



Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ter attentie van de Minister van Economische Zaken en Klimaat,
door tussenkomst van de heer ing. [REDACTED]

Postbus 20401
2500 EK Den Haag
PER E-MAIL: [REDACTED]@rvo.nl

Datum: 12 februari 2021

Contactpersonen: [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]@ebn.nl [REDACTED]@taqaglobal.com
[REDACTED] [REDACTED]

Betreft: Indiening Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2 TAQA/EBN

Bijlage: Overzichtslijst ingediende vergunningaanvraag met bijlagen per 12 februari 2021

Zijne Excellentie de heer [REDACTED],

Havenbedrijf Rotterdam N.V., N.V. Nederlandse Gasunie en EBN B.V. hebben het initiatief genomen de Porthos-infrastructuur voor transport en opslag van CO₂ te ontwikkelen. De drie partners werken samen met de huidige hoofdvergunninghouder van de P18-reservoirs TAQA Offshore B.V. aan de ontwikkeling van het Porthos-project. De Porthos-infrastructuur bestaat uit een leiding door het Rotterdamse havengebied en vanaf de kust naar Platform P18-A op de Noordzee, waar CO₂ in de diepe ondergrond zal worden opgeslagen in reservoirs waar oorspronkelijk aardgas heeft gezeten. Onderdeel van deze ontwikkeling is de voorbereiding van vergunningaanvragen voor de opslag van CO₂ op grond van de Mijnbouwwet.

TAQA Offshore B.V. dient hierbij tezamen met EBN CCS B.V. de aanvraag om de vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in reservoir P18-2 in, onder verwijzing naar Uw besluit van 8 juni 2020, DGKE-WO/20159570.

De aangevraagde vergunning is nodig om het Porthos-project te kunnen opleveren en de CO₂-reductie te bereiken zoals vastgelegd in het op 19 juni 2019 vastgestelde Klimaatakkoord, te weten een reductie van 49% broeikasgasemissies in 2030 ten opzichte van 1990.

TAQA Offshore B.V. is reeds houder van de door U bij besluit van 19 juli 2013 verleende en bij besluit van 30 april 2015 gewijzigde vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in reservoir P18-4. Bij brief van 22 juni 2020 heeft TAQA ten behoeve van het Porthos-project een wijzigingsaanvraag van deze vergunning ingediend. Bij een recent ontwerpbesluit heeft U ingestemd met de door TAQA gevraagde wijziging van de bestaande vergunning voor P18-4.

In het kader van de samenhang van de P18-reservoirs zoals in bijgaande aanvraag beschreven, zal op 1 maart aanstaande een nadere wijzigingsaanvraag van de vergunning voor P18-4 worden ingediend.

TAQA Offshore B.V.
Kruseman van Eltenweg 1
1817 BC Alkmaar
info@taqa.com
www.taqaglobal.com
KvK-nummer: 27273135

EBN CCS B.V.
Daalsesingel 1
3511 SV Utrecht
ebn.mail@ebn.nl
www.ebn.nl
KvK-nummer: 78049504



Omdat P18-2 en P18-4 afhankelijk zijn van elkaar bevat bijgaande aanvraag integrale plannen en een integrale beschrijving van de financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening.

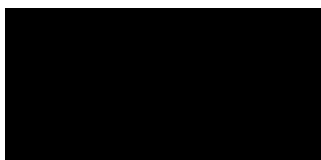
Met Uw RCR-projectleider, de heer [REDACTED], is afgestemd dat hij uiterlijk 15 februari 2021 bovengenoemde documenten digitaal ontvangt en voor de coördinatie binnen Uw ministerie en haar adviseurs zorgdraagt.

In de bijlage bij deze brief treft U een overzichtslijst aan van de digitale vergunningaanvraag met behorende bijlagen. Met Uw ministerie is afgestemd dat geen *hard copy* van de aanvraag wordt ingediend.

Wij vertrouwen erop dat de volledigheid en kwaliteit van de aangeleverde documenten dusdanig is dat U deze aanvraag in behandeling kunt nemen. Bij vragen kunt U zich richten tot [REDACTED] bij TAQA Offshore B.V. en [REDACTED] voor EBN CCS B.V.

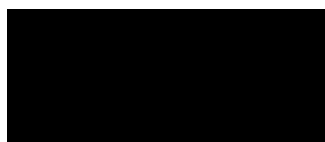
Met vriendelijke groet,

TAQA Offshore B.V.



[REDACTED]
General Manager

EBN CCS B.V.



[REDACTED]
CEO

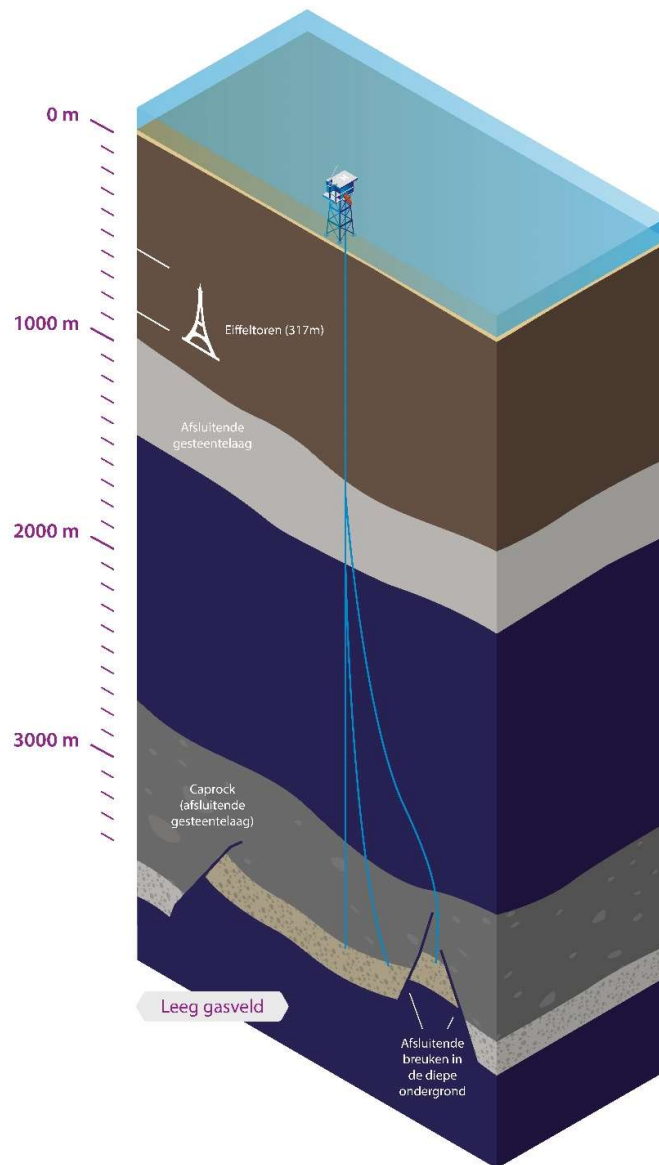
Datum:
Betreft:

12 februari 2021
Indiening Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2 TAQA/EBN

Bijlage: Overzichtslijst vergunningaanvraag met bijlagen per 12 februari 2021

1. Aanvraag CO₂-opslagvergunning P18-2
2. Bijlagen:

Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2





Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave (doorklikbaar)

1. Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
2. Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
3. Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
4. Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
5. Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
6. Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
7. Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
8. Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.



Deel I: Kader Aanvraag

Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1. Leeswijzer	5
2. Juridisch kader	9
2.1. Samenhang opslag in P18-reservoirs	9
2.2. Wet- en regelgeving	9
2.3. Gehanteerde definities	13
2.4. Verleende opslagvergunning P18-4 en ontwerpbesluit	15
2.5. Harmonisatie opslagvergunningen en voorziene verdeling verantwoordelijkheden en afspraken	16
3. Projectomschrijving Porthos	19
4. Selectie P18-reservoirs	21
4.1. Selectieproces	21
4.2. Onderzoek naar P18-reservoirs	22
4.3. Opslagcapaciteit in de P18-reservoirs	23
5. Karakteristieken van opslag in P18-2	25
5.1. Ligging van de P18-reservoirs	25
5.2. Ligging Blokdelen P18a en P18c	26
5.3. Ligging van het P18-2-voorkomen	26
5.4. Putten P18-2 en Platform P18-A	28
5.5. Periode van CO ₂ -injectie, aanlevering en samenstelling CO ₂	28
5.6. Totaal opslagvolume CO ₂	30
6. Technische en financiële mogelijkheden van de Aanvragers	31
6.1. Inleiding	31
6.2. Algemene en financiële gegevens	31
6.3. Technische gegevens	33
6.4. Professioneel, technisch en getraind personeel	37
6.5. Porthos System Operator – Organisatieplan	41



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- **Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2**
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Deel I beschrijft het kader van de aanvraag om een vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in het reservoir P18-2 (de "**Aanvraag**"). In dit deel wordt ingegaan op het doel, de initiatiefnemers, wordt uitleg gegeven over de plannen voor het Integrale P18-opslagcomplex, de inbedding in het Porthos Systeem en wordt het juridische kader voor de Aanvraag gegeven. Verder wordt de Aanvraag afgebakend met specifieke informatie over de ligging en de begrenzing van het Opslagcomplex P18-2, de periode van de opslag, en de hoeveelheden, samenstelling en bron van de CO₂. Tenslotte is de algemene, technische en financiële informatie van de Aanvragers beschreven.

De opslagvergunning voor P18-2 is nodig om het Porthos-project te kunnen opleveren en de klimaatdoelstellingen te bereiken (zie meer hierover in Hoofdstuk 3). Het Porthos-project ("**Porthos-project**") is een initiatief van Havenbedrijf Rotterdam N.V. ("**HbR**"), N.V. Nederlandse Gasunie ("**GU**") en Energie Beheer Nederland B.V. ("**EBN**") om in het Rotterdamse havengebied en onder de Noordzee infrastructuur te ontwikkelen voor het transport van CO₂ en de opslag van CO₂ in de diepe ondergrond onder de Noordzee ("**Porthos Systeem**"). De drie partners ("**Porthos-partners**") hebben daartoe onder de naam Porthos Development C.V. een projectvennootschap opgericht, waarin zij samenwerken met de vergunninghouder aan de ontwikkeling van het Porthos-project. De drie partners hebben inmiddels speciale vennootschappen opgericht om de activiteiten van Porthos uit te voeren, dit zijn: Havenbedrijf Rotterdam CCS B.V. ("**HbR CCS**"), Gasunie Rotterdam CC(U)S B.V. ("**GU CCS**") en EBN CCS B.V. ("**EBN CCS**").

TAQA Offshore B.V. ("**TAQA**") is hoofdvergunninghouder van de winningsvergunningen voor de Blokdelen P18a, P18c en P15c. TAQA is aangewezen als Operator onder deze drie winningsvergunningen. TAQA is Operator en beheerder van de drie productievelden P18-2, P18-4 en P18-6 vanuit het Platform P18-A dat boven het P18-2-veld staat. TAQA beschikt over een onherroepelijke CO₂-opslagvergunning voor het voorkomen P18-4 ("**Opslagvergunning P18-4**").

TAQA vraagt hierbij tezamen met EBN CCS, de vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in het voorkomen P18-2 aan (de "**Aanvragers**").

TAQA als Operator tot aan de overdracht van het Platform P18-A en de putten, en daarna als operator/dienstverlener, zal het Porthos-project assisteren bij het ontwerp, de bouw en de inbedrijfstelling van de CO₂-infrastructuur. De CO₂-infrastructuur bestaat uit de injectie- en bijbehorende bovengrondse faciliteiten tot en met de puthoofden, de aanpassingen en toevoegingen aan faciliteiten op het Platform P18-A en de aansluiting op de

nieuwe onderzeese pijpleiding (“**Porthos opslag infrastructuur**”). Bij de overdracht van het houderschap van de P18 opslagvergunningen aan de Porthos System Operator (de “**PSO**”), zullen de putten en het Platform P18-A worden overgedragen aan een Porthos-entiteit. De PSO zal de transport-, compressie- en opslagdiensten uitvoeren, tijdens de injectieperiode tot aan de afsluiting van de putten, en de monitoring na afsluiting tot aan de overdracht van de verantwoordelijkheid met betrekking tot de P18 reservoirs aan de Staat.

De klimaatdoelen zijn goed gedocumenteerd. De rol van snelle en vergaande toepassing van *carbon capture and storage* (CCS) in Nederland is cruciaal en onmisbaar voor het behalen van deze doelen, waarbij opslag van CO₂ onder de grond veilig is en uitstoot van CO₂ naar de atmosfeer onverantwoord. Het Porthos-project is de eerste toepassing van CCS met een ondergrondse injectie die in 2024 begint.

Doel van het Porthos-project is bij te dragen aan de reductie van CO₂-uitstoot. Porthos biedt grote industriële installaties in het Rotterdams havengebied en daarbuiten op korte termijn een oplossing in de energietransitie op weg naar permanente CO₂-arme alternatieven. Het toekomstige Porthos Systeem zal (o.a.) bestaan uit een onshore leiding, een compressorstation, een offshore leiding, een platform, en de permanente geologische opslag van door de industrie afgevangen CO₂.

EBN en TAQA dienen deze Aanvraag gezamenlijk in. Tot aan de overdracht van het Platform P18-A en de putten (verwacht in 2023) zullen TAQA en EBN-medevergunninghouders in de zin van artikel 22 lid 2 Mbw zijn en TAQA de Operator in de zin van artikel 22 lid 5 Mbw. Onderhandelingen zijn nog gaande en diverse toekomstige scenario's worden besproken. Het de bedoeling dat: tijdens de bouwfase van de Porthos-opslag infrastructuur (waarin o.a. de injectiefaciliteiten en de zeeleiding worden ontwikkeld, gebouwd en aangelegd) een Porthos-entiteit gebruiksrechten van het Platform P18-A en de putten verkrijgt van de huidige rechthebbenden (TAQA, EBN, Dana Petroleum Netherlands B.V. en Rockrose (NL) CS1 B.V.). Verder is het de bedoeling dat PSO te zijner tijd houder van de opslagvergunningen en dus Operator in de zin van artikel 22 lid 5 Mbw wordt waarbij PSO TAQA of een andere ervaren operator van gas- en/ of olieinstallaties op de Noordzee via een aanbestedingsprocedure zal kunnen inhuren voor de injectie- en opslagdiensten. De overdracht van de opslagvergunningen is voorwaardelijk aan de goedkeuring van het bevoegd gezag.

Deze Aanvraag betreft de opslag van CO₂ in het leeggeproduceerde reservoir P18-2 dat in de Blokdelen P18a en P18c ligt. In het P18-2-veld zijn zes putten geboord. Er zijn vijf putten (waarbij één put met zijtak), waarvan vier producerende putten en één exploratieput, die in afwachting is van een definitieve ontmanteling.

Het P18-2-veld is door Porthos geselecteerd voor CO₂-opslag omdat het dicht bij het Rotterdamse havengebied ligt en goed gedefinieerd is met een productie- en drukverleden. Daarbij is de structuur afgesloten en wordt het veld beschouwd als een veilige locatie om CO₂ permanent op te slaan. Het ontwerp en de constructie van de faciliteiten die aan het platform en de putten moeten worden toegevoegd, worden in deze Aanvraag beschreven in Deel II. De constructie van die faciliteiten wordt parallel aangelegd met de andere onderdelen van het Porthos-project op land en de nieuwe pijpleiding van de wal naar het Platform P18-A.

De injectie van CO₂ in P18-2 wordt over vier injectieputten verdeeld. De druk bij de putmonden van de putten wordt bepaald door de compressor aan land. De druk bij de perforaties wordt bepaald door het ontwerp van de injectiefaciliteiten in de putten, de oppervlaktedruk, temperatuur en volumestroomsnelheid en het aantal injectieputten.

Het merendeel van de monitoringactiviteiten offshore vindt plaats tijdens injectie. Dit omvat druk-, temperatuur – en debietmeting per put aan de oppervlakte en ondergrond. De CO₂-kwaliteit en het volledige (of totale) debiet worden aan de wal bewaakt. Wanneer de injectie is voltooid, kunnen de druk en temperatuur in de putten worden gemonitord om te bevestigen dat de CO₂ permanent is opgeslagen voordat de velden permanent worden

afgesloten door de putten te abandonneren. Na afsluiting heeft de bewaking aan de oppervlakte geen betrekking op druk of temperatuur. Het gaat om het inspecteren van de zeebodem. De CO₂ is permanent opgesloten in een constructie met een lagere druk dan de omringende gesteenteformaties. De ontwerpen van risicobeheer-, monitorings-, correctieve maatregelen en afsluitingsplannen worden bij deze Aanvraag ingediend. Deze ontwerpplannen worden vóór de eerste injectie van CO₂ geactualiseerd, wanneer de offshore-faciliteiten zijn ontworpen en worden geïnstalleerd en de plannen kunnen worden gecompleteerd. Deze plannen worden in ieder geval om de 5 jaar geactualiseerd.

Een voorstel voor de financiële zekerheid, waarvan de vorm en het bedrag ten minste zes maanden vóór de eerste injectie door het bevoegd gezag moet zijn goedgekeurd, wordt in Deel VII van de Aanvraag uiteengezet.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Juridisch kader

In dit hoofdstuk wordt aan de hand van het juridisch kader uit de wet- en regelgeving de samenhang en definities van de Aanvraag gegeven. Verder wordt de huidige eigendomssituatie, de voorziene eigendomssituatie en de voorziene verdeling van verantwoordelijkheden en afspraken beschreven.

2.1. Samenhang opslag in P18-reservoirs

Het Porthos-project is erop gericht om CO₂ op te slaan in drie P18-reservoirs. Het voornemen is een gemeenschappelijke transportleiding aan te leggen naar het Platform P18-A, waarvandaan de CO₂ verdeeld wordt over de putten van de reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6. De betrokken juridische entiteiten, installaties, leidingen, opslagvoorkomens en bovengrondse faciliteiten zullen gaan functioneren als een geïntegreerd systeem. Dit is alleen mogelijk indien de voorwaarden van de opslagvergunningen voor de P18-opslagvoorkomens op elkaar zijn afgestemd. In verband hiermee worden de aanvragen voor de CO₂-opslagvergunningen voor de P18-opslagvoorkomens zoveel mogelijk geharmoniseerd. Wezenlijk onderdeel van deze Aanvraag zijn de wettelijk voorgeschreven ontwerpplannen: risicobeheerplan, monitoringsplan, plan van corrigerende maatregelen en afsluitingsplan.¹ Met het oog op de samenhang en ten behoeve van de harmonisatie zijn deze ontwerpplannen opgesteld als integrale plannen voor CO₂-opslag in het Integrale P18-opslagcomplex zoals beschreven in Paragraaf 2.3 en omvatten dus ook het risicobeheer, de monitoring, de corrigerende maatregelen en de afsluiting voor reservoir P18-4 en reservoir P18-6.

Kort na indiening van de Aanvraag zal door TAQA en EBN CCS een aanvraag voor wijziging van de Opslagvergunning P18-4 worden ingediend. Later dit jaar zal een aanvraag om een vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in het reservoir P18-6 worden ingediend. Ten tijde van het indienen van het MER was de gedachte dat de enkele put in het reservoir P18-6 nodig zou zijn voor het opstarten van de opslag en de reservoirs van P18-2 en P18-4 in speciale gevallen. Door voortschrijdend inzicht, gebaseerd op TNO-studies en aanvullende modellering uitgevoerd voor CO₂-opslag in reservoir P18-6, is de veronderstelling veranderd en is de rol van P18-6 anders dan eerst werd gedacht. Zonder P18-6 kan veilige injectie en opslag van CO₂ plaatsvinden in P18-2 en P18-4. Uitwerking van de injectiestrategie op basis van modelleerwerk heeft bevestigd dat alle operationele scenario's (constante injectie en start- en stopgedrag) met alleen P18-2 en P18-4 kunnen plaatsvinden. P18-6 kan, na enkele jaren injectie, additionele operationele flexibiliteit bieden. De P18-6 put zal pas in een latere fase van het project kunnen worden ingezet. Omdat P18-2 en P18-4 wél afhankelijk zijn van elkaar, bevat de Aanvraag integrale plannen en beschrijving van de financiële zekerheid.

2.2. Wet- en regelgeving

Het juridische kader voor de Aanvraag bestaat uit de relevante artikelen in de Mijnbouwwet, het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling. Deze zijn afgeleid van de richtlijn nr. 2009/31/EG ("CCS-Richtlijn"). Voor de overzichtelijkheid staat onderaan deze paragraaf een transponeringstabel. Deze Tabel 1 verwijst van de in artikel 31b van de Mijnbouwwet genoemde voorwaarden waaraan een aanvraag om een opslagvergunning moet

¹ Artikel 1.3.4a lid 2,3,4 en 5 Mbr.

voldoen, naar de onderdelen van deze Aanvraag waarin deze voorwaarden worden behandeld. De tabel bevat voor de volledigheid het betreffende artikel in de Mijnbouwwet dat voorschrijft welke onderwerpen de vergunning tenminste dient te bevatten.

Een vergunningaanvraag voor permanent opslaan van CO₂ omvat tenminste de volgende onderwerpen:

- a. Het tijdvak van injectie van CO₂ 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 CO₂ die zal worden opgeslagen,
- e. De toekomstige bronnen van CO₂ en transportmethoden,
- f. De samenstelling van de CO₂-stroom,
- g. De maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO₂,
- h. De ligging van het voorkomen waar CO₂ 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 CO₂ wordt aangevangen.²

Tabel 1 Van artikel 31b en artikel 31d van de Mijnbouwwet naar de Aanvraag.

Onderdeel van artikel 31b van de Mijnbouwwet (de Aanvraag)	Referentie naar betreffende onderdeel van de Aanvraag en korte omschrijving	Onderdeel van artikel 31d van de Mijnbouwwet (de Vergunning)
31b (a.) Het tijdvak van injectie van CO ₂ en de omvang van het vergunningsgebied	<i>Tijdvak injectie: 2024 tot 2041, zie verder hoofdstuk 5, Deel I. Vergunningsgebied: Blokdeel P18-a en P18-c, zie verder hoofdstuk 5, Deel I.</i>	31d (a.) Het tijdvak van injectie van CO ₂ en het gebied
31b (b.) Een karakterisering van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex en een beoordeling van de verwachte veiligheid van de opslag.	<i>Het opslagvoorkomen is een leeg geproduceerd gasvoorkomen, Zie Deel II.</i>	--
Referentie: 31d (b.) Correspondeert met 31b (h.).	<i>Het opslagvoorkomen is P18-2. Het opslagcomplex bestaat uit het voorkomen,</i>	31d (b.)

² Artikel 31b Mbw.

Onderdeel van artikel 31b van de Mijnbouwwet (de Aanvraag)	Referentie naar betreffende onderdeel van de Aanvraag en korte omschrijving	Onderdeel van artikel 31d van de Mijnbouwwet (de Vergunning)
	<i>geologische lagen boven en onder het voorkomen en breukzones. Zie Deel II.</i>	De ligging en begrenzing van het opslagvoorkomen en het gebied van het opslagcomplex
31b (c.) De technische en financiële mogelijkheden van de aanvrager	<i>Zie hoofdstuk 6, Deel I</i>	--
--	<i>Zie Deel II.</i>	31d (c.) Gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid
--	<i>Hele Aanvraag.</i>	31d (d.) Voorschriften voor het opslagproces
31b (d.) De totale hoeveelheid CO ₂ die zal worden opgeslagen	<i>Circa 34-38 Mton ±3%, zie verder Deel II.</i>	31d (e.) De totale hoeveelheid CO ₂ die overeenkomstig de vergunning ten hoogste kan worden opgeslagen
31b (e.) De toekomstige bronnen van CO ₂ en transportmethoden	<i>Zie hoofdstuk 5, Deel I.</i>	--
31b (f.) De samenstelling van de CO ₂ -stroom die wordt opgeslagen met inbegrip van stoffen die worden toegevoegd ten behoeve van de monitoring en de controle van CO ₂ -migratie	<i>Minimaal 95% CO₂, zie hoofdstuk 5, Deel I.</i>	Referentie: 31d (m.) correspondeert met 31b (f.)
--	<i>Hydrostatische druk op referentiediepte (351 bar voor P18-2), zie verder Deel II.</i>	31d (f.) De grenswaarden van de gemiddelde reservoirdruk op referentiediepte van de opgeslagen CO ₂ P18-2
31b (g.) De maximum toelaatbare injectiecapaciteit en druk bij injectie van CO ₂ en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO ₂	<i>De maximaal toelaatbare injectie capaciteit of snelheid bedraagt 2,5 Mton per jaar, Als maximaal toelaatbare gemiddelde druk tijdens de injectiefase van het opgeslagen CO₂ wordt 351 bar, de hydrostatische druk voorgesteld. Zie verder Deel II.</i>	31d (g.) De maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO ₂ en de maximaal toelaatbare gemiddelde reservoirdruk van het opgeslagen CO ₂
31b (h.) De ligging van het voorkomen waar CO ₂ zal worden opgeslagen	<i>P18-2, zie hoofdstuk 5, Deel I.</i>	Referentie: 31b (h.) correspondeert met 31d (b.)
31b (i.)	<i>Zie Deel III</i>	31d (h.)

Onderdeel van artikel 31b van de Mijnbouwwet (de Aanvraag)	Referentie naar betreffende onderdeel van de Aanvraag en korte omschrijving	Onderdeel van artikel 31d van de Mijnbouwwet (de Vergunning)
Risicobeheer		Risicobeheer
31b (j.) Monitoring	<i>Zie Deel IV</i>	31d (i.) Monitoring
31b (k.) Afsluiting	<i>Zie Deel VI</i>	31d (j.) Afsluiting
31b (l.) Corrigerende maatregelen	<i>Zie Deel V</i>	31d (k.) Corrigerende maatregelen
31b (m.) Bodembeweging	<i>Het voorkomen P18-2 ligt buiten de 3 mijlszone daarom zijn er geen aanvullende voorwaarden nodig, zie artikel 29h lid 3 Mbb.</i>	31d (l.) Bodembeweging
31b (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 ₂ wordt aangevangen.	<i>Zie Deel VII.</i>	31d (n.) Het bedrag aan financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening

De Europese Commissie ("EC") heeft Guidance Documents gepubliceerd om de lidstaten te ondersteunen bij een uniforme interpretatie van de CCS-Richtlijn. De CCS-Richtlijn is vrijwel één op één geïmplementeerd in de Mijnbouwwet. Voor begrip en duiding van de artikelen uit de Mijnbouwwet kan daarom gekeken worden naar de Guidance Documents³. Dit is mede van belang omdat het ontwerpbesluit door de EC getoetst zal worden aan de oorspronkelijke opzet van de CCS-Richtlijn. Hoewel de Guidance Documents niet juridisch bindend zijn, volgt de Aanvraag zoveel mogelijk de richtinggevende bepalingen uit de Guidance Documents. Ook is rekening gehouden met de OSPAR Guidelines.⁴

³ p. 14, *Memorie van Toelichting bij de implementatiewet tot Wijziging van de Mijnbouwwet, Tweede Kamer vergaderjaar 2009-2010, 32 343, nr. 3.*

⁴ *OSPAR-richtlijnen voor risicobeoordeling en beheer van opslag van CO₂-stromen in geologische formaties (nr. 2007-12) gedateerd juni 2007.*

2.3. Gehanteerde definities

Opslagvoorkomen versus opslaglocatie

In de Mijnbouwwet wordt gesproken van opslagvoorkomen, terwijl de CCS-Richtlijn het begrip opslaglocatie gebruikt. De Mijnbouwwet definieert opslagvoorkomen als “een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag”.⁵ De CCS-Richtlijn definieert het begrip opslaglocatie als “een omschreven volume gebied binnen een geologische formatie, dat gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO₂ en injectiefaciliteiten en bijbehorende bovengrondse voorzieningen”.⁶ Kortgezegd, het begrip opslaglocatie omvat de bijbehorende voorzieningen en injectiefaciliteiten, en het begrip opslagvoorkomen omvat dat niet. De begrippen bijbehorende voorzieningen en injectiefaciliteiten zijn niet gedefinieerd in de Mijnbouwwet of in de CCS-Richtlijn.⁷ Uit de wetsgeschiedenis wordt duidelijk dat het begrip opslaglocatie niet is overgenomen en omwille van consistentie het begrip opslagvoorkomen wordt gebruikt. In de CCS-Richtlijn wordt opslaglocatie namelijk nu eens gebruikt als de (ondergrondse) opslagruimte en de bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten (“opslaglocatie in ruime zin”) en dan weer enkel als de (ondergrondse) opslagruimte (“opslaglocatie in enge zin”, vergelijk: “opslagvoorkomen”). Vooral in de artikelen 17 (lekkages) en 18 (afsluiting) van de CCS-Richtlijn komen deze verschillende betekenissen tot uitdrukking. Aangezien zowel in de Mijnbouwwet als in de CCS-Richtlijn de veiligheid, het milieu en de integriteit van gesteentelagen belangrijke uitgangspunten zijn voor veilige CO₂-opslag en daarvoor afsluiting van de putten noodzakelijk is, is het naar de mening van de Aanvragers goed verdedigbaar dat de bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten integraal onderdeel uitmaken van het gebied waar de opslag plaatsvindt. De Aanvragers kiezen er voor deze begrippen te definiëren als respectievelijk “het verwijderbare materiaal in een put” (injectiefaciliteiten) en “de bijbehorende bovengrondse faciliteiten” (faciliteiten die eindigen bij het puttenhoofd). Het Besluit milieu-effectrapportage 1994, bijlage C, artikel 8.2 gebruikt ook het begrip opslaglocatie in de betekenis van de CCS-Richtlijn.

Opslagvoorkomen

Gebaseerd op de bovenstaande uitgangspunten en overwegingen wordt in deze Aanvraag ervan uitgegaan dat het opslagvoorkomen tijdens de periode van CO₂-injectie bestaat uit:

- Een geologische formatie, die gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO₂;
- De putten met injectiefaciliteiten (het verwijderbare materiaal in de putten);
- Bijbehorende bovengrondse voorzieningen (faciliteiten die eindigen bij het puttenhoofd);

Na beëindiging van de CO₂-injectie zullen de putten permanent worden afgesloten, zodat CO₂ zich alleen bevindt in het ondergrondse deel van het opslagvoorkomen. Het Platform P18-A zal worden verwijderd of hergebruikt als dit wenselijk is op het moment van afsluiten.

⁵ Artikel 1 onder t Mijnbouwwet.

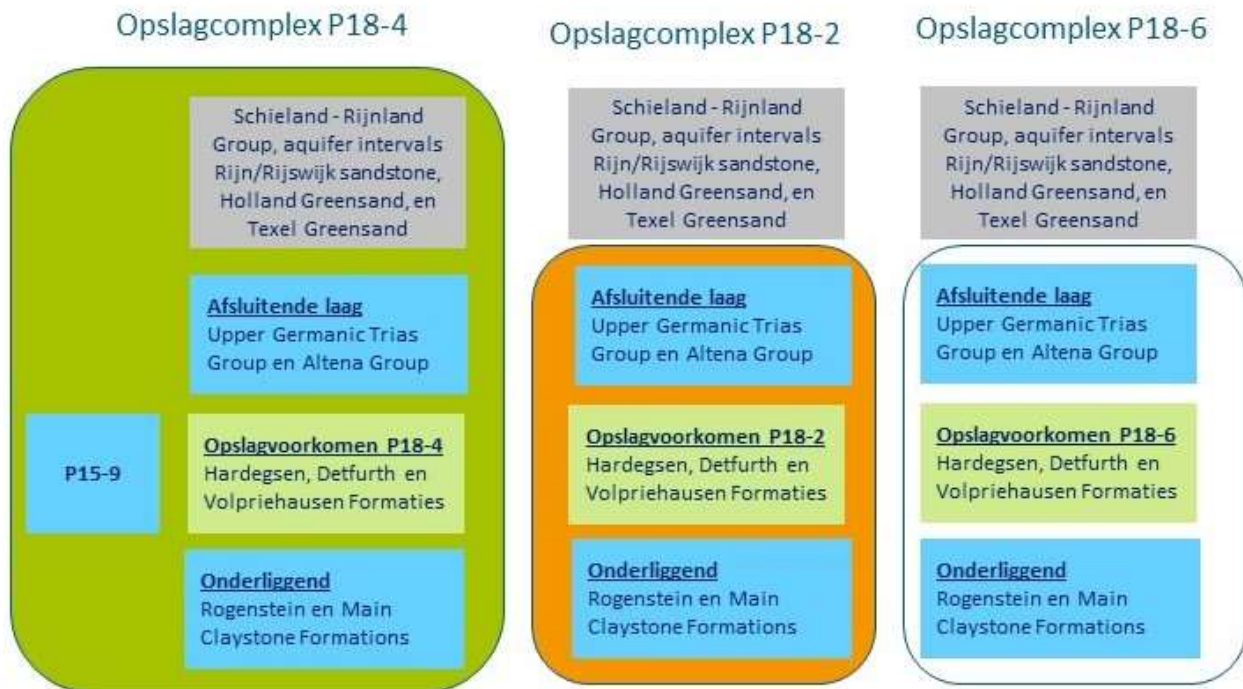
⁶ Artikel 3 onder 3 CCS-Richtlijn.

