 & 2A3), 22°C (2A5) and 21°C (4A2)
- Flow rate per well < 144t/h (40 kg/s) at steady state conditions.
- End P.res 351bar (P18-2) and 332bar (P18-4)
- Minimize uptime P18-2A1 and use this well as swing injector

### **Disclaimer**

### **Well configurations, compressor discharge temperature and manifold set pressure**

Only 4 wells in P18-2 and P18-4 reservoirs have been taken into the Operating envelopes and Injection plan. The availability and use of additional wells, also the addition of P18-6 as additional storage, will be included later. This addition will only serve the purpose of increasing operational flexibility and lower commercial exposure but is not critical for safe and reliable operations.

The well configurations in the operating envelope diagrams are indicated in the following order: (1) P18-2A1, (2) P18-2A3, (3) P18-2A5, (4) P18-4A2. For more description of the well configurations and discussion of the preferences refer to Section 2.7.

The highlight is that the following order of preference is recommended:

- (1) use configuration 0110 the most (with 2A3 and 2A5 open),
- (2) use configuration 0111 (with 4A4 also open) the second most, and only when it is required to support the given flow rate, and
- (3) use configuration 1111 (with 2A1 also open) only when it is required to support the given flow rate – and planned flow rates during gas mode.

From P.res 325 bar the operating range of well 4A2 becomes limiting, because it is the well with the highest injectivity index and because it has a maximum allowable pressure of 332bar. So, from P.res 330 bar, 4A2 cannot be used anymore, which also means that configurations 0111 and 1111 cannot be used. The main configuration in this stage would be 1110. Therefore, the cumulative injection into 2A1 must be planned such that it can be used and will be available in the last 2 years of the project lifetime.

### **Overview of Operating Envelopes**

The injection plan has been developed based on the latest revision of the operating envelope of the wells. The wells' operating envelope is provided in different levels of detail, which are discussed in Section 3. The overview operating envelopes shows the high-level injection plan as black blocks with numbers corresponding to the step numbers in the injection plan tables. For overview purposes, refer to Figure 5 for the normal/average temperature case of the high-level operating envelopes.

### **Normal/Average vs. Cold temperature cases**

The operating envelope of the cold case is given in Figure 6. The injection plan has been developed on the common area of the normal and the cold operating envelopes. The hot case has not been simulated yet.

The cold case is worst case for injection at low flow rates and low reservoir pressures, and the hot case is worst case for injection at high flow rates and high reservoir pressures. For these cases, different compositions were also used. The details and impact thereof are discussed in Sections 3.1 and 4.2. The conclusion of this is that the transitioning to Dense phase mode is recommended to be done at P.res 50bar, because it is not yet certain whether transitioning at 40bar can be done in the cold case (i.e., winter).

### **Overview of Injection Plan**

The injection plan is summarized in Table 1 below, and the detailed plan with timeline is given in Section 5 (summary) and the Appendix (full). The plan has been divided into steps that generally describe flow rate ranges together with number of open wells required. The injection plan has been developed to accommodate sensitivities on the injectivities of 50% on 2A1 and 10% on the rest of the wells. The injection plan in Section 5 and in the

Appendix is based on the most likely injectivities that are currently available (discussed further in Section 2.3.in in the Flow Assurance Study (FAS) report [2].

**Disclaimer**

*Persoonlijk en strikt vertrouwelijk. Deze informatie is opgesteld en verstrekt ten behoeve van intern beraad en bevat onlosmakelijk met de tekst verbonden persoonlijke beleidsopvattingen en bedrijfsgeheimen.*



Table 1: Summary of injection plan table

	P.res. [bar]	Step	Short description	Flow rate range [t/h]	Nr. of wells	Mode
Technical operation (T.O.)	17	1	First start-up	0 - 20	1	Bypass mode
		2	Increase flow	0 - 60	2	Bypass mode
		3	Increase flow	40 - 80	3	Bypass mode
		4	Increase flow & commission compressor (constraint is >3°C from 2-phase region)	40 - 220	3	Gas mode (with compression)
	17-30	5	Operate flows < 240t/h with 3 wells, closing 4A2. Increase flow with 4 wells. (constraint is >3°C from 2-phase region)	40 - 280	4	Gas mode (with compression)
	40-50	6	Allowable maximum reduces (constraint is >3°C from 2-phase region). Increase both P18-2 and 18-4 to 40bar.	0 - 260	3-4 <sup>Note1</sup>	Gas mode (with compression)
If flow can be maintained above the specified minimum for dense phase operation, go over to Dense phase mode. If not, remain in gas mode.						
	40-50	Opp.	Dense phase mode, acknowledging total flow rates' lower limit.	140 - 360	2-3 <sup>Note2</sup>	Dense phase mode
C.O.	50-200	7	Minimum flow rate lowered. Operation with 1 well possible.	80 - 360	1-3 <sup>Note2</sup>	Dense phase mode
	(200-)250	8	Minimum flow rate lowered.	60 - 360	1-3 <sup>Note2</sup>	Dense phase mode
	300	9	Minimum flow rate lowered.	40 - 360	1-3 <sup>Note2</sup>	Dense phase mode
	320-325	10	Minimum flow rate lowered. Injection into 4A2 only possible with manifold pressures >=120bar.	20 - 360	1-3 <sup>Note2</sup>	Dense phase mode
	330bar	11	Injection into 4A2 not possible anymore. Maximum allowable Pres. on P18-4 is 332bar. (No operating range with 4 wells. Can support maximum flow with 1110 configuration)	20 - 360	1-3 <sup>Note3</sup>	Dense phase mode
	340bar	12	Injection into 4A2 not possible anymore. Can obtain up to 340t/h with 3 wells, using 1110 well configuration. Need capacity available on 2A1 to support this.	20 - 340	1-3 <sup>Note3</sup>	Dense phase mode

- Bypass mode = Operating gas phase in HP pipeline via compressor bypass line (< 35bar)

- Gas mode = gas phase in HP pipeline (< 83bar)

- Dense phase mode = Dense phase in HP pipeline (> 83bar)

- Note 1: Balance flows or close wells so that reservoir pressures increase in parallel. Use 2A1 as little as possible. (Applicable to Gas mode, in preparation for transition to Dense phase mode.)

**Disclaimer**

- Note 2: 360t/h can be supported by 3 wells from P.res 40-250bar, however, 4 wells can also be used. Balance reservoir pressure by closing wells as necessary. Use configuration 0111 (2A1 closed), until P.res 300, then use 1110 (4A2 closed). Use 2A1 as little as possible.
- Note 3: P18-4 (via 4A2) can only be up to Pres 332bar, because this was the initial production pressure of the reservoir.
- General note: For all flow rates below 100t/h, the compressor will be operating in recycle mode, which is less energy efficient.

In gas mode, the maximum allowable flow rate will decrease with increase in reservoir pressure, because the pressure difference reduces until gas more is no longer possible (at around 60bar reservoir pressure). Therefore, the average flow rate will also reduce during the T.O. period. With the current assumptions of the flow rates, >= 50bar reservoir pressure will be reached on both reservoirs after 1.5 years of operation and conversion from T.O. phase to C.O. phase will be done after 1.6 years. The assumptions regarding flow rate variations are described in Section 2.6.

Between Step 6 and 7 is the possibility for an intermediate step that can be used if the actual flow rates support it. It involves deciding whether to transition to Dense phase mode at a reservoir pressure of 40bar or 50bar. The need for this can be influenced by the standstill schedule of the emitters (i.e. required minimum flowrate), the environmental temperatures (i.e. seasonal changes), the composition (impact of impurities), the fill-up curve and the injectivities.

The average online flow rate in the first 2 years is 244 t/h (~2.1 Mton/a with 8500 operating hours), the rest of the time up to the end of year 16, the average online flow rate is 280t/h (2.38Mton/a). [If an average flow rate of 2.5 Mton/a were to be maintained from year 3, then the reservoir would reach its capacity after 15.3 years of injection, instead of after 16 years.]

In the commercial base case time-wise injection plan, the end pressures will be 337 bar in P18-2 and 316 bar P18-4, which is both less than the technical maximum pressures specified of 351 bar (for P18-2) and 332 bar (for P18-4). The maximum design capacity of 360t/h can be supported from the start of Dense phase mode up to somewhere between 330bar and 340bar reservoir pressure, at which point the capacity will reduce to 340t/h. Well 4A2 and reservoir P18-4 will not be used for the last 2 years of injection. In order to support 340-360t/h flow rates in the last 2 years, three wells will be needed on P18-2.

**Disclaimer**

# Table of Contents

1. Background: Operating modes .....	8
2. Approach.....	8
2.1. Model used .....	9
2.2. Model inputs .....	10
2.3. Injectivity Indexes .....	11
2.4. System limitations.....	11
2.5. Min & Max reservoir pressures and Fill-up curves .....	12
2.6. Flow rates used .....	12
2.7. Well configurations, compressor temperature and manifold pressure .....	13
3. Operating envelopes.....	15
3.1. High level operating envelope of wells – Normal and Cold cases .....	16
3.2. Intermediate level of detail: Operating Envelopes and Modes per number of wells .....	18
4. Injection Plan.....	20
4.1. Gas mode & Technical Operations.....	20
4.1.1 17bar – 30bar .....	20
4.1.2 40bar – 50bar .....	22
4.2. Transitioning from Gas mode to Dense phase mode .....	23
4.2.1 Normal/average temperatures.....	24
4.2.2 Cold temperatures .....	24
4.2.3 Conclusion on transitioning pressure .....	25
4.3. Dense phase mode & Commercial Operations.....	25
4.3.1 Opportunity case.....	25
4.3.2 40/50bar – 340bar .....	26
5. Time-wise injection plan .....	33
References .....	36
Appendix .....	36

# 1. Background: Operating modes

The different operating modes of Porthos phase 1 are described in the Process description Section 4.1 [1] and in Section 4.1 General operation philosophy. Refer to “Figure 23 Simplified PID showing control strategies” in the FAS report [2] for a diagram indicating which valves will be open and closed during each mode. The modes will also be described below for ease of reference.

There are 3 main operating modes (described in more detail in the Process Description):

- **Bypass mode** (blue) - HP pipeline in gas phase, operating via compressor bypass line, with HP pipeline inlet pressures below 34bar. (LP pipeline pressure to be increased to 35bar during this mode.) Operation at these pressures can be done either without a compressor, bypassing the compressor station, or with compressor while choking down to the system pressure, which would be below 34bar. Operating with a compressor at these low flow rate would be very energy ineffective. In bypass mode, well choke valves will either be fully open or closed. If required, choking could be done upstream of the compressor station.

- **Gas mode** (turquoise) - HP pipeline in gas phase, with pressures between 34bar and 72bar at the inlet of the HP pipeline. Compression required. Well choke valves will either be fully open or completely closed. No not choke any well valves partially. No choking will be done on the platform; only inside the compressor station.

The yellow operating area indicates operation within 3°C from the phase envelope. It is recommended not to operate in this area, to steer clear of the phase envelope with some margin. Operating in or at the edge of the phase envelope will cause liquid CO<sub>2</sub> liquid will start to drop out, which will change the density and could cause unexpected changes in the pressures.

- **Dense phase mode** (green) – HP pipeline in dense phase or dense phase, with pressures between 82bar and 132bar. The pressure will be controlled at the platform with the well choke valves, at pressures  $\geq 85$ bar. When the valves are fully open and the pressure drop of the flow rate is such that a higher pressure is required, the compressor will deliver the higher pressure up to 132bar, with no choking over the choke valves. The maximum pressure on the platform upstream of the choke valves, while operating at 360t/h flow, is 125 bar. In this mode, valve set will be fully open.

## 2. Approach

The injection plan has been developed based on the latest revision of the well operating envelopes. This will however be updated again, as Injectivity Indexes are updated. The plan has been divided into several operating steps/blocks that generally describe flow rate ranges corresponding to certain reservoir pressures. The flow rate ranges change as the reservoir pressure (P.res) increases. It is generally applicable for certain number of wells being open simultaneously.

More detailed plans are calculated to show how the reservoir pressures increase over time. This depends on the flow rates being used. The general flow rate pattern that has been used is discussed in Section Flow rates used. The models and constraints that have been used are described below.

## 2.1. Model used

TNO has developed a tool which uses a combination of simplified steady state OLGA models to obtain operating envelopes for the Porthos injection system. The components of this tool are described in the FAS report [2].

The main thing to note about this tool is that it combines steady state simulation results for the HP pipeline with steady state simulation results of the wells at the manifold on the platform.

The outputs of the model include:

- Tables indicating which injection rate is possible for each combination of reservoir pressure, total flow rate, well configuration and set of manifold pressure with inlet temperature (see example in Figure 1). This is also referred to as the “operability” – “1” being operable and “0” being inoperable. The operable ranges are used to determine the maximum and minimum total flow rates for a given mode and set of inputs.

Pres = 40 bar; U = 3W/m<sup>2</sup>K; Pman = 85 bar; Tinlet = 80 C; minimum Twh = 0 C

Configu- ration	Opened wells	20t/h	40t/h	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h	280t/h	300t/h	320t/h	340t/h	360t/h
40 bar	1000	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0100	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0010	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0001	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1100	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
	1010	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1001	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	0110	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	0101	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	0011	2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1110	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1101	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1011	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	0111	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1111	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figure 1: Example of operability tables (available per manifold pressure and discharge temperature set in Excel)

- The range of flow rates that conforms to the criteria for each well per “operable cell” – see Figure 2. Here it can be seen if an operating range is split (explained further in Section 2.4 – under Tdh/Tbh).

Configu	Open	60t/h	80t/h	100t/h	120t/h	140t/h	160t/h	180t/h	200t/h	220t/h	240t/h	260t/h
1000	1	95-144	78-144	68-144	62-144	61-144	62-144	61-144	60-144	18-144	18-26; 57-144	18-20; 60-144
0100	1	89-144	18-21; 70-144	18-24; 65-144	18-29; 58-144	18-30; 58-144	18-29; 59-144	18-30; 57-144	18-31; 57-144	18-144	18-35; 43-144	18-31; 57-144
0010	1	96-144	18-22; 77-144	18-27; 61-144	18-32; 49-144	18-33; 47-144	18-31; 51-144	18-33; 45-144	18-34; 43-144	18-144	18-144	18-34; 43-144
0001	1	18-22; 79-144	18-35; 57-144	18-144	18-144	18-144	18-144	18-144	18-144	18-144	18-144	18-144
1100	2	184-288	96-288	86-288	80-288	79-288	80-288	79-288	78-288	36-288	36-60; 61-288	36-51; 75-288
1010	2	191-288	96-288	86-288	80-288	79-288	80-288	79-288	78-288	36-288	36-288	36-54; 61-288
1001	2	113-166; 174-288	96-288	86-288	80-288	79-288	80-288	79-288	78-288	36-288	36-288	36-288
0110	2	185-288	36-43; 88-288	36-51; 79-288	36-61; 67-288	36-62; 65-288	36-60; 69-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288
0101	2	107-166; 167-288	36-56; 75-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288
0011	2	114-166; 175-288	36-57; 75-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288	36-288
1110	3	280-432	114-432	104-432	98-432	97-432	98-432	97-432	96-432	54-432	54-432	54-432
1101	3	202-432	114-432	104-432	98-432	97-432	98-432	97-432	96-432	54-432	54-432	54-432
1011	3	209-432	114-432	104-432	98-432	97-432	98-432	97-432	96-432	54-432	54-432	54-432
0111	3	203-432	54-78; 93-432	54-432	54-432	54-432	54-432	54-432	54-432	54-432	54-432	54-432
1111	4	298-576	132-576	122-576	116-576	115-576	116-576	115-576	114-576	72-576	72-576	72-576

Figure 2: Example of flow rate ranges – output of tool, available in Excel

- One operable flow rate is given in each operable cell (combination of total flow rate, reservoir pressure and well configuration), and the corresponding wellhead temperature and pressure and bottomhole temperature and pressure is given for this flow rate. See Figure 3. The well flow rate is determined by an optimiser, which can be set to maximise the wellhead or bottomhole temperatures.

Inlet pressure (bar)			Manifold temperature (C)			Flow in each well (t/h)			Wellhead pressure (bar)			Wellhead temperature (C)		
Configu- ration	140t/h	400t/h	Configu- ration	200t/h	320t/h	Configu- ration	160t/h, Well1	240t/h, Well1	Configu- ration	160t/h, Well3	220t/h, Well2	Configu- ration	240t/h, Well2	340t/h, Well3
1000	0	0	1000	0	0	1000	0	0	1000	0	0	1000	0	0
0100	0	0	0100	0	0	0100	0	0	0100	0	0	0100	0	0
0010	0	0	0010	0	0	0010	0	0	0010	0	0	0010	0	0
0001	88.64147	0	0001	0	0	0001	0	0	0001	0	0	0001	0	0
1100	88.64147	0	1100	41.42954	0	1100	86.867854	129.81823	1100	0	69.036556	1100	37.769799	0
1010	88.64147	0	1010	41.42954	0	1010	87.727328	131.20795	1010	46.319558	0	1010	0	0
1001	88.64147	0	1001	41.42954	0	1001	86.96907	124.86227	1001	0	0	1001	0	0
0110	88.64147	0	0110	41.42954	0	0110	0	0	0110	49.412401	76.537143	0110	40.724523	0
0101	88.64147	0	0101	41.42954	0	0101	0	0	0101	0	71.563561	0101	39.862597	0
0011	88.64147	0	0011	41.42954	0	0011	0	0	0011	49.036408	0	0011	0	0
1110	0	0	1110	41.42954	46.02234	1110	63.003514	89.168621	1110	37.045435	50.884119	1110	19.377839	44.069806
1101	0	0	1101	41.42954	46.02234	1101	61.227753	86.806483	1101	0	49.974354	1101	18.347817	0
1011	0	0	1011	41.42954	46.02234	1011	62.832845	87.597872	1011	36.985991	0	1011	0	42.087346
0111	0	0	0111	41.42954	46.02234	0111	0	0	0111	38.684363	52.388412	0111	20.854402	45.026681
1111	0	103.9888	1111	41.42954	46.02234	1111	0	68.185163	1111	0	42.04611	1111	10.31943	27.556888

Figure 3: Example of other output of tool in Excel

Choosing another objective for the optimizer would result in different specific well flow rates, and therefore also their temperatures and pressures. However, it would not change the max and min flow rates per well, nor its indicated operability. The details of results are available in Excel spreadsheets, but are not all provided in this document. The focus of this document is on which combination are operable, which leads to the recommendations on the minimum and maximum total flow rates for each mode.

In addition to the simulations described above, a few “full” Olga simulations were run on the entire system, which includes the HP pipeline, the manifold and the wells. The purpose of these were to check the results of the above-mentioned simulation results and impact on composition.

## 2.2. Model inputs

Most of the inputs used in the model are described in the FAS report [2].

The most relevant inputs for the Injection plan are as follows:

- HP pipeline:** Olga simulations were run with overall heat transfer coefficient (U-value) of 3, based on internal diameter [4], and normal compressor discharge temperatures of 80°C, 60°C and 40°C. (The higher temperatures are required at low reservoir pressures to increase the Gas mode’s maximum flow rate, which is limited by the delta temperature to the phase envelope, and to decrease the Dense phase mode’s minimum flow rate, which is wellhead and/or bottomhole temperature limited. The low compressor discharge temperatures are required at high reservoir pressure and high flow rates to increase the density and lower the pressure drop, because this phase is pressure drop limited.)
- Wells:** Olga simulations mostly run with 100% CO<sub>2</sub> for the operating envelopes. Sensitivities on the composition were done separately to determine its impact [2]. The well simulations start at the manifold, includes the well control valves and ends at the bottom of the wells. The interface with the reservoir is represented by the injectivity indexes.



Information on the ambient temperature and compositions used are given in Section 3.1. When any of the Olga inputs are changed, the simulations need to be redone and the operating envelope be updated with the tool.

## 2.3. Injectivity Indexes

The Injectivity Indexes used in this revision of the injection plan are the same as those described in Figure 9 of the FAS report [2].

The injection plan has been developed to accommodate sensitivities on the injectivities of 50% on 2A1 and 10% on the rest of the wells.

The newest injectivities are higher than what was received in the past. The main influence of higher injectivities is that the maximum flow rate in gas mode can be higher, the minimum flow rates of supercritical mode will be higher, and at the end of the project period, the injection capacity will reduce from 360t/h at a later point in time.

## 2.4. System limitations

In the tool the manifold temperature is determined first, given the mass flow rate in the HP pipeline, the manifold pressure and the compressor outlet temperature. With the manifold pressure and temperature and the reservoir pressure, the range of flow rates that is possible in each open well can be determined. This range is limited by three factors:

- **dP<sub>well</sub>**: The pressure difference between the manifold and the reservoir gives a maximum flow rate at which the wellhead valve is fully opened.
- **T<sub>wh</sub>**: The wellhead temperature needs to be at least 0°C. It is therefore not possible to close the wellhead valve too much: the pressure drop over the valve will lead to temperatures at the wellhead that are too low.
- **T<sub>dh</sub>/T<sub>bh</sub>**: Downhole/Bottomhole temperature. The temperature in the reservoir needs to be above 15°C to stay above the hydrate lines for gas saturated with water. Since the amount of water in the reservoir is not known, it was decided to keep the temperatures above this to avoid the risk of hydrate formation in the reservoir. The project has decided to set the minimum allowable bottomhole temperatures as given in Table 2 to prevent hydrate formation. The relationship between bottomhole temperature and well flow rate is parabolic, as the curve on the left-hand side is in gas phase (with increasing flow rates resulting in decreasing bottomhole temperatures) and on the right-hand side it is against the phase line (with increasing flow rates resulting in increasing bottomhole temperatures). This can cause the range of possible flow rates for a well to be discontinuous, and to have a non-operable section between the indicated minimum and maximum well flow rate. In the time-wise injection plan, the bottomhole temperature in all wells remained above 30°C.

Once the range of flow rates for each well is known, it can be determined whether the flow rate in the HP pipeline can be distributed over the open wells. If it can be, an optimization routine is used to determine the distribution of the flow that leads to the largest average bottomhole temperature in the opened wells.

Table 2: System limitations considered as restrictions in simulations

Quantity	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4
	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-4A2
Wellhead temperature limit (°C)	0	0	0	0
Bottomhole temperature limit (°C)	15	15	22	21
Minimum flow rate (t/h) in S/C mode	18	18	18	18
Maximum flow rate (t/h)	144	144	144	144

## 2.5. Min & Max reservoir pressures and Fill-up curves

The initial and maximum pressures of the reservoirs is given in Table 3. The fill-up curves used in the detailed injection plan is shown in Figure 4.

Table 3: Reservoir pressures min & max (taken from Storage Capacity technical note [5])

	Initial pressure (bar)	Max P.res = hydrostatic (bar)	Max BHP = initial P.res (bar)
P18-2	17	351	375
P18-4	17	332	348

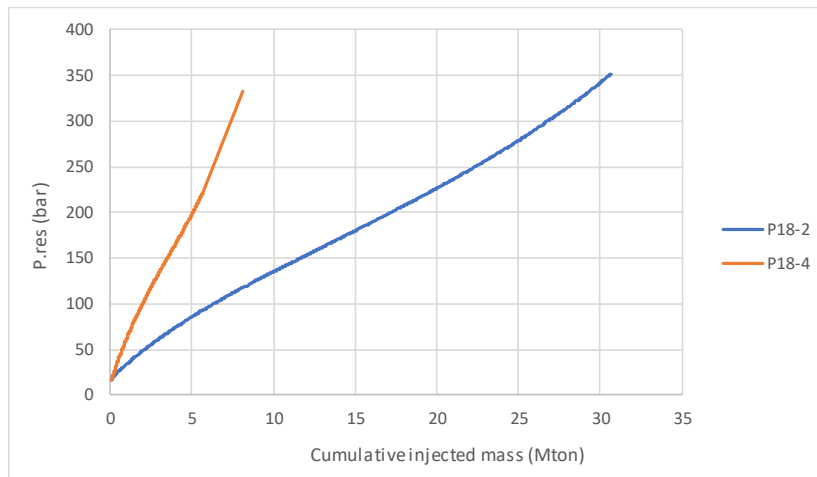


Figure 4: Fill-up curves of P18-2 and P18-4 reservoirs (taken from the Storage Capacity technical note [5])

## 2.6. Flow rates used

The flow rates in the injection plan are a simplification of the actual flow rate variations that is to be expected. A set of 11 flow rates has been chosen for every year in operation, plus a 12<sup>th</sup> one of zero to represent allowed downtime for Porthos according to 8500hours of online operation time – see Table 4. These flow rates were then repeated over 16 years. Each flow rate represents either a high flow or a low flow situation for a particular case –

**Disclaimer**

between various possible alternatives of emitters sending CO<sub>2</sub> into the LP pipeline. The timelines of shutdown cases has been divided by 4 where it is expected to occur once every 4years, for example. The rest of the periods has been chosen arbitrarily and adjusted to make up the required annual average flow rate in order to spread the injection of 37.5Mt evenly over the rest of the time, after the T.O. flow rates have been subtracted. These flow rates were then capped when the operating envelope could not support a particular flow rate. This way, it can be determined how many open wells would be needed to support a certain flow rate, as well as which manifold pressure and compressor outlet temperature would be required to support it. The flow rates were arranged to replicate realistic swings in flow, although the time periods are not representative. More detailed checks will be done in 2021 to simulate fluctuations on realistic timelines.

Table 4: Flow rates used in detailed injection plan

Reference	Period (days)	Flow rate (t/h)	Annual average (Mt/a) based on 8500hrs
SIM-1	73	340	
SIM-2	31	160	
SIM-10	27	360	
SIM-3	46	280	
SIM-11	46	360	
SIM-4	25	300	
SIM-6	15	140	
SIM-5	22	240	
SIM-7	7	80	
SIM-8	32	280	
SIM-9	30	200	
Porthos allowed downtime	11	0	
Weighted Average online		280	2.38
Weighted Average overall		272	

The only “capping” that was required was for the maximum flow rate in gas mode and for the maximum Dense phase flow rate between a reservoir pressure of 330bar and 340bar. By choosing to transition from Gas mode to Dense phase mode at 50 bar, it was not necessary to manipulate the flow rate inputs at any other stage.

## 2.7. Well configurations, compressor temperature and manifold pressure

Only 4 wells have been taken into the Operating envelopes and Injection plan so far. The 5<sup>th</sup> and 6<sup>th</sup> wells will be added later, but will have a main purpose of increasing the redundancy and lowering the risk of the project.

The well configurations in the operating envelope diagrams are indicated in the following order:

- 1<sup>st</sup> well : P18-2A1,
- 2<sup>nd</sup> well : P18-2A3,
- 3<sup>rd</sup> well : P18-2A5 and
- 4<sup>th</sup> well : P18-4A2.

Table 5: Well configurations

Configuration	Number of open wells	Example of meaning
1000	1	2A1 open
0100	1	2A3 open
0010	1	2A5 open
0001	1	4A2 open
1110	3	4A2 closed
1101	3	2A5 closed
1011	3	2A3 closed
0111	3	2A1 closed
1111	4	4 wells open

In the well configurations, shown in Table 5, “1” means “open”, and “0” means closed, so “1111” means that all 4 wells are open. Wells 2A3 and 2A5 are far from fault lines in the reservoir and should be used predominantly. Wells 2A1 (and to a lesser extent 4A2) are closest to the seams/fault lines, and therefore flow and total accumulated mass to these wells should be limited. The exact limits of these are currently being investigated by the Reservoir team. The communication inside reservoir P18-2 is good, so the reservoir can be filled via any of the P18-2 wells. The plan is to use well 2A1 as little as possible.

Well 4A2 is the only well injecting into reservoir P18-4, therefore the fill-up profile of this one should be carefully planned and monitored. Note that in order to increase the pressure in P18-4, well 4A2 must receive flow, and therefore this one needs to receive feed in gas mode to increase the pressure to 40 or 50bar for Dense phase mode.

The plan is to:

- (1) use configuration 0110 the most (with 2A3 and 2A5 open),
- (2) use configuration 0111 (with 4A4 also open) the second most, and only when it is required to support the given flow rate, and
- (3) use configuration 1111 (with 2A1 also open) only when it is required to support the given flow rate – and planned flow rates during gas mode.

Note that the manifold pressure and compressor discharge temperatures will generally start at 85bar and 80°C in the beginning of dense phase operations, and end at 120bar and 40°C at the maximum reservoir pressure. The typical compressor discharge set temperature will change from 80°C (in the first year of SC mode) to 60°C (from year 2.5 to 5) to 40°C (for the rest of the time).

Although the manifold pressure is given in the operating envelopes at increments of 85bar, 100bar and 120bar, in reality, the pressure will increase smoothly after the well choke valves have opened fully and more flow is put through the system. The back pressure control will be set to ensure that a minimum pressure of 85bar would be maintained. The maximum pressure at the manifold is determined by the maximum delivery pressure of the compressor and the pressure drop of the highest flow rate. The maximum manifold pressure under steady state conditions will be 125bar. (The Olga simulations have not been updated yet with the latest inputs to make a 125bar operating envelope – to be done in near future).

**Disclaimer**

In order to inject as much as possible gas through wells 2A3 and 2A5, deviations to the above-mentioned typical combinations of manifold pressures and discharge temperatures may need to be used. The detailed injection plan in Section 5 and the Appendix has been optimized in this regard. Therefore, it can sometimes be found that for the lowest flow rates in a year, a somewhat lower manifold pressure and/or higher temperature is used than for the rest of the flow in that year. Similarly, for the highest flow rates, higher manifold pressures and/or lower discharge pressure are used. If this were not done, the cumulative injection volumes would be more equally spread between the wells. I.e. without set point optimization, the cumulative injection into 2A1 would be around 7Mton, but with optimization, it can be brought down to 2-3 Mton and then the injection into 4A2 will increase to 8Mton. So, the limits from Reservoir will eventually determine how much of this type of optimization needs to be done. For the latter example, 2A3 and 2A5 will together receive 27 Mton of injected CO<sub>2</sub> mixture.

### 3. Operating envelopes

The injection plan has been developed based on the latest revision of the operating envelopes of the wells. The wells' operating envelope is provided in different levels of detail:

- The overview shows a summary, representing one reservoir pressure with one line, and one diagram showing all operable reservoir pressures (e.g., Figure 5 and Figure 6). The Gas and Dense phase modes have been shown in separate diagrams, to make it clear where a certain flow rate would be possible in both modes.
- The intermediate level of detail of the operating envelopes and modes show one overview diagram (for all reservoir pressures) per number of wells, using a configuration that is most likely to be used (Figure 7). Here the Gas mode and Dense phase mode is overlapped, and Dense phase mode is shown where both are possible. (It therefore does not show the maximum possible gas mode flow rate.)
- The detailed operating envelopes represent one reservoir pressure per diagram. Each diagram indicates the operating range of all the well configurations and number of wells (Figure 8 to Figure 14).
- Behind this, there is even more detail, not shown in this document, which indicates the operating range for different combinations of manifold pressures and compressor discharge temperatures. This is currently calculated in MATLAB, with output in Excel spreadsheet. and can be put in other software linked to real-time data for operators. These diagrams are used to determine the set of manifold pressure and compressor discharge temperature that would give a common operating range between the reservoirs, if the reservoir pressures of the reservoirs receiving flow at a particular point in time are different. It is used to develop the detailed injection plans and will be used during operation.

The color code used in these diagrams are same for all the operating envelopes of the wells. Blue represents Bypass mode, turquoise Gas mode, and green dense phase mode. Yellow is the area of Gas phase mode that is within 3°C of the phase envelope. The red areas are mostly inoperable. The plan is to operate on the blue, turquoise and green areas and to avoid the yellow and red areas. (The red areas to the left of the blue bypass region were not simulated, because this requires HP pipeline pressures lower than 15bar. It still needs to be concluded within the project team whether to maintain pressures above 15bar for restart purposes.)

**Disclaimer**

The blue Bypass mode area represents the areas where the compressor discharge / HP pipeline inlet pressures would be less than 35bar. The green Gas mode area indicates where this pressure would be more than 35bar. For Bypass mode a compressor is not required. It can support pressures from 35bar, if the pressure in the LP pipeline is increased to 35bar when this mode is operated. From pressure higher than 35bar, a compressor would be required (Gas mode). Downstream of the compressor, the pressure is choked down to the system pressure for Gas mode, but it can also be choked down to 15-35bar to operate in the blue areas. However, this would be very energy inefficient. The compressor will also be operating on recycle for flow rates lower than 100t/h. So, if the flow rate would be low for a long period, it should be considered to switch the compressor off and operate in Bypass mode instead.

### 3.1. High level operating envelope of wells – Normal and Cold cases

The high level operating envelope of wells is shown in Figure 5 for the normal/average temperatures (sea 10 °C and air 15 °C), and in Figure 6 for the cold temperature case (sea 4 °C and air -5.8°C). For the normal/average case, the normal/average composition (mix 1 in the Process Description [1]) was used in the HP pipeline. For cold case, the maximum light impurities composition (mix 2 in the Process Description [1]) was used in the HP pipeline, because from FAS work [2] it was observed that the impurities caused the temperature and pressure to drop more than with pure CO<sub>2</sub> in the HP pipeline. For both cases, pure CO<sub>2</sub> were used on the wells.

The injection plan has been indicated over these diagrams as black blocks with numbers corresponding to the step numbers in the injection plan tables. Take note that a common operable area was chosen between the normal/average and cold cases. When the hot case is simulated (to be done in 2021), the common area will be updated. The cold case is worst case when the reservoir pressures are low, and the hot case is worst case when the reservoir pressures are high. The hot case will affect up to which reservoir pressure the design capacity of 360t/h can be supported.

The difference between the operable areas of the normal and cold cases are relatively small. The largest difference is in the minimum flow rate of Dense phase mode of reservoir pressure 40bar. This will impact the decision on at which pressure to transition from Gas mode to Dense phase mode. This is discussed more in Section 4.2.



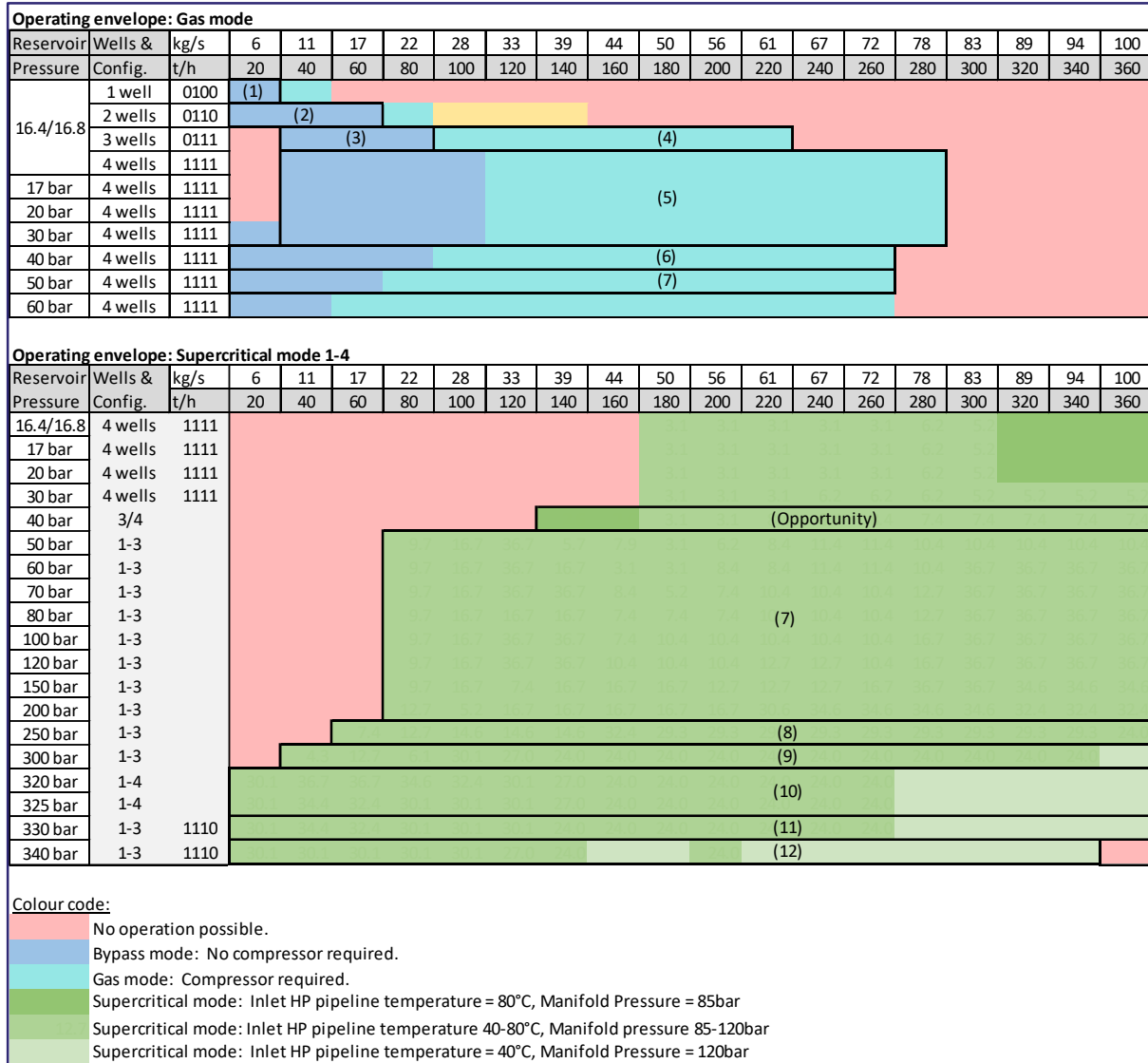


Figure 5: High level Operating Envelopes of wells – **Normal/Average case** (sea 10 °C and air 15 °C)

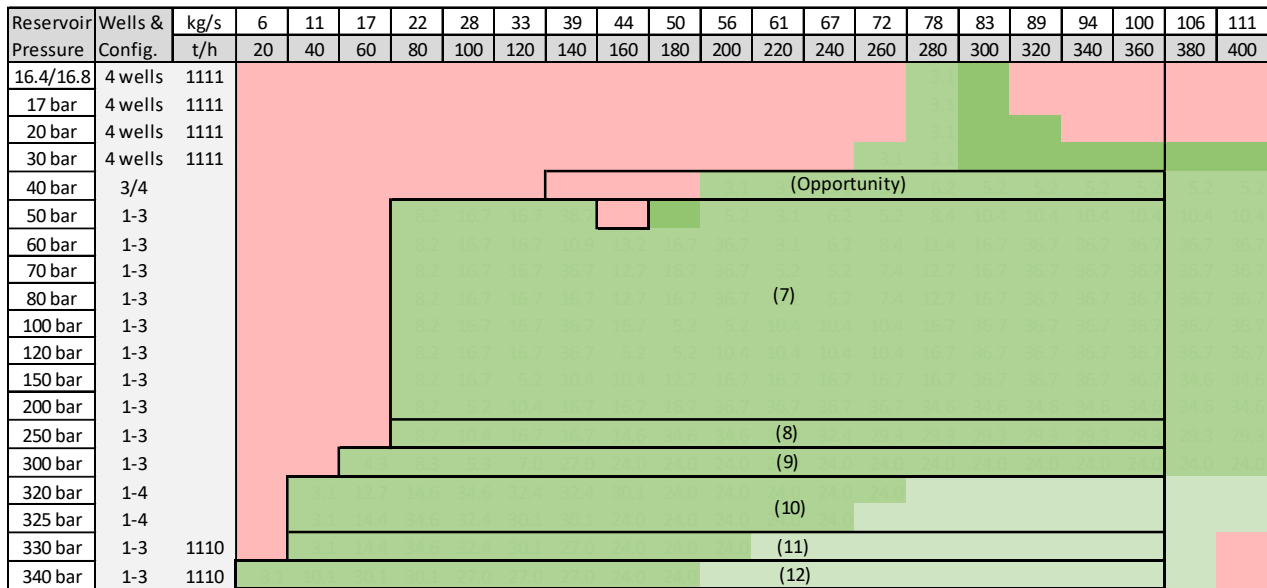
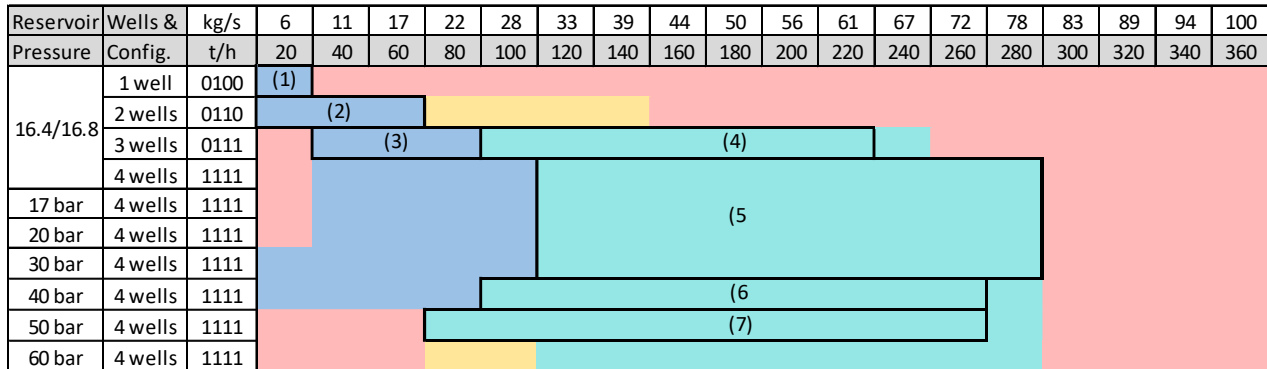


Figure 6: High level Operating Envelopes of wells – **Cold case** (sea 4°C and air -5.8°C)

### 3.2. Intermediate level of detail: Operating Envelopes and Modes per number of wells

The intermediate level of detail of the operating envelopes and modes (indicated in Figure 7) show one overview diagram of flow vs. P.res for a specific number of wells, using a configuration that is most likely to be used. It shows all modes per diagram. Where both gas mode and Dense phase mode is possible, only Dense phase mode is indicated.

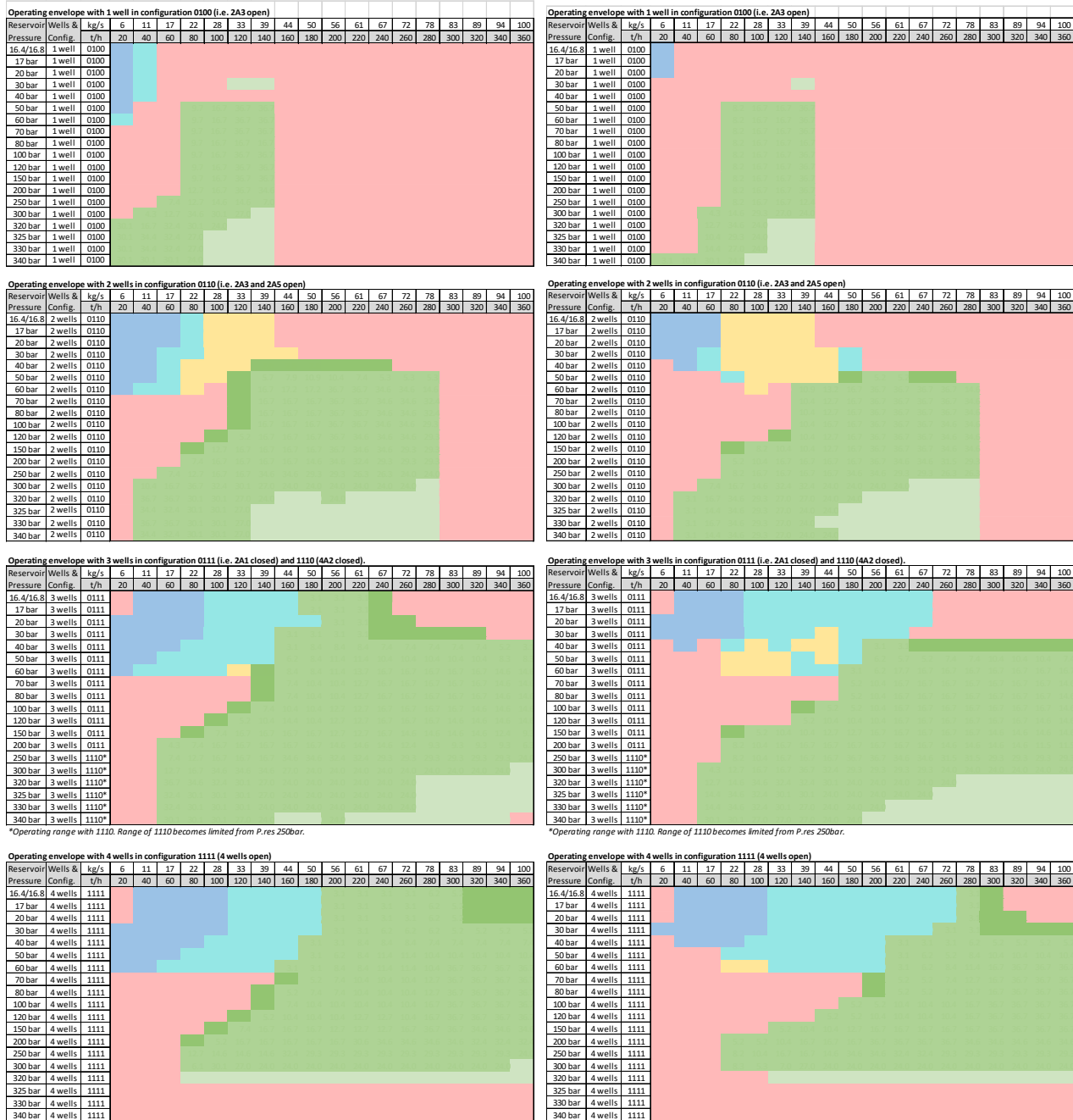


Figure 7: Intermediate level of detail: Operating Envelopes of wells (Normal/Average – left, Cold – right)

## 4. Injection Plan

### 4.1. Gas mode & Technical Operations

Technical Operation is the period from initial injection (at around 16.5-16.8bar reservoir pressure) up to a reservoir pressure of 50bar. During this time Porthos will be stipulating the feed to be taken in. The operating mode during this time will be mainly gas mode, but if it is deemed possible and the flow rate can be kept above the minimum required flow, then change over to dense phase operations can also be done.

Apart from the starting pressures of the reservoirs being different, the injection plan has been developed on a basis of increasing the pressures of the reservoirs together. In a next revision possible imbalanced increases will be considered.

#### 4.1.1 17bar – 30bar

The injection plan of the period from 17-30bar is described in Table 6 and its corresponding operating envelopes are shown in Figure 8.

Table 6: Injection plan 16.4/16.8 – 30bar

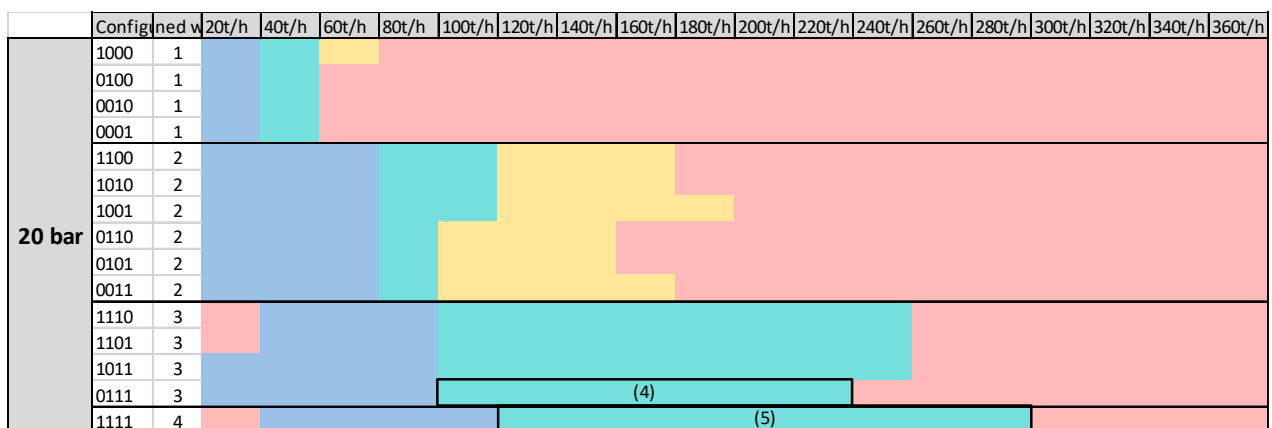
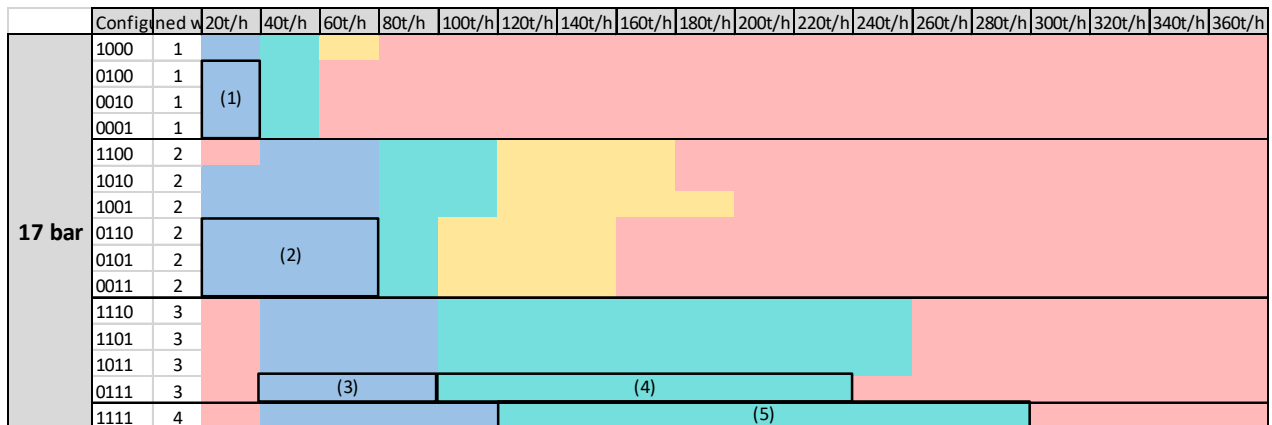
P.res (bar)	Step	Description	Flow range* (t/h)	Nr. wells	Mode
<b>Technical Operation period:</b>					
17-20	1	Start-up with 1 well at 20t/h.	0 - 20	1	Bypass mode (compressor not required)
	2	Open another well (at 20t/h) and increase flow rate to 60t/h.	0 - 60	2	Bypass mode (compressor not required)
	3	Open another well (at 60t/h) and increase flow to 80t/h.	40 – 80	3	Bypass mode can be operated up to 80t/h with 3 wells and up to 100t/h with 4 wells.
	4	Commission compressor. Increase flow rate to 220t/h. Preferable well configuration is 0111. Ensure that 4A2 as long as the pressure of P18-4 is lower than that of P18-2.	100-220	3	<u>Gas mode</u> (with compressor, choking at compressor). Well choke valves are either fully open or fully closed. Do not choke any of the wells partially.
20-30	5	Open another well and increase flow rate to 280t/h, if flow is available. Ensure that a 3°C margin is kept to the 2-phase region. Decrease flow if it gets closer.	120-280	4	<u>Gas mode</u> (with compressor, choking at compressor). Well choke valves are either fully open or fully closed. Do not choke any of the wells partially.

**Disclaimer**

There are some operating cells to the left of the bypass mode on the diagrams which are coloured red. This is because simulations have not been performed below 15bar pipeline pressure. It has not yet been confirmed whether it would be a problem restarting at this pressure in gas mode.

In gas mode, note that when the total flow rate is below 100t/h, the smallest compressor will need to operate in recycle mode to prevent surging. This will mean that the electricity and utility consumption will be similar to that a total flow rate of 100t/h, and that the energy consumption per unit of flow will be less efficient. Operation in the region marked as “bypass mode” can be done with a compressor, but this would mean choking the pressure down to be 35bar downstream of the compressor, which is also energy inefficient.

The yellow region has decreased from the previous revisions, because the margin to the 2-phase region has been decreased from 7°C to 3°C. The margin was previously set at 7°C, because below this delta, the shut-in simulations followed the phase line to low temperatures within the dewpoint line [3]. This is in comparison to gas shut-in simulations > 7°C that stayed in gas phase, and did not reach temperatures below 0°C during shut-ins. However, since the mechanical design shall accommodate these temperatures, it was decided to reduce the margin of Gas mode operation.



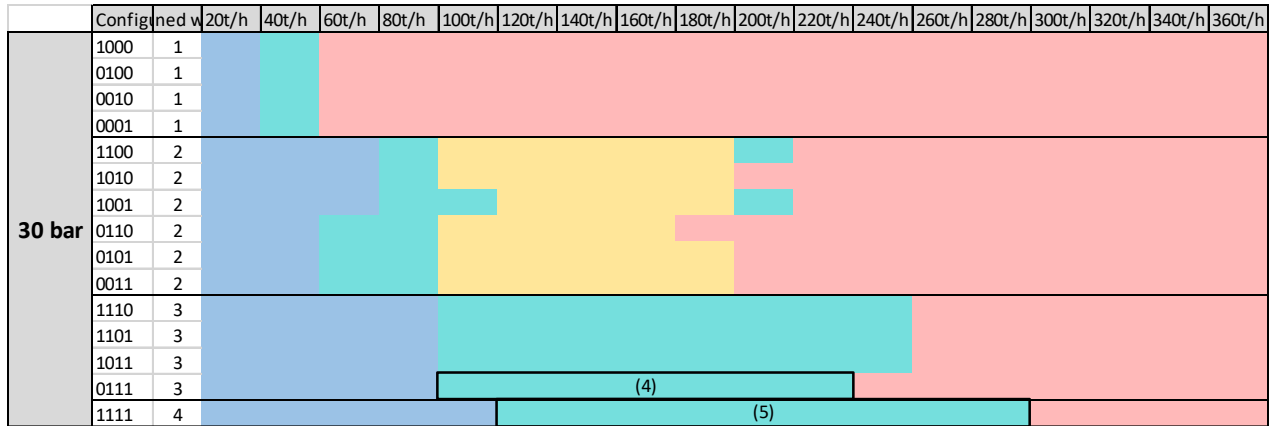


Figure 8: Operating envelopes with injection plan indicated for P.res 17bar to 30bar

#### 4.1.2 40bar – 50bar

The injection plan for P.res 40bar and 50bar is shown in Table 7 and operating envelopes are shown in figure 9.

Table 7: Injection plan for P.res 40bar – 50bar

P.res (bar)	Step	Description	Flow range* (t/h)	Nr. wells	Mode
40-50	6	Maximum flow rate decreases to 260t/h. Balance flows by closing wells so that reservoir pressures increase in parallel, but this does not need to be precise. The goal is to have +/- the same pressure when transitioning to Dense phase mode. Use 2A1 as little as possible.	80-260	4	Gas mode. Prepare for transition to Dense phase mode.



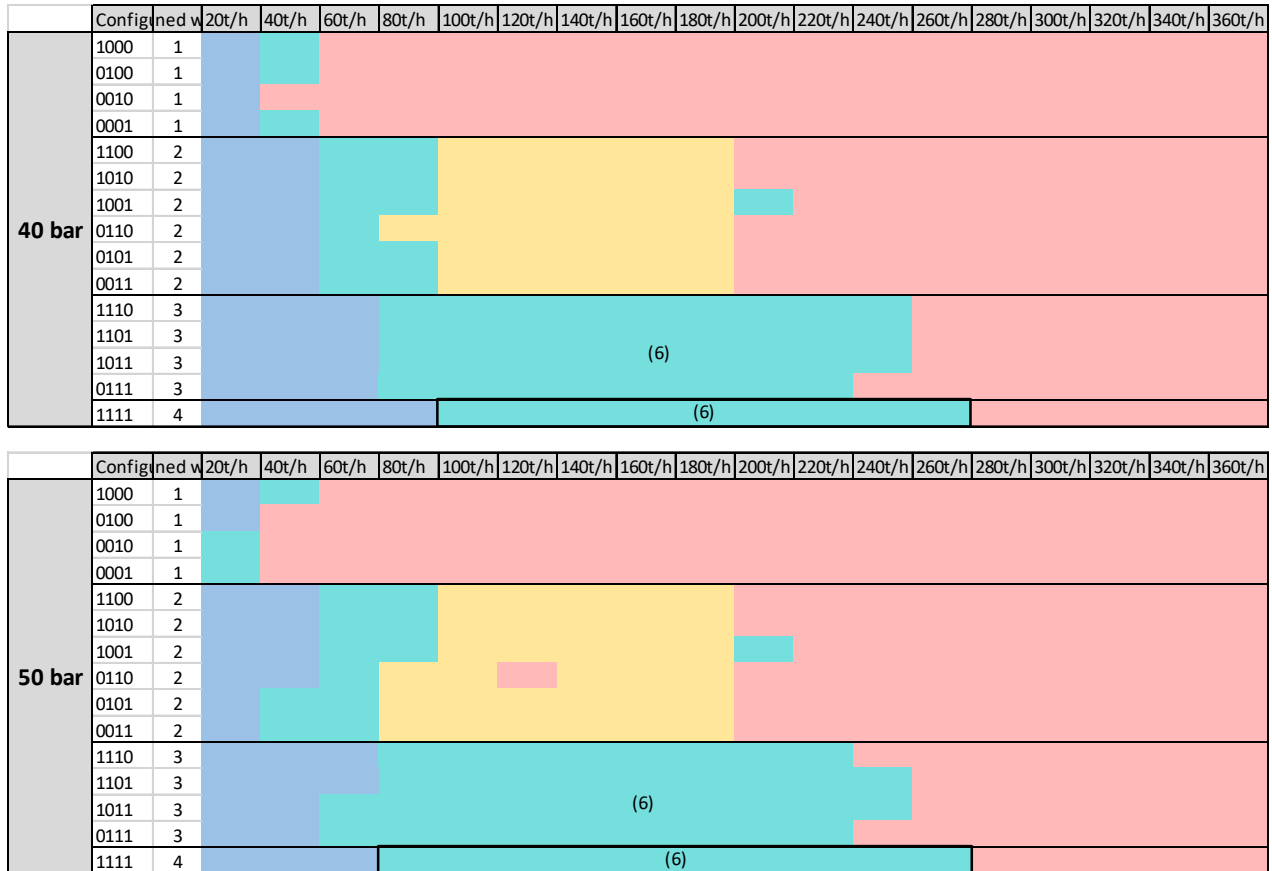


Figure 9: Operating envelopes of wells for P.res 40bar and 50bar

## 4.2. Transitioning from Gas mode to Dense phase mode

During gas mode, the pressure in the HP pipeline can be anything from 15bar to 73bar. During Dense phase mode, the pressure in the HP pipeline is at 85bar in the beginning. It should be timed such that when the pressure is at 85bar, the number of wells being opened corresponds to the operable range of the flow rate taken in.

In order to transition from gas mode to Dense phase mode, it must be confirmed that the flow rates to be expected during Dense phase mode will stay above the indicated minimum flow rate for the reservoir pressure and for the wells to be opened. Some buffering is available in the LP pipeline, but wells will need to be closed and opened above the minimum flow rate as necessary to increase or decrease the pressure in the LP pipeline between 24bar and 35bar.

Take note that once the HP pipeline's pressure is increased to  $\geq 85$ bar for Dense phase mode, operation should stay in this mode for as long as possible. This is because in order to reduce the pressure again, the pressure needs to be relieved to either a well (to be discussed in the FAS report), taken to the LP pipeline or vented to atmosphere upstream of the compressor.

Dense phase mode at P.res=30bar is not recommended with the current injectivity indexes, because the minimum flow rate is high (at 180t/h) and operation with 1 and 2 wells is not possible. Take also note that the opportunity window to operate in gas mode closes after a reservoir pressure of 60bar (exact limit depends on the injectivity indexes). With the current injectivity indexes, transitioning to Dense phase mode should be done at around 40bar or 50bar reservoir pressure.

#### 4.2.1 Normal/average temperatures

With normal/average environmental temperatures, the minimum flow rate in Dense phase mode at reservoir pressure 40bar is 140t/h (with 2 wells) and at 50bar it is 80t/h (with 1 well). (Operation on 1 well at P.res 40bar is not possible with the current Injectivity indexes.)

Based on the current available information on flow rate pattern of the emitters, it seems that the total flow rate will be above 140t/h for most of the time, with 132t/h if all emitters send CO<sub>2</sub> at their minimum flow rate, which is highly unlikely.

However, if the largest relatively constant supply of CO<sub>2</sub> is down, together with 100% OCAP extraction, the total flow rate can be in the region of 67-110t/h.

The LP pipeline has a buffer capacity of 700 – 800ton between its minimum and maximum pressure of 24bar and 35 bar, respectively.

- For the case of supply at 132t/h, with an injectability of 140t/h, the buffer capacity will be 87-100 hours, which is more than enough for short periods of low flow.
- For the case of supply at 67-110t/h, with no injection, the LP pipeline can be pressurized from minimum to maximum pressure in 7-11 hours. (This is assuming worst case – 100% OCAP extraction 100%.)
- For the case of supply at 67-110t/h, with injection at 140t/h, the LP pipeline will depressurize from maximum to minimum pressure in 10 – 27hours. (This is also assuming worst case – 100% OCAP.)

This is worst case, because there will be no OCAP extraction at night. The above indicates that low flow rates below the minimum allowed flow rate can be absorbed in the buffer capacity of the LP pipeline, during normal/average ambient temperatures.

#### 4.2.2 Cold temperatures

In the cold temperature operating envelopes, the minimum flow rate of Dense phase mode at P.res 40bar is 220t/h. During winter, the lowest expected flow rate with all emitters online is around 280t/h, and with the largest emitter offline, it is 160t/h. So, depending on the season, and on which emitters are online/offline, it might be possible to support the full flow rate of the emitters already at P.res=40bar in Dense phase mode. Also, the LP pipeline buffer capacity can accommodate delta flow rate of around 60t/h (220t/h injection – 160t/h intake) in a 17 hour cycle (12 hours for pressurization with no injection and 5 hours for depressurization with injection). This is manageable. The compressor can remain in operation, while only the wells open and close.

### 4.2.3 Conclusion on transitioning pressure

In conclusion, there is a possibility that transitioning to Dense phase mode could possibly be done at P.res=40bar, but the expected flow rates and buffering needs to be determined in more detail.

For the commercial base case, however, it will be assumed that transitioning will be done at P.res=50bar, because this is the more certain case.

The note that buffering in the HP pipeline is not recommended when flow intakes below the minimum allowed injection flow rate is the issue, because the pressure in the HP pipeline affects the operating range and increases the minimum required flow rate.

At an average flow rate of 245t/h, the reservoir pressure will reach 40bar in P18-2 and 18-4 after 1.0 years, starting from initial pressures of 16.2bar and 15.1bar respectively. This is based on gas mode operation with swings in flow rate capped at 280t/h. If the flow rate continues at an average of 226t/h, with swings capped at 260t/h, the reservoirs will reach 50bar after 1.7 years of operation.

## 4.3. Dense phase mode & Commercial Operations

Firstly, it should be mentioned that it is quite coincidence that the recommended transition reservoir pressure is the same as the reservoir pressure at which Commercial operations is supposed to start. The idea was that Commercial Operations should start while operating in Dense phase mode, so that all flow rates sent to Porthos could be handled. However, the injectivity indexes were less in previous revisions, and transition to Dense phase mode was more favourable at Pres=40bar than what it is now. The benefit of the higher injectivity indexes is, however, that high flow rates can be handled in gas mode, so increasing the reservoir pressures can now be done faster than in previous revisions of the injection plan.

Ideally, conversion of T.O. to C.O. should be done after stable operation in Dense phase mode can be established – perhaps a week to a month after transitioning to Dense phase mode. This change should preferentially be done before the 2-year mark after injection of CO<sub>2</sub> started. According to the detailed plan, there will be approximately 100days of operation after transitioning to Dense phase mode and before reaching P.res=60bar.

### 4.3.1 Opportunity case

The first step after transitioning to Dense phase mode in the plan is called “Opportunity” case, because it is not certain yet whether transitioning should be done at P.res 40bar or 50bar. This can be confirmed after it can be confirmed if the actual flow rates to be received from the emitters in that period will be below 140t/h and after making a more thorough check of the buffering capacity with those flow rates. So, it this can probably only be confirmed during operation. There will be a period of approximately 130days of operation between Pres.40bar and 50bar during which this check and decision can be made.

### 4.3.2 40/50bar – 340bar

The injection plan for P.res 40bar to 340bar is shown in Table 8 and the operating envelopes are shown in Figure 10 to Figure 14.

Table 8: Injection plan for dense phase operations

P.res	Step	Description	Flow range* (t/h)	Nr. wells	Mode
40bar - 50bar	Opp.	If it is confirmed that a minimum <u>injection</u> flow rate of 140t/h can be supported by the upstream system and supply, while the reservoir pressures are both above 40bar, the system can be transitioned to Dense phase mode by increasing the HP pipeline pressure to 85bar.	140 - 360	2-3 Note1	<u>Dense phase mode</u> (with compressor, choking only at well control valves)  Remember to dose methanol before opening wells in S.C mode at these low reservoir pressures.
50bar	7a Note2	Minimum flow in Dense phase mode lowered to 80t/h, with 1-well operation on 2A3 or 2A4. Transition to Dense phase mode, if it hasn't already been done. Notice that the overlap between 1-well and 2-well operating ranges are small. This has to be done at exactly 140t/h, based on the current injectivity indexes.	80 - 360	1-3 Note1	Dense phase mode  Remember to dose methanol before opening wells in S.C mode at these low reservoir pressures.
<b>Commercial Operations:</b>					
50bar-200bar	7b Note2	From P.res60bar, minimum flow of 80t/h possible with all with 1-well operations (i.e. with any well). Overlap increasing from Pres.60bar with certain wells.	80 - 360	1-3 Note1	Dense phase mode
200 - 250bar	8	Minimum flow in Dense phase mode lowered to 60t/h. At P.res 200 bar with certain wells, from P.res 250bar with any well.	60 - 360	1-3 Note1	Dense phase mode
300bar	9	Minimum flow in Dense phase mode lowered to 40t/h.	40 - 360	1-3 Note1	Dense phase mode
320-325bar	10	Minimum flow in Dense phase mode lowered to 20t/h. Injection into 4A2 only possible with manifold	20 - 360	1-4	Dense phase mode

		pressures $\geq 120$ bar and discharge temperature of 40°C.			
330bar	11	Injection into 4A2 not possible anymore. Maximum allowable Pres. On P18-4 is 332bar. Can obtain 360t/h with 3 wells, using 1110 well configuration. Need capacity available on 2A1 to support this.	20 - 360	1-3 Note3	Dense phase mode
340bar	12	Injection into 4A2 not possible anymore. Can obtain up to 340t/h with 3 wells, using 1110 well configuration. Need capacity available on 2A1 to support this.	20-340	1-3 Note3	Dense phase mode

*Note 1: 360t/h can be supported by 3 wells from P.res 40-250bar, however, 4 wells can also be used. Balance reservoir pressure by closing wells as necessary. Use configuration 0111 (2A1 closed), until P.res 300, then use 1110 (4A2 closed). Use 2A1 as little as possible.*

*Note 2: Step 7 is split in the detailed plan, because switch from T.O to C.O. can be done at P.res 50bar, after transitioning to Dense phase mode. P.res 50bar operations will last for approximately 150 days, so it would be unnecessary to say that the switch need to be done from 60bar. However, the switch is expected to be done before P.res 60bar is reached, which is after 1.8-1.9years of operation with the current assumptions of flow rates.*

*Note 3: P18-4 (via 4A2) can only be up to Pres 332bar, because this was the initial production pressure of the reservoir. Use configuration 1110 (with 2A1) to operate up to the indicated maximum flow rate.*

*General note: For all flow rates below 100t/h, the compressor will be operating in recycle mode, which is less energy efficient.*

The lower limit of the dense phase operating mode is determined by the minimum wellhead temperature and bottomhole temperature. (Sometimes the wellhead temperature is limiting and sometimes the bottomhole temperature is limiting.) The upper limit is limited by the pressure drop, which can be debottlenecked by lowering the compressor discharge temperature, because this would increase the density and lower the velocity.

**Disclaimer**



Figure 10: Operating envelope (of normal temperatures) for Pres 40bar to 60bar. (Although this also indicates the gas mode, Dense phase mode is indicated where both would be possible.)



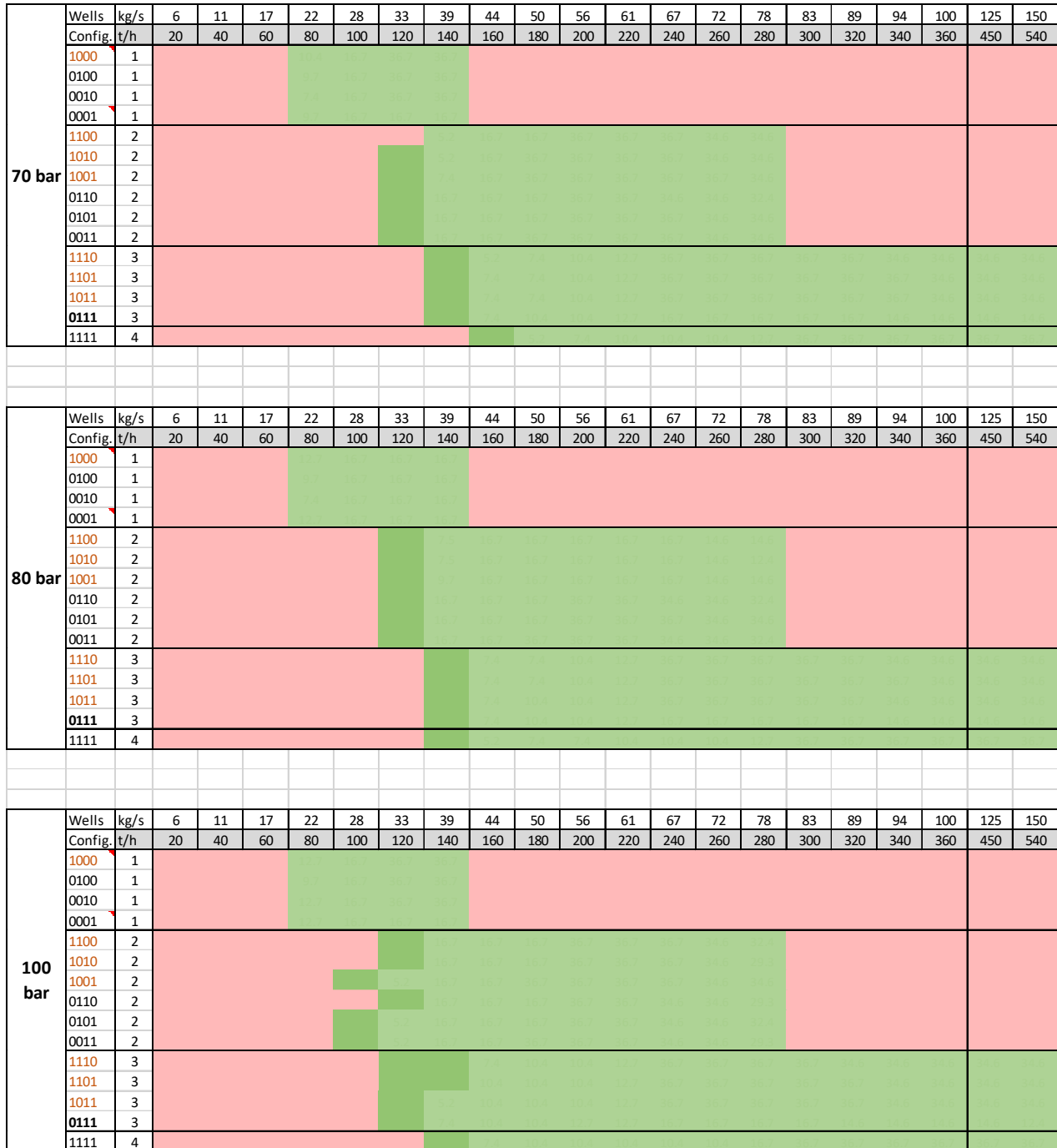


Figure 11: Operating envelope (of normal temperatures) for Pres 70bar to 100bar.

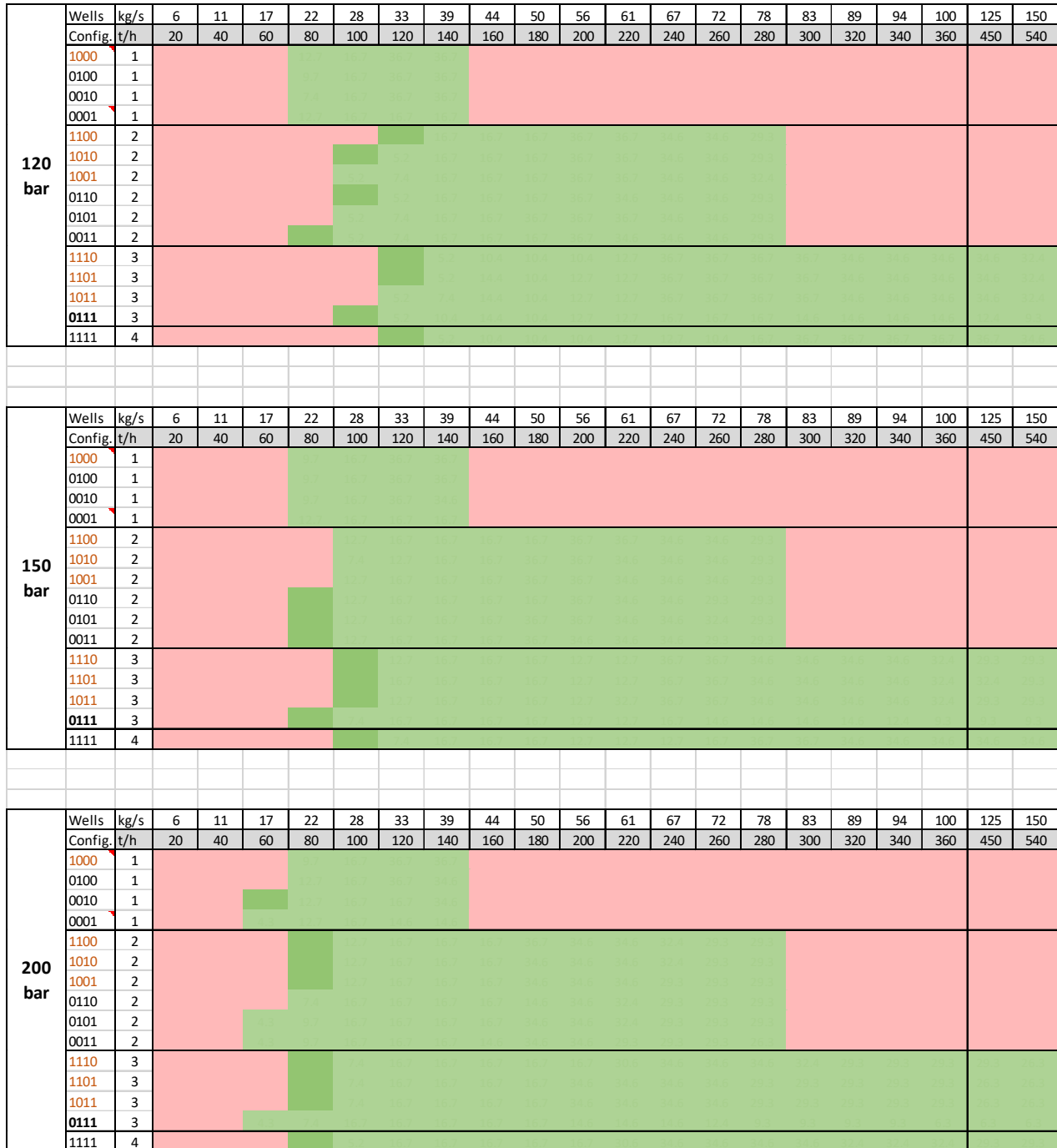


Figure 12: Operating envelope (of normal temperatures) for Pres 120bar to 200bar.

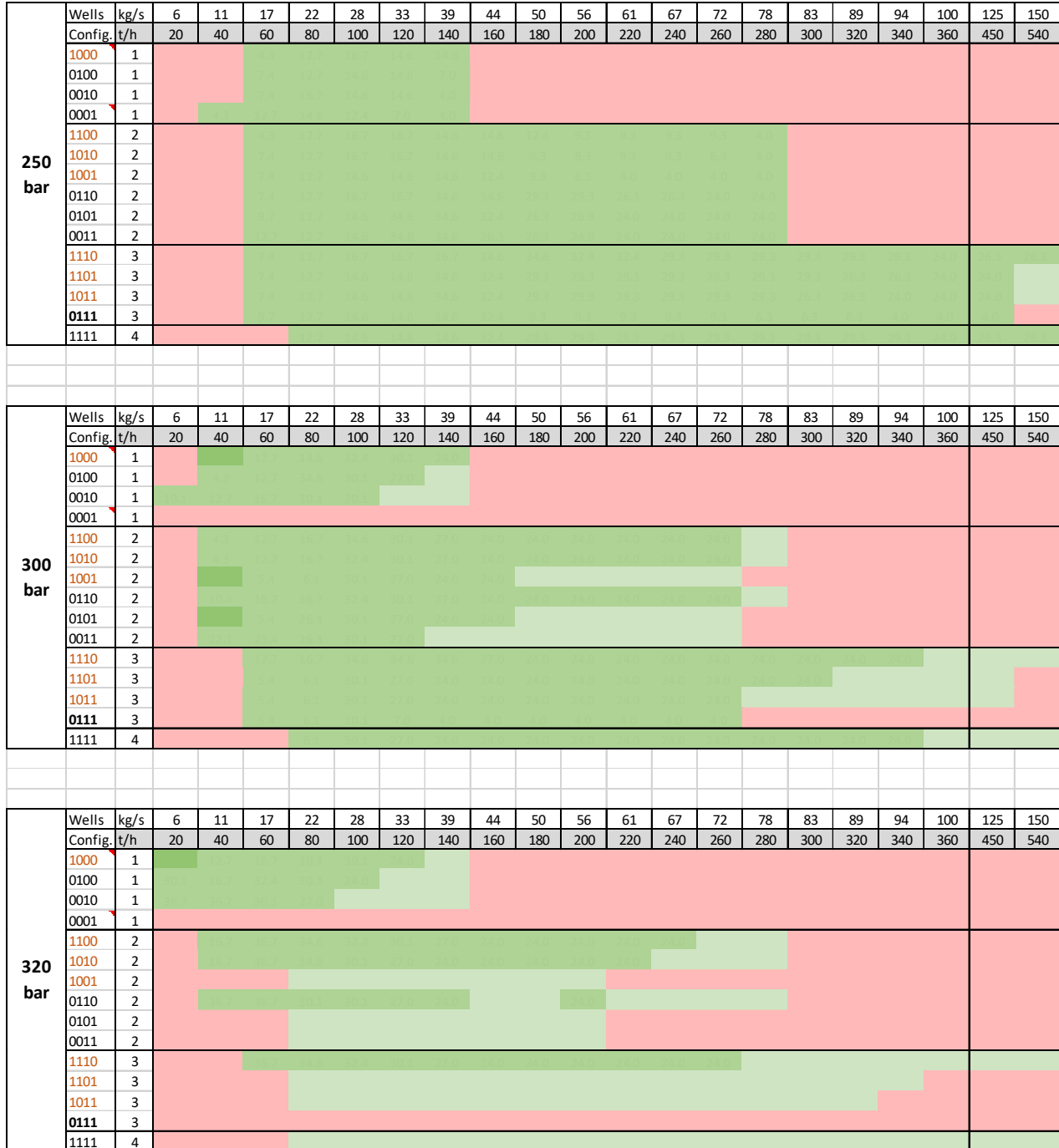


Figure 13: Operating envelope (of normal temperatures) for Pres 250bar to 320bar.

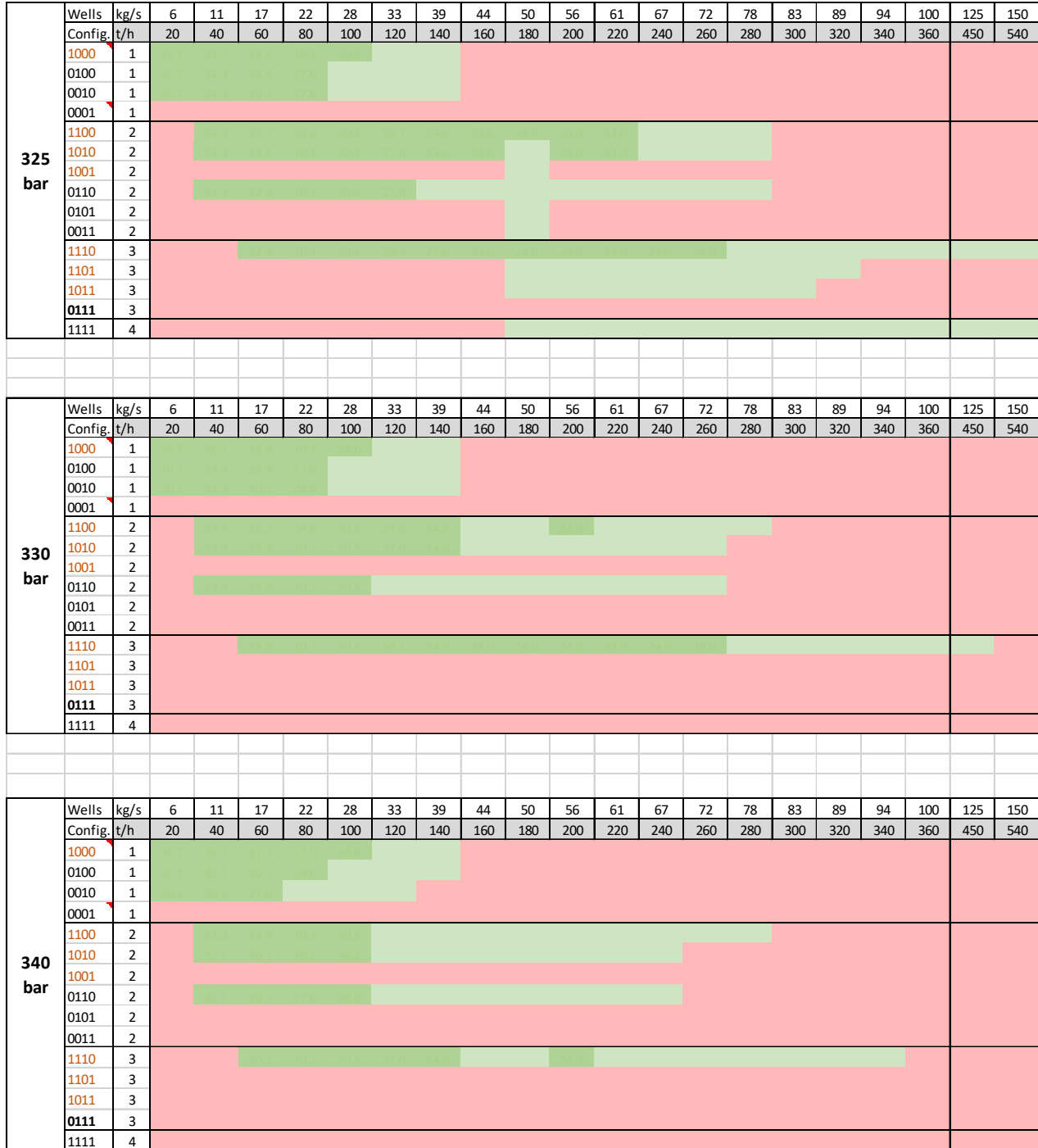


Figure 14: Operating envelope (of normal temperatures) for Pres 325bar to 340bar.

## 5. Time-wise injection plan

A summary of the main milestones of the commercial base case injection plan is shown in Table 9. The detailed version of the injection plan is available in the Appendix. Graphs of the main parameters against time is also given in Figure 15 to Figure 20.

Table 9: Highlights of time-wise injection plan

End of year	P.res P18-2 [bar]	P.res P18-4 [bar]	Avg. flow rate during operating hours [t/h]	Avg. flow rate p.a. including downtime [Mtpa]	Main flow restriction [t/h]	Note
0	17	17	-	-	-	Initial reservoir pressure
1	41	42	247	2.10	Max. 280/260	Gas mode
1.5	53	54	242 *	-	Max. 260	Gas mode – balance P.res
Transition from Gas mode to Dense phase mode						
1.6	55	59	260 **	-	Min. 140	Dense phase mode
Switch from T.O to C.O.						
2	60	60	241	2.05	Min. 80	Dense phase mode
3	81	99	280	2.38	Min. 80	Dense phase mode
4	98	127	280	2.38	Min. 80	Dense phase mode
10	201	230	280	2.38	Min. 60	Dense phase mode
16	338	312	280	2.38	Min. 20	Dense phase mode

\*Average from 1.0 to 1.5 years

\*\*Average from 1.5 to 1.6 years.

This detailed injection plan has 196 steps. The reservoir model cannot, however, take as many steps. It would take too long to run. A simplified version of this injection plan will be made for the reservoir model in the near future.

The flow rates used in the injection plan is discussed in Section 2.6. The averages are shown in the summary table, and the actual flow inputs to the calculation can be seen in the Appendix.

If gas mode is capped at 280t/h for reservoir pressures up to 30bar and at 260t/h from reservoir pressures of 40bar, the average online flow rate in the first 2 years is 244 t/h (~2.1 Mton/a with 8500 operating hours), with the assumed flow rate variations. The rest of the time (14 years) the average online flow rate is 280t/h (2.38Mton/a with 8500 operating hours). With the commercial base case time-wise injection plan developed, transition to dense phase mode will be done after 1.5 years, and conversion from T.O. phase to C.O. phase will be done after 1.6 years.

The commercial base case injection plan shows a few parameters over time in the following figures: Reservoir pressure (in Figure 15), Accumulated mass injected (Figure 16), Total Flow rate (Figure 17) and Flow rates of 2A1 and 4A2 (Figure 18), Average flow rate to 2A3 and 2A5 (Figure 19), and Required compressor discharge pressure and temperature (Figure 20).

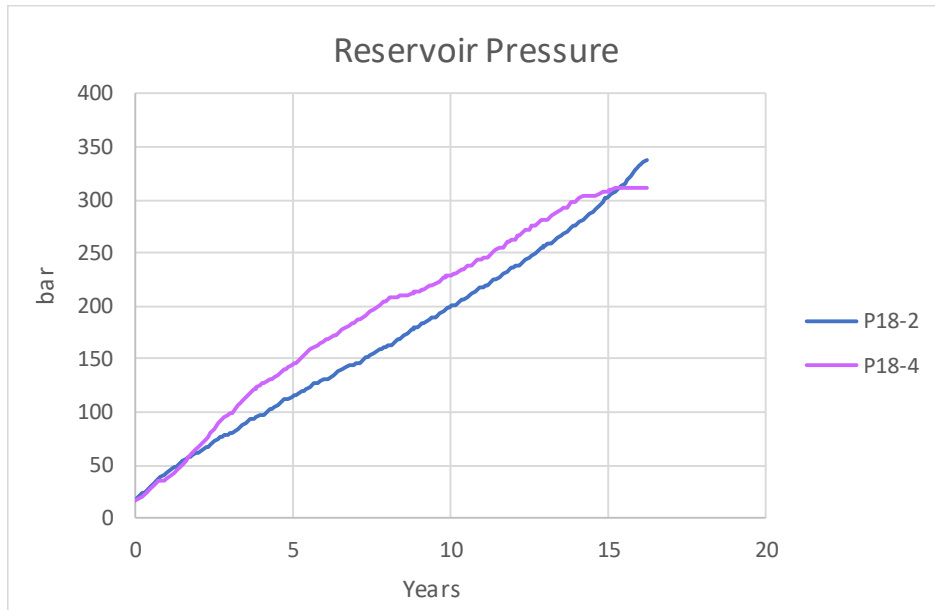


Figure 15: Reservoir pressure over time – commercial case (total 37.5Mt)

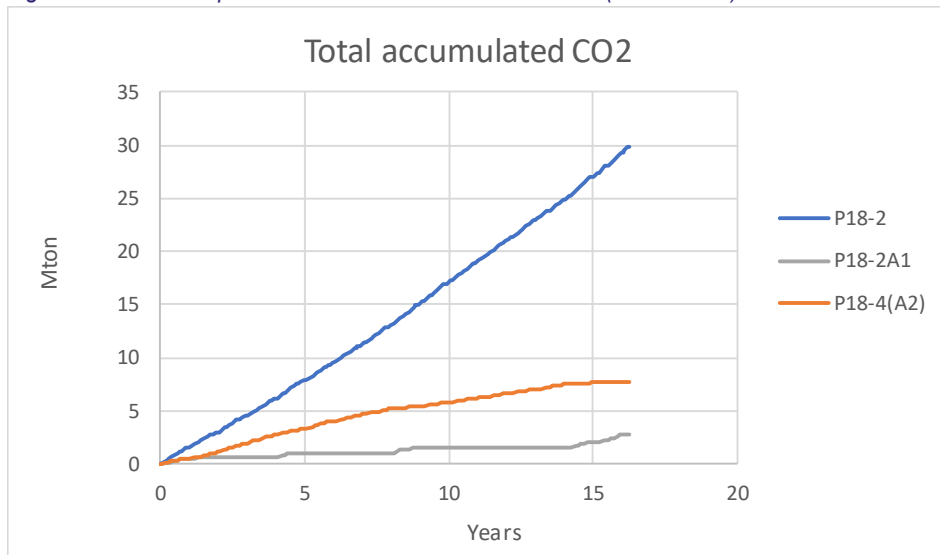


Figure 16: Accumulated mass injected over time –commercial case (total 37.5Mt)



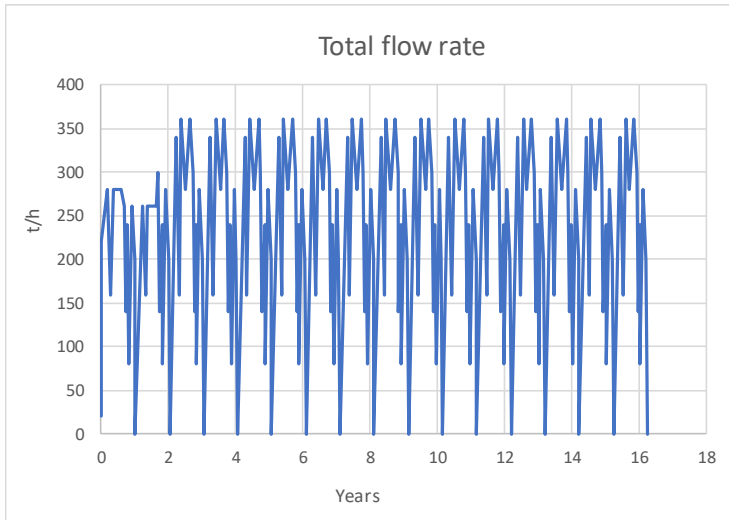


Figure 17: Total flow rate over time

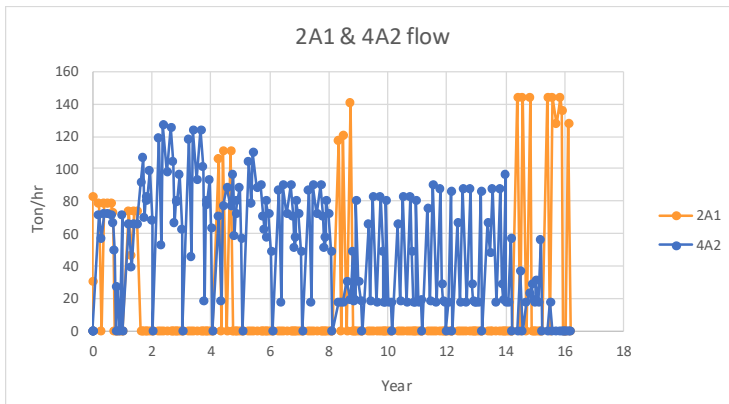


Figure 18: Flow rates of 2A1 and 4A2 over time

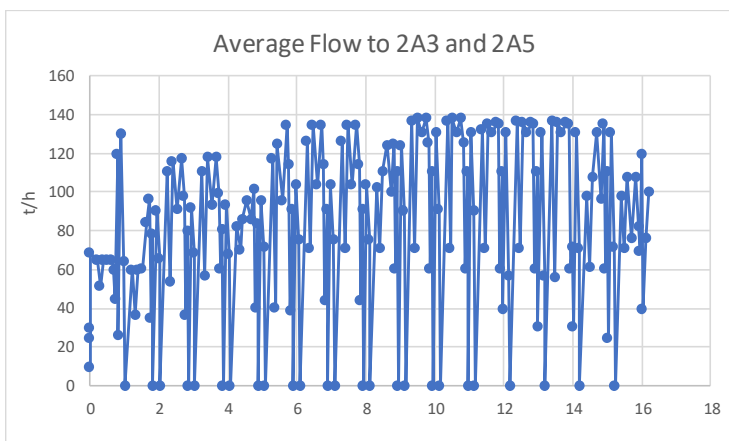


Figure 19: Average flow rate to 2A3 and 2A5 (to be distributed within the operable range of each)

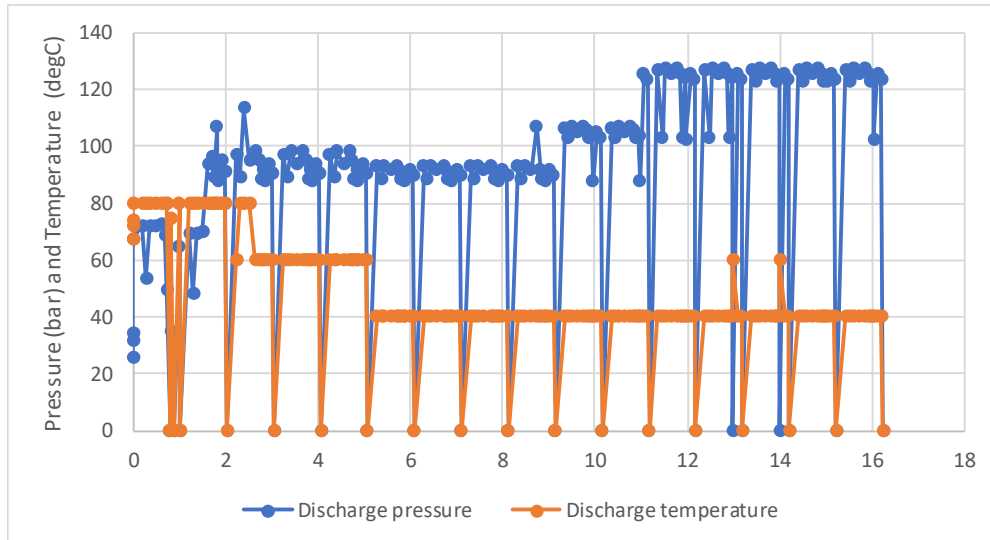


Figure 20: Required compressor discharge pressure and temperature

## References

- [1] Godjali, Jan 2021, Overall Porthos Process Description, POGE-ENG-PRO-POR-REP-0001
- [2] Schiferli, Jan 2021, Flow Assurance Study (FAS), POGE-ENG-PRO-POR-REP-0002
- [3] Belfroid, July 2020, Minimum required manifold temperature to avoid 2-phase, TNO\_39694-20200729-001
- [4] Spits, May 2020, Memo Selection U-Value May 26th 2020, POGE-ENG-PRO-POR-MEM-0002
- [5] Haddad, Feb 2021, Storage Capacity Technical note, STSS-ENG-GEO-PO-REP-0002

## Appendix

The detailed injection plan is given in a table in the Appendix.



# **P18 CCS: Seismic Risk Evaluation**

**Report for EBN BV**

Fenix Consulting Delft BV  
C.J. de Pater, C. Berentsen and J. Park

Date  
June 2021

# **P18 CCS: Seismic Risk Evaluation**

Report for EBN BV

Date  
June 2021

## **DISCLAIMER**

Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:

- Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or
- Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report.

## Executive Summary

EBN and TAQA are planning (with PORTHOS partners) to use the depleted P18 fields for CO<sub>2</sub> storage. The location of the fields is just offshore Hoek van Holland.

The various compartments are distinguished as several fields: the P18-2 field (consisting of several compartments), and the P18-4 and P18-6 fields consisting of a single compartment. The P18-2 field is isolated from the P18-4 field, which has a much shallower GWC. The P18-6 field is not yet considered for the storage operations.

In gas fields, the source of seismicity is differential compaction during production that causes stress concentrations on the faults. As yet, the reservoirs have been strongly depleted but no recorded seismicity was induced. Upon injection, the reservoir pressure will be increased again (reservoir pressure will be nearly restored to original pressure) so that stability of the faults is restored. Other mechanisms of seismicity could be local pressure changes during CO<sub>2</sub> injection and cooling of the reservoir by injection of cold fluid and fluid expansion into the low-pressure reservoir.

Since the P18 fields are more than 15km from the shoreline, there are no vulnerable surface structures that might be damaged by earthquakes induced at P18. Fault slippage is mainly a concern because it might lead to upward migration of CO<sub>2</sub> if fault slippage creates conductivity along faults that were sealing before gas production.

Severe cooling will reduce the stress because of reservoir contraction. Some injectors are only a few hundred meters from a seismically visible fault, so the cold front could reach the fault after several years. The thermal stress effect differs from the differential compaction effect, because thermal stress mainly reduces confining stress on the fault while differential compaction mainly increases shear stress. The probability of seismicity on boundary faults by thermal stress reduction is deemed low since no seismicity was observed by the regional network with a detection limit of magnitude 2 during compaction of the fields and the added effect of thermal stress is smaller than the increased stability by re-pressurization. The potential pressure effect from long thermal fractures is also small. Intra-reservoir faults can also become unstable by cooling of the reservoir, with a higher maximum earthquake magnitude of 2.8 since these faults could be in the middle of the cold zone. However, there is no evidence from well tests of large intra-reservoir faults near the wells, so the probability of such faults is low. Although, the CO<sub>2</sub> injection carries in principle a potential hazard of induced seismicity, it follows from the analysis that in this specific case the probability of seismicity is low and risk is negligible.

The standard deterministic seismic risk analysis for depleting gas fields indicates low risk. For the injection phase, a hazard and risk analysis with the Bow Tie method shows that risks due to undesired reservoir response can be mitigated by adapting the operations. The most important intervention is modification of the use of wells to optimize reservoir management. Furthermore, even in the unlikely event of fault slippage or thermal fracture growth into the overburden, loss of containment is prevented because slippage will be limited to the reservoir level and a proven geological barrier of 700m impermeable overburden will contain the CO<sub>2</sub>.

## Conclusions

- The P18 fields have been almost depleted and geomechanical modelling of the induced stress on the faults indicates that compaction induced seismicity might be possible. However, no seismicity has been observed, so that maximum magnitude of any seismicity should be less than the detection limit of magnitude 2.0.
- A strong decrease of the effective stress by cooling may occur around some injectors for extreme injection conditions.
  - The boundary faults become more stable by increasing the average reservoir pressure. Cooling of the faults in extreme cases can cause instability that just exceeds the instability after depletion. The maximum magnitude is less than 2.4.
  - Sub-seismic faults near the injectors may induce earthquake magnitude up to 2.8.
  - In case thermal fracture propagation occurs, the fractures could propagate to the faults due to stress rotation. However, injection pressure in those cases is low, so the pressure change on the faults and the effect on stability is also small.

- Thermal injection fractures will be confined to the cold zone. Since the cold front penetration into the overburden is small and the injection pressure is low, breaching the overburden is very unlikely.
- Even with relatively high injection pressure for matrix injection, no fracture can be initiated at the start of injection because the minimum effective stress is enhanced by depletion.
- Since reservoir pressure will be restored during CO<sub>2</sub> injection, which dominates the effect of cooling and no detectable seismicity was induced during depletion, the risk of seismicity during injection is deemed negligible (Teatini *et al.*, 2019).
  - Since the fields fall in the class of negligible risk, only monitoring with the regional KNMI network is required.
- In case fault slippage would occur, it is confined to the reservoir level, so loss of containment is prevented by the thick, impermeable seal.



## Contents

<b>EXECUTIVE SUMMARY.....</b>	<b>III</b>
Contents.....	v
List of Figures .....	vi
List of Tables.....	xii
Nomenclature .....	xiii
<b>1 INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
<b>2 MECHANISMS OF SEISMICITY.....</b>	<b>4</b>
<b>3 RESERVOIR PROPERTIES, STRESS AND FAULT SYSTEM.....</b>	<b>7</b>
Fault System.....	10
<b>4 GEOMECHANICAL SIMULATIONS.....</b>	<b>16</b>
Introduction .....	16
Thermal Fracturing.....	18
Thermal Fracture Simulation Results.....	23
Cap Rock Integrity Simulation.....	44
Monitoring.....	51
Discussion on thermal fractures and caprock breach .....	51
Fault Stability Simulations .....	52
<b>5 RISK ANALYSIS.....</b>	<b>76</b>
Deterministic Seismic Hazard Analysis for Reservoir Depletion .....	76
Injection Seismicity Risk Analysis: Bow Tie Method .....	80
Hazards.....	81
Consequences and Risk.....	85
Risk Classification.....	88
Discussion .....	89
<b>REFERENCES.....</b>	<b>90</b>

## List of Figures

- Figure 1: Overview of the locations of P18 and nearby P15 fields (After TAQA, 2009). .....1
- Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). Red line indicates the position of the cross section shown in Figure 4 (TNO, 2019). The four planned injection wells are indicated with the red boxes. ....1
- Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardeggen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer (TNO, 2019). .....2
- Figure 4: Cross section through the P18-2 field, showing block 2-I with initial water saturation. The location of the cross section is shown in Figure 2 (TNO, 2019). .....2
- Figure 5: Correlation between size of rupture area (for a square area) and earthquake magnitude (Dowrick et al., 2004; KNMI, 2008). Using earthquake recordings the size of the slip area and the stress drop can be inferred. These slip area dimensions are plotted for depletion earthquakes in Bergermeer and Groningen. For a computed maximum slip area, the empirical relation gives a conservative estimate of magnitude. The TNO correlation is based on a theoretical relation and is more conservative, since it gives larger magnitude for a computed slip area. ....4
- Figure 6: Map of gas fields in the Netherlands. Natural (tectonic) earthquakes occur mostly in the South-East, with a few in the North-West of the Netherlands. Induced earthquakes (between 1986-2020) in the Netherlands are concentrated in two areas: one near the Groningen gas field and another near the Bergermeer field and neighbouring fields that lie on the same trend. The P18 fields belong to a trend of gas fields, extending from Zuid-Holland to offshore P18 and P15 blocks (West-Netherlands Basin) that are seismically quiet (de Pater et al., 2020). .....5
- Figure 7: Logs and lithology in well P18-04A2. DSI readings from log displays were used to compute the Young's modulus in overburden and reservoir. The Hardeggen reservoir has lower Young's modulus than the overlying seal. ....7
- Figure 8: Logs of P18-02 with lithology. The Young's modulus was derived from the compressional sonic travel time, with an assumed ratio of compressional to shear velocity of 1.7 which corresponds to a Poisson Ratio of 0.3. ....8
- Figure 9: Stress gradients derived from P18-1 logs and LOT pressures as well as fracture gradients determined in nearby P15 and P12 fracture injection PFO's. The logs in the P18-2 well yielded the same result for the reservoir stress. ....9
- Figure 10: Stress orientation in the North Sea area near P18 (World Stress Map, 2016). .....9
- Figure 11: Faults in the P18-2 field, with well P18-2-A5 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis. ....11
- Figure 12: Faults in a cross-section through well P18-2-A5 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injection interval. ....12
- Figure 13: Faults in the P18-2 field, with well P18-2-A1 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis. ....12
- Figure 14: Faults in a cross-section through well P18-2A1 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injector. ....13
- Figure 15: Faults in a cross-section through well P18-2A1 along the maximum horizontal stress direction. The red ellipse indicates the injector. ....13
- Figure 16: Faults in the P18-2 field, with well P18-2A3 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis. ....13
- Figure 17: Faults in a cross-section through well P18-2A3 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injector. ....14

Figure 18: Faults in a cross-section through well P18-2A3 along the maximum horizontal stress direction. The red ellipse indicates the injector. .... 14

Figure 19: Faults in the P18-4 field, with well P18-4A2 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis..... 14

Figure 20: Faults in the P18-4 field, in a cross-section through well P18-4A2 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the Injection interval in well. .... 15

Figure 21: Iteration loop from wellbore flow simulation for Flow Assurance, that provides rate and injection temperature to coupled reservoir simulation including thermal fracturing that provides pressure and temperature to the fault stability simulation. The updated well injectivity and geomechanical constraints are used in an optimization step. .... 16

Figure 22: Schematic Diagram for Barton-Bandis Model.....20

Figure 23: P18-2A1 Well Longitudinal Fracture Model. ....20

Figure 24: P18-2A1 Well Transverse Fracture Model. ....21

Figure 25: P18-4A2 Well Longitudinal Fracture Model. ....21

Figure 26: P18-4A2 Well Transverse Fracture Model. ....22

Figure 27: Comparison Between Reservoir Grid and Geomechanical Grid. The colouring has no significance; it was used to show the active cells. ....22

Figure 28: Base Case Injection Schedule for P18-2A1 Well. ....23

Figure 29: Temperature by 2038 (Top View). ....23

Figure 30: Temperature by 2038 (Cross-section View) and Location of Cross Section Through I=74.. 24

Figure 31: Minimum Stress by 2038 (Top View). ....24

Figure 32: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View), plotted on reservoir simulation grid, so that inactive cells are visible. ....25

Figure 33: Excess pressure for matrix simulation and for fractured simulation for P18-2A1, using base case stress and injection schedule. Hardly any fracturing occurs with base case parameters. ....25

Figure 34: Worst Case Injection Schedule for P18-2A1 Well. Injection starts in May 2024.....26

Figure 35: Temperature by 2035 (Top View). ....26

Figure 36: Temperature by 2035 (Cross-section View) and Location of Cross Section Through I=74. 26

Figure 37: Minimum Stress by 2035 (Top View). ....27

Figure 38: Minimum Stress by 2035 (Cross-section View). ....27

Figure 39: Cross Section of the Permeability within the P18-2 Model through the P18-2A1 Well..27

Figure 40: Thermal Fracture Growth in K-Direction. ....28

Figure 41: Bottom hole pressure for matrix simulation and fractured simulation for P18-2A1.....28

Figure 42: Excess pressure for matrix simulation and for fractured simulation for P18-2A1, using worst-case stress and injection schedule. Upon fracture initiation the excess pressure drops to 50bar.....29

Figure 43: Pressure distribution in layer 3 of Hardegsen around P18-2A1: matrix simulation (top) and fracture simulation (bottom). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible. ....29

Figure 44: Pressure distribution around P18-2A1 (cross-section view): matrix simulation (left) and fracture simulation (right). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible .....30

Figure 45: Temperature by 2035 (Top View). ....30

Figure 46: Temperature - Pressure Change Over Time at the Worst Location on the NW Fault. ....	31
Figure 47: Base Case Injection Schedule for P18-4A2 Well. ....	31
Figure 48: Temperature by 2038 (Top View). ....	32
Figure 49: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross Section through I=36. ....	32
Figure 50: Minimum Stress by 2038 (Top View). ....	32
Figure 51: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View). ....	33
Figure 52: Thermal Fracture by 2038. ....	33
Figure 53: Excess pressure and BHP difference between matrix flow and fracture flow. ....	33
Figure 54: Pressure distribution in layer 3 of Hardegsen around P18-4A2: matrix simulation and fracture simulation (bottom). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible. ....	34
Figure 55: Temperature by 2038 (Top View). ....	34
Figure 56: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section Through I=36. ....	35
Figure 57: Minimum Stress by 2038 (Top View). ....	35
Figure 58: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View). ....	35
Figure 59: Thermal Fracture by 2038. ....	36
Figure 60: Excess Pressure and BHP Difference between simulations without a fracture and with a thermal fracture. ....	36
Figure 61: Temperature by 2038 (Top View). ....	37
Figure 62: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through J=154. ....	37
Figure 63: Minimum Stress by 2038 (Top View). ....	37
Figure 64: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View). ....	38
Figure 65: Thermal Fracture by 2038. ....	38
Figure 66: Excess pressure and BHP difference between matrix flow and fracture flow. ....	38
Figure 67: Temperature - Pressure Change Over Time at the Worst Location on the West Fault. ....	39
Figure 68: Base Case Injection Schedule for P18-2A3 Well. ....	39
Figure 69: Excess Pressure by Base Case Injection Without a Thermal Fracture. ....	40
Figure 70: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through I=76. ....	40
Figure 71: Minimum Stress Changes Over Time at Hardegsen and Detfurth Horizons. ....	40
Figure 72: Temperature by 2035 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through I=82. ....	41
Figure 73: Temperature by 2035 (Top View in Hardegsen). ....	41
Figure 74: Temperature by 2035 (Top View in Detfurth). ....	42
Figure 75: Minimum Stress Change Over Time. ....	42
Figure 76: Meshing used in Caprock breach Comsol model around P18-2A1. (Left) top view Bunter (middle) zoomed in showing the three circle (right) Max zoomed in showing the inner and secondary circle. The circles are for modelling purposes only. ....	45
Figure 77: North-South cross-section through the P18-2A1 well (left) and map view of the location of the cross-section (right). The vertical lines in the cross section through Keuper and Bunter are for modelling purposes. ....	45

Figure 78: Deviation of the pressure from virgin pressure ( $p_{ref}$ ) during injection at the Hardegsen-Upper-Detfurth interface. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible. ....46

Figure 79: Deviation of the pressure from virgin pressure ( $p_{ref}$ ) during injection through the cross-section 46

Figure 80: Temperature and extent of cooling around the P18-2A1 well (upper plots) and corresponding effective minimum stress (bottom plots) for three time steps.....46

Figure 81: Stress profiles south of the P18-2A1 well in the depleted state (left) during injection (middle) and at the end of injection (right). ....47

Figure 82: (Left) Pressure change close to the fracture in reservoir and overburden (Right) Concept of net pressure in the overburden .....47

Figure 83: left) Pore Volume average GEM pressures (right) Bulk Volume averages Comsol pressure.  $P_{HD,300}$  and 300m refer to the average Hardegsen pressure in a 300m radius around the well. RES main is the average pressure in the main reservoir block.  $P_{WB,HD}$  is the GEM well grid block pressure. max-P is the maximum interpolated pressure in the Comsol model Excess is the excess pressure ( $p_{WB,HD}-P_{HD,300}$ ) in the GEM model and (max-P - 300m) in the Comsol model. ....48

Figure 84: Evolution of the Keuper average minimum horizontal stress around the P182-A01 injector and the well pressure in top Hardegsen (left) For virgin Keuper Stress of 14kPa/m (right) for virgin Keuper stress of 15.3kPa/m.....48

Figure 85: Fracture stress ( $S_{h,min}-P_{well}$ ) at the at the Keuper side of the Keuper Hardegsen interface above the P182-A01 well. Case with low Keuper stress.....49

Figure 86: Maximum elevation of the fracture stress (eq 4) above the Keuper-Hardegsen interface 50

Figure 87: Maximum elevation of the fracture stress ( $S_{h,min}-P_{well}$ , eq 4) above the Keuper-Hardegsen interface for various snap shots in time. Blue arrow indicates the direction of time, red arrow the tensile stress failure level ( $s_3-p_w=0$ ) and the black arrows the excess pressure head room, which is referenced to the average 50bar excess injection pressure. ....50

Figure 88: Maximum elevation of the fracture stress ( $S_{h,min}-P_{well}$ , eq 4) above the Keuper-Hardegsen interface for various snap shots in time. No stress contrast (Right) and with higher stress gradient in the Keuper (Left). ....51

Figure 89: P18-2 model geometry with the P18-2 reservoir indicated in blue.....53

Figure 90: Cross-section through P18-2 reservoir.....54

Figure 91: Stress rotation at the three wells in the P18-2 field from virgin pressure (left) to depleted pressure (right). ....54

Figure 92: Cross section through P18-2 West fault with contours of effective minimum stress at virgin pressure (left) and depleted pressure (right). ....55

Figure 93: P18-2 West fault with contours of critical stress ratio at virgin pressure (left) and depleted pressure (right). The fault pressure was averaged between the reservoir and non-reservoir sides. The magenta outline indicates the intersection of reservoir and fault. Reservoir layers are labelled. 55

Figure 94: P18-2 West fault with contours of normal stress (left) and shear stress (right). The normal stress is reduced over the entire reservoir height, but the shear stress is increased near the bottom, giving a narrow critically stressed area.....55

Figure 95: Maximum magnitude vs. average pressure for P18-2 West fault, for a friction coefficient of 0.6. Calibration on maximum magnitude of 1.5 for less than 30% depletion is shown in the left plot. Right plot shows the magnitude for calibrated cohesion so that at full depletion the maximum magnitude remains below 2, in agreement with the lack of observed seismicity.....56

Figure 96: Pressure at top Hardegsen in the P18-2 field during injection. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible. ....56

Figure 97: Evolution of reservoir pressure along the west fault during injection. The deviating patch in the lower right corner originates from non-active cells in the GEM model, that are assumed to remain at virgin pressure.....	57
Figure 98: Evolution of reservoir pressure along the North-West fault during injection. The magenta outlines indicate the intersection of fault and reservoir. The reservoir layers are labelled .....	57
Figure 99: Evolution of pressure difference over the West fault during injection .....	58
Figure 100: Evolution of pressure difference over the North-West fault during injection.....	58
Figure 101: Orientation of principal stress during Injection in the P18-2 field. Note that the field model was rotated to align the Y-axis with the maximum regional stress at virgin conditions.....	59
Figure 102: Temperature evolution on the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field. 59	
Figure 103: Evolution of effective minimum stress during Injection in the P18-2 field.....	59
Figure 104: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field. For different values of the friction coefficient, it was assumed that cohesion prevents depletion earthquakes with magnitude above 2. The temperature effect is significant for the NW fault, but the maximum magnitude does not exceed the level at maximum depletion.....	60
Figure 105: Maximum magnitude vs. average pressure with transverse thermal fractures, for the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field. ....	60
Figure 106: Comparison of Maximum magnitude vs. average pressure for transverse (left) and longitudinal (right) thermal fractures, for the North-west faults during Injection in the P18-2 field. ....	61
Figure 107: Calibrated values of the fault cohesion for variation of different parameters for the P18-2 West (left). Dependence of computed maximum magnitude during injection. ....	62
Figure 108: Tornado diagram of sensitivities for the P18-2 West fault at two different pressures. ....	63
Figure 109: Calibrated values of the fault cohesion for variation of different parameters for the P18-2 North-West (left). Dependence of computed maximum magnitude during injection. ....	63
Figure 110: Tornado diagram of sensitivities for the P18-2 North-West fault at two different pressures. 64	
Figure 111: P18-4 geomechanical model with Western fault. The reservoir contact is shown in blue. 65	
Figure 112: Cross-section through the P18-4 field.....	65
Figure 113: P18-4 cross section through Western fault with critical stress ratio for virgin and depleted pressure. ....	65
Figure 114: P18-4 Western fault plane with critical stress ratio for virgin and depleted pressure.....	66
Figure 115: Maximum magnitude computed from critically stressed contiguous area for Western fault of P18-4 field (left) and maximum magnitude after calibrating fault strength (right) as a function of average pressure.....	66
Figure 116: Principal stress rotation during depletion in the P18-4 field. ....	67
Figure 117: Pressure at top Hardeggen in the P18-4 field during injection. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible. ....	67
Figure 118: P18-4, Critical stress at several times during injection showing the effect of pressure increase and cooling.....	68
Figure 119: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field.....	68
Figure 120: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field. Both calibrated maximum magnitude and uncalibrated values (without cohesion) show that maximum magnitude during injection does not exceed the maximum magnitude after depletion. 68	



Figure 121: Points on the West fault of P18-4 in a vertical projection (left) and in plan view (right). 69

Figure 122: Mohr-Coulomb plot of the stresses on the West fault of P18-4 during depletion for non-reservoir side (left) and reservoir side(right). .....70

Figure 123: Mohr-Coulomb plot of the stresses on the West fault of P18-4 during injection for non-reservoir side (left) and reservoir side(right). .....70

Figure 124: P18-4 West fault with contours of critical stress ratio at depleted pressure (left) and pressure at the end of injection (right). The fault pressure was averaged between the reservoir and non-reservoir sides. ....71

Figure 125: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field.....71

Figure 126: Comparison of maximum magnitude for longitudinal (left) and transverse fractures (right) during injection in the P18-4 field.....72

Figure 127: Principal stress rotation during injection in the P18-4 field.....72

Figure 128: Mohr circles for reservoir stress in P18-2 field at virgin pressure (red) and at the end of injection (blue).....73

Figure 129: Potential earthquake magnitude induced on intra-reservoir faults in P18-2 field near the P18-2A1 well, for different dip angles. Calibrating the maximum magnitude on the detection limit of 2 yields the cohesion. ....73

Figure 130: During depletion the thermo-elastic stress in the cold zone causes instability that could potentially induce earthquakes with magnitude 2.8. Restricting the maximum slip area to small faults of 300m length (giving an aspect ratio of 10) reduces the maximum magnitude to 2. ....73

Figure 131: Plot of Mc function ( $\tau - \mu\sigma_n$ ) for intra reservoir faults near P18-2A1 well. For depletion (left) the peak is wide, while for cooling (right) the peak is more localized and much higher since normal stress vanishes.....74

Figure 132: Risk map with surface risk index on the horizontal axis and subsurface risk index on the vertical axis. ....76

Figure 133: Overview of Risk Analysis of Fault Slippage (Bowtie) with hazards on the left and risks (consequences) on the right. ....80

Figure 134: Depletion induces stress change on the faults, potentially causing fault slippage.....81

Figure 135: Depletion induces stress change on intra-reservoir faults.....82

Figure 136: Cooling will induce stress change on faults, exacerbated by induced thermal fractures, reaching faults.....83

Figure 137: Chemical fluid-rock interaction leading to slippage. ....84

Figure 138: Fault slippage can cause shearing of non-abandoned wells, with potential barriers.....85

Figure 139: Fault slippage can cause earthquakes with shaking that can damage offshore infrastructure. 85

Figure 140: Damage to platforms could have an impact on personnel. ....86

Figure 141: Fault slippage causes earthquakes, with shaking that damages onshore structures, with barriers. ....86

Figure 142: Slippage yields a permeable path along faults that cause containment loss, with barriers that mitigate this event. ....87

Figure 143: Thermal fracture propagation into cap causes containment loss.....87

Figure 144: Decision flow diagram for Seismic Risk Classification proposed by SoDM. There has been no past seismicity in P18 and the risk evaluation for compaction as well as injection risk yield risk class I of negligible risk, monitoring with the regional network is sufficient.....89

## List of Tables

Table 1: Average thickness, porosity and horizontal permeability of the reservoir layers.....	8
Table 2: Average reservoir properties, including the range used for the simulations and the estimated uncertainty range. The parameters are ranked by importance for the outcome of the simulations. Perhaps the most significant parameters are the fundamentally unknown calibration or sensitivity parameters listed at the bottom. Fault pressure is bounded, but unknown. The fault friction coefficient is based on measurements of frictional strength and inferred from natural and induced seismicity and fault cohesion is based on interpretation of seismicity in analogues and is used for calibration. ....	10
Table 3: Distance of injectors to nearby faults, within 1km distance. Distances were calculated from the centre of the Hardegsen interval. Yellow colour indicates boundary faults that have become stressed by differential compaction during depletion. ....	11
Table 4: Geomechanical Properties for Base Case and Low Stress Case. ....	18
Table 5: Stress Input for Thermal Fracture Simulation. ....	19
Table 6: Summary of Thermal Fracture Simulations. ....	43
Table 7: Geomechanical Properties for Cap Rock Integrity simulation with Comsol in P18-2.....	45
Table 8: Geomechanical parameters within the model (left) the parameters for the base case geomechanical scenario (right) the parameters for the low stress geomechanical scenario .....	53
Table 9: Parameters varied in sensitivity study. The geomechanics scenario refers to the Base-Case and Low-Stress scenarios for the simulations. ....	62
Table 10: Young's modulus from DSI log in P18-4 well, with E-factor.....	77
Table 11: Total fault length and block volume for P18-2 and P18-4 fields with the corresponding B-factor. The B-factor was also computed including only the boundary faults, which are most significant, but that yielded also a high value.....	77
Table 12: Fault length and maximum magnitude of earthquakes that could be sustained by each fault. ....	77
Table 13: Reservoir bulk volumes and maximum magnitude that could be induced based on the compaction energy release. For P18-2 and P18-4 the volume change was computed assuming uniform pressure at full depletion. ....	78
Table 14: Subsurface risk factors for seismicity .....	78
Table 15: Surface risk factors. The factor for industrial installations was assigned 2, to allow for more platforms or other structures although at the moment no other platforms exist within 5km of the P18 field. ....	79
Table 16: Depleted field: Stress concentration at boundary fault.....	81
Table 17: Depletion causes stress change on intra-reservoir faults. ....	82
Table 18: Cold CO <sub>2</sub> induced thermal fractures - Reaching faults .....	83
Table 19: Effect of chemical fluid-rock interaction on potential slippage. ....	84

## Nomenclature

Units: SI (m= metre, s= second, kPa =10<sup>3</sup>Pa, MPa =10<sup>6</sup>Pa, GPa =10<sup>9</sup>Pa)

Dimensions: m= mass, L= length, t= time

Variable	Description	Units	Dimensions
$A_p$	: Poroelastic coefficient	[-]	(-)
$c$	: cohesion	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$E$	: Young's modulus	[GPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$g$	: Stress gradient	[kPa/m]	(m/L <sup>2</sup> t <sup>2</sup> )
$K_h$	: horizontal stress ratio	[-]	(-)
$M_0$	: seismic moment	[N m]	(mL <sup>2</sup> /t <sup>2</sup> )
$M$	: moment magnitude	[-]	(-)
$p$	: pressure	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$V_{res}$	: reservoir volume	[m <sup>3</sup> ]	(L <sup>3</sup> )
$R_{crit}$	: Stress ratio: shear stress over effective normal stress	[-]	(-)
$\alpha_B$	: Biot coefficient	[-]	(-)
$\nu$	: Poisson's ratio	[-]	(-)
$\mu$	: friction coefficient	[-]	(-)
$\sigma_{H,max}$	: maximum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\sigma_{h,min}$	: minimum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\sigma_{vert}$	: vertical stress	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\sigma_n$	: normal stress on fault plane	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\tau$	: shear stress	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )

Excess Pressure: FBHP – Average pressure in a 300m radius around the well

FBHP: Flowing Bottom Hole Pressure

PGA: Peak Ground Acceleration, measured in % of acceleration of gravity, g.

PGV: Peak Ground Velocity, (mm/s)



# 1 Introduction

EBN and TAQA are planning (with PORTHOS partners) to use the depleted P18 gas fields for CO<sub>2</sub> storage. The location of the field and nearby fields is shown below in Figure 1.

The fields are indicated in the map of Figure 2. The P18-2 field consists of several compartments, while the P18-4 and P18-6 fields consist of a single compartment. The P18-2 field is isolated from the P18-4 field, which has a shallower GWC. The P18-6 field is not yet considered in the risk analysis.

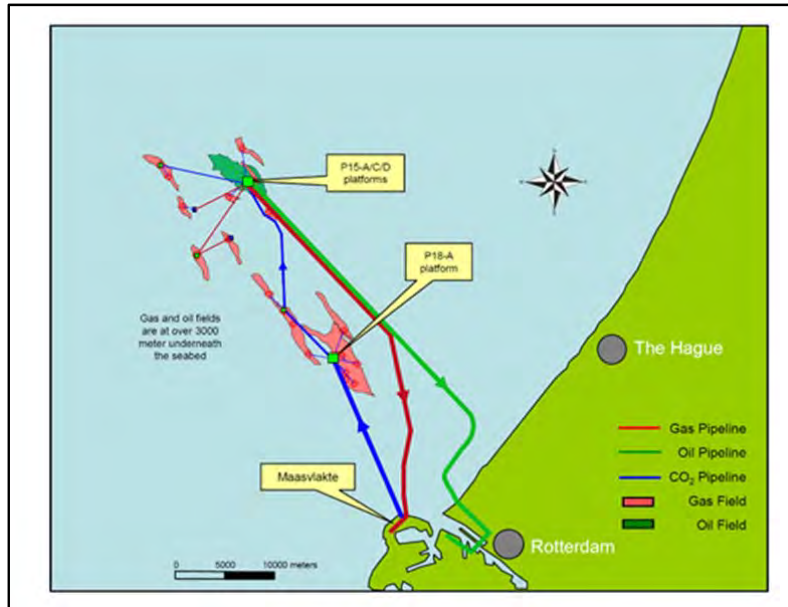


Figure 1: Overview of the locations of P18 and nearby P15 fields (After TAQA, 2009).

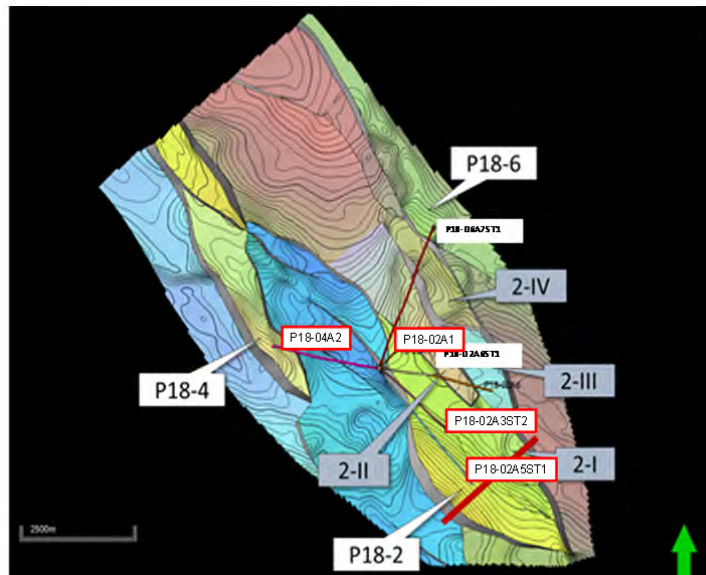
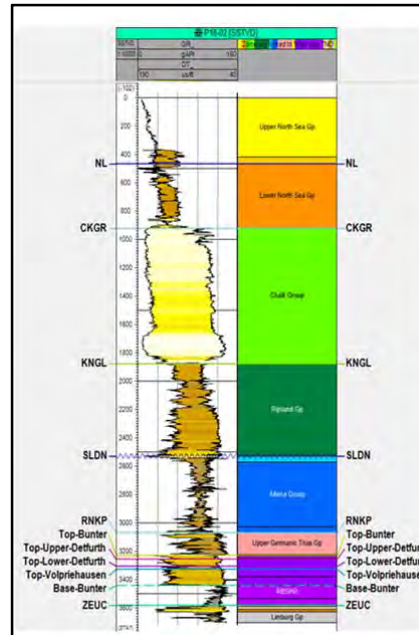


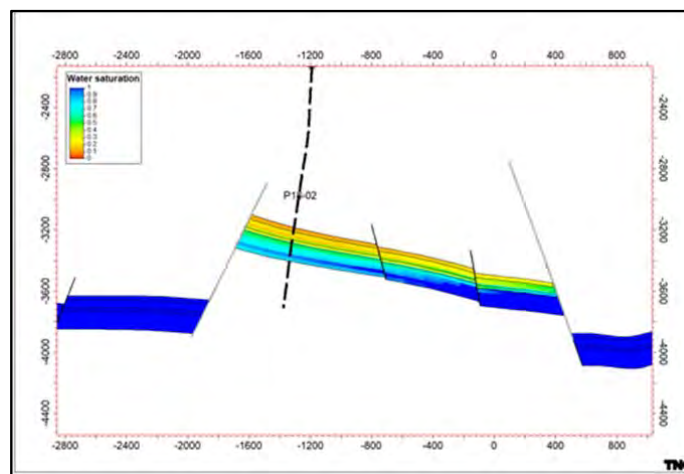
Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). Red line indicates the position of the cross section shown in Figure 4 (TNO, 2019). The four planned injection wells are indicated with the red boxes.

The reservoirs belong to the Triassic Buntsandstein and consist of the Hardegsen, Upper and Lower Detfurth and Volpriehausen. The tight Volpriehausen Formation supports only a small contribution to the reservoir storage capacity. However, the full reservoir height of some 220m is included in the geomechanical analyses since these layers may all deplete or re-pressurize over time. This is a conservative assumption for the seismic hazard evaluation, because even parts of the Volpriehausen that were excluded from the storage simulation will contribute to the stress reduction.

Figure 4 shows a typical cross-section through the P18-2 field with the bounding faults on which significant stress concentrations can be expected during depletion of the field.



**Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardegsen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer (TNO, 2019).**



**Figure 4: Cross section through the P18-2 field, showing block 2-I with initial water saturation. The location of the cross section is shown in Figure 2 (TNO, 2019).**

The geomechanical hazards are controlled by injection parameters such as rate and temperature of the fluid. In turn, those parameters are selected from flow assurance since too much cooling in the well can cause plugging of the well. So, an iterative process was followed to define a safe operation window. For the geomechanical investigation, the reservoir engineering simulations were augmented with coupling to thermal



fracturing since that depends on the pressure and temperature in the reservoir. The coupled model was developed in CMG's GEM which has limited geomechanical capabilities, but that is sufficient to obtain bounds on the change in injectivity and the maximum size of thermal fractures.

For stress analysis of fault instability, a full 3D geomechanical model was built in the FEM system COMSOL so that a fine mesh could be used on the faults to obtain accurate stress values during depletion and injection. The main objective of the fault stability simulation was to investigate the relative effect of thermo-elasticity compared with the impact of depletion on fault stability.

Upon CO<sub>2</sub> injection with increasing reservoir pressure, the stress on the faults will decrease and as a result of elastic reservoir behavior the seismic risk is expected to decrease. One uncertainty is the stress recovery which might not be elastic. This will be discussed later in more detail, but it is not included in the stress analysis since it is deemed insignificant. Also, one compartment at the Eastern side of the P18-2 field will remain at depleted pressure, because it has no connection to an injection well. This is deemed less important and will be disregarded in the risk analysis. The most important new factor contributing to hazard and uncertainty is thermo-elastic stress change, since injecting cold fluid and adiabatic expansion of the CO<sub>2</sub> will cool the reservoir significantly. This is a recognized risk of injection projects and will be treated separately as one of the injection hazards. The possibility of thermal fracturing that may exacerbate fault instability and may cause cap rock breach will also be investigated.

The main concern with seismicity is not so much the potential damage to surface structures, which are in this case only a few nearby wellhead platforms and pipelines that should be earthquake resistant. Slippage on faults might also enhance conductivity on faults which could lead to upward migration of CO<sub>2</sub>. Fortunately, the seal overlying the reservoir is 700m thick, so that the probability of any leakage through faults is negligible.

No seismicity has been observed during depletion of the field, which already reached a low pressure with more than 70% depletion, so that seismicity could be expected. However, in the future injection phase the stress at the faults will differ from the historical stress, so that seismicity cannot be excluded.

For seismic hazard analysis, it is always important to include the geological setting, including any natural and induced seismicity. For instance, induced seismicity by gas field depletion has never exceeded magnitude 3.6 in Dutch fields, while similar gas fields in Southern France and western Canada have induced earthquakes with magnitude up to magnitude 4.5. That is likely caused by different tectonic setting, so induced and natural seismicity is first described for Dutch gas fields.

Geomechanical modeling depends on inputs that will be discussed and since significant seismicity requires large faults that can sustain a large slippage area, the fault system of the P18 fields will be described.

The chapter on geomechanical hazards will summarize the thermal fracturing simulations for Base-Case and Worst-Case conditions. The fault stability simulations will then be described for depletion as well as injection phases. Sensitivity to the input parameters will be discussed as well as implications for cap rock integrity due to thermal fracturing and cooling of the overburden.

Several methods will be used to estimate a maximum possible magnitude of seismic events. For natural earthquakes, probabilistic methods have been developed, based on observed recurrence times of earthquakes with a given magnitude. That is feasible for regions where thousands of earthquakes have been observed. However, in the P18 area no seismicity has been observed, including induced seismicity. Even with observations of induced seismicity it is often impossible to establish a distribution, so it is not even feasible to use a distribution from an analogue field. Therefore, only a qualitative chance of seismicity can be given.

Deterministic risk analysis will be applied to obtain the classification of P18 with respect to perceived risk in Dutch gas fields, following regulatory guidelines. Maximum depletion will indicate elevated risk; in addition, the modulus contrast between reservoir and overburden and the potentially slipping fault surface area will also be determined.

This will yield the risk matrix for surface and subsurface risk for differential compaction. Since the standard subsurface risk matrix does not cover injection projects, a separate risk analysis is used for the perceived risks during injection. For instance, fracturing and thermal stress will also be discussed. As for the other risks in the P18 CCS project, the Bow Tie method is used to clarify the hazards, risks, barriers to risks and mitigating measures.

## 2 Mechanisms of seismicity

### Fault Stability Criterion: Predicting Seismicity

In the Northern part of the onshore Netherlands (i.e. excluding Brabant and Limburg), there are very few natural earthquakes. Absence of natural seismicity depends always on time scale, but at least it can be said that on the human scale of several generations no felt seismicity has occurred in the North-west of the Netherlands and especially the West-Netherlands Basin. Given the tectonic history of the Netherlands with many tectonic pulses, including inversions of basins, earthquakes must have happened in the past and there is evidence that even in the past millennia earthquakes occurred in the Western and Northern Netherlands (Houtgast, 1992). However, in recent times these areas were quiet. Although, this cannot guarantee that no natural earthquakes may occur, it does indicate that most faults are not critically stressed or tectonically active.

Induced earthquakes are regularly caused by reservoir depletion and compaction (Roest *et al.*, 1993; Bourne *et al.*, 2014) and a few earthquakes may have been caused by injection during waterflooding or by drilling losses. Compaction seismicity only occurs after significant pressure depletion of about 30% of virgin pressure (TNO, 2012). This confirms that Dutch gas fields have no critically stressed faults at reservoir level. Depletion of the P18 reservoirs will cause some faults to become critical (TNO, 2019), due to differential compaction. However, injection seismicity depends on critically stressed faults, so that faults with little throw will pose no risk for injection seismicity since they are far from critical.

The criterion for fault slip is simplified to the Mohr-Coulomb criterion, which predicts slippage when the ratio of shear stress to effective normal stress exceeds the friction coefficient,  $\mu$ :

$$R_{crit} = \frac{\tau - c}{\sigma_n - p} > \mu \quad (1)$$

Where  $\tau$  is the shear stress on the fault plane,  $c$  is cohesion,  $\sigma_n$  is the normal stress and  $p$  is the local pore pressure. This shows that three factors could cause slippage: increase of shear stress, decrease of normal stress or increase of local pore pressure in the fault. For instance, depletion will increase the effective normal stress but the increase in shear stress caused by differential compaction can induce criticality of the fault.

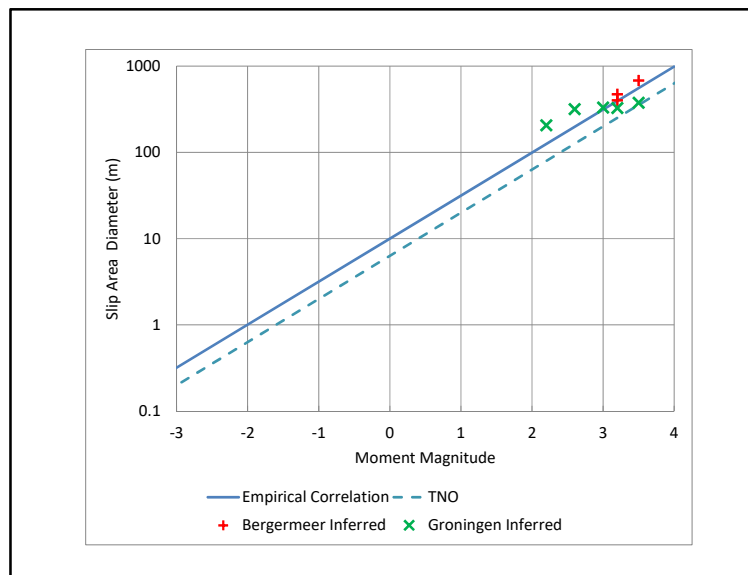


Figure 5: Correlation between size of rupture area (for a square area) and earthquake magnitude (Dowrick *et al.*, 2004; KNMI, 2008). Using earthquake recordings the size of the slip area and the stress drop can be inferred. These slip area dimensions are plotted for depletion earthquakes in Bergemeer and Groningen. For a computed maximum slip area, the empirical relation gives a conservative estimate of magnitude. The TNO correlation is based on a theoretical relation and is more conservative, since it gives larger magnitude for a computed slip area.

Injection induced seismicity is most often caused by increasing pore pressure. This effect has been extensively observed in geothermal and waste water injection. In CO<sub>2</sub> injection, cooling of the reservoir might play a significant role. Furthermore, it is also possible that stress due to opening an injection fracture causes fault instability.

In order to assess the maximum earthquake magnitude, it is necessary to consider the size of the slippage area on a fault since that determines the magnitude, as illustrated in Figure 5.

Figure 6 shows induced seismicity in the Netherlands, which apparently occurs in two clusters of fields. It might be concluded that the gas fields in non-seismic areas just have no faults or faults that never become critically stressed, but that is not the case.

The principal conditions that need to be satisfied for seismicity are 1) the presence of faults in the reservoir and 2) significant compaction, causing these faults to become critically stressed. A number of fields have such faults and significant depletion so that the faults become critically stressed. These fields also have properties that are similar to the seismic fields, so that the absence of seismicity cannot be explained from reservoir properties (Vörös et al., 2019).

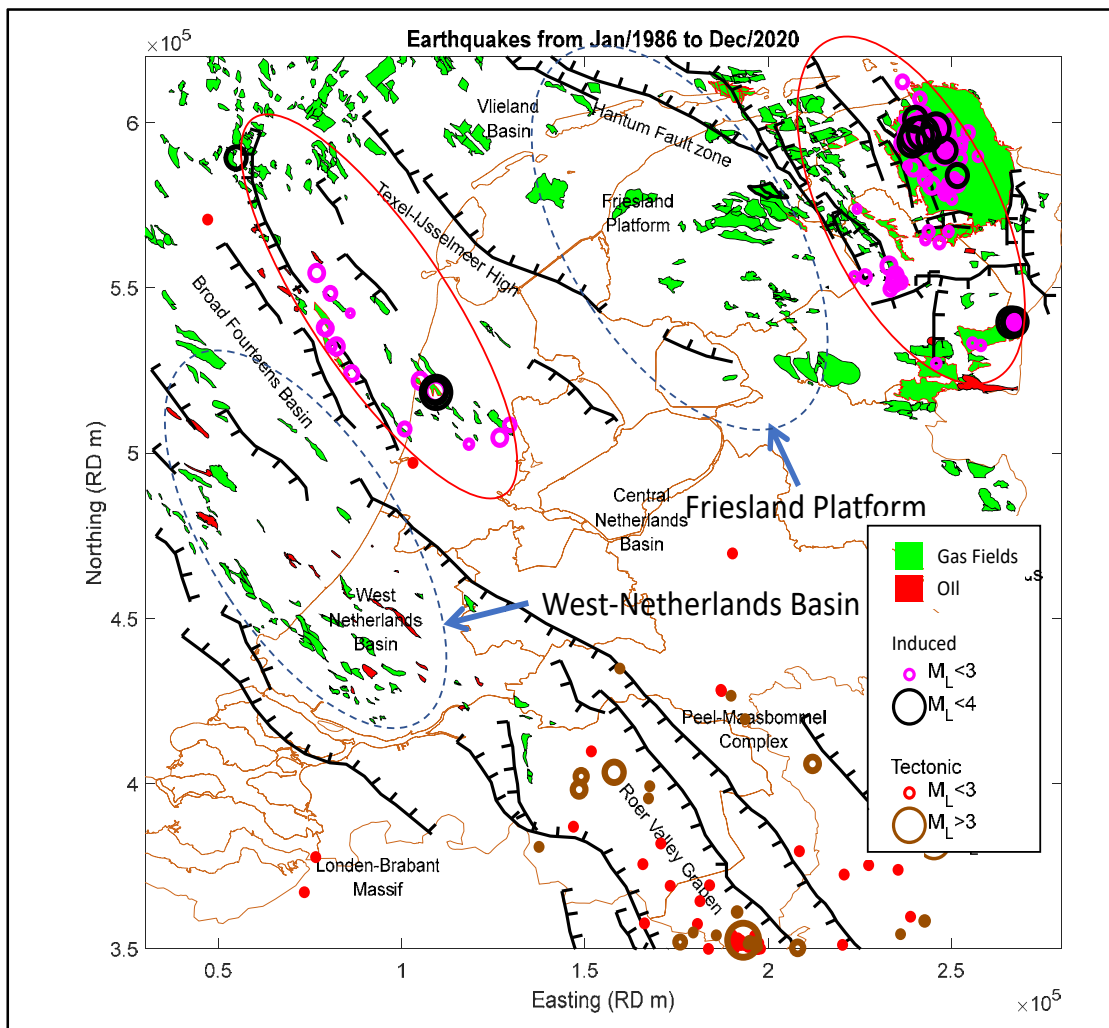


Figure 6: Map of gas fields in the Netherlands. Natural (tectonic) earthquakes occur mostly in the South-East, with a few in the North-West of the Netherlands. Induced earthquakes (between 1986-2020) in the Netherlands are concentrated in two areas: one near the Groningen gas field and another near the Bergermeer field and neighbouring fields that lie on the same trend. The P18 fields belong to a trend of gas fields, extending from Zuid-Holland to offshore P18 and P15 blocks (West-Netherlands Basin) that are seismically quiet (de Pater et al., 2020).

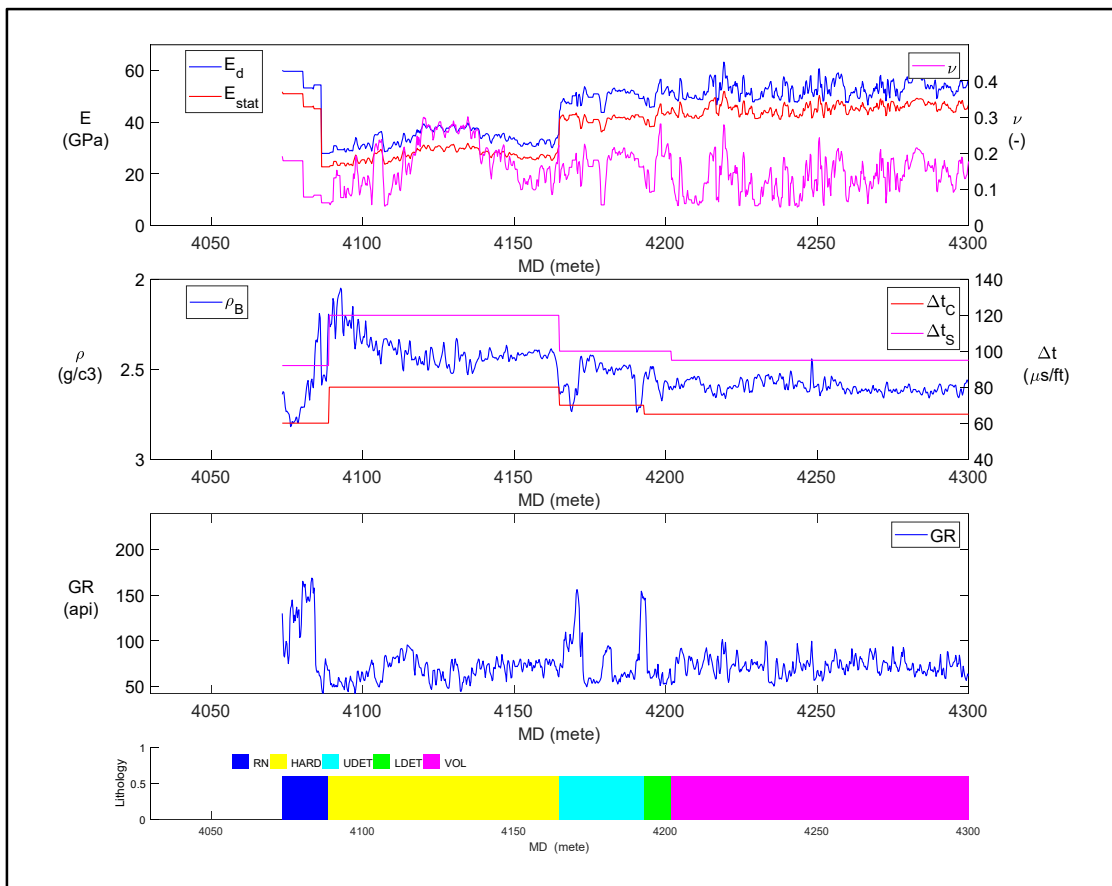
For instance, the Monster field is fully depleted, but induced no seismicity, while the seismic risk analysis could not exclude seismic risk; see NAM (2013), which assigns a probability of up to 42% for induced seismicity (de Pater et al., 2020). For a number of fields that have modest probability of seismicity, it would be unlikely that all of them never induced seismicity. In the West-Netherlands Basin there are no Permian reservoirs, which dominate in the north. However, even Bunter reservoirs in seismic areas (e.g. Roswinkel and Q04-A,B) have induced seismicity, so seismicity is not restricted to reservoirs of Permian age.

As yet, it is unclear what causes the regional variation of seismicity in Dutch gas fields and the non-seismic character of P18, but it can be concluded that even when the faults become critically stressed, the probability of seismicity is very low, since none of the fields in the West-Netherlands Basin have induced any detectable seismicity.

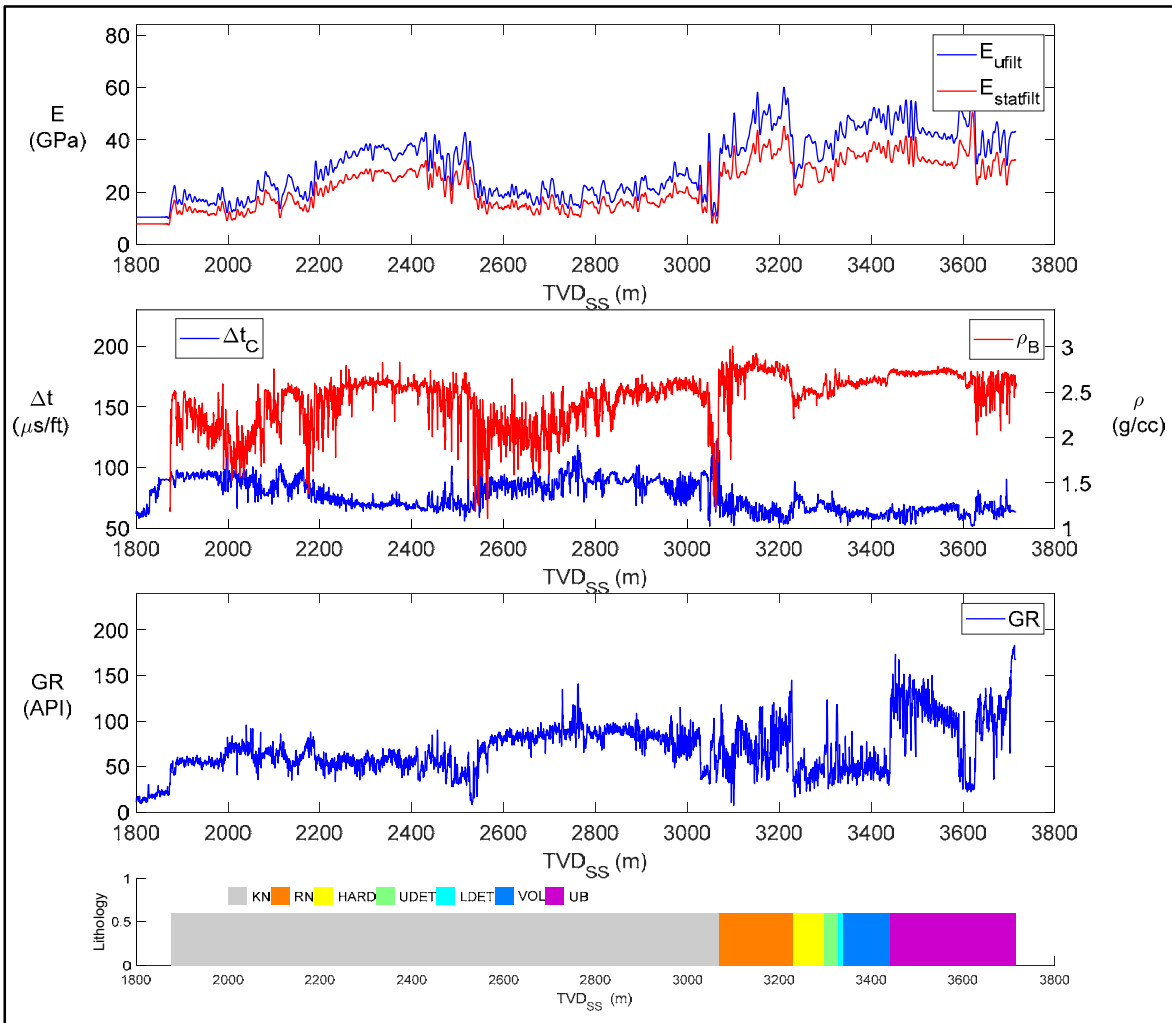
### 3 Reservoir properties, stress and fault system

The Buntsandstein reservoirs are conventional gas reservoirs with fairly good porosity and permeability, see Table 1. The Young’s modulus was determined from core testing and a Dipole Shear Sonic log, shown in Figure 7. The average value of the Young’s modulus over the reservoir is 36GPa, assuming a ratio of static to dynamic modulus of 75%, as observed in scaled fracturing tests (van Dam, 1999; Lhomme, 2004; Brotons et al., 2016). For seismic hazard, the ratio of overburden to reservoir modulus is important, so it does not matter how the dynamic modulus from sonic logs is converted to static modulus. We obtain a higher value of the Young’s modulus than used in the TNO study that used a lower estimate of 18 GPa. For the reservoir, a Young’s modulus of 27GPa will be used, based on the core test values and the log value for the Hardegsen unit. Figure 8 shows logs of the P18-02 well, which had a compressional sonic log. This gives at least a relative value of the modulus in the overburden with respect to the reservoir. While the overburden layer immediately above the reservoir (Upper Germanic) is stiffer than the reservoir, the overburden that is in contact with the reservoir at the boundary faults has a much lower Young’s modulus (Jurassic), which is relevant for the differential compaction effect.

From the density logs, LOT data and past fracture treatments in nearby fields, there is fair control of the estimated vertical and minimum horizontal stress (Figure 9). The maximum horizontal stress is estimated from regional experience based on drilling data as fairly high but still lower than the vertical stress. The stress orientation was assumed to coincide with regional stress: maximum stress at 40degNW from data in the World Stress Map, see Figure 10.



**Figure 7: Logs and lithology in well P18-04A2. DSI readings from log displays were used to compute the Young’s modulus in overburden and reservoir. The Hardegsen reservoir has lower Young’s modulus than the overlying seal.**



**Figure 8: Logs of P18-02 with lithology. The Young’s modulus was derived from the compressional sonic travel time, with an assumed ratio of compressional to shear velocity of 1.7 which corresponds to a Poisson Ratio of 0.3.**

**Table 1: Average thickness, porosity and horizontal permeability of the reservoir layers.**

	Thickness (m)	Porosity (BV)	Permeability (mD)
Hardeggen	20	0.11	154
Upper Detfurth	50	0.09	38
Lower Detfurth	30	0.07	31
Volpriehausen	85	0.03	0.02



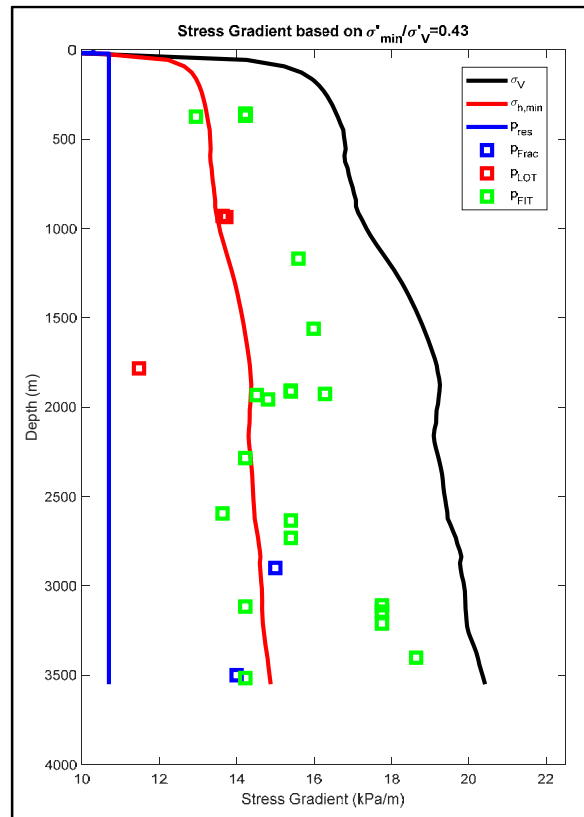


Figure 9: Stress gradients derived from P18-1 logs and LOT pressures as well as fracture gradients determined in nearby P15 and P12 fracture injection PFO's. The logs in the P18-2 well yielded the same result for the reservoir stress.

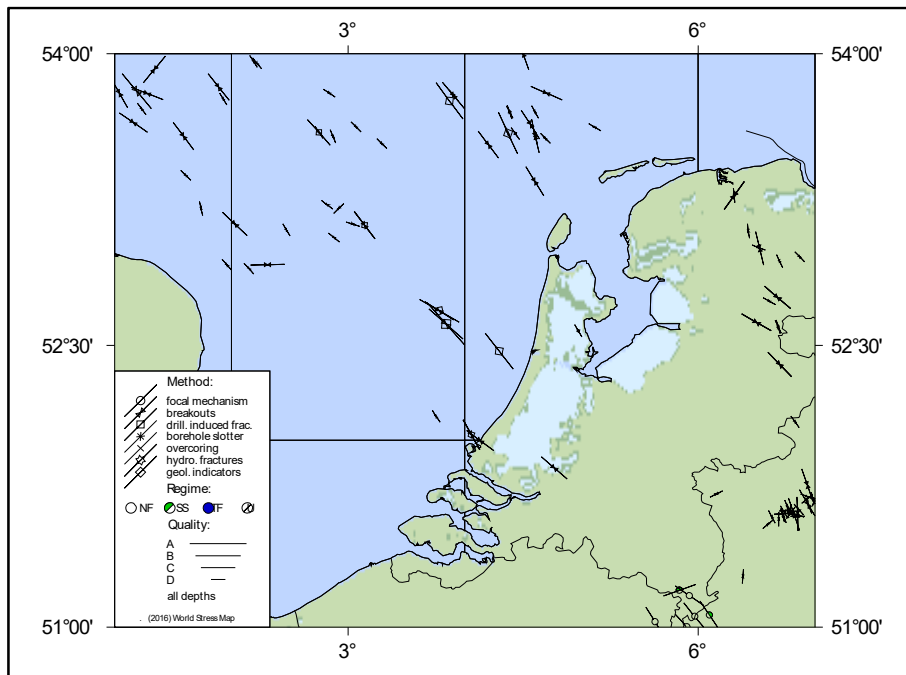


Figure 10: Stress orientation in the North Sea area near P18 (World Stress Map, 2016).

Table 2 lists the parameters used for the simulations, with ranges for the sensitivities and uncertainty ranges. The base case model assumes a virgin minimum horizontal stress gradient of 14.5kPa/m in reservoir and a vertical stress gradient of 20.3kPa/m, which corresponds to the fit of the observed stresses (Figure 9). The maximum horizontal stress is unknown and assumed to be 0.79 times the vertical stress, giving 16kPa/m. The low stress case geomechanical scenario assumes a minimum horizontal stress gradient of 14kPa/m, corresponding to the low end of the observed stresses (Figure 9). Remark that these virgin stresses are low compared to the TNO analysis of the LOT data of the Bunter rock that resulted in a virgin minimum horizontal stress of 16kPa/m (TNO, 2019). Hence, the minimum horizontal stresses that are used are conservative.

At the start of injection, the minimum stress is estimated from the stress path coefficient. The stress path coefficient is most sensitive to Biot coefficient which therefore controls stress during injection. Thermo-elastic stress is governed by Young's modulus and coefficient of thermal expansion that are also important for the outcome of the simulations. Further clarification of the input parameters is given in the chapter on geomechanical simulations.

**Table 2: Average reservoir properties, including the range used for the simulations and the estimated uncertainty range. The parameters are ranked by importance for the outcome of the simulations. Perhaps the most significant parameters are the fundamentally unknown calibration or sensitivity parameters listed at the bottom. Fault pressure is bounded, but unknown. The fault friction coefficient is based on measurements of frictional strength and inferred from natural and induced seismicity and fault cohesion is based on interpretation of seismicity in analogues and is used for calibration.**

Hierarchy by Effects	Unit	Base Case	Simulated range	Uncertainty range	Comments
		[P18-4 P18-2]			
Minimum Stress gradient (Virgin)	(kPa/m)	14.5	14-14.5	14-16	Nearby minifrac
Biot coefficient	(-)	0.8	0.8-1.0	0.6-0.9	Derived from E, pr, Kg
Young's modulus (E)	(GPa)	27	18-36	18-36	Measured
Linear Thermal expansion Coefficient	(1/K)	9.0E-06	9.0E-06	low	Measured
Poisson ratio (Pr)	(-)	0.20	0.15-0.20	0.15-0.25	Measured
Grain modulus (Kg)	(GPa)	75	75	60-90	Measured
Fault Dip angle	(deg)	varies	[-10, +10]	[-10, +10]	Measured
Initial Reservoir Pressure	(bar)	[348, 375]	[348, 375]	low	Measured
Initial Reservoir Temperature	(C)	[117, 126]	[117, 126]	low	Measured
Depleted Reservoir Pressure	(bar)	20	20	low	Measured
Vertical Stress Gradient (Virgin)	(kPa/m)	20.5	20.5	low	Density log
Maximum Horizontal Stress Gradient (Virgin)	(kPa/m)	16	16	15-19	Regional data
Pressure Gradient @GWC (Virgin)	(kPa/m)	10.4	11	low	Measured
Rock Heat Capacity	(J/kg·K)	1000.0	1000.0	low	Measured
Rock Thermal Conductivity	(J/m·s·K)	2.0	2.0	intermediate	Measured
<b>Calibration/Sensitivity</b>					
Fault pressure	(bar)	avg	res, avg, virgin	unknown/high	Sensitivity
Friction Coefficient	(-)	0.6	0.55, 0.6	unknown/high	Analogues
Fault Cohesion	(bar)	varies	[0-150]	unknown/high	Calibration

## Fault System

Experience shows that stronger induced earthquakes occur on existing large faults that are activated by compaction or injection. So, it is important to determine the fault size and the distance of the wells from the main faults. This will be restricted to the faults mapped in the seismic interpretation, which only maps the larger faults.

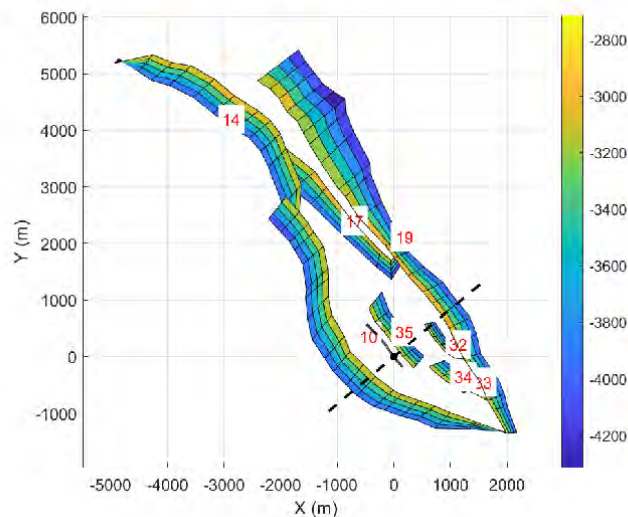
The faults in the P18-2 field are shown in Figure 11. The cross-section through the main injector is shown in Figure 12. The boundary fault 10 is located at a distance of more than 600m from the well, but the intra-block fault 35 is located at a distance of 264m from the well. In the other P18 fields the faults are also steeply dipping, striking close to the maximum stress orientation and some faults are within a few hundred meters distance from the injector, see Table 3. Fault 35 was not considered in the stress analysis of TNO (2019), since it has small offset, so that differential compaction is small. However, even a fault with little offset can be activated by injection pressure, if the pressure increases the pressure at the fault plane. It is therefore necessary to consider also the intra-reservoir faults for injection seismicity.

Most faults are striking along the maximum horizontal stress, which means that they are favourably oriented for slip. However, any thermal fractures will also propagate in the orientation of maximum stress. This means fractures will propagate parallel to, rather than towards, a fault.

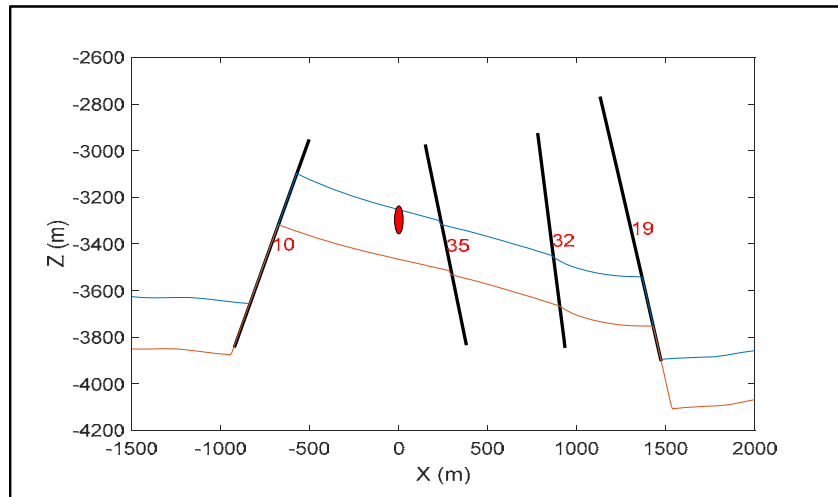
In Table 3, the boundary faults that are located close to injectors are indicated in yellow. These faults are of interest since depletion will induce high shear stress on these faults by differential compaction or cooling.

**Table 3: Distance of injectors to nearby faults, within 1km distance. Distances were calculated from the centre of the Hardeggen interval. Yellow colour indicates boundary faults that have become stressed by differential compaction during depletion.**

P18-02A5		P18-02A1		P18-02A3ST2		P18-04A2		P18-06A7ST1	
FN	Distance	FN	Distance	FN	Distance	FN	Distance	FN	Distance
P18-04-F35	264	P18-04-F14	234	P18-04-F35	271	P18-04-F01	226	Fault400	235
P18-04-F10	614	P18-04-F17	325	P18-04-F10	711	P18-04-F09	309	Fault600	413
P18-04-F24	687	P18-04-F10	341	P18-04-F17	722	P18-04-F13	490	Fault430	666
P18-04-F34	721	P18-04-F11	399						
P18-04-F32	829	P18-04-F13	893						
		P18-04-F19	932						
		Fault3	997						

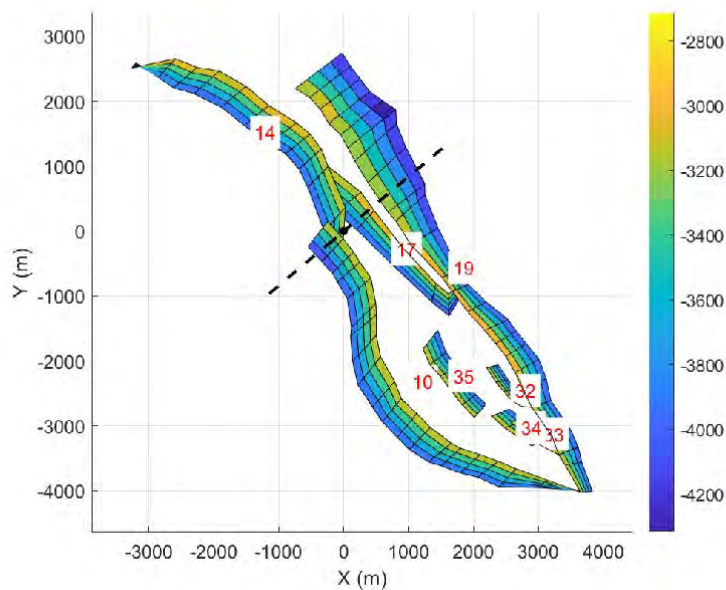


**Figure 11: Faults in the P18-2 field, with well P18-2-A5 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis.**

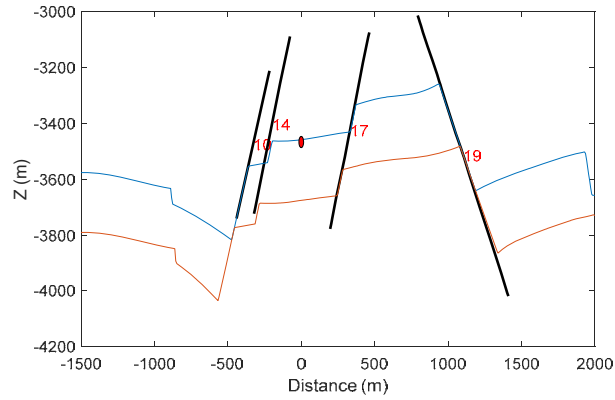


**Figure 12: Faults in a cross-section through well P18-2-A5 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injection interval.**

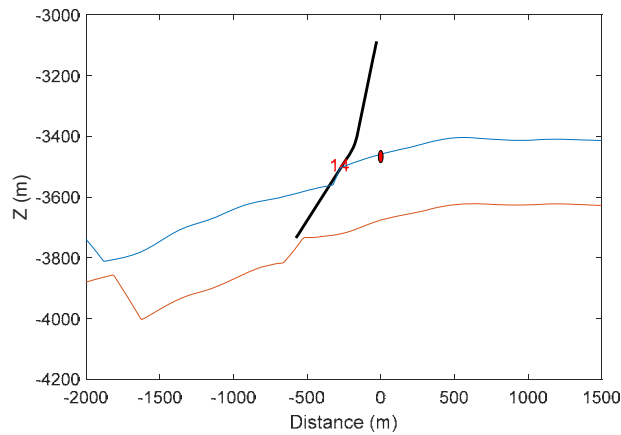
Figure 13 shows the faults near well P18-02A1 and Figure 14 and Figure 15 shows the cross-section along minimum and maximum stress, respectively. This well is quite close to faults 14 and 10 that are boundary faults. These faults obtain high shear stress during depletion of the reservoir (TNO, 2019; Fig 7-2).



**Figure 13: Faults in the P18-2 field, with well P18-2-A1 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis.**

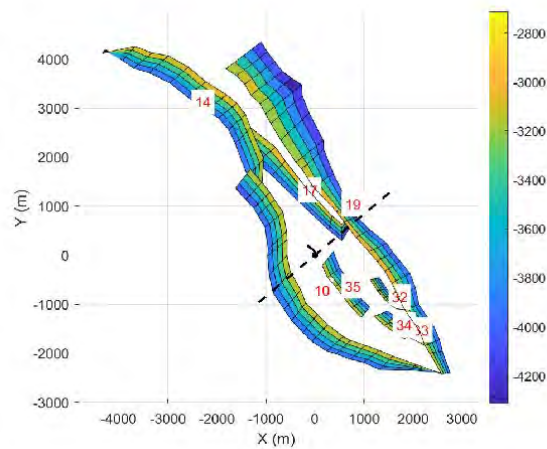


**Figure 14: Faults in a cross-section through well P18-2A1 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injector.**



**Figure 15: Faults in a cross-section through well P18-2A1 along the maximum horizontal stress direction. The red ellipse indicates the injector.**

Figure 16 shows the faults near well P18-02A3. This well is far from boundary faults, as shown in Figure 17 and Figure 18. The tip of Fault35 is fairly close, but this is an intra-reservoir fault with small throw.



**Figure 16: Faults in the P18-2 field, with well P18-2A3 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis.**

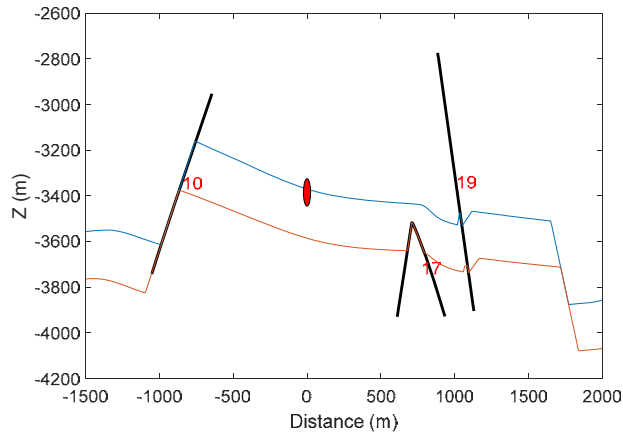


Figure 17: Faults in a cross-section through well P18-2A3 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the injector.

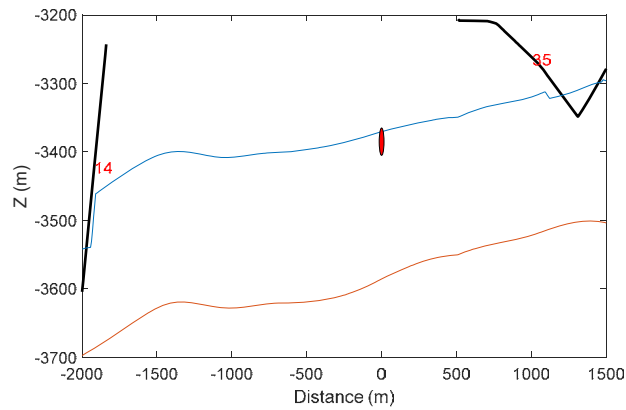


Figure 18: Faults in a cross-section through well P18-2A3 along the maximum horizontal stress direction. The red ellipse indicates the injector.

Figure 19 shows the faults that bound the P18-4 field. The cross section is shown in Figure 20.

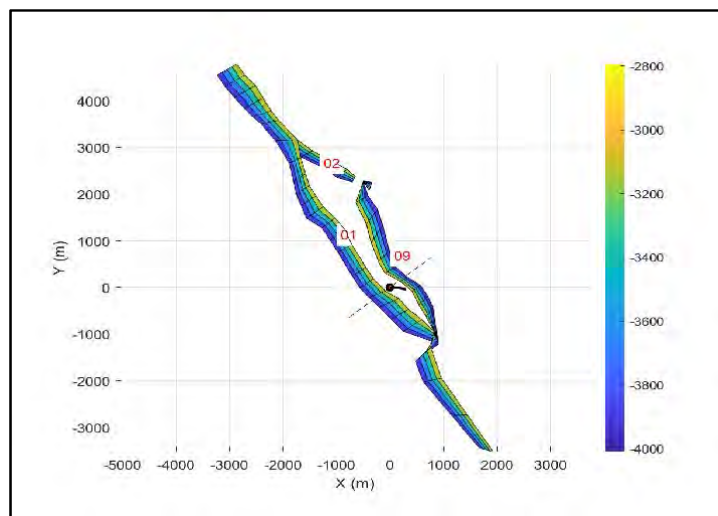


Figure 19: Faults in the P18-4 field, with well P18-4A2 (black circle). The dashed line indicates the cross-section along the minimum stress direction. North is along the Y-axis.