⁷ p. 3-4, 14 Memorie van Toelichting bij de implementatiewet tot Wijziging van de Mijnbouwwet, Tweede Kamer, vergaderjaar 2009–2010, 32 343, nr. 3.

Opslagcomplex

Het CO₂-opslagcomplex is in de Mijnbouwwet gedefinieerd als “opslagvoorkomen voor CO₂ en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan”.⁸

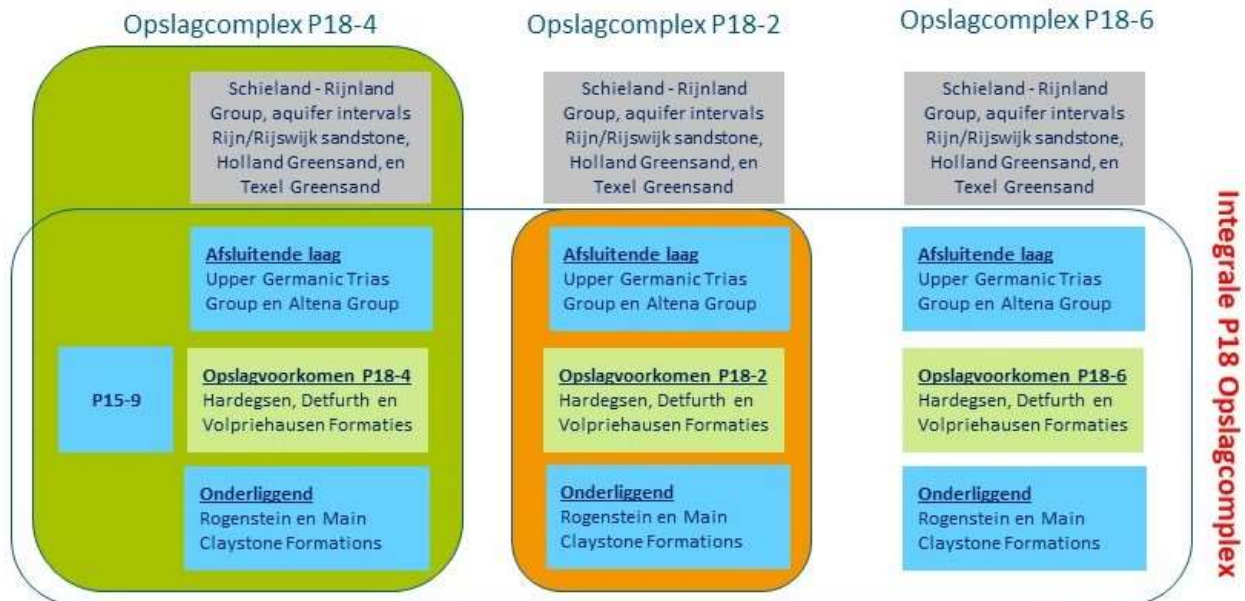
Voor de drie Opslagcomplexen P18-2, P18-4 en P18-6 is een integraal opslagcomplex (het “**Integrale P18-opslagcomplex**”) gedefinieerd. In Deel II wordt de geologische afbakening van het Integrale P18-opslagcomplex gedetailleerd beschreven.



Figuur 1 Overzicht van de afzonderlijk gedefinieerde opslagcomplexen.

In de Opslagvergunning P18-4 zijn de Schieland-Rijnland Group en aquifer intervals Rijn/Rijswijk sandstone, Holland Greensand en Texel Greensand onderdeel van het Opslagcomplex P18-4. Deze bovenste gesteentelagen zijn geen onderdeel van het Opslagcomplex P18-2 en het Opslagcomplex P18-6.

⁸ Artikel 1 onder s Mijnbouwwet.



Figuur 2 Overzicht van het Integrale P18-opslagcomplex.

In deze Aanvraag zijn de onderzoeken en plannen (Delen II-VI) beschreven voor het Integrale P18-opslagcomplex met de hierboven getoonde afbakening. Daarmee wordt ten opzichte van de (bestaande) Opslagvergunning P18-4 van een conservatieve aanname uitgegaan, omdat lekkage uit het Opslagcomplex P18-4 pas optreedt als CO₂ boven de Schieland – Rijnland Group komt.

2.4. Verleende opslagvergunning P18-4 en ontwerpbesluit

Verleende vergunning P18-4

TAQA is houder van de door de Minister van Economische Zaken, thans de Minister van Economische zaken en Klimaat (“Minister”) bij besluit van 19 juli 2013⁹ verleende vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in reservoir P18-4. Deze vergunning is gewijzigd bij besluit van de Minister van Economische Zaken, thans de Minister, van 30 april 2015¹⁰. Bij brief van 22 juni 2020 heeft TAQA ten behoeve van het Porthos-project een aanvraag wijziging van de Opslagvergunning P18-4 ingediend waarbij de laatste datum van eerste injectie van CO₂ is verplaatst naar 1 januari 2026 en de injectieperiode is verlengd naar 15 jaar.

⁹ Kenmerk DGETM-EM/12055804 (Staatscourant 2013, nr. 21233).

¹⁰ Kenmerk DGETM/EM/15005981 (Staatscourant 2016, nr. 4809).

Ontwerpbesluit P18-4

Bij ontwerpbesluit heeft de Minister ingestemd met de gevraagde wijziging van de Opslagvergunning P18-4 waarbij de uiterlijke aanvangsdatum van het tijdvak van injectie voor het permanent opslaan van CO₂ is bepaald op 1 januari 2026 en het tijdvak van injectie maximaal 15 jaar bedraagt ("**Ontwerpbesluit P18-4**").¹¹

Tegen het Ontwerpbesluit P18-4, waarop door de Minister de rijkscoördinatieregeling van toepassing is verklaard¹² en waarvoor op grond van artikel 141a Mijnbouwwet, in samenhang met artikel 3.31, derde lid en artikel 3.35, vierde lid, van de Wet ruimtelijke ordening, de uniforme openbare voorbereidingsprocedure als bedoeld in afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht met toepassing van de bijzondere regels in artikel 3.31, derde lid, in samenhang met artikel 3.35, vierde lid, van de Wet ruimtelijke ordening doorlopen is, is geen zienswijze ingediend.

2.5. Harmonisatie opslagvergunningen en voorziene verdeling verantwoordelijkheden en afspraken

In het kader van de harmonisatie zullen de Aanvragers kort na het indienen van deze Aanvraag een nadere wijzigingsaanvraag van de Opslagvergunning P18-4 bij de Minister indienen. Nadat aanvullende modellering voor continue injectie in het reservoir P18-6 is uitgevoerd om de stabiliteit van breuken daar in kaart te brengen, zal de beslissing kunnen worden genomen op welke termijn een vergunningsaanvraag voor het reservoir P18-6 ingediend zal worden.

De houders van de betreffende winningsvergunningen zijn TAQA Offshore B.V., Rockrose (NL) CS1 B.V., Dana Petroleum Netherlands B.V., ONE-Dyas B.V. en Wintershall Noordzee B.V. in verschillende percentage combinaties en percentages voor iedere vergunning. De putten in het P18-2-veld en het Platform P18-A worden gehouden door TAQA, EBN, Dana Petroleum Netherlands B.V. en Rockrose (NL) CS1 B.V.. De putten in het P18-4-veld worden gehouden door TAQA en EBN. De putten in het P18-6-veld worden gehouden door TAQA, EBN, Rockrose (NL) CS1 B.V., ONE-Dyas B.V. en Wintershall Noordzee. B.V.

TAQA is geen lid van het Porthos-consortium. Niettemin werken TAQA, EBN CCS en de Porthos-partners als geïntegreerd team al geruime tijd samen en dat zullen zij blijven doen totdat het Platform P18-A is verbouwd van een gaswinningsinstallatie naar een installatie voor CO₂-injectie en de productieputten zijn omgebouwd naar CO₂-injectieputten, alles getest en in gebruik genomen is, kennis is overgedragen en personeel is getraind. Voor de start van de constructiefase, dat wil zeggen voor de start van de eerder beschreven aanpassingen draagt TAQA als (mede-)vergunninghouder van de opslagvergunningen, deze opslagvergunningen - en daarmee ook de verantwoordelijkheid voor en het beheer van het Platform P18-A en de putten na goedkeuring van bevoegd

¹¹ Kenmerk DGKE-WO/20221881, gepubliceerd op de website van Bureau Energieprojecten van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland en ten aanzien waarvan kennisgeving is gedaan van de terinzagelegging in de Staatscourant van 24 september 2020, 48548.

¹² Besluit project Porthos Transport en opslag van CO₂, 8 juni 2020, Kenmerk DGKE-WO/20159570, Staatscourant 12 juni 2020, 31621.

gezag- over aan de PSO. Ook EBN CCS zal na goedkeuring van bevoegd gezag als medevergunninghouder de opslagvergunning voor P18-2 overdragen aan de PSO.

Er zijn afspraken gemaakt tussen het Porthos-consortium, TAQA en EBN CCS over de onderlinge samenwerking ten behoeve van het permanent opslaan van CO₂ in de P18-opslagvoorkomens, en ten aanzien van de technische, operationele en financiële verantwoordelijkheden tijdens de ontwikkeling, bouw en exploitatie van het Porthos-CO₂-injectiesysteem. Verder worden onderhandelingen gevoerd over de overname van de productievelden en het Platform P18-A en de putten. Daartoe is een operationele commissie opgericht waarin Porthos, EBN CCS en TAQA samenwerken.

TAQA als de houder van de Opslagvergunning P18-4 en EBN CCS als beoogd toekomstig medehouder van die vergunning, en TAQA en EBN CCS als beoogde mede-houders van de vergunningen voor de opslagvoorkomens P18-2 en P18-6 zullen (onder andere) een overeenkomst sluiten met de Porthos-partners. In deze overeenkomst zullen de wederzijdse verantwoordelijkheden en aansprakelijkheden worden belegd.

De Aanvragers hebben contractueel met elkaar afgesproken dat TAQA (als Operator onder de Mijnbouwwet) verantwoordelijk zal zijn om de feitelijke werkzaamheden uit te voeren op en aan het P18 Platform en de putten ter voorbereiding van de transformatie van deze assets ten behoeve van CO₂-injectie na de overdracht van het Platform P18-A en de putten. Zodra de CO₂-apparatuur op het Platform P18-A volledig is gebouwd en in gebruik genomen is, zal het beheer van het Platform P18-A, de putten, de injectiefaciliteiten en de CO₂-apparatuur door de PSO worden uitgevoerd als hiervoor de goedkeuring van het bevoegd gezag is verkregen. Indien gene goedkeuring verkregen wordt, zal het beheer door een ervaren operator van gasinstallaties op de Noordzee - via een aanbestedingsprocedure indien voorgeschreven - vergund worden.

De PSO als systeembeheerder voor de hele Porthos opslag infrastructuur zal tijdens de operationele fase in continu contact staan met de Emitters en verantwoordelijk zijn voor de afhandeling van de nominaties van klanten, kwaliteitsbewaking (technische specificaties, volume en stroomsnelheid van CO₂), injectieplanning, onderbreken van invoeding van CO₂ door en het insluiten van klanten, gepland en ongepland onderhoud, (tijdelijke) buitendienststelling van het Porthos Systeem (of delen daarvan), kwaliteitsbewaking en incidentenmanagement in een 24 uur per dag opererende organisatie. Porthos heeft met de klanten over deze onderwerpen gedetailleerde en juridisch afdwingbare technische en operationele afspraken inclusief boetebepalingen gemaakt.

De PSO worden zo ingericht dat het, na verlening en het van kracht worden van de opslagvergunningen, als (mede-)vergunninghouder alle competenties in huis heeft om de taken in overeenstemming met de wettelijke en de in de opslagvergunningen opgenomen verplichtingen en verantwoordelijkheden te volbrengen. Zowel EBN CCS als TAQA zullen zorgdragen voor een zorgvuldige borging van de technische en operationele kennis van de ondergrond in hun organisaties.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

3. Projectomschrijving Porthos

In het Regeerakkoord (2017) heeft het kabinet vastgelegd de broeikasgasemissies voor 2030 met 49% te willen reduceren ten opzichte van de uitstoot in 1990. Hiermee moet worden voldaan aan het Klimaatakkoord van Parijs (2015). Dit reductiedoel is in 2019 onderschreven door de Tweede Kamer met het aannemen van de Klimaatwet. Twee doelen zijn toegevoegd, namelijk een vermindering van 95% (t.o.v. 1990) van de broeikasgasemissies in 2050 en 100% CO₂-neutrale elektriciteitsproductie in 2050.

De Klimaatwet legt niet vast hoe die doelen gehaald moeten worden. Het nationale Klimaatakkoord (2019) gaat daar wel over. Daarin staat een pakket aan afspraken, maatregelen en instrumenten dat de Nederlandse CO₂-emissies in 2030 met tenminste 49% moet terugdringen. Er is onder andere afgesproken dat de industrie in 2030 14,3 Mton CO₂ per jaar minder zal uitstoten. De inschatting in het Klimaatakkoord is dat de helft van deze reductie door toepassing van CCS gerealiseerd moet worden. Het nieuwe en (ten opzichte van het Klimaatakkoord van Parijs) strengere Europese CO₂-reductiedoel van 55% in 2030 zal het tempo van inspanningen van Nederland om haar streefdoel te behalen alleen maar ophogen.

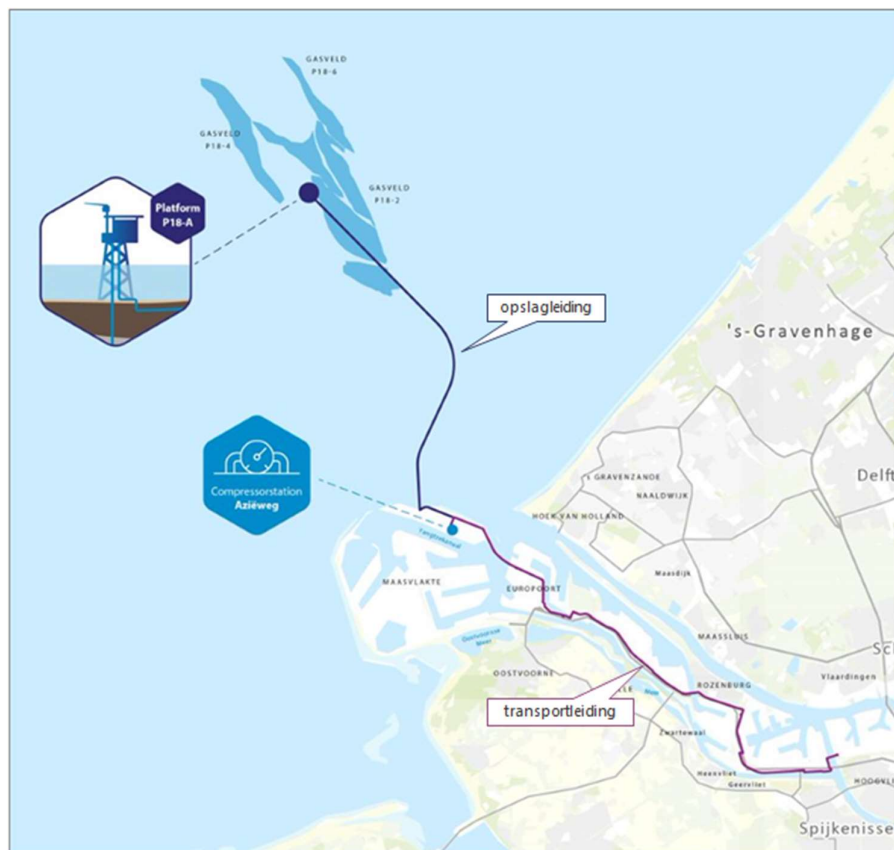
Op dit moment wordt circa 16% van de totale Nederlandse CO₂-emissies uitgestoten in het Rotterdamse havengebied: ongeveer 25 Mton CO₂ per jaar. Het overgrote deel hiervan wordt veroorzaakt door energieproductie en de industrie. Bij het verbranden van fossiele brandstoffen en bij bepaalde industriële bedrijfsprocessen komt namelijk CO₂ vrij. Door de CO₂ af te vangen en in de diepe ondergrond op te slaan, komt minder CO₂ in de atmosfeer terecht. Dit wordt *carbon capture and storage* (“**CCS**”) genoemd. Bij het huidige gebruik van fossiele brandstoffen maakt CCS het mogelijk om CO₂ direct ‘uit de lucht te houden’. Zoals partijen in het Klimaatakkoord hebben afgesproken moet de industrie in het havengebied er op termijn voor zorgen dat vrijwel geen CO₂ meer vrijkomt bij de bedrijfsprocessen. Het ontwikkelen en testen van nieuwe CO₂-arme technieken en het ombouwen van installaties kost tijd. De hoeveelheid CO₂ die nog uitgestoten kan worden om binnen de doelstellingen van het Parijsakkoord te blijven is echter beperkt. Juist in deze overgangperiode zorgt CCS voor de noodzakelijke vermindering van de CO₂-emissies van de industrie naar de atmosfeer om binnen dat resterende koolstofbudget te blijven.

De Porthos-infrastructuur kan maximaal 5 Mton CO₂ per jaar transporteren naar het Platform P18-A. Op dit moment voorziet Porthos dat vanuit het Rotterdamse havengebied zo'n 2,5 Mton CO₂ per jaar wordt aangeleverd. De afspraken met klanten voor levering van de CO₂ zijn in een vergevorderd stadium. Definitieve contracten worden dit jaar getekend. Uitgaande van de beschikbare opslagcapaciteit van circa 34-38 Mton kan voor een periode van ongeveer 15 jaar injectie van ongeveer 2,5 Mton per jaar aan CO₂ plaatsvinden in de P18-velden.

De Porthos transport infrastructuur (“**Porthos transport infrastructuur**”) is onderdeel van een CCS-keten. Porthos faciliteert het transport en de opslag van CO₂, en de CO₂ wordt geleverd door industriële bedrijven in het Rotterdamse havengebied. Daarmee zijn de Emitters integraal onderdeel van de CCS-keten in het havengebied. Bij de ontwikkeling van Porthos wordt ervan uitgegaan dat in de toekomst meerdere bedrijven CO₂ gaan leveren, mogelijk ook van buiten het Rotterdamse havengebied. Zodoende wordt onderscheid gemaakt tussen de aan te leggen Porthos-infrastructuur, gericht op transport en opslag van CO₂, en de gehele CCS-keten waar ook de leveranciers onderdeel van uitmaken.

De voorgenomen infrastructuur van het Porthos-project oftewel het Porthos Systeem (zie Figuur 3), bestaat uit:

1. Een CO₂-transportleiding van circa 33 kilometer door het havengebied, waarop meerdere leveranciers van CO₂ kunnen aansluiten;
2. Een compressorstation, waar CO₂ op hogere druk wordt gebracht voor verder transport en opslag;
3. Een offshore pijpleiding vanaf het compressorstation onder de Maasgeul door en in de zeebodem naar het Platform P18-A op de Noordzee op circa 20 kilometer uit de kust;
4. Het Platform P18-A met injectieputten, waarmee CO₂ in de diepe ondergrond wordt opgeslagen in reservoirs waar oorspronkelijk aardgas heeft gezeten.



Figuur 3 Overzicht van het Porthos Systeem.

4. Selectie P18-reservoirs

De Structuurvisie Ondergrond¹³ schrijft voor dat CO₂ dusdanig dient te worden opgeslagen dat deze niet meer in de atmosfeer komt. Gasvelden op land en in zee lenen zich daar goed voor vanwege het grote volume en omdat het structuren zijn die zowel geografisch als in diepte zijn afgebakend en reeds bewezen hebben lange tijd koolwaterstoffen te kunnen vasthouden. De Structuurvisie schrijft ook voor dat CO₂-opslag alleen kan plaatsvinden onder zee. Voor opslag van de aangeleverde CO₂ uit de Rotterdamse haven zijn daarom verschillende mogelijkheden onder de Noordzee in kaart gebracht.

4.1. Selectieproces

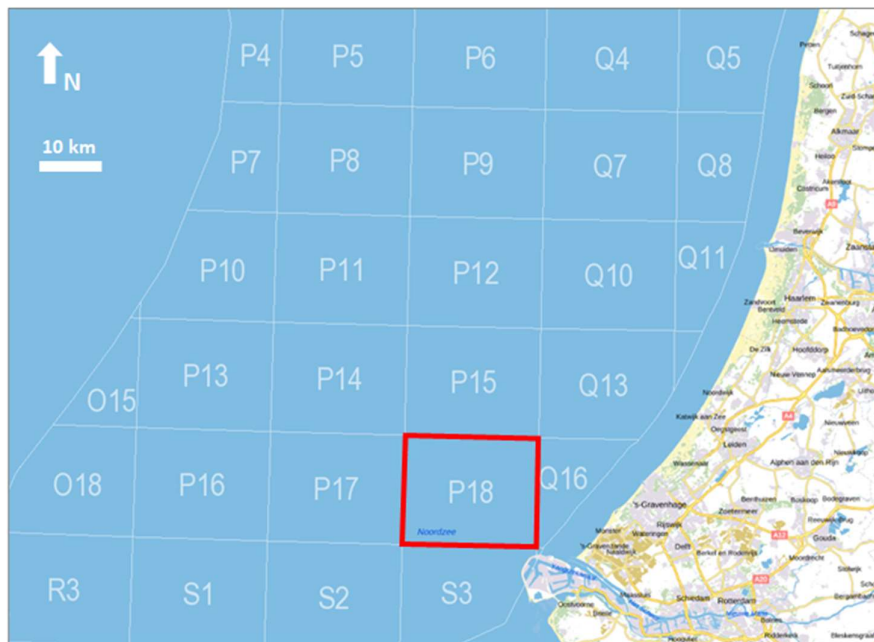
In de voorfase van het Porthos-project heeft een inventarisatie van de potentiële opslagreservoirs plaatsgevonden. De belangrijkste criteria voor de selectie van een veld voor CO₂-opslag zijn¹⁴:

1. Tijdige beschikbaarheid: wanneer zijn de velden leeg geproduceerd;
2. Voldoende opslagcapaciteit, zodat CO₂-injectie met enkele Mton CO₂ per jaar gedurende een periode van minimaal 10 jaar kan plaatsvinden;
3. Reservoirkwaliteit, met betrekking tot de gesteentekwaliteit van de reservoirs, goede injectiviteit;
4. Afstand tot de kust en het compressorstation, aangezien grotere transportafstanden tot hogere kosten kunnen leiden en de aanleg langer zal duren.
5. Kwaliteit van de putten (aangeduid als putintegriteit), inclusief:
 - Beschikbaarheid van voldoende putten voor CO₂-injectie (na de benodigde aanpassingen);
 - Afwezigheid van risicovolle afgesloten of verlaten putten.

Op basis hiervan zijn de gasvelden in Blok P18, met daarin het Platform P18-A, als meest geschikt naar voren gekomen. Figuur 4 geeft de ligging aan van het Blok P18 en daarin is ook de relatief korte afstand tot de Maasvlakte zichtbaar. De reservoirs liggen bovendien op de route naar meer opslaggebieden, daarmee kan CO₂-opslag worden voortgezet of opgeschaald buiten Porthos om en de bouw van een infrastructuur voor verdere CO₂-opslag worden mogelijk gemaakt.

¹³ Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 11 juni 2018.

¹⁴ MER, Deelrapport Opslag diepe ondergrond, paragraaf 1.2.2.



Figuur 4 Overzicht Blokindeling Noordzee en ligging Blok P18 voor CO₂-opslag.

4.2. Onderzoek naar P18-reservoirs

- Voor de opslag van CO₂ in ondergrondse reservoirs is het van belang inzicht te hebben in de ondergrondse structuren en de wijze waarop deze reageren op het injecteren van CO₂. Het CCS-onderzoeksprogramma CATO van de overheid¹⁵ heeft hier in de periode 2009 tot na 2014 uitgebreid onderzoek naar gedaan.
- In het kader van het CCS-project ROAD is het gehele P18-gebied binnen CATO-2 in beeld gebracht. Hoewel in het project ROAD alleen CO₂-injectie in het reservoir P18-4 was voorzien, is in het onderzoek tevens gekeken naar de reservoirs P18-2 en P18-6. De verzamelde informatie over de geologische opbouw, de putten en de ervaringen uit gaswinning zijn ook binnen Porthos bruikbaar, met op een beperkt aantal punten een actualisatie.
- In 2018/2019 heeft TNO¹⁶ hierop aansluitend nieuwe informatie en inzichten toegevoegd met betrekking tot Porthos. De nadruk bij de onderzoeken ligt op het vaststellen van de randvoorwaarden waarbinnen de CO₂ permanent veilig is opgeslagen. Er is gebruik gemaakt van modellen van de ondergrond, waarin de ondergrondse structuren en de stroming van geïnjecteerde CO₂ zijn gesimuleerd.

¹⁵ CATO is een afkorting voor CO₂ Afvang, Transport en Opslag.

¹⁶ TNO report, CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, oktober 2019.

- De modellering en de resultaten zijn in samenwerking met TAQA afgestemd en opgeleverd waarbij TAQA's operationele kennis van de reservoirs en putten in de P18-reservoirs is meegenomen. In Deel II van de Aanvraag wordt nader ingegaan op het modelleerwerk en de resultaten hiervan. Het Risicobeheerplan, het Monitoringsplan, het Plan van Corrigerende Maatregelen en het Afsluitingsplan zijn in ontwerpvorm bij de Aanvraag gevoegd in respectievelijk Deel III, IV, V en VI.

Vervolgstudies bij nadere uitwerking injectiestrategie

- De injectiestrategie zal verder worden uitgewerkt met behulp van specifiekere modellen. Hiermee kunnen de te verwachten processen nog beter in beeld worden gebracht. Dit is wenselijk om tot een zo voorspelbaar mogelijke injectiestrategie te komen. Deze detailmodellering zal worden gebruikt om voorafgaand aan de CO₂-injectie de injectiestrategie en het Risicobeheerplan, Monitoringsplan, Plan van Correctieve Maatregelen en het Afsluitingsplan bij de opslagvergunning operationeel uit te werken en te actualiseren.
- De bevindingen uit deze modelstudies zullen worden besproken met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en haar adviseurs Staatstoezicht op de Mijnen (“**SodM**”), TNO-AGE, de Technische Commissie Bodembescherming en de Mijnraad zodat voorafgaand aan de start van CO₂-injectie inzicht is in alle relevante processen tijdens injectie en na ontmanteling van de offshore injectiefaciliteiten.

4.3. Opslagcapaciteit in de P18-reservoirs

Voordat CO₂-injectie in deze drie reservoirs plaatsvindt, zal de winning van aardgas uit de reservoirs worden gestopt ook als commerciële en technische productie nog niet is beëindigd. Zodoende vindt er geen gelijktijdige aardgaswinning en CO₂-injectie plaats op het Platform P18-A. De betrokken partijen, in het bijzonder de P18a en P18c vergunninghouders, en de productie-eigenaren van de P18-2,-4 en-6-velden zullen een overeenkomst tekenen op grond waarvan Porthos om de beëindiging van de productie kan verzoeken. De putten worden vervolgens omgebouwd voor injectie nadat productie is beëindigd. Productie en injectie kunnen niet tegelijkertijd plaatsvinden in een put. Nadat productie is gestopt, zal TAQA – net als de andere houders van winningsvergunningen voor de P18 velden - de Minister verzoeken om (gedeeltelijke) intrekking van de P18- (winnings) vergunningen die het gebied van de P18-2 en P18-4 polygons beslaat en mogelijk de (gedeeltelijke) intrekking van de P15c (winningsvergunning) die het gebied van de P18-6 polygon beslaat opdat CO₂-injectie onder de P18 opslagvergunningen niet geraakt kan worden door P18 (winnings)vergunningen.

De karakteristieken van deze reservoirs zijn in de onderstaande tabel weergegeven.

Tabel 2 Kenmerken van de P18-reservoirs.

Reservoir	Opslag capaciteit CO ₂ -gasmengsel (± 3%) incl. ca. 5% bijmenging	Reservoirdruk bij einde gasproductie	Initiële reservoirdruk op datum diepte (± 2%)	Initiële hydrostatische druk op datum diepte (± 2%)
P18-2	32 Mton	14-20 bar	375 bar	351 bar
P18-4	8 Mton	14-20 bar	348 bar	332 bar
P18-6	1,4 Mton	57 bar	377 bar	360 bar

Deze opslagcapaciteit is gebaseerd op injectie en permanente opslag binnen de bewezen natuurlijke grenswaarden van de ondergrond en faciliteiten.

Reservoir P18-2

Het reservoir P18-2 heeft de grootste opslagcapaciteit van de P18-reservoirs. De oorspronkelijke druk (*virgin pressure*) bedraagt 375 bar. Bij een einddruk van 351 bar (hydrostatische druk op referentiediepte van 3400 mTVDss) na CO₂-injectie, is de opslagcapaciteit circa 32 Mton CO₂.

In het reservoir P18-2 zal CO₂-injectie plaatsvinden door middel van vier bestaande productieputten die na controle zullen worden geconverteerd naar injectieputten. Een van deze vier putten, put P18-2A6(S1) bestaat uit een hoofdtak en een zijtak (sidetrack). Deze kunnen niet simultaan geconverteerd worden tot injectieputten. De zijtak P18-2A6S1 zal permanent afgesloten worden en de hoofdtak P18-2A6 zal omgebouwd worden om geschikt te maken voor CO₂-injectie.

P18-4 - CO₂-opslag

De oorspronkelijke reservoirdruk in P18-4 was 348.5 bar, de hydrostatische druk bedraagt $330 \pm 2\%$ bar op referentiediepte van 3200 mTVDss. Met de hydrostatische druk als einddruk kan in het reservoir P18-4 circa 8 Mton CO₂ worden opgeslagen. In reservoir P18-4 is één operationele put aanwezig, P18-4A2. Ook deze put zal na controle geconverteerd worden naar een injectieput.

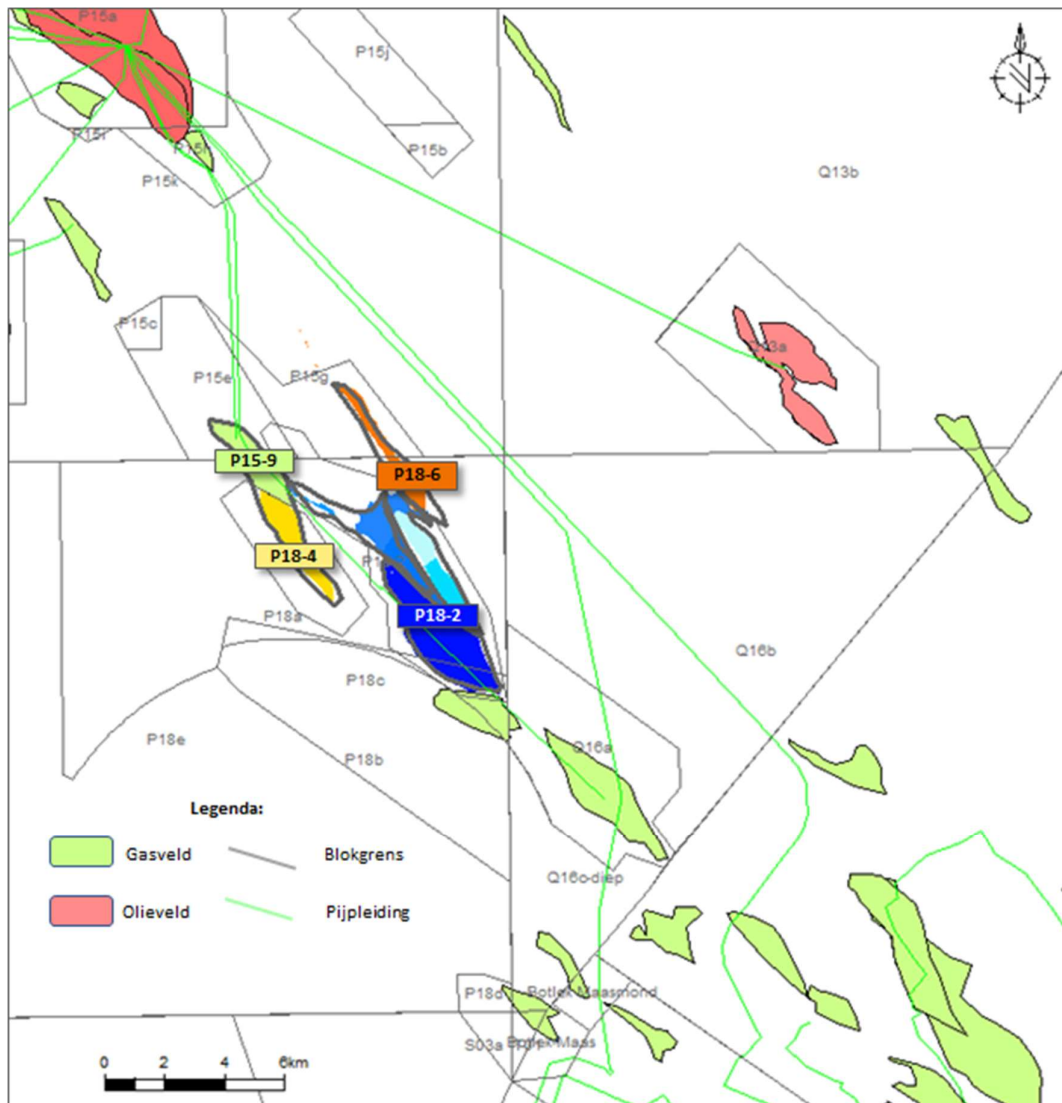
P18-6 - CO₂-opslag

De oorspronkelijke reservoirdruk in P18-6 was 377 bar, de hydrostatische druk bedraagt $361 \pm 2\%$ bar op referentiediepte van 3500 mTVDss. Met de hydrostatische druk als einddruk kan in reservoir P18-6 circa 0,6 Mton CO₂ worden opgeslagen. In reservoir P18-6 is één operationele put aanwezig, P18-6A7. In principe is deze put geschikt voor CO₂-injectie nadat deze is omgebouwd naar injectieput. Reservoir P18-6 heeft andere reservoir eigenschappen dan de andere twee P18-reservoirs. Zo is de permeabiliteit lager, waardoor een hogere injectietegendruk ontstaat. Ook heeft de enige put, P18-6A7, een smallere diameter onder in de put, waardoor de injectie via deze put geringer zou kunnen zijn. Reservoir P18-6 zal na depletie een resterende einddruk van circa 50 bar hebben.

5. Karakteristieken van opslag in P18-2

5.1. Ligging van de P18-reservoirs

Figuur 5 geeft de ligging weer van de P18-reservoirs en de omringende reservoirs, inclusief de bestaande pijpleidingen.



Figuur 5 Kaart van Blok P18 en directe omgeving. Gasreservoirs zijn groen, oliereservoirs zijn rood, pijpleidingen zijn rood (bron: NLOG).

5.2. Ligging Blokdelen P18a en P18c

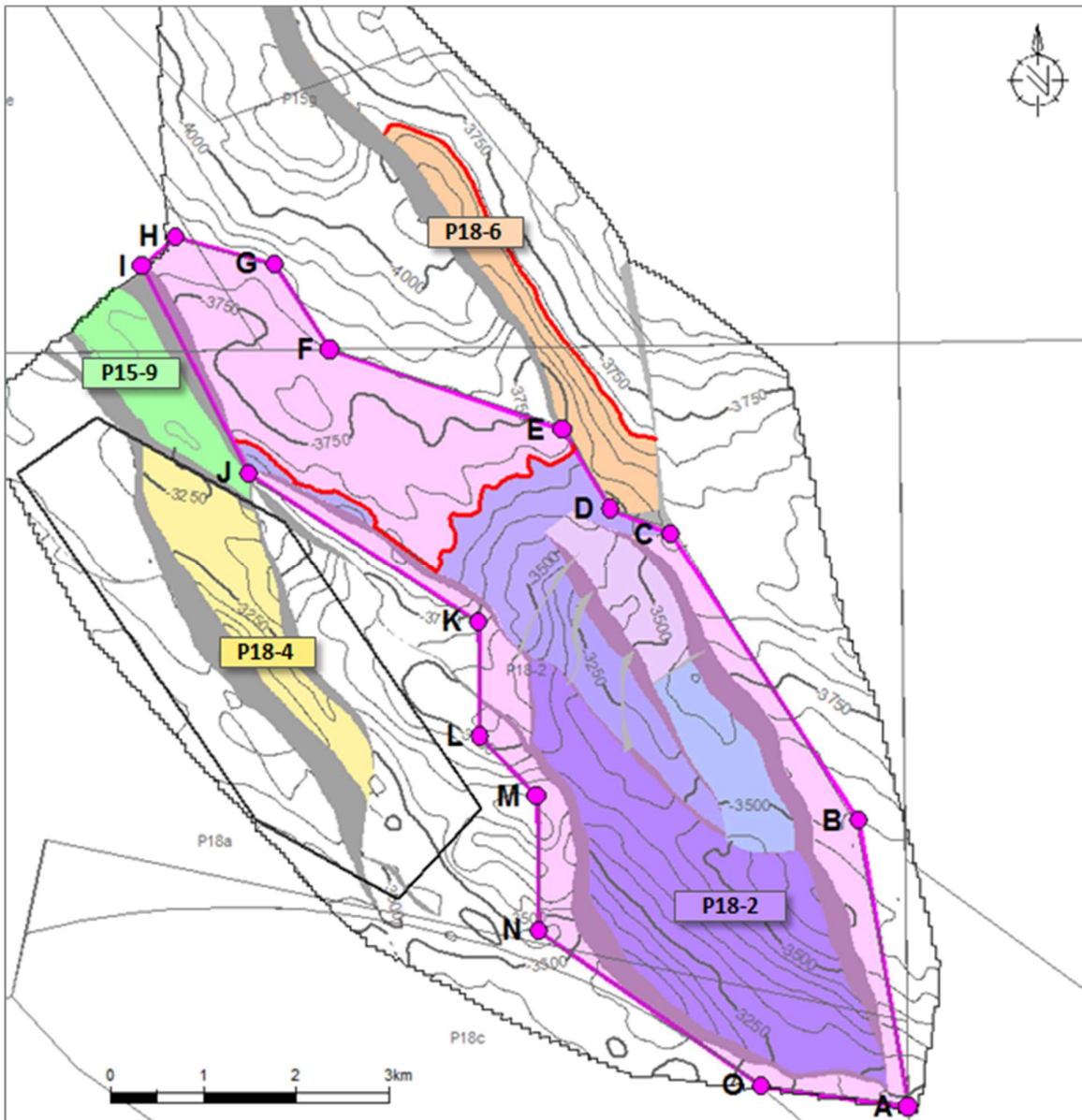
Figuur 6 geeft de ligging van de P18-reservoirs weer met daarbij de putten en de aanduiding van de Blokdelen. De Aanvraag voor een vergunning voor opslag van CO₂ in Blokdelen P15 en P18 van het Nederlandse continentaal plat heeft betrekking op het vergunningsgebied van de huidige P18a, P18b, P18c, P15e, en de P15g winningsvergunningen. Het overgrote deel ligt in het gebied waarvoor de huidige P18a winningsvergunning geldt.

5.3. Ligging van het P18-2-voorkomen

Figuur 6 toont Blok P18 met daarin aangegeven de contouren van de verschillende gasreservoirs. Deze gasreservoirs zijn vernoemd naar de putten waarmee ze zijn ontdekt: P18-2, P18-4 en P18-6. Centraal in de figuur is het reservoir P18-2 zichtbaar. Dit reservoir grenst aan de noordzijde aan het reservoir P18-6 en aan de zuidzijde aan reservoir P18-4. De contour van P18-2 is afgebakend door de punten A tot en met O. De coördinaten van deze punten zijn opgenomen in Tabel 3. De ligging van de coördinaten is uitgedrukt in geografische coördinaten in tabel 3, berekend volgens het stelsel van de Europese vereffening. De oppervlakte van reservoir P18-2 bedraagt 26,43 km².

Tabel 3 Coördinaten van de begrenzing van P18-2.

Punt	°	'	” O.L.	°	'	” N.B.
A	4	0	0,000	52	5	33,000
B	3	59	34,000	52	7	13,000
C	3	57	50,000	52	8	54,000
D	3	57	16,000	52	9	3,000
E	3	56	49,000	52	9	31,000
F	3	54	38,000	52	10	0,000
G	3	54	7,000	52	10	30,000
H	3	53	11,000	52	10	40,000
I	3	52	52,000	52	10	30,000
J	3	53	51,000	52	9	17,000
K	3	56	0,000	52	8	22,000
L	3	56	0,000	52	7	44,000
M	3	56	32,000	52	7	23,000
N	3	56	32,000	52	6	36,000
O	3	58	37,000	52	5	41,000



Figuur 6 Overzicht van de reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6, met de contour van het opslagvoorkomen P18-2, gedefinieerd door hoekpunten A t/m O.

De contour is hier weergegeven op een kaart van de bovengrens van de Hoofd-Germaanse Bontsandstein Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), tevens de bovengrens van het reservoir P18-2. De gekleurde vlakken geven de reservoircompartimenten van het reservoir P18-2 weer. Rode lijnen geven positie van oorspronkelijke gas-water contact aan.

De begrenzing van het opslagvoorkomen bepaalt tevens de laterale extensie van het gehele opslagcomplex P18-2, waarbij aan alle zijden nog in een onzekerheidsmarge is voorzien. De omtrek is vastgelegd op basis van de top Hoofd-Germaanse Bontsandstein Subgroep dieptekaart, die ook de *Top Reservoir* oppervlakte van het statische model vormt (zie Paragraaf 2.3 voor een volledige omschrijving van het opslagcomplex). Het zuidelijke deel van het Opslagcomplex P18-2 (van punt J tot punt C, via punt A) is door de aanwezigheid van grote grensbreuken goed gedefinieerd. Een marge van 100-500 meter buiten deze breuken is als onzekerheidsmarge meegenomen. Lijnstuk I-J vormt de grens met het producerende P15-9 gasveld, zodat hier de grensbreuk zelf als begrenzing is aangenomen. Het noordelijke deel van het P18-2-veld wordt gevormd door de locatie van het gas-water contact op een noordwaarts hellend laagvlak. De noordgrens van P18-2 is gevoelig voor onzekerheden in tijd-diepte conversie (met mogelijke verandering van hellingshoek en -richting van het top reservoir laagvlak tot gevolg) en diepte van het gas-water contact. Om hiertegen adequate zekerheid te bieden is de vergunningsgrens langs hoekpunten E t/m I ruim om de 3750 meter dieptecontour getrokken. Tot slot volgt lijnstuk E-D-C de grensbreuk tussen het P18-2- en P18-6-veld. Op deze drie punten komt de P18-2 vergunningsomtrek overeen met die van P18-6.

De bovenkant van reservoir P18-2 bevindt zich op 3.200 meter diepte.

5.4. Putten P18-2 en Platform P18-A

Het reservoir P18-2 wordt bereikt via zes putten waarvan vijf putten zijn geboord vanaf het bestaande Platform P18-A en één vrijstaande put op de zeebodem (P18-2-put). Twee van de vijf putten zijn gekoppeld, doordat het een oorspronkelijke put betreft met een zijtak. Alleen de oorspronkelijke put zal voor injectie worden gebruikt. In totaal zijn vier putten bestemd voor injectie van CO₂, zoals weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 Overzicht putten in de reservoirs P18-2.

Naam put	Status put	Bestemd voor injectie
P18-2A1	Producerend	Ja
P18-2A3	Producerend	Ja
P18-2A5	Producerend	Ja
P18-2A6	Producerend	Ja
P18-2A6S1	Producerend	Nee
P18-2	Verlaten (<i>suspended</i>)	Nee

Het Platform P18-A bevindt zich in Blok P18 op circa 20 kilometer van de kust, binnen de 12 zeemijlszone. Het productieplatform is gelegen op 52 graden, 07 minuten, 40,201 seconden N.B. en 03 graden, 56 minuten en 21,519 seconden O.L.

5.5. Periode van CO₂-injectie, aanlevering en samenstelling CO₂

De winningsactiviteiten in reservoir P18-2 zullen worden gestopt voor de start van de bouwfase en dus ver voor aanvang van de injectie van CO₂. De injectieperiode zal naar verwachting tussen de 15 en 20 jaar na opstart. De aanlevering van CO₂ door de industriële bedrijven, die een overeenkomst hebben getekend met Porthos, is voorzien via de Porthos transport infrastructuur. Vanuit Porthos zal als basislast 2,5 Mton CO₂ per jaar worden aangeleverd. De aangeleverde CO₂ zal worden verdeeld over de putten in de reservoirs P18-2 en P18-4 en mogelijk op termijn het reservoir P18-6.

Bij levering van afgevangen CO₂ aan de Porthos transport infrastructuur dient de samenstelling binnen vooraf afgesproken randvoorwaarden te blijven. Daarbij worden limieten voor iedere onzuiverheid gesteld en dient er minimaal 95% CO₂ aanwezig te zijn. De rest bestaat uit incidenteel aanwezige componenten afkomstig van de bedrijven.

Scenario's op basis van verschillende samenstelling van het gasmengsel

Als ontwerpbasis is gekozen voor een typische samenstelling van het te verwachten CO₂-gasmengsel van de leveranciers (mengsel 2 in Tabel 5). Mengsel 1, mengsel 2 en zuivere CO₂ worden in de Flow Assurance studie (zie daarin Tabel 9) gebruikt in scenario's voor respectievelijk normale of lage temperatuur van het mengsel en een hoge omgevingstemperatuur. Mengsel 3 is gebruikt bij berekeningen voor de compressor en de technische opslagcapaciteit¹⁷ en heeft voor de opslag modellering geen verdere relevantie.

Tabel 5 Typische CO₂-mengsels als ontwerpbasis.

		Maximale verontreiniging (mengsel 1)	Gemiddelde compositie (mengsel 2)	Compositie voor compressor (mengsel 3)	Zuiver Puur
		mol%	mol%	mol%	mol%
Koolstofdioxide	CO ₂	95,45	98,9915	95,077	100,0
Waterstof	H ₂	0,75	0,1876	1,000	-
Stikstof	N ₂	2,40	0,5795	2,000	-
Methaan	CH ₄	1,0	0,1422	1,000	-
Ethaan	C ₂ H ₆	-	0,004	-	-
Pentaaan	C ₅ H ₁₂	-	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	0,0458	0,200	-
Argon	Ar	0,40	0,0019	0,600	-
Water	H ₂ O	-	0,0031	0,004	-
Methanol	CH ₃ OH	-	0,025	-	-
Waterstofsulfide	H ₂ S	-	-	0,04	-
Zuurstof	O ₂	-	-	0,08	-

¹⁷ Storage Capacity Technical note Porthos 2020, bijlage.

5.6. Totaal opslagvolume CO₂

Het totale opslagvolume in P18-2 is berekend op 32 Mton \pm 3% CO₂-gasmengsel met een einddruk van het reservoir aan het einde van de injectieperiode gelijk aan de hydrostatische druk van 351 bar. In deze berekening is rekening gehouden met \pm 2% onzekerheid ten aanzien van de einddruk en 1% compactie. Aangezien het geïnjecteerde gasmengsel minimaal 95% CO₂ bevat, zal het totale opslagvolume 31,3 \pm 3% Mton zuivere CO₂ bevatten.

6. Technische en financiële mogelijkheden van de Aanvragers

6.1. Inleiding

De Aanvraag wordt gedaan door TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V. gezamenlijk. Hieronder worden de algemene, financiële en technische gegevens van beide Aanvragers afzonderlijk verstrekt. Verder wordt aangegeven onder welke voorwaarden de samenwerking tussen de Aanvragers plaatsvindt tijdens de beginfase van de beoogde looptijd van de hierbij aan te vragen vergunning voor P18-2.¹⁸ Ook zal worden uitgelegd (zie hiervoor Hoofdstuk 6.5) onder welke voorwaarden en volgens welke tijdlijn de Aanvragers de hierbij aan te vragen vergunning na goedkeuring van het bevoegd gezag zullen overdragen aan de PSO. Tevens wordt informatie verstrekt die aantoont dat is gezorgd voor professionele en technische ontwikkeling en training van de exploitant en van alle personeel voorafgaande, tijdens en na beëindiging van de injectie van CO₂.¹⁹

6.2. Algemene en financiële gegevens

6.2.1. TAQA Offshore B.V.

TAQA Offshore B.V. is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, statutair gevestigd in Den Haag, met adres (1817 BC) Alkmaar, Kruseman van Eltenweg 1 en handelsregisternummer 27273135²⁰.

De doelstelling van TAQA Offshore B.V. zoals blijkt uit de geldende statuten²¹ is exploratie, winning en opslag van aardgas.

De enig aandeelhouder van TAQA Offshore B.V. is TAQA Energy B.V. TAQA Energy B.V. is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid en is een 100% dochteronderneming van TAQA International B.V., die op haar beurt een 100% dochter is van Abu Dhabi National Energy Company PJSC, een naamloze vennootschap ingeschreven in Abu Dhabi, Verenigde Arabische Emiraten.

De jaarcijfers van Abu Dhabi National Energy Company PJSC en haar groepsmaatschappijen in Nederland worden gepubliceerd op geconsolideerde wijze door TAQA Energy B.V.²²

Het maatschappelijk kapitaal van TAQA Offshore B.V. is € 90.000, en bestaat uit 90.000 gewone aandelen van EUR 1. Het geplaatst kapitaal van TAQA Offshore B.V. is € 18.000. Het gestort kapitaal van TAQA Offshore B.V. is € 18.000. De reserves van TAQA Offshore B.V. per eind 2019 bestaat uit Agioreserves € 8.194.000, en Vrije

¹⁸ Artikel 25 onder a jo. Artikel 27 lid 1 onderdeel a Mijnbouwwet jo. artikel 31b onder c Mbw jo. artikel 1.3.1 lid 2 onder ajo. artikel 1.3.4 lid 2 en bijlage 1 Mbr.

¹⁹ Artikel 1.3.4a lid 6 onder c Mbr.

²⁰ Uittreksel van de Kamer van Koophandel van TAQA Offshore B.V., bijlage.

²¹ Statuten van TAQA Offshore B.V., bijlage.

²² Jaarcijfers 2019 van TAQA Offshore B.V., bijlage.

Reserves € 7.627.000. Het vreemd vermogen van TAQA Offshore B.V. per eind 2019 bestaat uit Voorzieningen € 120.267.000 waarvan € 120.267.000 opruimverplichtingen; Kortlopende schulden € 28.463.000.

De reserves van TAQA Energy B.V. per eind 2019 bestaan uit Agioreserves € 235.048.000, en Vrije Reserves € 214.123.000.

6.2.2. EBN CCS B.V.

EBN CCS B.V. is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, statutair gevestigd in Utrecht, met adres (3511 SV) Utrecht, Daalsesingel 1 en handelsregisternummer 78049504²³.

EBN CCS B.V. heeft tot doel, zoals blijkt uit de geldende statuten²⁴, om deel te nemen in een of meer ondernemingen die als beherend vennoot of commanditaire vennoot betrokken zijn bij de ontwikkeling en uitvoering van het Porthos-project, daarin op andere wijze een belang te nemen, daarover beheer te voeren, daarvoor financiering aan te trekken, hen te financieren, daarvoor zekerheid te stellen en 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.

De enig aandeelhouder van EBN CCS B.V. is EBN B.V., een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid, statutair gevestigd in Utrecht, met adres (3511 SV) Utrecht, Daalsesingel 1 en handelsregisternummer 14026250.²⁵ EBN B.V. heeft geen uiteindelijk belanghebbende (UBO).

EBN CCS BV: is opgericht 14 mei 2020, daarom is nog geen jaarverslag beschikbaar. Het jaarverslag van EBN B.V. over het boekjaar 2019 is bijgevoegd.²⁶ EBN zal de geconsolideerde (en goedgekeurde) jaarrekening van 2020 zodra deze is vastgesteld aan de Minister sturen.

De volgende cijfers zijn ontleend aan het jaarverslag eindigend 31 december 2019. Het eigen vermogen van EBN B.V. bedraagt € 775 miljoen, bestaande uit € 128 miljoen geplaatst en gestort aandelenkapitaal, € 450 miljoen agioreserve en € 197 miljoen onverdeelde winst. Het maatschappelijk kapitaal van EBN B.V. bedraagt € 128 miljoen, verdeeld in 284.750 gewone aandelen van elk nominaal € 450. Het maatschappelijk kapitaal is tevens geplaatst en volgestort. Het vreemd vermogen (in miljoenen euro's), betreffende de lang- en kortlopende schulden, bedraagt € 1.524 miljoen. Dit bestaat uit € 649 miljoen aan langlopende- en € 875 miljoen aan kortlopende schulden. De langlopende schulden bestaan uit opgenomen leningen ad € 532 miljoen en overige langlopende schulden € 117 miljoen. De kortlopende schulden bestaan uit aflossingsverplichtingen op leningen ad € 467 miljoen, crediteuren € 70 miljoen en overige kortlopende schulden € 338 miljoen. Daarnaast zijn er voorzieningen ad € 4.228 miljoen, bestaande uit langlopende voorzieningen ad € 3.993 miljoen en kortlopende voorzieningen ad € 235 miljoen. Voor nadere details verwijzen we naar het betreffende jaarverslag.

EBN B.V. heeft ter financiering van 30% van de voorgenomen investeringen in de opslagactiviteiten van EBN CCS B.V. een lening van haar aandeelhouder ter beschikking gekregen.²⁷ De aandeelhouder is de Staat,

²³ Uittreksel van de Kamer van Koophandel van EBN CCS B.V., bijlage.

²⁴ Statuten EBN CCS B.V., bijlage.

²⁵ Uittreksel van de Kamer van Koophandel van EBN B.V., bijlage.

²⁶ Jaarverslag 2019 van EBN, bijlage.

²⁷ Lening overeenkomst, bijlage.

vertegenwoordigd door EZK. De resterende 70% van de investeringen zal EBN B.V. uit reeds ter beschikking staande eigen liquide middelen financieren.

6.3. Technische gegevens

6.3.1. TAQA Offshore B.V.

TAQA Energy B.V. heeft jarenlange ervaring als Operator en uitvoerder in de zin van artikel 22 lid 5 van de Mijnbouwwet. TAQA Energy B.V. wint en produceert zowel offshore als onshore olie en gas uit verschillende kleinere velden in Nederland. Daarnaast opereert TAQA Storage B.V. in de regio Alkmaar twee ondergrondse gasopslagen: de Gasopslag Bergermeer en Piek Gas Installatie. TAQA Offshore B.V. is uitvoerder van de winningsvergunningen van olie en gas in de P15- en P18-Blokken, en TAQA Onshore B.V. is uitvoerder in de opslagvergunningen in de regio Alkmaar.

TAQA Offshore B.V. heeft het voorkomen P18-2 en het Platform P18-A, dat geschikt wordt gemaakt voor de met de Aanvraag beoogde opslagactiviteiten, in mede-eigendom. TAQA Offshore B.V. is de huidige Operator van het voorkomen P18-2 en het Platform P18-A. TAQA Offshore B.V. is vergunninghouder van de winningsvergunning van het voorkomen P18-2. TAQA Offshore B.V. is voornemens het voorkomen P18-2 en het Platform P18-A voor Porthos operationele datum beschikbaar te maken ten behoeve van de CO₂-opslagactiviteiten van Porthos.

TAQA Offshore B.V. heeft daarnaast een aanzienlijk aantal licenties en niet-operationele minderheidsbelangen (tot 30%) in olie- en gasvelden die in productie of in ontwikkeling zijn, met inbegrip van de bijbehorende transportinfrastructuur. De onderneming werkt samen met diverse joint venture partners en operators in offshore olie- en gasvelden in de A-, B-, F-, G-, M-, P- en Q-Blokken van de Nederlandse Noordzee en op het Nederlandse vasteland.

TAQA Energy B.V. heeft sinds de overname van BP Nederland Energie B.V. een strategie omarmt die erop geënt is om het gebied rondom haar faciliteiten verder te ontwikkelen. Deze strategie heeft zich in de laatste jaren vertaald in de volgende ontwikkelingen en activiteiten om de winning van koolwaterstoffen verder te optimaliseren:

- Herontwikkeling P15 Rijn olie: na een totale ontwikkeling- en constructieperiode van drie jaar, en een totale investering van € 58 miljoen euro, is in november 2011 het Rijnveld succesvol opnieuw opgestart.
- Investering Amstelveld: in 2008 heeft TAQA Offshore B.V. een 10% belang genomen in de Q13a licentie, waarmee de ontwikkeling van het Amstel olieveld vorm heeft gekregen.
- Regelmatig worden putten gelegen in de P15/P18 licenties nader geanalyseerd en worden exploratie- en ontwikkelingsputten (P15 Rijn-A2z, P15-Rijn-A13z, P15-19, P15-20, P18-07) geboord of wordt deelgenomen aan boringen door derden (bijv. P11-11, P11-12, P18-08 en MSG-03), teneinde de productie en winbare reserves rond P15-P18 te maximaliseren.
- Na ingebruikname van het Amstelveld in 2014, waarvan de gewonnen olie en gas op het centraal gelegen P15-ACD complex worden behandeld, is actief gezocht naar verdere mogelijkheden om de centrale functie van het P15-ACD complex in de grotere P/Q area verder te ontwikkelen. Dat heeft geleid tot aansluiting van de platformen, P11-E (2016), Q10-A (2019) en P11-B (2019) op het P15-ACD complex, middels nieuw aangelegde pijpleidingen. Op dit P15-ACD complex vindt gasbehandeling plaats tot specificaties zoals die gelden voor het landelijke gastransport. Het behandelde gas wordt middels een 26" gasexportleiding op de Maasvlakte geleverd, zonder dat daarvoor onshore verdere behandeling nodig is. Op het P15-ACD complex vindt tevens behandeling plaats van olie en met de gasproductie

vrijkomende condensaat, welke na behandeling middels een 10" exportleiding rechtstreeks geleverd wordt aan de Raffinaderij van de firma BP in de Europort.

- Behalve bovenstaande uitbreidingsactiviteiten is TAQA Energy B.V. tevens actief met het ontmantelen van niet langer producerende putten, zowel on- als offshore. In voorgaande jaren zijn reeds een 6- tal offshore putten en 10-tal onshore putten, permanent door TAQA Energy B.V. ontmanteld. TAQA Energy B.V. is daarbij tevens nauw betrokken bij ontmantelingsprogramma's die door derden voor haar worden uitgevoerd, en waar TAQA Energy B.V. op basis van haar medevergunningshouderschap in de winnings- en exploratievergunningen, technische reviews uitvoert en financiële goedkeuring moet verlenen.
- TAQA Storage B.V. is Operator van de ondergrondse Gasopslag Bergermeer in de regio Alkmaar. Hierbij is optimaal gebruikgemaakt van de al bestaande mijnbouwinstallaties voor nieuwe ontwikkelingen naast de aanleg van 14 nieuwe putten, leidingsystemen en een gasbehandelingsinstallatie. Onderdeel van het exploiteren van deze gasopslag is intensieve monitoring van bodembeweging (daling/stijging en trillingen).
- TAQA Storage B.V. is Operator van de ondergrondse Gasopslag Alkmaar op bedrijventerrein Boekelermeer. Deze installatie levert sinds 1997 bij een sterk verhoogde gasvraag heel snel extra gas aan het gasnet.
- In de Bergen II winningsvergunning die door TAQA Onshore B.V. wordt geopereerd namens haar joint venture partners doet TAQA Onshore B.V. de evaluatie van, en onderneemt initiatieven tot exploratie om het gebied rond de bestaande gasbehandeling- en transport infrastructuur in de Bergen en de aangrenzende Middellie licentie verder te ontwikkelen.

Uit bovenstaande blijkt dat TAQA Energy B.V. uitgebreide ervaring heeft op het gebied van ontwikkelen, herontwikkelen en exploiteren van olie- en gasvelden alsmede gasopslagen.

6.3.2. Veiligheids- en milieuprestaties van de Operator

TAQA Energy B.V. is verantwoordelijk voor een veilige en milieuverantwoorde uitvoering van haar taken die zij uitvoert in het kader van de verkregen opsporings-, opslag- en winningsvergunningen. De toezichthouder heeft een compleet en actueel beeld van de mate waarin TAQA Energy B.V. een verantwoord en efficiënt beleid op gebied van veiligheid en milieu voert. Ook is inzichtelijk hoe TAQA Energy B.V. daarin nu en in het verleden heeft gepresteerd. Dit is gebaseerd op de kennis bij de toezichthouder over de systemen en instrumenten zoals hieronder worden uitgelegd en het inzicht en de controle op de door TAQA Energy B.V. aan de toezichthouder gerapporteerde milieu- en veiligheid kritische parameters.

Overkoepelend heeft TAQA Energy B.V. een Milieu- Veiligheids- en Gezondheidsbeleid geformuleerd dat het doel en de visie van TAQA Energy B.V. ten aanzien van veiligheid en milieuprestaties in haar operaties beschrijft.

Invulling aan het MVG-beleid wordt op een gestructureerde wijze binnen TAQA Energy B.V. vormgegeven met het TAQA-managementsysteem of TMS, gebaseerd op de internationale normen voor milieuzorg, kwaliteit en veiligheid. Binnen dit TMS zijn diverse systemen en instrumenten actief die invulling geven aan de verschillende fasen om te komen tot een continu proces van verbeteringen conform de Kwaliteitscirkel van Deming: *Plan-Do-Check-Act*. Hiermee worden risico's geïdentificeerd, beoordeeld, gemitigeerd en op goede werking gecontroleerd. Ook borgt het de opvolging van direct geldende wettelijke eisen en vergunningsvoorschriften volgend uit vergunningen en instemmingsbesluiten.

Toezicht hierop vindt plaats door de toezichthouder door middel van diverse periodieke rapportages, inspecties en bezoeken. In het onderstaande wordt meer concreet ingegaan op:

- Systemen en instrumenten (een niet limitatief overzicht) die binnen het TMS actief zijn om aan de kant van TAQA Energy B.V. invulling te geven aan het continue proces van verbeteringen; en
- De wijze waarop de toezichhouder inzage heeft in, en controle heeft op, de prestaties op dit gebied (rapportages, controles, bezoeken en inspecties).

TAQA Energy B.V.'s systemen en instrumenten

Management of Change (MOC)

Voor wijzigingen aan installaties of processen wordt de procedure Management of Change doorlopen. Deze werkwijze wordt, voor de door de verschillende disciplines uit te voeren checks en te nemen acties, ondersteund door een digitaal *tracking* systeem genaamd eMOC. De disciplines *safety* en milieu maken voor iedere stap (*change data - evaluate - design - prepare - implement - close out*) een schriftelijke (digitale) goedkeuring van deze disciplines noodzakelijk.