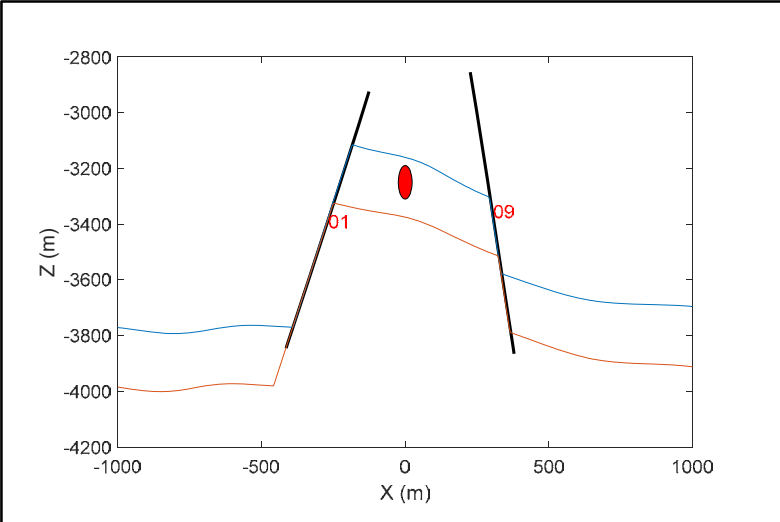


Figure 20: Faults in the P18-4 field, in a cross-section through well P18-4A2 along the minimum stress direction. The red ellipse indicates the Injection interval in well.

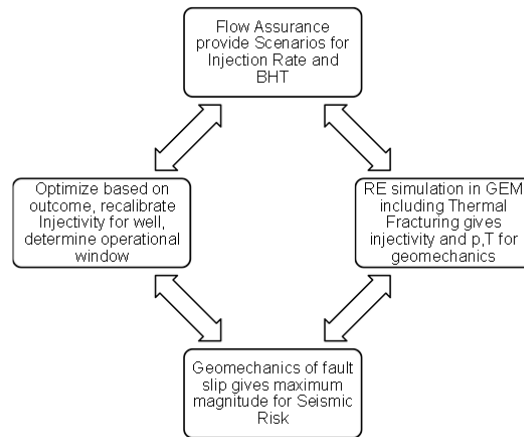
## 4 Geomechanical Simulations

### Introduction

The safe storage of the CO<sub>2</sub> upon injection is developed and described in the injection or operational plan based on the integral operating envelopes from the Flow Assurance Study. The integral operating envelope is modelled based on the system dimensions and lay-out, the operating modes, and the operational and reservoir constraints. The limits found in the geomechanical studies are part of the reservoir constraints.

To be more specific, flow assurance takes the calculated bottom hole pressures at a certain rate and reservoir pressure from the flow models (GEM) to calculate the resulting pressure in the entire system (wells and pipelines). The following constraints are applied to optimize against situations that would impede the injection process (e.g. two phase in pipelines, slugging, hydration formation):

- Number of wells used
- Rate limitations per well
- Distribution of injection over the number of injectors
- Downhole temperature limitations



**Figure 21: Iteration loop from wellbore flow simulation for Flow Assurance, that provides rate and injection temperature to coupled reservoir simulation including thermal fracturing that provides pressure and temperature to the fault stability simulation. The updated well injectivity and geomechanical constraints are used in an optimization step.**

Based on these optimizations an operational window can be realized honoring all the limitations in an iterative loop, see Figure 21.

To derive the reservoir limitations in the geomechanics, an extreme scenario was selected that did not incorporate the optimization steps. The rationale behind this selection is as follows:

- Thermal fracturing will occur as a result of extreme cooling around the well which is the driver for thermal stress reduction. Therefore, a scenario with maximized injection rate is chosen which gives the lowest temperatures downhole. This also presents the worst-case scenario for cap rock fracturing.
- In order to see the maximum impact of the fault instability, the well closest to the fault was chosen as the main injector. In this case, P18-2A1 is allocated the highest rate from start to finish of the injection period. This imposes a high excess pressure on the well which will not be seen during operations, but is presented here as means to arrive at those limits discussed.
- The maximum injection pressure upper limit is removed. Wells can inject at pressures which are higher than the initial reservoir pressure. Again, in reality this will not be the case, and these cases

are chosen to highlight the very worst-case scenario, and give a conservative approach to setting limits on the well constraints.

- The geomechanical parameters were chosen to enhance thermal fracturing, and maximize fault instability. This is again a conservative approach, that takes into account the uncertainty in geomechanical parameters.

The amount and impact of thermal fracturing is further assessed using base-case parameters for flow and geomechanics, and in this situation no fracturing taking place. It is stressed that the geomechanical basecase is not the final operational basecase that results from integrating the geomechanical limits in the optimization steps.

The results of this study is taken forward into the flow assurance design phase where the limits found conservatively from the geomechanics study will be combined with other operational constraints to present the injection schedule, which will consist of main injectors and wells to be used to make sure the system can be restarted after e.g. a shut in or to support the main injectors to make sure nominations are met and that during the injection, the system is compliant to the operational window.

The combined operational and reservoir constraints will include:

- The two-phase regime in the pipeline will be avoided
- The maximum injection pressure will be limited to the initial virgin reservoir pressure
- The rate allocation per well will be done in such a way where P18-2A1 will be used to support the rate maintenance from the other wells, and not as a main injector.
  - In order to prevent or minimize thermal fracturing (prudent approach since no thermal fracturing is seen in the base cases)
  - In order to minimize the cooling front from wells close to injectors (prudent approach since the cooling effect on induced seismicity is shown to be small)

## Simulation Models

Fracture propagation will yield higher injectivity and therefore lower FBHP. This presents a problem for flow assurance. In addition, very long fractures may present a problem since a fracture that grows towards a fault may induce fault instability.

Fault instability is induced by depletion, since depletion lowers the horizontal stress, while the effective normal stress is enhanced, since reservoir pressure falls more than stress. However, the contraction of the reservoir also induces a shear stress concentration on faults that separate reservoir from non-reservoir rock, by differential compaction. When the shear stress increase dominates the normal stress increase, the frictional stability of the fault may be compromised.

A similar effect can be induced by cooling of the reservoir. The difference with pressure depletion is that cooling is limited to the cold zone around the injectors. However, when the cold zone reaches a fault it may induce a strong reduction of effective normal stress and also enhances shear stress. Since heat transport is dominated by advection, while diffusion is much slower, the non-reservoir rock will be hardly cooled, causing a stress contrast.

So, both fracturing and fault instability may present hazards for the CO<sub>2</sub> storage complex and will be investigated with geomechanical simulations. Fracturing is a new hazard compared with the depletion phase, but fault instability can be calibrated on the depletion phase which did not show any detected seismicity, so far. Given that the faults are stable after depletion, the main question is by how much the stress balance changes due to injection. That requires a careful analysis of two effects: increasing pressure will restore virgin conditions and thereby stabilize the faults, while cooling of the faults will cause instability. For Dutch gas fields many studies have been performed of fault stability in depleting gas fields and it has been found that two factors are important: stiffness contrast between reservoir and non-reservoir rock and the actual geometry of the geologic structure. That makes it hard to use analytical or semi-analytical methods based on fundamental solutions for uniform media. Although numerical models have limitations due to data availability, they provide the tools for analysing the above critical factors that govern differential compaction effects.

In this report, the geomechanical analysis is based on the GEM reservoir simulation. Within GEM, the thermal fracture simulation is facilitated by a smeared crack, Barton-Bandis model, using just the reservoir grid for the stress simulation. That provides an estimate of the decrease in FBHP due to fracture propagation. The resulting pressure and temperature distribution are then applied on a full FEM geomechanical model that includes not only the reservoir layers, but also the overburden and underburden. The full geomechanical model is appropriate for analysing the stress changes on the faults. This approach is most efficient, because CMG does not have state-of-the-art tools for mesh building of full geomechanical models. Those tools are available in modern FEM systems like COMSOL in which we can combine CAD tools for geometry modeling with advanced meshing tools.

For thermal fracturing and fault stability simulations, two sets of parameters are considered: Base-Case and Worst-Case scenarios, listed in Table 5. Fracturing depends on stress level, so the Worst-Case has lower stress, a gradient of 14kPa/m instead of 14.5kPa/m. Depletion lowers stress, but less than the reservoir pressure, so that fracturing becomes less likely. In the Worst-Case, the poro-elastic coefficient (and stress path coefficient) is higher because the Biot coefficient is 1, instead of 0.8 and the Poisson ratio is 0.15, instead of 0.2.

In the next two sections, the thermal fracturing study is summarized, details can be found in a separate report (Fenix, 2020a). the same goes for the fault stability study (Fenix, 2020b).

## Thermal Fracturing

### Geomechanical Input Data

The geomechanical properties are listed in Table 4. Stress input for thermal fracturing simulation has been calculated with Table 4 and the simulation input data is summarized in Table 5.

**Table 4: Geomechanical Properties for Base Case and Low Stress Case.**

P18-4			
Parameter	Base Case	Low Stress Case	
Young's modulus	2.70E+10		Pa
Poisson Ratio	0.20	0.15	
Biot Coefficient	0.8	1.0	
Initial Reservoir Pressure	3.48E+07		Pa
Depleted Pressure	2.00E+06		Pa
Thermal Expansion Coefficient	9.00E-06		1/C
Rock Heat Capacity	1000.0		J/kg·K
Rock Thermal Conductivity	2.0		J/m·s·K
Initial Reservoir Temperature <sub>s</sub>	117		C
Depth	3200		M
P18-2			
Parameter	Base Case	Low Stress Case	
Young's modulus	2.70E+10		Pa
Poisson Ratio	0.2	0.15	
Biot Coefficient	0.8	1	
Initial Reservoir Pressure	3.75E+07		Pa
Depleted Pressure	2.00E+06		Pa
Thermal Expansion Coefficient	9.00E-06		1/C
Rock Heat Capacity	1000.0		J/kg·K
Rock Thermal Conductivity	2.0		J/m·s·K
Initial Reservoir Temperature <sub>s</sub>	126		C
Depth	3400		M

**Table 5: Stress Input for Thermal Fracture Simulation.**

P18-4						
Stress Sensitivity	Base Case Stress			Low Stress Case		
Reservoir Pressure	Virgin		Depleted	Virgin		Depleted
Stress (MPa)	Total Stress	Eff Stress	Eff Dep Stress	Total Stress	Eff Stress	Eff Dep Stress
$S_V$	65.0	30.2	63.0	65.0	30.2	63.0
$S_h$	46.6	11.8	24.9	44.8	10.0	15.8
$S_H$	51.2	16.4	29.5	51.2	16.4	22.2

P18-2						
Stress Sensitivity	Base Case Stress			Low Stress Case		
Reservoir Pressure	Virgin		Depleted	Virgin		Depleted
Stress (MPa)	Total Stress	Eff Stress	Eff Dep Stress	Total Stress	Eff Stress	Eff Dep Stress
$S_V$	69.0	31.5	67.0	69.0	31.5	67.0
$S_h$	49.5	12.0	26.2	47.6	10.1	16.4
$S_H$	54.4	16.9	31.1	54.4	16.9	23.2

**Barton-Bandis Model**

In this study we used the Barton-Bandis fracture model to simulate the thermal fracture growth by CO<sub>2</sub> injection. This model is based on dual-permeability formulation in a reservoir consisting of fractures and a matrix. For the dual-permeability model, the same grid is used for fractures and matrix on a one-to-one basis<sup>i</sup>. With the Barton-Bandis model a thermal fracture is simulated as increased permeability in the fracture grid instead of explicitly simulating the induced fracture with width, height and length.

Schematically, the relationship between the fracture permeability and the stress condition is shown in Figure 22. We can model the thermal fracture propagation by setting near-wellbore cells as a possible fracture region. If the stress in the cell is less than the fracture opening stress, the fracture opens and the permeability increases up to 10,000 mD. Details of the Barton-Bandis model can be described as:

- Path AB: stress in the fracture blocks > fracture open stress, fracture permeability = the same as initial model matrix perm
- Path BC: stress in the fracture blocks ≤ fracture open stress (= - 20 bar), the fracture initiates and fracture permeability increases to the  $k_f$ (= 10,000 mD)
- Path DCE: as long as stress is less than zero, fracture permeability remains  $k_f$
- Path EF: when stress increases to a positive value, the permeability decreases asymptotically to the matrix permeability

<sup>i</sup> GEM Manual, version 2020.

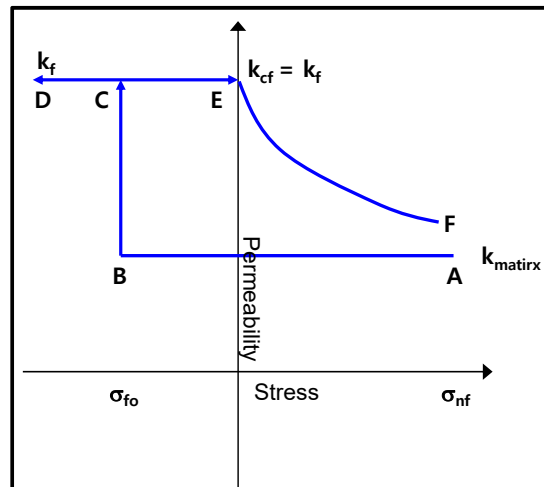


Figure 22: Schematic Diagram for Barton-Bandis Model.

### Simulation Model: Host Grid Refinement

In order to capture the detailed geomechanical changes over the injection period in the near-wellbore region, we have made a few different grid refinements depending on thermal fracture orientation. We also made a different simulation grid for cap rock integrity simulation. As GEM does not allow local grid refinement in geomechanical simulations, we have to make suitable host grid refinements considering the simulation time and convergence.

Figure 23 and Figure 24 show P18-2A1 well longitudinal and transverse fracture models, respectively. As shown in Figure 23, in the longitudinal fracture model, a total of 3 host grid blocks in I-direction have been refined. The grid in the middle has been refined by 5, resulting in approximately 10 m wide refined cells. The other 2 grid blocks were refined by 3. The cells in the J-direction have been refined by 3. In summary the plane of cells that represents the thermal fracture has been refined in both directions to model relatively small fractures and represent the narrow fracture plane. Similar refinements have been used for P18-2A3 and P18-4A2 wells. Figure 25 and Figure 26 show the simulation models for P18-4A2 well longitudinal and transverse fracture cases respectively.

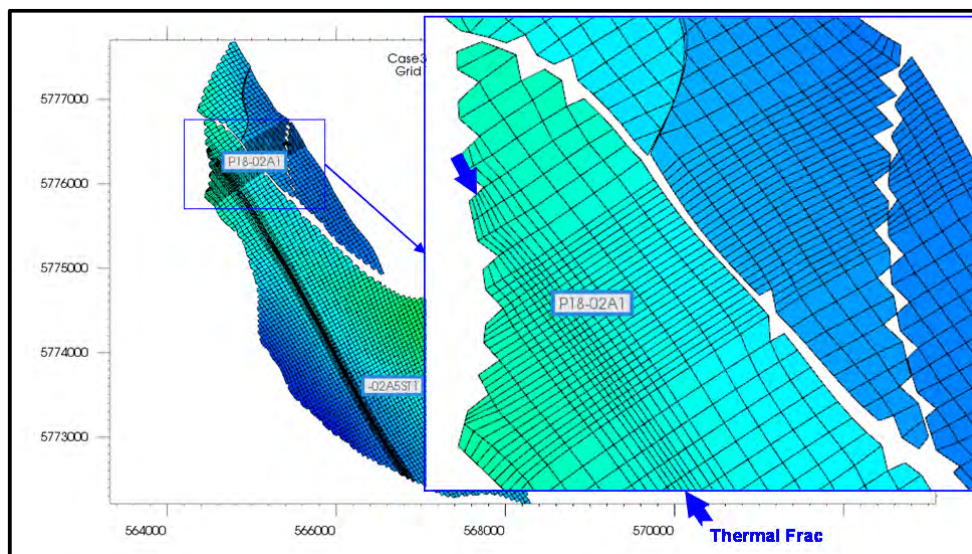


Figure 23: P18-2A1 Well Longitudinal Fracture Model.



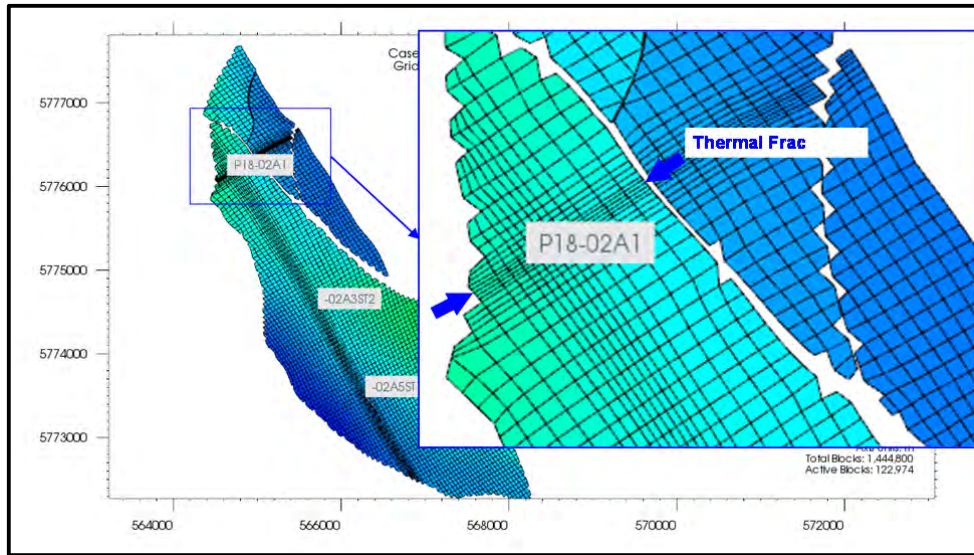


Figure 24: P18-2A1 Well Transverse Fracture Model.

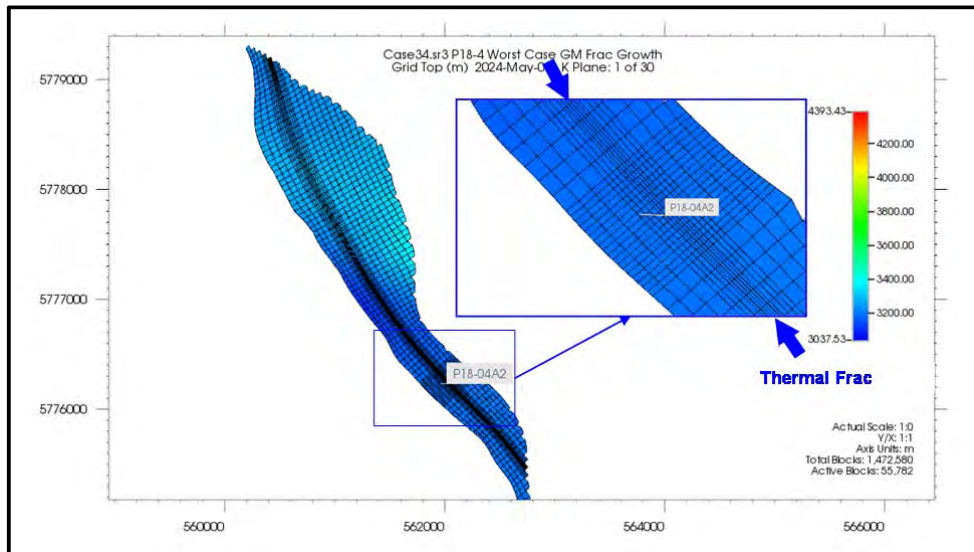


Figure 25: P18-4A2 Well Longitudinal Fracture Model.

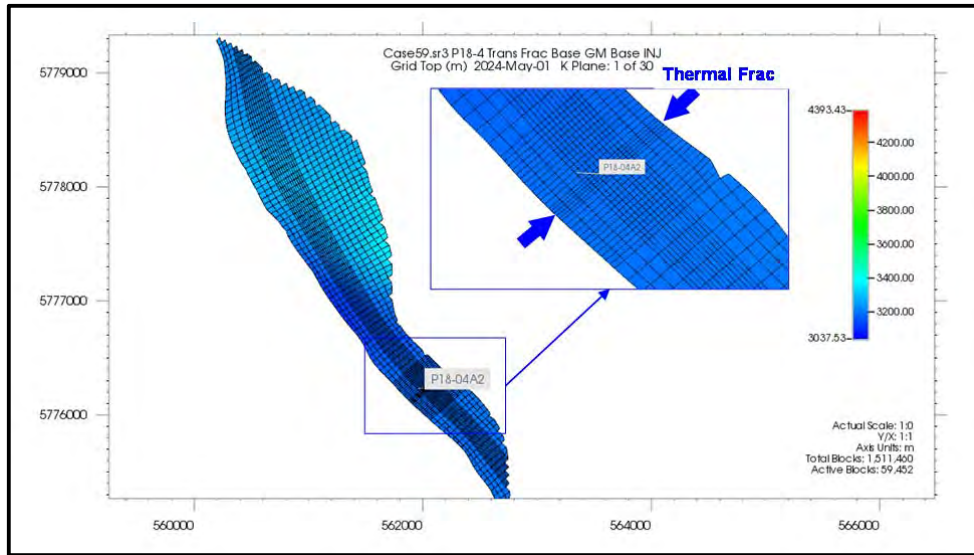


Figure 26: P18-4A2 Well Transverse Fracture Model.

### Simulation Model: Geomechanical Grid & Boundary Conditions

In addition to the grid for the reservoir matrix and fracture for the dual-permeability model, another grid for the geomechanical FEM simulation is needed. We have made geomechanical grids for different reservoir grids by using an in-house Matlab script. In order to calculate the geomechanical properties for the whole system, unlike the reservoir grid, which has a few non-active grid blocks in it, there are no inactive cells in the geomechanical grid (Figure 27). The reservoir is constrained at the bottom and in the horizontal direction.

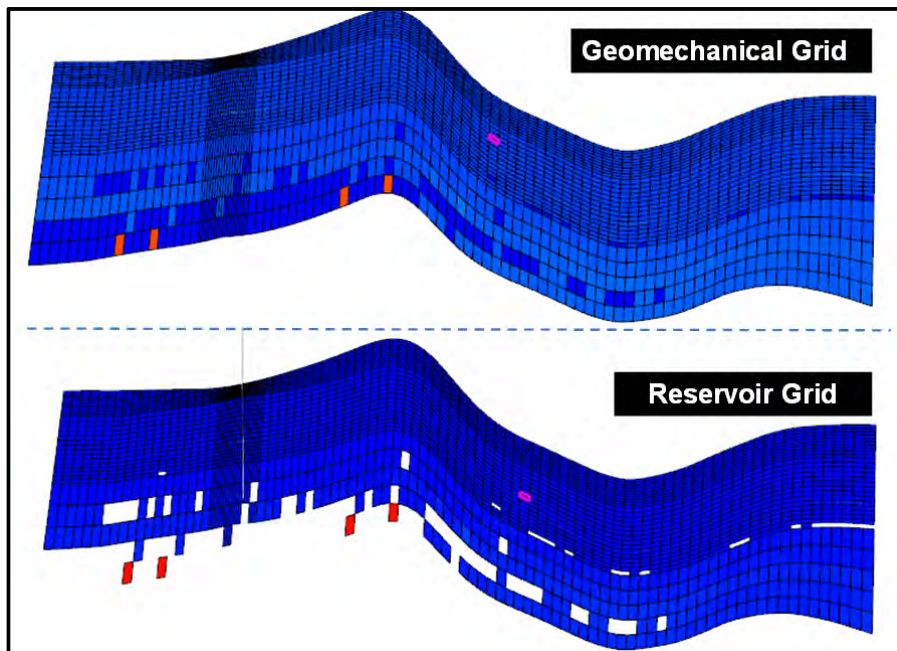


Figure 27: Comparison Between Reservoir Grid and Geomechanical Grid. The colouring has no significance; it was used to show the active cells.

## Thermal Fracture Simulation Results

### P18-2A1 Well Longitudinal Fracture Base Stress and Base Case Injection Scenario

The Base case injection scenario for the P18-2A1 well is shown in Figure 28. Total injection volume is  $3.0 \times 10^9 \text{ m}^3$  and injection temperature is between 48 and 77°C.

The temperature distribution in a horizontal plane with these parameters is shown in Figure 29. The temperature profile in a vertical plane is shown in Figure 30, confirming that most of the cooling occurs in the Hardegsen that accepts most fluid. The effective minimum stress is shown in Figure 31 and Figure 32 at the end of injection. There is some tensile stress at the boundary fault, which is probably due to the simple displacement constraint at the boundary cells. Near the well, the stress remains positive. As shown in Figure 32, the minimum stress is still above the fracture initiation stress (-20 bar), so by 2038, there is no fracture in the model. Excess injection pressure is defined by:

$$\text{Excess pressure} = \text{Injection Bottomhole Pressure} - \text{Near Wellbore Region Average Reservoir Pressure} \quad (1)$$

The record of excess pressure in Figure 33 shows that the injection remains in matrix flow, with just a small fracture after the initial injection period. Excess pressure for matrix flow is up to 170 bar and BHP difference between matrix flow and fractured flow is negligible.

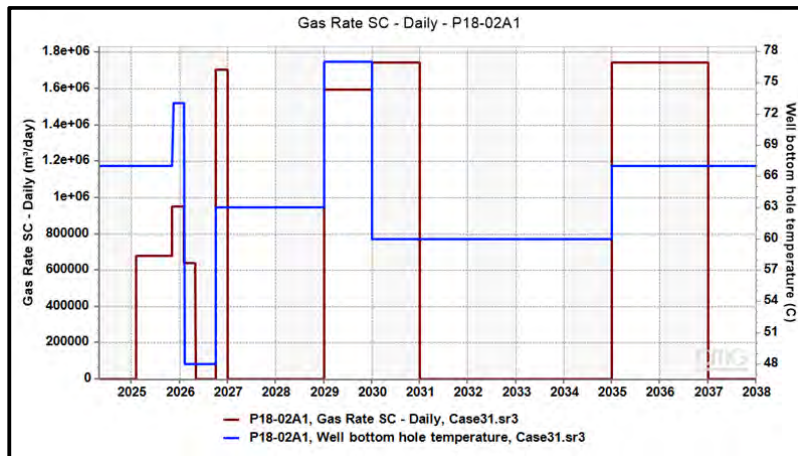


Figure 28: Base Case Injection Schedule for P18-2A1 Well.

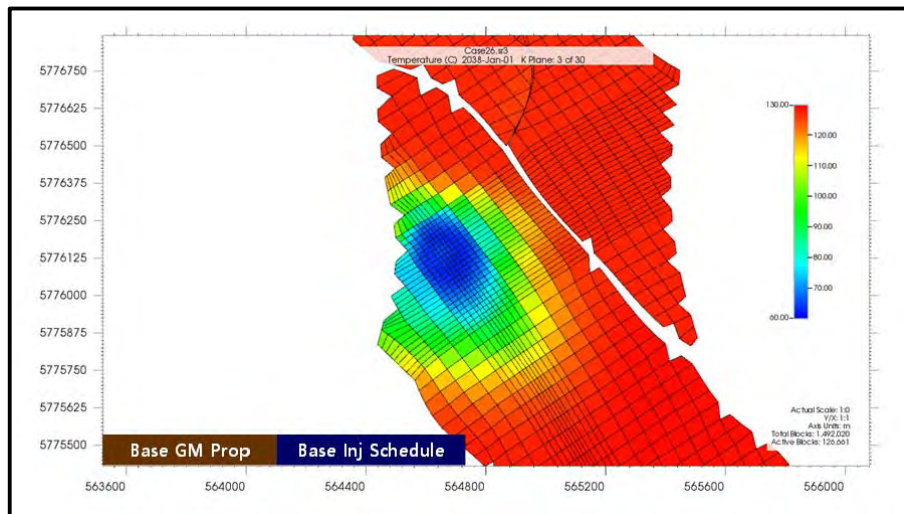


Figure 29: Temperature by 2038 (Top View).



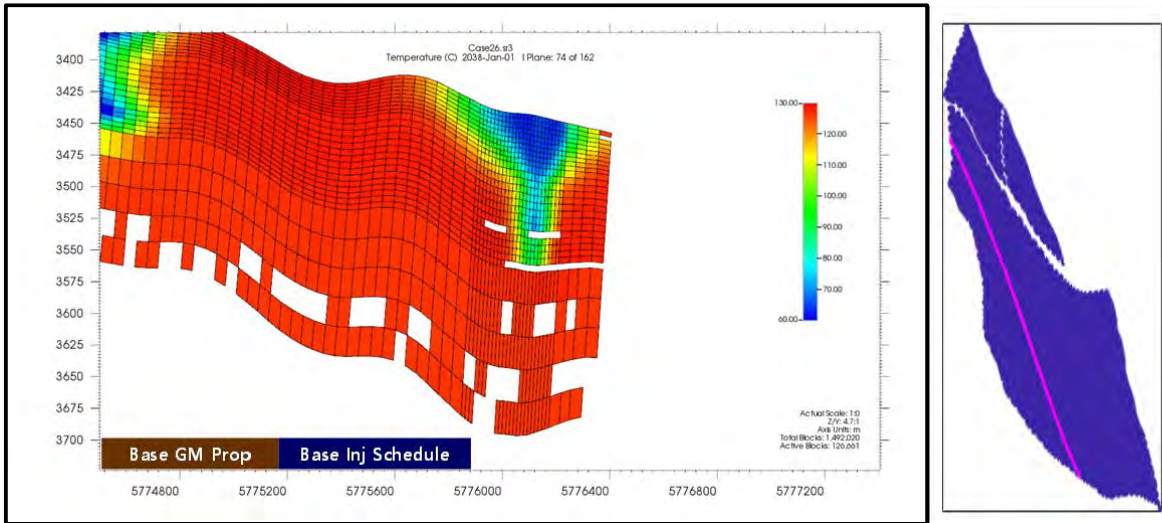


Figure 30: Temperature by 2038 (Cross-section View) and Location of Cross Section Through I=74..

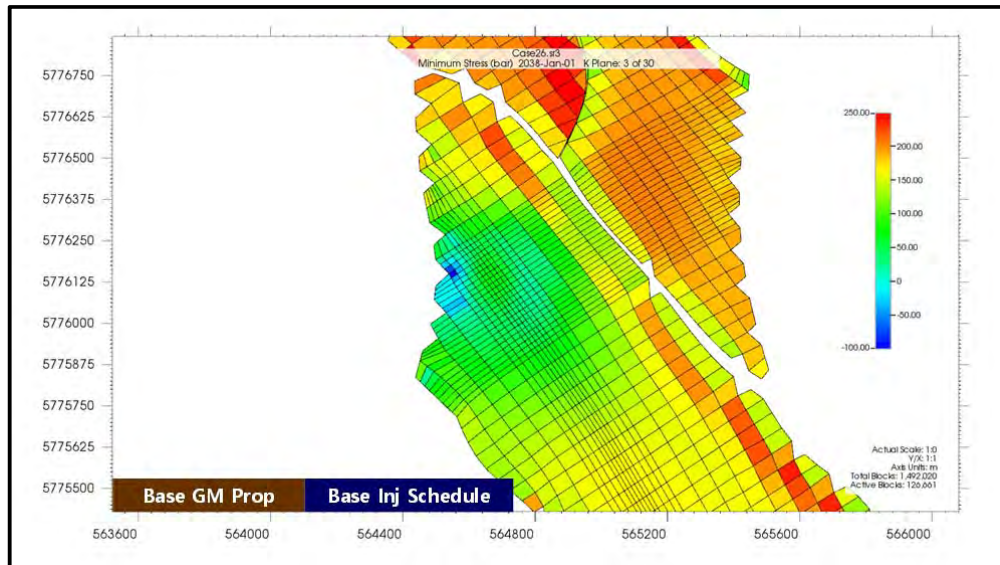


Figure 31: Minimum Stress by 2038 (Top View).

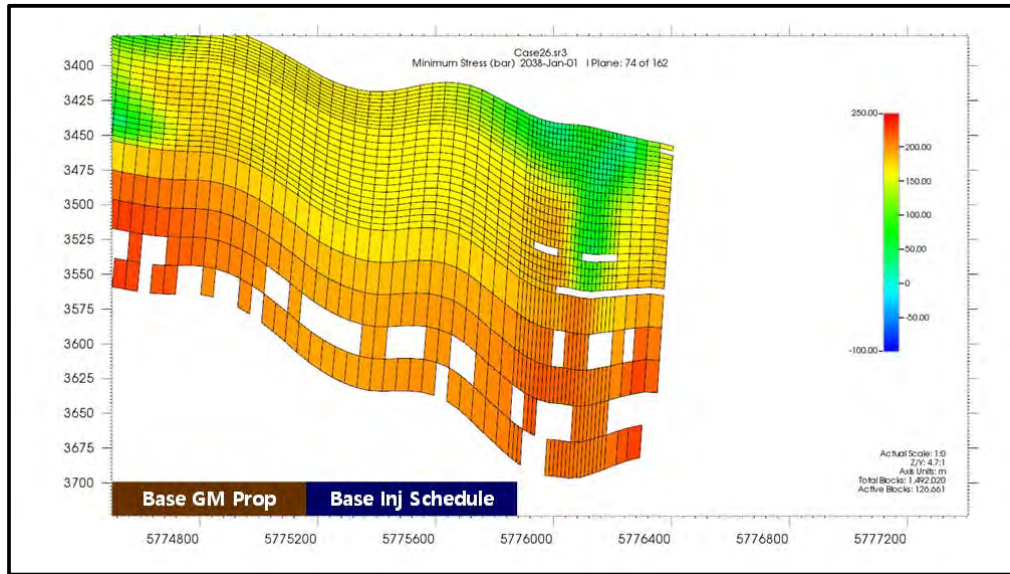


Figure 32: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View), plotted on reservoir simulation grid, so that inactive cells are visible.

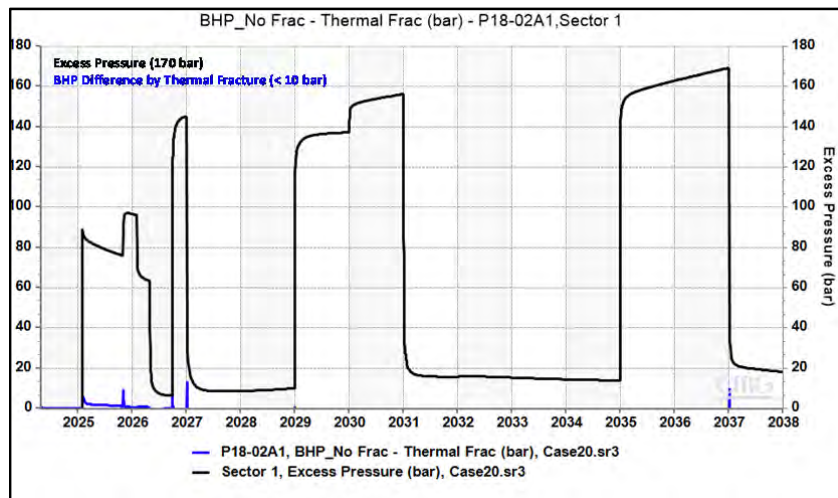


Figure 33: Excess pressure for matrix simulation and for fractured simulation for P18-2A1, using base case stress and injection schedule. Hardly any fracturing occurs with base case parameters.

### P18-2A1 Well Longitudinal Fracture Low-Stress and Worst-Case Injection Scenario

The CO<sub>2</sub> injection rate and downhole injection temperature are shown Figure 34. Total injection standard volume is  $6.7 \times 10^9$  m<sup>3</sup> and downhole injection temperature is between 59 and 78°C except initial high temperature injection period. This injection scenario is taken as the “Worst-Case” regarding the higher injection rate during a relatively short injection duration compared to other injection scenarios.

If there is no thermal fracture, the excess pressure in P18-2A1 well reaches up to 280bar.

Temperature distributions in map view and cross-section after injecting 11 years (by Jan/2035) are presented in Figure 35 and Figure 36. Minimum stress in map view and cross-section by Jan/2035 are shown in Figure 37 and Figure 38. The fracture and the temperature front grow preferentially in the Southern direction, because the permeability is higher in the South (Figure 39) resulting in more cooling. Moreover the formation is shallower towards the south, which gives slightly lower virgin stresses.

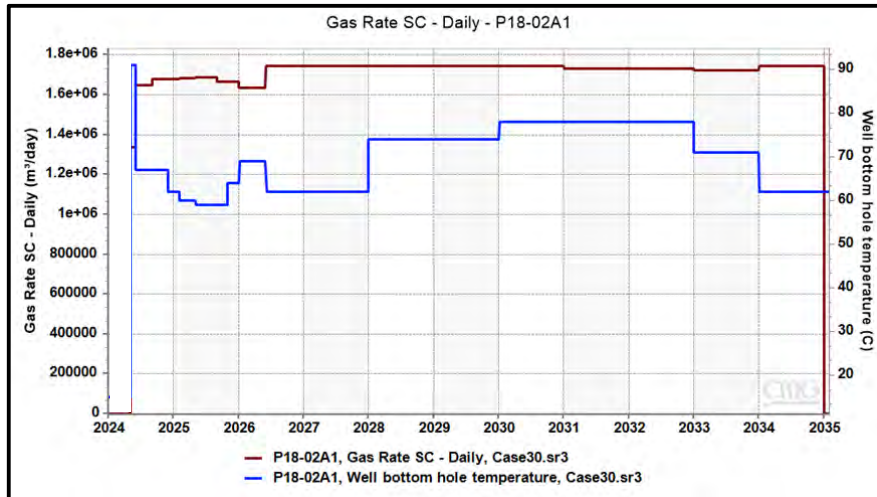


Figure 34: Worst Case Injection Schedule for P18-2A1 Well. Injection starts in May 2024

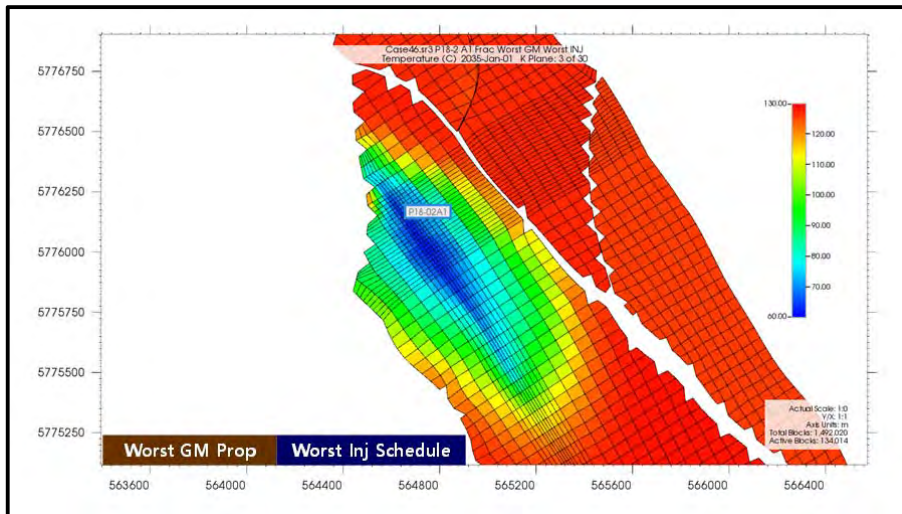


Figure 35: Temperature by 2035 (Top View).

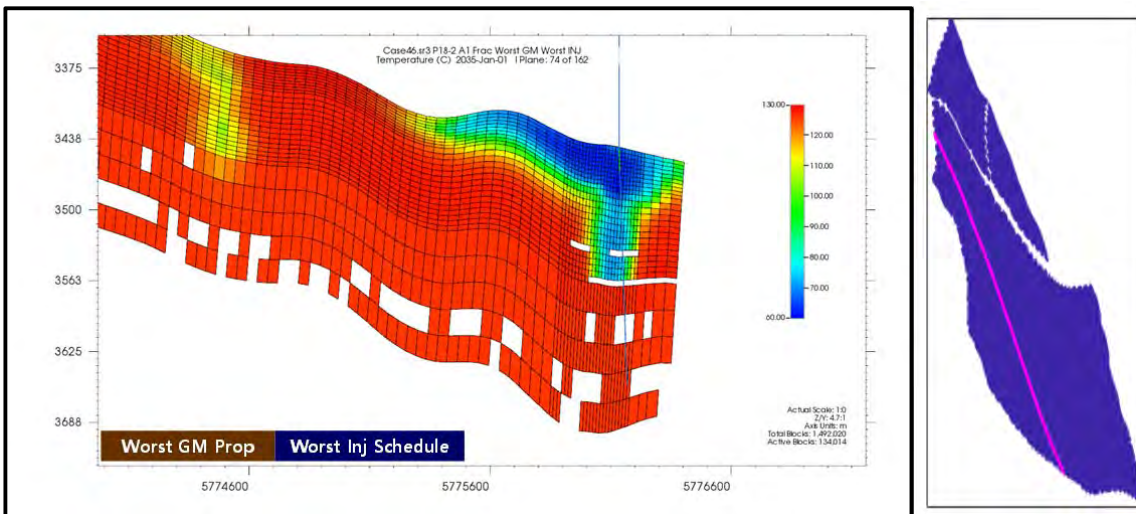


Figure 36: Temperature by 2035 (Cross-section View) and Location of Cross Section Through I=74.



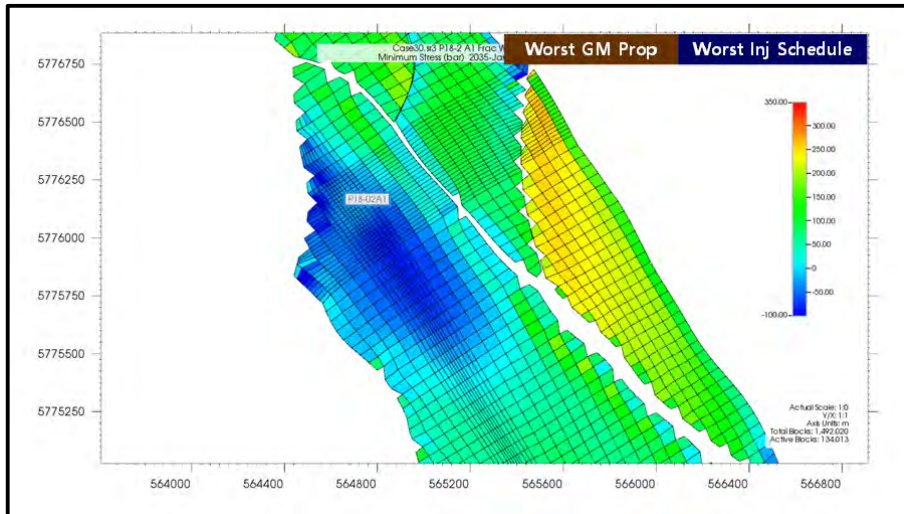


Figure 37: Minimum Stress by 2035 (Top View).

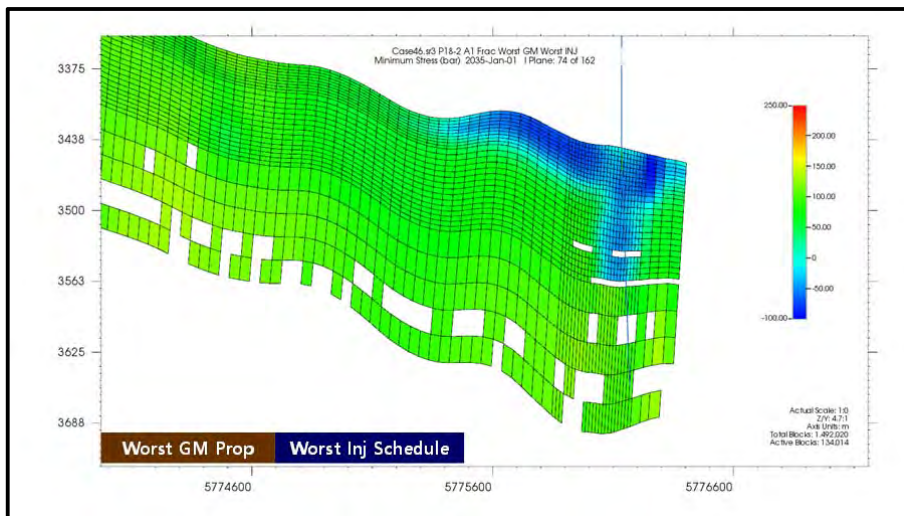


Figure 38: Minimum Stress by 2035 (Cross-section View).

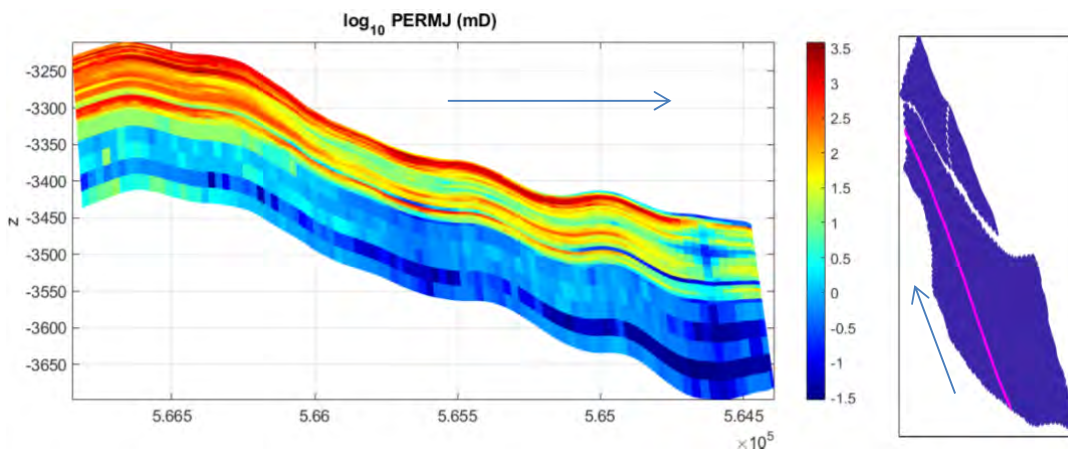


Figure 39: Cross Section of the Permeability within the P18-2 Model through the P18-2A1 Well.

Thermal fracture growth over different time steps is shown in Figure 40. As shown by the end of injection, the thermal fracture reaches a total length of 1000m. The effect of thermal fracturing in terms of bottomhole pressure difference is to reduce the BHP by up to 200bar, see Figure 41. With the Barton-Bandis model, the initial matrix flow before fracture initiation has a lower injection pressure, while the fracture transmissibility is not enhanced. This is probably caused by a slightly different grid refinement in the matrix flow simulation compared with the fracture simulation. The excess pressure in Figure 42 shows an almost constant, high excess pressure for matrix flow, but a much smaller excess pressure for fractured injection. The large difference in excess pressure (between matrix and fracture injection) results from low matrix injectivity and high fracture conductivity which gives a considerable drop in injection pressure. Because of fracture growth the difference in excess pressure increases over time from 200 bar at the fracture initiation to 260 bar at the end of the simulation. After fracture initiation the excess pressure stays around 50 bar for the case of the fracture simulation. The local fluctuations in the excess pressure are due to injection rate and temperature changes and fracture length growth.

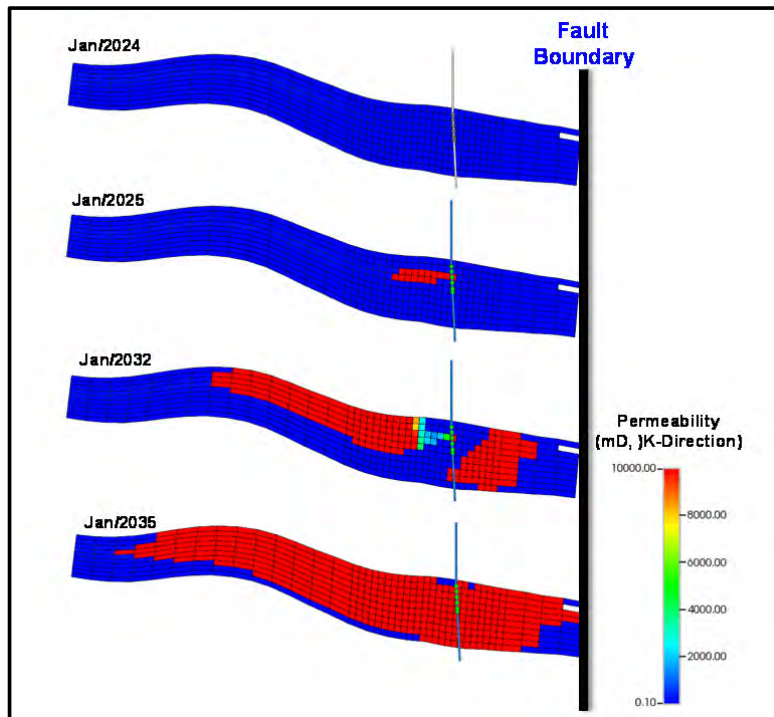


Figure 40: Thermal Fracture Growth in K-Direction.

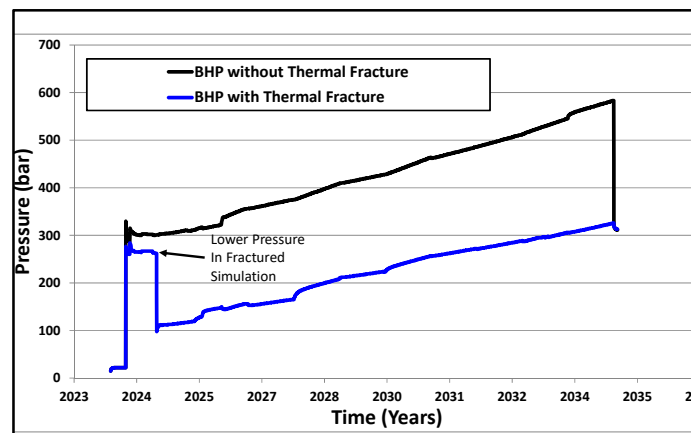
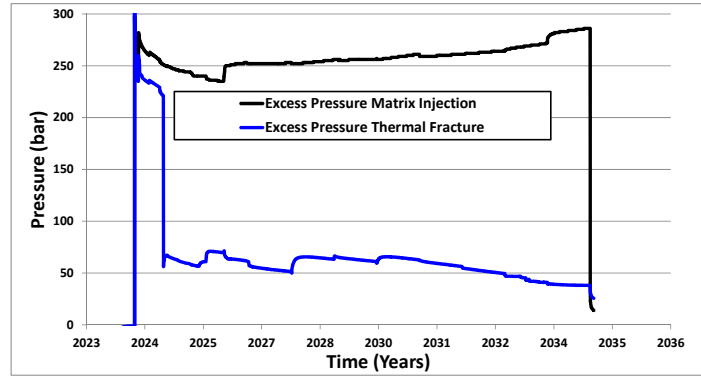
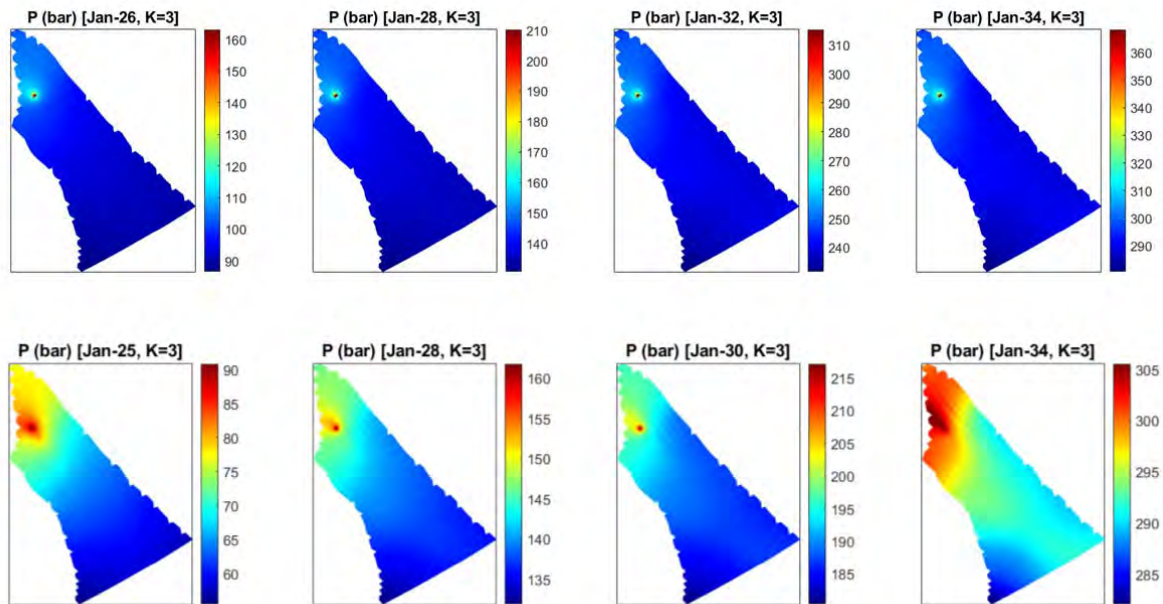


Figure 41: Bottom hole pressure for matrix simulation and fractured simulation for P18-2A1.



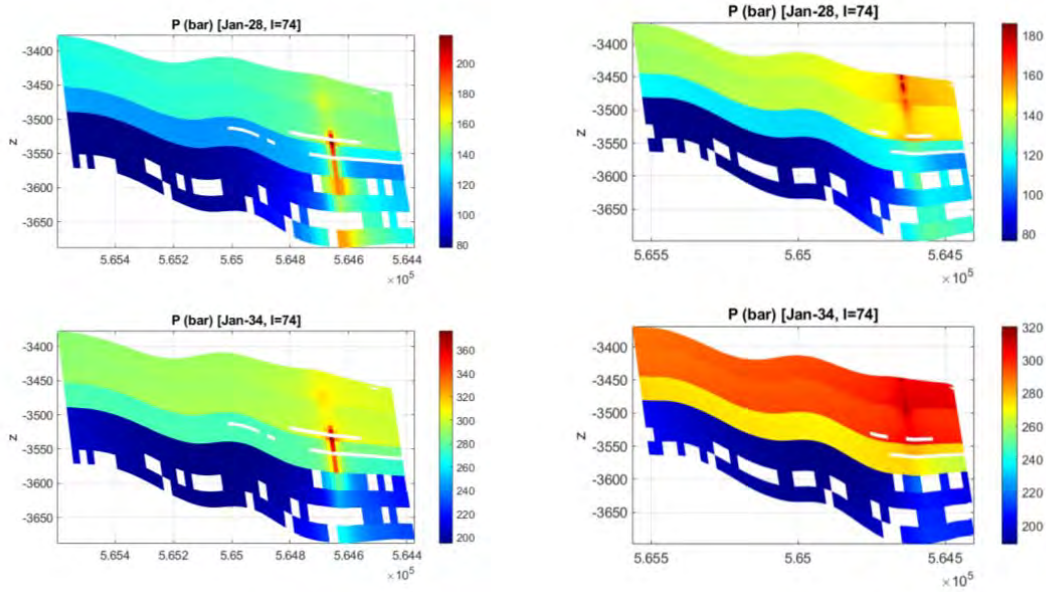
**Figure 42: Excess pressure for matrix simulation and for fractured simulation for P18-2A1, using worst-case stress and injection schedule. Upon fracture initiation the excess pressure drops to 50bar.**

The pressure evolutions in the 3<sup>rd</sup> layer of the Hardeggen formation over time are compared between matrix and fracture simulation in Figure 43. Figure 44 compares the pressure distribution in a cross section aligned with the fracture plane (if present). In line with Figure 42, the pressure variation over the area increases with time for matrix injection, while it decreases for fracture injection. Moreover, the pressure variation around the injector distributes over a larger area in the fracture simulation, while it accumulates increasingly only near wellbore region for matrix simulation. The Figures also show that there is still some pressure loss in the fracture especially near the wellbore region and the excess pressure drop in the fracture is not entirely negligible. This is a side effect of relatively low fracture permeability in the Barton-Bandis model. In order to speed up the simulation convergence, fracture permeability was set to 10,000 mD, which limits the contrast between matrix and fracture flow and it slightly overestimates the pressures for fracture flow.



**Figure 43: Pressure distribution in layer 3 of Hardeggen around P18-2A1: matrix simulation (top) and fracture simulation (bottom). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible.**

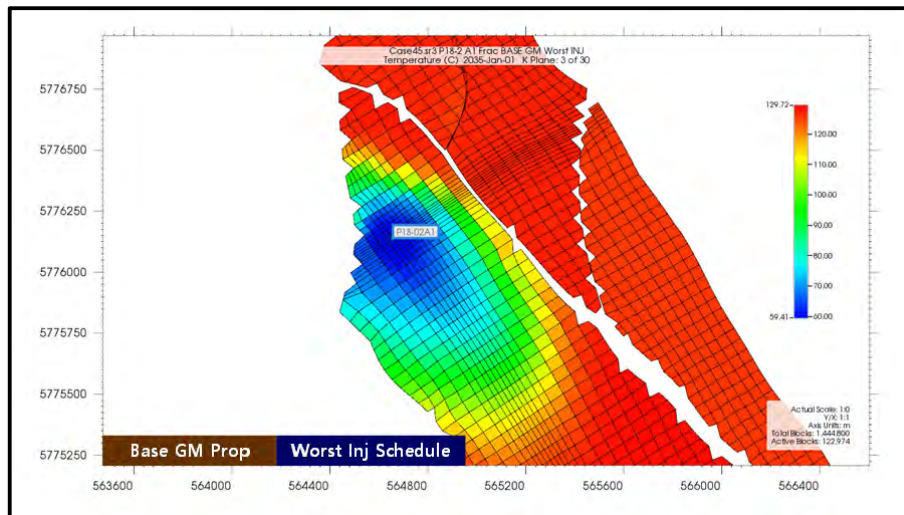




**Figure 44: Pressure distribution around P18-2A1 (cross-section view): matrix simulation (left) and fracture simulation (right). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible**

**P18-2A1 Well Transverse Fracture Base Stress and Worst-Case Injection Scenario**

For this case, the grid in Figure 24 and the injection scenario of Figure 34 have been used. Results with these parameters are shown in Figure 45 to Figure 46. As the minimum stress is still above the fracture initiation stress, there is no thermal fracture by 2035. However, as the temperature at one grid block on the N-W fault is lowest (57 °C) and pressure is still low (150 bar) in the year 2028 (Figure 46), this case is the most unstable fault scenario of all sensitivities in P18-2A1 well.



**Figure 45: Temperature by 2035 (Top View).**

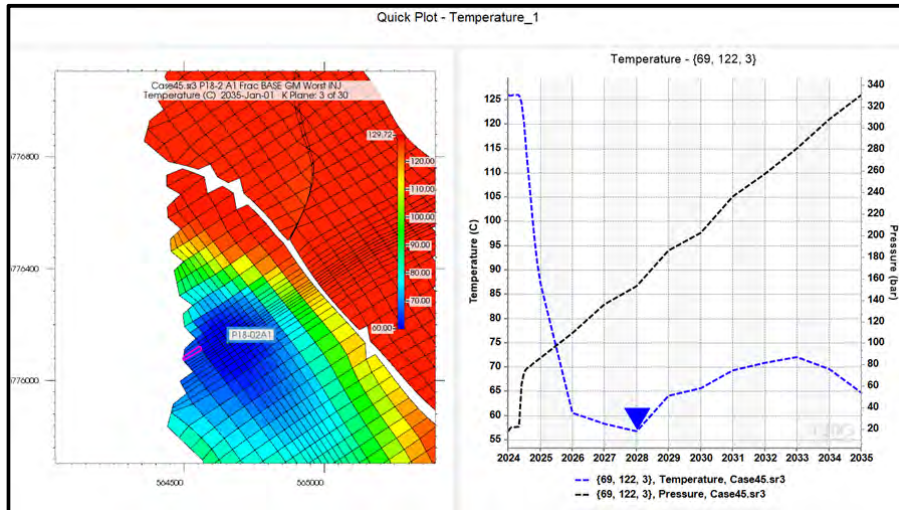


Figure 46: Temperature - Pressure Change Over Time at the Worst Location on the NW Fault.

### P18-4A2 Well Longitudinal Fracture Base Stress and Base Case Injection Scenario

The Base Case injection schedule for the P18-4A2 well is shown in Figure 47. Total CO<sub>2</sub> injection volume is  $4.4 \times 10^9 \text{ m}^3$  and injection temperature is between 40 – 80 °C. Simulation results for Base Case (higher stress) geomechanical properties are shown in Figure 48 to Figure 53. As shown in Figure 52, a thermal fracture about 550 m is propagating in 2038. The effect on injection bottomhole pressure is less than 10 bar (Figure 53).

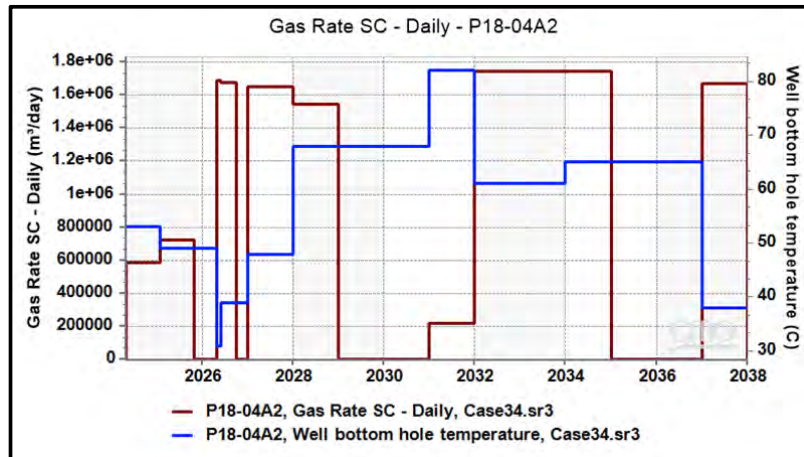


Figure 47: Base Case Injection Schedule for P18-4A2 Well.

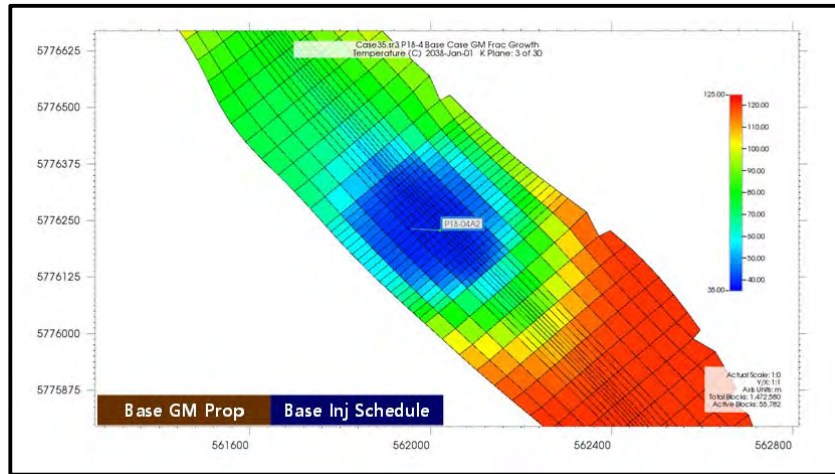


Figure 48: Temperature by 2038 (Top View).

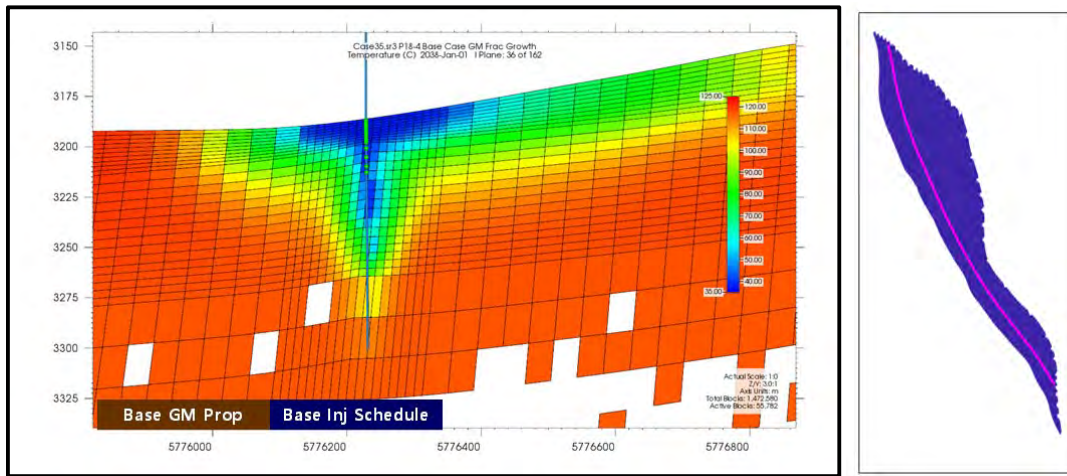


Figure 49: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross Section through I=36.

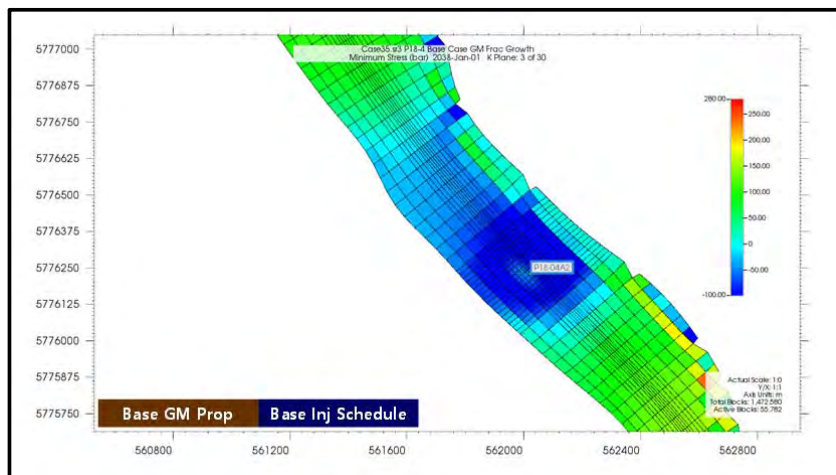


Figure 50: Minimum Stress by 2038 (Top View).



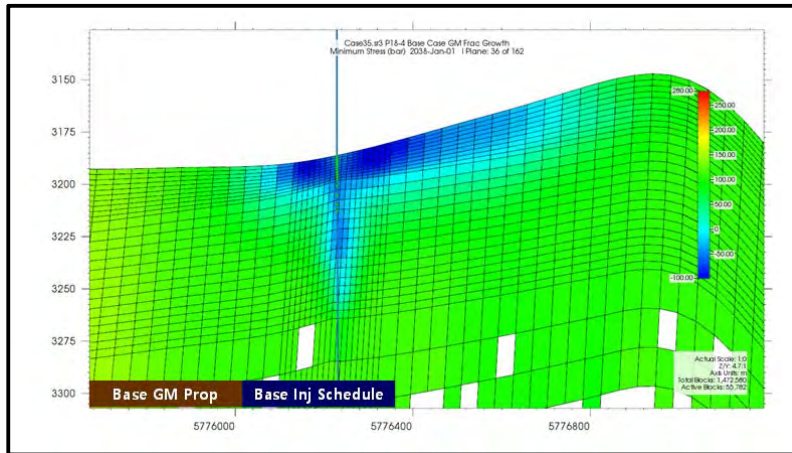


Figure 51: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View).

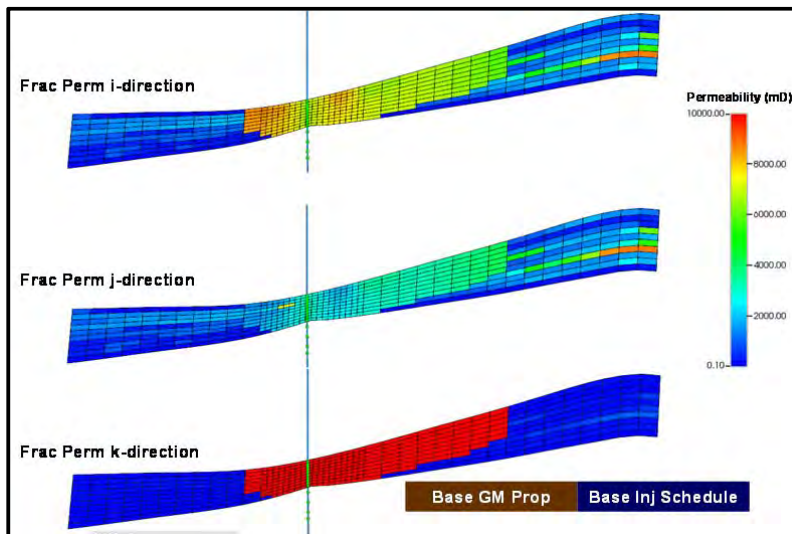


Figure 52: Thermal Fracture by 2038.

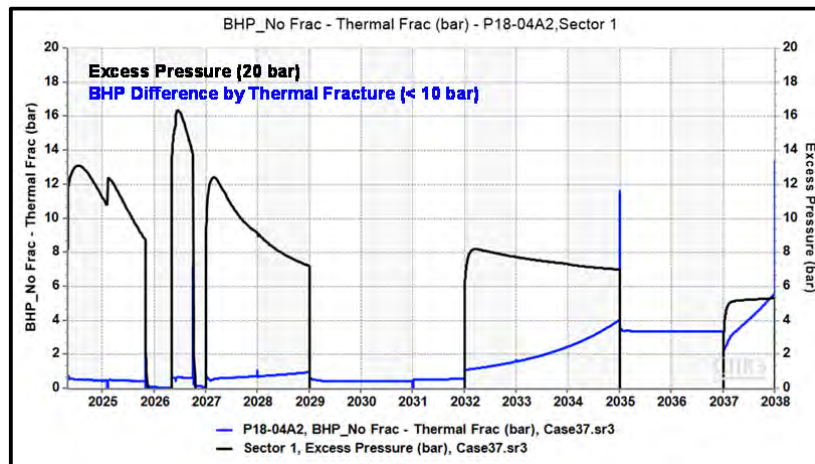
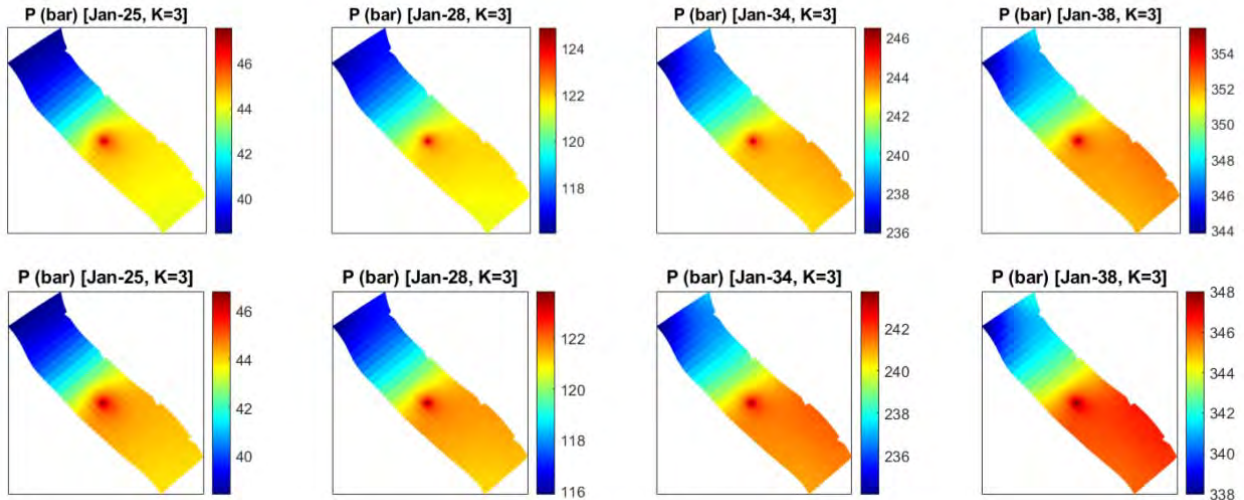


Figure 53: Excess pressure and BHP difference between matrix flow and fracture flow.

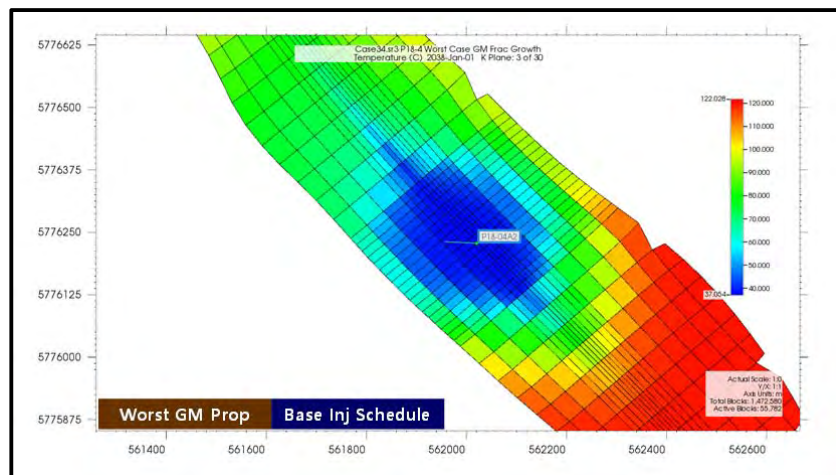
For completeness, Figure 54 shows the evolution of the pressure distribution in the 3<sup>rd</sup> layer of the Hardeggen formation at various points in time around the P18-4A2 injector. Pressure variations over the area are less than 16 bar even for matrix flow. In line with Figure 53, pressures are only slightly elevated for matrix injection when compared to fracture flow because of the high matrix permeability.



**Figure 54: Pressure distribution in layer 3 of Hardeggen around P18-4A2: matrix simulation and fracture simulation (bottom). The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible**

### P18-4A2 Well Longitudinal Fracture Low Stress and Base Case Injection Scenario

The injection scenario is the same as the previous case but using low stress. Simulation results are shown in Figure 55 to Figure 60 with low stress geomechanical properties in Table 4 and Table 5. A thermal fracture longer than 1100 m is propagated in 2038 (Figure 59). However even with this large fracture its effect on injection bottomhole pressure is less than 10 bar because the excess pressure is only about 20 bar, as shown in Figure 60.



**Figure 55: Temperature by 2038 (Top View).**

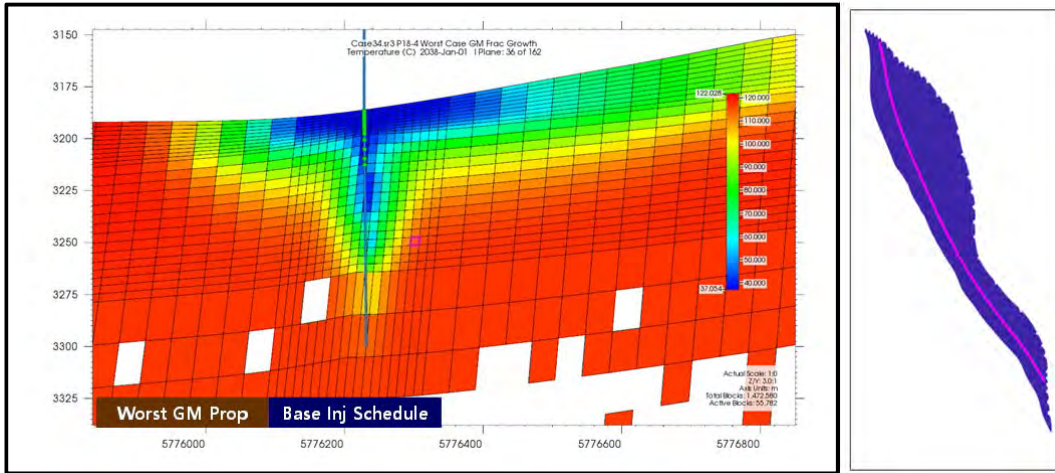


Figure 56: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section Through I=36.

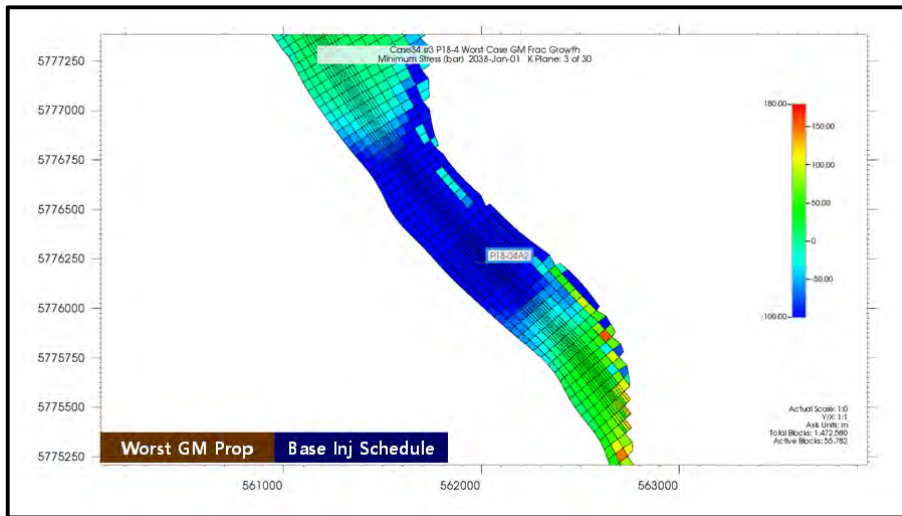


Figure 57: Minimum Stress by 2038 (Top View).

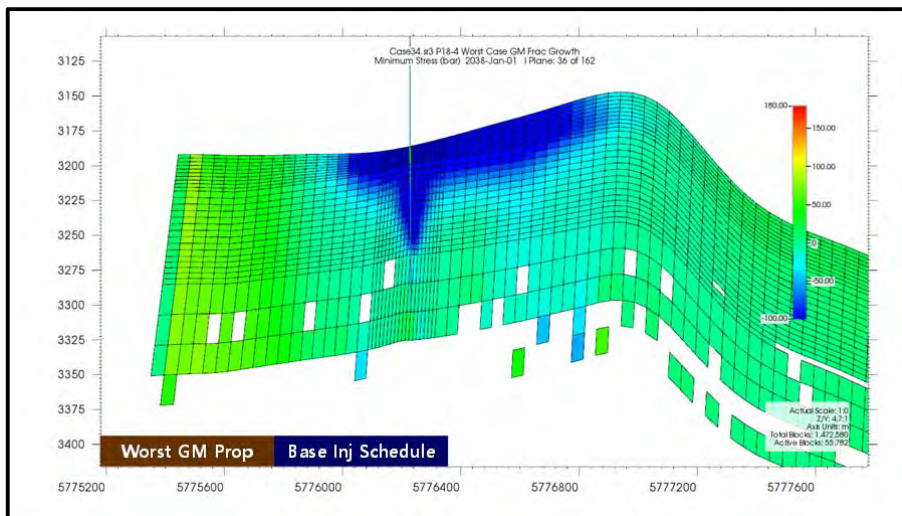


Figure 58: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View).



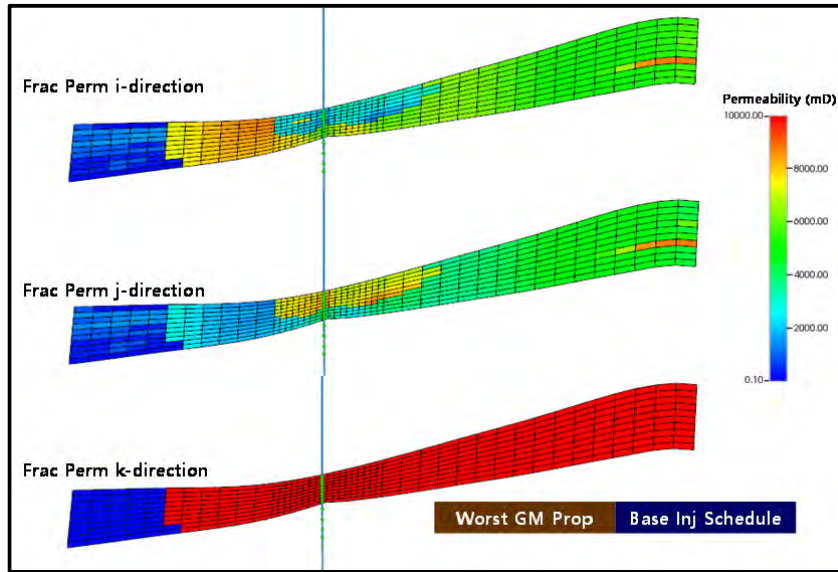


Figure 59: Thermal Fracture by 2038.

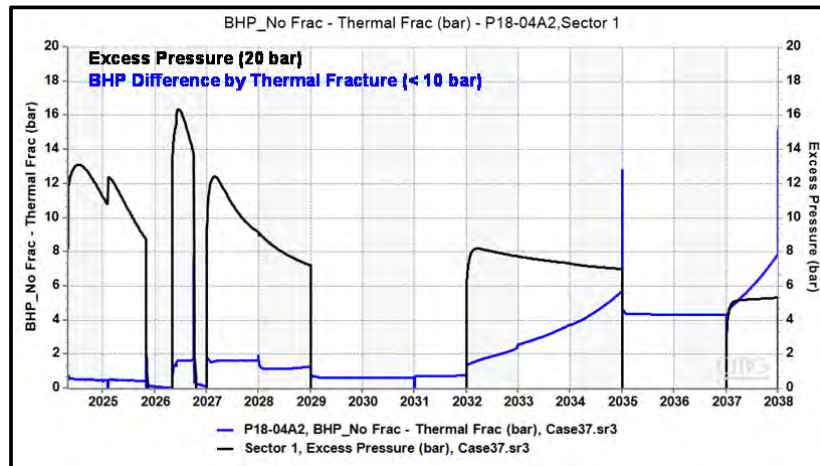


Figure 60: Excess Pressure and BHP Difference between simulations without a fracture and with a thermal fracture.

### P18-4A2 Well Transverse Fracture Base Stress and Base Case Injection Scenario

For this case, the grid in Figure 26 with base case injection scenario has been used. Results are shown in Figure 61 to Figure 67. A thermal fracture as long as 290 meter is growing by 2038 as shown in Figure 65 and the fracture is reaching the West fault (Figure 64). Injection bottomhole pressure difference between matrix flow simulation and the simulation with a thermal frac is 10 bar as shown in Figure 66. Temperature and pressure change at one grid block on the West fault is presented in Figure 67. In 2028, the temperature is 60 °C and pressure is still 120 bar resulting in the strongest potential impact on fault stability in the P18-4A2 well sensitivities.

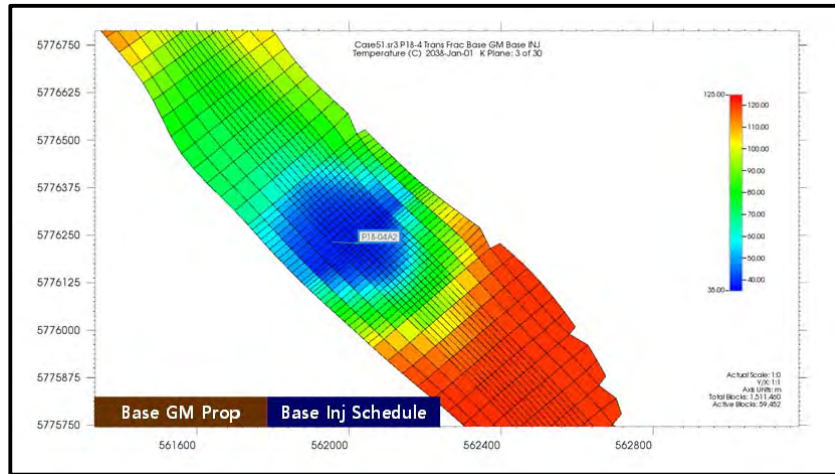


Figure 61: Temperature by 2038 (Top View).

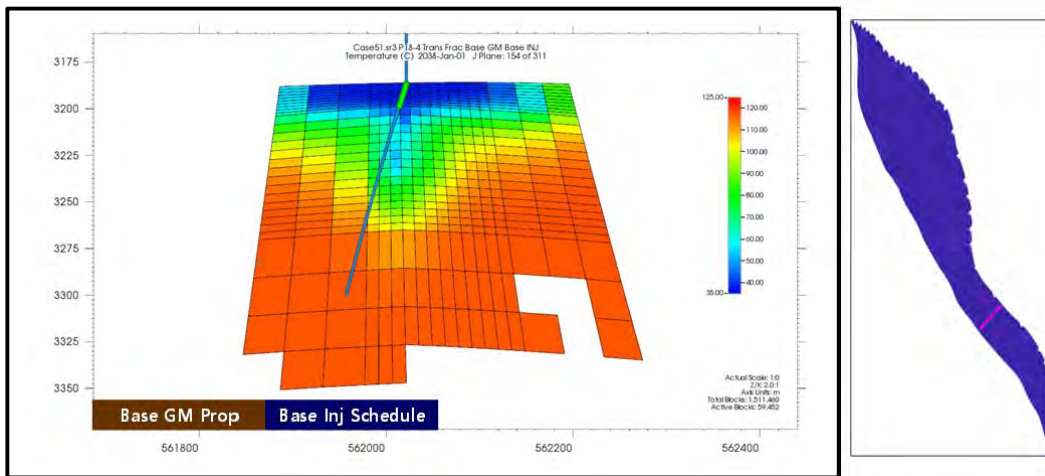


Figure 62: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through J=154.

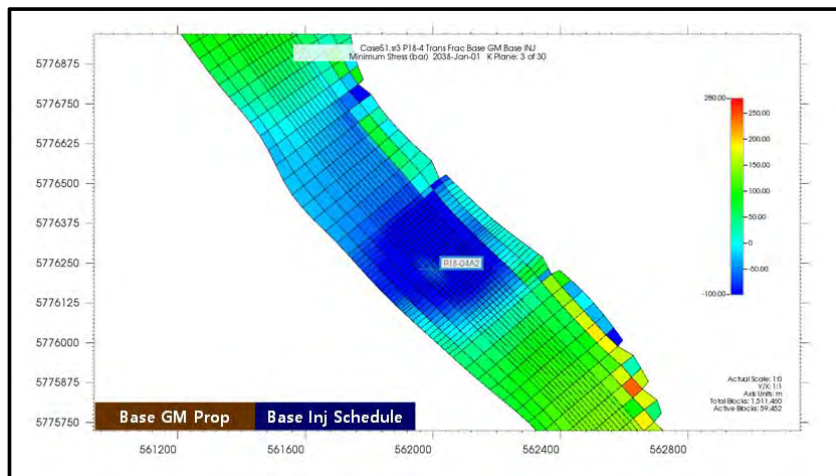


Figure 63: Minimum Stress by 2038 (Top View).

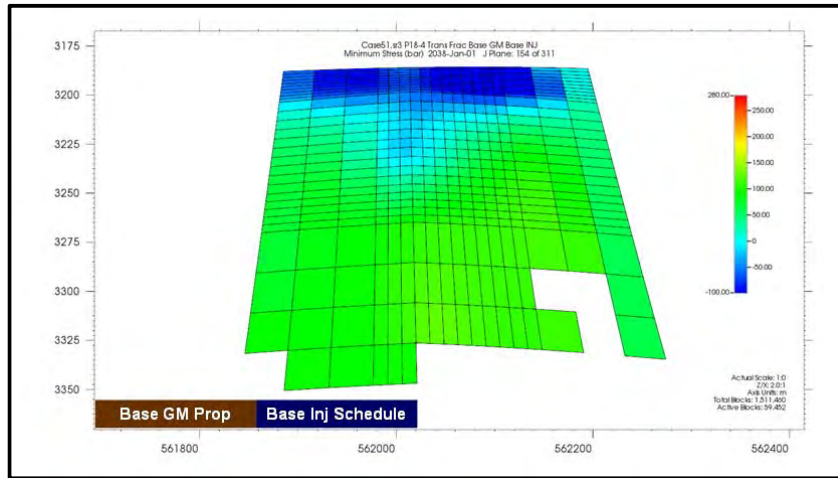


Figure 64: Minimum Stress by 2038 (Cross-Section View).

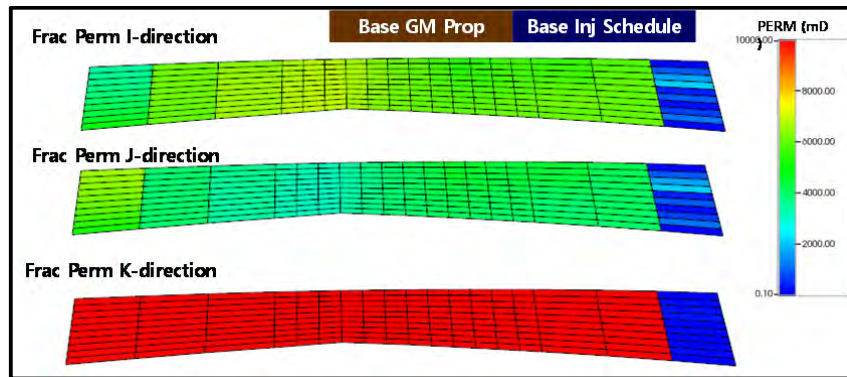


Figure 65: Thermal Fracture by 2038.

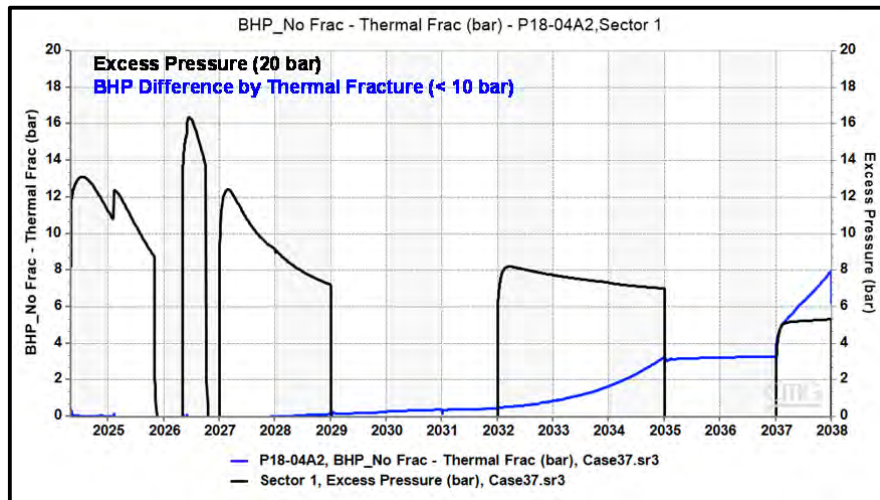


Figure 66: Excess pressure and BHP difference between matrix flow and fracture flow.



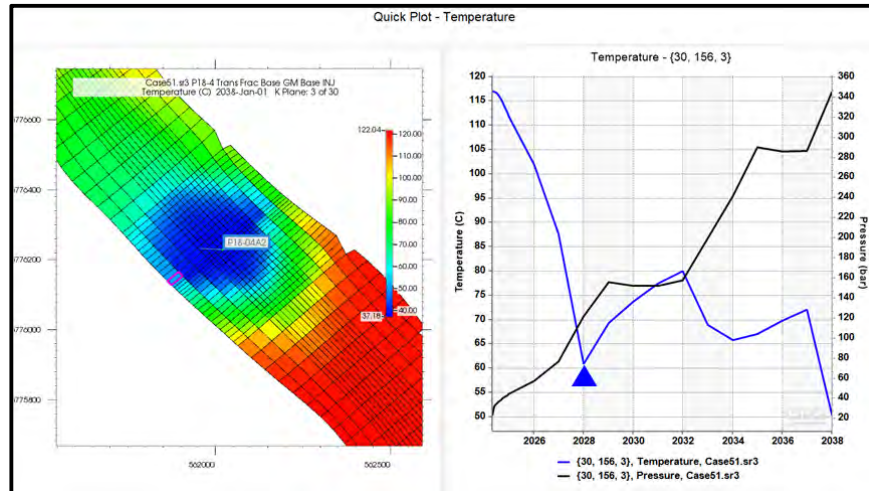


Figure 67: Temperature - Pressure Change Over Time at the Worst Location on the West Fault.

### P18-2A3 Well Longitudinal Fracture Low Stress and Base Case Injection Scenario

The CO<sub>2</sub> base case injection schedule for the P18-2A3 well is shown in Figure 68. Total CO<sub>2</sub> injection volume is  $7.2 \times 10^9$  m<sup>3</sup> and injection temperature is between 60 – 80 °C. Maximum excess pressure is 20 bar as in Figure 69. Temperature by the end of injection (Figure 70) and the minimum stress change is plotted at two different points, one in the Hardeggen and the other in the Detfurth. As shown in the figure, the minimum stress only becomes tensile at the last stage of injection, thus during most of the injection period, there is no thermal fracture growth.

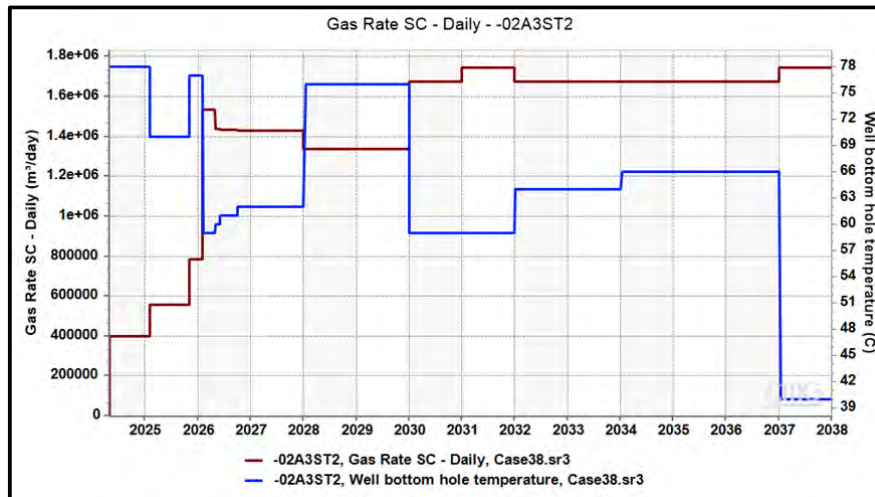


Figure 68: Base Case Injection Schedule for P18-2A3 Well.

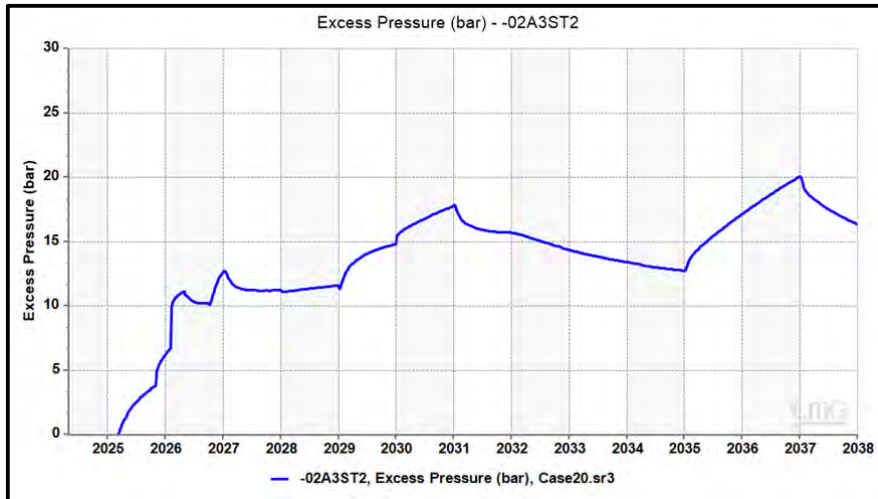


Figure 69: Excess Pressure by Base Case Injection Without a Thermal Fracture.

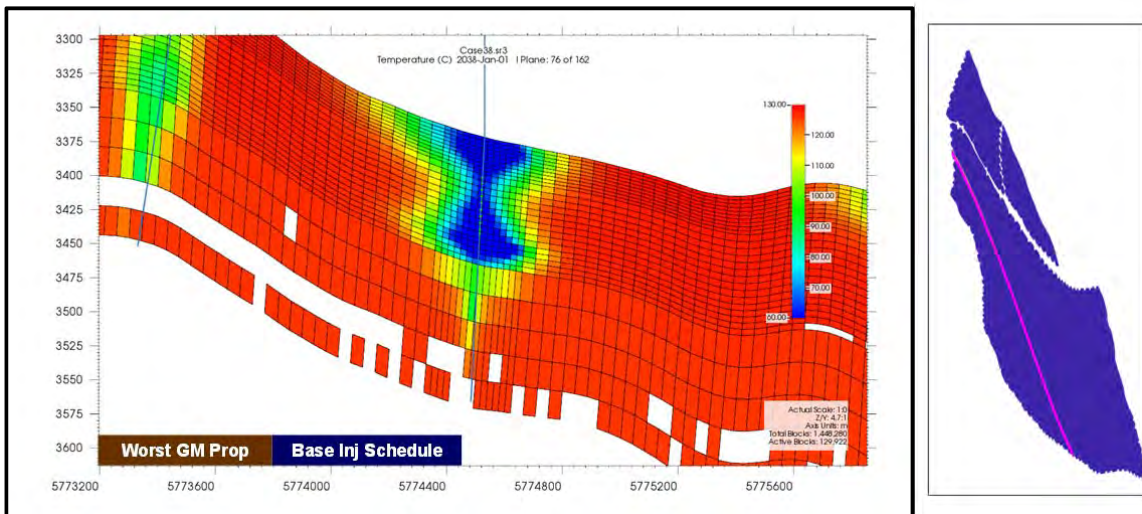


Figure 70: Temperature by 2038 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through I=76.

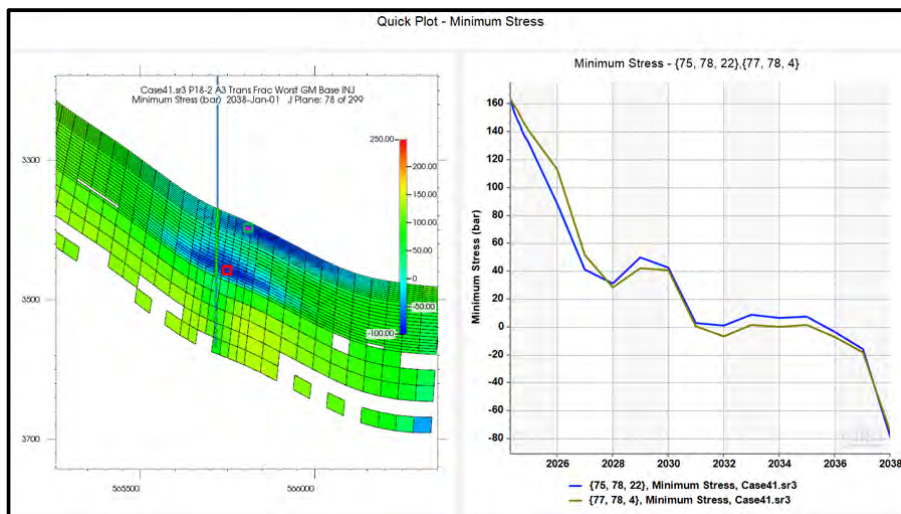


Figure 71: Minimum Stress Changes Over Time at Hardeggen and Detfurth Horizons.

### P18-2A5 Well Longitudinal Fracture Low Stress and Worst-Case Injection Scenario

No separate thermal fracture simulation has been done for the P18-2A5 well, because it was seen during the screening phase that it is impossible to initiate a thermal fracture due to higher minimum stress around the well. The stress around the well is above the fracture initiation stress because of the higher permeability not only in the Hardegsen but also in Detfurth and Volpriehausen and less injection volume compared to other wells. In this study we have checked the possibility of thermal fracture with the same model which was used in P18-2A1 well instead of building a separate model. The model is the extreme scenario model which is the worst-case for thermal fracturing.

Simulation results are presented in Figure 72 to Figure 75. As shown in Figure 72 the cold front is distributed in the deeper horizon including Volpriehausen. Therefore, the minimum stress remains above the fracture initiation stress as shown in Figure 75.

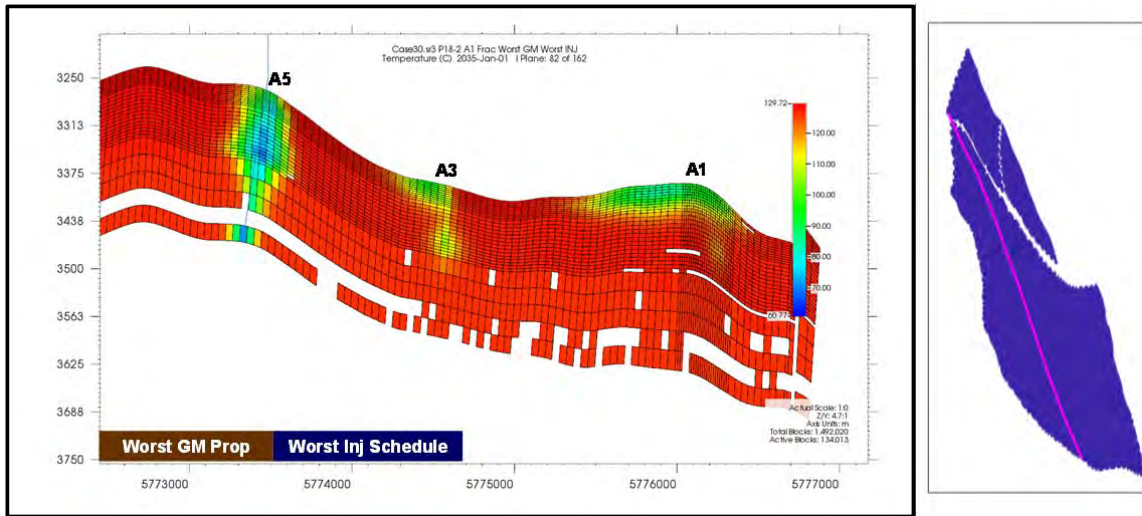


Figure 72: Temperature by 2035 (Cross-Section View) and Location of Cross-section through I=82.

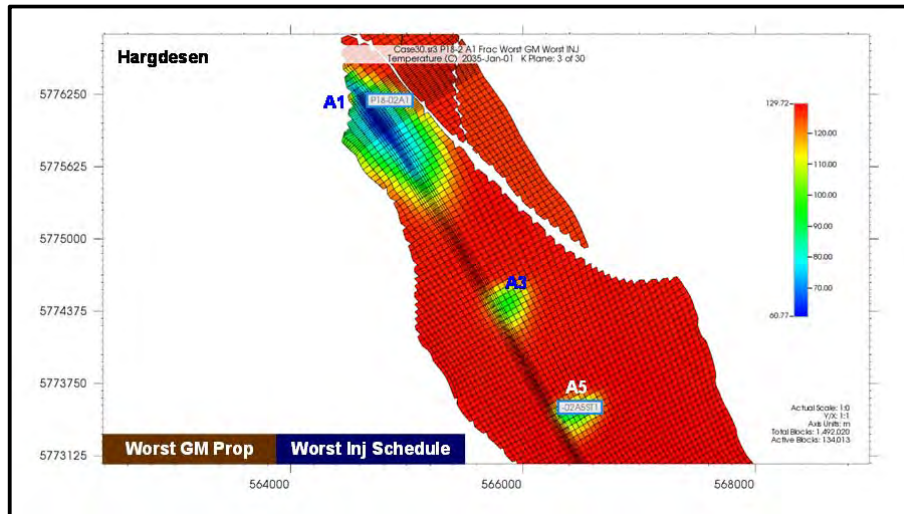


Figure 73: Temperature by 2035 (Top View in Hardegsen).



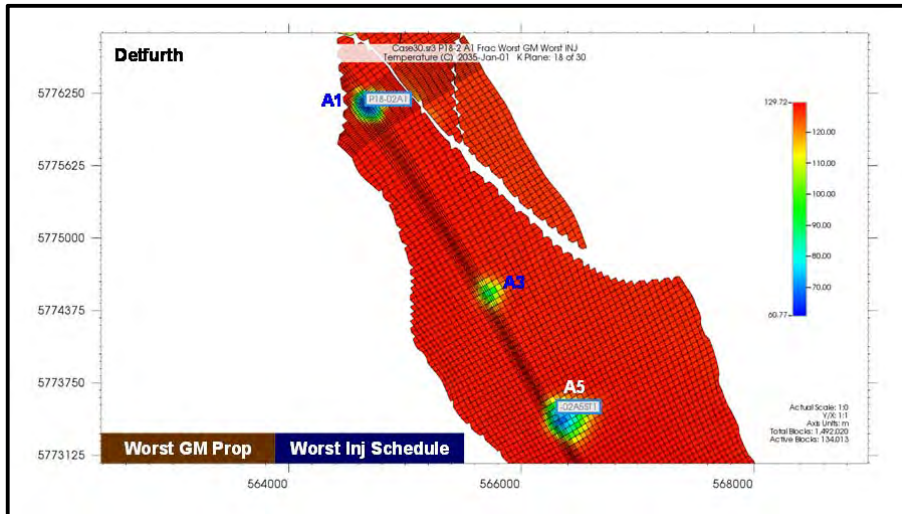


Figure 74: Temperature by 2035 (Top View in Defurth).

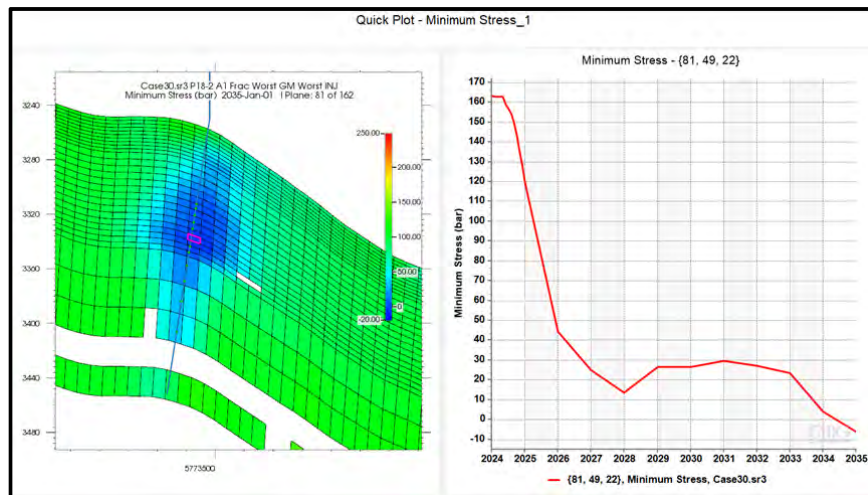


Figure 75: Minimum Stress Change Over Time.

### Summary of Thermal Fracture Simulation

All thermal fracture simulation cases are summarized in Table 6. The sensitivities address the effect of stress and stress path, injection schedule and fracture orientation, as discussed in the previous sections. For the wells in the P18-2 field, P18-2A1, P18-2A3 and P18-2A5, both worst and base cases have been included. In P18-4, only the base case injection schedule has been simulated as the worst and base cases are almost the same. Both longitudinal and transverse fracture directions are simulated except for the P18-2A5 well, which shows the least possibility of thermal fracturing. We defined a reference index, ITP which indicates the relative effect of thermo-elastic over poro-elastic stress change during CO<sub>2</sub> injection. It is defined as below.

$$ITP = \frac{\Delta\delta_T}{\Delta\delta_P} = \frac{A_T\Delta T_F}{A_P\Delta P_F} \tag{2}$$

Where

- $A_T$  : Thermal stress coefficient (bar/°C)
- $A_P$  : Poro-elastic coefficient

$\Delta T_F$  : Maximum temperature change over injection at fault (°C)

$\Delta P_F$  : Maximum pressure change over injection at fault (bar)

The poro-elastic coefficient is 0.6 for base case geomechanics and 0.82 for the low stress geomechanics. The thermo-elastic coefficient is about equal for both case, i.e. 3bar/°C for base case and 2.9 bar/°C for the low stress case. For example, the ITP Index for the transverse fracture case with base-case stress and worst-case geomechanical properties for P18-2A1 is the highest and this is supposed to be the most unstable fault case. For cases with P18-2A3 and P18-2A5 wells, the Coefficient is not available because the temperature front of the injection is not reaching the near-by faults.

**Table 6: Summary of Thermal Fracture Simulations.**

Well	Geomech. Property	Injection Schedule	Fracture Direction	Max ITP ( )	Max Frac Length (m)	Max $\Delta$ BHP (bar)	Max Excess Pressure Matrix Case (bar)	Ref. Case
P18-2A1	LS	WC	LON	0.53	1000	260	280	P18-2-54
	BC	WC	LON	2.63	Min	10	280	P18-2-42
	LS	BC	LON	0.61	570	120	170	P18-2-52
	BC	BC	LON	0.90	Min	10	170	P18-2-26
	LS	WC	TRAN	1.72	360	230	280	P18-2-53
	BC	WC	TRAN	2.58	Min	10	280	P18-2-45
P18-4A2	LS	BC	LON	0.63	1100	10	15	P18-4-34
	BC	BC	LON	0.96	550	5	15	P18-4-35
	LS	BC	TRAN	0.69	290	10	15	P18-4-59
	BC	BC	TRAN	1.05	290	10	15	P18-4-51
P18-2A3	LS	BC	No Frac/LON	NA	None	None	20	P18-2-38
	LS	BC	No Frac/TRAN	NA	None	None	20	P18-2-41
P18-2A5	LS	BC	No Frac	NA	None	None	10	P18-2-30

The maximum fracture length is the tip-to-tip length of the thermal fracture. It is the longest, 1,100 meter, for the P18-4A2 well with low stress and base case injection and it is 1,000 meter for the P18-2A1 well with low stress and worst-case injection. Matrix injectivity is high for all wells except the P18-2A1 well, which shows the maximum excess pressure up to 280 bar for the matrix injection simulation case. Other wells show the maximum excess pressure for matrix injection cases less than 20 bar. The maximum  $\Delta$ BHP is the difference of injection bottomhole pressures between matrix flow simulation and the thermal fracture simulation. The P18-2A1 case with low stress and worst-case injection has the maximum  $\Delta$ BHP of 260 bar, resulting from low matrix injectivity and strong injectivity improved by fracturing. The P18-4A2 cases show a  $\Delta$ BHP of only 10bar, because of high matrix injectivity.

Table 6 further shows that fractures of significant length are expected around the P18-4A2 well at modest excess pressure, while at very high injection pressure the P18-2A1 well does not predict any fractures at base case stress conditions. The main cause is that the area around P18-4A2 gets cooler giving more thermal stress reduction. The reasons that the high injection pressure of the P18-2A1 well are insufficient to initiate a fracture for the base case geomechanics while they do for the low-stress geomechanics are a result of the poro-elastic feedback that is much stronger for the low-stress case. This gives much lower stresses at the start of injection when compared to the base case, but also reduces the net pressure effect of each bar pressure increase during injection.

## Cap Rock Integrity Simulation

Depletion reduces the minimum horizontal reservoir stress and cooling will further reduce the stress which may result in thermal fracturing. The fractures pose a risk for the seal integrity, but at the start of injection there will be strong containment of the fractures in the reservoir, because of the low reservoir stress. The highest risk of caprock breach will be at the end of the injection phase, when the pressure has almost restored to virgin conditions and the effective stresses are low. At the end of injection the poro-elastic stress change will be small and the main risk will result from thermal stress reduction in the seal layer due to cooling and the well excess pressure.

As such caprock breach was studied around the P18-2A1 injector that shows in an extreme scenario significant cooling of the Hardegsen in its vicinity and shows considerably higher excess pressure when compared to the P18-4 well and the other wells in P18-2.

Because fluid leak-off is negligible in the overburden, cooling around a fracture that penetrates into the overburden will be limited. Consequently stress reduction in the overburden will mainly result from the (thermal) stress reduction by cooling of the reservoir and cooling of overburden in contact with the reservoir via heat diffusion.

To consider the worst case scenario this study uses a high Young's modulus (and consequently high thermo-elastic coefficient) and the low stress scenario (i.e. min horizontal stress of 14kPa/m) in both the reservoir and the Keuper. This gives a conservative approach to fracture penetration within the caprock. This low stress scenario might however be overly conservative, since it is known from hydraulic fracturing experience in Bunter reservoirs that the minimum horizontal stress in the caprock is significantly higher than in the reservoir. As such a sensitivity is performed with elevated Keuper stresses, while keeping the Bunter stresses unmodified.

## Modelling approach

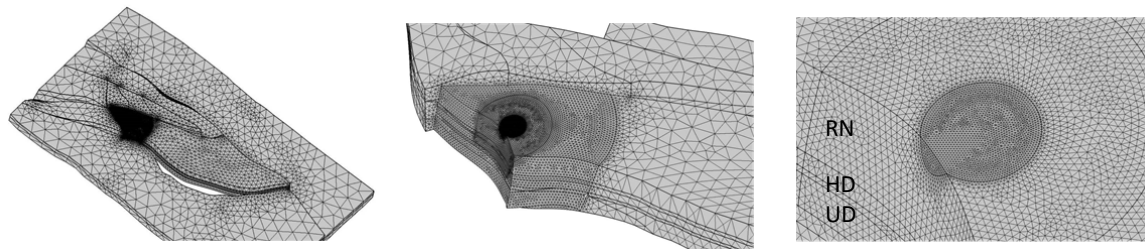
For estimating the penetration of the fracture into the overburden a coupled model is not necessary, since there is no leak-off into the overburden and the volume of the fracture in the overburden is insignificant. So, the fracture growth into the overburden does not affect the fracture in the reservoir and the cooling of the overburden. The pressure and temperature in the reservoir were obtained from the GEM simulation at various points in time. Temperature in the overburden was simulated by heat conduction from the reservoir into the caprock over time, while keeping the temperature fixed in the reservoir. This violates the energy balance but gives a conservative approach as it exaggerates the cooling in the Keuper. Simultaneously, the stress evolution was computed in the model via one-way coupling. To capture sufficient detail a finely discretized mesh was used around the P182-A01 injector, with a mesh size of just 5m in the Keuper and Hardegsen (see Figure 76). The time interval of the simulation was restricted to the injection period. Contrary to the GEM simulation, the geomechanical model explicitly computes the (elastic) stress response by changes of pressure and temperature from virgin conditions, both for depletion and injection.

Table 7 lists the parameters and stresses. In the simulation the specific heat capacity in the overburden was set to 1000kJ/kg/K while the heat conductivity was set to 2W/m\*K. For modelling details see the Geomechanical report (Fenix, 2021b)



**Table 7: Geomechanical Properties for Cap Rock Integrity simulation with Comsol in P18-2.**

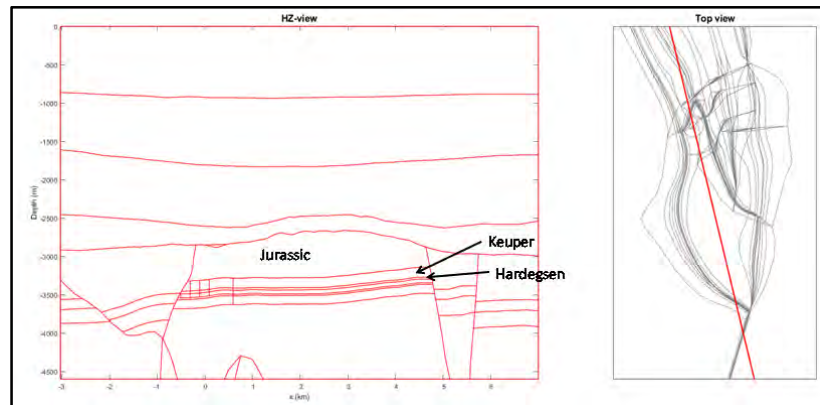
		Low-stress case	Higher Keuper Stress
Young's Modulus	(Gpa)	27	27
Poisson Ratio	()	0.15	0.15
Biot Coefficient	()	1	1
Thermal Expansion Factor	(1/K)	9.00E-06	9.00E-06
Virgin Pressure in Cap Rock	(bar)	375	375
Temperature in Cap Rock	(°C)	117	117
Virgin Vertical Stress gradient	(kPa/m)	20.3	20.3
Virgin Min. hor stress gradient	(kPa/m)	14	14
Virgin Min. hor stress gradient in Keuper	(kPa/m)	14	15.3
Virgin Max horizontal stress	(kPa/m)	16	16



**Figure 76: Meshing used in Caprock breach Comsol model around P18-2A1. (Left) top view Bunter (middle) zoomed in showing the three circle (right) Max zoomed in showing the inner and secondary circle. The circles are for modelling purposes only.**

**Caprock breach around P18-2A1**

Figure 77 shows a North-South cross-section through the reservoir, which will be used in the remainder. Figure 78 and Figure 79 show that the deviation of the pressure from virgin pressure at the Hardegsen-Upper Delfurth interface rapidly decreases during injection, confirming that the poro-elastic stress contribution becomes smaller during injection. The temperature and effective stress ( $s_{h,min}-p_{local}$ ) in this cross-section are shown in Figure 80 for three time steps. The lowest temperature is reached in 2028, but the most extensive cooling of the overburden is at the end of the injection. Stress profiles south of the well show elevated effective stress after depletion and development of tensile effective stress at the top of the reservoir due to pressure increase and cooling of the Hardegsen and overburden, see Figure 80. However, for caprock breach taking the local pressure  $p_{local}$  in the impermeable overburden rock is too conservative.



**Figure 77: North-South cross-section through the P18-2A1 well (left) and map view of the location of the cross-section (right). The vertical lines in the cross section through Keuper and Bunter are for modelling purposes**

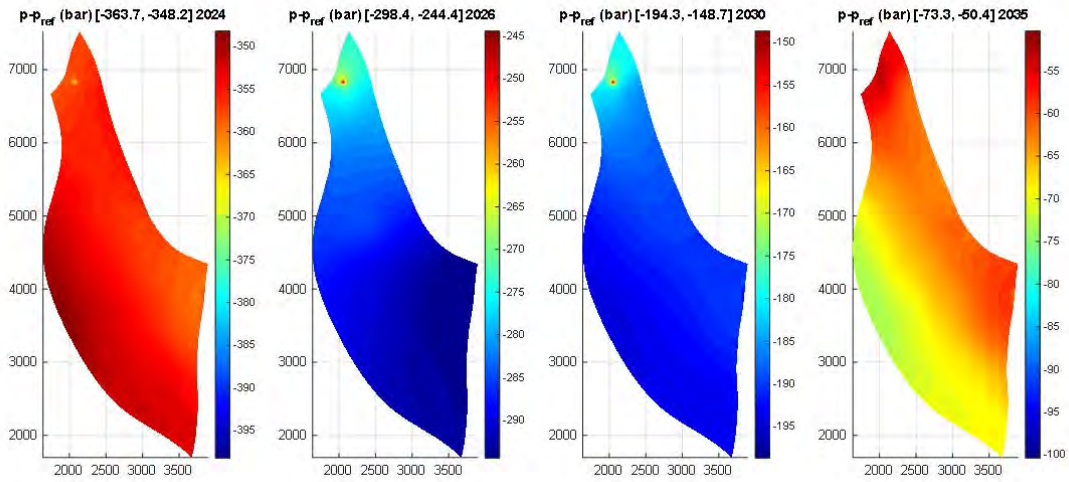


Figure 78: Deviation of the pressure from virgin pressure ( $p_{ref}$ ) during injection at the Hardeggen-Upper-Detfurth interface. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible.

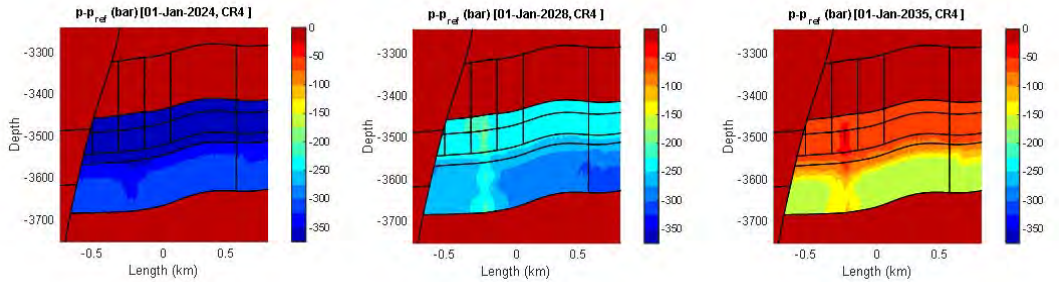


Figure 79: Deviation of the pressure from virgin pressure ( $p_{ref}$ ) during injection through the cross-section

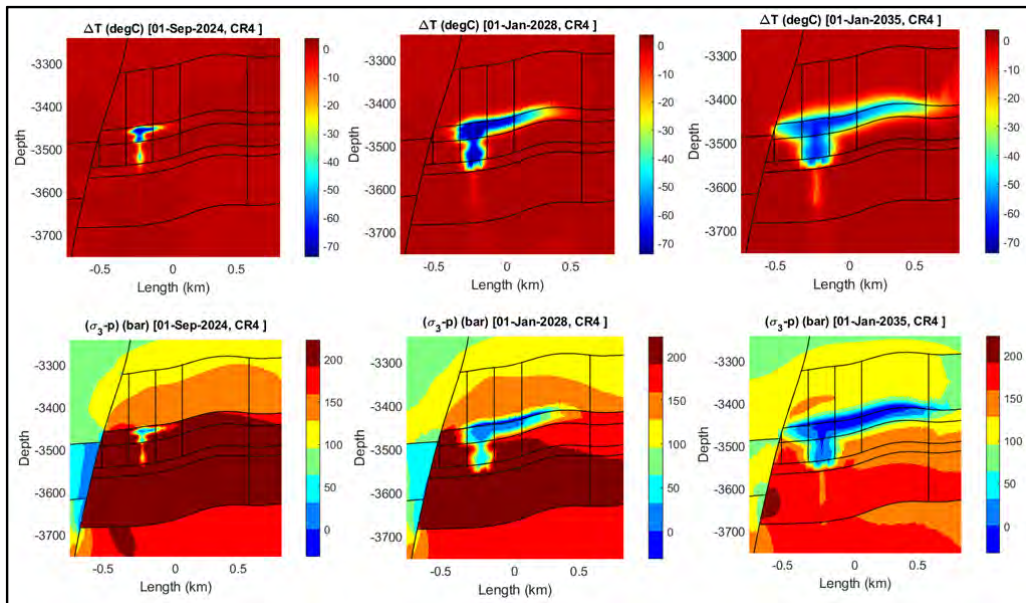
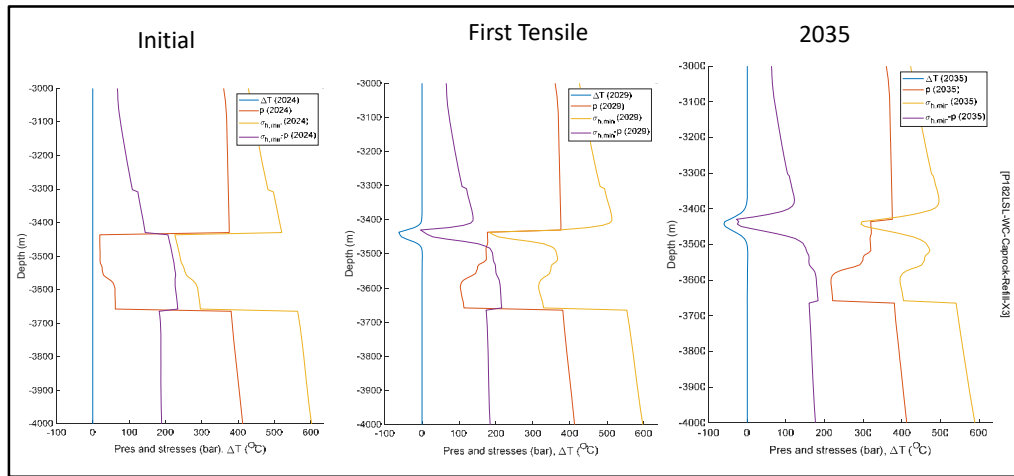


Figure 80: Temperature and extent of cooling around the P18-2A1 well (upper plots) and corresponding effective minimum stress (bottom plots) for three time steps.



**Figure 81: Stress profiles south of the P18-2A1 well in the depleted state (left) during injection (middle) and at the end of injection (right).**

In the reservoir the pressure fall-off around a fracture is gradual and at the fracture face the pressure in the fracture equals the matrix pressure (Figure 82). In the reservoir the effective stress, defined as:

$$\sigma_{eff,RES} = \sigma_{min,RES} - P_{RES} \tag{2}$$

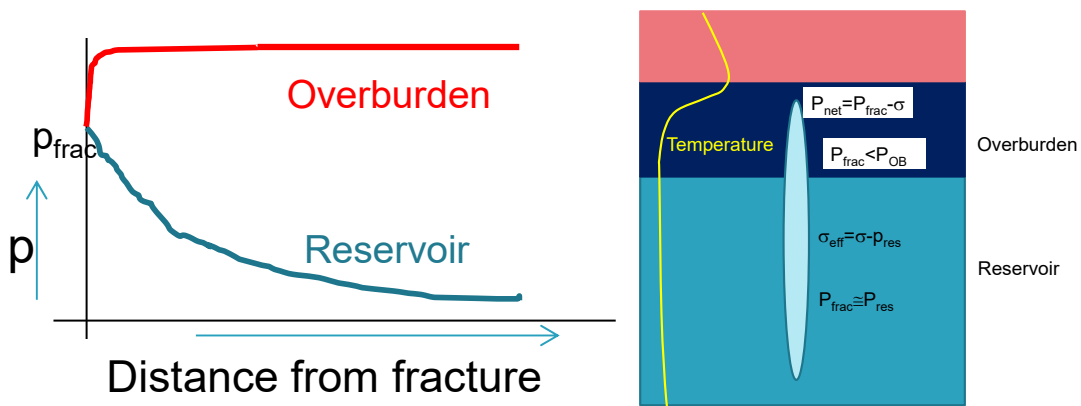
governs the fracture behaviour. However, in the (near) impermeable overburden this concept breaks down as the pressure change close to the fracture is nearly discontinuous with the pressure in the fracture equal to the reservoir pressure (in the vicinity of the fracture) and the pressure just outside the fracture face equal to the much higher (near virgin) overburden pressure. Pressure will only equilibrate over geological time scales. Instead the concept of net pressure should be used as the metric for fracture opening in the overburden. Net pressure is defined as:

$$P_{net} \equiv P_{frac} - \sigma_{h,min} \approx P_{well} - \sigma_{h,min} \tag{3}$$

In the remainder we will make use of the fracture (opening) stress that is defined as the negative net pressure:

$$\sigma_{eff,OB} \equiv \sigma_{min,OB} - P_{frac} \approx \sigma_{min,OB} - P_{well} \tag{4}$$

Fracture opening in the overburden requires that the net pressure is positive, or equivalent, the fracture stress negative. However, this ignores rock strength (or equivalently assumes zero cohesion) which is conservative. The last equality in eq. 3 and eq. 4 is (only) valid for infinite conductivity fractures for which the pressure in the fracture is nearly constant and equal to the BHP (except for a negligible hydrostatic offset). Since the well pressure will not fall below pressure in the fracture during injection, estimating the frac stress in the overburden with the well pressure instead of the fracture pressure will be conservative as well.

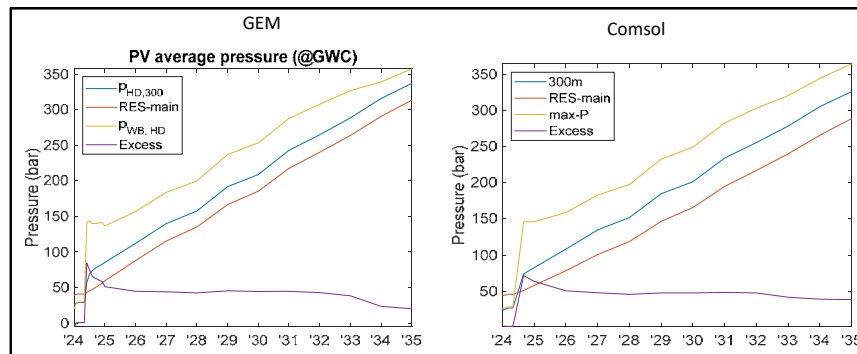


**Figure 82: (Left) Pressure change close to the fracture in reservoir and overburden (Right) Concept of net pressure in the overburden**

In the Comsol simulation the fracture is not explicitly modelled. Instead GEM pressures (including the pressure in the fracture) are interpolated on the very fine Comsol grid around the injector (see Figure 76 and the Geomechanical report (Fenix 2021b) for modelling details). Figure 83 shows good agreement between the maximum cell pressure (max-p) in the Comsol grid and the max well block pressure in the Gem model ( $p_{WB,HD}$ ). After fracture initiation this well block pressure is equivalent to pressure in the fracture and (nearly) identical to the BHP because of the high fracture permeability. Figure 83 further shows that the average pressure in a radius of 300m around the well is also close ( $p_{HD,300m}$  in left figure and 300m in right figure). As a consequence the excess pressure, defined as the well block pressure minus the 300m radial average Hardegsen pressure around the well,

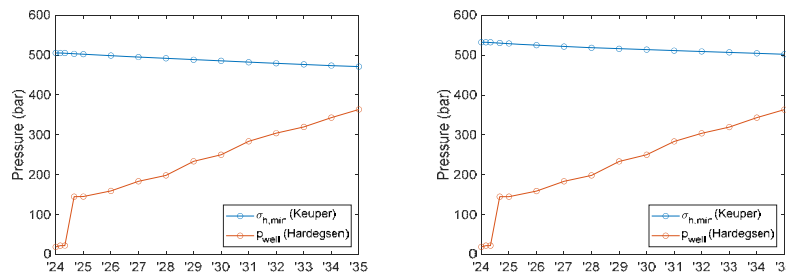
$$\Delta p_{excess} \equiv p_{WB} - p_{HD,300m} \quad (5)$$

is in good agreement as well. After fracture initiation the excess pressure remains at a level of about 50bar during the simulation. For reference the figure also shows the average pressure in the main reservoir block. These differ between the models because the Comsol model takes also the inactive reservoir volume into account and it used Bulk Volume average pressures instead of Pore-Volume average pressures (as discussed in section 3).



**Figure 83: left) Pore Volume average GEM pressures (right) Bulk Volume averages Comsol pressure.  $P_{HD,300}$  and 300m refer to the average Hardegsen pressure in a 300m radius around the well. RES main is the average pressure in the main reservoir block.  $P_{WB,HD}$  is the GEM well grid block pressure. max-P is the maximum interpolated pressure in the Comsol model Excess is the excess pressure ( $p_{WB,HD} - p_{HD,300}$ ) in the GEM model and ( $max-P - 300m$ ) in the Comsol model.**

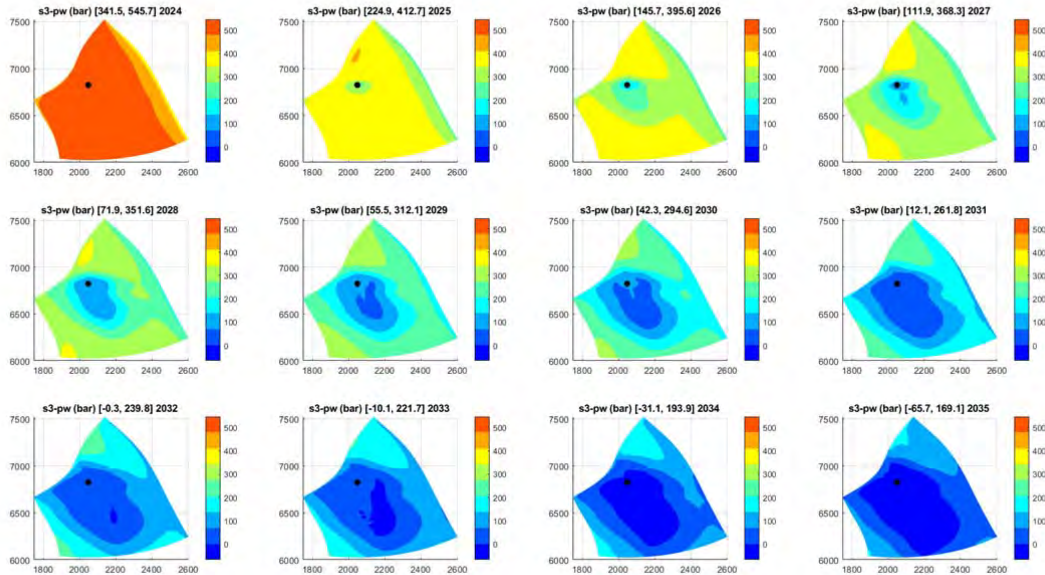
Figure 84 shows the evolution of the average minimum horizontal stress in the Keuper and the P182-A01 well pressure. Although one should use the point-based minimum horizontal stress, the figure indicates that initially there will be very strong fracture containment as the available headroom for excess pressure is very large (>300bar). The Figure further shows that stress arching, caused by reservoir compaction, results in elevated minimum horizontal stress in the Keuper at the end of depletion. As a consequence, during injection not only Hardegsen pressures go up, but Keuper stresses go down as well. Moreover, reservoir expansion will be the dominant contributor to the change in average stress in the Keuper, because the thickness of the Keuper that will be cooled during injection remains small compared to the total Keuper height.



**Figure 84: Evolution of the Keuper average minimum horizontal stress around the P182-A01 injector and the well pressure in top Hardegsen (left) For virgin Keuper Stress of 14kPa/m (right) for virgin Keuper stress of 15.3kPa/m**



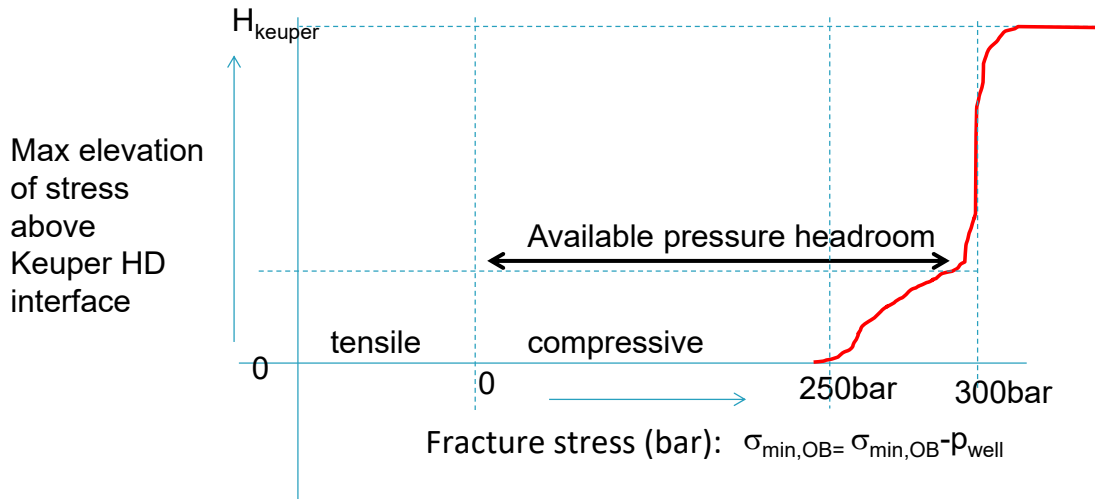
Figure 85 shows the evolution of the fracture stress ( $\sigma_{h,min,Keuper} - p_{well}$ , eq. 4) at the Keuper side of the Keuper – Hardeggen interface, based on the net pressure concept. It shows that a patch of tensile stress appears only in 2032, but afterwards rapidly expands over almost the complete interface. Remarkably, the tensile patch appears first at a considerable distance southwest of the injector.



**Figure 85: Fracture stress ( $\sigma_{h,min}-p_{well}$ ) at the at the Keuper side of the Keuper Hardeggen interface above the P182-A01 well. Case with low Keuper stress**

To determine the fracture penetration into the overburden, the fracture stress  $\sigma_{eff,OB}$  (eq.4) is computed in the entire Keuper at each point in time. First consider the initial situation that is sketched for clarification in Figure 86. For each value of the fracture stress  $\sigma_{eff,OB}$  in the Keuper (along the x-axis in the plot) it is determined how far it is observed above the Keuper – Hardeggen interface. When multiple points are found, the maximum height is used. This gives the (stress) elevation or penetration height  $h_{elevation}(\sigma_{eff,OB})$  which is plotted along the y-axis. The computed elevation gives the potential fracture height into the cap rock. This increases as function of stress within the Keuper. If, for example,  $h_{elevation} = 50$  for  $\sigma_{eff,OB} = 275bar$  the effective stress must be reduced by 275bar to get fracture penetration more than 50m above the Keuper-HD interface.

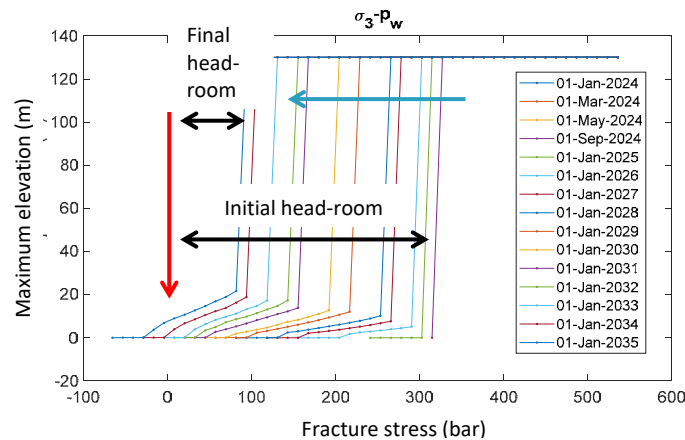
Fracturing of the overburden requires that the overburden stress turns tensile, or equivalent, the fracture stress falls below zero. However, initially only compressive stresses in excess of 250bar occur above the Keuper-Hardeggen interface. Around an effective stress level of  $\sigma_{eff,OB} = 300bar$  the elevation height abruptly changes from containment to breach. This implies that the effective stress in the Keuper could be reduced by another 300bar before the Keuper would be breached. This 300bar is the available pressure headroom. Note that the available pressure window is computed with reference to the 50 bar excess injection pressure. Therefore, the excess injection pressure limit would then be 350bar, i.e. 50bar excess pressure for which the figure was obtained and 300bar headroom.



**Figure 86: Maximum elevation of the fracture stress (eq 4) above the Keuper-Hardeggen interface**

This procedure was followed for each time step. Figure 87 shows the resulting elevation height as function of the fracture stress ( $\sigma_{h,min,Keuper} - p_{well}$ , eq.4). It shows that over time, the behaviour shifts from an initial fully compressive regime to a slightly tensile regime at the end of injection. However, the maximum vertical fracture penetration is limited to 10m (of the 130m thick Keuper) at the end of injection.

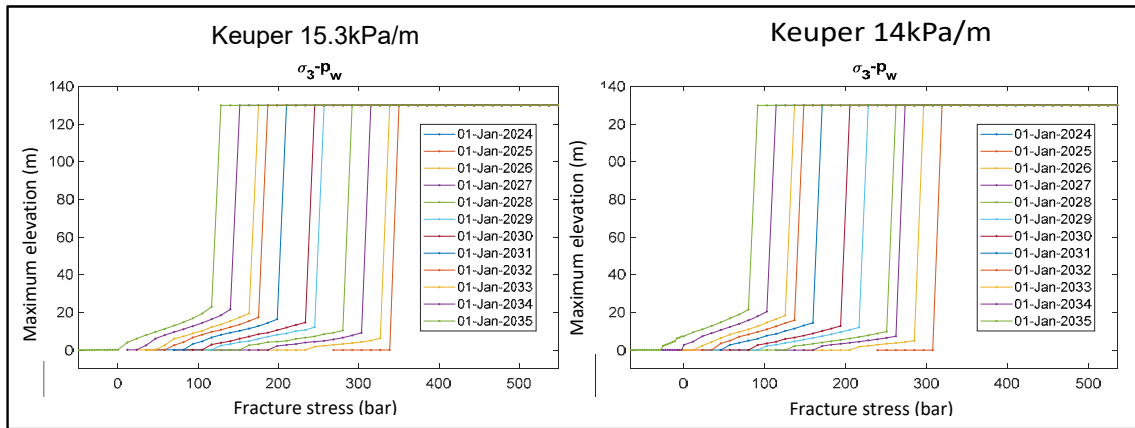
The amount of excess pressure available before full caprock breach would occur is indicated by the black arrows. Initially this headroom is in excess of 300bar, while at the end of the injection period this is reduced to 70bar. Combined with the already present excess pressure of 50 bars (Figure 83), this gives a total available excess pressure of 350bar at the start of injection which reduces over time to 120bar at the end of injection. Because the figure shows that the transition from fracture containment till full caprock breach is very abrupt, it is recommended to keep the excess pressure below 100bar at the end of injection.



**Figure 87: Maximum elevation of the fracture stress ( $\sigma_{h,min}-p_{wel}$ , eq 4) above the Keuper-Hardeggen interface for various snap shots in time. Blue arrow indicates the direction of time, red arrow the tensile stress failure level ( $s_3-p_w=0$ ) and the black arrows the excess pressure head room, which is referenced to the average 50bar excess injection pressure.**

The actual minimum horizontal stress is likely higher than the reservoir stress, as is observed in fracturing operations in the Buntsandstein reservoirs. So, the fracture growth was also simulated for higher minimum stress gradient in the Keuper of 15.3kPa/m. Figure 84 compares the evolution of the average Keuper stress to the base case. Figure 88 shows the comparison between this case and the fracture penetration without stress contrast. Even with a modest stress contrast there is no fracture growth into the overburden, so that cap rock breach is quite unlikely for base case assumptions for the overburden stress.





**Figure 88: Maximum elevation of the fracture stress ( $\sigma_{h,min} - p_{well}$ , eq 4) above the Keuper-Hardeggen interface for various snapshots in time. No stress contrast (Right) and with higher stress gradient in the Keuper (Left).**

## Monitoring

For the P18 injectors, thermal fracturing in the reservoir can be monitored by observing the excess injection pressure (over reservoir pressure), which should rise with time. If injectivity improves, it is an indication of fracturing, so that fracture size should be monitored. It may be feasible to infer fracture size from the injectivity, but the pressure behavior is likely insensitive to fracture size and the usual method of inferring fracture size from pressure fall-offs is complicated by the phase behavior of the CO<sub>2</sub>. Perhaps, detailed simulation of the pressure transient can aid in interpreting the fall-offs in terms of fracture parameters. The most important effect may be a larger extent of the cold front compared with matrix injection. This could cause earlier cooling at nearby faults and some pressure increase at a fault. By measuring injection pressure, it can be established that injection pressure is indeed low compared with reservoir stress, so that the effect of fracture pressure on the faults is small, as expected.

Monitoring of cap rock breach is hard to do by direct measurements of fracture height. However, the initiation of a thermal fracture can be observed from the fall in injection pressure and thermal fracturing is a necessary condition for cap rock breach. Also, the reservoir injection pressure can be measured under fracturing conditions. Those measurements provide calibration points for the thermal stress decrease and the net fracture pressure, so that the fracture penetration can be calibrated. The pressure limit for uncontrolled fracture height growth can then be determined, so that the operational window for safe injection without risk of cap breach can be determined.

## Discussion on thermal fractures and caprock breach

The simulations show that in some wells the reservoir is cooled significantly, which will cause thermal fracturing provided the Young's modulus is indeed high and the virgin stress is relatively low. There is a possibility that no fracturing will occur or only after a much longer time. An important factor in the reservoir cooling is the distribution of the injected fluid. The simulations assume that most injection will occur in the Hardeggen and Upper Detfurth, as observed in PLT's and production tests during production. If the fluid would be injected over the entire height of the reservoir, the extent of the cold front would be much smaller. However, it is quite likely that the first cooling happens in the Hardeggen and when a thermal fracture initiates there, the injection rate into the Hardeggen will be even enhanced. That can lead to the simulated cooling of some faults and associated fracture propagation towards some faults which can happen by stress rotation. Any hazards associated with long fractures and cooling of faults will be investigated in the next chapter with a full geomechanical model that can accurately compute the stress changes at the boundary faults.

In most wells, the excess pressure is modest, except the P18-2A1 well that has a much higher excess pressure of about 250bar with matrix flow. Especially at the start of injection, this pressure does not initiate a fracture because depletion causes an increase of effective stress. Fracture initiation is only foreseen by thermal stress

reduction. Essential for thermal fractures is that they create their own containment, since it will be hard for the fracture to grow out of the cold zone. However, the excess pressure of 50bar (in the P18-2A1) well is relatively large compared with the P18-4A2 well where the cold front remained almost circular. In the P18-2A1 well, the higher pressure in the simulations yields a cold front that becomes elongated by fracture propagation. This is again a worst-case scenario, since it is observed in many water injection projects that both horizontal stresses become tensile in the cold zone. That means that a fracture network will open yielding very high transmissibility in the cold zone, so that the cold zone will be more circular. Of course, that is dependent on the magnitude of maximum horizontal stress which is unknown. Perhaps, when a fracture network is opened, the fracture size will be smaller since fracture length is determined by injection rate and transmissibility of reservoir and fracture. A fracture network will provide high transmissibility, so a shorter fracture may result. However, it is also possible that in the thermal fracture regime, fractures open in the entire cooled zone, so that the fractures can still reach the boundary faults if the cold zone extends to the faults.

Even though it is uncertain whether thermal fractures occur, the worst-case scenario was investigated in order to ensure that the decrease of injection pressure would not cause plugging of the well by hydrate formation due to strong Joule-Thomson cooling in the well. In that sense the large simulated fractures should be seen as assurance against worst-case injection conditions. Only field observation can establish the actual reservoir response and as discussed above, only after calibration of the model the actual fracture size evolution can be reliably predicted.

The simulations did not consider transient effects. Because of the high permeability in the P18 field expected injection excess pressure will remain very modest even at matrix conditions. The high permeability surrounding of these wells are also likely to give low excess pressure under transient conditions. The exception is the P18-2A1 well, that was drilled in lower permeable rock and that showed much poorer injectivity and high excess pressure. For this well temporarily elevated excess pressures by transient conditions might result in earlier on-set of fracturing, provided that the poro-elastic back stress is lagging. However, if fractures are formed a significant pressure drop is expected for the P18-2A1 well because even a modest size fracture will give a significant improvement in injectivity. This could also be observed in the simulations. An exception might be the case for which there is poor connectivity between well and fracture (but in that case the transient is absorbed by the near-well choke). This should be verified by field measurements.

Transient cooling effects (via high permeable channels for instance) are likely to be insignificant, because thermal stress reduction requires a significant body to be cooled which takes considerable time. Moreover, the fluid in the cooled zone has significant lower fluid mobility which will mitigate fingering causing the fluid front to stay circular.

Thermal fractures create their own containment because there is no fluid leak off in the overburden, which limits cooling to (much less efficient) and slower thermal diffusion instead of convection. A fracture that penetrates the overburden will act as a fluid stagnation zone with limited circulation. Relying on diffusion, the cooling around such a fracture in the overburden will be limited in extent. As a consequence a (high) excess pressure will be required to get significant fracture penetration into the cap rock. For this reason caprock integrity was studied around the P18-2A1 well. In the scenarios that were simulated the area around the P18-4A2 well sees significantly more cooling which resulted in more stress reduction and longer fractures in the P18-4 reservoir. However, because P18-4A2 lacks significant excess pressure the fracture penetration will at most only be a fraction of the penetration depth of the temperature into the overburden by conduction, which is limited in extent.

## **Fault Stability Simulations**

Changes in pressure and temperature cause stress changes in the reservoir, which can induce slippage on faults. Slippage is often associated with earthquakes, but slow slippage is also possible. In both cases there may be enhanced transmissibility of the fault which might cause migration of CO<sub>2</sub> along the fault.

As yet, there is no evidence of induced earthquakes in the P18 field. This is also true of the other, analogous gas fields in the West-Netherlands Basin, which cannot be explained by reservoir properties, alone. Most

likely the fault properties (i.e. strength) are such that for the stress concentration by depletion, the fault remains stable. The most plausible parameter is fault cohesion, possibly combined with high, static friction. Therefore, it appears reasonable to compute the stress change by depletion and use that stress state as calibration point for fault strength. Normally, fault properties are calibrated on observed seismicity, but even in the absence of seismicity, the lower bound of fault strength can be obtained in this way. Given the calibrated fault properties, the seismic risk can then be assessed during the injection phase. The principal changes during injection will be restoration of the pressure and thermal stress reduction by cooling. There is no obvious solution for the balance between these effects, so the numerical modeling should provide an answer. In this analysis faults are assumed to be fully impermeable and non-transmissive, hence no p,T communication was modelled over the fault. The Geomechanical report (Fenix, 2020b) describes the model and simulations in detail. This report highlights the most important aspects.

### Simulation of Stress Changes by Depletion and Injection in P18-2

Figure 89 shows the P18-2 model. All faults were truncated at the mid Aalborg reflector. Although a few faults will extend higher upwards, this choice does not significantly affect the fault stability analysis as the essential physics occurs sufficiently below the top of the faults. Figure 90 shows the formation in a cross section through the finalized model.

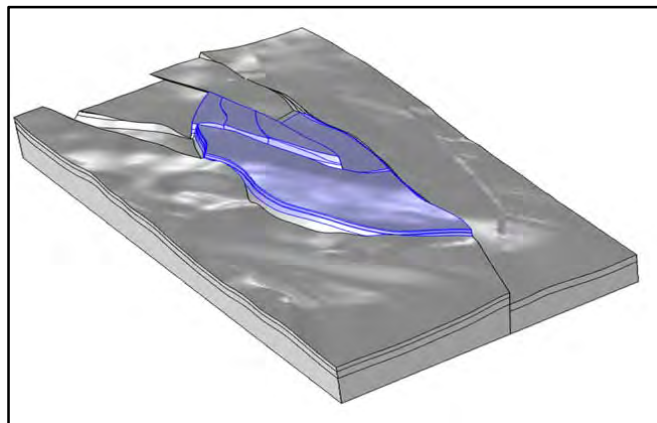


Figure 89: P18-2 model geometry with the P18-2 reservoir indicated in blue.

Table 8: Geomechanical parameters within the model (left) the parameters for the base case geomechanical scenario (right) the parameters for the low stress geomechanical scenario

	rho	E	nu	biot		rho	E	nu	biot
	(kg/m3)	(GPa)	(-)	(-)		(kg/m3)	(GPa)	(-)	(-)
KNSx	1394	1	0.3	0.8	KNSx	1500	1	0.3	0.8
KCKx	2200	6	0.3	0.8	KCKx	2200	6	0.3	0.8
KKNx	2330	18	0.25	0.8	KKNx	2330	18	0.25	0.8
KJURx	2330	18	0.25	0.8	KJURx	2330	18	0.25	0.8
KRNx	2720	34	0.2	0.8	KRNx	2720	34	0.2	0.8
KLGTx	2550	27	0.2	0.8	KLGTx	2550	27	0.15	1
KUBx	2720	34	0.2	0.8	KUBx	2720	34	0.2	0.8
RES1x	2550	27	0.2	0.8	RES1x	2550	27	0.15	1

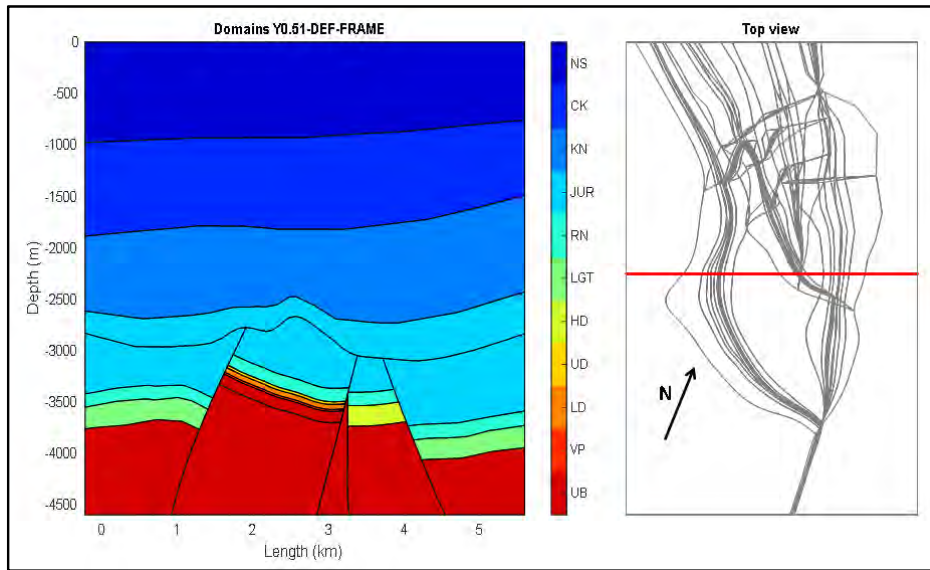


Figure 90: Cross-section through P18-2 reservoir.

The stress in the model was initialized with a uniform vertical stress gradient of 20.3kPa/m, a minimum stress gradient of 14.5kPa/m and maximum stress gradient of 16kPa/m and properties as given in Table 8. This is the base case stress scenario as described and motivated in Section 3. The virgin stress was used as reference case on which the depleted pressure was applied, giving a stress concentration on the faults, as shown in Figure 92. In order to assess the potential slip surface on the faults, the critical stress ratio was computed which is plotted on the faults surface in Figure 93.

The critically stress area occurs near the bottom of the reservoir; it was confirmed that this is not an artefact of the numerical model, but a realistic result of both decreased normal stress at the reservoir side and increased shear stress at the non-reservoir side, see Figure 94.

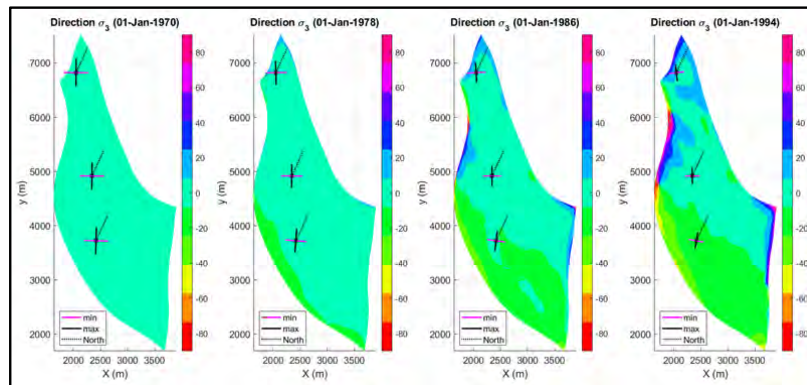


Figure 91: Stress rotation at the three wells in the P18-2 field from virgin pressure (left) to depleted pressure (right).

The maximum contiguous area was obtained to represent the maximum slippage area. The aspect ratio was limited to 50, since larger aspect ratios are not observed in natural earthquakes. Also, in this way a more balanced comparison can be made with potential slippage due to cooling. The aspect ratio of the cooled area is large, but no larger than 50, so by capping the aspect ratio a more realistic estimate of the slippage area is obtained and a fair comparison of the poro-elastic and thermo-elastic effects. In reality, the aspect ratio may be even smaller than 50, but further capping the aspect ratio would reduce both the slippage area due to depletion and due to cooling.

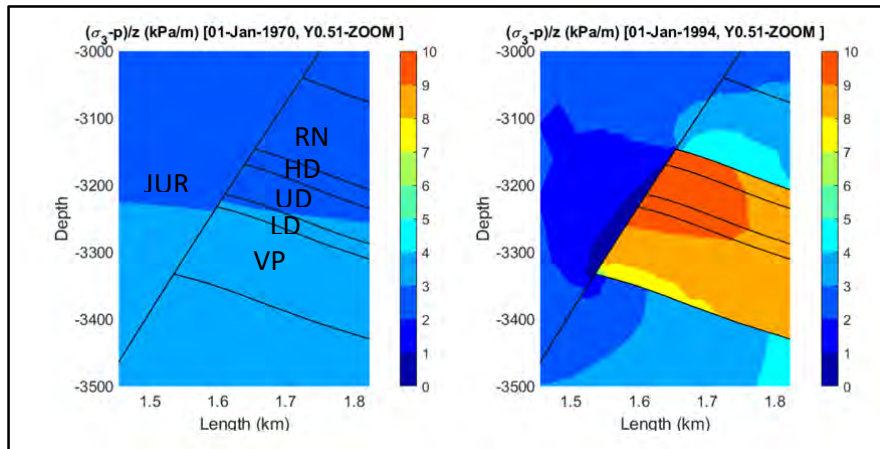


Figure 92: Cross section through P18-2 West fault with contours of effective minimum stress at virgin pressure (left) and depleted pressure (right).

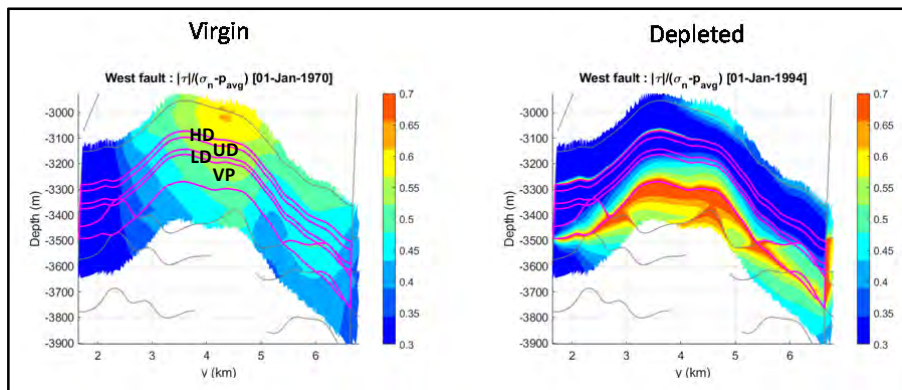


Figure 93: P18-2 West fault with contours of critical stress ratio at virgin pressure (left) and depleted pressure (right). The fault pressure was averaged between the reservoir and non-reservoir sides. The magenta outline indicates the intersection of reservoir and fault. Reservoir layers are labelled.

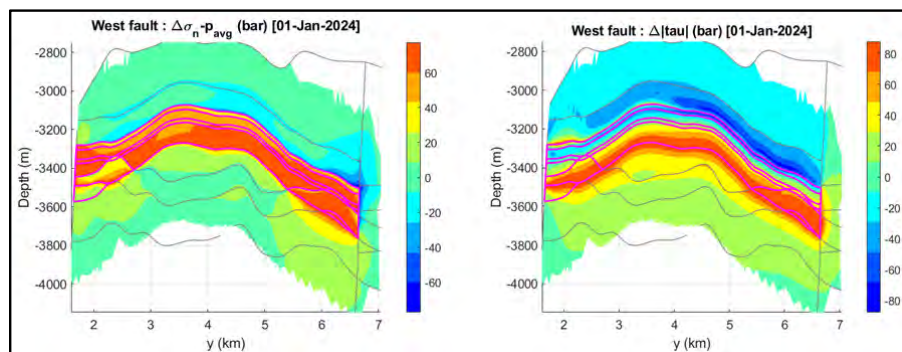
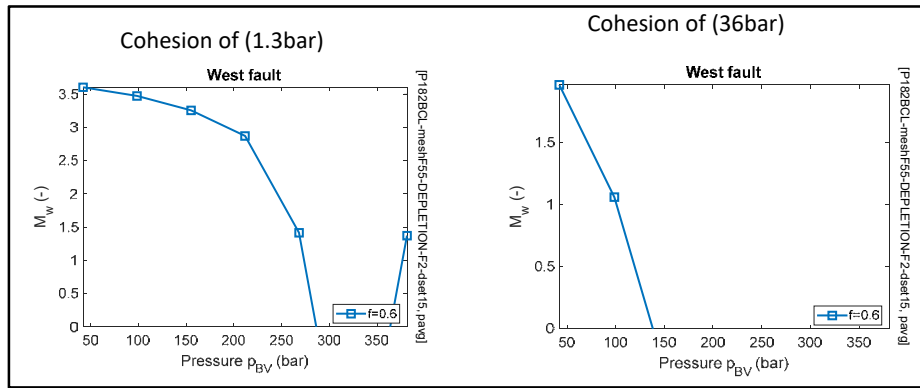


Figure 94: P18-2 West fault with contours of normal stress (left) and shear stress (right). The normal stress is reduced over the entire reservoir height, but the shear stress is increased near the bottom, giving a narrow critically stressed area.

Detectable seismicity due to gas reservoir depletion occurs only in Dutch fields after at least 30% depletion, so it is assumed that also the faults in the P18 field are initially stable. Since the critical area at virgin pressure would already give earthquakes that should be observed, the fault strength was assumed to provide stability at a magnitude of 1.5, which is the detection limit of onshore fields. Since after depletion, no earthquakes were detected in P18, it is further assumed that the fault strength would prevent any large-scale slippages so that a higher cohesion is introduced to model a stable fault.



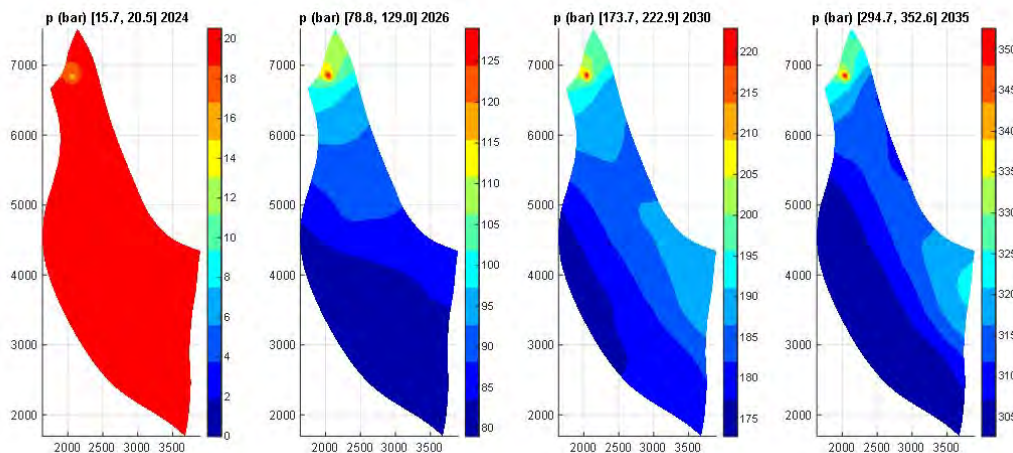


**Figure 95: Maximum magnitude vs. average pressure for P18-2 West fault, for a friction coefficient of 0.6. Calibration on maximum magnitude of 1.5 for less than 30% depletion is shown in the left plot. Right plot shows the magnitude for calibrated cohesion so that at full depletion the maximum magnitude remains below 2, in agreement with the lack of observed seismicity.**

Figure 95 shows the resulting maximum magnitude as a function of average pressure for both calibrations. The left plot shows that a maximum magnitude of 3.5 could have been induced due to differential compaction by depletion. This exceeds the detection limit of 2, so the faults are probably stronger, with cohesion of 36bar to explain the absence of seismicity. The question that will be addressed in the next sections is how injection and cooling of the reservoir will affect the fault stability, compared with the effect of depletion.

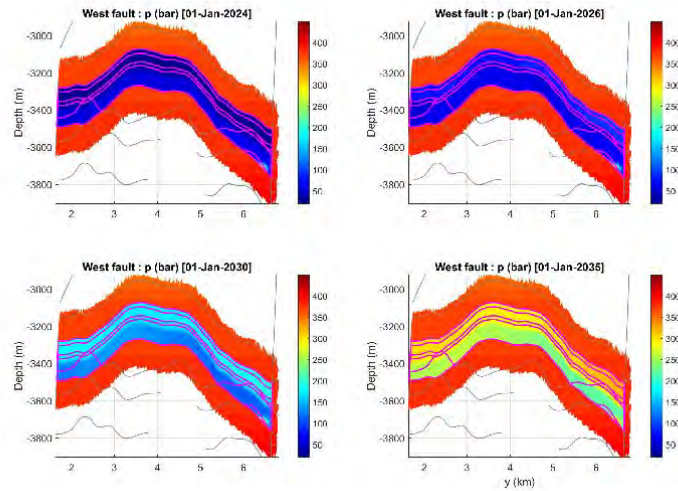
### P18-2 Base Case Injection Fault Stability

Figure 96 shows the evolution of reservoir pressure at top Hardeggen during injection. The highest pressure and highest pressure gradients remain confined to the near well bore zone, while the pressure changes gradually elsewhere. Figure 97 and Figure 98 show that the pressure within each of the reservoir formations along the west and north-west are uniform as well. The pressure evolution of the Volprieausen clearly lags the evolution of the Hardeggen, but the pressure difference between subsequent formations remains smaller than 50bar. Figure 99 shows that the pressure difference over the West fault is 350bar at the start of injection, which at the end of injection in 2035 reduces to less than 100bar at the height of the Hardeggen formation and less than 200bar at the height of the Volprieausen. The same can be observed for the North-West fault (Figure 100). Hence, the pressure development along the fault is favourable from the perspective of fault stability as differential compaction effects are reduced and injection excess pressure at the fault remains small.

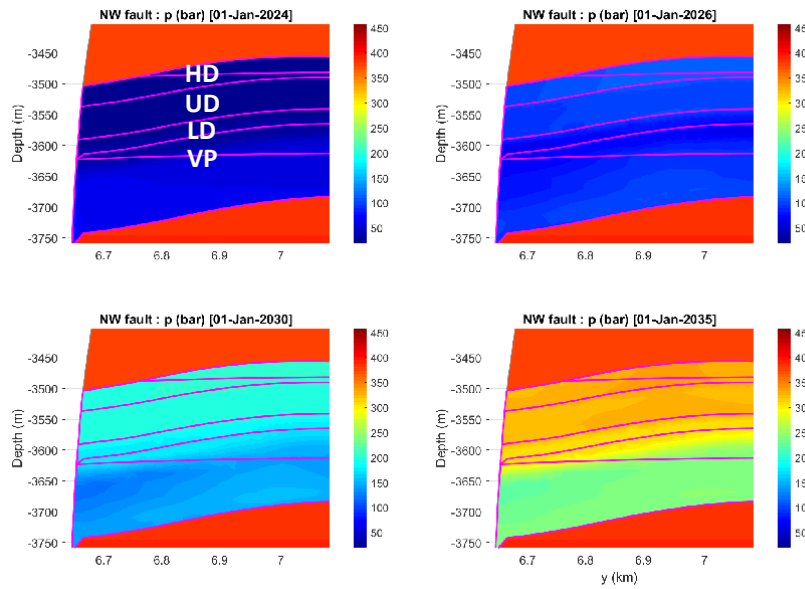


**Figure 96: Pressure at top Hardeggen in the P18-2 field during injection. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible.**





**Figure 97: Evolution of reservoir pressure along the west fault during injection. The deviating patch in the lower right corner originates from non-active cells in the GEM model, that are assumed to remain at virgin pressure.**



**Figure 98: Evolution of reservoir pressure along the North-West fault during injection. The magenta outlines indicate the intersection of fault and reservoir. The reservoir layers are labelled**

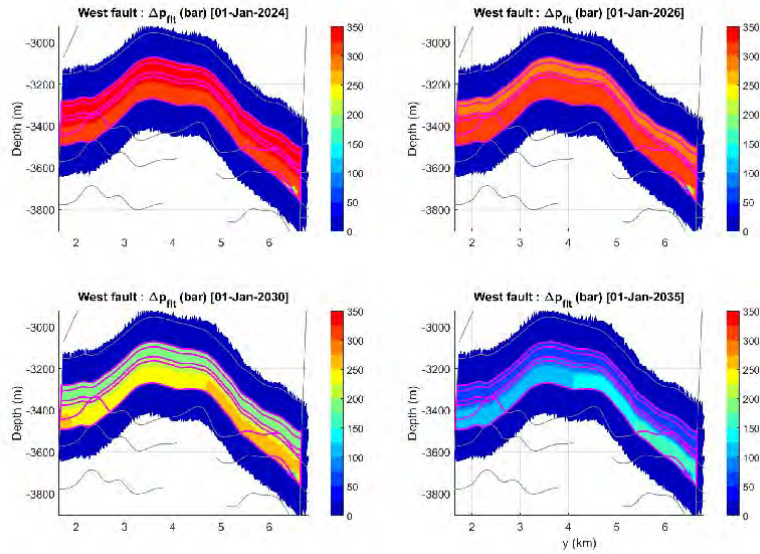


Figure 99: Evolution of pressure difference over the West fault during injection

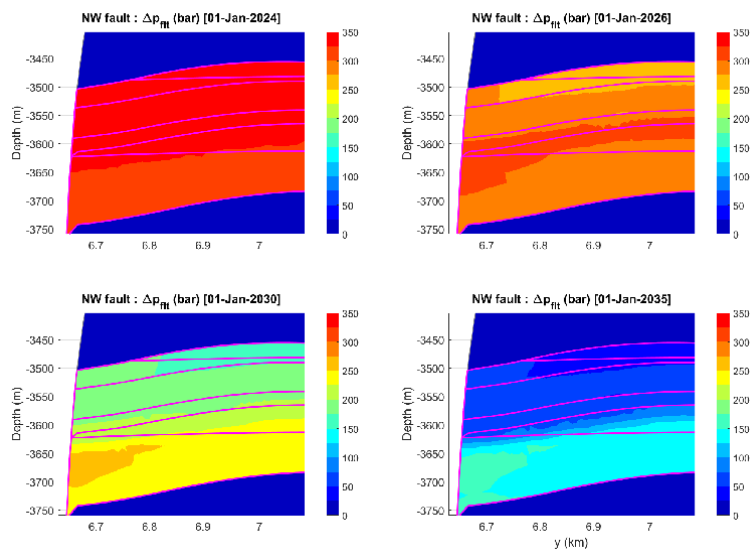


Figure 100: Evolution of pressure difference over the North-West fault during injection

Figure 101 shows the rotation of the principal stress at the three wells in the P18-2 field. The most significant rotation occurs at the southern P18-2A5ST1 well which is however at a large distance from the faults and has minimal cooling. The most significant cooling occurs at the Northern P18-2A1 well. Figure 102 shows the temperature drop on the fault planes and Figure 103 shows the resulting change of the minimum effective stress that extends to the faults.

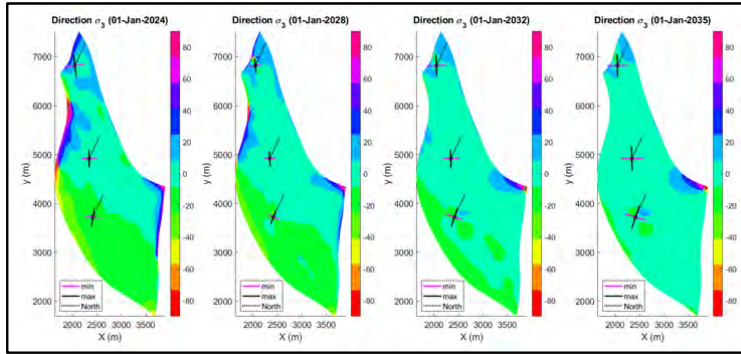


Figure 101: Orientation of principal stress during Injection in the P18-2 field. Note that the field model was rotated to align the Y-axis with the maximum regional stress at virgin conditions.