Management van Safety and Environmental Critical Elements ("SECE's")

SECEs zijn geïdentificeerd en gedefinieerd in lijn met de Offshore Safety Directive en worden door een onafhankelijke partij regelmatig geverifieerd.

Maximo

Onderhoud, interne en externe inspecties en keuringen voor de installaties worden ingepland, uitgevoerd en geregistreerd met behulp van het onderhoudsprogramma MAXIMO.

HSSE Zorgsysteem

Ondersteunend is het HSSE²⁸ Zorgsysteem, ook onderdeel van het TMS, ontwikkeld en in werking conform de internationale richtlijn ISO 14001 voor milieuzorgsystemen en ISO 45001 managementsysteem voor gezond en veilig werken. Verder beschikt TAQA Energy B.V. over een certificaat op basis van ISO 9001.

Alle binnen de inrichting werkzame personen worden voorgelicht en geïnstrueerd omtrent het (milieu- en veiligheids) beleid van het bedrijf, de mogelijkheden van het doen van voorstellen voor verbetering van de procesvoering, net en zorgvuldig werken, zuinig gebruik van grondstoffen en energie.

Permanent aandacht voor zorgvuldig werken en het naleven van de voorschriften, het opruimen van gemorste stoffen, interne controle op eventuele lekkages van tanks en leidingen en de aanwezigheid van voldoende absorptiemateriaal worden met regelmaat via interne campagnes (opnieuw) gepromoot en actief gecontroleerd.

Milieu Data Systeem (MIDAS)

Voor het meten, registreren en monitoren van emissies naar de lucht en naar water heeft TAQA Energy B.V. het emissie monitorings- en registratiesysteem MIDAS of Milieu Data Systeem ontwikkeld en in werking.

Dit systeem maakt gebruik van de 'ruwe' procesgegevens uit het procescontrolesysteem PI, concentratiemetingen en emissiefactoren. Deze data worden verwerkt in het MIDAS systeem, voor zowel on- als offshore, tot overzichtelijke diagrammen, waarmee alle medewerkers van TAQA Energy B.V. inzicht hebben in de milieuprestaties van de verschillende locaties en op installatieniveau. MIDAS geeft daarbij een goede basis om inzichtelijk te krijgen waar TAQA Energy B.V. verbeteringen efficiënt kan doorvoeren.

²⁸ *Health, Safety, Security and Health.*

Corrosie Management

Het corrosie management dat TAQA Energy B.V. voert is onderdeel van het pijpleiding integrity managementsysteem (PIMS), per individueel onderdeel van de installatie.

Vergunningen en instemmingen

Locaties on- en offshore beschikken over vigerende vergunningen op het gebied van de Wabo, de mijnbouwregelgeving (> 12 mijlszone) en Natuurbeschermingswetgeving. Ten aanzien van de inhoud hiervan worden onshore periodieke interne audits gehouden. Daarnaast zijn onshore opslag- en winningsplannen vigerend, die voorschriften bevatten ten aanzien van de wijze van uitvoering van de activiteiten.

ACT

Een digitaal *tracking* systeem van te nemen acties en de opvolging daarvan wordt mede gebruikt voor het onderzoeken van incidenten, herstellen van de gewenste situatie en nemen van maatregelen om herhaling te voorkomen.

Werkvergunningensysteem

Werkzaamheden met een verhoogd risico (door werknemers of derden) moeten worden vergezeld van een werkvergunning. In de werkvergunningsprocedure is voorgeschreven hoe door middel van werkvergunningen en taakrisicoanalyses ("TRA") op effectieve wijze de risico's voor mensen, milieu, installaties en reputatie beheerst dienen te worden.

12 Essential Safety Rules

Iedereen die voor of uit naam van TAQA Energy B.V. werkt, is verantwoordelijk voor de eigen veiligheid en voor die van de mensen om zich heen. TAQA Energy B.V.'s *12 Essential Safety Rules* zijn ontleend aan een analyse van de meest voorkomende oorzaken van ongevallen in de mijnbouwindustrie. Deze veiligheidsvoorschriften worden strikt gehandhaafd om de veiligheid van de mensen te waarborgen. TAQA Energy B.V. verwacht en ziet erop toe dat iedereen op haar locaties, van medewerkers tot bezoekers, zich aan deze essentiële veiligheidsregels houdt.

De controle door de toezichthouder

Conform vergunningvoorwaarden en uitgangspunten van rechtstreeks geldende regelgeving en beleid worden veiligheids, gezondheids en milieuparameters periodiek gerapporteerd aan de toezichthouder. Voorbeelden hiervan zijn (niet limitatief):

- Veiligheidsstatistieken, inclusief *unplanned environmental impact (spills)*;
- Emissies naar het water (aromaten, alifaten) en de lucht (b.v. CH₄, CO₂, NO_x) binnen de jaarlijkse milieujaarverslagrapportage;
- Emissie van CO₂ van locaties die vallen onder het Europese emissiehandelsstelsel;
- Emissie van NO_x binnen het jaarlijkse NO_x-verslag (offshore);
- Energieproductie en verbruik via de zogenaamde meerjarenafspraken;
- Verbruik van koelmiddelen;
- Microseismische data en gps-data (onshore);
- Injectie van productiewater in de diepe ondergrond;
- Gebruik en lozing van mijnbouwchemicaliën;
- Stralingsbescherming gerelateerde gegevens en jaarrapportages;
- Status sanering bodemvervuiling onshore.

Werkzaamheden aan putten, putverbuizing en installaties worden conform de systematiek van het Besluit algemene regels mijnbouw en de voorwaarden van het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling ter goedkeuring dan wel instemming aan bevoegd gezag en toezichthouder voorgelegd. Veiligheidsrapporten onshore op grond van het Besluit Risico's Zware Ongevallen (“BRZO”) installaties worden periodiek geüpdatet en gecontroleerd door de toezichthouder, en beoordeeld mede door de veiligheidsregio en brandweerorganisatie. Voor offshore worden hiervoor de Veiligheid en Gezondheid (“VG”) documenten gebruikt, die tevens zijn geharmoniseerd met de regelgeving volgend uit de *Offshore Safety Directive*.

Ongewone voorvallen meldt TAQA Energy B.V. aan de toezichthouder conform de NOGEPa standaard 86 (reporting of accidents and incidents). Gevallen van optredende milieuvervuiling onshore en offshore worden direct aan SodM gemeld. Telefonisch, en daaropvolgend schriftelijk.

Controle en check op de actuele naleving van de door TAQA Energy B.V. ontwikkelde instrumenten en vergunningsvoorwaarden vindt daarnaast regelmatig in het veld plaats door de toezichthouder, zowel aangekondigd als onaangekondigd, in wisselende teams samengesteld uit diverse disciplines binnen de organisatie van de toezichthouder. Ook vindt informatief overleg plaats tussen toezichthouder en TAQA Energy B.V., bij voorbeeld voor de bespreking van aangeleverde rapportages of over de voortgang van verbeteringsprocessen in relatie tot emissies.

Voor TAQA Energy B.V. is binnen de organisatie van de toezichthouder een centrale accountmanager aangewezen.

6.3.3. EBN CCS B.V.

EBN heeft vanuit de deelneming in het opsporen en winnen van olie en gas een grote kennis opgebouwd in het efficiënt en verantwoord ondernemen in de ondergrond, specifiek in het voorkomen P18-2 waarin de opslag van CO₂-opslag wordt beoogd. EBN B.V. heeft – gelet op de aan haar opgedragen taken – een (gedeeld) belang in het voorkomen P18-2 en het Platform P18-A, dat geschikt wordt gemaakt voor de met de Aanvraag beoogde werkzaamheden. De organisatie heeft expertise op gebied van engineering van offshore olie- en gasinfrastructuur zoals productieplatforms en onderzeese pijpleidingen. Daarnaast is er kennis van de ondergrond ten behoeve van de opsporing, modellering en beheer van geologische voorkomens. EBN B.V. beschikt over de kennis voor het boren, completeren, beheren en opereren van olie- en gasputten, evenals de geofysische deskundigheid met betrekking tot opsporing en monitoring van voorkomens.

6.4. Professioneel, technisch en getraind personeel

In deze paragraaf wordt informatie verstrekt die aantoont dat is gezorgd voor professionele en technische ontwikkeling en training van alle personeel van de exploitant operator voorafgaande, tijdens en na beëindiging van de injectie van CO₂.²⁹

De voorgestelde huidige structuur waarin TAQA en EBN CCS bevoegd gezag het mede-houderschap van de opslagvergunning voor P18-2 aanvragen met TAQA als Operator en de reeds in dit Deel I toegelichte

²⁹ Artikel 1.3.4a lid 6 onder c Mijnbouwregeling.

voorgestelde toekomstige structuur met PSO als vergunninghouder en Operator, en de geplande ontwikkeling van de huidige naar de finale structuur worden hieronder toegelicht.

Het Porthos-project ten behoeve waarvan de Aanvragers de Aanvraag doen, is een ontwerp-, ontwikkelings- en operationeel project in diverse fasen. De huidige organisaties van TAQA en EBN CCS zijn toegesneden op hun huidige activiteiten. De organisaties zullen worden aangepast voorafgaand aan en ten behoeve van de constructiefase en vervolgens voor de operationele CO₂-opslagfase. Er is sprake van een gefaseerde groei en ontwikkeling van de organisatie.

De organisatie heeft voldoende personeel voor de huidige fase. Meer personeel zal worden betrokken voor toekomstige stadia van het project. Het personeel van de Aanvragers zal elkaar aanvullen in de komende perioden om ontwikkeling van vaardigheden te verzekeren bij elk van de bedrijven. Waar en wanneer tijdelijk aanvullende vaardigheden nodig zijn, zal deze worden gecontracteerd. Personeelsbestand is daarmee flexibel, adequaat en een combinatie van eigen mensen en contractors. Dit is gebruikelijk voor de offshore-industrie. Het huidige kernteam voor de fasen van business development, feasibility en design bestaat uit een vergunningen specialist, een operationeel specialist met meer dan 10 jaar ervaring in voorbereidende CO₂ opslagactiviteiten, en een drilling & wells manager, die het recompleting en abandoneringsplan voor de put in het P18-4 reservoir in de aanvraag voor de Opslagvergunning P18-4 heeft geschreven, en een volledig onderhouds- en operationeel team dat decennialang aan het Platform P18-A en de putten werkt.

Het personeel van zowel TAQA Offshore als EBN CCS werkt al sinds eind 2017 samen aan de technische aspecten van de toekomstige CO₂-opslagactiviteiten. Voor die tijd werkten zij al samen tijdens het ROAD-project tussen 2009-2016. De technische en operationele kennis en ervaring van winnings- en opslagactiviteiten wordt dus aangevuld met specifieke kennis van CO₂-opslag. Het voltallige personeel dat zal gaan werken aan de CO₂-operaties van zowel TAQA Offshore als EBN CCS zal tijdig voor eerste injectie (verwacht in 2024) getraind zijn c.q. worden in alle specifiek voor CO₂-opslag benodigde vaardigheden. Tevens zal tijdens en na beëindiging van de injectie van CO₂ de professionele en technische ontwikkeling en training van TAQA Offshore en EBN CCS op niveau worden gehouden.

Zoals uitgelegd in Paragraaf 2.5 zal professionele en technische ontwikkeling en training van personeel ook in de toekomst worden gewaarborgd. De PSO zal een operationele organisatie die het CO₂ transport en opslagsysteem beheert/opereert ontwikkelen downstream van de CO₂-invoedingspunten tot en met de opslag in de diepe ondergrond.

TAQA Offshore en EBN CCS kunnen te allen tijde gebruik maken van de technische mogelijkheden van de moederbedrijven, TAQA Energy en EBN, en eventuele zusterbedrijven, zoals TAQA Storage B.V. De medewerkers zijn dezelfde. Er is geen sprake van compartimentalisering, wie werkt bij TAQA Energy B.V. werkt ook bij TAQA Offshore en TAQA Onshore B.V. en TAQA Storage B.V. In paragraaf 6.5 wordt het organisatieplan van de PSO beschreven. Daar wordt ook toegelicht dat overdracht van competenties van TAQA van offshore en subsurface plaatsvindt in de technisch-operationele fase na ingebruikneming van het Porthos Systeem ("RFO"). Verder wordt ook het integratietraject beschreven en de overdracht van kennis en ervaring.

TAQA Energy B.V. zorgt ervoor dat al het personeel dat op haar faciliteiten werkt, wordt opgeleid in overeenstemming met de richtlijnen van NOGEPA. Voor elke functie zijn verplichte opleidingseisen geïdentificeerd en certificering op deze eis wordt geregistreerd in een opleidingsdatabase. Dit heeft betrekking op de algemene veiligheidsnormen van TAQA Energy B.V. en andere HSSE-vereisten, evenals op technische certificering. Er is 95% compliance met betrekking tot verplichte training en dit wordt bereikt door tijdige waarschuwingen vanuit de trainingsdatabase, het aanbieden van online registratie en de toewijzing van een

toegewijde trainingscoördinator. Daarnaast worden professionele opleidingsnormen nageleefd en worden regelmatig opleidingen gevolgd in verschillende vakgebieden.

TAQA Energy is een offshore operating company met 40 jaar ervaring in efficiënte, veilige operaties (op zee en op land) in overeenstemming met wet- en regelgeving. Het personeelsaannamebeleid en de personeelsfuncties wordt toegesneden op de daadwerkelijke behoeften van de operationele activiteiten en aan de hand van wettelijke en operationele vereisten. Personeel krijgt training volgens de hoogst geldende industriële standaarden ('best practices') en de NOGEPA-standaarden. Deze "best practices" zijn te vinden op de NOGEPA-website; <https://www.nogepa.nl/downloads/standardsguidelines/>. Het betreft: Standard 1 – Training for the Oil & Gas Industry, Standard 2 – Training Evaluation Procedure, Standard 3 – Competency of Personnel.

TAQA Energy B.V.'s organisatie is toegewijd aan gasproductie offshore en gasproductie en -opslag onshore. In de beginfasen wordt het project van personeel/ contractors voorzien op een ad hoc basis door personeel/ contractors van bestaande disciplines. Tijdens de ontwerp, constructie en operationele fases van het project zal de organisatie zich verder ontwikkelen. Een schets van een organogram op hoofdlijnen voor de huidige activiteiten staat in Figuur 7.

In de periode vanaf 1e injectie ziet de organisatie van TAQA er als volgt uit. Het Platform P18-A en de putten zullen worden bediend en onderhouden door hetzelfde team als de P15-platforms en putten, maar er zullen enkele extra competenties worden toegevoegd aan bestaand personeel of extra personeel met specifieke vaardigheden/ ervaring zal worden ingehuurd of gecontracteerd waar nog niet beschikbaar.

Integrity

Uitbreiding van de bestaande integriteitsexpertise zal plaatsvinden om de nieuwe verantwoordelijkheden van het ontvangen en injecteren van de CO₂-stroom te dekken. Met name het monitoren en voorspellen van CO₂-corrosie en lage temperaturen door bestaande gekwalificeerde integriteitsingenieurs.

Beheer van externe monitoringsapparatuur

De aanwezigheid van CO₂ buiten de leidingen kan worden gecontroleerd door camera's (visuele en temperatuurdetectie) en door CO₂-detectiesystemen. Deze worden regelmatig gecontroleerd en gekalibreerd. Dit zijn extra taken van bestaande instrumentingenieurs.

Monitoring van injectie gerelateerde gegevens en modellering van reservoirgedrag

Druk- en temperatuursensoren die aan de oppervlak en in de injectieputten zijn geïnstalleerd (er zijn geen observatieputten, observatieputten hebben geen nut in uitgeputte drukreservoirs en voegen een aanzienlijk risico op corrosie en lekkage toe) zullen de injectieprestaties volgen en het mogelijk maken om gedrag in de reservoirs te modelleren. Dit wordt gedaan door traditionele reservoiringenieurs. Training met CO₂-fasegedragsmodules in reservoirsimulators is vereist.

Vergunningen en legal

Vergunningen experts en juristen zullen wet- en regelgeving voortdurend volgen terwijl deze evolueert om ervoor te zorgen dat aan alle verplichtingen wordt voldaan en documenten en rapporten up to date worden gehouden.

Boekhouding

De geïnjecteerde hoeveelheden zullen worden afgeleid uit de toewijzingsprocedures tussen putten op basis van de geaggregeerde flowmetingen aan land. Een register wordt bijgehouden en gerapporteerd als regelgeving en contract vereisen. Dit werk vereist geen speciale vaardigheden of training. Het boekhoudteam houdt reeds emissies en emissierechten met betrekking tot de installaties bij.

Operations & Maintenance

Het operationele en onderhoudspersoneel wordt speciaal opgeleid om zich bewust te zijn van en te weten hoe zich te gedragen en te reageren in aanwezigheid van CO₂ en in aanwezigheid van het risico op CO₂.

HSSE

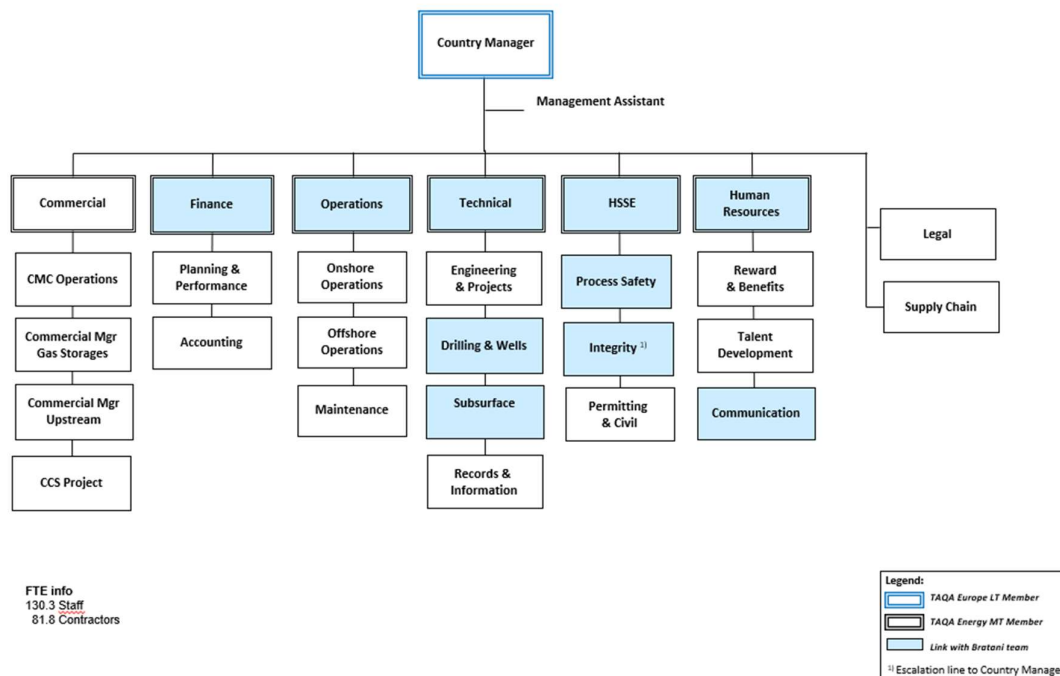
De veiligheidsprocedures voor noodsituaties worden geupdate voor het risico van aanwezigheid van CO₂. Een soortgelijke opleiding is vereist voor al het personeel van de aannemer dat het (onbemande) Platform P18-A bezoekt.

Goed onderhoud en uiteindelijk goede ontmanteling. Het boor- en boorteam zal gekwalificeerd zijn om al deze werkzaamheden in dezelfde mate uit te voeren als het operationele en onderhoudspersoneel.

De organisatie van TAQA zal zich ontwikkelen voor de eerste injectie van CO₂ en zal blijven bestaan zolang TAQA actief is of operationele diensten verleent aan het platform en de putten. Het organogram van de TAQA-organisatie is als volgt:

TAQA Energy B.V.
Organization – Overview

CONFIDENTIAL



Figuur 7 Organogram TAQA organisatie.

De samenstelling van het EBN Technology Team dat aan de technische aspecten van de toekomstige CO₂-opslagactiviteiten werkt, is als volgt: 1 voltijds Process Engineer, 2 voltijds Flow Assurance Engineers, 1 voltijds Well Engineer, 1 voltijds Production Engineer, 2,5 voltijds Reservoir Engineers, 2,5 voltijds Geologen, 1 voltijds Technical Subsurface Manager en 1 voltijds Technology Teamlead. In aanvulling daarop zijn andere disciplines vertegenwoordigd in het EBN CCS team, zoals commerciële, public affairs en juridisch adviseurs. Op basis van

reeds gerekruteerde en in de komende jaren in te huren en te ontwikkelen kennis en ervaring wil EBN CCS in samenwerking met de Porthos-partners, en in de vorm van de PSO – zoals hieronder toegelicht - een regierol vervullen en verantwoordelijkheid nemen om voor de lange termijn veilig en efficiënt CO₂ op te slaan in de P18-reservoirs. Het personeel van EBN CCS is hoog gekwalificeerd, professionele opleidingsnormen worden nageleefd en regelmatig worden opleidingen gevolgd in verschillende vakgebieden zoals onder andere geologie, reservoir engineering, subsurface, wells, flow assurance.

6.5. Porthos System Operator – Organisatieplan

6.5.1. Opslagvergunning en transport- en opslag operaties

De Porthos partijen zijn enkele maanden intensief bezig om een passende organisatie te ontwerpen voor de PSO van het Porthos Systeem. Het is een model waarbij de opslagvergunninghouder voor Porthos tevens Operator is en dus nauw verweven met de toekomstige CO₂ transport- en opslagoperaties binnen Porthos. Onderdeel daarvan is dat de PSO-houder van de opslagvergunningen wordt en tevens Operator onder de Mijnbouwwet- en regelgeving na de goedkeuring van de Minister. Porthos richt de PSO in conform de actuele on- en offshore wet- en regelgeving. De oprichting van de juridische entiteit is voorzien voor 3^e kwartaal 2021.

Na een periode van intensieve samenwerking en een deugdelijke en zorgvuldige overdracht van verantwoordelijkheden en verplichtingen, is het de bedoeling dat de Aanvragers uit de opslagvergunning zullen stappen ten gunste van de PSO voorafgaand aan de platform modificaties en well work overs. Gedurende de technisch operationele fase die 1,5 tot 2 jaar zal duren, zal TAQA betrokken blijven om services te blijven verlenen voor de nieuwe vergunninghouder.

6.5.2. Verantwoordelijkheden van de PSO

Porthos Development C.V., de projectvennootschap van GU, HbR en EBN CCS is verantwoordelijk voor het ontwerp, de bouw en oplevering van een CO₂ transport en opslagsysteem. PSO wordt verantwoordelijk voor het opereren van het te bouwen Porthos Systeem.

Tijdens de ontwikkel- en bouwfase van het Porthos Systeem is PSO als toekomstige systeembeheer intensief betrokken bij essentiële keuzes en de ingebruikname van het systeem (*commissioning* fase) teneinde een *fit for purpose* CO₂ transport- en opslagsysteem en systeembeheerder te kunnen opleveren.

Na *commissioning* en vlak voor technische ingebruikname van het Porthos Systeem, wordt het beheer van dit systeem door de Porthos Development C.V. formeel aan de PSO overgedragen. Vanaf RFO en tijdens de operationele fase draagt de PSO als Operator de operationele verantwoordelijkheid van het Porthos Systeem in de breedste zin van het woord (transport- en opslag) en rapporteert de PSO aan de eigenaren van het transport- en opslagsysteem; dat wil zeggen de dochtervennootschappen van HbR, GU, en EBN CCS. De PSO wordt verantwoordelijk voor het dagelijks contractmanagement (nominaties, compliance technische specificaties, onderhoud etc) met de emitters. Als opslagvergunninghouder is de PSO enig aanspreekpersoon voor het bevoegd gezag en vanuit een eigen verantwoordelijkheid gehouden tot nakoming van alle verplichtingen uit de Mijnbouwwet- en regelgeving, overig toepasselijk recht en verplichtingen uit de P18-2, P18-4 en P18-6 opslagvergunningen. De PSO zal werken conform de *best operating practices* in de exploratie en productiesector. In de joint venture overeenkomsten is afgesproken dat PSO te allen tijde over alle zeggenschap en middelen zal beschikken om deze verplichting adequaat na te kunnen komen.

Het organisatievoorstel voor de PSO is gebaseerd op de stabiele operating periode na ingebruikname van het systeem. Gedurende de bedrijf-intensieve technische operationele fase wordt gebruik gemaakt van een advies en supportgroep (“**Start Up Support Group**”). Hieronder wordt dit verder uitgelegd.

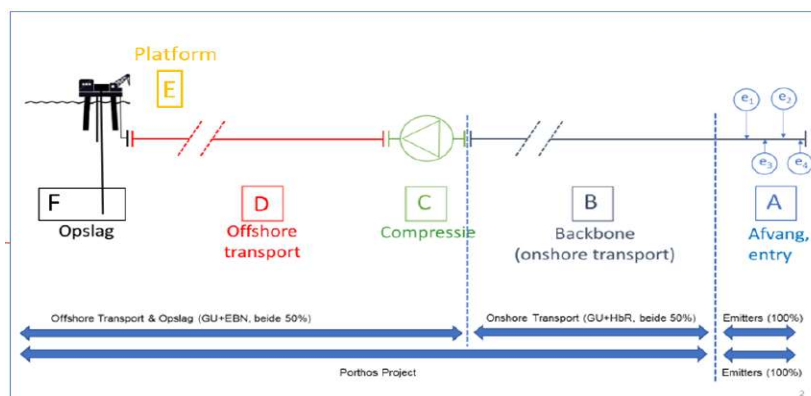
De PSO is als Technical System Operator de organisatie die alle feitelijke werkzaamheden verricht (of daartoe opdracht verleend) aan het Porthos Systeem vanaf RFO. De PSO voldoet minimaal aan de volgende eisen (en dat te allen tijde):

- Ter zake kundig management
- Vakbekwaam en ervaren personeel om processen te beheersen
- Personeel bekend met Nederlandse wet- en regelgeving
- Organisatie in staat om adequaat te handelen bij calamiteiten
- Plan van aanpak en processen geïmplementeerd voorafgaande aan de werkzaamheden

6.5.3. Taak van de PSO

Het is de taak van de PSO om het CO₂ transport- en opslagsysteem te opereren vanaf de CO₂ invoedpunten (bij emitters) tot en met de opslag in de diepe ondergrond (zie Figuur 8), inclusief:

- Backbone (onshore transport)
- Compressor
- Offshore transportleiding
- Platform inclusief putten
- Reservoir
- Inclusief contractmanagement emitters
- Advies aansluiting nieuwe infra & klanten
- Exclusief Business Development.



Figuur 8 Het Porthos Systeem.

De taken en verantwoordelijkheden van de PSO zijn in de Porthos joint venture agreements vastgelegd. In Q3 2021 zullen deze overeenkomsten door de Porthos-partners ondertekend worden.

6.5.4. Uitgangspunten van de PSO

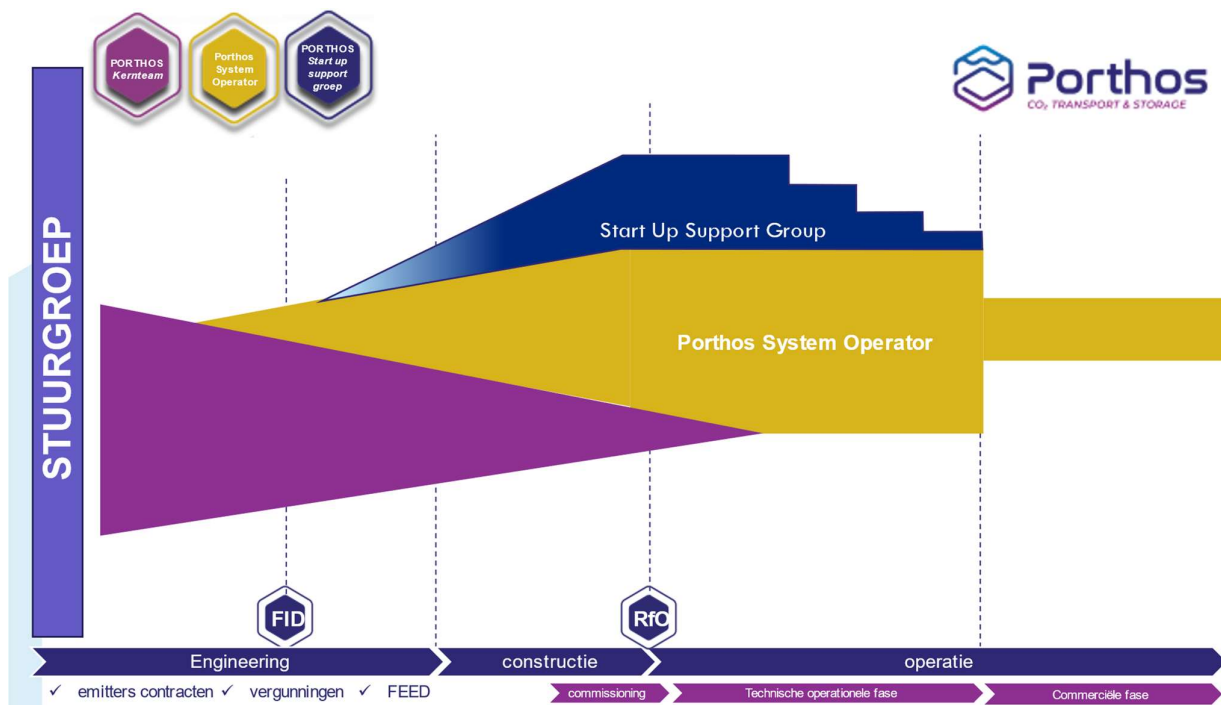
- Operator van een opgeleverd geïntegreerd CO₂ transport- en opslagsysteem
- Adequate zeggenschap over ontwikkeling en bouw van het CO₂ transport- en opslagsysteem
- Te allen tijde prudent operator
- Operating filosofie op basis van veiligheid, betrouwbaarheid & efficiëntie
- Gebruikmaken van bestaande on- en offshore praktijken/systemen en competenties van de Porthos-partners
- Duurzame bedrijfsvoering met mogelijkheden tot groei.

6.5.5. Doelstellingen van de PSO:

- Veilige en maatschappelijk verantwoorde operaties
- Transparante samenwerking met toezichhouders, Porthos-partners en Emitters
- Ambitie om CO₂ neutraal te opereren.

Tijdens de technisch operationele fase zal de zogenaamde Start up Support Group met ervaren professionals fungeren als ondersteuning, klankbord en adviesorgaan van de PSO. In onderstaande Figuur 9 is te zien dat gedurende geruime periode sprake is van een zij-aan-zij werken van het projectteam, PSO, en Start Up Support Group en een geleidelijke opbouw en afname van de groepen naar gelang de behoefte aan hun respectievelijke expertise. Zo vindt borging plaats van kennis en ervaring met de assets en de vergunningsvoorwaarden.

Reeds in de FEED fase bereidt de PSO zich erop voor de benodigde expertise en competenties op te bouwen om aan de verantwoordelijkheden en verplichtingen als toekomstig vergunninghouder te voldoen. Expertise en competenties zullen vanuit diverse organisaties worden aangetrokken. Een PSO-kernteam zal worden opgebouwd dat de PSO vanaf oprichting aanstuurt en dat gebruik maakt van support vanuit derden organisaties. Waar nodig zal overdracht van competenties vanuit TAQA, Porthos-projectmanagement (of kernteam) en moederorganisaties EBN en Gasunie plaats vinden. Dit kan zijn in de vorm van het meelopen van PSO-kernteamleden met ingehuurd personeel onder de support contracten, of door overname van personeel. Zo heeft EBN de afgelopen jaren vier voormalig personeelsleden van TAQA aangenomen om in het Porthos kernteam deel te nemen. Het ligt in lijn der verwachtingen dat een deel van het Porthos kernteam over zal gaan naar het PSO kernteam of naar de PSO Start Up Support Group en dat een aantal EBN en Gasunie medewerkers de PSO-organisatie als nieuwe werkgever krijgen.



Figuur 9 Tijdslijn en de Porthos kernteam, PSO en Start Up Support Group organisaties.

6.5.6. Competenties

Er zijn drie kwartiermakers binnen de in ontwikkeling zijnde PSO-organisatie. Het betreft drie centrale PSO-functies: Head of PSO, Operations Coördinator en Sub-surface Coördinator.

Head of PSO is verantwoordelijk voor:

- opzetten van asset management
- nauwe samenwerking tussen PSO, Porthos projectmanagement en Start Up Support Group
- opzetten en implementatie van managementsystemen.

Operations coördinator is verantwoordelijk voor:

- leidinggeven aan commissioning fase
- opzetten operationele werkprocessen
- inrichten van het operationele team.

Subsurface coördinator is verantwoordelijk voor:

- beheer van reservoir -en well modellen en de werkprocessen
- opzetten van subsurface monitoring en rapportage
- inrichten van well interventie -en completion operations.

Competentieprofielen van deze functies zijn als bijlagen bijgevoegd, en twee CV's van kwartiermakers die al zijn gerekruteerd en met hun taken zijn begonnen.³⁰

De opdracht aan de drie PSO-functionarissen is:

- opzetten en inrichten van de PSO;
- borging van de operating filosofie tijdens ontwikkel- en bouwfase;
- afdwingen van naadloze overgang naar de technisch-operationele en commerciële fases;
- opstellen van het PSO-plan van aanpak inclusief tijdslijn voor goedkeuring en implementatie.

Het PSO-kernteam zal tot de technisch operationele fase groeien naar 20-30 fte. Tijdens de technisch operationele fase zal de PSO-gebruik maken van de Start Up Support Group van ca. 20 fte (extra) personeel. Zie Figuur 10 voor het organogram voor de technisch operationele fase (incl. Start Up Support Group) en Figuur 11 de commercieel-operationele fase (excl. Start Up Support Group). Geschat wordt dat het PSO-kernteam 5 fte subsurface personeel, 15 fte operationeel, en 5-10 fte management en support zal beslaan. In geval van uitval of ziekte zal door call-off contracten per direct ondersteuning vanuit de moederorganisaties EBN en Gasunie worden verleend. Tijdens de technisch operationele fase zal de bemensing ruim voldoende zijn om onverwachte gebeurtenissen het hoofd te bieden. De inrichting van de PSO zal in de 2e helft van 2021 door de drie kwartiermakers nader worden ingevuld.

Tijdens de technische operationele fase is sprake van 24/7 monitoring capaciteit. Er wordt extra monitoringscapaciteit gerealiseerd als de PSO-operators dit nodig vinden. Gedacht kan worden aan een remote log-in sessie zodat personen van de Start Up Support Group 24/7 opgeroepen kunnen worden voor overleg over bijvoorbeeld de performance van een van de compressoren. De specialist hoeft dan niet in zijn auto te stappen, maar met een beveiligde verbinding kan dit vanuit huis of kantoor gebeuren. In principe kan de PSO met deze functie alle data van de controlekamer beschikbaar stellen voor een remote log in sessie met een specialist.

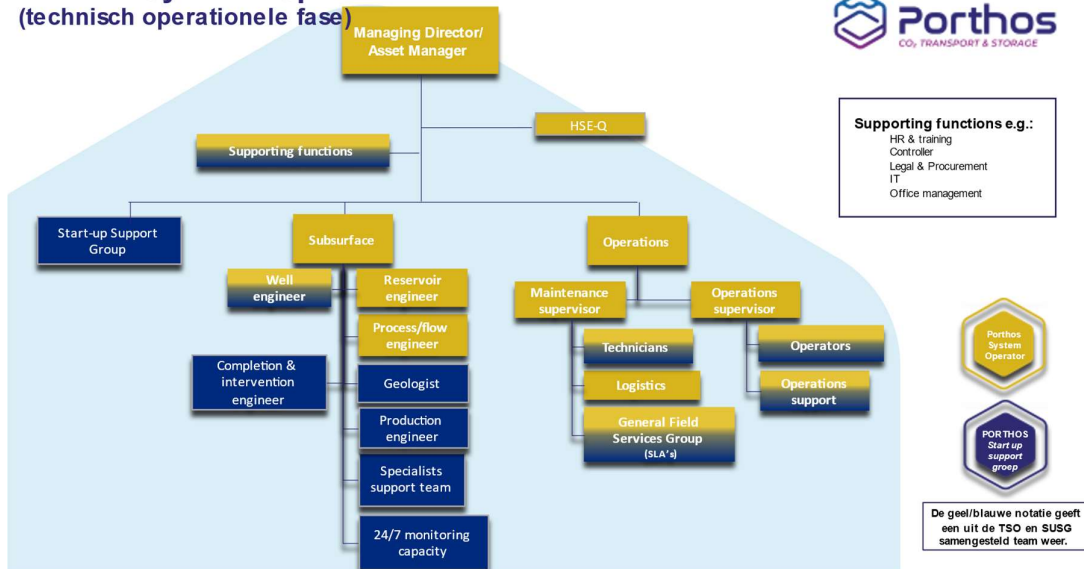
6.5.7. Planning

De oprichting van de PSO als juridische entiteit is voorzien in Q3 2021. De organisatorische inrichting van de PSO is begin 2021 al opgestart. In de periode 2023-2024 zal de organisatie verder versterkt worden met ervaren personeel. Begin 2023 zal aan de Minister een verzoek worden gedaan tot overdracht van de opslagvergunningen van TAQA/EBN CCS naar PSO. Overdracht van de opslagvergunningen aan de PSO vindt plaats voorafgaande aan de start van de bouwfase (modificaties van Platform P18A en *well work over* campagne) en dus voor de start van injectie en is voorzien in Q2 2023. Van Q3 2024 tot en met Q2 2026 staat de technische operatiefase gepland waarin CO₂ zal worden geïnjecteerd om de opslagvoorkomens te testen en op druk te brengen. PSO is dan voorzien als houder van de P18 opslagvergunningen. De start van de commerciële fase waarin CO₂ van de emitters wordt getransporteerd, geïnjecteerd en opgeslagen, sluit direct aan op de technische operatiefase en staat gepland voor Q2 2026.

³⁰ Competentieprofielen van Head of PSO, Operations coördinator en Sub-surface coördinator en CV's van de Operations en Sub-surface Coördinatoren, bijlagen.

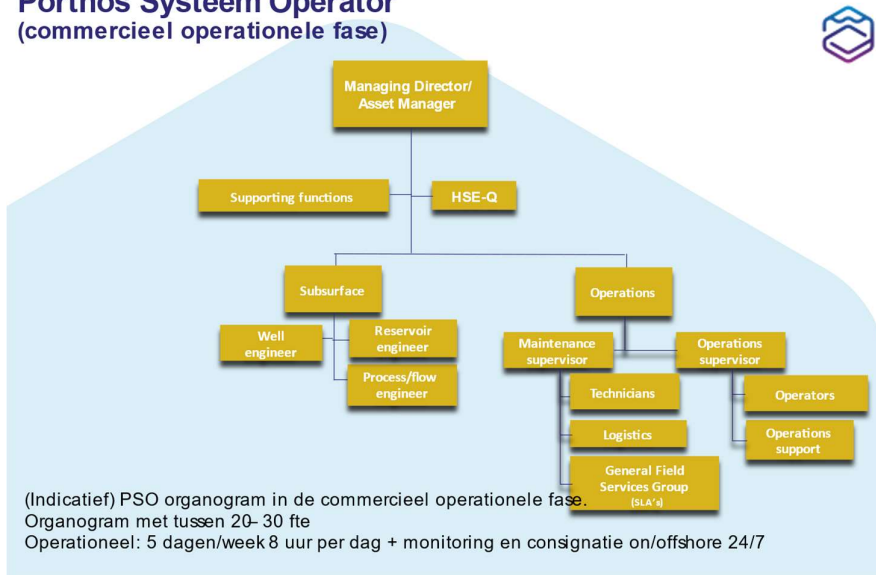
De borging van de governance vindt plaats door de Head of PSO te laten rapporteren aan bestuurders van de Porthos transport- en opslagorganisaties.

Porthos System Operator (technisch operationele fase)



Figuur 10 PSO organogram in de technisch-operationele fase.

Porthos System Operator (commercieel operationele fase)



Figuur 11 PSO organogram in de commercieel-operationele fase.



Deel II: Beschrijving CO₂-opslag

Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1.	Leeswijzer	5
1.1.	Terminologie	5
2.	Beschrijving reservoir P18-2.....	9
2.1.	Het reservoir P18-2.....	9
2.2.	Definities van opslagvoorkomen en opslagcomplex.....	11
2.3.	Geologie, breuken en gesteente van reservoir P18-2	14
2.4.	Putten en boorgaten reservoir P18-2.....	25
3.	Modellering van CO ₂ -opslag.....	27
3.1.	Beschrijving van gebruikte simulatiemodellen	27
3.2.	Statisch model - Petrel.....	30
3.3.	Dynamisch model	32
3.4.	Dynamisch model - CO ₂ -injectie	33
3.5.	Thermodynamica	36
3.6.	Thermische modellering.....	40
3.7.	Geïnduceerde seismiciteit en bodembeweging - COMSOL	47
3.8.	Veilige injectie en opslag in de diepe ondergrond	47
3.9.	Modellering van gehele systeem: flow assurance - OLGA.....	48
3.10.	Chemische effecten op lange termijn in reservoir en caprock.....	51
4.	Injectieputten reservoir P18-2.....	53
4.1.	Putintegriteit	53
4.2.	Putontwerp voor de CO ₂ -injectieput	60
4.3.	Workover Operaties (vervangen completion en Xmas tree).....	68
4.4.	Putafsluiting	69
5.	Integrale CO ₂ -injectiestrategie.....	71
5.1.	Operationele fasen.....	72
5.2.	Integraal gebruik van P18-reservoirs in combinatie	74
	Literatuur	79



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- **Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2**
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

In dit Deel II van de Aanvraag voor een vergunning voor het opslaan van CO₂ in het reservoir P18-2 wordt beschreven hoe de CO₂-opslag zal plaatsvinden.

De beschrijving van de wijze waarop de CO₂-opslag zal plaatsvinden begint in hoofdstuk 2 met een toelichting op de geologische opbouw, inclusief een overzicht van breuken en breukzones. Op basis van de structurele en geologische kenmerken is het Opslagvoorkomen P18-2 en het opslagcomplex voor P18-2 afgebakend. Vervolgens zijn de aanwezige putten in het Opslagvoorkomen P18-2 benoemd. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van de gehanteerde simulatiemodellen voor CO₂-injectie en -opslag, alsmede de specifieke bevindingen voor CO₂-opslag in het reservoir P18-2. In hoofdstuk 4 worden de geselecteerde productieputten beschreven en de aanpassingen die nodig zijn om de productieputten om te vormen tot injectieputten. Daarbij wordt dieper ingegaan op de randvoorwaarden en eisen, waaraan de injectieputten dienen te voldoen.

De CO₂-injectie in het reservoir P18-2, zoals beschreven in hoofdstuk 3, moet gezien worden als onderdeel van de injectiestrategie voor het Integrale P18-opslagcomplex. In hoofdstuk 5 wordt deze integrale injectiestrategie beschreven.

In de tekst wordt verwezen naar onderliggende studies en literatuur, waarvan een groot aantal in de bijlagen is opgenomen. Bij de beschrijvingen worden Engelstalige termen en bijbehorende afkortingen gebruikt, zodat de tekst aansluit op de Engelstalige onderliggende documenten. In de Lijst van definities en afkortingen worden deze termen en afkortingen omschreven.

1.1. Terminologie

Voor de opsporing en winning van delfstoffen is het Nederlands Continentaal Plat op de Noordzee opgedeeld in Blokken. Per Blok of Blokdeel kunnen winningsvergunningen worden verleend, voor winning van delfstoffen, zoals aardolie en aardgas.

De reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6 bevinden zich grotendeels in Blok P18 en deels in Blok P15. Binnen het Blok P18 bevinden de reservoirs zich in de Blokdelen P18a en P18c. Een deel van het reservoir P18-6 loopt over naar Blok P15 (hierin aangeduid als Blokdeel P15c). De huidige vergunningen voor gaswinning uit de P18-reservoirs en de P18-4-Opslagvergunning hebben betrekking op de Blokdelen P18a, P18c en P15c.

In deze Aanvraag wordt bij verwijzing naar putten steeds gebruik gemaakt van een gestandaardiseerde codering bijvoorbeeld P18-2A6S1. Voor de putten geldt dat alle putten met A in de naam zijn geboord vanaf het Platform P18-A. Het nummer vóór de A verwijst naar het veld waarin het reservoir ligt. Het nummer achter de A is een volgorde nummer, eerst A1, daarna A2, daarna A3 enzovoort, met mogelijk daarachter een verwijzing naar een eventuele vertakking (*sidetrack*).

Reservoirs en formaties

In Nederland wordt zowel over gasvelden als over gasreservoirs gesproken. Bij P18-2 is sprake van meerdere gashoudende formaties die in direct onderling contact staan en de combinatie van deze gashoudende formaties wordt als reservoir aangeduid. In deze Aanvraag geldt dat de aanduiding reservoir P18-2 gelijk staat aan het P18-2-veld. Voor de consistentie zal zoveel mogelijk de term reservoir worden gebruikt. Een overzicht van de stratigrafische onderverdeling van aangetroffen gesteentes in het P18-vergunningsgebied wordt geboden in Tabel 1.

Putten en aftakkingen (sidetracks)

Bij meerdere putten zijn zogenaamde *sidetracks* geboord, waarbij vanuit de bestaande put een nieuwe tak is geboord. Dit kan veroorzaakt zijn doordat de oorspronkelijke boring niet succesvol is geweest of om een ander deel van het reservoir aan te boren. Voor putten die zijn afgetakt wordt in de officiële benaming de toevoeging S1 of S2 gebruikt, waarbij het getal staat voor de volgorde van eventuele aftakkingen.

In de Aanvraag wordt in de tekst en tabellen een vereenvoudigde aanduiding gebruikt voor putten die zijn afgetakt en wordt de toevoeging S1 en S2 weggelaten. Een uitzondering wordt gemaakt voor P18-2A6 en P18-2A6S1 omdat de huidige gaswinning plaatsvindt via zowel de oorspronkelijke put als de aftakking.

Tabel 1 Stratigrafische onderverdeling P18 (TNO-GDN (2021). Stratigrafische Nomenclator van Nederland, TNO – Geologische Dienst Nederland.

Groep	Subgroep	Formatie	Laagpakket
Boven Noordzee			
Midden Noordzee			
Onder Noordzee			
Krijtchalk			
Rijnland	Vlieland	Holland	
		Vlieland Kleisteen	
		Vlieland Zandsteen	IJsselmonde Zandsteen
			Berkel Zandsteen
	Rijswijk Zandsteen		
Schieland	Delfland	Nieuwerkerk	Delft Zandsteen
Altena		Werkendam	
		Posidonia	
		Aalburg	
		Sleen	
Boven-Germaanse Trias		Keuper	
		Muschelkalk	
		Röt	
		Solling	
Onder-Germaanse Trias	Hoofd Bontzandsteen	Hardeggen	
		Detfurth	Boven-Detfurth Zandsteen
			Detfurth Kleisteen
	Onder-Detfurth		
	Volpriehausen	Boven-Volpriehausen Zandsteen	
		Volpriehausen Klei-Siltsteen	
		Onder-Volpriehausen Zandsteen	
Onder Bontzandsteen	Rogenstein		
	Hoofd Kleisteen		
Zechstein			
Boven-Rotliegend			
Limburg			



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Beschrijving reservoir P18-2

Dit hoofdstuk beschrijft, naast de definitie van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex, de ligging en eigenschappen van het reservoir P18-2, de boven en onderliggende formaties en de putten. De eigenschappen van de formaties zijn vastgesteld tijdens de boringen, de exploratie en aardgasproductie. Deze kennis is de basis van de Aanvraag.

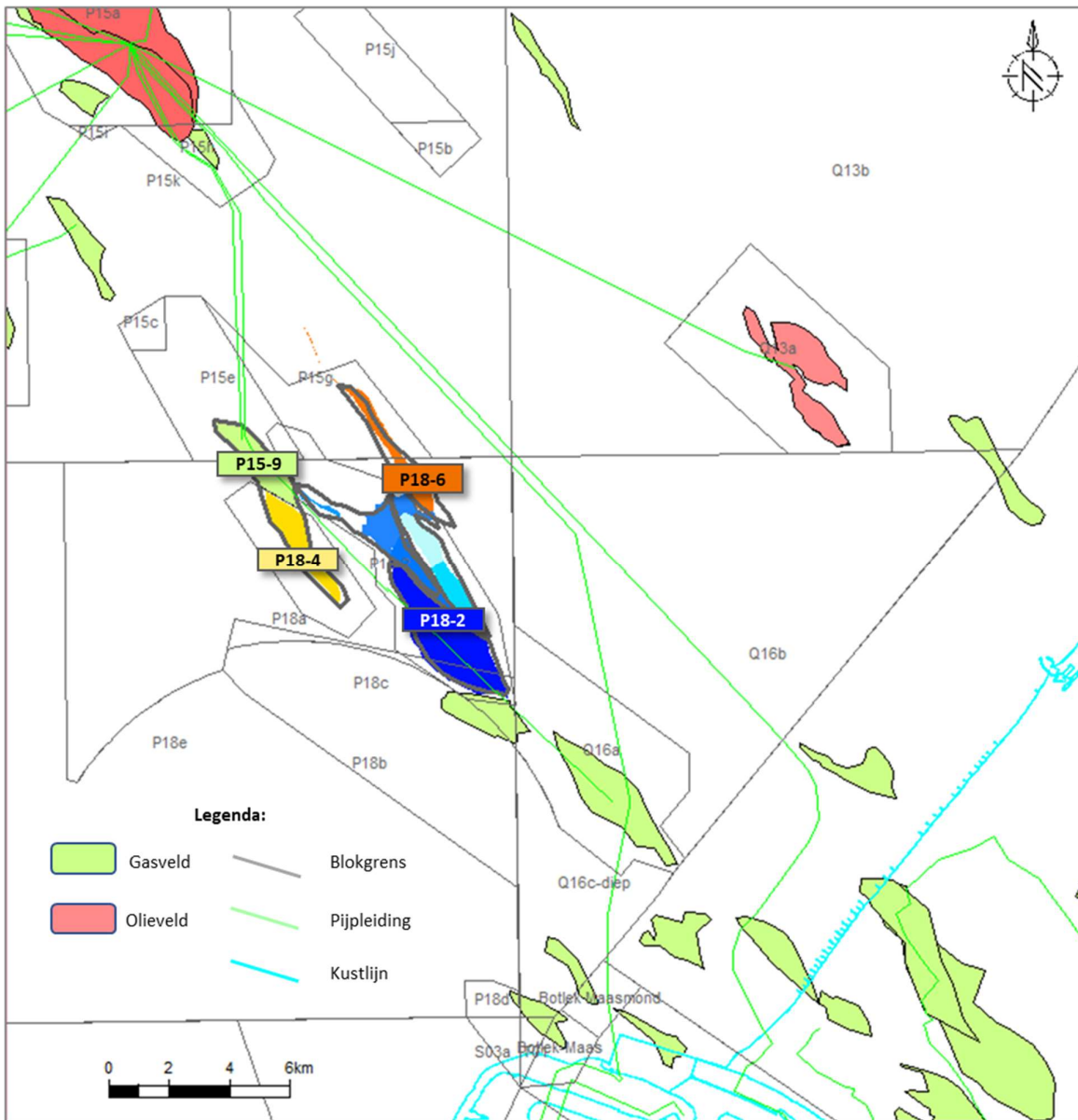
2.1. Het reservoir P18-2

Gasproductie uit de P18-reservoirs

Het reservoir P18-2 is onderdeel van een cluster van drie gasreservoirs bestaande uit P18-2, P18-4 en P18-6, zoals weergegeven in Figuur 1. Het gashoudend gedeelte van het reservoir P18-2 bevindt zich in het P18a- en P18c-vergunningsgebied.

In Deel I, Hoofdstuk 4 van de Aanvraag is de achtergrond van de selectie van de reservoirs besproken. Sinds 1993 wordt uit deze reservoirs hoogcalorisch gas gewonnen via zes productieputten, geboord vanaf het Platform P18-A. Het geproduceerde gas wordt via een pijpleiding vanaf het Platform P18-A naar de verwerkings- en accommodatiefaciliteiten in het naastgelegen Blok P15 getransporteerd. Na behandeling wordt het droge gas via een 40 kilometer lange gaspijpleiding naar de kust getransporteerd.

Voorafgaand aan de CO₂-opslag in de P18-reservoirs zal de productie van aardgas uit de P18-reservoirs geheel worden gestopt. Tijdens de CO₂-injectie vindt er zodoende geen aardgasproductie meer plaats.



Figuur 1 Kaart van Blok P18 en directe omgeving. De P18-reservoirs bevinden zich grotendeels in Blok P18 en deels in Blok P15 en beslaan de huidige P18a, P18c en P15c winningsvergunningen, en ook de P18-4-Opslagvergunning. De reservoirs P15 en P18 zijn aangegeven in kleuren overeenkomstig met de overige reservoirkaarten in dit document. Zie legenda voor de verklaring van de overige symbolen.

2.2. Definities van opslagvoorkomen en opslagcomplex

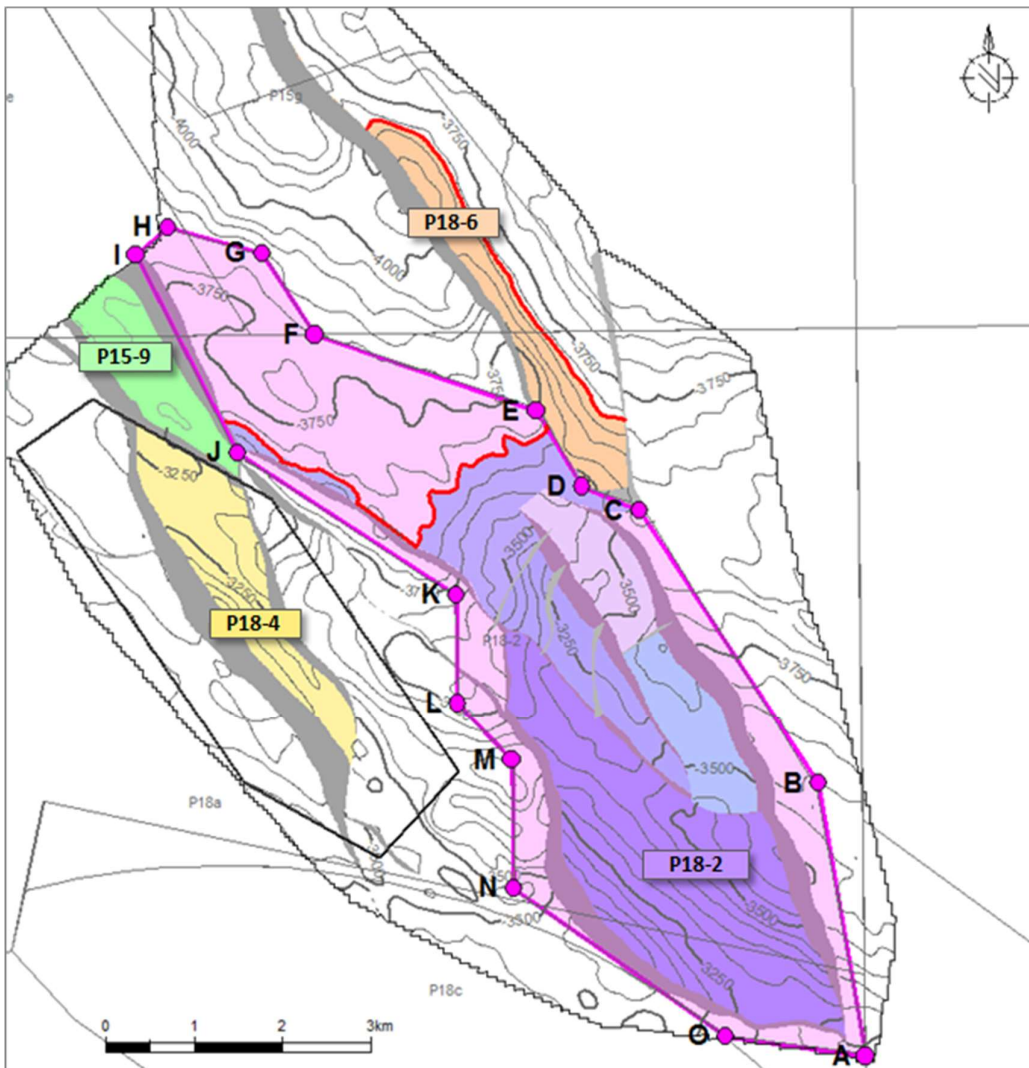
Definitie van opslagvoorkomen en CO₂-opslagcomplex

Bij de injectie en opslag van CO₂ is het van belang dat CO₂ in het reservoir opgeslagen blijft. Dit gebied wordt aangeduid als het opslagvoorkomen. Het “opslagvoorkomen” is in de Mijnbouwwet gedefinieerd als “een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag”.¹ Het opslagvoorkomen wordt afgebakend door natuurlijke grenzen zoals een combinatie van breuken en het gas-water contact (als rode lijn aangegeven in zie Figuur 2).

Het “CO₂-opslagcomplex” is in de Mijnbouwwet gedefinieerd als “opslagvoorkomen voor CO₂ en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan”.² De contour van het Opslagcomplex P18-2 is weergegeven in Figuur 2 en in meer detail beschreven in Deel I.

¹ Artikel 1 sub t Mbw.

² Artikel 1 sub s Mbw.



Figuur 2 Contour van het Opslagcomplex P18-2, gedefinieerd door hoekpunten A t/m O. De contour is hier weergegeven op een kaart van de bovengrens van de Hoofd-Germaanse Bontzandsteen Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), ook de bovengrens van reservoir P18-2. Rode lijnen geven de positie van het oorspronkelijke gas-water contact aan. De gekleurde vlakken geven de reservoircompartimenten van reservoir P18-2 weer. Zie Deel I, Paragraaf 5.3 voor beschrijving van de omvang van het vergunningsgebied.

Migratie en lekkage

Indien CO₂ vanuit het opslagvoorkomen terecht komt in de omringende lagen die behoren bij het CO₂-opslagcomplex, wordt dit aangeduid als migratie. Hoewel dit niet wenselijk is, leidt migratie binnen het CO₂-opslagcomplex niet tot afname van de hoeveelheid geologisch opgeslagen CO₂ in het CO₂-opslagcomplex. Indien CO₂ buiten het CO₂-opslagcomplex komt, is sprake van lekkage. Dit is een ongewenste situatie.

Opslagvoorkomen P18-2

Gebaseerd op de bovenstaande uitgangspunten, bestaat in deze Aanvraag het Opslagvoorkomen P18-2 tijdens de periode van CO₂-injectie uit:

1. Het reservoir P18-2 (zie Paragraaf 2.3) afgebakend door breuken en het gas-water contact (zie toelichting in Paragraaf 3.4.2);
2. De putten in reservoir P18-2 (zie Paragraaf 2.4);
3. De injectiefaciliteiten en de bijbehorende bovengrondse voorzieningen op Platform P18-A tot en met de puthoofden.

Na beëindiging van de CO₂-injectie zullen de putten worden afgesloten, zodat CO₂ zich alleen bevindt in het ondergrondse deel van het opslagvoorkomen. Het Platform P18-A zal worden verwijderd of worden hergebruikt.

Opslagcomplex P18-2

Het Opslagcomplex P18-2 bestaat uit:

- Het Opslagvoorkomen P18-2, zoals hierboven gedefinieerd;
- De geologische afsluitende lagen boven het Opslagvoorkomen P18-2, bestaande uit sedimenten behorende tot de Upper Germanic Trias Group en Altena Group (zie Paragraaf 2.3.4);
- De formaties onder het opslagreservoir, bestaande uit Rogenstein en Main Claystone Formaties (zie Paragraaf 2.3);
- De breukzones rondom reservoir P18-2 met de naastgelegen afsluitende gesteentelaag.

Integraal opslagcomplex P18

Het opslagvoorkomen en -complex wordt in dit Deel II specifiek beschreven voor P18-2. In de praktijk is het Opslagcomplex P18-2 onderdeel van het Integraal P18-opslagcomplex. Dit integraal opslagcomplex bestaat uit het opslagcomplex van elk van de reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6. Zie Figuur 6 van Deel I voor een overzicht van de afzonderlijk gedefiniëerde Opslagcomplexen P18-2, P18-4 en P18-6.

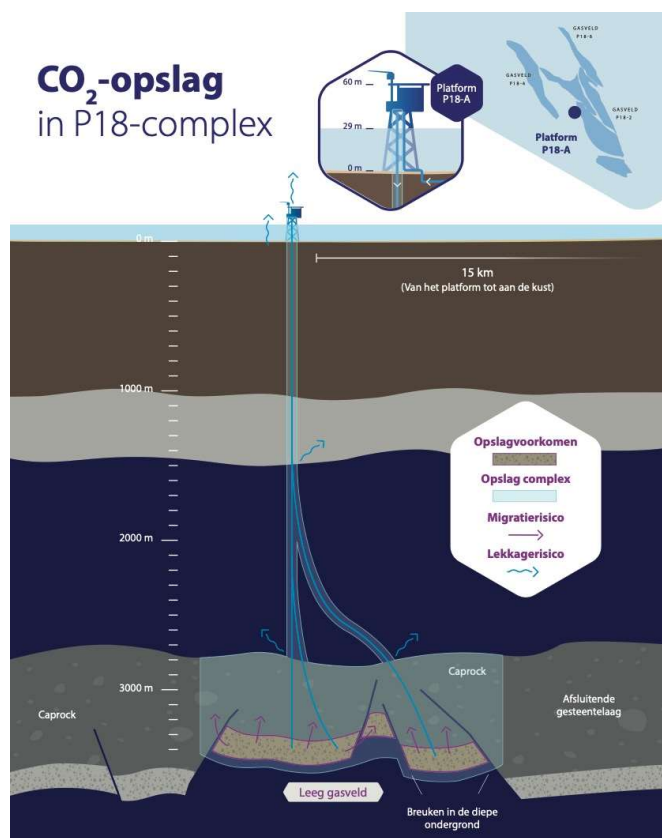
Het Integraal P18-opslagcomplex komt uitgebreid aan de orde in hoofdstuk 5 van dit Deel II en is de basis van de Integrale plannen in deze Aanvraag.

Geologische afbakening van Integraal opslagcomplex P18

Het Integraal opslagcomplex P18 omvat de volgende gebieden:

- Het opslagvoorkomen van respectievelijk P18-2, P18-4 en P18-6;
- De geologische afsluitende lagen boven de opslagvoorkomens in de Blokken P15 en P18, bestaande uit sedimenten behorende tot de Upper Germanic Trias Group en Altena Group;
- De formaties onder het opslagreservoir, bestaande uit Rogenstein en Main Claystone Formations;
- Het P15-9 reservoir met bijbehorende putten als onderdeel van het Opslagcomplex P18-4;
- De breukzones rondom de P18-reservoirs met de naastgelegen afsluitende gesteentelaag.

Bovenstaande definities en ook de samenhangende risico's van migratie en lekkage zijn schematisch weergegeven in Figuur 3.



Figuur 3 Schematische weergave van de definities van opslagvoorkomen en CO₂-opslagcomplex en de daarmee samenhangende risico's van migratie en lekkage.