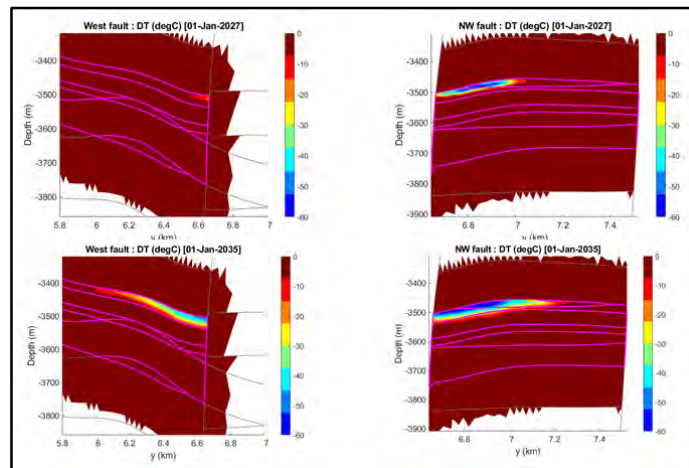


Figure 102: Temperature evolution on the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field.

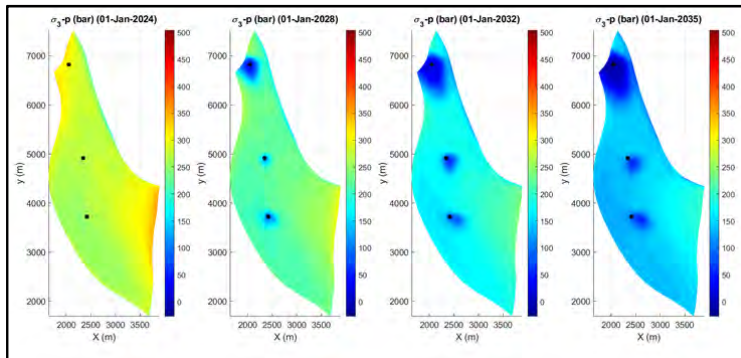


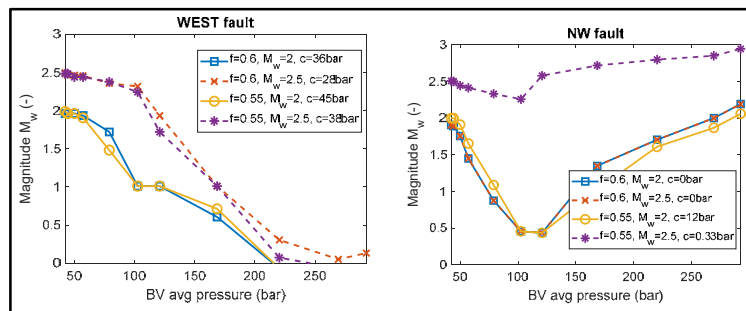
Figure 103: Evolution of effective minimum stress during Injection in the P18-2 field.

Depletion causes reduction of the total horizontal stress, but since pressure falls more than stress, the effective stress increases. So, upon injection the stress decreases again. Increasing normal stress would by itself provide more fault stability, but the increase in shear stress cause in many reservoirs instability because it is bigger than the increase in normal stress. Thermal contraction of the reservoir works a bit different, because it is more localized compared with pressure decrease. Contraction results in a strong decrease of stress, which can even cause a so-called thermal fracture regime when the stress falls below the reservoir pressure and open fractures occur even without any injection pressure increase. This reduction in normal

stress will cause fault instability. On the other hand, the localized character of the thermal effect will result in a limited slip area.

For the entire injection phase, the pressure and temperature from the GEM simulations provide the stress evolution so that the critically stressed area and the maximum magnitude can be computed. The result for both faults is shown in Figure 104. It is seen that a difference in friction coefficient does not matter, provided the cohesion is calibrated on the lack of observed seismicity.

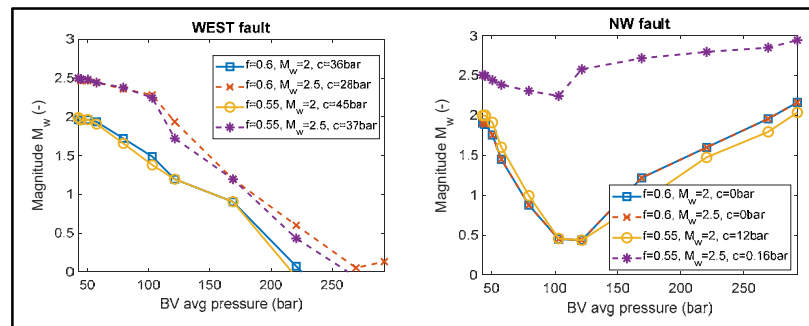
For the West fault, the increase of reservoir pressure during injection restores fault stability, as seen in the left plot of Figure 104. The cooling effect is not even discernible. However, for the smaller North-West fault the cooling gives a clear increase in instability which gives a maximum magnitude about equal to the maximum magnitude after depletion. If we would calibrate on a larger magnitude of 2.5, the maximum magnitude due to cooling would even be bigger than the magnitude due to depletion. Still, it can be concluded that the relative impact of cooling does not cause a much larger instability compared with the instability of the fault after depletion. Note: for the North-West fault the largest critically stretched patch remains small for  $f=0.6$  at maximum depletion, such that  $M_w=2$  is not even reached and such that the curves for  $M_w=2$  and  $M_w=2.5$  are the same.



**Figure 104: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field. For different values of the friction coefficient, it was assumed that cohesion prevents depletion earthquakes with magnitude above 2. The temperature effect is significant for the NW fault, but the maximum magnitude does not exceed the level at maximum depletion.**

### P18-2 Base Case Injection Fault Stability with transverse Fractures

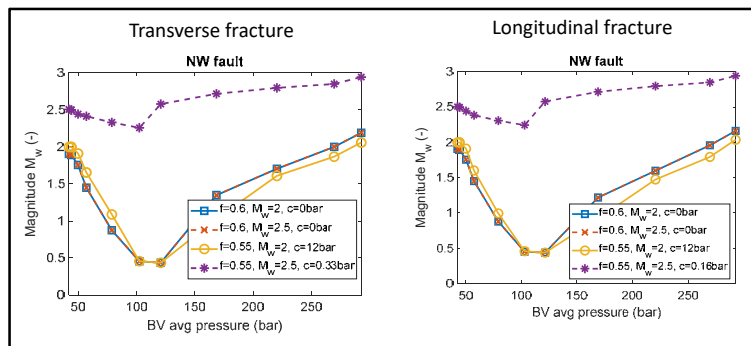
In general, propagation of injection fractures towards a fault is seen as a risk factor, because increasing the local pressure on the fault decreases the effective normal stress, so that slippage can occur since the shear stress remains constant. The conditions in the P18 fields are however different, since the cooling occurs in a high-permeability reservoir so that pressure will become rather uniform at some distance from the injector. In cases of injection induced seismicity the reservoirs have commonly very low permeability, so that a dominant effect is the high injection pressure that can change the pore pressure on the fault when the fault plane has a much higher transmissibility than the reservoir.



**Figure 105: Maximum magnitude vs. average pressure with transverse thermal fractures, for the West and North-west faults during Injection in the P18-2 field.**

With the GEM simulation the fracture plane is chosen, so for the case of transverse fractures (growing towards the fault) the well injection pressure could reach the fault and the resulting instability was simulated. As before, the slippage area and associated maximum magnitude was computed, shown in Figure 105. The results are quite similar to the longitudinal fracture case (along the fault), which confirms that the pressure effect is small.

Figure 106 shows the comparison between the transverse and longitudinal fracture simulations for the NW fault that showed a significant effect of cooling. The maximum magnitude at the end of injection is the same in both cases, so even when the fracture reaches the fault there is no increase of instability. The reason is that even with a fracture with high transmissibility, the reservoir transmissibility ensures a fairly uniform pressure, so that fault pressure will remain close to average reservoir pressure. Moreover, the extent and magnitude of the cold front is fairly uniform for the two different fracture directions because the low mobility of the cold fluid partially counteracts the eccentricity resulting from the fracture direction.



**Figure 106: Comparison of Maximum magnitude vs. average pressure for transverse (left) and longitudinal (right) thermal fractures, for the North-west faults during Injection in the P18-2 field.**

### Sensitivities for input parameter uncertainty in P18-2 simulations

In the current design phase of the project, it is inevitable that the geomechanical simulations are quite uncertain. Not only the stress and properties are uncertain, thermal fracture initiation and faults slippage are intrinsically uncertain because the critical parameters cannot be measured independently.

Therefore, a number of sensitivities were computed for the most important inputs and assumptions. The parameters are listed in Table 9. The sensitivities consists of variation in the physical parameters (Young’s moduli, stress, fault dip and fracture direction) as well as calibration parameters (Maximum aspect ratio of the critical fault patch, choices regarding the calibration method and seismic magnitude and lastly the friction coefficient) No sensitivity was performed to the Poisson ratio, except as part of the low-stress case vs. the base case stress. The Poisson ratio affects the ratio between the thermo-elastic stress change at the end of injection and the poro-elastic stress change at the end of depletion, which is the ratio relevant for fault stability. However, variations of this stress change ratio will be studied by means of variations in the reservoir Young’s modulus in the Keuper and overburden.

Base case stresses are already chosen conservative ( $s_{h,min}=14.5kPa/m$ ) when compared to the TNO analysis of the LOTs in the Bunter (TNO, 2019) that found  $s_{h,min}=16kPa/m$ . As sensitivity a low stress scenario is considered that starts from lower stresses ( $s_{h,min}=14Pa/m$ ), but has a stronger poro-elastic feedback. However, this scenario reduces the thermal stress reduction during injection while increasing the poro-elastic stress reduction during depletion. All sensitivities take both the pressure and temperature evolution into account. However, for comparison results will be presented as function of the average reservoir pressure.

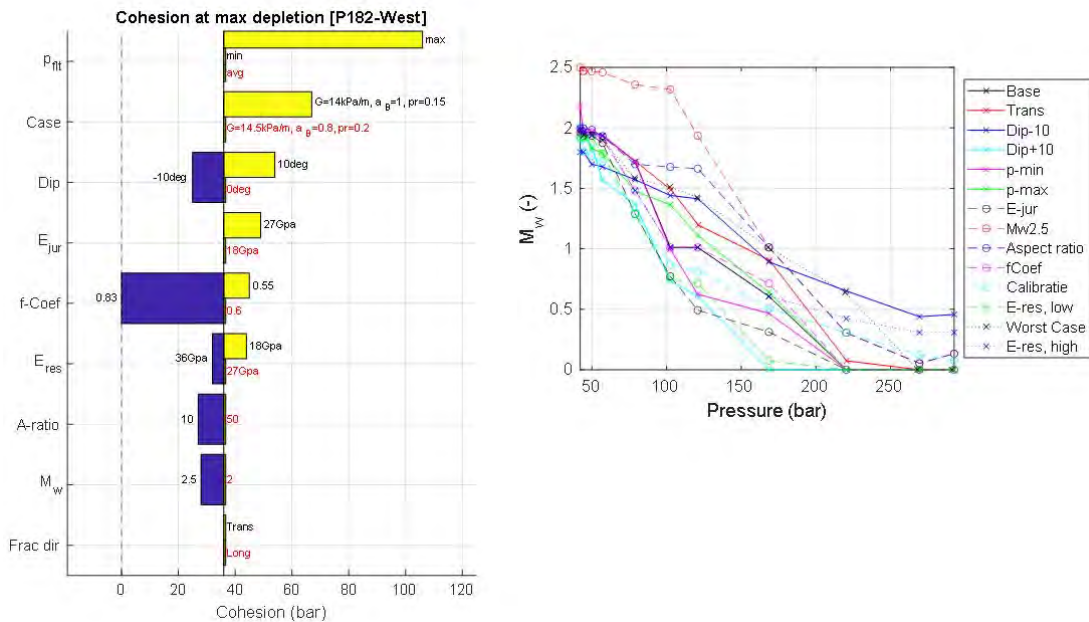
Figure 107 shows the results of the simulation and calibration for the West fault. For each sensitivity, a new calibration was performed with the plotted cohesion as result. The resulting maximum magnitude is shown for two pressure during injection. The start of injection is no show, since that is the calibration point, with  $M=2$ . For the West fault stabilization occurs, so for all sensitivities the maximum magnitude remains below the detection limit.



Calibration values are shown for the NW fault in Figure 109. The resulting maximum magnitudes are plotted in Figure 110. This fault has a stronger thermo-elastic effect (for extreme injection scenario), so it is seen that the maximum magnitude exceeds the detection limit since the upper limit is magnitude 2.4.

**Table 9: Parameters varied in sensitivity study. The geomechanics scenario refers to the Base-Case and Low-Stress scenarios for the simulations.**

Parameter	Range	Comment
Fault pressure	average, minimum, maximum	
Variation of dip-angle (deg)	0, 10, -10	Affects the dip and effective dip angle (Effective dip is relative to s3 direction that changes over time by compaction)
Young's modulus reservoir (GPa)	27, 18, 36	Affects E ratio and thermal stress reduction
Young's modulus Jurassic (GPa)	18, 27	E ratio gets less favourable, while preserving thermal stress reduction
Fracture direction	Longitudinal, transverse	
Geomechanics Scenario	Base Case ( $S_{h,min}=14.5\text{kPa/m}$ , $pr=0.2$ , $biot=0.8$ ) , low-stress case case ( $S_{h,min}=14\text{kPa/m}$ , $pr=0.15$ , $Biot=1$ )	Low stress case gives stronger poro-elastic stress reduction while starting from lower stress
Maximum aspect ratio critical fault patch	50, 10	
Calibration method	Fault cohesion vs friction coefficient	
Friction coefficient	0.6, 0.55	
Calibration magnitude Mw at max depletion	2, 2.5	



**Figure 107: Calibrated values of the fault cohesion for variation of different parameters for the P18-2 West (left). Dependence of computed maximum magnitude during injection.**



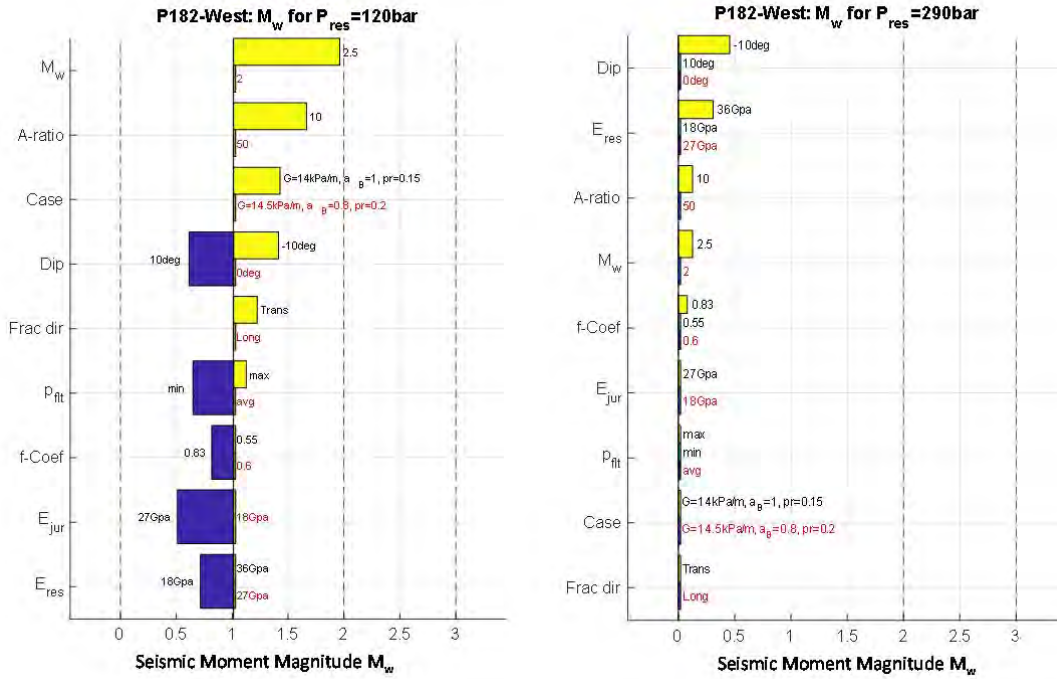


Figure 108: Tornado diagram of sensitivities for the P18-2 West fault at two different pressures.

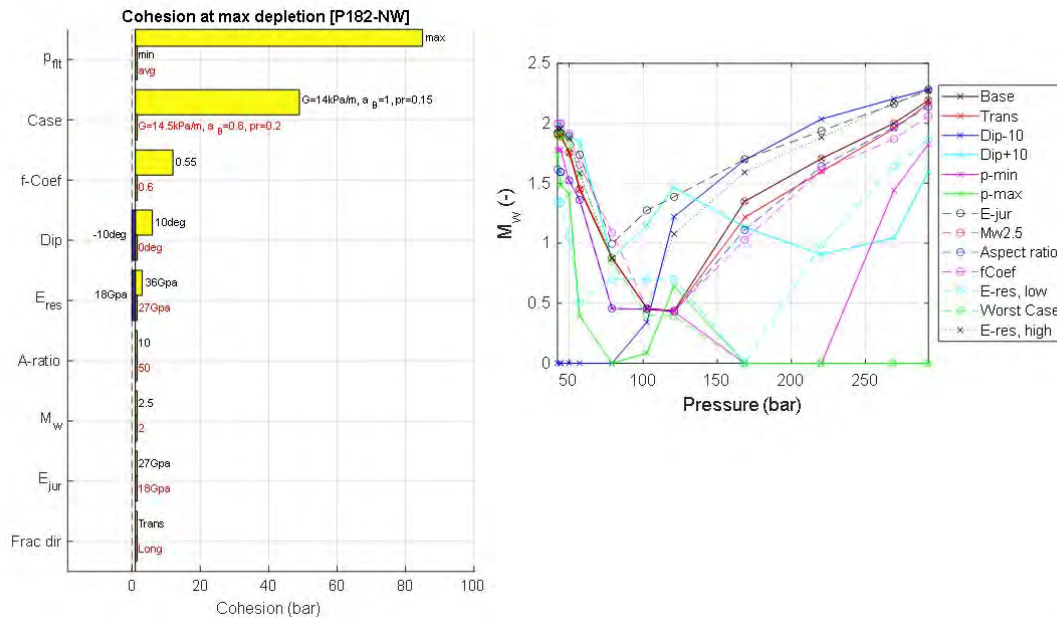


Figure 109: Calibrated values of the fault cohesion for variation of different parameters for the P18-2 North-West (left). Dependence of computed maximum magnitude during injection.

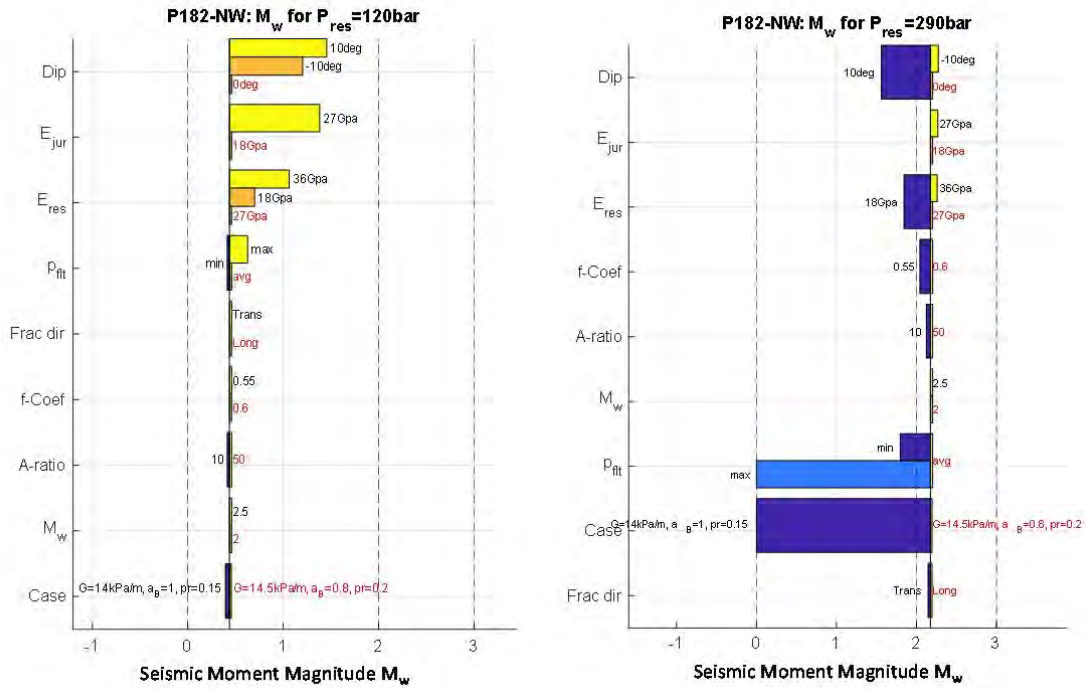


Figure 110: Tornado diagram of sensitivities for the P18-2 North-West fault at two different pressures.

### Simulation of Stress Changes by Depletion and Injection in P18-4

The P18-4 block has a single injector that is designed to take a considerable volume of CO<sub>2</sub>. The main objective of the stress analysis is to investigate the relative change of criticality of the fault during injection, compared with the depleted state.

The geomechanical model is shown in Figure 111. A cross-section through the model is shown in Figure 112. The overburden is simplified but directly above the reservoir is the Keuper (Upper Germanic) and above that Jurassic claystones. The Jurassic is shifted downward at the bounding faults, so that the stiff reservoir is juxtaposed to the more compliant Jurassic non-reservoir rock.

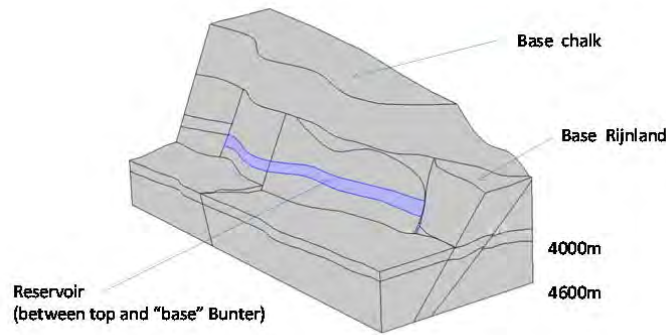


Figure 111: P18-4 geomechanical model with Western fault. The reservoir contact is shown in blue.

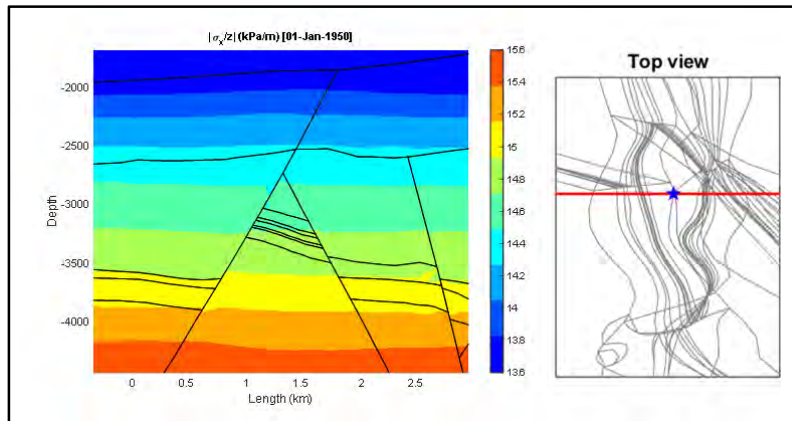


Figure 112: Cross-section through the P18-4 field.

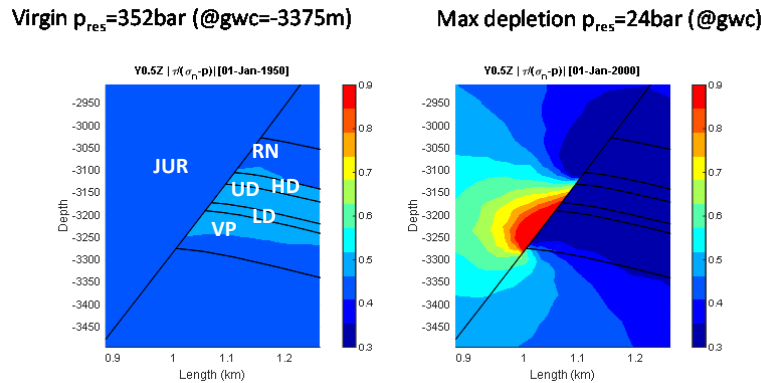


Figure 113: P18-4 cross section through Western fault with critical stress ratio for virgin and depleted pressure.

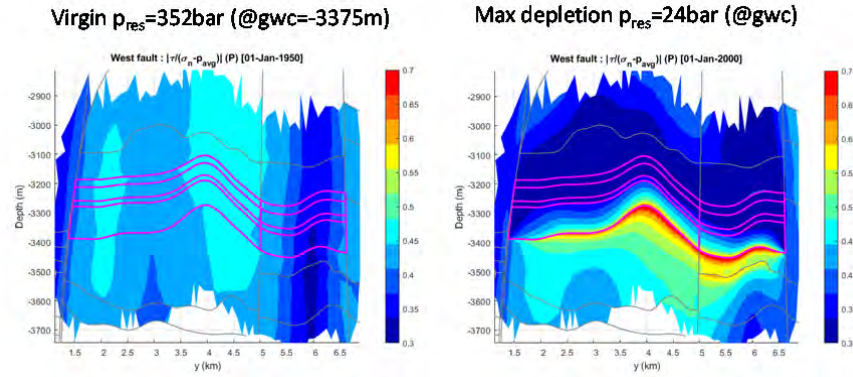


Figure 114: P18-4 Western fault plane with critical stress ratio for virgin and depleted pressure.

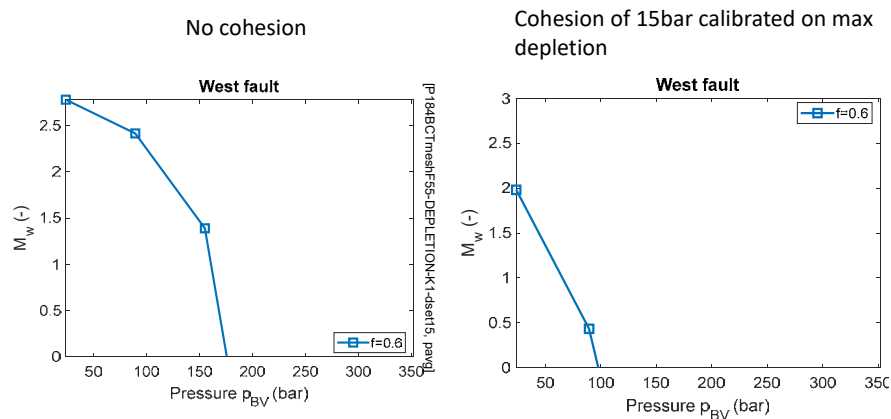


Figure 115: Maximum magnitude computed from critically stressed contiguous area for Western fault of P18-4 field (left) and maximum magnitude after calibrating fault strength (right) as a function of average pressure.

The depletion simulation yields a high critical stress ratio, especially at the non-reservoir side of the fault as shown in Figure 113. Along the fault a narrow band of critically stressed fault surface appears, shown in Figure 114. The critical area of the fault can be correlated to the maximum possible magnitude, which comes out at 2.7. Since the detection limit is for magnitude 2, the fault strength was calibrated on the maximum magnitude that could have occurred without detection. For this fault, the maximum magnitude is modest, so that the calibrated cohesion is also small. The reason is that along the entire fault the reservoir is in contact with more compliant non-reservoir rock so that the shear stress concentration due to differential compaction is relatively small.

Poro-elastic stress change is expected to be isotropic so that it causes no stress rotation. However, in an elongated structure like P18-4, the resulting stress change becomes anisotropic since the strain along the reservoir compartment is much larger than perpendicular to the structure. Therefore, we still see a significant stress rotation due to depletion, see Figure 116. This is significant since thermal fractures may then grow towards the bounding faults.

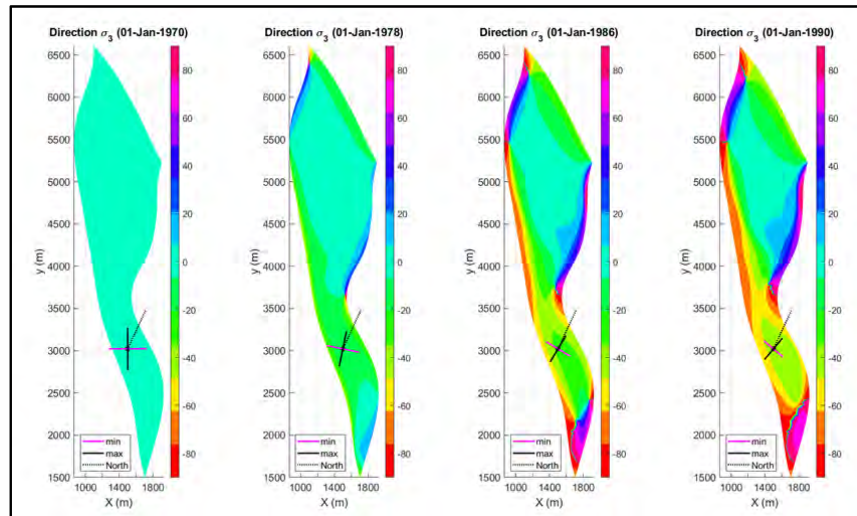


Figure 116: Principal stress rotation during depletion in the P18-4 field.

### P18-4 Base Case Injection Simulation

The aim of the injection simulation is to investigate the relative effects of re-pressurization and cooling compared with the stress state after depletion. According to the model, the faults are already critically stressed by differential compaction, but injection might cause higher criticality which could induce seismicity.

Figure 117 shows the evolution of reservoir pressure at top Hardegsen during injection. Excess injection pressure remains so low that the pressure is very uniform with negligible pressure gradients. Pressure variation remains smaller than 20bar. Similar to the P18-2 field the pressure change during injection is favourable from a fault stability perspective as differential compaction effect decrease and pressure differences over the fault get smaller over time (see Geomechanical report, Fenix 2021b).

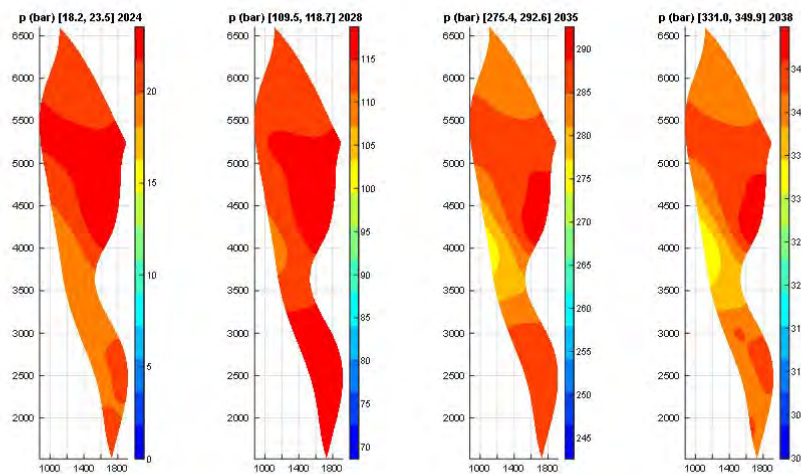


Figure 117: Pressure at top Hardegsen in the P18-4 field during injection. The snapshots use different pressure scales so that pressure differences over the reservoir become visible.

Figure 118 shows the change of critical stress ratio on the West fault: the area with high critical stress ratio at the start of injection disappears due to pressure increase, but opposite the Hardegsen a new critically stressed area appears due to cooling. The resulting maximum magnitude is plotted as a function of average pressure in Figure 119, showing a strong drop in maximum magnitude upon injection. For the East fault the critically stressed area disappears completely, but the West fault shows a rise in maximum magnitude due to cooling of the fault. The first peak in magnitude is caused by a reduction of injection rate with less cooling.



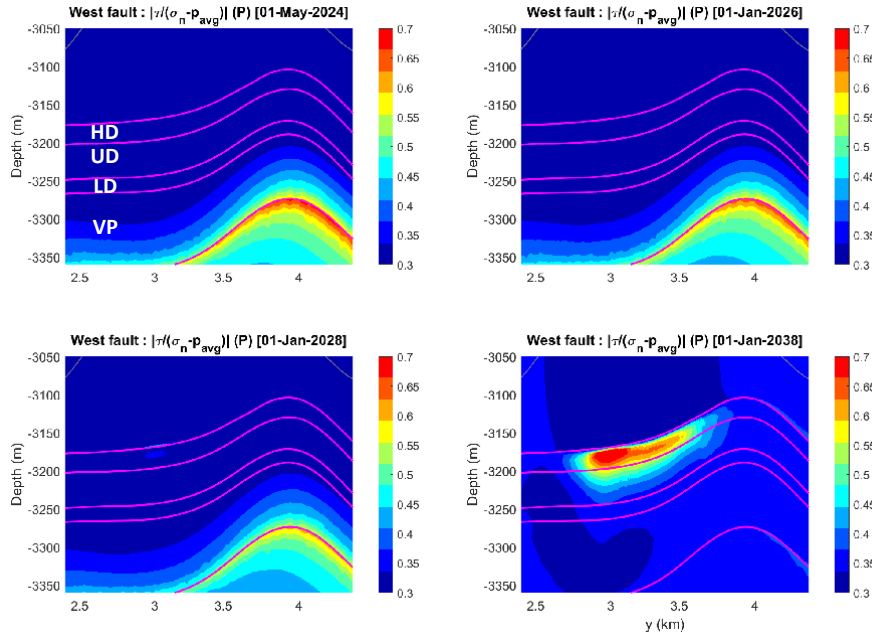


Figure 118: P18-4, Critical stress at several times during injection showing the effect of pressure increase and cooling.

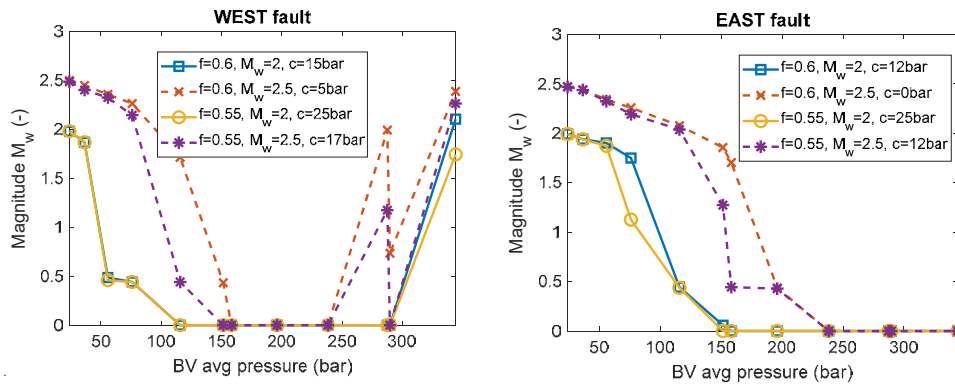


Figure 119: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field.

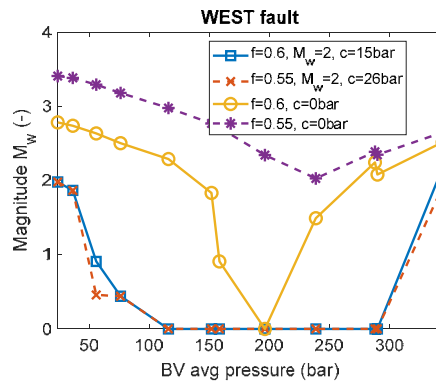


Figure 120: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field. Both calibrated maximum magnitude and uncalibrated values (without cohesion) show that maximum magnitude during injection does not exceed the maximum magnitude after depletion.



Even for the West fault, the maximum magnitude does not exceed the magnitude obtained at the end of depletion. The result is obtained for calibrated fault strength, so the question is whether this could be an artefact of calibration. Figure 120 shows both the calibrated magnitude as well as the magnitude without calibration, using only frictional strength. The relative magnitude remains the same, but at a higher level. So, it can be concluded that irrespective of calibration the instability of the faults during injection is not exceeding the instability created by depletion.

### Stress Conditions during Injection

What happens with the fault stresses during depletion is well-known, although it depends on reservoir properties. During injection an important effect may be due to cooling of the reservoir, which is a poorly known effect, in particular because few field observations exist of fault slip by cooling. Figure 121 shows the monitor points on the P18-4 West fault for which the stress evolution is computed. Figure 122 is a Mohr-Coulomb plot of shear stress vs. effective normal stress on the fault plane during depletion. As expected, the reservoir stress is stabilized by an increase of the normal effective stress, while the non-reservoir side shows instability because the effective normal stress changes hardly, but the shear stress increases.

During injection, the depletion effect disappears again, but at the same time cooling of the fault occurs under extreme conditions. This shows up as instability of the fault at a few reservoir points, see Figure 123. While most points show stabilization due to stress recovery, the points affected by cooling show destabilization. There are two ways thermo-elasticity causes destabilization: 1) by stress change outside the cold zone and 2) by strong stress reduction inside the cold zone. The latter effect dominates for the faults stability and especially for intra-reservoir faults that are described at the end of this chapter. What happens then is vanishing of confining stress because the thermal fracturing regime corresponds with negative effective stress. This causes potentially slip of shear planes since frictional strength drops to zero. This begs the question whether slip is indeed occurring. There is definitely evidence that cooling of rock masses can induce seismicity, as experienced in geothermal reservoirs in California (Geysers) and also in New Zealand (Bromley, 2014). However, these systems are quite different from the P18 reservoirs. Perhaps, the thermal fractures could also mitigate slip, since in hard rock mining tightly spaced hydraulic fractures are actually used to avoid shear failure. The application of hydraulic fractures certainly aids mining the rock by breaking the rock mass, but it is observed that also rock bursts are mitigated by the fracturing (Brzovic et al., 2019). That is harder to understand, but apparently the hydrofracs also relieve shear stress by inducing shear strain in the rock mass. Analogously, the thermal fractures could relieve excess shear stress, thereby preventing seismicity. However, it is quite uncertain whether this occurs, so the analysis in this report considers the thermo-elastic effect without regard for secondary effects of fracturing. In that sense, a conservative approach is followed.

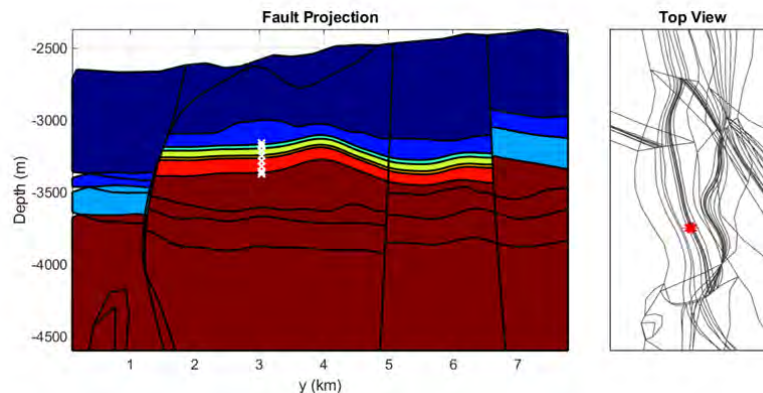


Figure 121: Points on the West fault of P18-4 in a vertical projection (left) and in plan view (right).

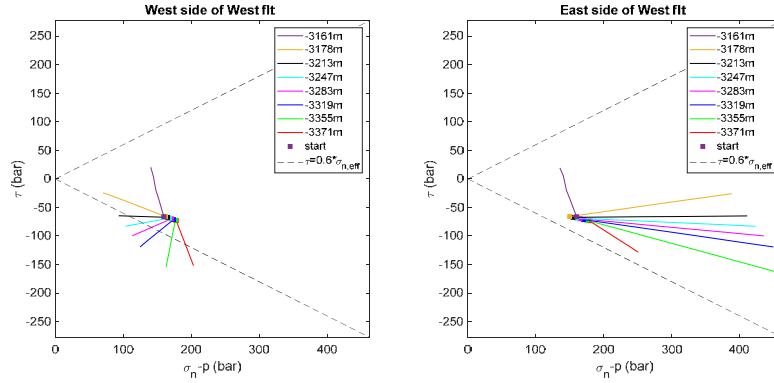


Figure 122: Mohr-Coulomb plot of the stresses on the West fault of P18-4 during depletion for non-reservoir side (left) and reservoir side(right).

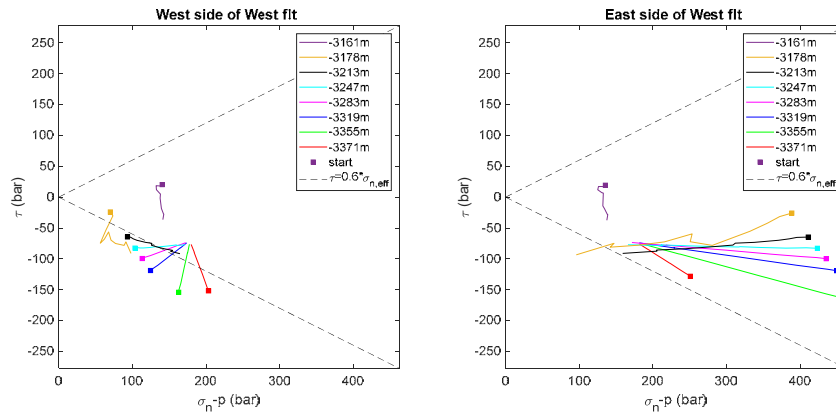
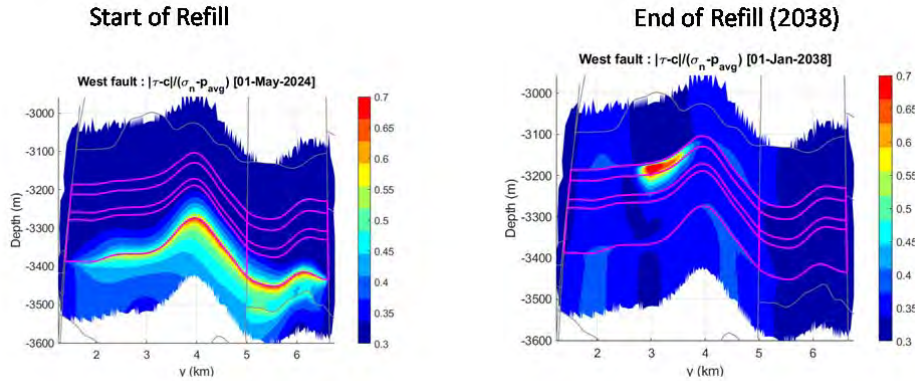


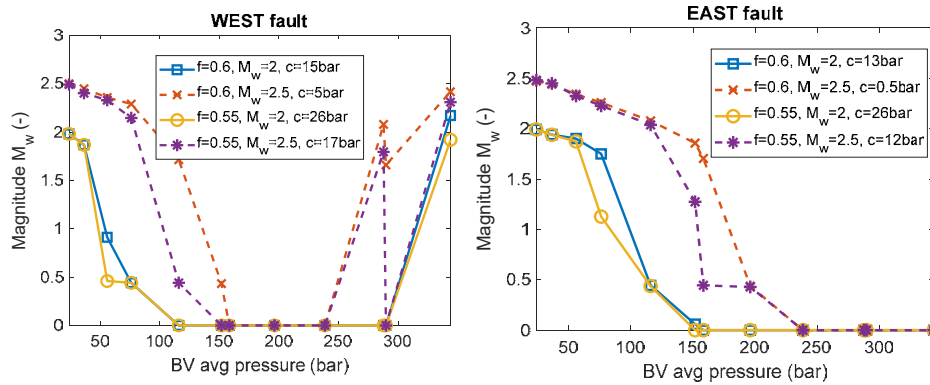
Figure 123: Mohr-Coulomb plot of the stresses on the West fault of P18-4 during injection for non-reservoir side (left) and reservoir side(right).

### P18-4 Injection Simulation with Transverse Fracture

As shown above, stress rotation is severe in the P18-4 field, so a GEM simulation was also run with a transverse fracture that propagates towards the boundary fault. The resulting pressure and temperature yielded critical stress as shown in Figure 124. The corresponding maximum magnitude is plotted in Figure 125, which appears to be similar to the longitudinal fracture case.



**Figure 124: P18-4 West fault with contours of critical stress ratio at depleted pressure (left) and pressure at the end of injection (right). The fault pressure was averaged between the reservoir and non-reservoir sides.**



**Figure 125: Maximum magnitude vs. average pressure for the West and North-west faults during Injection in the P18-4 field.**

Comparing the results of the longitudinal fracture with the transverse fracture in Figure 126, shows minor differences in the peak at the end of injection, but the conclusion remains that the relative effect of cooling does not exceed the magnitude due to depletion.

The principal stress orientation is almost restored at the end of injection, but some effect of the cooling remains, see Figure 127.

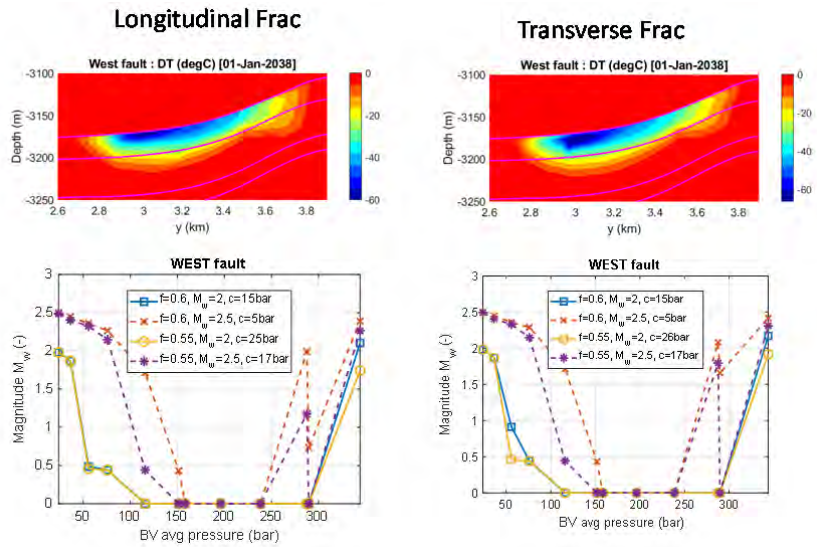


Figure 126: Comparison of maximum magnitude for longitudinal (left) and transverse fractures (right) during injection in the P18-4 field.

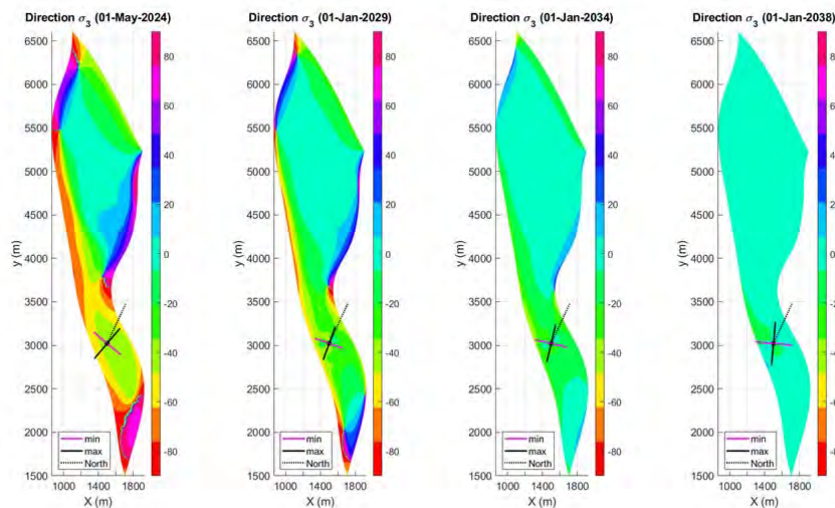


Figure 127: Principal stress rotation during injection in the P18-4 field.

### Intra-reservoir Fault Stability

The previous sections considered the stability of boundary faults, which are the main faults observed in seismic interpretation. There are a few small faults seen in the P18 fields, but it is always possible that sub-seismic faults exist with only a small throw which is below seismic resolution. These faults might also slip due to destabilization by depletion or injection. Since these faults are small, the potential slip area is limited and because the throw is small, there will be no differential compaction effect. Potential slip on these faults can be evaluated from the stress changes in the reservoir. Using the stress analysis, the stability of these faults will be investigated both for depletion and injection. The most critical area for injection is near the injectors where the reservoir is cooled.

With the relatively low stress gradient that was assumed (a conservative choice), the stress on reservoir faults is already close to critical, see Figure 128. Upon depletion, the effective normal stress increases, but also the shear stress increases, giving a more critical stress condition.

Applying the same calibration as for the boundary faults, the cohesion can be derived so that for any fault orientation the cohesion is computed that gives an upper bound on the induced earthquake magnitude of 2. Figure 129 shows that during depletion the most critical dip would shift to a fairly low value: from 60 to 50deg, caused by stress rotation. For the thermo-elastic stress induced by injection the critically stress area grows, giving larger potential magnitude at a steeper faults dip of 70deg, see Figure 130. The maximum magnitude corresponding to this slip area would be 2.8 which is larger than the detection limit and also larger than the maximum magnitude found for boundary faults. That is caused by the relatively large area on an intra reservoir fault that is cooled. Near the P18-2A1 well there is a fault with visible throw running NS, so it cannot be ruled out that also faults exist with much smaller throw that cannot be discerned in seismic surveys. However, the well test data of well P18-2A1 just showed evidence of the boundary fault and no indication of a much nearer fault (TNO, 2019). So, it appears that a magnitude of 2.8 cannot be ruled out, but is quite unlikely to happen since the probability of a large fault in the vicinity of the well is low. As described above, the thermal fractures could also lead to relief of shear stress, but that is ignored. Therefore, the analysis is conservative in the sense that the computed maximum magnitude as an upper limit for extreme conditions.

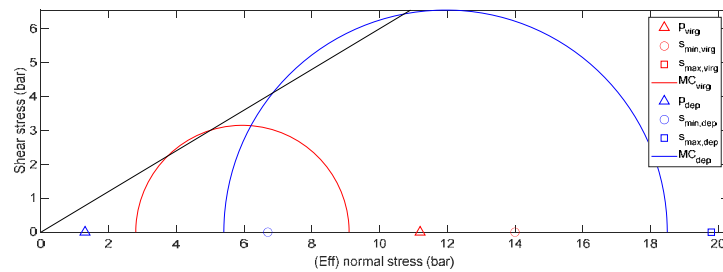


Figure 128: Mohr circles for reservoir stress in P18-2 field at virgin pressure (red) and at the end of injection (blue).

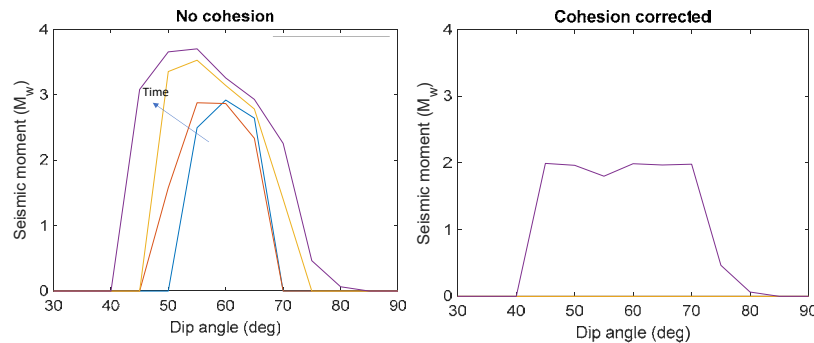


Figure 129: Potential earthquake magnitude induced on intra-reservoir faults in P18-2 field near the P18-2A1 well, for different dip angles. Calibrating the maximum magnitude on the detection limit of 2 yields the cohesion.

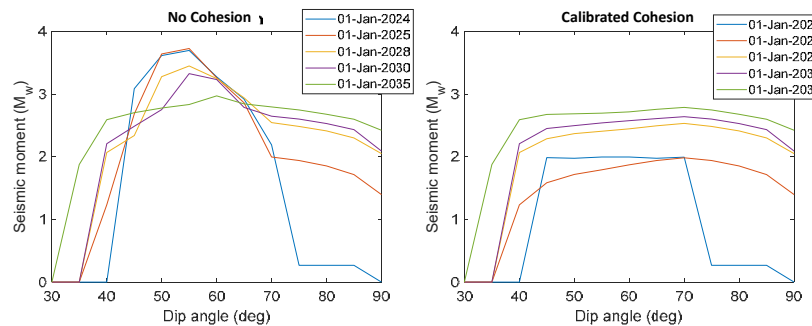
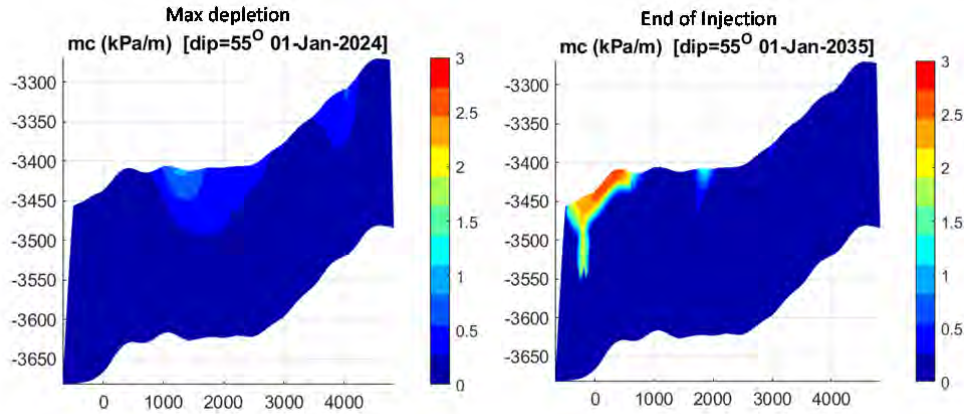


Figure 130: During depletion the thermo-elastic stress in the cold zone causes instability that could potentially induce earthquakes with magnitude 2.8. Restricting the maximum slip area to small faults of 300m length (giving an aspect ratio of 10) reduces the maximum magnitude to 2.





**Figure 131: Plot of  $M_c$  function ( $\tau - \mu\sigma_n$ ) for intra reservoir faults near P18-2A1 well. For depletion (left) the peak is wide, while for cooling (right) the peak is more localized and much higher since normal stress vanishes.**

### Discussion on fault stability

Unfortunately, prediction of any future induced seismicity is quite uncertain in the absence of measured seismicity, since the only practical calibration of fault properties must be based on seismic observations. If nearby fields would show seismicity, those observations could perhaps be used, but in the West-Netherlands Basin many gas fields have been depleted, without any recorded seismicity. There is no obvious reason why seismicity does not occur, such as absence of faulting or quite different reservoir properties compared with seismically active fields. Also, there is no evidence of much higher minimum stress, so that faults would be more stable. The West-netherlands Basin actually has lower minimum stress as measured in LOT's (NLOG data base of LOT's) so that would indicate higher shear stress. Another explanation for absence of depletion seismicity could be much less stress decrease for a given pressure decrease. However, that would imply a very low Biot coefficient, which has not been measured in core tests. A direct measurement of depleted minimum horizontal stress could confirm this, but such measurements are not available. However, it can be concluded that such a scenario is very unlikely. The best explanation for the absence of seismicity is therefore that the fault systems are stronger compared with faults in other basins.

In other regions, a number of gas reservoirs have induced seismicity, so that calibrated models have been developed such as for the Bergermeer gas storage (Fenix, 2018). In those cases, it was shown that geometry of the reservoirs and property contrasts are very important. For example, it could be explained why Bergermeer induced relatively strong earthquakes, but the nearby Alkmaar field has induced no seismicity at all. However, the absence of induced seismicity in the West-Netherlands basin, renders any predictive modelling of seismicity uncertain. Still, there is scientific consensus that regional seismicity (whether natural or induced) plays an important role in seismic hazard assessment, so the fact that only weak micro-seismicity could have occurred in the P18 fields and other nearby fields is significant.

Restoration of the pressure is expected to stabilize the faults. The new hazard caused by injection is potentially cooling of faults. Although the effect of cooling is reservoir contraction, like depletion, it differs in the effect on the stresses. When the cold front reaches a bounding fault, the normal stress on the fault may vanish so that remaining shear stress may cause slippage. This will not happen by depletion since decreasing pressure actually enhances effective stress. In that sense, cooling is more like injection seismicity where the local effective stress is decreased by high fluid pressure on a transmissible fault. The difference between the thermo-elastic and poro-elastic effects introduces a hazard, but the simulations showed that the affected area is small and therefore the maximum magnitude and the risk are small. Moreover, a plausible explanation for the absence of induced seismicity in the West-Netherlands Basin is high fault strength and that will also keep slippage area small in the case of thermo-elastic destabilization of the faults because the cooled area is small and outside the cooled area high fault strength is preserved. The level of cohesion needed to explain absence of seismicity is significant, but still much lower than the cohesion of 200bar measured for intact rock in triaxial core tests.



A further uncertainty in the prediction of seismicity is the scarcity of data. Only few stress measurements are available and also mechanical properties were only measured on a few cores. However, the relative effect of injection compared to depletion on fault stability depends only on a few parameters, of which the Young's modulus is most important. That gives confidence in the reliability of the simulations that showed stability of the fault during injection. The choice of a relatively high value of the Young's modulus (27GPa compared with 18GPa in the TNO study (2018)) was also motivated by the choice of a conservative scenario for the effect of cooling, both for thermal fracturing and thermo-elastic stress decrease on the faults.

The most significant finding from the stress analysis is the relatively dominant effect of stress recovery by re-pressurization of fault stability. A caveat here is that full recovery was assumed, while some reservoirs have shown only partial stress recovery, albeit mostly in soft rock. If partial stress recovery were significant the lagging of normal stress recovery compared with pressure increase, could destabilize the faults. Fortunately, observations on Dutch gas storage reservoirs show that stress recovery must be almost elastic. Gas storage reservoirs like Bergermeer, Norg and Grijpskerk showed only weak seismicity during injection. Especially the Bergermeer reservoir that showed relatively strong seismicity during depletion had only minor seismicity during cushion gas injection and absence of any micro-seismicity in later cycles. That could only be explained by full stress recovery, otherwise more seismicity should have been observed. So, it is concluded that partial stress recovery is unlikely and that the risk of seismicity must be low because of the dominant stabilizing effect of pressure increase. Besides fracture propagation and the stability of the bounding faults, another concern is shear failure within the reservoir or overburden (Goodarzi, Settari *et al.*, 2013). When the minimum stress falls, shear failure might be induced, although rocks are so weak in tension that tensile fractures (or mode I fractures) normally dominate. Shear failure in the reservoir was studied by means of intra-reservoir fault stability in the cooled zone in the vicinity of the injector. It appears that these sub-seismic faults potentially pose the biggest risk, with a predicted seismic maximum magnitude of  $M_w=2.8$ . Shear failure could be an issue if faults are present in the overburden, but that is not the case, except for some small faults. So, shear failure is deemed insignificant for cap rock integrity. Moreover, shear faulting is seen in the overburden of strongly compacting reservoirs, but that is not expected here because compaction is quite small.

## 5 Risk Analysis

### Deterministic Seismic Hazard Analysis for Reservoir Depletion

For compaction induced seismicity, the SoDM guideline suggests risk factors for subsurface processes based on a deterministic analysis and a few other factors (STAATSTOEZICHT OP DE MIJNEN, 2016). Most important is the pressure depletion, for which a threshold of 30% depletion has been determined before the onset of seismicity. P18 fields have been almost completely depleted so this factor is satisfied. The contrast between reservoir stiffness and non-reservoir stiffness is another factor, since differential compaction depends on this ratio. Table 10 lists the Young's modulus of reservoir and overburden: the modulus ratio is 0.6 to 1.75, depending on the non-reservoir rock. The E-ratio is for some faults below one, so that is favourable for fault stability. Since faults are essential for seismicity, the degree of faulting is another factor. Table 11 lists the ratio of fault area to reservoir volume which results in B-factors for the fields that exceed the threshold for seismicity of 0.86. This would put the P18 reservoirs in the highest seismicity risk class of 42%.

The B-factor is computed from fault length,  $L$ , reservoir volume,  $V$  and reservoir height,  $H$  with:

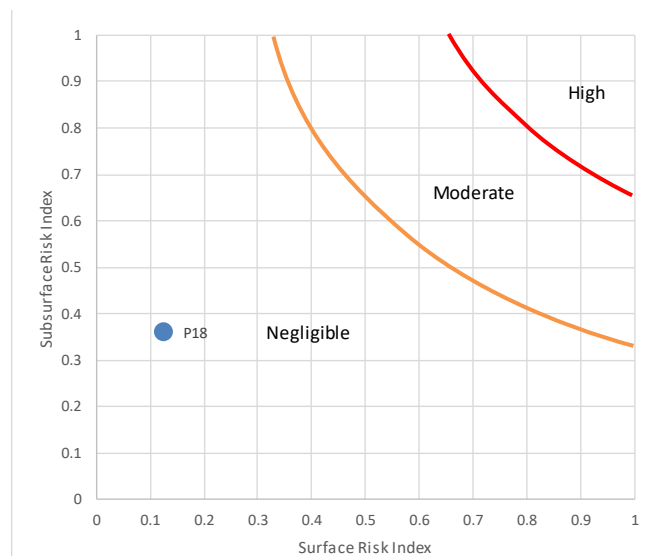
$$B = \frac{H_{res} \sum_{faults} L_{fault,i}}{V_{res}^{2/3}} \quad (6)$$

These factors indicate higher risk of relatively strong seismicity. The combined Risk Index is computed with the sum of all scores,  $s_i$ :

$$I_R = \frac{\sum_{All} s_i}{\sum_{All} \max(s_i)} \quad (7)$$

Table 14 lists the risk factors and scores for the P18 field. Table 15 gives the surface risk factors, which were developed for onshore fields. For offshore fields the vulnerability of surface structures concerns only the nearby wellhead platforms.

For offshore structures, the ISO/API standards use regional designations based on historical seismic activity, with region I having earthquake activity with ground motion acceleration (PGA) below 10%g (Chang, et al., 2005). PGA is commonly expressed as percentage of acceleration of gravity, g. For these regions no qualification is required, since it is assumed all structures can survive this level of shaking. The North Sea



**Figure 132: Risk map with surface risk index on the horizontal axis and subsurface risk index on the vertical axis.**

area is classified as Region I.

For earthquakes at reservoir depth, there is experience in Groningen, where strong resonance effects give a 5%g PGA for M=3, while P18 is rather equivalent with Roswinkel, where M=3 gives PGA of 2%g (KNMI, 2013; Edwards, 2019). Therefore, induced earthquakes will fall in the range for Region I.

Studies of ultimate strength in Asia and the Persian Gulf indicate that 50%g is the limit for offshore structural damage and 30%g for old structures (Soares, 2015; Bea, 1996; Kawano et al., 2003). So that is also well beyond the expected PGA for P18.

Here, the guideline by SoDM is followed, which specifies an influence radius of 5km.

Both subsurface and surface risk indices can be combined to derive the risk class, as plotted in Figure 132. Clearly, the field falls in the negligible risk class.

**Table 10: Young’s modulus from DSI log in P18-4 well, with E-factor.**

	Top (m)	$\rho_B$ (g/c3)	$\Delta t_c$ (ms/ft)	$\Delta t_s$ (\mus/ft)	$E_{dyn}$ (GPa)	$E_{stat}$ (GPa)	$\nu$ (-)
KN	2564	2.31	88		20.7	15.5	0.31
RN	4076	2.67	60	92	56.5	48.3	0.13
HARD	4093	2.40	80	120	34.0	27.6	0.18
E-ratio					KN	0.6	
					RN	1.75	

**Table 11: Total fault length and block volume for P18-2 and P18-4 fields with the corresponding B-factor. The B-factor was also computed including only the boundary faults, which are most significant, but that yielded also a high value.**

Block	L (m)	L-Boundary (m)	Hres (m)	Vres (m <sup>3</sup> )	B (-)	B-boundary (-)
P18-2	2.01E+04	1.61E+04	210	2.71E+09	3.2	2.3
P18-4	1.07E+04	1.07E+04	229	6.23E+08	6.2	6.2

**Table 12: Fault length and maximum magnitude of earthquakes that could be sustained by each fault.**

	#	Length (m)	M0 (Nm)	M (-)
P18-2	10	6378.6	1.50E+15	4.1
	14	1180.9	2.78E+14	3.6
	17	3144.1	7.41E+14	3.8
	19	5363.8	1.26E+15	4.0
	32	1022.7	2.41E+14	3.5
	33	890.5	2.10E+14	3.5
	34	765.2	1.80E+14	3.4
	35	1350.0	3.18E+14	3.6
P18-4	1	5235.8	1.23E+15	4.0
	2	1519.0	3.58E+14	3.6
	9	3941.7	9.29E+14	3.9

**Table 13: Reservoir bulk volumes and maximum magnitude that could be induced based on the compaction energy release. For P18-2 and P18-4 the volume change was computed assuming uniform pressure at full depletion.**

Block	Volume (m3)	Area (m2)	Height (m)	dVol (m3)	M0 (Nm)	M (-)
P18-2	5.06E+09	2.52E+07	414	5.27E+06	7.91E+14	3.9
P18-4	5.46E+08	2.67E+06	204	5.68E+05	8.53E+13	3.2

**Table 14: Subsurface risk factors for seismicity**

	DHAIS	M	Ligging voorkomen	Opslintering	Score
5		Alle methodes >4,5			
4	Bevend veld > 5 bevingen per jaar van $M \geq 1,5$	1 methode > 4,5 én/of Alle methodes 4,1 – 4,5			
3	Bevend veld < 5 bevingen per jaar van $M \geq 1,5$	1 methode 4,1 – 4,5 én/of Alle methodes 3,6 – 4,0		>60% slappe grond ( $V_{s,30} \leq 200\text{m/s}$ ) en/of >30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.	
2	P=42% Of Bevend veld $M < 1,5$	1 methode 3,6 – 4,0 én/of Alle methodes 3,1 – 3,5	Boven de lijn Amsterdam-Arnhem	30-60% slappe grond ( $V_{s,30} \leq 200\text{m/s}$ ) en/of 15-30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.	
1	P=19%	1 methode 3,1 – 3,5 én/of Alle methodes 2,6 – 3,0		10-30% slappe grond ( $V_{s,30} \leq 200\text{m/s}$ ) en/of 5-15% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.	
0		1 methode 2,6 – 3,0 én/of Alle methodes $\leq 2,5$	Onder de lijn Amsterdam-Arnhem	<10 % slappe grond ( $V_{s,30} \leq 200\text{m/s}$ ) en/of < 5% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.	
	4	5	2	3	14
<b>P18</b>	2	3	0	0	0.36

**Table 15: Surface risk factors. The factor for industrial installations was assigned 2, to allow for more platforms or other structures although at the moment no other platforms exist within 5km of the P18 field.**

	Bevolkingsdichtheid (aantal inwoners per km2)	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen En vitale infrastructuur	Dijken	Sum/ Score
<b>4</b>	> 2500	Meerdere direct boven het veld	Meerder ziekenhuizen en/of energievoorzieningen direct boven het veld	Primaire dijken boven het veld	
<b>3</b>	1000-2500 en/of 500-1000 met wijken bestaande uit flats/ appartementen-complexen binnen 5 km rond het veld	1 boven het veld en/of meerdere binnen 5 km rond het veld.	1 ziekenhuis en/of energievoorziening direct boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld. Meerdere scholen, tehuizen en/of publieksgebouwen direct boven het veld	Primaire dijken binnen 5 km rond het veld en/of secundaire dijken boven het veld	
<b>2</b>	500-1000 en/of 250-500 met wijken bestaande uit flats/ appartementen-complexen binnen 5 km rond het veld	1 binnen 5 km rond het veld.	1 school, tehuis en/of publieksgebouw boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld.	Secundaire dijken binnen 5 km rond het veld	
<b>1</b>	250-500 en/of <250 met wijken bestaande uit flats/appartementen-complexen binnen 5 km rond het veld	-	1 school, tehuis en/of publieksgebouw binnen 5 km rond het veld.	-	
<b>0</b>	< 250	Geen binnen 5 km rond het veld	Geen boven en/of binnen 5 km rond het veld	Geen dijken binnen 5 km rond het veld	
<b>Max</b>	4	4	4	4	16
<b>Weight</b>	1	1	1	1	
P18	0	3	0	0	0.2
In Salah	1	2	1	0	0.25
Sleipner	0	2	0	0	0.125
Weyburn	1	2	1	0	0.25

## Injection Seismicity Risk Analysis: Bow Tie Method

The potential mechanisms of fault slippage and earthquake generation by fluid injection have been reviewed by TNO (2014). These are:

- Poro-elastic stress effects as a result of the injection
- Pore pressure increase in a near-critically stressed fault
- Chemical reactions reducing the strength of a fault
- Thermal changes effecting stresses
- Mass changes
- Stress transfer from nearby earthquakes

For long-term injection, chemical reactions and mass changes may be relevant but detailed lab studies have shown that chemical interaction of CO<sub>2</sub> with sandstone is negligible (TNO, 2019) and the effect of mass changes can also be neglected since there are no deep fault systems that could be triggered by the additional mass of the CO<sub>2</sub> compared with the virgin reservoir. Since the P18 field is in a seismically quiet area the stress transfer effect can be disregarded.

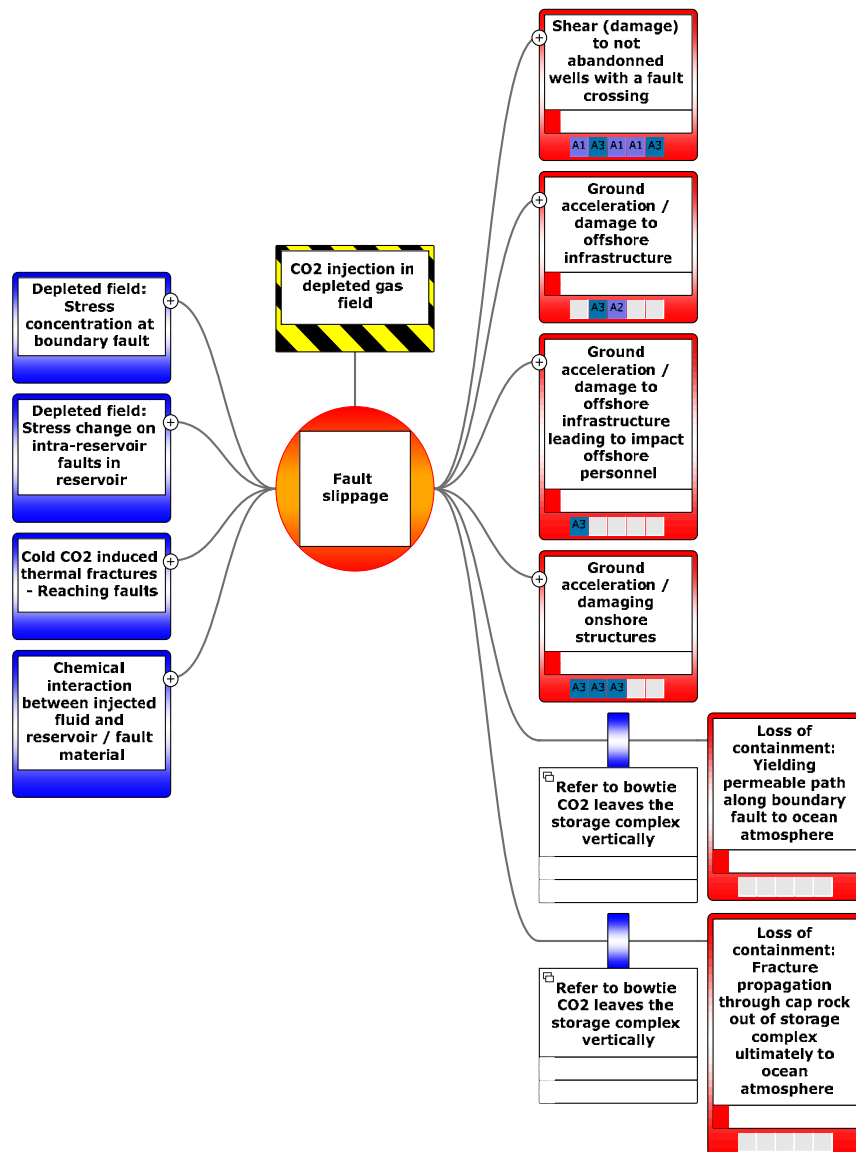


Figure 133: Overview of Risk Analysis of Fault Slippage (Bowtie) with hazards on the left and risks (consequences) on the right.



The remaining mechanisms provide inputs (hazards) for the risk analysis of fault slippage, for which potential consequences (risks) can then be listed as shown in the Bowtie diagram of Figure 133. Each hazard and consequence is explained in the next sections.

## Hazards

### Depletion induced stress changes on boundary faults

Injection commences after depletion, which has already caused critical stress on the faults. Between the cause (stress concentration) and effect (slippage), several barriers exist as shown in Figure 134 and listed in Table 16. Seismic hazard depends always on the geological setting, which is in this case characterized by absence of natural as well as induced seismicity. Underground activities generally cause micro-seismicity, but the level depends on the tectonic setting: induced earthquakes are much stronger in tectonically active areas. Compare for instance Dutch gas depletion earthquake magnitudes below 3.6 with Western Canada or Southern France with magnitudes up to 4.5 (de Pater, 2020).

Provided, that the reservoir remains quiet until injection commences, the most important barrier to subsequent seismicity is restoration of reservoir pressure. Although, it has been observed that seismicity occurs in gas storage reservoirs during re-pressurization, the level is weak and generally it is observed that seismicity occurs only on faults that had been active during depletion (BGM Fenix, 2018).

The most important escalation of the hazard from stress concentration is the cold front reaching the fault. The reduction in stress from shrinkage causes critical stress on the fault, which might lead to slippage. The only barrier for this effect is the monitoring of injection pressure and temperature, so that the injection plan could be used to mitigate the cooling effect. Another mitigating factor is the local nature of the cooling (compared with pressure depletion), so that the area of potential slippage is small.

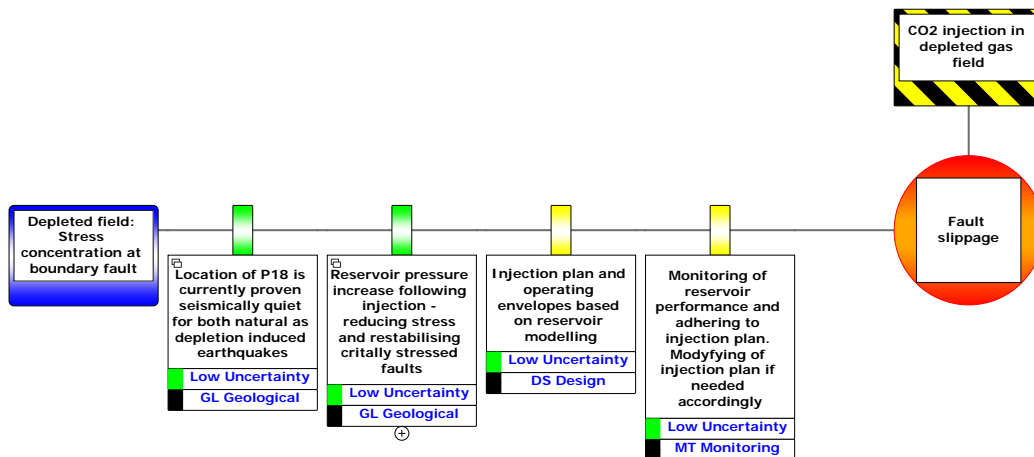


Figure 134: Depletion induces stress change on the faults, potentially causing fault slippage.

Table 16: Depleted field: Stress concentration at boundary fault.

Escalation	Barrier	Uncert	Barrier type	Eff.
	Location of P18 (West-Netherlands basin) is currently proven seismically quiet for both natural and induced earthquakes during depletion.	Low	Geological	Effective
	Reservoir pressure increase following injection - reducing stress	Low	Geological	Effective
Cold CO <sub>2</sub> front induces stress change at boundary fault	Monitoring wellbore P and T (including those of monitoring wells) and adjust injection plan accordingly	Low	Monitoring	Partially Effective
	Injection plan based on reservoir modelling and adherence to the injection plan	Low	Design	Partially Effective
	Monitoring of reservoir performance and modifying of injection plan accordingly	Low	Monitoring	Partially Effective

### Depletion induced stress changes on intra-reservoir faults

Intra reservoir faults respond a bit different, because they are by definition small, with small throws, but that also implies that they may occur anywhere, including near an injector.

As shown in Figure 135, the effect on intra-reservoir faults cannot be managed. If the faults have been mapped, the injectors could potentially avoid them, but the project uses existing wells, so there is no design barrier.

Also, the cooling effect, shown as escalation, cannot be avoided on these faults, that could exist in the cold zone. The important mitigating factor is that the differential compaction effect on these faults is small. However, even for a relatively small fault the potential magnitude is significant and may be even larger compared with the magnitude of earthquakes induced at boundary faults.

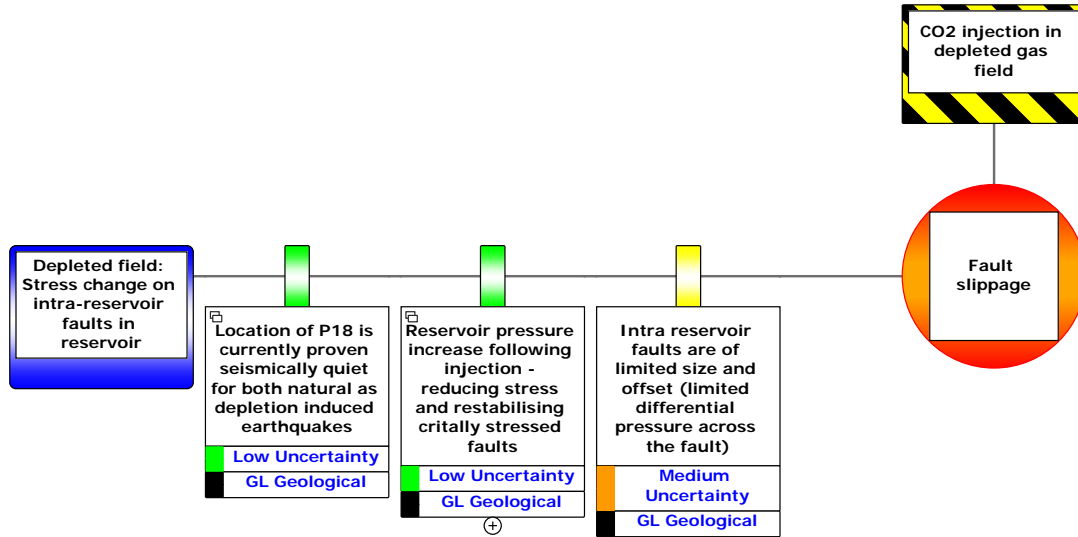


Figure 135: Depletion induces stress change on intra-reservoir faults.

Table 17: Depletion causes stress change on intra-reservoir faults.

Escalation	Barrier	Uncert	Barrier type	Eff.
	Location of P18 (West-Netherlands basin) is currently proven seismically quiet for both natural and induced during depletion.	Low	Geological	Effective
	Reservoir pressure increase following injection - reducing stress	Low	Geological	Effective
Cold CO <sub>2</sub> front leads to stress change at intra-reservoir faults				
	Intra reservoir faults are of limited size (limited differential pressure across the fault)	Medium	Geological	Partially Effective

### Cold fluid induced thermal fractures – reaching faults and growing into cap rock

Cooling has a strong stress effect, since the temperature change is large and the reservoir is stiff, with a normal thermal expansion coefficient. That implies that the cooled rock can get into the so-called thermal fracturing regime, when open fractures exist at the average reservoir pressure, so that elevated pressure is not even needed to propagate a fracture. Since equilibrium on a fault is attained by sufficient confining, normal stress that holds the shear stress, such a strong reduction in horizontal stress will destabilize a fault.

Thermal fractures may exacerbate instability if high injection pressure reaches a fault, since that would also reduce the effective normal stress on the fault.

Mitigation of the cooling effect can be achieved by careful adjustment of the injection schedule, both at design and during operation. Potential mitigation is also possible by improving the vertical distribution of the injection, so that lateral extent of the cold front is smaller and the arrest of the cold front by baffles in the reservoir. Both these factors are however very uncertain.

Fortunately, the best mitigation of the cooling effect comes from the rising background pressure. The geomechanical modeling shows that rising pressure dominates fault stability, since it is global, while cooling is only a very local effect. Therefore, the most critical condition is after depletion, while during injection stability actually increases.

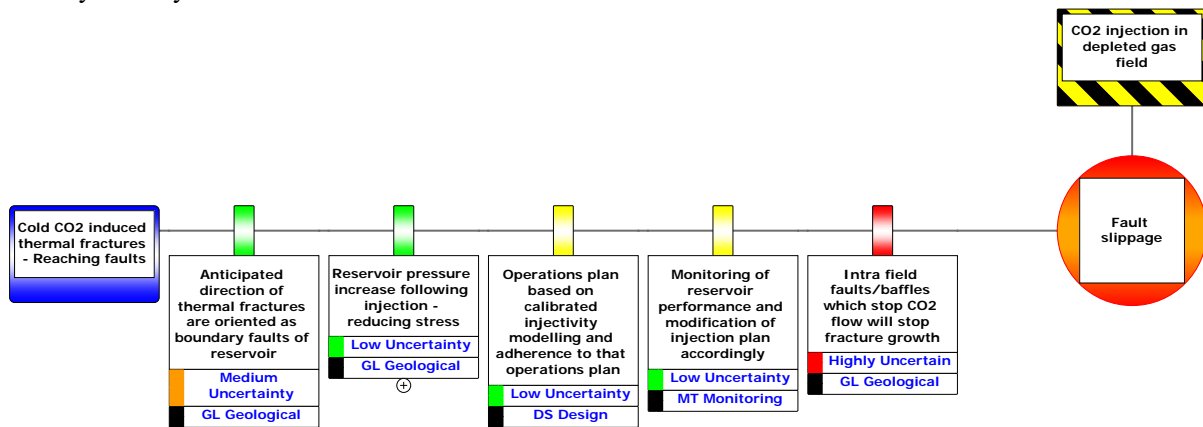


Figure 136: Cooling will induce stress change on faults, exacerbated by induced thermal fractures, reaching faults.

Table 18: Cold CO<sub>2</sub> induced thermal fractures - Reaching faults

Escalation	Barrier	Uncert	Barrier type	Eff.
	Anticipated orientation of fractures due to thermal fractures are in the same direction as boundary faults of reservoir	Medium	Geological	Effective
	Reservoir pressure increase following injection - reducing stress	Low	Geological	Effective
	Operations plan based on calibrated injectivity modelling and adherence to the operations plan	Low	Design	Partially Effective
	Monitoring of reservoir performance and modifying of injection plan accordingly	Low	Monitoring	Partially Effective
	Intra field faults/baffles which stop CO <sub>2</sub> flow will stop fracture growth	Highly Uncertain	Geological	Ineffective

### Chemical interaction between injection fluid and reservoir and fault material

For long-term injection chemical reactions and mass changes may be relevant but detailed lab studies have shown that chemical interaction of CO<sub>2</sub> with sandstone is negligible (TNO, 2019) and the effect of mass changes can also be neglected since there are no deep fault systems that could be triggered by the additional mass of the CO<sub>2</sub> compared with the virgin reservoir. Since the P18 field is in a seismically quiet area the stress transfer effect can be disregarded.

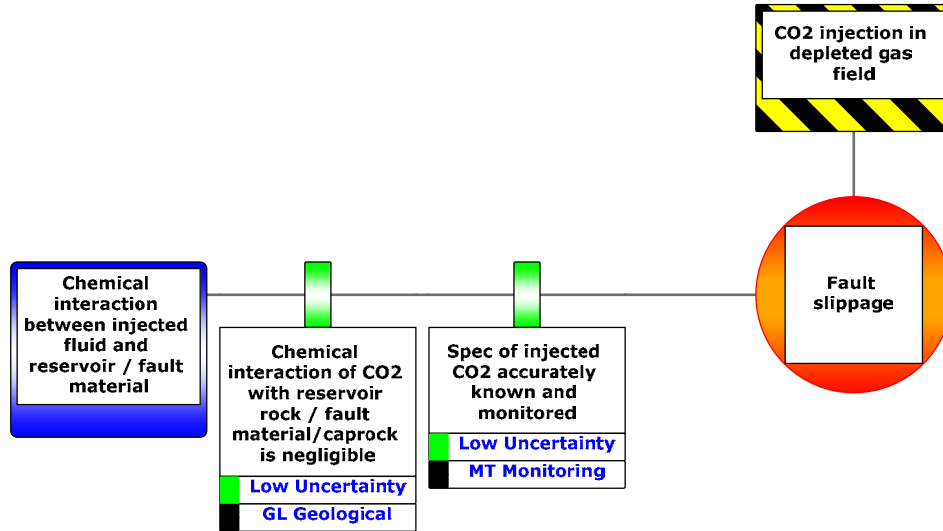


Figure 137: Chemical fluid-rock interaction leading to slippage.

Table 19: Effect of chemical fluid-rock interaction on potential slippage.

Escalation	Barrier	Uncert	Barrier type	Eff.
	Chemical interaction of CO <sub>2</sub> with reservoir rock / fault material is negligible	Low	Geological	Effective
	Spec of injected CO <sub>2</sub> accurately known and monitored	Low	Monitoring	Effective

## Consequences and Risk

### Damage to wells by shear on faults crossing non-abandoned wells

Slippage of faults is quite small, but even a slip of a few cm can damage wells, so that the well becomes inaccessible or in the worst case the liner or casing ruptures. The first barrier to this event is that wells do not cross the boundary faults of the reservoir. There is also a considerable distance between the reservoir (where slippage would occur) and any overburden faults that wells may penetrate. Finally, the mechanical strength of the wellbore casing and tubulars gives partial protection.

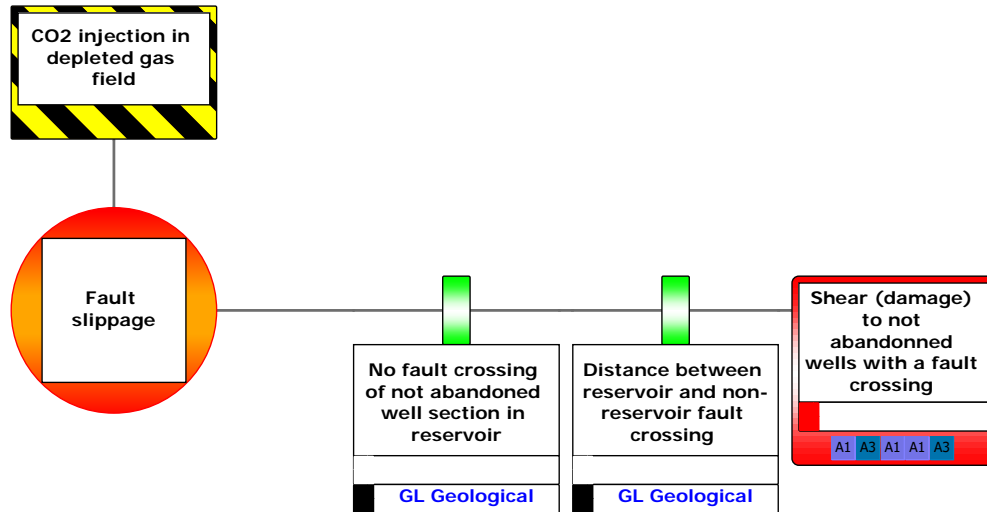


Figure 138: Fault slippage can cause shearing of non-abandoned wells, with potential barriers.

### Ground acceleration damaging offshore infrastructure and Impact on Personnel

The most obvious effect of fault slippage are earthquake vibrations, that are measured as Peak Ground Acceleration (PGA) or Peak Ground Velocity (PGV), with a certain frequency. In regions with strong natural earthquakes, like the Middle East or Asia, it has been observed that offshore structures were damaged by earthquakes, which happened at a magnitude above 5 or 6 or PGA above 30%. Guidelines have been developed to assess seismic risk of platforms and pipe lines.

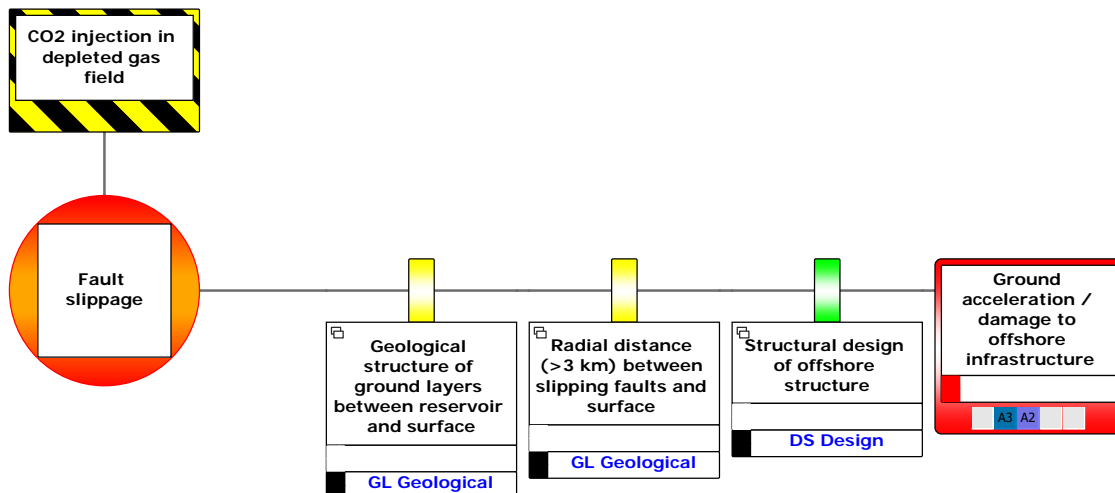


Figure 139: Fault slippage can cause earthquakes with shaking that can damage offshore infrastructure.

For offshore structures, the ISO/API standards use regional designations based on historical seismic activity, with region I having earthquake activity with ground motion acceleration (PGA) below 10%g (Chang, et al.,

2005). For these regions no qualification is required, since it is assumed all structures can survive this level of shaking. The North Sea area is classified as Region I.

For earthquakes at reservoir depth, there is experience in Groningen, where strong resonance effects give a 5%g PGA for M=3, while P18 is rather equivalent with Roswinkel, where M=3 gives PGA of 2%g (KNMI, 2013; Edwards, 2019). Therefore, induced earthquakes will fall in the range for Region I.

Since the offshore structures are quite safe, the impact on personnel is therefore negligible because of design reasons. Moreover, the platform is normally unmanned which reduces any chance of casualties, see Figure 140.

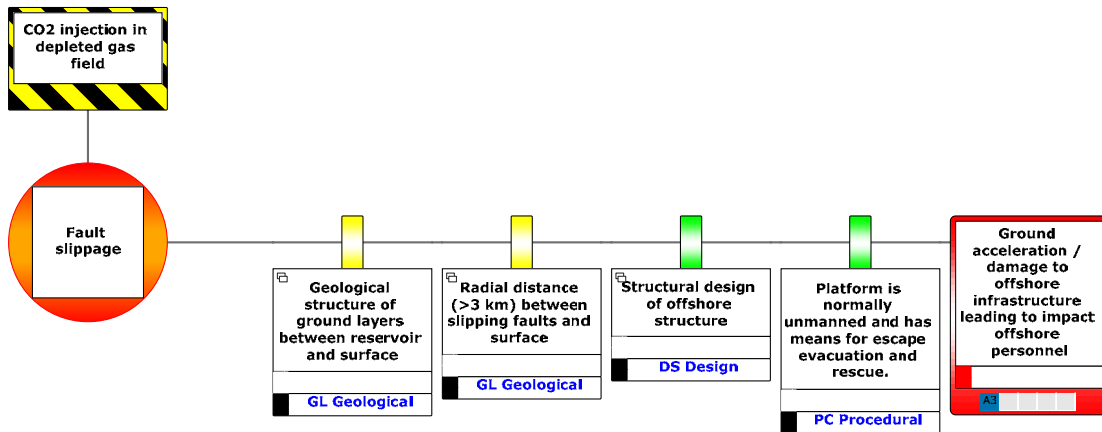


Figure 140: Damage to platforms could have an impact on personnel.

### Ground acceleration damaging structures onshore

Earthquake vibrations may damage surface structures onshore, where the vulnerability is much higher compared with platforms, so that even weak earthquakes can cause at least cosmetic damage. In view of experience with gas field depletion seismicity, guidelines have been developed to assess potential damage. Damage is only expected to occur for PGA exceeding 5%g. Since, P18 is at least 15km from onshore structures, the PGA from a magnitude 3.5 earthquake is less than 3%g, so that is below the damage limit. It can therefore be concluded that the radial distance between epicenter and onshore structure provides the most effective barrier to any damage.

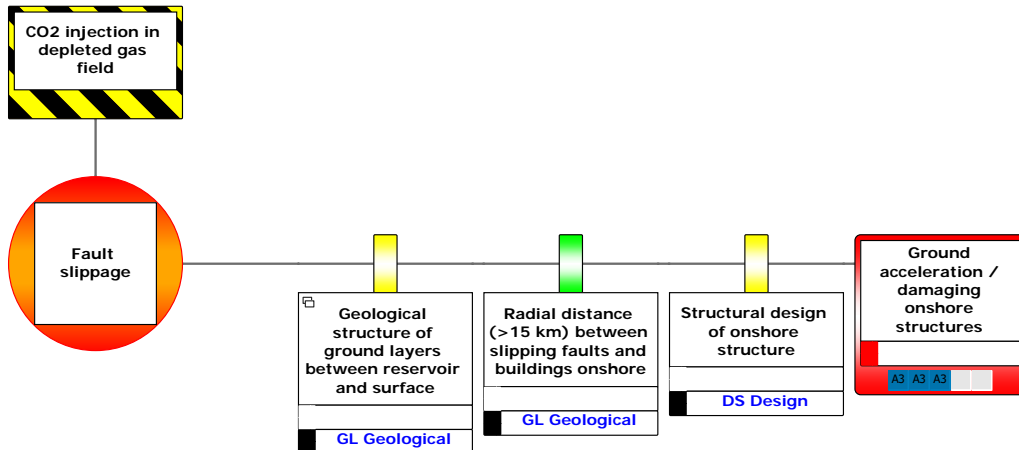
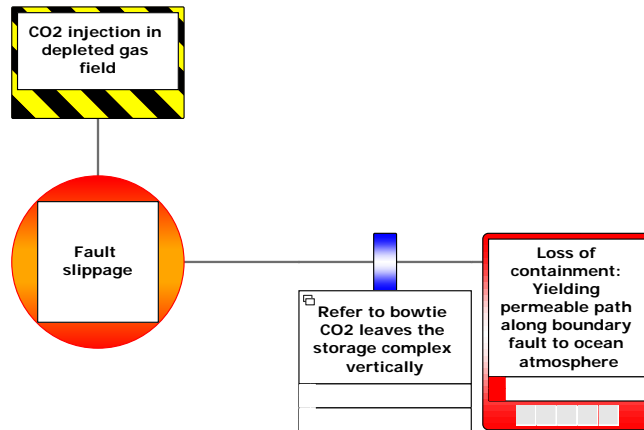


Figure 141: Fault slippage causes earthquakes, with shaking that damages onshore structures, with barriers.



### Loss of containment by permeable paths along faults to ocean atmosphere

Due to thermal stress reduction, fracturing is possible, in particular in the Hardeggen unit, since that will accept most fluid and cooling will be strong just below the overburden. Heat transfer from the overburden will only happen by diffusion, which is slow, but over many years some 20m can cool down sufficiently to cause significant reduction of the stress.



**Figure 142: Slippage yields a permeable path along faults that cause containment loss, with barriers that mitigate this event.**

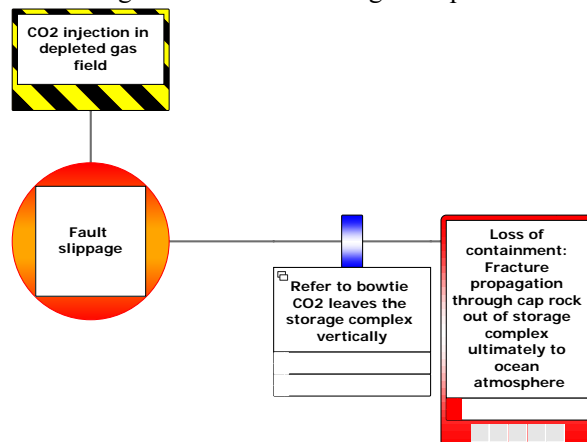
The most important mitigation of migration risk is provided by geological barriers. First, there is the Vlieland Claystone, but also many additional barriers above that.

If migration would happen, it could be monitored and corrective action taken, but that is highly uncertain.

The fault transmissibility might be enhanced by stress effects from injection, but a barrier is that in the virgin state the faults are sealing. Also, lateral migration is unlikely because of the extensive faulting of the reservoir. These consequences are further discussed in another Bowtie on the risk of CO2 migration out of the storage complex.

### Loss of containment by fracture propagation through cap rock out of storage complex to ocean atmosphere

Since the overburden (Keuper) will cool over many years of injection, there may be some fracture propagation into the cap rock. Fracturing of the cap rock will depend on the virgin stress difference between reservoir and cap. There is evidence from fracture treatments in the Buntsandstein that there is some stress contrast that keeps fractures contained, but in the worst case it can be assumed that the virgin stress contrast is small. The most important barrier is the limited cooling of the cap rock and the large thickness of the cap, so that the injection fluid cannot flow towards overlying layers. These consequences are further discussed in another Bowtie on the risk of CO2 migration out of the storage complex.



**Figure 143: Thermal fracture propagation into cap causes containment loss.**

## Risk Classification

### Comparison with other CCS projects

Unfortunately, there is no experience in the Netherlands with CO<sub>2</sub> storage, so it is impossible to compare P18 with nearby CCS projects in the same geological setting. So, for reference, a few well-documented CO<sub>2</sub> injection projects are added in other areas; some of these have induced seismicity, such as In Salah and Weyburn, Canada, while the Sleipner project in the North Sea showed no seismicity. Reviews of the In Salah, Sleipner and the Weyburn CO<sub>2</sub> injection projects are presented by Verdon (2013) and Foulger *et al.* (2018). Sleipner is offshore, while In Salah is in the Algerian desert and Weyburn is in a remote area of Saskatchewan, Canada. Therefore, all three projects present low surface risk, but the storage reservoirs are quite different. Sleipner injects into a large, high-permeability aquifer, so that pressure changes are negligible. Weyburn is a hydrocarbon reservoir with complex stress history where CO<sub>2</sub> is not only stored but also injected for EOR. In Salah is a fairly low-permeability aquifer with limited storage capacity that showed significant pressure increase. Both Weyburn and In Salah have induced weak seismicity of magnitude -1.0 and 1.7, respectively.

It can be concluded that the P18 injection project falls in the class with negligible risk, analogous to Sleipner. Both the subsurface conditions indicate very low risk of seismic fault slippage over a large area and the surface risk is also negligible since only a few wellhead platforms are in the range of potential earthquake vibrations.

### Injection Risk compared with Gas Storage Reservoirs

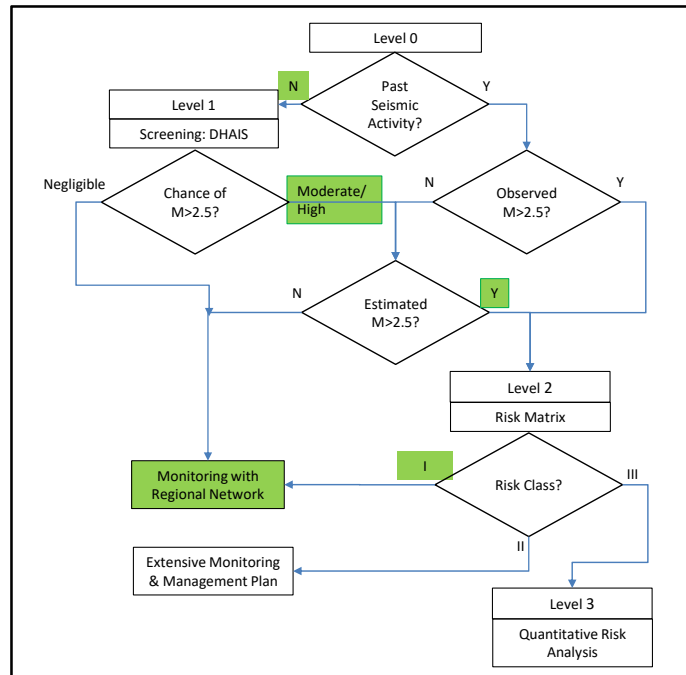
Apart from compaction and injection, re-pressurization might also present a seismicity risk. After full depletion, the reservoir pressure will rise by 20bar per year during CO<sub>2</sub> injection (TNO, 2019). This is similar to the refill of a gas storage like Bergermeer (Fenix, 2018), Grijskerk or Norg. These gas storage reservoirs have induced some seismicity during refill, which could be explained in the case of Bergermeer from the earthquakes that occurred during depletion.

A review of seismic risk in gas storage reservoirs (Teatini *et al.*, 2019) concluded that seismicity during refill is unlikely if no seismicity occurred during primary depletion. The guidelines for safe operation of gas storage reservoirs that never induced seismicity during depletion read:

*“If no seismicity has been recorded during primary production, maximum reservoir pressure can safely be equal to initial pressure. Indeed, the system behaves elastically, and the pressure recovery unloads the faults to their initial criticality condition.*

*If no seismicity has been recorded during primary production and cushion gas injection, reservoir pressure change can safely span the whole pressure change between initial pressure and cushion gas pressure. As above, the system behaves elastically within the pressure range experienced by primary production and cushion gas injection. Therefore, a gas storage reservoir within the same range of pressure variation does not yield the system toward a more critical condition in terms of fault reactivation.”*

It can be concluded that both with regard to compaction/re-pressurization seismicity and for injection seismicity, the P18 fields fall in the class with negligible risk. Both the subsurface conditions indicate very low risk of fault slippage over a large area and the surface risk is also negligible since only a few nearby wellhead platforms are in the range of potential earthquake vibrations. Since the main concern with seismicity is not damage to surface structures, but CO<sub>2</sub> migration due to fault slippage, it can be concluded that the low risk of seismicity results also in low risk of opening migration paths along the faults.



**Figure 144: Decision flow diagram for Seismic Risk Classification proposed by SoDM. There has been no past seismicity in P18 and the risk evaluation for compaction as well as injection risk yield risk class I of negligible risk, monitoring with the regional network is sufficient.**

SoDM guidelines for seismic risk analysis outline a decision tree for determining the risk level, shown in Figure 144. Since P18 and neighbouring fields have no history of induced seismicity due to compaction and the risk of injection seismicity is very low, the decision tree yields standard monitoring with the regional network as the appropriate action.

## Discussion

The hazard presented by potential fault slippage is deemed to yield a negligible risk, since seismicity during depletion is not observed in the P18 field. During CO<sub>2</sub> injection, the stabilizing effect of pressure recovery will dominate any instability caused by cooling.

The guidelines for estimating maximum magnitude of seismicity yield a high value of moment magnitude  $M=4$  for potential earthquakes. However, this is only a possibility if an entire fault would slip. In view of the historical depletion behaviour, a realistic estimate of maximum magnitude is  $M=2$  because no seismicity has been observed with the regional monitoring system, while sections along the faults are critically stressed by compaction (TNO, 2019).

Experience in gas storage reservoirs shows that injection seismicity is only observed when faults were already active during depletion, while non-seismic reservoirs will also be non-seismic during repressurization (Teatini *et al.*, 2019). So, we cannot rule out that fault sections that are critically stressed in the P18 field, have induced weak earthquakes that have gone undetected. Such a weak earthquake corresponds with a small slippage area. It is not expected that pressure increase will create larger critically stressed fault areas that could induce larger earthquakes.

Although future seismicity cannot be ruled out, any seismic slippage will be confined to the fault area in the vicinity of the reservoir, because only the fault height close to the reservoir will become critically stressed. The seal layers overlying the reservoir are much thicker than the reservoir, so that there is negligible risk of ever breaching the seal by fault slippage, as also concluded in the study by TNO (2019).

## References

- Baisch, S., Koch, C., Stang, H., Pittens, B., Drijver, B., & Buik, N. (2016). Defining the framework for seismic hazard assessment in geothermal projects V0.1. Technical Report, Report No. 161005, Bad Bergzabern, Germany: prepared for KennisAgenda Aardwarmte.
- Bea, R. G. (1996). Probability Based Earthquake Load & Resistance Factor Design Criteria For Offshore Platforms. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, Offshore Technology Conference: 17, OTC-8106-MS.
- Billington, C. J., H. M. Bolt and J. K. Ward (1993). Reserve, Residual And Ultimate Strength Analysis of Offshore Structures: State of the Art Review. The Third International Offshore and Polar Engineering Conference. Singapore, International Society of Offshore and Polar Engineers: 9, ISOPE-I-93-334.
- Bois, A., Mohajerani, M., Dousi, N., & Harms, S. (2013). Inducing Earthquake by Injecting Water In A Gas Field: Water-weakening Effect. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September - 2 October 2013, New Orleans, Louisiana, USA.
- Bromley, Chris J., (2014), "Seismicity and Subsidence: Examples of Observed Geothermal Deformation Synergies from New Zealand", PROCEEDINGS, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, February 24-26, 2014.
- Brotons, V., R. Tomás, S. Ivorra, A. Grediaga, J. Martínez-Martínez, D. Benavente, M., Gómez-Heras (2016), "Improved correlation between the static and dynamic elastic modulus of different types of rocks", Materials and Structures. 2016, 49(8): 3021-3037. doi:10.1617/s11527-015-0702-7.
- Brzovic, A., Celhay, F., Gonzalez and R. Hurtado, J.P. (2019), "Evidence of a consistent process of rock fracturing during material flow within ore columns – 25 Years of fragmentation experience at the El Teniente Mine", ARMA 19–1589, This paper was prepared for presentation at the 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in New York, NY, USA, 23–26 June 2019.
- Chang, B., M. Abraham and B. F. Peng (2005). Comparison of ISO and API Seismic Design Guidelines Using Three Existing Offshore Platforms. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, Offshore Technology Conference: 32, OTC-17285-MS.
- Committee on Induced Seismicity Potential in Energy Technologies, (2013), "Induced Seismicity Potential in Energy Technologies", The National Academies Press (2013).
- Dam, D.B. van, 1998, "Impact of plasticity on Hydraulic Fracture Growth", PhD thesis Delft University of Technology, The Netherlands.
- Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., & Styles, P. (2013). Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology*, 45 (0), 171-185.
- Davis, S. D., & Frohlich, C. (1993). Did (or will) fluid injection cause earthquakes? - criteria for a rational assessment. *Seismological Research Letters*, 64 (3-4), 207-224.
- De Crook, Th., H.W. Haak & B. Dost (1998). Seismisch risico in Noord-Nederland. KNMI (Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut), Techn. Rep., De Bilt, Netherlands.
- De Pater, C.J., J.J. Hagoort, I.S. Abou-Sayed, R.S. Donders, (1994), "Propped fracture stimulation in deviated North Sea gas wells", SPE 26794.
- Deichmann, N., Kraft, T., & Evans, K. F. (2014). Identification of faults activated during the stimulation of the Basel geothermal project from cluster analysis and focal mechanisms of the larger magnitude events. *Geothermics*, 52 , 84-97.
- Dost, B., Goutbeek, F., van Eck, T., Kraaijpoel, D. (2012) Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010. WR 2012-03.
- Dost, Bernard et al., 2012. Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010,
- Dost, Bernard, Mauro Caccavale, Torild van Eck, Dirk Kraaijpoel, (20013), "Report on the expected PGV and PGA values for induced earthquakes in the Groningen area", KNMI, December 2013.
- Dowrick, David J. and David A. Rhoades, (2004), "Relations Between Earthquake Magnitude and Fault Rupture Dimensions: How Regionally Variable Are They?", *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 94, No. 3, pp. 776–788, June 2004.

- Edwards, B., B. Zurek, E. van Dedem, P. J. Stafford, S. Oates, J. van Elk, B. deMartin, J. J. Bommer, (2019), "Simulations for the development of a ground motion model for induced seismicity in the Groningen gas field, The Netherlands", *Bulletin of Earthquake Engineering* (2019) 17:4441–4456, <https://doi.org/10.1007/s10518-018-0479-5>.
- English, J.M., (2012), "Thermomechanical origin of regional fracture systems", *AAPG Bulletin*, v. 96, no. 9 (September 2012), pp. 1597–1625.
- Fenix Consulting Delft BV (.2021a), "P18 CCS: Thermal Fracture Simulation", Report for EBN BV.
- Fenix Consulting Delft BV (2021b), "Fault Stability Analysis P18 - Geomechanical modelling study", Report for EBN BV.
- Fenix Consulting Delft BV (Febr.2016), "Geomechanical Support for BGS+ Storage Plan Permit Application", Report for TAQA Energy BV.
- Foulger, G. R., Wilson, M. P., Gluyas, J. G., Julian, B. R., & Davies, R. J. (2018). Global review of human-induced earthquakes. *Earth-Science Reviews*, 178 , 438-514.
- Gates, W. E., P. W. Marshall and S. A. Mahin (1977). Analytical Methods For Determining The Ultimate Earthquake Resistance Of Fixed Offshore Structures. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, Offshore Technology Conference: 12, OTC-2751-MS.
- Geertsma, J. and van Opstal, G. (1973). A Numerical Technique for Predicting Subsidence Above Compacting Reservoirs, Based on the Nucleus of Strain Concept. *Verh. Kon. Ned. Geol. Mijnbouw. Gen.*, 28, pp. 63-78.
- Goodarzi, S., A. Settari, M. Zoback and D.W. Keith, (2013), "Thermal Effects on Shear Fracturing and Injectivity During CO<sub>2</sub> Storage", <http://dx.doi.org/10.5772/56311>, Brisbane, Australia, May 2013. Proceedings of the International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. An ISRM specialized Conference, Bunge, McLennan, and Jeffrey (editors).
- Grigoli, F., Cesca, S., Rinaldi, A. P., Manconi, A., López-Comino, J. A., Clinton, J. F., Westaway, R., Cauzzi, C., Dahm, T., & Wiemer, S. (2018). The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea. *Science*, 360 (6392), 1003-1006.
- Haak, H.W. and De Crook, T. Seismische analyse van aardbevingen in Noord-Nederland. KNMI report WR 94-1. KNMI, de Bilt (1994).
- Hagoort, J.J. (1980), "Modeling the Propagation of Waterflood-Induced Hydraulic Fractures", SPE-7412-PA.
- Hangx, S.J.T., C.J. Spiers, C.J. Peach, A. ten Hove and A.M.H. Pluymakers, "Mechanical behaviour and transport properties of anhydrite - implications for caprock integrity during long-term storage of CO<sub>2</sub>", *Geophysical Research Abstracts*, Vol. 14, EGU2012-9379-1, 2012.
- Heap, M.J., M. Villeneuve, A.R.L. Kushnir, J. Farquharson, P. Bauda, T.Reuschlé , (2019), "Rock mass strength and elastic modulus of the Buntsandstein: An important lithostratigraphic unit for geothermal exploitation in the Upper Rhine Graben", *Geothermics*, Volume 77, January 2019, Pages 236-256
- Houtgast, G. Aardbevingen in Nederland. KNMI report 179. KNMI, de Bilt (1992).
- Kanamori, H. (1994), *Mechanics of Earthquakes*. *Annual Rev. Earth Planet Sci.*, 22, p207-237.
- Kawano, K., H. Kukusako and T. Iida (2003). Seismic Response Evaluations of an Offshore Structure With Uncertainties. The Thirteenth International Offshore and Polar Engineering Conference. Honolulu, Hawaii, USA, International Society of Offshore and Polar Engineers: 7, ISOPE-I-03-399.
- Kim, K., Ree, J., Kim, Y., Kim, S., Kang, S. Y., & Seo, W. (2018). Assessing whether the 2017 Mw 5.4 Pohang earthquake in South Korea was an induced event. *Science (New York, N.Y.)*, 360 (6392), 1007.
- KNMI (2008), "Seismische analyse van de aardbevingen bij Alkmaar op 9 en 10 september en Bergen aan Zee op 10 oktober 2001", KNMI Technical report; TR-239.
- KNMI, Bernard Dost, Femke Goutbeek, Torild van Eck and Dirk Kraaijpoel, (2010), "Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010", De Bilt, 2012 | Scientific report; WR 2012-03.
- KNMI, Bernard Dost, Femke Goutbeek, Torild van Eck and Dirk Kraaijpoel, (2010), "Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010", De Bilt, 2012 | Scientific report; WR 2012-03.
- Koning, E.J.L. (1988), "Waterflooding under fracturing conditions", PhD thesis TU Delft.

- Kraaijpoel, D. et al., 2008. Location of induced earthquakes in the Netherlands gas fields. In ESC General Assembly 2008, September 7-12, 2008, Hersonissos.
- Lhomme, T.P., (2005), “Initiation of hydraulic fractures in natural sandstones”, PhD thesis Delft University of Technology, The Netherlands.
- Logan, J.M., C.A. Dengo, N.G. Higgs, Z.Z. Wang, (1992), “Fabrics of experimental fault zones: their development and relationship to mechanical behaviour”, in *Fault Mechanics and Transport properties of rock*, ed. Evans, Wong), Academic Press.
- McGarr, A., 1976. Seismic Moments and Volume Changes. *Journal of Geophysical Research*, 81(8), pp.1487–1494.
- NAM, (2013), “Winningsplan Monster Field”, NLOG\_FieldAsset\_8243\_wipla\_Gaag\_Monster\_PUB.pdf on <http://www.NLOG.nl>.
- Nicholson, C., R.L. Wesson, (1990), “Earthquake hazard associated with deep well injection- A report to the US Environmental Protection Agency”, USGS 1951, Appendix A, p65.
- Pater, C.J. de (Hans), Cas Berentsen, Hans Martens, (2020), “Compaction Seismicity: What Determines Seismic vs. Non-seismic Behavior in Dutch Gas Fields?”, SPE Europec 2020, SPE-200546-MS.
- Pater, C.J. de and S. Baisch, 2011. Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity. Synthesis Report prepared for Cuadrilla Resources Ltd., 71 pages.
- Roest, J.P.A., Kuilman, W. (1993). Geomechanische Analyse van de lichte aardschokken in het Eleveld reservoir, TU-Delft.
- Roest, J.P.A., Kuilman, W. (1994). Geomechanical analysis of small earthquakes at the Eleveld gas reservoir. In: ‘Eurock ’94; SPE/ISRM international conference, Delft, Netherlands’, pp. 573–580.
- Rutledge, James, Xiaowei Weng, Chris Chapman, Xin Yu, and Scott Leaney, (2015), “Bedding-plane slip as a microseismic source during hydraulic fracturing”, p926, THE LEADING EDGE, August 2015.
- Scholz, Christopher H. Earthquakes and friction laws. *Nature* (1998) 391(1st January 1998): 37-42.
- Segall, P., & Lu, S. (2015). Injection-induced seismicity: Poroelastic and earthquake nucleation effects. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 120 (7), 5082-5103.
- Soares, Carlos Guedes, Y. Garbatov , (2015), “Ships and Offshore Structures XIX, ISSC committee II.1: Ultimate Strength”, CRC Press, 3 sep. 2015 - p976.
- STAATSTOEZICHT OP DE MIJNEN, (2016), “METHODIEK VOOR RISICOANALYSE OMTRENT GEÏNDUCEERDE BEVINGEN DOOR GASWINNING TIJDELIJKE LEIDRAAD VOOR ADRESSERING MBB. 24.1.P, VERSIE 1.2”, Den Haag
- Teatini, P., C. Zoccarato, M. Ferronato, A. Franceschini, G. Isotton, M. Frigo, C. Janna, (2019), “KEM-01 Geomechanical factors determining fault criticality during pressure cycling of underground gas storage in (see.
- Thienen-Visser, L van, M. Nepveu, J. Hettelaar “Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit in Nederland”, TNO 2012 R10198, (2012),
- TNO (2015), “Quick scan of Induced Seismicity Potential for small onshore depleting gas fields in The Netherlands”, 2015 R10295.
- TNO (2018), “Inventarisatie aantoonbare effecten voor mens en milieu als gevolg van historische conventionele frackoperaties”, TNO2018 R10807 -Eindrapport, 11 september 2018.
- TNO, (2019), “CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field”, August 2019, TNO report 11111, Authors: Neele, F, T. Wildenborg, K. Geel, D. Loeve, L. Peters, S. Kahrobaei, T. Candela, M. Koenen, P.Hopmans, K. van der Valk, B. Orlic, V. Vandeweijer.
- Vörös, R., S. Baisch, (2019), “Geomechanical Study – Small Gas Fields in the Netherlands”, State Supervision of Mines (SodM), KEM program report, Version 1, Archive No.: SODM002.
- Majer, Ernest L. and John E. Peterson, (), “The Impact of Injection on Seismicity at The Geysers, California Geothermal Field”, *Induced Seismicity at The Geysers*.
- Rutqvist, J. and C. Oldenburg, (2007), “Analysis of cause and mechanism for injection-induced seismicity at the Geysers Geothermal Field, California”, <https://escholarship.org/uc/item/5264q9cd>





ebn

**VERTROUWELIJK**



ebn

**VERTROUWELIJK**



# **P18 Subsidence Evaluation**

**Report for TAQA Energy BV**

Fenix Consulting Delft BV  
C.J. de Pater

Date  
October 2019

# **P18 Subsidence Evaluation**

Report for TAQA Energy BV

Date  
October 2019

## **DISCLAIMER**

Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:

- Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or
- Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report.

## Executive Summary

The P18 fields will induce seabed subsidence during depletion, which is almost complete. In the injection phase for CO<sub>2</sub> storage, the seabed will rebound, which may only be partial since reservoir rocks often show less rebound compared with compaction during primary depletion.

The subsidence and uplift were computed with the so-called nucleus of strain method developed by Geertsma and Van Opstal (1973). The subsidence evaluation uses the Eclipse grid and from each cell the contribution to total subsidence is added. The effect of a cell is proportional to compaction coefficient, pressure change and cell volume. The compaction coefficient has been computed from the Young's modulus used in the TNO design study of 18GPa and a Biot coefficient of 1.

### Conclusions

- Subsidence at the platform during primary depletion is modest at 0.076m (7.6cm). The maximum subsidence is 0.101m (10.1cm).
- Rebound at the platform during CO<sub>2</sub> injection is 0.076m (7.6cm) when pressure is restored to virgin pressure.
- For partial rebound due to hysteresis of reservoir stiffness, the uplift would be 0.03m (3cm) at virgin pressure.

# Contents

<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>III</b>
Contents.....	iv
List of Figures .....	v
List of Tables.....	v
Nomenclature .....	vi
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
<b>2 RESERVOIR PROPERTIES AND PRESSURE HISTORY.....</b>	<b>4</b>
<b>3 SUBSIDENCE CALCULATION.....</b>	<b>5</b>
Results .....	5
References .....	9



## List of Figures

Figure 1: Overview of the locations of P15 and P18 fields (After TAQA, 2009).....	1
Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). Red line indicates the position of the cross section shown in Figure 4. (TNO, 2019) .....	1
Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardegsen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer. (TNO, 2019) .....	2
Figure 4: Cross section through the P18-2 field, showing block 2-I with initial water saturation. The location of the cross section is shown in Figure 2. (TNO, 2019) .....	2
Figure 5: P18 Compartments with FIP numbers assigned to them. ....	3
Figure 6: Logs and lithology in well P18-04A2. DSI readings from log displays were used to compute the modulus in overburden and reservoir. ....	4
Figure 7: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2 field (in mm).....	6
Figure 8: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2 and P18-4 fields (in mm).....	6
Figure 9: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields (in mm). ....	7
Figure 10: Subsidence at the platform location vs. depletion and repressurization of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields. In the case of reservoir hysteresis only 40% of the compaction during depletion is recovered as rebound. ....	7
Figure 11: Uplift at the platform location vs. depletion and repressurization of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields. In the case of reservoir stiffness hysteresis only 40% of the compaction during depletion is recovered as rebound. ....	8

## List of Tables

Table 1: Reservoir properties from TNO report (2019), except for stress which was determined from LOT and frac injections. Most properties apply to all three fields, but the pressure and stress changes apply to P18-2. The pressure for the other fields is listed in Table 2. ....	4
Table 2: Reservoir pressures per field. ....	5
Table 3: Total Subsidence and uplift (in mm) of platform as a function of pressure for the scenario that excluded only the water leg for P18-2 and P18-4. For P18-6 the simulated pressure was used. ....	8
Table 4: Subsidence at the platform and maximum subsidence for different scenarios. Three different scenarios were computed: including all grid cells, only active cells and all cells excluding the Volpriehausen cells below the GWC were excluded. For P18-6 all cells were active, but the water leg is large and does not contribute to subsidence since it is very tight. So, for P18-6 one scenario is uniform pressure excluding the water leg, but the most accurate estimate is based on simulated pressure ....	8

## Nomenclature

Units: SI (m= metre, s= second, kPa = $10^3$ Pa, MPa = $10^6$ Pa, GPa = $10^9$ Pa)

Dimensions: m= mass, L= length, t= time

Variable	Description	Units	Dimensions
$A_p$	: Poroelastic coefficient	[-]	(-)
$E$	: Young's modulus	[GPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$p$	: pressure	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$V_{res}$	: reservoir volume	[m <sup>3</sup> ]	(L <sup>3</sup> )
$\alpha_B$	: Biot coefficient	[-]	(-)
$\nu$	: Poisson's ratio	[-]	(-)

# 1 Introduction

TAQA is planning (with PORTHOS partners) to use the depleted P18 fields for CO<sub>2</sub> storage. The location of the fields and the various reservoir compartments are shown below, Figure 1.

The various compartments are indicated in the map of Figure 2. The P18-2 field consists of several compartments, while the P18-4 and P18-6 fields consist of a single compartment. The latter fields are isolated from the P18-2 field.

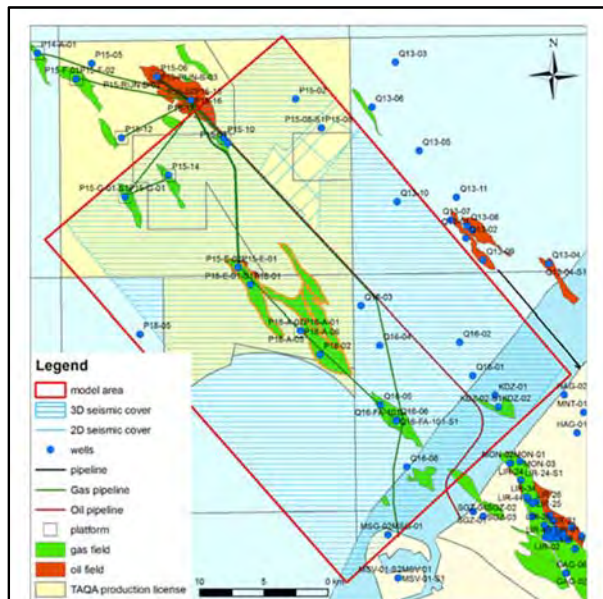


Figure 1: Overview of the locations of P15 and P18 fields (After TAQA, 2009).

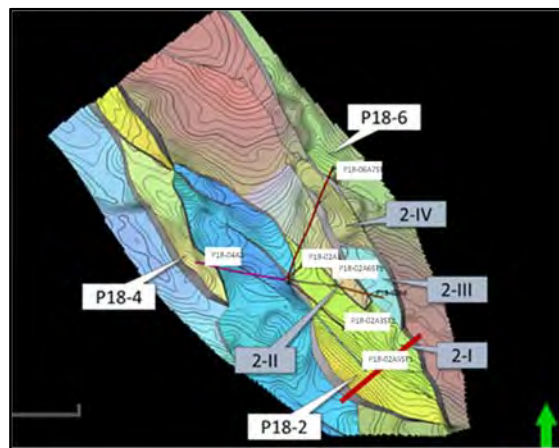
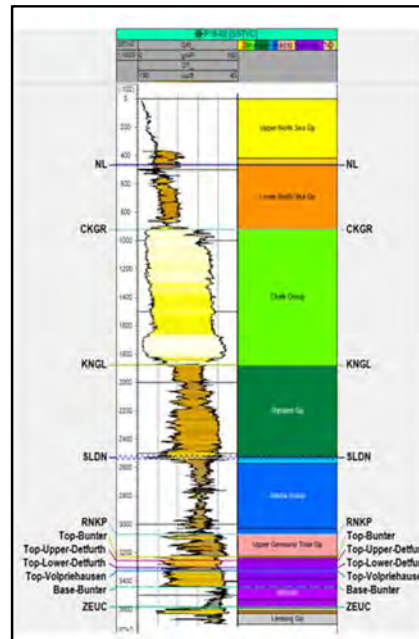


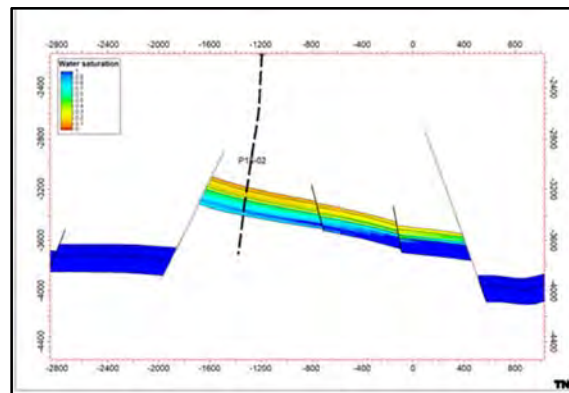
Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). Red line indicates the position of the cross section shown in Figure 4. (TNO, 2019)

The reservoirs belong to the Triassic Buntsandstein and consist of the Hardegsen, Upper and Lower Detfurth and Volpriehausen. The tight Volpriehausen layer gives only a small contribution to the reservoir storage capacity. However, the full reservoir height of some 220m is included in the geomechanical analyses since these layers will all deplete or repressurize over time.

Figure 4 shows a typical cross-section through the P18-2 field with the bounding faults. The different compartments are shown in Figure 5, which will be used to select the compartments of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields for the subsidence evaluation.



**Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardegsen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer. (TNO, 2019)**



**Figure 4: Cross section through the P18-2 field, showing block 2-I with initial water saturation. The location of the cross section is shown in Figure 2. (TNO, 2019)**

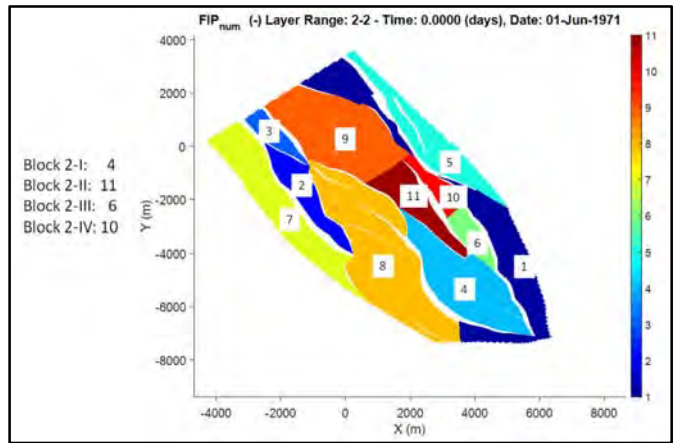


Figure 5: P18 Compartments with FIP numbers assigned to them.

## 2 Reservoir properties and pressure history

The Buntsandstein reservoirs are conventional gas reservoirs with fairly good porosity and permeability. The Young's modulus was determined from a dipole shear sonic log, shown in Figure 6. The average value of the modulus over the reservoir is 37GPa, assuming a ratio of static to dynamic modulus of 75%. We obtain a higher value of the modulus than used in the TNO study, but the lower estimate of 18 GPa will be used, which is equivalent to a conservative estimate of compaction. The reservoir properties are listed in Table 1.

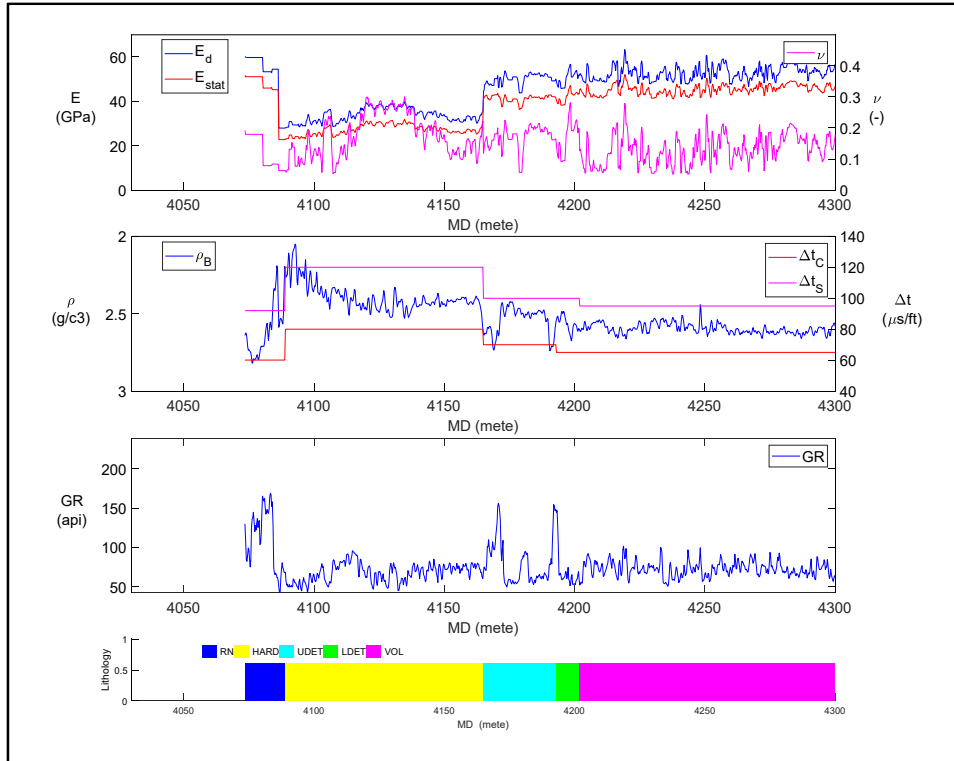


Figure 6: Logs and lithology in well P18-04A2. DSI readings from log displays were used to compute the modulus in overburden and reservoir.

Table 1: Reservoir properties from TNO report (2019), except for stress which was determined from LOT and frac injections. Most properties apply to all three fields, but the pressure and stress changes apply to P18-2. The pressure for the other fields is listed in Table 2.

Modulus			18	GPa	Virgin pressure	375	bar
Poisson ratio			0.25		Depleted pressure	20	bar
Biot Coefficient			1		Pressure drop	-355	bar
Compaction coefficient			0.046	1/GPa	Thermal expansion coefficient	1.00E-05	1/C
Depth			3500	m	Temperature drop	-90	C
Horizontal stress ratio			0.43		Thermal stress coefficient	2.4	bar/C
Stress path coefficient			0.60		Thermal stress drop	-216	bar
Vertical stress gradient			20.30	kPa/m	Poroelectric coefficient	0.67	
Minimum horizontal stress gradient			14.84	kPa/m	Poroelectric stress drop	-237	bar
Reservoir pressure gradient			10.71	kPa/m	Stress gradient drop	-6.8	kPa/m



### 3 Subsidence Calculation

Decreasing pressure causes higher effective stress on the reservoir rock so that the rock compacts. A fairly accurate estimate of the reservoir compaction can be obtained by summing the effect of a small volume of the reservoir over the entire reservoir volume (Geertsma, 1973).

For uniaxial compaction the reservoir height change is given by:

$$\Delta H_{res} = c_m \Delta p_{res} H_{res} \quad (1)$$

The surface deformation due to the pore pressure distribution in the reservoir can be calculated by summing the effect of a small volume of the reservoir over the entire reservoir volume. The small volume can be considered as a source (or nucleus) of strain. The surface subsidence can be written as:

$$u_z = \frac{c_m (1-\nu)}{\pi} \frac{d}{(r^2 + d^2)^{3/2}} \Delta V \Delta p_{res} \quad c_m = \alpha_B \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{(1-\nu)E} \quad (2)$$

Where:  $d$ : depth,  $r$ : distance from nucleus, along the surface,  $c_m$ : compaction coefficient,  $\nu$ : Poisson Ratio,  $\Delta p_{res}$ : reservoir pressure change,  $\Delta V$ : volume of nucleus,  $\alpha_B$ : Biot constant,  $E$ : Young's modulus. For a circular reservoir of height  $h$  the subsidence is given by:

$$u_z = 2c_m (1-\nu) h \Delta p_{res} \int_0^\infty e^{-\eta u} J_0(u) J_1(\rho u) du \quad (3)$$

Where:  $\eta = d/R$  and  $\rho = r/R$ ,  $J_0$ : Bessel function of order zero,  $J_1$ : Bessel function of order one.

Alternatively, Eqn 2 can also be directly used to compute subsidence from a pressure simulation. The pressure in each grid block is then used to compute its contribution to subsidence and the sum over all grid cells yields the total subsidence. This can also be done for each time step so that the subsidence (or uplift) is obtained over the course of reservoir recovery.

The method that Opstal (1973) developed to take into account the relative stiffness of the underburden was used to apply the nucleus of strain approach to subsidence. The semi-analytical method published by van Opstal was derived for a fixed Poisson Ratio of 0.25. The optimization of the coefficients for other values of the Poisson Ratio outlined in the paper by Van Opstal was used to generalize the computation for any value of the Poisson Ratio.

**Table 2: Reservoir pressures per field.**

	P18-2 (bar)	P18-4 (bar)	P18-6 (bar)
Initial pressure	375	340	377
End production / start injection pressure	20	20	45
90 hydrostatic pressure	316	290	321
100 hydrostatic pressure	351	322	357
Initial pressure	375	340	377

### Results

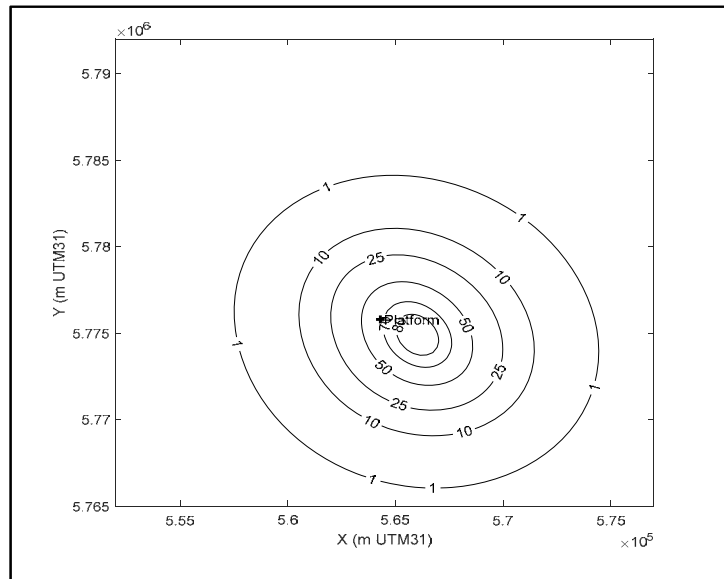
Two Petrel models and an Eclipse model were provided from which the Eclipse grids of the reservoir were extracted:

- P18\_TNO\_2019-07-21 Stripped (2019-05-15).pet
- P18-6\_reservoir(20190911)\_clean4EBN.pet
- runL28\_FC with CASEL6

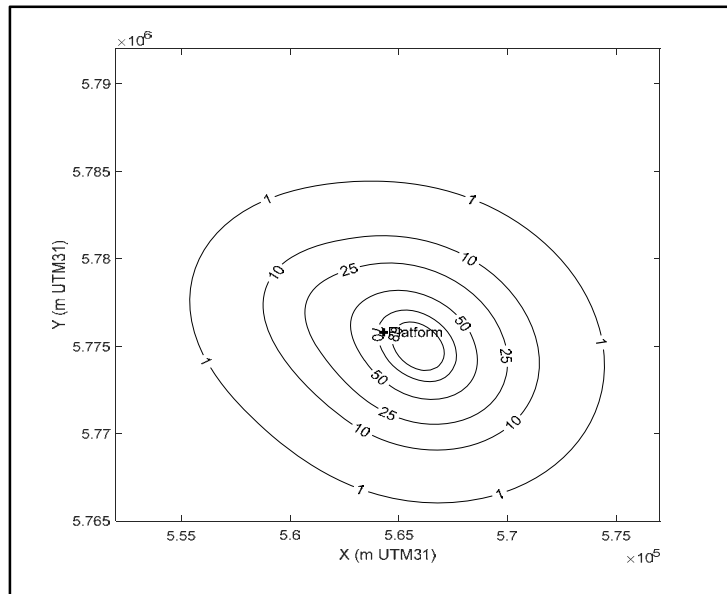
Using the grid coordinates per cell, the cell volume was computed and the subsidence was computed over an area around the reservoirs. The first Petrel model contained only the P18-2 and P18-4 fields and the second Petrel model contained the P18-6 field and the Eclipse model contained the pressures computed for the depleted state. The latter pressure distribution was used to compute the reservoir compaction of P18-6.

For reservoir simulation some cells can be made inactive when they have low permeability or porosity. However, even tight layers will be depleted over time and contribute to compaction. So, the subsidence was computed for all cells in the reservoir grid and for the active cells. For P18-2 and P18-4 fields this gave a different result while P18-6 included all cells so only the results for all cells was computed. For P18-6 all cells were active, but the water leg is large and does not contribute to subsidence since it is very tight. So, for P18-6 one scenario is uniform pressure excluding the water leg, but the most accurate estimate is based on simulated pressures. It was found from reservoir simulation that the water bearing part of the Volpriehausen layer does not follow the gas pressure, so that should be excluded from the subsidence computation. All results are listed in Table 4, but the result that excluded the Volpriehausen water leg is plotted in the figures.

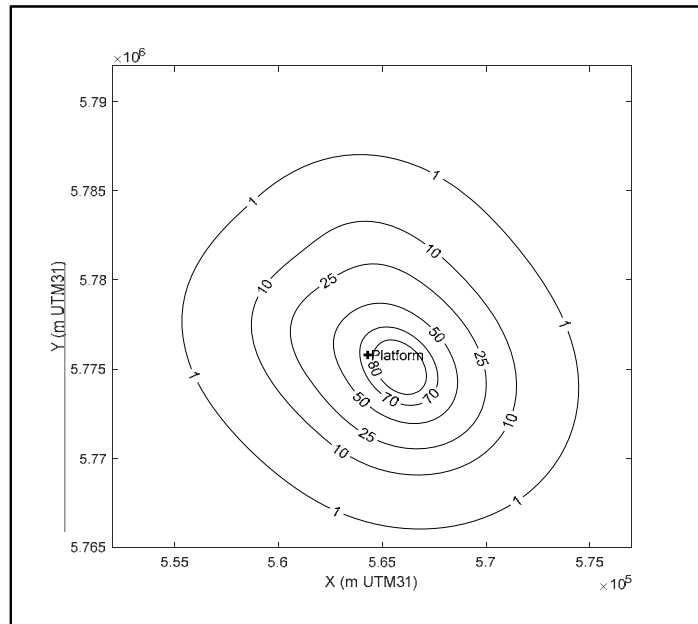
For the P18-2 field the subsidence contours are shown in Figure 7 for the scenario in that only excluded the water leg. Subsidence would be reversed for elastic behavior of the reservoir but it is generally observed that after compaction of rock, the rebound is much less due to inelastic behavior. For instance, in the Bergermeer gas storage only a partial rebound was observed after repressurization compared with initial subsidence.



**Figure 7: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2 field (in mm).**

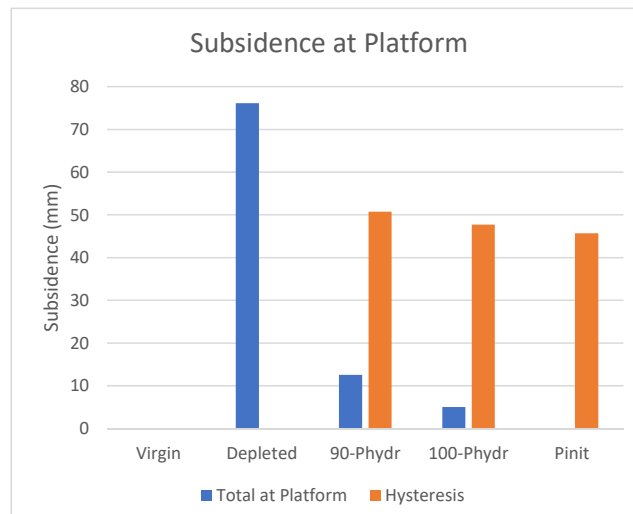


**Figure 8: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2 and P18-4 fields (in mm).**

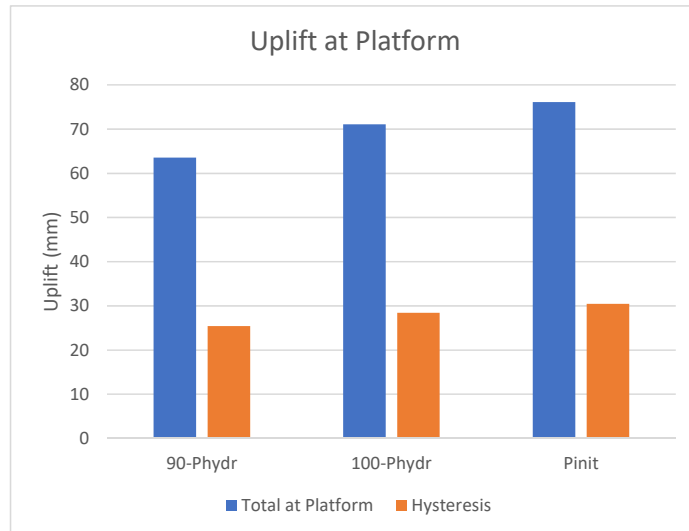


**Figure 9: Maximum subsidence due to depletion of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields (in mm).**

Therefore, the rebound is given for elastic behavior, which would give a maximum uplift of 7.6cm. As a lower bound hysteresis would give an uplift of only 3cm, which corresponds with 2.5 times larger stiffness during rebound.



**Figure 10: Subsidence at the platform location vs. depletion and repressurization of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields. In the case of reservoir hysteresis only 40% of the compaction during depletion is recovered as rebound.**



**Figure 11: Uplift at the platform location vs. depletion and repressurization of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields. In the case of reservoir stiffness hysteresis only 40% of the compaction during depletion is recovered as rebound.**

**Table 3: Total Subsidence and uplift (in mm) of platform as a function of pressure for the scenario that excluded only the water leg for P18-2 and P18-4. For P18-6 the simulated pressure was used.**

	P18-2	P18-4	P18-6	Total at Platform	Hysteresis	Uplift Platform	Hysteresis
Initial pressure bar	375	340	377	0			
End production / start injection pressure bar	20	20	45	76			
90 hydrostatic pressure bar	316	290	321	13	60	64	16
100 hydrostatic pressure bar	351	322	357	5	58	71	18
Initial pressure bar	375	340	377	0	57	76	19

**Table 4: Subsidence at the platform and maximum subsidence for different scenarios. Three different scenarios were computed: including all grid cells, only active cells and all cells excluding the Volpriehausen cells below the GWC were excluded. For P18-6 all cells were active, but the water leg is large and does not contribute to subsidence since it is very tight. So, for P18-6 one scenario is uniform pressure excluding the water leg, but the most accurate estimate is based on simulated pressure**

Scenario		Subsidence at platform (mm)	Maximum subsidence (mm)
P18-2	All cells	71	89
P18-2	Active	65	81
P18-2	NoWL	67	87
P18-4	All cells	10	26
P18-4	Active	9	24
P18-4	NoWL	7	16
P18-6	NoWL	4	11
P18-6	All cells-Psim	2	12
P18-2 & 4	All cells	81	93
P18-2 & 4	Active	74	84
P18-2 & 4	NoWL	74	89
P18-2 & 4 & 6	All Cells-No WL	76	101

## References

- Geertsma, J. and van Opstal, G. (1973). A Numerical Technique for Predicting Subsidence Above Compacting Reservoirs, Based on the Nucleus of Strain Concept. Verh. Kon. Ned. Geol. Mijnbouw. Gen., 28, pp. 63-78.
- TNO, (2019), "CO2 storage feasibility in the P18-2 depleted gas field", August 2019, TNO report 11111, Authors: Neele, F, T. Wildenborg, K. Geel, D. Loeve, L. Peters, S. Kahrobaei, T. Candela, M. Koenen, P.Hopmans, K. van der Valk, B. Orlic, V. Vandeweyer.

# Well Containment Note

## *P18 Wells Porthos Project*

Author: Hans Mann (EBN), Thijs Huijskes (EBN), Steve Armstrong (TAQA)  
Reviewer: Raymond Godderij (EBN), Renee Stoeller (EBN), Hein van Heekeren (TAQA), Reinout Storm (TAQA)  
Approver: Bram Herfkens (EBN)  
Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001

Date	Version	Status
3 June 2020		Micro-annuli quantification report for approval
2 September 2020		Micro-annuli report (incl. aperture model)
8 October 2020	1.0	Well Containment note draft for review
28 October 2020	1.1	Well Containment note for external review
27 November 2020	1.2	Well Containment note endorsed by TNO
05 February 2021	1.3	Note aligned with P18-2 permit application



*Copyright: All intellectual (property) rights with respect to this Well Containment Note and any information related to it and how the data is represented or appears belong to Porthos Development CV. Use of this information is only permitted in unaltered form and with reference to the source and version number.*

# 1 Executive Summary

The Porthos CCS project is planning to use the P18 natural gas fields and wells for CO<sub>2</sub> storage. Potential leakage of CO<sub>2</sub> along existing wells is generally considered a major risk associated with CO<sub>2</sub> storage.

In this document the integrity of the wells in the P18 fields is reviewed with focus on containment across the caprock. Well integrity is reviewed for the current status of the wells and the status during and after the CO<sub>2</sub> injection period including the effects of injecting cold CO<sub>2</sub>. This document builds on available studies, like the P18-2 and P18-6 TNO CO<sub>2</sub> storage feasibility studies (ref 1 and ref 5) and on further work including a review of the cementations of the wells and the modelling of micro-annular flow.

In the current status all wells in the P18 fields have sufficient integrity to provide containment of CO<sub>2</sub> across the caprock. When cold CO<sub>2</sub> is injected in the wells, it is likely that de-bonding of cement interfaces occurs, creating micro-annuli and the risk that a small amount of CO<sub>2</sub> leaves the storage complex. Possible leak paths have been identified and the barriers against potential leakage have been reviewed like the presence of naturally sealing formations. If a leak path exists CO<sub>2</sub> flow can only occur when the downhole injection pressure is above hydrostatic pressure, which could occur in the last few years (months) of the injection period. Calculations of possible release from the storage complex via micro-annuli have been made for the assumption that a fully continuous leak path exists and were based on a number of conservative assumptions. They indicate that the potential total migrated CO<sub>2</sub> mass is around 59 ton in the high case, for the total injection period including a 2 year post shut-in period. This is in the order of 0.0001% of the total injected CO<sub>2</sub> mass, which is considered insignificant.

Flow might be prevented due to a number of reasons (barriers). The micro-annuli would have to form a continuous leak path across the caprock interval of more than 490 m height, from the gas reservoir to the overburden. Over that distance there is sufficient fluid residence time that the micro-annuli are likely to get sealed by calcite precipitation during the CO<sub>2</sub> flow. Furthermore, if leakage of a small volume of CO<sub>2</sub> out of the storage complex would occur, it is likely to be dissolved in the water bearing sand formations in the overburden below the naturally sealing Vlieland Claystone. These water bearing sand formations have sufficient volume to dissolve the total amount of potentially leaked CO<sub>2</sub>. The risk that CO<sub>2</sub> leaks further through the overburden to the ocean-atmosphere is considered insignificant.

A monitoring plan will be put in place to monitor the well integrity before, during and after CO<sub>2</sub> injection. The estimated potential CO<sub>2</sub> flow velocity through the micro-annuli (even in an extreme and highly unlikely scenario) is likely below the detection level of the in-well monitoring system during the injection phase. In the unforeseen case that significant CO<sub>2</sub> flow takes place, the in-well monitoring system is likely to detect and would trigger remedial actions.

The conclusion is that the P18 wells can be used for CO<sub>2</sub> injection after a change in upper completion, during which casing wall thickness and cement bond will be reconfirmed. The well integrity will be monitored and the risk of CO<sub>2</sub> leakage out of the storage complex is very low. If CO<sub>2</sub> leakage would take place the volumes would be insignificant and below the detection threshold. This insignificant volume will most likely be absorbed in water bearing sand formations in the overburden and not have a negative impact on both the overburden and the ocean-atmosphere.

# Table of Contents

1	Executive Summary .....	3
2	Introduction .....	9
2.1	Definitions and Abbreviations.....	9
2.2	Schematic of Storage Complex.....	11
2.3	Letter of support TNO-Applied Geosciences Group .....	12
3	P18 Wells Inventory .....	13
4	Well Integrity Status .....	16
4.1	Well Integrity Assessment Across Caprock .....	16
4.2	Conductor and Casing Integrity.....	17
4.3	Annulus pressures.....	18
4.4	Review of Well Integrity Across Caprock per Well.....	18
4.4.1	Well P18-2.....	18
4.4.2	Well P18-02-A1 .....	20
4.4.3	Well P18-02-A3 .....	22
4.4.4	Well P18-02-A5 .....	24
4.4.5	Well P18-02-A6 Motherbore.....	26
4.4.6	Well P18-02-A6 Sidetrack .....	28
4.4.7	Well P18-04-A2 .....	30
4.4.8	Well P18-06-A7 .....	32
5	Well Containment Risks.....	34
5.1	Starting points .....	34
5.2	Micro Annuli and possible leak paths.....	34
5.3	Risk Assessment (Bow Ties).....	37
6	Sealing Shales .....	41
7	Flow through Micro-Annuli .....	43
7.1	Temperature Profile in the Wells.....	43
7.2	Micro-Annulus aperture .....	46
7.3	Pressure evaluation.....	49
7.3.1	Micro-annular pressure systems .....	49
7.3.2	Forces acting for fluid flow in micro-annuli .....	51
7.4	Micro-annular flow calculations .....	52
7.4.1	Micro-annular flow equation .....	52
7.4.2	Results Base and High Case .....	54
7.4.3	Results Test Case .....	55
7.5	Conclusions.....	55
8	Chemical Interaction .....	57

9	Well Decommissioning Plan .....	60
10	Well Containment Monitoring.....	63
11	Discussion of Well Containment Risks: Bow-Tie Barriers .....	66
12	Conclusions.....	69
13	References.....	72
14	Appendix A: Bow Ties.....	73
15	Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.....	76
15.1	Temperature Profile in the wells.....	76
15.1.1	Temperature Profile in Well during Injection .....	80
15.1.2	Temperature Profile in Well after Injection is Shut-in.....	83
15.2	Modelling of Micro-Annulus aperture .....	83
15.3	Micro-Annulus Aperture throughout the project .....	87
15.3.1	Micro-annulus development for 9.5/8" casing across caprock.....	88
15.3.2	Micro-annulus development for 7" liner across caprock .....	92
15.3.3	Micro-annulus development for 7" liner at reservoir injection point / base caprock .....	95
15.3.4	Results of Micro-Annuli Aperture Modelling .....	98
15.4	Pressure evaluation.....	99
15.4.1	Introduction on pressure conditions .....	99
15.4.2	Forces acting for fluid flow in micro-annuli .....	99
15.4.3	Buoyancy.....	99
15.4.4	Capillary pressure .....	100
15.4.5	Micro-annular pressure systems .....	101
15.4.6	Concluding pressure equations for micro-annular flow.....	103
15.5	Flow through micro-annuli.....	104
15.5.1	Micro-annular flow equation derived from Darcy's law.....	104
15.5.2	Micro-annular flow linear flow calculation.....	105
15.5.3	Micro-annular apertures and permeability.....	106
15.5.4	Micro-annular flow estimations approach.....	107
15.5.5	Flow Rates for individual wells for base case .....	109
15.5.6	Flow rates for individual wells for high case.....	112
15.5.7	Flow Rates for test case.....	113
15.6	Summary and Conclusions on Micro-Annuli .....	114
16	Appendix C: Cement Integrity Overview (well by well) .....	118

# Table of Figures

Figure 1: Schematic of storage complex and terms.....	11
Figure 2: Overview of well locations in P18-fields.....	14
Figure 3 : Well Diagram P18-2A1 .....	16
Figure 4: Current Well Status Diagram P18-2A1 .....	21
Figure 5: Current Well Status Diagram P18-2A3 .....	23
Figure 6: Current Well Status Diagram P18-2A5 .....	25
Figure 7: Current Well Status Diagram P18-2A6 Motherbore .....	27
Figure 8: Current Well Status Diagram P18-2A6 Sidetrack .....	29
Figure 9: Current Well Status Diagram P18-4A2 .....	31
Figure 10: Current Well Status Diagram P18-6A7 .....	33
Figure 11: Well schematic with possible CO <sub>2</sub> migration paths.....	35
Figure 12: Preventive barriers for CO <sub>2</sub> leak through micro-annuli for injection well during injection .....	38
Figure 13: Corrective barriers for CO <sub>2</sub> leak through micro-annuli for injection well during injection.....	38
Figure 14: Preventative barriers for CO <sub>2</sub> leak through micro-annuli for decommissioned well .....	39
Figure 15: Corrective barriers for CO <sub>2</sub> leak through micro-annuli for decommissioned well .....	39
Figure 16: Schematic stratigraphic column in The Netherlands with potential self-sealing formations.....	41
Figure 17: Downhole injection temperature (steady state) .....	44
Figure 18: Sketch of injection well with .....	44
Figure 19: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection / 9.5/8" casing (point 2). Temperature changes in the near well region during CO <sub>2</sub> injection .....	45
Figure 20: Temperature build-up for well (with 5.1/2" tubing) in the well region after shut-in following 10 years CO <sub>2</sub> injection. ....	45
Figure 21: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO <sub>2</sub> at 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) mid-caprock point. ....	46
Figure 22: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing).....	47
Figure 23: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure.....	49
Figure 24: Fluid column in the existence of a micro-annulus.....	50
Figure 25: Sketch of pressures and forces at the micro-annulus-reservoir interface .....	51
Figure 26: Explanation of path lengths over the caprock used for the calculations.....	52
Figure 27: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths) ...	53
Figure 28: Illustration of the critical threshold between fluid residence time and initial fracture aperture. (ref 8).	57
Figure 29: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing).....	58
Figure 30: Decommissioning design well P18-2A1.....	61
Figure 31: Decommissioning design suspended well P18-2 .....	62
Figure 32: Temperature profiles as a function of the along hole depth for the cases of steady-state CO <sub>2</sub> injection (source : ref.1 figure 9-10).....	77
Figure 33: Downhole injection temperature (steady state) .....	78
Figure 34: Sketch of injection well with two locations for micro-annulus modelling.....	79

Figure 35: Temperature profile 'no tubing' injection (point 1). Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection..... 80

Figure 36: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection / 9.5/8" casing (point 2). Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection ..... 81

Figure 37: Temperature distribution after 3 yrs of steady-state CO<sub>2</sub> injection ..... 82

Figure 38: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection (point 2). Temperature changes in the far well region during CO<sub>2</sub> injection ..... 82

Figure 39: Temperature build-up for well (with 5.1/2" tubing) in the well region after shut-in following 10 years CO<sub>2</sub> injection. .... 83

Figure 40: Simplified model of micro-annulus formation..... 84

Figure 41: Temperatures and Apertures for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) at mid-caprock injecting 15° C CO<sub>2</sub> ..... 86

Figure 42: Temperature profile for 5.1/2" tubing / 9.5/8" casing injection. Temperature changes in the near well region during 15°C CO<sub>2</sub> injection ..... 88

Figure 43: Temperatures and Apertures for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) at mid-caprock 15°C CO<sub>2</sub> ..... 89

Figure 44: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing)..... 90

Figure 45: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO<sub>2</sub> at 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) mid-caprock point. .... 91

Figure 46: Temperature profile for 4.1/2" tubing injection. Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection. .... 92

Figure 47: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO<sub>2</sub> at 7" liner (with 4.1/2" tubing) mid-caprock point. .... 93

Figure 48: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 7" liner (with 4.1/2" tubing)..... 94

Figure 49: Temperature profile for 7" liner 'no tubing' injection. Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection..... 95

Figure 50: Temperature build-up for well (no tubing) in the well region after shut-in. .... 96

Figure 51: Temperatures and Apertures for 7" liner in reservoir (no tubing) ..... 97

Figure 52: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes at reservoir injection point (base caprock) for 7" liner (no tubing)..... 97

Figure 53: Sketch of pressures and forces at the micro-annulus-reservoir interface ..... 99

Figure 54: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure..... 102

Figure 55: Fluid column in the existence of a micro-annulus..... 103

Figure 56: Explanation of path lengths over the caprock used for the calculations..... 105

Figure 57: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths) . 108

Figure 58: Cumulative CO<sub>2</sub> lost vs time for example flow path lengths ..... 109

Figure 59: Daily mass flow rates for the test case ..... 113

Figure 60: Downhole injection temperature (steady state) ..... 114

Figure 61: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure..... 115

Figure 62: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths) . 116



# Table of Tables

Table 1: Wells in the P18 gas field.....	13
Table 2: Well Inventory Data: incl. caprock and cementation data.....	15
Table 3: Overview of location of potentially sealing shales in the wells.....	42
Table 4: Overview of updated steady-state cases (FAS output July 2020).....	43
Table 5: Apertures for micro-annuli in mid-caprock well position (unit micron).....	48
Table 6: Calculated migrated CO <sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case.....	54
Table 7 : Cumulative migrated mass for the test case (one well).....	55
Table 8: Apertures for micro-annuli in Mid-caprock well position (unit micron) : base case.....	58
Table 9: Monitoring Plan for Well Integrity and Well Containment.....	63
Table 10: Calculated migrated CO <sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case.....	69
Table 11: Overview of updated steady-state cases (FAS output July 2020).....	76
Table 12: Micro-annulus aperture calculations (5.1/2" tubing, 9.5/8" casing) (injection 15 °C CO <sub>2</sub> ).....	86
Table 13: Micro-annulus aperture calculations (5.1/2" tubing) (injection 15 °C CO <sub>2</sub> ).....	88
Table 14: Micro-annulus aperture calculations (4.1/2" tubing) (injecting 52 °C CO <sub>2</sub> ).....	92
Table 15: Micro-annulus aperture calculations (7" liner no tubing).....	96
Table 16: Apertures for micro-annuli in mid-caprock well position (unit micron).....	98
Table 17: Used (maximum and constant) base case apertures and permeabilities for both fluids and two well diameters.....	106
Table 18: Pressures considered for the different wells in P18-2 and P18-4.....	110
Table 19: Cement lengths at caprock per well and other specifics.....	110
Table 20: Calculated migrated CO <sub>2</sub> mass (kg) for base case.....	111
Table 21: Chosen (constant) high case apertures for both fluids and two well diameters.....	112
Table 22: Calculated migrated CO <sub>2</sub> mass (kg) for high case micro-annulus apertures.....	112
Table 23: Cumulative migrated mass for the considered test case (one well).....	113
Table 24: Apertures for micro-annuli in Mid-caprock well position (unit micron) : base case.....	114
Table 25: Calculated migrated CO <sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case.....	116
Table 26: Cumulative migrated mass for one test well.....	117

## 2 Introduction

The P18 gas fields are planned to be used for the Porthos CCS project. Potential leakage of CO<sub>2</sub> along the wells is generally considered a major risk associated with CO<sub>2</sub> storage. In this document the integrity of the wells in the P18 fields is reviewed with focus on containment across the caprock. This document builds on available studies, like the P18-2 and P18-6 TNO CO<sub>2</sub> storage feasibility studies (ref 1 and ref 5) and on further work including a review of the cementations of the wells and the modelling of micro-annular flow. An overview of the wells is presented in chapter 2, followed by a well integrity review in chapter 3. This includes a summary of a well by well review of the integrity status of the wells and specifically the integrity across the caprock and thus the capability of the wells to contain CO<sub>2</sub> in the storage complex. The full integrity review of the current well status for each well, including cementation details, is provided in Appendix C: Cement Integrity Overview.

The well containment risks (possible leak paths and barriers) are introduced in chapter 5. The barriers are further discussed in details: Sealing Shales (chapter 6), Flow through Micro-Annuli (chapter 7) and Chemical Interaction (chapter 8). Chapter 7 is a summary of a detailed assessment of micro-annuli aperture development, pressure requirements for CO<sub>2</sub> flow through micro-annuli and potential flow rates. The detailed assessment is described in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.

The Well Decommissioning Plan is discussed in chapter 9. Chapter 10 gives an overview of well containment monitoring throughout the project.

This report has been reviewed by the Applied Geosciences group at TNO. They agree with the methods used and support the analysis and conclusions described in the report (see section 2.3). The review was carried out on version 1.2 of the document. In this version 1.3 text and bow-ties has been edited to ensure they are in line with the P18-2 permit application of February 2021. The methods, analysis and conclusions are the same.

### 2.1 Definitions and Abbreviations

The following definitions are used throughout this document.

Storage complex	The storage reservoir, the wellbores penetrating the reservoir, the surrounding and bounding formations and faults which make up the storage field. The bounding formations includes the caprock
Caprock	The surrounding formations overlaying the storage reservoir which consists of a sequence of claystone and evaporitic rocks up to and including the Werkendam Formation
Migration of CO <sub>2</sub>	Release of CO <sub>2</sub> out of the storage reservoir but remaining inside the storage complex
Leakage of CO <sub>2</sub>	Release of CO <sub>2</sub> outside the storage complex
Micro-annulus	Micro-separation between casing and cement and/or cement and formation

Abbreviation	Explanation
CBL	Cement Bond Log
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
DAS	Distributed Acoustic Sensing: System that uses optical fiber cable as sensing element to measure acoustic signals
DTS	Distributed Temperature Sensing : system that uses optical fiber as sensing element to measure temperature
EMIT	Electromagnetic Multifinger Imaging Tool (tool to verify the tubing integrity)
EMW	Equivalent Mud Weight
ESDV	Emergency Shutdown Valve
FFP	Fullbore Formation Plug
FIT	Formation Integrity Test
FTHP	Flowing Tubing Head Pressure
FWL	Free Water Level
MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MD (AHRT)	Measured Depth : length measured along the well. For depth references it is the length measured along hole (AH) with reference to Rotary Table (RT). Sometimes this is also referred to as Rotary Kelly Bushing (RKB)
NOGEPA	Dutch Oil and Gas Exploration and Production Association
PMIT	Platform Multifinger Imaging Tool (tool to verify the tubing integrity with finger callipers)
RFT	Repeat Formation Test
RST	Reservoir Saturation Tool (tool to measure presence of gas in reservoir)
ROV	Remote Operated Vehicle
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SG	Specific Gravity (reference 1.0 for water)
SRA	Seismic Risk Assessment
SSSV	Sub Surface Safety Valve
TD	Total Depth
TOC	Top of Cement
TVDMML	True Vertical Depth below Mud Line
TVDS	True Vertical Depth Sub Sea level (below Mean Sea Level)
USIT	UltraSonic Imaging Tool (tool to measure casing integrity and cement bond)
WIMS	Well Integrity Management System

## 2.2 Schematic of Storage Complex

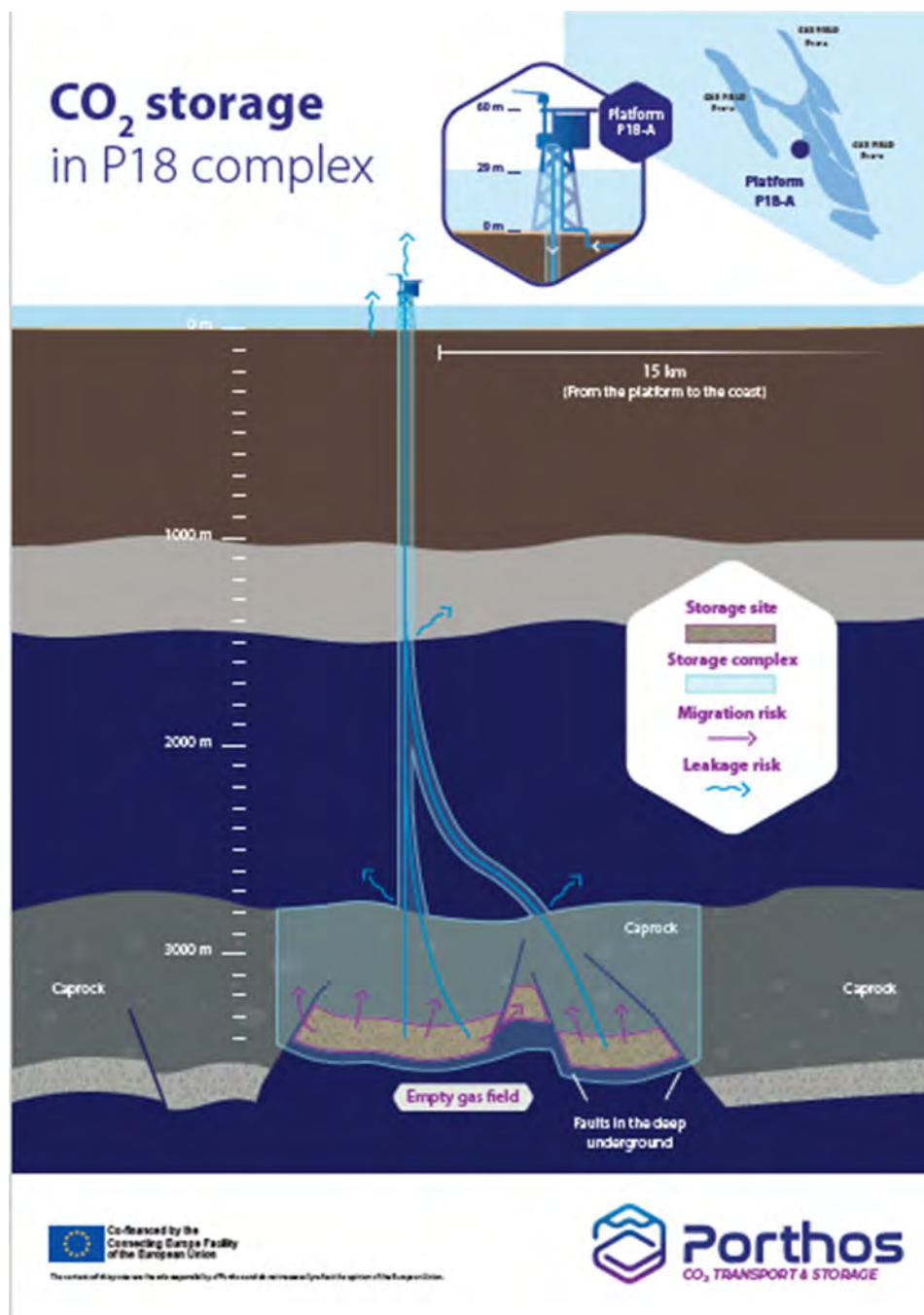


Figure 1: Schematic of storage complex and terms

## 2.3 Letter of support TNO-Applied Geosciences Group



Return address: P.O. Box 80015, 3508 TA Utrecht, The Netherlands

Porthos Development C.V.  
Attn. Bram Herfkens  
Daalsesingel 3  
3511SV UTRECHT



**Subject**  
Review of Porthos report 'Well Containment',  
STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001, version 1.2

Dear Mr Herfkens,

We have received the Porthos report "Well containment", by Hans Mann, Thijs Huijskes and Steve Armstrong, document number STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001, version 1.2, on the integrity of the wells intended to be used for injection of CO<sub>2</sub> in the P18 gas fields

The CO<sub>2</sub> storage team within the Applied Geosciences group at TNO has reviewed the Porthos report in detail and has considered the methods and data used. Comments from TNO on a previous version of the report have been taken onboard in version 1.2.

We agree with the methods used and we support the analyses and conclusions described in the report.

Kind regards,



Filip Neele  
Lead CO<sub>2</sub> transport and storage  
Applied Geosciences

Princetonlaan 6  
3584 CB Utrecht  
P.O. Box 80015  
3508 TA Utrecht  
The Netherlands

www.tno.nl  
T +31 88 866 42 56

**Date**  
3 December 2020

**Our reference**  
100336572

**Contact**  
Filip Neele

**Project number**  
060.39694

The General Terms and Conditions for commissions to TNO, as filed with the Registry of the District Court in the Hague and with the Chamber of Commerce and Industry in The Hague, shall apply to all commissions to TNO. Our General Terms and Conditions are also available on our website www.tno.nl. A copy will be sent upon request.

### 3 P18 Wells Inventory

Table 1 lists the wells in the P18 gas fields that drilled into the caprock. Initially, well P18-2 was drilled as an exploration well. This well is not connected to the P18-A platform, and is a subsea well that is suspended at the mudline and does not produce.

All other wells were drilled from platform P18-A. During the drilling of these wells, some wells experienced technical problems requiring hole section to be abandoned and drilling to be continued in a sidetrack (.e. P18-A-03 and P18-A-05). These abandoned hole sections did not drill through the caprock and are not further taken into account (except P18-2A6S1).

For well P18-2A6, the original borehole (motherbore) is in compartment III and the sidetrack, P18-2A6S1, is in compartment II. Gas production occurs simultaneously through both wells. For the other wells, each has one producing borehole. Thus, in reservoir P18-2 there are a total of six boreholes (see Table 4).

Table 1: Wells in the P18 gas field

Field	Well	NLOG name	Year drilled	Status	Plan	Depth (MD m)	Remark
P18-2 Compartment I	P18-2	P18-02	1989	Suspended (subsea well)	Decommissioned	3,766	Discovery well. Never produced.
	P18-2A1	P18-A-01	1990	Producing gas	Injection well	3,839	Old name P18-3
	P18-2A3	P18-A-03S2	1993	Producing gas	Injection well	4,302	
	P18-2A5	P18-A-05S1	1996	Producing gas	Injection well	5,229	
P18-2 Compartment II	P18-2A6S1	P18-A-06S1	2003	Producing gas	Decommissioned	3,947	Sidetrack of P18-2A6
P18-2 Compartment III	P18-2A6	P18-A-06	1997	Producing gas	Injection well	4,805	Producing with sidetrack
P18-4	P18-4A2	P18-A-02	1991	Producing gas	Injection well	4,352	
P18-6	P18-6A7	P18-A-07	2003	Producing gas	Injection well	5,065	

Of the 7 wells:

- 1 well and 1 sidetrack will be decommissioned: P18-2 (subsea well currently mudline suspended) and P18-2A6S1.
- 6 wells will be available for injection: P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5, P18-2A6 (motherbore), P18-4A2 and P18-6A7
- 1 well will be decommissioned: P18-2 (subsea well currently mudline suspended)

The gas production wells have been drilled from the P18-A platform that is a Normally Unmanned Installation (NUI).



The status of the wells has been investigated by TNO as part of the feasibility studies for the Porthos project (chapter 9 of ref 1. and ref 5.). In this chapter the well integrity for the current status is revisited based on the TNO reports in combination with further detailed reviews of the well cementations.

The wells will be recompleted for CO<sub>2</sub> injection. That will also include measures to ensure that primary and secondary well barrier envelopes for the CO<sub>2</sub> injection wells are provided.

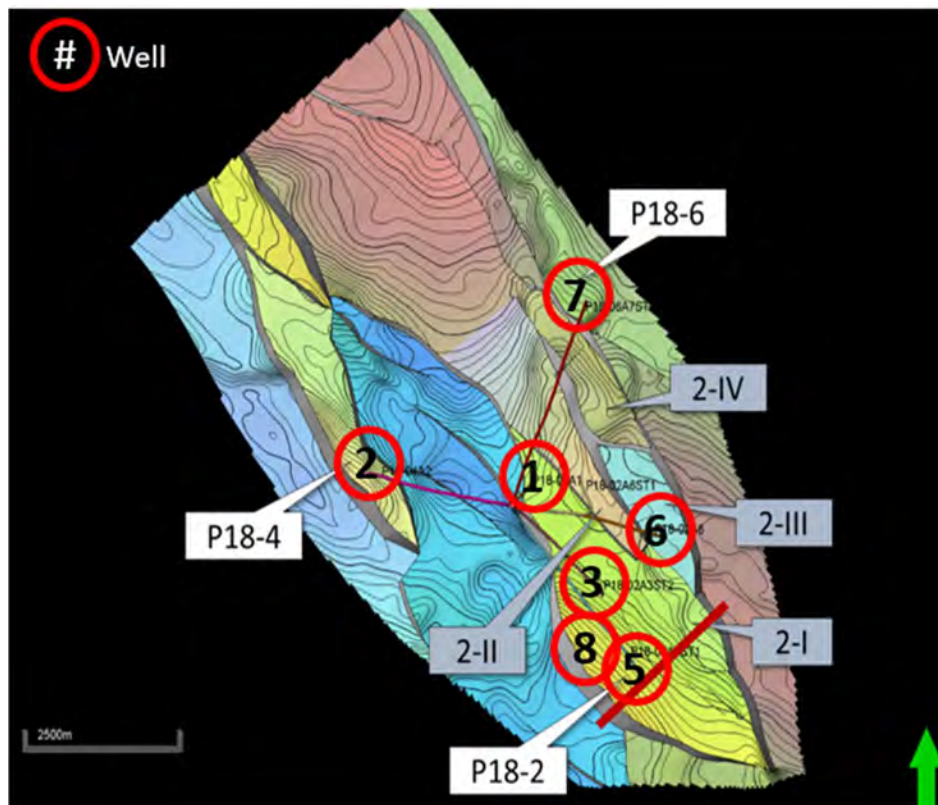


Figure 2: Overview of well locations in P18-fields

No.	Well
8	P18-2 (subsea)
1	P18-2A1
3	P18-2A3
5	P18-2A5
6	P18-2A6
2	P18-4A2
7	P18-6A7

Table 2 provides an overview of caprock and cementation data for the planned CO<sub>2</sub> injection wells.

Table 2: Well Inventory Data: incl. caprock and cementation data

	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6	P18-4A2	P18-6A7
Top caprock m MD	2759	3304	3717	3454	3592	3798
m TVD SS	2696	2677	2612	2728	2763	2690
Formation top caprock	Werkendam	Werkendam	Werkendam	Werkendam	Werkendam	Werkendam
Base caprock m MD	3575	4070	4800	4478	4083	4971
m TVD SS	3453	3336	3257	3475	3151	3546
Formation base caprock	Solling Claystone	Solling Claystone	Solling Claystone	Solling Claystone	Solling Claystone	Solling Claystone
Casing across caprock (size / length MD)	9.5/8" (762 m) 7" (54 m)	7" (607 m) 5" (159 m)	9.5/8" (38m) 7" (812 m) 5" (232 m)	9.5/8" (924 m) 7" (100 m)	9.5/8" (460 m) 7" (32 m)	7" (68 m) 5" (1074 m)
Casing shoe depth m MD	3521	3911	7": 4567 5": 5229	9.5/8": 4378 7": 4805	4052	4940
Cementation across the caprock (m MD)	762 m good cement (no CBL)	607 m good cement (no CBL)	7": 797 m good cement (CBL) 5": 233 m good cement (CBL)	9.5/8" : 924 m good cement. (no CBL) 7": 100 m poor cement (CBL)	9.5/8": 460 m good cement (no CBL)	5" : 892 m good cement (no CBL)
FIT at casing shoe above reservoir (caprock) *	9.5/8" 1.8 SG EMW	7" 1.36 SG EMW	7" 1.81 SG EMW	9.5/8" 1.8 SG EMW	9.5/8" 1.8 SG EMW	5" 1.44 SG EMW
Liner across reservoir	7"	5"	5"	7"	7"	3.1/2" Uncemented
Depth top perms m MD	3575	4070	4796	4488	4083	4953
m TVD SS	3453	3336	3255	3482	3170	3529

\* : all FIT tests are limit tests with exception of P18-2A6 which is a leak-off test.

Across the caprock the wells are cemented over a distance ranging from 460 m to 924 m MD. This is reviewed in detail in section 4.4: Review of Well Integrity Across Caprock per Well.

## 4 Well Integrity Status

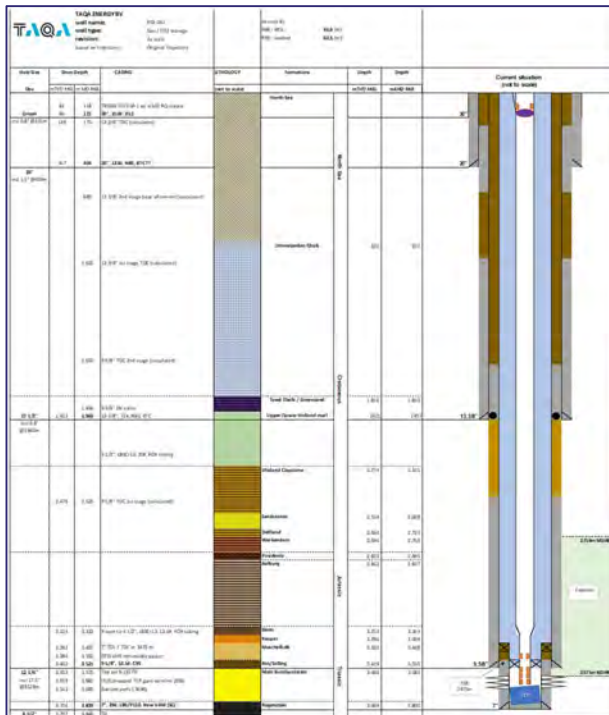


Figure 3 : Well Diagram P18-2A1

The 6 wells planned for CO<sub>2</sub> injection, are completed with a casing or liner set at the base of the caprock, followed by a liner across the reservoir. The casing schemes vary, i.e. at base caprock a 9.5/8" casing, 7" liner or 5" liner. Most wells are completed with 5.1/2" x 4.1/2" tapered tubing<sup>1</sup>.

The integrity of the wells has been reviewed and it is concluded that they are suitable for CO<sub>2</sub> injection after a workover to change out the upper completion. During the workover the wall thickness of the production casing/liners and their cement bond will be evaluated.

The following aspects of well integrity have been reviewed:

- Cement integrity across the caprock
- Casing integrity to provide a basis for primary and secondary well barrier envelopes during CO<sub>2</sub> injection operations
- Annulus pressure abnormalities

### 4.1 Well Integrity Assessment Across Caprock

On top of the reservoir there is the typically 450 – 650 m (TVD) thick caprock consisting of the Altona Group and the Upper Germanic Trias. The caprock consists of a varied sequence of primarily claystones and occasional dolomites and anhydrite beds. These two groups contain the following formations (from top to bottom with typical thickness):

- Altona Groep, (AT)
  - Werkendam 200 m
  - Aalburg 300 m
- Upper Germanic Trias (RN)
  - Sleen 40 m

<sup>1</sup> : Well P18-2A5 has a section of 7" tubing and P18-6A7 has only 4.1/2" tubing.

Keuper	40 m
Muschelkalk	70 m
Rot / Solling	25 m

Well integrity across the caprock is provided by means of cementation of the production casing / liner. For most wells there is no CBL available to evaluate the quality of the cement barrier. The reports of the cementations have been reviewed and boundary conditions for a successful cementing job verified. These are:

- Good job parameters with absence of cementing problems
- Presence of casing centralisers
- Application of hole scratchers and rotating/reciprocating action during cementation
- Successful casing pressure test
- Successful FIT test at casing / liner shoe
- Hard cement drilled at shoe and/or top of liner

Industry experience shows that if most of these conditions are met along such long intervals that there will be sufficient (shorter) sections of good cement bond. In addition, a Cement Bond Log (CBL) is available for some wells to evaluate the quality of the cement (see section 4.4).

The NOGEP Standard 45<sup>2</sup> prescribes for well decommissioning the minimum cement length. This length is 50 m cement when a mechanical barrier is in place, otherwise it is 100 m. The bottom of a well section (with a casing or liner shoe) is considered a mechanical barrier and 50 m is therefore the minimum for casing cementations for decommissioning. A minimum has not been defined for the operational phase of production and injection wells. For the Porthos CO<sub>2</sub> injection wells we will aspire a minimum 50 m cement bond across the caprock.

The wells are cemented across the caprock, which covers a distance of 460 m to 924 m (MD). The cementations were assessed for each well in section 4.4 below. Based on the review of the cementations, it is expected that there is sufficient cement bond in all wells to provide an adequate cement barrier across the caprock in the wells and prevent leakage of CO<sub>2</sub>.

During the workovers, to make the wells suitable for CO<sub>2</sub> injection, cement bond logs will be taken for measurement of cement bonding and to demonstrate that there is adequate isolation across the caprock.

## 4.2 Conductor and Casing Integrity

The wells are completed with 13Cr tubing and carbon steel casing and liners<sup>3</sup>. They have produced gas for a period of about 30 years without any tubing / annulus communication. The production liners below the production packer have been exposed to the produced fluids. These fluids did not have any free water and corrosion / wall thickness loss is not expected. This will be confirmed through wall thickness measurements during the workovers in combination with the logs to measure the cement bond.

---

<sup>2</sup> Ref. NOGEP standard 45: Well Decommissioning / Het buiten gebruikstellen van putten.

<sup>3</sup> Exception is well P18-6A7 that has L80Cr13 material for the 5" and 3 1/2" liners.

The outside of the conductors will be inspected for corrosion in Q2 or Q3 2021. This inspection will be at and above the splash zone. Underwater inspection was carried out in August 2020 with conductor wall thickness measurements on 2 wells (P18-4A2 and P18-2A6) indicating no loss in wall thickness.

The casings are thus expected to have the integrity required to be part of the primary and secondary well barrier envelopes. This will be addressed in detail as part of the injector well design. Structural well integrity will also be verified as part of the injector well design.

### 4.3 Annulus pressures

The annulus pressures of the wells have been monitored regularly during the production lifetime. There are no pressure anomalies observed for the A, B and C annuli of the wells, with exception of the A-annulus of well P18-2A5. This well has a very slow pressure build-up to 42 bar which can easily be kept well below the MAASP of 114 bar. When recompleting the well, it is planned to rectify this by installing a tie-back packer above the existing liner hanger. This is further described in the section 4.4.4 below on the individual wells.

## 4.4 Review of Well Integrity Across Caprock per Well

### 4.4.1 Well P18-2

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation*	Assessment +
Caprock	681 m	9.5/8": 488 m 7": 193 m	9.5/8" : CBL good cement bottom 213 m 7": CBL good cement over bottom 152m	9.5/8" : good cement 7": good cement	Good cement isolation over 365 m interval.

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

681 m (MD) of caprock (2602 – 3283 m) is cemented behind the 7" liner (193 m) and 9 5/8" casing (488 m).

The 7" liner is cemented across the bottom 193 m of the caprock. There were no reports of serious issues throughout the cement job. Although there is no confirmation whether the liner was rotated during cementation, the liner was well centralized and the inclination is less than 10°, which gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the liner. The CBL indicates that there is medium to good cement bonding across the lower 152 m, and poor bonding across the upper 41 m of the 7" liner.

The top 488 m of caprock is behind the lower part of the 9 5/8" casing. There were minor losses throughout the cement job. A large volume of cement was pumped and the caprock is in the bottom section and around the 9 5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 488 m caprock has been well cemented behind the 9 5/8" casing. The CBL indicates that there is good cement bonding over the lower 213 m of caprock behind the 9 5/8" casing, and the cement across the upper 275 m of caprock is of poor to medium quality.



The TNO report (ref 1) refers to a failed placement of the first stage 9 5/8" cement job, however it has been confirmed that this comment applies to the first stage 13-3/8" cement job. Therefore the remark is not relevant to the 9 5/8" cement job.

The decommissioning plan for the standalone P18-2 well is discussed in section 9: Well Decommissioning Plan.

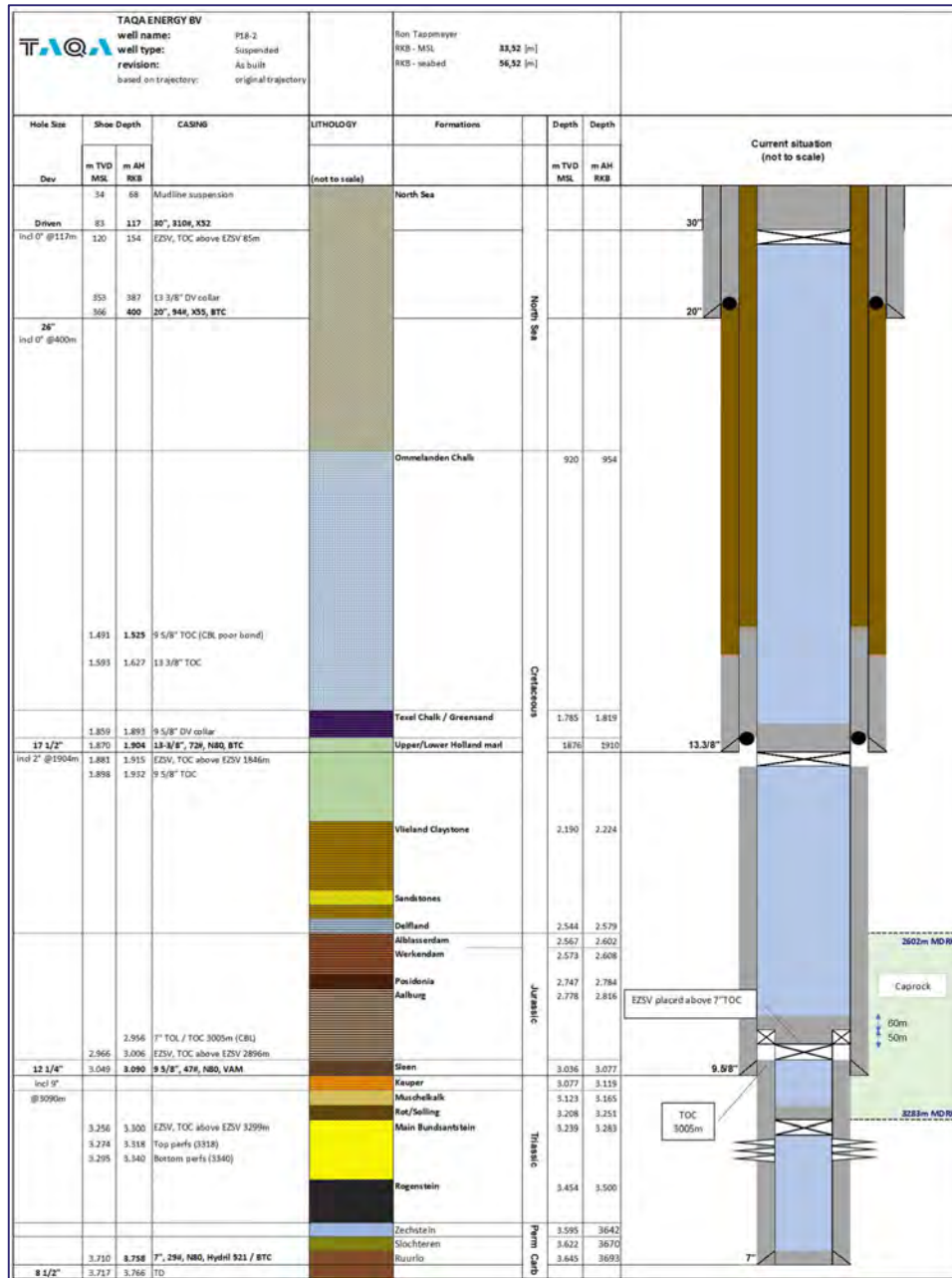


Figure 1: Current Well Status Diagram P18-2



#### 4.4.2 Well P18-02-A1

The well was spudded in 1990. Following completion in 1993 it has produced gas ever since.

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation*	Assessment +
Caprock	816 m MD	9.5/8": 762 m 7": 54 m	9.5/8" : no 7": CBL medium to poor cement	9.5/8" : good cement 7": poor cement	Good cement isolation present over 762 m 9.5/8" casing interval, not CBL verified

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

816 m (MD) caprock is cemented behind the 7" liner (54 m) and 9 5/8" casing (762 m) .

The 7" liner is cemented across the bottom 54 m of the caprock and the CBL indicates that this has medium to poor bonding. As this cement is around the TOC for the 7" liner, it is not thought that the bottom 54 m of caprock has been well cemented.

The top 762 m of caprock is behind the lower part of the 9 5/8" casing. There is a calculated column of 996 m of cement behind the 9 5/8" casing. While there were losses throughout the first stage of the cement job, it was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoe track. A large volume of cement was pumped and the caprock is in the bottom section and around the 9 5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 762 m caprock behind the 9 5/8" casing has been well cemented.

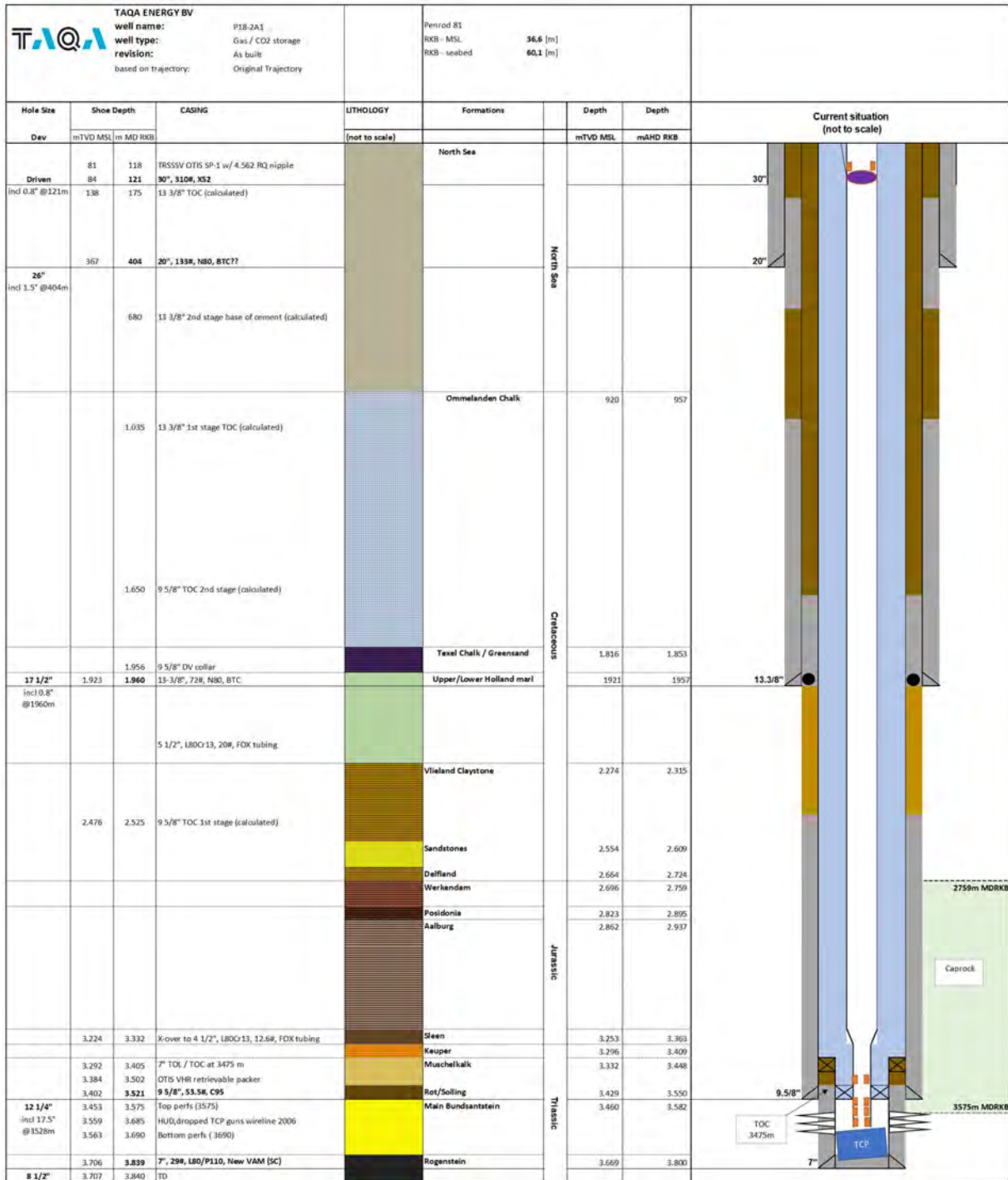


Figure 4: Current Well Status Diagram P18-2A1

#### 4.4.3 Well P18-02-A3

The well was spudded in 1993. Following drilling and completion it has produced gas ever since.

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	766 m (MD)	7": 607 m 5": 159 m	7" : no 5": CBL poor cement	7" : good cement 5": not well cemented	Good cement isolation present over 607 m interval, not CBL verified

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

766 m (MD) caprock has been cemented behind the 7" liner (607m) and 5" liner (159m)

The 5" liner is cemented across the bottom 159 m of the caprock and the CBL indicates poor bonding. The liner was run without centralisers after a first attempt failed and it was found that the centralisers / stop collars had come loose. There were many losses throughout the cement job and a suspected packoff while cementing, explaining the poor bonding shown by the CBL. There is a low level of confidence of adequate cement isolation across the lower part of the caprock behind the 5" liner.

The upper 607 m of caprock is behind the lower part of the 7" liner that is installed without centralisers. There is 1239 m of cement behind the 7" liner. There were some losses throughout the cement job. It was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoe track. A large volume of cement was pumped, and the caprock is in the bottom section around the 7" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 607 m caprock has been well cemented behind the 7" liner.

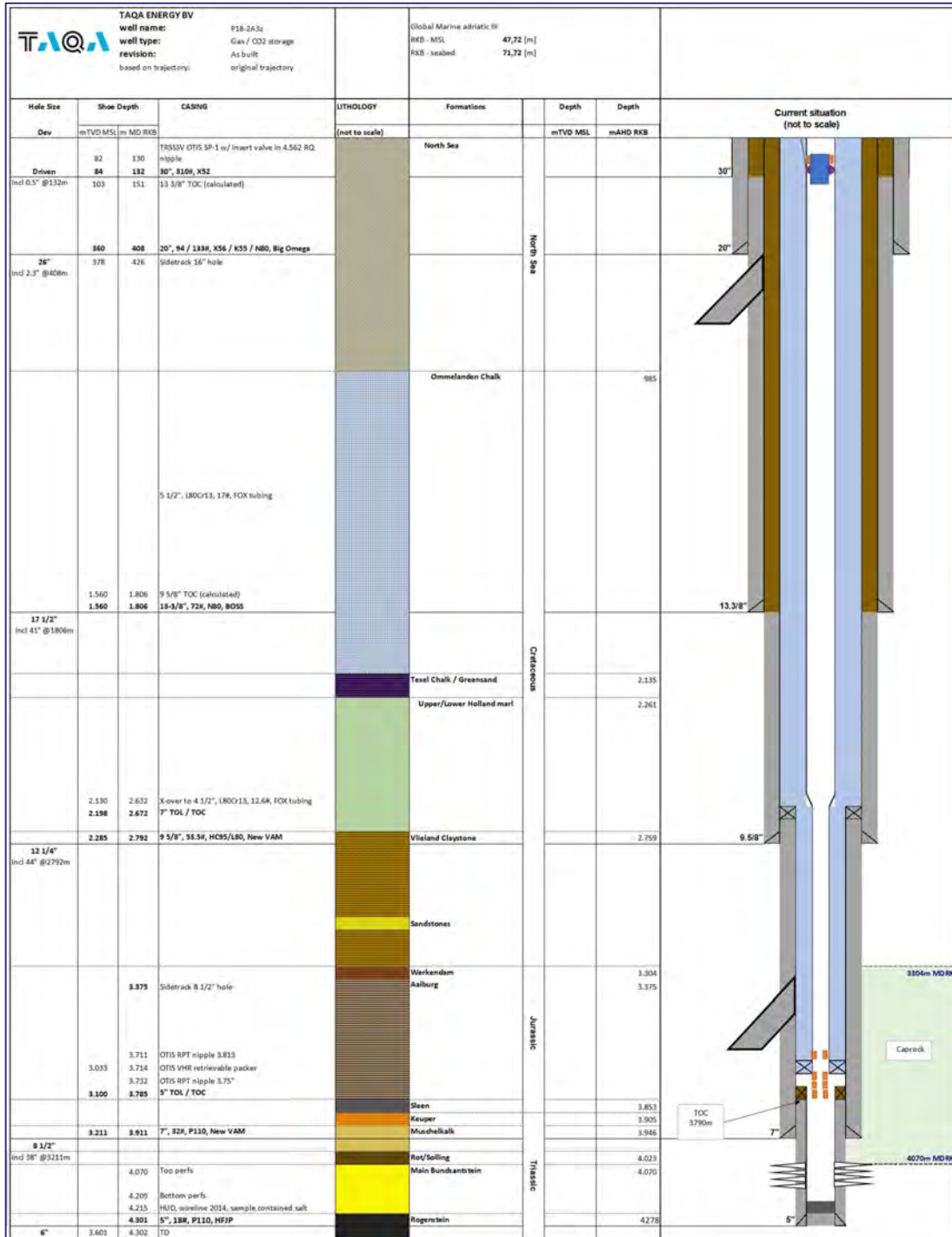


Figure 5: Current Well Status Diagram P18-2A3

#### 4.4.4 Well P18-02-A5

The well was spudded in 1996. Following drilling and completion it has produced gas ever since.

During production the well experienced a slow pressure build up in the A-annulus.

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	1083 m (MD)	9.5/8": 38 m 7": 812 m 5": 233 m	9.5/8": No 7": good cement 797 m 5": good cement 233 m	9.5/8": good cement 7": good cement 797 m 5": good cement	Good cement isolation present over 7" and 5" liner sections

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

The well has 1083 m (MD) of caprock spanning across three hole sections:

9.5/8" casing : 3717 – 3755 m

7" liner: 3755 – 4567 m

5"liner : 4567 – 4800 m

The well has good isolation across the caprock, because the CBLs indicated good intervals of cement in the 1030 m (MD) of cement behind the 7" liner (797 m) and the 5" liner (233 m).

The bottom 233 m of caprock is behind the top part of the 5" liner. Cement returns were observed above the top of liner, hard cement was drilled-out at the liner top and the liner was rotated all the way throughout the cement job. It is therefore reasonable to assume that a significant length of the caprock has been cemented behind the 5" liner. The CBL indicates that there is good quality cement behind the entire 5" liner.

The top 812 m of caprock is behind the lower part of the 7" liner. There were very few losses throughout the cement job and good, hard cement was drilled out in the shoe track. A large volume of cement was pumped while rotating the liner for part of the displacement. The caprock is in the bottom section around the 7" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 797 m caprock has been well cemented behind the 7" liner. The CBL indicates that there is 797 m of good quality cement behind the 7" liner.

#### A-annulus pressure

In well P18-2A5 the A-annulus pressure shows a slow build up to 42 bar and has been investigated (ref 12). The pressure can be bled off to 5 bar and fluid with a SG of 0.81 is returned. The subsequent pressure build up is very slow (0.03 – 0.04 bar /day equating to about 0.1 – 0.3 l/day). The 42 bar is well within the Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP) of 114 bar. As such the A-annulus pressure build up is manageable. The 42 bar pressure indicates a source that is above hydrostatic pressure. The most likely pressure source is a 50 m uncemented formation present just below the 9.5/8" casing shoe above the TOC of 7" liner. Hole problems (caving) necessitated this section to be drilled with a higher mud weight, indicating possible presence of overpressured shales.

When recompleting the well to make it suitable for CO<sub>2</sub> injection it is already planned to confirm the condition of the production casing and liner by logging, and additional diagnostic tools can be run to confirm the leak location without having to measure through tubing. In terms of remediation, it is planned to install a tie back packer above the existing liner hanger. This would not affect the completion design of the well.

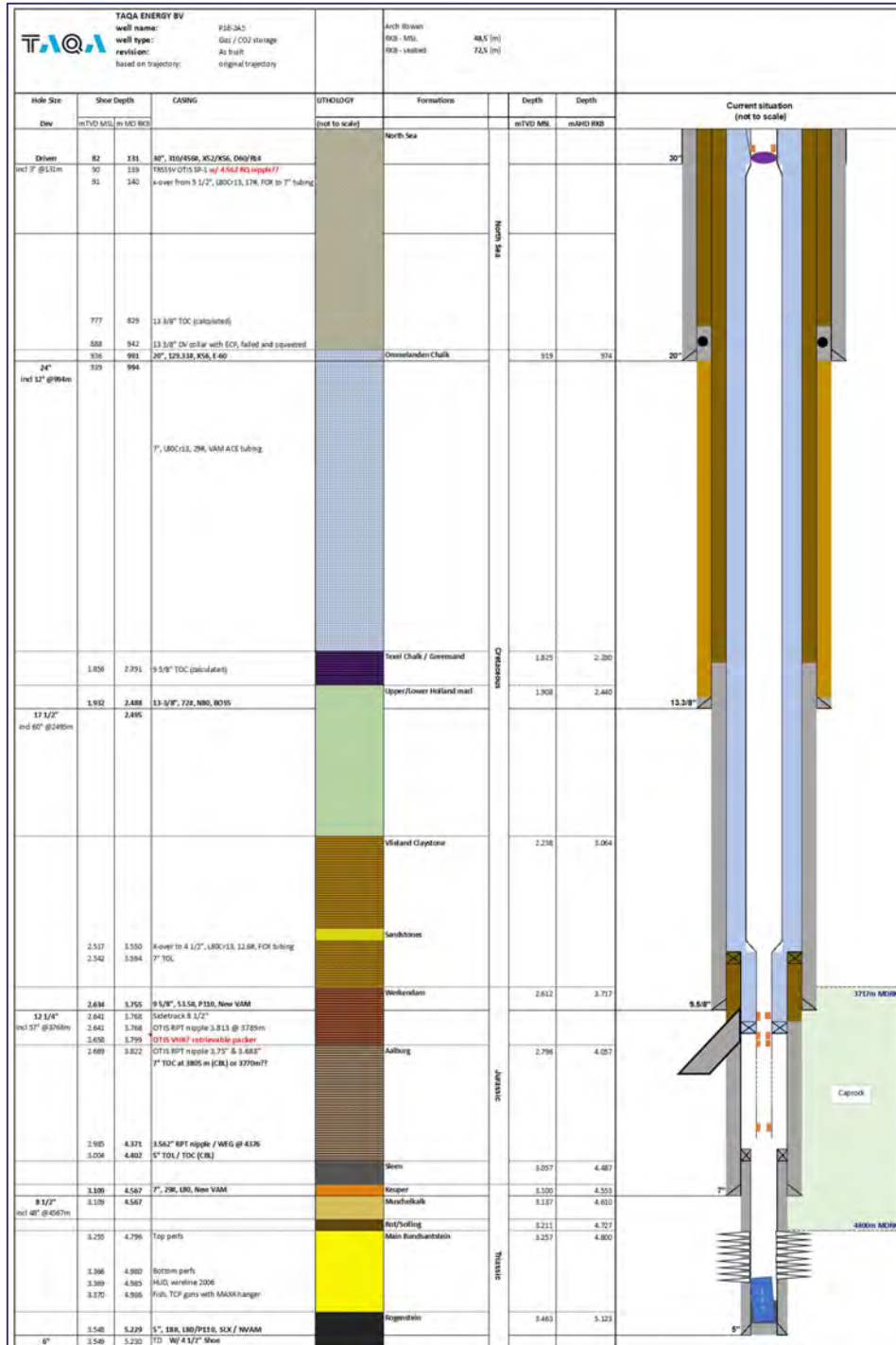


Figure 6: Current Well Status Diagram P18-2A5



#### 4.4.5 Well P18-02-A6 Motherbore

The well was spudded in 1997. Following drilling and completion it has produced gas. In 2003 the well was sidetracked and produced from the sidetrack until 2005. In 2005 the whipstock was perforated and the sidetrack and motherbore were produced commingled since.

As part of the workover to prepare the well for CO<sub>2</sub> injection, the sidetrack will be decommissioned.

##### P18-02-A6 Motherbore

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	1024 m (MD)	9.5/8": 924 m 7": 100 m	9.5/8": No cement 7": poor cement	9.5/8": good cement 7": medium cement	Good cement isolation present over 9.5/8" casing section

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

The well has 1024 m (MD) caprock (3454 – 4478 m) that is covered by 9.5/8" casing (924 m) and 7" liner (100 m).

The 7" liner is set across the bottom 100 m of the caprock and CBL indicates that there is poor bonding across the lower 78 m of the caprock (the upper 22 m of caprock across the 7" liner is interpreted to be uncemented).

The top 924 m of caprock is behind the lower part of the 9 5/8" casing.

There is calculated to be 1378 m of cement behind the 9 5/8" casing. There were no losses recorded throughout the cement job. It was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoe track. A large volume of cement was pumped, and the caprock is in the bottom section around the 9 5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 924 m caprock has been well cemented behind the 9 5/8" casing.

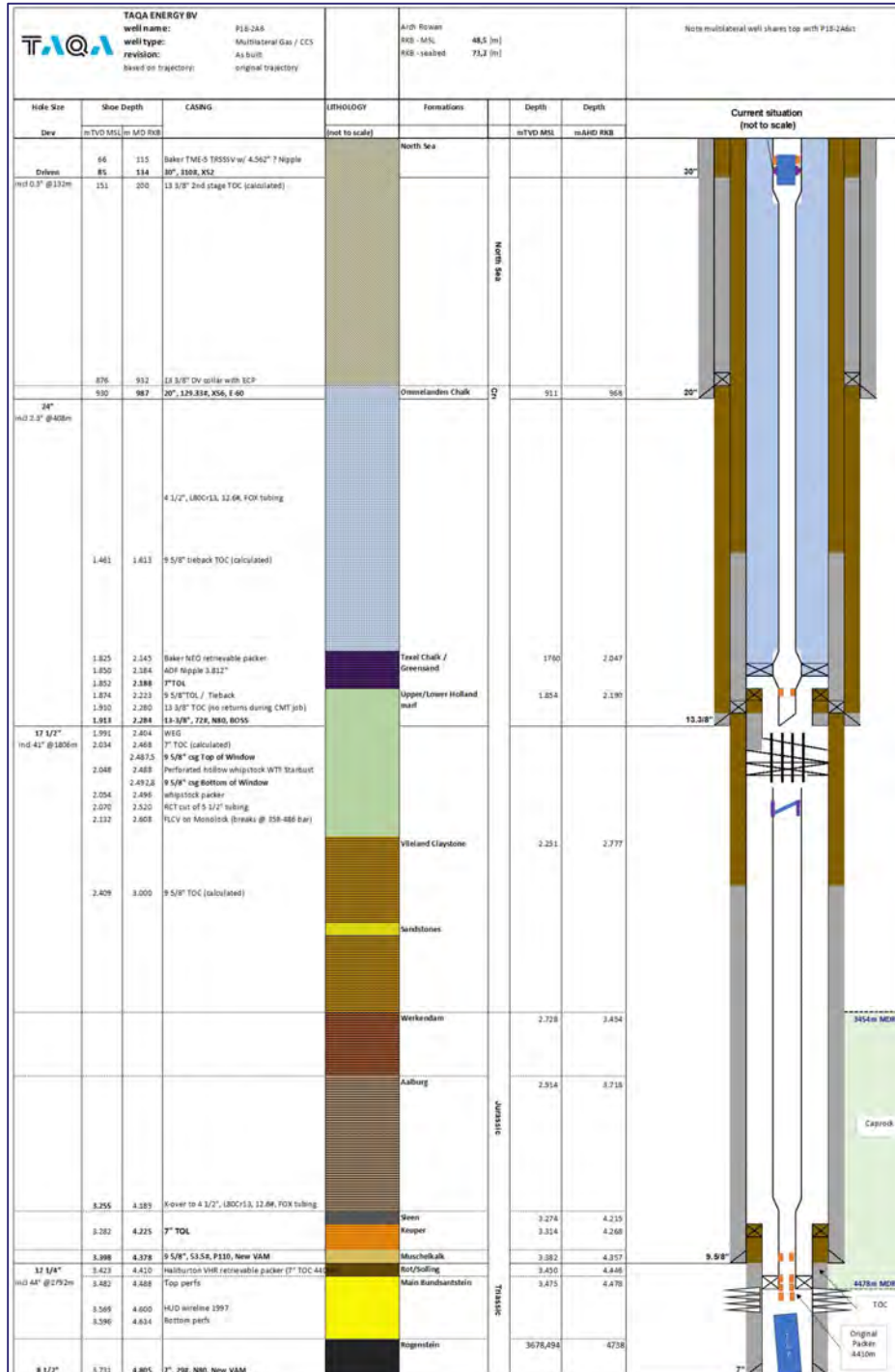


Figure 7: Current Well Status Diagram P18-2A6 Motherbore

#### 4.4.6 Well P18-02-A6 Sidetrack

The well was sidetracked in 2003 (motherbore not-abandoned) and produced from the sidetrack. In 2005 the whipstock was perforated and the sidetrack and motherbore were produced commingled since.

As part of the workover to prepare the motherbore for CO<sub>2</sub> injection, the sidetrack will be decommissioned.

##### P18-02-A6 Sidetrack

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	705 m (MD)	7": 541 m	7" : good cement over 530 m	7" : medium cement	Good cement isolation present over 7" in sidetrack

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL during workover.

The well has 705 m (MD) caprock (3164 – 3869 m) of which 541 m is covered by the 7" liner .

The 7" liner is set from the sidetrack window across the caprock. There were some losses throughout the cement job and good, hard cement was drilled out at the shoe track. A large volume of cement was pumped and the liner was well centralised. The caprock is in the bottom section around the 7" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 705 m caprock has been well cemented behind the 7" liner. This is confirmed by the CBL. The CBL indicates free pipe from TOL down to 2488 m (top of 9.5/8" window), then poor / ratty cement (with intervals of no cement) down to 3175 m, then good quality cement across the caprock down to 3705 m (shoe depth).

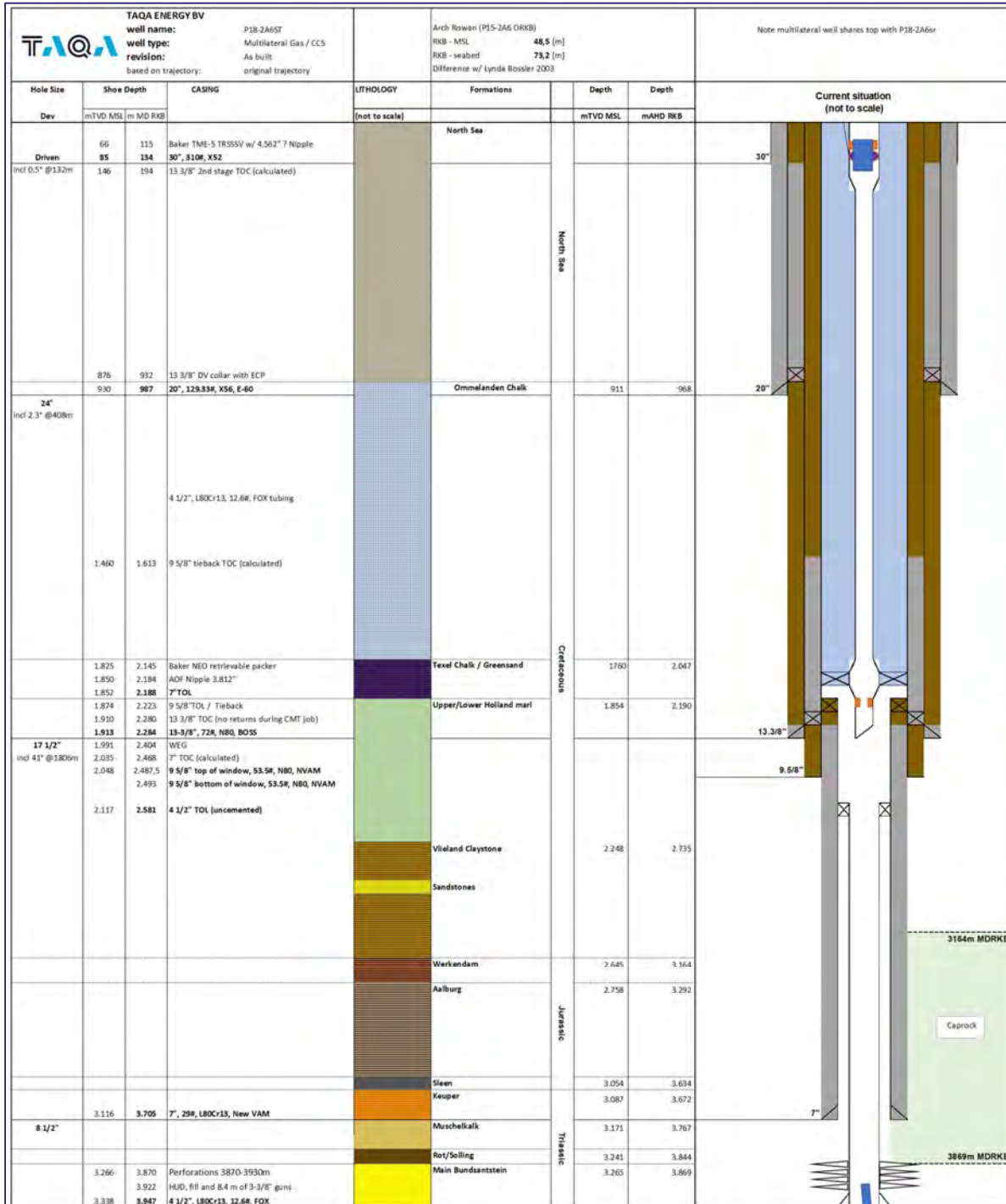


Figure 8: Current Well Status Diagram P18-2A6 Sidetrack

#### 4.4.7 Well P18-04-A2

The well was spudded in 1991. Following completion in 1993 it has produced gas ever since.

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	492 m (MD)	9.5/8": 460 m 7": 32 m	9.5/8": no 7" : no	9.5/8": bottom part of large cementation. 7" : short section only across caprock	Cement isolation present over 9.5/8" casing and possibly top 7" liner sections, not CBL verified

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL During workover.

The 7" liner is cemented across the bottom 32 m of the caprock. Although there is no CBL, it is expected to be reasonable quality cement as there were no losses throughout the cement job. Although it was not possible to rotate the liner, the inclination of around 20-30°, gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the liner and providing pressure isolation.

The top 460 m (MD) of caprock is behind the lower part of the 9 5/8" casing. There is a calculated column of 2039 m of cement behind the 9 5/8" casing. The casing was run with only 4 centralisers (2 at shoe joint), significant losses were reported throughout the cement job, though it was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoe track. A large volume of cement was pumped, the caprock is in the bottom section around the 9 5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 460 m caprock has been well cemented behind the 9 5/8" casing.

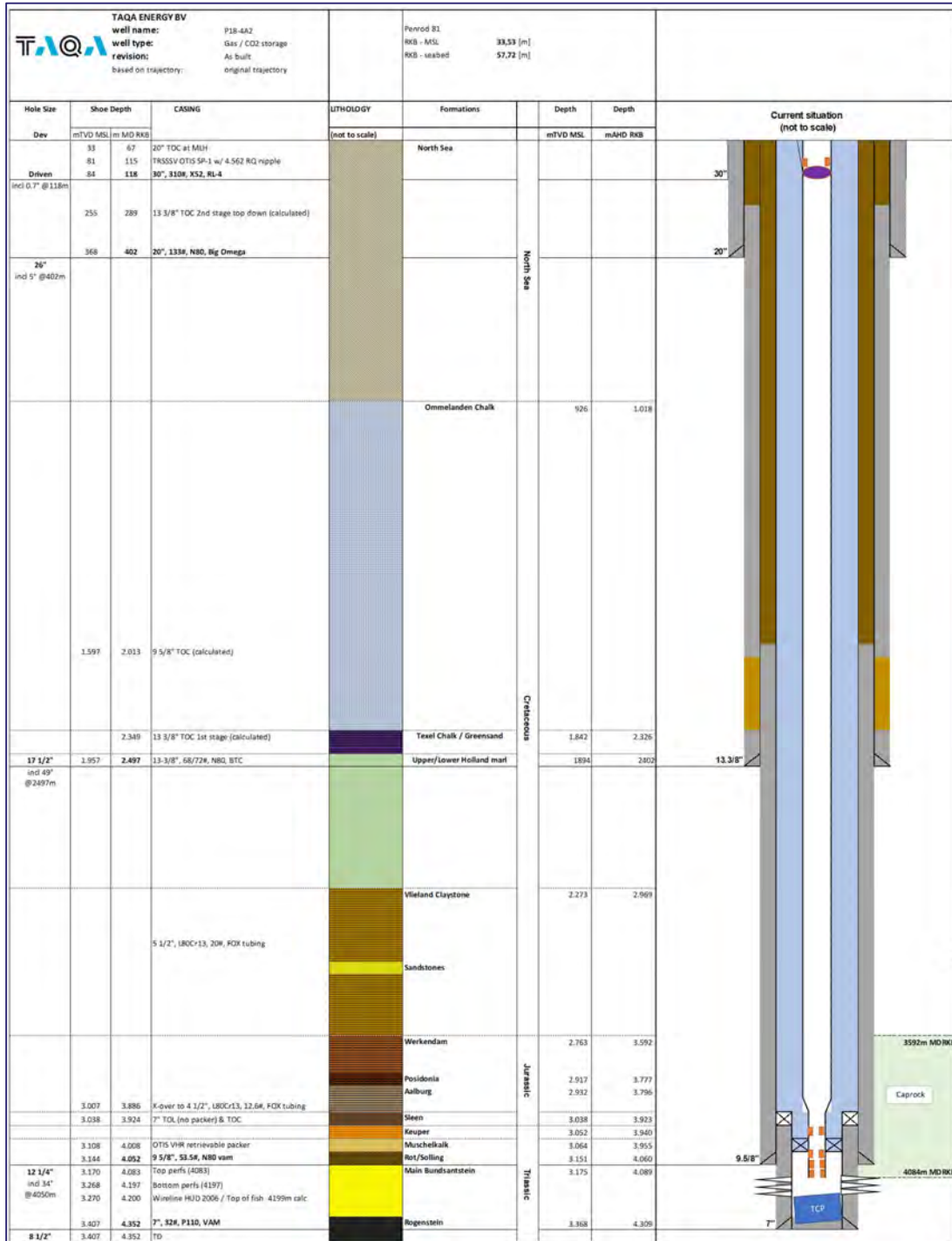


Figure 9: Current Well Status Diagram P18-4A2



#### 4.4.8 Well P18-06-A7

The well was spudded in 2003. Following drilling and completion it has produced gas ever since.

Barrier	Height of formation	Casing	CBL	Cementation *	Assessment +
Caprock	1173 m (MD)	7": 68 m 5": 1074 m 3.1/2": 31 m	No	7" : good cement 5" : good cement 3.1/2" : Uncemented pre-drilled liner	Good cement isolation present over 7" and 5" liner sections, not CBL verified

\* : see text below for explanation

+ : assessment to be confirmed with CBL During workover.

The well has 1173 m (3798 – 4971 m MD) caprock, of which 1074 m is covered by the 5" liner. Based on TOC calculated from the cement operations, the top 182 m is uncemented leaving 892 m cemented. A large volume of cement was pumped, the caprock is in the bottom section around the 5" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 892 m caprock has been well cemented behind the 5" liner, especially around the 5" shoe.

It is also expected that there is good cement over the 68 m of caprock behind the base of the 7" liner.

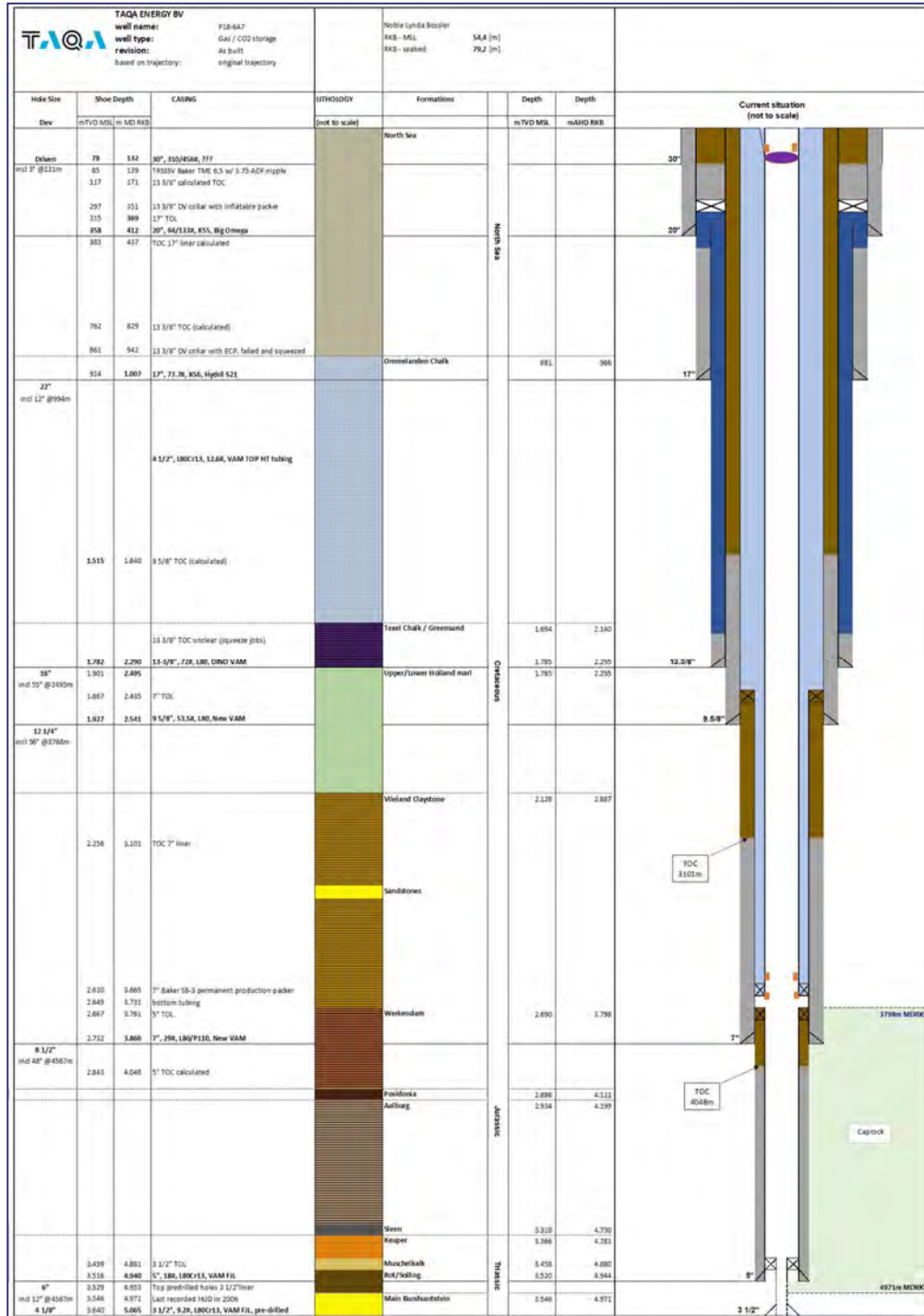


Figure 10: Current Well Status Diagram P18-6A7

## 5 Well Containment Risks

### 5.1 Starting points

For this review the following assumptions have been made:

- The reservoir will be re-pressurized from the current 17 bar to the hydrostatic reservoir pressure at datum depth. The pressure at the shallowest top reservoir well intersection is different per field at the end of the CO<sub>2</sub> injection: 337 bar at top reservoir in P18-2 (P18-2A5, shallowest well in P18-2), 330 bar in P18-4 and 366 bar in P18-6 in which the reservoir top at the well is deeper.
- To achieve CO<sub>2</sub> injection into the reservoir, the injection pressure at the bottom of the well around the perforations (immediately outside the casing) during the injection operations, will be slightly higher than the prevailing average reservoir pressure at that depth.
- A geomechanical review has been conducted as part of the Seismic Risk Assessment (SRA ref 14.) and included an assessment of the cap rock integrity. The SRA study confirmed that there is sufficient margin between maximum planned and required injection pressure and the fracture propagation pressure of the caprock formation preventing the strength of the caprock to be compromised.

### 5.2 Micro Annuli and possible leak paths

Injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the temperature of the surrounding rock can cause thermal contraction in and around the wells. It is likely that this will result in de-bonding of casing / cement interfaces and thus in the creation of small openings (parallel along the well) that are called micro-annuli. These could form leak paths if they would be connected over the long interval of the caprock and establish a connection to the overburden. The characteristics of the micro-annuli and pressure conditions determine whether upward CO<sub>2</sub> migration could take place, whether the integrity of the well barriers is affected and whether there is a likelihood of sustained leakage through micro-annuli.

A simplified well diagram (not to scale) is shown below with possible casing annulus leak paths.

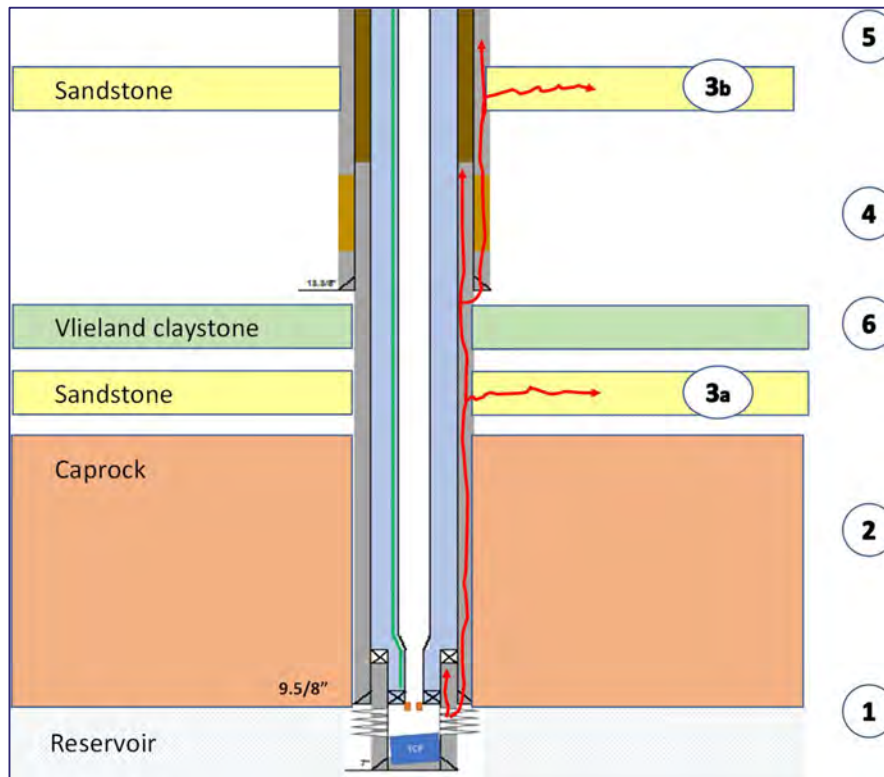


Figure 11: Well schematic with possible CO<sub>2</sub> migration paths

The possible leak paths and a brief description of the likely contribution or obstruction to CO<sub>2</sub> migration or leakage are discussed:

1. Leakage through the overlapping section between 9.5/8" production casing and 7" liner (liner lap): if micro-annuli would be created in the cement in the liner lap (or if the liner lap is not fully cemented), CO<sub>2</sub> could enter the liner lap if there would be a pressure drop. The liner hanger, however provides a barrier and there is thus no flow and no pressure drop in the liner lap. The pressure above the liner hanger is hydrostatic or higher (depending on the additives of the water in the annulus fluid).
2. Caprock: leak-path in the casing cementation: The wells are cemented across the caprock over a distance of 490 m or more and consist of sections with good cement and sections with poor/absent cement. The cementations have been reviewed in section 4.4: the wells have sufficient sections with good cementations across the caprock to prevent CO leakage. Sections with good cement, however, are most sensitive to debonding and formation of micro-annuli as a result of the low temperature CO<sub>2</sub> injection. For creation of a leakage pathway from reservoir to overburden, across the entire caprock thickness, debonding needs to occur along all sections with good cement, in order to connect sections with poor cement. The probability that a continuous leakpath is formed is estimated to be very low.

Possible flow through micro-annuli, in case a continuous leakpath would be formed, is discussed further in chapter 7.

3. Waterbearing (sand) formations in the overburden : If the micro-annuli provide a migration path for the CO<sub>2</sub> across the caprock it will pass multiple water bearing sand layers in the well trajectory in the overburden. Provided that the pressure of the CO<sub>2</sub> at this point is higher than the hydrostatic pressure, the CO<sub>2</sub> may migrate further upward into the microannuli, or the CO<sub>2</sub> may migrate laterally into the permeable water bearing sand layers which also has a hydrostatic pressure. Lateral migration is possible because there are sections with lesser cement bond in the overburden.

Between the caprock and the Vlieland Claystone are several water bearing sand formations: Delft Sandstone (Nieuwerkerk Formation), Rijswijk Sandstone, Berkel Sandstone and IJsselmonde Sandstone (Vlieland Sandstone Formation). The Delft Sandstone has limited lateral continuity while the other three have good lateral continuity. The amount of CO<sub>2</sub> that might leak via micro-annuli into the overburden is small and the water bearing sand layers have a sufficient capacity to absorb migrating CO<sub>2</sub> (point 3a in the figure above).

4. If the above 3 mechanisms fail to stop CO<sub>2</sub> migration, the CO<sub>2</sub> could migrate further to the next casing shoe: 9.5/8" casing with a casing cementation overlap into the 9.5/8" - 13.3/8" casing annulus. As at point 1: the pressure above the cemented overlap is hydrostatic or higher. If a leak-path would have formed the pressure drop over that long distance will be such that the flow will be minimal against the hydrostatic pressure in the annulus.
5. The CO<sub>2</sub> could escape further around the 13.3/8" "casing shoe and flow upwards outside the 13.3/8" casing. A condition for this would be that the CO<sub>2</sub> flowing from the reservoir through the micro-annuli (with a pressure loss) maintains sufficient pressure to flow against the hydrostatic pressure. This is not likely in the long term (eg. after the injection period). At the end of the injection period when the injection pressure exceeds the hydrostatic pressure, it could provide pressure to supply a minimal flow of CO<sub>2</sub>. But this effect should be short-lived and the CO<sub>2</sub> flow might also be diverted into intermediate water bearing sandstone layers.
6. The presence of naturally sealing shales in the Vlieland Claystone lowers the likelihood of a leak path continuing further along the wellbore above the Vlieland Claystone. It is plausible (from experience with "squeezing clay" when drilling wells through the Vlieland) that the Vlieland Claystone blocks any leak path and that any CO<sub>2</sub> migrating past the caprock is forced to migrate laterally into the underlying water bearing sand layers of the Vlieland Sandstone Formation and Nieuwerkerk Formation (leak path 3a in Figure 35).

The sealing shales of the Vlieland Claystone is further described in chapter 6: Sealing Shales.

### 5.3 Risk Assessment (Bow Ties)

The risks of the storage part of the Porthos CO<sub>2</sub> injection system have been inventorised by means of a risk assessment, using the so-called bowtie method. This is documented in part III : Risk Management Framework of the P18-2 permit application. Bow ties have been set-up to assess the risk that CO<sub>2</sub> leaves the storage complex, including bowties for wells in two stages:

- CO<sub>2</sub> Injection well during injection
- Decommissioned wells in CO<sub>2</sub> storage complex

These two bowties are available in full in Appendix A: Bow Ties. A summary is here provided of the risks around which the bowties have been constructed, thereby introducing the risks that are relevant for well containment and are further discussed in this document.

#### CO<sub>2</sub> Injection well during injection

Well containment for a CO<sub>2</sub> injection well during injection has four threats for which preventive and corrective barriers have been identified in the bow-ties :

- CO<sub>2</sub> release up through Injection Well tubing
- CO<sub>2</sub> present in injection well annulus  
For the above two threats the preventive barriers will be put in place as part of well and equipment design and operating standards and procedures. This is all monitored as defined in the Monitoring Plan and rectified, when required, as defined in the Plan of Corrective Actions.
- Fault reactivation from stress changes of injection shears / damages in the well bore  
The well paths do not cross faults identified in the reservoir. Wells P18-2A1, P18-2A6 and P18-6A7 cross some faults in the overburden. Detectable seismic activity is not expected in the vicinity of the P18 reservoirs. The SRA (ref 14) has indicated that should any measurable seismic activity occur, the probability of fracture reactivation in the overburden is extremely low.
- Micro-annuli in cement forms a leak path along well from reservoir to surface.  
The preventive and corrective barriers for a CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli (on the outside of the well) during CO<sub>2</sub> injection will be collated and further reviewed in this report.

#### Decommissioned wells in CO<sub>2</sub> storage complex

Well containment for a decommissioned has the following two threats for which preventive barriers have been identified in the bow-ties :

- Leak up through plugged injection well bore  
The preventive barriers for a leak through the plugged injection well bore are addressed as part of the decommissioning plan (see also section 9 of this document). The corrective barriers are the same as for the second threat below.
- Leak along injection well through casing cement/formation interface (eg. micro-annuli) to surface.  
The preventive and corrective barriers for a CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli (on the outside of the well) after decommissioning will be collated and further reviewed in this report.



The preventive and corrective barriers for the risk in 'injection well during injection' and 'decommissioned wells' are similar and the review in this report will address these combined.

### Injection Well during Injection

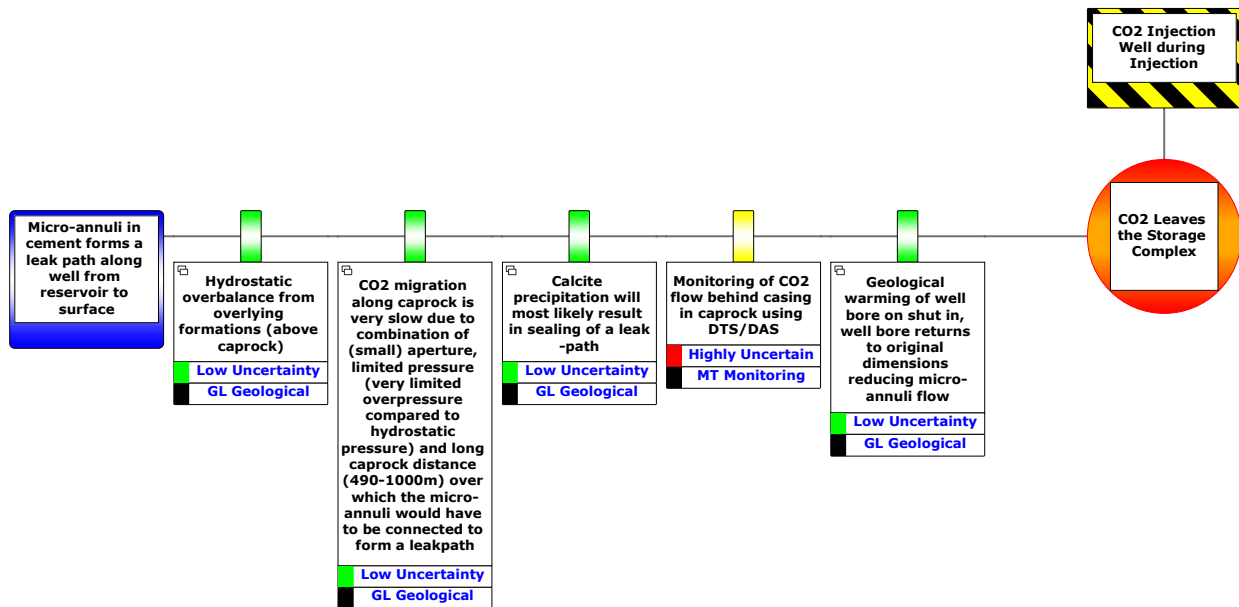


Figure 12: Preventive barriers for CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli for injection well during injection

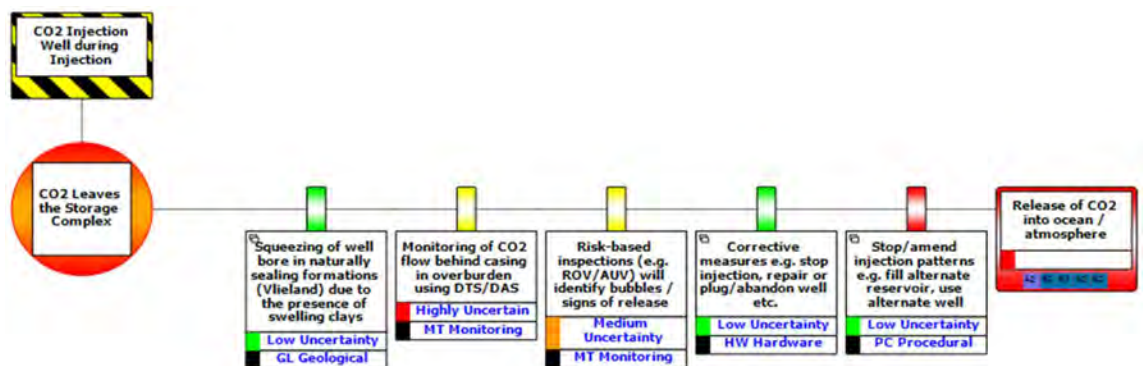


Figure 13: Corrective barriers for CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli for injection well during injection

## Decommissioned Wells

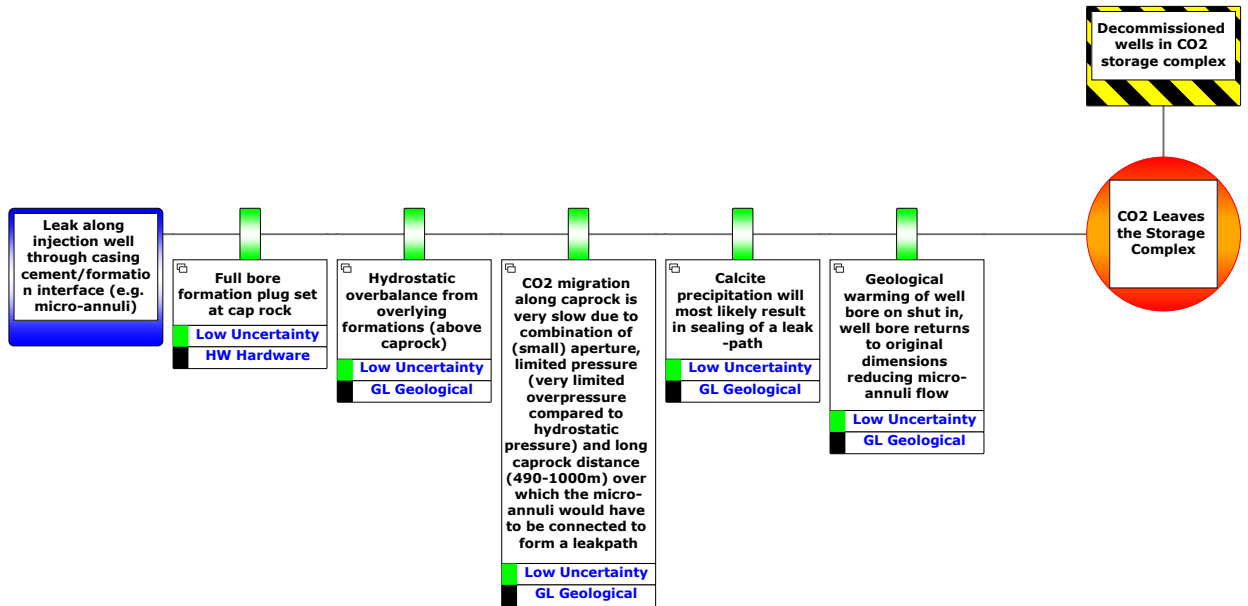


Figure 14: Preventative barriers for CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli for decommissioned well

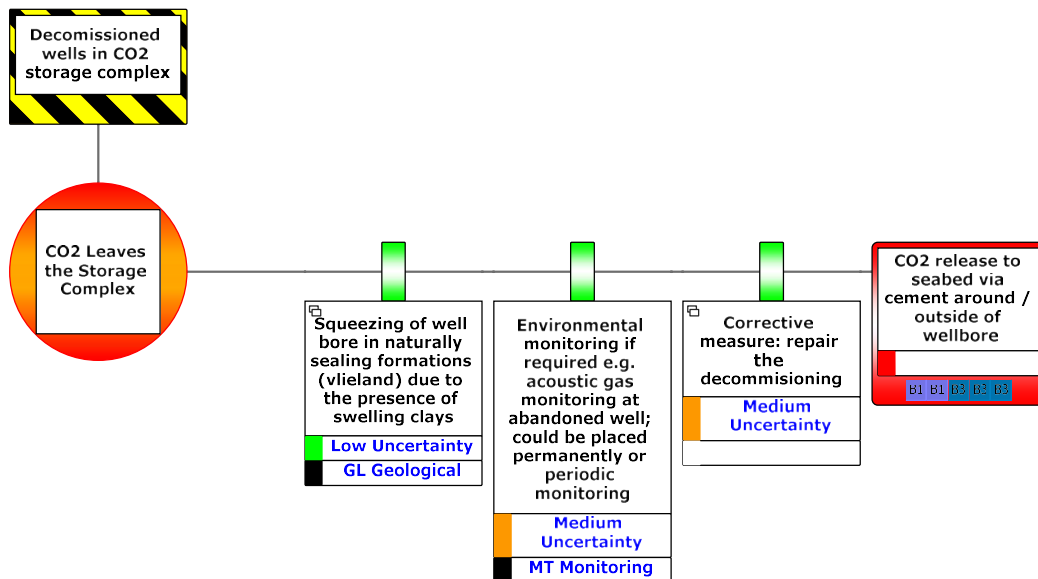


Figure 15: Corrective barriers for CO<sub>2</sub> leak through micro-annuli for decommissioned well

The following risk mitigation measures (preventive and corrective barriers) have been identified in the bow-ties and will be further discussed in this document.

- Hydrostatic overbalance from overlying formations (chapter 7)
- If CO<sub>2</sub> migration would take place it would be at insignificant rates (chapter 7: Flow through micro-annuli)
  - Full text of barrier : CO<sub>2</sub> migration along caprock is very slow due to combination of (small) aperture, limited pressure (very limited overpressure compared to hydrostatic pressure) and long caprock distance (490 – 1000 m) over which the micro-annuli would have to be connected to form a leak path.*
- Calcite precipitation will most likely result in sealing of a leak-path (chapter 8)
- Well containment monitoring (chapter 10)
- Warming up of well bore on shut-in reducing micro-annuli (chapter 7)
- Geological squeezing of well bore from self-sealing formations (chapter 6)
- Fullbore formation plug set at caprock as part of the well decommissioning (chapter 9)

## 6 Sealing Shales

Studies have been carried out whether naturally occurring ductile formations provide self-healing and durable long-term sealing of wellbores and thereby create effective annular barriers. In the southern North Sea some shale and salt formations are potentially creating effective annular barriers.

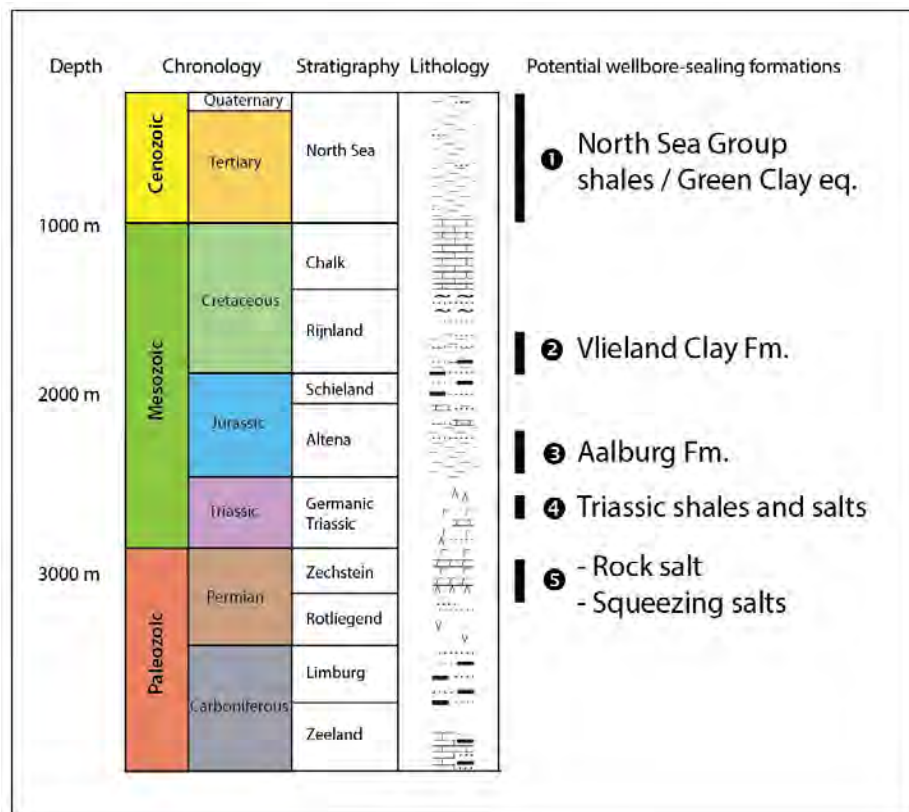


Figure 16: Schematic stratigraphic column in The Netherlands with potential self-sealing formations.

In the P18 area the Vlieland Claystone and Aalburg formations are present. For these two the following is concluded in ref 1.:

- The Vlieland Claystone (Lower Cretaceous) is a good candidate. Especially the lower part is rich in smectite and sometimes bentonite.
- The Aalburg Formation is a less good candidate. Its mineralogical composition consists almost entirely of kaolinite, with only minor amounts of smectite. Ductility and swelling capabilities are therefore largely absent in the Aalburg Formation.

During drilling of the P18-2 production wells several hole pack-offs occurred while drilling the Aalburg shale (P18-2-A03, P18-2-A05) and there are indications of a slight overpressure (in well P18-2A5 at 4044 m). It has not been clarified what exactly induced these drilling problems.

Whilst we will not assume it for the purpose of managing CO<sub>2</sub> migration, it is recognised that these are possibly ductile shales and there could be some natural formation sealing in the Aalburg formations.

The Vlieland Claystone is located above the caprock and is shown as point 6 in 'Figure 11: Well schematic with possible CO<sub>2</sub> migration paths'. The Vlieland Claystone is a proven sealing layer, evidenced by several oil and gas finds in the Western Netherlands Basin, with a naturally sealing character

The presence of the sealing shales in the Vlieland Claystone, reduces the likelihood that a leak path will continue further along the wellbores above the Vlieland Claystone.

It is probably that the Vlieland Claystone will block any leak path and force that any CO<sub>2</sub> migrating past the caprock to migrate laterally into the underlying water bearing sand formations (leak flow 3a in 'Figure 11: Well schematic with possible CO<sub>2</sub> migration paths '). Between the Caprock and the Vlieland Claystone there are several water bearing sand formations: Delft Sandstone, Rijswijk Sandstone and Berkel Sandstone and IJsselmonde Sandstone. The Delft Sandstone has limited lateral continuity and the other three have good lateral continuity. The amount of CO<sub>2</sub> that might leak via micro-annuli into the overburden is small and the water bearing sand layers have a sufficient capacity to absorb migrating CO<sub>2</sub>

Cement Bond Logs will be run as part of the workovers and they will be used to confirm whether any natural formation sealing has occurred in liner / casing sections that were not cemented.

In the following wells this is anticipated to be confirmed :

Table 3: Overview of location of potentially sealing shales in the wells

Well	Vlieland Claystone	Aalburg
P18-2A1	294 m. length, of which 210 m above TOC 9.5/8" casing	426 m behind cemented 9.5/8" casing
P18-2A3	9.5/8" casing set and cemented in top 28 m of Vlieland. 7" liner cemented across the remaining 284 m Vlieland	478 m behind cemented 7" liner
P18-2A5	367 m. length behind cemented 9.5/8" casing	430 m behind cemented 7" liner
P18-2A6	347 m. length, of which 223 m above TOC 9.5/8" casing	497 m behind cemented 9.5/8" casing
P18-2A6 ST	248 m. length, which is behind poorly cemented 7" liner	342 m behind cemented 7" liner
P18-4A2	259 m. length behind cemented 9.5/8" casing	127 m behind cemented 9.5/8" casing
P18-6A7	379 m. length, of which 214 m above TOC 7" liner	531 m behind cemented 5" liner

Coloured fields indicate wells in which the sealing is planned to be confirmed through logging during the workovers because the casing is uncemented over part of the formation

# 7 Flow through Micro-Annuli

Injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the temperature of the surrounding rock causes thermal contraction in and around the wells. It is likely that this will result in de-bonding of casing / cement interfaces and thus in the creation of micro-annuli that could form leak paths if they would be connected over the long interval across the caprock to the overburden.

In this chapter the potential flow through micro-annuli is discussed. Based on the temperature profile in the wells the micro-annulus aperture is determined based on a simplified model. The pressure conditions required to start flow of CO<sub>2</sub> are then reviewed. Flow calculations have been made for the wells for a number of scenarios. These flow calculations are based on conservative assumptions for each part and parameter in the calculation and the premise that the micro-annuli are connected across the caprock to form a continuous leak path.

This chapter is a summary of the main results of a detailed study into flow through micro-annuli. The full assessment is available in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.

## 7.1 Temperature Profile in the Wells

The temperature in the injection well changes throughout the project with the injection conditions that are largely influenced by the reservoir pressure. Table 4 below shows the pressures and temperatures in the wells at the different project stages

Table 4: Overview of updated steady-state cases (FAS output July 2020)

HP pipeline mode	Reservoir pressure (bar)	Mass Flow rate (kg/s)	Pipeline Pressure (bar)	Temperature (°C)			
				Compressor Outlet	Wellhead	Mid Caprock	Downhole Injection Point
Bypass mode	20-30	20	30	56	9	76	76
Gas Mode	20-50	30	42-45	65	11	58	58
Supercritical	30	30	87	80	36	25	16
Supercritical	60	30	87	40	29	24	24
Supercritical	80	30	87	40	29	32	37
Supercritical	100	30	87	40	29	40	45
Supercritical	200	30	87	40	29	55	60
Supercritical	340	30	125	40	20	47	52

Figure 17 below shows the downhole CO<sub>2</sub> injection temperatures at the different project stages, based on the data from Table 6.



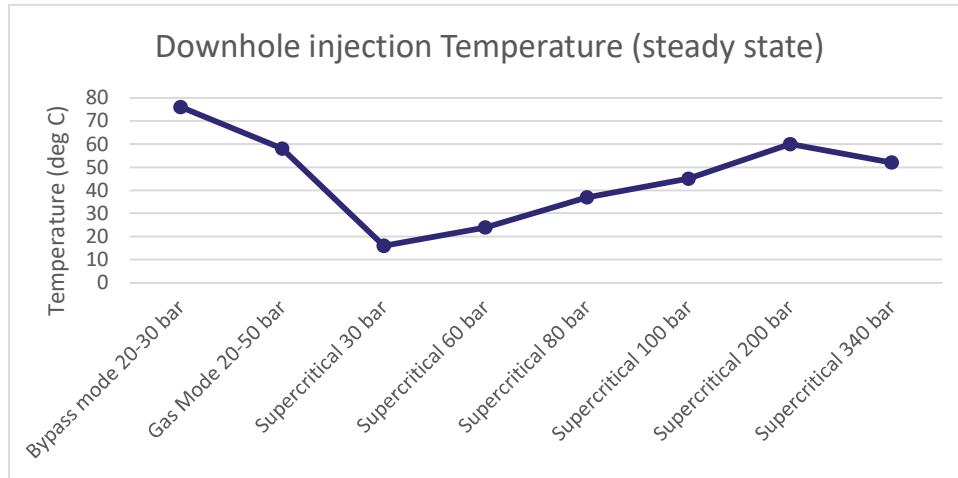
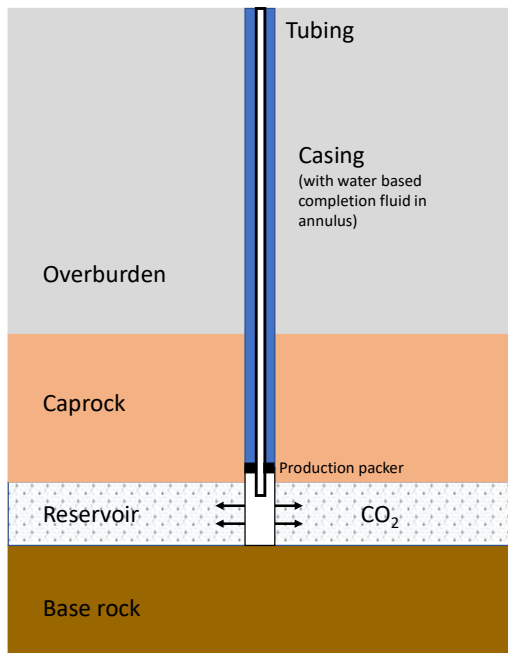


Figure 17: Downhole injection temperature (steady state)

The injection temperature is around 60-80 °C when the CO<sub>2</sub> is initially injected in gas phase. At the transition to the supercritical phase (at a reservoir pressure between 30 and 50 bar), the temperature drops to about 15 °C (the hydrate control temperature) when the CO<sub>2</sub> is injected at low reservoir pressure. This is because of the pressure drop across the control valve at the wellhead (Joule-Thomson effect). The downhole injection temperature is managed to stay above 15 °C to prevent hydrate formation.



During the project progress, with increasing reservoir pressure, the injection temperature increases to about 50 °C at the end of the injection phase. At the end of the project (> 200 bar) the downhole injection temperature is slightly dropping because the pipeline pressure is raised to 125 bar which results in more choking at the wellhead (and JT effect cooling) leading to a lower temperature in the well.

The steady state modelling is carried out for an injection flow of 30 kg/s, which is a representative average for the wells. A higher injection rate will typically lead to a slight increase in downhole injection temperature and a lower rate to a reduction in downhole injection temperature, though that will always be kept above 15 °C.

The temperature cooling effect and formation of micro-annuli is investigated for two locations in an injection well as shown in the figure left.

The mid-caprock point (point 2) is the point we focus on for calculating from through micro-annuli across the caprock.

Figure 18: Sketch of injection well with two locations for micro-annulus modelling

TNO has developed a model to investigate the thermal effects on well integrity using the non-linear finite element simulator DIANA to generate 2D models (see ref 1. Section 9.3.2 and Figure 32 in the appendix). These models represent the temperature profile during injection at injection point 1 (see Figure 18 above). At the mid-caprock point (point 2) there is also the buffer effect of the annulus filled with water-based fluid. Figure 19 shows the temperature profile at a mid-caprock point modelled by TNO with the DIANA simulator

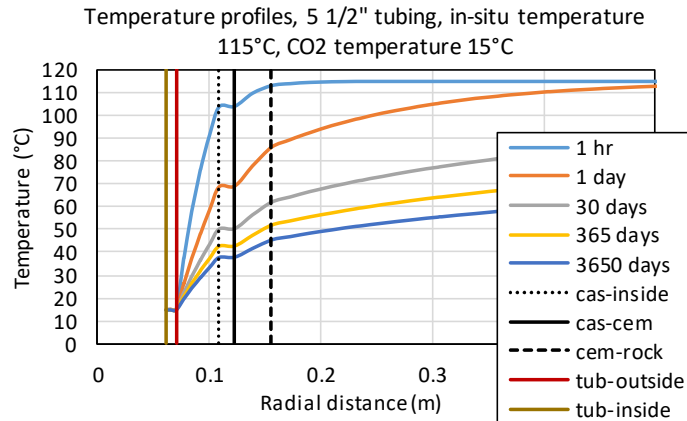


Figure 19: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection / 9.5/8" casing (point 2). Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection

The figure shows that the annular fluid significantly slows down the cooling in the near well region. Whilst injecting CO<sub>2</sub> of 15 °C through the 5.1/2" tubing, the 9.5/8" casing temperature will be at 40 °C after a year and the cooling takes place more gradually across casing and cement sheath. The temperature at the cement-rock (formation) interface is 85 °C and 60 °C after 1 day and 30 days respectively.

A temperature profile has also been established for shut in, when the well warms up.

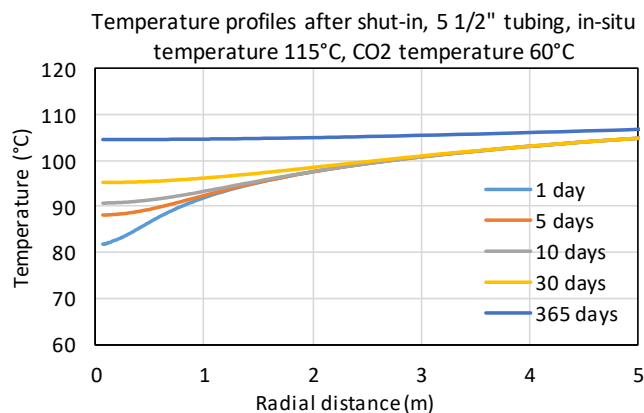


Figure 20: Temperature build-up for well (with 5.1/2" tubing) in the well region after shut-in following 10 years CO<sub>2</sub> injection.

## 7.2 Micro-Annulus aperture

Tools are available for numerical modelling of the impact of cooling of the well (casing, cement sheath and nearby rock). They model the thermal effects and the changes in the stress situations. The stress resulting from cooling due to CO<sub>2</sub> injection is likely significantly larger than the bonding forces of the cement. De-bonding and micro-annulus formation is therefore likely to occur in the cement sheath (ref. 1, section 9.3.3). The formation of micro-annuli is thus largely determined by the temperature effect and is therefore further modelled using simplified temperature models. Any temperature drop is assumed to lead to micro-annuli formation and stresses are ignored. Any remaining stresses and their possible benefit that they might reduce the formation of micro-annuli are thus ignored. This is one of the assumptions made to model a conservative base case scenario.

The temperature profiles from the DIANA simulations (eg. the profile from Figure 19) have been used to determine possible sizes of the micro-annuli using a simplified model of micro-annulus formation. The shrinkage of casing and cement/rock formation is calculated and used to determine the micro-annulus aperture. Figure 20 shows the aperture development (shaded area) for mid-caprock position in a well with 5.1/2" tubing in 9.5/8" casing at the end of the project when the injected CO<sub>2</sub> has a downhole temperature of 52° C.

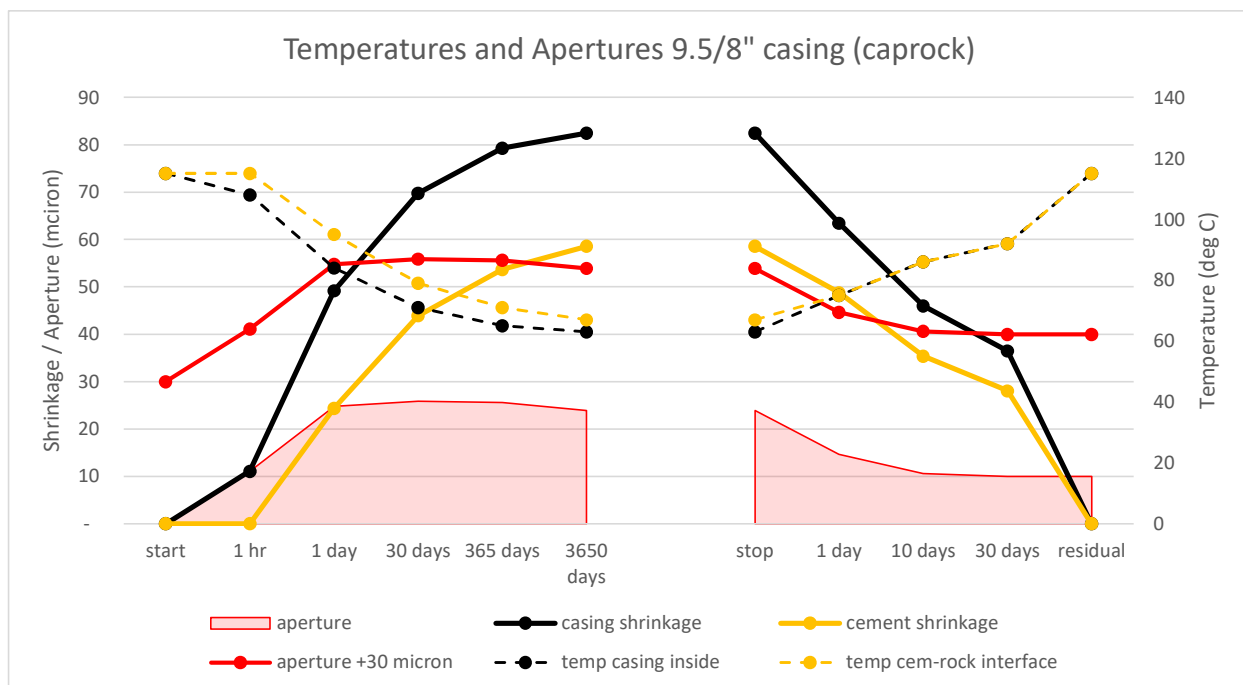


Figure 21: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO<sub>2</sub> at 9.5/8\" casing (with 5.1/2\" tubing) mid-caprock point.

Upon the start of injection the casing shrinks and the cement follows with a time delay and to a lower extent because the thermal expansion factor of cement is lower than that for steel. The aperture stabilizes at 28 micron. After shutting in the well it is warmed up by the formation and the cement and casing warm up at the same rate. At the caprock the geothermal temperature will have been restored after about 6 months. Studies show that there is likely to be a residual aperture for the micro-annulus for which we assume 10 micron (ref 13).

The above assumes that there is no micro-annulus at the start of the CO<sub>2</sub> injection, which is not certain. To reflect this uncertainty 30 micron will be added to the micro-annulus as an uncertainty margin to cover a high case scenario in addition to the base case scenario.

Figure 22 shows the aperture development throughout the project for the stages that were introduced in Table 6.

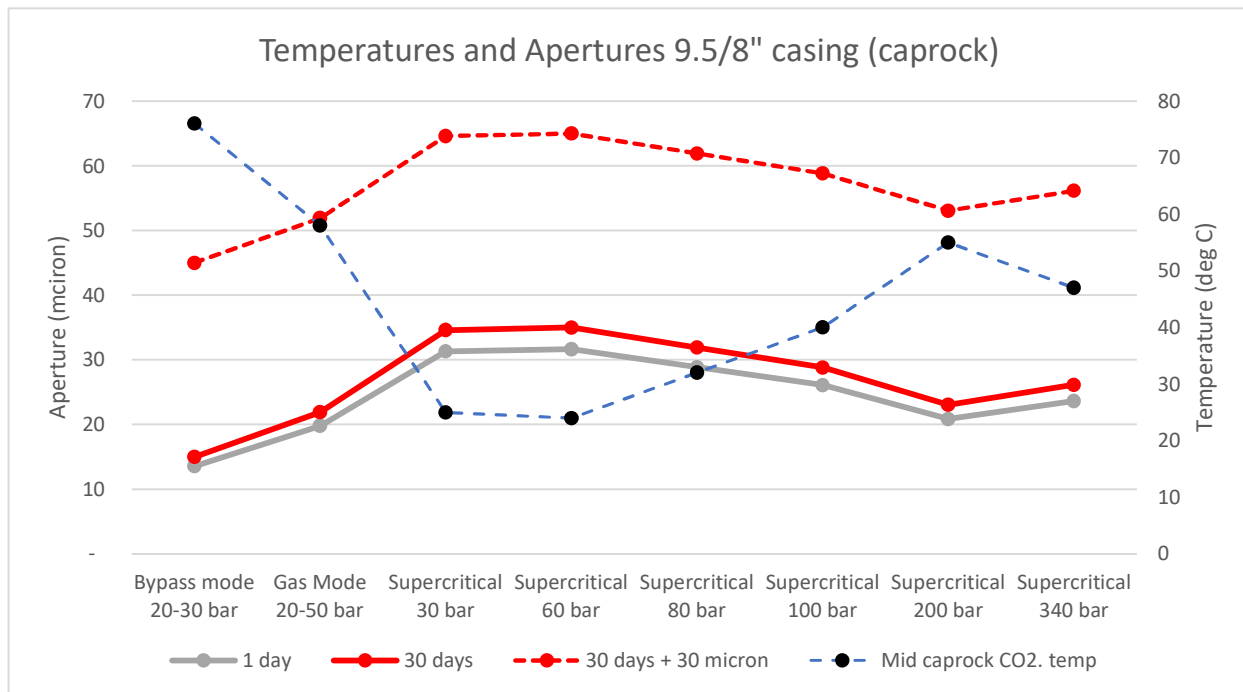


Figure 22: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing)

The above graphs for micro-annuli aperture are for wells with 5.1/2" tubing in 9.5/8" casing across the caprock. In the Porthos project there are also wells with 4.1/2" tubing in 7" liner. The aperture calculations are also done for these dimensions and incorporated in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli

Further on in this document it will be demonstrated that potential flow through micro-annuli can only take place when the reservoir pressure is close to hydrostatic pressure. The apertures from the above aperture model calculations at the end stages of the project (and rounded of upwards) are used for calculations of potential CO<sub>2</sub> flow through micro-annuli. Table 5 below shows the apertures used.

Table 5: Apertures for micro-annuli in mid-caprock well position (unit micron)

Well type		Base case			High Case		
		Injection		Shut-in	Injection		Shut-in
Casing	Tubing	CO <sub>2</sub> temp early phase <50 °C	CO <sub>2</sub> temp later phase >50 °C*	Residual	CO <sub>2</sub> temp early phase <50 °C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50 °C*	Residual
9 5/8"	5 1/2"	35	30	10	65	60	40
7"	4 1/2"	30	25	10	60	55	40

The base case is a conservative scenario

- That is based on a simplified model of the thermal contraction of casing, cement sheath and rock formation. The contraction of the cement sheath has been modelled conservatively and resulting in a larger aperture size of the micro-annuli (for details see Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli)
- That assumes that the rock formation follows the cement sheath in the contraction, but no benefit is taken from additional compressive pressure that the formation might exert on the well and cement

The high case scenario is the above with

- 30 micron added as an uncertainty margin for the initial status of the cement sheath / micro-annuli at the start of the CO<sub>2</sub> injection.

The above apertures will be used for the flow calculations. In following sections 100 micron is used as reference for discussion of buoyancy and capillary pressure.

## 7.3 Pressure evaluation

This section evaluates different forces working on the fluids present. It briefly discusses why buoyancy and capillary effects can be neglected and establishes the used pressure equation for fluid flow in micro-annuli.

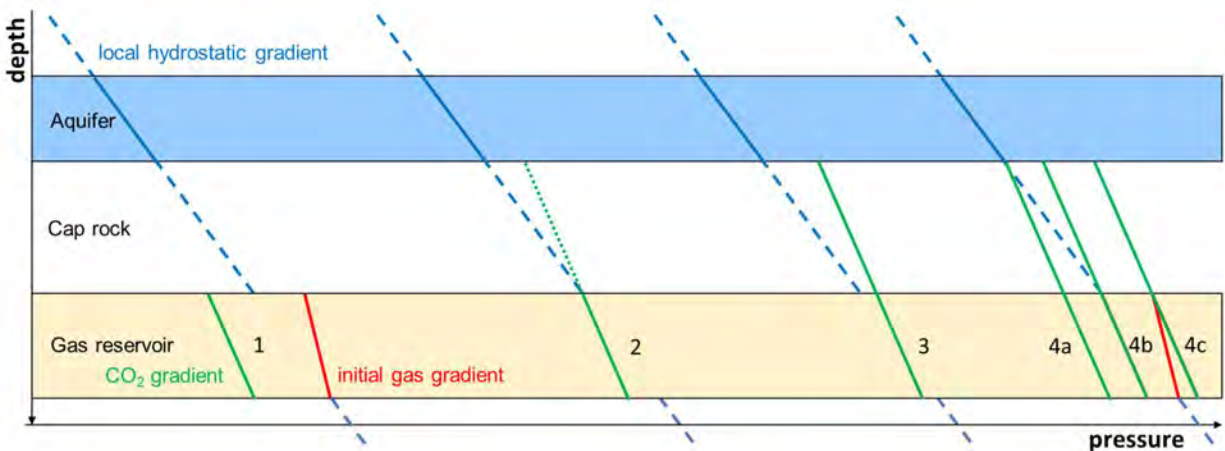


Figure 23: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure *Schematic representation. The stages are explained in section below and in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.*

### 7.3.1 Micro-annular pressure systems

If there is a continuous micro-annulus along the well it is assumed to be in contact with the surrounding formations and it will be at the same pressure as the surrounding formations. The overburden (that contains water bearing sands as shown in Figure 11) and caprock are assumed to be at the original hydrostatic pressure conditions. They are filled with formation water that is further called brine. Four main stages of forces acting on the micro-annular fluid system can be thought of (and have been sketched in Figure 23):

1. Pressure build-up due to CO<sub>2</sub> injection. If there were a continuous micro-annulus along the entire caprock, it is now filled with brine, so the pressure in the micro-annulus at the bottom of the caprock is equal to the hydrostatic pressure, which at this stage is higher than the local reservoir pressure. The micro-annulus is brine-filled and, if it is continuous, brine flows into the reservoir.
2. Equilibrium: the reservoir pressure at top of the reservoir (the micro-annulus-reservoir interface) is in equilibrium with the local hydrostatic pressure (the micro-annulus is still brine-filled).
3. Flow: When the local reservoir pressure at reservoir top near the well exceeds the hydrostatic pressures in the micro-annulus, the equilibrium is lost and a continuous micro-annulus can be filled with CO<sub>2</sub>. The local reservoir pressure can be higher than the hydrostatic pressure at this stage because the injection can cause local overpressures (temporary, only during injection).

Once filled, the pressure at the top of the micro-annulus is higher than the hydrostatic pressure in the water bearing sands above the caprock, due to difference in density of CO<sub>2</sub> and brine, and due to the pressure build-up in the reservoir below. This results in CO<sub>2</sub> flowing into the water bearing sands that will



continue until the final average pressure is reached or until the micro-annulus is disrupted (e.g. warming up of the well after shut-in, plugging due to mineral precipitation or a full bore formation plug at decommissioning).

4. Shut-in: the local reservoir pressure at the reservoir top at the well will fall back to the (final average) reservoir pressure. There are three possibilities:
  - a. The pressure at the top of the CO<sub>2</sub>-filled micro-annulus is equal to the local hydrostatic pressure in the aquifer just above the caprock. No CO<sub>2</sub> is leaking into the aquifer.
  - b. The reservoir pressure is equal to the local hydrostatic pressure at reservoir top (this is the starting point for further calculations below). Because the micro-annulus is already filled with CO<sub>2</sub>, the acting pressure on the aquifer-micro-annulus interface is still such that CO<sub>2</sub> flow occurs.
  - c. The reservoir pressure is higher than for (b) (up to initial reservoir pressure conditions). And shut-in flow rates will be higher than for (b). (this situation 4c will not occur in the project).

Before and up to stage 2, the micro-annulus is filled with brine. After stage 2, the micro-annulus is filled with CO<sub>2</sub> (assuming a fully continuous micro-annulus connecting reservoir and water bearing sand). This has been sketched in Figure 24.

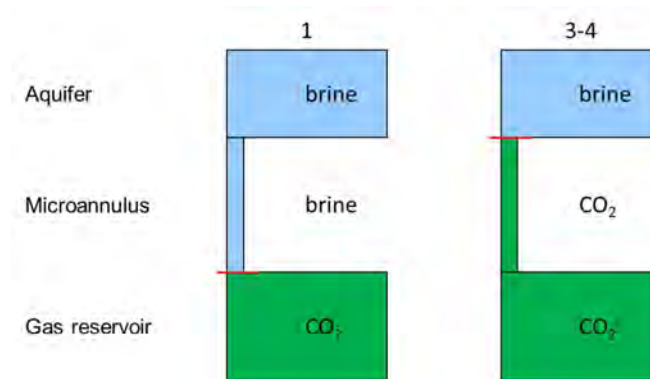


Figure 24: Fluid column in the existence of a micro-annulus  
*Schematic representation. If a continuous micro-annulus would be present, it would be filled with brine in stage 1 to 2 and filled with CO<sub>2</sub> in stages after stage 2. (See Figure 23 for the definition of the stages). Stage 2 is the transition point in equilibrium; therefore no flow occurs.*

### 7.3.2 Forces acting for fluid flow in micro-annuli

Figure 25 is a sketch on the different forces that can be distinguished at the micro-annulus-reservoir interface.

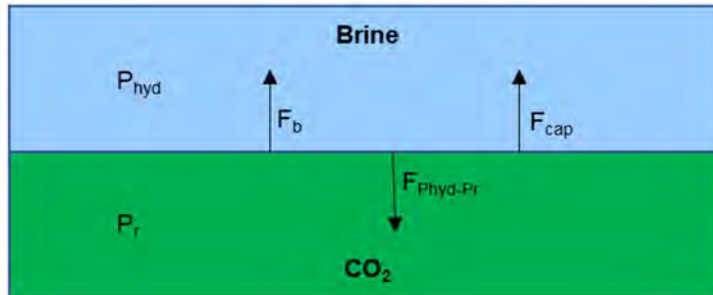


Figure 25: Sketch of pressures and forces at the micro-annulus-reservoir interface  
*Reservoir pressure  $P_r$ , hydrostatic pressure  $P_{hyd}$ , buoyancy force  $F_b$ , forces due to capillary effects  $F_{cap}$ . Note that  $F_{cap}$  is pointed upwards, which means that it acts as a restrictive force for brine dripping, not exactly as a  $CO_2$  entry pressure. Arrows are not to scale for the magnitude of forces.*

#### Buoyancy

Buoyancy of low pressure gas into higher pressure liquid is a hard problem to solve since it involves changing densities and volumes, i.e. compressible fluids, which causes unstable buoyancy. When dealing with bubbles of compressible fluids, the volume that has been displaced will be changed when changing the immediate environment. The force that is driving the bubble is the gravity working on the amount of displaced fluid, which is, in its turn, dependent on pressure and temperature. The mechanisms, calculations and results are all carefully explained in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.

The conclusion is that the force acting by pressure difference between micro-annulus and reservoir is much higher than any buoyancy effect. Even if the pressure difference between micro-annulus and reservoir is only 1 bar, the upward force (by buoyancy) would be somewhere between 7 and 10 orders of magnitude lower than the downward (or upward) force (by pressure difference). Therefore,  $CO_2$  will not drift upwards as a result of buoyancy.

#### Capillary pressure

The micro-annulus filled with brine acts like a vertical tube with liquid above and gas below. In this situation, gravity and surface tension do not result in a capillary effect, but in a reverse mechanism that is similar to a medicine dropper. The mechanism and acting forces are explained in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli. Calculations of the capillary-like forces result in about 1.5 kPa. This means that even with 1 bar pressure difference between the reservoir and the liquid column in the micro-annulus, an additional pressure due to capillary-like forces is negligible.

#### Concluding pressure equations for micro-annular flow

Having now discussed that buoyancy and capillary pressures can be neglected for estimation of potential micro-annular flow, the transport equation can be quite simplified. Assuming constant average fluid properties over the complete micro-annulus (total column height), which is acceptable for this purpose for water and high pressure  $CO_2$ , the driving force of transport is given by the following pressure equation:

$$\begin{aligned} \Delta P_b &= P_{aq} + \rho_w g(h_{aq} - h_{r,top}) - P_{r,top} && \text{for stage 1} \\ \Delta P_b &= 0 && \text{for stage 2} \\ \Delta P_t &= P_{aq} - \rho_{CO_2} g(h_{aq} - h_{r,top}) - P_{r,top} && \text{for stage 3-4} \end{aligned}$$

Where  $\Delta P_b$  and  $\Delta P_t$  stand for the assumed pressure differences at the bottom and top of the micro-annulus, respectively. Furthermore, subscript  $aq$  stands for aquifer,  $r, top$  stands for “at top reservoir”, and  $\rho_w$  and  $\rho_{CO_2}$  are average brine and CO<sub>2</sub> densities. Note that true vertical depth  $h$  is different from flow path length  $L$ , and are related by:  $(h_{aq} - h_{r,top}) = L \cos \theta$ . Micro-annular flow will be driven by  $\Delta P_b$  (stage 1 to 2) until  $\Delta P_b$  gets negative (i.e. the reservoir pressure at bottom micro-annulus is higher than the pressure due to the brine column in the micro-annulus). From that moment, the pressure equation for stage 3-4 gets active, which evaluates the pressure difference acting on aquifer-micro-annulus interface, assuming a completely CO<sub>2</sub> filled micro-annulus (see also Figure 55). Note that  $\Delta P_t$  is negative (resulting from the opposite direction compared to measure depth).

## 7.4 Micro-annular flow calculations

This section starts by briefly explaining the used flow equation and showing its effect on three example cases. It continues with giving the effective results of the calculations for all the wells involved. It ends with the results of a test case, which is used to estimate fluid velocities beyond the casing.

### 7.4.1 Micro-annular flow equation

Linear flow in one direction is given by the following analytical equation (derivation can be found in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli):

$$Q = \frac{kA}{\mu L f_c} (\Delta P)$$

where  $A$  is the micro-annular flow area and  $L$  is the flow path length over which the flow is occurring. A factor  $f_c$  has been added to the equation to include only the cemented part along hole of the casing section over the caprock (a factor  $f_c = 0.9$  means a casing-cement section of 90% of the length of the total section considered). See Figure 26 for a schematic explanation. In Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli, application of this equation is explained in more detail.

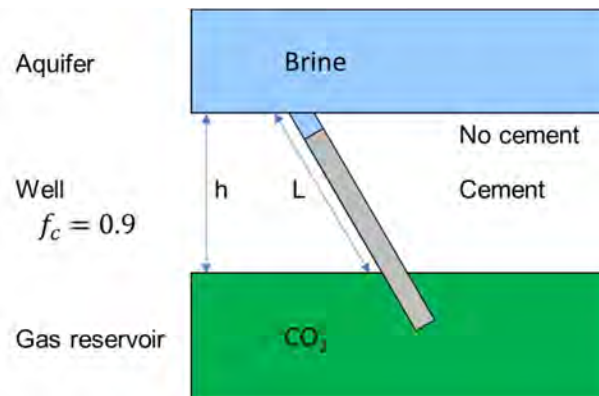


Figure 26: Explanation of path lengths over the caprock used for the calculations  
*Path length  $L$  is the maximum path length of a micro-annulus, which is reduced to  $L f_c$  if the section is not fully cemented (in this example case 90% of  $L$ ). True vertical thickness of the caprock is denoted with  $h$ , not to be confused with  $L$ .*

Calculating micro-annular flow by means of an analytical equation for linear flow is a severe simplification. It is likely to strongly overestimate CO<sub>2</sub> migration since it does not consider the complexity of the transport processes, rock characteristics and chemical interactions. The permeability of micro-annuli is calculated by using the cubic law relationship (Witherspoon et al. (1980) [ref 2]). For the specific values of permeability one is referred to the Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.

Figure 27 shows the flow based on above flow equations, using P18-4A2 values but varying flow paths (400-600 m) to show its influence on flow rate. The micro-annular flow starts with brine flowing downward (stage 1 0 - ~3800 days). This continues until stage 2 (~3800 days) is reached when the pressures at the micro-annulus-reservoir interface are in equilibrium. In this simulation injection is temporarily stopped at this point and then resumed at the point of ~4750 days for about 200 days. During these 200 days CO<sub>2</sub> will flow upward (stage 3 with rising reservoir pressures), which is shown as a negative flow in the graph. This is followed by shut-in (stage 4 after ~4950 days), which is shown in this example to be of 6 months. CO<sub>2</sub> injection stops and the reservoir pressure at the well position returns to the average reservoir pressure, which is hydrostatic or lower. Only a small upward flow rate remains, which will be constant from shut-in to decommissioning of the wells. This small flow rate is mainly caused by the fact that the micro-annulus is already filled with CO<sub>2</sub>, and therefore the pressure at the top of the micro-annulus is determined by the CO<sub>2</sub> density, causing a small difference with the local hydrostatic pressures. This is explained in more detail in the Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli.

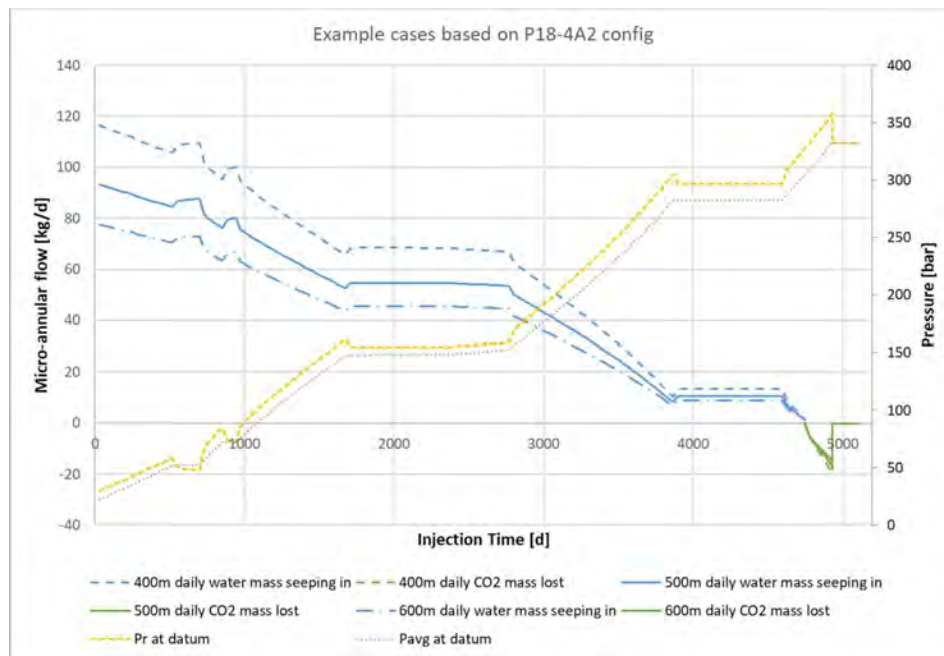


Figure 27: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths) *On the right hand side, average ( $P_{avg}$ ) and local near-wellbore ( $P_r$ ) reservoir pressures are included. Note that after shut-in both pressures are equal and flow rates go to a minimum. The figure and the calculations are explained in more detail in the appendix.*

## 7.4.2 Results Base and High Case

Table 6 below lists the calculated potential CO<sub>2</sub> flow in micro-annuli for base case and high case aperture sizes, as given in Table 5.

Table 6: Calculated migrated CO<sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case

Well	BASE CASE			HIGH CASE		
	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning
4A2	2,025	35	2,163	16,196	2,215	25,055
2A1	542	51	747	4,340	3,268	17,413
2A3	300	32	429	3,197	2,058	11,430
2A5	129	15	190	1,369	9,79	5,285
2A6	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2,996</b>	<b>133</b>	<b>3,528</b>	<b>25,102</b>	<b>8,520</b>	<b>59,183</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

Once the wells are shut-in, the leakage rate is considerably reduced to 0.7 kg/day and 47 kg/day for the 5 wells in total for the base and high case respectively. This will be stopped upon decommissioning of the wells (assumed 2 years after shut-in).

Underlying the base and high case scenarios are several conservative assumptions implying that the above numbers are conservative (high numbers). These assumptions are:

- The aperture calculation is done with a simplified model based on thermal effects only and ignores the effect of any remaining stresses in cement and rock formation that might compress the micro-annuli;
- Any overestimation of aperture has consequences for the estimated flow since it depends on the third power of the aperture ( $a$ ) via:  $kA \sim a^3$ . This cubic law relationship disregards non-ideal flow path and effects like surface roughness and can therefore be regarded to be a conservative approach.
- The length of cementation across the caprock has been conservatively reduced in length.
- Calculating micro-annular flow by means of an analytical equation for linear flow is a severe simplification. It is likely that it greatly overestimates the leakage rate because it does not consider the complexity of the transport processes and rock characteristics.

The total mass migrated out of the storage complex during the injection period and two year shut-in (prior to decommissioning) are in the order of 0.00001% (base case) and 0.0001% (high case) of the total mass stored. This will reach a water bearing sand formation, because CO<sub>2</sub> flow can only occur if there is direct connection with a water bearing sand formation. When CO<sub>2</sub> would reach the water bearing sand formations, it will go into solution. The total rock volume of the water sand formations needed to dissolve 3,500 kg or 59,000 kg CO<sub>2</sub> is in the order of 3,750 m<sup>3</sup> and 63,000 m<sup>3</sup> respectively (assuming a maximum solubility of 1.5 mol% and a porosity of 15%). That is a very small water reservoir (50x50x25 m<sup>3</sup> for the high case). In other words: water bearing sand formations have more than sufficient capacity to absorb the considered amounts of CO<sub>2</sub> and the amounts will therefore not be measurable with currently existing monitoring equipment for plume migration.

In the considered cases, P18-4A2 has the highest micro-annular flow rates, of maximum of 16.8 kg/d and 134 kg/d, or 0.19 g/s and 1.6 g/s for the base and high case respectively. This is equivalent to 0.01 m/s and 0.04 m/s, which are low velocities and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m (a cementation factor of 70% on the total caprock section of 491 m in P18-4A2, see Table 19) results in a residence time of almost 560 minutes for the base case, and 140 minutes for the high case. This residence time is relevant for determining the possibility of mineral precipitation and clogging of micro-annuli. The possibility for chemical interaction between cement and CO<sub>2</sub> is described in chapter 8.

### 7.4.3 Results Test Case

A test case is introduced to investigate the sensitivity to extreme values for micro-annulus aperture and a short section of good cement bond/caprock. It is based on the P18-4A2 case which has the highest differential pressure of 25 bar, largest casing size and smallest flow path/caprock distance. The value of the micro-annulus aperture has been set to 110 micron for the flowing period. The length of good cement bond (and therefore effective micro-annulus flow path) has been reduced to 200 m. More explanation on the assumptions can be found in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli. The amounts considered including a two year post shut-in period are around 0.0005% of the total mass stored.

Table 7 : Cumulative migrated mass for the test case (one well)

L [m]	Aperture [micron]	During CO <sub>2</sub> injection (kg)	Per 6 months post shut-in (kg)	Total with 2 year to decommissioning (kg)
200	110	172,000	3,800	187,200

## 7.5 Conclusions

When cold CO<sub>2</sub> is injected in the wells, it is likely that de-bonding of the cement interfaces will take place, creating micro-annuli. The creation of micro-annuli and the possible migration along the micro-annuli has been reviewed based on a set of conservative assumptions. The aperture calculated for the micro-annuli using a simplified model range from 35 micron (base case) to 65 micron (high case). This is at the mid-caprock position where the cooling of the casing is significantly tempered by the packer fluid between tubing and casing/liner.

It has been established that buoyancy forces working on potential CO<sub>2</sub> bubbles are significantly smaller than the pressures working on the micro-annulus-reservoir interface and can therefore be neglected at all times. Capillary forces have been assessed and can also be ignored.

The risk of CO<sub>2</sub> migration along the caprock is present in the last few years of the injection period, when the local reservoir pressure (around the wells) exceeds the local hydrostatic pressure during injection. CO<sub>2</sub> migration requires a continuous leak path (micro-annulus) along the caprock. This is the assumption for the calculations. However, in practice it is highly unlikely due to a micro-annulus being blocked by precipitation.

Estimations done with the analytical approximation and base case assumptions (which are conservative in the first place) result in a total leaked mass of around 3,500 kg. In the high case the micro-annulus aperture size is increased and, using again the result of the worst well for all wells, to reach a total leaked mass of around 59,000 kg. That is in the order of 0.00001% and 0.0001% of the total stored mass of CO<sub>2</sub> for the base and high case respectively.



A test case has been run for conditions that are considered unrealistic: very large micro-annulus aperture, short section of good cement bond/caprock and a high differential pressure. In that unlikely scenario the total leaked mass would be around 187,000 kg for the P18-4A2 well example (or around 750,000 kg for all wells, assuming equal worst case pressure, casing size and caprock cementation circumstances) which is still only about 0.0005% of the total mass of CO<sub>2</sub> stored (or 0.002% if all wells would be in the considered bad circumstances).

The total rock volume of a water reservoir needed to absorb the high case 59,000 kg of CO<sub>2</sub> is around 63,000 m<sup>3</sup> respectively (assuming a maximum solubility of 1.5 mol% and a porosity of 15%). That is a very small water reservoir (50x50x25 m<sup>3</sup>). In other words: water bearing sand formations have the capacity to absorb the considered amounts of CO<sub>2</sub> and the amounts will therefore not be measurable with currently existing monitoring equipment for plume migration.

Micro-annular flow rates are low in the considered cases. Even the highest flow rate in all moments in time leads to a fluid velocity of 0.01 m/s and 0.04 m/s for the base and high case respectively, which are low velocities and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m results in a residence time of almost 560 minutes for the base case, and 140 minutes for the high case.

## 8 Chemical Interaction

When CO<sub>2</sub> displaces the water column within the micro-annuli and starts migrating upwards, complex chemical interaction will take place with the cement and the formation water. The combination of residence time and aperture width determine whether the wellbore cement pathways are sealed or opened because of chemical reaction (mainly calcite precipitation) and thus determine the long-term leakage potential. Multiple studies have been carried out and are referred to in ref 1. For this discussion we build further on a review of several studies by Susan Carroll et al. (ref 8).

Most studies observed a drop in permeability with time. Two studies showed an increase in permeability under conditions associated with larger apertures and higher flow rates, while decreases in permeability were associated with smaller apertures and lower flow rates. In order to investigate the relationship of permeability, aperture and flow rate observed in experiments, Brunet et al. (2016) developed a reactive transport model calibrated against some experiments. The simulation results are shown below.

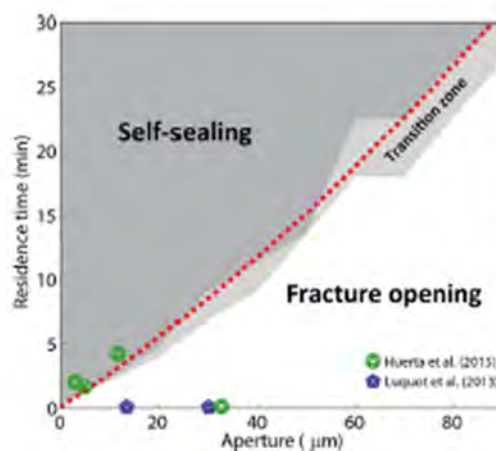


Figure 28: Illustration of the critical threshold between fluid residence time and initial fracture aperture<sup>4</sup>. (ref 8).

The results indicate that the long-term permeability of the fracture depends on both the fluid residence time (i.e., the fluid flow rate) and aperture width. There is a clear division between fracture sealing and opening conditions.

In ref. 8 is concluded that Figure 28 implies that for fractured cement with hydraulic aperture size of 90 micron or less, sealing can be observed when the residence time is 30 minutes or longer. This short residence time indicates

---

<sup>4</sup> . The green and blue symbols represent the initial aperture and residence time of experiments from Huerta et al. (2015) and Luquot et al. (2013) that are also referenced in ref. 8.

that in geological CO<sub>2</sub> storage systems, where cemented intervals are 10's of meters in length, the residence time is likely to be long (assuming there is not a large fracture). Thus, fracture sealing may be more common than fracture opening.

In the Porthos project the aperture of the micro-annuli is calculated to be in the order of 25 – 35 micron in the base case, with a high case assumption going up to 60 micron during the stage of the project where CO<sub>2</sub> migration might occur.

Table 8: Apertures for micro-annuli in Mid-caprock well position (unit micron) : base case

Well type		Base case			High case		
		Injection		Shut-in	Injection		Shut-in
Casing	Tubing	CO <sub>2</sub> temp early phase <50° C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50° C*	Period 1 - 6 months	CO <sub>2</sub> temp early phase* <50° C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50° C*	Period 1 – 6 months
9.5/8"	5.1/2"	35	30	10	65	60	40
7"	4.1/2"	30	25	10	60	55	40

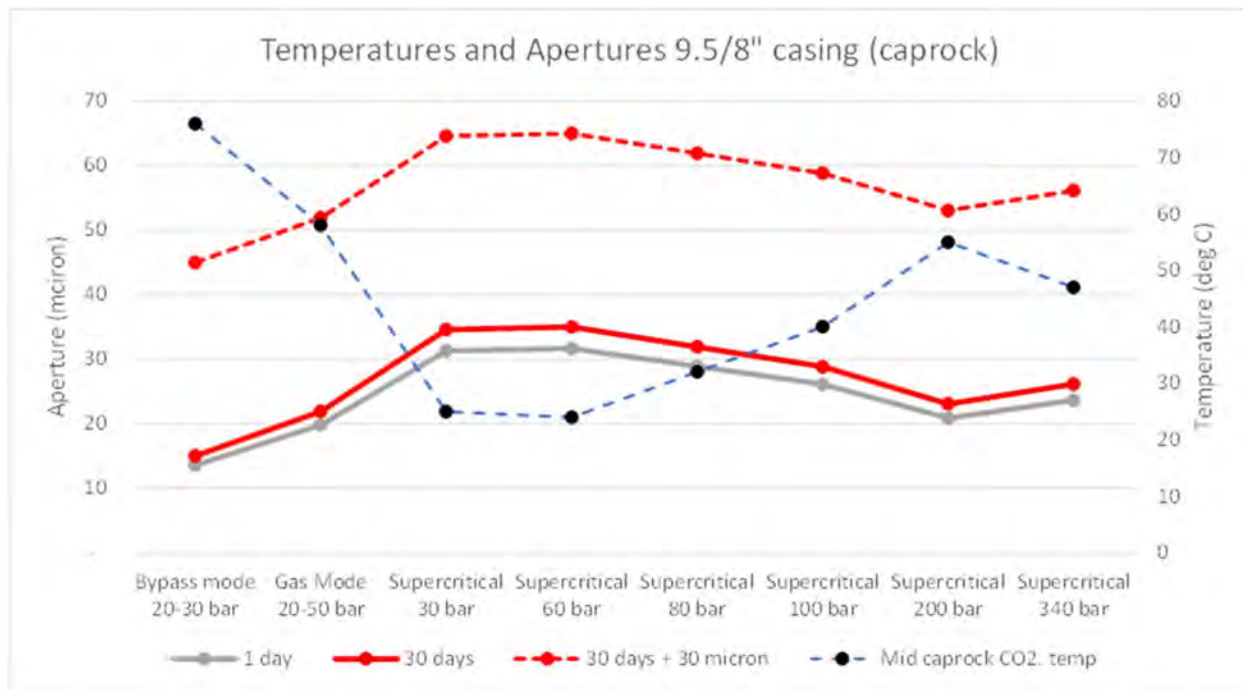


Figure 29: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing)

Migration of CO<sub>2</sub> might take place near the end of the project when the micro-annulus aperture is calculated to be around 30 micron with a high case assumption (+30 micron) of 60 micron (for 9.5/8" casing and lesser for 7" liner).

With regard to residence time in the wells in the Porthos project, it should be noted that the reservoir pressure increases gradually to hydrostatic pressure. Based on the reservoir simulation results it is at the end of the injection phase only a few bar above hydrostatic at the well locations (see Table 18). This means that the pressure difference required for CO<sub>2</sub> flow into the micro-annulus, will gradually build up and will only be a few bar when not injecting (see section 15.4.5 Micro-annular pressure systems stage 3). The upward migration of CO<sub>2</sub> will thus start slowly whereby there will be a long enough residence time for precipitation to occur and to prevent further flow in the micro-annuli. And the residence time will be long enough across the caprock which is at least 460 m in length. During injection the reservoir pressure in the near well bore area can be up to 10 – 20 bar higher. This means that under those circumstances the micro-annular flow will start at a reservoir pressure below hydrostatic, though will still start only gradually providing sufficient residence time in the micro-annuli for calcite deposition.

The flow rates and residence at the end of the injection period have been calculated in Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli. For the base case, P18-4A2 has the highest flow rates, of maximum (at the highest local overpressure at the end of the project) of 16.8 kg/d, or 0.19 g/s. This is equivalent to 0.01 m/s, which is a low velocity and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m (a 70% cementation factor on the 491 m caprock section, see Table 19) results in a residence time of almost 560 minutes. For the high case these numbers are: 134 kg/d, or 1.6 g/s and a velocity of 0.04 m/s, which results in a residence time of almost 140 minutes. These residence times are well in excess of the 30 minutes while the microannulus opening is less than 90 microns, stated in Figure 28 above.

Based on the comparison with the review of a number of studies by Susan Carroll et al (ref. 8) (see also Figure 28) it is concluded that the combination of fluid residence time and small aperture will mostly likely result in sealing of a leak path as a consequence of calcite precipitation.

In addition to complex chemical reactions in the micro-annuli, CO<sub>2</sub> will also react with cement in areas where it is in long term exposure without additional water, e.g. in or outside a wellbore after decommissioning. Reaction of CO<sub>2</sub> with wellbore cement is a slow process if good construction practices and proper cement materials were used (IEAGHG, 2018). Degradation rates have been found to be proportional to temperature, pressure and the square root of time (Shell, 2015). According to literature the degradation of Portland cements could be up to about 12 m in 10,000 years. It is also reported that the permeability that can be created by the degradation is such that it still is within API criteria for cement (EPA, 2012) (ref 1, section 9.4.2). The cementations and wellbore plugs will have sufficient length that this kind of long-term degradation will not influence the well integrity.

## 9 Well Decommissioning Plan

As part of the preparations for the Porthos project, the suspended discovery well P18-2 and the sidetrack P18-2A6S1 will be decommissioned. After completing the CO<sub>2</sub> injection the P18 injection wells will be decommissioned for which a basis of decommissioning design has been prepared (ref 11).

Decommissioning will be done in a way that conforms to good practice and meets required standards for a CO<sub>2</sub> storage site. After decommissioning the wells should ensure permanent and safe containment of the CO<sub>2</sub> in the reservoir. This implies preventing fluid flow across the caprock (shale formations up to Werkendam).

Currently cement is the plugging material of choice for annular seals and decommissioning of oil and gas wells. The plug must extend across the full cross section of the well (“rock-to-rock”), whilst covering the annuli. If the cement behind the casing(s) is good, this can be achieved by placing a cement plug inside the casing.

In order to get a plug that is independent from the cement behind the casing, the wells will be decommissioned with a full bore formation plug (FFP) that will be installed above the injection interval and across the caprock. The cement plug is set across a window that will be milled in the liner/casing and thereafter widened (under-reamed) into the formation. The full bore formation plug will thus provide a wall to wall barrier that cuts through the potential micro-annuli and blocks a possible migration path across the caprock. (ref 1, 11).

The Jurassic and Lower Cretaceous formations are present in the P18 area and may have flow potential. The caprock for these potential reservoirs consists of the Vlieland Claystone and the Holland formations. Regionally, the formation strength of the Vlieland Claystone is more than sufficient to cope with the anticipated pressures in the Jurassic and Lower Cretaceous reservoirs as well as a fully charged CO<sub>2</sub> storage reservoir (Bunter).

A wall to wall barrier will need to be created over the Vlieland Claystone/ Holland Formations. This wall to wall barrier will consist of an internal cement plug of at least 100 m or 50 m if placed on top of a mechanical barrier and cement in the annular space outside of the casing(s). A CBL will be run to confirm the cement bond on the outside of the casing. In case the CBL shows a poor annular cement bond a remedial cement job will be required. This may consist of an FFP similar to the cement plug discussed for the CO<sub>2</sub> reservoir plug. With time the naturally sealing shales (Vlieland Claystone) are expected to also provide a long-term seal around the wellbore and, if present, pressuring the micro-annuli to closure.

A well by well assessment will be made whether an environmental barrier will need to be placed near surface after all casings have been cut. The environmental plug should consist of 50 m of cement on a firm base or 100 m without a firm base. This shall be done when there is a risk of environmental pollution by fluids left in the well or if there is rock formation in direct communication with the sea. The environmental barrier shall extend across all annuli and does not require any verification other than visual confirmation of the TOC or by cement returns.

The decommissioned well will be monitored for an agreed period of time (provisional plan is 3 months). The conductor will be cut and removed from at least 6 m below the seabed at a later moment, eg. when the platform is removed.

The well specific decommissioning designs are available in ref. 11. An example of the planned decommissioned well status for well P18-2A1 is provided below showing the main two decommissioning plugs at the caprock and at the Vlieland Claystone. The environmental plug, for which the requirement will be assessed, is not shown in this design.

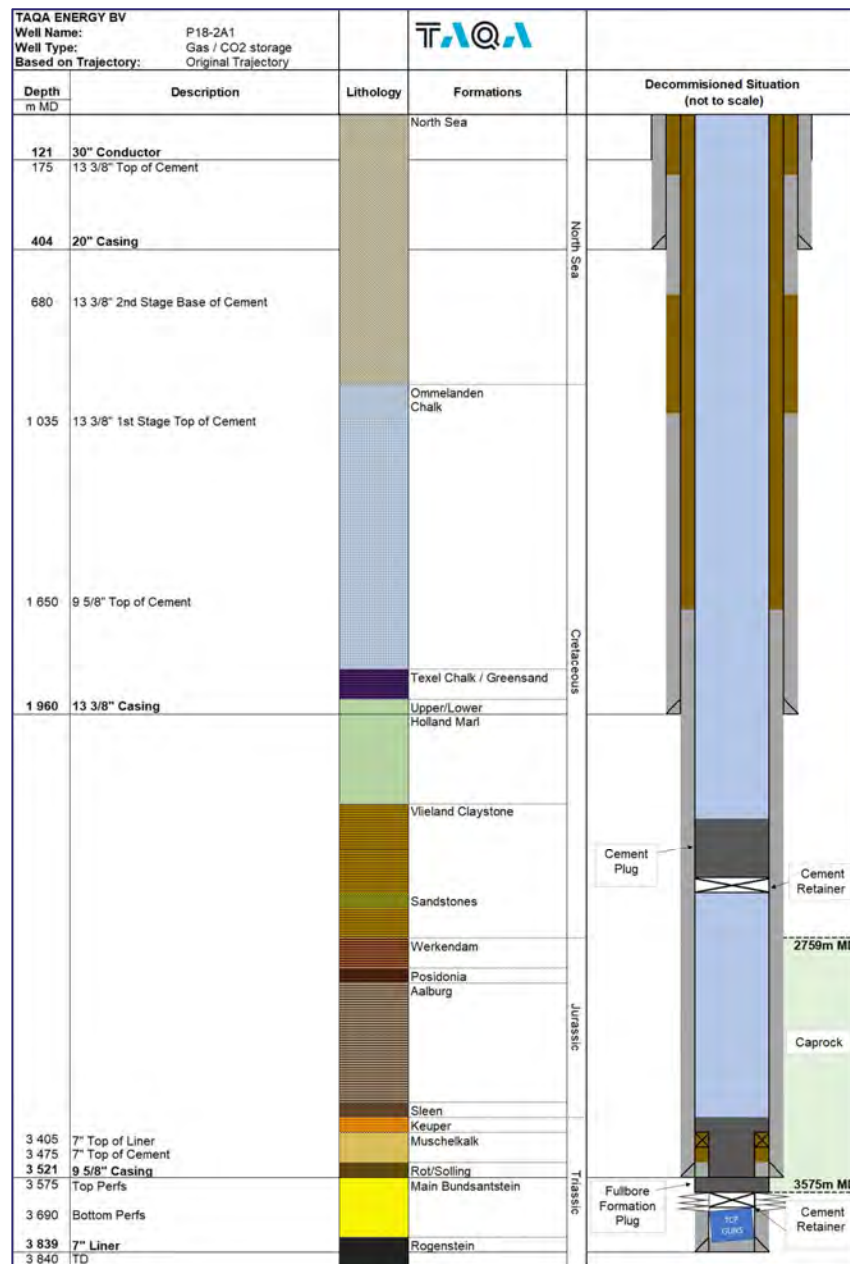


Figure 30: Decommissioning design well P18-2A1



Well P18-2 will be re-entered as the current set of plugs is not sufficient for the higher pressure of the CO<sub>2</sub> project. A full bore formation plug will be installed at the base caprock and a second plug near the Vlieland Claystone. The planned decommissioned well status design is shown below. The environmental plug, for which the requirement will be assessed, is not shown in this design.

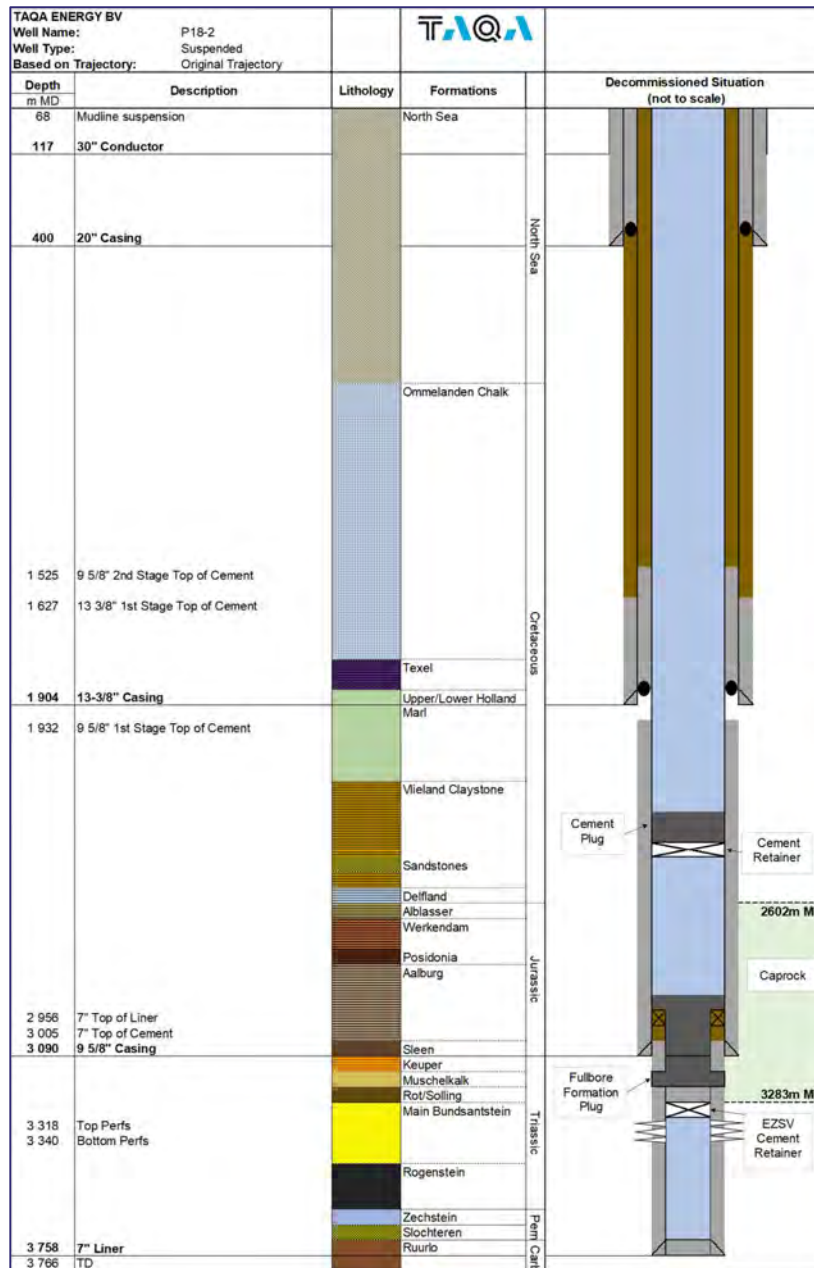


Figure 31: Decommissioning design suspended well P18-2

# 10 Well Containment Monitoring

For the Porthos P18 fields CO<sub>2</sub> storage project the monitoring plan serves to make supported statements that the CO<sub>2</sub> remains stored in the reservoir and does not reach the ocean-atmosphere. Monitoring offers the opportunity to act if anomalies occur. A monitoring plan and Plan of Corrective Actions have been defined as part of the P18-2 permit application.

The monitoring plan provides details of the monitoring to be deployed during the main stages of the project, including baseline, operational and post-closure monitoring. For each phase the following will be specified:

- Parameters monitored;
- Monitoring technology employed;
- Monitoring locations;
- Frequency of application.

The purpose of the monitoring is:

- Comparing actual and modelled behaviour of CO<sub>2</sub> and brine
- Detecting significant irregularities
- Detecting CO<sub>2</sub> migration
- Detecting CO<sub>2</sub> leakage
- Detecting significant negative effects for the ocean-atmosphere
- Evaluating the effectiveness of corrective measures taken in case of leakage
- Proving safety and integrity of the storage complex, including the assessment of complete and permanent storage.

The monitoring plan for containment of CO<sub>2</sub> in the storage complex in and along the wells is incorporated and described in detail in the Monitoring plan (Part IV of application for CO<sub>2</sub> permit for reservoir P18-2). A summary of the monitoring activities related to well containment is provided in the table below. The monitoring is defined with frequencies, but requires further definition (eg. operating ranges, alarm and maximum allowable values have not yet been defined). The monitoring plan will be finalised with an update prior to start-up of the CO<sub>2</sub> injection.

Table 9: Monitoring Plan for Well Integrity and Well Containment

Environment				Project fase			
Parameter	Technology	Purpose	Location	Pre-injection	Injection	Post-injection	Post-closure
leakage of CO <sub>2</sub>	ROV	gasbubble detection	at seabed	baseline	once per 2 years	once per 2 years	once per 2 years for first 10 years
leakage of CO <sub>2</sub>	Seawater sampling	CO <sub>2</sub> content in seawater (baseline)	at seabed	baseline	when leak suspected	when leak suspected	when leak suspected
leakage of CO <sub>2</sub>	Sidescan sonars (+seabed samples)	pockmark surveys	at seabed	baseline	when leak suspected	baseline	subject of verification outcome
leakage of CO <sub>2</sub>	ROV	gasbubble detection in vicinity of pockmarks	at seabed	baseline	when leak suspected	when leak suspected	when leak suspected

Operational				Project fase			
Parameter	Technology	Purpose	Location	Pre-injection	Injection	Post-injection	Post-closure
Injection flowrate	Flowmeter	Measurement of CO2 quantity injected per well	flowline		continuous		
Pressure	Pressure sensor	Pressure measurment for proces and integrity control	wellhead		continuous		
Pressure	Pressure sensor at depth	Pressure measurment for proces and integrity control	well		continuous		
Temperature	Temperature sensor	Temperature measurment for proces and integrity control	wellhead		continuous		
Temperature	Temperature sensor at depth	Temperature measurment for proces and integrity control	well		continuous		
Gascomposition	Gas composition measurement, water concentration	CO2 composition for integrity control	entry point low pressure pipeline		continuous		
Gascomposition	Gassampling	CO2 composition for integrity control	entry point CO2 in low pressure pipeline and at compressorstation		periodic		
Gascomposition	Waterdewpoint metering	Waterdewpoint for integrity control	entry point CO2 in low pressure pipeline and at compressorstation		continuous		

Leakpath and integrity				Project fase			
Parameter	Technology	Purpose	Location	Pre-injection	Injection	Post-injection	Post-closure
Casing integrity	CBL/USIT	cement bond and wall thickness measurement	in the well during workover	baseline			verification
Casing integrity	Annular pressure	tubing, casing and or linerlap leakage	wellhead	continuous	continuous	continuous	
Tubing integrity	EMIT / PMIT	tubing integrity	closed in well		once per 5 years		
Tubing integrity	DTS	tubing integrity	in the well	continuous	continuous	continuous	
Micro-Annuli	USIT (presence) baseline	well integrity by identification of micro annuli and cement bond	in the well during workover	baseline			verification
Micro-Annuli	RST	saturation measurement of water & gas in overlaying rocks	in the well during workover	baseline			verification
Micro-Annuli	DTS / DAS	anomaly in trend of consecutively measurements might indicate leakage	closed in well	baseline	once per year	every 6 months	verification
Decommissioning Plug Integrity	Tag or pressure test	verification of plug integrity	wellbore	at well decom.			at well decom.

The following further explanation is provided on the above plan elements that will, where applicable, be executed under a Well Integrity Management System (WIMS):

- Operational well operating envelopes: well operating envelopes define the combination of flow, pressure and temperature, within which the mechanical well integrity and process safety are secured and injection in the reservoir is controlled (e.g. within limits for fracturing). The threshold values and alarm levels will be set based on well design and outcome of FAS and geomechanical studies (SRA).
- Monitoring of CO<sub>2</sub> quality: The CO<sub>2</sub> composition is monitored for the presence of corrosive components (e.g. Water). Threshold values and alarm levels (pressure and temperature) will be defined pending on well material selection and well conditions.
- DTS/DAS tubing integrity monitoring: DTS / DAS is part of the completion and read-out of the data (temperature profile and acoustic signals) will be done at regular intervals. Anomalies in the trends are an indication that further investigation is required e.g. for possible tubing leak.

- Annular Pressures Limits (e.g. MAASP) are set for A and B annuli and monitored on-line continuously and used as follows:
  - pre-set alarm levels,
  - monthly reviews of pressure trends
  - quarterly well integrity reviews (pressure trends and results from wellhead maintenance)"
- EMIT / PMIT tubing integrity logging: First survey will be done in one well across the three fields one year after injection of CO<sub>2</sub> at supercritical conditions has started. The conditions during injection in the gas phase is not anticipated to lead to any tubing integrity concerns. Frequency of follow-up surveys will be based on result of the first and subsequent surveys. The frequency for follow-up surveys will be at least one well every 5 years.
- Micro-annuli detection will be done as follows:
  - USIT: identification of micro-annuli in the cement bond with ultrasonic imaging. Note that the detection limit will probably be only a significant aperture of micro-annuli (not expected). This requires direct access to the casing / liner and can thus only be run during the initial workover and well decommissioning. De USIT will also measure the casing wall thickness.
  - RST: CO<sub>2</sub> leakage along the wellbore of the injector across the caprock could accumulate in the water bearing sandstones between the caprock and the Vlieland Claystone. The RST is planned to be run to check if any CO<sub>2</sub> has leaked and subsequently accumulated. The RST cannot be run across the completion that is present at the water bearing sandstones intervals. It is therefore planned to run the RST prior to injection for a baseline and subsequently prior to decommissioning.
  - DTS/DAS: If flow occurs through micro-annuli, it is anticipated to be a small flow only that will have a small effect on the temperature in and around the well with some noise (as per base and high case in this document). For detection the well will need to be shut-in to remove the temperature effect and noise of the injecting CO<sub>2</sub> (but thereby also reducing part of the pressure that could drive the flow through the micro-annuli).

On a yearly basis (and probably higher frequency at the end of the injection period when micro-annular flow could take place), the wells should thus be shut-in for a DTS/DAS survey to check for micro-annular flow.

The DTS/DAS are installed on the outside of the tubing. Temperature effects will be partially masked by the annulus fluid.

It is very likely that the high case scenario for micro-annular flow is below the detection threshold for DTS/DAS. This is not a concern because the amount of micro-annular flow in the high case scenario is insignificant and will not have a negative impact on the overburden and the ocean-atmosphere. If significant uncontrolled flow would take place it is likely to be detected.

# 11 Discussion of Well Containment Risks: Bow-Tie Barriers

A risk assessment using bow ties was introduced in section 5.3 using two bow-ties for well containment risks:

- CO<sub>2</sub> Injection well during injection
- Decommissioned wells in CO<sub>2</sub> storage complex.

Preventive and corrective barriers were identified for the threat 'Micro-annuli in cement forms a leak path along well from reservoir to surface'. The barriers have been reviewed in the previous chapters and are here revisited.

- Hydrostatic overbalance from overlying formations (above caprock) - Low Uncertainty

The hydrostatic pressure in formations above the caprock provides an overbalance to the pressure in reservoir for most of the project preventing any upward CO<sub>2</sub> flow. At the end stage of the injection project, there could be a temporary stage during which the local reservoir pressure is temporary slightly higher and that CO<sub>2</sub> could flow upwards above the caprock if there would be a connected leak path. For this reason the average final reservoir pressure will not exceed hydrostatic pressure.

If CO<sub>2</sub> would migrate across the caprock, the leak path would pass permeable water bearing formations in the overburden. The CO<sub>2</sub> would migrate upwards in the micro-annuli against hydrostatic pressure and against the friction losses of the small aperture micro-annulus. Crossing the water bearing formation, the CO<sub>2</sub> can or will (also) migrate laterally in the permeable water bearing sand. The amount of CO<sub>2</sub> that potentially leaks via micro-annuli is small and will be dissolved in any water bearing sand formation. The volume of CO<sub>2</sub> that would leak across the caprock is small and can be absorbed in any water bearing sand formation (see section 7.4.2).

Between the caprock and the Vlieland Claystone there are several water bearing sand formations: Delft Sandstone, Rijswijk Sandstone and Berkel Sandstone and IJsselmonde Sandstone.

The Vlieland Claystone is located above the water bearing sand formations. This naturally sealing formation will block the leak path and force CO<sub>2</sub> to migrate laterally into the water bearing sands formations.

- If CO<sub>2</sub> migration would take place it would be at insignificant rates (chapter 7: Flow through micro-annuli)

Low Uncertainty

*Full text in bow-tie for this barrier : CO<sub>2</sub> migration along caprock is very slow due to combination of (small) aperture, limited pressure (very limited overpressure compared to hydrostatic pressure) and long caprock distance (490 – 1000 m) over which the micro-annuli would have to be connected to form a leak path.*

CO<sub>2</sub> migration could possibly take place at the end of the project when the local reservoir pressures near the wells is temporary above the local hydrostatic pressure. The pressure that drives the migration would be limited. Even then it is still uncertain whether CO<sub>2</sub> would migrate through a micro-annulus. The flow requires a continuous micro-annulus leak path along the caprock which has an along hole height varying from 490 to 1000 m.

If there would be a continuous leak path of micro-annuli, it would have to be at least 460 m long and have an aperture of 60 micron or less. CO<sub>2</sub> leak rates have been calculated for a number of scenarios based on conservative assumptions. The mass of CO<sub>2</sub> that could possibly leak is insignificant: in the order of 0.0001% of the total stored mass of CO<sub>2</sub>.

- Calcite precipitation will most likely result in sealing of a leak-path Low Uncertainty

When CO<sub>2</sub> displaces the water column within the micro-annuli and starts migrating upwards, complex chemical interaction will take place with the cement and the formation water. The micro-annuli aperture is small and the fluid residence time is high. The fluid residence time is high because the reservoir pressure is gradually increased with the CO<sub>2</sub> injection. The pressure required to start flow through the micro-annuli will thus also start very low and gradually increase. This combination makes it likely that calcite precipitation will take place and seal the micro-annuli. (see section 8: Chemical Interaction)

- Well containment monitoring (chapter 10) High Uncertainty

During the injection stage, flow through micro-annuli can be monitored via DTS/DAS. However, it is very likely that the high case scenario for micro-annular flow is below the detection threshold for DTS/DAS. This is not a concern because the amount of micro-annular flow in the high case scenario is insignificant. If significant uncontrolled flow would take place along the well, it is likely to be detected.

Presence of micro-annuli and accumulation of CO<sub>2</sub> in the water bearing sandstones above the caprock can be measured as part of the well decommissioning.

After decommissioning seabed inspections will take place to verify for bubbles or other signs of CO<sub>2</sub> release.

- Geological warming of well bore on shut-in, well bore returns to original dimensions reducing micro-annuli flow Low Uncertainty

The formation of the micro-annuli is a process that is largely temperature driven. There are several conditions that need to be met before CO<sub>2</sub> will flow through the micro-annuli, like a continuous leak path over the caprock and high enough reservoir pressure to start the flow. It is calculated that flow will be very small. A micro-annulus is thus not likely to be eroded by the CO<sub>2</sub> flow from a leak. When the wellbore warms up upon (temporary) shut-in, the micro-annuli will reduce in aperture. Studies show that the micro-annuli will not completely reseal upon warming up and there is likely to be a residual aperture for the micro-annulus for which we assume 10 micron. This is very small reducing any micro-annular flow. (see also section 15.2 Modelling of Micro-Annulus aperture).

- Geological squeezing of well bore from self-sealing formations (Vlieland, Aalburg) Low Uncertainty

The Vlieland Claystone is identified as a naturally sealing formation and is present in all the wells (see section 6: Sealing Shales) . In 4 wells part of the Vlieland Claystone is located above the TOC of the 9.5/8" casing or 7" liner. The sealing can be confirmed with CBL logging during the workovers of the wells.



- Fullbore formation plug set at caprock -

Low Uncertainty

As part of the decommissioning a Fullbore Formation Plug will be set in the wells: P18-2 and P18-2A6 during the preparations of the project and for the injection wells at the end of the injection phase. This is an established practice with low uncertainty (see section 9: Well Decommissioning Plan)

Based on the above assessment of the preventative barriers there is a low uncertainty that these barriers will be effective to prevent that CO<sub>2</sub> leaks through injection well casing cement / information interface (e.g. Micro-annuli) to the overburden.

If the event would take place and CO<sub>2</sub> would leak to the overburden, the Vlieland Claystone and the water bearing sand formations are the recovery barriers that will prevent CO<sub>2</sub> to leak further up into the overburden and further into the ocean-biosphere.

# 12 Conclusions

The Porthos CCS project is planning to use the P18 fields for storage. Potential leakage of CO<sub>2</sub> along existing wells is generally considered a major risk associated with CO<sub>2</sub> storage.

In this document the integrity of the wells in the P18 fields is reviewed with focus on containment across the caprock. Well integrity is reviewed for the current status of the wells and the status during the CO<sub>2</sub> injection period including the effects of injecting cold CO<sub>2</sub>.

In the current status all wells in the P18 fields have sufficient integrity to provide containment across the caprock. They all have a good cementation of the casing / liner across the caprock over an alonghole distance varying from 460 to 1024 m. This will be reconfirmed during the workovers of the wells to install a new upper completion.

When cold CO<sub>2</sub> is injected in the wells, it is likely that de-bonding of cement interfaces will take place, creating micro-annuli that could form a leak path and the risk that CO<sub>2</sub> leaves the storage complex. Possible leak paths have been identified for potential leakage across the caprock and the overburden. The leak paths and the barriers against potential leakage have been reviewed along the preventive and recovery barriers identified in the bow-ties for the threat of CO<sub>2</sub> flow along the well.

The creation of micro-annuli and the possible migration along the micro-annuli has been reviewed based on a set of assumptions that are conservative (leading to high flow estimates). The aperture calculated for the micro-annuli using a simplified model, range from 35 micron (base case) to 65 micron (high case). This is at the mid-caprock position where the cooling of the casing is significantly tempered by the packer fluid between tubing and casing/liner.

It has been established that buoyancy forces working on potential CO<sub>2</sub> bubbles are significantly smaller than the pressures working on the micro-annulus-reservoir interface and can therefore be neglected at all times. Capillary forces have been assessed and can also be ignored .

The risk of CO<sub>2</sub> migration is present in the last few years of the injection project, when the reservoir pressures reaches hydrostatic pressure.

Table 10: Calculated migrated CO<sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case.

Well	Base Case			High Case		
	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning
<b>4A2</b>	2,025	35	2,163	16,196	2,215	25,055
<b>2A1</b>	542	51	747	4,340	3,268	17,413
<b>2A3</b>	300	32	429	3,197	2,058	11,430
<b>2A5</b>	129	15	190	1,369	979	5,285
<b>2A6</b>	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2,996</b>	<b>133</b>	<b>3,528</b>	<b>25,102</b>	<b>8,520</b>	<b>59,183</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

Table 10 shows the estimations done with the analytical approximation and base case assumptions (which are conservative in the first place) that result in a total leaked mass of around 3,500 kg. In the high case the micro-annulus aperture size is increased by addition of an additional 30 micron (to accommodate for possible pre-existing apertures) which results in a total leaked mass of around 59,000 kg (59 ton).

Underlying the base and high case scenarios are several assumptions that are conservative, implying that the calculated estimates are conservative (tending to be on the high side). These assumptions are:

- The aperture calculation is done with a simplified model based on thermal effects only and ignores the effect of any remaining stresses in cement and rock formation that might compress the micro-annuli;
- Any overestimation of aperture has consequences for the estimated flow since it depends on the third power of the aperture ( $a$ ) via:  $kA \sim a^3$ . This cubic law relationship assumes disregards non-ideal flow path and effects like surface roughness and can therefore be regarded to be a conservative approach.
- The length of cementation across the caprock has been conservatively reduced in length.
- Calculating micro-annular flow by means of an analytical equation for linear flow is a severe simplification. It is likely that it greatly overestimates the leakage rate because it does not consider the complexity of the transport processes and rock characteristics.

The total amount of CO<sub>2</sub> that is planned to be injected is around 38 Mt. The total mass of CO<sub>2</sub> migrated during the injection period and two year shut-in (prior to decommissioning) (see Table 10) will in the order of 0.00001% (base case) and 0.0001% (high case) of the total stored mass, which is considered to be insignificant.

Under these conservative conditions, the fluid velocities are very low: around 0.01 and 0.04 m/s (base and high case respectively) at its highest point. These low velocities can probably not be detected with the planned in-well monitoring with DTS/DAS during the injection phase. The DTS/DAS system that is planned to be installed, will detect if significant CO<sub>2</sub> flow would take place and would trigger remedial actions.

For CO<sub>2</sub> migration to occur, continuous leak paths along the caprock are required, connecting the gas reservoir to a water bearing formation. The CO<sub>2</sub> will start to flow slowly when the reservoir pressure has increased sufficiently for CO<sub>2</sub> to migrate and there is a continuous leak path. It has been established that the long fluid residence times (due to low fluid velocities) and the size of micro-annular apertures are good conditions for chemical interaction with the cement. The resulting calcite precipitation is likely to clog up the leak path.

If CO<sub>2</sub> would migrate across the caprock, the leak path would pass permeable water bearing formations in the overburden. There are several water bearing sand formations: Delft Sandstone, Rijswijk Sandstone and Berkel Sandstone and IJsselmonde Sandstone. The CO<sub>2</sub> would migrate upwards in the micro-annuli against hydrostatic pressure and against the friction losses of the small aperture micro-annulus. Crossing the water bearing formation, the CO<sub>2</sub> can or will (also) migrate laterally in the permeable water bearing sand. The amount of CO<sub>2</sub> that potentially leaks via micro-annuli is small and will be dissolved in any water bearing sand formation. Estimations have led to a resulting water bearing formation of around 63,000 (50x50x25) m<sup>3</sup> in rock volume for the high case, which can be considered as a quite small water bearing formation.

Just above the water bearing sands, the Vlieland Claystone is located. This is a naturally sealing formation and it is probable that it will block any leak path and force the CO<sub>2</sub> to migrate laterally into the underlying water bearing sand formations.

At the end of the injection stage, the wells will be shut-in and decommissioned. The formation of the micro-annuli is largely temperature driven. When the wellbore warms up upon shut-in, the aperture of the micro-annuli will be reduced and any migration of CO<sub>2</sub> will be slowed down significantly. During decommissioning logs will be run to detect micro-annuli and whether CO<sub>2</sub> accumulation can be recorded in the overburden. As part of decommissioning a Fullbore Formation Plug will be set across the caprock to provide full isolation of the reservoir. A monitoring plan for well containment has been prepared and will be further defined once the detailed operating parameters have been established.

In conclusion, there is an insignificant risk that small insignificant volumes of CO<sub>2</sub> leak out of the storage complex along the wells during the project prior to decommissioning. The CO<sub>2</sub> is not likely to reach the ocean-atmosphere. The conclusion from the TNO studies for P18-2 and P18-6 fields stands (ref 1 and ref 5): “Overall, the likelihood of CO<sub>2</sub> (migration) leakage through micro-annuli is small”.

## 13 References

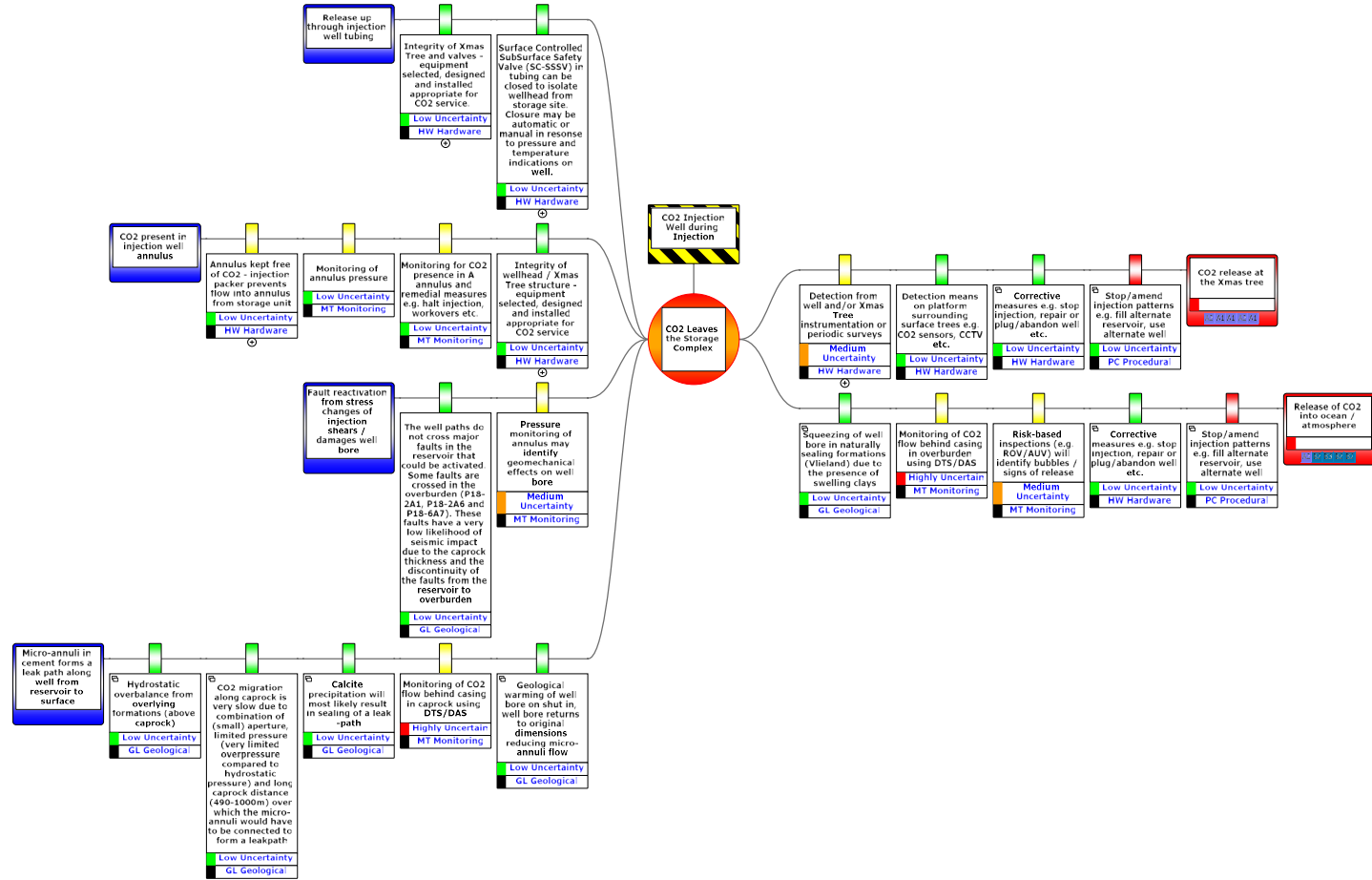
1. TNO report 2019 R11635, CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field (section 9.3).
2. Witherspoon, P., Wang, J., Iwal, K., Gale, J. (1980) Validity of Cubic Law for Fluid Flow in a Deformable Rock Fracture, Water Resources Research, Vol. 16, No 6, Pages 1016-1024, December 1980.
3. Koenen and Wasch, The potential of CO<sub>2</sub> leakage along de-bonded cement-rock interface, 14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14 (2018).
4. Wasch and Koenen, Injection of a CO<sub>2</sub>-Reactive Solution for Wellbore Annulus Leakage Remediation, Minerals 2019, 9, 645 (2019).
5. TNO report 2019 R11212, CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-6 depleted gas field.
6. Moghadam and Castelein, Large-scale laboratory investigation of the micro annulus behaviour in the casing cement interface, TNO Energy Transition Utrecht, 54<sup>th</sup> US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium June 2020, ARMA-20-1325.
7. Communication between TNO-AGS and Porthos project team on micro-annuli in July and August 2020: clarification TNO report 2019 R11635, CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, section 9.3 and additional temperature modelling incorporated in this document.
8. Susan Carroll et al., Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO<sub>2</sub> storage environments, International Journal of Greenhouse Gas Control 49 (2016), 149-160.
9. Matsushita & Onoue (2006) Influence of Surface Energy on Compressive Strength of Concrete under Static and Dynamic Loading.
10. Surface Tension – Wikipedia, Surface tension of water and seawater, retrieved at September 2, 2020, via: [https://en.wikipedia.org/wiki/Surface\\_tension#Surface\\_tension\\_of\\_water\\_and\\_of\\_seawater](https://en.wikipedia.org/wiki/Surface_tension#Surface_tension_of_water_and_of_seawater).
11. Porthos Basis of decommissioning design, TAQA Energy BV, ECM number 196532, March 22, 2019.
12. P18-2A5 A-annulus pressure investigation, TAQA Energy BV, ECM number 202784, March 06, 2020.
13. John C. Stormont, Serafin Garcia Fernandez, Mahmoud R. Taha, Edward N. Matteo, Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions, Geomechanics for Energy and the Environment 13 (2018).
14. Seismic Risk Analysis : P18 CCS : Seismic Risk Evaluation for EBN BV, Fenix Consulting Delft BV, January 2021.

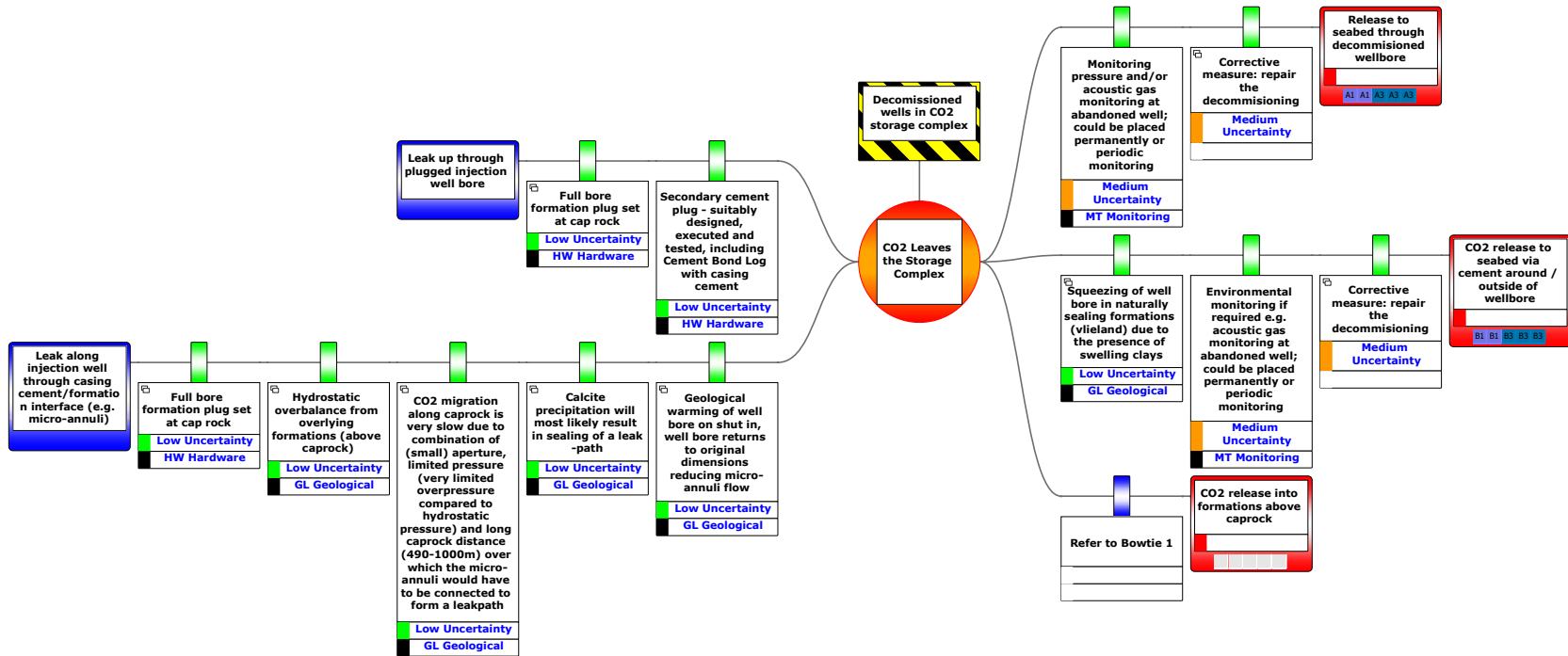
## 14 Appendix A: Bow Ties

Two bow ties for the Event : CO<sub>2</sub> leaves the Storage Complex :

- CO<sub>2</sub> Injection Well during Injection
- Decommissioned Wells in CO<sub>2</sub> storage complex







# 15 Appendix B: Assessment of flow through micro-annuli

Injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the temperature of the surrounding rock can cause thermal contraction in and around the wells. It is likely that this will result in de-bonding of casing / cement interfaces and thus in the creation of micro-annuli that could form leak paths if they would be connected over such a long interval. A leak path could be created if the micro-annuli are connected and CO<sub>2</sub> flow could take place if the right pressure conditions are in place.

In this appendix the potential flow through micro-annuli is assessed. Based on the temperature profile in the wells the micro-annulus aperture is determined based on a simplified model. The pressure conditions required to start flow of CO<sub>2</sub> are then reviewed. Flow calculations have been made for the wells for a number of scenarios. These flow calculations are based on the premise that the micro-annuli are connected across the caprock to form a continuous leak path.

## 15.1 Temperature Profile in the wells

The temperature in the injection well changes throughout the project with the injection conditions that are largely influenced by the reservoir pressure. Table 11 below shows the pressures and temperatures in the wells at the different project stages

Table 11: Overview of updated steady-state cases (FAS output July 2020)

HP pipeline mode	Reservoir pressure (bar)	Comparable to temperature profile case (ref 1 and used in Figure 32)	Mass Flow rate (kg/s)	Pipeline Pressure (bar)	Temperature (°C)			
					Compressor Outlet	Wellhead	Mid Caprock	Downhole Injection Point
Bypass mode	20-30		20	30	56	9	76	76
Gas Mode	20-50		30	42-45	65	11	58	58
Supercritical	30	b1	30	87	80	36	25	16
Supercritical	60	b2	30	87	40	29	24	24
Supercritical	80	b3	30	87	40	29	32	37
Supercritical	100	b4	30	87	40	29	40	45
Supercritical	200	b5	30	87	40	29	55	60
Supercritical	340		30	125	40	20	47	52

Figure 32 shows the steady state temperature profiles along the well for a number of project stages calculated with OLGA as part of the Flow Assurance Studies for ref 1. It gives a good insight in the temperature trend along the wellbore. Note that the flow assurance work has been refined and improved since ref 1. There are therefore small differences between the temperatures shown in Figure 32 and those in Table 11.

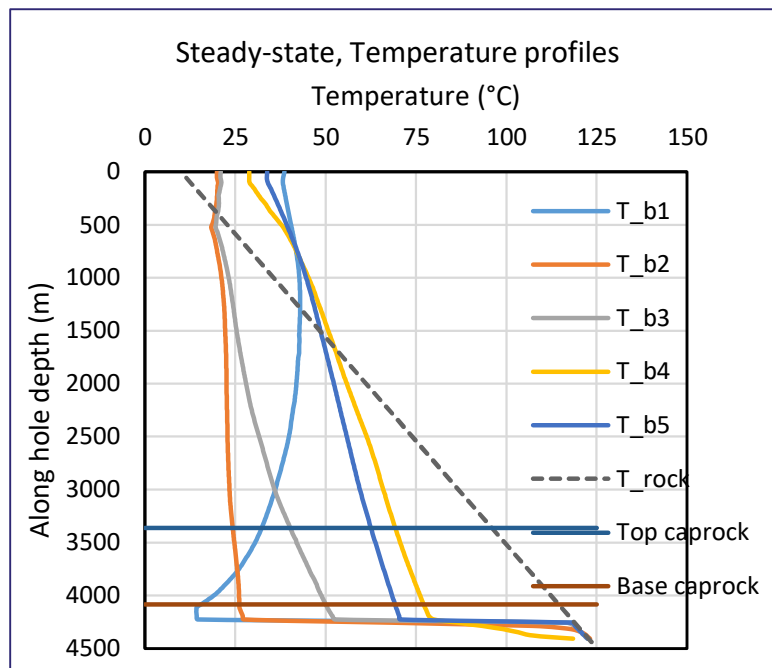


Figure 32: Temperature profiles as a function of the along hole depth for the cases of steady-state CO<sub>2</sub> injection (source : ref.1 figure 9-10)

Dashed black line denotes the formation temperature for P18-4 (T<sub>rock</sub>)<sup>5</sup>.  
 B1 is for 30 bar reservoir pressure,  
 B5 is for 200 bar reservoir pressure.

The general trend is that the downhole injection temperatures are lowest when injection takes place when the reservoir pressure is still low (i.e. 60 bar or lower) (cases b1 and b2). With increasing reservoir pressure, the downhole injection temperature rises (cases b3, b4 and b5). The profiles shown in Figure 32 are used as an estimate for the conditions in the well, especially across the caprock and at the reservoir injection point (i.e. at base caprock).

Figure 33 shows the downhole CO<sub>2</sub> injection temperatures at the different project stages, based on the data from Table 11.