2.3. Geologie, breuken en gesteente van reservoir P18-2

Het reservoir P18-2 wordt gevormd door zandsteenlagen uit de Triassische Hoofd Bontzandsteen (Buntsandstein) Subgroep, ook wel "Bunter" genoemd. Deze zandsteenlagen zijn hoofdzakelijk afgezet als gemengd eolische en fluviatiele afzettingen en worden onderverdeeld in de Hardegsen, (Boven- en Onder-) Detfurth en Volpriehausen Formaties (TNO-GDN 2020) met specifieke eigenschappen voor porositeit en permeabiliteit. De Hardegsen Formatie heeft in het algemeen de beste reservoir eigenschappen. De top van het reservoir ligt op ongeveer 3.200 meter onder de zeebodem. Het reservoir is afgedekt door een 450 tot 650 meter dikke afsluitende gesteentelaag bestaande uit overwegend fijnkorrelige klastische sedimenten van Trias en Jura ouderdom. Het feit dat dit gesteente de oorspronkelijke gaskolom kon vasthouden is een bewijs voor de afsluitende eigenschap van deze bovenliggende lagen (zie ook *Storage Capacity Technical note, bijlage*).

Onderstaand wordt de geologie van het gebied, waarin het reservoir P18-2 zich bevindt, toegelicht. In eerste instantie wordt ingegaan op de breuken en compartimentering. Vervolgens worden de eigenschappen van het reservoirgesteente beschreven, gevolgd door de afsluitende lagen.

2.3.1. P18-2 breuken en compartimenten

De geologische structuur van het reservoir P18-2, wordt begrensd door een systeem van NW-ZO lopende breuken in een horst- en slenkconfiguratie. De kaart in Figuur 4 geeft een overzicht van de reservoircompartimenten van P18-2 en de belangrijkste breuken. Het reservoir P18-2 vormt een horststructuur die door verbreuking in vier compartimenten of breukblokken is onderverdeeld (zie Figuur 5). De randbreuken worden geanalyseerd in een "Allan" of juxtapositiediagram, welke de configuratie van gesteentelagen aan weerszijden van een breuk zichtbaar maakt door projectie op het breukvlak. De gesteentecontacten (of juxtapositie van gesteentelagen) langs de breuk worden met dit diagram inzichtelijk gemaakt. In dit document worden Allan diagrammen vooral gebruikt om aan te geven langs welke breuken er contact van reservoirgesteentes plaatsvindt, aangezien op die locaties een verhoogde kans op vloeistofmigratie door de breuk bestaat.

Compartiment I is hiervan het grootste in volume en wordt langs de ZO-zijde begrensd door afschuivingsbreuk *P18-2 West_1*. Aan de NO-zijde vormt het zuidelijke deel van afschuivingsbreuk *P18-2 Oost* de grens. Langs beide randbreuken is het verticale verzet zo groot dat reservoir P18-2 lateraal volledig tegen de gesteenten van de afsluitende laag (*caprock*) in de omliggende slenken is gezet (Figuur 5B).

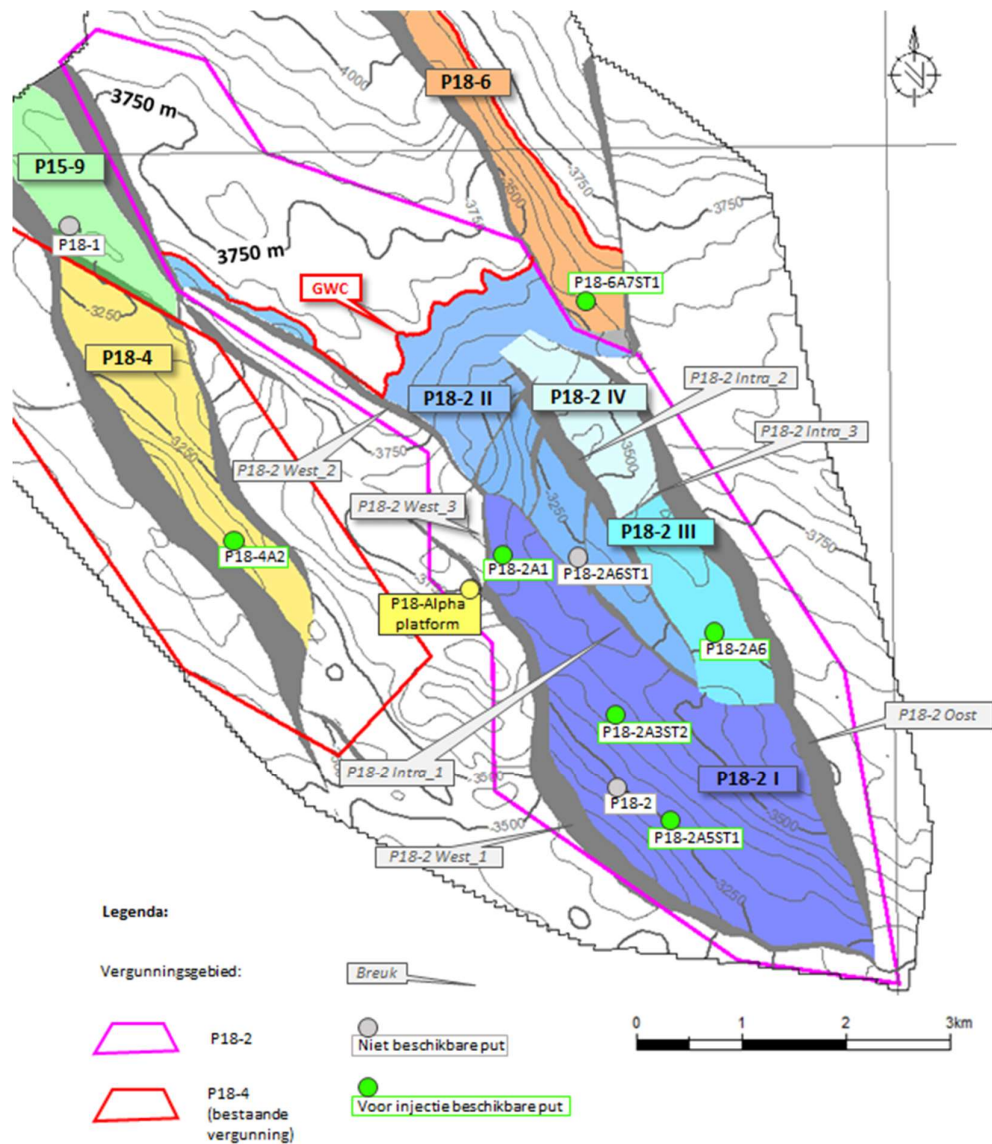
Compartiment II vormt een omhoogstekend breukblok dat door interne breuken *P18-2 West-2*, *P18-2 Intra_1* en *P18-2 Intra_2* gescheiden is van de naastgelegen compartimenten (Zie Figuren 6 en 7). In NW richting vormt het N-waarts hellende laagvlak de grens, waarbij de diepte van het gas-water contact (3.680 meter TVDSS) de uiteindelijke noordelijke begrenzing bepaalt. Langs breuk *P18-2 Intra_1* is er lateraal contact tussen de Volpriehausen Formatie in compartiment II en de Hardegsen Formatie in compartiment I (Figuur 5). De lage permeabiliteit van de Volpriehausen Formatie vormt een verticale baffle voor de druk langs deze breuk. Op basis van drukmetingen, genomen tijdens het aanboren van compartiment II door P18-2A6ST1 in 2003 (zie Paragraaf 2.4) vastgesteld dat beide compartimenten op productietijdschaal gedeeltelijk met elkaar communiceren.

Naar het Noorden grenst compartiment II aan het reservoir P18-6. Het verzet langs de P18-6 West breuk neemt af naar het zuiden. Zo is er een geringere mate van verzet op dat deel van de breuk die P18-6 scheidt van P18-2, met mogelijke reservoir-juxtapositie. De beide reservoirs hebben het FWL op dezelfde diepte liggen (3680m TVDSS). Sinds de ontdekking van P18-6 in 2003 worden P18-2 en P18-6 als aparte reservoirs beschouwd omdat P18-6 niet was gedepleteerd door de gasproductie uit P18-2. Op basis van het dynamisch gedrag van beide reservoirs is gebleken dat beide reservoirs niet met elkaar communiceren. Voor de beide reservoirs zijn dan ook afzonderlijke winningsvergunningen verleend.

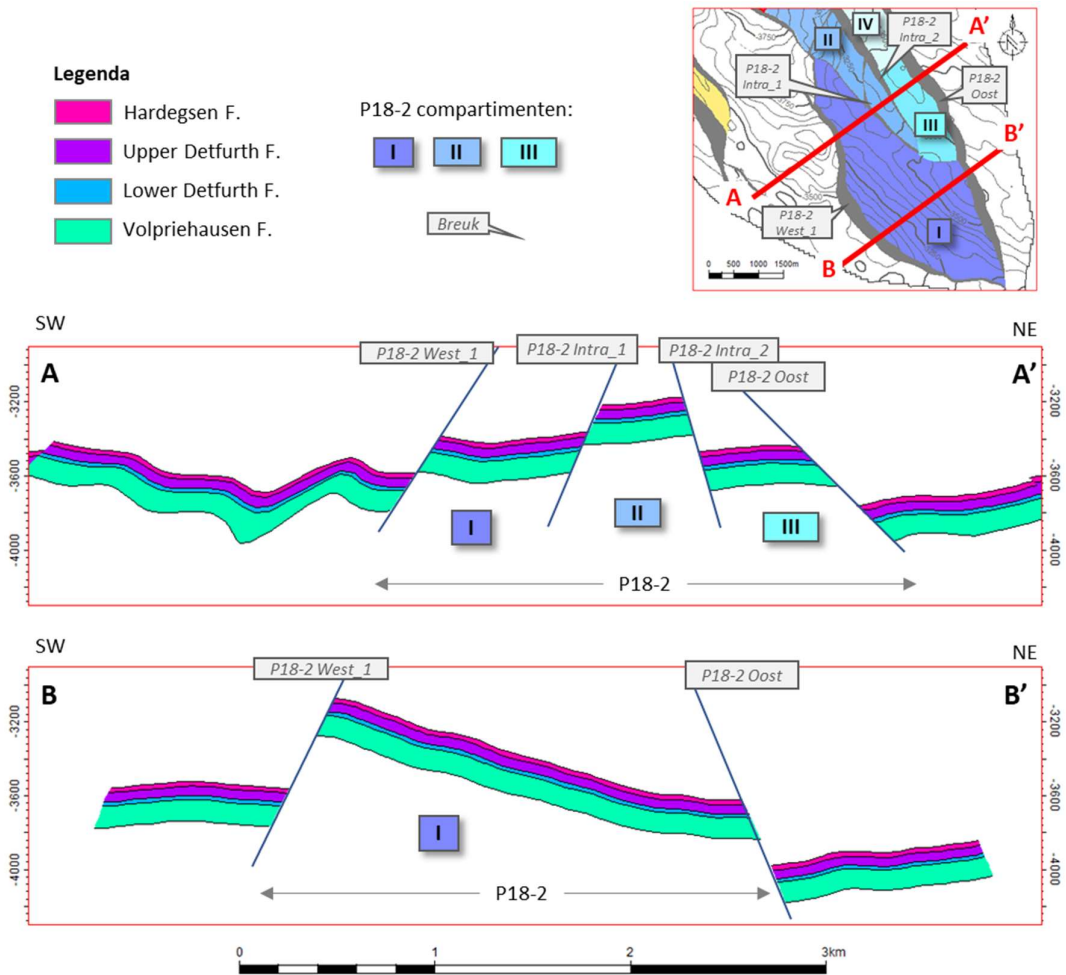
Compartiment III is gescheiden van II door breuk *P18-2 Intra_2* die duidelijk zichtbaar is in de seismische data, en van compartiment I door de zuidelijke extensie van breuk *P18-2 Intra_1*. Dit compartiment is in 1997 aangeboord door P18-2A6 (Paragraaf 2.6). Hierbij bleek de reservoirdruk in compartiment III gelijk aan de begindruk (*virgin pressure*) van Compartiment I, dat al 4 jaar geproduceerd werd. Dit toont aan dat er op productietijdschaal geen drukcommunicatie is tussen Compartiment III en compartimenten I en II.

In compartiment IV is geen put geboord. De begrenzing tussen compartimenten III en IV (*P18-2 Intra 3*) is handmatig toegevoegd om de druk in P18-2A6 te matchen. In deze Aanvraag zal compartiment IV grotendeels buiten beschouwing gelaten worden.

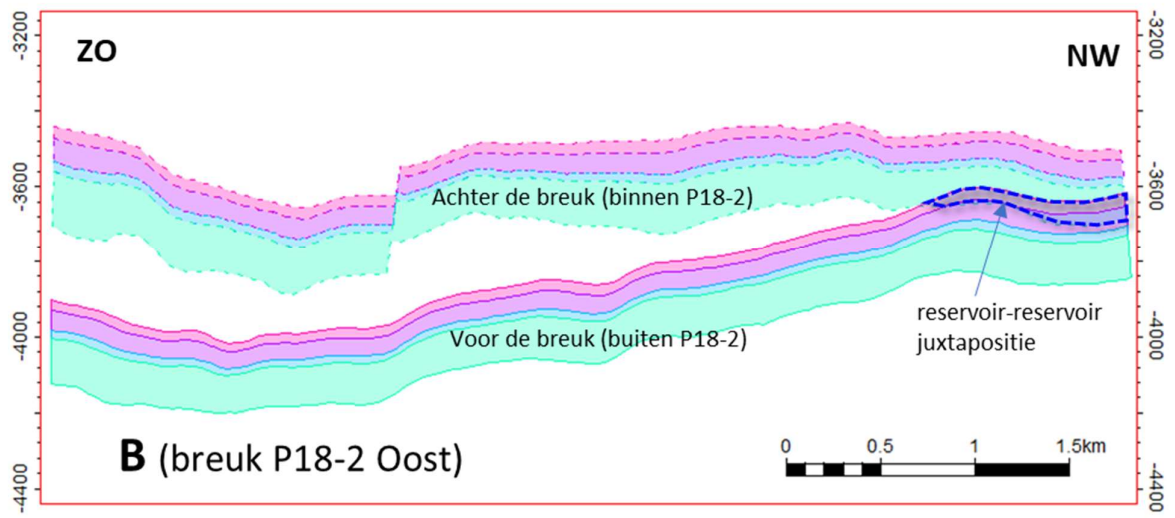
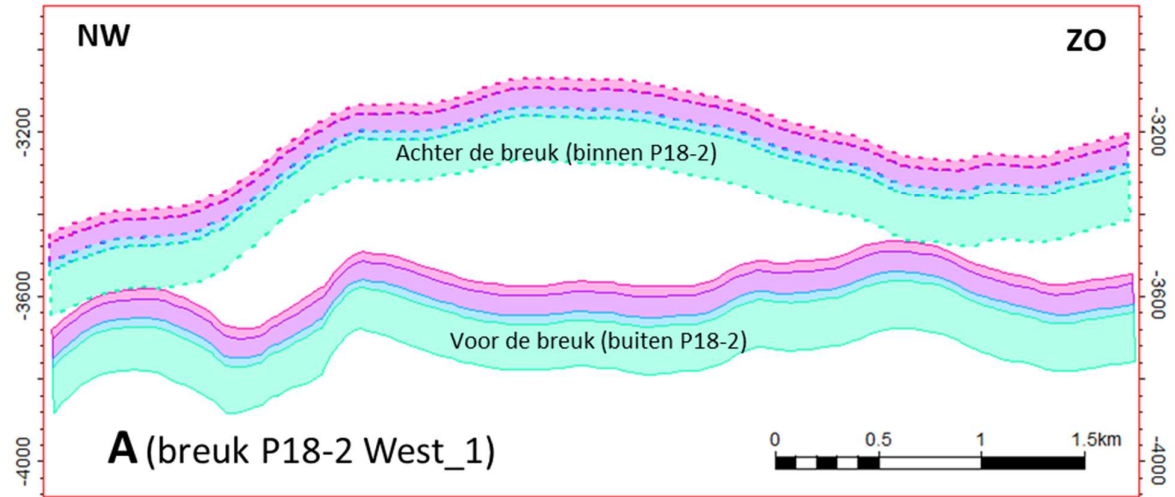
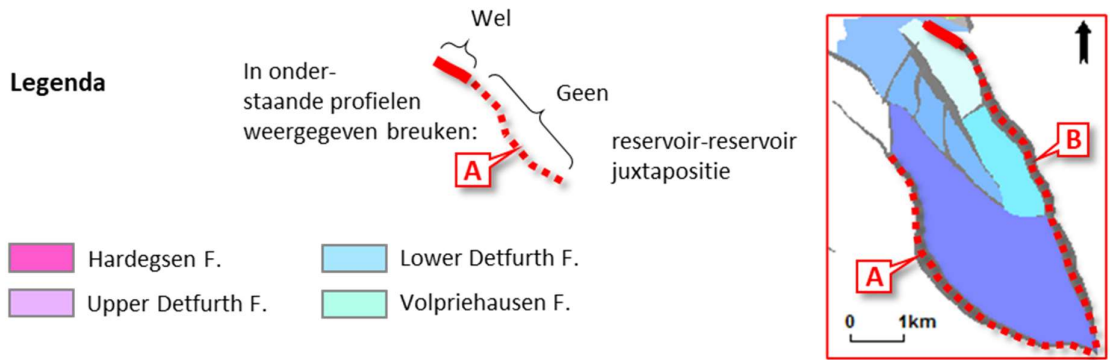
Een beschrijving van het statische model van P18-2 en de relatie tussen de beschreven reservoircompartimenten en modelcompartimenten volgt in Paragraaf 3.2 en de daaropvolgende paragrafen.



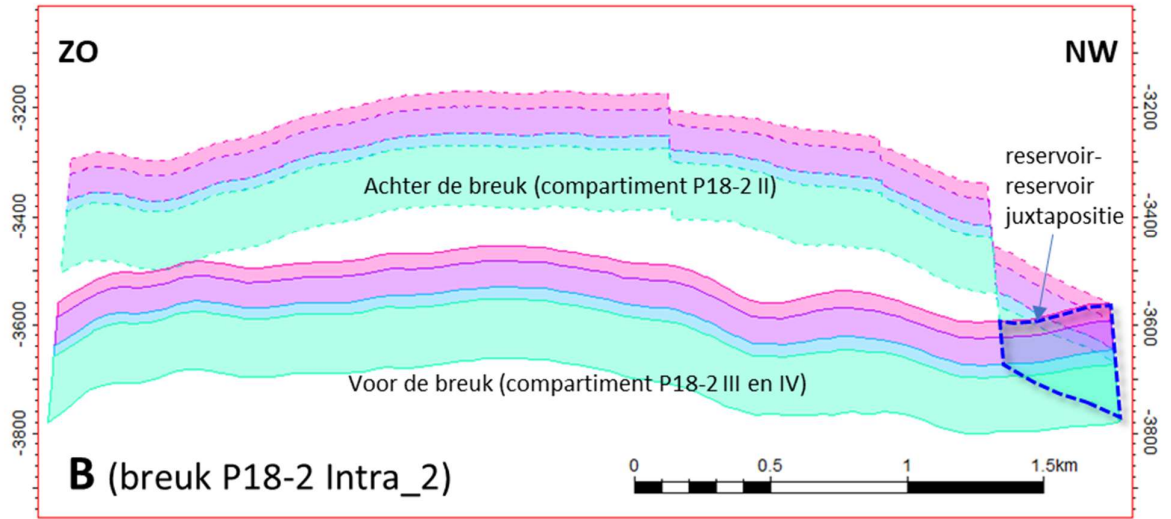
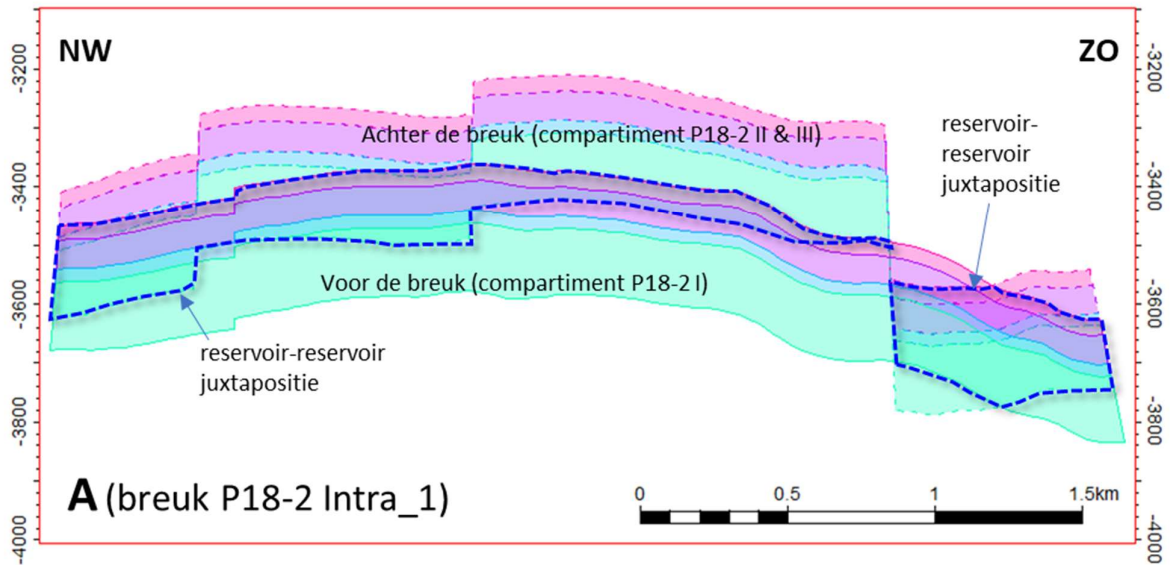
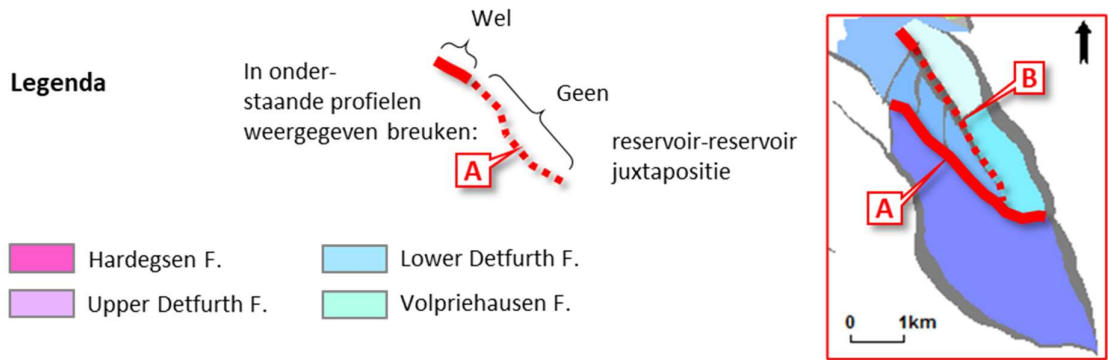
Figuur 4 Overzicht van de drie P18-reservoirs (P18-2, P18-4 en P18-6) en de compartimenten van het veld P18-2 (2-I, 2-II, 2-III en 2-IV). De breukennamen waarnaar in de hoofdstuk gerefereerd wordt, zijn hierin aangegeven. Weergegeven is een kaart van de bovengrens van de Hoofd-Germaanse Bontzandsteen Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), welke ook de bovengrens van de P18-reservoirs vormt. De putlocaties zijn op het snijpunt van dit niveau weergegeven. Zie legenda voor de verklaring van de overige symbolen.



Figuur 5 Twee dwarsdoorsnedes door reservoir P18-2. Aangegeven zijn de vier formaties. Het verzet langs de randbreuken is zodanig dat de reservoirs zijdelings worden begrensd door afdichtend gesteente in de afsluitende laag. Het verzet overstijgt echter niet de dikte van de afsluitende laag, zodat langs de hele structuur reservoir lateraal tegen primaire afsluitende laag is geplaatst.



Figuur 6 Allan diagrammen van P18-2 randbreuken P18-2 West_1 en Oost.



Figuur 7 Allan diagrammen van intra P18-2 breuken P18-2 Intra_1 en 2.

2.3.2. Eigenschappen reservoirgesteente P18-2

Het reservoirgesteente van reservoir P18-2 is van hoge kwaliteit en geschikt voor CO₂-injectie en -opslag (zie Hoofdstuk 3). Het reservoir wordt onderverdeeld in de Hardegsen, (Boven- en Onder-) Detfurth en Volpriehausen Formaties.

Hardegsen Formatie

De Hardegsen Formatie (RBMH) is gemiddeld 27 meter dik en bestaat voornamelijk uit zandsteen maar met meer schalie aan de basis van het pakket dan aan de top. Deze formatie bestaat voornamelijk uit eolische afzettingen. De gemiddelde porositeit (petrofysische density porosity zonder cut-off, gekalibreerd naar kernplugdata) is ca 13% (Tabel 2), de gemiddelde permeabiliteit is 254 mD (lineaire relatie met porositeit kleigehalte), zie *Porthos P18 CCS petrophysical study. AcrossPetrophysics 2020*. In de petrofysische logs wordt de ondergrens gekarakteriseerd door een duidelijke toename van de Gamma Ray-waarden in vergelijking met de onderliggende Detfurth Formatie. De bovengrens wordt gekenmerkt door een significante toename van de Gamma Ray-waarden in de ondieper gelegen Solling/Röt kleisteenlagen, die de basis vormen van de bovenafsluiting (*top seal*) van reservoir P18-2.

Detfurth Formatie

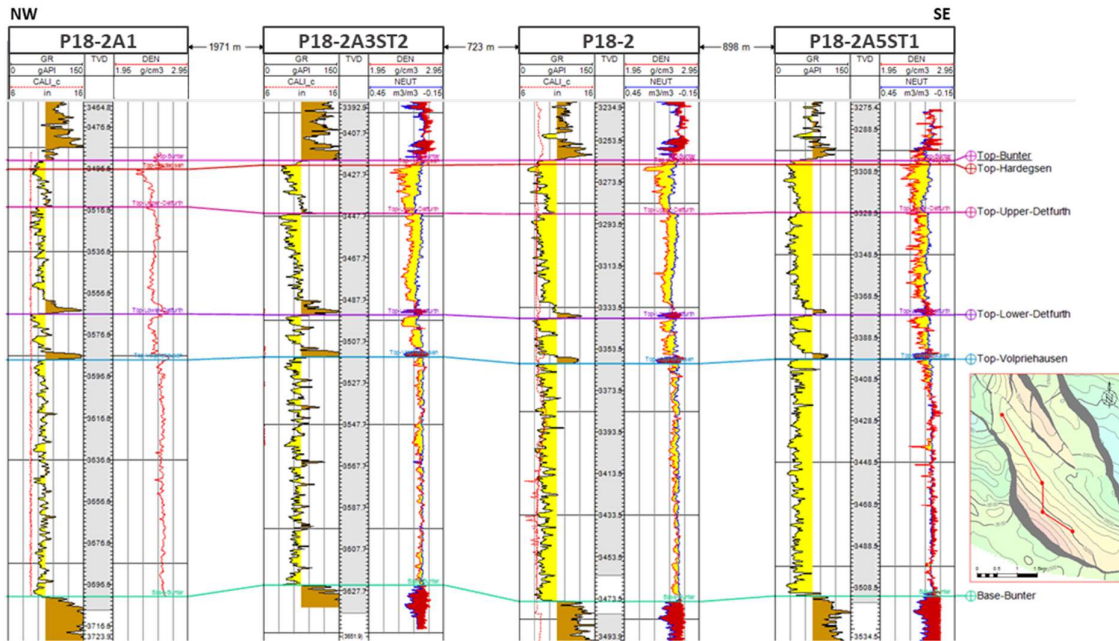
De Detfurth Formatie is gemiddeld 81 meter dik en bestaat hoofdzakelijk uit eolisch sediment en enige fluviatiele afzettingen. De gemiddelde porositeit van de Boven Detfurth is ca 8%, de gemiddelde permeabiliteit 17 mD. De gemiddelde porositeit van de Onder Detfurth is ongeveer 7%, de gemiddelde permeabiliteit 9 mD. Het Onder-Detfurth Zandsteen Laagpakket wordt gescheiden van de onderliggende Volpriehausen Formatie door een goed correleerbaar kleilig interval (hoge Gamma Ray-waarden) aan de basis. Het Boven-Detfurth Zandsteen Laagpakket is gescheiden van het Onder-Detfurth Zandsteen Laagpakket door een eveneens goed correleerbaar kleilig interval en een enkele *coarsening upwards* sequentie.

Volpriehausen Formatie

De Volpriehausen Formatie is gemiddeld 110 meter dik en hoofdzakelijk van fluviatiele oorsprong, maar bevat ook substantieel eolisch sediment. Het sediment bestaat uit gevlochten en meanderende rivierafzettingen waartussen zich duinafzettingen en zo nu en dan stroomvlakte- (*flood plain*) en oeverdoorbraakafzettingen (*crevasse splay*) bevinden. De gemiddelde porositeit is ca 4%, de gemiddelde permeabiliteit 0,4 mD.

2.3.3. De kwaliteit van de P18-2-formaties

De reservoirkwaliteit van de formaties uit het Trias worden in P18-2 hoofdzakelijk bepaald door het afzettingsmilieu, begravingscompactie en diagenese (cementatie, consolidatie en uitloging) als gevolg van begraving. Met name het detritische kleigehalte, dat verband houdt met de afzettingsomgeving, vormt een belangrijke bepalende factor voor porositeit en permeabiliteit (Tabel 2). Met betrekking tot de begravingscompactie moet worden opgemerkt dat de P18-2-formaties zich tegenwoordig op de nagenoeg diepste begravingsdiepte bevinden. De zandsteenformaties hebben verschillende stadia van diagenese ondergaan. Voor de beste delen van reservoir P18-2 (Hardegsen en Boven Detfurth) is het effect van cementatie op de reservoirkwaliteit gering in vergelijking met de invloed van de afzettingsomgeving en de begravingscompactie.



Figuur 8 Boorlogcorrelatie door reservoir P18-2. Het correlatiepaneel is NW-ZO georiënteerd (zie inzetkaartje).

Tabel 2 Overzicht van petrofysische eigenschappen in P18-putten.

Zone	Gemiddelde			
	Dikte (m)	Permeabiliteit (mD)	Porositeit (%)	Kleivolume (%)
Hardegsen	27	254	13	27
Boven-Detfurth	56	17	8	29
Onder-Detfurth	25	9	7	35
Volpriehausen	110	0,4	4	29

2.3.4. Afsluitende gesteentelaag (Caprock)

Afsluitende laag (caprock)

De overliggende afsluitende laag van reservoir P18-2 wordt gevormd door sedimenten van de Boven-Germaanse Trias Groep en de (Jurassische) Altena Groep.

De Boven-Germaanse Trias Groep bestaat uit een verticale afwisseling van siltsteen, kleisteen, evaporieten en dolomieten. De boorlog van put P18-2 geeft een goede indruk van de dikte en samenstelling van de totale afsluitende gesteentelaag (Figuur 9). De dikte van de Boven-Germaanse Trias Groep bedraagt gemiddeld 150 meter. Direct hierop ligt de ongeveer 500 meter dikke Altena Groep, een dikke gesteente laag bestaande uit

opeenvolgende lagen van kleisteen, siltsteen en mergel uit het vroege Jura met uitstekende afsluitende eigenschappen.