<sup>5</sup> The reservoir temperature at reservoir depth is 117 °C in P18-4 field and 126 °C in P18-2 and P18-6 fields

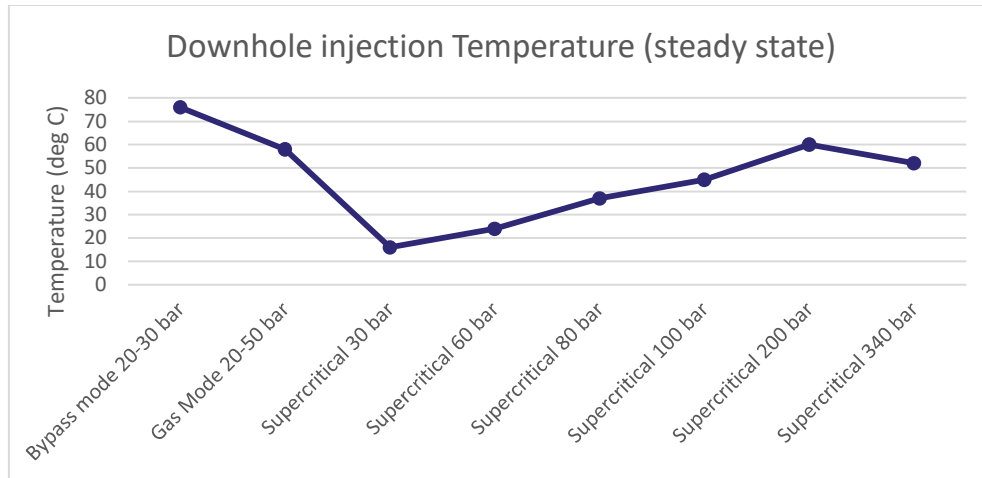


Figure 33: Downhole injection temperature (steady state)

The injection temperature is around 60-80 °C when the CO<sub>2</sub> is initially injected in gas phase. At the transition to the supercritical phase (at a reservoir pressure between 30 and 50 bar), the temperature drops to about 15 °C (the hydrate control temperature) when the CO<sub>2</sub> is injected at low reservoir pressure. This is because of the pressure drop across the control valve at the wellhead (Joule-Thomson effect). The downhole injection temperature is managed to stay above 15 °C to prevent hydrate formation.

During the project progress, with increasing reservoir pressure, the injection temperature increases to about 50 °C at the end of the injection phase. The downhole injection temperature is slightly dropping at the end of the project (> 200 bar) because the pipeline pressure is raised to 125 bar which results in more choking at the wellhead (and JT effect cooling) leading to a lower temperature in the well.

For steady-state conditions the downhole injection temperature is lowest when the CO<sub>2</sub> is transported at supercritical conditions when the reservoir pressure is still low; 30 bar reservoir pressure (case b1 of Figure 32). The downhole injection temperature is managed to stay above 15 °C, as this is set as the minimum temperature to prevent hydrate formation.

The steady state modelling is carried out for an injection flow of 30 kg/s, which is a representative average for the wells. A higher injection rate will typically lead to slight increase in downhole injection temperature and a lower rate to a reduction in downhole injection temperature, though that will always be kept above 15 °C.

The temperature cooling modelling will be discussed further along the situation of 15 °C downhole injection temperature. Thereafter the micro-annulus formation will also be discussed for the other stages of the project where there are higher injection temperatures. The temperature cooling effect and formation of micro-annuli will be investigated for two locations in an injection well as shown in the figure below.

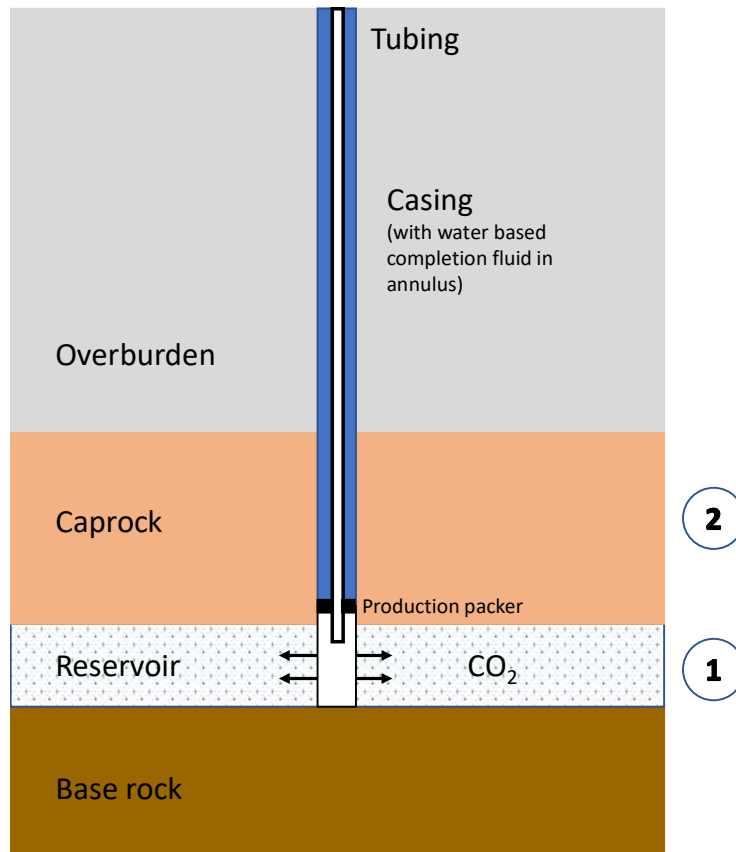


Figure 34: Sketch of injection well with two locations for micro-annulus modelling.

**Reservoir (Point 1) :** the point of injection in the reservoir extending to base of caprock:

At this point the injected CO<sub>2</sub> directly cools the casing/cement/formation interface.

Formation of micro-annuli at the reservoir injection point is not of importance with respect to containment across the caprock. However, the steel casing is a good thermal conductor and there will be upward migration of the casing cooling at the base of caprock. There will thus be cooling and micro-annuli formation at the base of the caprock. The total caprock is more than 400 m thick and above the production packer the annulus fluid slows the cooling down. The temperature conditions for Point 1 will thus only be applicable for a limited lower section of the caprock and not have any impact on the containment across the caprock.

**Mid-caprock (Point 2) :** the point midway in the caprock when the CO<sub>2</sub> is injected through the tubing into the reservoir.

This point is located above the production packer where the annulus between tubing and casing is filled with a water based fluid. The annulus fluids act as a buffer for the cold front created by the CO<sub>2</sub> flowing through the tubing.



For well containment the migration along the total caprock is most significant. For determination of CO<sub>2</sub> migration the emphasis is thus placed on the mid-caprock point (point 2).

### 15.1.1 Temperature Profile in Well during Injection

TNO has developed a model to investigate the thermal effects on well integrity using the non-linear finite element simulator DIANA to generate 2D models (see ref 1. Section 9.3.2). In ref. 1 the models have been used to determine temperature profiles and stresses as a result of the cooling and conclude that de-bonding is likely to take place. The thermal boundary for the model is set at a radius of 10 m. Beyond this radius there will only be a small thermal effect on the formation. This effect is shown in Figure 38 below for the coldest injection at 15 °C CO<sub>2</sub> : no effect beyond 10 m after 1 year injection and about 10 degrees after 10 years of injection. In practice the injection will take place at temperatures higher than 15 °C as shown in table Table 11, justifying the 10 m boundary.

The temperature profiles for CO<sub>2</sub> injection in the wells are shown below for coldest injection conditions: 15 °C CO<sub>2</sub> injected in a reservoir / caprock that is 115 °C. They are used here to describe the effects. For actual flow calculations later in this document, the temperatures of CO<sub>2</sub> and formation are taken from Table 11.

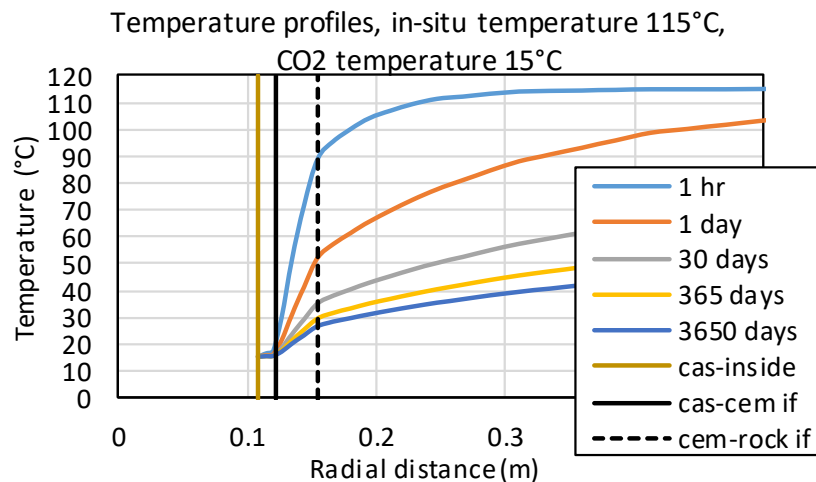


Figure 35: Temperature profile 'no tubing' injection (point 1). Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection.

The figure above shows the temperature profile for injection at Reservoir (Point 1). The figure shows that after the start of CO<sub>2</sub> injection the casing is cooled down immediately to 15 °C and the cooling is dissipated gradually through the cement and subsequent the formation. After 1 hour the temperature at the cement-rock (formation) interface is 90 °C and that reduces to 50 °C and 35 °C after 1 day and 30 days respectively.

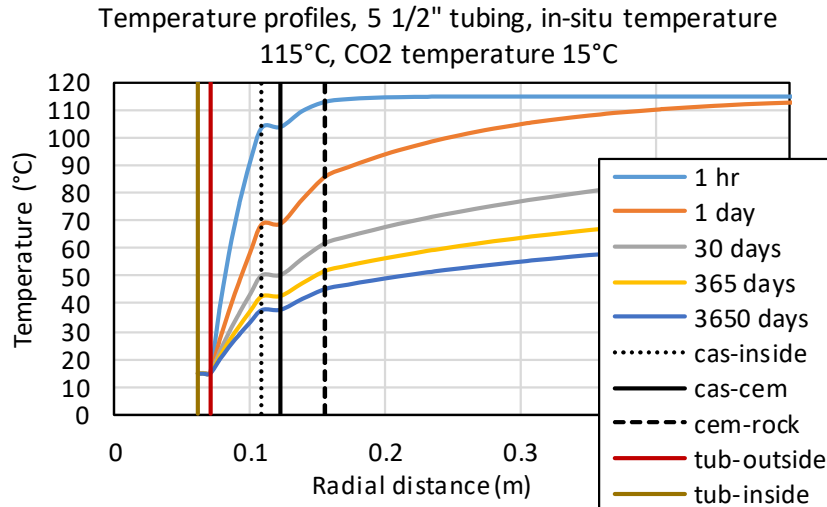


Figure 36: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection / 9.5/8" casing (point 2). Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection

The figure above shows the temperature profile at mid-caprock (Point 2). The figure shows that the annular fluid has a large impact on temperature distribution in the near well region. Whilst injecting CO<sub>2</sub> of 15 °C through the 5.1/2" tubing, the 9.5/8" casing temperature will be at 40 °C after a year and the cooling takes place more gradually across casing and cement sheath. The temperature at the cement-rock (formation) interface is 85 °C and 60 °C after 1 day and 30 days respectively.

The model for the near-well temperature simulation at the mid-caprock position does not take into account the effect of additional cooling of the caprock formation due to cooling of the reservoir. This is supported by modelling of cooling of the reservoir and the caprock by TNO using the TOUGH2 simulator with an extreme injection scenario (section 6.4 of ref 1). The result for 3 year injection (at mass flow rate varying from 30-60 kg/s) in the figure below, indicates that the cold front will progress significantly less than 100 m up into the caprock. At level 1 (100 m above the reservoir/caprock interface) there will be no temperature change due to cooling of the reservoir.

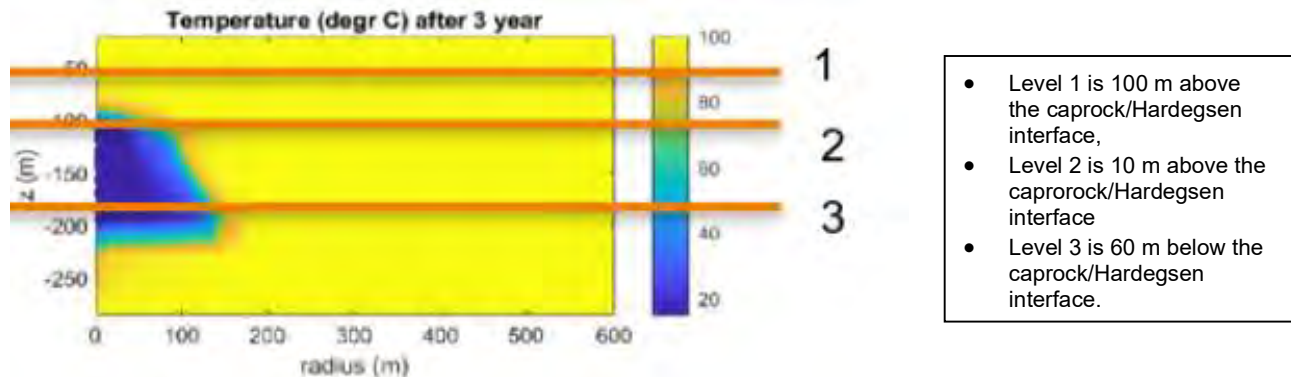


Figure 37: Temperature distribution after 3 yrs of steady-state CO<sub>2</sub> injection  
 The injection well is located along the vertical axis. (Fig.6-14 from the P18-2 report).

The TOUGH2 model referred to above does not incorporate an explicit model of the injection well. The casing with its high thermal conductivity will transfer the cold upwards from the injection point. The comparison between the temperature profiles in Figure 35 and Figure 36, shows the large impact that the annular fluid has on the temperature distribution above the production packer. It is therefore assumed that along the casing the cold front will extend vertically from the injection point (the section without tubing and annular fluid) to some extent. Higher up in the well (50-100 m above the injection point) the cooling effect through the casing material will have tapered off and is also balanced by the annular fluid.

The temperature profile for the near wellbore region in Figure 36 is shown for the far well region (10 m radius) in the figure below.

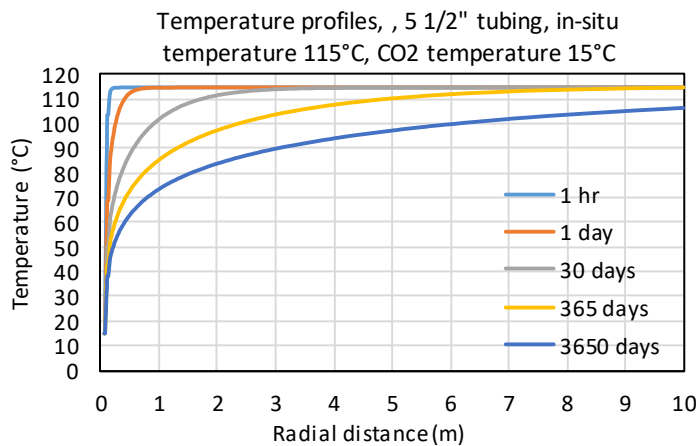


Figure 38: Temperature profile for 5.1/2" tubing injection (point 2). Temperature changes in the far well region during CO<sub>2</sub> injection

### 15.1.2 Temperature Profile in Well after Injection is Shut-in

Injection into a well is likely to be interrupted occasionally for a short or longer period. In any case it will stop at the end of the project. At the beginning of the project (especially when dense CO<sub>2</sub> is injected when the reservoir pressure is still low) the injected CO<sub>2</sub> is around 15 °C. At the end of the project the injection temperature is higher and around 60 °C (see also Table 11). This has been modelled with the DIANA model and shown in the figure below.

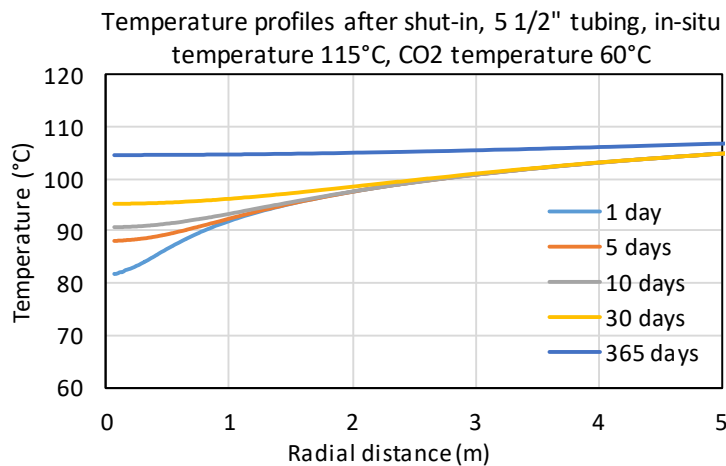


Figure 39: Temperature build-up for well (with 5.1/2" tubing) in the well region after shut-in following 10 years CO<sub>2</sub> injection.

In the temperature profiles in Figure 39 CO<sub>2</sub> injection is stopped after 10 years of CO<sub>2</sub> injection in the model. The wellbore formation temperature drops from 115 °C to 105 °C due to the cooling effect of cold CO<sub>2</sub> flowing through the tubing of the injection well.

After shut-in, the well will warm up in about 30 days to about 10-20 °C below the temperature of the far well caprock temperature (depending on the CO<sub>2</sub> injection temperature). In practice one could expect that after several months the near well caprock formation temperature is fully recovered (ref. 7). For the CO<sub>2</sub> flow calculations we assume that after 6 months the well region is warmed up to the geothermal caprock temperature.

## 15.2 Modelling of Micro-Annulus aperture

Injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the temperature of the surrounding rock can cause thermal contraction of the materials and associated stress reduction of the surrounding rock in the near-well area that may affect the structural integrity of the injection well and the near wellbore formation. This is in particular the integrity of the annular cement between the casing and the rock formation leading to the formation of micro-annuli. Tools are available for numerical modelling of the impact of cooling of the well (casing, cement sheath and nearby rock).

The non-linear finite element simulator DIANA was used by TNO (ref 1, chapter 9.3). DIANA models temperatures and stresses, though does not model the formation of micro-annuli and does not quantify the aperture and/or flow

area of the micro-annuli. Many studies on CO<sub>2</sub> migration and leakage in wells have been carried out and in these studies the micro-annulus aperture is often not defined and is mostly taken as a range concluded from laboratory tests in which temperature is not one of the controlled variables.

Due to the significant cooling during CO<sub>2</sub> injection the stress resulting from cooling is significantly larger than the bonding forces of the cement; de-bonding and micro-annulus formation is therefore likely to occur in the cement sheath (ref. 1, section 9.3.3). The formation of micro-annuli is thus largely determined by the temperature effect and is therefore further modelled using simplified temperature models in this assessment: any temperature drop is assumed to lead to micro-annuli formation and stresses are ignored. Any remaining stresses and their possible benefit that they might reduce the formation of micro-annuli are thus ignored. This is one of the assumptions made to model a conservative base case scenario.

The formation of micro-annuli is also dependent on the present day stress situation in the near wellbore (i.e. before commencement of CO<sub>2</sub> injection) which is uncertain. It is assumed that the present day condition is neutral w.r.t. stresses and similar to the situation when the casing / liner was cemented (under same hydrostatic / mud weight conditions and geothermal temperature). Furthermore the naturally ductile formations might also have encapsulated the well. It is therefore assumed that no micro-annulus is present at the start of the CO<sub>2</sub> injection. This is applicable for the casing sections across the caprock and shallower where the casing is exposed to the pressure of the completion fluid in the annulus.

For this assessment the temperature profiles from the DIANA simulations (see section 15.1 of this appendix) have been used to determine possible sizes of the micro-annuli based on the temperature effect.

The aperture of micro-annuli is here determined in a simplified manner. The micro-annulus aperture is defined as the opening between casing outside and the inside of the cement sheath (see Figure 40), based on the changes in the temperature profiles.

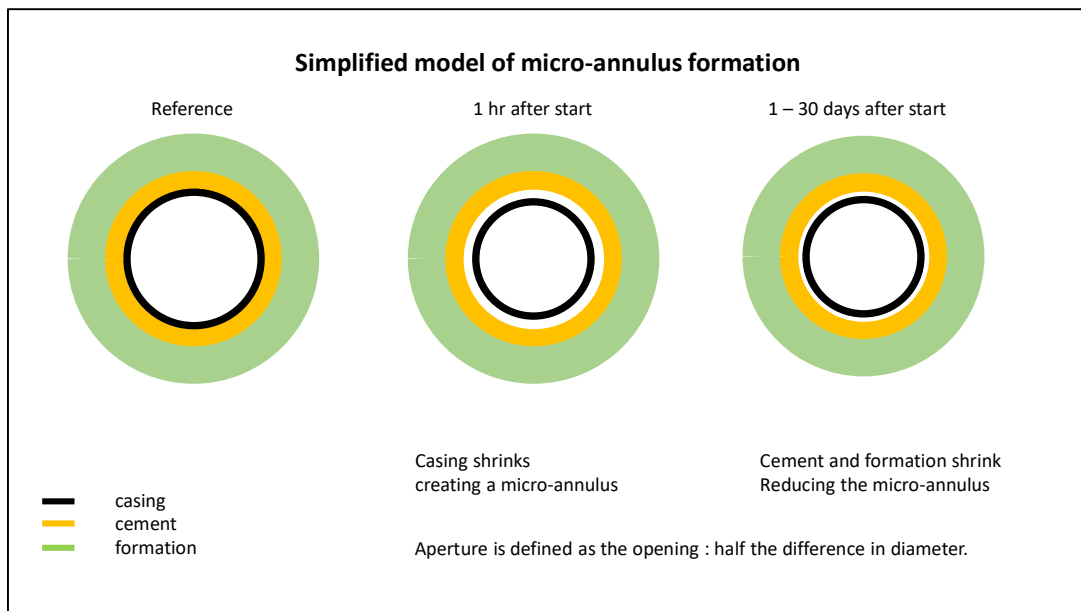


Figure 40: Simplified model of micro-annulus formation

The casing shrinks first as a result of the cooling and the cement and formation rock follow as a result of a lower thermal conductivity. The casing shrinks more because it has a larger thermal expansion coefficient. The thermal expansion coefficient of steel is  $1.3 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$ , and that of cement and rock is  $1 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$ .

This means that if the lower temperature is nearly equalized across casing, cement and near-wellbore formation (for instance after 3650 days), there will still be a micro-annulus due to the difference in thermal contraction.

The shrinkage in diameter is calculated using the formula for the thermal expansion of a cylinder:

$$d_1 = d_0 [\alpha\Delta T + 1]$$

$d_1$  = diameter at new temperature (mm)

$d_0$  = initial diameter (mm)

$\alpha$  = temperature expansion coefficient (steel  $1.3 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$ )

$\Delta T$  = temperature difference ( $^\circ\text{C}$ , negative for cooling)

The aperture of the micro-annulus is the radius of the opening: half of the shrinkage in diameter.

The cement sheath shrinks and is assumed to be elastic. The outside of the sheath will shrink more than the inside because it has a larger diameter (shrinkage is proportional to diameter). For calculation of the aperture, the following conservative assumptions have been made to maximise the aperture of the micro-annulus:

- the shrinkage of the cement sheath is calculated based on the (lesser) shrinkage on the inside of the cement sheath (where the diameter is initially the casing OD).
- the temperature at the cement-rock interface is used to calculate the contraction of the cement sheath. The temperature drop at this interface is delayed compared to the casing – cement interface, contributing to a conservative approach to the development of micro-annulus aperture with time during CO<sub>2</sub> injection.

It is also assumed that the rock formation has sufficient elasticity and stress that it effectively follows the contraction of the cement sheath at the cement – rock interface in line with the drop in temperature. The rock formation will most likely also have the tendency to squeeze the well and counteract the creation of the aperture (albeit on a longer time scale). No credit is taken for this.

After shut-in of the CO<sub>2</sub> injection, the well will warm up to the geothermal temperatures. During the warming up after shut-in the heat will come from the cap-rock formation towards the well and the temperature increase is gradual. For the calculation of what happens with the micro-annuli it is therefore assumed that the casing, cement and rock have the same temperature after shut-in and warming up .

The contraction of casing and cement has been calculated for the above temperature profiles to determine a conservative base case scenario for micro-annulus aperture formation. It is also shown in a graph below. In this graph a full cycle of injection and shut-in is shown for one set of conditions: a CO<sub>2</sub> injection temperature of 15 °C. Injection stage is as per Figure 36 and shut-in similar temperature build up as per Figure 39. This is a demonstration of the approach to the calculation of apertures of micro-annuli. The shut-in is started from a downhole temperature of 38° C that is the result of injecting at 15° C. In practice the low temperature injection will only occur at the start of the dense phase injection, whilst the injection at the end of the project will be at higher temperatures of around 60 °C .



Table 12: Micro-annulus aperture calculations (5.1/2" tubing, 9.5/8" casing) (injection 15 °C CO<sub>2</sub>)

9.5/8" casing caprock			Injection						shut-in				
			start	1 hr	1 day	30 days	365 days	3650 days	stop	1 day	10 days	30 days	residual
temp casing inside	deg C		115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
temp cas-cem	deg C		115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
temp cem-rock interface	deg C		115	115	85	62	50	45	45	59	75	85	115
casing shrinkage	temp	deg C	115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
	aperture	micron	-	16	71	103	116	122	122	89	63	48	0
cement shrinkage	temp	deg C	115	115	85	62	50	45	45	59	75	85	115
	aperture	micron	-	-	37	65	79	85	85	68	49	37	0
aperture		micron	-	16	35	38	36	37	37	20	15	11	10
aperture +30 micron			30	46	65	68	66	67	67	50	45	41	40

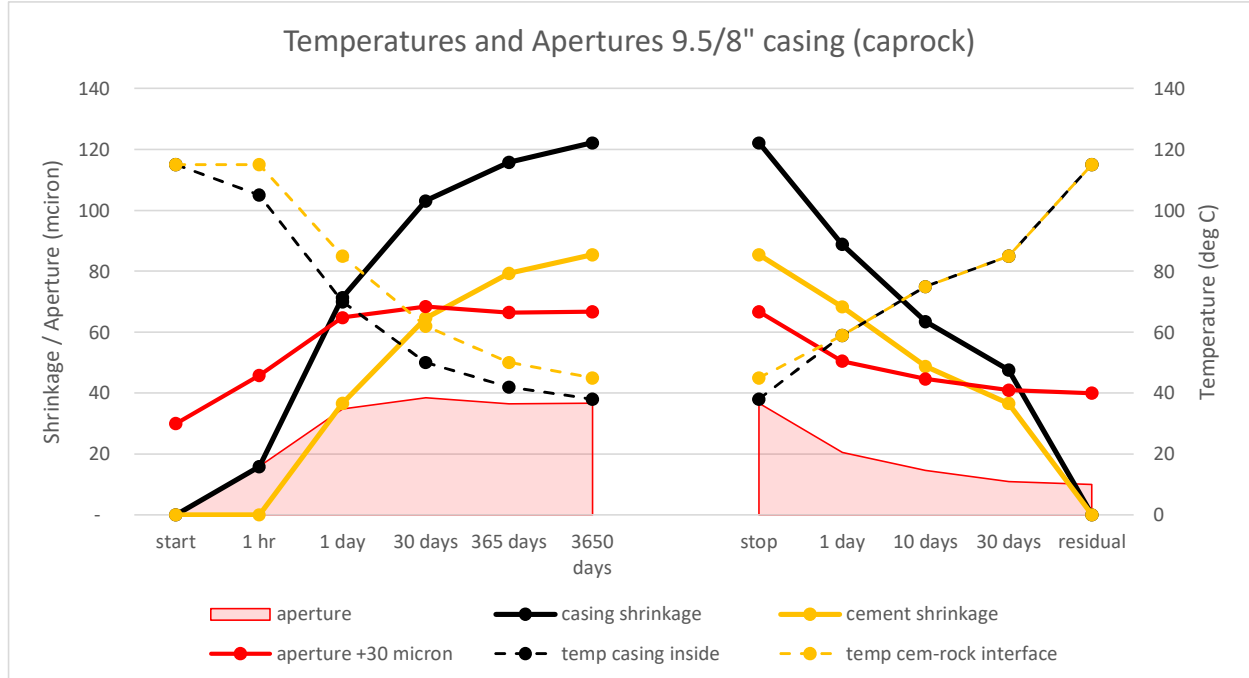


Figure 41: Temperatures and Apertures for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) at mid-caprock injecting 15° C CO<sub>2</sub>

The above Figure 41 shows the temperature of the casing and cement-rock interface and the calculated apertures as per Table 12. It can be seen that casing shrinkage leads to a micro-annulus at the start of the injection and that this is partially offset by the cement shrinkage that lags in time and in aperture due to a lower thermal expansion coefficient of the cement / formation. The shaded area displays the aperture of the micro-annuli (difference between casing shrinkage and cement shrinkage).

Upon shut-in, the well warms up and the aperture reduces with the warming up of the well. Little reduction in aperture is seen beyond the first 30 days. After 30 days the shrinkage of the micro-annulus is largely dependent on the warming up of the reservoir. Studies show that the micro-annulus will not completely reseal upon warming up and there is likely to be a residual aperture for the micro-annulus for which we assume 10 micron (ref 13).

The possible flow of CO<sub>2</sub> through the micro-annuli is addressed later in this document. For those calculations apertures that are used for the injection period are the aperture in the period beyond one day (ie. for 30 days and more). For the shut-in period the aperture used is the aperture that stabilizes after 30 days and happens to be similar to the residual aperture.

The temperature in the injection wells may further vary during non-steady-state conditions (such as start-up and shut-in procedures), but the heat capacity of the well system (such as liner and annulus fluid) prevents those short-lived low-temperature events from significantly changing the temperature of the cement and casing in the deeper parts of the well.

The above aperture calculations assume that there is no micro-annulus at the start of the CO<sub>2</sub> injection, which is not certain. To reflect this uncertainty 30 micron will be added to the micro-annulus as an uncertainty margin to cover a high case scenario in addition to the conservative base case scenario.

### 15.3 Micro-Annulus Aperture throughout the project

The above method is used to calculate the aperture of the micro-annulus for the different stages of the project shown in Table 11. Note that the CO<sub>2</sub> temperature at mid-caprock slightly differs from the injection temperature at the injection point. For well containment we focus on micro-annulus development at mid-caprock (Point 2 in Figure 34).

The micro-annulus development at mid-caprock position is calculated for two main groups of wells:

- wells with 9.5/8" casing and 5.1/2" tubing across the caprock (P18-2A1, P18-2A6, P18-4A2)
- wells with 7" liner and 4.1/2" tubing across the caprock (P18-2A3, P18-2A5).

The well P18-6A7 has a 5" liner across the caprock. For that well the micro-annulus aperture will be slightly smaller than that calculated for the 7" liner.

For completeness the micro-annulus aperture is also calculated at the base caprock for a 7" liner (no tubing at that point in the well near the perforations). This is not further used in the assessment of flow through micro-annuli.

### 15.3.1 Micro-annulus development for 9.5/8" casing across caprock

The contraction of casing and cement has been calculated for the temperature profiles (Figure 36 (repeated below) and Figure 39) to determine a base scenario for micro-annulus aperture formation, which is shown in the table below (which is the same as Table 12). The temperatures during the shut-in though with a pro-rating of the temperature differences in the temperature profile from for 60 °C (Figure 39) to 15 °C.

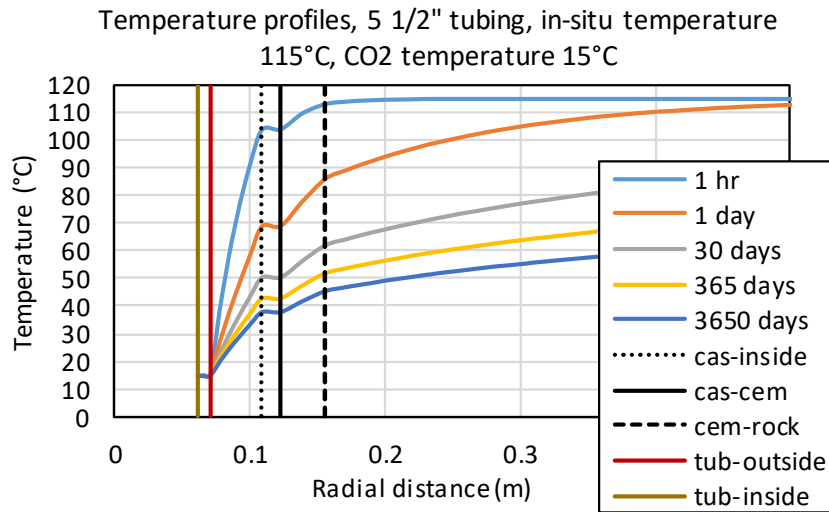


Figure 42: Temperature profile for 5.1/2" tubing / 9.5/8" casing injection. Temperature changes in the near well region during 15°C CO<sub>2</sub> injection

Table 13: Micro-annulus aperture calculations (5.1/2" tubing) (injection 15 °C CO<sub>2</sub>)

9.5/8" casing caprock			Injection						shut-in				
			start	1 hr	1 day	30 days	365 days	3650 days	stop	1 day	10 days	30 days	residual
temp casing inside	deg C		115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
temp cas-cem	deg C		115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
temp cem-rock interface	deg C		115	115	85	62	50	45	45	59	75	85	115
casing shrinkage	temp	deg C	115	105	70	50	42	38	38	59	75	85	115
	aperture	micron	-	16	71	103	116	122	122	89	63	48	0
cement shrinkage	temp	deg C	115	115	85	62	50	45	45	59	75	85	115
	aperture	micron	-	-	37	65	79	85	85	68	49	37	0
aperture	micron		-	16	35	38	36	37	37	20	15	11	10
aperture +30 micron			30	46	65	68	66	67	67	50	45	41	40

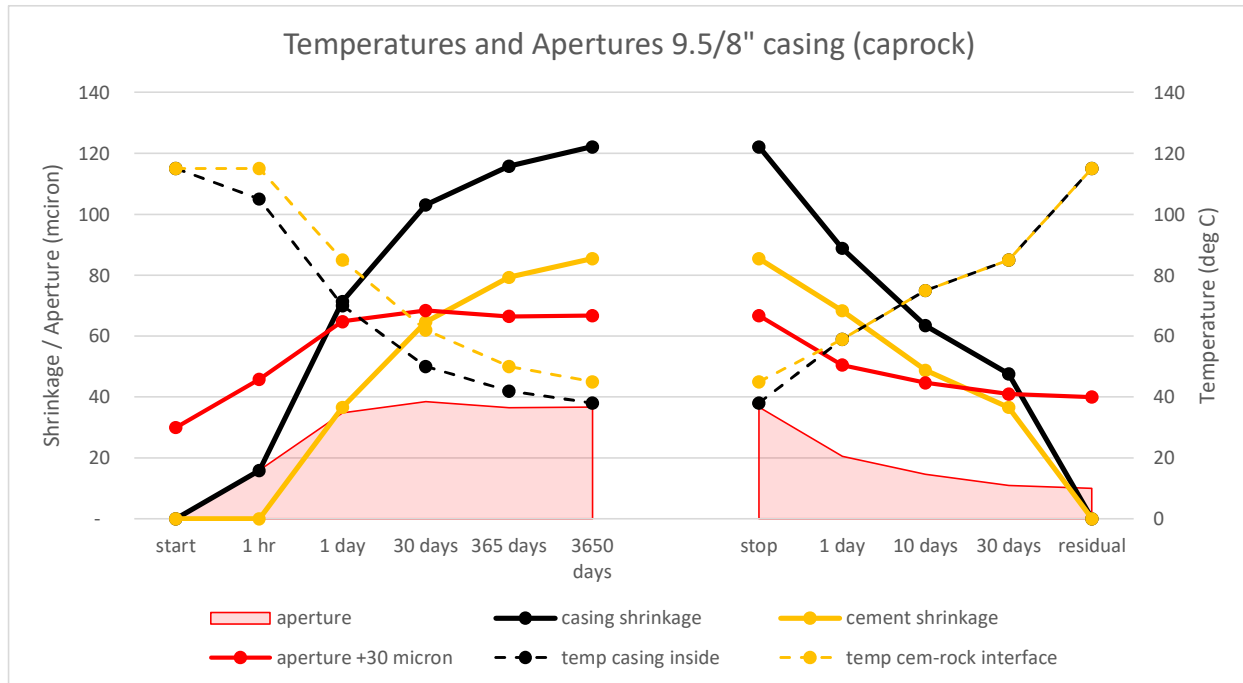


Figure 43: Temperatures and Apertures for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) at mid-caprock 15°C CO<sub>2</sub>

Based on the above method of calculating a base case scenario for the micro-annulus, the aperture of the micro-annulus has been calculated for the different stages of the project that are shown in Table 11 and Figure 33.

The figure below shows for the different stages of the project the micro-annulus aperture (micron) for a well with 9.5/8" casing, 5.1/2" tubing and waterbased fluid in the annulus, through which CO<sub>2</sub> is injected with a mid-caprock temperature of 115 °C (applicable for P18-2 and P18-6).

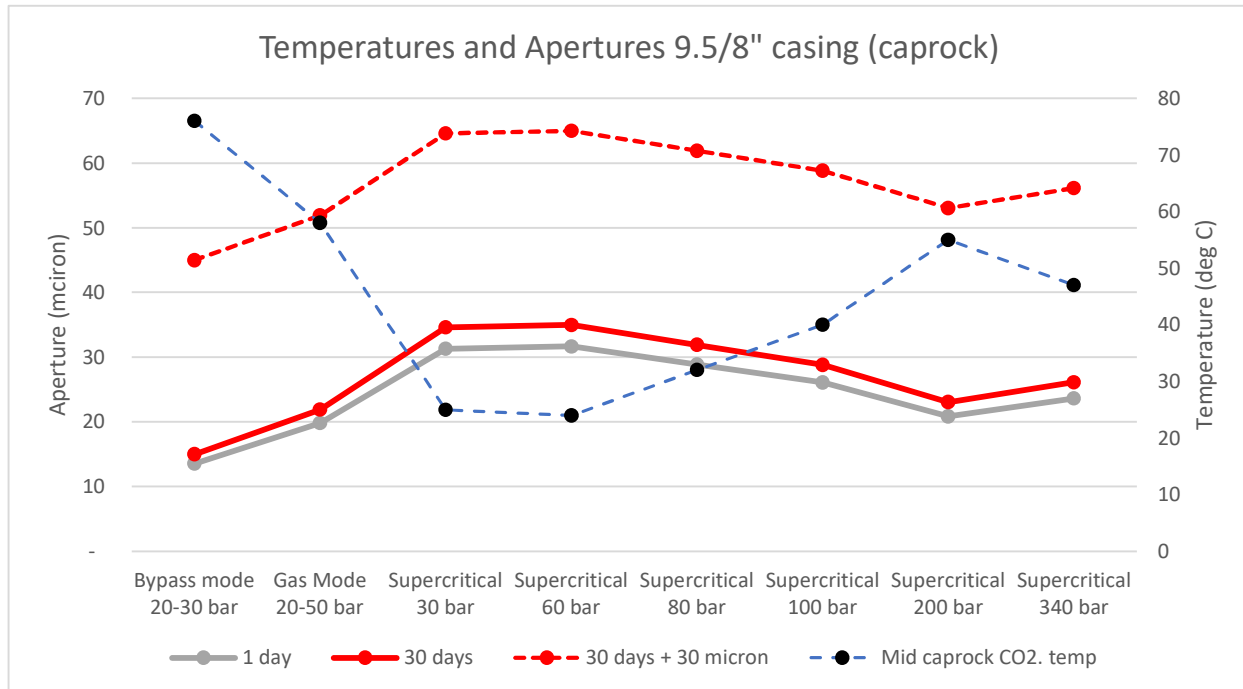


Figure 44: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing)

The line for '30 days + 30 micron' is incorporated to reflect the high case scenario.

At the end of the project the well will be closed in and the micro-annulus aperture will gradually close. The aperture development during injection at the end of the project (when reservoir pressure is close to hydrostratic) and after shut-in is shown below (note that the CO<sub>2</sub> injection temperature at the end of the project is 52 °C as per Table 11).

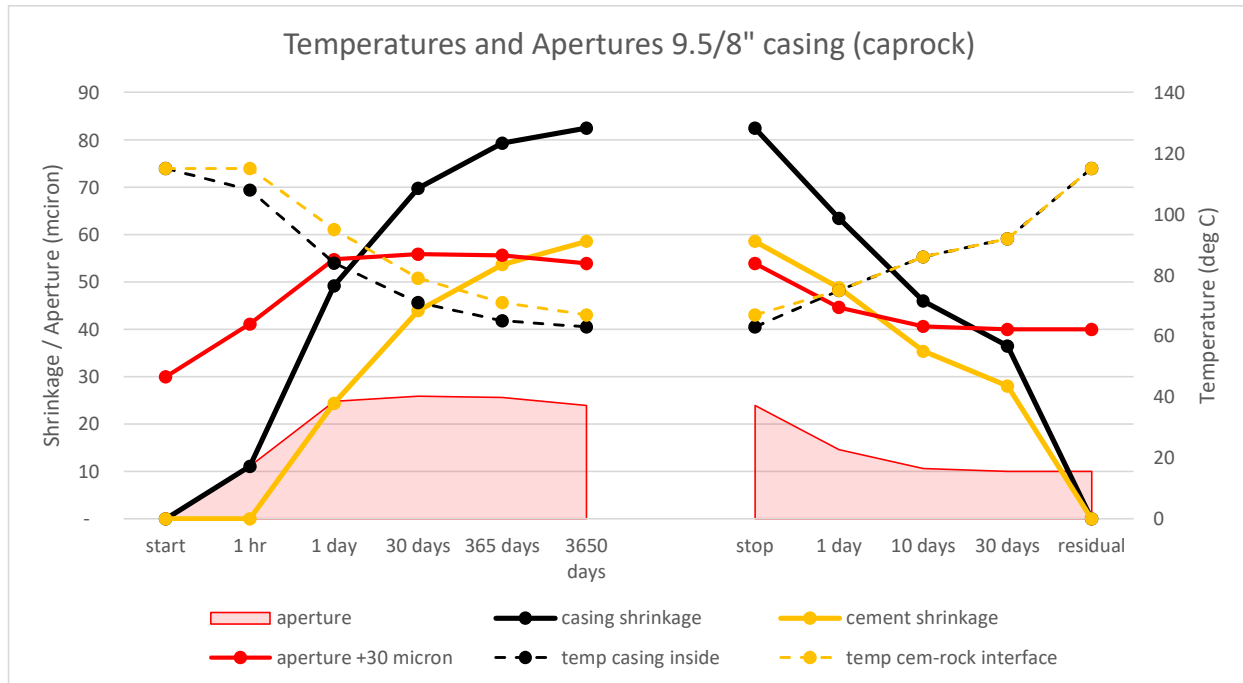


Figure 45: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO<sub>2</sub> at 9.5/8" casing (with 5.1/2" tubing) mid-caprock point.

1 day after shut-in the aperture is 15 micron that reduces to the residual aperture of 10 micron at which it will stay. A 30 micron uncertainty margin is added to these apertures to represent a high case scenario.



### 15.3.2 Micro-annulus development for 7” liner across caprock

The temperature profile was also modelled for a well with a 7” liner and 4.1/2” tubing across the caprock interval. The modelled profile is for injecting CO<sub>2</sub> at 15 °C in the reservoir with a temperature of 115 °C at mid-caprock. This profile has been pro-rated for the other CO<sub>2</sub> injection temperatures during the different project stages for the micro-annulus aperture calculations. The apertures for the different injection temperatures are shown in Figure 48. The aperture development at the end of the injection period (injecting 52° C CO<sub>2</sub>) is shown in Table 14 and Figure 47.

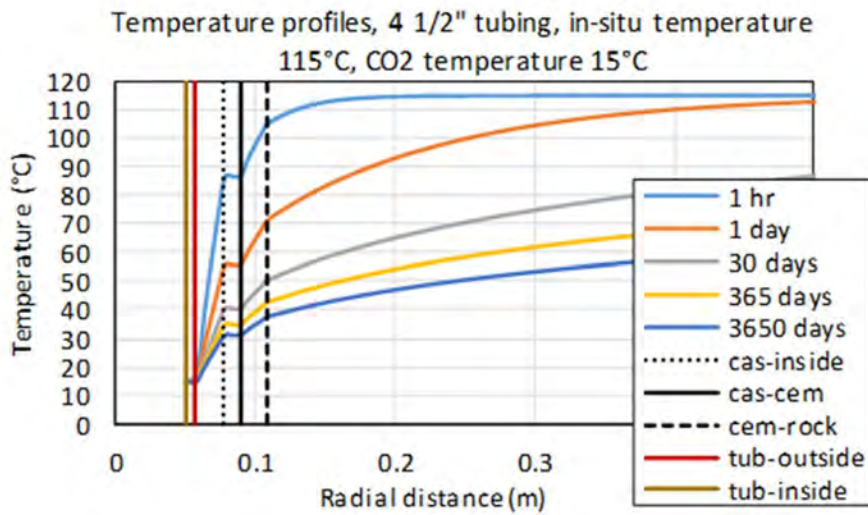


Figure 46: Temperature profile for 4.1/2” tubing injection. Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection.

Table 14: Micro-annulus aperture calculations (4.1/2” tubing) (injecting 52 °C CO<sub>2</sub>)

7" liner caprock			Injection						shut-in				
			start	1 hr	1 day	30 days	365 days	3650 days	stop	1 day	10 days	30 days	residual
temp casing inside		deg C	115	96	74	64	61	57	57	73	85	92	115
temp cas-cem		deg C	115	96	74	64	61	57	57	73	85	92	115
temp cem-rock interface		deg C	115	108	84	71	65	63	63	73	85	92	115
casing shrinkage	temp	deg C	115	96	74	64	61	57	57	73	85	92	115
	aperture	micron	0	22	47	59	63	67	67	49	35	27	0
cement shrinkage	temp	deg C	115	108	84	71	65	63	63	73	85	92	115
	aperture	micron	0	6	27	39	44	47	46	37	27	20	0
aperture		micron	-	16	20	20	19	20	21	11	10	10	10
aperture +30 micron			30	46	50	50	49	50	51	41	40	40	40

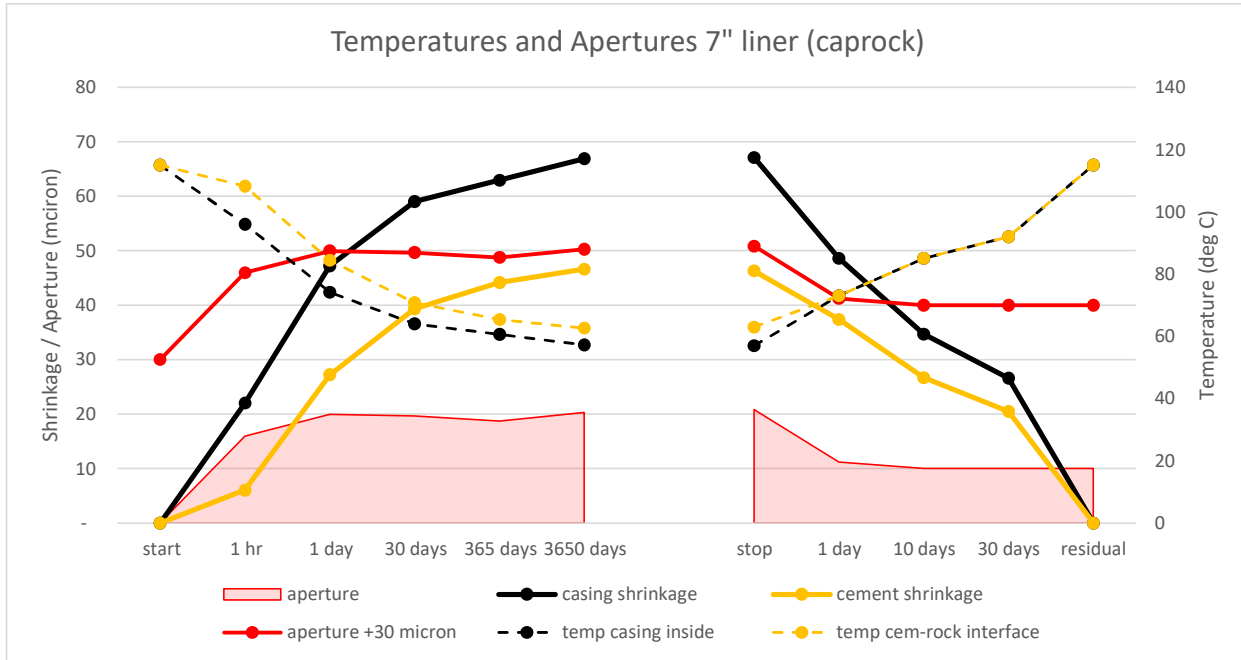


Figure 47: Temperatures and apertures during injection and after shut-in when injecting with 52 °C CO<sub>2</sub> at 7" liner (with 4.1/2" tubing) mid-caprock point.

The figure below shows for the different stages of the project the micro-annulus aperture (micron) for a well with 7" liner, 4.1/2" tubing and waterbased fluid in the annulus, through which 52 °C CO<sub>2</sub> is injected with a mid-caprock temperature of 115 °C.

At the end of the project the well will be closed in and the micro-annulus aperture will gradually close with warming up of the well. 1 day after shut-in the aperture is 11 micron that reduces further to the residual aperture of 10 micron at which it will stay. A 30 micron uncertainty margin is added to these apertures to represent a high case scenario.

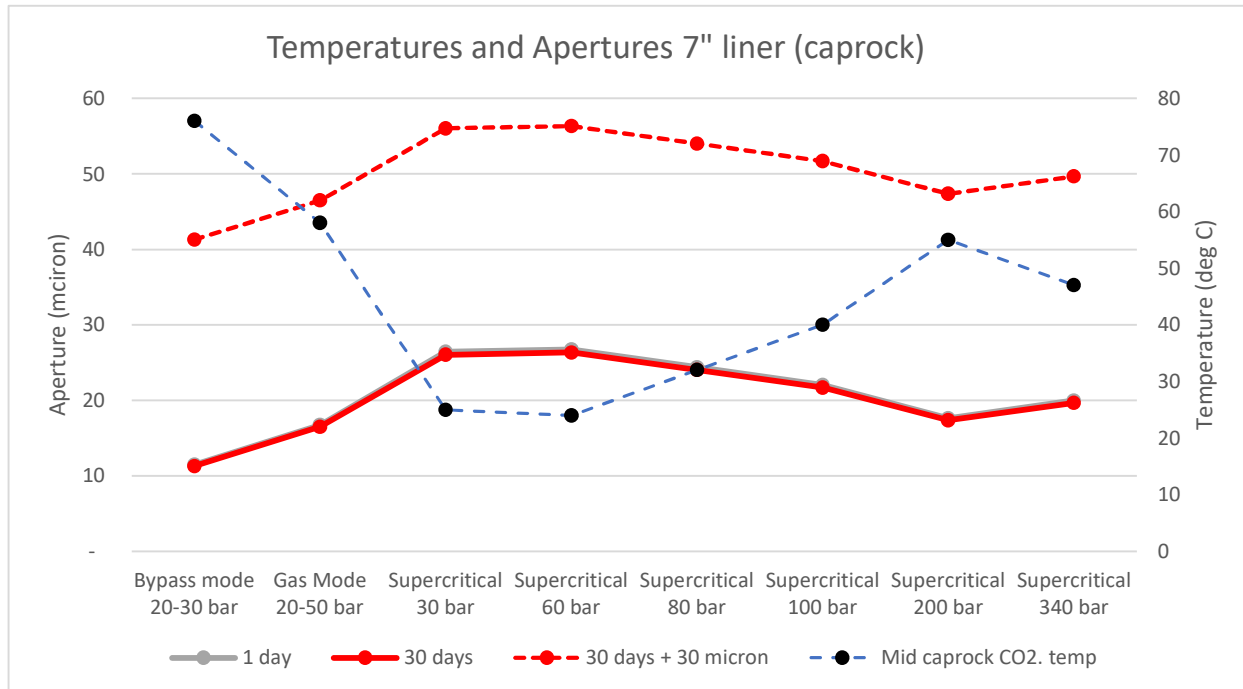


Figure 48: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes in mid-caprock for 7" liner (with 4.1/2" tubing)

The line for '30 days + 30 micron' is incorporated to reflect the high scenario.

This is very similar to values for the wells with 9.5/8" casing across the caprock.

### 15.3.3 Micro-annulus development for 7" liner at reservoir injection point / base caprock

At the reservoir injection point, the tubing flow enters the formation below the production packer and the 7" liner is cooled immediately by the CO<sub>2</sub>. The temperature profile with the more immediate cooling effect of the 7" liner is shown in the figure below. This temperature profile is also for the high case of injecting CO<sub>2</sub> at 15 °C in the reservoir was also modelled for a well with a 7" liner and no tubing with a reservoir temperature of 115 °C. For the other stages this temperature profile has been pro-rated for the other temperatures during the different project stages for the micro-annulus aperture calculations.

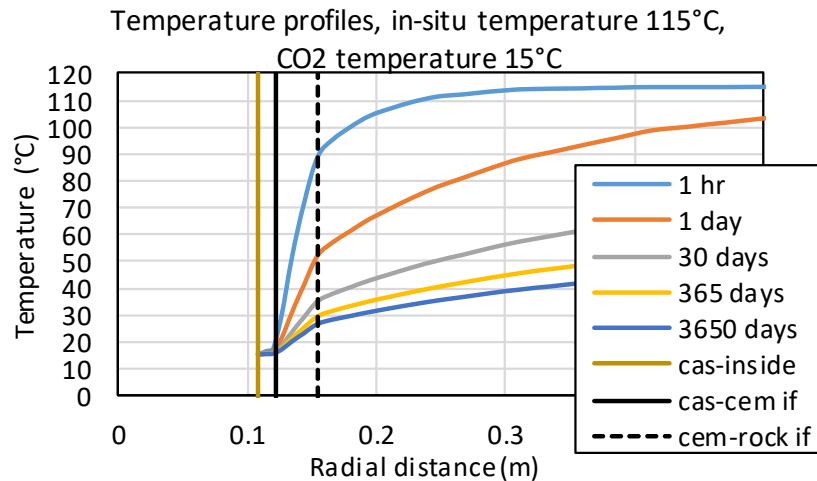


Figure 49: Temperature profile for 7" liner 'no tubing' injection. Temperature changes in the near well region during CO<sub>2</sub> injection.

The temperature profile shows that after the start of CO<sub>2</sub> injection the casing is cooled down immediately to 15 °C and the cooling is dissipated gradually through the cement and subsequent the formation. After 1 hour the temperature at the cement-rock (formation) interface is 90 °C and that reaches 50 °C and 35 °C after 1 and 30 days respectively. After shut-in, the temperature builds-up in similar as across the caprock as shown in figure below:

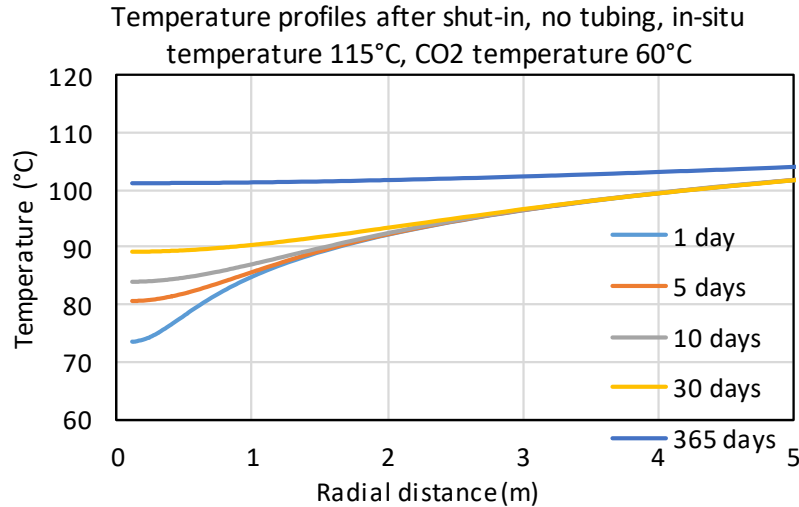


Figure 50: Temperature build-up for well (no tubing) in the well region after shut-in.

During the warming up after shut-in the heat will come from the formation towards the well and the temperature increase is gradual. There is not anymore the forced cooling by the cold CO<sub>2</sub> as during the injection face that results in a considerable temperature gradient between casing and formation. For the calculation of what happens with the micro-annuli it is therefore assumed that after closing in the casing, cement and rock have the same temperature. As for the other cases there is likely to be a residual aperture for the micro-annulus for which we assume 10 micron.

Table 15: Micro-annulus aperture calculations (7" liner no tubing)

7" liner casing near injection interval			Injection						shut-in				
			start	1 hr	1 day	30 days	365 days	3650 days	stop	1 day	10 days	30 days	residual
temp casing inside	deg C		15	15	15	15	15	15	15	42	64	79	100
temp cas-cem	deg C		115	15	15	15	15	15	15	42	64	79	100
temp cem-rock interface	deg C		115	90	50	35	30	28	29	42	64	79	100
casing shrinkage	temp	deg C	15	15	15	15	15	15	15	42	64	79	100
	aperture	micron	116	116	116	116	116	116	116	84	59	42	17
cement shrinkage	temp	deg C	115	90	50	35	30	28	29	42	64	79	100
	aperture	micron	-	22	58	71	76	77	77	65	45	32	13
aperture		micron	116	93	58	45	40	38	39	19	14	10	10
<i>aperture +30 micron</i>			146	123	88	75	70	68	69	49	44	40	40

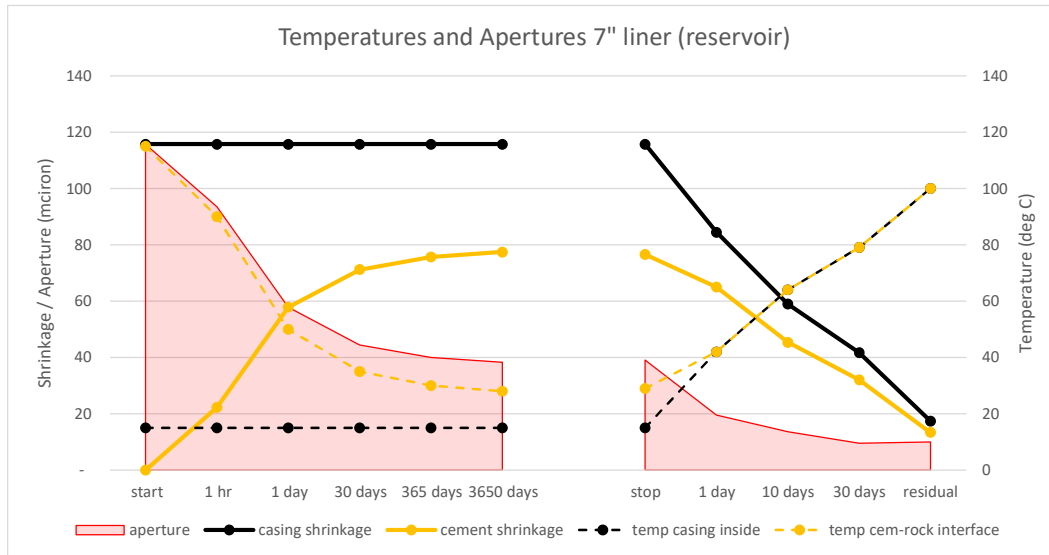


Figure 51: Temperatures and Apertures for 7" liner in reservoir (no tubing)

The figure below shows the micro-annulus aperture (micron), calculated for the different stages of the project that are shown in Table 11 and Figure 33, for a well with 7" liner through which CO<sub>2</sub> is injected in a reservoir with reservoir temperature of 126 °C.

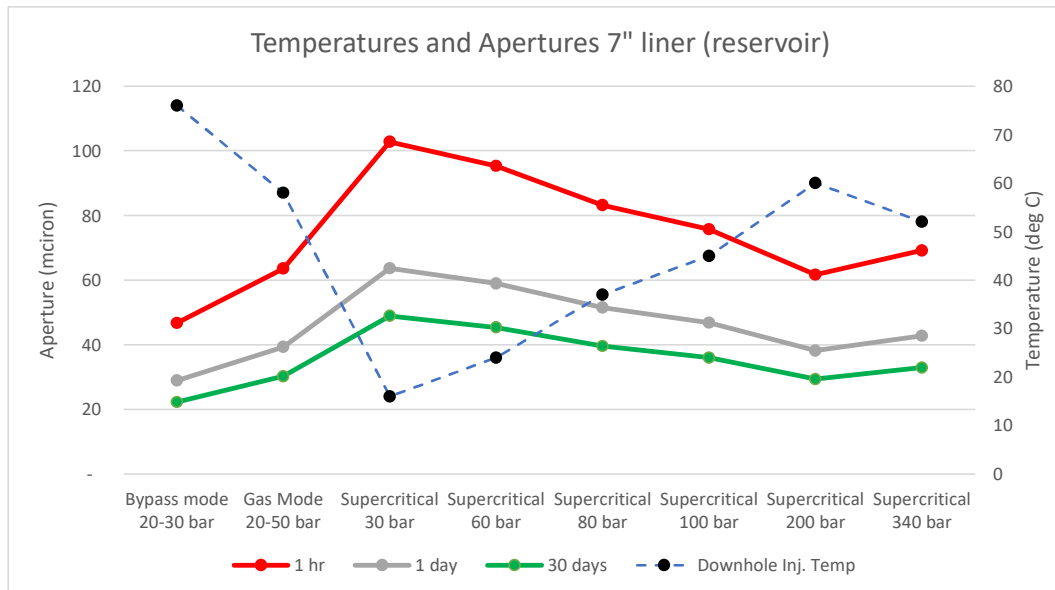


Figure 52: Graphical display of shrinkage and micro-annulus aperture resulting from temperature changes at reservoir injection point (base caprock) for 7" liner (no tubing)



### 15.3.4 Results of Micro-Annuli Aperture Modelling

For the calculations of potential CO<sub>2</sub> flow through micro-annuli, the following numbers are used, based on the above aperture model calculations (and rounded of upwards).

Table 16: Apertures for micro-annuli in mid-caprock well position (unit micron)

Well type		Base case			High Case		
		Injection		Shut-in	Injection		Shut-in
Casing	Tubing	CO <sub>2</sub> temp early phase <50 °C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50 °C*	Residual	CO <sub>2</sub> temp early phase <50 °C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50 °C*	Residual
9 5/8"	5 1/2"	35	30	10	65	60	40
7"	4 1/2"	30	25	10	60	55	40

The base case is a conservative scenario

- That is based on a simplified model of the thermal contraction of casing, cement sheath and rock formation. The contraction of the cement sheath has been modelled conservatively and resulting in a larger aperture size of the micro-annuli
- That assumes that the rock formation follows the cement sheath in the contraction, but no benefit is taken from additional compressive pressure that the formation might exert on the well and cement

The high case scenario is the above with

- 30 micron added as an uncertainty margin for the initial status of the cement sheath / micro-annuli at the start of the CO<sub>2</sub> injection.

The above apertures will be used for the flow calculations. In following sections 100 micron is used as reference for discussion of buoyancy and capillary pressure.

## 15.4 Pressure evaluation

### 15.4.1 Introduction on pressure conditions

Many processes and forces could influence flow through micro-annuli. This section evaluates different forces working on the fluids present and establishes the used pressure equation for fluid flow in micro-annuli. It starts with a brief description of the forces acting on a fluid, continues by calculating the order-of-magnitude of buoyancy and capillary effects, describes the reservoir pressure build-up and potential fluid flow stages for micro-annuli (which includes stages with upward and stages with downward flow) and concludes with the resulting pressure equations for the different stages. This section ends with an example of a simulated reservoir pressure build-up.

### 15.4.2 Forces acting for fluid flow in micro-annuli

See Figure 53 for a sketch on the different forces that can be distinguished at the micro-annulus-reservoir interface. The paragraphs below explain the buoyancy and capillary-like forces applicable to our situation. It is made plausible that the force due to the pressure difference between micro-annulus and reservoir is (very) dominant for fluid flow and buoyancy and capillary effects can be neglected. This is later used to estimate potential flow rates (under the condition that a fully connected micro-annulus would exist).

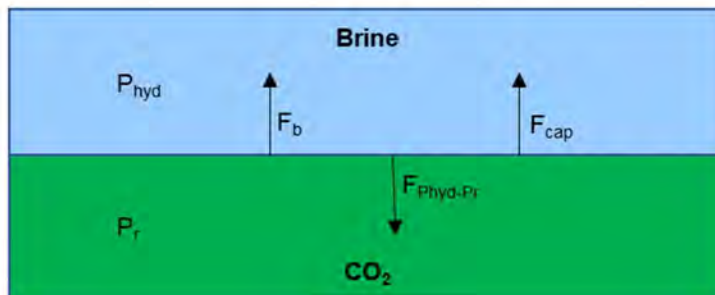


Figure 53: Sketch of pressures and forces at the micro-annulus-reservoir interface

*Reservoir pressure  $P_r$ , hydrostatic pressure  $P_{hyd}$ , buoyancy force  $F_b$ , forces due to capillary effects  $F_{cap}$ . Note that  $F_{cap}$  is pointed upwards, which means that it acts as a restrictive force for brine dripping, not exactly as a  $CO_2$  entry pressure. Arrows are not to scale for the magnitude of forces.*

### 15.4.3 Buoyancy

Buoyancy of low pressure gas into higher pressure liquid is a hard problem to solve since it involves changing densities and volumes, i.e. compressible fluids, which causes unstable buoyancy. Nevertheless it is worthwhile to estimate its effect. When dealing with bubbles of compressible fluids, the volume that has been displaced will be changed when changing the immediate environment. The force that is driving the bubble is the gravity working on the amount of displaced fluid, which is, in its turn, dependent on pressure and temperature.

In general terms for objects in equilibrium (which is not the case for our bubble), the buoyancy force is given as

$$F_b = \rho_f g V_{disp}$$

Note that this force is very small because the amount of volume of brine displaced by a starting bubble is very small. The pressure in the bubble would be equal to its surroundings, since CO<sub>2</sub> is more compressible than water. Note that this force will increase when rising up, since the volume of the bubble will expand as pressure decreases.

Nevertheless, this bubble will never rise, since its surroundings are not in equilibrium. The pressure of a brine filled micro-annulus would be at maximum equal to the local hydrostatic pressure. (In dynamic conditions, however, flow causes both friction and lower end pressures, causing a different pressure gradient. This is ignored here for the discussion of buoyancy.). Assume hydrostatic conditions in the micro-annulus. The pressure difference at the micro-annulus-reservoir contact only changes with rising reservoir pressures. At the start of the CO<sub>2</sub> injection, the pressure difference is around 300 bar and this declines with rising reservoir pressure. Note that the force working on a disc of water on the micro-annulus-reservoir contact is:

$$\Delta P * A = \pi(r_2^2 - r_1^2)\Delta P$$

and would start at 1677 N when assuming 300 bar pressure difference at the contact between micro-annuli and CO<sub>2</sub>, 7 inch OD casing and 100 micron radial width (2305 N for a 9 5/8 inch OD). This could be considered the force working downward on the micro-annulus-reservoir interface.

A gas bubble, however, would be similar to a sphere with radius much smaller than the micro-annulus width. Say for example 10 micron, then the buoyancy force would be around  $F_b = 4 * 10^{-10} N$ . Even if it would be possible to flow a bubble of the size of exactly the micro-annulus aperture, it would only result in a buoyancy force of  $F_b = 4 * 10^{-7} N$ . This is much lower than the downward force. Even if the pressure difference between micro-annulus and reservoir is only 1 bar, the upward force (by buoyancy) would be somewhere between 7 and 10 orders of magnitude lower than the downward force (by pressure difference).

In conclusion, the buoyancy of the CO<sub>2</sub> is significant lower than the downward force at the micro-annulus-reservoir interface (by pressure difference) and CO<sub>2</sub> will not drift upwards as a result of buoyancy.

#### 15.4.4 Capillary pressure

The micro-annulus filled with brine acts like a vertical tube with liquid above and gas below. In this situation, gravity and surface tension do not result in a capillary effect, but in a reverse mechanism that is similar to a medicine dropper. Note that the resulting force is restricting the fluid to drop downwards and could be considered the opposite of a capillary entry pressure. The liquid is held by adhesive forces to the material of the inner wall, and the surface tension of the water forms drops under gravitational force. At the moment that a drop forms and detaches from the contact, the surface tension just equates the gravitational force. Neglecting other forces and its immediate environment, this would be written as:

$$F_s = mg = 2\pi rS$$

Or rewritten for finding surface tension S:

$$S = \frac{mg}{2\pi r} = \frac{\frac{\rho\pi r^2 h}{N}g}{2\pi r} = \frac{\rho g r h}{2N}$$

Where the mass of one droplet has been set equal to the mass of the tube divided by N droplets. Note that this is true for a cylindrical medicine dropper with diameter  $d = 2r$ . For an annulus, the cross section is defined as  $\pi(r_2^2 - r_1^2)$  and the surface tension of the droplet would have similar contact lines at the inner ( $r_1$ ) and outer radius ( $r_2$ ) of the annulus. Nevertheless, the mechanism will be similar to that of a cylindrical tube:

$$F_s = 2\pi(r_1 + r_2)S \cos \theta = 2\pi(r_1 + r_2)S$$

Where again a whole droplet has been assumed ( $\cos \theta = 1$ ). The pressure due to surface tension is

$$P_s = \frac{F_s}{A} = \frac{2\pi(r_1 + r_2)S}{\pi(r_2^2 - r_1^2)} = \frac{2S}{r_2 - r_1}$$

And the gravity working on the formation of a droplet is given in terms of the volume of water in the column divided by N amount of droplets

$$mg = \frac{\rho\pi(r_2^2 - r_1^2)h}{N}g$$

Which is combined with the equation above to find the surface tension:

$$S = \frac{\frac{\rho\pi(r_2^2 - r_1^2)h}{N}g}{2\pi(r_1 + r_2)} = \frac{\rho g(r_2 - r_1)h}{2N}$$

The pressure that is felt due to the surface tension is thus

$$P_s = \frac{2S}{r_2 - r_1} = \frac{\rho gh}{N}$$

The surface tension of water in concrete is approximately 0.0728 N/m [ref 9] (or see ref 10 for empirical methods for water and brine). For a radial width of 100 micron this would result in almost 1500 Pa, or 1.5 kPa. Thus, a capillary-like pressure would be very low. When trying to estimate the order-of-magnitude of the pressures applied due to the surface tension of water in the micro-annulus, TNO compares it (in personal communication) with the capillary entry pressure of fractures: “the capillary entry pressure is generally very low in fractures (in the range of a few kPa)”.

In any case, this means that even with 1 bar (100 kPa) pressure difference between the liquid column and the reservoir, an additional pressure due to capillary like forces is negligible.

#### 15.4.5 Micro-annular pressure systems

If there is a continuous micro-annulus along the well it is assumed to be in contact with the surrounding formations and it will be at the same pressure as the surrounding formations. The overburden (that contains water bearing sands as shown in Figure 11: Well schematic with possible CO<sub>2</sub> migration paths) and caprock are assumed to be at the original hydrostatic pressure conditions. Four main stages of forces acting on the micro-annular fluid system can be thought of (and have been sketched in Figure 54):

1. Pressure build-up due to CO<sub>2</sub> injection. If there were a continuous micro-annulus along the entire caprock, it is now filled with brine, so the pressure in the micro-annulus at the bottom of the caprock is equal to the hydrostatic pressure, which at this stage is higher than the local reservoir pressure. The micro-annulus is brine-filled and, if it is continuous, brine flows into the reservoir.
2. Equilibrium: the reservoir pressure at top of the reservoir (the micro-annulus-reservoir interface) is in equilibrium with the local hydrostatic pressure (the micro-annulus is still brine-filled).
3. Flow: When the local reservoir pressure at reservoir top near the well exceeds the hydrostatic pressures in the micro-annulus, the equilibrium is lost and a continuous micro-annulus can be filled with CO<sub>2</sub>. The

local reservoir pressure can be higher than the hydrostatic pressure at this stage because the injection can cause local overpressures (temporary, only during injection).

Once filled, the pressure at the top of the micro-annulus is higher than the hydrostatic pressure in the water bearing sands above the caprock, due to difference in density of CO<sub>2</sub> and brine, and due to the pressure build-up in the reservoir below. This results in CO<sub>2</sub> flowing into the water bearing sands that will continue until the final average pressure is reached or until the micro-annulus is disrupted (e.g. warming up of the well after shut-in, plugging due to mineral precipitation or a full bore formation plug at decommissioning).

4. Shut-in: the local reservoir pressure at the reservoir top at the well will fall back to the (final average) reservoir pressure. There are three possibilities:
  - a. The pressure at the top of the CO<sub>2</sub>-filled micro-annulus is equal to the local hydrostatic pressure in the aquifer just above the caprock. No CO<sub>2</sub> is leaking into the aquifer.
  - b. The reservoir pressure is equal to the local hydrostatic pressure at reservoir top (this is the starting point for further calculations below). Because the micro-annulus is already filled with CO<sub>2</sub>, the acting pressure on the aquifer-micro-annulus interface is still such that CO<sub>2</sub> flow occurs.
  - c. The reservoir pressure is higher than for (b) (up to initial reservoir pressure conditions). And shut-in flow rates will be higher than for (b). (this situation 4c will not occur in the project).

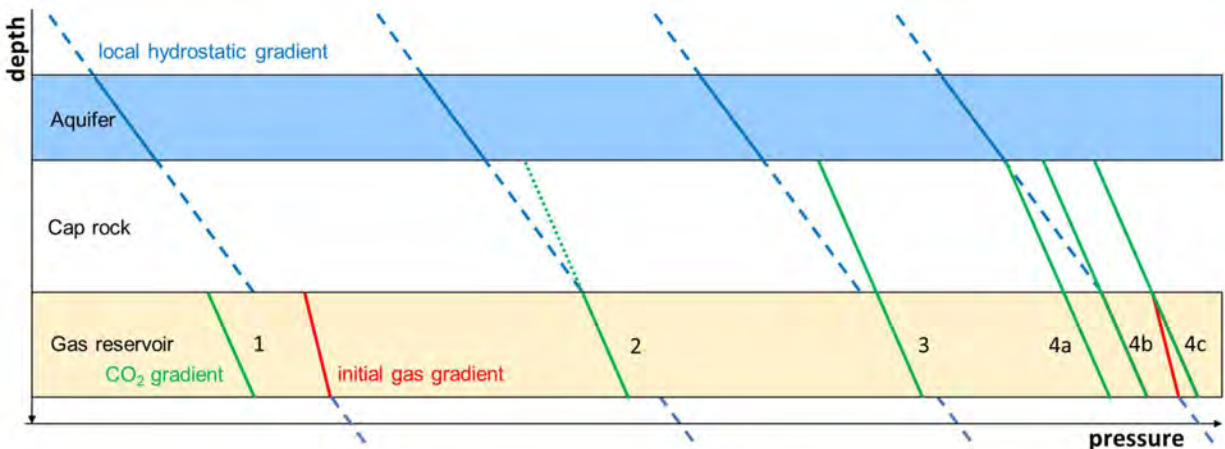


Figure 54: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure  
*Schematic representation. Stage 1: pressure buildup due to CO<sub>2</sub> injection. In presence of a connecting micro-annulus, it is now filled with brine. Stage 2: reservoir pressure at well top reservoir equals local hydrostatic pressure. Stage 3: the local reservoir pressure exceeds the local hydrostatic gradient. In presence of a connecting micro-annulus, it is now filled with CO<sub>2</sub>. Stage 4: post-injection reservoir pressures equal to: 4a: the pressure in top of the CO<sub>2</sub> column in the micro-annulus is equal to the local hydrostatic pressure. 4b: the pressure at well top reservoir is equal to the local hydrostatic pressure. 4c: the pressure at well top reservoir is equal to the initial reservoir pressure.*

Before and up to stage 2, the micro-annulus is filled with brine. After stage 2, the micro-annulus is filled with CO<sub>2</sub> (assuming a fully continuous micro-annulus connecting reservoir and water bearing sand). This has been sketched in Figure 55.

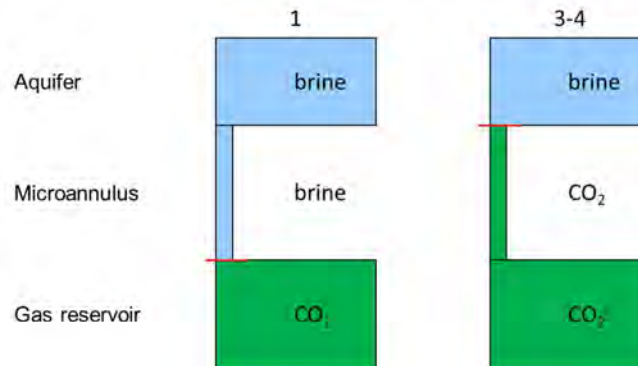


Figure 55: Fluid column in the existence of a micro-annulus  
*Schematic representation. If a continuous micro-annulus would be present, it would be filled with brine in stage 1 to 2 and filled with CO<sub>2</sub> in stages after stage 2. (See Figure 54 for the definition of the stages). Stage 2 is the transition point in equilibrium; therefore no flow occurs.*

In the event that if the local reservoir pressures do increase to above the local hydrostatic pressure, it is still uncertain whether and for how long CO<sub>2</sub> would migrate through a micro-annulus. The flow requires a continuous micro-annulus across the caprock that is connected to a water bearing sand above the caprock. Even if it exists the conditions might change and lead to disruption of the flow path. This could be due to restoration of the surrounding temperatures after shut-in, mineral clogging due to CO<sub>2</sub> precipitation or due to sealing shales. This is discussed in section 8 : Chemical Interaction and in section 6: Sealing Shales.

#### 15.4.6 Concluding pressure equations for micro-annular flow

Having now demonstrated that buoyancy and capillary pressures can be neglected when estimating possible micro-annular flows, the transport equation can be quite simplified. Assuming constant average fluid properties over the complete micro-annulus (total column height), which is acceptable for this purpose for water and high pressure CO<sub>2</sub>, the driving force of transport is given by the following pressure equation:

$$\begin{aligned} \Delta P_b &= P_{aq} + \rho_w g(h_{aq} - h_{r,top}) - P_{r,top} && \text{for stage 1} \\ \Delta P_b &= 0 && \text{for stage 2} \\ \Delta P_t &= P_{aq} - \rho_{CO_2} g(h_{aq} - h_{r,top}) - P_{r,top} && \text{for stage 3-4} \end{aligned}$$

Where  $\Delta P_b$  and  $\Delta P_t$  stand for the assumed pressure differences at the bottom and top of the micro-annulus, respectively. Furthermore, subscripts *aq* stands for aquifer, *r, top* stands for “at top reservoir”, and  $\rho_w$  and  $\rho_{CO_2}$  are average brine and CO<sub>2</sub> densities. Note that true vertical depth *h* is different from flow path length *L*, which is used for estimating flow, and are related by:  $(h_{aq} - h_{r,top}) = L \cos \theta$ , where  $\theta$  is the angle between true vertical depth and along hole measured depth (see also Figure 56). Micro-annular flow will be driven by  $\Delta P_b$  (stage 1 to 2) until  $\Delta P_b$  gets negative (i.e. the reservoir pressure at bottom micro-annulus is higher than the pressure due to the brine column in the micro-annulus). From that moment, the pressure equation for stage 3-4 gets active, which



evaluates the pressure difference acting on aquifer-micro-annulus interface, assuming a completely CO<sub>2</sub> filled micro-annulus (see also Figure 55). Note that  $\Delta P_t$  is negative (resulting from the opposite direction compared to measure depth).

## 15.5 Flow through micro-annuli

An assessment of potential flow rates through micro-annuli has been made, assuming the existence of a fully continuous micro-annulus connecting reservoir and a water bearing sand (at hydrostatic pressure) above the caprock. This section starts with explaining the flow equation used, followed by the used parameters like permeability and micro-annular aperture and continues by explaining the mechanism of micro-annular flow by showing graphical results of well P18-4A2 for example flow paths. It finishes with the results for all the wells under study and a conclusion.

### 15.5.1 Micro-annular flow equation derived from Darcy's law

To get an analytical equation for flow in a micro-annulus, Darcy's law

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } p$$

is combined with conservation of mass

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) = \text{div}(\rho \vec{u}) = 0$$

where it is assumed that flow through a micro-annulus is not approximated by a smooth pipe-in-pipe annular flow, but by flow through a porous medium, which is an important but logical assumption, since internal surface roughness will be significant compared to the micro-annulus aperture. One-directional flow is represented by flow in the z direction:

$$-\frac{d}{dz} \left( \frac{k\rho}{\mu} \frac{dp}{dz} \right) = -\frac{dp}{dz} \frac{d}{dz} \left( \frac{k\rho}{\mu} \right) - \frac{k\rho}{\mu} \frac{d^2p}{dz^2} = 0$$

Integration via

$$\int f'g = fg - \int fg'$$

leads to

$$-\int \frac{dp}{dz} \frac{d}{dz} \left( \frac{k\rho}{\mu} \right) dz - \int \frac{k\rho}{\mu} \frac{d^2p}{dz^2} dz = -\frac{k\rho}{\mu} \frac{dp}{dz} = c$$

and therefore

$$Q = -A \frac{k\rho}{\mu} \frac{dp}{dz}$$

depending on how the  $z$  direction is defined. This is simplified into

$$Q = \frac{kA}{\mu L}(\Delta P)$$

### 15.5.2 Micro-annular flow linear flow calculation

Linear flow in one direction is given by the following analytical equation:

$$Q = \frac{kA}{\mu L f_c}(\Delta P)$$

where  $A$  is the micro-annular flow area and  $L$  is the flow path length over which the flow is occurring. The equation for the pressure difference acting as the driving force is given in above in section 15.4.6. This flow equation is used to get first estimates on potential flow if a continuous micro-annulus would exist. Koenen and Wasch (2018) [ref 3] state that this methodology results in a flow rate of one or two orders of magnitude higher than the results from detailed numerical simulations (including transport behaviour on microscale but excluding chemical interactions for this comparison) and that it is due to several oversimplifications. A factor  $f_c$  has been added to the equation to include only the cemented part along hole of the casing section over the caprock (a factor  $f_c = 0.9$  means a casing-cement section of 90% of the length of the total section considered). See Figure 56 for a schematic explanation. The assumption is that cement with a good bond is only present in the bottom part of the section, and the part with cement with a poor bond or no cement does not contribute to the flow restrictions, which is an underestimation because (a) the hydrostatic pressure at depth  $L f_c$  above reservoir top is lower than at  $L$  above reservoir top (if 100 m is missing, this underestimates the top micro-annulus pressure by 10 bar when calculating from the reservoir up), (b) flow in an annulus (between casing and formation) does have flow restrictions, although much less than in a micro-annulus. However, this has all been ignored for simplicity.

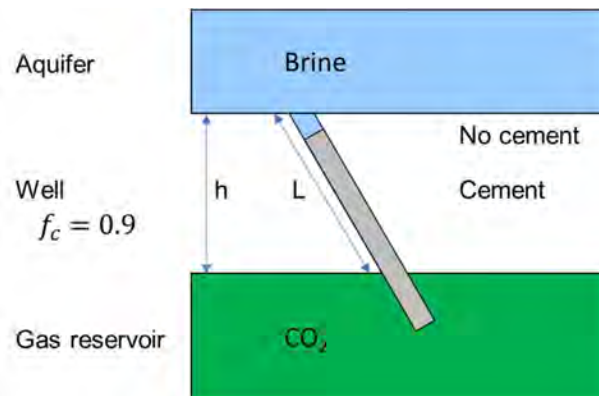


Figure 56: Explanation of path lengths over the caprock used for the calculations  
*Path length  $L$  is the maximum path length of a micro-annulus, which is reduced to  $L f_c$  if the section is not fully cemented (in this example case 90% of  $L$ ). True vertical thickness of the caprock is denoted with  $h$ , not to be confused with  $L$ .*

Calculating micro-annular flow by means of an analytical equation for linear flow is a severe simplification. It is likely to strongly overestimate the leakage rate since it does not consider the complexity of the transport processes

and rock characteristics such as PVT behaviour along the wellbore, relative permeability, gas saturation, together with flow path complexity, wall roughness and chemical reactions. Koenen and Wasch [ref 3] compared the above calculated flow rates with that from the rates determined with TOUGHREACT (a numerical simulator for non-isothermal multiphase fluid flow and geochemical transport). They concluded that the linear flow equation overestimates with, depending on the chosen permeability, at least a factor between 3 to 500 or more, where the lower overestimation applies to a  $k \sim 10^{-11} \text{ m}^2$  and the highest overestimation to a  $k \sim 10^{-13} \text{ m}^2$ .

### 15.5.3 Micro-annular apertures and permeability

The permeability of micro-annuli is approximated by the cubic law relationship as suggested by Witherspoon et al. (1980) [ref 2], which effectively results in a relation with aperture given by:

$$kA = 2\pi r \frac{a^3}{12}$$

The micro-annular flow area  $A$  is calculated with  $A = 2\pi r a$ , which is an approximation of  $A = \pi(r + a)^2 - \pi r^2 = \pi(2ra + a^2) \approx 2\pi r a$ , where  $a^2$  is a very small value and has been neglected. Note that  $r$  refers to the radius equivalent to the outer diameter of the casing and  $a$  refers to the micro-annulus aperture which are given in Table 17 (in line with the apertures stated in Table 16). During the earlier injection phase (phase 1) the reservoir pressure is still low and the injected CO<sub>2</sub> therefore has a lower temperature (15 – 50 °C) leading to a larger aperture. With increasing reservoir pressure the cooling from the CO<sub>2</sub> is less ( $T > 50 \text{ °C}$ ) and the aperture for injection phases 3-4 is slightly smaller. This results in a flow area between 1.4 and  $2.7 * 10^{-5} \text{ m}^2$ . For the post-injection period, after a month in which the wellbore warms up, aperture sizes have been reduced significantly.

Table 17: Used (maximum and constant) base case apertures and permeabilities for both fluids and two well diameters

Phase of injection	Flow	Fluid	Casing OD	Aperture	Permeability
1	Down	Brine	9 5/8"	35 micron	$1.02 * 10^{-10} \text{ m}^2$
1	Down	Brine	7"	30 micron	$7.50 * 10^{-11} \text{ m}^2$
3-4	Up	CO <sub>2</sub>	9 5/8"	30 micron	$7.50 * 10^{-11} \text{ m}^2$
3-4	Up	CO <sub>2</sub>	7"	25 micron	$5.21 * 10^{-11} \text{ m}^2$
Post-injection	Up	CO <sub>2</sub>	9 5/8"	10 micron	$8.33 * 10^{-12} \text{ m}^2$
Post-injection	Up	CO <sub>2</sub>	7"	10 micron	$8.33 * 10^{-12} \text{ m}^2$

*The wells in P18-2 and P18-4 fall in either category. The apertures are based on the work described in section 15.3. The apertures are assumed to be constant over the whole flow path.*

The micro-annular permeability is (hence) calculated with  $k = \frac{a^2}{12}$ , which generally a well-accepted approximation. The permeability value for CO<sub>2</sub> flow in the current study is calculated to be  $k = 7.5 * 10^{-11} \text{ m}^2$  and  $k = 5.2 * 10^{-11} \text{ m}^2$ , for respectively 9 5/8" and 7" casings (see Table 17) and the relative permeability is assumed to be  $k_r = 1$  for a fully filled micro-annulus.

However these purely geometrical relationships do not take into account other factors on microscale such as surface roughness. Wasch and Koenen (2019) [ref 4] use experience from earlier research and assume a range between  $k = 1 * 10^{-13} \text{ m}^2$  and  $k = 1 * 10^{-11} \text{ m}^2$  with a base case value of  $k = 1.3 * 10^{-12} \text{ m}^2$ . Note that both studies of Koenen and Wasch [ref 3 and 4] use larger micro-annular apertures: respectively 100 and 500 micron. These (chosen) values are a lot higher than the apertures estimated in this study and they suggest that the cubic law overestimates the effective permeability. Witherspoon et al. (1980) [ref 2] report a correction factor of 1/1.04

to 1/1.65 to accommodate for surface roughness in fractures, but this is not enough to explain the much larger differences with the assumed base case of Wasch and Koenen.

In short: the permeability used for this study is a conservative value. It could be downscaled by roughly 0.75 based on experimental work done by Witherspoon et al. and by much more based on numerical work and estimations done by Wasch and Koenen, but this is not done for the current study. (Note again that Wasch and Koenen also predict that the analytical flow equation is overestimating the flow by a factor 3 to 500, compared to the full numerical simulations.)

#### 15.5.4 Micro-annular flow estimations approach

Figure 57 shows the flow based on above flow equations, using P18-4A2 parameters but varying flow path (and equivalent sand body distances, keeping inclination constant) to show its influence on flow rate. Flow paths of 400, 500 and 600 meter are shown. Note that  $L = 500$  m is very similar to the final P18-4A2 case ( $L = 491$  m). The injection takes place with up to 25 bar above reservoir pressure (see Table 18). The period after shut-in is 6 months. The cumulative migrated CO<sub>2</sub> mass for this example are shown in Figure 58.

The micro-annular flow starts with brine flowing downward (stage 1 0 - ~3800 days in Figure 57). This continues until stage 2 (~3800 days) is reached when the pressures at the micro-annulus-reservoir interface are in equilibrium. In this simulation injection is temporarily stopped at this point and then resumed at the point of ~4750 days for about 200 days. During these 200 days CO<sub>2</sub> will flow upward (stage 3 with rising reservoir pressures), which is shown as a negative flow in the graph. This is followed by shut-in (stage 4 after ~4950 days in Figure 57), which is shown in this example to be of 6 months. CO<sub>2</sub> injection stops and the reservoir pressure at the well position returns to the average reservoir pressure, which is hydrostatic or lower. Only a small upward flow rate remains, which will be constant from shut-in to decommissioning of the wells. This small flow rate is mainly caused by the fact that the micro-annulus is already filled with CO<sub>2</sub>, and therefore the pressure at the top of the micro-annulus is determined by the CO<sub>2</sub> density, causing a small difference with the local hydrostatic pressures.

This is also explained in Figure 54 and Figure 55.

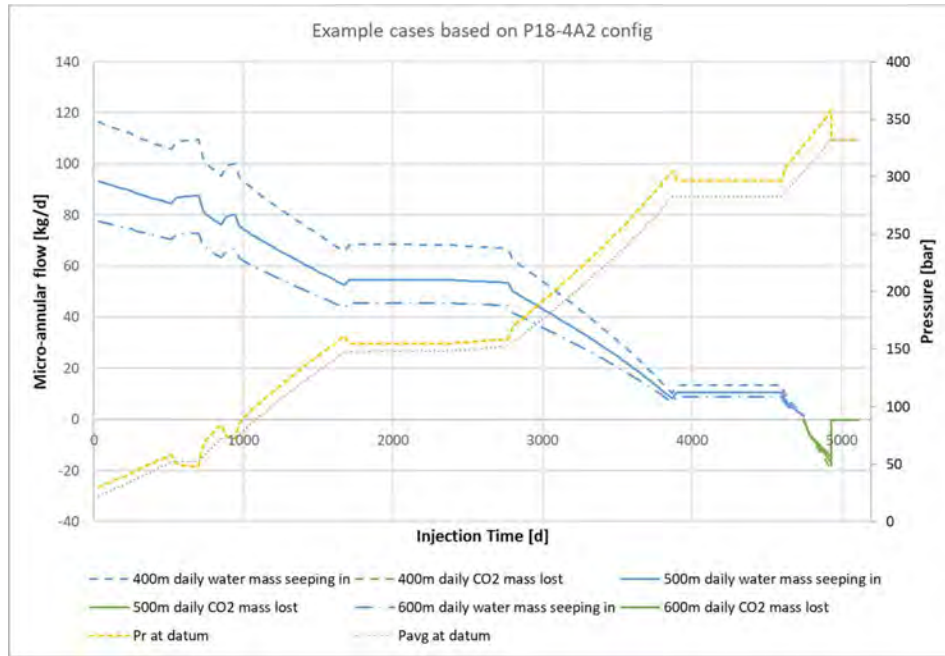


Figure 57: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths) P18-4A2 well (9 5/8 inch flow path):  $P_{final} = P_{hyd}$  at datum depth. Example flow path lengths of 400 m, 500 m and 600 m with equivalent water bearing sands distances above top reservoir at 37.8° inclination. Note that 500 m is very close to reality. Assumed constant micro-annulus aperture per stage. Negative means upward flow. Note that in this simulation case the injection simulation stops after about 13 years due to a filled reservoir. On the right hand side, average ( $P_{avg}$ ) and local near-wellbore ( $P_r$ ) reservoir pressures are included. Note that after shut-in both pressures are equal. Potential CO<sub>2</sub> flow would start when the local reservoir pressure exceeds the hydrostatic pressure at reservoir top, which is in this example slightly lower (330 bar) than at datum depth (332 bar).

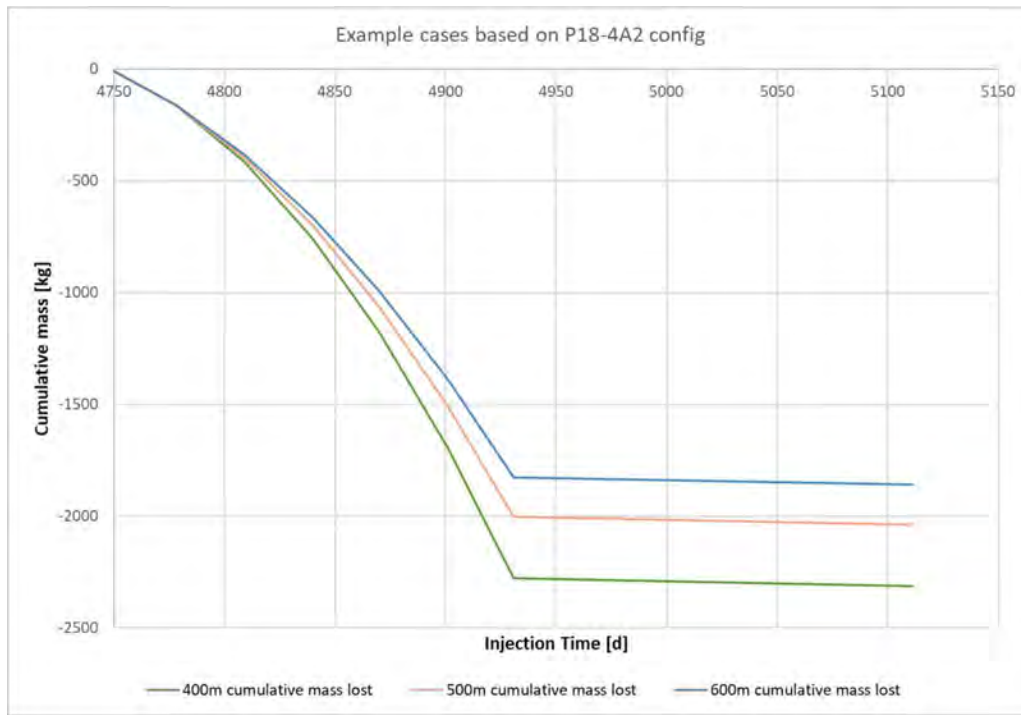


Figure 58: Cumulative CO<sub>2</sub> lost vs time for example flow path lengths  
*Similar description to Figure 57. Note that negative means upward flow.*

### 15.5.5 Flow Rates for individual wells for base case

All wells have several conditions that are different from well to well but are important for the flow calculations. The first one is production casing outer diameter across the caprock (see Table 2: Well Inventory Data). Another is the true vertical depth of the reservoir top at the well position, which determines not only hydrostatic pressure, but also the effective reservoir pressure at that position. Wells located on a shallower location in the reservoir go hand in hand with larger density differences (between brine and CO<sub>2</sub>), since the local reservoir pressure determines the CO<sub>2</sub> density. Also local caprock thickness and well trajectory (and inclination) influence the flow in micro-annuli, since both determine the real flow path. Next to that, the amount of cement along hole is also a factor in play, since micro-annuli can only exist where there is cement. The real path length along the caprock is given in Table 19, including cementation factor  $f_c$  (defined in section 15.5.2).

The pressures for each well at the end of the injection phase and during shut-in (post injection phase) are given in Table 18. These values are based on specific simulation cases and could differ when using the results of another simulation case. However, for simplicity's sake, only one simulation case for P18-2 and P18-4 each was used in this study.



Table 18: Pressures considered for the different wells in P18-2 and P18-4

	<b>P<sub>HYD</sub> AT TOP RESERVOIR BAR</b>	<b>MAX P<sub>R</sub> AT RESERVOIR TOP DURING INJECTION BAR</b>	<b>END P<sub>R</sub> AT DATUM BAR</b>	<b>END P<sub>AVG</sub> AT DATUM BAR</b>	<b>P<sub>R</sub> - P<sub>AVG</sub> AT DATUM BAR</b>	<b>FINAL P<sub>R</sub> AT RESERVOIR TOP BAR</b>
<b>P18-2A1</b>	<b>357</b>	361	356	<b>351</b>	5,5	<b>357</b>
<b>P18-2A3</b>	<b>345</b>	353	358	<b>351</b>	7,4	<b>345</b>
<b>P18-2A5</b>	<b>336</b>	344	356	<b>351</b>	5,0	<b>336</b>
<b>P18-2A6</b>	<b>359</b>	356	351	<b>351</b>	0,0	<b>359</b>
<b>P18-4A2</b>	<b>329</b>	356	358	<b>333</b>	24,6	<b>329</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

Table 19: Cement lengths at caprock per well and other specifics

		<b>P18- 2A1</b>	<b>P18- 2A3</b>	<b>P18- 2A5</b>	<b>P18- 2A6</b>	<b>P18- 4A2</b>	<b>P18- 6A7</b>
<b>thickness caprock</b>	mTVD	757	659	645	747	388	856
<b>thickness caprock</b>	m MD	816	766	1083	1024	491	1173
<b>amount of cement</b>	m MD	762	607	1045	924	460	892
<b>cementation factor f<sub>c</sub></b>	[-]	0,93	0,79	0,96	0,90	0,94	0,76
<b>f<sub>c</sub> used in calcs*</b>		0,47	0,59	0,96	0,45	0,70	0,38
<b>well inclination</b>	degrees	21,9	30,6	53,4	43,2	37,8	43,1

*The cementation factor is the ratio of caprock thickness and amount of cement in meters along hole. This is used as an indication for micro-annulus lengths. \*For some wells there is uncertainty about the cementation across the caprock, see text.*

For some wells there is uncertainty about the cementation across the caprock (e.g. no CBL) and this has been incorporated by adjusting the cementation factor as follows:

- P18-2A1: 762 m of the caprock is behind the 9.5/8" casing that is cemented over 996 m. The lower section is across the caprock and that is expected to be good cement. The 762 m of the 996 m is a significant portion of the total cementation. For the calculations we assume 50% of the 762 m is good cement.
- P18-2A3: 607 m of the caprock is behind the 7" liner that is cemented over 1239 m. The lower section is the caprock and that is expected to be good cement. We assume that 607 m of the 1239 m cementation is good and that is the bottom half of the total cementation. For the calculations we assume 75% of that 607 m is good cement.
- P18-2A5: CBL has been run to confirm good cement bond
- P18-2A6: the 9.5/8" casing is cemented over 1378 m of which 924 m is across the caprock. It is reasonable to assume that a significant length of the 924 m is well cemented. The 924 m is a significant portion of the total cementation. For the calculations we assume 50% of the 924 m is good cement.
- P18-4A2: the 9.5/8" casing is cemented over 2039 m of which the bottom 460 m is across the caprock. It is reasonable to assume that a significant part of the 460 m. is well cemented. For the calculations we assume 75% of the 460 m is good cement.

- P18-6A7: 1074 m of the 1173 m is covered by the 5” liner which is cemented over 892 m. It is reasonable to assume that a significant length of the 892 m is well cemented. The 892 m is the full cementation length. For the calculations we assume 50% of the 892 m is good cement.

The results of the base case calculations are given in Table 20. The potential total mass of 3,500 kg is in the order of 0.00001% of the total mass stored. The results are of course strongly dependent on injection strategies, injection temperatures and local overpressures at well position, so the micro-annular flow rates will vary when changing the injection scheme (i.e. the simulation case).

Table 20: Calculated migrated CO<sub>2</sub> mass (kg) for base case

WELL	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning
4A2	2,025	35	2,163
2A1	542	51	747
2A3	300	32	429
2A5	129	15	190
2A6	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2,996</b>	<b>133</b>	<b>3,528</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

**P18-4A2:** The most important contributor for the much larger flow around well P18-4A2 is due to the fact that the overpressures (above hydrostatic pressure) considered in our calculations are much larger than for the P18-2 wells. This has to do with the specific simulation used for P18-4. Next to that, also the flow path and to the water bearing sand is relatively small, due to the fact that the caprock thickness is smaller than for the P18-2 wells. The simulations of P18-2 and P18-4 were not done together, and more refined injection simulations can be expected soon. Integrated reservoir simulations are planned, including new injection strategies based on up-to-date expected CO<sub>2</sub> supply. This could change the micro-annular rates for P18-4A2.

**P18-2A1/3/5:** The three wells in P18-2 have similar overpressures and have similar micro-annular flow rates. The differences are partly due to the well configurations: P18-2A1 has a 9.5/8” casing across the caprock and the other two 7” liner. Well P18-2A5 is a highly deviated well and therefore has about 30% more cemented casing across the caprock, explaining partly the lowest flowrate around the well for P18-2A5.

**P18-2A6:** Well P18-2A6 does not have any CO<sub>2</sub> migration at all. This is because local reservoir pressure does not become high enough to overcome the hydrostatic pressure at local reservoir top. This is partly because the reservoir top at 2A6 is relatively deep, but mostly because currently P18-2A6 is not used for injection in this simulation run, hence there are no local overpressures.

**P18-6A7:** With the current plans, well P18-6A7 will not be able to leak via micro-annuli, since that reservoir will not reach near-hydrostatic pressures. The casing in the caprock has a much smaller diameter (5” compared to 7” or 9 5/8”), which means a much smaller flow area (around at least half of the other diameters) and therefore potentially a much smaller flow if pressures were high enough.

A CO<sub>2</sub> flow can only occur if there is direct connection with a water bearing sand exists. When the CO<sub>2</sub> would reach the water, it will go into solution. The amount of water needed to dissolve 3,500 kg is in the order of 56,0000 kg water, assuming a maximum solubility of 1.5 mol%. That is equal to 560 m<sup>3</sup> of water or 3750 m<sup>3</sup> rock volume

(assuming 15% porosity), which would be a very small water reservoir. In other words: water bearing sand formations have the capacity to absorb the CO<sub>2</sub> the considered amounts of CO<sub>2</sub> and it will not be measurable with monitoring equipment for plume migration.

P18-4A2 has the highest flow rates, of maximum (at the highest local overpressure at the end of the project) of 16.8 kg/d, or 0.19 g/s (see Figure 59). This is equivalent to 0.01 m/s, which is a low velocity and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m (70% of the 491 m in Table 19) results in a residence time of almost 560 minutes.

### 15.5.6 Flow rates for individual wells for high case

The high case scenario micro-annulus aperture has been defined in section 15.3 and are summarized in Table 16. It the base case maximum aperture + 30 micron, which is shown in Table 21 below. The results of the high case flow calculations are given in Table 22. The migrated amount of CO<sub>2</sub> mass is much larger than in the base case, due to the fact that  $kA$  is directly related to the aperture ( $a$ ) via  $2\pi r a^3 / 12$ . The differences between the wells are similar as in the base case. The potential total high case mass of 59,000 kg is in the order of 0,0001% of the total mass stored. The total amount of water needed to dissolve this is around 63,000 m<sup>3</sup> rock volume (50x50x25m<sup>3</sup>) under the same assumptions as for the base case, and which is still a relatively small reservoir.

P18-4A2 has again the highest flow rates, of maximum (at the highest local overpressure at the end of the project) of 134 kg/d, or 1.6 g/s . This is equivalent to 0.04 m/s, which is a low velocity and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m results in a residence time of almost 140 minutes.

Table 21: Chosen (constant) high case apertures for both fluids and two well diameters

Phase of injection	Flow	Fluid	Casing OD	Aperture
1	Down	Brine	9 5/8"	65 micron
1	Down	Brine	7"	60 micron
3-4	Up	CO <sub>2</sub>	9 5/8"	60 micron
3-4	Up	CO <sub>2</sub>	7"	55 micron
Post-injection	Up	CO <sub>2</sub>	9 5/8"	40 micron
Post-injection	Up	CO <sub>2</sub>	7"	40 micron

*The wells in P18-2 and P18-4 fall in either category. The high case apertures are based on the work described in earlier sections as the base case apertures + 30 micron. The apertures are assumed to be constant over the whole flow path.*

Table 22: Calculated migrated CO<sub>2</sub> mass (kg) for high case micro-annulus apertures

Well	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning
<b>4A2</b>	16,196	2,215	25,055
<b>2A1</b>	4,340	3,268	17,413
<b>2A3</b>	3,197	2,058	11,430
<b>2A5</b>	1,369	979	5,285
<b>2A6</b>	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>25,102</b>	<b>8520</b>	<b>59,183</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

### 15.5.7 Flow Rates for test case

A test case is introduced to investigate the sensitivity to extreme values for micro-annulus aperture and a short section of good cement bond/caprock. It is based on the P18-4A2 case and has the highest differential pressure.

The value of the micro-annulus aperture has been set to 110 micron for the flowing period, which is based on 80 micron maximum shrinkage of a 9.5/8" casing at mid-caprock position (see Figure 45) including the 30 micron high case addition. Shrinkage of cement and formation is thereby completely neglected. The length of good cement bond (and therefore effective micro-annulus flow path) has been reduced to 200 m. This reflects a scenario in which only 200 m of the cement column provides a good bond. The cement columns for the P18 wells vary from 460 m MD (P18-4A2) to 600-900 m MD in the P18-2 wells.

The test case is based on the P18-42A case which is in the base case already the worst case compared to the other wells. The results are shown in the graph and table below. The calculated mass is higher than the base and high cases, but the total mass is still small and insignificant compared to the total volume of CO<sub>2</sub> injected (less than 0.0005% for one well).

Table 23: Cumulative migrated mass for the considered test case (one well)

L [m]	Aperture [micron]	During CO <sub>2</sub> injection (kg)	Per 6 months post shut-in (kg)	Total with 2 year to decommissioning (kg)
200	110	172,000	3,800	187,200

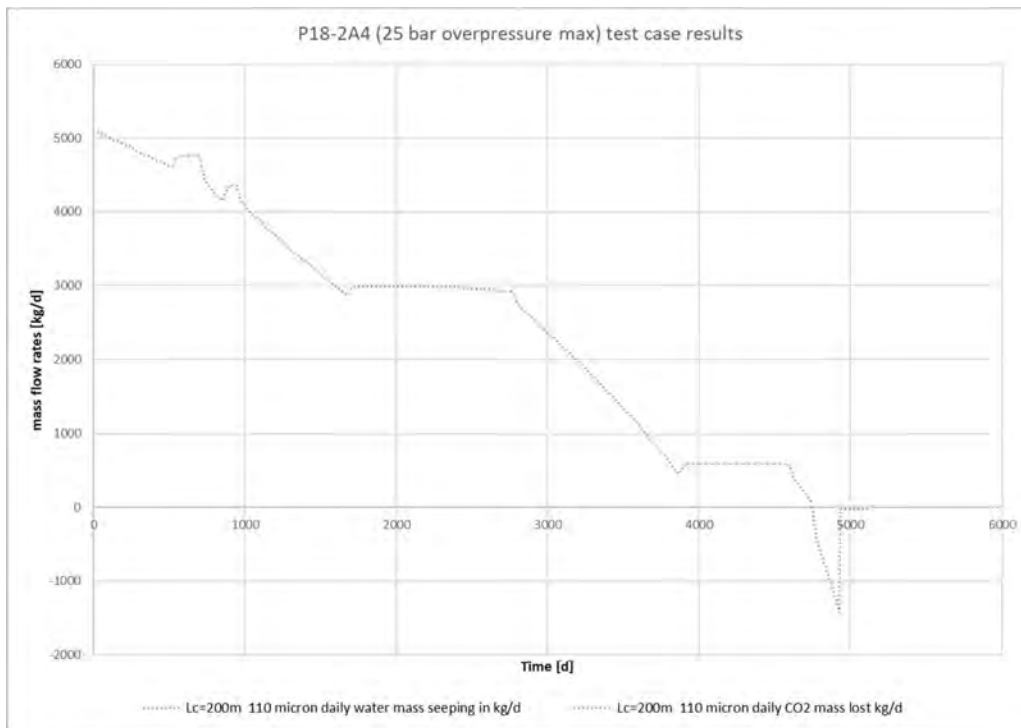


Figure 59: Daily mass flow rates for the test case

## 15.6 Summary and Conclusions on Micro-Annuli

The flow through micro-annuli has been determined in stages: temperature profile, aperture size, pressure drop and flow calculation for three scenarios of micro-annuli aperture. The flow calculations have been carried out based on the reservoir conditions based on one reservoir simulation case.

The CO<sub>2</sub> injection temperature changes throughout the project and shown in the figure below.

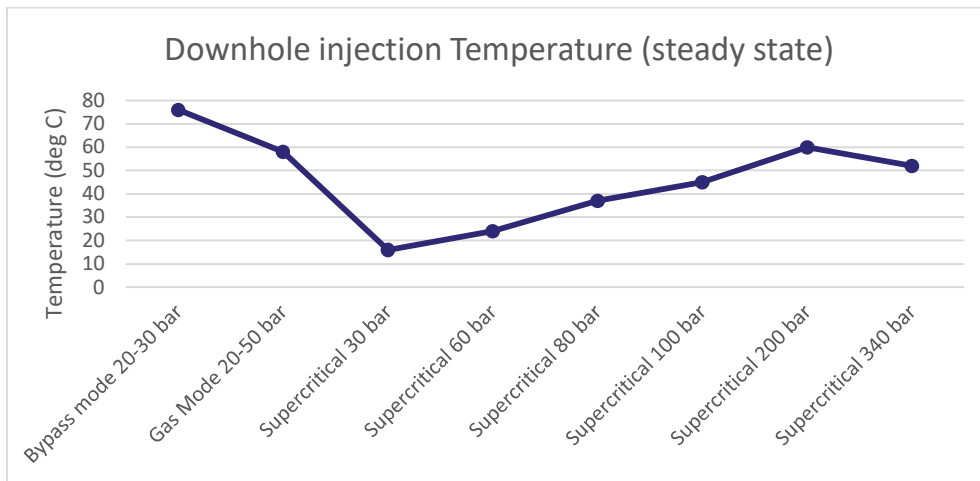


Figure 60: Downhole injection temperature (steady state)

The injection temperature is around 60-80 °C when the CO<sub>2</sub> is injected in gas phase. With the changeover to supercritical the temperature drops to around 15 °C (hydrate control temperature) when injecting at low reservoir temperatures to about 50 °C at the end of the injection phase. Temperature modelling of a well cross-section with a DIANA temperature model, indicated that the annulus fluid in the well section across the caprock is a good insulator and slows the cooling of the casing, cement sheath and formation down.

A simplified model has been defined for calculation of the micro-annuli aperture and came to the results shown in the table below for the base case scenario.

Table 24: Apertures for micro-annuli in Mid-caprock well position (unit micron) : base case

Well type		Base case			High Case		
		Injection		Shut-in	Injection		Shut-in
Casing	Tubing	CO <sub>2</sub> temp early phase <50° C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50° C*	Residual	CO <sub>2</sub> temp early phase* <50° C	CO <sub>2</sub> temp later phase > 50° C*	Residual
9.5/8"	5.1/2"	35	30	10	65	60	40
7"	4.1/2"	30	25	10	60	55	40

These apertures are smaller than the 100 micron that was assumed by TNO [ref 1].

In view of uncertainty on the initial status of the cement sheath / micro-annuli at the start of the CO<sub>2</sub> injection, a high case has been defined that is the above plus 30 micron uncertainty allowance.

The pressure conditions along the wellbore have been reviewed for which 4 stages have been distinguished.

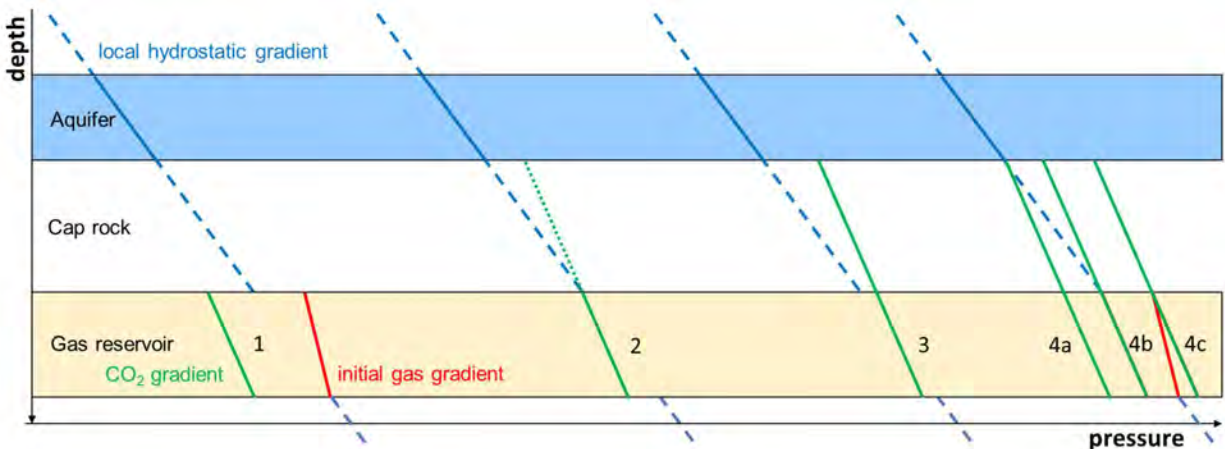


Figure 61: Pressure conditions along wellbore in the various stages of reservoir pressure

The four stages are:

1. Pressure build-up due to CO<sub>2</sub> injection. If there were a continuous micro-annulus along the entire caprock, it is now filled with brine, so the pressure in the micro-annulus at the bottom of the caprock is equal to the hydrostatic pressure, which at this stage is higher than the local reservoir pressure. The micro-annulus is brine-filled and, if it is continuous, brine flows into the reservoir.
2. Equilibrium: the reservoir pressure at top of the reservoir is in equilibrium with the local hydrostatic pressure.
3. Flow: When the local reservoir pressure at reservoir top near the well exceeds the hydrostatic pressures in the micro-annulus, the equilibrium is lost and a continuous micro-annulus can be filled with CO<sub>2</sub>. This results in CO<sub>2</sub> flowing into the water bearing sands.
4. Shut-in: Three possibilities pending the local reservoir pressure:
  - a. The pressure at the top of the CO<sub>2</sub>-filled micro-annulus is equal to the local hydrostatic pressure in the aquifer just above the caprock. No CO<sub>2</sub> is leaking into the aquifer.
  - b. The reservoir pressure is equal to the local hydrostatic pressure at reservoir top (this is the assumption for the calculations). Because the micro-annulus is already filled with CO<sub>2</sub>, the acting pressure on the aquifer-micro-annulus interface is still such that CO<sub>2</sub> flow occurs.
  - c. The reservoir pressure is higher than for (b) (up to initial reservoir pressure conditions). This situation 4c will not occur in the project.

It has been established that buoyancy forces working on potential CO<sub>2</sub> bubbles are significantly smaller than the pressures working on the micro-annulus-reservoir interface and can therefore be neglected at all times. Capillary forces have been assessed and can also be ignored.



In stage 1, water will flow down if there is a continuous flow path. The flow rate is shown in Figure 62 below. This situation will continue until stage 2 is reached, when the pressures at the micro-annulus-reservoir interface are in equilibrium.

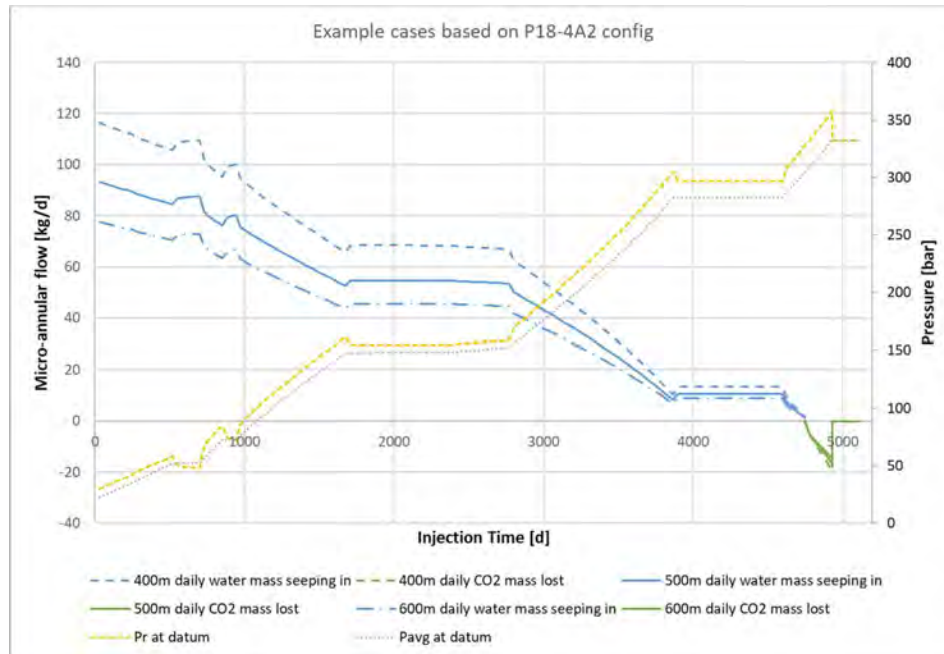


Figure 62: Micro-annular flow rates vs time for example flow paths lengths (and water bearing sand depths)

*This is a duplicate of Figure 57.*

Calculations of the CO<sub>2</sub> flow during stages 3 and 4 have been carried out for different scenarios.

Table 25: Calculated migrated CO<sub>2</sub> mass (kg) for base case and high case

Well	Base Case			High Case		
	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning	During CO <sub>2</sub> injection	Per 6 months post shut-in	Total with 2 year to decommissioning
<b>4A2</b>	2,025	35	2,163	16,196	2,215	25,055
<b>2A1</b>	542	51	747	4,340	3,268	17,413
<b>2A3</b>	300	32	429	3,197	2,058	11,430
<b>2A5</b>	129	15	190	1,369	979	5,285
<b>2A6</b>	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2,996</b>	<b>133</b>	<b>3,528</b>	<b>25,102</b>	<b>8,520</b>	<b>59,183</b>

Note that well P18-6A7 is not included in the list, since it is assumed not to reach stage 3.

Underlying the base and high case scenarios are several conservative assumptions implying that the above numbers are conservative (high numbers). These assumptions are:

- The aperture calculation is done with a simplified model based on thermal effects only and ignores the effect of any remaining stresses in cement and rock formation that might compress the micro-annuli;
- Any overestimation of aperture has consequences for the estimated flow since it depends on the third power of the aperture ( $a$ ) via:  $kA \sim a^3$ . This cubic law relationship assumes disregards non-ideal flow path and effects like surface roughness and can therefore be regarded to be a conservative approach.
- The length of cementation across the caprock has been conservatively reduced in length.
- Calculating micro-annular flow by means of an analytical equation for linear flow is a severe simplification. It is likely that it greatly overestimates the leakage rate because it does not consider the complexity of the transport processes and rock characteristics.

The calculated amount of CO<sub>2</sub> mass that is lost after injection and 2 years of shut-in is in the base and high case in the order of 0.00001% and 0.0001% (respectively) of the total amount of CO<sub>2</sub> that is planned to be injected. This can be considered insignificant. Once the wells are shut-in, the leakage rate is considerably reduced to 0.7 kg/day and 47 kg/day for the 5 wells in total in the base and high case respectively.

A CO<sub>2</sub> flow can only occur if there is direct connection with a water bearing sand formation. When CO<sub>2</sub> reaches the water bearing sand formation, it will go into solution. The amount of water needed to dissolve the masses lost in the base and high case are in the order of 560 m<sup>3</sup> and 9,500 m<sup>3</sup> water respectively, assuming a maximum solubility of 1.5 mol%. This would mean reservoirs of 3,750 m<sup>3</sup> and 63,000 m<sup>3</sup> (assuming a porosity of 15%), which would be very small reservoirs. In other words: water bearing sand formations will have the capacity to absorb the considered amounts of CO<sub>2</sub> (base case, high case and test case) and the amounts will therefore not be measurable with monitoring equipment for plume migration.

In the considered cases, P18-4A2 has the highest micro-annular flow rates, of maximum of 16.8 kg/d and 134 kg/d, or 0.19 g/s and 1.6 g/s for the base and high case respectively. This is equivalent to 0.01 m/s and 0.04 m/s, which are low velocities and can probably not be detected. Using a total micro-annular flow path of 345 m (a cementation factor of 70% on the total caprock section of 491 m in P18-4A2, see Table 19) results in a residence time of almost 560 minutes for the base case, and 140 minutes for the high case.

A test case is introduced to investigate the sensitivity to extreme values for micro-annulus aperture and a short section of good cement bond/caprock. It is based on the P18-4A2 case and has the highest differential pressure of 25 bar. The value of the micro-annulus aperture has been set to 110 micron for the flowing period, The length of good cement bond (and therefore effective micro-annulus flow path) has been reduced to 200 m. This amount would result into a migration out of the storage complex of around 0.0005% of the total mass stored.

Table 26: Cumulative migrated mass for one test well

L [m]	Aperture [micron]	During CO <sub>2</sub> injection (kg)	Per 6 months post shut-in (kg)	Total with 2 year to decommissioning (kg)
200	110	172,000	3,800	187,200

Note that these quantifications are for flow along the caprock, i.e. leakage out of the complex at top caprock. Migration along the caprock might be stopped due to clogging of the micro-annuli. Furthermore, leaks out of the storage complex, are likely to be dissolved in water bearing sandstones in the overburden. The migrated volumes are thus not likely to lead to a leak to the ocean-atmosphere environment.

# 16 Appendix C: Cement Integrity Overview (well by well)

Enclosed are the reviews of the Cement Integrity for the 7 wells

<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	05-10-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-2 Cement Integrity Overview v2</b>

### Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-2, with information taken from the Mudlogging End of Well Report (Drilling End of Well Report not available). References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 R11635 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-2 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

### Cement Integrity Overview

#### 20" Surface Casing

Good stab-in cement job with cement returns observed at surface prior to pumping tail cement. No losses. Mudline suspension well, therefore all conductor / casing strings removed at the mudline after well was suspended. Protective dome installed on stump.

#### 13-3/8" Intermediate Casing

Two stage cementation. Top plug of first stage was sucked out cement head prematurely while pumping lead cement, causing plug to bump with all lead cement still inside the casing (no cement outside casing at shoe). When plug bumped early, this caused the DV collar to open. The tail cement intended for the first stage was then used for the second stage instead. The cement intended for the second stage was used to perform a cement squeeze around the 13-3/8" shoe. Unknown if cement was drilled in shoetrack. LOT performed to 1.50 SG EMW.

#### 9-5/8" Production Casing

Two stage cementation. 15.2 m<sup>3</sup> losses while pumping and displacing the first stage. No issues with second stage. Unknown if cement was drilled in shoetrack. LOT performed to 1.77 SG EMW, indicating that there is good cement around the shoetrack. Cement intervals at 1525 m – 1893 m (all in 9-5/8" x 13-3/8" annulus) and open hole 1932 m – 3090 m (shoe depth). Cement across 488 m of caprock (2602 m – 3090 m, shoe depth). CBL indicates poor bonding for upper part of cement, and medium quality cement from 2520 m down to shoe depth of 3090 m. Suspension cement plugs are set on top of EZSVs across the following intervals:

68 m – 154 m

1846 m – 1915 m (set across DV collar ports)

2896 m – 3006 m (T-shaped cement plug, top 60 m is set across 9-5/8" casing, bottom 50 m is set across 7" TOL (7" x 9-5/8" annulus is uncemented across this depth)

### 7" Production Liner

No losses while cementing. Insufficient information to confirm if liner was rotated. No confirmation of liner hanger packer present or being set. CBL indicates free pipe / poor bonding from TOL to 3105 m, and medium to good bonding from 3105 m to 3730 m (shoetrack depth). 134 m liner lap, of which the top 49 m is uncemented.

Suspension cement plugs are set on top of EZSVs across the following intervals:

2896 m – 3006 m (T-shaped cement plug, top 60 m is set across 9-5/8" casing, bottom 50 m is set across 7" TOL (7" x 9-5/8" annulus is uncemented across this depth)

3298 m – 3300 m (set below caprock)

### **Other Integrity Issues / General Comments**

The 7" liner is cemented across the bottom 193 m of the caprock. The CBL indicates that there is medium to good cement bonding across the lower 152 m, and poor bonding across the upper 41 m of caprock behind the 7" liner. There were no reports of serious issues throughout the cement job. Although there is no confirmation if the liner was rotated during cementation, the liner was well centralized and the inclination is less than 10° inc, which gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the liner.

The 134 m 7" liner lap inside the 9-5/8" casing is partially cemented (top 49 m uncemented, bottom 85 m cemented)

The top 488 m of caprock is behind the lower part of the 9-5/8" casing. There were minor losses throughout the cement job. A large volume of cement was pumped and the caprock is in the bottom section and around the 9-5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 488 m caprock has been well cemented behind the 9-5/8" casing. The CBL indicates that there is 1158 m of cement behind the open hole section of 9-5/8" casing. The CBL indicates that there is good cement bonding over the lower 213 m of caprock behind the 9-5/8" casing is of good quality, and the cement across the upper 275 m of caprock is of poor to medium quality.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 9-5/8" casing (1910 m – 2090 m and 2112 m – 2450 m).

If it is decided that the P18-2 field will not be used for CO<sub>2</sub> injection, this will mean that the field will remain depleted with a reservoir pressure of 17 bar. The quality of the casing / liner cement jobs is reasonable, and there are sufficient cement plugs set on top of mechanical bridge plugs (EZSVs) in the 9-5/8" casing and 7" liner. An ROV survey can be made to verify that there are observed to be no bubbles coming out of the casing stumps at the seabed, this would be sufficient confirmation that the well has been decommissioned in the case of a depleted reservoir.

If it is decided that the P18-2 field will be used for CO<sub>2</sub> injection, then the well needs to be re-entered as the current set of plugs is not sufficient for the higher pressure of the CO<sub>2</sub> project. A full bore formation plug will be installed at the base of the caprock. The planned decommissioned well status diagram is

shown below. Further information can be found in TAQA ECM # 196532 – Basis of Decommissioning Design P18-2 CCS.

### **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 117 m (60 m penetration) with a final blow count of 93 blows per 0.25 m with an S90 hammer.

No wellhead is present, all casings have been cut below the seabed and a protective dome has been installed on top. A Drii-Quip MLS15 MLH is located at 68 m (11 m below seabed)

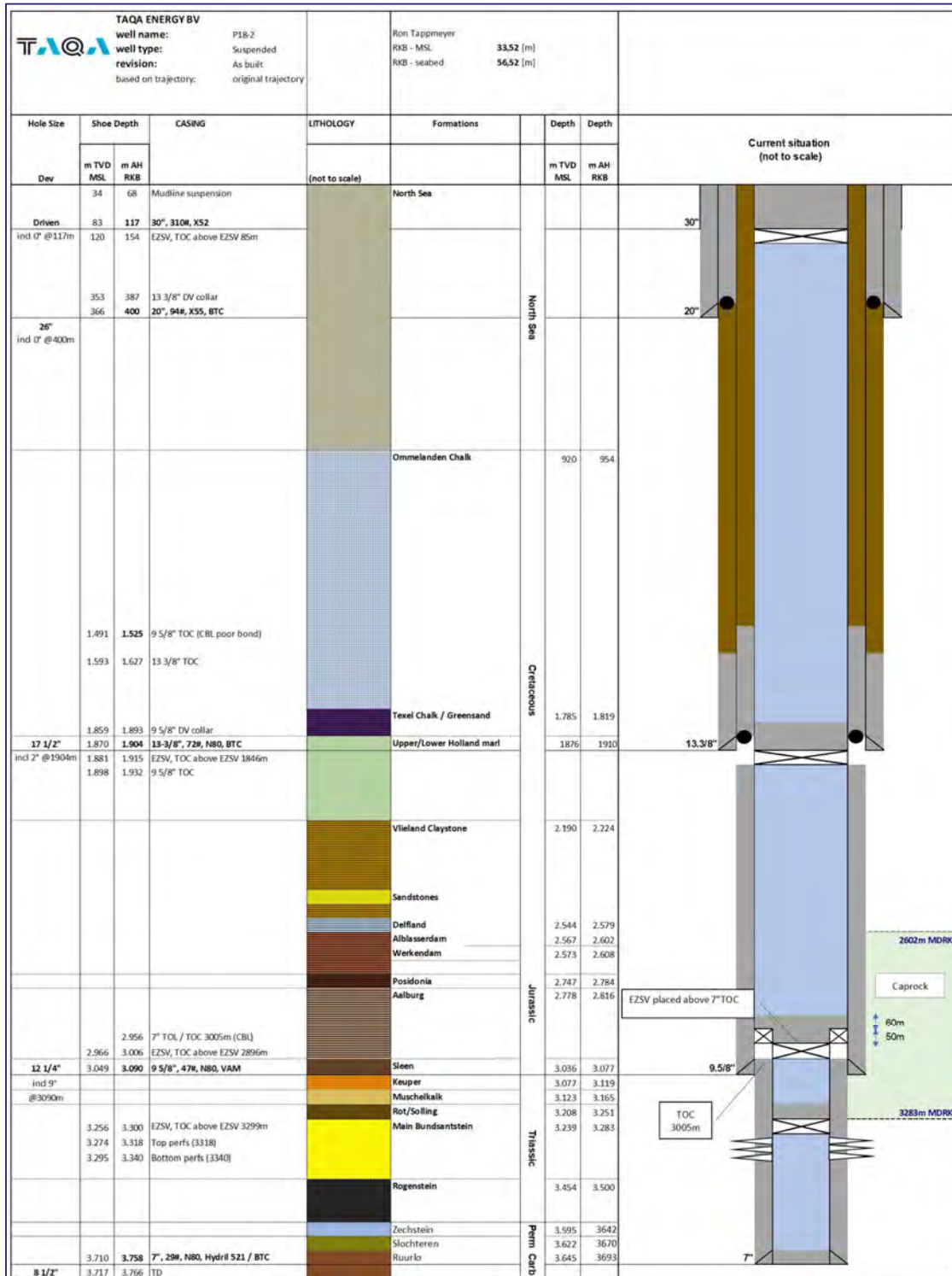


	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	68m – 400m 20" 94# K55 Buttress	68m – 1905m 13-3/8" 72# N80 Buttress DV collar installed at 387m. Two stage cement job performed.	69m – 3090m 9-5/8" 47# N80 Vam DV collar installed at 1893m. Two stage cement job performed.	2956m – 3758m (134m liner lap) 7" 32# N80 Hydril 521
<b>Inclination</b>	Vertical	Vertical	Vertical (0 - 5° inc) until 2578m Build from 5° inc to 10° inc at 2695m Maintain 10° inc until 3090m	Drop from 10° inc to 7° inc at 3758m
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	N/A	518m of sealing formations (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) (1910m – 2090m and 2112m – 2450m)  488m of caprock (2602m – 3090m, shoe depth)	193m of caprock (3090m – 3283m).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	Minor losses while drilling. Twist off at 1910m (retrieved) 3 m3 losses (in total) while running casing	Losses while drilling in range of 1 – 10 m3/hr reported. Twist off at 2600m (retrieved). Cavings reported. 52 m3 losses (in total) while running casing 22 m3 losses while circulating with casing on depth	None
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	Carbide dropped at 781m giving an average hole diameter of 21.8" (only reported hole diameter). Cementers calculations assumed open hole diameter of 18.72"	Average hole size = 14.61" (in cement report)	Average hole size = 9" (in cement report)
<b>Centraliser Placement</b>	1 directly below mudline hanger  1 inside 30" conductor shoe  1 per joint for bottom 2 joints.	1 below mudline hanger  1 above DV collar  1 per 5 joints (1085m – 1600m)  1 per 3 joints (1600m – 1835m)  (shoetrack) 1 per joint on 3 joints above shoe joint (1835m – 1890m)  (shoetrack) 2 on shoe joint (1890m – 1904m)	1 below mudline hanger  1 above and 1 below DV collar  Open hole – 1 every 5 joints (with 1 every 2 joints over "zone of interest", which is unknown)	1 per 2 joints for 18 joints  1 per joint for 25 joints  1 per 2 joints for 16 joints  2 per joint on shoetrack
<b>Cement</b>	Lead – 66 m3 of 1.54 SG class G Tail – 28 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – unknown	Stage 1: Spacer ahead – unknown Lead – 143 m3 of 1.54 SG class G Tail – Used for Stage 2 instead Displacement rate – unknown  Stage 2 (through DV collar): Spacer ahead – unknown Single slurry – 12.7 m3 of 1.90 SG class G Displacement rate – unknown  Squeeze slurry - 22.2 m3 of 1.90 SG class G	Stage 1: Spacer ahead = 8 m3 of spacer (weight unknown) Lead – 70.6 m3 of 1.54 SG class G Tail – 11 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – 950 lpm  Stage 2 (through DV collar): Spacer ahead – 3.2 m3 of spacer (weight unknown) Single slurry – 9.1 m3 of 1.54 SG class G Displacement rate – unknown	Spacer ahead – 12.7 m3 of 1.32 SG Spacer Cement – 20.7 m3 of 1.92 SG class G + 35% SSA Displacement rate – Unknown
<b>Planned TOC</b>	Planned to pump lead cement until returns seen at surface, then switch over to tail cement. Planned to then wash out cement in annulus above mudline hanger.  Gauge OH cement volume = 39.6 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Stage 1 planned TOC of 400m (from cementers calculations). Cementers calculations used 15% OHXS for lead, and 30% OHXS for tail.  Stage 2 planned TOC above MLH.  Shoetrack volume = 4.3 m3 18.72" OH cement volume = 130.8 m3	Pumped 10% OHXS on 14.61" hole (from cement report)  Shoetrack volume = 0.5 m3 14.61" OH cement volume = 72.6 m3 14.61" OH + 10% OHXS volume = 79.9 m3	Reverse calculations show 8.3 m3 of cement expected above TOL based on 9" average OH size.  Shoetrack volume = 0.5 m3 9" OH volume = 10.8 m3 Liner lap volume = 1.6 m3

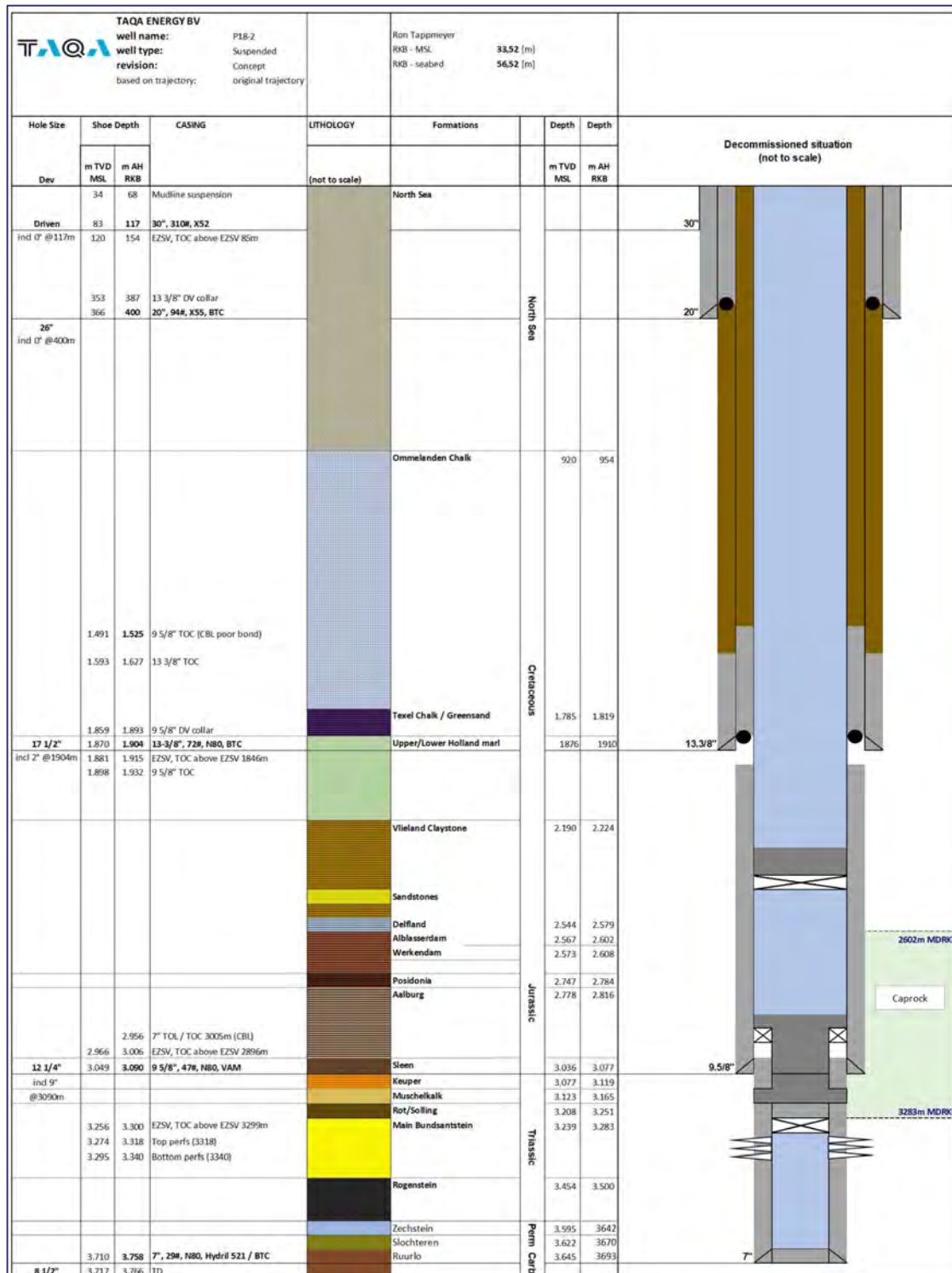
	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses</li> <li>- Observed lead cement returns at surface prior to pumping tail.</li> <li>- Float held.</li> <li>- Not enough information in EOWR to confirm if hard cement was drilled out in shoetrack.</li> <li>- Not enough information in EOWR to confirm if casing was pressure tested.</li> <li>- LOT performed to 1.40 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No report of mud losses during displacement of cement.</li> <li>- 1<sup>st</sup> plug bumped early after pumping 143 m3 of cement (lead volume), causing DV collar to open.</li> <li>- Used tail volume from Stage 1 to pump as Stage 2 instead.</li> <li>- No report of losses during 2<sup>nd</sup> stage</li> <li>- Closed DV collar</li> <li>- Performed squeeze job around shoe with cement volume intended for Stage 2.</li> <li>- No report of floats failing.</li> <li>- Insufficient information in mudloggers EOWR to confirm if hard cement was found in shoetrack.</li> <li>- Insufficient information in mudloggers EOWR to confirm if casing was subsequently pressure tested - LOT performed to 1.50 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 15.2 m3 losses while pumping and displacing 1<sup>st</sup> stage.</li> <li>- Bumped 1<sup>st</sup> stage plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- No losses observed during 2<sup>nd</sup> stage.</li> <li>- Bumped 2<sup>nd</sup> stage plug.</li> <li>- Insufficient information in EOWR to confirm if hard cement was found in shoetrack.</li> <li>- Casing pressured up to 124 bar when opening DV collar.</li> <li>- Insufficient information in mudloggers EOWR to confirm if casing was subsequently pressure tested (CATO-2 report states 345 bar)</li> <li>- Performed LOT to 1.77 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insufficient information to confirm if liner was rotated.</li> <li>- No losses during cement job.</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Insufficient information to confirm if liner hanger had packer.</li> <li>- Confirmation of U-tubing when unstung running tool from liner hanger. Unknown if bottoms up was circulated.</li> <li>- Insufficient information in mudloggers EOWR to confirm if liner was subsequently pressure tested (CATO-2 report states 275 bar)</li> <li>- Well suspended. Ran and set EZSV at 3300m and small volume of cement placed on top (TOC below caprock).</li> <li>- Ran and set EZSV at 3090m, placed 110m cement plug on top (50m across 7" TOL and 60m across 9-5/8" casing).</li> </ul>
<b>TOC</b>	69m (mudline hanger) – Confirmed by observing cement returns at surface during cement job, then washed away cement above mudline hanger.	2 <sup>nd</sup> stage interval – 68m – 387m (confirmed by seeing cement returns at surface then displacing annulus above MLH to sugar water)  1 <sup>st</sup> stage interval – 1627m – 1904m (based on EOWR)	CBL indicates 2 <sup>nd</sup> stage interval – 1525m – 1893m. Cementers report calculated TOC at 1593m.  CBL indicates 1 <sup>st</sup> stage interval – 1932m – 3090m. Cementers report calculated TOC at 2058m.	3924m (TOL, confirmed by drilling our hard cement above TOL)
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	<p>CBL interpretation</p> <p>69m – 1525m: Free pipe 1525m – 1893m: Poor bonding 1893m – 1932m: Free pipe 1932m – 2520m: Poor bonding 2520m – 3090m: Medium bonding</p> <p>CATO-2 Report: "The 9 5/8" casing string was centralized with 32 centralisers. A cement bond log was acquired from 2,960 to 100 m, showing overall poor bonding. The top of cement was found at 1,932m and at 1,525 m, separated by a free pipe section on top of a multi-stage PKR at 1,893 m."</p> <p>The CBL indicates that the quality of cement noticeably improves from 2520m downwards</p>	<p>CBL interpretation</p> <p>2956m – 3005m: Free pipe 3005m – 3105m: Poor bonding 3105m – 3117m: Good bonding 3117m – 3131m: Poor bonding 3105m – 3730m: Medium to good bonding</p> <p>CATO-2 Report: "The 7" liner covers the reservoir and both the primary and secondary caprocks. It was centralized with 47 centralisers within an in-gauge borehole. After running the cement bond log under pressure (1,000 psi), overall poor bonding was recorded with moderate to well bonded sections from 3,664-3,597m and 3,276-3,247 m, with top of cement at around 3,005m MD, inside the 9 5/8" casing."</p> <p>"Cement bond across the reservoir and caprocks generally shows poor results. The abandonment plugs are situated such that the first plug above the reservoir is located considerably higher than the primary and secondary caprock. This combination does not provide adequate conditions for CO<sub>2</sub> storage. Aqueous CO<sub>2</sub> could affect the lowermost (1.5m thick) seal or associated poor bonded cement or penetrate the carbon steel casing above the plug, and as a result could easily bypass the primary and secondary caprock."</p> <p>"Although the abandonment plugs were pressure tested OK, it is reasonable to expect that, in the long term, CO<sub>2</sub> could bypass the lowermost abandonment plug and migrate through the wellbore to levels above the primary and secondary caprock. Furthermore, we cannot exclude the possibility of subsequent upward migration of the CO<sub>2</sub> given the poor quality of the cement bond adjacent to the 7" liner and the 9 5/8" casing."</p> <p>A review of the CBL indicates that the overall quality of the bonding is better than the interpretation made by CATO-2.</p>

	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner
<b>TNO Report Observations</b>		<p>TNO Report: "The EOWR reports a premature landing of the shut of plug ahead of the cement that resulted in a failed placement of the first stage cement job. The bond log shows no cement at plug depth, the second stage cementation is from 385 m MD to 69 m MD TOC."</p> <p>The TNO report implies the above comments for the 9-5/8" casing, but this comment could have been mixed up with the 13-3/8" casing, where there was a failed placement of the first stage cement job. No CBL was found or reported for the 13-3/8" casing, so it cannot be verified that there is no cement at the 13-3/8" shoe. Also, a leak-off test was successfully performed to 1.50 SG EMW, indicating there is some cement around the shoe.</p>		
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A	Cement across 488m of caprock (2602m – 3090m, shoe depth)	Cement across 193m of caprock (3090m – 3283m).
<b>Integrity Concerns</b>	None	None	<p>Suspension cement plugs are set on top of EZSVs across the following intervals:</p> <p>68m – 154m  1846m – 1915m (set across DV collar ports)  2896m – 3006m (T-shaped cement plug, top 60m is set across 9-5/8" casing, bottom 50m is set across 7" TOL (7" x 9-5/8" annulus is uncemented across this depth)</p>	None

# Well Schematic (Current)



## Well Schematic (Proposed option if P18-2 field is used for CO<sub>2</sub> injection)



<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-2A1 Cement Integrity Overview v2</b>

## Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-2A1, with information taken from the Drilling End of Well Report and the Tieback / Completion End of Well Report. References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 R11635 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-2 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

## Cement Integrity Overview

### 20" Surface Casing

Good stab-in cement job with cement returns observed at surface prior to pumping tail cement. Mudline tieback well, therefore no 30" conductor protecting the 20" casing at sea level. Recommended to confirm sufficient tieback wall thickness remaining.

### 13-3/8" Intermediate Casing

Primary cement job was followed by annulus top up. 16 m<sup>3</sup> of losses during primary cement job. Annulus top up job performed after primary cement job (likely was planned in the drilling programme like other offset wells). Hard cement tagged 7m above float collar. Top cement interval at 127m – 680m. Bottom cement interval at 1035m – 1960m (shoe).

### 9-5/8" Production Casing

Two stage cementation. 20.7 m<sup>3</sup> of losses during first stage. No losses during second stage. Top cement interval at 1650m – 1960m (DV collar at 13-3/8" shoe). Bottom cement interval at 2525m – 3521m (shoe). Hard cement tagged in the shoetrack, with a high 1.8 SG EMW FIT confirmed good cement around the shoe. Cement across 762m of caprock (2759m – 3521m, shoe depth)

### 7" Production Liner

9.5 m<sup>3</sup> of losses throughout cement job. Able to rotate liner throughout cement job. No confirmation of liner hanger packer present or being set. CBL indicated TOC at 3477m, 72m below TOL. 72m of cement washed/drilled out above shoe. A tieback packer was installed prior to running the completion. No A-annulus pressure increase observed throughout life of well, indicating that the liner lap is maintaining integrity. Cement across 54m of caprock (3521m – 3575m). 116m liner lap, of which the bottom 44m is cemented.



## **Other Integrity Issues / General Comments**

816m of caprock is cemented behind the 7" liner (54m) and 9-5/8" casing (762m)

The 7" liner is cemented across the bottom 54m of the caprock and the CBL indicates that this has medium to poor bonding. As this cement is around the TOC for the 7" liner, it is not thought that the bottom 54m of caprock has been well cemented.

The 7" liner lap (116m) inside the 9-5/8" casing is partially cemented (72m uncemented, 44 m cemented). No abnormal A-Annulus pressures have been reported throughout the life of the well, therefore it can be assumed that the liner lap is sufficiently sealed.

The top 762m of caprock is behind the lower part of the 9-5/8" casing. There is a calculated of 996m of cement behind the 9-5/8" casing. While there were losses throughout the first stage of the cement job, it was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoetrack. . A large volume of cement was pumped and the caprock is in the bottom section and around the 9-5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 762 m caprock behind the 9-5/8" casing has been well cemented.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 13-3/8" casing (1957m – 1960m, shoe depth), and the 9-5/8" casing (1957m – 2153m and 2250m – 2609m)

For the new completion, the planned packer setting depth is at 3560m (in the 7" liner). A CBL indicates there is poor bonding behind the 7" liner. There is also an option to set the packer at 3385m (in the 9-5/8" casing). There is no CBL for this depth however there is expected to be good cement bonding around this area as it is relatively close to the 9-5/8" shoe.

## **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 121m (61 m penetration) with a final blow count of 98 blows per 0.25m with an S90 hammer.

Immediately after drilling the well, all casing strings above the Dril-Quip MLS15 MLH were retrieved then the 30" conductor was cut at the seabed.

The well was then later tied back to the platform and completed.

The 20" casing is tied back to surface. A sliplock casing head assembly is installed on the 20" casing. TOC is at the seabed. Loads are shared between the 20" casing and the 30" conductor at the mudline hanger, just below the seabed.

The 13-3/8" casing is tied back to surface. A sliplock hanger is installed. A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly.

The 9-5/8" casing is tied back to surface. A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly, which houses the 9-5/8" sliplock hanger.

A tubing head assembly is fixed on top of the casing spool assembly, which houses the tubing hanger.

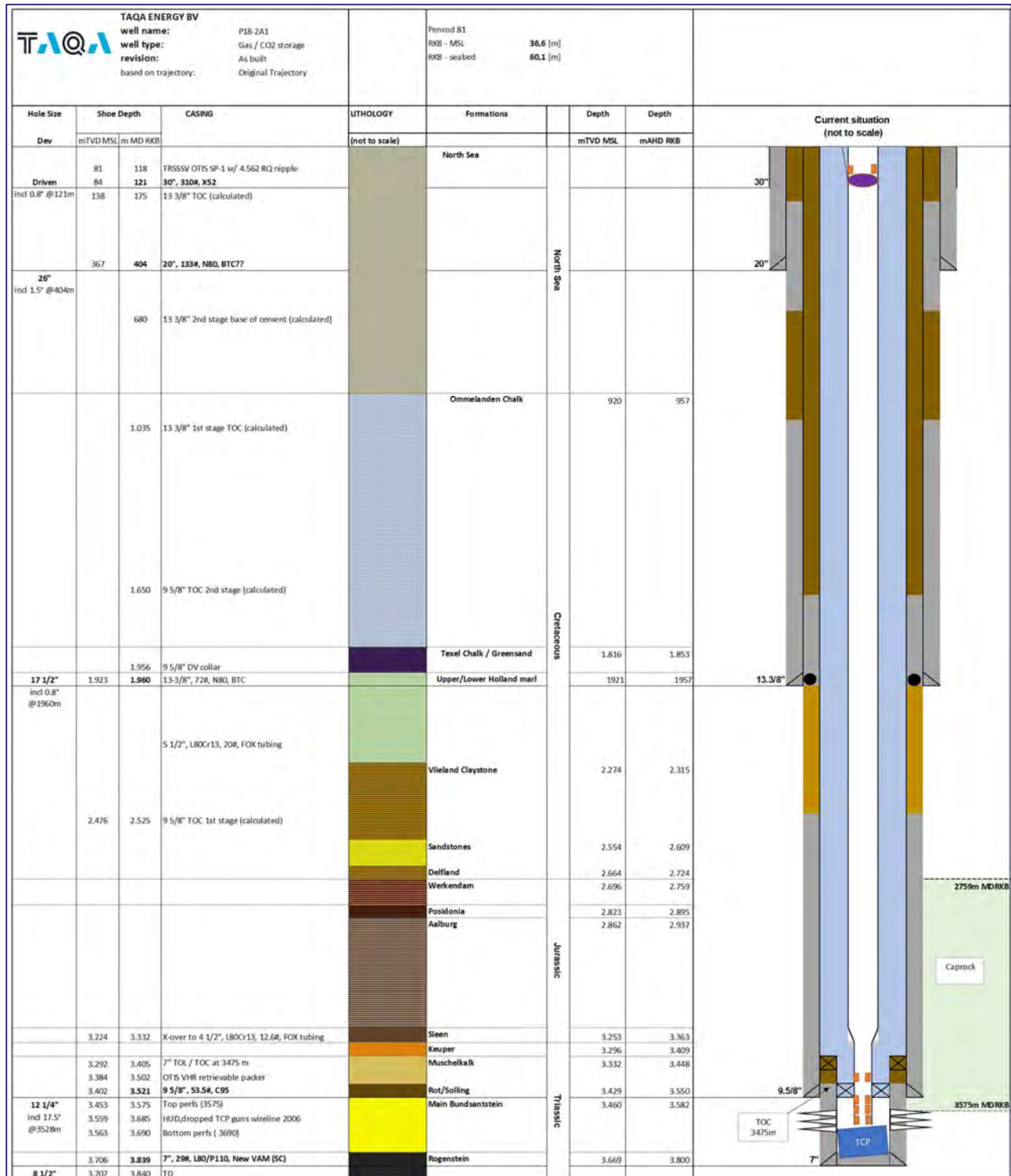
At the wellhead the loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, and the 20" casing from surface until the seabed. At the seabed, loads are distributed in the MLH between the 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing and the 30" conductor.

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 404m 20" 133# X56 Boss (surface – 74m) 20" 133# N80 Big Omega (74m – 404m)	Surface – 1960m 13-3/8" 72# N80 Boss (surface – 74m) 13-3/8" 72# N80 BTC (74m – 1960m)	Surface – 3521m 9-5/8" 53.5# L80 New Vam (surface – 74m) 9-5/8" 53.5# NC95 New Vam (74m – 3521m) DV collar located at 1956m (4m inside 13-3/8" casing) for 2 stage cement job	3405m – 3840m (116m liner lap) 7" 29# N80 Hydril 521
<b>Inclination</b>	Vertical	Vertical	Kickoff from vertical at 1960m. Build to 20° inc at 2784m Maintain 18-23° inc until 3521m	Maintain 18-16° inc across section
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	3m of sealing formation (Holland Marl) (1957m – 1960m, shoe depth)	555m of sealing formations (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) (1957m – 2153m and 2250m – 2609m)  762m of caprock (2759m – 3521m, shoe depth)	54m of caprock (3521m – 3575m).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	None	None	None
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	No	Yes. Average hole size = 9.3"
<b>Centraliser Placement</b>	1 x 20" x 38" centraliser at conductor guide at wellhead deck level  1 x 20" x 38" centraliser at conductor guide at spider deck level (6m above MSL)  1 per joint for bottom 4 joints	1 below wellhead 1 per joint for 2 joints above shoetrack 2 per joint for the shoetrack (2 joints)	Bowstring Centralisers (10 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  1 below wellhead 1 below mudline hanger  1 above DV collar 1 below DV collar  3472m - 3521m, arranged as per below: 1 per joint on the 2 joints above float joint 2 on float joint 2 on shoe joint	Solid Body Centralisers (46 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  3392m - 3838m, arranged as per below: 1 per joint from liner hanger (3475m) to 3545m 2 per joint from 3545m to 3705m 1 per joint from 3705m to shoe (3838m)
<b>Cement</b>	Lead – 66.1 m3 of 1.54 SG class G Tail – 27.4 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – Unknown	Casing cement job: Spacer ahead – 8 m3 of seawater Lead – 56.3 m3 of 1.54 SG class G Tail – 16.1 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – Unknown  Annulus top-up job: Spacer ahead – 4 m3 of seawater Cement – 30.9 m3 of 1.68 SG class G Displacement rate – Unknown	Stage 1: Lead – 78.5 m3 of 1.54 SG class G Tail – 11.3 m3 of 1.68 SG class G Displacement rate – Unknown  Stage 2: Cement – 15.4 m3 of 1.68 SG class G Displacement rate – Unknown	Spacer ahead – 6 m3 of spacer (weight unknown) Cement – 16 m3 of 1.92 SG class G + 35% SSA Displacement rate – Unknown
<b>Planned TOC</b>	Planned to pump lead cement until returns seen at surface, then switch over to tail cement. Planned to then wash out cement in annulus above mudline hanger.  Gauge OH cement volume = 40 m3 30" x 20" volume = 20 m3	No drilling programme available. Considering the volume pumped is 70% of the gauge hole volume, it can be assumed that there was no intention to bring cement back to the 20" shoe or surface. Considering drilling programmes in offset wells, it is likely that the annulus top up job was planned.  Shoetrack volume = 1 m3 Gauge OH cement volume = 100 m3	Planned 10% OHXS (from cement report) Planned TOC for second stage = 1456m (500m inside 13-3/8" casing shoe, calculated based on volume pumped)  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 45.4 m3 10% OHXS cement volume = 50 m3	Reverse calculations show 8 m3 of cement expected above TOL based on 9.3" average OH size.  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 3.8 m3 9.3" OH volume = 6 m3 Liner lap volume = 1.4 m3
<b>Job Overview</b>	- Stab-in cement job. - Observed lead cement returns at surface prior to pumping tail. - Drilled hard cement 3m above shoe while drilling out shoetrack. - Casing pressure tested to 35 bar. - FIT performed to 1.44 SG EMW.	- Lost 16 m3 of mud during displacement of cement. - Plug bumped. - Floats held. - Lost 12 m3 of seawater over 4.5 hrs while topping up annulus after cement job. Pumped annulus top-up job (similar in offset wells, this was likely planned in the drilling programme) - 19m of ratty cement encountered above hard cement. - Hard cement found at 1954m (6m above shoe). - Casing pressure tested to 172 bar. - LOT performed to 1.65 SG EMW.	- 20.7 m3 of mud lost while displacing first stage. - Plug did not bump. - Floats held. - After opening DV collar and circulating bottoms up, confirmed cement contaminated mud on returns. -3.3 m3 of mud lost during second stage. - Drilled hard cement from 3491m to 3496m (30m above shoe). Shoetrack contained medium cement. No cement below shoe. - Casing pressure tested to 345 bar. - Performed FIT to 1.8 SG EMW.	- Able to rotate, but unable to confirm if rotated throughout entire cement job. - Lost 9.5 m3 mud while displacing cement - Bumped plug. - Floats held. - No confirmation of setting integral liner hanger packer. - No U-tubing when unstung running tool from liner hanger. Did not circulate bottoms up (circulated DP contents only). - Immediately suspended well after liner cemented. Ran and set EZSV at 3354m (51m above liner top) without encountering cement. - When well revisited for completion, drilled out EZSV and did not encounter any cement above 7" liner top.

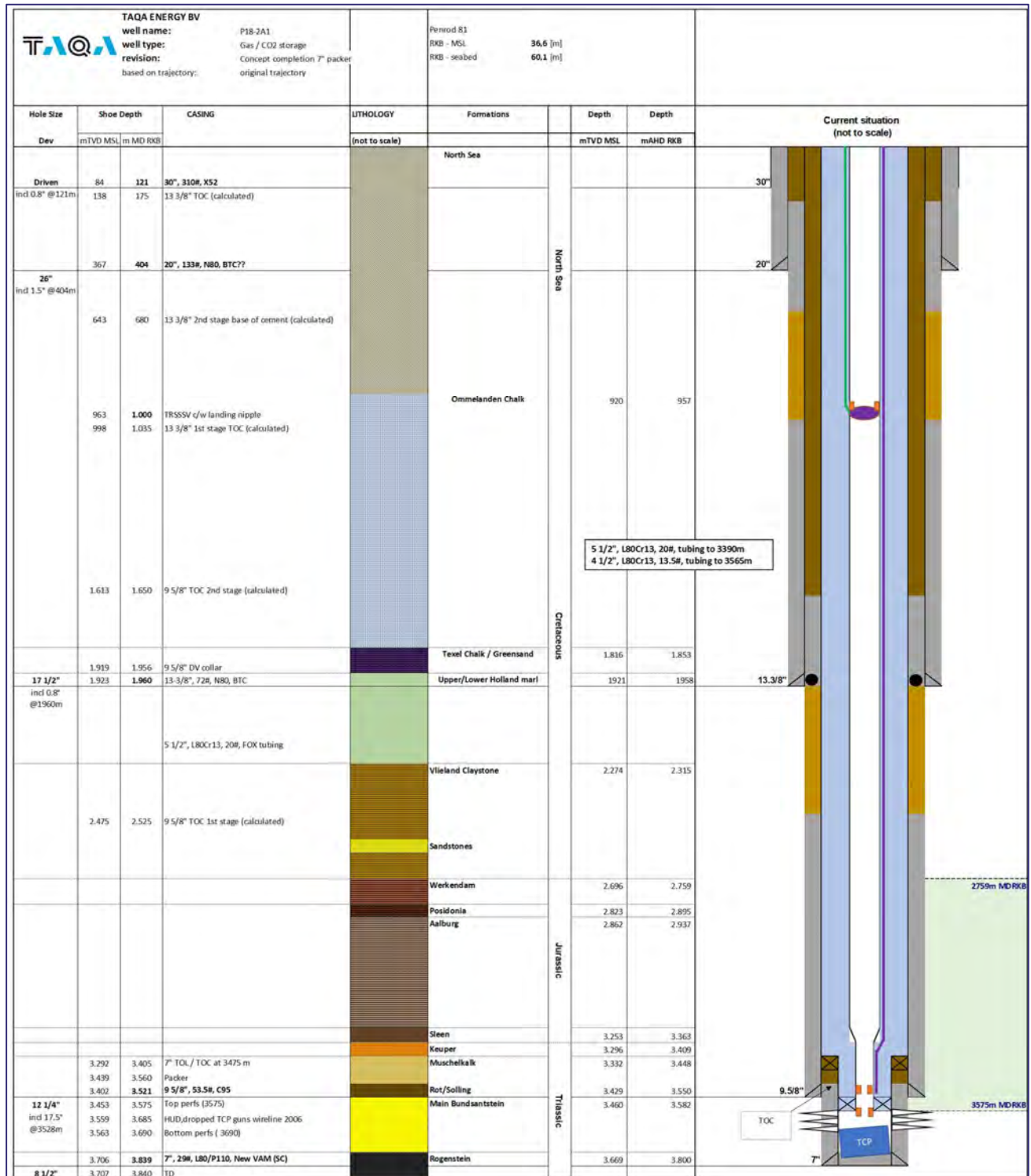
	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 345 bar.</li> <li>- Cement washed/drilled from 72m above landing collar until landing collar</li> <li>- Tieback packer was installed prior to running the completion.</li> </ul>

	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner
<b>TOC</b>	73m (mudline hanger) – Confirmed by observing cement returns at surface during cement job, then washed away cement above mudline hanger.	Top-up cement job cement interval 127m – 680m (estimated by top filling annulus after pumping top-up cement job and monitoring annulus until cement had set)  TOC first stage – 1035m (calculated based on ΔP)	Second stage cement interval 1650m – 1960m (calculated based on ΔP after the second stage)  TOC first stage - 2525m (calculated based on ΔP after the first stage)	CBL indicates TOC at 3477m (72m below TOL)  Calculations indicate TOC at or just below TOL at 3405m (Based on ΔP, plug bumped with 96 bar. Insufficient information to calculate volumetrically, as it is not known how many m3 of mud was lost while the cement was displaced into the annulus)
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No  CATO-2 Report: <i>"No information is available for the 9 5/8" casing cementation. However, successful casing tests, presence of casing centralisers and the absence of cementing and drilling problems provide favourable boundary conditions for a successful cementing job"</i>	CBL interpretation: Free pipe 3405 - 3477m Medium to poor bonding 3477 – 3590m Good cement bonding 3590 -3840m (shoe)  CATO-2 Report: <i>"The 222m thick Middle Bunter Sandstone (RBM) reservoir is topped by the primary caprock (25m thick), the Solling (RNSOC) and the Rôt Claystone (RNROC) members. A cement bond log was run across the 7" liner, covering the reservoir, the primary caprock and the lower part (21m) of the secondary caprock, with top of cement (TOC) found at 3,477m. The CBL-VDL log shows poor casing-cement bond in the liner lap above the perforations, including the primary caprock section, and mainly good bonding below the perforations."</i>  No pressure increases have been observed in the A-Annulus, indicating that the liner lap is sealed.
<b>TNO Report Observations</b>	TNO Report: <i>"From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads. The 20" casing is cemented to seafloor this leaves the 20" casing inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to seafloor, this needs to be verified."</i>  This statement is incorrect. There is no 30" conductor from seabed to surface, meaning that the outside of the 20" tieback conductor is exposed to the sea.			
<b>Caprock Cementation</b>	N/A		Cement across 762m of caprock (2759m – 3521m, shoe depth)	Cement across 54m of caprock (3521m – 3575m).
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	Planned setting depth option of 3385m. Expected to be good cement bonding around this area as it is relatively close to the 9-5/8" shoe.	Planned setting depth option of 3560m. Expected to be poor cement bonding (confirmed by CBL)
<b>Integrity Concerns</b>	Recommended to confirm sufficient wall thickness of 20" conductor above mudline hanger is remaining	None	None	None

# Well Schematic (Current)



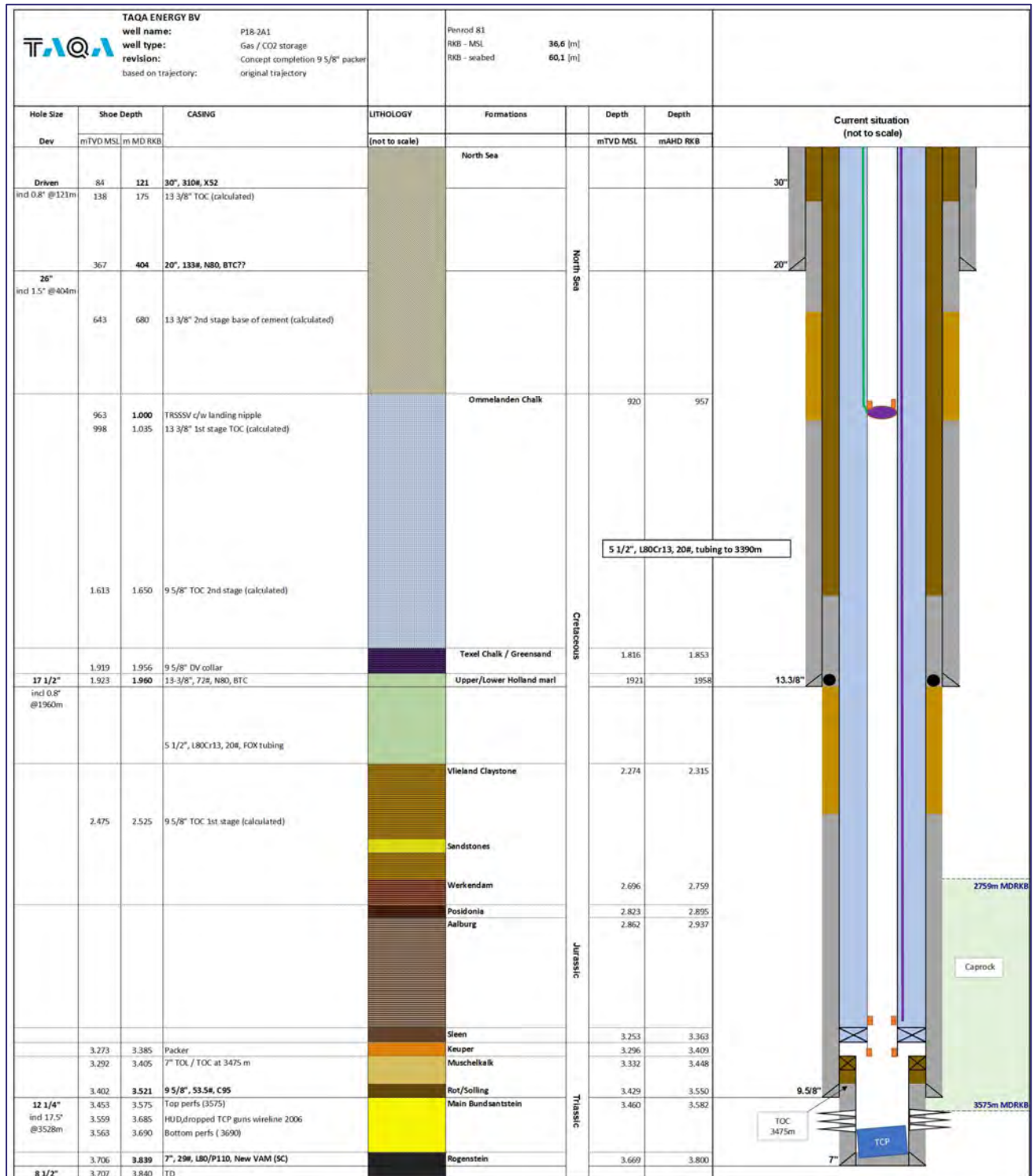
## Well Schematic (Proposed Option 1)



Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3



## Well Schematic (Proposed Option 2)



Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3



<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-2A3 Cement Integrity Overview v2</b>

## Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-2A3, with information taken from the End of Well Report. References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 R11635 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-2 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

## Cement Integrity Overview

### 20" Surface Casing

No losses throughout cement job. Good stab-in cement job with cement returns observed at surface of the 30" conductor (wellhead deck level) prior to pumping tail cement.

### 13-3/8" Intermediate Casing

Hole collapse and lost BHA in original wellbore (drilled to 2323m, Upper Holland Marl formation, 62m into sealing formation). Sidetracked from 426m. Primary cement job was followed by annulus top up. 18m<sup>3</sup> of losses during main cement job. Annulus top up job performed after primary cement job (this was planned in the drilling programme). Hard cement tagged 7m above float collar. TOC at 151m.

### 9-5/8" Production Casing

Primary cement job was followed by annulus top up. Lost 18 m<sup>3</sup> of mud during displacement of primary cement job. TOC calculated to be at 13-3/8" shoe after primary cement job, well flowing up annulus after cement set. 2 x annulus top up jobs performed. After the second annulus top up job was completed and the cement allowed to set, the annulus was confirmed to no longer be flowing, and was pressure tested to 52 bar. Hard cement tagged in the shoetrack, with a successful LOT confirmed good cement around the shoe.

### 7" Production Liner

Plugged back original wellbore drilled to 3752m (Alburg formation, 448m into caprock, 318m prior to the reservoir) by pumping balanced kickoff plug. Performed cement squeeze around 9-5/8" shoe. Kicked off from 3375m using fresh mud. For liner cement job, 10.5 m<sup>3</sup> of losses while displacing cement. Unable to rotate liner during cement job. Liner hanger packer set. Cement confirmed above liner top. 2m of hard cement drilled out above shoe. FIT successfully performed. No CBL performed. Cement across 607m of caprock (3304m – 3911m, shoe depth). 120m liner lap (fully cemented).

### 5" Production Liner

No report of rotating liner. 38 m<sup>3</sup> mud losses while displacing cement. Plug did not bump. Liner hanger packer set. CBL indicates TOC 5m below TOL. CBL indicates poor bonding along length of liner. Cement across 159m of caprock (3911m – 4070m). The liner lap is 126m (the top 5m is uncemented, the rest is cemented).

## Other Integrity Issues / General Comments

766m of the caprock has been cemented behind the 7" liner (607m) and 5" liner (159m)

The 5" liner is cemented across the bottom 159m of the caprock and CBL indicates poor bonding. There were many losses throughout the cement job and a suspected packoff while cementing, so there is a low level of confidence in there being good quality cement across the lower part of the caprock.

The 5" liner lap inside the 7" liner is partially cemented (5m uncemented, 121m cemented). The CBL indicates that the TOC is very close to the liner top (TOC max 5m from liner top) and that the cement is of poor quality.

The top 607m of caprock is behind the lower part of the 7" liner. There is 1239m of cement behind the 7" liner.

The CATO-2 report states :

*"The Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (118m thick) are believed to act as the secondary caprock. No cement bond log was acquired across the 7" liner. The report mentions the loss of 66bbls of mud during the cement job, and also the cement plug bumped at the end. Since no information on casing centralization or borehole washouts is available, the quality of the casing cement bond cannot be inferred. However, a formation integrity test (FIT) was performed at the 7" liner shoe to about 15 pound-per-gallon (ppg) - 11.3 ppg in the hole. The associated pressure increase could theoretically have compromised the integrity of the 7" liner cement sheath. Although, none of the caprocks or reservoir is located across this section, due to the poor casing-cement bond across the 5" liner, the 7" liner annulus could become a potential leak path for CO<sub>2</sub>."*

There were some losses (10.5 m<sup>3</sup>) throughout the cement job. It was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoetrack. The CATO report infers that the integrity of the cement sheath could have been compromised after performing an FIT, however there were no indications of breakdown during the FIT, or while drilling the 6" section. There has also been no indication of abnormal pressure increases in the A-Annulus during the lifetime of the well. The volume of cement returned during circulation immediately after the cement job (1.6 m<sup>3</sup> vs the planned 3.6 m<sup>3</sup>) indicates that the cement has been placed correctly (if there was channeling then a much larger volume of cement would have been returned). The CATO-2 report states that none of the caprocks or reservoir is located across this section, however the caprock is located behind the 7" liner between 3304m and 3911m (shoe depth).