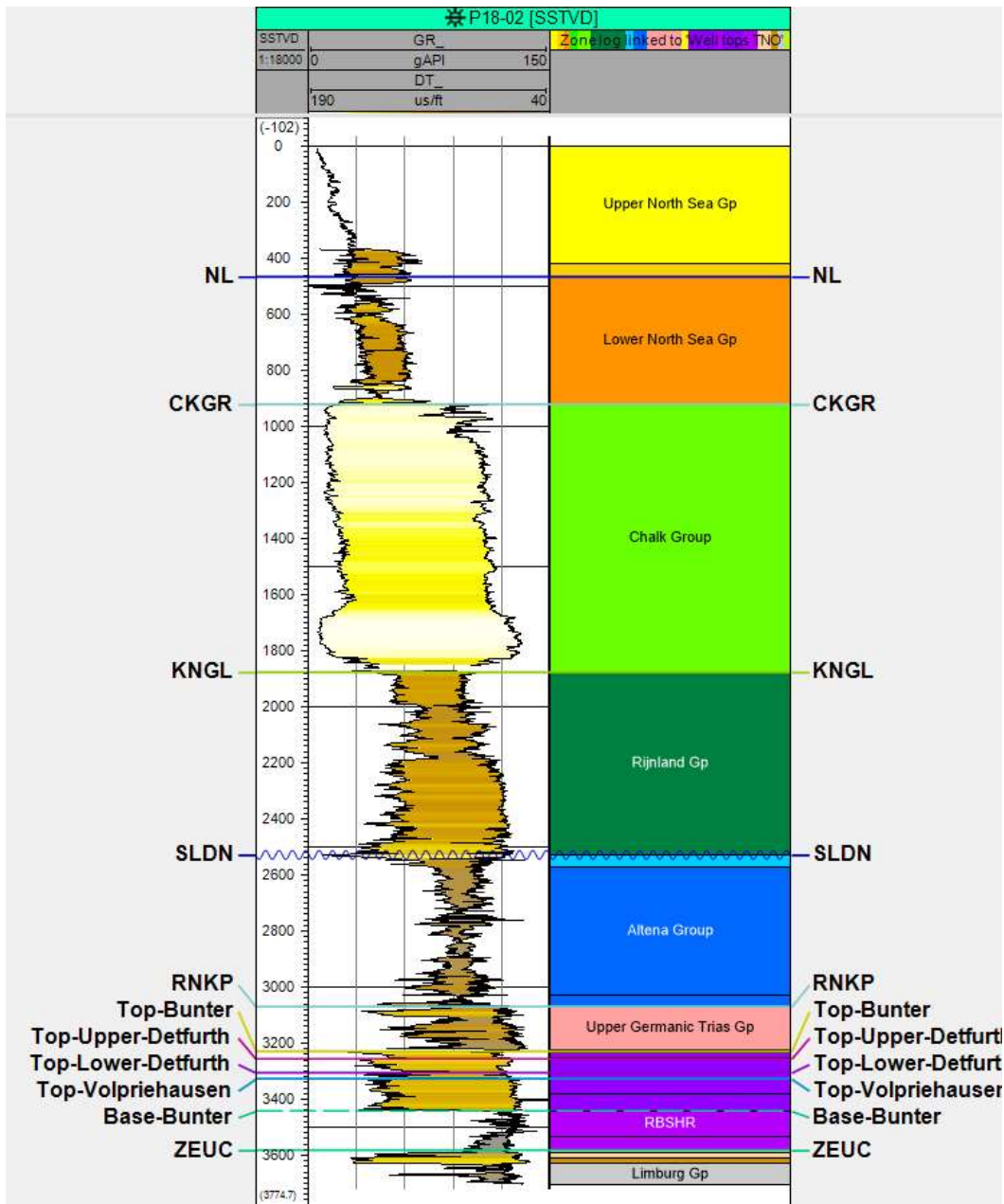
Merk op dat in sommige gevallen (bijvoorbeeld in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*) de Boven-Germaanse Trias Groep informeel wordt aangeduid met “Keuper”.

De totale dikte van de afsluitende laag van reservoir P18-2 is maximaal 650 meter. Het afsluitende karakter is aangetoond door het feit dat het gas uit reservoir P18-2 niet kon ontsnappen over geologische tijd. De top van deze afsluitende laag is gedefinieerd als de top van het Opslagcomplex P18-2.

Overburden

Met de term *overburden* worden hier de sedimenten bedoeld die boven het opslagcomplex liggen. De overburden wordt gevormd door meerdere geologische formaties die ook ieder afzonderlijk goede afsluitende eigenschappen hebben. Zo vormt de Vlieland Kleisteen Formatie (in het onderste deel van de Rijnland Groep) een goede afdichting van de Onder-Krijt zandsteenlagen. Deze zanden zijn lokaal olie- en/of gasvoerend in noordelijker gelegen Blokken en onshore in het West-Nederland Bekken en tonen daarmee de afsluitende kwaliteit van de Vlieland Kleisteen. Van Oost naar West neemt de zandigheid van de Vlieland Kleisteen af, wat het aannemelijk maakt dat de Vlieland Kleisteen ook in het P18-2-gebied een goede afsluitende laag vormt. Deze formatie wordt daarom beschouwd als de secundaire afsluitende laag voor het onwaarschijnlijke geval dat een geringe mate van lekkage uit het opslagcomplex plaatsvindt (zie Deel III van de Aanvraag). Kleiachtige lagen komen ook in het Cenozoicum veel voor, met name in de Onder-Noordzee Groep, maar deze zullen hier verder buiten beschouwing gelaten worden.

De kleistenen en schalies uit de Onder-Noordzee Groep, de Vlieland Kleisteen Formatie en de Formatie van Aalborg (onderdeel van de Altena Groep) zijn geïdentificeerd als voldoende plastisch en beschikken over voldoende zwelpotentieel om afsluiting rond putcasings te vormen. Daarnaast kunnen zout en mogelijk ook schalies van de Boven-Germaanse Trias Groep ook kruip- en zwelgedrag vertonen. Deze intervallen worden als ‘natuurlijk afsluitende formaties’ beschouwd.



Figuur 9 Stratigrafie en Gamma Ray (GR) en Sonic (DT) eigenschappen van reservoir P18-2, hoofdafdichting (Upper Germanic Trias Gp., Altena Gp.) en resterende overburden in put P18-2.

2.3.5. Onderliggende gesteentelaag

Basis

Onder reservoir P18-2 liggen gesteentelagen uit de Onder Buntzandsteen Subgroep (Rogenstein en Hoofd-Kleisteel). De Rogenstein bestaat uit roodbruin klei- en siltsteen met een dikte van gemiddeld 70 tot 80 meter. Onder de Rogenstein bevindt zich de Hoofd-Kleisteel Formatie, bestaande uit roodbruine klei met dunne laagjes silt/zand en anhydriet. De dikte is ongeveer 70 meter. Eigenschappen de verschillende geologische eenheden van reservoir P18-2 zoals gemeten in de P18-2 put zijn weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3 Eigenschappen van de verschillende geologische eenheden zoals gemeten in de P18-2 put.

Einheid No	Stratigrafische eenheid	Dikte* [m]	Diepte top* mTVDSS	Dichtheid** [kg/m ³]
1	Boven Noordzee Groep, NU	417	33,5	1.960
2	Midden en Onder Noordzee Groep, NM+NL	503	451	2.600
3	Krijtkalk Groep, CKGR	956	920	2.300
4	Rijnland Groep, KN (Inclusief Holland, Vlieland Kleisteel en Vlieland Zandsteen Fm)	652	1.876	2.650
5	Schieland Groep, SL (Inclusief Nieuwerkerk Fm)	44	2.528	2.100
6 Caprock	Altena Groep, (AT) (Inclusief Werkendam, Posidonia en Aalburg Fm)	497	2.573	2.600
Caprock	Boven Germaanse Trias (RN) (Inclusief Keuper Fm, Muschelkalk Fm, Röt Fm, Solling Fm)	162	3.070	2.600
8 Reservoir	Onder Germaanse Trias (RB) / Hoofd Bontzandsteen Subgroep (Inclusief Hardeggen Fm (RBMH) + Boven Detfurth Zandsteen (RBMDU)) Reservoir, upper part, good producer	74	3.232	2.600
9 Reservoir	Onder Germaanse Trias (RB) / Hoofd Bontzandsteen Subgroep (Inclusief Onder Detfurth Zandsteen Mb (RBMDL) + Volpriehausen Fm (RBMV)) Reservoir, lower part, poor producer	137	3.305	2.600
10 Basis	Onder Germaanse Trias (RB) / Onder Buntzandsteen Subgroep (Inclusief Rogenstein Fm, RBSR + Hoofd Kleisteel Fm, RBSM)	140	3.442	2.600
11	Zechstein Groep, ZE (Permian)	27	3.582	2.100
12	Slochteren Fm, ROSL + Limburg Groep (DC)	>23	3.608	2.650

** : Dichtheid van het gesteente is gebaseerd op de gebruikelijke waarden van de verschillende lithologieën.

2.4. Putten en boorgaten reservoir P18-2

Er zijn zes boorgaten geboord in reservoir P18-2. In eerste instantie is de put P18-2 geboord als exploratieput. Deze put is niet op het Platform P18-A aangesloten, en betreft een onderzeese put met mudline ophanging die niet produceert.

Alle overige putten zijn geboord vanaf Platform P18-A. Tijdens het boren van deze putten zijn bij sommige putten technische problemen opgetreden en is het boren voortgezet in een zijvertakking. De verlaten putsecties zijn niet door de afsluitende laag geboord en worden hier verder buiten beschouwing gelaten (behalve P18-2A6S1).

Bij put P18-2A6 bevindt het oorspronkelijke boorgat zich in compartiment III en de zijtak, P18-2A6S1, in compartiment II. Gasproductie vindt simultaan plaats via beide boorgaten. Voor de drie andere putten geldt dat ieder één producerend boorgat heeft. Zodoende zijn er in reservoir P18-2 in totaal zes boorgaten (zie Tabel 4).

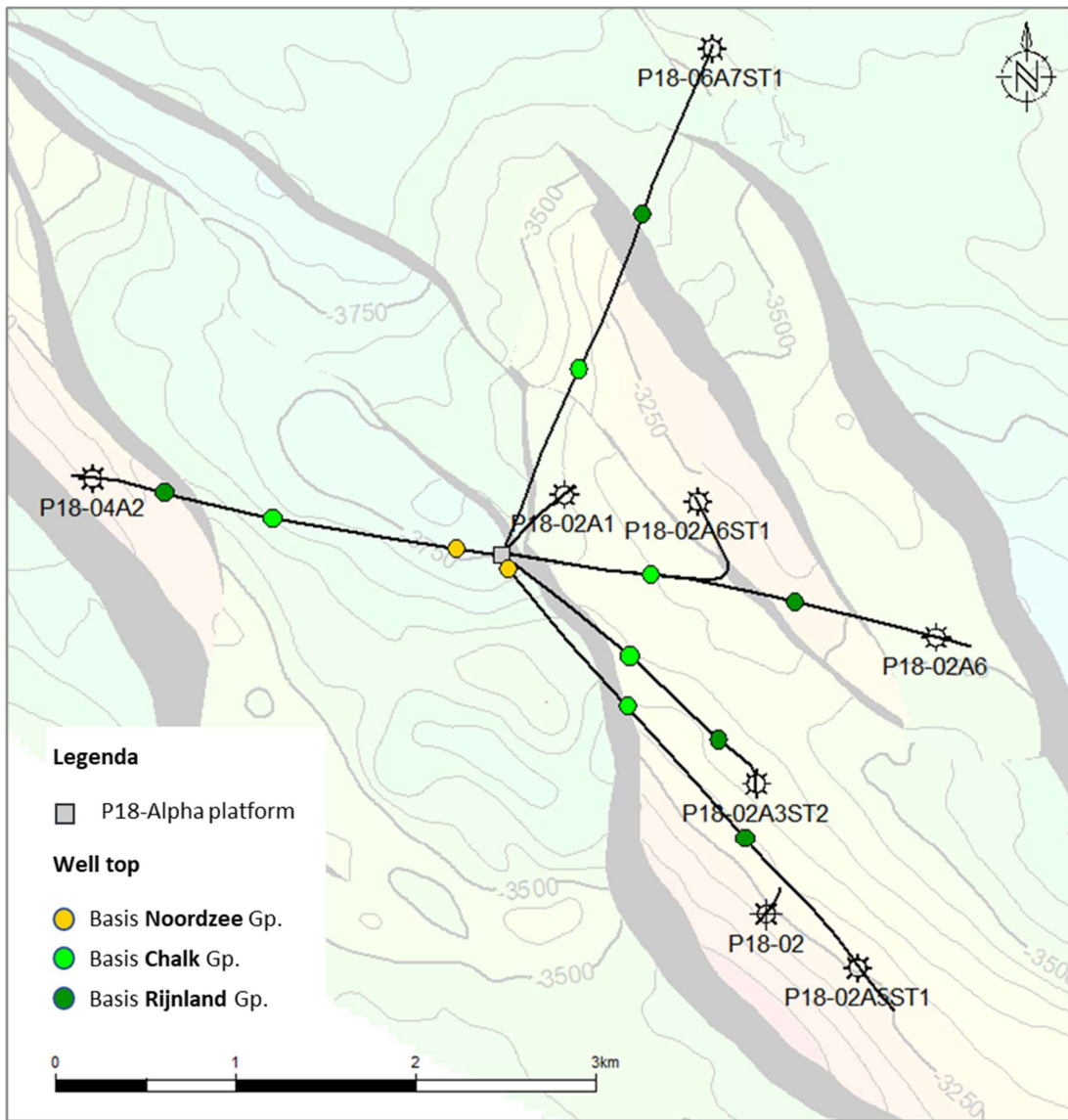
Tabel 4 Putten en boorgaten in het reservoir P18-2.

Compartiment	Boorgat (NLOG-code)	Spud jaar	Huidige status	Plan in deze Aanvraag	Totaal diepte (meter MD)	Aantekeningen
P18-2 Compartiment I	P18-2 (P18-02)	1989	Gedeeltelijk verlaten (subsea well)	Afsluiten	3.766	Exploratie put P18-2, nooit in productie geweest
	P18-2A1 (P18-A-01)	1990	Producerend	Injectieput	3.839	Oude naam P18-3
	P18-2A3 (P18-A-03-S2)	1993	Producerend	Injectieput	4.302	
	P18-2A5 (P18-A-05-S1)	1996	Producerend	Injectieput	5.229	
P18-2 Compartiment II	P18-2A6S1 (P18-A-06-S1)	2003	Producerend	Afsluiten	3.947	Zijvertakking van P18-2A6
P18-2 Compartiment III	P18-2A6 (P18-A-06)	1997	Producerend	Injectieput	4.805	Produceert samen met de zijvertakking

In Tabel 4 is aangegeven wat de huidige status is van de putten en boorgaten, maar ook wat de plannen zijn bij CO₂-injectie, als volgt:

- Eén put en een zijtak worden afgesloten. Dit betreft P18-2 en P18-2A6S1;
- Vier putten zijn beschikbaar voor CO₂-injectie in het reservoir P18-2, namelijk P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5 en P18-2A6.

Het plan is dat steeds drie putten operationeel zijn, zoals beschreven in Hoofdstuk 3.



Figuur 10 Overzichtskaart van de putten en boogattrajecten in reservoir P18-2 (voor het overzicht zijn ook de producerende putten in P18-4 en P18-6 weergegeven), met putsymbool en -naam weergegeven ter hoogte van het snijpunt met de top van het Bunter-reservoir. Put P18-2 is tijdelijk verlaten. De overige putten zijn geboord vanaf het Platform P18-A en producerend. Tabel 4 bevat een overzicht van de putten in P18-2.

3. Modelling van CO₂-opslag

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe permanente CO₂-injectie en -opslag in het Opslagcomplex P18-2 is voorzien. Daarbij wordt ingegaan op de gebruikte simulatiemodellen. Dit hoofdstuk dient gelezen te worden in samenhang met hoofdstuk 4 en 5. In hoofdstuk 4 worden de eisen voor de injectieputten beschreven en in hoofdstuk 5 de integrale injectiestrategie.

Dit hoofdstuk legt de basis voor Deel III t/m VII van de Aanvraag en biedt in meer detail de eventueel benodigde achtergrondkennis. In Deel III, het Risicobeheerplan, worden de risico's met betrekking tot de ondergrond beschreven, en ook hoe deze zijn onderzocht en de bijbehorende beheersmaatregelen.

3.1. Beschrijving van gebruikte simulatiemodellen

Diverse modellen zijn gebruikt om het CO₂-gedrag in de putten en in het reservoir te beschrijven (Zie Figuur 11 en Tabel 5). In deze modellen wordt gekeken naar het effect van CO₂-injectie op het dynamisch gedrag van het reservoir, het geomechanische gedrag van het reservoirgesteente en het stromingsgedrag van CO₂ in de putten.

De suite aan modellen zijn onder verdelen in 4 disciplines:

1. Geologie – statisch model in Petrel
2. Reservoir Engineering - dynamisch model in Eclipse300 en GEM
3. Flow Assurance – stromingsgedrag in putten gemodelleerd met Olga
4. Geomechanisch – 3D geomechanisch model in GEM en COMSOL

De integratie tussen de diverse modellen wordt gerealiseerd door koppeling. De output van het ene model wordt gebruikt als input voor het andere, om zodoende het gedrag van putten, reservoir en CO₂ te berekenen. De resultaten van de geïntegreerde modellen, hebben geleid tot een basecase injectieplan, waarmee de operationele window voor CO₂-injectie in P18-2 is bepaald.

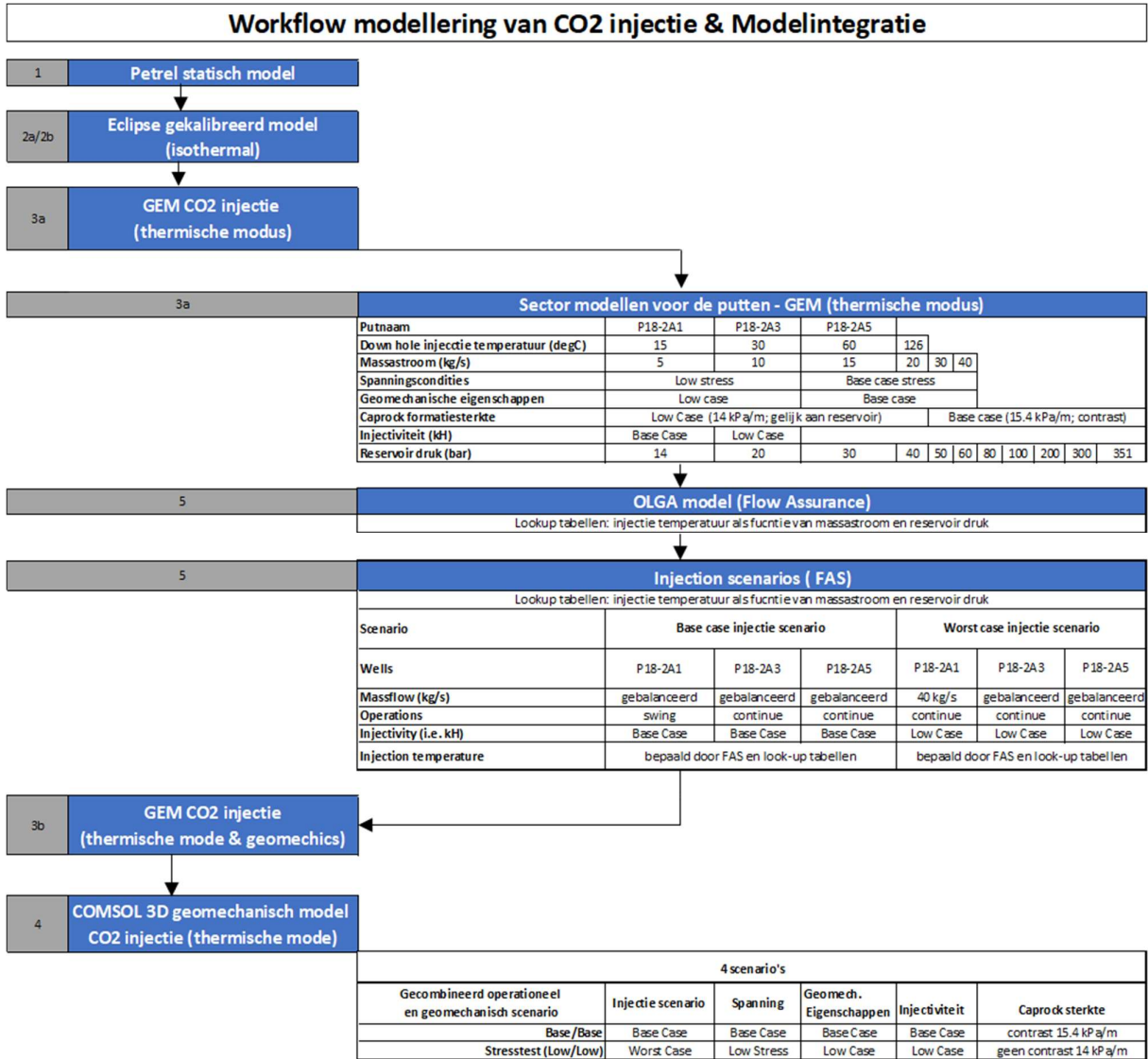
De prestaties van het reservoir en de putten in P18-2 tijdens de depletiefase worden bestudeerd sinds 1993, waardoor er veel data aanwezig is en er dus een zeer solide basis ligt om de modellen te kalibreren. Om deze reden is er gekozen om voor zowel het statische als dynamische model een deterministisch model te gebruiken. Het thermodynamisch gedrag van CO₂ tijdens injectie is een nieuw aspect in de modellering, wat heeft geleid tot de overstap van Eclipse300 naar CMG-GEM. Hierdoor is zowel de koppeling met de OLGA resultaten geoptimaliseerd, met name voor het thermisch gedrag van CO₂, als de koppeling met COMSOL over het geomechanisch gedrag. Overigens geldt dat de modeluitkomsten van Eclipse300 en CMG-GEM (in isotherme modus) identiek zijn.

Tabel 5 beschrijft de modellen en het doel van de simulaties, en Figuur 11 laat schematisch zien wat de gevolgde workflow is en aannames die zijn gemaakt om diverse scenario's te definiëren. In de volgende paragrafen wordt een korte beschrijving gegeven van de gebruikte modellen.

Tabel 5 Overzicht van de verschillende modellen gebruikt in berekeningen voor CO₂-opslag in de P18-reservoirs.

Model	Software	Beschrijving	Doel	Operationele modus	Commentaar
1	Schlumberger Petrel Static	3D statisch model o.b.v. integratie van lokale geologie en interpretatie van seismische data, put data en productiegegevens	Berekening statisch opslag volume; dient als basis voor het dynamische model	Deterministische base case	optimale operationele envelope;
2a	Schlumberger Eclipse 300 Dynamic Historical	Export uit Petrel statisch. geïnitieerd met dynamische parameters (PVT, saturaties). Depletie simulatie	Kalibratie historische productie- en drukdata en berekening van startcondities bij aanvang van CO ₂	Deterministische base case	optimale operationele envelope
2b	Schlumberger Eclipse 300 Dynamic Forecast (CO ₂)	Geïnitieerd met model 2a. model. Berekeningen in isothermal modus op initiële reservoir temperatuur Injectie compositie: 100 % zuivere CO ₂ .	Berekening totale injectie capaciteit in Mton als functie van de tijd	Deterministische base case	optimale operationele envelope
3a	CMG - GEM dynamic Forecast (CO ₂)	Export van model 2b naar GEM. Simulaties in thermische modus, met variërende injectietemperaturen. Injectiecompositie CO ₂ + 5% onzuiverheden	Berekening totale CO ₂ injectie capaciteit in Mton als functie van de tijd Begrip van temperatuur effecten op put en reservoir	Deterministische base case	(Extreme) werkbereik, toekomstige versies gebruiken voor operationele monitoring
3b	CMG - GEM Geomechanics	GEM dynamic forecast model met toevoeging van Geomechanisch grid en fracture model De injectie debieten die zijn gekozen zijn 'stress' test, en ver buiten operationele plan.	Model voorspelling voor fracture initiatie en verspreiding als gevolg van temperatuur en druk veranderingen. Veiligheidsgrenzen voor operations	Limit (operationeel vermijden)	extreme situatie; limiet detectie/ stresstest

Model	Software	Beschrijving	Doel	Operationele modus	Commentaar
4	Comsol Geomechanics	<p>3D finite element model gebaseerd op het GEM geomechanics model (druk, temperatuur, spanning) en het Petrel statisch model.</p> <p>Berekening van kritieke breuk stabiliteit en omliggende gesteente; begrip aangaande thermisch fraccen</p>	<p>Voorspelling van impact van fractures en injectie spanningen op breuk stabiliteit en integriteit afsluitende laag</p> <p>Scenario's zijn gekozen als stresstest, en ver buiten operationele plan</p>	Limit (operationeel vermijden)	extreme situatie; limiet detectie/stresstest
5	Schlumberger Olga Multiphase flow simulator	<p>Dynamische (tijdsafhankelijke) simulator voor meefase stroming, levert temperatuur, druk en stroming in putten en pijpleidingen.</p> <p>Berekening van condities in put en pijpleiding die corresponderen met de ondergrond berekening uit model 3a.</p>	<p>Het vaststellen van het werkbereik voor injectie, rekening houdende met alle limieten.</p> <p>Evaluatie van operationele strategieën in staat om te gaan met <i>transient operations</i> (start-up, lange afkoeling, drukverliezen)</p>	Optimalisatie (alle limieten mee gewogen)	optimaal werkbereik (<i>operation envelope</i>)



Figuur 11 Overzicht gebruikte modellen, model integratie en definities van scenario's.

3.2. Statisch model - Petrel

Het P18-2 statische reservoirmodel is een deterministisch model en omvat elementen van eerdere modellen gebouwd door TNO als onderdeel van het P18-2-Haikbaarheidsonderzoek (zie *CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field TNO, 2019*). Het model is gebaseerd op de interpretatie van seismische reflectie data van de Blokken P18 en P15 die in 1989 genomen is en die in 2014 opnieuw bewerkt is (*seismic reprocessing*). Een *pre-stack* dieptemigratie (PSDM) versie van het seismisch volume (zowel in tijd als in diepte domein) en een seismisch snelheidsmodel zijn beschikbaar. Seismische interpretaties van zowel de formaties als breuken zijn gebaseerd op interpretaties door TAQA, TNO en EBN.

De volgende paragraaf geeft een korte beschrijving van het statische model voor P18-2. Er is een *pillar grid* opgesteld op basis van door middel van snelheidsmodel-naar-dieptedomein geconverteerde breuken, waarna de seismische Top Bunter horizon (naar diepte geconverteerd) is gebruikt om de ruimtelijke geometrie van het reservoir in het statische model te definiëren. Vier zones zijn gedefinieerd die de hoofdreservoireenheden van het reservoir beschrijven met Top Bunter horizon als top van de bovenste reservoirzone (van boven naar beneden: de Hardegsen, Boven-Detfurth, Onder-Detfurth en Volpriehausen Formaties). Na populatie met de petrofysische eigenschappen, resulterend uit petrofysische (her)evaluatie, met behulp van de statistische Kriging techniek is een uniform en veld-breed vrijwatervolume (*Free Water Level*, FWL) op een diepte van 3.680 mTVDS toegepast voor het reservoir P18-2. Het vrijwatervolume is afgeleid door middel van interpretatie van gemeten gasdrukken (RFT's) en de regionale waterdruklijn voor P15/P18. Evaluatie van de productie gegevens toont aan dat in de P18-velden er geen sterke druk support vanuit de onderliggende aquifer bestaat. Dit wordt bevestigd door de afwezigheid van geproduceerd formatiewater. Dit zijn aanwijzingen dat het oorspronkelijke Gas-water Contact en geassocieerde FWL gedurende de productiefase niet omhooggekomen zijn en nog steeds na depletie min of meer op hun oorspronkelijke diepte liggen. De initiële water saturatie is door middel van een porositeitsafhankelijke Leverett-J functie gemodelleerd. Vervolgens is het initiële gas volume (GIIP) berekend op basis van de volgende formule:

$$GIIP = GRV * Phie * Bg * Sg * N/G$$

Waarin: GIIP = Gas Initially In Place, GRV = Gross Rock Volume, Phie = effectieve porositeit, Bg = gas expansiefactor onder Normale omstandigheden (0,004 m³/m³), Sg = gas saturatie, N/G = Net over Gross, (de verhouding tussen productief en niet productief reservoirgesteente).

Tot slot is, conform petrofysische observaties, in de Hardegsen zone van het statische model nog een interval met verhoogde permeabiliteit (zgn. high perm streak) opgenomen. In zowel het statische als dynamische model is aangenomen dat dit interval lateraal continue is over het hele P18-2 reservoir. Hierdoor speelt dit interval een belangrijke rol in de snelle laterale verspreiding van de geïnjecteerde CO₂.

Reservoirgesteente met minimaal 3% porositeit meegerekend

Het overzicht van de resulterende statische GIIP wordt gegeven in Tabel 6. Dit is de eerste indicatie van het beschikbare opslagvolume. Het statische model is gebruikt als input in volgende dynamische simulaties, waarbij een reservoirgesteente met een porositeit lager dan 3% uitgesloten is van volume berekeningen. Kalibratie van het statische volume is gedaan aan de hand van de P/z match voor reservoir P18-2 (zie *Storage Capacity Technical Note, Porthos 2020*). De GIIP is door middel van een Monte Carlo simulatie van de input parameters met bovenstaande formule vastgesteld op gemiddeld 10 BCM. Dit deterministisch statisch model (Stap 2, Figuur 11) zal als basis dienen voor de dynamische en geomechanische modellen.

Tabel 6 Overzicht van statische GIIP in BCM (miljard m³ onder normaal condities).

Scenario	Compartment I	Compartment II	Compartment III	Totaal
Geen cut-offs	11	3	0,9	14,9
Minimaal 3% porositeit	10	3	0,7	13,7

3.3. Dynamisch model

Het statische model is geëxporteerd naar de Eclipse compositional simulator E300, om de historische druk en volume data van het voorkomen te modeleren (Stap 2a, Figuur 11).

De samenstelling van het oorspronkelijke gas is hierbij gemodelleerd met een EOS PVT Peng-Robinson model, en de saturatie-hoogte functie is gemodelleerd met een Corey-functie en een J-functie. Tabel 7 geeft een overzicht van de initialisatie van het dynamische model.

Tabel 7 Initialisatie parameters voor het dynamisch model.