A large volume of cement was pumped, and the caprock is in the bottom section around the 7" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 607 m caprock has been well cemented behind the 7" liner.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 9-5/8" casing (2261m – 2536m and 2657m – 2792m, shoe depth), and the 7" liner (2792m – 3076m)

For the new completion, the planned packer setting depth is at 3700m (in the 7" liner). There is no CBL. It is expected that there will be a reasonable chance of good cement around this area, as the full 1239m liner length was cemented, and the packer setting depth is relatively close to the shoe.

## **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 132m (60m penetration) with a final blow count of 93 blows per 0.25m with an S90 hammer.

The 20" casing is cemented to the 30" conductor (TOC at surface). A mandrel casing head assembly is installed on top of the 20" casing and is landed onto a split-load ring on top of the 30" conductor. Loads are shared via bonded cement and the split-load ring.

The 13-3/8" mandrel hanger is landed inside the 20" casing head assembly.

A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly, which houses the 9-5/8" mandrel hanger.

A tubing head assembly is fixed on top of the casing spool assembly, which houses the tubing hanger.

Loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing, and the 30" conductor. The point of fixity between all casings is at the wellhead.

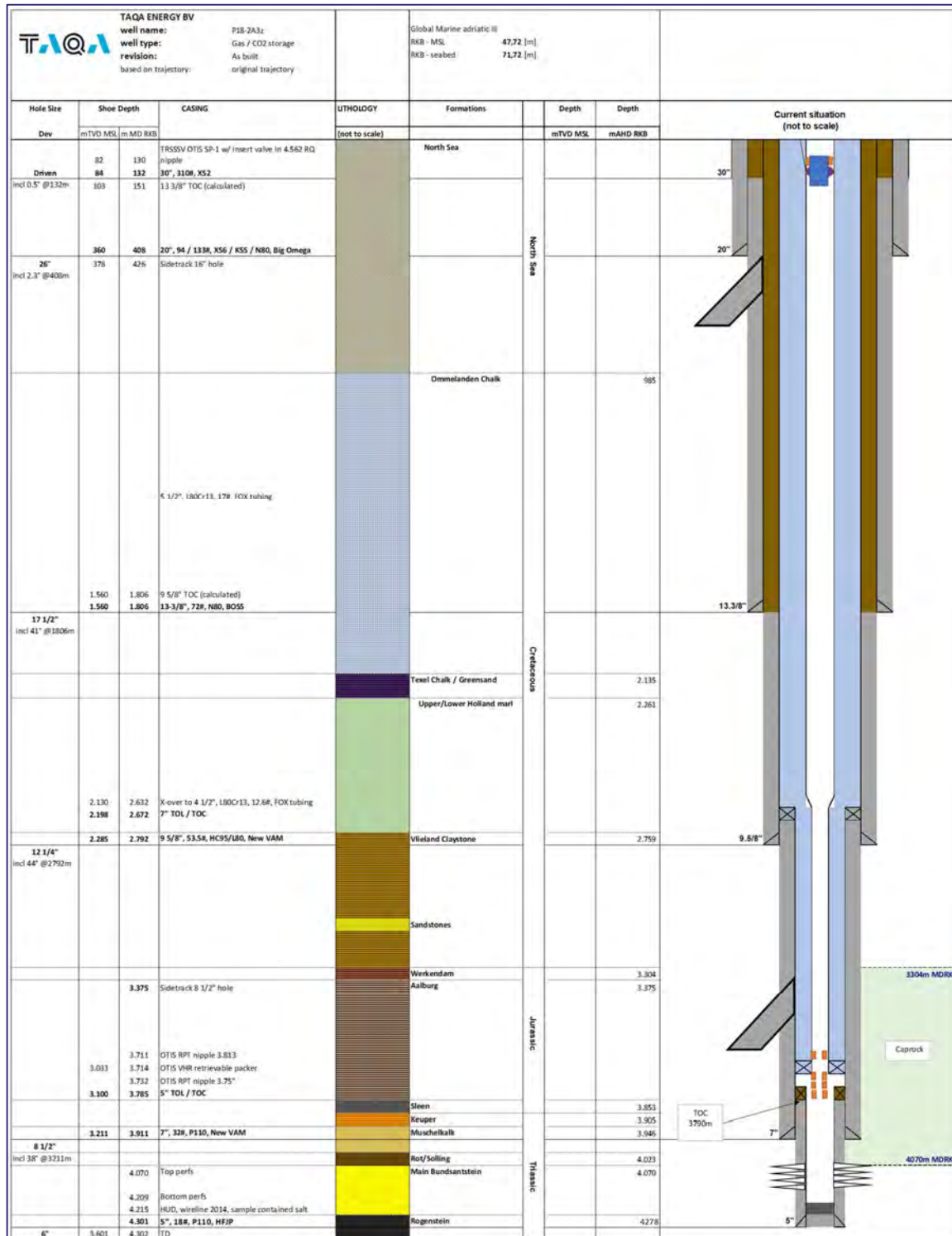
	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 408m 20" 94# K55 Big Omega (surface – 284m) 20" 133# X56 Boss (284m – 408m)	Surface – 1806m 13-3/8" 72# N80 Boss	Surface – 2792m 9-5/8" 53.5# HC95/L80 New Vam	2672m – 3911m (120m liner lap) 7" 29# P110 New Vam	3785m – 4301m (126m liner lap) 5" 18# P110 FJP
<b>Inclination</b>	Vertical	Kickoff from vertical at 423m. Build to 41° inc at 1320m Maintain 41° inc until 1806m	Kickoff from vertical at 423m. Build to 41° inc at 1320m Maintain 41-44° inc until 2792m	Drop from 44° inc to 38° inc across section	Drop from 38° inc to 14° inc across section
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	N/A	410m of sealing formations (Holland Marls / Claystone and Vlieland Claystone) (2261m – 2536m and 2657m – 2792m, shoe depth)	284m of sealing formation (Vlieland Claystone) (2792m – 3076m).  607m of caprock (3304m – 3911m, shoe depth)	159m of caprock (3911m – 4070m).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	Hole collapse and lost BHA in original wellbore (drilled to 2323m, Upper Holland Marl formation, 62m into sealing formation). Sidetracked from 426m. Losses while drilling sidetrack and while running casing. Drilling programme prescribed to not use DV collar if losses occurred, and to perform an annulus top up job instead.	Losses while drilling, flowback while not pumping.	Plugged back original wellbore drilled to 3752m (Alburg formation, 448m into caprock, 318m prior to the reservoir) by pumping balanced kickoff plug. Performed cement squeeze around 9-5/8" shoe. Kicked off from 3375m using fresh mud. BHA needed to be reamed in and out of hole.	None
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	No	No. Dropped carbide at TD, average open hole size = 12.5"	Yes, hole in gauge
<b>Centraliser Placement</b>	1 x 20" x 30" wellhead centraliser directly below wellhead.  1 in 30" conductor 1 per joint for 2 joints above shoetrack. 2 per joint in shoetrack (2 joints)	1 below wellhead 1 per joint for 2 joints inside 20" shoe 1 per joint for 2 joints above shoetracks 2 per joint for the shoetrack (2 joints)	Bowstring Centralisers (9 in total, note that the casing report description is different from the centraliser markings on the tally)  1 below wellhead  2726m - 2792m, arranged as per below: 1 per joint on the 4 joints above float joint 2 on float joint 2 on shoe joint	None reported	None (First failed attempt to run 5" liner centralisers/stop collars came loose. Well recovered, all centralisers and stop collars came down to the shoe (all recovered). No cement second liner running attempt)
<b>Cement</b>	Spacer ahead – 4 m3 of seawater Lead – 62 m3 of 1.54 SG class G Tail – 16.2 m3 of 1.91 SG class G Displacement rate – 1190 lpm	Casing cement job: Spacer ahead – 8 m3 of seawater Lead – 16.4 m3 of 1.56 SG class G Tail – 15.6 m3 of 1.7 SG class G Displacement rate – Unknown  Planned annulus top up job: Lead - 73 m3 of 1.56 SG class G Top out – 16.4 m3 of 1.92 SG class G Displaced cement with 6.7 m3 of seawater Displacement rate – 950 lpm	Spacer ahead – 9.6 m3 of seawater Lead – 41 m3 of 1.54 SG class G Tail – 15.6 m3 of 1.97 SG class G Displacement rate – Unknown  Annulus top up job 1: Lead – 23.4 m3 of 1.54 SG class G Top out – 7.8 m3 of 1.97 SG class G Displaced cement with 15.9 m3 of seawater Displacement rate – 3180 lpm  Annulus top up job 2: 1.9 m3 of 1.93 SG class G Displaced cement with 11.3 m3 of seawater Displacement rate – Unknown	Spacer ahead – 4 m3 of seawater Spacer ahead – 6 m3 of 1.44 SG Spacer 500 Lead – 58 m3 of 1.58 SG class G Tail – 8.4 m3 of 1.92 SG class G + 35% SSA Displacement rate – 720 lpm	Spacer ahead – 2.4 m3 of fresh water Spacer ahead – 8 m3 of 1.27 SG Spacer Single slurry – 7.2 m3 of 1.93 SG class G Displacement rate – Unknown
<b>Planned TOC</b>	Planned 100% OHXS (from drilling programme, typical for tophole in this area) Gauge OH cement volume = 39 m3 100% OHXS cement volume = 78 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Planned 50% OHXS (from drilling programme) Planned annulus top up job to cement to 100m below surface (from drilling programme)  Shoetrack volume = 1 m3 Gauge OH cement volume = 55 m3 50% OHXS cement volume = 82 m3	Planned 20% OHXS (from drilling programme) Planned TOC = 1706m (100m inside 13-3/8" casing shoe, from drilling programme)  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 28.7 m3 20% OHXS cement volume = 34.4 m3	Reverse calculations show 3.6 m3 of cement expected above TOL based on 12.5" average OH size.  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 13.1 m3 12.5" OH volume = 49.8 m3 Liner lap volume = 1.5 m3	Planned 110% OHXS (from cement report) Reverse calculations show 1.5 m3 of cement expected above TOL, assuming 110% OHXS used Reverse calculations show amount of cement required to cover annulus and top of reservoir

	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner	5" Production Liner
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses.</li> <li>- Observed lead cement returns at surface prior to pumping tail.</li> <li>- Drilled hard cement from 2m above the shoe</li> <li>- Casing pressure tested to 69 bar.</li> <li>- LOT performed to 1.44 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lost 18 m3 of mud during displacement of primary cement job.</li> <li>- Plug bumped. TTOC of casing cement job (prior to pumping top up cement job) is 1250m based on ΔP.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- During top up job, last 3.2 m3 of seawater pumped was on vacuum. When top up cement set, pressure tested annulus to 69 bar. Filled up annulus with 4.6 m3 of seawater, placing TOC at 151m.</li> <li>- Washed/reamed 8m of soft cement before tagging hard cement.</li> <li>- Hard cement found at 1778m (7m above float collar).</li> <li>- Casing pressure tested to 172 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.62 SG EMW.</li> <li>- 13-3/8" x 20" annulus pressure tested to 69 bar after annulus cement had set.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 26.8 m3 of mud lost while displacing cement</li> <li>- Plug did not bump.</li> <li>- Floats held</li> <li>- Well still flowing after cement job, annulus top up job performed.</li> <li>- After first annulus top up job, still observed annular pressure. Performed second annulus top up job</li> <li>- Ratty stringers of firm cement above float collar.</li> <li>- Drilled hard cement in shoetrack</li> <li>- Casing pressure tested to 276 bar.</li> <li>- Performed LOT to 1.44 SG MW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liner stuck in place. Able to circulate but not rotate.</li> <li>- Lost 10.5 m3 mud while displacing cement</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Integral liner hanger packer set.</li> <li>- 1.6 m3 of good cement circulated back to surface after running tool pulled above liner hanger.</li> <li>- RIH with 8-1/2" bit to top of liner and dressed off liner top. B/U contained small amounts of hard (drilled) cement.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 276 bar.</li> <li>- Washed/reamed down from 41m above landing collar with occasional cement spot.</li> <li>- Firm to hard cement drilled from 6m above landing collar. Hard cement in shoetrack.</li> <li>- Performed FIT to 1.36 SG EMW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No report of rotating liner during cementation.</li> <li>- 38 m3 Losses while displacing cement</li> <li>- Plug did not bump. Did not overdisplace.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Integral liner hanger packer set.</li> <li>- Observed 11.6 pH fluid at surface after pulling running tool above liner hanger and circulating B/U. No increase in calcium or other strong indicators of cement detected.</li> <li>- RIH with 6" bit and dressed TOL. Circulated out soft and contaminated cement.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 276 bar.</li> <li>- WBCU string ran to 4263m (14m above landing collar), no cement encountered</li> </ul>
<b>TOC</b>	Surface (observed)	151m (confirmed by top filling annulus after cement had set)	1806m (at 13-3/8" shoe, calculated based on deltaP after the primary cement job). Squeezed cement from second annulus top up job into formation. After cement had set, no further pressure build up detected in 9-5/8" x 13-3/8" annulus. Annulus pressure tested to 52 bar.	2672m (TOL, confirmed by circulating cement from above liner top immediately after cement job)	CBL indicated TOC at 3790m (5m below TOL)  There is insufficient information to reliably calculate TOC based on ΔP as there was a suspected packoff in the annulus while displacing, bringing the displacement pressure up to 1500 psi at one point.
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No	No  CATO-2 Report: <i>"The Muschelkalk (RNMU) and Keuper (RNKP) formations (118m thick) are believed to act as the secondary caprock. No cement bond log was acquired across the 7" liner. The report mentions the loss of 66bbls of mud during the cement job, and also the cement plug bumped at the end. Since no information on casing centralization or borehole washouts is available, the quality of the casing cement bond cannot be inferred. However, a formation integrity test (FIT) was performed at the 7" liner shoe to about 15 pound-per-gallon (ppg) - 11.3 ppg in the hole. The associated pressure increase could theoretically have compromised the integrity of the 7" liner cement sheath. Although, none of the caprocks or reservoir is located across this section, due to the poor casing-cement bond across the 5" liner, the 7" liner annulus could become a potential leak path for CO<sub>2</sub>."</i>  This situation (potential leak path) is unlikely due to the evidence that cement was encountered at the top of the 7" liner, meaning that the entire liner length (1239m) has been cemented. Also, there have been no reports of A-annulus pressure build ups during the life of the well.	CBL interpretation: Free pipe 3785m – 3790m Poor bonding 3790m – 4301m (shoe)  CATO-2 Report: <i>"A cement bond log was acquired across the 5" liner, covering the reservoir and both the primary and secondary caprocks. The log suggests poor casing-cement bond with CBL amplitudes around 70mV (good cement bond is usually about 1-2mV). The cementing report mentions that the liner had to be re-run due to loose casing centralizers. Moreover, a total of 240bbls of mud were lost during cementation and the cement plug at the end of the cement job did not bump. All of the above indicators support the poor cement bond seen on the cement bond log."</i>
<b>TNO Report Observations</b>	<p>TNO Report: <i>"The 20" casing is set at 408 m MD and is cemented to seafloor."</i></p> <p><i>"From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads. The 20" casing is cemented to seafloor this leaves the 20" casing inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to seafloor, this needs to be verified."</i></p> <p>These statements are incorrect. Cement returns were seen at surface during the cement job. The entire length of the 20" x 30" annulus is cemented (not just to sea level)</p>				

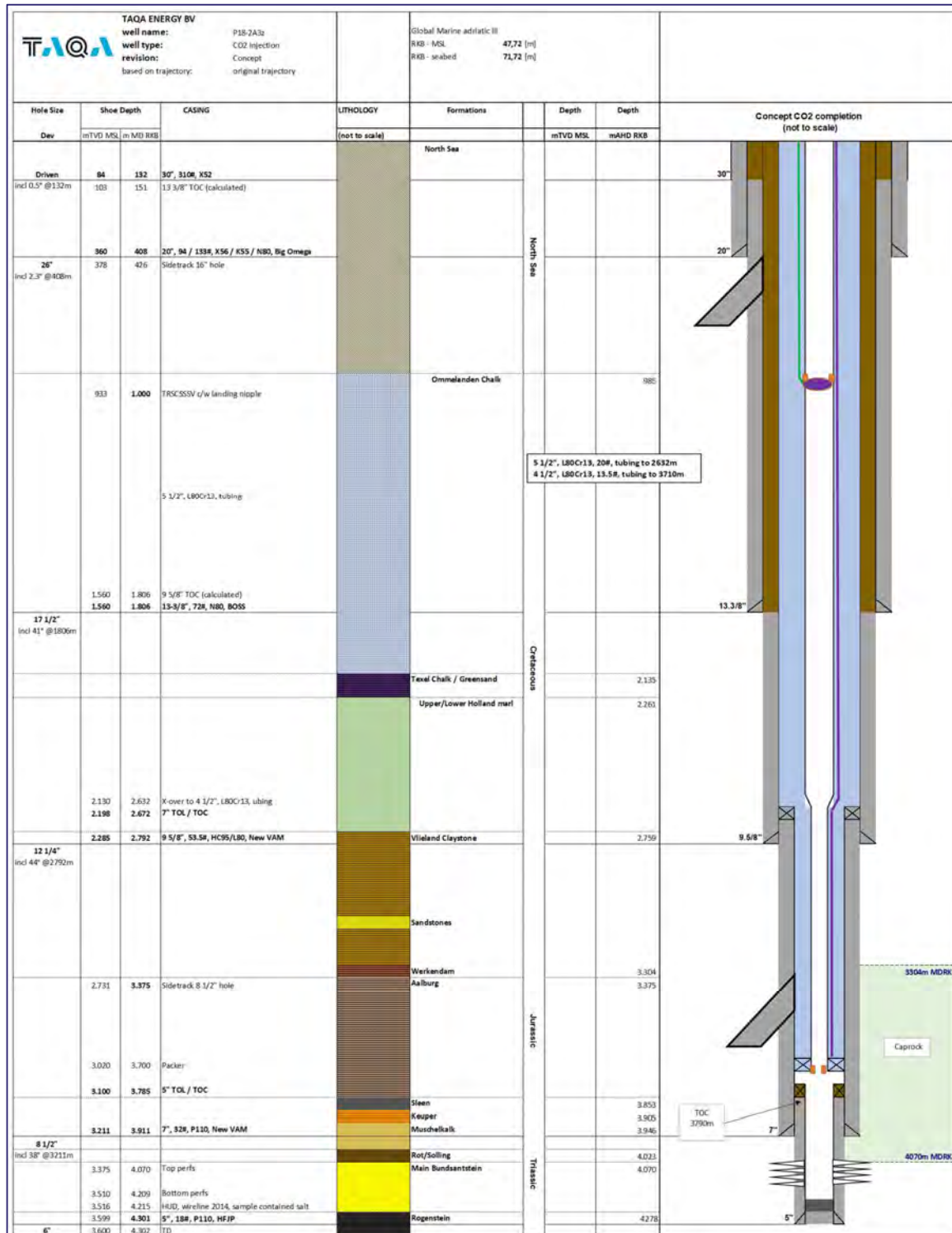
	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A		Cement across 607m of caprock (3304m – 3911m, shoe depth)	Cement across 159m of caprock (3911m – 4070m).
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	N/A	Planned setting depth 3700m. Expected to be a reasonable chance of good cement around this area, as the full 1239m liner length was cemented, and the packer setting depth is relatively close to the shoe.	N/A
<b>Integrity Concerns</b>	None	None	Shoe is set in the top of the Vlieland Claystone (sealing formation), meaning that the casing is predominantly set in the overburden. Therefore, it is not an issue that the cement job was not optimal.	None	Despite the suspected poor bonding of the 5" liner cement, no pressure has been reported in the B-Annulus throughout the life of the well. The 5" liner hanger with packer was set and successfully tested. The production packer is installed in the 7" liner and the 7" liner shoe has sufficient strength for the initial reservoir pressure



# Well Schematic (Current)



# Well Schematic (Proposed)



<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-2A5 Cement Integrity Overview v2</b>

## Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-2A5, with information taken from the End of Well Report. References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 R11635 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-2 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

## Cement Integrity Overview

### 20" Surface Casing

Good stab-in cement job with no losses and with cement returns observed at surface of the 30" conductor (wellhead deck level) prior to pumping tail cement.

### 13-3/8" Intermediate Casing

Two stage cementation. Well flowing saltwater prior to cement job. Total losses during both stages of 2 stage cement job. DV collar opened but DV packer did not set. Cement was bullheaded down annulus 3 times to stop the annulus from flowing, and 4 squeeze jobs were performed through the DV collar to get a pressure test on the casing. After drilling out the shoetrack, 1 squeeze job was required to perform a successful FIT. The result of the losses throughout the cement job is that there is little cement at the shoe and little cement above the DV collar (113m). As the 13-3/8" casing hanger is landed in the 20" casing head housing, the weight of the 13-3/8" casing is supported by the 20" casing, which has a well cemented annulus from the shoe up to surface.

### 9-5/8" Production Casing

One stage cementation. Losses prior to cement job (ballooning observed when monitoring well). Proceeded with cement job. Total of 1 m3 losses during cement job. TOC calculated to be 97m inside 13-3/8" shoe (22m higher than planned TOC). Immediately after the cement job, the floats were found to be not holding, leading to the well being shut in for 10 hours (no flowback after 10 hours). Hard cement drilled out from 9-5/8" float collar onwards (minimal flowback occurred when floats found to not be holding), with a successful FIT confirmed good cement around the shoe. Cement across 38m of caprock (3717m – 3755m, shoe depth)

The TNO report states that a cement top up job is reported for the 13.3/8" x 9.5/8" annulus. The EOWR and daily reports were checked, there is no record of this happening.

### 7" Production Liner

Lost BHA at 4404m (Alburg formation, 687m into the caprock, 396m prior to the reservoir. Original wellbore cemented up and sidetrack drilled. Liner rotated until 40bbl of cement was displaced out of the shoe. Liner cement top plug did not bump, no reported losses, 2 m of hard cement drilled out above shoe. CBL indicated good bonding. CBL indicated TOC is 50m below the

9-5/8" shoe (37m below kickoff point from original wellbore). Cement across 797m of caprock (3770m – 4567m, shoe depth). 161m liner lap (uncemented).

#### 5" Production Liner

No losses while cementing. Rotated liner throughout entire cementation. Good cement job with CBL indicating good bonding up until TOL. Cement across 233m of caprock (4567m – 4800m). 165m liner lap (fully cemented).

#### **Other Integrity Issues / General Comments**

The A-annulus pressure shows a slow build up to 42 bar and has been investigated (ref 12). The pressure can be bled off to 5 bar and fluid with a SG of 0.81 is returned. The subsequent pressure build up is very slow (0.03 – 0.04 bar /day equating to about 0.1 – 0.3 l/day). The 42 bar is well within the Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP) of 114 bar. As such the A-annulus pressure build up is manageable. The 42 bar pressure indicates a source that is above hydrostatic pressure. The most likely pressure source is a 50 m uncemented formation present just below the 9.5/8" casing shoe above the TOC of 7" liner. Hole problems (caving) necessitated this section to be drilled with a higher mud weight, indicating possible presence of overpressured shales.

When recompleting the well to make it suitable for CO2 injection it is already planned to confirm the condition of the production casing and liner by logging, and additional diagnostic tools can be run to confirm the leak location without having to measure through tubing. In terms of remediation, it is planned to install a tie back packer above the existing liner hanger. This would not affect the completion design of the well.

The well has good isolation across the caprock, because there are good intervals of cement in the 1030m of cement behind the 7" liner (797m) and 5" liner (233m), indicated by CBL.

The bottom 233m of caprock is behind the top part of the 5" liner. The CBL indicates that there is good quality cement behind the entire 5" liner (also confirmed by drilling out hard cement at the liner top with the 4-1/2" mill). Due to rotating the liner all the way throughout the cement job, it is reasonable to assume that a significant length of the caprock has been cemented behind the 5" liner.

The 5" liner lap inside the 7" liner is fully cemented.

The top 812m of caprock is behind the lower part of the 7" liner. The CBL indicates that there is good quality cement behind the 7" liner. There were very few losses throughout the cement job and good, hard cement was drilled out in the shoetrack. A large volume of cement was pumped while rotating the liner during part of the displacement. The caprock is around the 7" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the caprock has been cemented behind the 7" liner.

The 7" liner lap inside the 9-5/8" casing is uncemented.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 13-3/8" casing (2240m – 2488m, shoe depth), and the 9-5/8" casing (2488m – 2768m and 2897m – 3431m).

For the new completion, the planned packer setting depth is at 4350m (in the 7" liner). A CBL indicates there is good bonding behind the 7" liner.

## **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 131m (57m penetration) with a final blow count of 98 blows per 0.25m with an S90 hammer.

The 20" casing is cemented to the 30" conductor (TOC is at surface). A sliplock casing head assembly is installed on top of the 20" casing but does not sit directly on top of the 30" conductor. Loads are shared via bonded cement.

The 13-3/8" mandrel hanger is landed inside the 20" casing head assembly.

A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly, which houses the 9-5/8" mandrel hanger.

A tubing head assembly is fixed on top of the casing spool assembly, which houses the tubing hanger.

Loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing, and the 30" conductor. The point of fixity between all casings is at the wellhead.

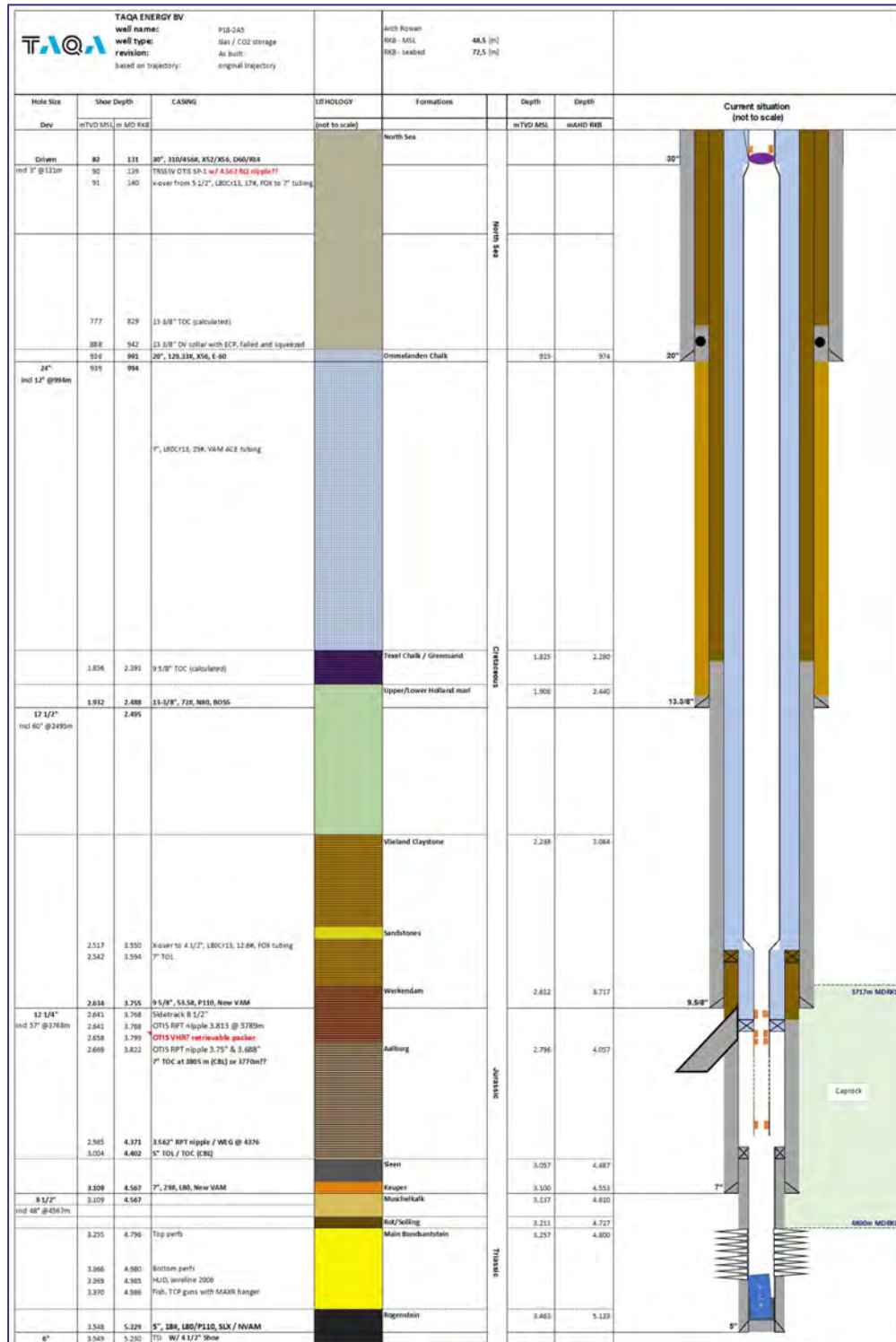
	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 991m 20" 129.33# X56 E60 (surface – 492m) 20" 129.33# N80 GB-3P (492m – 991m)	Surface – 2488m 13-3/8" 72# N80 Boss DV collar located at 939m (50m inside 20" casing) for 2-stage cement job	Surface – 3755m 9-5/8" 53.5# P110 New Vam	3594m – 4567m (161m liner lap) 7" 29# N80 New Vam	4402m – 5229m (165m liner lap) 5" 18# P110/L80 New Vam / Hydril SLX (4402m -5194m) 4-1/2" 12.6# L80 New Vam (5194m – 5229m)
<b>Inclination</b>	Kickoff from vertical at 570m. Build to 12° inc at 991m	Kickoff from vertical at 570m. Build to 56° inc at 1980m Maintain 55-60° inc until 2488m	Kickoff from vertical at 570m. Build to 56° inc at 1980m Maintain 55-60° inc until 3755m	Between 60 and 47° inc across section	Maintain 51° inc from 4402m to 5000m Drop to 31° inc from 5000m until 5229m
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	48m of sealing formation (Holland Marl) (2440m – 2488m, shoe depth)	862m of sealing formations (Holland Marls / Claystone and Vlieland Claystone) (2440m – 2768m and 2897m – 3431m)  38m of caprock (3717m – 3755m, shoe depth).	812m of caprock (3755m – 4567m, shoe depth).	233m of caprock (4567m – 4800m).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	Losses while drilling (and flowback when not drilling). Well flowed saltwater when 13-3/8" casing landed, killed well with 1.26 SG WBM	Losses	Lost BHA at 4404m (Alburg formation, 687m into the caprock, 396m prior to the reservoir) Cemented in place and pumped kickoff cement plug. Kicked off 3768m (13m below 9-5/8" shoe) using heavier mud weight. Some hole collapse observed while drilling. Originally attempted to run 7-5/8" liner unsuccessfully. Changed out to 7" liner and ran successfully.	Lost returns while drilling (cured with LCM)
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	No	No	No
<b>Centraliser Placement</b>	1 x 20" x 30" wellhead centraliser directly below wellhead.  7 x bowspring centralisers, arranged as per below: 1 in 30" conductor 1 per joint for 2 joints above shoetrack. 2 per joint in shoetrack (2 joints)	Bowspring Centralisers (24 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  1 directly above and below DV collar 2230m – 2410m, 1 per 2 joints 2 per joint for the shoetrack (2 joints)	Bowspring Centralisers (48 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  3121m - 3755m, 1 per joint	Solid Body Centralisers (36 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  3594m - 4566m, 1 per 2 joints for the full liner length	Solid Body Centralisers (60 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  4407m - 5194m, 1 per joint for the full liner length
<b>Cement</b>	Spacer ahead – 15.9 m3 seawater Lead – 132.8 m3 of 1.32 SG Xlite Tail – 27.5 m3 of 1.7 SG Pozmix Displacement rate – 1350 lpm	Stage 1: Spacer ahead – 3.2 m3 of seawater Lead – 123.2 m3 of 1.44 SG Pozmix Tail – 33.7 m3 of 1.7 SG Pozmix Displacement rate – 1430 lpm  Stage 2: Single slurry – 13.4 m3 of 1.51 SG Pozmix Displacement rate – 1110 lpm  Annulus Bullhead Cement Job 1: 27 m3 of 1.74 SG Pozmix Displacement rate – 800 lpm  Annulus Bullhead Cement Job 2: 26 m3 of 1.93 SG Class G + 35%SSA Displacement rate – 800 lpm  Annulus Bullhead Cement Job 3: 1.6 m3 of 1.93 SG Class G + 35%SSA Displacement rate – unknown  DV Collar Squeeze 1: Lead – 14.5 m3 of 1.58 SG Class G thixotropic Tail – 5.2 m3 1.7 SG Pozmix  DV Collar Squeeze 2: Lead – 8 m3 of 1.58 SG Class G thixotropic Tail – 5.6 m3 1.7 SG Pozmix  DV Collar Squeeze 3: Single slurry – 5.9 m3 of 1.92 SG Class G  DV Collar Squeeze 4: Lead – 7.5 m3 of 1.52 SG Class G thixotropic Tail – 8.9 m3 1.7 SG Pozmix  Shoe Squeeze 1: Single slurry – 5.6 m3 of 1.92 SG Class G	Spacer ahead - 47.7 m3 of seawater Spacer ahead - 8 m3 of 1.44 SG Spacer 500 Lead – 31.6 m3 of 1.5 SG Pozmix Tail – 18.3 m3 of 1.7 SG Pozmix Displacement rate – 1270 lpm	Spacer ahead – 4.8 m3 of base oil Spacer ahead – 6.4 m3 of 1.8 SG Spacer 500 Single slurry – 18.1 m3 of 1.92 SG gas tight class G + 35%SSA Displacement rate – 800 lpm	Spacer ahead – 4 m3 of base oil Spacer ahead – 4.8 m3 of 1.44 SG Spacer 500 Single slurry – 7.4 m3 of 1.93 SG Gas tight class G + 35%SSA Displacement rate – 590 lpm



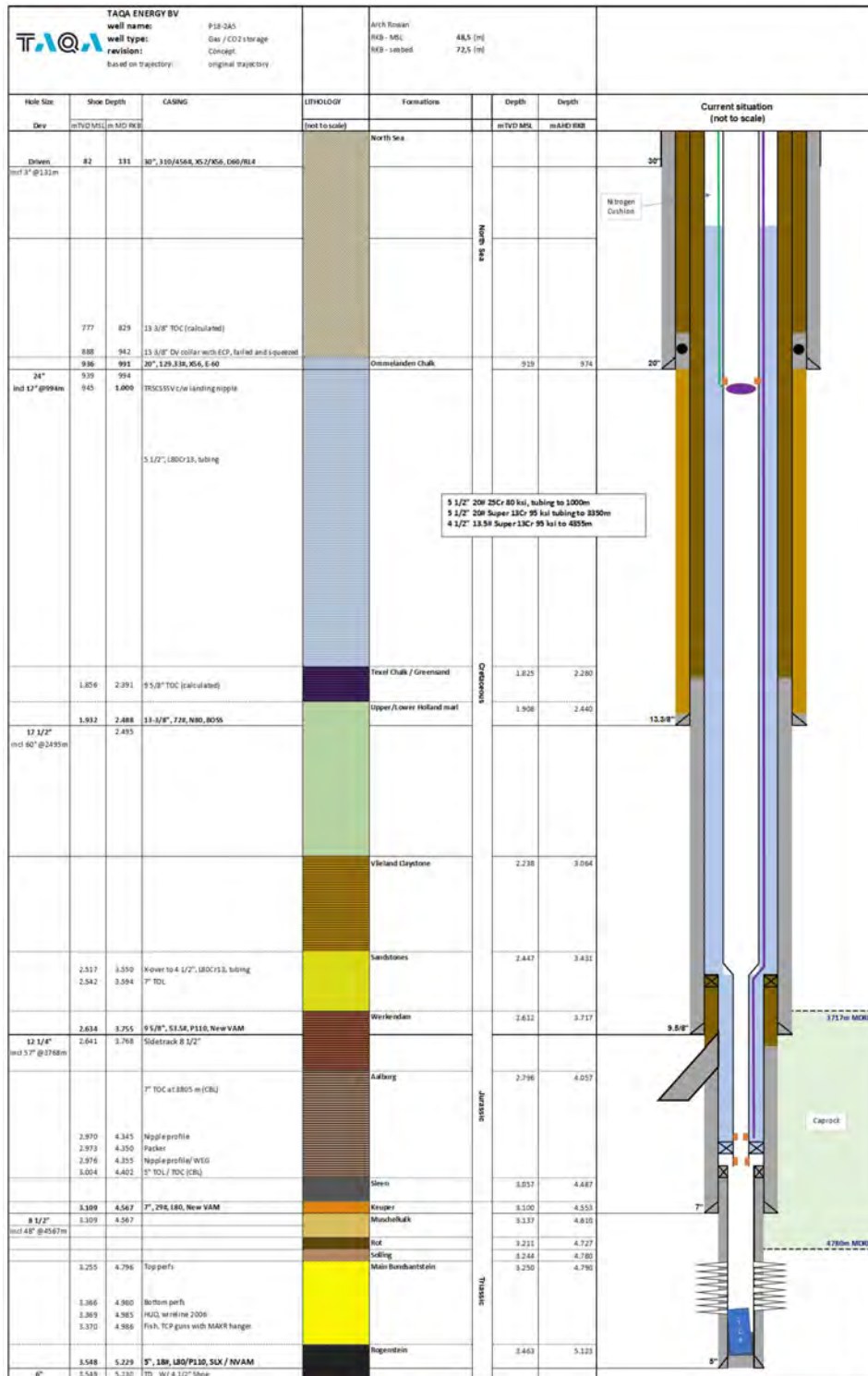
	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Planned TOC</b>	Planned 100% OHXS (from cement report, typical for tophole in this area) Gauge OH cement volume = 77 m3 100% OHXS cement volume = 144 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Planned 50% OHXS (from cement report)  1 <sup>st</sup> stage volume pumped should have been sufficient to reach inside of 20" casing (including OHXS)  Shoetrack volume = 5 m3 Gauge OH cement volume = 103 m3 50% OHXS cement volume = 154 m3  2 <sup>nd</sup> stage volume pumped should have covered 150m of 13-3/8" x 20" annulus above DV collar	Planned 25% OHXS (from cement report)  Shoetrack volume = 1.5 m3 Gauge OH cement volume = 36.9 m3 25% OHXS cement volume = 46.1 m3 TTOC = 2413 m (Based on reverse calculations from volume pumped. 75m inside 13-3/8" shoe, 651m above Vlieland Claystone)	Planned 20% OHXS (from cement report) Reverse calculations show 4 m3 of cement expected above TOL	Planned 25% OHXS (from cement report) Reverse calculations show 1.3 m3 of cement expected above TOL Reverse calculations show amount of cement pumped is 2.2 x volume required to cover annulus between shoe and top of reservoir
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses</li> <li>- Observed lead cement returns at surface prior to pumping tail.</li> <li>- Had to wash in from 103m above shoe due to observing drag.</li> <li>- Drilled hard cement while drilling out shoetrack.</li> <li>- Casing pressure tested to 120 bar.</li> <li>- LOT performed to 1.37 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Total losses during both stages</li> <li>- DV collar opened but DV packer did not set.</li> <li>- 3 x annulus bullhead cement jobs after 2-stage cement job</li> <li>- Hard cement and top plug found at 2351m (72m above shoetrack).</li> <li>- Unable to get good pressure test on casing. Drilled out float collar at 2460m</li> <li>- 4 squeeze jobs (through DV collar) required to get pressure test on casing.</li> <li>- Casing pressure tested to 172 bar.</li> <li>- 1 squeeze job (through shoe) required to perform LOT to 1.477 SG</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Overall 5-10 bbl mud lost.</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats did not hold. Shut in well for 10 hours after cement job.</li> <li>- 48m of soft cement above shoetrack.</li> <li>- Drilled hard cement from float collar onwards when drilling out shoetrack.</li> <li>- Casing pressure tested to 346 bar.</li> <li>- Successful FIT to 1.56 SG MW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liner rotated until 40bbl of cement was displaced out of the shoe</li> <li>- Plug did not bump (pumped additional 1/2 shoetrack volume), no losses reported.</li> <li>- Base oil and Spacer 500 spacers circulated back to surface during circulation after running tool pulled above liner hanger (no cement circulated back to surface)</li> <li>- Soft cement from 43m above shoe onwards.</li> <li>- Hard cement tagged 2m above shoe.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 310 bar.</li> <li>- Successful FIT to 1.81 SG EMW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotated liner with 20 rpm throughout entire job</li> <li>- Bumped plug, no losses observed</li> <li>- 4 m3 of base oil spacer and 1.6 m3 of Spacer 500 circulated circulation after running tool pulled above liner hanger (no cement circulated back to surface)</li> <li>- Liner pressure tested to 345 bar.</li> <li>- Hard cement drilled with WBCU string 4-1/16" mill from 4402m to 4406m (4m inside liner top).</li> <li>- Cement stringers milled out with WBCU string inside 5" liner from 4525m to 4593m (max 2 mT standup). 4-1/16" mill tagged 4-1/2" x 5" Xover at 5194m (equal to top cement plug depth).</li> </ul>
<b>TOC</b>	Surface (observed) 29 m3 cement returned = hole ~37% washed out	829m – 939m (calculated 113m above DV collar) Minimal cement around shoe at 2488m	2391m (97m inside 13-3/8" shoe, calculated based on delta P). Job went as planned	CBL indicates TOC at 3770m Top of good cement is 50m below 9-5/8" shoe and 37m below the kickoff point.  TOC is at liner top based on on ΔP  TOC is at liner top based on volumetric calculations and observed losses.	CBL indicated TOC at 4402m  TOC confirmed to be at 4402m (liner top) as hard cement was drilled at the liner top when attempting to pass through with 4-1/16" mill.
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No	CBL interpretation: Free pipe – 3594m – 3770m Good cement – 3770m – 4567m (shoe depth)  CATO-2 Report: "The end of well report suggests that also a cement bond log was acquired across the 7" liner suggesting good casing-cement bond and top of cement (TOC) 50 m below the 9 5/8" casing shoe. However, the log was not available for analysis. No problems occurred during drilling and cementing operations and the casing was centralized using solid spiral centralizers, providing good cementing conditions and supporting the reported result of the cement bond evaluation"	CBL interpretation: Good bonding along entire length  CATO-2 Report: "A cement bond log is available across the 5" liner; it covers the reservoir and the caprocks. The log confirms overall good bonding across the caprocks, represented by low CBL amplitude and good formation arrivals from the variable density log (VDL). Incidentally, short poor-quality zones can be distinguished. The calculated top of cement is at 4,398 m (approximately top of the 5" liner)"
<b>TNO Report Observations</b>	TNO Report: "The 20" casing is set at 991 m MD and is cemented to main sea level according to well status diagram, the EOWR does not contain a cement report on the 20" casing"  "From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads, the 20" casing is cemented to main sea level this leaves the 20" inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus from wellhead to mean sea level, this needs to be verified."  These statements are incorrect. Cement returns were seen at surface. The entire length of the 20" x 30" annulus is cemented (not just to sea level). TOC visually confirmed at the wellhead in 2020.		TNO Report: "From Table 9 4 it can be seen that most barrier elements have been validated, with the exception of the secondary barrier 9 5/8" casing due to the sustained casing pressure."  An investigation was performed (TAQA ECM #202784), concluding that the leak is coming from the uncemented area behind the 7" liner, coming up through the 7" liner hanger packer. Therefore there are no secondary barrier envelope concerns with the 9-5/8" casing.		
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A	Cement across 38m of caprock – 3717m – 3755m (Shoe depth)	Cement across 797m of caprock (3770m – 4567m, shoe depth). Good bonding indicated by CBL.	Cement across 233m of caprock (4567m – 4800m). Good bonding indicated by CBL.

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	N/A	Planned setting depth 4350m. Expected to be good cement around this area.	N/A
<b>Integrity Concerns</b>	None	<p>Mostly uncemented annulus (113m of cement around DV collar, and minimal around shoe)</p> <p>13-3/8" hanger is landed in 20" casing head housing (20" casing is well cemented to the 30" conductor), therefore the loading of the 13-3/8" casing (and the subsequent 9-5/8" casing, and the tubing) is shared with the 20" casing and 30" conductor.</p> <p>This is not a production casing, therefore the lack of cement in the annulus is of no concern (not part of the primary or secondary barrier envelopes).</p>	None	~40 bar sustained A-Annulus pressure. Liner hanger has integral packer (set immediately after cementation). No tieback packer installed. Recommended to install tieback packer.	No integral liner hanger packer set.

# Well Schematic (Current)



# Well Schematic (Proposed)



<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-2A6 Cement Integrity Overview v2</b>

## Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-2A6, with information taken from the End of Well Report. References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-2 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

## Cement Integrity Overview

### 20" Surface Casing

Good stab-in cement job with cement returns observed at surface of the 30" conductor (wellhead deck level) prior to pumping tail cement. No losses. Had to wash out cement from spider deck (6m above sea level) upwards in order to install modified centraliser immediately below wellhead (original centralizer was too big), however from this point downwards the 20" casing is bonded with the 30" riser.

### 13-3/8" Intermediate Casing

Two stage cement job performed with use of a DV collar at the 20" shoe. No returns during Stage 1. Full returns during stage 2. Stage 2 interval 200m – 932m, Stage 1 interval ~2280m – 2284m (minimal cement around shoe). Hard cement drilled in shoetrack, but no cement encountered below shoe. Mostly uncemented open hole. This is not a production casing, and it is not set across the caprock, therefore the lack of cement in the open hole section is of no concern (not part of the primary or secondary barrier envelopes).

### 9-5/8" Production Casing

9-5/8" casing consists of a 9-5/8" liner, with a 9-5/8" tieback string from the liner top to surface. No confirmation of rotating liner during cement job. No losses during liner cementation. No losses during tieback cementation. Tieback cement interval 1613m – 2280m. Liner interval – 3000m – 4378m (TOC 223m below top of Vlieland Claystone, 777m below top of liner). Cement jobs went as planned with TOCs at planned depths. Drilled out cement above landing collar of tieback string. Drilled out cement from 33m above liner landing collar down to shoe. A sidetrack window was milled in the 9-5/8" liner. This should be remediated with a casing patch or tieback liner. Cement across 924m of caprock (3454m – 4378m, shoe depth).

The CATO-2 reports states:

*"No cement bond logs are available across the 9 5/8" casing string of the pilot hole. End of well reports indicate that mud losses occurred during drilling and while running the 9 5/8" casing string in hole. This suggests non-ideal cement placement conditions."*

While there were some losses recorded while drilling and running the liner, full returns were recorded while circulating with the liner on setting depth prior to the cement job and during the liner cement job. Also, there were no recorded losses during the tieback cement job.

### 7" Production Liner

Liner rotated and no losses throughout cement job. Liner hanger packer set. 2m of hard cement drilled out above landing collar. CBL performed, free pipe for top 175m, followed by medium bonding, then good bonding for bottom 80m. Cement across 100m of caprock (4378m – 4478m). 153m liner lap (uncemented).

### 7" Sidetrack Liner (to be decommissioned prior to installing new completion in original motherbore)

No confirmation of rotating liner throughout cement job. 11.5 m<sup>3</sup> of losses during cement job. Hard cement drilled out in shoetrack. CBL indicates TOC at 2488m (300m below TOL, approx. at the top of 9-5/8" window). CBL performed, poor bonding in top part of liner (9-5/8" 2488m – 2753m), good bonding in lower part of liner (2753m – 3705m, shoe depth). Cement across 541m of caprock (3164m – 3705m, shoe depth). 299m liner lap, almost completely uncemented. There is a 6" reservoir section drilled below the 7" liner, this was completed by running an uncemented 4-1/2" liner and then perforated.

### **Other Integrity Issues / General Comments**

The CATO-2 report states:

*"It is not clear how the pilot hole was abandoned. Therefore, there is uncertainty on whether a leak path exists along the original hole. No information is available about annulus pressures or the cement quality across intermediate aquifer zones."*

The "pilot hole" that the CATO-2 report refers to is the original motherbore. As the intention is to reinstate the original motherbore for CO<sub>2</sub> injection, the sidetrack will be plugged and abandoned appropriately in order to regain access to the motherbore.

The well has good isolation across the caprock, because there are expected to be good intervals of cement in the 1002m of cement behind the 7" liner (78m) and 9-5/8" casing (924m).

The 7" liner is set across the bottom 100m of the caprock and CBL indicates that there is poor to medium bonding across the lower 78m of the caprock (the upper 22m of caprock across the 7" liner is interpreted to be uncemented).

The CBL indicates that the 7" liner lap inside the 9-5/8" casing is uncemented.

The top 924m of caprock is behind the lower part of the 9-5/8" casing. There is calculated to be 1378m of cement behind the 9-5/8" casing. There were no recorded losses throughout the cement job (The CATO-2 report mentions losses while drilling and running the liner, but it has been confirmed in the EOWR that there were no losses when circulating with the liner on setting depth, and there were no losses during the cement job itself). It was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoetrack. A large volume of cement was pumped, and the caprock is in the bottom section around the 9-5/8" shoe (where the cement is most likely to be in good condition). It can reasonably be expected that a significant length of the caprock has been well cemented behind the 9-5/8" casing.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 13-3/8" casing (2190m – 2284m, shoe depth), and the 9-5/8" casing (2284m – 2532m and 2652m – 3124m).



For the new completion, the planned packer setting depth is at 4405m (in the 7" liner). A CBL indicates there is medium bonding behind the 7" liner, however this is close to the top of cement. If a new CBL also confirms TOC at 4400m, it would be advisable to install the packer slightly deeper.

For the sidetrack, The 7" liner is set across the caprock with a TOC near the top of the 9-5/8" window. The CBL indicates free pipe from TOL down to 2488m (top of 9.5/8" window), then poor / ratty cement (with intervals of no cement) down to 3175m, then good quality cement down to 3805m (shoe depth).

### **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 131m (58m penetration) with a final blow count of 100 blows per 0.25m with an S90 hammer.

The 20" casing is cemented to the 30" conductor (TOC is 6m above sea level, 18m below the wellhead). A sliplock casing head assembly is installed on top of the 20" casing but does not sit directly on top of the 30" conductor. Loads are shared via bonded cement.

The 13-3/8" mandrel hanger is landed inside the 20" casing head assembly.

A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly, which houses the 9-5/8" sliplock hanger.

A tubing head assembly is fixed on top of the casing spool assembly, which houses the tubing hanger.

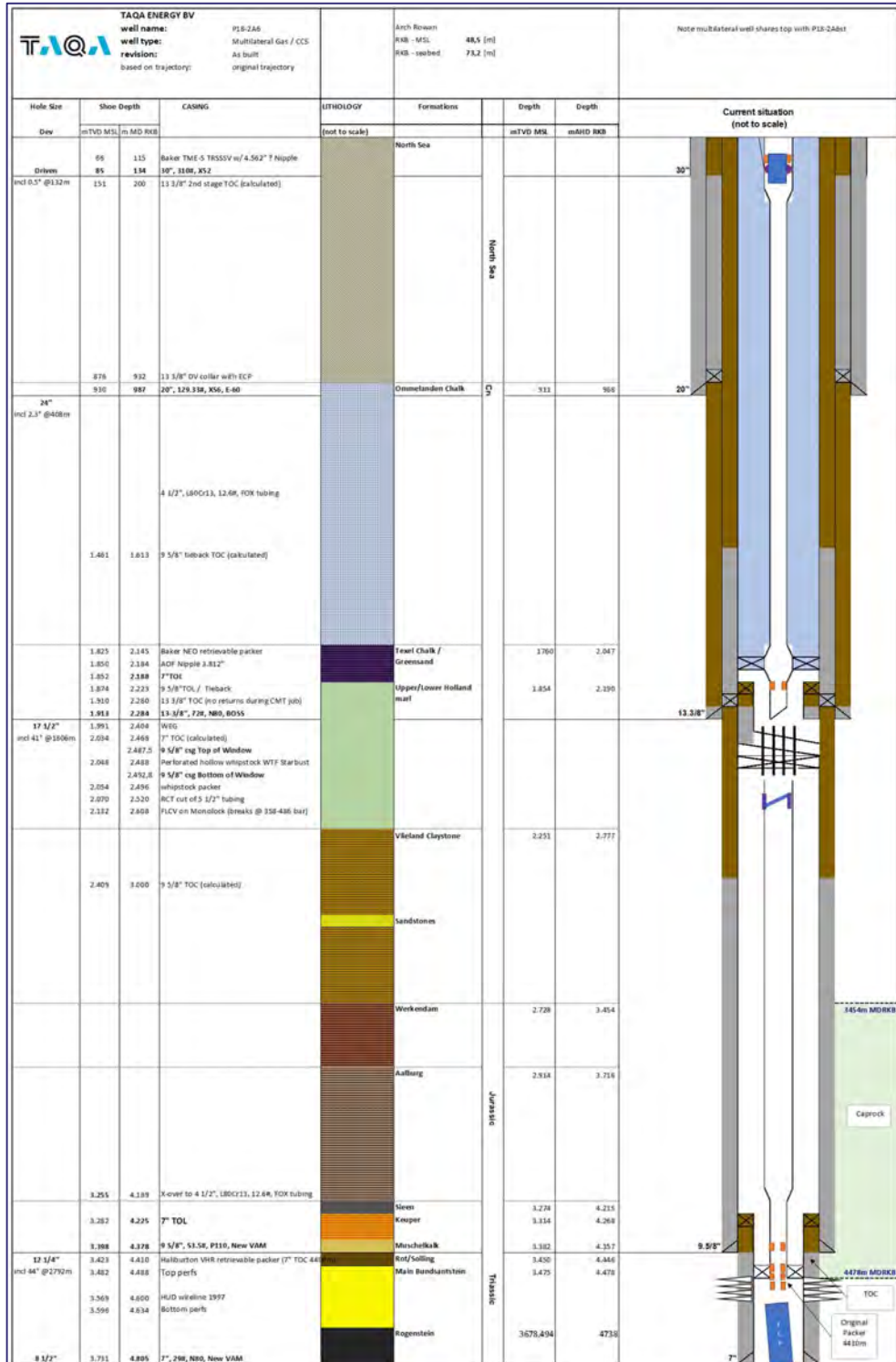
Loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing and 20" casing until 6m above sea level. From 6m above sea level until the mudline, loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing, and the 30" conductor.

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>7" Sidetrack Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 987m 20" 129.33# X56 E60	Surface – 2284m 13-3/8" 72# N80 Boss DV collar located at 932m (55m inside 20" casing) for 2-stage cement job.	Surface – 4378m 9-5/8" 53.5# L80 New Vam Tieback (surface – 2223m) 9-5/8" 53.5# P110 New Vam Liner (2223m – 4378m) (61m liner lap)	4225m – 4805m (153m liner lap) 7" 29# N80 New Vam	2188m – 3705m (299m liner lap inside 9-5/8" window, top of window at 2488m) 7" 29# L80Cr13 New Vam
<b>Inclination</b>	Kickoff from vertical at 120m. Build to 13° inc at 987m	Kickoff from vertical at 120m. Build to 50° inc at 2284m	Kickoff from vertical at 120m. Build to 50° inc at 2284m Maintain 45 – 50° inc until 3960m Drop to 40° inc at 4378m	Drop from 40° inc to 35° inc across section	Kickoff from whipstock at 2188m (51° inc) Drop to 27° inc across section
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	94m of sealing formation (Holland Marl) (2190m – 2284m, shoe depth)	720m of sealing formations (Holland Marls / Claystone and Vlieland Claystone) (2284m – 2532m and 2652m – 3124m)  924m of caprock – 3454m – 4378m (Shoe depth)	100m of caprock (4378m – 4478m).	464m of sealing formations (Holland Marls / Claystone and Vlieland Claystone) (2488m - 2534m and 2646m – 3064m)  541m of caprock – 3164m – 3705m (Shoe depth)
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	Total losses while drilling. Also observed well flowing saltwater.	Tight hole and stuck pipe while drilling. Liner stuck 45m off bottom, but freed up and ran to TD. Some losses observed.	None	Losses
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	No	No	Unknown
<b>Centraliser Placement</b>	1 x 20" x 30" wellhead centraliser directly below wellhead.  No reports of centralisers installed in remainder of string.	1 directly above and below DV collar.  1 per 2 joints for 450m above shoetrack 2 per joint for the shoetrack (2 joints)	Centraliser placement listed from top to bottom:  9-5/8" tieback centralisers (20 in total) 2 below wellhead 1 per joint (1961m - 2223m)  9-5/8" Liner centralisers (60 in total) 3662m - 4378m, arranged as per below 1 per joint (3662m - 4323m) 2 per joint for the 4 shoetrack joints (4323m - 4378m)	48 in total  Centraliser placement listed from top to bottom: 4225m - 4805m, arranged as per below 1 per joint from liner hanger (4225m) to 4749m 2 per joint for 3 shoetrack joints (4761m - 4802m)	105 in total  Centraliser placement listed from top to bottom: 2203m - 3705m, arranged as per below 2 per joints from liner hanger (2203m) to 3101m 1 per joint from 3101m to shoe (3705m)
<b>Cement</b>	Spacer ahead – 16 m3 of seawater Lead – 105 m3 of 1.32 SG X-Lite Tail – 32.2 m3 of 1.91 SG Pozmix Displacement rate – 950 lpm	Stage 1: Spacer ahead – 4.8 m3 of seawater Lead – 95.1 m3 of 1.48 SG Pozmix Tail – 33.9 m3 of 1.7 SG Pozmix Displacement rate – 1110 lpm  Stage 2: Spacer ahead – 1 m3 of seawater Tail – 64 m3 of 1.52 SG Pozmix Displacement rate – 1110 lpm	9-5/8" liner cement job: Spacer ahead – 8 m3 of base oil spacer Spacer ahead – 8 m3 of 1.32 SG Spacer 500 Lead – 43 m3 of 1.5 SG Pozmix Tail – 6.8 m3 of 1.7 SG class G Displacement rate – 1270 lpm  9-5/8" tieback casing cement job: Spacer ahead – 8 m3 of base oil spacer Spacer ahead – 8 m3 of Hi-vis spacer Fluid ahead – 51.5 m3 of 1.2 SG NaCl brine Spacer ahead – 4 m3 of 1.32 SG Spacer 500 Lead – 9.2 m3 of 1.70 SG Pozmix Tail – 10.8 m3 of 1.73 SG Pozmix Displacement rate – 1430 lpm	Spacer ahead – 8 m3 of 1.56 SG Spacer 500 Single slurry – 8.7 m3 of 1.92 SG class G + 35% SSA with gasblok Displacement rate – 800 lpm	Spacer ahead – 9.5 m3 of base oil Spacer ahead – 7.8 m3 of 1.26 SG Tuned Spacer Single slurry – 24.2 m3 of 1.73 SG Pozmix
<b>Planned TOC</b>	Planned 100% OHXS (from cement report, typical for tophole in this area) Gauge OH cement volume = 76 m3 100% OHXS cement volume = 152 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Planned 50% OHXS (from cement report) Planned TOC for second stage = 200m (reverse calculated from volume pumped)  Shoetrack volume = 1 m3 Gauge OH cement volume = 84 m3 50% OHXS cement volume = 126 m3 13-3/8" casing x 20" casing annulus volume = 86 m3	Planned 20% OHXS (from cement report) Planned TOC for liner = 2966m (reverse calculated based on 20% OHXS, below top of Vlieland Claystone)  Planned TOC for tieback = 1600m (reverse calculated based on volume pumped)  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 61 m3 20% OHXS cement volume = 73.2 m3	Planned 20% OHXS (from cement report) Reverse calculations show 0.4 m3 of cement expected above TOL based on 20% OHXS size.  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 5 m3 20% OHXS = 6 m3 Liner lap volume = 1.8 m3	Planned 30% OHXS and 50m of cement on top of liner (from EOWR). Reverse calculations show 1.2 m3 of cement expected above TOL based on 30% OHXS size.  Shoetrack volume = 0.8 m3 Gauge OH cement volume = 14.3 m3 30% OHXS = 18.6 m3 Liner lap volume = 3.6 m3

	20" Surface Casing	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner	7" Sidetrack Liner
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses.</li> <li>- Observed lead cement returns at surface, pumped a further 8 m3 of lead cement then pumped tail.</li> <li>- Had to wash out cement from spider deck (6m above sea level) upwards in order to install modified centraliser immediately below wellhead (original centralizer was too big)</li> <li>- Drilled hard cement from 872m downwards (115m above shoe).</li> <li>- Casing pressure tested to 120 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.38 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No returns while pumping first stage cement job.</li> <li>- Displacement pressure increased by 9 bar prior to bumping plug.</li> <li>- Plug bumped.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- DV collar packer set successfully.</li> <li>- Full returns when pumping second stage cement job.</li> <li>- Drilled cement from 7m above DV collar until DV collar.</li> <li>- Drilled cement from 2220m (33m above float collar) until shoe. Hard cement drilled in shoetrack.</li> <li>- No cement found below shoe.</li> <li>- Casing pressure tested to 276 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.56 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No losses while cementing liner.</li> <li>- No confirmation of rotating liner during cement job.</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Integral liner hanger packer set.</li> <li>- No confirmation of circulating out excess cement when circulating after running tool pulled above top of liner.</li> <li>- After running and cementing liner, USIT log on 13-3/8" casing identified need to run tieback string due to 13-3/8" casing wear between 2165m and 2220m. (No USIT performed on 9-5/8" casing)</li> <li>- Liner lap tested to 103 bar.</li> <li>- Stabbed tieback string into liner top after pumping tieback cement. No backflow observed when casing pressure bled off to zero.</li> <li>- No losses during tieback cementation.</li> <li>- Drilled cement from 8m above landing collar in tieback string until seal stack</li> <li>- Drilled cement from 33m above liner landing collar until shoe.</li> <li>- 9-5/8" liner and tieback pressure tested to 345 bar.</li> <li>- Performed LOT to 1.8 SG EMW.</li> <li>- Well has been sidetracked by milling a window at 2488m (265m below top of 9-5/8" liner, this section was uncemented). When the window was milled an FIT was performed to 1.44 SG EMW (also in direct communication with 13-3/8" shoe)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotated liner throughout cement job</li> <li>- No losses reported during cement job</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Integral liner hanger packer set.</li> <li>- Spacer circulated back to surface after running tool pulled above liner hanger, but no cement observed.</li> <li>- RIH with cleanup string inside liner and tagged soft cement 13m above landing collar. Hard cement encountered 4m above landing collar. Drilled out cement until 2m above landing collar.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 345 bar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No confirmation of rotating liner throughout cement job.</li> <li>- 11.5 m3 of losses during cement job.</li> <li>- Did not bump plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- No confirmation of liner hanger packer setting, but it most likely was.</li> <li>- Base oil and 4.8 m3 of spacer circulated back to surface after running tool pulled above liner hanger, but no cement observed.</li> <li>- Drilled out firm cement between float collar and float shoe.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 310 bar.</li> <li>- Performed FIT to 1.44 SG EMW</li> <li>- For the 6" reservoir section, a 4-1/2" liner was run from 2581m to 3947m (1124m liner lap) but this was not cemented in place. The 4-1/2" liner hanger packer was set.</li> <li>- 7" liner was later perforated at depth of the 9-5/8" window, through the Starburst whipstock, in order to gain communication with original motherbore.</li> </ul>
<b>TOC</b>	Surface (observed)	Stage 2 interval 200m – 932m (based on volume pumped and full returns) Stage 1 interval ~2280m – 2284m (shoe depth, based on no returns, low ΔP, and no cement encountered with clean out BHA below shoe)	Tieback interval – 1613m – 2280m (calculated based on ΔP) Liner interval – 3000m – 4378m (based on ΔP, TOC 223m below top of Vlieland Claystone, 777m below top of liner)	CBL indicates TOC at 4400m (175m below TOL)  Calculations indicate TOC at or just below TOL at 4225m (Based on ΔP, plug bumped with 55 bar. Insufficient information to calculate volumetrically)	CBL indicates TOC at 2500m (312m below TOL)  2468m (calculated)
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No  CATO-2 Report: <i>"No cement bond logs are available across the 9 5/8" casing string of the pilot hole. End of well reports mention that mud losses occurred during drilling and while running the 9 5/8" casing string in hole. This suggests non-ideal cement placement conditions."</i>  While there were some losses recorded while drilling and running the liner, full returns were recorded while circulating with the liner on setting depth prior to the cement job and during the liner cement job. Also, there were no recorded losses during the tieback cement job.	CBL interpretation: Free pipe above 4400m Poor bonding 4400m – 4525m Medium bonding 4525m – 4631m Good cement bonding 4631m – 4805m (shoe)  CATO-2 Report: <i>"A cement bond log is available across the 7" liner of the pilot hole from 4,755 to 4,255m, which covers reservoir and both caprocks. The log suggests good casing-cement bond (CBL amplitude &lt; 2mV) across the reservoir section in the following intervals: 4,755-4,743, 4,721-4,700 and 4,695-4,675m. The rule of thumb of the oil and gas industry suggests that in a 7" casing hydraulic isolation is achieved when the good bond interval is at least 3m, which is the case for the above intervals. However, cement bond is moderate to poor across the caprock with CBL amplitudes ranging between 10 and 30mV."</i>  <i>"Both the 9 5/8" casing and the 7" liner of the pilot hole were pressure tested ok to 5000 psi. The 7" liner consists of 29 lb/ft N-80 and the 9 5/8" casing of 53.5 lb/ft N-80 casing. According to reports neither of the two strings are Cr13. No information on pressure tests of the 7" and 4 1/2" liner of the sidetracked borehole is available. The sidetrack's 7" liner consists of L80 Cr13 steel"</i>	CBL interpretation Free pipe 2188m – 2488m Poor bonding 2488m – 3175m Good cement bonding 3175m – 3805m (shoe)  Yes – poor bonding in top part of liner, good bonding in lower part of liner  EOWR – <i>"The cement across the 7" drilling liner was logged from the 7" shoe at 3711m to 2180m (approximately 308m above the 9 5/8" whipstock window). The log showed ratty cement at the window down to 2753m where the cement bond became poor to an approximate depth of 3158m. From 3158m to the 7" liner shoe the cement bond quality was very good"</i>  CATO-2 Report: <i>"Since no end of well report is available for the sidetracked borehole, information about the cementing and casing-cement bond across the 7" and 4 1/2" liner could not be obtained."</i>

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>7" Sidetrack Liner</b>
<b>TNO Report Observations</b>	<p>TNO Report: "The 20" casing is set at 987 m MD and is cemented with cement returns to surface."</p> <p>"From a structural load bearing capacity point of view there appears to be adequate cement overlap to transfer the well loads, the 20" casing is cemented to surface and partly washed out, this leaves a small top portion of the 20" inside the conductor exposed to potential risk of corrosion of the fluids in the conductor annulus, this needs to be verified."</p> <p>A wall thickness measurement of the 30" 1.5" WT conductor was taken at the splash zone in August 2020. The wall thickness was measured to be 37.7mm (nominal WT 37.4mm). This indicates that there has been no significant corrosion around the splash zone, which is where the corrosion is most likely to take place.</p>				
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A	Cement across 924m of caprock (3454m – 4378m, shoe depth)	Cement across 78m of caprock (4400m – 4478m). Medium bonding indicated by CBL.	Cement across 541m of caprock (3164m – 3705m, shoe depth)
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	N/A	Planned setting depth 4405m. Expected to be below TOC (indicated by CBL)	N/A
<b>Integrity Concerns</b>	None	Mostly uncemented open hole. This is not a production casing, therefore the lack of cement in the open hole section is of no concern (not part of the primary or secondary barrier envelopes).	It is recommended to install a casing patch or tieback liner across the window that was milled for the sidetrack well.	None	Recommended to remove top section of 7" liner to gain full access to motherbore.

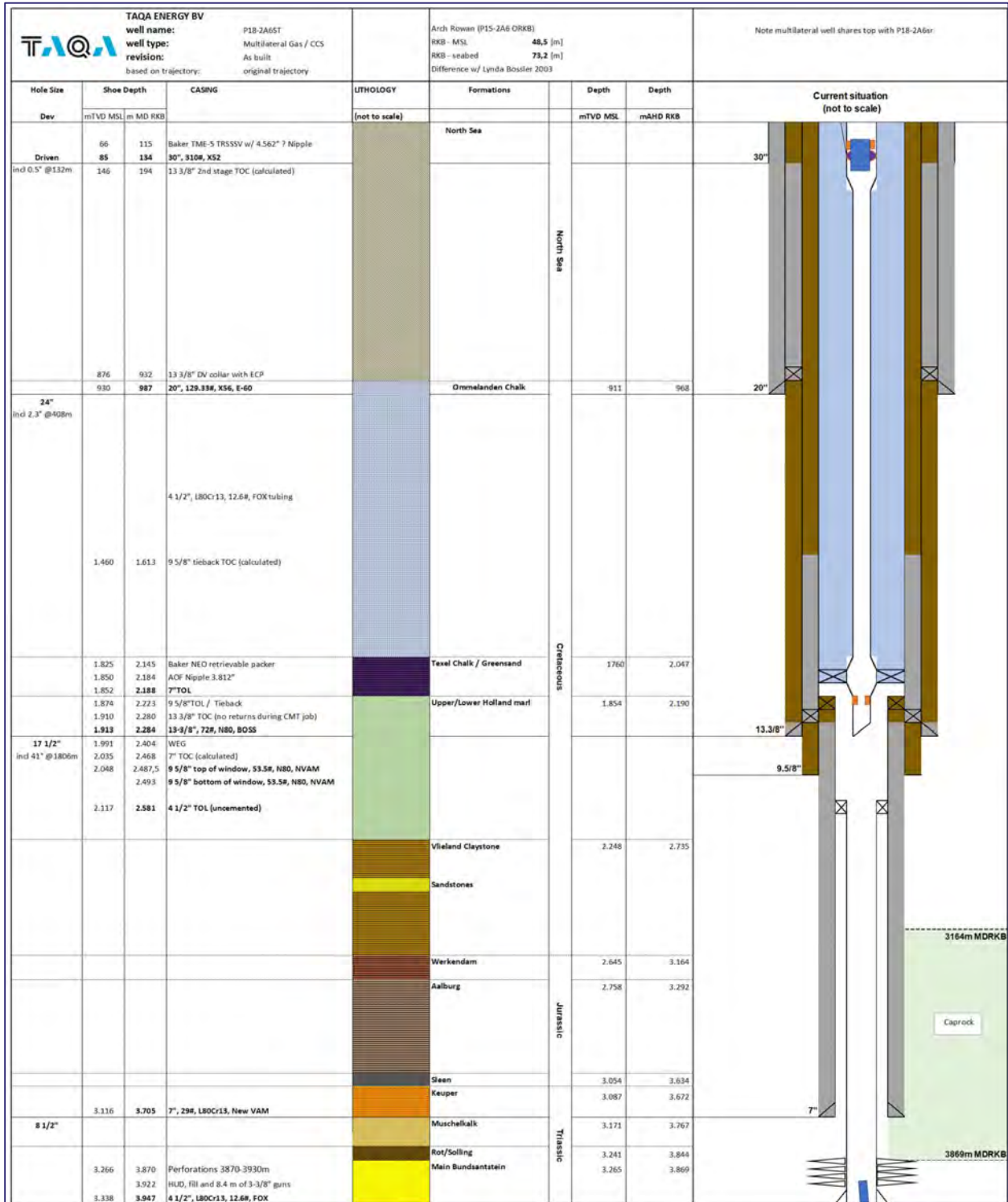
# Well Schematic (Motherbore, Current Status)



Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3

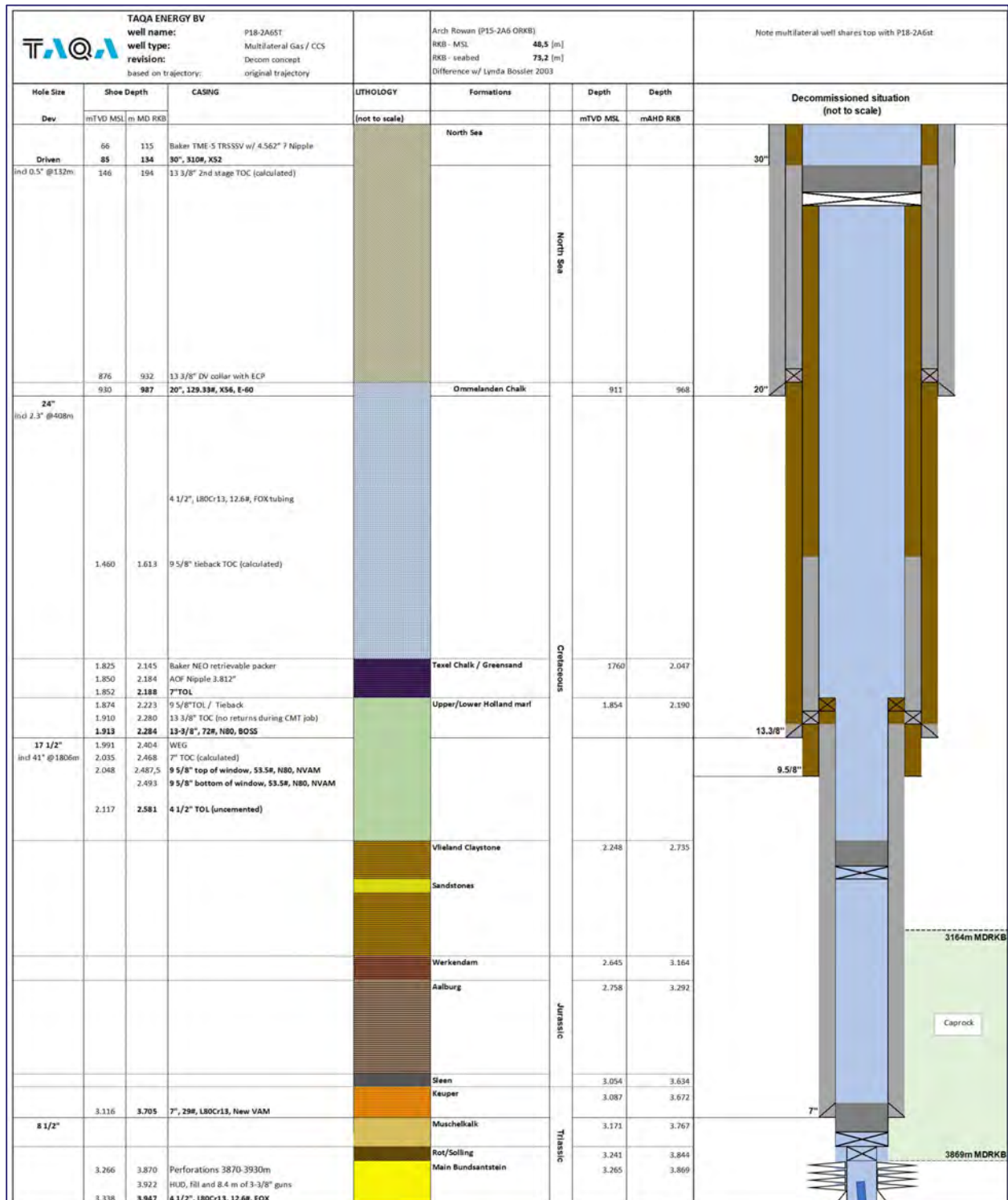


# Well Schematic (Sidetrack, Current Status)



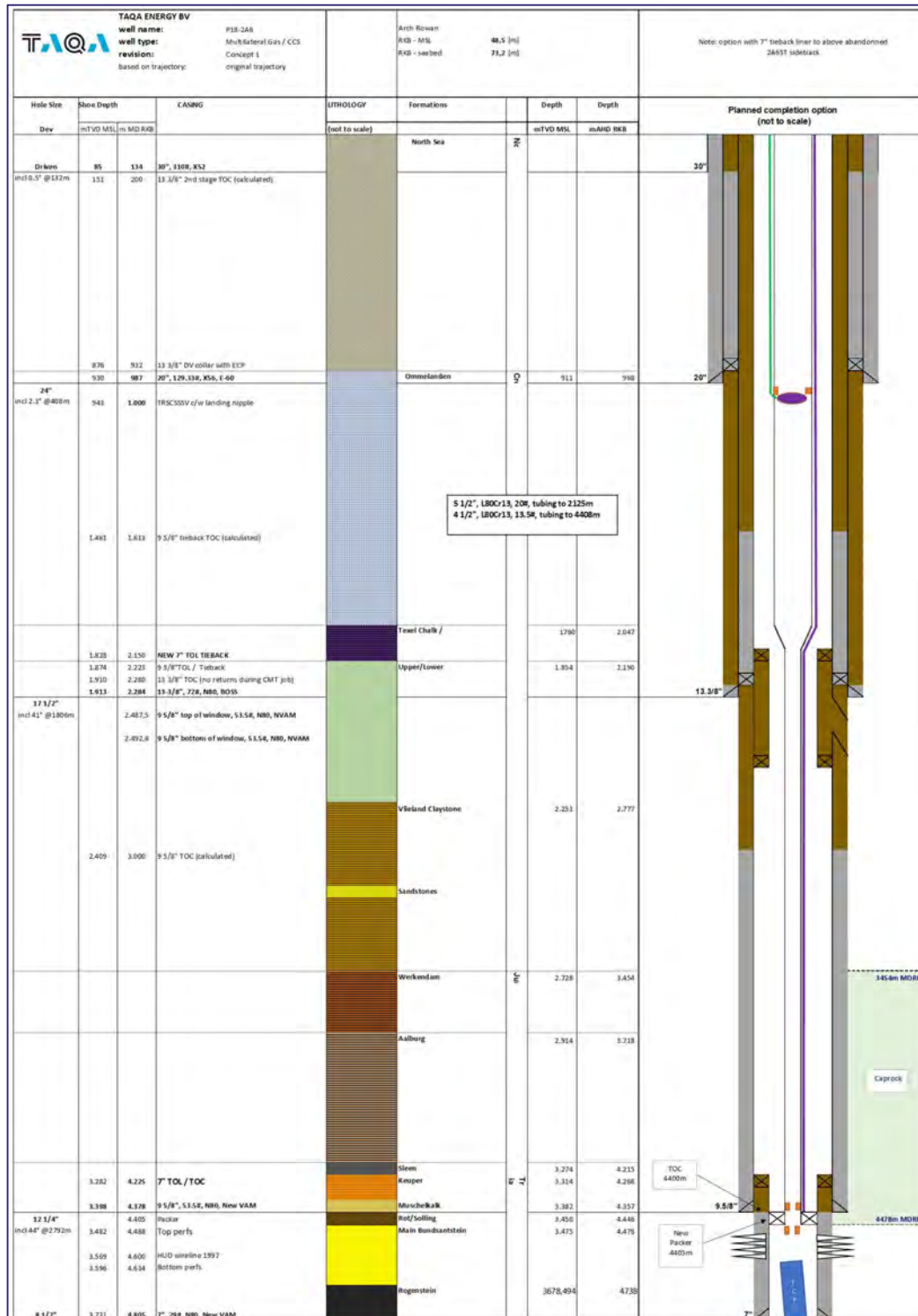


## Well Schematic (Sidetrack, Planned Decommissioned Status)



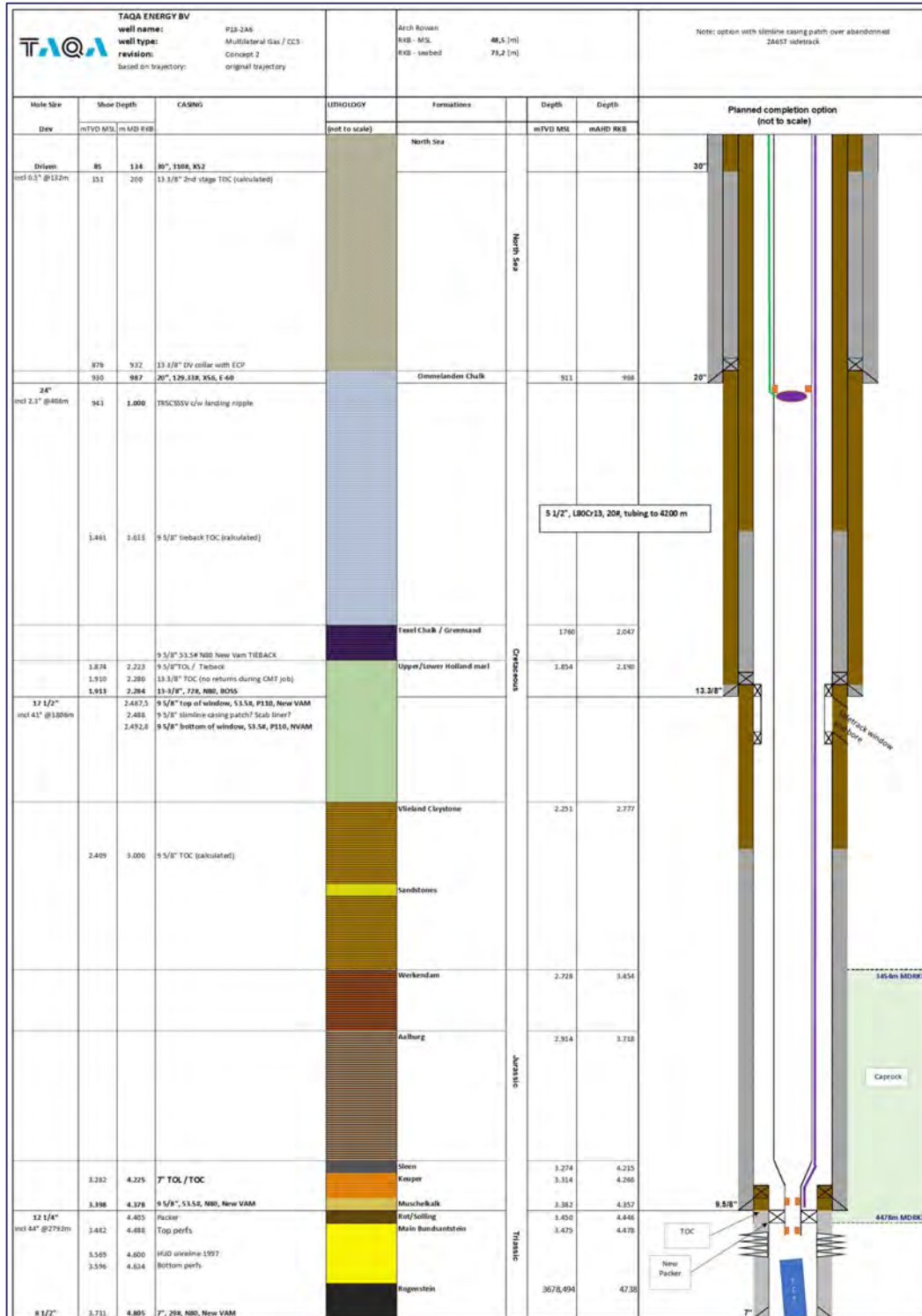
Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3

# Well Schematic (Proposed Option 1)



Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3

# Well Schematic (Proposed Option 2)



<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-4A2 Cement Integrity Overview v2</b>

### Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-4A2, with information taken from the Drilling End of Well Report and the Tieback / Completion End of Well Report. References are made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

### Cement Integrity Overview

#### 20" Surface Casing

Good stab-in cement job with cement returns observed at surface prior to pumping tail cement. No losses. Mudline tieback well, therefore no 30" conductor protecting the 20" casing at sea level. Recommended to confirm sufficient wall thickness of 20" conductor above mudline hanger is remaining. A wall thickness measurement of the 16.1 mm WT riser was taken at the splash zone in August 2020. The wall thickness was measured to be 16.4mm (nominal WT 16.1mm). This indicates that there has been no significant corrosion around the splash zone, which is where the corrosion is most likely to take place.

#### 13-3/8" Intermediate Casing

Primary cement job was followed by annulus top up. 60-70% mud losses during displacement of first stage. Annulus top up job performed after primary cement job (planned in the drilling programme like other offset wells). Cement drilled in shoe track. Top cement interval at 127m – ~2191m (known loss zone). Bottom cement interval at 2349m – 2497m (shoe).

#### 9-5/8" Production Casing

Single stage cementation. 40% mud losses throughout cement job. Cement interval at 2013m (484m inside 13-3/8" casing) – 4052m (shoe). Hard cement tagged in the shoetrack, with a high 1.8 SG EMW FIT confirmed good cement around the shoe. Cement across 460m of caprock (3592m – 4052m, shoe depth)

The CATO-2 report states:

*"The 9 5/8" casing string covers most of the secondary caprock. According to the end of well report 709bbls of mud were lost while setting the casing; moreover only four casing centralizers were used. Top of cement is estimated to be at around 2,000m. This suggests, all other factors being equal, the quality of the cement bond across the 9 5/8" casing string to be worse than that across the 7" liner. However, as stated earlier, there is no data available to verify either of the cement bonds."*

While the quality of cement for the entirety of the 9-5/8" casing cannot be indicated without a CBL, it can be assumed that the cement around the 9-5/8" shoe (which CAT-2 refers to as the primary caprock) will have intervals of good quality, due to the presence of some centralisers, and the large volume of cement that was pumped. It is recognized that the further away the cement is from the shoe, the quality of cement bonding will decrease

### 7" Production Liner

No losses while cementing. Unable to rotate liner during cement job. No confirmation of liner hanger packer present or being set. Full liner cemented, confirmed by drilling out hard cement above liner top, and also drilling our hard cement from 44m above landing collar downwards. Cement across 32m of caprock (4052m – 4084m). 128m liner lap (fully cemented).

### **Other Integrity Issues / General Comments**

The 7" liner is cemented across the bottom 32m of the caprock. Although there is no CBL, it is expected to be reasonable quality cement as there were no losses throughout the cement job. Although it was not possible to rotate the liner, the inclination of around 20-30° inc, gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the liner.

The 7" liner lap inside the 9-5/8" casing is fully cemented.

The top 460m of caprock is behind the lower part of the 9-5/8" casing. There is a calculated column of 2039m of cement behind the 9-5/8" casing. While there were significant losses throughout the cement job, it was confirmed that good, hard cement was drilled when drilling out the shoetrack. A large volume of cement was pumped, the caprock is in the bottom section around the 9-5/8" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 460 m caprock has been well cemented behind the 9-5/8" casing.

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 13-3/8" casing (2492m – 2497m, shoe depth), and the 9-5/8" casing (2497m – 2746m and 2856m – 3228m).

For the new completion, the planned packer setting depth is at 4008m (in the 7" liner). There is no CBL for the cement behind the 7" liner. Although it was not possible to rotate the liner, the inclination is around 20-30° inc, which gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the packer setting depth. There is also an option to set the packer at 3900m (in the 9-5/8" casing). There is no CBL for this depth however there is expected to be good cement bonding around this area as it is relatively close to the 9-5/8" shoe.

### **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 118m (60 m penetration) with a final blow count of 78 blows per 0.25m with an S90 hammer.

Immediately after drilling the well, all casing strings above the Dril-Quip MLS15 MLH were retrieved then the 30" conductor was cut at the seabed.

The well was then later tied back to the platform and completed.

The 20" casing is tied back to surface. A sliplock casing head assembly is installed on the 20" casing. TOC is at the seabed. Loads are shared between the 20" casing and the 30" conductor at the mudline hanger, just below the seabed.

The 13-3/8" casing is tied back to surface. A sliplock hanger is installed. A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly.

The 9-5/8" casing is tied back to surface. A casing spool assembly is fixed on top of the casing head assembly, which houses the 9-5/8" sliplock hanger.

A tubing head assembly is fixed on top of the casing spool assembly, which houses the tubing hanger.

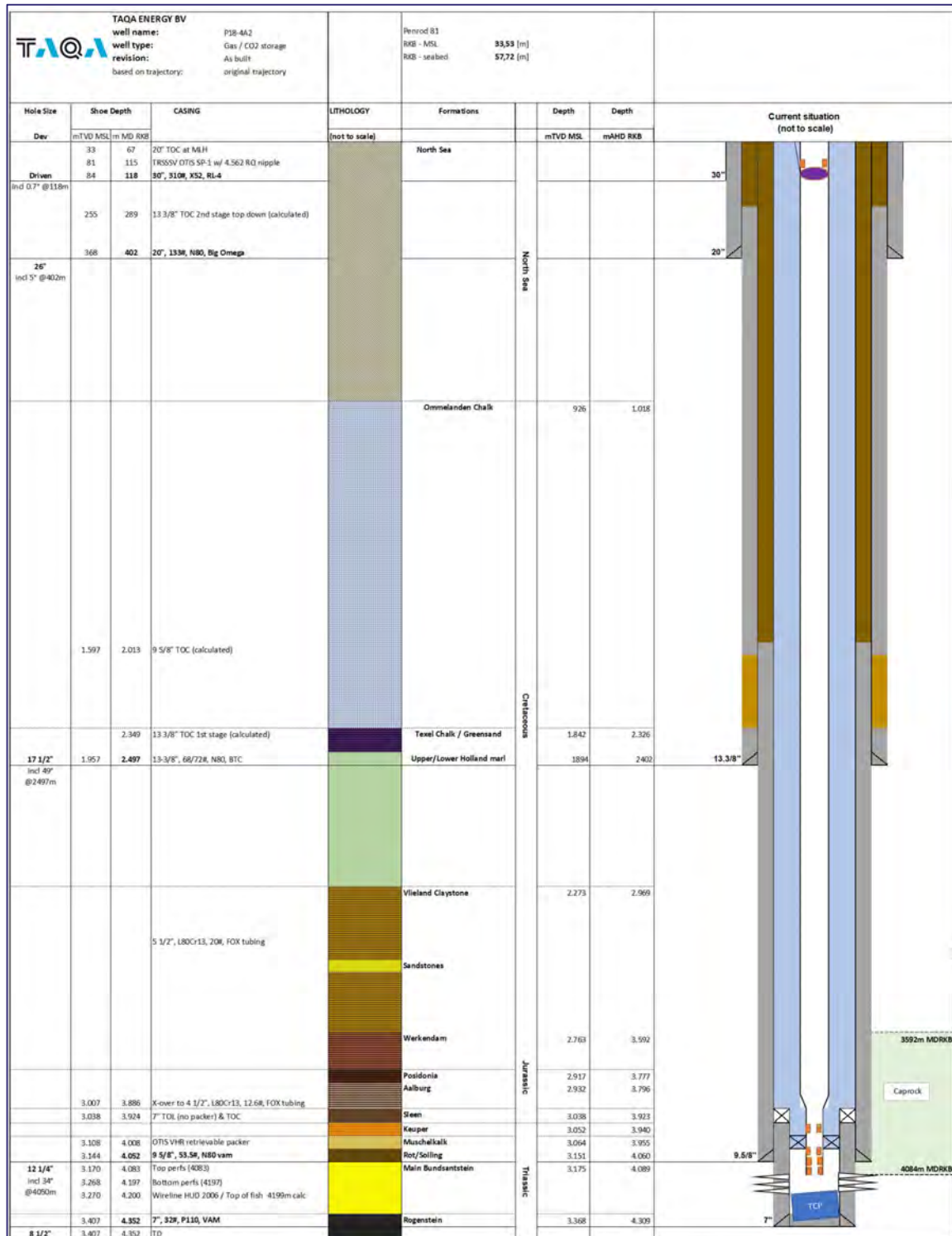
At the wellhead the loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, and the 20" casing from surface until the seabed. At the seabed, loads are distributed in the MLH between the 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing and the 30" conductor.

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 402m 20" 133# X56 Boss (surface – 68m) 20" 133# N80 Big Omega (68m – 402m)	Surface – 2497m 13-3/8" 72# N80 Boss (surface – 68m) 13-3/8" 68/72# L80/N80 BTC (68m – 1960m)	Surface – 4052m 9-5/8" 53.5# L80 New Vam (surface – 68m) 9-5/8" 53.5# L80 New Vam (68m – 4052m)	3924m – 4352m (128m liner lap) 7" 32# P110 New Vam
<b>Inclination</b>	Build from vertical at seabed to 5° inc at 402m	Build from 5° inc to 45° inc at 1250m Maintain 45-48° inc until 2497m	Maintain 45-48° inc until 2800m Drop to 33° inc at 4052m	Drop from 33° inc to 23° inc at 4352m
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	5m of sealing formation (Holland Marl) (2492m – 2497m, shoe depth)	621m of sealing formations (Holland Marls / Claystone and Vlieland Claystone) (2497m – 2746m and 2856m - 3228m)  460m of caprock (3592m – 4052m, shoe depth)	32m of caprock (4052m – 4084m).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	Losses while drilling	Stuck pipe and tight spots. MW increased across Vlieland. Some losses	None
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	Average hole size = 14"	Average hole size = 8.75"
<b>Centraliser Placement</b>	1 x 20" x 38" centraliser at conductor guide at wellhead deck level  1 x 20" x 38" centraliser at conductor guide at spider deck level (6m above MSL)  1 directly below mudline hanger  1 inside 30" conductor shoe  2 per joint for shoetrack (2 joints) 1 per joint for 2 joints above shoetrack	3 x centralisers in tieback  2 below mudline hanger  2 inside 20" shoe  1 per joint for the shoetrack (2 joints)	Solid Body Centralisers (4 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  1 below mudline hanger 1 at 13-3/8" shoe (~2500m) 2 on shoe joint	Solid Body Centralisers (50 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  3924m - 4352m, arranged as per below 1 per joint from liner hanger (3924m) to 4133m 2 per joint from 4133m to shoe (4352m)
<b>Cement</b>	Lead – 59.8 m3 of 1.54 SG class G Tail – 16 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – 1190 lpm	Casing cement job: Spacer ahead – 8 m3 of seawater Lead – 11.5 m3 of 1.54 SG class G Tail – 16.1 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – 950 lpm  Annulus top-up job: Spacer ahead – 4 m3 of seawater Lead – 168.9 m3 of 1.54 SG class G Tail – 16.8 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – Unknown	Stage 1: Spacer ahead = 4.8 m3 of spacer Lead – 85.4 m3 of 1.54 SG class G Tail – 13.6 m3 of 1.68 SG class G Displacement rate – 950 lpm	Spacer ahead – 7.2 m3 of 1.32 SG spacer Cement – 14 m3 of 1.92 SG class G + 35% SSA Displacement rate – Unknown
<b>Planned TOC</b>	Planned to pump lead cement until returns seen at surface, then switch over to tail cement. Planned to then wash out cement in annulus above mudline hanger.  Gauge OH cement volume = 39.7 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Planned 20% OHXS (from drilling programme), however due to losses while drilling, a lower volume was pumped. Planned annulus top up job to cement from 200m to 100m below 20" shoe (from drilling programme). A larger than planned volume was pumped to make up for the small first stage job (known loss zone at 2191m).  Shoetrack volume = 1 m3 Gauge OH cement volume = 135 m3 20% OHXS cement volume = 162 m3	Pumped 3% OHXS on 14" hole (from cement report), bringing cement ~500m inside 13-3/8" casing.  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge 12-1/4" OH cement volume = 45.3 m3 14" OH cement volume = 81.5 m3	Reverse calculations show 7.8 m3 of cement expected above TOL based on 8.75" average OH size.  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 3.5 m3 8.75" OH volume = 4.2 m3 Liner lap volume = 1.5 m3



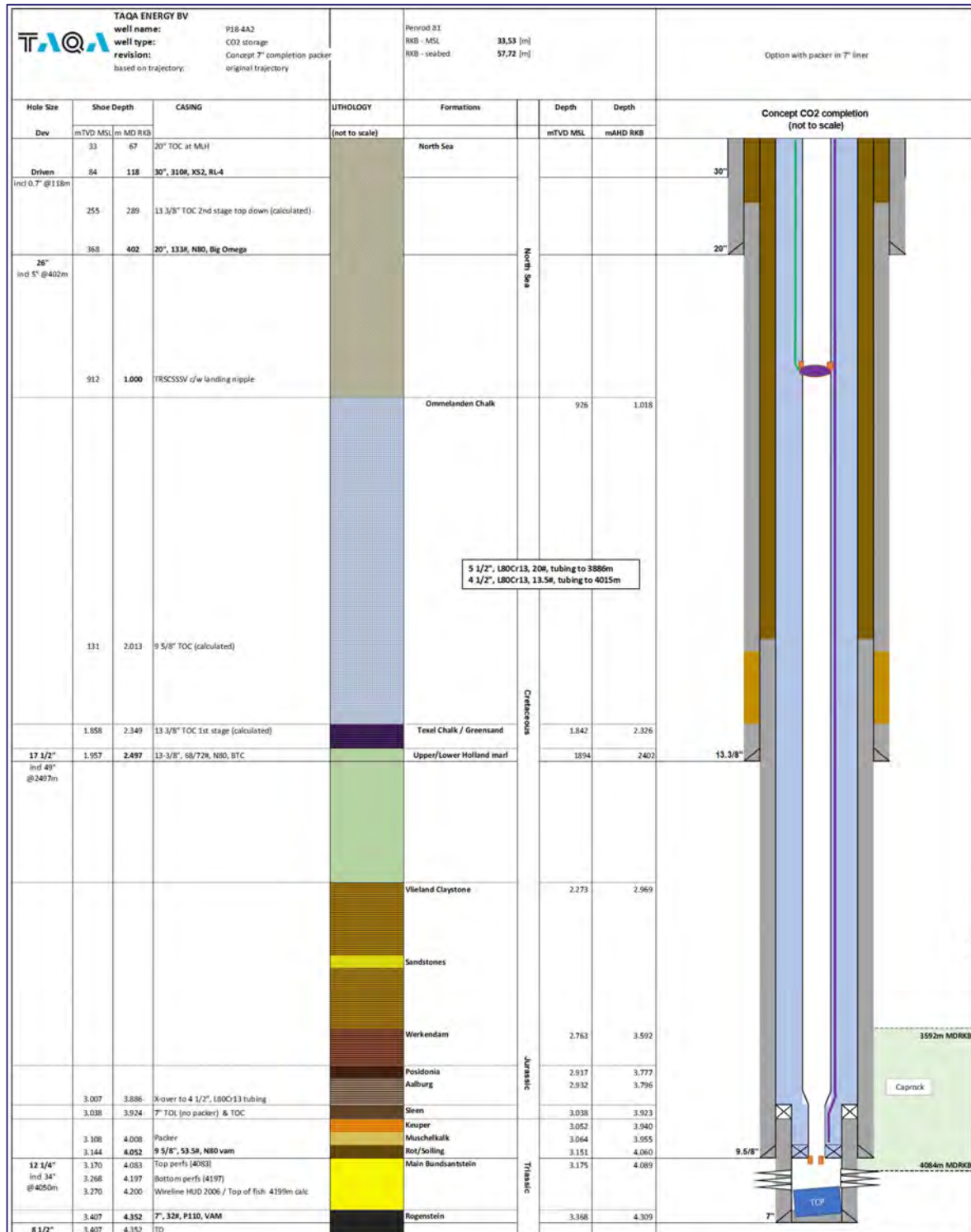
	<b>20" Surface Casing</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses</li> <li>- Observed lead cement returns at surface prior to pumping tail.</li> <li>- Float held.</li> <li>- Drilled hard cement 5m above shoe while drilling out shoetrack.</li> <li>- Casing pressure tested to 69 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.44 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 60-70 % mud losses during displacement of cement.</li> <li>- Plug bumped.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- 5m of soft cement above float collar.</li> <li>- Cement drilled in shoetrack.</li> <li>- Casing pressure tested to 172 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.5 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 40% losses throughout cement job</li> <li>- Bumped plug.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- 14m of soft to firm cement above the float collar.</li> <li>- Firm cement drilled in shoe track</li> <li>- Casing pressure tested to 345 bar.</li> <li>- Performed FIT to 1.8 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unable to rotate liner.</li> <li>- No losses during cement job.</li> <li>- Stopped pumping 0.8 m3 before bumping plug (cement accidentally pumped 0.8 m3 of spacer behind cement before dropping top dart).</li> <li>- Floats held.</li> <li>- No confirmation of setting integral liner hanger packer.</li> <li>- Confirmation of U-tubing when unstung running tool from liner hanger. Did not circulate bottoms up (circulated DP contents only).</li> <li>- Immediately suspended well after liner cemented. Ran and set EZSV at 3680m (244m above liner top) without encountering cement.</li> <li>- When well revisited for completion, drilled out EZSV and then drilled out 235m of hard cement from 3689m until 7" liner top at 3924m.</li> <li>- Drilled hard cement from 44m above landing collar. Drilled hard cement until 14m above shoe. Stopped drilling at this point.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 276 bar.</li> </ul>
<b>TOC</b>	68m (mudline hanger) – Confirmed by observing cement returns at surface during cement job, then washed away cement above mudline hanger.	TOC second stage – 289m (estimated by top filling annulus after pumping top-up cement job and monitoring annulus until cement had set)  TOC first stage – 2349m (calculated based on ΔP)	2013m, 484m inside 13-3/8" casing (calculated based on ΔP)	3924m (TOL, confirmed by drilling our hard cement above TOL)
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No  CATO-2 Report: <i>"The 9 5/8" casing string covers most of the secondary caprock. According to the end of well report 709bbbls of mud were lost while setting the casing; moreover only four casing centralizers were used. Top of cement is estimated to be at around 2,000m. This suggests, all other factors equal, the quality of the cement bond across the 9 5/8" casing string to be worse than that across the 7" liner. However, as stated earlier, we do not have the data to verify either of the cement bonds."</i>  Considering that there is a ~2000m column of cement, it is reasonable to assume that the lower part of the cementation around the shoe (where there is some centralization) and caprock are of suitable quality.	No  CATO-2 Report: <i>"No cement bond logs are available for the 7" liner and the 9 5/8" casing strings. The 7" liner was set across the reservoir, the primary and the secondary caprock. The end of well report reports that no mud losses occurred during the drilling of the openhole section and no other problems occurred during the cement job itself. In combination with the in-gauge borehole and evenly spaced casing centralisers this provides adequate conditions for proper cement placement across the formations of interest. The calculated top of cement is at the top of the 7" liner: 3,924 m."</i>
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A	Cement across 460m of caprock (3592m – 4052m, shoe depth)	Cement across 32m of caprock (4052m – 4084m).
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	Planned setting depth option of 3900m. Expected to be good cement bonding around this area as it is relatively close to the 9-5/8" shoe.	Planned setting depth option of 4008m. Expected to be reasonable quality cement as there were no losses throughout the cement job. Although it was not possible to rotate the liner, the inclination is around 20-30° inc, which gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the liner.
<b>Integrity Concerns</b>	Recommended to confirm sufficient wall thickness of 20" conductor above mudline hanger is remaining. A wall thickness measurement of the 16.1 mm WT riser was taken at the splash zone in August 2020. The wall thickness was measured to be 16.4mm (nominal WT 16.1mm). This indicates that there has been no significant corrosion around the splash zone, which is where the corrosion is most likely to take place.	None	None	None

# Well Schematic (Current)

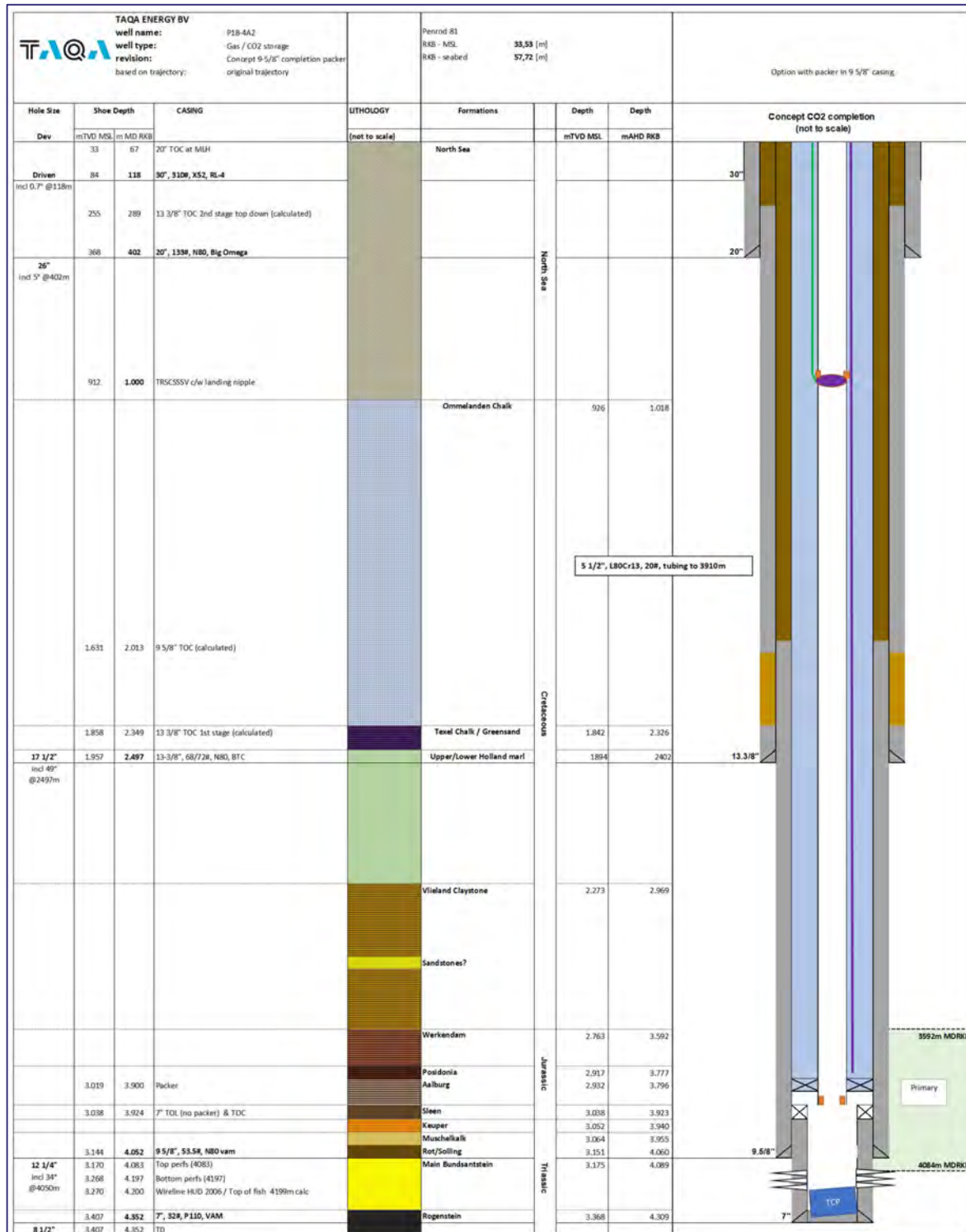


Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3

# Well Schematic (Proposed Option 1)



# Well Schematic (Proposed Option 2)



Date: 05 February 2021  
 Document number: STWE-ENG-WEL-POR-REP-0001  
 Version: 1.3

<b>FROM:</b>	Steve Armstrong (Taqa Well Engineer)
<b>TO :</b>	Porthos
<b>CC:</b>	Hein van Heekeren, Reinout Storm
<b>DATE:</b>	29-09-2020
<b>SUBJECT:</b>	<b>P18-6A7 Cement Integrity Overview v2</b>

### Executive Summary

This memo is written to provide an overview of the cement jobs performed in well P18-6A7, with information taken from the End of Well Report. References are made to the well integrity section of the report written by TNO "TNO 2019 R11212 CO<sub>2</sub> Storage Feasibility in the P18-6 Depleted Gas Field". References are also made to the CBL interpretations in the CATO-2 Deliverable WP3.4D01 "Progress Report: Qualitative Well Integrity Assessment of the P18 Gas Field (TAQA)".

### Cement Integrity Overview

#### 20" Surface Casing

No losses while cementing. Good stab-in cement job with cement returns observed at surface prior to pumping tail cement. Outlet installed on 30" conductor at spider deck (6m above sea level). TOC at spider deck.

#### 17" Liner

No report of losses while cementing. TOC at 437m (25m below 20" shoe). No cement found above shoe. Shoe set in top of Ommelanden Chalk (overburden, not caprock).

#### 13-3/8" Intermediate Casing

Two stage cementation. No returns while pumping first stage. First stage cement job failed due to all cement becoming plugged inside the 13-3/8" casing (had to be drilled out). Second stage job was successful (DV collar packer set successfully). No cement found below float collar. Performed 4 x cement squeeze jobs at the shoe (all unsuccessful) and 2 x gunk squeezes (only able to achieve a LOT of 1.10 SG EMW. Cement interval in 13-3/8" x 20" annulus is 171m to 351m. It is estimated that there is minimal cement around the 13-3/8" shoe.

#### 9-5/8" Production Casing

Single stage cementation. Short section drilled with the aim of bridging off the loss zone below the 13-3/8" shoe. 31.6 m<sup>3</sup> losses during displacement of cement. Soft cement drilled in shoetrack, however an FIT was successfully performed to 1.48 SG EMW. TOC is at 1840m (450m inside 13-3/8" casing).

#### 7" Production Liner

Liner rotated until 5 m<sup>3</sup> of cement was displaced outside of the shoe. 20 m<sup>3</sup> losses during displacement. Liner top packer set. Hard cement drilled in shoetrack. FIT performed to 1.56 SG EMW. No CBL. TOC is 3101m (560m below 9-5/8" shoe). Cement across 88m of caprock (3798m – 3866m, shoe depth). 106m liner lap (uncemented).

## 5" Production Liner

Not known if liner was rotated. No reports of losses. Top plug bumped 2.2 m<sup>3</sup> early. Liner top packer set. FIT performed to 1.44 SG EMW. No CBL. TOC is 4048m (182m below 7" shoe). Cement across 892m of caprock (4048m – 4940m, shoe depth). 125m liner lap (uncemented). 5" shoe in Muschelkalk (caprock directly above reservoir). Reservoir section was drilled with a 4-1/8" bit and completed with an uncemented 3-1/2" pre-drilled liner.

## **Other Integrity Issues / General Comments**

The well is expected to have good isolation around the caprock, because there are expected to be good intervals of cement in the 960m of cement behind the 5" liner (892m) and 7" liner (68m).

The 5" liner is set across the bottom 1074m of the caprock and calculations show that there is cement across the bottom 892m of the caprock. A large volume of cement was pumped, the caprock is in the bottom section around the 5" shoe where the cement is most likely to be in good condition. It can reasonably be expected that a significant length of the 892 m caprock has been well cemented behind the 5" liner, especially around the 5" shoe.

The 5" liner lap inside the 7" liner is uncemented (125m liner lap).

It is also expected that there is good cement over the 68m of caprock behind the 7" liner, as the caprock is located around the 7" shoe (the liner was rotated while the first 5 m<sup>3</sup> of cement was displaced out of the shoe).

The formations with sealing potential (Holland Marls/Claystone and Vlieland Claystone) are located behind the 9-5/8" casing (2310m – 2541m, shoe depth), and the 7" liner (2541m – 2617m and 2741m – 3268m).

The 7" liner lap inside the 9-5/8" casing is uncemented (106m liner lap).

For the new completion, the planned packer setting depth is at 4866m (in the 5" liner). There is no CBL for the cement behind the 5" liner. Although it is not confirmed if the liner was rotated during cementation, the liner was centralized from 4866m to shoe at 4940m, and the inclination at the centralized depths around the shoe is around 11-17° inc, which gives a reasonable chance of the cement being well distributed around the packer setting depth.

There is also an option to set the packer at 3730m (in the 7" liner). There is no CBL to confirm, however there is expected to be good cement around this area as the liner was still being rotated when cement passed this depth, and the packer setting depth is close to the shoe (133 m above the shoe). It is noted that this setting depth is above the caprock. The 7" liner is made of carbon steel, and so any corrosion that could take place will be uniform across the exposed area. There is technology available to measure the wall thickness of the 7" liner even through the 4-1/2" tailpipe below the 7" x 4-1/2" packer.



## **Wellhead and Loading Arrangement**

The 30" conductor was driven to 132m (60 m penetration) with a final blow count of 89 blows per 0.25m with an S90 hammer.

The 20" casing is cemented to the 30" conductor (which was driven). A mandrel casing head assembly is installed on top of the 20" casing and sits directly on top of the 30" conductor via a split load ring. Loads are shared via bonded cement and the split load ring. TOC is 6m above sea level.

The 13-3/8" sliplock SSMC wellhead is installed on top of the 13-3/8" casing, which sits on top of the 20" casing head. The SSMC houses the 9-5/8" mandrel hanger and the tubing hanger.

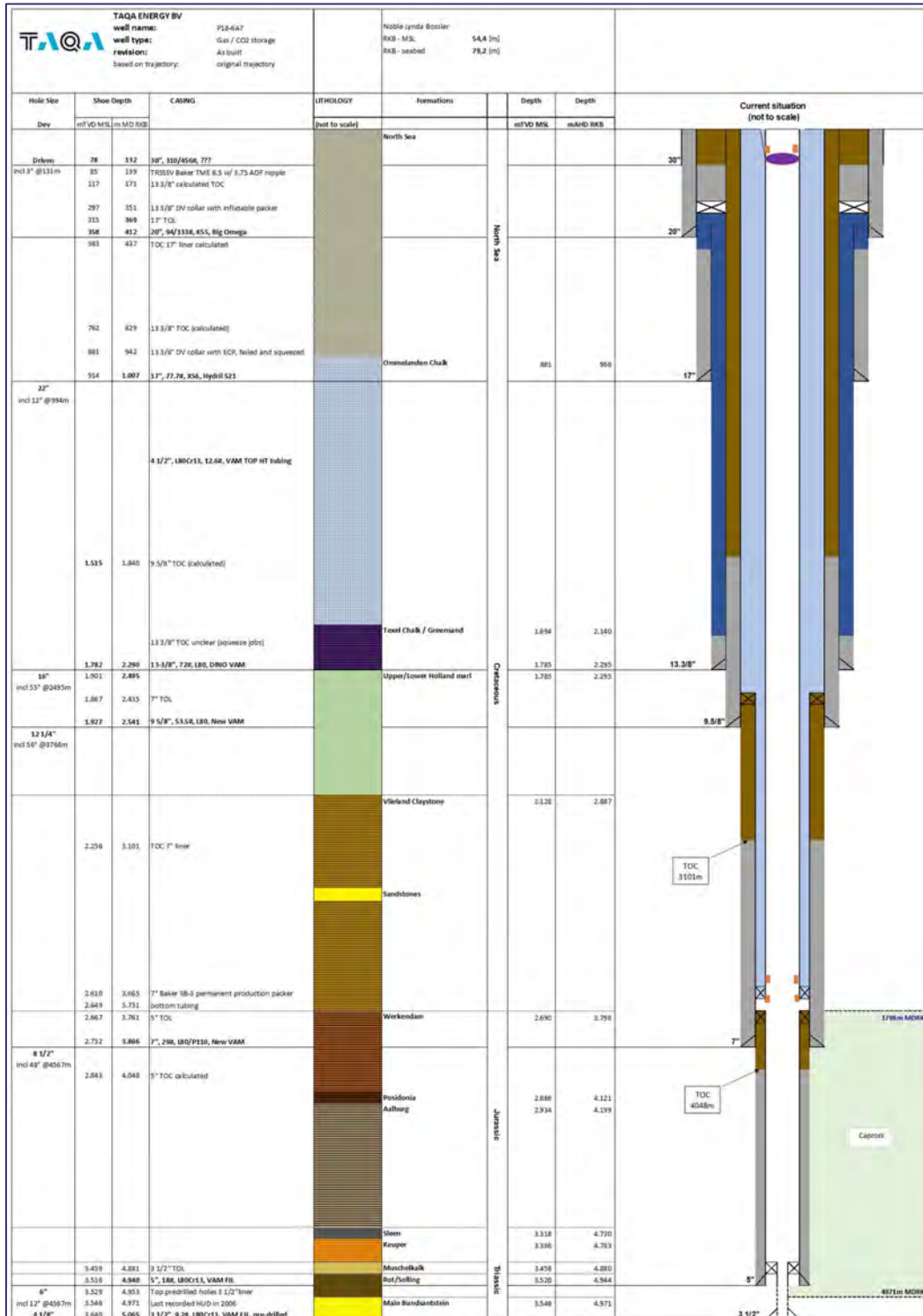
Loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing and 20" casing until 6m above sea level. From 6m above sea level until the mudline, loads are distributed between the tubing, 9-5/8" casing, 13-3/8" casing, 20" casing, and the 30" conductor.

	<b>20" Surface Casing</b>	<b>17" Liner</b>	<b>13-3/8" Intermediate Casing</b>	<b>9-5/8" Production Casing</b>	<b>7" Production Liner</b>	<b>5" Production Liner</b>
<b>Casing Description</b>	Surface – 412m 20" 94# K55 Big Omega (surface – 327m) 20" 133# N80 Big Omega (327m – 412m)	369m – 1007m (43m liner lap) 17" 77.7# X56 Hydril 521	Surface – 2290m 13-3/8" 72# L80 Dino Vam DV collar located at 351m (61m inside 20" casing) for 2-stage cement job	Surface – 2541m 9-5/8" 53.5# L80 New Vam	2435m – 3866m (106m liner lap) 7" 29# P110/L80 New Vam	3761m – 4940m (125m liner lap) 5" 18# L80Cr13 FJC
<b>Inclination</b>	Vertical	Kickoff from vertical at 450m. Build to 37° inc at 1007m	Kickoff from vertical at 450m. Build to 53° inc at 1733m Maintain 53° inc until 2290m	Kickoff from vertical at 450m. Build to 53° inc at 1733m Maintain 53-55° inc until 2541m	Between 48 and 55° inc across section	Maintain 53° inc from 3866m Drop to 11° inc from 4519m
<b>Sealing Formations and Caprock Depths</b>	N/A	N/A	N/A	231m of sealing formations (Holland Marl/Claystone) (2310m – 2541m, shoe depth).	603m of sealing formations (Holland Claystone/Marl and Vlieland Claystone) (2541m – 2617m and 2741m - 3268m).  68m of caprock (3798m – 3866m, shoe depth).	1074m of caprock (3866m – 4940m, shoe depth).
<b>Relevant Drilling Problems</b>	None	None	Stuck pipe at 1443m (original hole drilled to 1883m, in the Ommelanden Chalk (not a caprock). Had to sever pipe and plug back to shoe. During redrill, total losses from 1992m onwards (drilled with seawater from this point onwards with total losses). Seawater gains observed while running casing.	Very low LOT value of 1.10 SG EMW achieved at 13-3/8" shoe. Decided to cut section short and run 9-5/8" casing to bridge off loss zone.	Losses	None
<b>Hole Caliper Measurement Available?</b>	No	No	No	No	No	No
<b>Centraliser Placement</b>	Insufficient documentation to confirm. It is likely that there is a 20" x 30" wellhead centraliser directly below wellhead. There may be further centralisers at the 20" shoe, and one at the 30" shoe (similar to well P18-2A3, as the 26" sections of 2A3 and this well were batch drilled)	Insufficient documentation to confirm	Insufficient documentation to confirm	Centraliser placement listed from top to bottom:  1 rigid centraliser per joint for 2 joints below the hanger  2284m - 2541m, arranged as per below: 1 x Solid Body Centraliser per joint (2284m - 2502m) 2 x Bowspring Centralisers per joint for the 3 shoetrack joints (2502m - 2541m)	Composite Solid Body Ezeeglider Centralisers (116 in total)  Centraliser placement listed from top to bottom: 2435m - 3866m, arranged as per below 1 per joint from liner hanger (2435m) to 3812m 2 per joint for the 4 shoetrack joints (3812m - 3866m)	Solid Body Centralisers (17 in total) Centraliser placement listed from top to bottom:  3770m (liner hanger) - 3812m joint  4866m - 4940m (shoe), 3
<b>Cement</b>	Spacer ahead – 4 m3 seawater Lead – 64 m3 of 1.32 SG class G Tail – 16.2 m3 of 1.92 SG class G Displacement rate – 1270 lpm	Spacer ahead – 8 m3 seawater Lead – 46.2 m3 of 1.50 SG Pozmix Tail – 11.8 m3 of 1.64 SG Pozmix Displacement rate – Unknown	Stage 1: Failed cement job, all cement set inside casing and was subsequently drilled out.  Stage 2: Spacer ahead – 35 m3 of seawater. Single slurry – 16.2 m3 of 1.74 SG Pozmix Displacement rate – Unknown  Shoe Squeeze 1: Spacer ahead – 8 m3 of seawater Single slurry – 35 m3 of 1.68 SG Pozmix  Shoe Squeeze 2: Spacer ahead – 8 m3 of Hi-vis unweighted spacer Single slurry – 12.4 m3 of 1.68 SG Pozmix  Shoe Squeeze 3: Spacer ahead – 8 m3 of Hi-vis unweighted spacer Single slurry – 35 m3 of class G, weight unknown  Shoe Squeeze 4: Spacer ahead – 2 m3 of fresh water Spacer ahead – 3.2 m3 of 15% CaCl <sub>2</sub> c/w 1 lb/bbl mica Spacer ahead – 2 m3 of fresh water Spacer ahead – 4m3 of Econolite Spacer ahead – 2 m3 of fresh water Single slurry – 23.9 m3 of 1.92 SG class G	Single slurry – 27.8 m3 of 1.73 SG Pozmix Displacement rate – 570 lpm	Spacer ahead – 3.2 m3 of base oil Spacer ahead – 6.5 m3 of 1.44 SG Tuned Spacer E Single slurry – 20.8 m3 of 1.73 SG Pozmix Displacement rate – 870 lpm	Spacer ahead – 3.2 m3 of base oil Spacer ahead – 7.6 m3 of 1.44 SG Tuned Spacer E Single slurry – 9.2 m3 of 1.73 SG Pozmix Displacement rate – Unknown

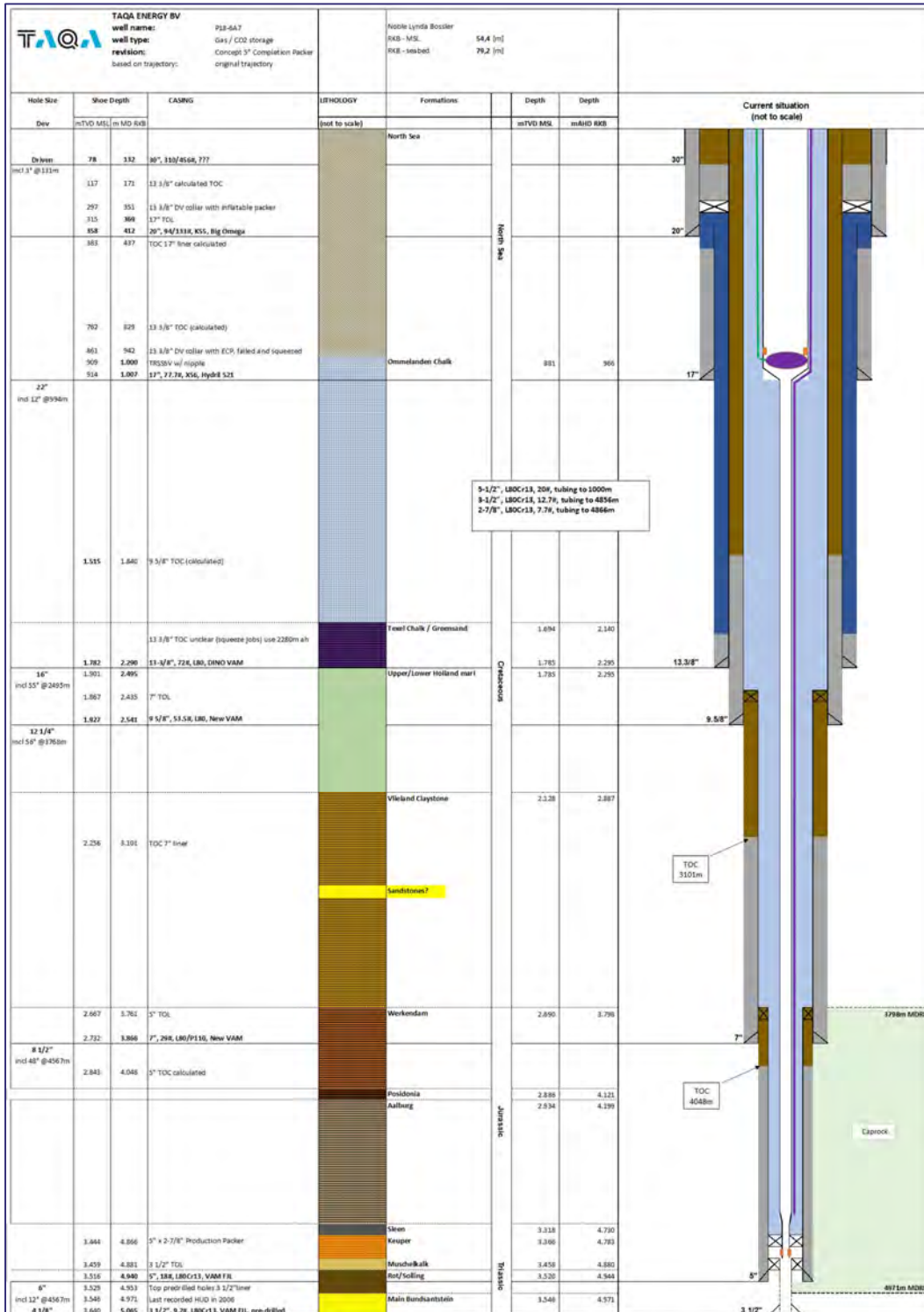
	20" Surface Casing	17" Liner	13-3/8" Intermediate Casing	9-5/8" Production Casing	7" Production Liner	5" Production Liner
<b>Planned TOC</b>	No cement report available, however it is likely that it was planned to pump lead cement until seen at surface, then pump tail, as is the case with all other wells on the P18-A platform. Gauge OH cement volume = 39 m3 100% OHXS cement volume = 78 m3 30" x 20" volume = 20 m3	Assumed top of liner	Assumed 50% OHXS (typical for offset wells) Stage 1 TTOC based on volume pumped and 50% OHXS = 1727m (TOC in Ommelanden Chalk)  Stage 2 TTOC = 171m (reverse calculated from volume pumped)  Shoetrack volume = 2 m3 Gauge OH cement volume = 50 m3 50% OHXS cement volume = 75 m3	Planned to pump between 24 m3 and 32 m3 of cement dependent on losses to provide a good shoe.	Estimated 20% OHXS (from offset wells) Reverse calculations show 3.6 m3 of cement expected above TOL with a gauge hole, and 0.3 m3 of cement expected above TOL with 20% OHXS  Shoetrack volume = 0.5 m3 Gauge OH cement volume = 15.6 m3 20% OHXS cement volume = 18.7 m3 Liner lap volume = 1.3 m3	Estimated 25% OHXS (from offset wells) Reverse calculations show 4.5 m3 of cement expected above TOL with a gauge hole, and 0.4 m3 of cement expected above TOL with 20% OHXS  Shoetrack volume = 0.3 m3 Gauge OH cement volume = 15.6 m3 25% OHXS cement volume = 19.5 m3 Liner lap volume = 0.8 m3
<b>Job Overview</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stab-in cement job.</li> <li>- No losses</li> <li>- Observed lead cement returns at spider deck (6m above sea level) via outlet cut at spider deck prior to pumping tail.</li> <li>- No report of outlet on 30" conductor being closed to bring cement to surface.</li> <li>- Drilled cement from 10m above shoe down to shoe.</li> <li>- Casing pressure tested to 69 bar.</li> <li>- FIT performed to 1.44 SG EMW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liner set on bottom of 22" underreamed hole at 1007m (17-1/2" pilot hole was drilled to 1014m), no liner hanger or packer.</li> <li>- Cemented with cement stinger.</li> <li>- Floats held</li> <li>- When circulating bottoms up with the stinger just off bottom, observed 1 m3 seawater spacer but no cement.</li> <li>- When running in with 16" bit, no cement found above shoe.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No returns during first stage.</li> <li>- First stage job failed. All cement set inside casing above float collar) and had to be drilled out.</li> <li>- DV collar opened and packer successfully set.</li> <li>- DV collar closed after second stage, no backflow</li> <li>- Casing pressure tested to 103 bar.</li> <li>- Confirmed no cement drilled below float collar.</li> <li>- 4 x shoe squeeze jobs</li> <li>- Continued losses after 4 x squeeze jobs. Pumped 2 x 8.5 m3 gunk squeezes.</li> <li>- LOT of 1.10 SG EMW achieved.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 31.6 m3 losses during displacement.</li> <li>- Plug bumped.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Soft cement tagged 2m above float collar.</li> <li>- Soft cement in shoetrack.</li> <li>- No cement found in rathole.</li> <li>- FIT to 1.48 SG EMW</li> <li>- Casing pressure tested to 279 bar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liner rotated until 5 m3 of cement was displaced out of the shoe</li> <li>- 20 m3 losses during displacement.</li> <li>- Bumped plug</li> <li>- Floats held</li> <li>- Liner top packer set</li> <li>- 8.2 m3 of contaminated spacer circulated back to surface during circulation after running tool pulled above liner hanger (no cement circulated back to surface)</li> <li>- Hard cement drilled in the shoetrack.</li> <li>- Liner &amp; liner lap pressure tested to 279 bar.</li> <li>- Successful FIT to 1.56 SG EMW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Not known if liner was rotated</li> <li>- No confirmation of losses</li> <li>- Top plug bumped 2.2 m3</li> <li>- cement got above plug with cement coated inner wall of DP.</li> <li>- Floats held.</li> <li>- Liner top packer set.</li> <li>- Spacer (unknown volume) was pulled above liner hanger (no cement circulated back to surface).</li> <li>- Liner and liner lap pressure tested to 279 bar.</li> <li>- Had to wash down cement) from 90m above shoe downwards.</li> <li>- Hard cement drilled in shoetrack.</li> <li>- Successful FIT to 1.44 SG EMW</li> <li>- Reservoir was drilled with cement and completed with an uncemented drilled liner.</li> </ul>
<b>TOC</b>	Spider deck, 6m above sea level (observed)	437m (calculated based on ΔP)	Cement interval in 13-3/8" x 20" annulus = 171m – 351m (calculated based on volume pumped)  Estimated that there is minimal cement around the 13-3/8" shoe, due to performing 4 x cement squeezes and still observing losses.	1840m (450m inside 13-3/8" casing, calculated based on ΔP).	3101m (calculated based on ΔP)	4048m (calculated based on ΔP)
<b>CBL Performed / CATO-2 CBL Interpretation</b>	No	No	No	No	No	No
<b>TNO Report Observations</b>				TNO Report: "The 9 5/8" casing was run and cemented with 175 barrels of cement, with 30 barrels losses during the pumping of the cement. An additional 199 barrels were reported to be lost during displacement. The top of cement (TOC) is calculated to be at 1840 m MD (which corresponds to 1570 m TVD). No CBL has been executed. The casing is tested to 3800 psi (262 bar) combined with the 5" and 7" liner test."  The 9-5/8" casing was pressure tested to 279 bar when the 7" liner lap was pressure tested (prior to drilling the 6" section and running the 5" liner)	TNO Report: "The production packer is located above the caprock and set in the 7" carbon steel liner, the 96 meter section of 7" liner between top of 5" liner and bottom of packer is flow wetted and is exposed to potential corrosion. Failure of this 7" liner section would result in leakage into the overburden (single barrier event)."  This has been noted and will be taken into consideration for the well design.	
<b>Caprock Cementation</b>	N/A	N/A	N/A	N/A	Cement across 68m of caprock (3798m – 3866m, shoe depth).	Cement across 892m of caprock (4940m, shoe depth).
<b>Packer Setting Depth(s)</b>	N/A	N/A	N/A	N/A	Planned setting depth 3730m. Expected to be good cement around this area as the liner was still being rotated when cement passed this depth.	N/A

<b>Integrity Concerns</b>	None	None	<p>Uncemented annulus in open hole.</p> <p>This is not a production casing, therefore the lack of cement in the annulus is of no concern (not part of the primary or secondary barrier envelopes).</p>	None	None	None
---------------------------	------	------	--	------	------	------

# Well Schematic (Current)

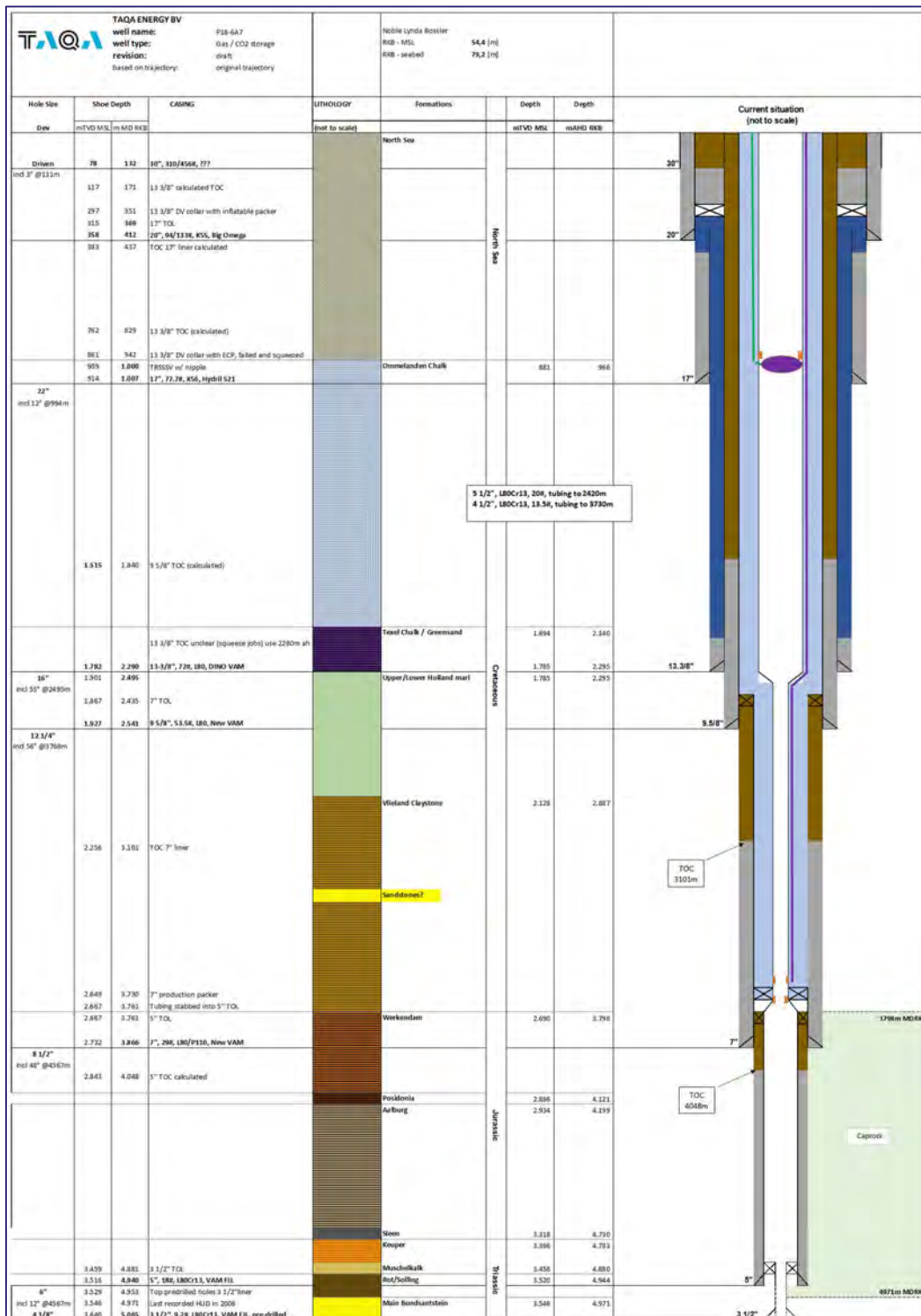


# Well Schematic (Proposed Option 1)





## Well Schematic (Proposed Option 2)





# **P18 Core Test Evaluation**

**Report for TAQA Energy BV**

Fenix Consulting Delft BV  
C.J. de Pater  
Date  
February 2021

# **P18 Core Test Evaluation**

Report for TAQA Energy BV

Date  
February 2021

## **DISCLAIMER**

Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:

- Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or
- Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report.

## Executive Summary

For geomechanical evaluation of the P18 fields a core testing program has been conducted by Fractech Laboratories to obtain the rock mechanical parameters. Two wells had been cored during field appraisal and both Hardeggen and Upper Detfurth layers were cored. The lower Detfurth and Volpriehausen were not cored, but these layers are less important for reservoir storage. Since the cores were slabbed, inch plugs could only be drilled vertically from the cores. So, the Young's modulus was obtained in the vertical direction. Because only two cores were available for testing, the uncertainty is large in the extrapolated values for all P18 fields.

During gas depletion and CO<sub>2</sub> injection, pressure and temperature changes induce geomechanical effects such as compaction, followed by rebound, so that storage volume might be less compared with virgin conditions. Also, local reservoir shrinkage or expansion near injectors which induces horizontal stress changes need to be evaluated to optimize operation, for instance with regard to thermal fracturing.

Most concern was with possible pore collapse of the reservoir rock and fracture initiation in the depleted state which motivated investigation of the rock properties at higher stress. Since any compaction has already happened at the start of CO<sub>2</sub> injection, the compaction during depletion deemed less important.

Hysteresis in geomechanical properties was investigated since it is likely significant. Sometimes, stress hysteresis is observed when the pressure of depleted reservoir is restored. However, in Dutch gas storages there is no apparent stress hysteresis since that should have resulted in strong seismicity. On the other hand, there is convincing evidence of stiffness hysteresis, that gives only a small rebound of reservoir compaction. Even when pressure is restored to virgin conditions, the reservoir is still at high stress, so it is unlikely that compaction will be recovered and a constant stiffness can be used, as determined in the triaxial tests in unloading and reloading cycles. It was indeed found that the rock stiffness was much higher compared with the stiffness found during first loading.

### Conclusions

- Porosity reduction as determined from a set of compaction tests is quite modest at 1% of pore volume.
- Over the entire loading range, most porosity reduction occurs up to reservoir stress. During loading to reservoir stress, micro-fractures are closed that opened during sampling and storage. So, stressed porosity should be used for log calibration.
  - For average stress above virgin reservoir stress, the strain is almost linear as a function of stress, even at stress levels much higher than the depleted stress. Instead of softening the stress-strain behavior shows still hardening. This shows that pore collapse is insignificant in the P18 reservoirs.
- The triaxial tests confirm a high value for the elastic unloading modulus at depleted stress of 30-38GPa. The Poisson Ratio is about 0.13.
- The stiffness of the cores is much higher than assumed in previous studies (TNO, 2019). The elastic modulus is about 27GPa taking into account the variation in layer properties determined from both log values and the core test measurements.
- The compaction coefficient is also lower than previously assumed. The Biot coefficient is 0.8 and the compaction coefficient reflects the larger Young's modulus. Upon unloading of the samples, the behavior was even stiffer, so a large part of the porosity reduction during depletion will not recover. Since, expected compaction is small, this is just a small effect.
- During loading from virgin stress to depleted stress the reservoir rock behaves almost elastically, albeit with hysteresis during unloading.

## Contents

<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>III</b>
Contents.....	iv
List of Figures .....	v
List of Tables.....	vi
Nomenclature .....	vii
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
<b>2 RESERVOIR PROPERTIES .....</b>	<b>2</b>
<b>3 CORE TESTS .....</b>	<b>4</b>
Core Intervals: Routine tests and Logs.....	4
<b>4 COMPACTION TEST RESULTS.....</b>	<b>7</b>
<b>5 TRIAXIAL TEST RESULTS .....</b>	<b>17</b>
Discussion .....	24
References .....	24

## List of Figures

Figure 1: Overview of the locations of P15 and P18 fields (After TAQA, 2009).....	1
Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). The locations of the cored wells are indicated by the stars (TNO, 2019)	1
Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardegsen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer. (TNO, 2019).....	2
Figure 4: Average effective stress and effective minimum horizontal stress vs. effective vertical stress for P18-2.....	3
Figure 5: P18-2 routine core test results and logs. ....	4
Figure 6: P18-02A1 routine core test results and logs.....	4
Figure 7: P18-2 Hardegsen core interval, listed in Table 3 and logs. Upper graph: Sonic travel time, $\Delta t$ , Middle Graph: density, $\rho_B$ and lower graph: Gamma Ray, GR. ....	5
Figure 8: Upper Detfurth core interval, listed in Table 3 and logs of well P18-02A1. Upper graph: Sonic travel time, $\Delta t$ , Middle Graph: density, $\rho_B$ and lower graph: Gamma Ray, GR. ....	5
Figure 9: Normalized storage distribution from porosity of routine core measurements in well P18-02, in the Hardegsen. ....	6
Figure 10: Normalized storage distribution from porosity of routine core measurements in well P18A-01, in the Upper Detfurth. ....	6
Figure 11: Test data for Sample 2 with the various cycles to determine the core properties and finally the K0 loading steps in which radial strain is kept constant so that the compaction coefficient and stress ratio are measured. ....	8
Figure 12: Compaction coefficient, $c_m$ and stress ratio, K0 vs. effective axial stress, $\sigma'_{ax}$ (upper graph) and porosity loss vs. effective axial stress (lower graph) during the K0 loading for sample 2. ....	9
Figure 13: Grain modulus test with average stress $\sigma_{av}$ and volumetric strain, $\varepsilon_{vol}$ during loading and unloading. The lower diagrams show the axial strain, $\varepsilon_{ax}$ and radial strain, $\varepsilon_{rad}$ . ....	10
Figure 14: Additional grain modulus test, showing some recovery at the end of unloading where the strain bends upwards. Upper graph: average stress and volumetric strain vs. record number. Lower graph: axial strain and radial strain vs. record number. ....	11
Figure 15: Load/unload hysteresis during axial load test from which Young's modulus and Poisson Ratio are computed. The hysteresis in the cycle is about 0.1mstr.....	11
Figure 16: Relative porosity change for all samples over the entire loading history. ....	12
Figure 17: Absolute porosity change for all samples during the K0 loading. ....	12
Figure 18: Relative porosity change for all samples during the K0 loading over the depletion range from 33.5MPa to 69MPa. ....	13
Figure 19: Compaction coefficient vs. effective axial stress, grouped by load type. The soft sample 1 was excluded from this plot. ....	13
Figure 20: Biot coefficient vs. effective axial stress, for different load types.....	14
Figure 21: Example of test data for sample 2S2. Several cycles were performed at two levels of confining stress. Axial and radial stress and strain were measured. The cycle type distinguishes unloading (-1), reloading (1) and first load (2). ....	17
Figure 22: Stress strain data of sample 2S2.....	18
Figure 23: Example of test data of failure test on sample 2S2 plotted vs. record number. ....	18



## Executive Summary

Figure 24: Example of stress strain data of failure test. The straight lines after failure (when the stress has reached a maximum) was not measured, because a sudden jump in strain and stress occurred.	19
Figure 25: Derived Young's modulus for all tests (except sample 6S) vs average stress. ....	19
Figure 26: Derived elastic unloading Young's modulus for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. At virgin effective axial stress of 31.5MPa, the modulus is somewhat lower than the value measured at depleted effective axial stress of 67MPa. However, the stress dependence is not larger than the scatter in the measurements.....	20
Figure 27: Derived elastic unloading Poisson Ratio for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. Poisson Ratio depends only weakly on stress level; the stress dependence is insignificant compared with scatter of the measurements for different samples. ....	20
Figure 28: Variation of modulus with effective radial stress, after accounting for the variation of the modulus with effective axial stress. $\Delta E$ is computed as $E-16.43-0.275\sigma_{a,eff}$ . It is seen that the modulus depends only weakly on effective radial stress. ....	21
Figure 29: Derived plastic modulus for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. A few samples showed much lower stiffness during first load, possibly because of more severe coring damage, because the scatter in the unloading modulus was smaller. ....	21
Figure 30: Derived plastic Poisson Ratio for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. ....	21
Figure 31: Mohr-Coulomb failure plot for all tests for the two formations. ....	22
Figure 32: Mohr circles for all tests for the two formations. The average cohesion is 20MPa and the friction angle is $38^\circ$ . ....	22

## List of Tables

Table 1: Reservoir properties from TNO report (2019), except for stress which was determined from LOT and frac injections. Most properties apply to all three fields, but the pressure and stress changes apply to P18-2.....	3
Table 2: Properties of layers and relative contribution to total storage. ....	3
Table 3: Core intervals, that are plotted in Figure 7, Figure 8.....	6
Table 4: Samples for uniaxial compaction tests; for averaging sample 6 was discarded because of issues with pressure equilibration. The weight factor is used to derive representative values of the test parameters for the formations. Core intervals are plotted in Figure 7, Figure 8 .....	6
Table 5: Parameters derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths. ....	14
Table 6: Parameters derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) for tests that clearly deviated from the other samples. In most cases because of different stress (4P) or softer sample (1s1) and lack of permeability in sample 6. ....	15
Table 7: Parameters for Hardegsen samples derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths.....	15
Table 8: Parameters for Upper Detfurth samples derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths.....	16
Table 9: Porosity loss over the reservoir depletion range. The relative loss ranged between 0.4% and 3.3%, but the weighted average was just 1%. ....	16

## Executive Summary

Table 10: Average values for the elastic modulus and Poisson Ratio (except sample 6) from loading and unloading cycles. ....	22
Table 11: Average values for the modulus and Poisson Ratio (except sample 6) from all tests. ....	22
Table 12: Elastic modulus for the core intervals. ....	23
Table 13: Samples for triaxial tests; failure tests were run on the same samples after the cycling. ....	23

## Nomenclature

Units: SI (m= metre, s= second, kPa =10<sup>3</sup>Pa, MPa =10<sup>6</sup>Pa, GPa =10<sup>9</sup>Pa)

Dimensions: m= mass, L= length, t= time

Variable	Description	Units	Dimensions
$C_{bc}$	: Bulk volume compressibility at constant pore pressure	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$C_{bp}$	: Bulk volume compressibility at constant mean stress	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$C_{pp}$	: Pore volume compressibility at constant mean stress	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$c_m, C_{mc}$	: Uniaxial compressibility at constant pore pressure	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$C_{mp}$	: Uniaxial compressibility at constant axial stress	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$c_g$	: Grain compressibility	[1/GPa]	(Lt <sup>2</sup> /m)
$D_0$	: Initial core diameter	[m]	(L)
$L_0$	: Initial core length	[m]	(L)
$\Delta D$	: core diameter change	[m]	(L)
$\Delta L$	: core length change	[m]	(L)
$\Delta p$	: pressure change	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$E$	: Young's modulus	[GPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$p$	: pressure	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$V_B$	: Bulk volume	[m <sup>3</sup> ]	(L <sup>3</sup> )
$V_{B,0}$	: Initial bulk volume	[m <sup>3</sup> ]	(L <sup>3</sup> )
$\alpha_B$	: Biot coefficient	[-]	(-)
$\Delta\sigma_i$	: Stress change, component $i$	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\Delta\sigma_m$	: Average stress change	[MPa]	(m/Lt <sup>2</sup> )
$\varepsilon_1, \varepsilon_{ax}$	: Axial strain	[-]	(-)
$\varepsilon_2$	: Radial strain	[-]	(-)
$\nu$	: Poisson's ratio	[-]	(-)

# 1 Introduction

TAQA is planning (with PORTHOS partners) to use the depleted P18 fields for CO2 storage. The location of the fields and the various reservoir compartments are shown below, Figure 1.

The various compartments are indicated in the map of Figure 2. The P18-2 field consists of several compartments, while the P18-4 and P18-6 fields consist of a single compartment. The latter fields are isolated from the P18-2 field.

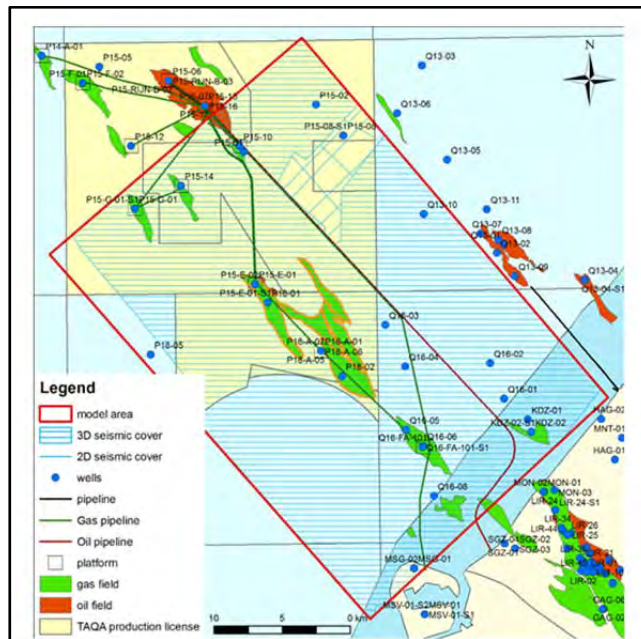


Figure 1: Overview of the locations of P15 and P18 fields (After TAQA, 2009).

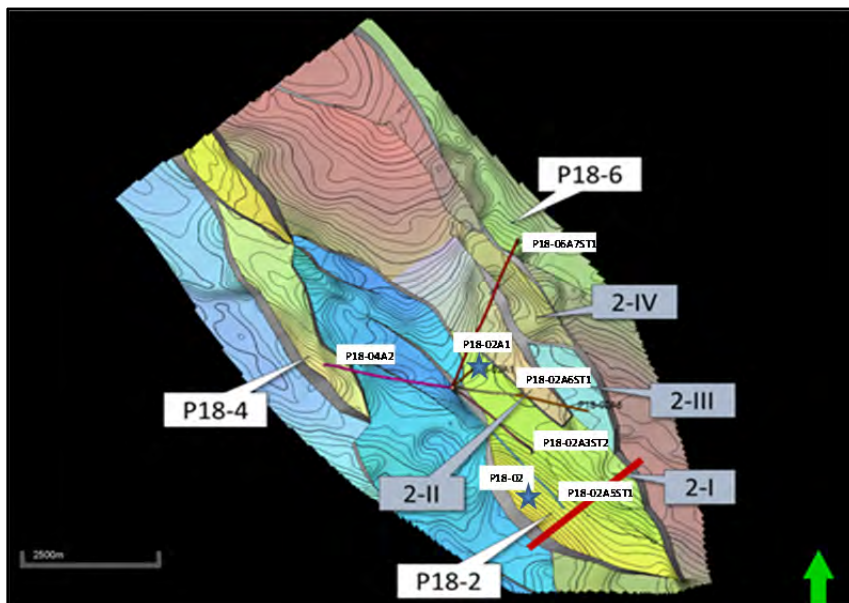


Figure 2: Overview of the three P18 fields (P18-2, P18-4, and P18-6), and the blocks of the P18-2 Field (2-I, 2-II, 2-III, and 2-IV). The locations of the cored wells are indicated by the stars (TNO, 2019)

## 2 Reservoir properties

The reservoirs belong to the Triassic Buntsandstein and consist of the Hardegsen, Upper and Lower Detfurth and Volpriehausen. The tight Volpriehausen layer gives only a small contribution to the reservoir storage capacity. However, the full reservoir height of some 220m is included in the geomechanical analyses since these layers will all deplete or repressurize over time.

The P18-2 field is bounded by faults. The different compartments are shown in Figure 2, which will be used to select the compartments of the P18-2, P18-4 and P18-6 fields for the subsidence evaluation.

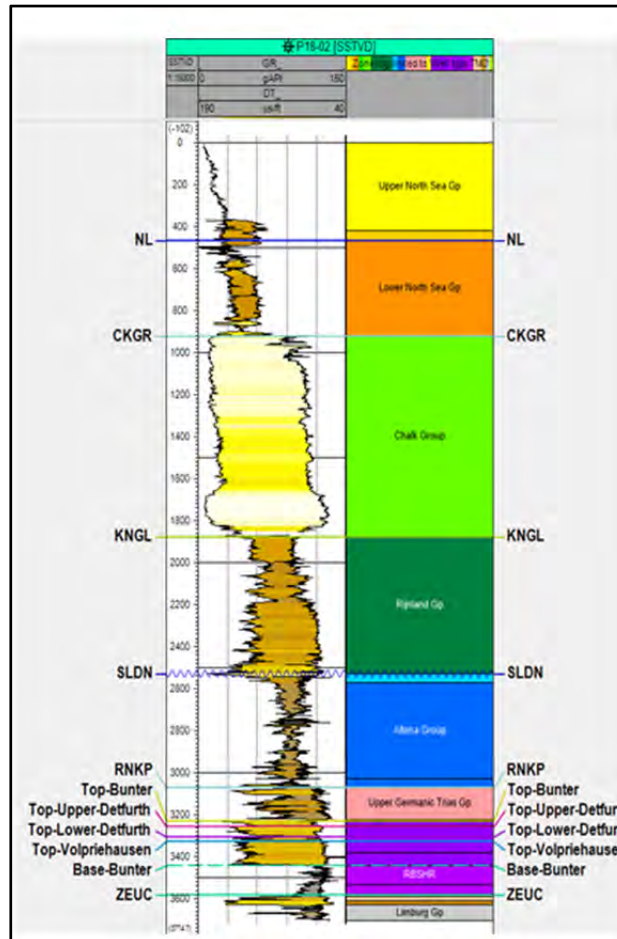


Figure 3: Lithology of the Triassic P18-2 field and overburden. The Hardegsen (Top Bunter) and Detfurth layers comprise the reservoir with a small contribution from the tight Volpriehausen layer. (TNO, 2019)

## 2 Reservoir properties

The Buntsandstein reservoirs are conventional gas reservoirs with fairly good porosity and permeability. The reservoir properties are listed in Table 1. The stress for virgin and depleted reservoir pressure is plotted in **Figure 4**. The core tests were designed to represent the rock behaviour at the start of injection and also to investigate the effect of pore collapse. Therefore, the stress range for the core tests was centered on the depleted stress and extended to much higher stress in order to capture the onset of any pore collapse.

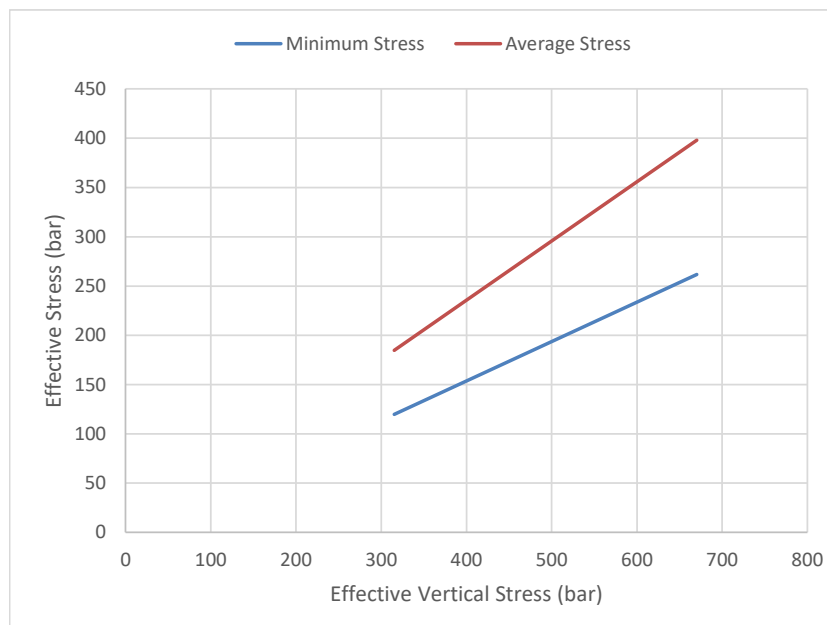
## 2 Reservoir properties

**Table 1: Reservoir properties from TNO report (2019), except for stress which was determined from LOT and frac injections. Most properties apply to all three fields, but the pressure and stress changes apply to P18-2.**

Depth	3400	m	Virgin pressure	375	bar
Stress path coefficient	0.6		Depleted pressure	20	bar
Vertical stress gradient	20.3	kPa/m	Pressure drop	-355	bar
Minimum horizontal stress gradient	14.55	kPa/m			
Reservoir pressure gradient	11.03	kPa/m			

**Table 2: Properties of layers and relative contribution to total storage.**

Layer	H (m)	Por (BV)	K (mD)	Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Fraction
Hardeggen	20	0.11	154	29	41%
Upper Detfurth	50	0.09	38	26	37%
Lower Detfurth	30	0.07	31	14	20%
Volpriehausen	85	0.03	0.02	2	3%
	185			71	



**Figure 4: Average effective stress and effective minimum horizontal stress vs. effective vertical stress for P18-2.**

### 3 Core Tests

#### Core Intervals: Routine tests and Logs

Routine core tests are available in Hardegsen and Upper Detfurth (TAQA, 2019), see Figure 5, Figure 6. The position of the core intervals selected for the triaxial tests is shown in Figure 7 and Figure 8.

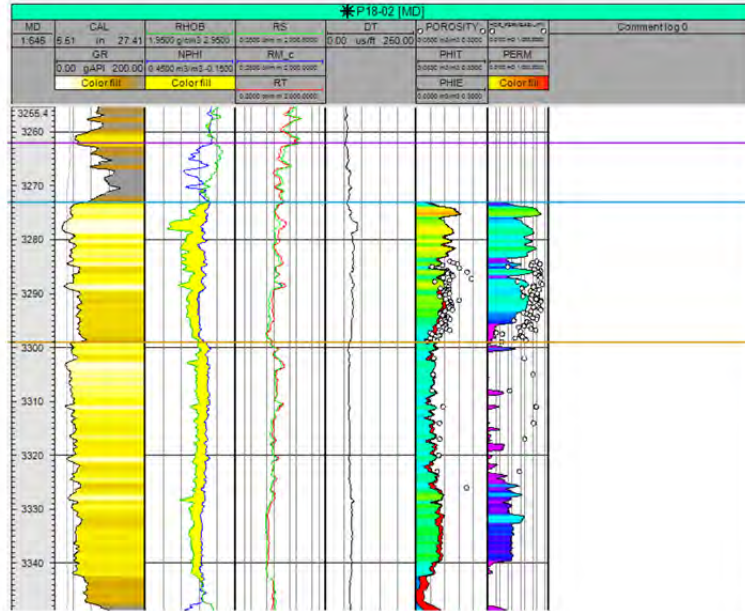


Figure 5: P18-2 routine core test results and logs.

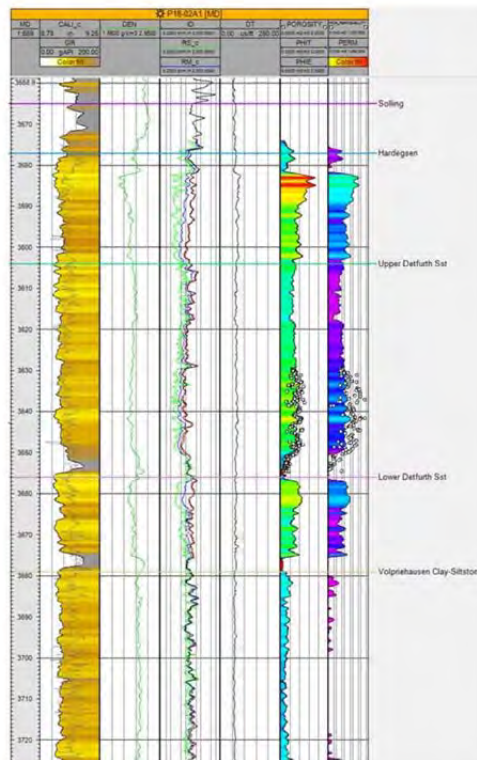
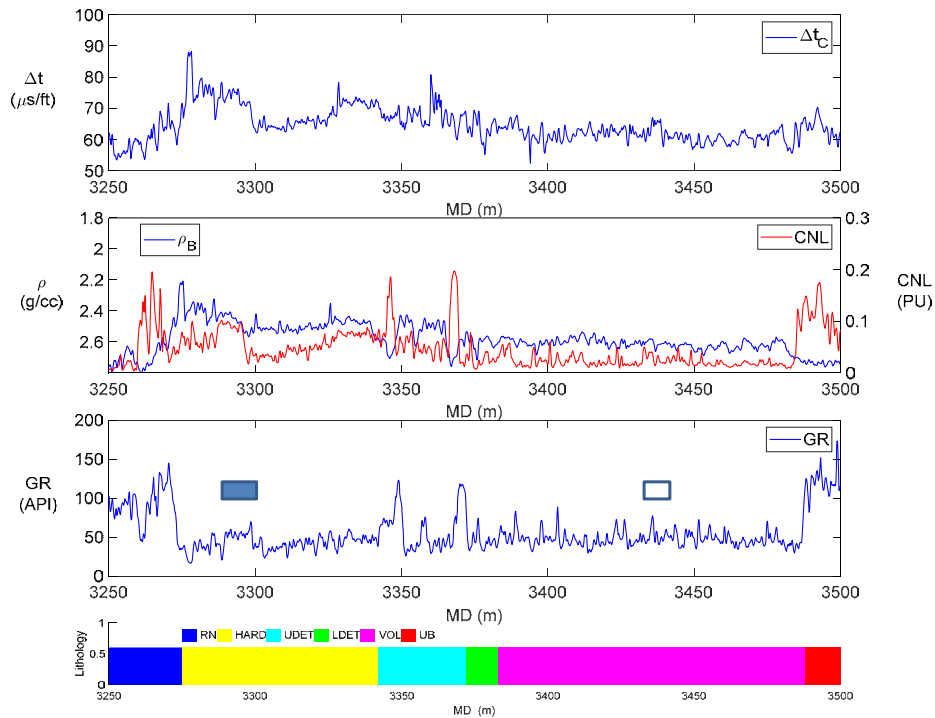


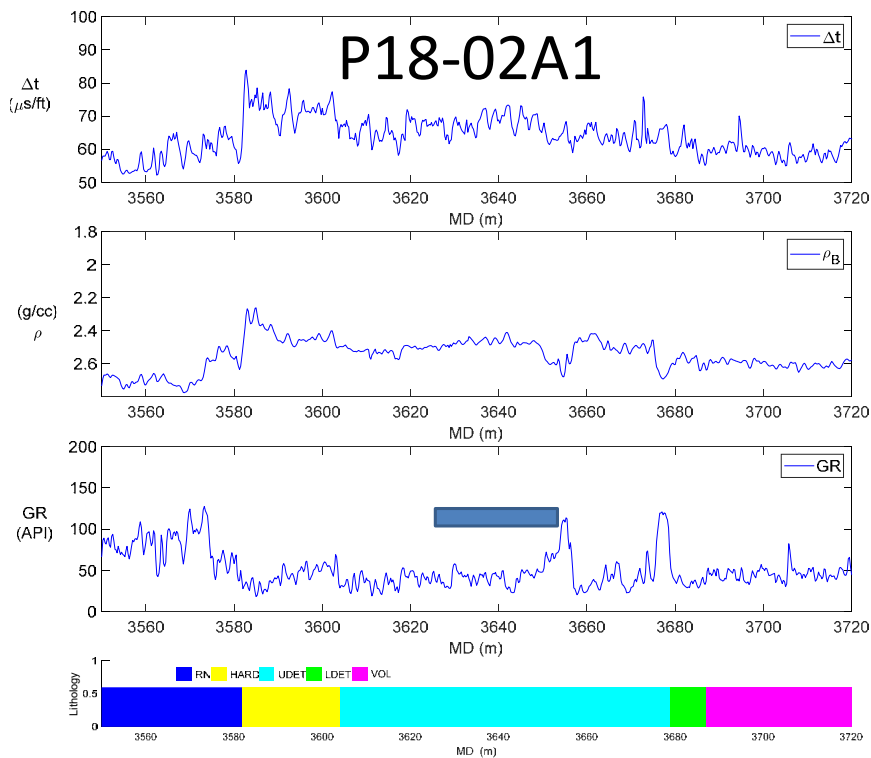
Figure 6: P18-02A1 routine core test results and logs.



### 3 Core Tests



**Figure 7: P18-2 Hardegsen core interval, listed in Table 3 and logs. Upper graph: Sonic travel time,  $\Delta t$ , Middle Graph: density,  $\rho_B$  and lower graph: Gamma Ray, GR.**



**Figure 8: Upper Detfurth core interval, listed in Table 3 and logs of well P18-02A1. Upper graph: Sonic travel time,  $\Delta t$ , Middle Graph: density,  $\rho_B$  and lower graph: Gamma Ray, GR.**

The core intervals are listed in Table 3. Only Hardegsen and Upper Detfurth cores are available, but Volpriehausen gives only a small contribution to the total storage, so that is insignificant.

For the compaction tests, six samples were selected, with a range of porosities, see Table 4. Of the tests, one sample was discarded. The test results could just be averaged by formation, but it is better to assign weights

### 3 Core Tests

to the samples based on the entire porosity distribution as measured on the cored sections in routine tests, as listed in Table 2. The storage distribution as function of porosity is shown in Figure 9 and Figure 10. The distribution is computed from the number of samples in each class, multiplied by porosity and sample interval.

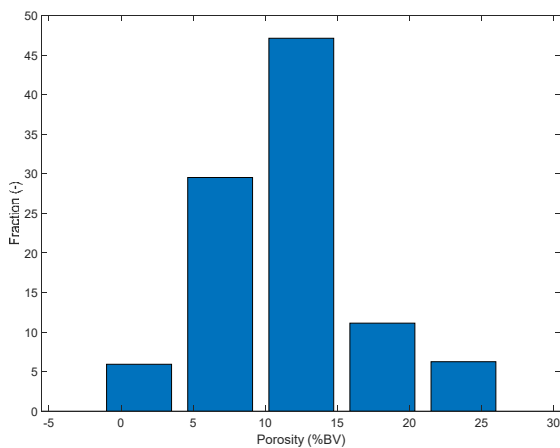
From these distributions, the weight of each sample per layer was determined and the relative weight of Hardegsen (42%) and Upper Detfurth (58%) was then used to compute the weight factors for each sample.

**Table 3: Core intervals, that are plotted in Figure 7, Figure 8.**

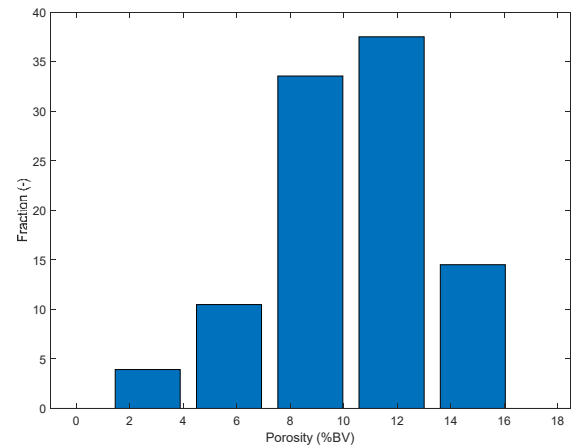
Well	Formation	Top (MD)	Bottom (MD)	Top (DD)	Bottom (DD)
P18-2	Hardegsen	3284	3299		
				3282	3284
				3286	3288
				3290	3292
P18-02A1	Upper Detfurth	3634	3656		
				3630	3632
				3641	3643
				3650	3652

**Table 4: Samples for uniaxial compaction tests; for averaging sample 6 was discarded because of issues with pressure equilibration. The weight factor is used to derive representative values of the test parameters for the formations. Core intervals are plotted in Figure 7, Figure 8**

ID	Well	Formation	Core Depth	Length	Diameter	Mass	Porosity from Saturation	Porosity after Cleaning	Weight Factor	
			m	mm	mm	g	(%BV)	(%BV)		
10982 UPVC 1P	P18-2	Hardegsen	3287.2		58	25	60.0	16.7%	26.5%	0.04
10982 UPVC 1S1	P18-2	Hardegsen	3287.2		59	25	62.3	16.7%	26.5%	0.04
10982 UPVC 2	P18-2	Hardegsen	3289.7		63	25	76.2	14.8%	16.7%	0.19
10982 UPVC 3	P18-2	Hardegsen	3291.4		63	25	76.5	14.9%	17.9%	0.19
10982 UPVC 4P	P18-02A1	Upper Detfurth	3630.2		73	38	202.5	13.1%	18.3%	0.41
10982 UPVC 5	P18-02A1	Upper Detfurth	3641.4		63	25	81.7	6.2%	7.5%	0.12
10982 UPVC 6	P/18-02A1	Upper Detfurth	3649.4		63	25	82.7	3.2%	2.6%	0.04



**Figure 9: Normalized storage distribution from porosity of routine core measurements in well P18-02, in the Hardegsen.**



**Figure 10: Normalized storage distribution from porosity of routine core measurements in well P18A-01, in the Upper Detfurth.**

## 4 Compaction Test Results

We will describe in the following sections the main results for the different tests. Detailed test data for the loading steps is presented in Appendix I. The test procedure is based on the ISRM guideline (Dudley *et al.*, 2016).

The compaction tests were performed following the ISRM standard published by Dudley *et al.* (2016). An example of such a test is shown in Figure 11. Assuming that reservoir compaction occurs mainly in the vertical direction, while the depleting layers are constrained in the lateral direction, the compaction is determined with constant radial strain, after loading to reservoir stress. The first loading was isotropic which overestimates the radial stress, but the difference with uniaxial loading will be small. From the isotropic stress state, the core is loaded to the depleted stress, with unloading step and finally loaded to 1000bar to investigate any pore collapse. The interpretation uses the initial load steps to determine pore, bulk and grain compressibility and also the Young's modulus and Poisson ratio are determined at virgin reservoir stress. The Biot Coefficient is derived from the compressibilities.

The bulk volume compressibility is of interest, measured at constant pore pressure and constant mean stress:

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_B} \left( \frac{\partial V_B}{\partial \sigma_m} \right)_{P_p = const} \quad (1)$$

And the pore volume compressibility at constant mean stress:

$$C_{pp} = \frac{1}{V_P} \left( \frac{\partial V_P}{\partial P_p} \right)_{\sigma_m const} \quad (2)$$

Two uniaxial compressibilities are introduced, at constant pore pressure and constant axial stress:

$$C_{mc} = -\frac{1}{L} \left( \frac{\partial L}{\partial \sigma_{ax}} \right)_{P_p \text{ and } D const} \quad (3)$$

And

$$c_m = C_{mp} = \frac{1}{L} \left( \frac{\partial L}{\partial P_p} \right)_{\sigma_{ax} \text{ and } D const} \quad (4)$$

Following standard poro-elastic theory for homogeneous rock, axial strain for uniaxial compaction can be expressed as:

$$\varepsilon_{ax} = \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{(1-\nu)E} (\sigma_{ax} - \alpha_B P_p), \quad (5)$$

So that the two uniaxial compressibilities are related by:

$$C_{mp} = \alpha_B C_{mc} \quad (6)$$

Due to problems with leakage in the pore pressure system, the tests were run at constant (low) pore pressure and increasing axial stress. From the slope of axial strain vs. axial stress,  $C_{mc}$  was determined and  $C_{mp}$  was computed with the Biot Coefficient obtained from the grain and bulk compressibility test.

In the plots, the uniaxial compressibility at constant axial stress, is designated by  $c_m$  or the compaction coefficient.

The change in bulk volume is:

$$\Delta V_B = V_{B,0} - V_B = \frac{\pi}{4} \left[ \Delta L D_0^2 + (L_0 - \Delta L) (2D_0 \Delta D - \Delta D^2) \right] \quad (7)$$

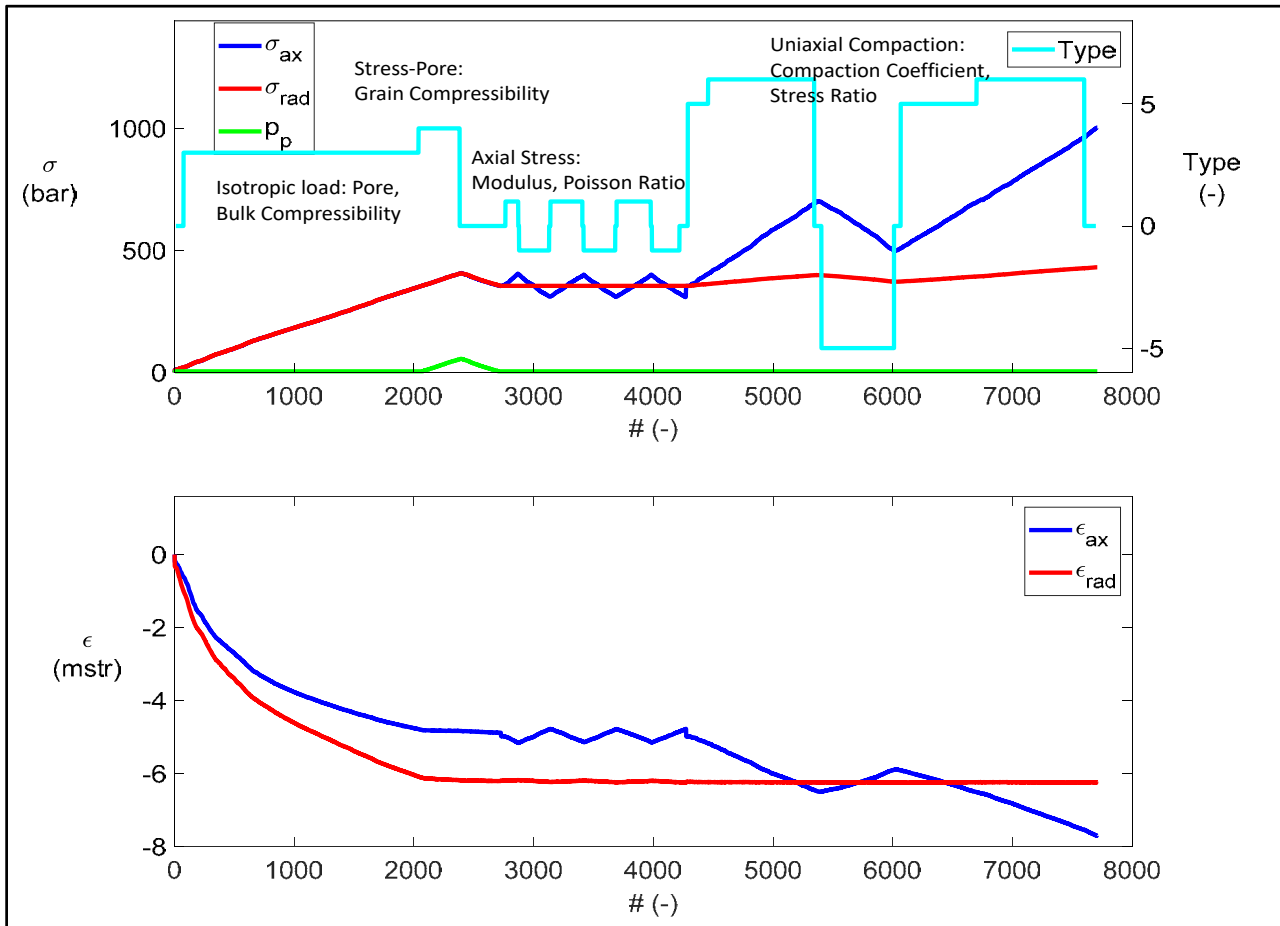
In terms of measured strains:

$$\Delta V_B = V_{B,0} \left[ \varepsilon_1 + (1 - \varepsilon_1) (2\varepsilon_2 - \varepsilon_2^2) \right] \quad (8)$$

## 4 Compaction Test Results

The pore volume change equals bulk volume change minus grain volume change:

$$\Delta V_p = \Delta V_B - c_g (V_{B,0} \Delta \sigma_m - V_{p,0} \Delta p_p) \quad (9)$$

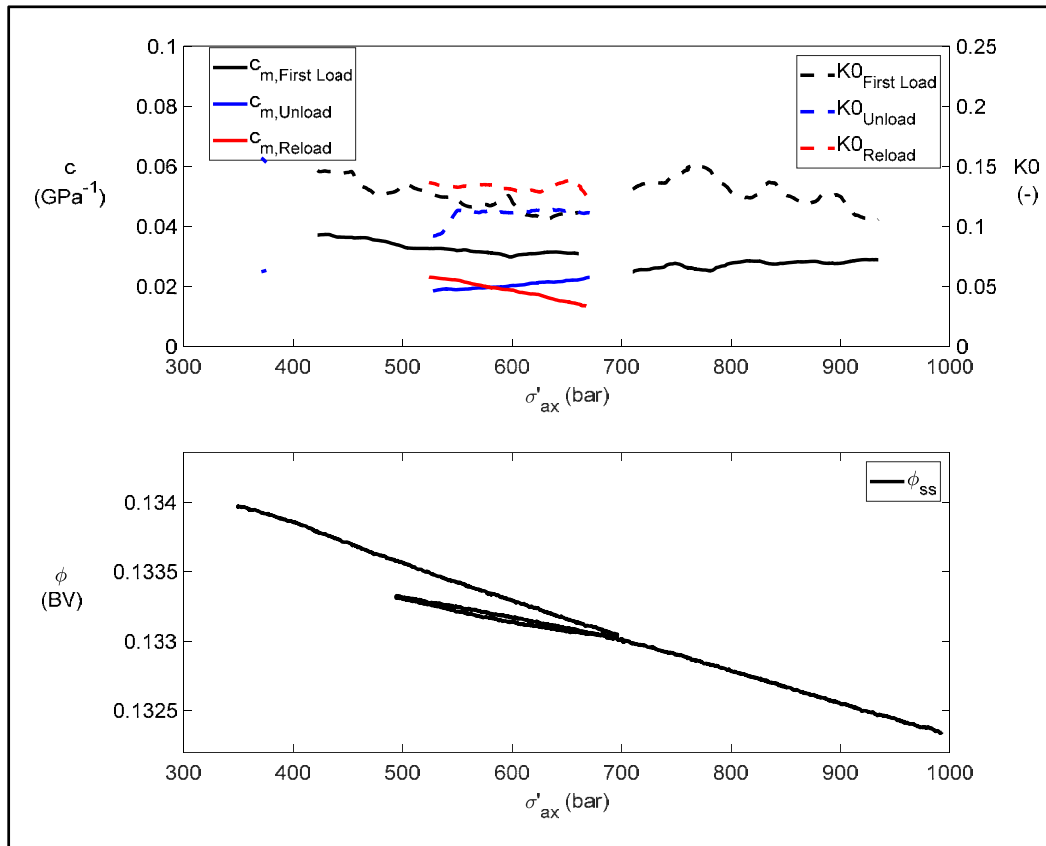


**Figure 11: Test data for Sample 2 with the various cycles to determine the core properties and finally the K0 loading steps in which radial strain is kept constant so that the compaction coefficient and stress ratio are measured.**

The porosity is calculated from pore volume and bulk volume. The moduli are obtained from least squares fits of the stress strain curves.

Figure 12 shows the compaction coefficient and porosity for the same sample. There is some variation in the compaction coefficient over the stress range, but the most significant difference is between first loading and unloading/reloading, which shows much stiffer behavior. The same is reflected in the porosity that shows a small decline over the depletion range, but only minor recovery during unloading.

## 4 Compaction Test Results

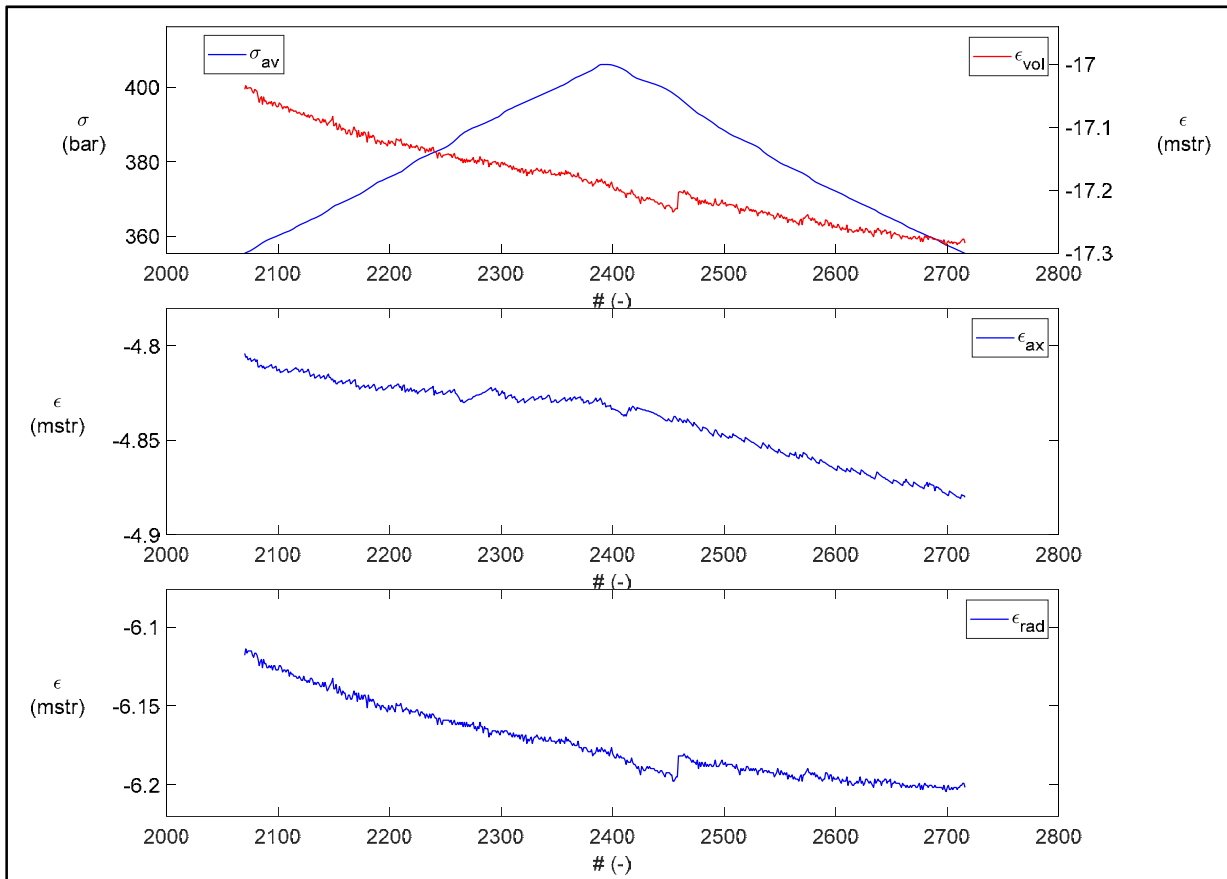


**Figure 12: Compaction coefficient,  $c_m$  and stress ratio,  $K0$  vs. effective axial stress,  $\sigma'_{ax}$  (upper graph) and porosity loss vs. effective axial stress (lower graph) during the  $K0$  loading for sample 2.**

### Grain Modulus Tests

The grain bulk modulus is used in the porosity change computation. Although it is just a correction on the measured bulk volume change it is still significant. The measurement of the grain modulus is done by loading the sample with the same external load as the pore pressure increase, so that the measured volume change is due to grain compression. The strains are small, so the measurement error might be large. In the first test on sample 4P, only a loading step was done, but in later tests both loading and unloading was done. The loading step was used for the grain bulk modulus.

## 4 Compaction Test Results



**Figure 13: Grain modulus test with average stress  $\sigma_{av}$  and volumetric strain,  $\epsilon_{vol}$  during loading and unloading. The lower diagrams show the axial strain,  $\epsilon_{ax}$  and radial strain,  $\epsilon_{rad}$ .**

Figure 13 shows that strain actually increased during the unloading step. In order to investigate the cause of this strange response another test was done with larger range on sample #2. Figure 14 shows the results. After the compaction test, the sample had become anisotropic, with elongation of the sample, but the strain did indeed show some recovery. With these small strains there is significant hysteresis in the system, so that the strain did not recover in the normal tests.

The loading step was used to compute grain bulk modulus, but there is a large uncertainty in the measured bulk modulus.



#### 4 Compaction Test Results

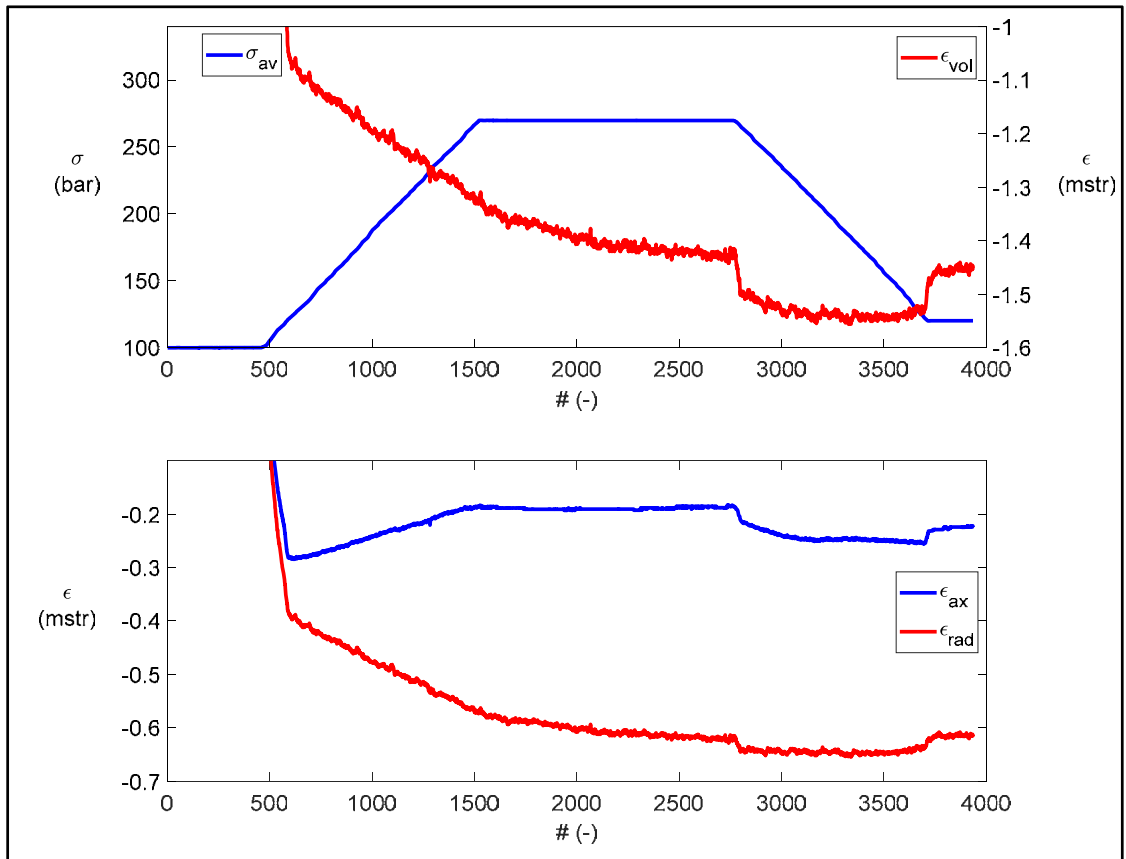


Figure 14: Additional grain modulus test, showing some recovery at the end of unloading where the strain bends upwards. Upper graph: average stress and volumetric strain vs. record number. Lower graph: axial strain and radial strain vs. record number.

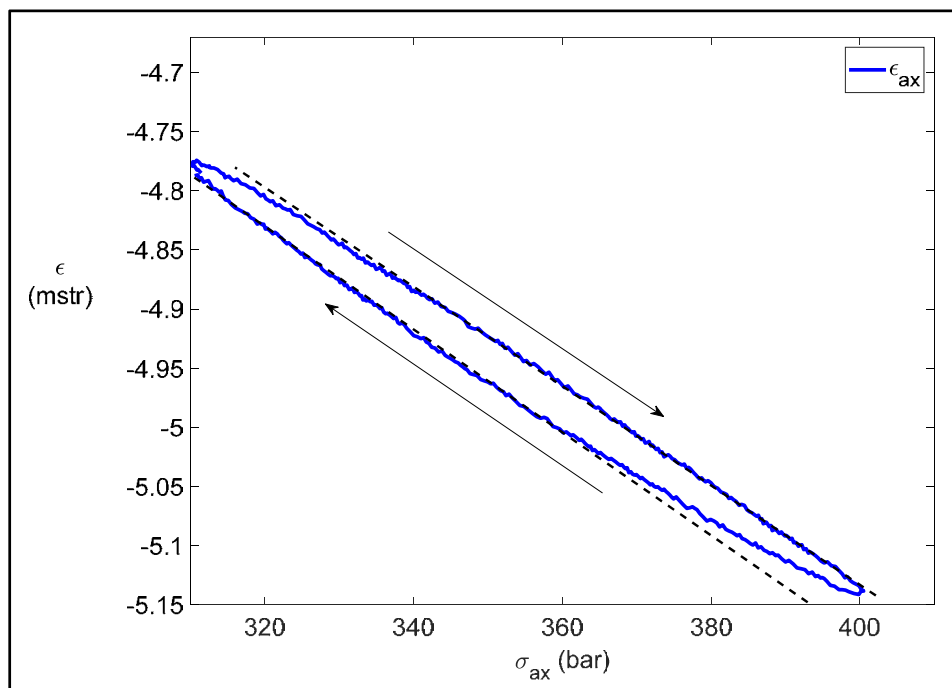


Figure 15: Load/unload hysteresis during axial load test from which Young's modulus and Poisson Ratio are computed. The hysteresis in the cycle is about 0.1mstr.

### Porosity Curves

Figure 16 shows the relative change in porosity of all samples. This is proportional to the change in storage capacity of the reservoir. The largest change occurs upon loading the samples to reservoir stress. This is somewhat exacerbated by the isotropic loading path. It is interpreted as closing of microfractures that had been opened during coring, unloading of the cores and drying during storage. Most likely, this compaction does not represent loss of storage, but it will be important to take this effect into account for calibration of porosity logs. Only stressed porosity data is apparently representative of in-situ porosity.

The absolute porosity change is plotted in Figure 17. Figure 18 shows the relative porosity change referenced to the effective vertical stress at virgin conditions. For most samples, the compaction has entered the linear regime at this stress level, which is interpreted as a transition from closure of micro-fractures that opened during coring to the true elastic response of the reservoir rock.

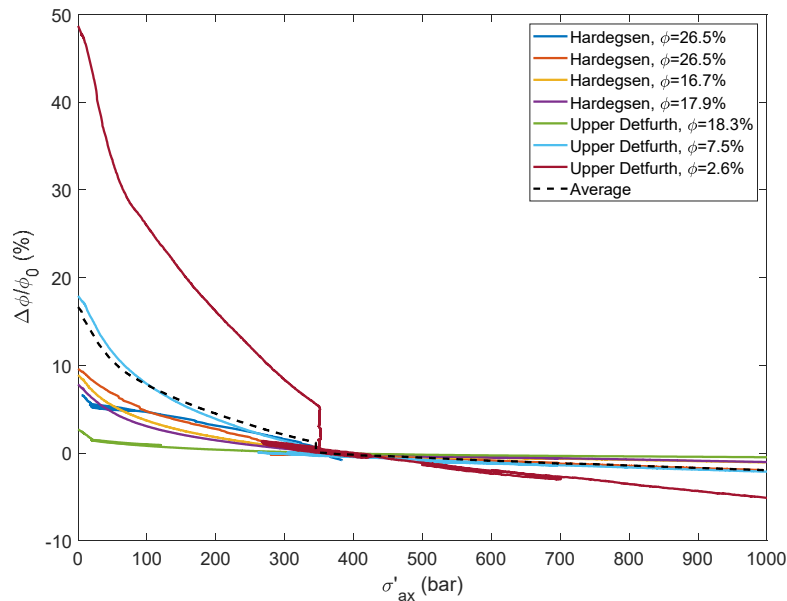


Figure 16: Relative porosity change for all samples over the entire loading history.

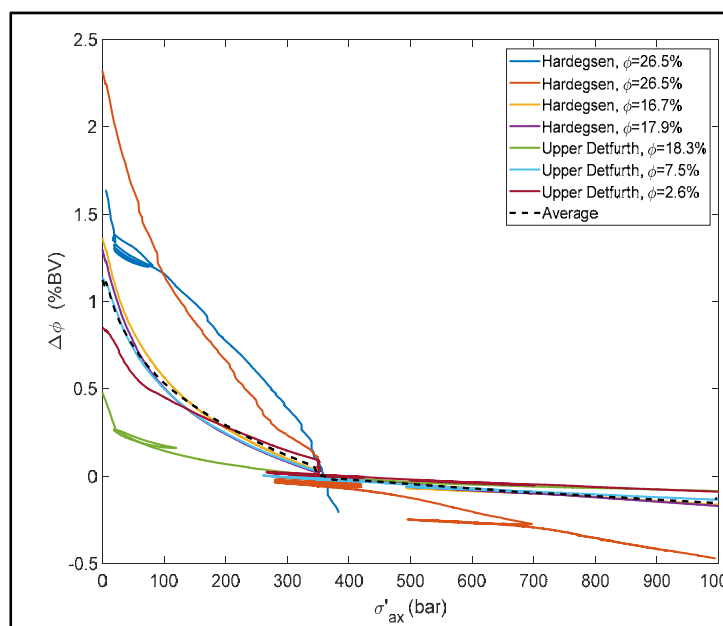


Figure 17: Absolute porosity change for all samples during the K0 loading.

#### 4 Compaction Test Results

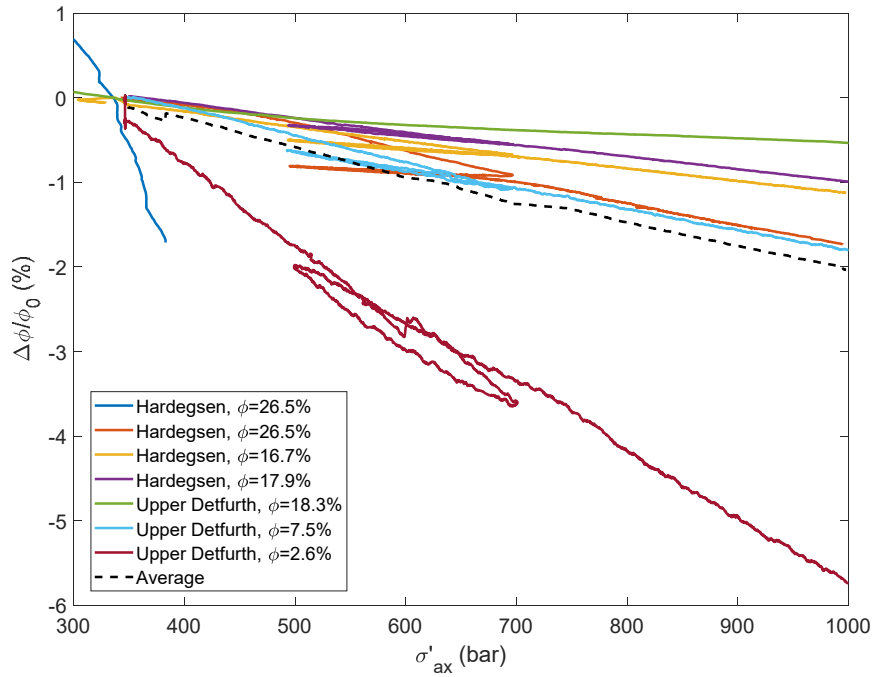


Figure 18: Relative porosity change for all samples during the K0 loading over the depletion range from 33.5MPa to 69MPa.

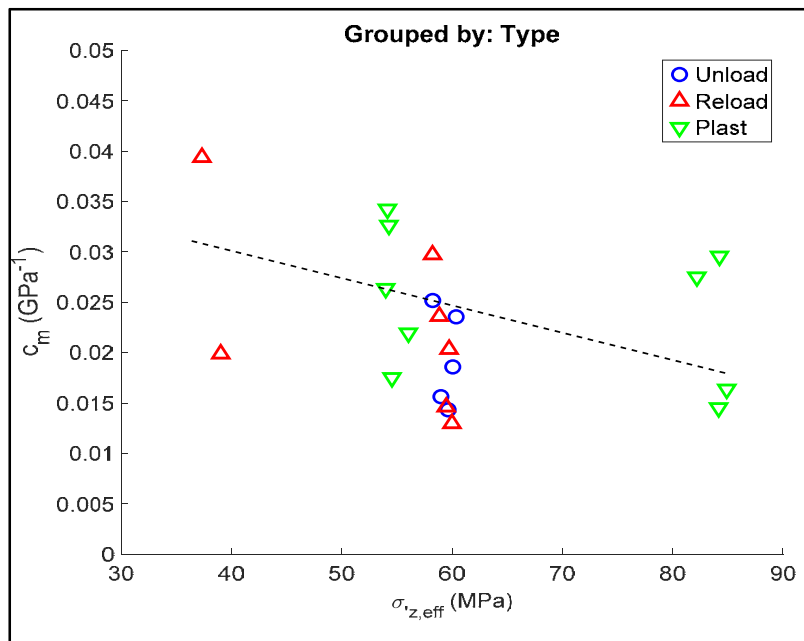
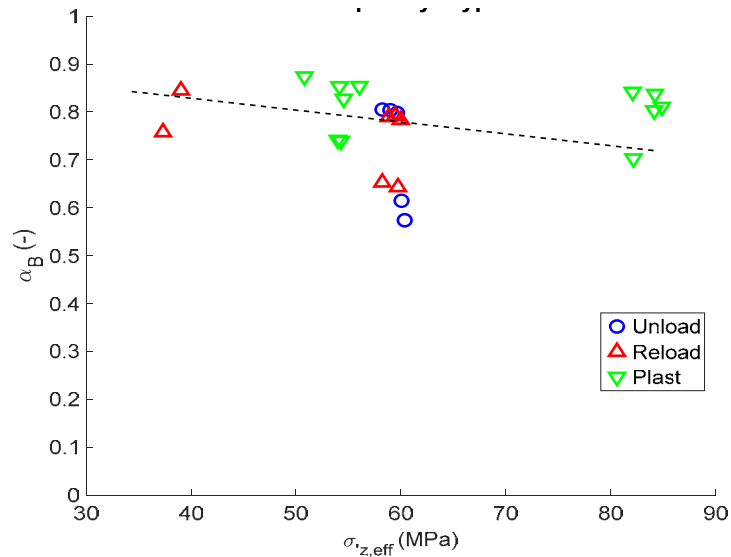


Figure 19: Compaction coefficient vs. effective axial stress, grouped by load type. The soft sample 1 was excluded from this plot.

## 4 Compaction Test Results



**Figure 20: Biot coefficient vs. effective axial stress, for different load types.**

Using all tests, the parameters obtained from the compaction tests are listed in Table 5. For all parameters, the value was computed from the entire load step, as shown in Figure 11. For the K0 loading, the compaction coefficient and stress ratio was also computed continuously, but averaging was most accurate by taking the slope over the entire load step. Some test parameters were quite different from the rest and are listed in Table 6. Most of the outliers are due to lower stress or the much softer sample #1.

The parameters are also listed for the two formations in Table 7 and Table 8.

The change of porosity over the depletion range is quite modest for all samples. The average porosity loss is listed in Table 9. The values in this table were computed using the grain compressibility from the test, except for sample 6, where the compressibility was used of sample 5, with similar porosity. As discussed, there is some uncertainty in the grain compressibility, so the porosity was also computed with constant grain bulk modulus of quartz (37.5GPa) and a high value of 70GPa. The results differed at most 10% from the values with the test grain compressibility. So, it is concluded that a fair accuracy can be claimed for the computed storage loss, since the accuracy of such tests is about 10% based on strain measurement accuracy.

**Table 5: Parameters derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths.**

Parameter	Units	Plast	Stress (MPa)	Unload	Stress (MPa)	Reload	Stress (MPa)
Young's modulus	(GPa)	27.7	44.8	27.7	35.0	26.8	35.0
Poisson Ratio	(-)	0.111	18.5	0.113	33.1	0.088	33.0
Pore Compressibility	(1/GPa)	5.156	18.5				
Bulk compressibility	(1/GPa)	0.669	18.5				
Grain Compressibility	(1/GPa)	0.020	19.5				
Compaction Coefficient	(1/GPa)	0.031	54.2	0.020	59.2	0.024	51.9
Stress Ratio	(-)	0.152	52.9	0.146	59.2	0.142	37.7
Biot Coefficient	(-)	0.79	52.9	0.73	59.2	0.82	37.7
Young's modulus*	(1/GPa)	24.6	53.4	34.8	59.2	32.5	42.5
Poisson Ratio*	(1/GPa)	0.132	53.4	0.127	59.2	0.124	42.5

\*) Parameters derived from the compaction coefficient, K0 and Biot coefficient.

#### 4 Compaction Test Results

**Table 6: Parameters derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) for tests that clearly deviated from the other samples. In most cases because of different stress (4P) or softer sample (1s1) and lack of permeability in sample 6.**

Parameter	Units	Sample	Plast	Stress (MPa)
Grain Compressibility	(1/GPa)	10982 upvc 6	0.090	35.0
Compaction Coefficient	(1/GPa)	10982 upvc 1p	0.523	21.1
Parameter	Units	Sample	Unload	Stress (MPa)
Young's modulus	(GPa)	10982 upvc 1p	4.1	5.0
Parameter	Units	Sample	Reload	Stress (MPa)
Young's modulus	(GPa)	10982 upvc 1p	3.4	4.6
Compaction Coefficient	(1/GPa)	10982 upvc 4p	0.176	6.8

**Table 7: Parameters for Hardeggen samples derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths.**

Parameter	Units	Plast	Stress (MPa)	Unload	Stress (MPa)	Reload	Stress (MPa)
Young's modulus	(GPa)			23.3	35.0	23.2	35.1
Poisson Ratio	(-)			0.129	32.3	0.104	32.4
Pore Compressibility	(1/GPa)	1.237	29.4				
Bulk compressibility	(1/GPa)	0.211	29.4				
Grain Compressibility	(1/GPa)	0.030	29.4				
Compaction Coefficient	(1/GPa)	0.040	53.9	0.022	59.3	0.028	52.4
Stress Ratio	(-)	0.124	51.0	0.157	59.3	0.161	52.4
Biot Coefficient	(-)	0.82	51.0	0.70	59.3	0.73	52.4
Young's modulus*	(1/GPa)	20.1	52.0	30.3	59.3	24.8	52.4
Poisson Ratio*	(1/GPa)	0.110	52.0	0.135	59.3	0.139	52.4

\*) Parameters derived from the compaction coefficient, K0 and Biot coefficient.

#### 4 Compaction Test Results

**Table 8: Parameters for Upper Detfurth samples derived from the compaction tests, with value and Stress (effective axial) averaged over all samples, except some outliers. Values are distinguished for unloading (unload), Reloading (Reload) and first-load (Plast) stress paths.**

Parameter	Units	Plast	Stress (MPa)	Unload	Stress (MPa)	Reload	Stress (MPa)
Young's modulus	(GPa)	33.6	41.8	38.7	35.0	35.9	34.7
Poisson Ratio	(-)	0.124	41.8	0.067	35.0	0.046	34.7
Pore Compressibility	(1/GPa)	2.583	29.7				
Bulk compressibility	(1/GPa)	0.145	29.7				
Grain Compressibility	(1/GPa)	0.017	8.9				
Compaction Coefficient	(1/GPa)	0.025	54.5	0.015	59.2	0.017	50.9
Stress Ratio	(-)	0.175	54.5	0.119	59.2	0.125	25.0
Biot Coefficient	(-)	0.77	54.5	0.80	59.2	0.90	25.0
Young's modulus*	(1/GPa)	29.6	54.5	51.1	59.2	52.5	33.6
Poisson Ratio*	(1/GPa)	0.149	54.5	0.106	59.2	0.111	33.6

\*) Parameters derived from the compaction coefficient, K0 and Biot coefficient.

**Table 9: Porosity loss over the reservoir depletion range. The relative loss ranged between 0.4% and 3.3%, but the weighted average was just 1%.**

Formation	Sample	Weight Factor	Virgin	Depleted	Porosity Loss (BV)	Relative Loss (%)	Formation Average	Average
Hardegsen	10982 UPVC 1S1	0.04	24.3	23.9	-0.43	-1.8		
Hardegsen	10982 UPVC 2	0.19	15.4	15.2	-0.15	-0.9		
Hardegsen	10982 UPVC 3	0.19	16.6	16.5	-0.14	-0.8	-1.0	
Upper Detfurth	10982 UPVC 4P	0.41	17.8	17.8	-0.07	-0.4		
Upper Detfurth	10982 UPVC 5	0.12	6.4	6.3	-0.13	-2.1		
Upper Detfurth	10982 UPVC 6	0.04	1.8	1.7	-0.06	-3.3	-1.0	-1.0



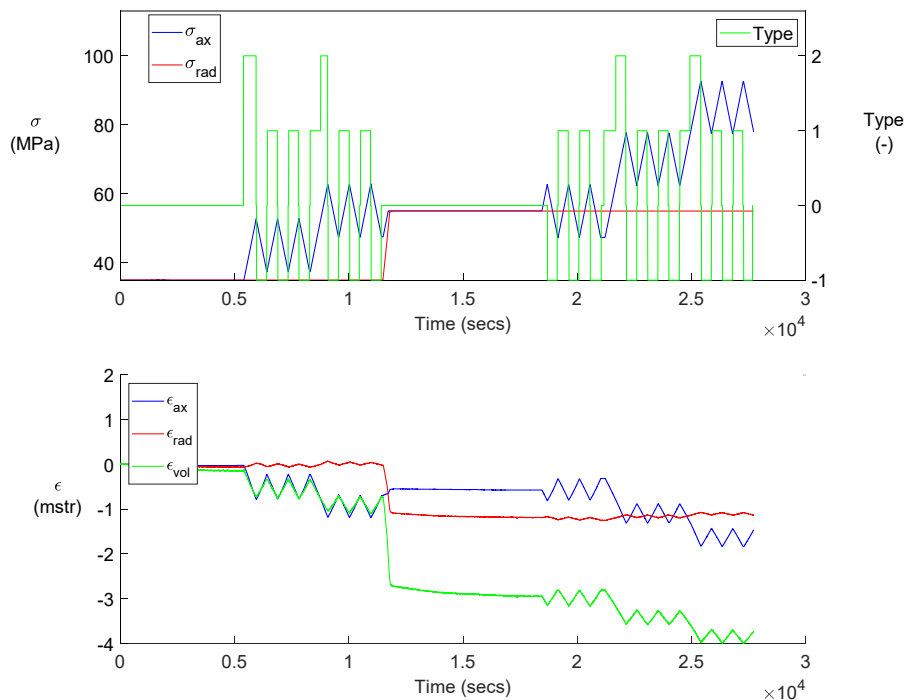
## 5 Triaxial Test Results

The samples were saturated with brine, since stiffness and strength of rock depends strongly on the effect of water on grain contacts. Even for a gas reservoir, connate water is present at grain contacts, so dry core samples would not be representative. Also, there is a big difference between first-load and unloading stiffness, so cycles were applied to determine the true elastic properties.

To obtain elastic properties of the Hardegsen and Detfurth core samples listed in Table 13, several loading-unloading cycles were done at different confining stresses. Then the sample was taken to failure by increasing axial stress at constant confining stress.

### Unloading-Reloading Cycles

An example of a cycling test is shown in Figure 21. The radial stress was 35MPa and 55MPa, while pore pressure was ambient, so only axial and radial stress and strain was measured.



**Figure 21: Example of test data for sample 2S2. Several cycles were performed at two levels of confining stress. Axial and radial stress and strain were measured. The cycle type distinguishes unloading (-1), reloading (1) and first load (2).**

Stress strain curves of the test is shown in Figure 22, with axial stress vs. axial strain, giving the modulus and radial strain that gives the Poisson Ratio. In view of the high stiffness of the sample, radial strain measurements showed considerable noise since the range of radial strain was small.

Sample 6 was quite shaly, so it was hard to get a stable response since drainage was slow. Also, the Poisson Ratio turned out to be quite high which may be caused by poor drainage. So for the averaging this sample was excluded.

## 5 Triaxial Test Results

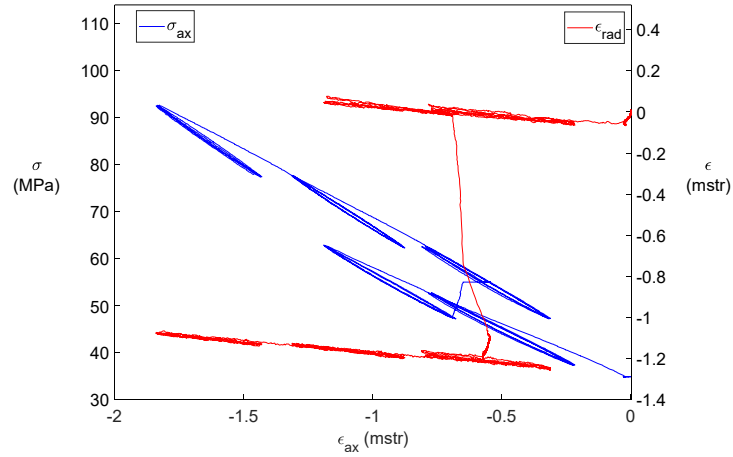


Figure 22: Stress strain data of sample 2S2.

### Failure Tests

An example of a failure test is shown in Figure 23. This sample showed brittle failure with a sharp stress drop.

The stress-strain plot in Figure 24 shows first linear and cataclastic behaviour, with decreasing stiffness and onset of dilatation. This was not evident in all samples. Some showed more plastic failure and also some samples showed hardly any dilatation before failure.

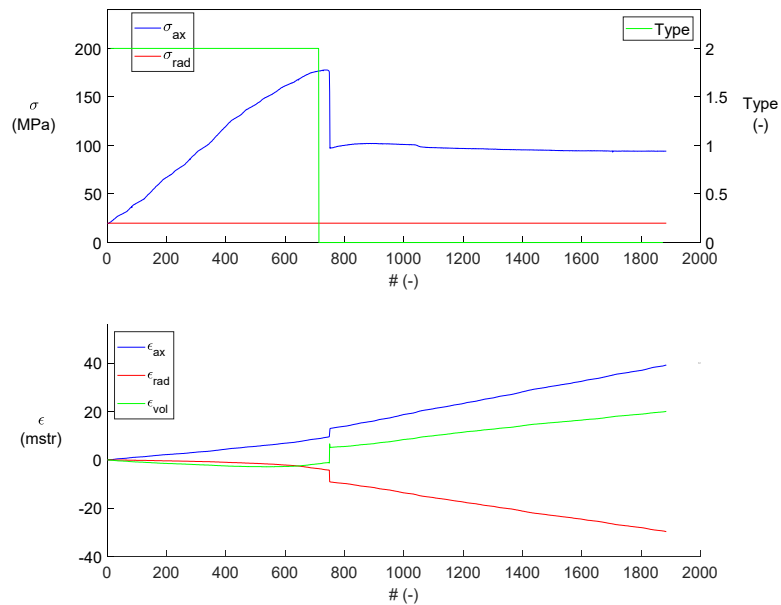


Figure 23: Example of test data of failure test on sample 2S2 plotted vs. record number.

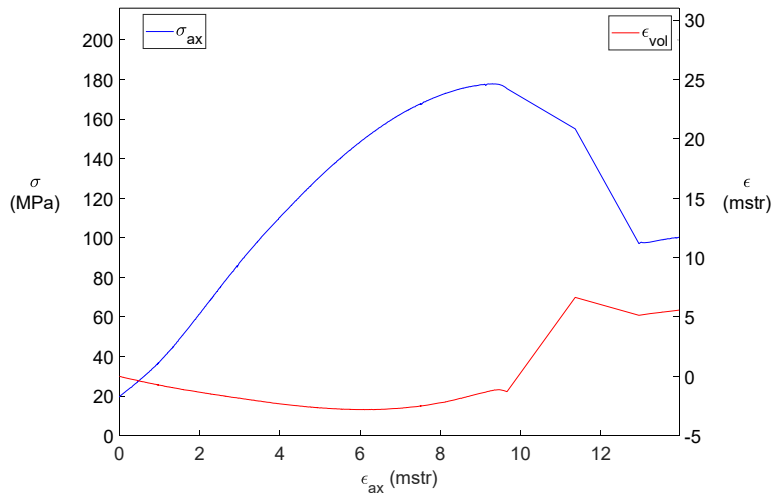


Figure 24: Example of stress strain data of failure test. The straight lines after failure (when the stress has reached a maximum) was not measured, because a sudden jump in strain and stress occurred.

### Elasticity and Strength Overview

Figure 25 shows all modulus data from the tests. There is a clear separation between elastic (unloading/reloading) values and the first-load plastic values. So, it makes sense to separate the plastic values.

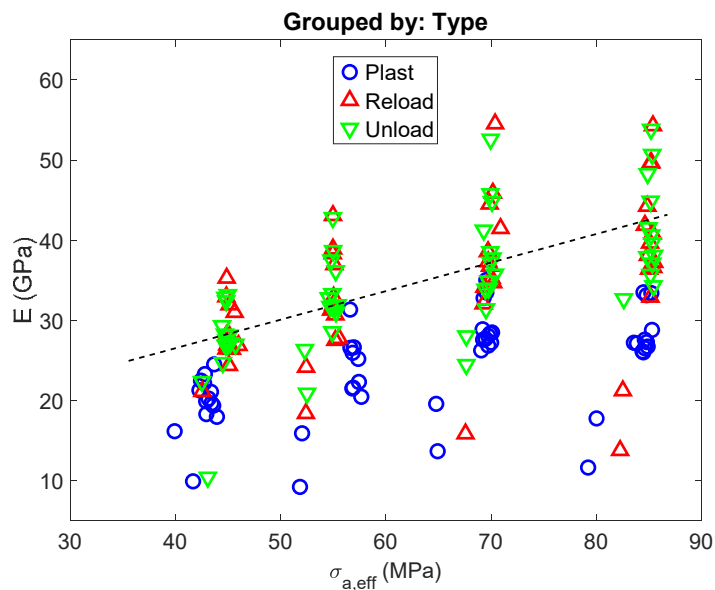


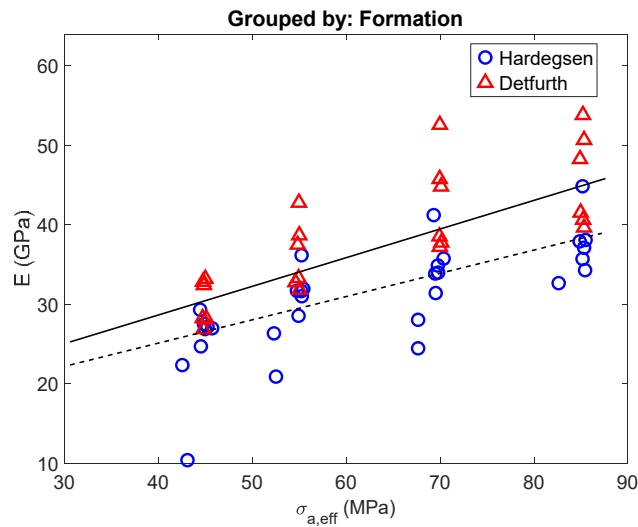
Figure 25: Derived Young's modulus for all tests (except sample 6S) vs average stress.

Figure 26 shows the elastic modulus as a function of average effective stress for the two formations. The weak cores from interval 1 in the Hardeggen yield quite low values, but most data agree with the high modulus determined from the compaction tests. At high stress the modulus increases as expected, since many rocks show an increase of the modulus with the cube root of average stress, which would give an increase by 23% over the range of the tests. The tests are concentrated on the high-stress range, while the reservoir will experience lower stress at the end of injection. The effect on the modulus is however, quite modest as Figure 26 shows. In this plot the dependence on effective axial stress is shown, since Multivariate Analysis of the data shows that the axial stress explains most of the variation in the modulus; the sensitivity to axial stress is 3.2 times larger than the sensitivity to radial stress. So, the variation in radial stress is of minor significance, as shown in Figure 28. The radial stress is higher than the assumed minimum horizontal stress, since the tests

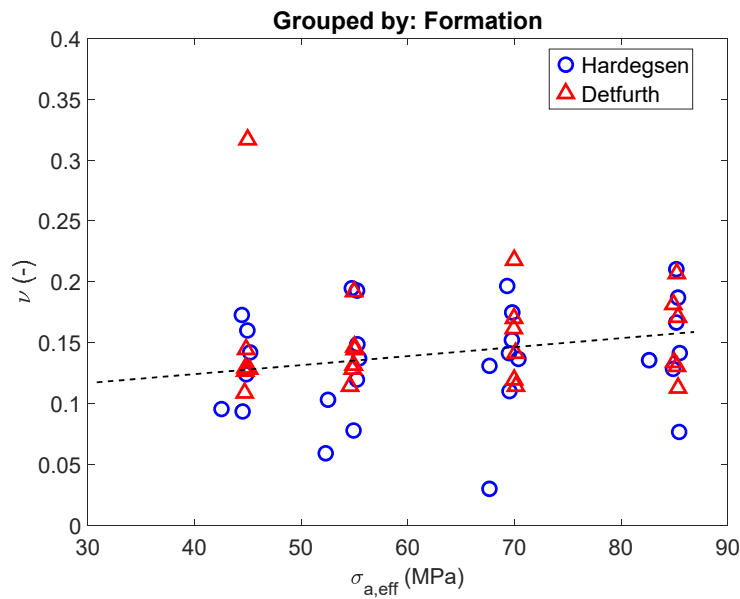
## 5 Triaxial Test Results

started at average stress, but the effect on the modulus is small, since the variation in modulus due to radial stress is small.

The Poisson Ratio, shown in Figure 27 is about 0.13 and does not depend significantly on stress.

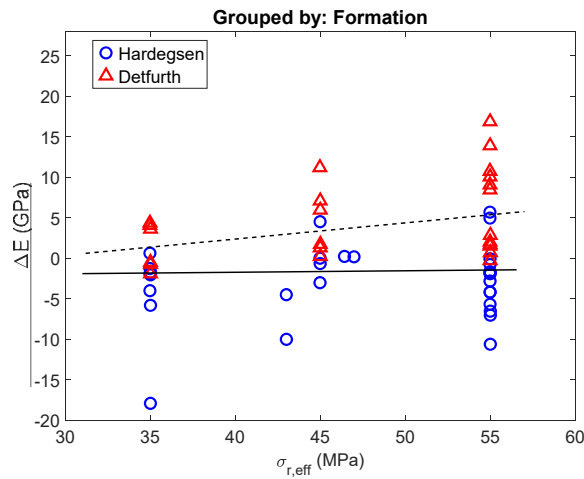


**Figure 26: Derived elastic unloading Young's modulus for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. At virgin effective axial stress of 31.5MPa, the modulus is somewhat lower than the value measured at depleted effective axial stress of 67MPa. However, the stress dependence is not larger than the scatter in the measurements.**



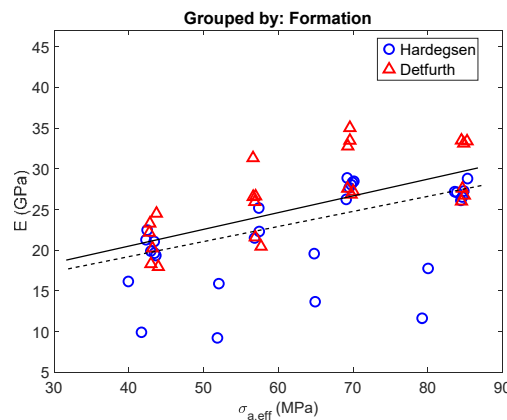
**Figure 27: Derived elastic unloading Poisson Ratio for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. Poisson Ratio depends only weakly on stress level; the stress dependence is insignificant compared with scatter of the measurements for different samples.**

## 5 Triaxial Test Results

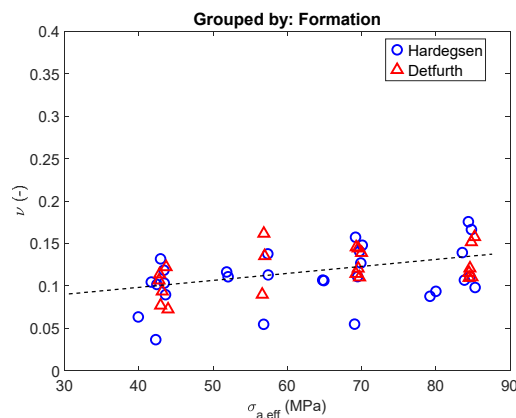


**Figure 28: Variation of modulus with effective radial stress, after accounting for the variation of the modulus with effective axial stress.  $\Delta E$  is computed as  $E-16.43-0.275\sigma'_{a,eff}$ . It is seen that the modulus depends only weakly on effective radial stress.**

The plastic modulus, shown in Figure 29, is lower at 20GPa at virgin reservoir stress of about 35MPa. The Poisson Ratio is however about the same as for the unloading tests, see Figure 30.



**Figure 29: Derived plastic modulus for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations. A few samples showed much lower stiffness during first load, possibly because of more severe coring damage, because the scatter in the unloading modulus was smaller.**



**Figure 30: Derived plastic Poisson Ratio for all tests (except sample 6S) vs effective axial stress for the two formations.**

### Failure Tests

The strength was determined by loading each sample to failure after the cycling. The maximum stress was determined and this is plotted in Figure 31 with the shear stress vs. normal stress. There is only a minor difference between the two formations. The difference is more pronounced in the Mohr circle plot of Figure 32.

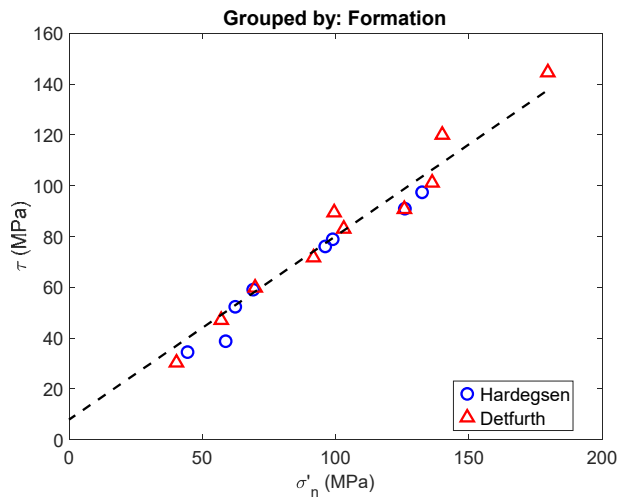


Figure 31: Mohr-Coulomb failure plot for all tests for the two formations.

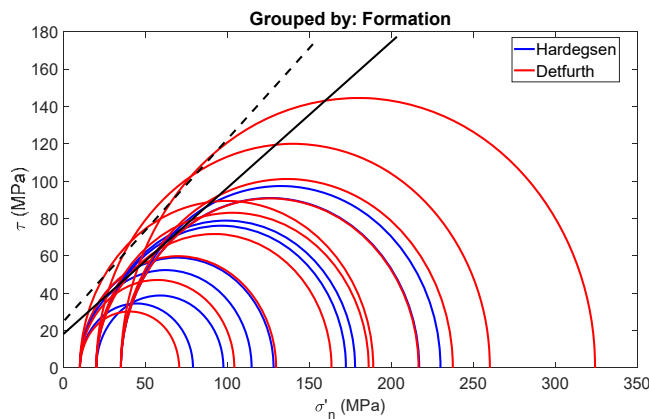


Figure 32: Mohr circles for all tests for the two formations. The average cohesion is 20MPa and the friction angle is 38°.

Table 10: Average values for the elastic modulus and Poisson Ratio (except sample 6) from loading and unloading cycles.

Formation	Type	$\sigma_{a,eff}$ (MPa)	$\sigma_{r,eff}$ (MPa)	$\sigma_{av,eff}$ (MPa)	E (GPa)	$\nu$ (-)
Hardegsen	Reload	63.7	48.2	53.4	30.1	0.131
Detfurth	Reload	63.8	48.0	53.3	38.7	0.134
Hardegsen	Unload	62.5	47.2	52.3	30.9	0.159
Detfurth	Unload	63.7	47.5	52.9	38.7	0.153

Table 11: Average values for the modulus and Poisson Ratio (except sample 6) from all tests.

Type	$\sigma_{a,eff}$ (MPa)	$\sigma_{r,eff}$ (MPa)	E (GPa)	$\nu$ (-)
Detfurth	54.9	42.8	31.4	0.129
Hardegsen	54.8	43.8	26.2	0.121



5 Triaxial Test Results

**Table 12: Elastic modulus for the core intervals.**

Sample (-)	Formation (-)	Type (-)	$\sigma_{a,eff}$ (MPa)	$\sigma_{r,eff}$ (MPa)	E (GPa)	$\nu$ (-)
10982 cep 1	Hardegsen	Reload/Unload	60.6	47.2	21.5	0.093
10982 cep 2	Hardegsen	Reload/Unload	63.7	47.9	31.5	0.129
10982 cep 3	Hardegsen	Reload/Unload	63.9	47.8	34.5	0.186
10982 cep 4	Detfurth	Reload/Unload	63.8	47.8	34.4	0.127
10982 cep 5	Detfurth	Reload/Unload	63.8	47.7	43.0	0.160
10982 cep 6	Detfurth	Reload/Unload	61.6	45.2	26.4	0.361

**Table 13: Samples for triaxial tests; failure tests were run on the same samples after the cycling.**

Sample	Formation	Well	Depth m	Length mm	Porosity (BV)	Weight
10982 CEP 1S1	Hardegsen	P/18-2	3287.2	58.8	0.338	0.0740741
10982 CEP 1S2	Hardegsen	P/18-2	3287.3	45.7	0.437	0.0740741
10982 CEP 2S1	Hardegsen	P/18-2	3289.6	63.5	0.140	0.1851852
10982 CEP 2S2	Hardegsen	P/18-2	3289.6	63.6	0.146	0.1851852
10982 CEP 2S3	Hardegsen	P/18-2	3289.6	63.5	0.153	0.1851852
10982 CEP 3S1	Hardegsen	P/18-2	3291.2	63.5	0.124	0.1851852
10982 CEP 3S2	Hardegsen	P/18-2	3291.2	63.5	0.116	0.1851852
10982 CEP 3S3	Hardegsen	P/18-2	3291.2	63.5	0.119	0.1851852
10982 CEP 4S1	Detfurth	P/18-02A1	3630.4	61.5	0.135	0.1851852
10982 CEP 4S2	Detfurth	P/18-02A1	3630.4	63.6	0.128	0.1851852
10982 CEP 4S3	Detfurth	P/18-02A1	3630.4	61.7	0.158	0.1851852
10982 CEP 5S1	Detfurth	P/18-02A1	3641.3	63.5	0.078	0.1851852
10982 CEP 5S2	Detfurth	P/18-02A1	3641.3	63.0	0.086	0.1851852
10982 CEP 5S3	Detfurth	P/18-02A1	3641.3	63.5	0.081	0.1851852
10982 CEP 6S1	Detfurth	P/18-02A1	3649.2	63.8	0.021	0.1851852
10982 CEP 6S2	Detfurth	P/18-02A1	3649.2	54.8	0.043	0.1851852
10982 CEP 6S3	Detfurth	P/18-02A1	3649.1	63.7	0.025	0.1851852
10982 CEP 6S4	Detfurth	P/18-02A1	3649.1	53.1	0.051	0.1851852

Excel file with all Modulus tests.



Microsoft Excel  
Worksheet

### Discussion

Most concern was with possible pore collapse of the reservoir rock and fracture initiation in the depleted state which motivated investigation of the rock properties at higher stress. Since any compaction has already happened at the start of CO<sub>2</sub> injection, the compaction during depletion deemed less important.

Upon injection, the stress will be reduced when the reservoir pressure is increased to virgin pressure. However it is likely that during injection the reservoir stiffness will be quite high, corresponding with the high unloading modulus observed in the triaxial tests.

From experience in gas storage reservoirs, there is convincing evidence of stiffness hysteresis that gives only a small rebound of reservoir compaction. Even when pressure is restored to virgin conditions, the reservoir is still at high stress, so it is unlikely that compaction will be recovered and a constant stiffness can be used, as determined in the triaxial tests in unloading and reloading cycles.

For geomechanical modeling, the core tests are certainly valuable because they give insight in the physics of the rock behavior. However, it should be kept in mind that the cored intervals are small and only two cores are available. So, the dipole sonic log has sampled more reservoir volume and therefore is more representative of the reservoir properties. Of course the log was run before depletion (1989), so represents properties at virgin conditions. However, the rock stiffness does not vary much with stress compared with the uncertainty in the stiffness. So, it will be sufficient for design simulations to assume a single value for the stiffness, but perform sensitivities to investigate the uncertainty range in the properties.

For the geomechanical risks, it turns out that pore collapse was not at all observed so the storage volume obtained from the history match of production is representative for the injection storage. Thermal fracturing is always hard to predict because fracture propagation pressure is uncertain. However, there is strong evidence that the stiffness is high so that the stress reduction in the cold zone will be large. It will be necessary in the design simulations to cater for thermal fracture initiation that enhances well injectivity.

### Conclusions

- Porosity reduction as determined from a set of compaction tests is quite modest at 1% of pore volume.
- Over the entire loading range, most porosity reduction occurs up to reservoir stress. During loading to reservoir stress, micro-fractures are closed that opened during sampling and storage. So, stressed porosity should be used for log calibration.
  - For average stress above virgin reservoir stress, the strain is almost linear as a function of stress, even at stress levels much higher than the depleted stress. This shows that pore collapse is insignificant in the P18 reservoirs.
- The triaxial tests confirm a high value for the elastic unloading modulus at depleted stress of 30-38GPa. The Poisson Ratio is about 0.13.
- The stiffness of the cores is much higher than assumed in previous studies (TNO, 2019). The elastic modulus is about 27GPa taking into account the variation in layer properties determined from both log values and the core test measurements.
- The compaction coefficient is also lower than previously assumed. The Biot coefficient is 0.8 and the compaction coefficient reflects the larger Young's modulus. Upon unloading of the samples, the behavior was even stiffer, so a large part of the porosity reduction during depletion will not recover. Since, expected compaction is small, this is just a small effect.
- During loading from virgin stress to depleted stress the reservoir rock behaves almost elastically, albeit with hysteresis during unloading.

### References

- Geertsma, J. and van Opstal, G. (1973). A Numerical Technique for Predicting Subsidence Above Compacting Reservoirs, Based on the Nucleus of Strain Concept. *Verh. Kon. Ned. Geol. Mijnbouwk. Gen.*, 28, pp. 63-78.
- Dudley, J. W., M. Brignoli, B. R. Crawford, R. T. Ewy, D. K. Love, J. D. McLennan, G. G. Ramos, J. L. Shafer, M. H. Sharf-Aldin, E. Siebrits, J. Boyer, M. A. Chertov, (2016), "ISRM Suggested Method for Uniaxial-Strain Compressibility Testing for Reservoir Geomechanics".

TAQA (2019), 'Routine core tests', Excel spreadsheet available on NLOG.nl.

## 5 Triaxial Test Results

TNO, (2019), “CO2 storage feasibility in the P18-2 depleted gas field”, August 2019, TNO report 11111, Authors: Neele, F, T. Wildenborg, K. Geel, D. Loeve, L. Peters, S. Kahrobaei, T. Candela, M. Koenen, P.Hopmans, K. van der Valk, B. Orlic, V. Vandeweijer.



TAQA

# **PORTHOS**

## **Basis of completion design**

ECM Number #: 196564

---

### **TAQA Energy B.V.**

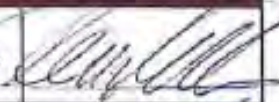

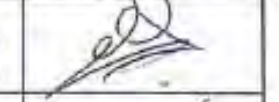
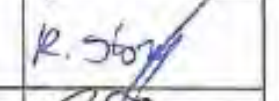

Kruseman van Eltenweg 1,  
1817BC Alkmaar,  
The Netherlands

Date: August 8th, 2019  
Issue No.: Version 2.0

---

## DOCUMENT CONTROL

### Authorization

Activity	Name	Function	Date	Signature
Prepared	Hein van Heekeren	Senior Well Engineer	26-8-2019	
Reviewed	Tim-Tijn Scherpenhuijsen	Geologist / CCS Project Manager	24-8-2019	
Reviewed	Willem-Jan Plug	Subsurface Manager	26-8-2019	
Reviewed	Reinout Storm	Manager Drilling & Wells	8-8-2019	
Approved	Isabelle de Vos	Drilling & Completions expert, EBN	28/08/2019	

### Revision record

Version	Date	Status / Changes
0, Draft	27-2	For review
0.1 Draft	28-2	Incorporated comments from TTS, WJP & RS
0.2	28-2	For approval
0.3	5-3	Incorporated comments Jan-Thijs Keijser
1.0	25-3	Incorporated comments IdV
1.1	12-6	Added wells optional wells P18-2A6 & P18-6a7, for review.
1.2	19-6	Included comments of reviewers, for approval.
2.0	8-8	Included comments IdV and updated to follow ISO specification

---

## TABLE OF CONTENTS

<b>DOCUMENT CONTROL</b> .....	<b>2</b>
<b>Authorization</b> .....	2
<b>Revision record</b> .....	2
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>4</b>
<b>2. DESIGN ASSUMPTIONS</b> .....	<b>5</b>
2.1. Reservoir .....	5
2.2. Regional pore pressure and fracture gradient profiles .....	5
2.3. CO <sub>2</sub> delivery specifications.....	6
2.4. Normal operational parameters and input from the flow assurance study .....	7
2.5. Well integrity.....	8
<b>3. DESIGN REQUIREMENTS</b> .....	<b>10</b>
3.1. Completion configuration .....	10
3.2. Materials .....	11
3.3. Annulus fluids.....	12
3.4. Production Liner & Casing cement .....	12
3.5. Logging requirements .....	12
3.6. Clean-out.....	13
<b>4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS</b> .....	<b>14</b>
<b>5. APPENDICES</b> .....	<b>15</b>
5.1. Appendix A: generalized stratigraphy of the P18 area .....	15
5.2. Appendix B: Static wellhead and reservoir pressures for CO <sub>2</sub> injection well .....	17
5.3. Appendix C: Example CO <sub>2</sub> injection completion P18-4A2 well.....	18
5.4. Appendix D: Example CO <sub>2</sub> injection completion P18-2A3 well .....	19
5.5. Appendix E: Wellhead and Tree.....	20



## 1. INTRODUCTION

As part of the Porthos CCS project it is planned to inject CO<sub>2</sub> in the depleted P18-2 and P18-4 Bunter gas reservoirs. A multidisciplinary well selection workshop\* has been held on the 31<sup>st</sup> of January in the EBN office to select the candidate wells for injection based on reservoir properties and well integrity status. All planned injection wells are located on the normally unmanned P18/A platform and are currently producing gas that is evacuated through the P15/D platform. The below table lists all wells that were selected to serve as an injection well:

Well Name:	Well type	Well type
P18-2A1	P18-A platform	Injector
P18-2A3	P18-A platform	Injector
P18-2A5	P18-A platform	Injector
P18-4A2	P18-A platform	Injector
P18-2A6	P18-A platform	Optional injector*
P18-6A7	P18-A platform	Optional injector*

*\*The mother bore of P18-2A6 well and the P18-6A7 well have been added as optional injection candidates to the basis of completion design in a later phase because the flow assurance study indicated that there may be a benefit in using these wells as “start-up” wells and to increase the total storage capacity.*

The purpose of this document is to prepare a basis of design for re-completion of the wells to make them suitable for CO<sub>2</sub> injection based on current known requirements for the wells. The design will follow ISO standard 27914 “Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Geological storage”.

## 2. DESIGN ASSUMPTIONS

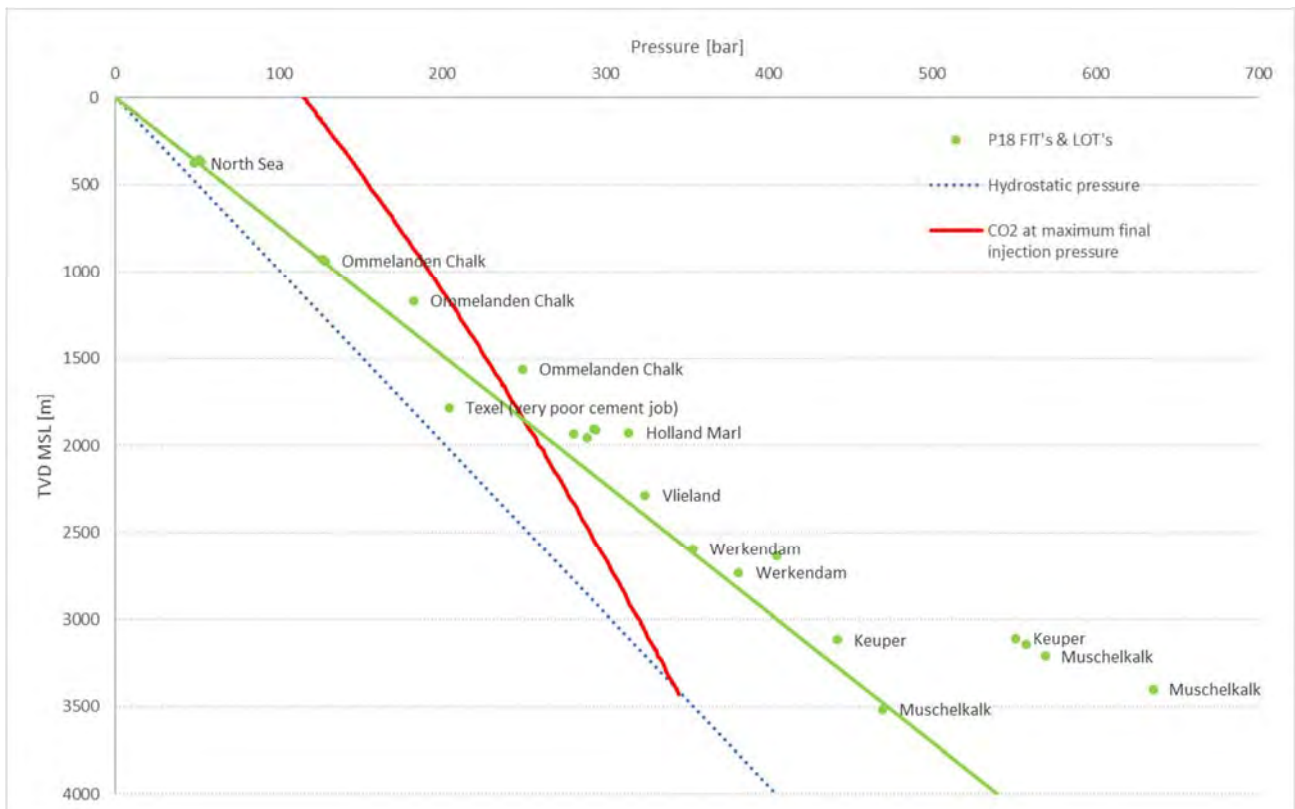
### 2.1. Reservoir

CO<sub>2</sub> is planned to be injected in the Bunter reservoir at a depth of around 3200 m TVD. The caprock consists of the Solling Claystone Member and an >500m TVD thick sequence consisting of the Rot, Muschelkalk, Keuper and various Altema shales. A generalised stratigraphy of the P18 wells can be found in appendix A.

### 2.2. Regional pore pressure and fracture gradient profiles

The pore pressures and formation fracture pressures are displayed in the figure below;

- The minimum fracture gradient is based on P18 limit and leak-off test results, indicated by a Green dot. The Green line connects these dots and is indicative of the formation strength.
- The Blue line shows the hydrostatic pressure line of the formations
- The Red line shows the pressure profile in case the well would be fully filled with CO<sub>2</sub> at the final planned reservoir pressure of 345 bar



### 2.3. CO<sub>2</sub> delivery specifications

Component	Concentration*	Based on
CO <sub>2</sub>	≥ 95%	ISO-27913
H <sub>2</sub> O	≤ 40 ppmv	OCAP ≤40ppmv / Technical Operation ≤50 ppmv <sup>Note 1</sup>
Sum [H <sub>2</sub> +N <sub>2</sub> +Ar+CH <sub>4</sub> +CO+O <sub>2</sub> ]	≤ 4%	ISO-27913 <sup>Note 2</sup>
H <sub>2</sub>	≤ 0.75%	ISO-27913 <sup>Note 2</sup>
N <sub>2</sub>	≤ 2%	ISO-27913
Ar	≤ 1%	ISO-27913
CH <sub>4</sub>	≤ 1%	ISO-27913
CO	≤ 750 ppmv <sup>Note 3</sup>	OCAP
O <sub>2</sub>	≤ 40 ppmv <sup>Note 4</sup>	Storage license P18-4
H <sub>2</sub> S	≤ 5 ppmv <sup>Note 5</sup>	OCAP
SO <sub>x</sub>	≤ 50 ppmv	ISO-27913
NO	≤ 2.5 ppmv	OCAP (emitters do not require additional purification)
NO <sub>2</sub>	≤ 2.5 ppmv <sup>Note 6</sup>	OCAP (emitters do not require additional purification)
NO <sub>x</sub>	≤ 5 ppmv <sup>Note 6</sup>	OCAP NO+NO <sub>2</sub>
C2+ (hydrocarbons)	≤ 1200 ppmv <sup>Note 7</sup>	OCAP (emitters do not require additional purification)
Aromatic hydrocarbons (incl.BTEX <sup>Note8</sup> )	≤ 0.1 ppm	OCAP (emitters do not require additional purification)
Total volatile organic compounds <sup>Note 9</sup>	≤ 350 ppm	Already being sent to OCAP <sup>Note 10</sup>
Ethylene (Etheen)(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	≤ 1 ppmv	OCAP (emitters do not require additional purification)
H-cyanide (HCN)	≤ 20 ppmv	OCAP (emitters do not require additional purification)
Carbonyl Sulfide	≤ 0.1 ppmv	OCAP (emitters do not require additional purification)
Dimethyl Sulfide	≤ 1.1 ppmv	OCAP (emitters do not require additional purification)

\*All percentages are mole %. Note: 1 % (mole) = 10 000 ppmv

Note 1: A study of the phase diagram with CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O vs. the Porthos operating regimes indicated that solids may form at 100ppm H<sub>2</sub>O, but not at 50ppm. Optimization between these steps has not been done to determine the maximum amount of H<sub>2</sub>O that could be allowed to prevent solid formation.

Note 2: Components lighter than CO<sub>2</sub> shift the phase diagram upwards. This increases the operating costs for compression, but also increases the 2-phase zone which must be avoided in the offshore pipeline. Crossing the 2-phase zone from high pressure to low pressure causes significant temperature drops by the Joule Thompson effect. Hydrogen is the lightest of these components and should therefore be allowed with caution.

Note 3: Next limit: ISO-27913 CO < 0.2%.

Note 4: ISO-27913 stipulates O<sub>2</sub> < 10 ppmv (Petroleum Industry Standard w.r.t. well integrity), although recommendation from material specialist to avoid corrosion is 100ppm. Also, for wells in stainless steel, low levels of O<sub>2</sub> is actually required to form an oxidation layer. Therefore, the specification was slightly relaxed to OCAP composition.

Note 5: Next limit: ISO-27913 and specialist recommendation to avoid corrosion and: H<sub>2</sub>S < 200ppmv.

Note 6: Next limit: ISO-27913 NO<sub>2</sub> < 50 ppmv

Note 7: Next limit: ISO-27913 C2+ < 2.5%

Note 8: BTEX = benzene, toluene, ethylbenzene, xylene

Note 9: Total volatile organic compounds = ethanol, acetaldehyde, ethyl acetaat, traces of n-propanol, isobutanol, acetone, dimethyl ether, propanal, 2-butanol, methanol, n-butanol and isoamyl acetaat

Note 10: OCAP specification on Total volatile organic compounds < 1.2 ppm

## 2.4. Normal operational parameters and input from the flow assurance study

For the flow assurance study (Flow assurance study presentation January 31st 2019, Stefan Belfroid, TNO) the following parameters have been taken into account for steady state injection:

Temperatures:

- Compressor outlet temperature  $35 < T < 80$  °C
- Downhole temperature  $T > 15$  °C
- Topside piping  $T > -10$  °C

Flowrates:

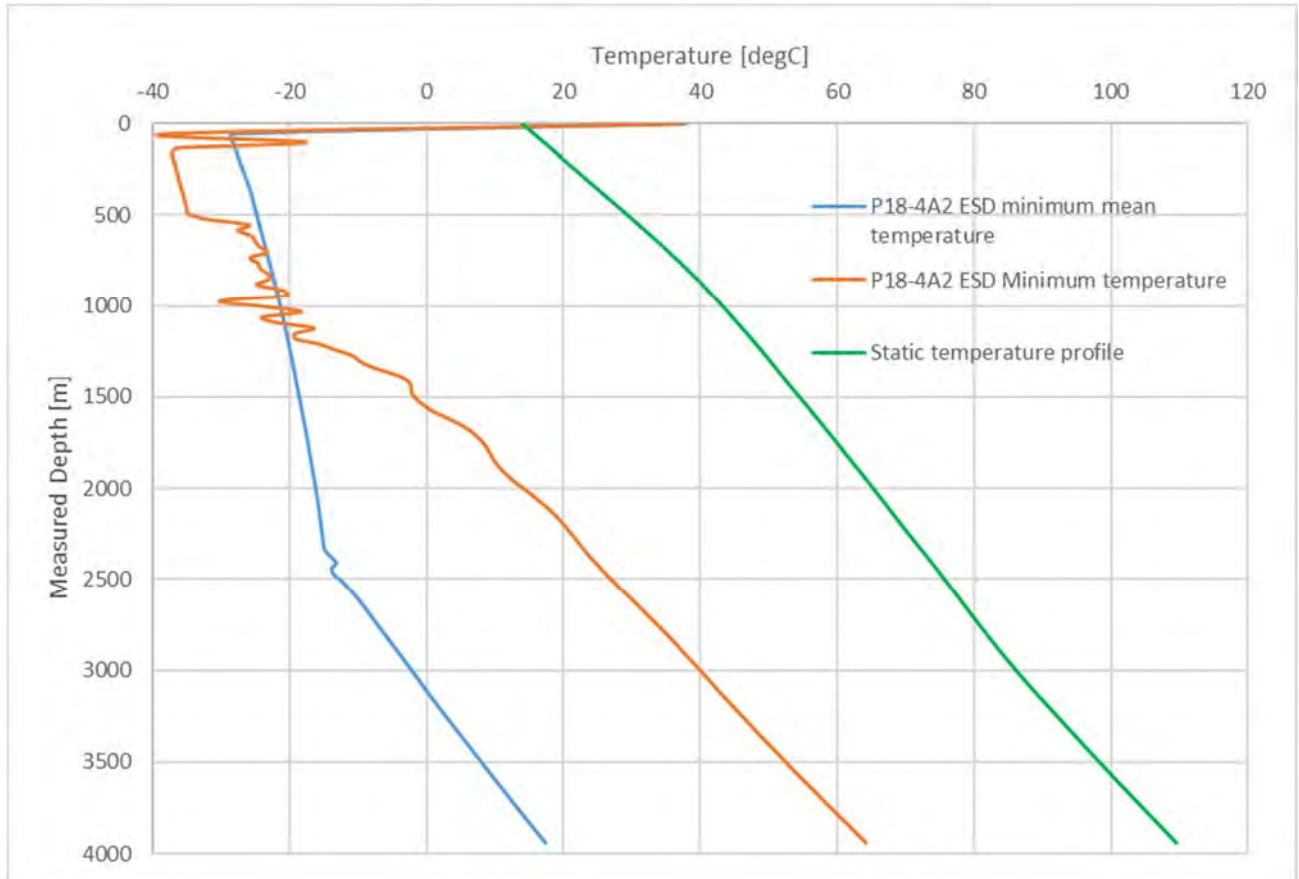
- Desired flow rates 15 – 170 kg/s, (through pipeline) with an objective of 70 kg/s per well
- 4 wells available for injection (1 well in P18-4; 3 wells in P18-2). The optional injection wells P18-2A6 and P18-6A7 were added in the final stage of this study, hence no detailed FAS modelling has been done for these two wells. Therefore, the generalized completion and well design have been applied for both the P18-2A6 and P18-6A7. The recommendation is to update the flow assurance study including these two additional wells to understand the impact on completion and well design due to differences in reservoir properties and injectivity.

Pressure:

- Reservoir pressure prior to start of CO<sub>2</sub> injection: 20 bar (note: The P18-2 and P18-4 reservoir pressures are now around 22 bar and the P18-6 reservoir pressure is around 46 bar)
- Reservoir pressure end of CO<sub>2</sub> injection: 340 bar
- Minimum pipeline pressure 60 bar (minimum discharge pressure compressor)
- Other constraints such as tubing vibrations; thermal/mass flow rate constraints for reservoir, thermal gradients in well (radial and axial)

In order to stay within the above operating boundaries, the flow assurance study has shown that a completion with primarily 5 1/2" tubing is the most optimal. When using a smaller diameter tubing it will be easier to meet the temperature constraints at the topside. On the other hand, it will lead to higher wellhead pressures which implicates that at the final reservoir pressure the desired injection rates cannot be met. When modelling the larger diameter tubing it became apparent that it will be very difficult to meet the temperature requirements at low reservoir temperatures. (Flow assurance study presentation January 31st 2019, Stefan Belfroid, TNO)

During start-up and shut-in, the temperatures of the CO<sub>2</sub> in the well can drop even further. The worst case that is modelled for the flow assurance study is an Emergency Shut Down (ESD) with 20 bar reservoir pressure, below is a graph with the resulting minimum temperature and lowest mean temperature of the CO<sub>2</sub>. When the reservoir pressure increases with injection this temperature effect will reduce and the well will stay at higher temperatures.



**Figure 1 Static temperature and CO<sub>2</sub> temperature profiles during an ESD**

### Downhole monitoring

The flow assurance modelling has shown that the wellhead pressure will vary very little with increasing reservoir pressure, refer to appendix B for a graph (Flow assurance study presentation January 31th 2019, Stefan Belfroid, TNO). It is therefore recommended to install a downhole pressure gauge to allow for accurate monitoring of the reservoir pressure. Given the large expected temperature variations and the big impact that this will have on the completion it is recommended to install a continuous array of temperature measurements over the tubing to confirm the results of modelling and aid in operating the well in the design envelope. The data gathered in the Porthos project may also be beneficial for future CO<sub>2</sub> storage projects.

### 2.5. Well integrity

A well integrity review has been performed by TNO (Well integrity study presentation January 31th 2019, Paul Hopmans, TNO NB: This review did not consider the P18-6A7 well as a potential injector). The currently installed completions have a retrievable packer which is not deemed suitable for the expected temperature variations and will therefore need to be replaced. The main conclusion of this review, on the well materials that will stay in the well, were:

- No major operational issues during cementing of the production casings and liners which are located at the proposed packer setting area.
- Most of the cement bond logs that were run over the production liners showed poor bonding.
- No annular pressures have been observed during the productive life of the wells except for the P18-2A5 well where there is a sustained pressure slowly building on the A-annulus.
- The formation integrity tests done after cementing show competent casing shoes whereby all casing shoes from the 13 3/8" down can cope with the anticipated maximum CO<sub>2</sub> pressure.

- The P18-2A6 well is a multilateral well, consisting of a lateral which will need to be decommissioned and a mother bore which could be considered as an injection candidate, this will involve retrieving a whipstock and isolation of the lateral section.

A Taqa quick scan of the P18-6A7 well integrity has revealed the following:

- The completion has a permanent packer, in the define phase it could be considered to perform a detailed assessment including a flow assurance study to check whether the completion could be used as is including potential temperature limitations.
- FIT's of the 9 5/8" casing (Holland Marl) down are of sufficient strength to cope with anticipated maximum CO<sub>2</sub> pressure.
- There are no abnormal annular pressures recorded.
- No CBL's were run, the 13 3/8" primary cement job failed due to a blocked bottom plug / float collar, the result of subsequent squeeze jobs was poor.
- Losses were observed during the 9 5/8" casing cement job, the calculated top of cement is inside the 13 3/8" shoe.
- Losses were observed during the 7" liner cement job, the theoretical top of cement was estimated at 118 m below the TOL (spacer returns observed), the liner was rotated during the first part of the displacement.
- During the 5" liner cement job the top wiper plug was bumped 2.2 m<sup>3</sup> early, it was thought that cement had bypassed the wiper plug, therefore only spacer and no cement was observed above the TOL, rotation not reported.

When the annular cement of a production liner is deemed inadequate it could be considered to place the packer above the liner across a caprock in an area with good annulus cement. It is therefore not expected that the current cement status will be an issue for CO<sub>2</sub> injection. However, the prognosed quite extreme temperature cycles may influence the cement bond quality during the well life. A study is being performed by TNO on the effect of the temperature cycles on the cement bond quality, it is advised to take the study results along in the define phase. Remediation for a poor annulus cement is discussed in the design requirements section (section 3.4).



### 3. DESIGN REQUIREMENTS

#### 3.1. Completion configuration

The Flow assurance study shows that 5 1/2" is the optimal tubing size for the injection wells. This will fit in the top part of all injection wells since the top part of the wells consist of 9 5/8" casing. Three of the wells have a 7" liner above the reservoir, 2 wells have a 5" liner over the reservoir and the P18-6A7 has a predrilled 3 1/2" liner over the reservoir. The P18-2A6 well will require decommissioning of the lateral and isolation of the lateral from the motherbore. Various solutions exist which could be used, this is not expected to lead to a reduction in ID smaller than that of the ID of a 7" liner. In the define phase the benefits of using a system with a larger ID which could enable using a larger tubing to deeper in the well could be weighed against potential downsides of such a solution including potential extra cost. Below is a table with the depth of the Top Of Liners (TOL) and the top of the perforations.

	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-4A2	P18-2A6	P18-6A7
7" TOL [m]	3405	2672	3594	3924	*2200	2435
5" TOL [m]	N/A	3785	4402	N/A	N/A	3761
4 1/2" TOL [m]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Top of perforations [m]	3575	4070	4796	4083	4488	**4953

\* Estimated top of a to be installed scab liner over the window, this could be 7" scab liner or a different size scab liner/patch, this will be decided on in the define phase

\*\* Predrilled holes in 3 1/2" liner

For the wells with a 7" liner over the reservoir there is an opportunity to install the packer across the caprock just above the perforations in case the annulus cement at that level is deemed competent (refer to appendix C for an example completion diagram). This will reduce the amount of liner and casing that is in contact with CO<sub>2</sub>. It will also facilitate the final decommissioning of the well as the packer with a plug installed can be used to isolate the upper part of the well from the reservoir and it can serve as a base for the cement plug. This will reduce decommissioning risks and cost whilst still allowing to set a full-bore cement plug against the caprock (for more details on the decommissioning please refer to the Porthos basis of decommissioning design). The maximum tubing size that will fit in a 7" liner is 4 1/2" when a pressure/temperature monitoring cable is run with the tubing.

For the wells with a 5" liner the packer will need to be installed as deep as possible in the 7" liner across a suitable caprock (refer to appendix D for an example completion diagram). For the P18-6A7 well this means that the packer will be installed just above the caprock (Altena shales). This is not the preferred place since it could allow leakage above the caprock without a possibility to monitor it. However, it could be considered to stab the tailpipe of the completion into the 5" TOL to add an additional barrier to the 7" liner and to monitor the condition of the barrier by regular risk based corrosion logs. Installing a packer in the 5" liner will result in a too small tubing size to allow for the required injection rates. This means that the 5" liners will be exposed to CO<sub>2</sub>. For the P18-6A7 well it may be preferred to install a deeper packer and to accept a reduced injection capacity. In the define phase, it should be confirmed with Flow Assurance calculations that the depth of the packers will not form a too big restriction for injection, this will be an iterative process. Next to pressure and temperature effects, the maximum allowed velocity in the well components to avoid erosion should be considered.

An example of the proposed configurations with a 7" liner and with a 7" & 5" liner can be found in appendix C and D.

#### Packer

It is preferred to install a completion whereby the tubing is fixated to a packer. Given the relatively large impact of pressure fluctuations on well temperatures in CO<sub>2</sub> injection wells it is advised to perform flow assurance calculations based on the final injection parameters for the operating envelope of each specific well. The outcome from the flow assurance study can be used as input to calculate the

loads on the packer and as such to validate the final packer design. For the wells where the packer can be placed just above the perforations permanent packers may be used since these can be left downhole during decommissioning of the wells. However, in case of an unexpected workover due to issues with the new completion this would lead to extra workover cost compared to a retrievable packer.

For wells where the packers cannot be set close enough to the caprock for instance due to poor casing quality, poor annulus cement or unsuitable production liner size it is advised to source retrievable packers with a cut to retrieve option for ease of later decommissioning. In case no retrievable packers of sufficient strength can be sourced, a permanent packer can be installed but this will lead to extra time spend on milling of the packer during the final decommissioning of the wells.

The extreme temperature variations that are modelled in the Flow Assurance study will lead to very high loads on the tubing and packer and will lead to strict specifications for the packer and tubing.

In case the detailed modelling shows that the use of a standard packer completion is not an option it could be considered to select a system where the tubing is allowed to slide in a sealbore. The downside of this option is that given the frequent movement past the seals this is more susceptible to leakages.

### **Subsurface safety valve**

The use of a Surface Controlled SubSurface Safety Valve (TRSCSSSV) is mandatory for self-flowing wells. This safety valve should be suitable for the low anticipated temperatures in the well, it is however expected to be difficult to find a standard safety valve in the market that fulfils this requirement, especially in the top section which is expected to cool down the most, it could be considered to place the safety valve deep in the well where the temperatures will be higher. Next to that the control line fluid may be susceptible to freezing which will hamper the functionality of the TRSCSSSV. Therefore, it could be considered to use an injection valve rather than a TRSCSSSV or a combination of both. An injection valve will always close directly in case of an uncontrolled release whereas a TRSCSSSV closes after a sequence of valves is closed or hydraulic pressure is lost. A downside of injection valves is that they may be more susceptible to erosion and that they are not controllable from surface. A dispensation will need to be requested from the regulator for not installing a TRSCSSSV. The pro's and cons of both options and the effect of the low CO<sub>2</sub> temperature on the control line fluid needs to be investigated in the define phase. A deep-set injection valve which gives backpressure to the system may aid in reducing the ESD loads on the well, this should be investigated in the Flow Assurance study.

### **Downhole monitoring**

In order to get the full temperature profile of the wells a fibre optic Distributed Temperature Sensor (DTS) system could be installed in combination with a downhole pressure gauge. This will lead to restrictions on the tubing size at the bottom of the wells compared to a design where no downhole monitoring is required.

## **3.2. Materials**

### **Tubulars**

For the flow wet tubulars Cr13 material will be required to cope with the proposed CO<sub>2</sub> specification, higher quality super Cr13 variants could be required to cope with the very low temperature requirements. In the define phase this should be discussed with OCTG (tubing) suppliers in order to prepare the material specification.

### **Casing & Liners**

The casing designs of the injector wells will need to be checked against the CO<sub>2</sub> injection load cases. As part of this wellhead movement should be assessed and checked for interference with the platform structure and facilities.

### **Wellhead & X-tree**

The existing wellhead and tree have not been designed (Temperature class PU -20°C to 121 °C) to cope

with the very low expected temperatures. The flow wet components such as the tubing hanger and the X-tree can be changed out, the new equipment will need to be ordered to arctic specification (API temperature class KU -60°C to 121 °C). It will be very difficult to change out the wellhead equipment of the casings, it should however be checked what the temperature effect will be on this equipment and whether the equipment is suitable for this. Also the use of heat tracing could be considered. Refer to Appendix E for wellhead and tree setup for the P18-A wells. Please note that the wellhead & tree of the P18-6A7 well is different than that of the other P18 wellhead and trees.

### **Elastomers**

If elastomers are used in the packer, wellhead or subsurface safety valve these need to be checked against compatibility with the CO<sub>2</sub> specification

### **3.3. Annulus fluids**

Standard oil and gas wells in the Netherlands are completed with a completion brine in the A-annulus, however in these wells the expected low temperatures may lead to freezing of the brine. Also, the outer annuli could be exposed to freezing conditions. In the define phase, the temperature effects on the annulus fluids should be modelled. In case it is apparent that the A-annulus will freeze it should be considered to add anti-freezing agents, use an oil-based annulus fluid and/or nitrogen blanket in the annulus. The use of a nitrogen blanket in the annulus may have the additional benefit of insulation to the outer casing strings and will lead to a continuous overpressure which will allow continuous verification of the barrier envelope. This could be an option in case modelling shows that the outer annuli will be susceptible to freezing conditions since it is not possible to change-out the fluids that are present in the outer annuli. Alternatively, the operating envelope would need to be reduced in order to keep the temperatures of the annuli within acceptable boundaries. Introducing a nitrogen blanket will however make the completion installation a bit more complex and may introduce a potential leak path in the completion.

### **3.4. Production Liner & Casing cement**

The preferred setting depth of the production packer is as close to the perforations as possible where the well geometry allows this. This means that the production liners and the annulus cement will be part of the primary barrier envelope. The CBL's that were done on the production liners just after installation showed poor bonding for most of the wells. However, the isolation of the liner cement is believed to be sufficient for CO<sub>2</sub> injection when the cement job parameters were good and no annulus pressures have been observed during the producing life of the wells. It could be considered to reinterpret the existing CBL's to gain extra confidence in the cement bond logs.

Alternatively the production packer could be installed in the production casing when the cement job parameters were good, a FIT/LOT showed that the shoe is of sufficient strength to cope with the maximum anticipated pressure and no annulus pressures have been observed during the producing life of the wells.

In case that no isolation is present remedial actions could be considered. The best way to remediate a poor cement job would be to decommission the existing production liner with a Full-bore Formation Plug against the caprock and sidetrack back into the reservoir to install a new production liner, this will be an expensive solution.

### **3.5. Logging requirements**

Several logs could be run before running the new completion to verify the condition of the well. During the injection phase production logging may be required to assess the well and the injection performance. As per ISO 27914:2017 standard prior to conversion for CO<sub>2</sub> storage, the long-string casing shall be inspected and tested for integrity over its full length by obtaining and evaluating cement integrity logs and running and evaluating a casing inspection log for casing corrosion or damage.

**Cement bond logs**

A cement bond is typically used during the construction of a new well when there were operational issues with the cementation to check if there is a cement bond behind the casing. Please note however that it is the experience of Taqa that CBL results can be misleading, we have had examples of well sections with poor CBL's and good isolation and well sections with good CBL's where there was an obvious leak path. It is therefore of importance to ensure that the planned cement evaluation tool is suitable for the specific cement/casing situation and that prior to running the tool the evaluation and decision criteria are established.

**Corrosion logs**

Corrosion logs will be run as per the ISO standard. It is important to ensure that the minimum required wall thickness is known prior to running the tools and that the evaluation and decision criteria are established. Special focus areas of the corrosion logs are the proposed packer setting area in the production liner since in cases where this area was exposed to well fluids containing a minor amount of CO<sub>2</sub> during the production life and the P18-2A5 well where irregular A-annulus behaviour has been observed during its productive life.

**Production logs**

When for some wells there are doubts on reservoir performance (injectivity) a production log like an (M)PLT could be considered. The CCS ISO standards also mentions that a baseline saturation log should be obtained to establish gas saturations near the wellbore, the benefits of such a log should be discussed with the subsurface team in the define phase.

**3.6. Clean-out**

Before running a new completion and potentially some logs it is advised to perform a clean-out run with casing scrapers to remove scales, debris and plugging material from the well kill from the casing walls.

#### 4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

- The 4 initially proposed P18-2 and P18-4 gas wells are suitable to convert to CO<sub>2</sub> injection wells.
- The P18-2A6 well is a multilateral well, consisting of a lateral which will need to be decommissioned and a mother bore which could be considered as an injection candidate, this will involve retrieving a whipstock and isolation of the lateral section.
- The P18-6A7 well could be considered as an injection candidate, it does have a different well architecture and wellhead system than the other P18-A wells which will lead to variations in the design.
- For P18-2A6 and P18-6A7 a flow assurance study needs to be done to understand the impact on completion and well design due to differences in reservoir properties and injectivity.
- The large variation in modelled injection temperature profiles will lead to large loads on the tubing and packer and will require strict specifications and lead to extra cost and longer lead times
- The expected extreme low temperatures will lead to strict specifications for materials and lead to extra cost and longer lead times
- The cyclic temperature loading on the existing cement should be taken into account in the detailed design.
- It is recommended to review options to reduce the temperature loads in order to be able to use a more cost-effective design.
- It is recommended to prepare a flow assurance model for the detailed completion of each well and to update this model with the actual planned start and end reservoir pressures.
- The completions should cater for production logging during the operational stage
- The casing designs of the injector wells will need to be checked against the CO<sub>2</sub> injection load cases.
- Temperature limitations of well elements that cannot be changed-out during a workover such as annulus fluids and wellhead seals must be evaluated as they might impact the operational boundary conditions.
- Wellhead movement should be assessed and checked for interference with the platform structure and facilities.
- In the define phase start engaging equipment vendors for completion items & wellhead / xmas tree to share the project requirements and issue statement of requirements allowing for expert input on dedicated equipment specifications.
- For time and cost estimates please refer to the separate “Porthos CCS P18-2 well options cost estimates” document (ECM#198432)

## 5. APPENDICES

### 5.1. Appendix A: generalized stratigraphy of the P18 area

The Mainbuntsandstein formation “Bunter” in Taqa nomenclature is the only stratigraphic interval in the P18a,c area that has producing gas fields. In the nearby P15 production license, the Rijswijk member “Rijn” in Taqa nomenclature and Delft sandstone member “Delfland” in Taqa nomenclature may contain oil.

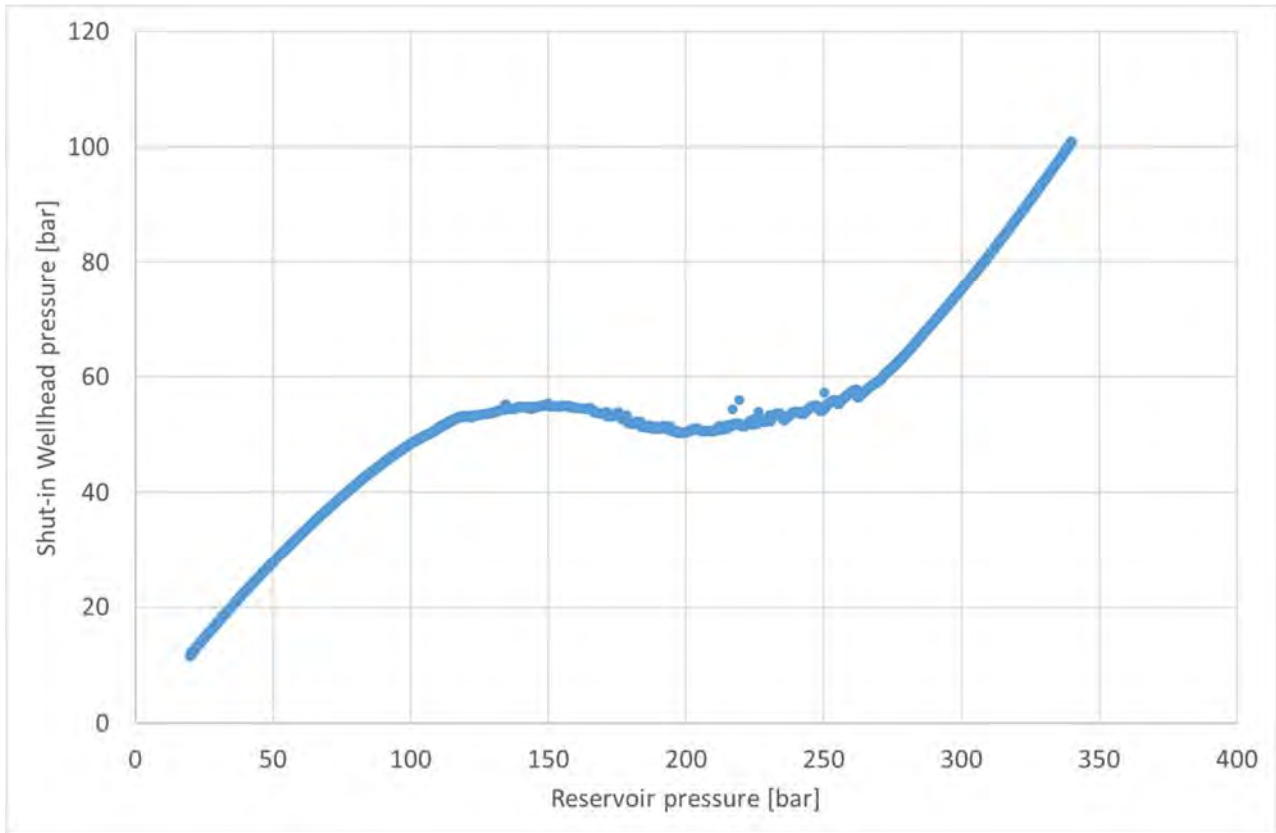
Generalised Stratigraphy of the P18 wells (based on the vertical P18-2 well):

			M TVDSS (+/-)		
Tertiary	Upper North Sea	Undifferentiated	0	The North Sea Group, which consists of siliciclastic sediments. Three major aquifers can be distinguished; the Dongen sand, a basal transgressive sandstone, and the marine Brussels sand and the Berg sand	
		Middle North Sea	Boom Clay		417
	Berg Sand		456		
	Lower North Sea	Asse Clay	465		
		Brussel sand	489		
		Ieper Clay	530		
		Dongen sand	637		
Landen Clay		870			
Upper Cretaceous	Chalk	Ommelanden Formation	920	Upper Cretaceous Chalk Group, which consist at the base of the formation of sands and marls and a thick layer (900 m) of limestones (Chalk). The distribution of the basal Texel Greensand is limited to the southern basin margin.	
		Texel Marlstone Member	1785		
		Texel Greensand Member	1828		
Lower Cretaceous	Rijnland	Holland	Upper Holland Marl Member	1876	Lower Cretaceous Rijnland Group, which consist of marine sandstones, shales and marls. At the base of the Rijnland Group, the Rijn / Rijswijk sandstone is present. This sandstone is widely distributed in the P18 area. It is also known for its oil (P15) and gas (onshore) accumulations within the West Netherlands Basin. The Rijnland sandstones are interpreted as transgressive sheet sands, with good lateral continuity. The Berkel and IJsselmonde are interpreted as coastal barriers with less lateral continuity. It must be assumed that the Berkel Sand is in connection with the Rijswijk/Rijn member. The IJsselmonde, Berkel and Rijswijk/ Rijn share the same seal which is the Vlieland Claystone and Lower Holland Marl Member.  In the upper part of the Rijnland succession, the Holland Greensand is present. It consists of argillaceous sands and silts. The distribution is limited to the southern margin of the West Netherlands Basin. Although the Holland Greensand has good lateral continuity, permeability is in general low
			Middle Holland Claystone Member	1996	
			Holland Greensand Member	2056	
		Vlieland	Lower Holland Marl Member	2078	
			Vlieland Claystone Formation	2190	
	Rijnland	IJsselmonde Sandstone Member	2416		
		IJsselmonde Claystone Member	2436		
		Berkel Sandstone Member	2486		
		Berkel Sand-Claystone Member	2496		
		Rijswijk Sandstone Member (Rijn in TAQA Nomenclature)	2529		
Jurassic	Schieland	Delfland	Rodenrijs Claystone Member	2544	The Schieland Group, which consists of shales and (stacked) channel sands of the Nieuwekerk Fm. (Delft sandstone equivalent). The lateral continuity of the individual sandbodies (thickness 2-5m) is probably very limited.
			Delft Sandstone Member (“Delfland” in Taqa nomenclature)	2562	
	Altena	Alblasserdam Member	2567	Directly above the primary seal, a thick succession of marine claystones, siltstones and marls is present. These sediments have excellent sealing quality and belong the Altena Group (Jurassic age).	
		Lower Werkendam Member	2573		



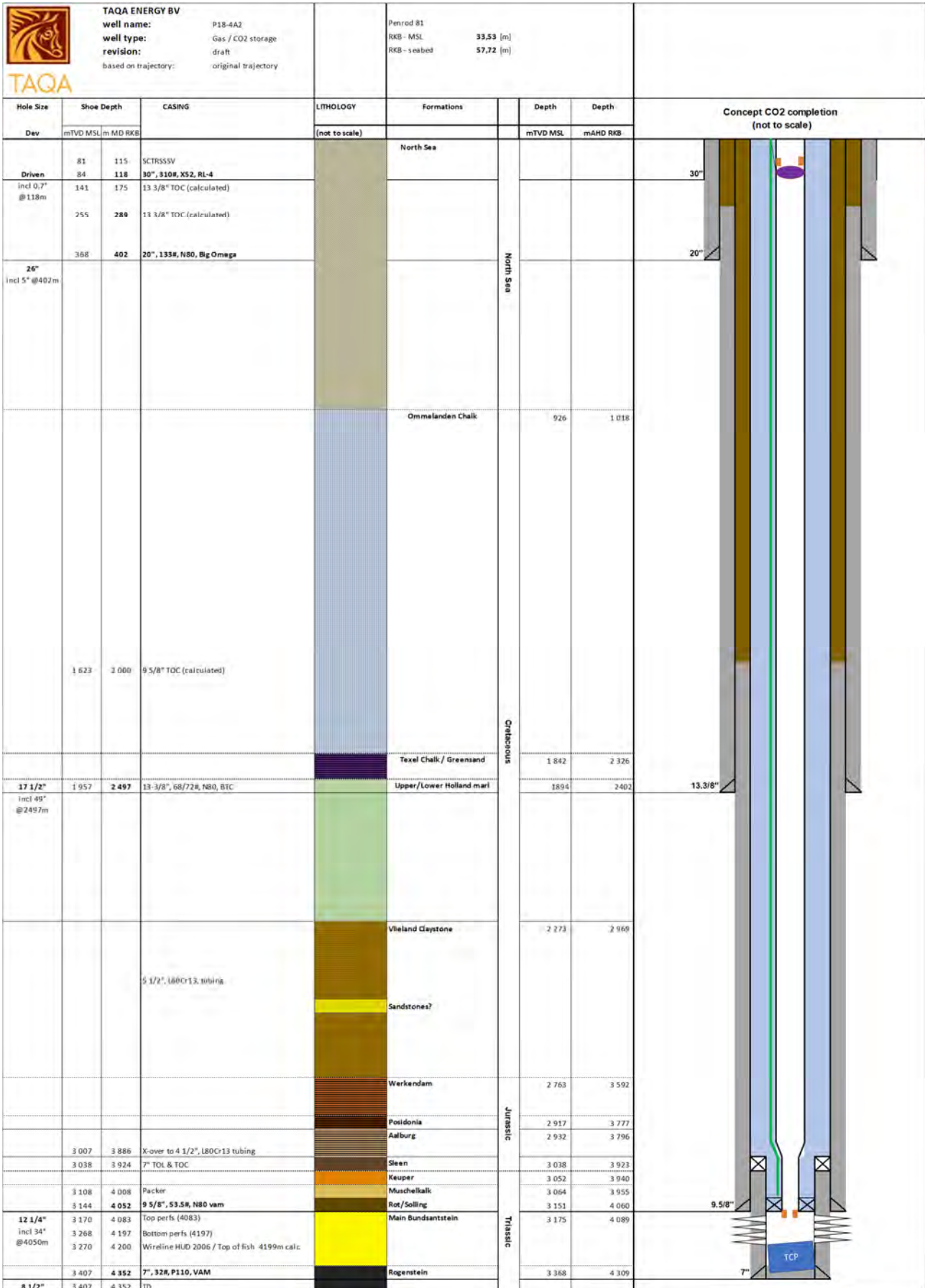
		Posidonia Shale Formation	2747	In the P18-02 well, the Altena Group has a thickness of approx. 500 m.	
		Aalburg Formation	2778		
		Sleen Formation	3036		
Upper Triassic	Upper Germanic Triassic	Upper Keuper Claystone Member	3077	The primary seal to the P18 reservoirs is formed by siltstones, claystones, evaporites and dolostones of the Solling Claystone Member, the Röt Formation, the Muschelkalk Formation, and the Keuper Formation that disconformably overlie the reservoir. The Solling Claystone Member consists of red, green and locally grey claystones that were deposited in a lacustrine setting just after the tectonic movements of Hardegsen phase during a major transgression (Geluk et al., 1996). It is the first laterally extensive claystone above the reservoir rocks of the Main Buntsandstein. In well P18-02, it has a thickness of approx. 5 m (Fig. 11). The Röt Formation consists of thin-bedded claystones, and is approx. 40 m thick. The Muschelkalk Formation consists of claystones, dolomites, and evaporates, and is approx. 70 m thick. All these rocks contain variable amounts of nodular anhydrite cementation (Spain and Conrad, 1997). The Keuper Formation consists of claystones intercalated with zones of anhydrite and gypsum, and is approx. 40 m thick. In total, the thickness of the primary seal in well P18-02 is approx. 155 m.	
		Dolomitic Keuper Member	3086		
		Red Keuper Claystone Member	3111		
		Upper Muschelkalk Member	3123		
		Middle Muschelkalk Marl Member	3145		
		Muschelkalk Evaporite Member	3158		
		Lower Muschelkalk Member	3165		
		Röt Claystone Member	3208		
		Solling Claystone Member	3228		
		Rot Sandstone / Basal Solling Sandstone	3226		Sandstone
Lower Triassic	Lower Germanic Triassic	Main Buntsandstein "Bunter"	Hardegsen Formation	3239	Dominated by reservoir-quality sandstones, depleted gas accumulation
			Detfurth Claystone Member	3308	
			Lower Detfurth Sandstone Member	3338	
			Volpriehausen Clay-Siltstone Member	3349	
			Lower Volpriehausen Sandstone Member	3404	
		Rogenstein Member	3454		
		Main Claystone Member	3547		
Permian	Zechstein	Zechstein Upper Claystone Formation	3595		
		Z1 Fringe Sandstone Member	3605		
		Z1 Middle Claystone Member	3618		
	Rotliegend	Slochteren Formation	3622		
	Carboniferous	Ruurlo Formation	3645		

## 5.2. Appendix B: Static wellhead and reservoir pressures for CO<sub>2</sub> injection well

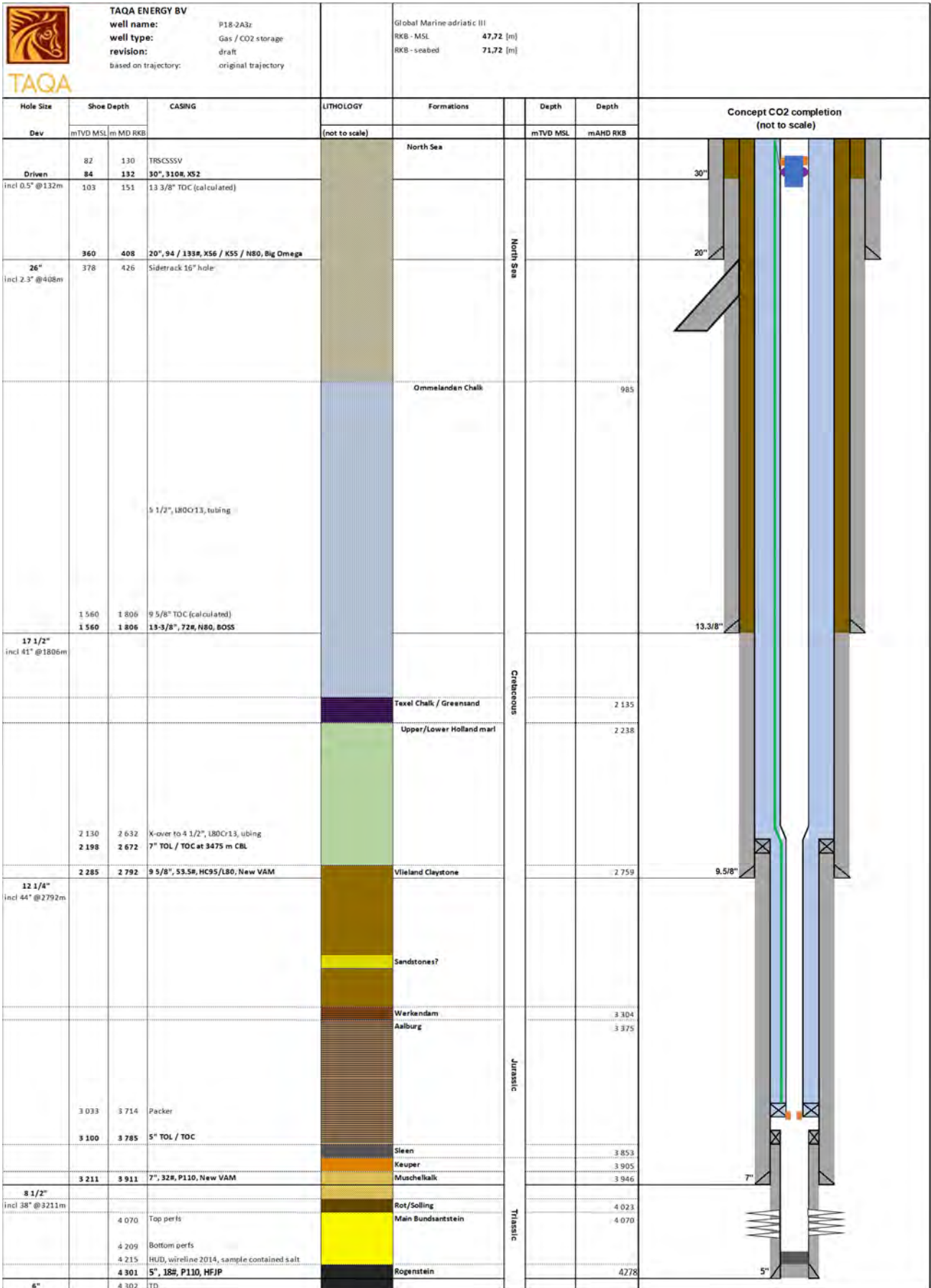


Source Flow assurance study presentation January 31th 2019, Stefan Belfroid, TNO

### 5.3. Appendix C: Example CO<sub>2</sub> injection completion P18-4A2 well



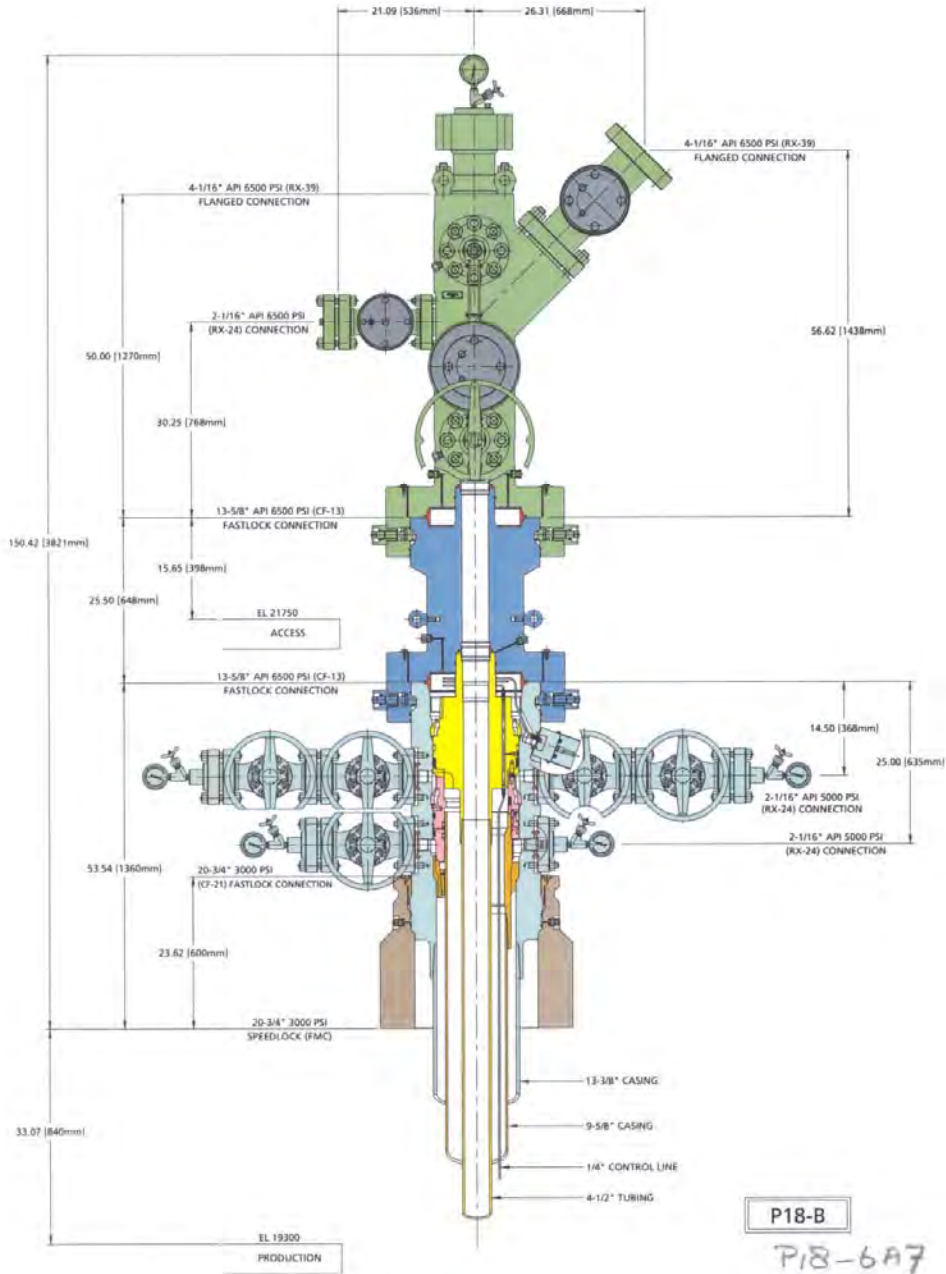
### 5.4. Appendix D: Example CO<sub>2</sub> injection completion P18-2A3 well





<b>Part</b>	<b>Connection</b>	<b>Rating (psi)</b>
Cameron 5 1/8" 5000psi Production tree with manual swab upper and lower master valves and hydraulically actuated wing valve	9" FMC Speedloc	5000
FMC Spacer Spool	13 5/8 FMC Speedloc x 9" FMC Speedloc	5000
FMC 13 5/8" x 13 5/8" Tubing Head Spool	13 5/8" FMC Speedloc x 13 5/8" FMC Speedloc	5000
FMC 20 3/4" x 13 5/8" Intermediate Casing Head Housing	20 3/4" FMC Speedloc x 13 5/8" FMC Speedloc	5000
FMC Sliploc type casing head	20 3/4" FMC Speedloc	3000



**P18-6A7 wellhead and tree**

**BP - NETHERLANDS**

**CUSTOMER ASSEMBLY DETAILS: 13-5/8\"** 5000 PSI SSMC 2 STAGE COMPACT HOUSING. 13-5/8\" 6500 PSI SPACER SPOOL. 4-1/8\" 6500 PSI XMAS TREE. 30\" CONDUCTOR x 20\" x 13-3/8\" x 9-5/8\" CASING x 4-1/2\" TUBING. ONE CONTROL LINE

SK-118853-01

Part	Connection	Rating (psi)
Cameron 4 1/16\" 6500psi production tree with manual swab upper and lower master valves and hydraulically actuated wing valve	13 5/8\" Cameron Fastlock	6500
Cameron Spacer Spool	13 5/8\" Fastlock x 13 5/8\" Fastlock	6500
Cameron 13 5/8\" x 13 5/8\" SSMC dual stage wellhead	13 5/8\" Cameron Fastlock x 20 3/4\" Cameron Fastlock	5000
X-over from Cameron to FMC	20 3/4\" FMC Speedloc x 20 3/4\" FMC Speedloc	3000
FMC Sliploc type casing head	20 3/4\" FMC Speedloc	3000



TAQA

# **PORTHOS**

## **Basis of decommissioning design**

ECM Number #: 196532

---

### **TAQA Energy B.V.**

Kruseman van Eltenweg 1,  
1817BC Alkmaar,  
The Netherlands

Date: March 22<sup>nd</sup>, 2019  
Issue No.: Version 1.0 for signature

---

**DOCUMENT CONTROL****Authorization**

Activity	Name	Function	Date	Signature
Prepared	Hein van Heekeren	Senior Well Engineer	26-3-2019	
Prepared	Tim-Tijn Scherpenhuijsen	Geologist / CCS Project Manager	1-4-2019	
Reviewed	Willem-Jan Plug	Subsurface Manager	26-3-2019	
Reviewed	Reinout Storm	Manager Drilling & Wells	29-3-2019	R Storm
Approved	Isabelle de Vos	Drilling & Completions expert, EBN	29/03/2019	

**Revision record**

Version	Date	Status / Changes
0 Draft	25-2	Draft for Review
0.1 Draft	26-2	Incorporated comments RS and updated geology section TTS
0.2	28-2	Incorporated comments WJP
0.3	28-2	For approval
0.4	1-3	Incorporated comments Jan-Thijs Keijser
0.5	4-3	Incorporated comments from meeting with EBN 1-3
1.0	22-3	Incorporated comments IdV

---

## TABLE OF CONTENTS

<b>DOCUMENT CONTROL</b> .....	<b>2</b>
<b>Authorization</b> .....	<b>2</b>
<b>Revision record</b> .....	<b>2</b>
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>4</b>
<b>2. GEOLOGY</b> .....	<b>5</b>
2.1. Stratigraphy, caprocks and zones with flow potential .....	5
2.2. Regional pore pressure and fracture gradient profiles .....	7
<b>3. GENERIC DECOMMISSIONING DESIGN</b> .....	<b>9</b>
3.1. Introduction .....	9
3.2. Decommissioning design assumptions and regulations .....	9
3.3. Generic decommissioning design P18-2 wells .....	9
3.4. Proposed timeline of decommissioning .....	11
<b>4. WELL SPECIFIC DECOMMISSIONING DESIGNS</b> .....	<b>13</b>
4.1. P18-2 .....	13
4.2. P18-2A1 .....	15
4.3. P18-2A3 .....	16
4.4. P18-2A5 .....	18
4.5. P18-2A6(ST).....	20
4.6. P18-4A2 .....	24
4.7. P18-6A7 .....	26
<b>5. CONCLUSIONS</b> .....	<b>28</b>

## 1. INTRODUCTION

As part as the Porthos CCS project it is planned to inject CO<sub>2</sub> in the depleted P18-2 and P18-4 gas reservoirs. As part of this project a decommissioning plan needs to be made for the injection wells as well as for other wells that may be affected by the CO<sub>2</sub> injection. All planned injection wells are located on the normally unmanned P18-A platform.

The purpose of this document is to make a basis of design for decommissioning of the wells that may come into contact with CO<sub>2</sub> once CO<sub>2</sub> is injected in the P18-2 field. A conceptual decommissioning design has already been made for the P18-1, P15-9E1 and P15-9E2 wells for the ROAD project, for the purpose of the basis of design no update will be made for these wells in this stage (High level abandonment programs, TAQA CCS P15-9 wells version final 12-10-2011 ECM#196967).

The designs are based on current best available techniques. However, it could well be that at the time of decommissioning after the injection period in 10-15 years the designs will be adapted to meet the future decommissioning requirements due to improvements or new insights in decommissioning techniques and regulator standards.

## 2. GEOLOGY

### 2.1. Stratigraphy, caprocks and zones with flow potential

The Mainbuntsandstein formation “Bunter” in Taqa nomenclature is the only stratigraphic interval in the P18a,c area that has producing gas fields. In the nearby P15 production license, the Rijswijk member “Rijn” in Taqa nomenclature and Delft sandstone member “Delfland” in Taqa nomenclature may contain oil. Furthermore, the Permian interval in P18 is tight but gas shows have been observed.

Generalised Stratigraphy of the P18 wells (based on the vertical P18-2 well):

The formations indicated in green are considered caprocks (seals) and the formations indicated in red may be considered as zones with flow potential for the decommissioning of the wells.

The classification of these layers has been done based on NOGEP standard 45 (version: EXCOM 12-10-2016). According to this standard a formation can be considered to function as a caprock when it:

- Completely covers a zone with flow potential but is not necessarily located immediately above the reservoir.
- Is impermeable (the impermeable rock matrix should not be impaired by open faults).
- Has adequate strength to hold the maximum anticipated pressure from the zone with flow potential.

A formation can be considered a zone with flow potential when:

- The formation is permeable (within the matrix or it may be fractured).
- The formation exhibits a pressure differential with other formations or surface.
- Formations could be grouped into zones of similar fluids and/or pressures where inter-zonal isolation has been assessed as not required in order to prevent damage. Such a group of formations could be isolated by a common permanent barrier in a competent caprock.

Indications of flow potential could be based on drilling records (gains/ losses/gas levels) and log evaluation (including from adjacent Wells), as well as sustained annulus pressures. The indicated zones with flow potential in the Jurassic and Lower Cretaceous are permeable layers that are present in the stratigraphy, however these layers will not have flow potential when they are water bearing. The below representation can therefore be considered as a worst-case scenario. A well by well assessment is needed in the define phase to assess their content and classify them as zones of flow potential.

			M TVDSS (+-)	flow/ seal	
Tertiary	Upper North Sea	Undifferentiated	0		The North Sea Group, which consists of siliciclastic sediments. Three major aquifers can be distinguish; the Dongen sand, a basal transgressive sandstone, and the marine Brussels sand and the Berg sand
	Middle North Sea	Boom Clay	417		
		Berg Sand	456		
	Lower North Sea	Asse Clay	465		
		Brussel sand	489		
		Ieper Clay	530		
		Dongen sand	637		
	Landen Clay	870			
Upper Cretaceous	Chalk	Ommelanden Formation	920		Upper Cretaceous Chalk Group, which consist at the base of the formation of sands and marls and a thick layer (900 m) of limestones (Chalk). The distribution of the basal Texel Greensand is limited to the southern basin margin.
		Texel Marlstone Member	1785		
		Texel Greensand Member	1828		





Lower Cretaceous	Rijnland	Holland	Upper Holland Marl Member	1876	Seal	Lower Cretaceous Rijnland Group, which consist of marine sandstones, shales and marls. At the base of the Rijnland Group, the Rijn / Rijswijk sandstone is present. This sandstone is widely distributed in the P18 area. It is also known for its oil (P15) and gas (onshore) accumulations within the West Netherlands Basin. The Rijnland sandstones are interpreted as transgressive sheet sands, with good lateral continuity. The Berkel and IJsselmonde are interpreted as coastal barriers with less lateral continuity. It must be assumed that the Berkel Sand is in connection with the Rijswijk/Rijn member. The IJsselmonde, Berkel and Rijswijk/ Rijn share the same seal which is the Vlieland Claystone and Lower Holland Marl Member. In the upper part of the Rijnland succession, the Holland Greensand is present. It consists of argillaceous sands and silts. The distribution is limited to the southern margin of the West Netherlands Basin. Although the Holland Greensand has good lateral continuity, permeability is in general low
			Middle Holland Claystone Member	1996	Seal	
			Holland Greensand Member	2056		
			Lower Holland Marl Member	2078	Seal	
		Vlieland	Vlieland Claystone Formation	2190	Seal	
			IJsselmonde Sandstone Member	2416	Flow	
			IJsselmonde Claystone Member	2436		
			Berkel Sandstone Member	2486	Flow	
			Berkel Sand-Claystone Member	2496		
			Rijswijk Sandstone Member (Rijn in TAQA Nomenclature)	2529	Flow	
Jurassic	Schieland	Delfland	Rodenrijs Claystone Member	2544	Seal	The Schieland Group, which consists of shales and (stacked) channel sands of the Nieuwekerk Fm. (Delft sandstone equivalent). The lateral continuity of the individual sandbodies (thickness 2-5m) is probably very limited.
			Delft Sandstone Member ("Delfland" in Taqa nomenclature)	2562	Flow	
	Altena	Alblasserdam Member		2567	Seal	Directly above the primary seal, a thick succession of marine claystones, siltstones and marls is present. These sediments have excellent sealing quality and belong the Altena Group (Jurassic age). In the P18-02 well, the Altena Group has a thickness of approx. 500 m.
		Lower Werkendam Member		2573	Seal	
		Posidonia Shale Formation		2747	Seal	
		Aalburg Formation		2778	Seal	
Sleen Formation		3036	Seal			
Upper Triassic	Upper Germanic Triassic	Upper Keuper Claystone Member		3077	Seal	The primary seal to the P18 reservoirs is formed by siltstones, claystones, evaporites and dolostones of the Solling Claystone Member, the Röt Formation, the Muschelkalk Formation, and the Keuper Formation that disconformably overlies the reservoir. The Solling Claystone Member consists of red, green and locally grey claystones that were deposited in a lacustrine setting just after the tectonic movements of Hardegsen phase during a major transgression (Geluk et al., 1996). It is the first laterally extensive claystone above the reservoir rocks of the Main Buntsandstein. In well P18-02, it has a thickness of approx. 5 m (Fig. 11). The Röt Formation consists of thin-bedded claystones, and is approx. 40 m thick. The Muschelkalk Formation consists of claystones, dolomites, and evaporates, and is approx. 70 m thick. All these rocks contain variable amounts of nodular anhydrite cementation (Spain and Conrad, 1997). The Keuper Formation consists of claystones intercalated with zones of anhydrite and gypsum, and is approx. 40 m thick. In total, the thickness of the primary seal in well P18-02 is approx. 155 m.
		Dolomitic Keuper Member		3086	Seal	
		Red Keuper Claystone Member		3111	Seal	
		Upper Muschelkalk Member		3123	Seal	
		Middle Muschelkalk Marl Member		3145	Seal	
		Muschelkalk Evaporite Member		3158	Seal	
		Lower Muschelkalk Member		3165	Seal	
		Röt Claystone Member		3208	Seal	
		Solling Claystone Member		3228	Seal	
		Rot Sandstone / Basal Solling Sandstone		3226	Flow	
Lower Triassic	Lower Germanic Triassic	Main Buntsandstein "Bunter"	Hardegsen Formation	3239	Flow	Dominated by reservoir-quality sandstones, depleted gas accumulation
			Detfurth Claystone Member	3308	Flow	
			Lower Detfurth Sandstone Member	3338	Flow	
			Volpriehausen Clay-Siltstone Member	3349	Flow	
			Lower Volpriehausen Sandstone Member	3404	Flow	

		Rogenstein Member	3454		
		Main Claystone Member	3547	Seal	
Permian	Zechstein	Zechstein Upper Claystone Formation	3595	Seal	
		Z1 Fringe Sandstone Member	3605	Flow	
		Z1 Middle Claystone Member	3618	Seal	
	Rotliegend	Slochteren Formation	3622	Flow	
	Carboniferous	Ruurlo Formation	3645	Seal	

Zones with flow potential:

The table below shows the details of the identified zones with flow potential. All maximum anticipated pressures are calculated based on a gas filled zone (worst case assumption).

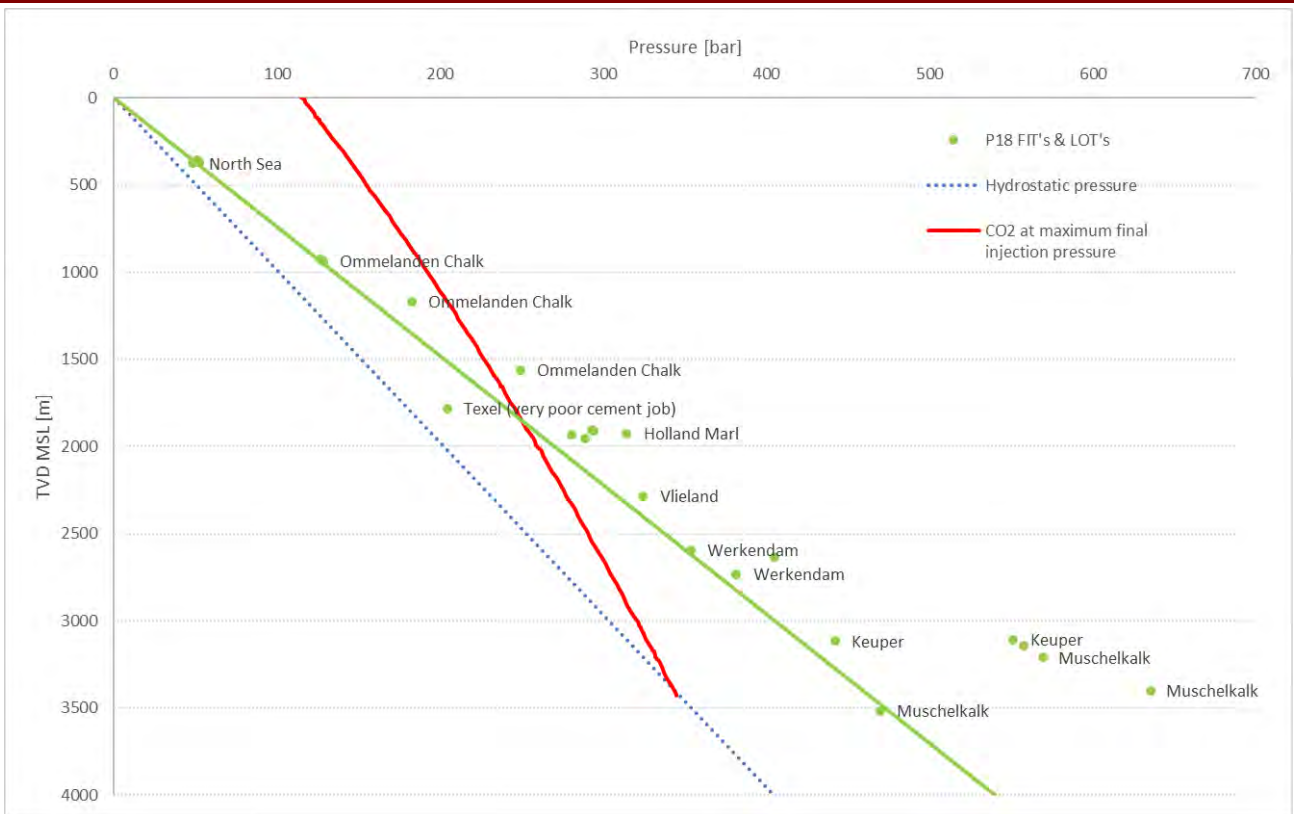
Zone with flow potential	Fluid content	Maximum anticipated pressure
Ijsselmonde SST member	Oil/Gas*	267 bar @2416 [m] TVD MSL
Berkel SST member	Oil/Gas*	266 bar @2486 [m] TVD MSL
Rijswijk SST member "Rijn"	Oil/Gas*	265 bar @2529 [m] TVD MSL
Delft SST member "Delfland"	Oil/Gas*	264 bar @2562 [m] TVD MSL
Rot SST member	CO <sub>2</sub>	345 bar @3226[m] TVD MSL
Main Buntsandstein formation "Bunter"	CO <sub>2</sub>	345 bar @3239 [m] TVD MSL
Permian formations	Gas	376 bar @3605 [m] TVD MSL

\*Worst case assumption could also be water bearing in that case the zone has no flow potential.

## 2.2. Regional pore pressure and fracture gradient profiles

Please find in below figure the pore pressures and formation fracture pressures;

- The minimum fracture gradient is based on P18 limit and leak-off test results, the tests are indicated by a green dot. The green line connects these dots and is indicative of the formation strength.
- The Blue line shows the hydrostatic pressure line of the formations
- The Red line shows the pressure profile in case the well would be fully filled with CO<sub>2</sub> at the final planned reservoir pressure of 316 bar



### 3. GENERIC DECOMMISSIONING DESIGN

#### 3.1. Introduction

The P18 wells have been drilled between 1987 and 2003, several different well configurations have been used during this period. However, following the latest NOGEPa decommissioning standard 45 the decommissioning design of these wells is not as much guided by the configuration of the well but by preventing fluid flow across key sealing geological strata as identified in the previous chapter.

#### 3.2. Decommissioning design assumptions and regulations

The decommissioning design for wells that may be affected by the Porthos CCS project are designed taking into account the following assumptions:

- CO<sub>2</sub> is stored in the Bunter reservoir storage site and has not migrated into the storage complex.
- All decommissioning plugs will be designed according to TAQA standards.
- All decommissioning plugs except for the Bunter reservoir plug will be designed according to NOGEPa decommissioning standard 45 (version: EXCOM 12-10-2016). It is expected that the mining regulations will be altered in April 2019 such that they refer to NOGEPa standard 45.
- The design of the Bunter reservoir plug will be based on the Dutch mining regulations and best industry practices, this is because CCS wells are considered out of scope by NOGEPa standard 45. There is currently a Nextstep initiative started to prepare specific decommissioning regulations for CCS reservoir isolation, the Bunter reservoir plug will need to be reviewed in case it is expected that these CCS decommissioning regulations become effective before the start of the decommissioning activities.
- At this moment it has not been decided how the CO<sub>2</sub> injection wells will be completed. For these wells it is therefore not known what will need to be removed from the well in order to set the intended decommissioning plugs. For these designs it is assumed that the completions are completely removed. Decommissioning will be taken into account in the design of the new completions for the injector wells.
- The risk of cross flow between the Bunter CO<sub>2</sub> injection reservoir and the deeper Permian reservoirs present in some wells needs to be assessed by the subsurface team in the define phase in order to design for mitigations when required. In this document it is assumed that no additional plug is required to isolate the Permian formations.
- Where present the Rot sandstone, which is directly overlaying the Bunter reservoir, is expected to be gas bearing. The Rot sandstone shares the caprock with the Bunter reservoir as such it can be isolated with the same decommissioning plug.
- In case multiple zones with flow potential are present in the Jurassic and Lower Cretaceous they can be isolated with 1 decommissioning plug since the pressures are similar and they share a common competent caprock being the Vlieland Claystone. For the design it is currently assumed that all wells will have a zone with flow potential in the Jurassic or Lower Cretaceous.

#### 3.3. Generic decommissioning design P18-2 wells

Since the wells have been drilled through very similar geological strata a generic decommissioning design can be made, later in this chapter this generic design will be applied to the specific wells and potential well specific exceptions will be discussed. This design consists from bottom to top of the following:

##### Permian reservoirs

The P18-1 and P18-2 wells have been drilled into the Permian, as stated above in the design assumptions no additional plug is currently planned for these zones.

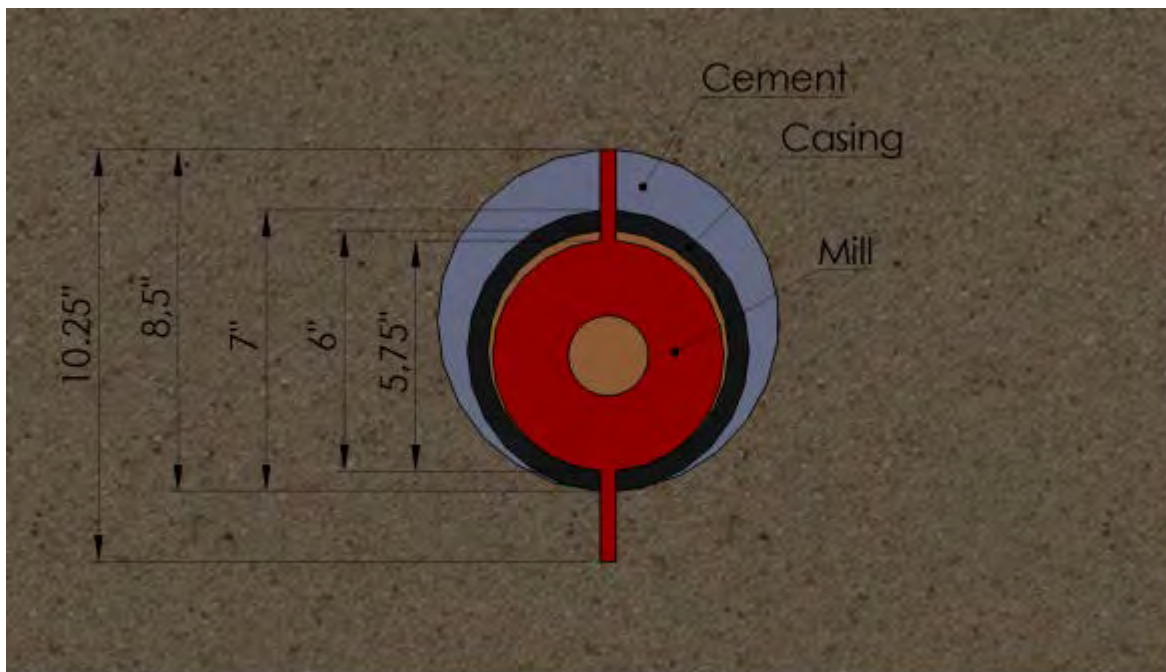
### Bunter Reservoir plug (including Rot sandstone)

The Bunter reservoir will be used for storage of the CO<sub>2</sub>, as indicated above NOGEP standard 45 is not applicable for this plug. According to industry good practice a Full-bore Formation Plug (FFP) will be used in order to provide a wall to wall CO<sub>2</sub> resistant seal against the reservoir. This plug must be set against a firm suitable caprock of sufficient strength to cope with the anticipated final injection pressure, preferably as close to the reservoir as possible. Before this cement plug can be set all the casing and cement of the intended section needs to be removed. The minimum sweep of the section mill must be such that even when the tool is in its most eccentric position in the casing this is achieved, and only fresh rock is exposed around the complete circumference (refer to the figure below for an example with a 7" casing in a 8 1/2" hole). The desired diameter can be reached by first section milling the casing and then using an under reamer to enlarge the hole, for operational reasons this run could be combined. The required cement plug length according to the Dutch mining law is 50m, this is already longer than the industry standard of 30m.

In order to achieve the best isolation the cement recipe should be designed to be CO<sub>2</sub> resistant and non shrinking. Alternative sealing materials such as resins, bentonite plugs or making use of natural formation sealing could be considered but at this moment CO<sub>2</sub> resistant cement is deemed to be the most suitable material.

In order to get an optimal plug, the fullbore formation plug needs to be placed on a solid base. This can either be a packer with a plug or a bridgeplug. In case of suspected poor annular cement below the plug and/or to avoid gas migration it could be considered to place the cement plug on an inflatable bridgeplug that can be expanded against fresh formation that has been exposed by the under reaming.

According to the mining regulations the cement plug may be verified by tagging the top of cement with 100 kN (10 mT), pressure testing FFP to 50 bar for 15 minutes, or inflow testing the plug.



**Figure 1 Schematic cross section of a fullbore formation plug (source "Detailed workover & abandonment design TAQA CCS P18-4A2", WEP 2011 )**

---

## **Jurassic and Lower Cretaceous formations in case of flow potential**

Some of the Jurassic and Lower Cretaceous sandstone formations may be hydrocarbon bearing in the P18 area, since some of them are being produced in the nearby P15 block. The caprock for these potential reservoirs consists of the Vlieland Shale and Holland formations. Regionally, the formation strength of the Vlieland shales is more than sufficient to cope with the anticipated pressures in the Jurassic and Lower Cretaceous reservoirs as well as a fully charged Bunter reservoir. A wall to wall barrier will need to be created over the caprock. This wall to wall barrier will consist of an internal cement plug of at least 50m on a mechanical barrier or 100m without a firm base and the annular cement outside of the casing(s). The annular cement is considered acceptable when the cementing records are good and no abnormal annular pressures have been recorded during the production and injection period. When these records are inconclusive either a pressure test could be performed on the annular cement or a CBL could be run to verify the annular cement. In case the latter also shows a poor annular cement bond a remedial cement job should be considered. This may consist of an FFP against fresh formation similar to the cement plug discussed for the Bunter Reservoir plug or alternatively a perf and wash job can be considered.

According to NOGEP standard 45 the cement plug may be verified by tagging the top of cement with 100 kN (10 mT), pressure testing FFP to 50 bar for 15 minutes, or inflow testing the plug.

### **Environmental plug**

A well by well assessment will be made whether an environmental barrier will need to be placed near surface, the environmental plug should consist of 50m of cement on a firm base or 100m without a firm base. This shall be done when there is a risk of environmental pollution by fluids left in the well or if there is rock formation in direct communication with the sea.

The environmental barrier shall extend across all annuli and does not require any verification other than visual confirmation of the TOC or by cementeous returns.

### **Removal of the casings and conductor**

After the final cement plug all casings and the conductor will need to be cut and removed from at least 6m below the seabed.

## **3.4. Proposed timeline of decommissioning**

From a technical perspective it is advised to plan the decommissioning of the wells based on a well by well assessment. In principle all wells will be decommissioned after the injection is finished unless there are strong technical arguments to decommission a well earlier. Both the P18-2 well and P18-2A6st wellbore penetrate the P18-2 reservoir which will be pressured up by CO<sub>2</sub> injection. Decommissioning a low-pressure gas well will have less operational risks and is expected to be done at lower cost than a high-pressure well filled with CO<sub>2</sub> especially given the non-standard well design with a long non-cemented liner overlap on the P18-2A6st wellbore. This will also allow for potential monitoring of the abandoned leg over the injection period and will prove the effectiveness of the abandonment techniques / materials used and bring a higher level of confidence for the remaining decommissioning operations. Taking these aspects into account it is advised to decommission the wells that are in direct connection with a reservoir that will be filled with high pressure CO<sub>2</sub> before or around the start of the injection.

Other wells that may be affected by the injection of CO<sub>2</sub> in the P18-2 or P18-4 reservoirs because of migration through a potentially leaking fault can be decommissioned later during the injection period. Only when a significant pressure increase due to CO<sub>2</sub> breakthrough is observed it should be considered to decommission these wells earlier to avoid unnecessary exposure to high pressure CO<sub>2</sub>. The below



table lists all wells that may be affected by the CO<sub>2</sub> storage including a preliminary timeline for decommissioning from a well engineering technical perspective:

Well Name:	Well type	Well type	Timeline for decommissioning
P18-2A1	P18-A platform	Injector	After completion of injection
P18-2A3	P18-A platform	Injector	After completion of injection
P18-2A5	P18-A platform	Injector	After completion of injection
P18-4A2	P18-A platform	Injector	After completion of injection
P18-2A6/st*	P18-A platform	Decommissioning	2A6st Around start of injection, 2A6 after observing 2A6st decommissioning plug
P18-6A7	P18-A platform	Decommissioning	After completion of injection or in the unlikely event when CO <sub>2</sub> breakthrough to the P18-6A7 well is observed whatever comes first
P18-1	Freestanding MLS	Decommissioning	After completion of injection or when CO <sub>2</sub> breakthrough to the P15-9 wells is observed whatever comes first
P18-2	Freestanding MLS	Decommissioning	Around start of injection
P15-9E1	P15-E platform	Decommissioning	After completion of injection or when CO <sub>2</sub> breakthrough to the P15-9 wells is observed whatever comes first
P15-9E2	P15-E platform	Decommissioning	After completion of injection or when CO <sub>2</sub> breakthrough to the P15-9 wells is observed whatever comes first

\*multilateral well

---

## 4. WELL SPECIFIC DECOMMISSIONING DESIGNS

### 4.1. P18-2

The P18-2 well has been suspended directly after the original drilling of the well in 1989 and can be decommissioned in the current status by removing the riser and casing strings 6m below the seabed. When the P18-2 field is filled with CO<sub>2</sub>, the Bunter section will need to be re-entered and plugged with a full bore CO<sub>2</sub> resistant cement plug. After removing the dome and the MLS caps, a tie back will need to be made to access the 9 5/8" casing such that the existing cement plugs can be drilled out. All existing bridge plugs and cement plugs will need to be drilled-out except for the bottom plug just above the perforations as this plug can form the base for the Bunter reservoir plug.

A 50m section will need to be milled and under reamed in the caprock above the perforations for the CO<sub>2</sub> resistant FFP. The CO<sub>2</sub> resistant cement plug will need to be set from the existing plug above the Bunter perforations to above the section milled window. Thereafter the Bunter plug will need to be verified according to the mining regulations. A T plug with class G cement is planned be set over the 9 5/8" top of liner. Although this is not a direct requirement by NOGEP standard 45 this is considered good industry practice and will give extra assurance at marginal extra cost. In the define phase, it should be confirmed that no FFP is required below the Bunter to avoid downward migration of CO<sub>2</sub> to the Permian reservoir.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

Since no rock is exposed to sea and the well was drilled with water-based fluids there is no requirement to place an environmental plug.

Below is a well diagram of the current and decommissioned situation of the P18-2 well.



**TAQA ENERGY BV**  
**well name:** P18-2  
**well type:** Suspended  
**revision:** draft  
**based on trajectory:** original trajectory

Ron Tappmeyer  
 RKB - MSL 33.52 [m]  
 RKB - seabed 56.52 [m]

Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY <small>(not to scale)</small>	Formations	Depth	Depth	Current situation <small>(not to scale)</small>	Decommissioned situation <small>(not to scale)</small>
	Dev	mTVD MSL							
		24	68		North Sea				
Driven		83	117		North Sea				
		120	154		North Sea				
		353	387		North Sea				
		366	400		North Sea				
26" incl 0° @400m					North Sea				
		1491	1525		Ommelanden Chalk	920	954		
		1593	1627		Ommelanden Chalk				
		1859	1893		Texel Chalk / Greensand	1785	1819		
17 1/2" incl 0° @1304m		1870	1904		Upper/Lower Holland marl	1876	1910		
		1881	1915		Upper/Lower Holland marl				
		1898	1932		Upper/Lower Holland marl				
		2190	2224		Vlieland Claystone	2190	2224		
					Sandstones?				
		2572	2607		Werkendam	2572	2607		
		2744	2781		Posidonia	2744	2781		
		2774	2812		Aalburg	2774	2812		
		2917	2956		Aalburg				
		2966	3006		Aalburg				
12 3/4" incl 0° @3090m		3049	3090		Aalburg	3029	3070		
		3059	3111		Sleen	3069	3111		
		3115	3157		Keuper	3115	3157		
		3195	3243		Muschelkalk	3195	3243		
		3231	3275		Rot/Solling	3231	3275		
		3442	3488		Main Bundsantstein	3442	3488		
		3582	3629		Rogenstein	3582	3629		
		3609	3656		Zechstein	3609	3656		
		3631	3679		Slochteren	3631	3679		
		3710	3758		Ruurlo				
		3717	3765		Ruurlo				

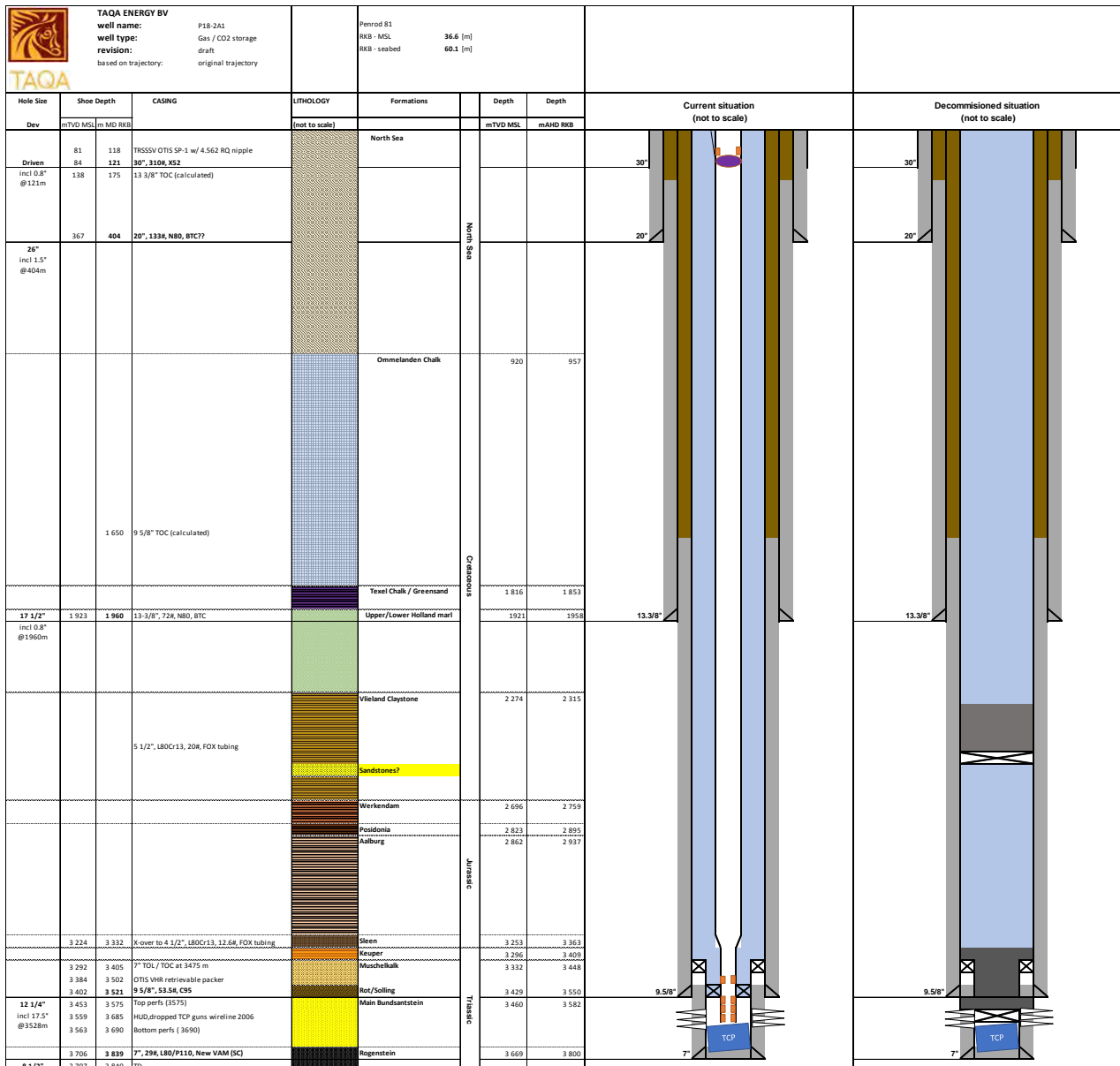
## 4.2. P18-2A1

For the P18-2A1 well decommissioning the CO<sub>2</sub> injection completion will need to be removed. Thereafter one plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP, this means that the 7" liner will be milled and the caprock under reamed over a length of 50m, the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug just above the top perforations. Depending on the final completion design that is chosen the base of the cement plug could also be a production packer just above the perforations. A T plug with class G cement is planned be set over the 7" top of liner. Although this is not a direct requirement by NOGEP standard 45 this is considered good industry practice and will give extra assurance at marginal extra cost.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

Since no rock is exposed to sea and the well was drilled with water-based fluids there is no requirement to place an environmental plug.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-2A1 well.



### 4.3. P18-2A3

For the P18-2A3 well decommissioning the CO<sub>2</sub> injection completion will need to be removed. Thereafter one plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP, this means that the 5" liner will be milled and the caprock under reamed over a length of 50m, the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug just above the top perforations. Given that there is a 5" liner over the reservoir it is unlikely that a production packer will provide a base for the cement plug. A T plug with class G cement is planned be set over the 5" top of liner. Although this is not a direct requirement by NOGEP standard 45 this is considered good industry practice and will give extra assurance at marginal extra cost.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

Since no rock is exposed to sea and the well was drilled with water-based fluids there is no requirement to place an environmental plug.

Other potential concerns for the decommissioning is a left drill string. The original 16" hole section was drilled to 2311m into the Holland marl. When the drillpipe became stuck, they backed-off the pipe at 550m, set a cement plug and sidetracked at 426m. Not much details on the cementation were provided but it is likely that no cement has been pumped in the drill string to 2311m. The as left situation can be summarized as follows, there is a hole left from 550m to 2311m from the North Sea formations to the Holland Marl, this hole is filled with drillpipe / BHA. On top of the drillpipe a cement plug is set from 550m to 426m. Given that there are no zones with flow potential in the area this is not seen as a concern for the decommissioning of the well as long as CO<sub>2</sub> and or hydrocarbons are kept in place by the other plugs described above.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-2A3 well.



TAQA



TAQA ENERGY BV  
 well name: P18-2A3z  
 well type: Gas / CO2 storage  
 revision: draft  
 based on trajectory: original trajectory

Global Marine adriatic III  
 RKB - MSL 47,72 [m]  
 RKB - seabed 71,72 [m]

Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY (not to scale)	Formations	Depth	Depth	Current situation (not to scale)	Decommissioned situation (not to scale)
	mTVD MSL	mMD RKB							
Driven incl 0.5° @132m	82	130	TRESSEV OTIS SP-3 w/ insert valve in 4.562 RI2 nipple 30", 310#, X52 13 3/8" TOC (calculated)		North Sea			30"	30"
	84	132							
	103	151							
26" incl 2.3° @408m	360	408	20", 94 / 133#, X56 / K55 / N80, Rig Omega Sidetrack 16" hole		North Sea			20"	20"
	378	426							
17 1/2" incl 41° @1806m	1560	1806	5 1/2", L80C13, 17#, FOX tubing 9 5/8" TOC (calculated) 13-3/8", 72#, N80, B055	Ommelanden Chalk				13.3/8"	13.3/8"
	1560	1806							
	1560	1806							
12 1/4" incl 44° @2792m	2130	2632	K over to 4 1/2" L80C13, 12.6#, FOX tubing 7" TOC / TOC at 3475 m CBL 9 5/8", 53.5#, HC95/L80, New VAM	Texel Chalk / Greensand	Cretaceous			9.5/8"	9.5/8"
	2198	2672							
	2285	2792							
8 1/2" incl 38° @3211m	3033	3711	OTIS RPT nipple 3.813 OTIS VHR retrievable packer OTIS RPT nipple 3.75" 5" TOC / TOC	Vieland Claystone				7"	7"
	3033	3714							
	3100	3785							
6" incl 4.302° @4278m	4070	4215	Top perfs Bottom perfs H2O, wireline 2014, sample contained salt 5", 15#, P110, HFIP	Sandstones?	Jurassic			5"	5"
	4209	4253							
	4301	4301							
6"	4070	4209	7", 32#, P110, New VAM	Werkendam Aalburg					
	4209	4209							
	4301	4301							
6"	4070	4209	Top perfs Bottom perfs H2O, wireline 2014, sample contained salt 5", 15#, P110, HFIP	Gleen Kemper Muschelkalk	Triassic				
	4209	4209							
	4301	4301							
6"	4070	4209	Top perfs Bottom perfs H2O, wireline 2014, sample contained salt 5", 15#, P110, HFIP	Rot/Solling Main Buntsandstein					
	4209	4209							
	4301	4301							
6"	4070	4209	Top perfs Bottom perfs H2O, wireline 2014, sample contained salt 5", 15#, P110, HFIP	Aggenstein					
	4209	4209							
	4301	4301							



#### 4.4. P18-2A5

The P18-2A5 currently has a sustained A-annulus pressure, for the decommissioning design this is assumed to be solved during the recompletion activities when the well is converted to a CO<sub>2</sub> injector. When this is not the case further investigations will be required to identify the pressure source in order to review if the proposed decommissioning design will adequately isolate the pressure source. For the P18-2A5 well decommissioning the CO<sub>2</sub> injection completion will need to be removed. Thereafter one plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP, this means that the 5" liner will be milled and the caprock under reamed over a length of 50m, the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug just above the top perforations. Given that there is a 5" liner over the reservoir it is unlikely that a production packer will provide a base for the cement plug. A T plug with class G cement is planned be set over the 5" top of liner. Although this is not a direct requirement by NOGEP standard 45 this is considered good industry practice and will give extra assurance at marginal extra cost.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

No rock is exposed to sea but the well was partially drilled with non-aqueous fluids therefore in the define phase it needs to be assessed to which extend an environmental plug is required. The current design includes an environmental plug.

Other potential concerns for the decommissioning is a sidetrack. The mother bore was drilled to about 200m TVD above reservoir, left 500m drillpipe/BHA in the hole (circulations was possible before the drillpipe parted) and set a cement plug on top. The cement plug was dressed of and top was found to be soft, changed BHA and continued dressing of 8m of soft cement. After this the cement was found to be firm allowing for the initiation of the sidetrack => 132 m firm cement on top of the fish. Cement is set across Werkendam shale and the bottom of the BHA is set in the Aalborg/Sleen/Keuper (entire interval is caprock). Given that the string is lost in the sealing caprock interval, i.e. without intersecting zones with flow potential, this is not seen as a concern for the decommissioning of the well. It is also highly unlikely that if the Bunter plug fails that this section will accelerate migration of fluids to surface.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-2A5 well.



**TAQA ENERGY BV**  
**well name:** P18-2AS  
**well type:** Gas / CO2 storage  
**revision:** draft  
**based on trajectory:** original trajectory

Arch Rowan  
 RKB - MSL 48,5 [m]  
 RKB - seabed 72,5 [m]

Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY (not to scale)	Formations	Depth	Depth	Current situation (not to scale)	Decommissioned situation (not to scale)
	mTVD MSL	mMD RKB							
Driven	82	131	30", 310/456#, X52/X56, D60/R14	North Sea	North Sea	919	974	30"	30"
incl 3° @ 131m	90	139	TRSSV OTIS SP-1 w/ 4.562 RQ nipple??						
	91	140	x-over from 5 1/2", L80Cr13, 176, FOX to 7" tubing						
	777	829	13 3/8" TOC (calculated)	Oligocene	Tegel Chalk / Gressand	825	825	20"	20"
	888	942	13 3/8" DV collar with ECP, failed and squeezed						
	936	991	20", 129.33#, X56, 6-60						
24" incl 12° @ 994m	939	994	7", L80Cr13, 29#, VAM ACE tubing	Oligocene	Upper/Lower Holland marl	1908	2440	13.3/8"	13.3/8"
	1856	2338	9 5/8" TOC (calculated)						
	1932	2488	13 3/8", 72#, N80, B055						
17 1/2" incl 60° @ 2495m	2495	2495		Vieland Claystone	Sandstones?	2238	3064	13.3/8"	13.3/8"
	2517	3550	X-over to 4 1/2", L80Cr13, 12.6#, FOX tubing						
	2542	3594	7" TOL / TOC at 3475 m CBL						
	2634	3755	9 5/8", 53.5#, P110, New VAM	Werkendam		2612	3717	9.5/8"	9.5/8"
12 1/4" incl 57° @ 3768m	2641	3768	Sliderack 6 1/2"						
	2641	3768	OTIS RPT nipple 3.813 @ 3789m						
	2658	3799	OTIS VHR7 retrievable packer	Aalborg		2796	4057	7"	7"
	2669	3822	OTIS RPT nipple 3.75" & 3.688"						
			7" TOC at 3718 m (CBL)						
	2985	4371	3.562" RPT nipple / WEG @ 4376	Gies		3057	4487	7"	7"
	3004	4402	5" TOU / TOC (CBL)						
	3109	4567	7", 29#, L80, New VAM						
8 1/2" incl 48° @ 4567m	3109	4567		Kreuper		3100	4553	7"	7"
	3255	4796	Top perfs						
	3366	4980	Bottom perfs						
	3369	4985	HUD, wireline 2006	Muschelkalk		3137	4610	5"	5"
	3370	4986	Fish, TCP guns with MAXR hanger						
	3548	5229	5", 18#, L80/P110, SLX / NVAM						
6"	3549	5230	TD W/ 4 1/2" Shoe	Ragenstein		3463	5123	5"	5"

#### **4.5. P18-2A6(ST)**

The P18-2A6(ST) well is a multilateral well consisting of a mother bore and a lateral which are producing simultaneously through a perforated whipstock. Once the whipstock is removed access to the lateral will be very difficult. It is therefore recommended to first decommission the lateral section and then the mother bore. Sufficient time should be allowed between decommissioning of the lateral and the mother bore to enable verification of the lateral decommissioning effectiveness and to be able to mitigate potential unforeseen challenges with this decommissioning plug.

##### **P18-2A6ST**

The P18-2A6st well section is the lateral of the P18-2A6(ST) multilateral well and will need to be plugged before the mother bore can be decommissioned. At first the completion will need to be removed in order to get access to the Bunter reservoir. There are two options for decommissioning of the Bunter reservoir; either the uncemented 4 1/2" liner can be removed including 50m over the open hole section in the caprock or the 4 1/2" liner will have to be section milled over 50m across the caprock. Thereafter one cement plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on an inflatable bridge plug above the top perforations.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential is present part of the 4 1/2" liner will need to be removed and a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

The environmental plug will be shared with the P18-2A6 mother bore.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-2A6ST well, for the scenario whereby the part of the 4 1/2" liner is removed.

TAQA ENERGY BV well name: P18-2A6ST well type: Multilateral Gas / CCS revision: draft based on trajectory: original trajectory			Arch Rowan (P15-2A6 ORKB) RKB - MSL 48.5 [m] RKB - seabed 73.2 [m] Difference w/ Lynda Bossier 2009 5.90 [m]		Note multilateral well shares top with P18-2A6sr		Note multilateral well shares top with P18-2A6st		
Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY (not to scale)	Formations	Depth mTVD MSL	Depth mAMD RKB	Current situation (not to scale)	Decommissioned situation (not to scale)
	Dev	mTVD MSL							
Driven	66	115	Baker TIME 5 TRSSV w/ 4.562" ? Nipple	North Sea	North Sea			30"	30"
incl 0.5° @132m	134	154	30" X106_X52						
	146	194	13 3/8" 2nd stage TOC (calculated)	North Sea	Ommelanden Chalk	911	908	20"	20"
	876	932	13 3/8" DV collar with ECP						
	930	987	30" X129.336_X56_E-40	Ommelanden Chalk	Ommelanden Chalk	911	908	20"	20"
24"									
incl 2.3° @408m			4 1/2", 180C13, 12.64, FOX tubing	Cretaceous	Texel Chalk / Greensand	1760	2 047	13.3/8"	13.3/8"
	1 460	1 613	9 5/8" tieback TOC (calculated)						
	1 825	2 245	Baker NEG retrievable packer	Cretaceous	Upper/Lower Holland marl	1 854	2 190	9.5/8"	9.5/8"
	1 850	2 184	ADF Nipple 3.812"						
	1 852	2 188	7" TOL	Cretaceous	Upper/Lower Holland marl	1 854	2 190	13.3/8"	13.3/8"
	1 874	2 223	9 5/8" TOL / Tieback						
	1 910	2 280	13 3/8" TOC (no returns during CMT job)	Cretaceous	Upper/Lower Holland marl	1 854	2 190	9.5/8"	9.5/8"
	1 932	2 284	13 3/8" 72# N80, BQSS						
17 1/2"	1 991	2 404	WEG	Cretaceous	Upper/Lower Holland marl	1 854	2 190	9.5/8"	9.5/8"
incl 41° @1806m	2 035	2 468	7" TOC (calculated)						
	2 048	2 488	9 5/8" window, 53.54, N80, NVAM	Cretaceous	Upper/Lower Holland marl	1 854	2 190	9.5/8"	9.5/8"
	2 117	2 581	4 1/2" TOL (uncemented)						
				Cretaceous	Wieland Claystone	2 248	2 735	7"	7"
				Cretaceous	Sandstones?	2 248	2 735	7"	7"
				Jurassic	Werkendam	2 645	3 164	7"	7"
				Jurassic	Aalburg	2 758	3 292	7"	7"
				Triassic	Sleen	3 054	3 634	7"	7"
				Triassic	Keuper	3 087	3 672	7"	7"
8 1/2"	3 116	3 705	7", 29# 180C13, New VAM	Triassic	Muschelkalk	3 171	3 767	7"	7"
				Triassic	Rot/Solling	3 241	3 844	7"	7"
	3 266	3 870	Top perforations	Triassic	Main Buntsandstein	3 265	3 869	7"	7"
	3 322	3 930	Bottom perforations						
	3 338	3 947	4 1/2", 180C13, 12.64, FOX	Triassic	Main Buntsandstein	3 265	3 869	7"	7"

### P18-2A6

The P18-2A6 well is the mother bore of the P18-2A6(ST) multilateral well. Before the mother bore can be decommissioned the lateral P18-2A6(ST) will need to be decommissioned as discussed above. After the decommissioning of the lateral the 7" liner will still be in place and will need to be removed in order to create access to the whipstock. The 7" liner has been reported to have stringers of cement over the whipstock area which may complicate the removal of the whipstock, this will need to be confirmed in the define phase. The 7" liner part can be removed by:

- Cutting the 7" liner just below the whipstock and below the liner hanger
- Removing the liner hanger
- Pulling the 7" liner with the aid of jars / agitating tools. When this is unsuccessful the 7" could be pilot milled.

After removal of the 7" liner part, the whipstock area will need to be cleaned from potential cement residue and the whipstock will be removed. In the define phase it should be confirmed that the whipstock can be retrieved or that it will need to be milled, the latter option will be very difficult and time consuming. When the whipstock and packer have been retrieved an overshot will need to be run to remove the existing tubing and the fluid loss control valve. Thereafter the remainder of the completion will need to be removed in order to decommission the well.

One cement plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP, this means that the existing packer needs to be removed and the 7" liner will be milled and the caprock under reamed over a length of 50m, the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug just above the top perforations. A T plug with class G cement is planned be set over the 7" top of liner. Although this is not a direct requirement by NOGEPa standard 45 this is considered good industry practice and will give extra assurance at marginal extra cost.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

No rock is exposed to sea but the well was partially drilled with non-aqueous fluids therefore in the define phase it needs to be assessed whether an environmental plug is required. The current design includes an environmental plug.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-2A6 well.



**TAQA ENERGY BV**  
**well name:** P18-2A6  
**well type:** Multilateral Gas / CCS  
**revision:** draft  
 based on trajectory: original trajectory

Arch Rowan  
 RKB - MSL 48.5 [m]  
 RKB - seabed 73.2 [m]

Note multilateral well shares top with P18-2A6st

Note multilateral well shares top with P18-2A6st

Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY (not to scale)	Formations	Depth	Depth	Current situation (not to scale)	Decommissioned situation (not to scale)
	mTVD MSL	m MD RKB							
Driven	66	115	Baker TIME-5 TRSSSV w/ 4.562" ? Nipple		North Sea				
	85	134	30" 310# X52						
incl 0.5° @132m	151	200	13 3/8" 2nd stage TOC (calculated)						
	876	932	13 3/8" DV collar with ECP						
	930	987	30" 125.33# X56, E-40		Ommelanden Chalk	911	908		
24"									
incl 2.3° @408m			4 1/2", 180Cr13, 12.6#, FOX tubing						
	1461	1613	9 5/8" tieback TOC (calculated)						
	1825	2145	Baker NEG retrievable packer		Tavel Chalk / Greensand	1760	2047		
	1850	2184	ADF Nipple 3.812"						
	1852	2188	7" TOL						
	1874	2223	9 5/8" TOL / Tieback		Upper/Lower Holland marl	1854	2190		
	1910	2280	13 3/8" TOC (no returns during CMT job)						
	1913	2284	13 3/8" 75# N80, BQSS						
17 1/2"									
incl 41° @1806m	1991	2404	WEG						
	2034	2468	7" TOC (calculated)						
	2048	2488	Perforated hollow whipstock WTF Starburst						
	2054	2496	whipstock packer						
	2070	2530	RCT cut-eg tubing						
	2132	2608	RLCV on Monolock (breaks @ 358-486 bar)						
					Vieland Claystone	2251	2777		
	2409	3000	9 5/8" TOC (calculated)		Sandstones?				
					Werkendam	2728	3454		
					Aalburg	2914	3718		
	3255	4189	Kover to 4 1/2", 180Cr13, 12.6#, FOX tubing						
	3282	4225	7" TOL / TOC		Steen	3274	4215		
					Kouper	3314	4268		
	3398	4378	9 5/8", 53.5#, N80, New VAM		Muschelkalk	3362	4357		
					Rot/Solling	3463	4446		
12 1/4"									
incl 44° @2792m	3423	4410	OTIS VWR retrievable packer		Main Bundsanstein	3475	4478		
	3482	4488	Top perfs						
	3569	4600	HUD wireline 1997						
	3596	4634	Bottom perfs						
8 1/2"					Rogenstein	3678,454	4738		



#### **4.6. P18-4A2**

For the P18-4A2 well decommissioning the CO<sub>2</sub> injection completion will need to be removed. Thereafter one plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP. Unfortunately, there is insufficient room for a 50m window below the 9 5/8" shoe this means that the 9 5/8" casing will be milled above the 7" TOL and the caprock under reamed over a length of 50m. Subsequently the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug in the 7" liner. Depending on the final completion design that is chosen the base of the cement plug could also be a production packer just above the perforations. There is an opportunity for the application of a 30m FFP in the 7" liner instead of the 50m FFP in the 9 5/8" casing, this has the benefit that the FFP in the 7" liner will be set in the closest caprock to the reservoir, this option could be discussed with the regulator during the define phase.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

Since no rock is exposed to sea and the well was drilled with water-based fluids there is no requirement to place an environmental plug.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-4A2 well.



#### **4.7. P18-6A7**

For the P18-6A7 well decommissioning the existing completion will need to be removed including the permanent packer, the permanent packer will need to be milled. Thereafter one plug will be set at the caprock of the Bunter reservoir, this plug will be in the 5" liner shoe close to the 3 1/2" top of liner. Since the reservoir will be filled with CO<sub>2</sub> this plug will be an FFP, this means that the 5" liner will be milled and the caprock under reamed over a length of 50m, the CO<sub>2</sub> resistant cement plug will be set on a mechanical bridge plug installed in the top of the 3 1/2" liner.

In the define phase, the Jurassic and Lower Cretaceous sandstones need to be evaluated for zones with flow potential. In case there is a zone with flow potential present a mechanical bridge plug with at least 50m of cement will be placed at the caprock level. For this design it is assumed that a zone with flow potential is present.

No rock is exposed to sea but the well was partially drilled with non-aqueous fluids therefore in the define phase it needs to be assessed whether an environmental plug is required. The current design includes an environmental plug.

Below is a well diagram of the current gas production completion and decommissioned situation of the P18-6A7 well.



**TAQA ENERGY BV**  
**well name:** P18-6A7  
**well type:** Gas / CO2 storage  
**revision:** draft  
 based on trajectory: original trajectory

Noble Lynda Bossier  
 RKB - MSL 54,4 [m]  
 RKB - seabed 79,2 [m]

Hole Size	Shoe Depth		CASING	LITHOLOGY (not to scale)	Formations	Depth		Current situation (not to scale)	Decommissioned situation (not to scale)
	mTVD MSL	m MD RKB				mTVD MSL	m AHD RKB		
Driven	78	132	30" 310/4564 ???		North Sea				
incl 3° @131m	85	139	1855V Baker TME 6.5 w/ 3.75 ADF nipple						
	117	171	13 3/8" calculated TOC						
	297	351	13 3/8" DV collar with inflatable packer						
	315	369	17" TOL						
	358	412	20" 94/133H, K55, Big Omega						
	383	437	TOC 17" liner calculated						
	762	829	13 3/8" TOC (calculated)						
	861	942	13 3/8" DV collar with ICP, failed and squeezed						
	914	1 007	17" 77.7K, X56, Hydril 521		Ommevlenden Chalk	881	966		
22" incl 12° @994m			4 1/2", L80C13, 12.6#, VAM TOP HT tubing						
	1 515	1 840	9 5/8" TOC (calculated)						
	1 782	2 290	13 3/8" TOC unclear (squeeze jobs)		Texel Chalk / Greensand	1 694	2 140		
16" incl 55° @2495m	1 901	2 495	13-3/8", 72L, L80, DINO VAM		Upper/Lower Holland marl	1 785	2 295	13.3/8"	
	1 867	2 435	7" TOL						
	1 927	2 541	9 5/8", 53.5#, L80, New VAM						
12 1/4" incl 56° @3768m									
	2 256	3 101	TOC 7" liner		Vieland Claystone	2 128	2 887		
	2 610	3 665	7" Baker SB-3 production packer		Sandstones?				
	2 649	3 731	bottom tubing						
	2 667	3 761	5" TOL		Werkendam	2 690	3 798		
	2 732	3 866	7", 29#, L80/P110, New VAM						
8 1/2" incl 48° @4567m	2 843	4 048	5" TOC calculated						
					Aalburg	2 934	4 099		
					Sleen	3 318	4 730		
					Keuper	3 366	4 783		
	3 459	4 881	2 1/2" TOL		Muschelkalk	3 458	4 880		
	3 516	4 940	5", 18#, L80C13, VAM FL		Rot/Solling	3 520	4 944		
6" incl 12° @4567m	3 529	4 953	Top predrilled holes 3 1/2" liner		Main Bundanststein	3 546	4 971		
4 1/8"	3 640	5 065	3 1/2", 9.2#, L80C13, VAM FL, pre-drilled						

---

## 5. CONCLUSIONS

- All wells that may be affected by the storage of CO<sub>2</sub> in the P18-2 and P18-4 reservoirs will need to be decommissioned with a full-bore formation plug with CO<sub>2</sub> resistant cement at the nearest competent caprock level above the Bunter reservoir when accessible.
- Other zones with flow potential will be identified on a well by well basis during the define phase and will be decommissioned according to NOGEP standard 45.
- The requirement for environmental plugs will be assessed on a well by well basis and when required will be placed according to NOGEP standard 45.
- A lost BHA has been left in the P18-2A3 and P18-2A5 wells, since these abandoned hole sections do not penetrate a zone with flow potential they are not considered a concern for the decommissioning of the wells.
- P18-2A6st is a multilateral well. It is advised to first decommission the lateral section in order to allow for monitoring of the decommissioning plug. This will also give additional confidence in the used decommissioning approach.
- The P18-2A6st well is equipped with a long uncemented 4 1/2" liner lap which is expected to be gas filled, this should be taken along in the define phase and detailed operational procedures. This may pose an additional risk when the well is exposed to high CO<sub>2</sub> pressure when the decommissioning is postponed to after the injection is finished.
- The P18-2A6st mother bore is equipped with a cemented hollow whipstock which has been perforated. The removal of this whipstock is required for the decommissioning of the well. This operation is expected to be a complex and time-consuming operation.
- The risk of cross flow between the Bunter CO<sub>2</sub> injection reservoir and the deeper Permian reservoirs present in some wells needs to be assessed by the subsurface team in the define phase in order to design for mitigations when required.



# Kaders voor managen aansprakelijkheid CO<sub>2</sub>-opslag

Publicatieversie

Analyse van juridisch, financieel-economisch en technische kaders voor management van aansprakelijkheid en verplichtingen voor opslag van CO<sub>2</sub>

60796 – Openbaar

29 mei 2019

**Berenschot**



# Kaders voor managen aansprakelijkheid CO<sub>2</sub>-opslag

Analyse van juridisch, financieel-economisch en technische kaders voor management van aansprakelijkheid en verplichtingen voor opslag van CO<sub>2</sub>

Bert den Ouden  
Il Shik Sloover  
Wouter Verbeek  
Joachim Schellekens  
Laura van der Laan

29 mei 2019

## Inhoudsopgave

Samenvatting	4
1. Inleiding	6
2. Financieel-economische raming van de aansprakelijkheid	8
2.1 Beschikbare data	8
2.2 ETS-prijs scenario's	8
2.3 Risico voor één put	9
2.4 Risico bij risicodeling met 20 putten (pooling van risico's)	10
2.5 Aansprakelijkheden na injectie	12
2.6 Risico's en aansprakelijkheden in perspectief	13
2.7 Conclusie	13
3. Juridische basis: de Mijnbouwwet	14
3.1 Mijnbouwwet- en regelgeving	14
3.2 De verplichtingen voortvloeiend uit de Mijnbouwwet- en regelgeving voor de opslag van CO <sub>2</sub>	14
3.3 Analyse van de verplichtingen voor de opslagvergunning voor P18-4	21
3.4 Analyse van de financiële zekerheid en aansprakelijkheden	23
4. Internationale ervaring met CO <sub>2</sub> -opslag (aansprakelijkheid)	24
4.1 Noorwegen: EU CCS Directive in Noorse context	24
4.2 Canada (Alberta): Project Energy Quest, Shell Canada	25
4.3 Verenigd Koninkrijk: omzetting van de EU CCS-richtlijn	26
5. Mogelijkheden voor het managen van aansprakelijkheden	28
5.1 Managen juridische aansprakelijkheid	28
5.2 Opties voor managen financieel-economische risico's	30
5.3 Ervaringen uit het buitenland	32
6. Aanknopingspunten voor het managen van aansprakelijkheid van CO <sub>2</sub> -opslag risico's	34
6.1 Aanknopingspunten	34
6.2 Advies over het managen van aansprakelijkheden	35
6.3 Advies over het huidige beleid	36
Bijlage 1. Uitleg van de Monte Carlo methode	38
Bijlage 2. Additionele resultaten	39
Bijlage 3. Bronnen	40

## Samenvatting

Carbon Capture and Storage (hierna: CCS) wordt door het Intergovernmental Panel on Climate Change van de Verenigde Naties (IPCC) beschouwd als een noodzakelijke techniek om de klimaatdoelen te halen. Het Regeerakkoord en concept klimaatakkoord noemen CCS ook een maatregel om die doelen te bereiken. EBN heeft in dit kader aan Berenschot gevraagd te onderzoeken hoe de aansprakelijkheid en verplichtingen rondom opslag van CO<sub>2</sub> zijn georganiseerd; wat de financiële risico's van CCS zijn; welke instrumenten in het buitenland zijn ontwikkeld; en welke opties er zijn voor het managen van CO<sub>2</sub>-opslag aansprakelijkheid.

De financiële schade van het eventueel ontsnappen van opgeslagen CO<sub>2</sub> komt voornamelijk voort uit de verplichting om het ontsnapte volume CO<sub>2</sub> te compenseren door emissierechten te kopen in het jaar dat de ontsnapping plaatsvindt. Dit kan ook tijdens injectie zijn. Bij de analyse van de mogelijke omvang hiervan is uitgegaan van analyses van EBN in overleg met TNO, waaruit onder andere blijkt dat veel risico's fysiek niet kunnen optreden wanneer (in de voorgestelde onderhavige opslagmethode), de CO<sub>2</sub> in onderdruk wordt opgeslagen; dit voorkomt sterk de fysieke mogelijkheid van "lekkers". Het grootste resterende risico leidt tot een mogelijk ontsnapt volume CO<sub>2</sub> in de orde grootte van 2,5% van het totaal opgeslagen volume.

Een analyse van de theoretische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag toont aan dat de kans op zeer grote schade zeer klein is. Voor één put is de kans dat de schade over een periode van 500 jaar groter uitvalt dan 50 miljoen euro zo'n 0,01% is. Wanneer we deze risico's vergelijken met de financiële zekerheid die de overheid in de voor P18-4 verleende CO<sub>2</sub>-opslagvergunning vereist, blijkt dat deze financiële zekerheid in slechts 0,01% van de gevallen niet volledig toereikend zal zijn. De risicoanalyse laat zien dat de in toekomstige vergunningen benodigde zekerheid lager kan uitvallen.

De CCS-richtlijn is in Nederland omgezet in de Mijnbouwwet (Mbw). In de Mbw is geregeld onder welke voorwaarden de CO<sub>2</sub>-opslagvergunning verleend kan worden en welke plichten dit voor de vergunninghouder en de Staat met zich meebrengt. De aanvrager moet voor injectie de financiële zekerheid kunnen aantonen. De vergunninghouder is als enige verantwoordelijk en aansprakelijk (kanalisatie van aansprakelijkheid). Nadat de opslagactiviteiten zijn beëindigd en daarna gedurende een periode van 20 jaren (of zoveel korter/langer naar het oordeel van de minister van EZK) waarin wordt aangetoond dat de opslag van CO<sub>2</sub> permanent is afgesloten, trekt de Minister van EZK de vergunning in. Pas nadat de vergunning is ingetrokken gaan het opslagreservoir en de verantwoordelijkheid voor CO<sub>2</sub>-opslag over naar de Staat. Aansprakelijkheden die niet automatisch mee over gaan, maar waartoe de CCS-richtlijn wel ruimte laat, betreffen civielrechtelijke aansprakelijkheid voor schade aan personen en objecten op basis van het Burgerlijk Wetboek (BW), bijvoorbeeld door gebrekkige opstallen of bodemdaling.

Voor het managen van de aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslag zijn diverse bestaande instrumenten voor handen. Het 'Guidance Document 4' van de Europese Commissie noemt 9 opties (o.a. directe storting, geblokkeerde rekening/escrow, garantie, borgsom/borgstelling, verzekering). In de literatuur worden ook andere opties genoemd, zoals: het oprichten van een fonds, het stellen van een maximum bedrag voor de aansprakelijkheid (liability cap), het beschikbaar stellen van ETS-rechten uit de administratie van de Staat, garantiestellingen door derden en combinaties van instrumenten.

Uit gesprekken met verzekeraars en brokers blijkt dat risico's tijdens de injectiefase van CO<sub>2</sub>-opslag vrijwel volledig te verzekeren zijn. Verzekeraars zien geen mogelijkheden om lange termijn aansprakelijkheid na permanent sluiten van het opslagreservoir te verzekeren. De dekking zou daar kunnen komen uit fondsvorming en vooral ook door mitigatie van het risico door 'pooling', zoals hierna verder wordt besproken; daarnaast wordt ook door sommigen de optie genoemd van het beschikbaar stellen van ETS-rechten uit de administratie van de Staat voor ETS-schade.

De aanvrager van de P18-4 opslagvergunning heeft in z'n aanvraag de financiële zekerheidsvereisten onder andere door een bankgarantie ingevuld. Deze is overgenomen in de vergunning. Bankgaranties brengen echter relatief hoge kosten met zich mee. Deze zijn naar onze inschatting onnodig hoog. Er zijn kostenefficiëntere maatregelen denkbaar om het financiële risico van CO<sub>2</sub>-opslag te managen. Risico's die te verzekeren zijn kunnen het beste worden verzekerd. Voor risico's die echter niet te verzekeren zijn, zou er gekozen kunnen worden gekozen voor het toestaan van pooling van putten die in eigendom zijn van één partij: hiermee kan de financiële zekerheid per put voor een bedrijf met meerdere putten omlaag. Indien financiële risico's gedeeld worden (zgn. 'pooling') neemt het jaarlijkse integrale risico, en daarmee de mogelijke aansprakelijkheid, tot een factor drie af voor de risico's met hoge impact en lage kans van optreden.

Ook kan hierbij worden gekozen voor een fonds, waarbij de risico's kunnen worden gepoold over verschillen eigenaren. Het ligt voor de hand een overheidspartij bij deze vorm van pooling te betrekken, omdat dit naar alle waarschijnlijkheid niet door de markt zelf wordt opgepakt. EBN heeft veel ervaring met het beheren van een portfolio aan putten, met name met betrekking tot olie- en gasvelden, en zou daarvoor een logische partij zijn. Wanneer de staat pooling van risico's zou toestaan zou dit de kosten bij marktpartijen voor het managen van deze aansprakelijkheden aanzienlijk doen dalen en daarmee ook de kosten van CCS.

In Noorwegen, Canada, Australië, de VS en Engeland is ervaring opgedaan met CCS en zijn verschillende mechanismen ontwikkeld omtrent risicospreiding. In de meeste landen betalen private partijen de overheid voor toekomstige administratieve lasten bij overdracht van de velden (voor o.a. monitoring) en bestaat een vorm van een 'claw-back' mechanisme dat de overheid in staat stelt om toekomstige kosten op een private partij te verhalen, mits aangetoond kan worden dat deze partij nalatig is geweest.

Bij het overnemen van de lange termijn aansprakelijkheid door de overheid is het belangrijk een goed beeld te hebben over wat het risicoprofiel is van de overgenomen putten. Men wil immers voorkomen dat men een 'black box' overneemt. Hiervoor ligt het voor de hand dat de overheid in een vroegtijdig stadium is betrokken. Doel hiervan is tweeledig. Enerzijds om een duidelijk beeld te hebben van hoe het injectieproces is verlopen en op welk gebied zich welke risico's bevinden. Anderzijds zorgt betrokkenheid in een vroegtijdig stadium ervoor dat het mogelijk is bij te sturen, wanneer te grote risico's worden genomen of fouten dreigen te worden gemaakt bij de injectie. Ook is het vanuit het publieke belang wenselijk om een competente operator te hebben die voor CO<sub>2</sub>-opslag zorgt, zodat zeker is dat technische risico's goed gemanaged worden. Omdat dit, gegeven de complexiteit, met alleen regulering vaak niet te garanderen is, zou men er voor kunnen kiezen de operator functie bij een overheidsdeelneming te beleggen om zo hierop grip te kunnen houden.

Voor commerciële operators vormen in het algemeen lange termijn verplichtingen, en het open einde karakter van aansprakelijkheden een obstakel. In dat geval zijn er geen commerciële marktpartijen, blijven investeringen uit en is er waarschijnlijk sprake van marktfalen. Net als in andere sectoren zou de Staat inzake CCS dan moeten ingrijpen om in casu klimaatdoelen te behalen. Overheidsingrijpen zou kunnen bestaan uit het aanwijzen van een staatsdeelneming voor het (doen laten) uitvoeren van opslagactiviteiten en/of het managen van de lange termijn aansprakelijkheden zodat de activiteiten van de grond komen, alsmede het managen van de pooling. Bijkomende voordelen zijn dat de Staat verzekerd is van grip op het managen van risico's en de juiste informatievoorziening bij het overnemen van de verantwoordelijkheid voor CO<sub>2</sub>-opslag na intrekken van de vergunning en overdracht van het opslagreservoir aan de Staat.

# 1. Inleiding

## Achtergrond en onderzoeksvraag

Volgens de meeste (mondiale) scenario's, zoals de analyse van het IPCC<sup>1</sup> is het niet mogelijk om de opwarming van de aarde te beperken tot maximaal 2 graden (klimaatdoelstelling uit het klimaatakkoord gesloten in Parijs, 2015) zonder de inzet van Carbon Capture and Storage (hierna: CCS). CCS, het afvangen van CO<sub>2</sub> en het ondergronds opslaan van dit CO<sub>2</sub> in bestaande geologische formaties is een techniek waardoor fossiele brandstoffen (bijna) klimaatneutraal kunnen worden ingezet en is een van de voornaamste onderdelen van het reageerakkoord Rutte III om de uitstoot van onder andere de Nederlandse industrie fors terug te dringen. PBL (2018) verwacht dat vanaf 2030 minimaal 7,2 Mton tot 11,8 Mton CO<sub>2</sub> per jaar wordt afgevangen en opgeslagen. Deze CO<sub>2</sub> is met name afkomstig van industriële processen waarvoor weinig realistische alternatieven voor CO<sub>2</sub> reductie bestaan. Dit is bijvoorbeeld de productie van ammoniak en waterstof, de staalindustrie en op specifieke plekken in de chemie en raffinage.

EZK ontwikkelt op dit moment beleid voor de marktordening voor CCS. Een van de openstaande punten is hoe moet worden omgegaan met de aansprakelijkheid en verplichtingen voor CO<sub>2</sub>-opslag. Uit een recent rapport blijkt namelijk dat *"risico's en gevraagde financiële zekerheden in de opslagvergunning voor marktpartijen een belemmering vormen [om opslag tijdig te realiseren]. Tenzij er grote rendementen in het vooruitzicht worden gesteld (leidend tot hogere maatschappelijke kosten) is het de vraag of er operators te vinden zijn die deze risico's willen dragen. [...] Als het niet mogelijk is om risico's in de markt te verzekeren dan kan dat een reden zijn voor overheidsingrijpen"*.<sup>2</sup>

EBN heeft in dit kader aan Berenschot gevraagd te onderzoeken hoe de aansprakelijkheid en verplichtingen rondom opslag van CO<sub>2</sub> is georganiseerd. Om hier een antwoord op te geven is ten eerste een overzicht opgesteld van mogelijkheden voor het managen van de juridische en economische aansprakelijkheid, de technische-economische risico's en de verplichtingen voor de opslag van CO<sub>2</sub>. Vervolgens is berekend welk (kwantitatief) effect het (deels) managen van de aansprakelijkheid heeft op de business case. Hiermee wordt onderstaande onderzoeksvraag beantwoord:

### **Hoe kunnen aansprakelijkheid en verplichtingen rondom opslag van CO<sub>2</sub> georganiseerd worden (incl. verdeling tussen publiek en privaat) en wat betekent dat voor de businesscase van CO<sub>2</sub>-opslag?**

Er is niet aan Berenschot gevraagd de technische risico's te onderzoeken. In de analyses in dit rapport is gebruikgemaakt van reeds beschikbare data omtrent de technische risico's voor CO<sub>2</sub>-opslag.

## Aanpak en leeswijzer

Het onderzoek gaat in op juridische en financieel-economische aansprakelijkheidsvragen. Ten eerste is een inventarisatie uitgevoerd van de geldende wetgeving en is cijfermatig financieel-economische risico's indien een partij één of een portfolio van velden in beheer heeft berekend. Vervolgens is gekeken naar mogelijke (management) oplossingen om de aansprakelijkheid te managen en/ of te verdelen tussen publiek en privaat. Hierbij is ook gekeken naar internationale ervaring omtrent managen aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslag<sup>3</sup>.

Middels deze aanpak zijn onderstaande sub-vragen beantwoord:

---

<sup>1</sup> IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

<sup>2</sup> Marktontwikkeling en marktordening Carbon Capture Storage (CCS), Ecorys 2018.

<sup>3</sup> Dit rapport gaat specifiek in op de aansprakelijkheidsrisico's omtrent van CO<sub>2</sub>-opslag en laat aansprakelijkheid van andere onderdelen van de CCS-infrastructuur (e.g. capture and transport) buiten beschouwing.

- Hoofdstuk 2: Een (theoretische) raming van de financieel-economische risico's
  - Hoe hoog zijn (theoretisch) financieel-economische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag in de Noordzee, bij i) beheer van 1 veld; en ii) bij het beheer van een portfolio van 20 velden?;
  - Hoe hoog zijn de financieel-economische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag in de Noordzee na injectie?
- Hoofdstuk 3: Juridische basis, de Mijnbouwwet -en regelgeving
  - Welke verplichtingen vloeien voort uit de Mijnbouwwet die van invloed zijn voor de opslag van CO<sub>2</sub>?
  - Welke verplichtingen gelden voor de opslagvergunning P18-4?;
  - Wie draagt de eventuele civielrechtelijke aansprakelijkheid na overdracht van het opslagvoorkomen aan de Staat?
- Hoofdstuk 4: Internationale ervaring omtrent CCS-risico's en aansprakelijkheid
  - Op welke wijze wordt CCS-aansprakelijkheid in het buitenland (Canada, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk) gemanaged?;
  - Wat zijn de best practices op hoog niveau voor opstellen van een risicobeheerplan (incl. Design, Operatie, Monitoring, Interventie bij lekkage)?;
- Hoofdstuk 5: Mogelijkheden voor mitigatie van aansprakelijkheid en financiële risico's
  - Welke management opties zijn er voor het afdekken van juridisch en/ of financiële aansprakelijkheidsrisico's van CO<sub>2</sub>-opslag?
- Hoofdstuk 6: Aanknopingspunten om aansprakelijkheid en financieel-risico te managen



## 2. Financieel-economische raming van de aansprakelijkheid

Dit hoofdstuk gaat in op de (theoretisch) financieel-economische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag en beantwoordt de volgende onderzoeksvragen: Hoe hoog zijn de (theoretisch) financieel-economische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag in de Noordzee, bij i) beheer van 1 veld; en bij ii) het beheer van een portfolio van 20 velden?; en Hoe hoog zijn de financieel-economische risico's van CO<sub>2</sub>-opslag in de Noordzee na injectie?

Bij de beantwoording hiervan wordt uitgegaan van het feit, dat de financiële gevolgschade van het eventueel ontsnappen van opgeslagen CO<sub>2</sub> voornamelijk voort komt uit de verplichting om het ontsnapte volume CO<sub>2</sub> te compenseren door emissierechten te kopen in het jaar dat de ontsnapping plaatsvindt.

Het hoofdstuk gaat eerst in op de beschikbare data die gebruikt is voor het uitvoeren van de Monte Carlo (op basis van importance sampling) analyse. Vervolgens is de 'Value at Risk' (VaR) van één put (CCS-veld) bepaald voor verschillende risico-intervallen. Daarna is de VaR bepaald voor één put binnen een portfolio van twintig putten, deze analyse geeft inzicht in het effect van risicospreiding. Tot slot is nog onderzocht tot in hoeverre de VaR ontwikkelt nadat een put is afgesloten, en hoe de gevraagde financiële zekerstelling van de CCS-vergunning van TAQA zich hiertoe verhoudt.

### 2.1 Beschikbare data

In de analyses in dit hoofdstuk is gebruikgemaakt van reeds beschikbare data omtrent de technische risico's voor CO<sub>2</sub>-opslag. Het Zero Emission Platform heeft onlangs de risico's voor CO<sub>2</sub>-opslag onderzocht voornamelijk op basis van de reeds beschikbare literatuur. Door EBN en in overleg met TNO zijn deze risico's vertaald naar de specifieke risico's voor de injectie in de Noordzee. De cijfers van het Zero Emission Platform hebben betrekking op een periode van 500 jaar (het gaat dus om de kans dat iets gebeurt in 500 jaar).

Belangrijke gevolgtrekkingen uit deze data zijn de volgende:

- Voor de meeste risico's geldt dat deze fysiek niet kunnen optreden omdat (in de onderhavige opslagmethode), de CO<sub>2</sub> in onderdruk wordt opgeslagen. Daarmee treden deze risico's inherent niet op vanwege de natuurwetten.
- Het grootste resterende risico leidt tot een mogelijk ontsnapt volume CO<sub>2</sub> in de orde grootte van 2,5% van het totaal opgeslagen volume.

### 2.2 ETS-prijs scenario's

Zoals reeds genoemd komt de financiële gevolgschade van het eventueel ontsnappen van opgeslagen CO<sub>2</sub> voort komt uit de verplichting om het ontsnapte volume CO<sub>2</sub> te compenseren door emissierechten te kopen in het jaar dat de ontsnapping plaatsvindt. We kijken daarom naar drie scenario's qua ETS prijzen:

- a. 46,30 € per ton CO<sub>2</sub> (de projectie van de ETS-prijs voor 2030 die in het klimaatakkoord wordt gebruikt);
- b. 100 € per ton CO<sub>2</sub> (een middelste scenario tussen het klimaatakkoord en het WLO Hoog scenario in);
- c. 160 € per ton CO<sub>2</sub> (de voorspelde CO<sub>2</sub>-prijs conform het WLO Hoog scenario van het PBL voor 2050).

In algemene zin rekenen we de risico's voor de lange termijn door (500 jaar). Omdat de enige beschikbare data kansen berekend voor een gebeurtenis eens in de 500 jaar. De risico's tot 10.000 jaar zullen waarschijnlijk niet significant groter zijn, omdat de grootste risico's alleen tijdens injectie aanwezig zijn en ook de lange termijn risico's na 500 jaar naar alle waarschijnlijkheid verminderd zijn (bijvoorbeeld omdat (een deel van) de CO<sub>2</sub> niet langer gasvormig is. We kunnen op basis van de beschikbare data dit echter niet vaststellen: het is immers niet eenduidig hoe de risico's tot 500 jaar dienen te worden geëxtrapolerd naar 500 jaar. We weten niet precies wanneer op die termijn eventuele schade plaatsvindt (daar kunnen we met de beschikbare data ook niks over zeggen), daarom gaan we uit van de lange termijn CO<sub>2</sub>-prijzen. We kiezen voor de eerste prijs (scenario A) omdat we willen aansluiten bij het klimaatakkoord.

De prijs in scenario C (het WLO Hoog scenario) is gebaseerd op het lange termijn scenario (2050) van het PBL met hoge bevolkingsgroei en hoge economische groei. We kiezen voor het Hoog scenario van PBL omdat de prijs genoemd in het Laag scenario vrijwel gelijk is aan de ETS-prijs zoals gehanteerd in het klimaatakkoord.

In het PBL rapport wordt nog wel een scenario genoemd met een virtueel hogere ETS-prijs (het tweegradenscenario), maar dit scenario beschouwen wij als onrealistisch. Dit scenario gaat slechts uit van één beleidsinstrument (ETS), terwijl in de praktijk er een scala aan beleidsinstrumenten kan worden ingezet. De geschetste ETS-prijs in dit scenario ligt ook boven de (verwachte) vermijdingskosten binnen de industrie van CO<sub>2</sub>. Feitelijk is de prijs gehanteerd in scenario C dan ook het maximale risico. Wanneer onverhoopt CO<sub>2</sub>-emissies optreden, kan namelijk voor twee opties worden gekozen:

1. Het kopen van ETS-rechten
2. Het reduceren van CO<sub>2</sub>-uitstoot met een hoeveelheid gelijk aan de extra emissies

Bij een prijs van 160 €/ton zijn de marginale kosten voor het reduceren van de CO<sub>2</sub>-uitstoot lager dan het kopen van de betreffende ETS-rechten. De prijs voor bijvoorbeeld blauwe waterstof (inclusief opslag van CO<sub>2</sub>) is zo'n 140 €/ton en staat daarmee eerder in de merit order, dan het kopen van ETS-rechten. Ook het creëren van negatieve emissies met behulp van biomassa met CCS hebben een prijs die lager ligt dan de 160 €/ton: op de lange termijn zo'n € 115/ton<sup>4</sup>. Dit betekent ook dat de ETS-prijs niet boven dit bedrag zal stijgen, omdat niemand ETS-certificaten wil kopen wanneer er bovengenoemde goedkopere alternatieven zijn. Hoewel de ETS-prijs juridisch gezien een 'open einde' is, is in de praktijk de schade maximaal gelijk aan deze 160 €/ton. Daarmee kan Scenario C ook worden gezien als het worst-case scenario.

Tot slot kiezen wij bij scenario B voor een prijs die tussen het theoretische maximum en de verwachting van het klimaatakkoord inzigt.

De constatering dat scenario C altijd geldt als een "worst case" is belangrijk. Op dit moment wordt in discussies vaak aangenomen dat er sprake is van een "open eind" in de CO<sub>2</sub>-prijs, wat de dekking en verzekeraarbaarheid sterk compliceert. Om de verzekeraarbaarheid van de risico's te vergroten zou een maximum te vergoeden ETS-prijs afgesproken kunnen worden (van 160 euro/ ton, want er is geen reden om aan te nemen dat de CO<sub>2</sub> ETS-prijs ooit boven de 160 euro per ton komt, want dat is de maximale kostprijs van de ultimatum remedium techniek voor Europese CO<sub>2</sub>-reductie<sup>5</sup>). Met zo'n maximum wordt het eenvoudiger CO<sub>2</sub>-opslagactiviteiten te verzekeren en uit te voeren, doordat hiermee het risico niet langer een open einde qua hoogte van het schadebedrag kent.

## 2.3 Risico voor één put

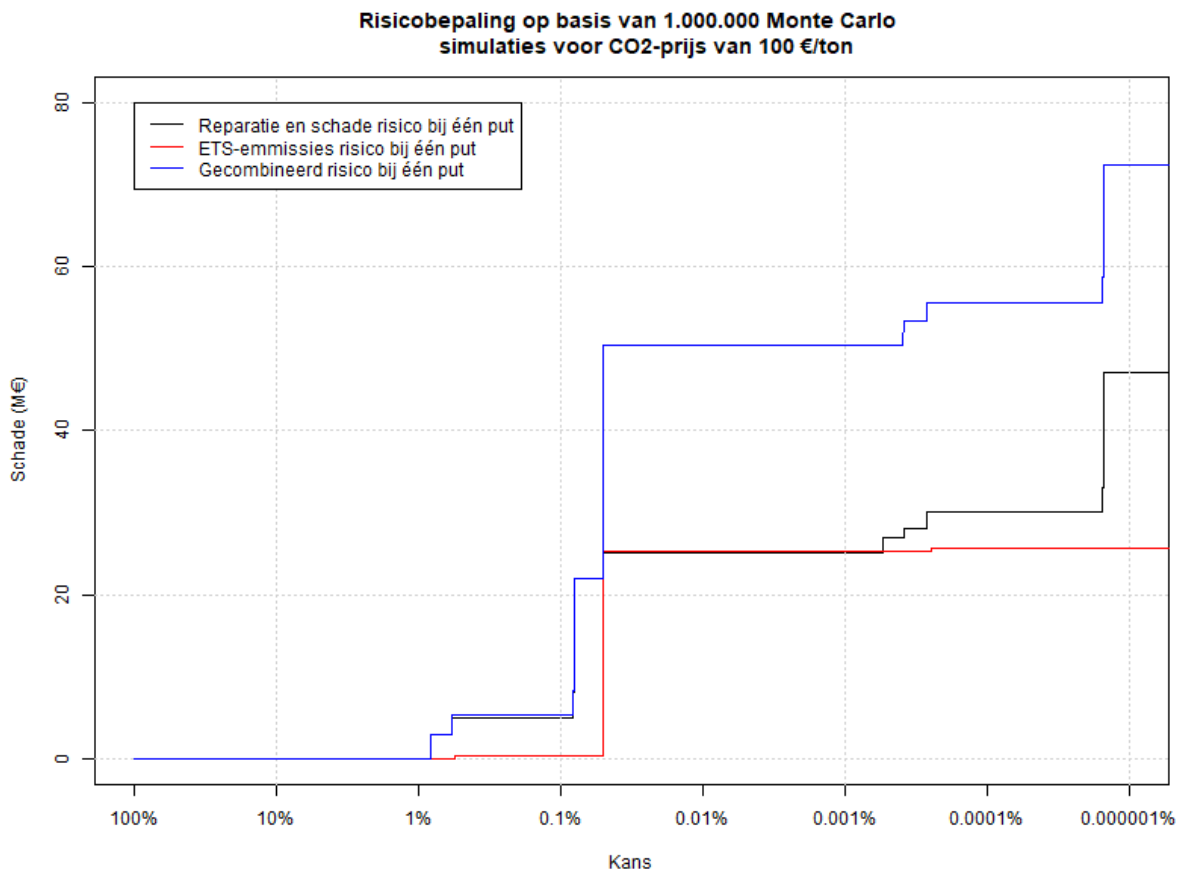
Op basis van een Monte Carlo methode<sup>6</sup> is het volledige risicoprofiel berekend voor één put. We hebben hierbij gebruikgemaakt van de Value at Risk methodiek. De resultaten van de Monte Carlo simulatie<sup>7</sup> voor één put zijn zichtbaar in Figuur 2 voor scenario B (€ 100 per ton). De resultaten moeten worden geïnterpreteerd conform de Value at Risk methodologie. De kans op de X-as is de kans dat de schade hoger uitvalt dan het bedrag zoals weergegeven op de Y-as. Bijvoorbeeld: in 0,1% van de gevallen valt de schade hoger uit dan zo'n € 5m en de kans is 0,000001% dat de totale schade hoger uitvalt dan € 75m. In de praktijk betekent dit dat slechts bij 1 op de 1.000 putten de schade hoger uitvalt dan € 5m en dat slechts bij 1 op de miljoen putten de schade hoger is dan € 75m.

<sup>4</sup> Planbureau voor de Leefomgeving, Negative Emissions in the context of the energy transition in the Netherlands (2018)

<sup>5</sup> Namelijk, de omzetting van grote volumes aardgas naar waterstof met CCS (inclusief het opslaan van deze CO<sub>2</sub>, en het ombouwen van de aardgas- naar een waterstofinfrastructuur).

<sup>6</sup> Omdat sprake is van zeer kleine kansen is Importance Sampling toegepast (een specifieke vorm van een Monte Carlo simulatie), waardoor accuraat de zeer kleine kansen meegenomen kunnen worden in de bepaling van de risico's.

<sup>7</sup> Er zijn per scenario 1.000.000 steekproeven gedaan. We hebben een test uitgevoerd door de berekening meerdere malen uit te voeren en hieruit blijkt dat het algoritme voldoende is geconvergeerd om een betrouwbare grafiek af te beelden.



Figuur 1. Risico's van één put voor scenario B (€ 100 per ton)

We zien dat het risicoprofiel een vrij 'hoekrig' patroon vertoont. Dit komt doordat gebruik is gemaakt van discrete kansen en vaste bedragen. Er zijn geen continue onzekerheden meegenomen, zoals bijvoorbeeld onzekerheid rond de hoogte van de reparatiekosten.

Het belangrijkste wat opvalt is dat de kans op zeer grote financiële gevolgschade zeer klein is. Deze neemt pas toe bij kansen die kleiner zijn dan 0,1%.

## 2.4 Risico bij risicodeling met 20 putten (pooling van risico's)

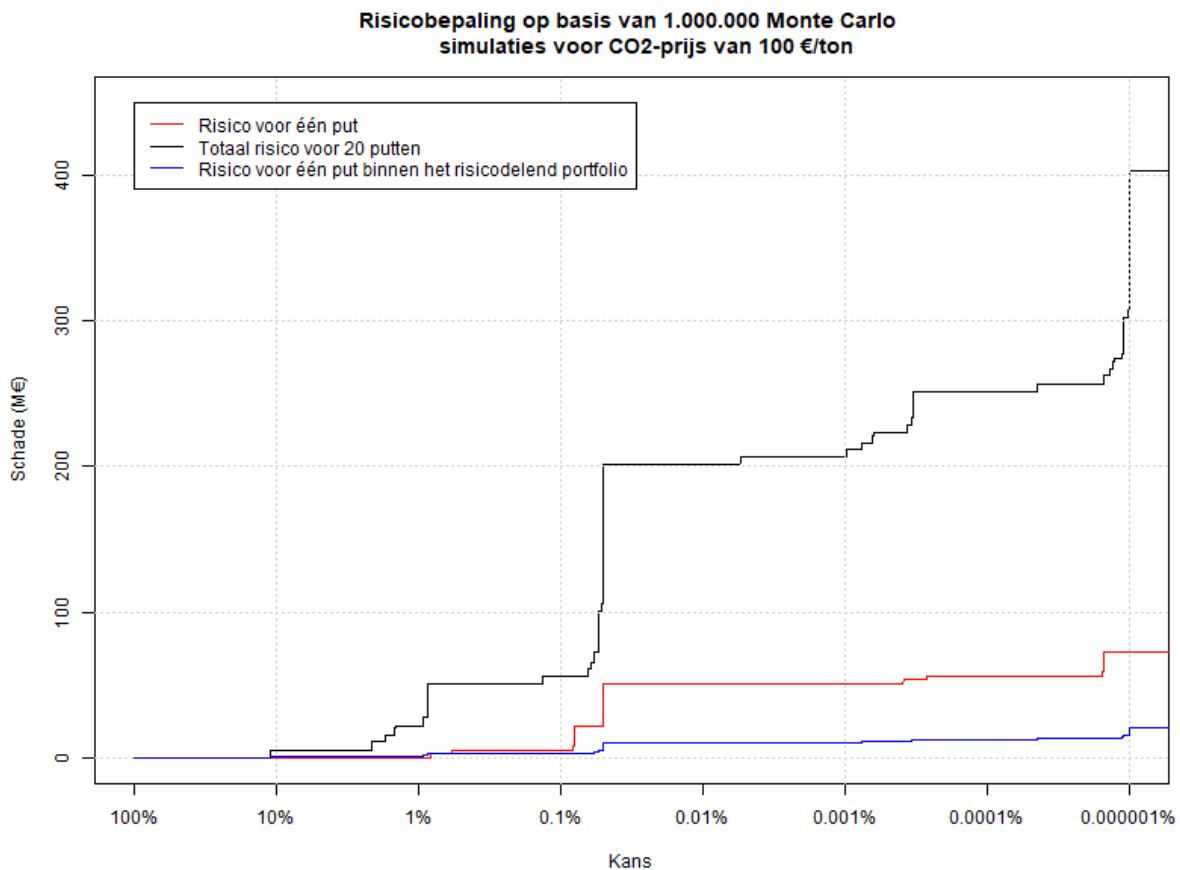
Naast de berekening van het risicoprofiel voor één put, hebben we ook gekeken naar de risico's voor een portfolio van putten. We gaan er hierbij vanuit dat 20 partijen die een put bezitten samen alle schade betalen: een individuele partij betaalt dus  $1/20^e$  van de totale schade.

Het idee achter pooling kan als volgt worden geïllustreerd. Stel er zijn twee partijen (partij A en partij B). Zij lopen allebei een risico van € 100m met een kans van  $1/10$  per partij. In 1 op de 10 gevallen heeft de partij € 100m schade en in 9 van de 10 gevallen heeft de partij € 0m schade. Wanneer beide partijen hun risico's delen (poolen), en er geen systematische risico's zijn (oorzaken die in één keer schade bij meerdere partijen veroorzaken), betekent dit dat er drie mogelijke uitkomsten zijn: geen van alle partijen hebben schade, één van de twee partijen heeft schade of allebei de partijen hebben schade. In het eerste geval betalen ze allebei € 0m, in het tweede geval betalen ze allebei € 50m en in het laatste geval betalen ze elk € 100m. Die kans op het laatste geval is echter nu wel 10x kleiner dan oorspronkelijk ( $1/100$  in plaats van  $1/10$ ). In een flink aantal gevallen betaalt een deelnemende partij echter € 50m (18% van de gevallen). Pooling vermindert dus de kans op grote uitschieters aanzienlijk, maar vergroot het aantal keren dat een beperkt bedrag betaald moet worden.

Voor het berekenen van het risicoprofiel wanneer pooling wordt toegepast, maken we opnieuw gebruik van een Monte Carlo simulatie. Dit keer voeren we de Monte Carlo simulatie echter uit voor 20 putten per keer.

Belangrijk is om systematische risico's mee te nemen. Dit zijn risico's die wanneer ze optreden bij één put vaak gelijktijdig ook optreden bij andere putten. Te denken valt bijvoorbeeld aan een constructiefout: zo'n constructiefout zal waarschijnlijk bij meerdere putten zijn gemaakt en moet dan dus bij alle putten worden vervangen.

Systematische risico's simuleren wij door voor (dit deel van) de kansen per vier of per 20 putten slechts één keer te samplen.



Figuur 2. Risico's van één put, van 20 putten en van één put binnen het risicodelend portfolio (van 20 putten) voor scenario B (€ 100 per ton)

De resultaten van deze analyse zijn weergegeven in Figuur 3. We zien dat bij het delen van risico, de schade per put vele malen kleiner is bij gebeurtenissen met een hoge impact, maar een kleine kansen (0.1% of kleiner). De totale schade in die gevallen is natuurlijk wel groter, maar niet 20x groter. Zoals verwacht is er een grotere kans op een zeer kleine schade: we zien nu ook bij 10% een schade per put staan van zo'n € 0,3men een schade van € 1,1m bij 1%, waar dat zonder risicodeling niet zo was.

In Tabel 2 zijn de resultaten weergegeven voor de andere scenario's en is de Value at Risk vergeleken voor één individuele put en voor één put binnen het risicodelend portfolio (van 20 putten)

Tabel 1. Value at Risk (VaR) bij een verschillende risicobereidheid (verticaal) en een verschillende CO<sub>2</sub>-prijs (horizontaal) en met of zonder risicodeling (horizontaal) in miljoenen euro's

Risico-bereidheid	46 € /ton individueel	46 € /ton gedeeld	100 € /ton individueel	100 € /ton gedeeld	160 € /ton individueel	160 € /ton gedeeld
10%	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3
1%	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1
0,1%	5,2	2,1	5,3	2,8	5,5	3,6
0,01%	36,7	7,3	50,3	10,1	65,5	13,1
0,001%	36,7	7,6	50,3	10,3	65,5	13,4
0,0001%	41,9	9,2	55,7	12,6	71,1	16,4
0,00001%	58,7	14,7	72,3	20,1	87,5	26,2

Wanneer we de resultaten van Tabel 2 bekijken zien we dat de risico's met risicodeling altijd fors lager zijn. Waar in scenario C er 0,00001%-Value at Risk is van 87,5 miljoen voor een individuele put, is de schade bij risicodeling slechts 26,2 miljoen per put: een factor 3 kleiner. De prijs die men betaalt is het feit dat de 1% VaR en 10% VaR niet langer 0 is, oftewel de kans op optreden van 'kleine' schade neemt toe.

We zien dat risicodeling (pooling) kan helpen om risico's met potentieel grote schade, maar een kleine kans, te verminderen. Deze risicodeling kan op verschillende manieren plaatsvinden:

- Doordat één bedrijf meerdere putten exploiteert;
- Doordat een verzekeringsmaatschappij risico's voor meerdere putten afdekt;
- Doordat er een fonds wordt opgericht waarin meerdere putten deelnemen; en/of
- Doordat de overheid het risico voor meerdere putten draagt.

Op basis van deze resultaten zou men verwachten dat de financiële zekerheid die vereist wordt door de overheid kleiner moet worden wanneer het aantal putten toeneemt, wanneer het zo is dat deze putten zich in dezelfde 'pool' bevinden.

Tevens is het zo dat nadat ervaring is opgedaan met de eerste put, de risico's beter kunnen worden ingeschat en tevens de techniek verder kan worden verbeterd<sup>8</sup>. Het is dus niet uit te sluiten dat ook de risico's zelf zullen dalen voor putten die voor CCS worden gebruikt nadat de eerste put(ten) in gebruik zijn genomen. Deze eerste putten geven dus veel informatie voor de toekomst van pooling, maar hebben zelf nog een hoger risico omdat er bij de eerste putten nog geen of onvoldoende pooling kan zijn. Het verdient dus aanbeveling om aan die eerste putten een pilotstatus toe te kennen en de risico's daarvan op die basis breder te dragen.

## 2.5 Aansprakelijkheden na injectie

Een aantal van de gestelde risico's zijn alleen van toepassing op de periode tijdens injectie. Na injectie zijn deze risico's niet langer aanwezig. EBN heeft in overleg met TNO aangegeven dat na injectie de risico's dan niet langer van toepassing zijn. Daarom hebben we de analyse ook uitgevoerd zonder deze risico's. Dit vertaalt zich in de Value at Risk (VaR) zoals weergegeven in onderstaande tabel.

<sup>8</sup> Er is ook een tegengesteld effect: de eerste keer zal het project waarschijnlijk 'gold-plated' worden uitgevoerd, waarbij meer waarborgen worden ingebouwd dan nodig volgens de huidige stand van de techniek

Tabel 2. Value at Risk (VAR) na injectie bij een verschillende risicobereidheid (verticaal) en een verschillende CO<sub>2</sub>-prijs (horizontaal) en met of zonder risicodeling (horizontaal) in miljoenen euro's

Risico-bereidheid	46 € /ton individueel	46 € /ton gedeeld	100 € /ton individueel	100 € /ton gedeeld	160 € /ton individueel	160 € /ton gedeeld
10%	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3
1%	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,6
0,1%	5,2	1,1	5,3	1,1	5,5	1,1
0,01%	22,0	1,4	22,0	1,4	22,0	1,4
0,001%	22,0	2,2	22,0	2,2	22,0	2,2
0,0001%	27,2	2,5	27,3	2,5	27,5	2,5
0,00001%	27,2	2,7	27,3	2,7	27,5	2,8

We zien dat het risico na injectie fors afneemt: voor de 0,00001%-VaR daalt het risico van zo'n € 72 m naar € 27 m; en voor een portefeuille van putten daalt de VaR van € 20 m naar € 2,7 m. Geconcludeerd kan worden dat het grootste deel van de risico's gerelateerd zijn aan de injectiefase. In de praktijk betekent dit ook dat de gevraagde financiële zekerheden na injectie fors zouden moeten worden verlaagd (lees: grotendeels weer moeten vrijvallen).

## 2.6 Risico's en aansprakelijkheden in perspectief

Welke risicobereidheid moet worden gehanteerd valt niet zomaar te zeggen. Bij het bepalen van de financiële zekerheid is sprake van onderhandeling. Feitelijk is het de risicobereidheid waar over wordt onderhandeld. De inzet van die onderhandeling is politiek ingegeven: hoeveel zekerheid wil de overheid hebben dat een operator niet te weinig geld 'in kas' heeft?

Momenteel wordt door de overheid een grote financiële zekerheid vereist. Die is voor één put (veld P18-4) gelijk aan zo'n 65 miljoen euro. Wanneer we dit bedrag corrigeren voor de vaste monitorings- en afsluitingskosten blijft 46 miljoen euro over. Wanneer we kijken in Tabel 2, zien we dat dit gelijkstaat aan de Value at Risk van ongeveer 0,01%. Dit betekent dat de overheid een financiële zekerheid vraagt die in slechts 0,01% van de gevallen onvoldoende blijkt.

## 2.7 Conclusie

We zien dat de risico's voor CO<sub>2</sub>-opslag per put zeer klein zijn. De kans op voorkomen is relatief beperkt. Ook het maximale schadebedrag is gelimiteerd, omdat de ETS-prijs een theoretisch maximum heeft van zo'n 160 €/ton. Wanneer risico's worden gedeeld met meerdere putten is de schade bij weinig voorkomende risico's zo'n drie keer kleiner. Dit betekent dat de gevraagde financiële zekerheid kan afnemen, wanneer het aantal putten toeneemt (mits deze zich in dezelfde 'pool' bevinden). De gevraagde financiële zekerheid kan ook afnemen na injectie, aangezien dan de grootste risico's zijn geweest. De onderhandelbare financiële zekerheid weerspiegelt in feite de risicobereidheid. Deze risicobereidheid is een beleidskeuze. De huidige risicobereidheid vanuit de overheid kan als risico-avers worden beschouwd. Feitelijk wordt gerekend met een kans op een ontoereikende financiële zekerheid van 0,01%.



### 3. Juridische basis: de Mijnbouwwet

Dit hoofdstuk gaat in op de relevante wet- en regelgeving voor CCS. De juridische basis komt voort uit de Richtlijn 2009/31/EG (CCS-richtlijn) en is in Nederland omgezet in de Mijnbouwwet (Mbw). In dit hoofdstuk wordt een analyse gemaakt van de verplichtingen voortvloeiend uit de Mbw voor de opslag van CO<sub>2</sub>, met focus op aansprakelijkheden, een analyse van de verplichtingen voor de opslagvergunning voor P18-4 en wordt op hoofdlijnen een toelichting gegeven over de eventuele civielrechtelijke aansprakelijkheid na overdracht van het opslagvoorkomen aan de Staat.

#### 3.1 Mijnbouwwet- en regelgeving

In de Mbw is de opslagvergunning van CO<sub>2</sub> opgenomen in hoofdstuk 3: 'Vergunningen voor het opslaan van stoffen en voor het opsporen van CO<sub>2</sub>-opslagcomplexen'. In dit hoofdstuk van de Mbw zijn onder meer de aanvraagprocedure en inhoud van de opslagvergunning opgenomen. In de aanvraag en de vergunning komen onder meer aan de orde: ligging en begrenzing van het opslagvoorkomen, opslagproces, hoeveelheden en samenstelling van CO<sub>2</sub>, monitoring, calamiteiten, voorlopig sluitingsplan en financiële zekerheid. De minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) kan met betrekking tot de opslag van CO<sub>2</sub> nadere regels stellen in lagere regelgeving.

In paragraaf 3.5. van het Mijnbouwbesluit zijn aanvullende bepalingen opgenomen met betrekking tot het permanent opslaan en transport van CO<sub>2</sub>, bijvoorbeeld de voorschriften die gelden voor de betreffende op te stellen plannen door de vergunninghouder en het bedrag waarvoor financiële zekerheid wordt gesteld. In de Mijnbouwregeling zijn onder meer regels opgenomen met betrekking tot welke gegevens ingediend moeten worden voor de aanvraag om een opslagvergunning en de aanvraag om een vergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub> in te trekken en het register over CO<sub>2</sub>-stromen en de plicht om dit wekelijks bij te werken.

#### 3.2 De verplichtingen voortvloeiend uit de Mijnbouwwet- en regelgeving voor de opslag van CO<sub>2</sub>

##### 3.2.1 Aanvraag opslagvergunning voor CO<sub>2</sub>

De aanvraag voor de opslagvergunning moet op grond van art. 31b Mbw ten minste de volgende elementen bevatten:

- a. het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en de omvang van het vergunningsgebied,
- b. een karakterisering van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex en een beoordeling van de verwachte veiligheid van de opslag,
- c. de technische en financiële mogelijkheden van de aanvrager,
- d. de totale hoeveelheid CO<sub>2</sub> die zal worden opgeslagen,
- e. de toekomstige bronnen van CO<sub>2</sub> en transportmethoden,
- f. de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom,
- g. de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub> en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO<sub>2</sub>,
- h. de ligging van het voorkomen waar CO<sub>2</sub> zal worden opgeslagen,
- i. risicobeheer,
- j. monitoring,
- k. afsluiting,
- l. corrigerende maatregelen,
- m. bodembeweging, en

- n. een omschrijving van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden en een bewijs dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk wordt gesteld voordat met de opslag van CO<sub>2</sub> wordt aangevangen.

In de Mijnbouwregeling zijn vervolgens de detailzaken opgenomen (zie art. 1.3.4 en 1.3.4a van de Mijnbouwregeling) die vereist zijn voor de vergunningaanvraag. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om een programma waarin de te verrichten opslagactiviteiten worden beschreven, alsmede de technieken die daarbij worden gebruikt, een beschrijving van de risico's voor de veiligheid, een karakterisering en beoordeling van het potentiële opslagcomplex met inbegrip van de afdichtende laag en het omliggende gebied en ontwerpen van diverse plannen (bijvoorbeeld risicobeheer, corrigerende maatregelen, monitoring, afsluiting). Ook moet de aanvrager een onderbouwing aanleveren voor de mogelijke vorm van de financiële zekerheid die zal worden gesteld en de financiële bijdrage waarmee de monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar, ingaande op het tijdstip van intrekking van de vergunning, worden gedekt.

De aanvrager van een opslagvergunning moet bij het indienen van zijn aanvraag al (voor)onderzoek doen en diverse plannen in ontwerp indienen. In dit stadium van de aanvraag voor de opslagvergunning heeft de aanvrager geen directe aansprakelijkheden op basis van de Mbw.

### 3.2.2 Opslagvergunning

Indien er geen weigeringsgronden zijn kan de vergunning worden verleend. Een vergunning voor permanent opslaan van CO<sub>2</sub> wordt opnieuw beoordeeld nadat een periode van vijf jaar na de verlening van de vergunning is verstreken en vervolgens om de tien jaar. De vergunning omvat volgens art. 31d lid 1 van de Mbw ten minste de volgende onderwerpen:

- a. het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en het gebied
- b. de ligging en begrenzing van het opslagvoorkomen en het gebied van het opslagcomplex
- c. gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid
- d. voorschriften voor het opslagproces
- e. de totale hoeveelheid CO<sub>2</sub> die overeenkomstig de vergunning ten hoogste kan worden opgeslagen
- f. de grenswaarden van de druk van de opgeslagen CO<sub>2</sub>
- g. de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub> en de maximaal toelaatbare druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub>
- h. risicobeheer
- i. monitoring
- j. afsluiting
- k. corrigerende maatregelen
- l. bodembeweging
- m. de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom die wordt opgeslagen met inbegrip van stoffen die worden toegevoegd ten behoeve van de monitoring en de controle van CO<sub>2</sub>-migratie, en
- n. het bedrag aan financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening<sup>9</sup>.

De minister heeft ten aanzien van bovenstaande onderwerpen op basis van de Mbw aanvullende bepalingen uitgewerkt en deze opgenomen in paragraaf 3.5 (artikelen 29a t/m 29m) van het Mijnbouwbesluit. Daarnaast heeft de vergunninghouder een aantal plichten en moet de vergunninghouder op basis van de Mbw diverse gegevens aan de minister van EZK verstrekken:

---

<sup>9</sup> In de CCS-richtlijn staat in art. 7: 'bewijs dat de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening als vereist uit hoofde van artikel 19 rechtsgeldig en daadwerkelijk gesteld is voordat de injectie aanvangt'.

- de geplande wijzigingen van de exploitatie van het opslagvoorkomen en de injectiefaciliteiten met bijbehorende bovengrondse voorzieningen;
- bijhouden van een register m.b.t. de hoeveelheden en kenmerken van de geleverde, opgeslagen en weggelekte CO<sub>2</sub>-stromen met inbegrip van hun samenstelling;
- jaarlijkse gegevens over onder meer de resultaten van de monitoring van de opgeslagen CO<sub>2</sub> met vermelding van de gebruikte technologie, de hoeveelheden en kenmerken van de geleverde en opgeslagen CO<sub>2</sub>-stromen met vermelding van de samenstelling van deze stromen; en
- het bewijs dat financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening is gesteld en aangehouden.

De financiële zekerheid in art. 31d lid 1 van de Mbw is nader uitgewerkt in art. 29j van het Mijnbouwbesluit. De vergunning bepaalt het bedrag waarvoor financiële zekerheid wordt gesteld voor het jaar waarin injectie volgens de aanvraag zal aanvangen. Het bedrag wordt per jaar vastgesteld op het totaal van ramingen van de kosten voor:

- verwerving van broeikasgasemissierechten uitgaande van emissie als gevolg van ongecontroleerde uitstroom; van CO<sub>2</sub> gedurende de laatste drie maanden van het desbetreffende jaar;
- uitvoering van het risicobeheerplan uitgaande van uitvoering gedurende twee jaar;
- het nemen van corrigerende maatregelen uitgaande van de meest ingrijpende in het plan voorziene maatregel of maatregelen;
- uitvoering van het monitoringsplan uitgaande van intrekking van de vergunning twintig jaar na afsluiting
- uitvoering van het afsluitingsplan; en
- een raming van de financiële bijdrage (waarmee de geraamde monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar, ingaande op het tijdstip van intrekking van de vergunning worden gedekt).

De minister van EZK moet uiteindelijk instemmen met de vorm van de door de aanvrager voorgestelde financiële zekerheid of een uit oogpunt van zekerheid voor de Staat gelijkwaardige voorziening. De vergunninghouder dient hiertoe ten minste zes maanden voordat de zekerheid gesteld zal worden een aanvraag in. Voor aanvang van de injectie van CO<sub>2</sub> toont de vergunninghouder aan de minister van EZK aan dat de zekerheid in overeenstemming met de wet is gesteld. Vervolgens worden elke vijf jaren na verlening van de vergunning de hoogte van het bedrag voor de eerstkomende vijf jaar vastgesteld (en het bedrag dat voor het laatste jaar in de vergunning is vastgesteld blijft voor opvolgende jaren van toepassing zolang het niet is aangepast). Elk jaar voor 1 april moet de vergunninghouder bewijs laten zien dat financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening is gesteld en aangehouden.

In art. 33 van de Mbw is overigens een algemene verplichting opgenomen dat de vergunninghouder alle maatregelen neemt die redelijkerwijs van hem geveerd kunnen worden om te voorkomen dat als gevolg van de met gebruikmaking van de vergunning verrichte activiteiten nadelige gevolgen voor mens en milieu worden veroorzaakt, schade door bodembeweging wordt veroorzaakt, de veiligheid wordt geschaad, of het belang van een planmatig beheer van voorkomens van delfstoffen of aardwarmte wordt geschaad. Volgens de toelichting uit de parlementaire geschiedenis kan art. 33 van de Mbw een grondslag zijn voor bestuursrechtelijk optreden jegens de vergunninghouder (bijvoorbeeld in de vorm van bestuursdwang of dwangsom) en betekenis hebben bij een civiele vordering uit onrechtmatige daad (bijvoorbeeld in een geval waarin door een particulier of door de overheid schade geleden wordt die is veroorzaakt door onzorgvuldig handelen van de vergunninghouder)<sup>10</sup>.

De minister kan bepalen dat de vergunninghouder op grond van art. 46, 47 en 48 Mbw ook financiële zekerheid<sup>11</sup> stelt voor:

<sup>10</sup> Zie Tweede Kamer, vergaderjaar 1998–1999, 26 219, nr. 3, p. 63.

<sup>11</sup> De zekerheid kan overigens op elk moment worden geëist; Eerste Kamer 2001/02, 26 219, nr. 313b. Opgemerkt wordt dat deze financiële zekerheid uit art. 46-48 Mbw niet is meegenomen in de vergunning/het managen van aansprakelijkheden in de rest van dit rapport.

- schade door beweging van de aardbodem<sup>12</sup>;
- het verwijderen van niet meer in gebruik zijnde mijnbouwinstallaties; en
- verwijderen van niet meer in gebruik zijnde, op of in het continentale plaat gelegen kabels of pijpleidingen.

Nadat de opslagvergunning onherroepelijk is geworden heeft de vergunninghouder aansprakelijkheden op grond van het monitoringsplan dat betrekking heeft op de periode die aanvangt op het tijdstip van inwerkingtreding van een vergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub>. Deze aansprakelijkheid eindigt op het moment waarop de vergunning op grond van artikel 31j van de Mbw wordt ingetrokken. Uit de Mbw volgt dat de vergunninghouder verantwoordelijk blijft voor de rapportering en de corrigerende maatregelen die genomen moeten worden bij een CO<sub>2</sub>-lekkage, totdat de opslaglocatie is afgesloten en de verantwoordelijkheid voor de opslaglocatie is overgedragen aan de bevoegde autoriteit.

### 3.2.3 Wijziging en intrekking van de opslagvergunning

De minister van EZK kan eenzijdig de vergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub>, voordat de opslagactiviteiten zijn beëindigd, intrekken of wijzigen op grond van art. 29, 31h en 39a van de Mbw. Op hoofdlijnen gaat het om de volgende situaties:

- het niet voldoen aan de beperkingen en voorschriften die eventueel in de vergunning zijn opgenomen (art. 29 Mbw);
- de vergunninghouder binnen 12 maanden nadat een opslagvergunning onherroepelijk is geworden geen opslagplan bij de Minister van EZK heeft ingediend (art. 39a Mbw);
- vergunningsvoorwaarden niet worden nageleefd (art. 31h lid 1 Mbw);
- (risico is op) lekkages of significante onregelmatigheden zijn (art. 31h lid 1 Mbw);
- noodzakelijk blijkt op basis van de meest recente wetenschappelijke bevindingen en technologische vooruitgang (art. 31h lid 1 Mbw); of
- indien de gestelde financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening onvoldoende blijkt te zijn (art. 31h lid 1 Mbw).

Na intrekking van de opslagvergunning *voordat* de opslagactiviteiten zijn beëindigd (artikel 31h lid 1 van de Mbw), zet de minister de werkzaamheden met betrekking tot de opslag voort in overeenstemming met de voorschriften die verbonden zijn aan de vergunning (art. 31l van de Mbw). De kosten die de minister hiervoor maakt, verhaalt hij op de laatste houder van een vergunning voor permanent opslaan van CO<sub>2</sub>. Indien geen verhaal mogelijk is, verhaalt de minister de kosten op de door de laatste vergunninghouder gestelde financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening.<sup>13</sup> De minister stelt in de periode die aanvangt met de intrekking van een vergunning de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening periodiek bij.

De door de laatste vergunninghouder gestelde financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening vervalt wanneer alle beschikbare gegevens naar het oordeel van de minister aantonen dat het opgeslagen CO<sub>2</sub> volledig en permanent ingesloten blijft na betaling van de kosten, die nog niet door de laatste vergunninghouder zijn betaald, en de kosten die de minister naar redelijke verwachting gedurende een aansluitende periode van 30 jaar zal moeten maken (art. 31l lid 6 Mbw). Indien de voorgaande kosten meer bedragen dan de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening verhaalt de minister deze meerdere kosten op de laatste houder.

<sup>12</sup> Dit is in beginsel niet van toepassing op velden die liggen in de territoriale zee buiten de driemijlszone en op het continentaal plat, zie ook art. 41 lid 3 Mbw en toelichting daarop: 'Aannemelijk is dat bijvoorbeeld bodemdaling daar geen schadelijke gevolgen heeft. De grens van het voorkomen is bepalend voor de vraag of de verplichting van het eerste lid geldt. Ligt het voorkomen gedeeltelijk aan de zeezijde en gedeeltelijk aan de landzijde van de in het derde lid bedoelde lijn, dan zullen metingen als bedoeld in het eerste lid moeten worden verricht'.

<sup>13</sup> Dit geldt niet indien de vergunning wordt ingetrokken wegens een gebrek aan een zekerheid.

Het intrekken van de vergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub> kan ook geschieden *nadat* de opslagactiviteiten zijn beëindigd. Het al dan niet op verzoek intrekken van de vergunning nadat de opslagactiviteiten zijn beëindigd, is geregeld in art. 31j van de Mbw. Intrekking van de vergunning geschiedt dan indien:

- a. door de houder van een vergunning voor permanent opslaan van CO<sub>2</sub> schriftelijk is aangetoond dat het opgeslagen CO<sub>2</sub> volledig en permanent ingesloten blijft;
- b. het opslagvoorkomen is afgesloten en de injectiefaciliteiten met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen zijn verwijderd;
- c. na het tijdstip waarop het opslagvoorkomen is afgesloten en de bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten zijn verwijderd een periode van tenminste 20 jaar is verstreken of zoveel korter of langer als naar het oordeel van de minister van EZK, gelet op onderdeel a, verantwoord is; of
- d. de vergunninghouder hem een financiële bijdrage ter beschikking heeft gesteld waarmee de voorziene kosten, doch ten minste de geraamde monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar, ingaande op het tijdstip van intrekking worden gedekt.

Het gevolg van deze intrekking is dat de minister van EZK op basis van art. 31k van de Mbw belast wordt met:

- a. monitoring<sup>14</sup>;
- b. corrigerende maatregelen; en
- c. preventieve en herstelmaatregelen<sup>15</sup>.

De minister van EZK verhaalt de kosten met betrekking tot corrigerende-, preventieve- en herstelmaatregelen die samenhangen met deze intrekking en zijn ontstaan *na* intrekking van de vergunning op de laatste houder van een vergunning voor permanent opslaan van CO<sub>2</sub>, voor zover hij niet zorgvuldig<sup>16</sup> heeft gehandeld in de periode voorafgaande aan de intrekking van de opslagvergunning (art. 31k lid 5 van de Mbw). De kans op 'niet zorgvuldig handelen' zal waarschijnlijk klein zijn omdat de bewijslast van 'onzorgvuldig handelen' relatief hoog ligt en er daarnaast diverse waarborgen zijn opgenomen in de vergunningsprocedure (verplicht periodieke actualisering van bijvoorbeeld de diverse plannen inzake monitoring, risicobeheer) en er uiteraard toezicht wordt gehouden.

Ten slotte moet de verzoeker van de afsluiting op grond van art. 31i Mbw geactualiseerde plannen van risicobeheer, monitoring, afsluiting, corrigerende maatregelen en bodembeweging bij de minister van EZK indienen alvorens hij - na instemming van de minister van EZK - het opslagvoorkomen kan afsluiten en de injectiefaciliteiten kan verwijderen met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen.

### 3.2.4 Aansprakelijkheid na intrekking van de opslagvergunning

Het aansprakelijkheidsregime in de Mbw met betrekking tot de opslag van CO<sub>2</sub> gaat uit van kanalisatie van aansprakelijkheid en komt op hoofdlijnen er op neer dat de vergunninghouder de aansprakelijkheid draagt voor de opslag van CO<sub>2</sub> totdat de vergunning wordt ingetrokken door de minister van EZK. Alle wettelijke verplichtingen betreffende de monitoring en de corrigerende maatregelen en het inleveren van emissierechten bij lekkage van CO<sub>2</sub> gaan over naar de minister van EZK. De verantwoordelijkheid met betrekking tot schade aan het milieu (richtlijn 2004/35/EG betreffende milieuaansprakelijkheid met betrekking tot het voorkomen en herstellen van milieuschade) en klimaat (CO<sub>2</sub> lekkage valt onder de richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een regeling

<sup>14</sup> De monitoring betreft het niveau waarop lekkages of significante onregelmatigheden kunnen worden vastgesteld.

<sup>15</sup> Zie de artikelen 17.12 en 17.13 van de Wet milieubeheer.

<sup>16</sup> Het gaat dan om: *onvolledige gegevens, het verbergen van relevante informatie, nalatigheid, moedwillige misleiding of het verzuimen van het toepassen van due diligence*; zie Tweede Kamer, vergaderjaar 2009–2010, 32 343, nr. 3, pagina 22 en conform artikel 18, zevende lid, van de CCS-richtlijn.

voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap, ook wel de 'ETS-richtlijn') gaan ook over naar de Staat.

In de CCS-richtlijn<sup>17</sup> is uitdrukkelijk opgenomen dat aansprakelijkheid die niet valt onder de CCS-richtlijn, richtlijn 2003/87/EG en richtlijn 2004/35/EG, met name wat betreft de injectiefase, de afsluiting van de opslaglocatie en de periode na de overdracht van de juridische verplichtingen aan de bevoegde autoriteit, op nationaal niveau moet worden geregeld. Het Nederlands recht kan daartoe geen uitdrukkelijke bepalingen. Voor een deel van de Noordzee is het Burgerlijk Wetboek (BW) van kracht en daarmee de bepalingen uit artikel 6:162 BW en verder. Ondanks dat de CCS-richtlijn daartoe ruimte laat, gaan civielrechtelijke aansprakelijkheden uit het BW niet automatisch over naar de Staat. De mogelijke gronden voor aansprakelijkheid uit het BW zouden kunnen zijn:

- onrechtmatige daad (art. 6:162 BW)
- aansprakelijkheid voor een opstal die niet voldoet aan de eisen die men daaraan in de gegeven omstandigheden mag stellen en daardoor gevaar voor personen of zaken oplevert (art. 6:174 BW)
- gevaarlijke stoffen (art. 6:175 BW)
- schade door verontreiniging van lucht, water of bodem die ontstaat voor of na sluiting van de stortplaats (art. 6:176 BW)
- aansprakelijkheid van de exploitant van een mijnbouwwerk voor schade die ontstaat door beweging van de bodem (art. 6:177).

Met betrekking tot bovengenoemde aansprakelijkheidsgronden uit het BW wordt als eerste opgemerkt dat alleen CO<sub>2</sub>-opslag binnen de territoriale zee (12 zeemijl gemeten vanaf de laaglaagwaterlijn<sup>18</sup>) binnen de werkingssfeer van het BW valt. Buiten deze zone, dus vanaf de exclusief economische zone (EEZ), is er geen toepassing van het BW en geldt internationaal (verdragen)recht, bijvoorbeeld het VN-zeerechtverdrag. In de beschikbare juridische literatuur<sup>19</sup> over de opslag van CO<sub>2</sub> wordt daarnaast een bepaalde mate van terughoudendheid betracht met betrekking tot bovenstaande aansprakelijkheidsgronden uit het BW omdat de aansprakelijkheid afhangt van onder meer de feitelijke omstandigheden van de zaak en de interpretatie van wettelijke bepalingen zoals die in het BW zijn opgenomen.

Onderstaand wordt op hoofdlijnen het juridische landschap van de relevante aansprakelijkheidsgronden toegelicht. Uit de beschrijving volgt dat enkele aansprakelijkheidsgronden uit het BW van toepassing kunnen zijn op schade door opslag van CO<sub>2</sub> in lege gasvelden onder de Noordzee.

#### *Onrechtmatige daad (art. 6:162 BW)*

Bij een onrechtmatige daad gaat het om een algemene grondslag voor schade door een inbreuk op een recht, een doen of nalaten in strijd met een wettelijke plicht en een doen of nalaten in strijd met hetgeen volgens ongeschreven recht in het maatschappelijk verkeer betaamt. De bewijslast ligt primair bij degene die de beweerdelijke schade claimt. De lat om een succesvol beroep te doen op onrechtmatige daad ligt echter hoog<sup>20</sup>, waarbij in het algemeen de casuïstiek ('de omstandigheden van het geval') bepalend is voor de interpretatie van de rechter. Op voorhand is het daarom lastig om aan te geven of een beroep op een onrechtmatige daad jegens

<sup>17</sup> Vergelijk ook overweging 34 van de Richtlijn 2009/31/EG: '... aansprakelijkheid die niet valt onder deze richtlijn, Richtlijn 2003/87/EG en Richtlijn 2004/35/EG, met name wat betreft de injectiefase, de afsluiting van de opslaglocatie en de periode na de overdracht van de juridische verplichtingen aan de bevoegde, ... op nationaal niveau [moet] worden geregeld'.

<sup>18</sup> Op basis van de Wet grenzen Nederlandse territoriale zee.

<sup>19</sup> Zie onder meer: Pijpleidingen en CO<sub>2</sub>-transport – Over bestaande en ontbrekende regulering, Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 5/6-december 2010; CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland: de nieuwe CCS-richtlijn, het huidige Nederlandse wettelijke kader, risico's en aansprakelijkheid, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 6-november/december 2008; 'Afvang, transport en – opslag van CO<sub>2</sub> - Een analyse van de keten, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 5/6-ecember 2011; Aansprakelijkheid voor schade door opslag van CO<sub>2</sub>, in het perspectief van de Richtlijn Carbon Capture Storage (CCS), in Gst. 2009, 122 en CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland: wie is bereid het financiële risico te dragen? Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 3 augustus 2011.

<sup>20</sup> De eisen zijn: er is sprake van een onrechtmatige daad, toerekenbaarheid van de daad aan de dader, er is schade, er is causaal verband tussen daad en schade en relativiteit (de geschonden norm strekt tot bescherming tegen schade).



de laatste vergunninghouder kans van slagen heeft en of de onrechtmatigheid aan hem of de staat kan worden toegerekend<sup>21</sup>. Het hebben van een vergunning inclusief toezicht op de naleving ervan houdt in het algemeen geen vrijwaring in voor aansprakelijkheid<sup>22</sup>. Een beroep op onrechtmatige daad lijkt echter weinig kansrijk als de vergunninghouder kan aantonen dat hij altijd overeenkomstig de vergunning heeft gehandeld. De Staat zou in theorie, nadat de opslagvergunning is ingetrokken, aansprakelijk gesteld kunnen worden op grond van art. 6:162 BW indien zij bijvoorbeeld de monitoring niet adequaat uitvoert en hierdoor schade aan personen of objecten ontstaat.

#### *Gebrekkige opstal (art. 6:174 BW)*

Het BW stelt in beginsel de bezitter van de 'opstal' aansprakelijk voor schade, veroorzaakt door gebreken in de opstal. Onder opstal kan een ondergrondse opslagplaats voor CO<sub>2</sub> als 'een werk, dat duurzaam met de grond is verenigd' vallen<sup>23</sup>. Voor aansprakelijkheid is vereist dat de opstal / het werk niet voldoet aan de eisen die men daaraan in de gegeven omstandigheden mag stellen en daardoor gevaar voor personen of zaken oplevert, en dit gevaar zich verwezenlijkt. De laatste vergunninghouder zou juridisch als bezitter geduid kunnen worden en na overdracht zou dat de Staat kunnen zijn. Echter, ten aanzien van ondergrondse werken rust de aansprakelijkheid niet automatisch op de dan huidige bezitter. Als deze werken tijdens de exploitatiefase, dan wel na staking van deze activiteiten schade veroorzaken, dan rust de aansprakelijkheid op degene die deze werken in de uitoefening van zijn bedrijf gebruikt, dan wel heeft gebruikt. Lid 3 van art. 6:174 BW kanaliseert de aansprakelijkheid voor schade door een gebrekkig ondergronds werk dus naar degene die dit werk in de uitoefening van zijn bedrijf gebruikt of heeft gebruikt. In het geval van opeenvolgende bedrijfsmatige gebruikers is gekozen voor het aanspreken van de gebruiker die het werk in gebruik heeft bij het bekend worden van de schade<sup>24</sup>. Expliciet is niet gekozen voor het moment van schadeveroorzaking als aansprakelijkheids criterium, omdat dan bij opeenvolging van exploitanten voor de benadeelde vaak moeilijk zou zijn te achterhalen wat (in de loop van de tijd en bij 'sluipende schade') de schadeveroorzakende gebeurtenis precies is geweest<sup>25</sup>. De Staat kan hier overigens ook als bedrijf worden aangemerkt en, afhankelijk van de feiten, aansprakelijk worden gesteld<sup>26</sup>.

#### *Gevaarlijke stoffen (art. 6:175 BW)*

Ook hier gaat het om een kwalitatieve aansprakelijkheid en het is niet nodig - en dus ook niet van belang - of de aansprakelijke van de gevaarlijke aard van de stof ('een bijzonder gevaar van ernstige aard voor personen of zaken) op de hoogte was of ter zake een verwijt gemaakt kan worden (bijvoorbeeld eigen onzorgvuldig gedrag). De aansprakelijkheid bestaat derhalve als de 'gevaarlijke stof' schade veroorzaakt. Als 'bijzonder gevaar van ernstige aard' geldt in elk geval (dus niet limitatief) dat de stof 'ontploffbaar, oxyderend, ontvlambaar, licht ontvlambaar of zeer licht ontvlambaar, dan wel vergiftig of zeer vergiftig' is (art. 6:175 lid 1 BW); CO<sub>2</sub> zou dus in bepaalde situaties mogelijk kunnen kwalificeren als een 'gevaarlijke stof' die schade veroorzaakt als sprake is van 'vergiftig' of 'zeer vergiftig'.

#### *Aansprakelijkheid stortplaatsen (art. 6:176 BW)*

De exploitant van een stortplaats is aansprakelijk voor de schade die voor of na de sluiting van de stortplaats ontstaat als gevolg van verontreiniging van lucht, water of bodem met de daar voor die sluiting gestorte stoffen. Onder stortplaats is begrepen elk terrein dat door de exploitant daarvan is bestemd voor het storten van al of niet

<sup>21</sup> Vergelijk: CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland de nieuwe CCS-richtlijn, het huidige Nederlandse wettelijke kader, risico's en aansprakelijkheid, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 6-november/december 2008. Schrijver stelt dat de aansprakelijkheid van art. 6:162 BW wel kan worden overgedragen.

<sup>22</sup> Zie: Hoge Raad 10 maart 1972, NJ 1972, 278 (Vermeulen/Lekkerkerker) en Hoge Raad in het arrest Ludlage/Van Paradijs (HR 21 oktober 2005, NJ 2006/418)

<sup>23</sup> Zie 'Onrechtmatige daad: aansprakelijkheid voor zaken' (prof. mr. E. Bauw, Monografie BW nr. B47).

<sup>24</sup> Groene Serie Onrechtmatige daad, 6.1 Algemeen bij: Burgerlijk Wetboek Boek 6, Artikel 174). Zie verder Tweede Kamer 1998/99, nr. 26 219, MvT, nr. 3, pagina 103-104 en Eerste Kamer 2001/02, 26 219, nr. 313, p. 49.

<sup>25</sup> Zie Tekst & Commentaar Burgerlijk Wetboek, Opstellen bij: Burgerlijk Wetboek Boek 6, Artikel 174.

<sup>26</sup> Zie 'Onrechtmatige daad: aansprakelijkheid voor zaken' (prof. mr. E. Bauw, Monografie BW nr. B47, pagina 14).

verpakte, geheel of ten dele van anderen afkomstige stoffen met als doel dat de exploitant of die anderen zich van die stoffen ontdoen door ze daar op of in de bodem te brengen. Onder storten wordt mede begrepen elke vorm van deponeren of afgeven van de stof op de stortplaats.

Voor stortplaatsen geldt een eigen vergunningenregime. Voor stortplaatsen zal geen vergunning onder de Mijnbouwwet worden aangevraagd. Artikel 6:176 BW is zomede niet van toepassing op CO<sub>2</sub> opslag<sup>27</sup>.

#### *Bodemdaling (art. 6:177 BW<sup>28</sup>)*

De exploitant van een mijnbouwwerk als bedoeld in artikel 1, onderdeel n, Mbw is aansprakelijk voor schade die ontstaat door beweging van de bodem als gevolg van de aanleg of de exploitatie van dat werk. Het begrip bodembeweging is breed en omvat zowel bodemdaling als (de minder voorspelbare) bodemtrillingen (aardschokken) en zelfs bodemstijging<sup>29</sup>. Voor schade door beweging van de bodem is aansprakelijk degene die ten tijde van het bekend worden van deze schade exploitant is waarbij de Staat ook kan kwalificeren als exploitant.

### **3.3 Analyse van de verplichtingen voor de opslagvergunning voor P18-4**

TAQA Offshore B.V. is vergunninghouder voor het voorkomen P18-4 en de opslagvergunning is in de Staatscourant gepubliceerd op 29 juli 2013 en in werking getreden met ingang van 1 januari 2015. De vergunning is naderhand gewijzigd bij publicatie in de Staatscourant van 4 februari 2016 en de vergunning treedt in werking de dag na die waarop de *laatste* goedkeuring is gegeven door de minister van EZK voor respectievelijk het monitoringsplan, plan voor corrigerende maatregelen, afsluitingsplan en de vorm waarin de financiële zekerheid wordt gesteld uiterlijk zes maanden voor aanvang van de injectie van CO<sub>2</sub>.

In de desbetreffende artikelen van het besluit is de volgende informatie opgenomen:

1. Het opslagvoorkomen is aangeduid als P18-4 en de vergunning is verleend voor een gebied met een oppervlakte van 10.84 km<sup>2</sup>
2. Het tijdvak van injectie vangt uiterlijk 1 januari 2021 aan en het tijdvak van injectie bedraagt maximaal 8 jaar (betreft een gewijzigd artikel; was voorheen per 1 januari 2018)
3. Injectie vindt niet eerder plaats dan nadat mijnbouwinstallatie P18-A inclusief put P18-4A2 is gemodificeerd om CO<sub>2</sub> veilig te kunnen injecteren
4. De maximaal toelaatbare injectie capaciteit bedraagt 47,56 kg CO<sub>2</sub> per seconde en de druk in de put is tijdens de injectie van CO<sub>2</sub> niet hoger dan 348,5 bar
5. De maximale hoeveelheid CO<sub>2</sub> die wordt opgeslagen is 8,1 Mton
6. De druk in het opslagvoorkomen is zowel tijdens als na de injectieperiode nergens hoger dan de oorspronkelijke druk van 348,5 bar bij aanvang van winning van aardgas uit het voorkomen dat voor opslag wordt gebruikt
7. De vergunninghouder maakt schriftelijke afspraken met de houder van de winningsvergunning waarin het voorkomen P15-9 ligt dat alle aanwezige putten in het voorkomen P15-9 na de permanente afsluiting van deze putten CO<sub>2</sub>-bestendig zijn
8. *Voor aanvang van de injectie:*

<sup>27</sup> In de beperkte juridische literatuur met betrekking tot stortplaatsen en CO<sub>2</sub>-opslag wordt een aanname gedaan dat een CO<sub>2</sub>-opslagplaats geduid kan worden als 'stortplaats'. Het lekken van CO<sub>2</sub> uit die opslagplaats zou daarmee tot aansprakelijkheid kunnen leiden voor de exploitant. Voorgaande interpretatie is echter nog niet bevestigd in rechtspraak en het is niet duidelijk of art. 6:176 BW van toepassing zal kunnen zijn bij CO<sub>2</sub>-opslagplaatsen. Zie 'CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland: de nieuwe CCS-richtlijn, het huidige Nederlandse wettelijke kader, risico's en aansprakelijkheid, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 6-november/december 2008' en 'Aansprakelijkheid voor schade door opslag van CO<sub>2</sub>, in het perspectief van de Richtlijn Carbon Capture Storage (CCS), in Gst. 2009, 122'.

<sup>28</sup> CO<sub>2</sub> is geen delfstof conform de Mbw (art. 1 onder a van de Mbw) en daarom wordt niet verder ingegaan op de aansprakelijkheid voor uitstroming van delfstoffen in art. 6:177 BW.

<sup>29</sup> Tweede Kamer, vergaderjaar 1998–1999, 26 219, nr. 7, pagina 41. In 'Aansprakelijkheid voor schade door opslag van CO<sub>2</sub>, in het perspectief van de Richtlijn Carbon Capture Storage (CCS), in Gst. 2009, 122' wordt door schrijver overigens opgemerkt dat niet duidelijk is of er een reële kans is op schade door beweging van de bodem.

- worden het monitoringsplan het risicobeheersplan, het plan voor corrigerende maatregelen en het voorlopig afsluitingsplan geactualiseerd en worden uiterlijk 6 maanden voor aanvang van injectie toegezonden aan de Minister van EZK voor goedkeuring
9. *Tijdens de injectie:*
- vindt monitoring plaats volgens het geactualiseerde en goedgekeurde monitoringsplan; het monitoringsplan wordt iedere 5 jaren geactualiseerd
  - vinden het risicobeheer, plan voor corrigerende maatregelen en afsluitingsplan plaats conform de geactualiseerde en goedgekeurde betreffende plannen
10. *Voor beëindiging van de injectie:*
- wordt een geactualiseerd monitoringsplan en plan voor corrigerende maatregelen ter goedkeuring aan de Minister van EZK voorgelegd
11. In de geactualiseerde plannen voor risicobeheer, corrigerende maatregelen, monitoring en afsluiting beschrijft de vergunninghouder ook de onderlinge samenhang tussen deze plannen en tevens de rapportages aan SodM.
12. De stoffen CO<sub>2</sub> en andere stoffen die direct met de afvang, transport en opslag samenhangen voldoen aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling en toevoeging van andere stoffen dan die in de aanvraag zijn opgenomen is niet toegestaan
13. De financiële zekerheid voor de looptijd van de opslagvergunning wordt op zodanige wijze gesteld dat de Staat onder alle omstandigheden in staat is de in zekerheid aanwezige gelden zelfstandig zonder medewerking van de (laatste) vergunninghouder, of derden aan te wenden voor de nakoming van zijn verplichtingen ongeacht de vraag of de vergunning of de vergunninghouder nog bestaat, insolvent is of in staat van faillissement verkeert
14. Het bedrag<sup>30</sup> waarvoor zekerheid vanaf het moment van eerste injectie van CO<sub>2</sub> wordt gegeven, is:

	Financiële zekerheid (miljoen euro)	Emissierechten (miljoen euro)	Totaal (miljoen euro)
1 <sup>e</sup> jaar na aanvang injectie:	€ 65	€ 0,9	€ 65,9
2 <sup>e</sup> jaar na aanvang injectie:	€ 62,8	€ 1,8	€ 64,6
3 <sup>e</sup> jaar na aanvang injectie:	€ 61,7	€ 2,7	€ 64,4
4 <sup>e</sup> jaar na aanvang injectie:	€ 60,7	€ 3,6	€ 64,3
5 <sup>e</sup> jaar na aanvang injectie:	€ 47,7	€ 4,4	€ 52,1

15. De vorm waarin de financiële zekerheid wordt gesteld, wordt uiterlijk 6 maanden voor aanvang van de injectie van CO<sub>2</sub> door de vergunninghouder toegezonden aan de minister van EZK voor goedkeuring
16. De vergunninghouder sluit overeenkomsten - met degenen die het voor injectie bestemde CO<sub>2</sub> afvangen en transporteren naar de mijnbouwinstallatie - waarin geregeld wordt dat de vergunninghouder de samenstelling, de temperatuur en druk van het CO<sub>2</sub> dat zal worden geïnjecteerd, bepaalt om zo de veiligheid en integriteit van het gehele systeem van opslag te waarborgen en om te kunnen voldoen aan haar verplichtingen in deze vergunning en op grond van wet- en regelgeving
17. De vergunninghouder maakt een actualisatie van zijn studies over de afscheiding tussen de voorkomens P18-4 en P15-9 en de mogelijkheid dat CO<sub>2</sub> van het voorkomen P18-4 doordringt in het voorkomen P15-9 en informeert de minister van EZK 6 maanden voor aanvang van de injectie van CO<sub>2</sub> over de resultaten van de studies.

Op dit moment maakt TAQA nog geen gebruik van de opslagvergunning voor P18-4.

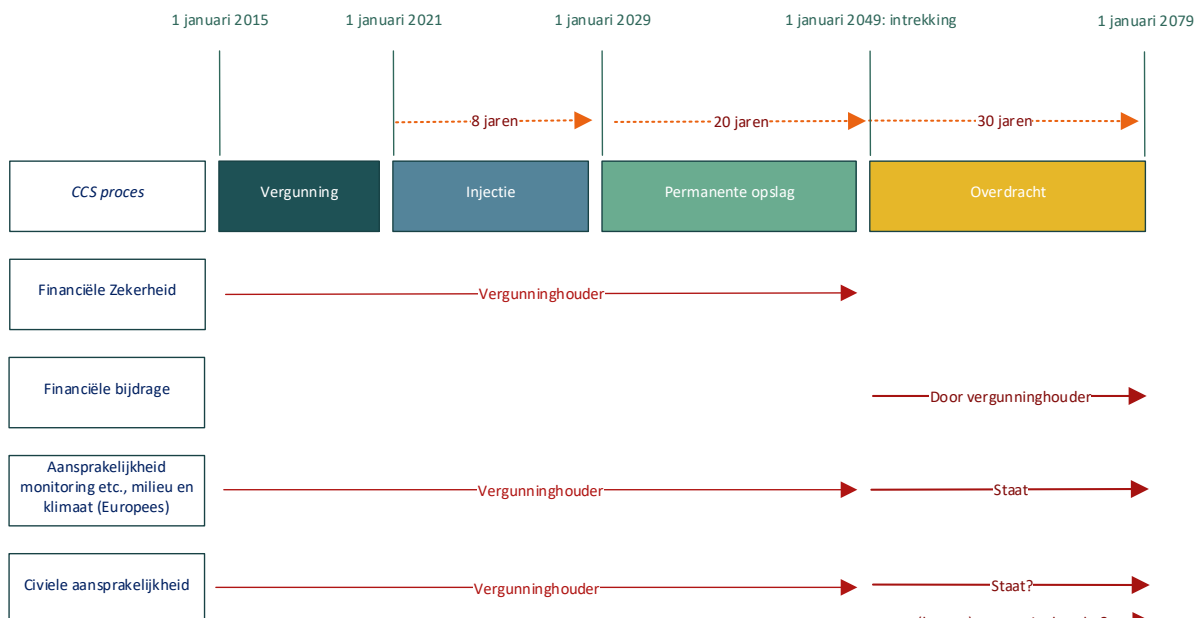
<sup>30</sup> Prijspeil 1 januari 2011, indexatie vindt plaats op basis van CBS indexcijfer producentenprijzen (SBI 2008, afzet, C Industrie Totaal).

### 3.4 Analyse van de financiële zekerheid en aansprakelijkheden

Op basis van bovenstaande kan, uitgaande van de huidige Mijnbouwwet- en regelgeving en de verleende opslagvergunning aan TAQA, de financiële zekerheid en het (civiele) aansprakelijkheidsregime op hoofdlijnen als volgt worden weergegeven:

- De financiële zekerheid moet worden gesteld door de vergunninghouder gedurende de periode van vergunningverlening tot intrekking van de vergunning
- De financiële bijdrage moet vanuit de vergunninghouder beschikbaar worden gesteld op het moment dat de vergunning wordt ingetrokken.
- De aansprakelijkheid voor onder meer monitoring, milieu en klimaat ligt bij de vergunninghouder. Pas na intrekking van de vergunning gaan deze over naar de staat
- De civielrechtelijke aansprakelijkheid ligt bij de vergunninghouder. Na intrekking van de vergunning gaat deze aansprakelijkheid niet automatisch over naar de staat en is op voorhand niet geheel duidelijk of de (laatste) vergunninghouder of de staat aansprakelijk is.

In schemavorm:



## 4. Internationale ervaring met CO<sub>2</sub>-opslag (aansprakelijkheid)

In onderstaande sectie wordt uiteengezet hoe door verschillende landen omgegaan wordt met vergunningverlening, risico's (zoals bankgaranties en het opstellen -en toetsen van risicobeheersplannen), verdeling van korte en lange termijn aansprakelijkheid, en op welke wijze CCS door overheden is gestimuleerd. Hiermee worden de volgende onderzoeksvragen beantwoord: Op welke wijze wordt CCS-aansprakelijkheid in het buitenland gemanaged?; en Wat zijn de best practices op hoog niveau voor opstellen van een risicobeheerplan?

### 4.1 Noorwegen: EU CCS Directive in Noorse context

De wetgeving in Noorwegen op gebied van Pollution and Waste sluit aan bij de EU CCS Directive<sup>31</sup>. De Noorse Pollution and Waste Act stelt dat de operator van een CCS faciliteit verantwoordelijk blijft voor schade na afsluiting van een put (dit sluit aan bij Artikel 17 van de EU CCS Directive)<sup>32</sup>. Op basis van de Petroleum Act (sectie 7-1 tot 7-3) wordt de lange termijn aansprakelijkheid van een operator verduidelijkt. In Noorwegen blijft een operator na overhandiging van het veld aan de overheid (aflopen van de vergunning) aansprakelijk voor enerzijds milieuschade en anderzijds voor de kosten van 'corrective measures'. Additioneel (aan EU CCS Directive artikel 17) is in Noorse wetgeving opgenomen (hoofdstuk 8) dat indien CO<sub>2</sub>-lekkage plaatsvindt Noorse vissers hiervoor compensatie moeten krijgen.

Desondanks deze 'open-ended' aansprakelijkheid wordt CCS in Noorwegen toch al sinds 1996 (project Sleipner<sup>33</sup>) toegepast. Dit heeft drie oorzaken. Ten eerste, Noorwegen heeft sinds 1992 een CO<sub>2</sub>-belasting op offshore olie en gas productie ter hoogte van 40 euro/ton<sup>34</sup>. Dit was een grote driver voor het eerste CCS-project in Noorwegen, Project Sleipner, omdat de kosten van CO<sub>2</sub>-afvang, -transport en -opslag minder waren dan het bedrag van de belasting die anders zou worden betaald. Ten tweede, de overheid is nauw betrokken bij het opzetten van CCS-projecten en innovatiecenters en de overheid betaalt een deel van de kosten van benodigde transport- en opslag infrastructuur. Ten derde, in het Sleipner project wordt voornamelijk CO<sub>2</sub> op locatie gewonnen, als bijproduct van gaswinning, en deze CO<sub>2</sub> wordt terug in een nabij leeg gasveld gepompt, dit proces is aanzienlijk goedkoper omdat scheiding van CO<sub>2</sub> bij gaswinning standaard nodig is (in het verleden werd 'overbodige' CO<sub>2</sub> in de lucht losgelaten). Met het Sleipner project injecteert Noorwegen jaarlijks ongeveer 1 Mton CO<sub>2</sub> per jaar<sup>35</sup>. Het project is kosteneffectief omdat er geen CO<sub>2</sub>-belasting betaald hoeft te worden over deze CO<sub>2</sub> en omdat de transportkosten laag zijn<sup>36</sup>. Er wordt aangegeven dat het heel belangrijk is dat een balans ontstaat tussen de mogelijke inkomsten en de hoogte van aansprakelijkheid (zoals in de olie en gas industrie); CCS moet een economisch gezonde activiteit worden waarbij er een verwacht rendement tegenover de relatief hoge aansprakelijkheid staat.

Lange en korte termijn aansprakelijkheid voor de petroleum-gerelateerde CCS-projecten (Project Sleipner (1996) en Project Snohvit (2008)), was tot 2014 geregeld door CCS-aansprakelijkheid te koppelen aan de olie-industrie. De financial security was destijds middels pooling met projecten uit de olie-industrie risico's gedekt. In 2014 is de CCS-richtlijn overgenomen in Noorse wetgeving; de petroleumwet werd aangepast met een extra hoofdstuk dat zich specifiek richt op CCS. Tevens is de milieuvergunning aangepast. Het belangrijkste verschil ten opzichte van de situatie voor 2014 is dat de gevraagde financial security onbegrensd is geworden.

<sup>31</sup> Wettelijk sinds 2013 (Decision No 115/2012 amending Annex XX (Environment) to the EEA Agreement).

<sup>32</sup> Uitzondering hierop is de situatie dat een operator feitelijk ophoudt te bestaan (Bugge and Ueland, 2012, p.25)

<sup>33</sup> <https://link.springer.com/article/10.1007/s11053-016-9303-6>

<sup>34</sup> This is the total tax cost. The CO<sub>2</sub> tax has been adjusted (when EU ETS introduced in 2014) to keep the overall cost of CO<sub>2</sub> emissions for the offshore industry at the level of 35-40 euro per ton of gas.

<sup>35</sup> <https://ieaghg.org/docs/CCS%20financing%20pdfs/1%20-%20Myhre-Nielsen%20-%20Norwegian%20projects.pdf>  
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html>

<sup>36</sup> Chadwick et al. 2008

In de 'Verordeningen betreffende de wet op aardolie-activiteiten: 4a. Opslag van CO<sub>2</sub>, is aangegeven dat er geen overdracht van aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub> in de waardeketen plaatsvindt; overdracht van de aansprakelijkheid - aan de nationale autoriteiten – vindt alleen plaats na het stoppen van de injectie én indien aan onderstaande voorwaarden wordt voldaan:

*Na sluiting van een opslaglocatie overeenkomstig § 30 j, eerste lid, letter a) of b), worden alle verplichtingen met betrekking tot monitoring en herstelmaatregelen op grond van dit voorschrift overgedragen aan de Staat / het Ministerie van Aardolie en Energie / aan de persoon die het wordt gemachtigd. Dit kan gebeuren op aanvraag van de exploitant, indien aan de volgende voorwaarden is voldaan:*

- *alle beschikbare informatie wijst erop dat het opgeslagen CO<sub>2</sub> volledig en permanent zal worden ingesloten. De operator moet onder meer kunnen documenteren dat het werkelijke gedrag van geïnjecteerde CO<sub>2</sub> overeenkomt met het gemodelleerde gedrag, dat lekkage niet kan worden gedetecteerd en dat de opslaglocatie zich ontwikkelt naar een staat van duurzame stabiliteit*
- *een minimumperiode (vastgesteld door het Ministerie of de door hem gemachtigde persoon) is verlopen. Deze minimumperiode mag niet korter zijn dan twintig jaar, tenzij het ministerie of de persoon die vóór of op dit moment door de exploitant is gemachtigd ervan overtuigd is dat aan het vereiste van subparagraaf a) is voldaan vóór het verstrijken van die periode;*
- *de financiële vereisten vermeld in sectie 30 m zijn vervuld,*
- *de opslaglocatie behoorlijk is verlaten en de injectiefaciliteiten zijn verwijderd.*

Omdat Sleipner en Snohvit beide economisch levensvatbare oliegerelateerde activiteiten zijn, zijn de projecten niet representatieve voorbeelden voor CCS in Nederland. De aansprakelijkheidsovereenkomsten van deze projecten zijn geen blauwdruk voor CCS-projecten waarin derden CO<sub>2</sub> afvangen en naar een CO<sub>2</sub>-opslagfaciliteit transporteren. Het Noorse CCS-project Northern Lights is meer vergelijkbaar met de Nederlandse context. Echter, in dit project is nog veel discussie over hoe om te gaan met aansprakelijkheid (en verdeling publiek-privaat) op korte en lange termijn.

#### **4.2 Canada (Alberta): Project Energy Quest, Shell Canada**

In Alberta staan drie waterstofproductie faciliteiten, deze produceren naast waterstof ook CO<sub>2</sub>. De CO<sub>2</sub> van deze installaties wordt afgevangen om zo blauwe waterstof te kunnen produceren. Middels het Shell Canada Energy Quest CCS-project wordt de afgevangen CO<sub>2</sub> (in totaal 1 Mton per jaar) in een zoutlaag met goede 'caprock' condities opgeslagen. In het project zijn de Canadese overheid en de provincie Alberta mede-investeerders.

Tijdens injectie van CO<sub>2</sub> in de put zijn risico's afgedekt door een aantal verzekeringen af te sluiten. Voor elke fase in het project is een pakket aan verzekeropties geformuleerd die telkens voor een periode van 2 tot 3 jaar worden afgesloten, vervolgens geëvalueerd, en opnieuw afgesloten (tegen nieuwe tarieven op basis van nieuwe inzichten) indien nodig.

De vier geïdentificeerde fasen zijn: 1) *Design and Construction*, 2) *Operation*, 3) *Closure and Decommissioning*, and 4) *Post-Closure monitoring and maintenance*. Indien een bepaald risico onvoldoende in te schatten is wordt gebruik gemaakt van risico transfer methoden om ook risico's met een zeer lage / onbekende kans van optreden af te dekken<sup>37</sup>. Bij dit project is ondervonden dat het aanbod, de prijs en de voorwaarden van de opties tot verzekeren in de tijd varieerden.

<sup>37</sup> Bij inzet van risico transfer verzekeringmethoden (ook wel bekend als ART) wordt het investeerders mogelijk gemaakt om als (her-)verzekeraar op te treden. Omdat risico's van CCS extreem laag zijn (en tot op zekere hoogte zeer lastig in te schatten), maar tot zeer hoge kosten kunnen leiden is voor een 'traditionele' verzekeraar geen *premium* vast te stellen, waardoor onderdelen van CCS niet te verzekeren zijn. Een private investeerder (met voldoende kapitaal om bepaalde risico's indien ze



De provincie Alberta heeft ervoor gekozen om de aansprakelijkheid omtrent lange termijn risico's van private partijen over te nemen<sup>38</sup>, indien door de operator aangetoond kan worden dat de put goed is afgesloten. De minister moet voldoende overtuigd zijn dat de opgevangen CO<sub>2</sub> zich op een stabiele en voorspelbare manier gedraagt, zonder significant risico van toekomstige lekkage. Een operator heeft aan zijn verplichtingen voldaan indien aan de voorschriften in de 'carbon sequestration tenure regulation' is voldaan<sup>39</sup>. De operator kan in dit geval 10 jaar na afsluiting een 'Post Closure Certificate' krijgen en is vervolgens niet meer aansprakelijk. Belangrijke opmerking is dat de overheid mogelijke bestaande aansprakelijkheid (inclusief civiele claims) niet overneemt, d.w.z. dat indien in de toekomst schade ontstaat die toerekenbaar is aan nalatigheid van de operator deze schade op de operator verhaald kan worden. Desalniettemin is dit beleid van provincie Alberta één van de beste voorbeelden wat betreft het afdekken van aansprakelijkheid door de overheid.

Om toekomstige herstel en/of monitoringskosten van de put te bekostigen moet een operator een (onbekend) bedrag per ton in een fonds storten (het bedrag is afhankelijk van de 'kwaliteit' van een CCS-veld), dit fonds is in beheer bij de minister<sup>40</sup>. Specifiek voor Canada (in tegenstelling tot de EU CCS-richtlijn/ en omzettingen hiervan) geldt dat dit bedrag *tijdens* operatie aan de overheid moet worden overgemaakt, in plaats van lump-sum bij overdracht van het veld. Hierdoor zijn de risico's dat een operator voortijdig failliet gaat en/ of een operator onvoldoende kapitaal heeft opgebouwd tijdens de fase waarin inkomsten worden gegenereerd anders afgedekt<sup>41</sup>.

### 4.3 Verenigd Koninkrijk: omzetting van de EU CCS-richtlijn

In het Verenigd Koninkrijk is (net als door Noorwegen) de EU CCS-richtlijn overgenomen in nationale wetgeving (Energy Act 2008 (Part 1, Chapter 3, Section 31)). Relevant zijn met name artikel 14, 18 en 20:

- Artikel 14 stelt dat bij overdracht van de vergunning, alle verplichtingen opgenomen in artikel 18 worden overgedragen aan de staat. Specifiek is hierbij opgenomen dat 'leakage liabilities'<sup>42</sup> door de staat worden overgenomen bij deze transfer<sup>43</sup>. De aspecten van aansprakelijkheid die in deze situatie van de operator naar de staat overgaan zijn: toekomstige monitoring, mogelijke kosten van corrigerende maatregelen en risico's omtrent opkopen van emissierechten.
- Artikel 18 gaat in op de verplichtingen waaraan moet worden voldaan voordat de transfer kan plaatsvinden. Deze verplichtingen zijn nader uitgewerkt in de CCS (termination of license) regulation, 2011. Onderstaand is een overzicht gegeven van de 'transfer conditions' waaraan voldaan moet worden<sup>44</sup>:
  - *(a) all available evidence indicates that the stored CO<sub>2</sub> will be completely and permanently contained;*
  - *(b) the minimum period (being 20 years, unless the ministry deems otherwise) has elapsed;*
  - *(c) the operator has provided the financial contribution notified to it under regulation 10(4);*
  - *(d) the storage site has been sealed and the injection facilities have been removed; and*
  - *(e) the abandonment programme has been carried out in accordance with Part 4 of the Petroleum Act 1998(a).*

---

voordoen te financieren) ziet in CCS (net als in de markt voor natuurrampen) een mogelijkheid om rendement te behalen. Vaak worden dit type verzekeringen gedekt door ze in de financiële markt als *bonds* of *sidescars* weg te zetten.

<sup>38</sup> [The Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010 \(Bill 24\)](#)

<sup>39</sup> [http://www.qp.alberta.ca/documents/orders/orders\\_in\\_council/2011/411/2011\\_179.html](http://www.qp.alberta.ca/documents/orders/orders_in_council/2011/411/2011_179.html)

<sup>40</sup> [https://sequestration.mit.edu/tools/projects/canada\\_ccs\\_background.html](https://sequestration.mit.edu/tools/projects/canada_ccs_background.html) / <https://calgaryherald.com/news/politics/shell-to-start-paying-into-fund-to-protect-albertans-from-risk-of-carbon-leaks>

<sup>41</sup> <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/legal-liability-and-carbon-capture-and-storage-comparative-perspective/103-alberta>

<sup>42</sup> "any liabilities, whether future or present, actual or contingent, arising from leakage from the storage complex to which the relevant licence relates and includes liabilities for personal injury, damage to property and economic loss".

<sup>43</sup> The Storage of Carbon Dioxide (Termination of Licence) Regulations 2011

<sup>44</sup> [http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2011/1483/pdfs/ukxi\\_20111483\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2011/1483/pdfs/ukxi_20111483_en.pdf)

- Tot slot stelt artikel 20 dat, net als in de meeste landen, de operator een (nader te bepalen) bedrag moet betalen aan de overheid om toekomstige monitoring kosten te dekken.

## 5. Mogelijkheden voor het managen van aansprakelijkheden

Dit hoofdstuk gaat in op de mogelijkheden voor het managen van aansprakelijkheden. Het hoofdstuk geeft eerst een overzicht van opties om de juridische aansprakelijkheid te managen. Vervolgens wordt ingegaan op de operationele (technische) financiële risico's van CO<sub>2</sub>-opslag en tot in welke mate deze risico gemanaged kunnen worden. Tot slot wordt kort samengevat welke lessen getrokken kunnen worden uit de internationale context. Hiermee wordt de volgende onderzoeksvraag beantwoord: Welke management opties zijn er voor het afdekken van juridisch en/ of financiële aansprakelijkheidsrisico's van CO<sub>2</sub>-opslag?

### 5.1 Managen juridische aansprakelijkheid

In hoofdstuk 3 is een beschrijving gegeven van de verplichtingen en aansprakelijkheden bij de opslag van CO<sub>2</sub> in het algemeen en in het bijzonder met betrekking tot de vergunning P18-4. In deze paragraaf wordt nader ingegaan op de mogelijke alternatieven voor het managen van aansprakelijkheid.

Op hoofdlijnen zijn er de volgende (geclusterde) opties<sup>45</sup> en kunnen er combinaties van deze opties worden gevormd (bijvoorbeeld aanvullende dekkingen of opvolgende wijzen van dekking).

#### Bedrijfsgarantie van de verbonden onderneming

Het gaat hier om een garantie van een moederbedrijf (holding) of een ander bedrijf uit het concern ten behoeve van de dochteronderneming ('concerngarantie'). Het kan bijvoorbeeld ook een bankgarantie zijn.

#### Verzekering / (risico-)aansprakelijkheidsverzekering

Het betreft het afsluiten van een verzekering door de vergunninghouder voor schades als gevolg van de CO<sub>2</sub>-opslag. De modaliteiten van de verzekering kunnen divers zijn, bijv. premie op basis van een jaarlijkse financiële analyse van de vergunninghouder, hoogte van uitgekeerde claims etc. Meestal wordt in de voorwaarden een limiet gesteld aan het verzekerde bedrag. Uit het 'ClimateWise (2012)'-rapport<sup>46</sup> blijkt dat bepaalde aansprakelijkheden (nog) niet verzekeraar zijn (bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>-lekkage) en dat er geen 'off the shelf' oplossing is voor CO<sub>2</sub>-opslag gerelateerde aansprakelijkheden; wel zijn er verzekeringsoplossingen mogelijk voor operationele risico's (bijvoorbeeld tijdens de injectiefase). In paragraaf 5.2 wordt nader ingegaan op de optie verzekeren.

#### Geblokkeerde rekening / escrow / bankgarantie

Het bedrag van de financiële zekerheid wordt door de vergunninghouder op een rekening gestort van een onafhankelijke derde ('escrow agent' of een bank) en kan alleen uitbetaald worden door deze derde als aan bepaalde voorwaarden wordt voldaan. De vergunninghouder moet beschikken over voldoende kapitaal om het garantiebedrag te kunnen dekken. Geblokkeerde rekeningen / escrow worden in het algemeen niet ingezet als lange termijn instrumenten. Met een bankgarantie wordt geregeld dat gedurende de looptijd van de garantie een vooraf bepaald maximum bedrag zal worden betaald.

#### Bedrijfsgarantie van niet-gelieerde ondernemingen

Een niet-gelieerde onderneming kan aan de vergunninghouder ook zekerheid stellen. Het kan bijvoorbeeld gaan om private investeerders (private equity), kredietverstrekkers, beleggers en participatiemaatschappijen.

---

<sup>45</sup> De opties zijn ontleend aan de (juridische) literatuur, zie hiervoor de bijlage.

<sup>46</sup> ClimateWise (2012)' Managing liabilities of European Carbon Capture and Storage'.

### **Privaatrechtelijke overeenkomsten tussen bedrijven in een specifieke sector**

Bij het scheepstransport van bijvoorbeeld olie wordt deze wijze van ‘pooling’ ingezet. Het gaat om juridisch bindende afspraken tussen bedrijven die olie per schip transporteren. Deze specifieke wijze van het onderling managen van aansprakelijkheid is opgezet als extra zekerheid na de fondsvorming in het ‘Fondsenverdrag’ (partijen hebben zich verplicht om eerst het Fonds of aanvullende fonds schadeloos te stellen voor een deel van de uitgekeerde compensatie). Voorbeelden van een privaatrechtelijke overeenkomst zijn: Small Tanker Oil Pollution Indemnification Agreement (STOPIA 2006) en Tanker Oil Pollution Indemnification Agreement (TOPIA 2006).

### **Storting van financiële zekerheid naar de Staat**

Het gaat hier om een storting van de financiële zekerheid naar de Staat. Daardoor kan de Staat direct zelf beschikken over de financiële middelen zonder dat een derde of de (laatste) vergunninghouder hierover kan beslissen. Deze optie geeft de Staat grote zekerheid.

### **Privaat (waarborg)Fonds / publieke (waarborg)fondsen**

Een fonds komt niet vanzelf tot stand, waarschijnlijk ook niet door slechts enkele deelnemers omdat de financiële zekerheid veelal ontoereikend zal zijn voor de omvang van mogelijke schade. ‘Pooling’ heeft dus een kritische massa nodig. Anderzijds zijn er fondsen waarin private deelnemers een storting doen – bijvoorbeeld gebaseerd op de hoogte van hun aansprakelijkheidslimiet in dit fonds. Voorbeeld: het Fondsenverdrag (Internationaal Verdrag ter oprichting van een Internationaal Fonds voor vergoeding van schade door verontreiniging door olie (1971) en aanvullend protocol (1992)). Voorbeelden van ‘publieke’ fondsen: Waarborgfonds Sociale Woningbouw, Stichting Waarborgfonds voor de Zorgsector, Waarborgfonds mijnbouwschade, provinciale fondsen ter bekostiging van de nazorg van stortplaatsen (artikel 15.47 van de Wet milieubeheer). De deelnemers aan fondsen hebben veelal de verplichting om het fonds financieel bij te staan als het fondsvermogen onder een bepaald niveau daalt. Een fonds kan in bepaalde mate last hebben van verminderde focus op risicobeheersing van deelnemers indien er geen adequaat toezicht of monitoring is vanuit het fonds op de deelnemers (“free rider”-gedrag).

### **Achterborgstelling door de overheid**

Bij achterborgstellingen is van tevoren vastgelegd dat de overheid garant staat als achtervang van een waarborgfonds. Het waarborgfonds heeft de daadwerkelijke garantie afgegeven en vangt daardoor de eerste klap op. Pas als het waarborgfonds niet in staat is om aan de verplichtingen te voldoen, wordt beroep gedaan op de achterborgstelling van de overheid. Een achterborgstelling van de overheid kan de prikkel van private partijen ondermijnen om risico’s te beheersen<sup>47</sup>.

Naast bovenstaande alternatieven zijn er ook andere manieren waarop de aansprakelijkheid gemanaged zou kunnen worden. Voorbeelden zijn:

- Limitering/plafond aanbrengen in tijd en/of financiële zekerheid met betrekking tot de aansprakelijkheid voor CO<sub>2</sub>-opslag; en/of
- Beperking van aansprakelijkheid door een specificering van de aansprakelijkheid aan te brengen; voor welke schade is een vergunninghouder wel en voor welke schade niet aansprakelijk?

### **Het ETS voor risicodekking**

Een andere mogelijkheid is het socialiseren van CCS-aansprakelijkheid. De financial security kan gecompenseerd worden door de CO<sub>2</sub> certificaten nodig ter dekking van een “lek” te halen uit de nationale pool van ETS certificaten. Het geschatte effect op de totale CCS-prijs is minimaal, aangezien de kans op lekkage als zeer klein

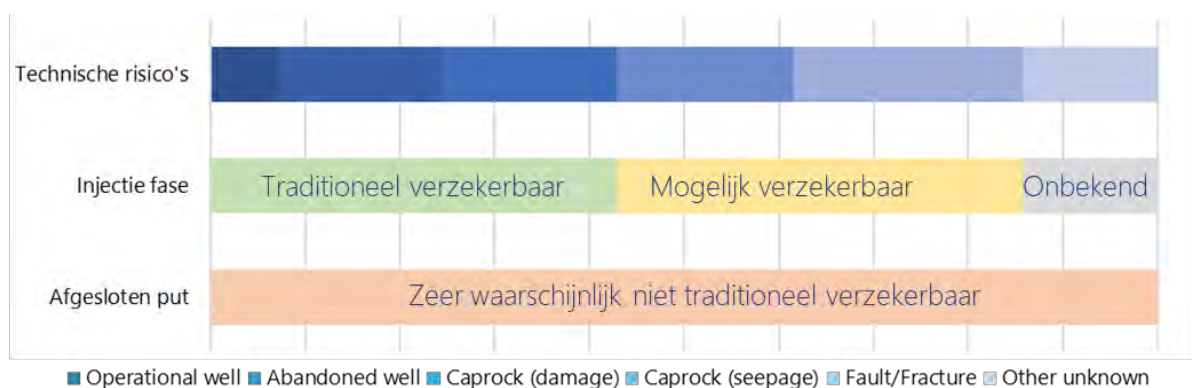
<sup>47</sup> Ontleend aan: De rol van de overheid bij waarborgfondsen in de semipublieke sector, CPB 24 juni 2014.

kan worden beschouwd en de daarvoor benodigde ETS-rechten een verwaarloosbare fractie zijn van de totale hoeveelheid ETS-rechten.

## 5.2 Opties voor managen financieel-economische risico's

Naast het verduidelijken, en daarmee verkleinen, van de juridische aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslag is het ook mogelijk financieel-economische risico's in te perken. Zoals aangegeven in hoofdstuk 3 bestaat het (theoretisch) financiële risico uit twee onderdelen, namelijk operationele risico's en onzekerheid over de hoogte van emissierechten. Daarnaast is het risico gedifferentieerd in de tijd (na injectie nemen risico's aanzienlijk af, zie paragraaf 3.4).

Deze paragraaf gaat in op de verschillende typen risico's en de mate van verzekeraarbaarheid. In Figuur 4 is dit schematisch weergegeven. De paragraaf sluit af met een korte uiteenzetting van verzekeraarbaarheid van CO<sub>2</sub>-opslag risico's volgens een aantal (her-)verzekeraars.



Figuur 3 Waarschijnlijkheid van ('traditioneel') verzekeren van CO<sub>2</sub>-opslag risico's (Bron: ClimateWise, 2012)

### Verzekerbare risico's

Volgens verschillende bronnen in de verzekeringsmarkt<sup>48</sup> zijn de operationele risico's die vergelijkbaar zijn aan activiteiten die al jarenlang door de olie- en gasindustrie worden toegepast tijdens de injectie fase verzekeraar. Denk bij verzekerbare operationele risico's bijvoorbeeld aan een lek in de pijp (tijdens injectie of closure) of 'geological leakage' veroorzaakt door schade aan de geologische formatie (zie groene balk figuur 4), in deze gevallen kunnen de kosten gerelateerd aan reparatie van de schade op een verzekeraar verhaald worden.

### Risico's die lastig op traditionele wijze te verzekeren zijn

Naast deze 'algemene' operationele risico's zijn er ook een aantal operationele risico's die specifiek zijn voor CCS. Dit type operationele risico's zijn lastiger te verzekeren middels 'traditionele' constructies (zie gele balk figuur 4), omdat de kennis over de kans van optreden van het risico gering is. Het gaat om de volgende risico's:

1. 'Decommissioning Cost Risk': Het is op basis van huidige wetgeving in veel landen waar CCS wordt toegepast nog onduidelijk hoe lang de 'post-closure' monitoring periode duurt. Dit komt met name doordat er in wetgeving onduidelijkheid bestaat over de specifieke eisen waar een afgesloten put aan moet voldoen en de onduidelijkheid op welke gronden de staat kan beslissen dat de 'decommissioning' periode korter of langer duurt. Bestaande verzekeringsopties zijn niet toereikend om dit risico te dekken. Desondanks zijn er volgens Climatewise (2012) wel al enkele unieke producten ontwikkeld.

<sup>48</sup> ClimateWise, 2012. Managing liabilities of European Carbon Capture and Storage; maar ook uit gesprekken met verzekeraars en brokers.

2. 'Premature Determination and Possession Risk': Dit risico heeft te maken met de mogelijkheid tot onteigening of onderbreking van injectie door stopzetten van de vergunning door de toezichhoudende instantie (bijvoorbeeld omdat de operator failliet is, of niet volgens veiligheidsvoorschriften CO<sub>2</sub> opslaat). Dit risico is niet verzekeraar, omdat het risico op moral hazard door de verzekerde te groot is.
3. 'CCS Value Chain Integration Risk': Indien er in de keten een probleem optreedt waardoor levering van CO<sub>2</sub> aan de CO<sub>2</sub>-opslaande partij niet mogelijk is kan de CO<sub>2</sub>-opslaande partij in financiële problemen komen. Indien het om een tijdelijke interruptie van CO<sub>2</sub>-levering gaat is het risico volgens traditionele 'business interruption' verzekeringen te dekken, indien het om permanente interruptie gaat (bijvoorbeeld wijziging wetgeving of sociale druk) is een verzekering tegen dit risico niet mogelijk.

### Risico's die niet traditioneel verzekeraar zijn

Er zijn twee type van CO<sub>2</sub>-opslag risico's die niet op traditionele wijze te verzekeraar zijn<sup>49</sup>, het betreffen namelijk (deels) 'open-end' risico's. Ten eerste kan er schade ontstaan na afsluiting van de put. Doordat het onduidelijk is tot hoever in de toekomst een operator aansprakelijk blijft (bijv. civielrechtelijke aansprakelijkheid) voor mogelijke schade, is dit risico zeer waarschijnlijk niet interessant voor een (her-)verzekeraar. Ook in internationale context is geen aanwijzing gevonden dat een operator dit risico middels een verzekering heeft afgedekt.

Het tweede (deels) 'open-end' risico heeft te maken met de onzekerheid omtrent de kosten van EUA-rechten<sup>50</sup>. Indien CO<sub>2</sub> uit een afgesloten put ontsnapt moet de aansprakelijke partij EUA-rechten kopen (als verplichting onder ETS), en als gevolg daarvan bankgaranties aanhouden. Omdat het lastig is om op de lange termijn te voorspellen hoe de ETS-prijs in de komende jaren ontwikkeld is het voor een verzekeraar niet mogelijk om deze schade / dit risico op traditionele wijze te verzekeraar. Desondanks, zijn er een aantal aanknopingspunten om dit risico in te perken, namelijk:

- In samenspraak met de verzekeringsmaatschappij kan een EUA-prijs worden afgesproken tegen welk bedrag de geïnjecteerde CO<sub>2</sub> verzekerd is. Deze prijs kan bijvoorbeeld gebaseerd zijn op de gemiddelde ETS-prijs van twee jaar rondom het 'incident'.
- Indien ook de aansprakelijkheid na afsluiting van de put voor X jaar middels een verzekering afgedekt moet worden, kan in samenspraak met de verzekeringsmaatschappij afgesproken worden dat de geïnjecteerde CO<sub>2</sub> verzekerd is voor het theoretisch maximum van de ETS-prijs<sup>51</sup>. Een operator kan het benodigde budget voor bepalen van deze verzekering tijdens de injectieperiode opbouwen.

### Additioneel: Beelden vanuit verzekeraars

Uit interviews met verzekeraars is gebleken dat lange termijn aansprakelijkheid voor maximaal 10 jaren verzekerd zou kunnen worden voor 'open-end' risico's. In theorie kan aansprakelijkheid voor 30 jaren verzekerd worden, dit is echter niet realistisch omdat:

1. het niet aansluit bij (onder meer) de jaarlijkse herverzekering door een verzekeraar;
2. de credit rating van een vergunninghouder of moederbedrijf in de loop der jaren veranderen; en/of
3. verzekeraars willen in het algemeen de oorzaak ('cause') niet verzekeraar voor de lange termijn.

Wel verzekeraar zijn de aansprakelijkheden voor een opslagvergunninghouder indien de aansprakelijkheden volgens de nationale wet- en regelgeving tot aansprakelijkheid kunnen leiden of in de betreffende wet- en regelgeving zijn opgenomen – bijvoorbeeld allerlei vormen van civiele aansprakelijkheid voor pure financiële schade. Daarbij hanteert elke verzekeraar wel een limiet aan de vergoeding van de schade.

<sup>49</sup> Volgens verzekeraars zijn boetes niet verzekeraar

<sup>50</sup> European Union Allowance om een ton of CO<sub>2</sub> uit te stoten.

<sup>51</sup> De theoretische ETS-prijs zal niet boven de 160 euro per ton kunnen liggen, omdat de kosten voor alternatieven (bijvoorbeeld blauwe waterstof met CCS) een lagere prijs hebben dan €160 euro/ton.



Indien vaak een beroep wordt gedaan op verzekeraars om uit te keren, is er geen reden voor hen om zich direct uit de markt te trekken. Wel vragen verzekeraars in het vervolg meer waarborgen (bijvoorbeeld aantonen beter risk management van de verzekerde) en zal de premie wat stijgen of zal een boete worden geïntroduceerd voor de verzekerde als er te vaak en te veel kleine schades worden geclaimd. Voor de verzekeringswereld is het dan de vraag of de CO<sub>2</sub>-opslag markt voor hen rendabel blijft of dat het voor hen om een te kleine niche markt gaat met teveel risico's.

De prijsbepaling van de verzekeringspremie wordt vastgesteld aan de hand van onder meer de omvang van de opslagvergunninghouder (groot concern of een kleine speler), de ervaring van de opslagvergunninghouder met CO<sub>2</sub>-opslag of vergelijkbaar, het portfolio van CCS-projecten van de opslagvergunninghouder, de omgeving van het opslagvoorkomen, diepte van de opslag en de ondergrond, en kosten verlies van ETS-rechten. Men geeft echter ook aan dat het zonder een concrete (echte) case lastig is om nu een premie vast te stellen.

### 5.3 Ervaringen uit het buitenland

In Noorwegen, Canada, Australië, de VS en Engeland is ervaring opgedaan met CCS-projecten en zijn verschillende mechanismen ontwikkeld omtrent stimulering<sup>52</sup> en risicospreiding. In de meeste landen betalen private partijen de overheid voor toekomstige administratieve lasten bij overdracht van de velden (voor o.a. monitoring) en bestaat een vorm van een 'claw-back' mechanisme dat de overheid in staat stelt om toekomstige kosten op een private partij te verhalen, mits aangetoond kan worden dat deze partij nalatig is geweest. In de meeste landen blijft de operator wel aansprakelijk op de lange-termijn voor civiele claims. Het is onduidelijk hoe in het buitenland om wordt gegaan met claims indien de operator (of aandeelhouders) niet meer 'bestaan'. Voor zowel Noorwegen, Canada en het VK geldt dat het erg lastig is om tijdig een CO<sub>2</sub>-lek te ontdekken en dat hierdoor civiele aansprakelijkheid mogelijk verjaard. Alleen in Alberta is specifiek opgenomen dat een rechter de verjaringstermijn, in geval van milieuschade door CO<sub>2</sub>-lekkage, mag negeren<sup>53</sup>

---

<sup>52</sup> Sinds 1996 stimuleert de Noorse overheid CCS door een offshore carbon tax van 40 euro/ton in te stellen, dit is een kosten-effectieve methode doordat er geen transportkosten zijn. Per jaar wordt 1 miljoen ton CO<sub>2</sub> gezuiverd uit gaswinning en terug de bodem in gestopt.

<sup>53</sup> Legal Liability and Carbon Capture and Storage, 2014. Global CCS Institute & UCL-laws

Internationale voorbeelden om de financieel-economische aansprakelijkheid in te perken zijn: transfer van aansprakelijkheid na afsluiting van de injectieput; risico-pooling door marktpartijen (en hierop controle door de overheid); het maximeren van private aansprakelijkheid; en/of het deels verzekeren van de risico's<sup>54</sup>.

Echter, voor alle landen geldt dat de wettelijke zekerheid omtrent lange-termijn aansprakelijkheid en daarbij horende garantstellingen nog niet 'getest' is door casuïstiek. Tot slot blijkt uit de literatuur dat bepaalde schades tot op bepaalde hoogte verzekeraar zijn, maar dat een zeker restrisico uiteindelijk altijd maatschappelijk wordt gedragen (denk bijvoorbeeld aan het redden van banken).

---

<sup>54</sup> De staat Alberta (Canada) stimuleert het Shell Energy Quest CCS-project door een deel van het lange-termijn risico te dragen (mogelijk indien operator aan kan tonen dat put is afgedekt), te participeren als financier en door een Post-closure Stewardship Fund (gefinancierd door CCS-operators) op te stellen (voor afdekken kosten monitoren en onvoorziene kosten).

## 6. Aanknopingspunten voor het managen van aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslag risico's

### 6.1 Aanknopingspunten

Dit rapport richt zich op de vraag hoe aansprakelijkheid en verplichtingen rondom opslag van CO<sub>2</sub> georganiseerd kunnen worden (incl. verdeling tussen publiek en privaat) en wat dat betekent voor de businesscase van CO<sub>2</sub>-opslag.

Op basis van de analyse van de juridische basis (de Mijnbouwwet), de berekening van het financieel-economische risico, ervaringen omtrent CCS-aansprakelijkheid in het buitenland en gesprekken met (her-)verzekeraars en een operator verschillende aanknopingspunten voor het managen van aansprakelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslag risico's te trekken.

In onderstaande tabel zijn mogelijke acties, de argumenten voor uitvoeren van deze acties en het effect van deze actie op de aansprakelijkheid opgenomen. Deze tabel kan gebruikt worden om de discussie aan te gaan over i) de hoogte van de benodigde garantiestelling, ii) biedt mogelijkheden voor het managen van financiële aansprakelijkheid van operators én iii) geeft suggesties voor het stimuleren van CO<sub>2</sub>-opslag in de Noordzee.

Tabel 3 Aanknopingspunten voor het managen van aansprakelijkheid CO<sub>2</sub>-opslagactiviteiten

#	Activiteit	Effect van activiteit op aansprakelijkheid
i	Jaarlijkse betaling aan fonds ter dekking van toekomstige monitoring en reparatie kosten	Op dit moment dient een operator zelf een fonds op te bouwen en bij overdracht van het CCS-veld een (nog onbekend) bedrag aan de overheid te betalen ter vergoeding van toekomstige monitoring en reparatiekosten. Indien jaarlijks een bedrag in een nationaal fonds gestopt wordt, is het risico dat een private partij bijvoorbeeld failliet gaat en de staat voor monitoringskosten opdraait voor een groot deel afgedekt (zie aanpak Canada). Dit leidt er mogelijk ook toe dat de gevraagde garantiestelling omlaag kan.
i	Risicobereidheid vanuit de overheid laten aansluiten bij andere risico's	Wanneer de overheid een risicobereidheid zou hanteren die aansluit bij risico's op andere gebieden, zou een lagere zekerheid vereist zijn, in plaats van de gevraagde 65 miljoen euro (46 miljoen na aftrek van monitorings- en afsluitkosten voor een put met een opslagcapaciteit van 8,1 Mton CO <sub>2</sub> ). De CCS-richtlijn biedt hiervoor voldoende ruimte.
i	'Pooling' van risico's	'Pooling' van risico's leidt tot een significante reductie van het gemiddelde risico, de benodigde garantiestelling van elk volgende put neemt hierdoor af. Echter, voor veld #1 geldt dit niet en dat leidt tot een grotere 'onrendabele top', die een remmend effect heeft op de introductie van CCS in Nederland.
i	Internationaal poolen van risico's	'Pooling' van risico's leidt tot een significante reductie van het gemiddelde risico, de benodigde garantiestelling van elk volgende put neemt hierdoor af. Indien in internationale context 'gepooled' wordt bestaat echter een risico op 'free rider'-gedrag (niet elk CCS-veld is even 'veilig'). Dit probleem kan middels differentiatie van premies opgelost worden.
ii	Verzekeren van 'traditionele' operationele risico's	Risico's (en aansprakelijkheid) tijdens injectie zijn vrijwel volledig te verzekeren.

#	Activiteit	Effect van activiteit op aansprakelijkheid
ii	Vaststellen en verzekeren van maximale CO <sub>2</sub> -schade rekening houdend met theoretische cap op toekomstige CO <sub>2</sub> -prijs (bijv. 160 euro/ton)	Om de verzekeraar van de risico's te vergroten zou een maximum te vergoeden ETS-prijs afgesproken kunnen worden (van 160 euro/ ton, want er is geen reden om aan te nemen dat de CO <sub>2</sub> ETS-prijs ooit boven de 160 euro per ton komt, want dat is de maximale kostprijs van de ultimatum remedium techniek voor Europese CO <sub>2</sub> -reductie <sup>55</sup> ). Met zo'n maximum wordt het eenvoudiger CO <sub>2</sub> -opslagactiviteiten te verzekeren en uit te voeren, doordat hiermee het risico niet langer een open einde qua hoogte van het schadebedrag kent.
iii	Lange termijn aansprakelijkheid beter afbakenen	In veel landen is ervoor gekozen om lange termijn aansprakelijkheid (m.u.v. civiele claims) na 10-20 jaar, na onafhankelijke controle van de status van het CCS-veld, over te dragen aan de staat. De staat neemt in meer of mindere mate aansprakelijkheid over. Voor investeerders is het belangrijk dat goed is afgebakend welke aansprakelijkheden (niet) overgenomen worden door de staat.
iii	Conditie voor overname aansprakelijkheid beter afbakenen	Momenteel is het voor marktpartijen nog risicovol om te investeren in CCS, omdat in wetgeving (in Nederland, maar ook internationaal) vaak nog (veel) onduidelijkheid is over de periode en condities waaraan voldaan moet worden totdat alle (m.u.v. civiele claims of claims herleidbaar tot fouten gemaakt door de operator) aansprakelijkheid overgegaan is naar de staat. Hierdoor is de termijn (en kosten) van verzekeren en monitoring onzeker.
iii	Verzekeren van risico's verplichten, maar niet nu een plan voor 30-jaar vragen	Momenteel is een operator verplicht zijn volledige BC klaar te hebben en te laten toetsen door de minister voor aanvang van injectie. Echter, zoals ondervonden in Canada, is het voor verzekeraars aantrekkelijker om korte termijn verzekeringen af te sluiten die specifieke risico's van CO <sub>2</sub> -opslag verzekeren. Wel is het verstandig om in wetgeving op te nemen dat alle mogelijke operationele risico's (zie case Canada) verplicht verzekerd moeten worden.
i	Differentiëren van gevraagde garanties voor aansprakelijkheid tijdens dan wel na injectieperiode	De risicopercentages tijdens de injectie zijn veel groter maar wel goed verzekeraar. De risicopercentages daarna zijn veel kleiner maar niet goed verzekeraar. Door deze risico's niet over één kam te scheren maar adequaat te differentiëren in de tijd, worden de operators veel beter in staat gesteld om deze condities adequaat te managen en wordt onevenredige negatieve invloed op de businesscase voorkomen.
i	Regeling waarbij benodigde CO <sub>2</sub> -certificaten bij een lek rechtstreeks uit de nationale pool van ETS certificaten te halen.	Er is een groot risico van de stijging van ETS prijzen tussen injectie en eventuele ontsnapping. In dat kader zou te overwegen zijn om de verplichting om te compenserende certificaten te kopen (voor het ontsnapte volume) niet te leggen bij betrokkenen bij de CO <sub>2</sub> -opslag, maar de benodigde CO <sub>2</sub> -certificaten bij een lek, rechtstreeks uit de nationale pool van ETS certificaten worden gehaald.
iii	Overname van ook de alle (ook particuliere) aansprakelijkheid door de staat na een bepaalde periode.	Dit zou een kopie kunnen zijn van het beleid van de Canadese provincie Alberta, momenteel geldende "best practice" wat betreft het afdekken van aansprakelijkheid door de overheid. De provincie Alberta heeft ervoor gekozen om de aansprakelijkheid omtrent lange termijn risico's van private partijen over te nemen, indien door de operator aangetoond wordt dat de put goed is afgesloten en zonder significant lekkagerisico.

## 6.2 Advies over het managen van aansprakelijkheden

Het risico dat een partij draagt is, bij een risicobereidheid van één op de 10.000 putten (kans op overschrijding van 0,01%), zo'n € 50m voor één put. Wanneer deze partij 20 putten zou bezitten, zou dit risico € 202m zijn (zo'n € 10m per put).

Binnen de huidige opslagvergunning worden financiële zekerheden vereist voor de risico's en door een bankgarantie ingevuld. Bij 20 putten zou dit een bankgarantie van 920 miljoen euro vereisen. Uitgaande van de kosten voor een bankgarantie van 1,5% betekent dit een jaarlijkse kostenpost van € 14m. Over de hele periode tot aan overdracht aan de staat (28 jaar), kost dit dan € 386m. Indien het is toegestaan de vereiste financiële

<sup>55</sup> Namelijk, de omzetting van grote volumes aardgas naar waterstof met CCS (inclusief het opslaan van deze CO<sub>2</sub>, en het ombouwen van de aardgas- naar een waterstofinfrastructuur).

zekerheid te verlagen na injectie, omdat dan de meeste risico's niet langer relevant zijn, zou deze zekerheid in totaal zo'n € 240m kosten (bij een verlaging na 8 jaar naar € 22m in plaats van zo'n € 46m per put).

De eigenaar kan zijn risico's echter het beste managen door zijn risico gedurende de injectiefase in plaats daarvan te verzekeren. Voor een grote offshore partij wordt de jaarlijkse premie geschat op zo'n € 180k per put op basis van correspondentie met een verzekeraar. De risico's na injectie vallen niet te verzekeren en hiervoor zal een bankgarantie of reservering moeten worden gemaakt. Dit risico is zo'n € 22m voor een put wanneer geen gebruik mag worden gemaakt van pooling (conform de huidige regelgeving). Dit risico na injectie kan worden gemanaged middels een bankgarantie. De totale kosten voor het managen van deze risico's bedragen voor 20 putten hiermee zo'n € 1,6m tijdens de injectiefase en € 132m daarna. In totaal kost het managen van risico's voor 20 putten hiermee zo'n €134 m.

### 6.3 Advies over het huidige beleid

Binnen de huidige opslagvergunning worden de vereiste financiële zekerheden door een bankgarantie ingevuld. Deze bankgaranties brengen relatief hoge kosten met zich mee. Uiteindelijk zullen alle kosten voor bankgaranties in de tarieven voor CO<sub>2</sub>-opslag belanden. Feitelijk betekent dat hiermee de kosten van CO<sub>2</sub> afvang en opslag (CCS) voor industriële partijen hoger zijn dan misschien nodig. Dit kan een negatief effect hebben op het halen van de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen, en/of leiden tot extra SDE++ gelden die nodig kunnen zijn voor het realiseren van het beoogde CO<sub>2</sub>-reductievolume door CCS.

Er zijn verschillende opties om de risicostelling, en de financiële gevolgen daarvan, meer in balans te brengen met de reële risicoverwachting, leidend tot een lagere behoefte aan financiële dekking per individuele opslagput en een betere businesscase, als ook genoemd in bovengenoemde tabel, waaronder de volgende:

- Vaststellen en verzekeren van maximale CO<sub>2</sub>-schade rekening houdend met praktische cap op toekomstige CO<sub>2</sub>-prijs (bijv. 160 €/ton);
- Regeling waarbij men benodigde CO<sub>2</sub>-certificaten bij een lek (hoe onwaarschijnlijk ook), rechtstreeks uit de nationale pool van ETS certificaten kan halen;
- Rekening houden met het maximale volume percentage CO<sub>2</sub> wat kan ontsnappen zelfs bij een optreden van een lek, mede rekening houdend met de wijze van opslag (bijv. op onderdruk);
- Andere maatregelen zoals in bovenstaande tabel genoemd.

Er bestaan bovendien kostenefficiëntere maatregelen om het resterende financiële risico van CO<sub>2</sub>-opslag te managen uitgaande van een spreiding over meerdere opslagputten. Zo zou er gekozen kunnen worden gekozen voor het toestaan van pooling van putten die in eigendom zijn van één partij: hiermee kan de financiële zekerheid per put voor een bedrijf met meerdere putten omlaag. Ook kan worden gekozen voor een fonds, waarbij de risico's kunnen worden gepoold over verschillende eigenaren. De vereiste financiële zekerheid voor alle deelnemende partijen kunnen hiermee naar beneden. Het ligt voor de hand een overheidspartij bij deze vorm van pooling te betrekken. EBN heeft veel ervaring met het beheren van een portfolio aan putten, met name met betrekking tot olie- en gasvelden, en zou daarvoor een logische partij zijn. Ook bestaat er de mogelijkheid te kiezen voor een revolverend fonds, waarbij ook bij meerdere putten slechts voor een paar putten geld in kas wordt gehouden. Wanneer een incident zich voordoet en de kas leeg raakt, moeten alle deelnemers aan het fonds in dat geval verplicht bijstorten, zodat altijd voor een paar putten geld in kas is en eventuele kosten dus altijd direct betaald kunnen worden.

Wanneer de staat pooling van risico's zou toestaan zou dit de kosten voor het managen van deze aansprakelijkheden aanzienlijk doen dalen. In dat geval dalen de risico's na injectie naar € 1,4m per put, uitgaande van 20 putten in totaal. Dit betekent dat men de eerste acht jaar de 20 putten verzekert en na injectie voor € 28m aan bankgaranties aanschaft. Dit leidt tot de totale kosten van € 10m: € 1,6m tijdens de injectiefase en € 8,4m voor de 20 jaar daarna. De invulling met bankgaranties en zonder pooling zoals beoogd in de huidige

opslagvergunning zorgt in een vergelijkbare situatie voor kosten van zo'n € 134m, zoals berekend in het voorbeeld hierboven op basis van verzekeren en met verlaging van de zekerheid na injectie. Het huidige beleid is daarmee niet efficiënt: de kosten van het huidige beleid die partijen die CO<sub>2</sub> willen opslaan moeten maken zijn meer dan 10x hoger dan in een situatie waarbij wel rekening wordt gehouden met pooling.

Bij het overnemen van de lange termijn aansprakelijkheid door de overheid is het belangrijk een goed beeld te hebben over wat het risicoprofiel is van de overgenomen putten. Men wil immers voorkomen dat men een 'black box' overneemt. Hiervoor ligt het voor de hand dat de overheid in een vroegtijdig stadium is betrokken. Doel hiervan is tweeledig. Enerzijds om een duidelijk beeld te hebben van hoe het injectieproces is verlopen en op welk gebied zich welke risico's bevinden. Anderzijds zorgt betrokkenheid in een vroegtijdig stadium ervoor dat het mogelijk is bij te sturen, wanneer te grote risico's worden genomen of fouten dreigen te worden gemaakt bij de injectie. Ook is het wenselijk vanuit publiek belang om een competente operator te hebben die voor CO<sub>2</sub>-opslag zorgt, zodat zeker is dat technische risico's goed gemanaged worden. Men zou er voor kunnen kiezen de operator functie bij een overheidsdeelneming te beleggen om zo hierop grip te kunnen houden.

Nog meer dan de hoge kosten voor de gevraagde financiële zekerheid zijn voor de commerciële operators vooral de lange termijn commitments en het open einde karakter van de verplichtingen en aansprakelijkheden een obstakel. Wanneer deze obstakels niet kunnen worden overwonnen kan dit leiden tot onderinvestering en kan er sprake zijn van marktfalen. De overheid kan dan kiezen om in te grijpen, bijvoorbeeld door een overheidsdeelneming (een deel van de) activiteiten te laten verrichten.



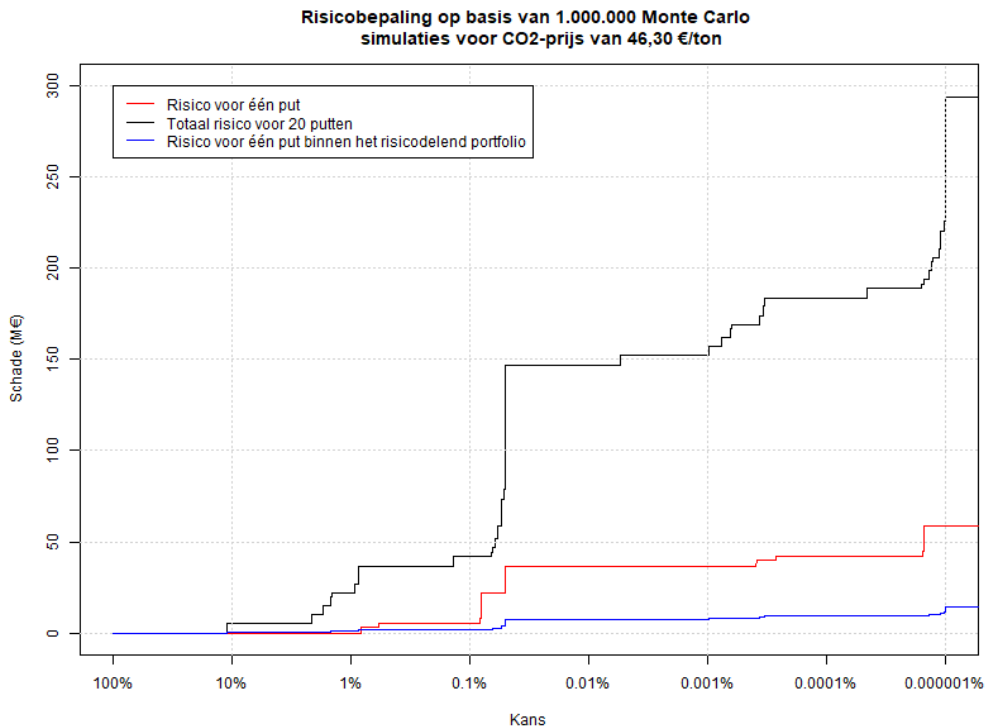
## Bijlage 1. Uitleg van de Monte Carlo methode

Middels een Monte Carlo methode kan een risico worden gesimuleerd. De computer simuleert in dit geval 1.000.000 situaties en slaat de uitkomsten van iedere situatie op. Op basis van deze 1.000.000 situaties kan dan een conclusie worden getrokken over hoe vaak zich een bepaalde situatie voordoet. In dit geval is bekend wat de kans is van een bepaald risico bijvoorbeeld 10%. In een Monte Carlo simulatie neemt de computer 1.000.000 een steekproef met deze kansverdeling. Wanneer we de uitkomsten bekijken, zou het kunnen dat de uitkomsten zeggen dat het risico in 9,99999% van de gevallen is voorgekomen. Dat is niet exact gelijk aan de werkelijke 10%, maar is wel een hele goede benadering van die kans. Een Monte Carlo simulatie is daarmee nooit exact, maar altijd een benadering. Om te kunnen vaststellen of de Monte Carlo methode precies is, is het noodzakelijk te controleren of het opnieuw nemen niet leidt tot een andere uitkomst. Als dat niet het geval is, is de methode geconvergeerd. In deze studie hebben we ook gecontroleerd of de methode is geconvergeerd.

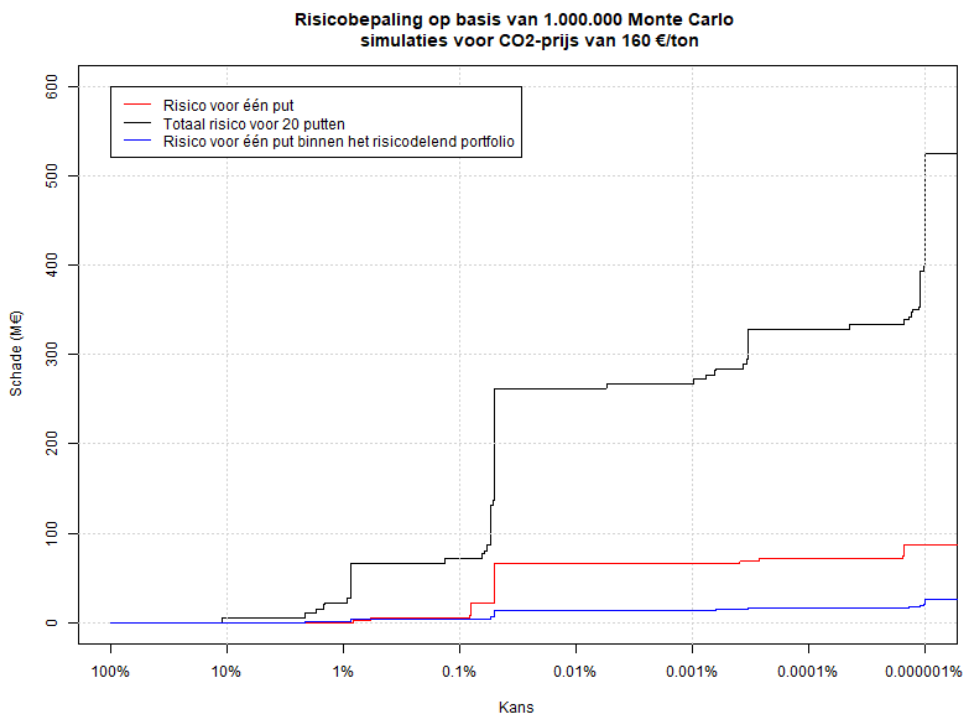
In dit geval zijn de kansen waarmee wordt gerekend echter zeer klein (in sommige gevallen 0,0005). Dit betekent dat om een verschijnsel een keer te laten voorkomen er wel heel veel steekproeven moeten worden getrokken. Dit is qua rekenkracht onhaalbaar. Daarom wordt gebruik gemaakt van importance sampling waarbij de kansen eerst worden opgehoogd, zodat ze vaak voorkomen in de steekproef. Bij het tellen van de uitkomsten wordt hiervoor dan weer gecorrigeerd door deze uitkomsten minder vaak te laten meetellen.

De Value at Risk methodologie wordt gehanteerd op basis van de uitkomsten van bijvoorbeeld een Monte Carlo simulatie. Hierbij wordt gekeken welke hoeveelheid geld 'at risk' is. Feitelijk wordt gekeken wat de kans is op het verliezen van meer geld dan het bedrag dat 'at risk' is. Men drukt dit uit door te zeggen dat bijvoorbeeld € 40m at risk is bij een kans van 1%. In een Value-at-Risk (VaR) analysis berekent men vaak voor meerdere kansen wat de waarde is die 'at risk' is. Zo bestaat er in dit geval een 1%-VaR van € 40m, maar kan er ook een 0,1%-VaR zijn van zo'n € 50m, wat dus betekent dat de kans op overschrijding van meer dan € 50m slechts 0,1% is. Feitelijk is de Value at Risk methodologie niet veel anders dan een (deel van een) cumulative density plot maar dan met omgedraaide assen. Een Value-at-Risk met een 1% overschrijdingskans, zegt niets over de Value-at-Risk bij 0,1%: deze kan bijvoorbeeld 20x groter zijn dan de Value-at-Risk met een 1% overschrijdingskans.

## Bijlage 2. Additionele resultaten



Figuur 4. Resultaten voor Scenario A



Figuur 5. Resultaten voor Scenario C

## Bijlage 3. Bronnen

- OGCI, Workshop on Carbon Storage Risk and Liability, The Hague, 20 March 2019
- IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change
- CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland: de nieuwe CCS-richtlijn, het huidige Nederlandse wettelijke kader, risico's en aansprakelijkheid, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 6-november/december 2008
- Aansprakelijkheid voor schade door opslag van CO<sub>2</sub>, in het perspectief van de Richtlijn Carbon Capture Storage (CCS), in Gst. 2009, 122.
- Pijpleidingen en CO<sub>2</sub>-transport – Over bestaande en ontbrekende regulering, Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 5/6-december 2010
- CO<sub>2</sub>-opslag in Nederland: wie is bereid het financiële risico te dragen? Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 3 augustus 2011
- Afvang, transport en – opslag van CO<sub>2</sub> - Een analyse van de keten, in Tijdschrift voor Energierecht, Nr. 5/6-december 2011
- 'Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance Document 4', Europese Commissie (2011)
- ClimateWise (2012) Managing liabilities of European Carbon Capture and Storage
- De rol van de overheid bij waarborgfondsen in de semipublieke sector, CPB 24 juni 2014
- Marktontwikkelingen en marktordening Carbon Capture and Storage (CCS), Eindrapport 2018, Ecorys
- Routekaart CCS – CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, 5 maart 2018, CE Delft
- Verordeningen betreffende de wet op aardolie-activiteiten: Hoofdstuk 4a. Opslag van CO<sub>2</sub>, 2014. Ministerie van Petroleum en Energie, Noorwegen. <https://protect-eu.mimecast.com/s/cbVUCE8BoiRrgqiwJNj?domain=lovdata.no>.
- Voorschriften inzake beperking van verontreiniging, Deel 7A, Hoofdstuk 35: Opslag van CO<sub>2</sub> in geologische formaties, 2014. Ministerie van Klimaat en Milieu, Noorwegen. [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-931/KAPITTEL\\_9#KAPITTEL\\_9](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-931/KAPITTEL_9#KAPITTEL_9).
- Voorschriften voor het gebruik van subsea-reservoirs op het continentaal plat voor de opslag van CO<sub>2</sub> en voor het transport van CO<sub>2</sub> op het continentale plat, 2014. Ministerie van Petroleum en Energie, Noorwegen. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-12-05-1517?q=lagring>.



## Berenschot

Berenschot is een onafhankelijk organisatieadviesbureau met 350 medewerkers wereldwijd. Al 80 jaar verrassen wij onze opdrachtgevers in de publieke sector en het bedrijfsleven met slimme en nieuwe inzichten. We verwerven ze en maken ze toepasbaar. Dit door innovatie te koppelen aan creativiteit. Steeds opnieuw. Klanten kiezen voor Berenschot omdat onze adviezen hen op een voorsprong zetten.

Ons bureau zit vol inspirerende en eigenwijze individuen die allen dezelfde passie delen: organiseren. Ingewikkelde vraagstukken omzetten in werkbare constructies. Door ons brede werkerrein en onze brede expertise kunnen opdrachtgevers ons inschakelen voor uiteenlopende opdrachten. En zijn we in staat om met multidisciplinaire teams alle aspecten van een vraagstuk aan te pakken.

### **Berenschot Groep B.V.**

Europalaan 40, 3526 KS Utrecht

Postbus 8039, 3503 RA Utrecht

030 2 916 916

[www.berenschot.nl](http://www.berenschot.nl)

[in/berenschot](https://www.linkedin.com/company/berenschot)

## **1. RISK DETAILS**

Insurance of:  
Energy Package Policy comprising:  
Property Damage including loss of Product/ CO2  
Operator's Extra Expense  
Liability Claims Made  
Loss of Production Income

**INSURED:** **Porthos CCS** and/or parent and/or subsidiary and/or affiliated and/or associated and/or inter-related companies and/or joint venture partners as they may now exist or may hereafter be constituted and as more fully defined in the Policy Wording as set forth under Conditions herein.

**ADDITIONAL INSUREDS:** The Government of the Netherlands

**PERIOD:** To be agreed

**INTEREST:** **SECTION 1 - PROPERTY DAMAGE:**

(a) Scheduled Offshore and Onshore Property, including Real and Personal Property of every description whether owned or in the Insured's Care, Custody or Control, and/or as more fully defined in the Policy Wording.

(b) Drilling and/or Injection and/or Seismic equipment and/or supplies and/or consumables owned by, hired by, or for which the Insured is responsible or in the Insured's Care, Custody and Control wherever located, including whilst in transit, in store and/or on rigs, barges, platforms, vessels and including whilst in use; and/or as more fully defined in the Policy Wording.

(c) Cargo:

(i) Product Cargo, being Carbon Dioxide or other product gas being stored as part of the Porthos Project, whilst in store and / or in transit and / or product in pipelines, flowlines and / or transportation system as applicable.

(ii) Equipment, Consumables whilst in store and / or in transit and / or in use, and/or as more fully defined in the Policy Wording.

**SECTION 2a - OPERATOR'S EXTRA EXPENSE:**

Operator's Extra Expense as more fully defined in the Policy Wording.

**SECTION 2b - OFFSHORE POLLUTION LIABILITY ASSOCIATION (OPOL): (Not required)**

Liabilities assumed under the Offshore Pollution Liability Association Agreement where applicable.

**SECTION 2c – SEEPAGE AND POLLUTION, CLEAN UP AND CONTAMINATION COSTS**

Seepage and Pollution, Clean-Up and Contamination Costs. All as more fully defined in the attached Policy Wording.

**SECTION 3 - LIABILITIES:**

General Third Party Legal and Contractual Liabilities arising out of the scheduled operations of the Insured.

All as more fully defined in the attached Policy Wording.

**SECTION 4 - LOSS OF PRODUCTION INCOME (Not required):**

Loss of scheduled Production Income and/or Increased Cost of Working, including Contingent Business Interruption as more fully defined in the Policy Wording.

**SUM INSURED  
/LIMIT OF LIABILITY  
(100% Unless otherwise  
stated herein):**

**SECTION 1 - PROPERTY DAMAGE:**

- (a) Values / Limits / First Loss Limits as declared and scheduled and/or to be agreed Slip Leader prior to attachment any one Occurrence.
- (b) Values as declared and scheduled and/or to be agreed Slip Leader prior to attachment any one Occurrence.
- (c) (i) Up to EUR 30,000,000 or Values based on EU Emissions Trading System (ETS) rights to purchase as declared and scheduled and/or to be agreed by Insurers prior to attachment any one Occurrence.



(c) (ii) EUR to be agreed any one vessel/air/land conveyance or connecting conveyance.

EUR to be agreed any one metal barge or any one tow (other than as a connecting conveyance).

EUR to be agreed any one package shipped by mail or parcel post.

EUR 5,000,000 any one place at any one time while in the course of transit unless otherwise agreed upon prior to loading on board the conveyance

Schedule of Separate and Additional Limits as attached.

Sublimits any one Occurrence as follows:

Sublimit of maximum estimated contract value EUR 10,000,000 in respect of Minor Works.

**SECTION 2a - OPERATOR'S EXTRA EXPENSE:**

Combined Single Limit of up to a maximum of USD 25,000,000 any one Occurrence as scheduled in attached worksheet.

USD to be agreed Separate and Additional limits any one Occurrence in respect of equipment in the Insured's Care, Custody or Control Endorsement.

**SECTION 2b - OFFSHORE POLLUTION LIABILITY ASSOCIATION (OPOL): (not required)**

**SECTION 2c – SEEPAGE AND POLLUTION, CLEAN UP AND CONTAMINATION COSTS:**

USD 25,000,000 any one Occurrence.

**SECTION 3 - LIABILITIES:**

- a) Limit of USD 50,000,000 in respect of each Accident which is always subject to b) below:
- b) Aggregate limit, for Period, separately in respect of:
  - i) Products and Completed Operations liability combined of USD 50,000,000.
  - ii) All other coverages combined USD 50,000,000.

**SECTION 4 - LOSS OF PRODUCTION INCOME (Limits and values expressed below are for Insured's Interest): (Not required):**

Up to EUR to be agreed any one Occurrence subject to a Daily Value of up to EUR to be agreed for a Maximum Recovery Period of to be agreed days, as specifically detailed within attached Schedule of Insured's Premises and, in respect of Dependency Premises, as attached Premium Worksheet

**EXCESS/DEDUCTIBLES/  
WAITING PERIOD (100%  
unless otherwise stated):**

**SECTION 1 - PROPERTY DAMAGE (Deductible):**

- (a) EUR to be agreed;
- (b) Equipment, Consumables and Materials: EUR to be agreed any one Occurrence.
- (c) (i) Product Cargo, being Carbon Dioxide or other product gas whilst in store and/or in transit: to be agreed % of values any one Occurrence minimum EUR to be agreed in pipeline, flowline and/or transportation system: EUR to be agreed any one Occurrence.
- (c) (ii) USD50,000 any one Occurrence.

The above deductibles do not apply in respect of Actual and/or Constructive and / or Arranged and / or Compromised Total Loss and/or General Average, which are recoverable in full.

**SECTION 2a - OPERATOR'S EXTRA EXPENSE: (Excess)**

USD 2,500,000 Combined Single Excess any one Occurrence in respect of all offshore drilling wells.

USD 500,000 Combined Single Excess any one Occurrence in respect of all other wells.

USD 250,000 any one Occurrence in respect Care, Custody and Control Endorsement.

**SECTION 2b - OFFSHORE POLLUTION LIABILITY ASSOCIATION (OPOL) (Deductible): (not required)**

**SECTION 2c - SEEPAGE AND POLLUTION, CLEAN UP AND CONTAMINATION COSTS (Excess):**

Excess of amounts recoverable under Section 2a – Operator's Extra Expense.

**SECTION 3 – LIABILITIES: (Excess)**

USD to be agreed each Accident or underlying amount, whichever the greater.

**SECTION 1, 2 and 3 – Combined Single Deductible/Excess:**

In the event of a loss over Sections 1, 2 and 3 arising from one Occurrence/Accident, then the highest single excess/deductible shall apply.

**SECTION 4 - LOSS OF PRODUCTION INCOME (Waiting Period) (Not Required):**

Excess of 60 days Waiting Period or to be agreed, for Insured's Interest.

**SITUATION:** Worldwide.

**CONDITIONS:** All terms and conditions as set forth within the Policy Wording such Policy Wording incorporating the following and to be agreed by Slip Leader only:

**GENERAL CONDITIONS - APPLICABLE TO ALL SECTIONS:**

General Insuring Condition 30. Strikes, Riots and Civil Commotions Exclusion detailed in the policy wording is deleted.

War and Terrorism coverage/exclusions as detailed in the Policy Wording.

Sanction Limitation and Exclusion Clause JR 2010/012.

JR2019-013 - Energy Cyber Affirmation and Limited Exclusion.

Institute Radioactive Contamination, Chemical, Biological, Biochemical and Electromagnetic Weapons Exclusion Clause CL370 (10/11/03).

JRC Communicable Disease Endorsement – JR2020-016

Nominated Loss Adjuster Provision:

In the event of an Occurrence/Accident, an Adjuster may be instructed from the following panel:

- Charles Taylor Adjusting Services
- Matthews Daniel Company
- Lloyd Warwick International
- Aqualis Braemar

Or to be agreed Slip Leader.

Nothing in this policy shall be construed to be a condition precedent or a warranty unless expressly stated to be one in this policy.

**NOTICES:**

**In respect of Lloyd's Insurance Company S.A. (Lloyd's Brussels) only:**

Information about the Insurer:

Lloyd's Insurance Company S.A. is a Belgian limited liability company (société anonyme / naamloze vennootschap) with its registered office at Bastion Tower, Marsveldplein 5, 1050 Brussels, Belgium and registered with Banque-Carrefour des Entreprises / Kruispuntbank van Ondernemingen under number 682.594.839 RLE (Brussels). It is an insurance company subject to the supervision of the National Bank of Belgium. Its Firm Reference Number(s) and other details can be found on [www.nbb.be](http://www.nbb.be). Website address: [lloyds.com/brussels](http://lloyds.com/brussels). E-mail: [enquiries.lloydsbrussels@lloyds.com](mailto:enquiries.lloydsbrussels@lloyds.com). Bank details: Citibank Europe plc Belgium Branch, Boulevard General Jacques 263G, Brussels 1050, Belgium - BE46570135225536.

**CHOICE OF LAW AND JURISDICTION:**

This insurance shall be governed by and construed in accordance with the law of The Netherlands and each party agrees to submit to the exclusive jurisdiction of the Courts of the Netherlands in the event of a dispute arising hereunder.

**PREMIUM:**

Premium Worksheet to be agreed.

**TAXES PAYABLE BY INSURED AND ADMINISTERED BY INSURERS:**

21% Netherlands Insurance Tax where applicable.

**BESPOKE OR AMENDED WORDING AND CLAUSES, WORDING SCHEDULE(S)  
AND/OR DECLARATIONS AND ANY OTHER ATTACHMENTS, AS APPROPRIATE:**

**SCHEDULE OF SEPARATE AND ADDITIONAL LIMITS (100% unless otherwise stated  
herein):**

**Section 1 – Property Separate and additional Limits any one Occurrence as follows:**

25% of agreed values and/or Limits - Removal of Debris and /or Wreckage

25% of agreed values and/or Limits . Social Responsibility Coverage.

25% of agreed values and/or Limits - Sue and Labour.

25% of agreed values and/or Limits - In respect of Condition 13. Evacuation Expenses.

25% of agreed values and/or Limits - In respect of Condition 14. General Average and Salvage  
Charges.

Insurers' total liability shall not exceed combined additional limit of 50% of agreed values/ limits over  
all above mentioned coverages.

**BESPOKE OR AMENDED WORDING AND CLAUSES, WORDING SCHEDULE(S)  
AND/OR DECLARATIONS AND ANY OTHER ATTACHMENTS, AS APPROPRIATE:**

To be agreed



## **2. INFORMATION**

To be provided by Porthos

[REDACTED]

---

**From:** [REDACTED]@WillisTowersWatson.com>  
**Sent:** Friday, 24 July 2020 18:22  
**To:** [REDACTED]; [REDACTED]; [REDACTED]  
**Cc:** [REDACTED]  
**Subject:** RE: Project Porthos CCS project - Information gathering for initial indications  
**Attachments:** 20200724 Porthos Project 2022 Energy CCS Package Premium Worksheet Estimate For Client.xls; Energy Package - basic coverage- Willis.pdf

Dear [REDACTED] / [REDACTED],

Firstly, apologies again for the slower response than originally envisaged but hopefully this will be of use to you and we are happy to discuss further as required.

We have attached a draft worksheet covering all areas of the potential operational package policy once the system is up and running and we have also included some simple limits and rating for property to give you an idea of what that cost may be. This very rough indication does not include however, a premium for general third party liability (TPL) coverage only coverage as it relates to the wells. In order to give you a more accurate number for TPL we would need to have a better understanding of your various contractual arrangements with Customers and the Port to assess your risk exposure in those areas. We can look at this further as and when you have additional information. The wording we would look to use is based on our standard package wording or even the EBN wording as these both fit with most requirements for this project. We just need to amend the Cargo / Loss of Product section to provide what you need but this basically covers product in store or in pipelines so in store will need to be defined and the agreed value basis of cover as well. We have attached a basic energy package summary for your reference. If this raises any questions then we can discuss these further on another call.

To run through what is contained in the attached worksheet:-

**Section 1(a) Property – Total Premium Euro [REDACTED]**

Here we have included the various properties which will make up the Porthos operation and anticipated rates you may expect to see. The limits we have included are just for basic guidance at this stage as we do not know what level of coverage you will be looking for at each location. Insured values may well be higher if you are looking at insuring for replacement new for old but we can revisit this as and when you need to have a better idea of these costs. The coverage for these facilities will be on our standard form as mentioned below.

**Section 1(d) Product in Store – Total Premium Euro [REDACTED]**

We have used a higher value than you have required in your comments below at this stage but this is obviously flexible and as you quite rightly say, you will need a lower limit at the start which will need to be adjustable as the volumes in store grow over the 15 year period. What we were also considering is not just the volumes in the reservoir but also in storage tanks onshore for carbon to be used for other purposes. The coverage will need to be adapted from a current product in store section of the energy policy to take into account the agreed value we will use based on your requirement to only insure for ETS-Rights to Purchase as mentioned below. We are still working on adapting our standard market energy wording but will have something for you very soon. This will be flexible and we would propose agreeing an Insured value amount at the inception of each annual renewal which can be adjusted at each expiry based on actual values for the 12 month period.

**Section 2a Operators Extra Expense – Total Premium USD [REDACTED]**

As you requested, we have used a limit of coverage of US [REDACTED] mil (we have used dollars as this is standard for this cover in the North Sea but we can look to change this to euros if required). We have assumed that all the well recompletions will have been done but P18-2 remains suspended. We do not see any reason to amend this coverage from the standard form but obviously when we discuss this risk with Insurers, the exposure in the early years will be low as the pressure in the reservoir will be low. As the volumes of carbon injected increases, then we assume the reservoir pressure will increase and so the rating here may also increase as the exposure rises.

### **Section 3 – Third Party Liabilities – Total Premium USD [REDACTED]**

As mentioned above and can be seen in the calculation, the premium for this section currently only reflects coverage for the offshore well operations. Once we have a better understanding of the onshore operation and the contractual liabilities, we will be in a position to indicate a premium for the whole operation onshore and offshore. Coverage would be also on the standard package wording terms. At the time of the placing, it may be deemed more cost effective and appropriate to place separate onshore and offshore policies for this section but that will be determined by the markets at the time and the extent of the onshore exposures.

#### **General**

The indications provided herein are just a very rough indication at this stage of what the premiums may be once the PORTHOS Project becomes operational. Obviously we cannot factor in for where the markets may be in two years' time and certainly post Covid 19. They should however give you a good indication of what the costs would be in the market today. We will work to finalise the wording for the Loss of Product section of the policy as we know that this is important to you. We have had some initial discussions with certain Insurers in the market who are known to be innovative in the area of providing insurance solutions to new ventures and they view this very positively. Using the standard energy market terms for the bulk of the operation will give some comfort and certainty that these are tried and tested conditions and adapting the loss of product section to fit with an agreed value basis to fit your purposes should keep things simple rather than going down the Business Interruption route.

If you have any questions then please let us know and happy to have another conference call if that helps.

Regards

[REDACTED]

[REDACTED]  
**Account Director**  
**Upstream Natural Resources**

**Willis Towers Watson**

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Direct + [REDACTED]  
Mobile + [REDACTED]  
[REDACTED] [@willistowerswatson.com](mailto:[REDACTED]@willistowerswatson.com)  
[www.willis.com](http://www.willis.com)

The following outlines the general coverage afforded under an energy package policy, placed in the London market. This has been produced as a guide only and as such we would discuss any specific policy requirements with our client prior to contract completion and any policy documentation issued would reflect the terms and conditions agreed by Insurers at that time and on a client specific basis, accordingly terms may differ in some areas from those shown below.

COVERAGE PROVIDED	EXTENSIONS (AVAILABLE)	MAIN EXCLUSIONS
<p><u>Section 1: Equipment</u></p> <p>This section provides cover for Physical Loss or Damage to Property owned or operated by the Insured, or in, which the Insured has, an interest or has assumed responsibility to insure under a legal contract.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minor works: Covering physical loss or damage to schedule property, during maintenance or residual works to the said scheduled property</li> <li>• Cargo: Covering scheduled property whilst in permanent or temporary store and/or in-transit, including equipment in the Insured's Care, Custody and Control.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Loss or damage whilst drilling a relief well during a control of well incident*</li> <li>• Wear, tear and gradual deterioration</li> <li>• Loss or damage to electrical equipment caused by electrical injury or disturbance</li> <li>• Liability to third parties</li> <li>• Drilling mud, cement chemicals whilst in use and casing below the lowest wellhead casing joint</li> <li>• Blue-prints and plans</li> <li>• Unrefined oil or gas or crude product unless in storage or pipeline</li> <li>• Loss of equipment in hole or underground (unless caused by a specified peril)</li> <li>• Mysterious disappearance or inventory shortage</li> <li>• Loss or damage to seismic streamers*</li> <li>• Aircraft and motor vehicle (licensed for road use, whilst on the public highway)</li> <li>• Any expenses or materials used in the controlling or attempting to control a well blowout</li> <li>• Loss or damage of information / raw data.</li> </ul>

## ENERGY PACKAGE GUIDE

COVERAGE PROVIDED	EXTENSIONS (AVAILABLE)	MAIN EXCLUSIONS
<p><b><u>Section 2: Operators Extra Expense</u></b></p> <p>This type of policy can be purchased, by either the Operator to include their partners and contractors, or partners can purchase it for their respective interests, or by contractors when contractually obligated to be responsible for such coverages. It provides cover in the event that a well suffers an uncontrolled flow of drilling fluids, oil gas or water, at the surface or seabed.</p> <p><b>The standard coverages and structure of the policy are:</b></p> <p><b>Section A: Control of Well</b> This part provides cover in the event that a well suffers an uncontrolled flow of drilling fluids, oil gas or water, at the surface or seabed.</p> <p><b>Section B: Limited Re-drill Expenses</b> If a loss has occurred that is recoverable under Section A, and the well is no longer able to be re-entered the well can be re-drilled to the depth when the loss occurred. Cover provides costs recoverable up to 130% of the original costs incurred up to the time of loss (always subject to policy limit) and re-drilling must commence within 540 days of policy expiry)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Underground blowout: for loss of control below the surface of the ground or seabed.</li> <li>• Un-limited Redrill – This removes the 130% limitation of the standard cover (however the policy limit purchased would still apply when claiming re-drill costs incurred).</li> <li>• Extend Re-drilling Expenses: Extends the re-drilling expenses from those incurred by well out of control and subsequent damage, to include additional perils, such as derrick collapse, flood, storm or collision with a vehicle or aircraft.</li> <li>• Deliberate Well Firing: If deemed necessary to avoid a pollution hazard by burning it off.</li> <li>• Evacuation Expenses: For third party people or animals.</li> <li>• Making wells Safe: When it is necessary to take certain actions to prevent further loss from the well</li> <li>• Care, Custody and Control: A small limit is provided for equipment not belonging to the Insured, but their responsibility to Insure. This includes a small element of cover for "fishing" operations down hole.</li> </ul> <p>(It is not recommended that this be used as a substitute for a separate "all risks" equipment policy).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The policy is not intended to cover loss of well control for a short period where the control at the surface remains in control, this is known as a "kick".</li> <li>• Loss or damage to equipment</li> <li>• Lack of due diligence</li> <li>• Fines and Penalties.</li> <li>• Terrorism*</li> <li>• Earthquake*</li> <li>• War amongst major powers or the country where operations are based.</li> <li>• Below the surface (underground) blow-out*</li> <li>• Reservoir damage</li> <li>• Underground Seepage and Pollution</li> </ul>

## ENERGY PACKAGE GUIDE

---

COVERAGE PROVIDED	EXTENSIONS (AVAILABLE)	MAIN EXCLUSIONS
<u>Section 2: Operators Extra Expense (continued):</u>		
<b>C. Seepage and Pollution, Clean-up and Containment</b>		
If a loss has occurred that is recoverable under Section A, then any subsequent costs incurred to contain and/or clean up any seepage and pollution on the surface, resulting from the well, is also covered.		
 <u>Section 3: Third Party Liability</u>		
The Insureds legal liability for: a) Bodily Injury b) Personal Injury c) Property Damage d) Advertising Injury	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bodily Injury, Property Damage, Advertising Injury arising out of Sudden and Accidental Pollution.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Breach of Contract</li><li>• Occupational disease or arising out of Employers Liability, disability laws or unemployment compensation required by law or statute</li><li>• Property Damage to property owned, leased or rented by the Insured, or in the care, custody or control of the Insured</li><li>• Property Damage to the Insured's Products</li><li>• Product Recall / Unfair competition/Copyright infringement</li><li>• Bodily Injury, Personal Injury, Property Damage and/or Advertising Injury directly or indirectly caused by or arising out of seepage, pollution or contamination however cause whenever or wherever happening</li></ul>

---



## ENERGY PACKAGE GUIDE

COVERAGE PROVIDED	EXTENSIONS (AVAILABLE)	MAIN EXCLUSIONS
<u>Section 3: Third Party Liability</u> <u>(continued)</u>		<ul style="list-style-type: none"><li>• Arising out of the handling, processing, treatment, storage, disposal or dumping of any waste materials or substances, or arising out of such waste materials during transportation</li><li>• Arising from Products insofar as they are used in connection with war, invasion etc</li><li>• Aviation products and aircraft liability</li><li>• Asbestos, tobacco, coal dust, polychlorinated biphenyls, silica, benzene, lead, talc, dioxin, pesticides, or herbicides, electromagnetic fields, pharmaceutical or medical drugs or derivatives thereof / which would be payable under the terms of a Director and Officers Liability Insurance Certificate or a Directors and Company Reimbursement Indemnity Policy</li><li>• Dishonesty, infidelity or fraud of any Insured</li><li>• Fines and penalties</li><li>• Loss of or damage to any well or hole being drilled, or expense incurred during re-drilling, restoration</li><li>• Equipment below the surface of the ground</li><li>• Control of well expenses, Removal of wreck or debris</li><li>• Costs and expenses that the Insured shall be legally liable to pay in respect of searching for and/or repatriating deceased Third Party personnel</li><li>• Damages to any Co-Owner of a working interest with respect to such working interest</li><li>• Automobile liability</li></ul>

\* These coverages can be included subject to Insurers agreement and payment of an additional premium



ebn

**VERTROUWELIJK**



ebn

**VERTROUWELIJK**