Initiële druk op datumdiepte (referentie diepte)	375 bar
Datumdiepte	3.400 meter TVDSS
Vrij water niveau (FWL)	3.680 meter TVDSS
Temperatuur	126 graden Celsius

De kalibratie van het dynamisch model (de zgn. history match) is gedaan aan de hand van:

- historische productie rates
- historische reservoir drukken
- historische productiviteit van de putten
- historische GIIP, waarbij de range wordt bepaald door de dynamische GIIP (o.b.v. P/z) en de statische GIIP
- kalibratie aan de hand van historische dynamische eigenschappen op reservoir niveau (Pressure Transient Analysis (PTA) en P/z analyses)

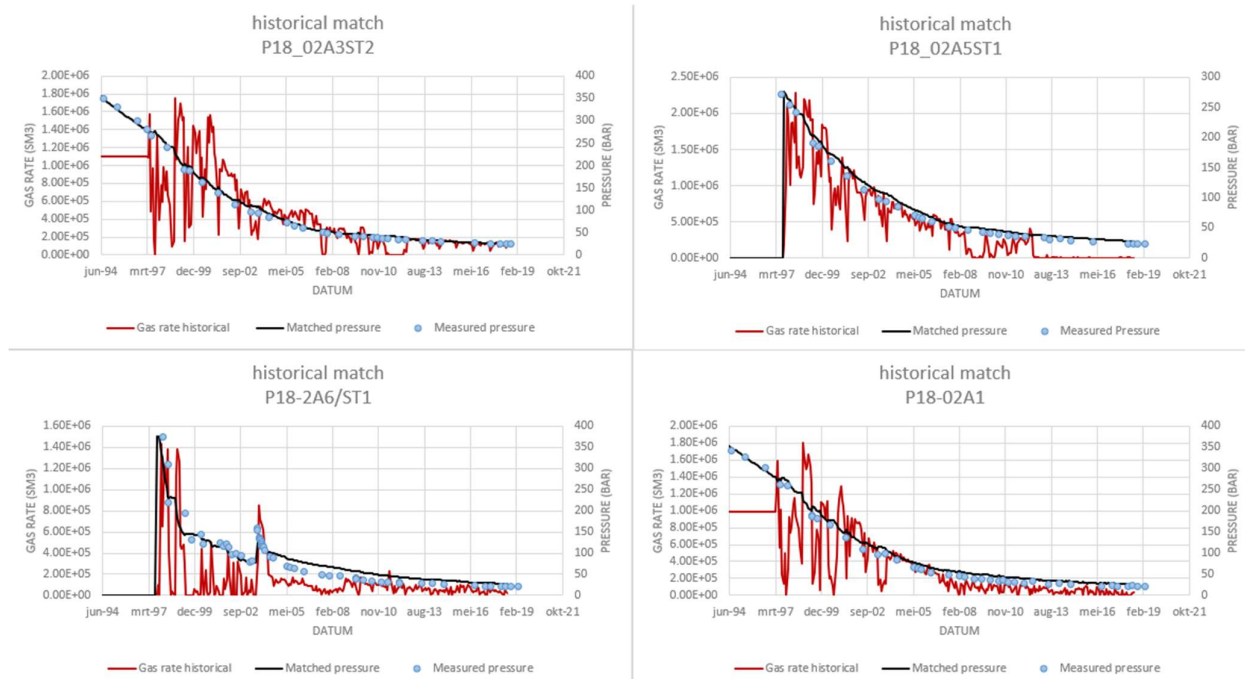
De volgende aanpassingen zijn doorgevoerd om het historisch druk- en volume-gedrag te reproduceren en het model te kalibreren (voor details zie Injectivity rapport³):

- Gebruikte vermenigvuldigingsfactor van het porievolume om het historische drukverloop per compartiment te kalibreren als functie van het productievolume:
 - Compartiment I: 1,10;
 - Compartiment II: 1,00;
 - Compartiment III: 0,75;
- Compartiment I en II zijn gedeeltelijk met elkaar in drukverbinding, wat in het model gesimuleerd wordt door een vermenigvuldigingsfactor (0.2) toe te passen op de connectiviteit tussen beide compartimenten.
- Compartiment III is op productieschaal niet in drukverbinding met de rest van het reservoir.
- Afstemming van permeabiliteit in het model om de permeabiliteit-dikte (Kh) uit de puttesten te kalibreren.

Met deze aanpassingen op het statische model is een gekalibreerd dynamisch model gerealiseerd. Door de depletie geschiedenis van bijna 3 decennia is de onzekerheid met betrekking tot het dynamisch reservoirgedrag zeer klein en is het aantal vrijheidsgraden beperkt tot een minimum waardoor de mate van fit met de historische

³ P18 Porthos well injectivity (Porthos 2020), zie Bijlage.

productiedata optimaal is. Een voorbeeld van deze kalibratie is gegeven in Figuur 12, waarin voor de vier P18-2 putten de simulatiedrukken (zwarte lijn) liggen op de gemeten drukken (blauwe punten).



Figuur 12 Kalibratie van het dynamisch model: de gesimuleerde putdrukken (zwarte lijn) komen overeen met de gemeten drukken. Gas rates worden weergegeven (rode lijn).

3.4. Dynamisch model - CO₂-injectie

Het gekalibreerde dynamische model is gebruikt voor de prognose van de CO₂-injectie. Bij de start van de injectie gelden de volgende modelcondities in het reservoir, de putten en de CO₂-toevoer:

- In de modellering wordt uitgegaan van vier injectieputten: P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5 en P18-2A6, waarvan er in de meeste scenario's drie tegelijkertijd injecteren;
- Aan het begin van de CO₂-injectie is de reservoirdruk 17 bar. De verwachte einddruk na gaswinning zal tussen de 14 en 20 bar liggen;
- In de injectiesimulaties is de maximale gemiddelde reservoirdruk gelijk aan de hydrostatische druk van 351 bar op datumdiepte ($\pm 2\%$);
- De maximale druk in de bodem van de put (BHP, bottom hole pressure) is nooit hoger dan de initiële reservoirdruk van 375 bar;
- De bottomhole temperatuur van CO₂ in de put is altijd hoger dan 15°C, om vorming van CO₂-hydraat in en nabij de put te voorkomen;
- De injectiesnelheid voor elk van de injectieputten is afhankelijk van de condities van het lokale reservoir en de berekende limieten, en wordt berekend door de simulator;

- De CO₂-toevoer volgt het profiel van een injectiesnelheid van circa 2,5 Mton/jaar, gedistribueerd over de injectieputten op basis van onder meer de injectiviteit;
- De berekeningen zijn uitgegaan van zuivere CO₂, dat wil zeggen dat het aangeleverde volume geheel uit CO₂ bestaat;
- In de praktijk geldt dat de geïnjecteerde CO₂ niet meer dan 5% onzuiverheden bevat.
- Onder het kritische punt is CO₂ in de gasfase: deze krijgen de eigenschappen van de gas-water relatieve permeabiliteiten.
- Om en nabij het kritische punt wordt CO₂ behandeld als een vloeistof en krijgen daardoor andere relatieve permeabiliteiten (vergelijkbaar met olie-water).

3.4.1. Opslagcapaciteit en injectieprognose P18-2

Er is een *Base Case Storage Capacity* (zie *Storage Capacity Technical note, bijlage*), oftewel het meest realistische scenario, opgesteld. Hiermee is CO₂-opslag berekend vanaf een gemiddelde einddruk in het reservoir van 17 bar tot een gemiddelde einddruk in het reservoir die niet hoger is dan de hydrostatische druk (351 bar op datumdiepte). Hierbij is uitgegaan van noodzakelijke beschikbaarheid van injectieputten en is geen rekening gehouden met operationele risico's.

Reductie in poriënvolume

Het mogelijke effect van een reductie in poriënvolume, als gevolg van compactie tijdens depletie van het gasreservoir door gasproductie, is gemeten met materiaal afkomstig van boorkernen uit de P18-reservoirs (Fenix 2020). De uitkomst van deze kernanalyse is dat compactie en de afname van poriënvolume tijdens depletie zeer beperkt is geweest. De gemiddelde relatieve reductie van het poriënvolume is circa 1%, hetgeen als relatief gering wordt beschouwd.

Uit modellering van dynamische onzekerheden, zoals gemiddelde reservoir permeabiliteit, hysteresis en verticale communicatie (aanwezigheid van zogenaamde *baffles*) blijkt dat deze een geringe impact hebben op de geschatte injectiviteit en daarmee de duur van de opslagperiode.

Totaal opslagvolume

Het totale opslagvolume in P18-2 is berekend op 32 Mton ± 3% CO₂-gasmengsel met een einddruk van het reservoir aan het einde van de injectieperiode gelijk aan de hydrostatische druk van 351 bar. In deze berekening is rekening gehouden met ± 2% onzekerheid ten aanzien van de einddruk en 1% compactie. Aangezien het geïnjecteerde gasmengsel minimaal 95% CO₂ bevat, zal het totale opslagvolume 31,2 ± 3% Mton zuivere CO₂ bevatten.

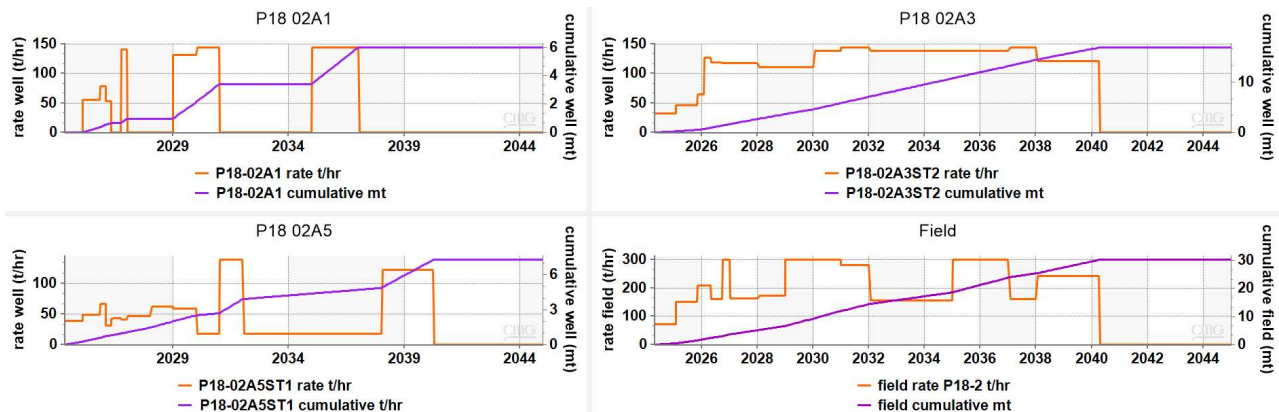
Gegeven de grote zekerheid van het totaal geproduceerde gasvolume en de beschikbaarheid van een gekalibreerd dynamisch model, zijn de onzekerheden rond dit volume voornamelijk gerelateerd aan depletie-effecten (reductie van poriënvolume) en injectie limiterende effecten (permeabiliteit in de nabije omgeving van de put).

Injectie limiterende effecten bij de put

In het base case injectie scenario wordt uitgegaan van een injectie plateau van 300 ton per uur, verdeeld over in drie putten in P18-2 (P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5) en 1 put in P18-4A2. De verdeling over de putten is gebaseerd op een minimaal gebruik van P18-2A1 en de drukbalans tussen P18-2 en P18-4 (zie Figuur 13).

Voor de maximaal toegestane druk in de bodem van de put (*bottom hole pressure*, BHP) wordt de initiële reservoirdruk van 375 bar aangehouden. De maximale injectiviteit is proportioneel met het drukverschil tussen de

maximaal toegestane BHP en de reservoirdruk. Dit verschil neemt in de loop van de tijd af, aangezien de reservoirdruk toeneemt. In het basis scenario kan tot 2040 de geplande hoeveelheid CO₂ die wordt aangeleverd in het reservoir P18-2 worden opgeslagen. De injectie eindigt rond 2040 in alle drie injectieputten doordat het reservoir een gemiddelde druk van 351 bar heeft bereikt.

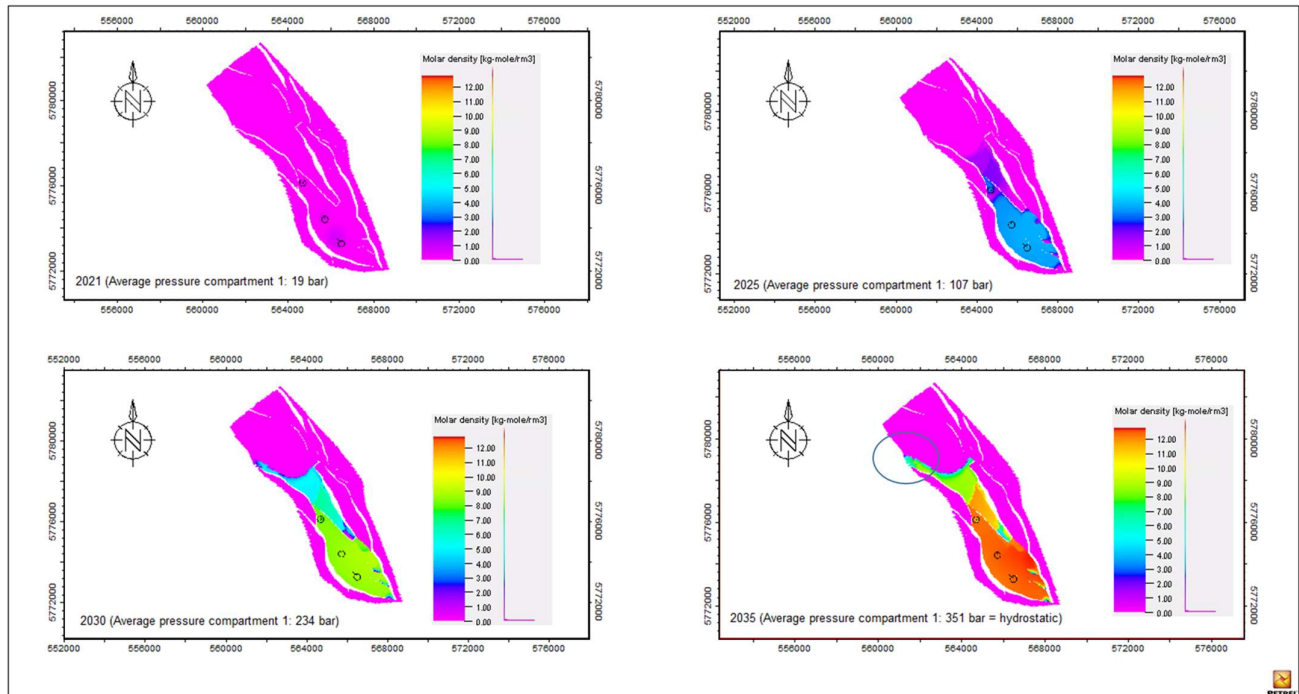


Figuur 13 Injectiesnelheden en cumulatieve opslag per put en totaal (reservoir). Het totale injectiedebiet voor P18-2 is geen continu plateau. Dit komt door de bijdrage van P18-4, wat het totale injectiedebiet over van de beide velden brengt op 300 ton/uur.

3.4.2. Verspreiding van de CO₂ bij injectie in het reservoir - gaspockets

De dynamische simulaties geven inzicht in de verspreiding van CO₂ in het reservoir. Dit is van belang om permanente opslag aan te tonen. Simulatie van de depletie geschiedenis gaat uit van enkele *gaspockets* (of gasruimtes), verbonden via de aquifer met de putten. De mogelijke aanwezigheid van deze *pockets* is geïnterpreteerd op basis van de aanwezigheid van lokale gesloten elevaties van de Top Bunter, uitgaande van de huidige seismische interpretaties en het FWL van 3.680 mTVDSS. Deze kleine structuren worden naar het Zuidwesten gesloten tegen een afschuivende breuk met juxtapositie tegen afsluitende lagen van de Onder-Bontzandsteen Subgroep. Omdat deze *gaspockets* via de aquifer in drukverbinding staan met het hoofdreservoir, zal ook een deel van de geïnjecteerde CO₂ initieel in die richting verspreiden of migreren. Aan het einde van de injectie is de CO₂ opgeslagen in het reservoir (zie Figuur 14) en vindt geen migratie meer plaats.

In de Deel III van deze Aanvraag wordt, in het kader van het risicomanagement, dieper ingegaan op het aspect van laterale migratie. De meer extreme scenario's laten zien, dat zelfs bij een einddruk hoger dan de initiële druk in het reservoir geen verdere migratie plaatsvindt. De mogelijke aanwezigheid van deze *gaspockets* is de voornaamste reden van de keuze voor de uiterste begrenzing van het voorkomen zoals besproken in Paragraaf 2.2.



Figuur 14 Kaart met CO₂ molare dichtheid op verschillende momenten tijdens injectie in P18-2. CO₂ migreert voorbij het originele gas water contact en bereikt de gemarkeerde gas pocket (gemarkeerd in het paneel 2035).

3.5. Thermodynamica

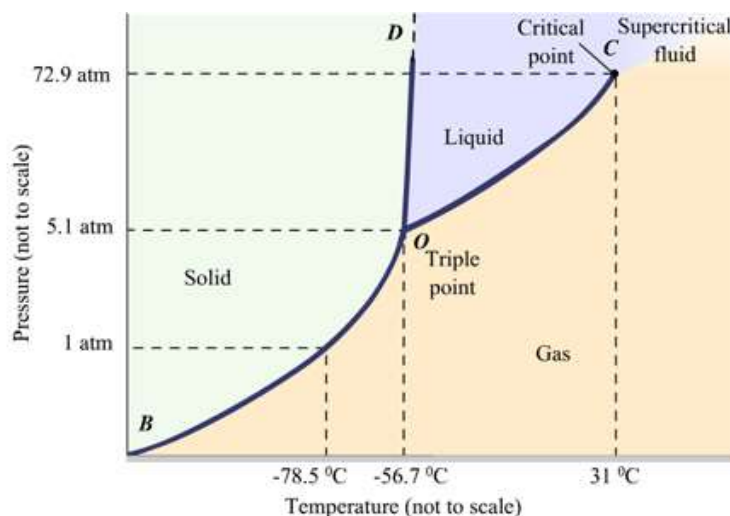
Naast de evidente drukverhoging treden temperatuurverschijnselen op, zowel bij de geïnjecteerde CO₂ als in het reservoirgesteente. Deze paragraaf beschrijft ter introductie van de thermische modellering enkele basisprincipes van de thermodynamica voor CO₂ in zuivere vorm en hoe omgegaan is met de te verwachten onzuiverheden in het mengsel. Eerdere paragrafen beschreven de modellering van zuivere CO₂ en gaven nog geen rekenschap van de temperatureffecten, die inherent optreden bij injectie. Begrip van de thermische effecten is om drie redenen belangrijk:

1. Beheersing en begrip van scheurvorming en de stabiliteit van reservoirbreuken in nabijheid van het koudefront als gevolg van de CO₂-injectie.
2. Beheersing en begrip van lokaal 2-fasegedrag en mobiliteitsproblemen nabij de put, zoals zoutafzettingen, verdamping van water in een radius rond de koude, geïnjecteerde CO₂, en oplosbaarheid van CO₂.
3. Beheersing en begrip van de algemene gemiddelde temperatuur- en drukrespons in het veld op langere termijn ten gevolge van de lagere injectietemperatuur.

Deze paragraaf dient zowel als introductie voor de verdere (thermische) modellering beschreven in dit hoofdstuk, als voor de beschrijving van de integrale injectiestrategie in hoofdstuk 0 en wordt in nog meer detail beschreven in *Injection Plan Porthos 2021* en *Flow Assurance Study Report, Porthos 2021*.

3.5.1. Fasegedrag van CO₂

De terminologie die voor de verschillende fasen van CO₂ wordt gebruikt, komt overeen met de terminologie in het diagram in Figuur 15. Dit diagram toont de verschillende fasen van zuivere CO₂ in relatie tot druk en temperatuur.



Figuur 15 Fase diagram voor zuivere CO₂. (zie tekst voor uitleg)

Vaste CO₂ (*solid*) treedt alleen op bij temperaturen onder circa -60°C. Het wordt onder normale operatie uitgesloten dat deze fase optreedt bij de injectie van CO₂ en in het opslagvoorkomen. Bij een druk onder de 73 bar treedt een faseovergang op tussen de vloeistoffase (*liquid*) en de gasvormige fase (*gas*) afhankelijk van heersende druk en temperatuur. CO₂ bereikt het kritieke punt bij 73 bar en 31°C (*critical point*). Als gevolg hiervan kan de gas-vloeistof fasegrens voor CO₂ worden overschreden onder omstandigheden die normaal voorkomen in transport- en injectiesystemen. De faseovergang die hierdoor optreedt, kan leiden tot lage temperaturen en bevriezing. Boven de 73 bar is CO₂ in de superkritische fase (dichte fase), onafhankelijk van de temperatuur. Er treedt geen faseovergang op bij temperatuurvariatie, maar de dichtheid verandert drastisch onder invloed van de temperatuur.

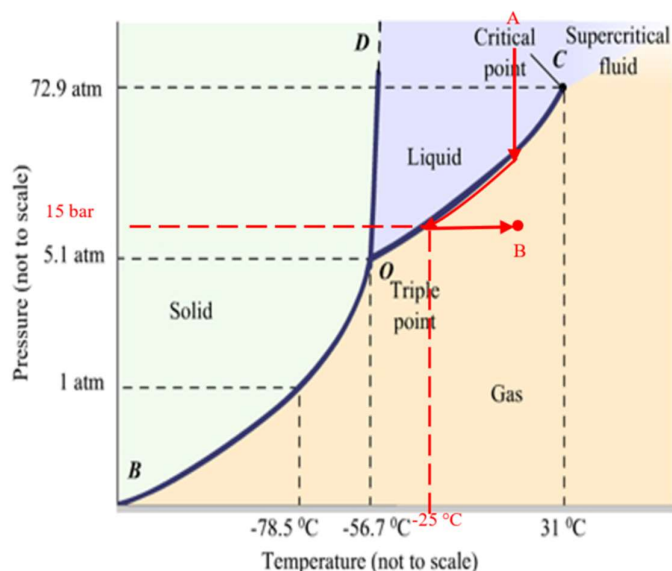
3.5.2. Afkoelingseffect

Er zijn twee belangrijke bronnen van afkoeling in CO₂-systemen: Joule-Thomson afkoeling (die optreedt wanneer CO₂ een plotselinge drukverlaging ondergaat) en afkoeling door een faseverandering (veroorzaakt door de latente verdampingswarmte).

Joule-Thomson afkoeling treedt op wanneer gas wordt blootgesteld aan een plotselinge drukafname. Dit kan gebeuren via een regelklep, waarbij de druk in zeer korte tijd verandert. Dit is een adiabatische verandering (dat wil zeggen geen uitwisseling van energie met de buitenomgeving door de snelheid van de drukverandering) maar het is geen omkeerbare verandering (omdat energie verloren gaat als frictie via de klep). Het is daarom een isenthalpische maar geen isentropische verandering.

De tweede bron van afkoeling treedt op wanneer het gas de vloeistof-gas fase lijn overschrijdt en er dus een faseverandering optreedt. Wanneer zich CO₂ voor een klep in de vloeistoffase bevindt, terwijl de druk achter de klep ervoor zorgt dat de CO₂ in de gasvormige fase komt, treedt snelle afkoeling op. Omdat de drukafname zeer snel optreedt, is het proces adiabatisch. Dat betekent dat de latente verdampingswarmte (die nodig is om CO₂ in

de gasvormige fase te brengen) alleen door de vloeistof zelf kan worden geleverd. Dit proces zorgt ervoor dat de CO₂ onmiddellijk afkoelt, zoals schematisch als voorbeeld weergegeven in Figuur 16.



Figuur 16 Illustratie van afkoeling beschreven als voorbeeld in de tekst.

In dit voorbeeld is de druk voor een afsluiter zoals aanwezig in wellhead (punt A) rond de 80 bar en de temperatuur rond de 15°C. De condities achter de dichte afsluiter zijn 15 bar en 15°C. Wanneer de afsluiter wordt geopend, wordt de druk verlaagd naar 15 bar, en dalen de CO₂-condities onmiddellijk naar de fasegrens. CO₂ zal beginnen te verdampen, wat energie vergt. De CO₂ zal onmiddellijk afkoelen om deze energie zelf te leveren. De temperatuur van de CO₂ zal dalen tot de faseovergangstemperatuur (kookpunt). In dit scenario is dat -25°C bij 15 bar. Zolang CO₂ door de afsluiter blijft stromen en de druk achter de klep gelijk wordt gehouden, behoudt deze een temperatuur van -25°C. Als koude CO₂ door het benedenstroomse netwerk stroomt (aangenomen op 15 bar) zal deze warmte gaan uitwisselen met de omgeving. Deze warmte zal echter in eerste instantie alleen worden gebruikt om vloeibaar CO₂ te verdampen tot gas. Pas nadat alle vloeibare CO₂ is verdampd, zal de CO₂-temperatuur stijgen en uiteindelijk de omgevingstemperatuur van 15°C bereiken als gevolg van opwarming vanuit de omgeving.

Hetzelfde fenomeen kan optreden bij een afblaasscenario (*blowdown*). In een goed geïsoleerde pijpleiding leidt een daling van de druk tot hetzelfde fenomeen: CO₂ begint te verdampen zodra de druk bij de huidige temperatuur (de locatie van de fasegrens) onder de dampdruk daalt. Omdat de warmtestroom in een goed geïsoleerde pijpleiding laag is, zal de temperatuur van de CO₂ de fasegrens volgen tot alle CO₂ is verdampd. Snel afblazen naar 1 bar in een goed geïsoleerd systeem kan daardoor leiden tot een lage CO₂-temperatuur van wel -78°C.

3.5.3. Effect van onzuiverheden op faseovergangen

Het aangeleverde CO₂-gasmengsel bevat onzuiverheden die het thermodynamische gedrag in de put en het reservoir zullen beïnvloeden. De Emitters, aangesloten op het transportnetwerk, zullen verschillende afvangtechnieken gebruiken, die ontworpen zijn tegen een minimale CO₂-specificatie (zie mengsel 1 maximale

verontreiniging in Tabel 8). Borging van deze kwaliteitseis wordt gemeten bij invoer op de Porthos-infrastructuur. Het thermisch effect van deze mengsels is meegenomen in het ontwerp van het injectieplan.

Mengsel 2 wordt gebruikt als representatief mengsel in het dynamisch reservoir model, omdat dit mengsel als gemiddeld mag worden verwacht vanuit de CO₂-leveranciers. De minimaal mogelijke CO₂-concentratie is direct gekoppeld aan de maximale concentratie verontreinigingen. Op basis hiervan is mengsel 1 gedefinieerd. De CO₂-leveranciers en Porthos streven naar maximale CO₂-vulling (en dus maximale CO₂-concentratie) waardoor mengsel 1 zeer onwaarschijnlijk is. Het effect van compositie op de bottomhole temperatuur is beperkt tot 1-2 degC. De laagst toelaatbare temperatuur van 15 degC is in werkelijkheid gedurende maximaal enkele uren aanwezig kan zijn na het opstarten van een put en bij lage reservoirdrukken. Dit geldt voor het gehele bereik aan composities. De laagste bottomhole temperatuur bij continue injectie ligt rond 30 degC en zal hoger zijn bij hogere reservoirdrukken.

Scenario's op basis van verschillende samenstelling van het gasmengsel

Als ontwerpbasis is gekozen voor een typische samenstelling van het te verwachten CO₂-gasmengsel van de leveranciers (mengsel 2 in Tabel 8). Mengsel 1, mengsel 2 en zuivere CO₂ worden in de Flow Assurance studie (*Flow Assurance Study FAS report, bijlage*, zie daarin Tabel 9) gebruikt in scenario's voor respectievelijk normale of lage temperatuur van het mengsel en een hoge omgevingstemperatuur. Mengsel 3 is gebruikt bij berekeningen voor de compressor en de technische opslagcapaciteit (*Storage Capacity Technical note Porthos 2020, bijlage*) en heeft voor de opslag modellering geen verdere relevantie.

Tabel 8 Typische CO₂-mengsels als ontwerpbasis

		Maximale verontreiniging (mengsel 1)	Gemiddelde compositie (mengsel 2)	Compositie voor compressor (mengsel 3)	Zuiver Puur
		mol%	mol%	mol%	mol%
Koolstofdioxide	CO ₂	95,45	98,9915	95,077	100,0
Waterstof	H ₂	0,75	0,1876	1,000	-
Stikstof	N ₂	2,40	0,5795	2,000	-
Methaan	CH ₄	1,0	0,1422	1,000	-
Ethaan	C ₂ H ₆	-	0,004	-	-
Pentaan	C ₅ H ₁₂	-	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	0,0458	0,200	-
Argon	Ar	0,40	0,0019	0,600	-
Water	H ₂ O	-	0,0031	0,004	-
Methanol	CH ₃ OH	-	0,025	-	-
Waterstofsulfide	H ₂ S	-	-	0,04	-
Zuurstof	O ₂	-	-	0,08	-

3.5.4. Thermodynamische toestandsvergelijkingen

Voor het bepalen van de thermodynamische toestand en eigenschappen van CO₂-mengsels is een aantal modellen beschikbaar waarvan de geldigheid hieronder kort besproken wordt.

Span en Wagner

Thermodynamische eigenschappen worden bepaald met een toestandsvergelijking (*Equation of State*, EoS). Span en Wagner (1996) hebben een geavanceerde EoS voor zuivere CO₂ gemaakt.

GERG-2008

De methode volgens Span en Wagner kan niet worden gebruikt voor CO₂-mengsels waarin andere componenten aanwezig zijn. Voor deze mengsels wordt binnen het Porthos-project gebruik gemaakt van multiparameter *Equations of State*. De ontwikkeling daarvan werd ondersteund door *Groupe Européen de Recherches Gazières* (GERG). De nieuwste versie dateert uit 2008 en heet daarom: GERG-2008. Deze wordt in detail beschreven in EN-ISO-20765-2:2018. Het is mogelijk om CO₂-mengsels te definiëren die alkenen, water, waterstofsulfide, koolstofmonoxide, zuurstof, stikstof, waterstof, helium of argon bevatten, en de meerfase thermodynamische eigenschappen ervan te berekenen.

Cubic Plus Association (CPA)

Het is niet mogelijk om de invloed van methanol, mengsel 2, op het dauwpunt van water te beoordelen met de GERG-2008-methode. De lijnen voor het dauwpunt van water worden daarom beoordeeld met de methode *Cubic Plus Association* (CPA). Deze methode combineert de (kubieke) Soave-Redlich-Kwong vergelijking met een associatieterm uit de Wertheim-theorie (zie voor details Flow Assurance Studie).

Tabel 9 toont de geldigheid van de vergelijkingen van de *Equations of State* met betrekking tot de mengsels gedefinieerd in Tabel 8. Een rood kruis (x) geeft aan dat de *Equations of State* niet kan worden gebruikt. Een oranje vinkje (v) geeft aan dat de EoS kan worden gebruikt, maar dat een andere methode de voorkeur heeft. Een groen vinkje (v) geeft de methode aan die de voorkeur heeft.

Tabel 9 Geldigheid van *Equations of State* voor de gedefinieerde mengsels, gebruikt in OLGA.

	Mengsel 1	Mengsel 2	Mengsel 3	Zuivere CO ₂
Span and Wagner	X	X	X	V
GERG 2008	V	X	V	V
CPA (Cubic Plus Association) *	V	V	V	V

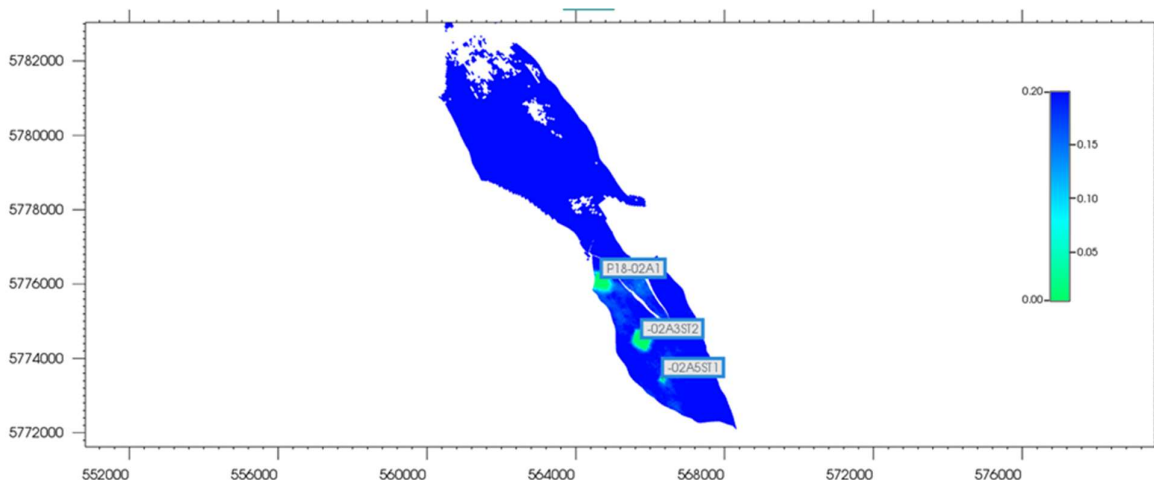
3.6. Thermische modellering

Deze paragraaf beschrijft de modellering van de thermische effecten die optreden bij het injecteren van CO₂ in het reservoir P18-2 gebruikmakend van de meerfase, niet-isothermische en compositionele (Peng-Robinson) simulator GEM (stap 3a, Figuur 11).

3.6.1. Thermische effecten op geïnjecteerde CO₂

Met behulp van Olga is gekeken naar de stromingsgedrag van CO₂ in de injectieputten. Hierbij wordt de downhole injectietemperatuur bepaald door de CO₂-temperatuur bovenin de put, massastroom, de injectiviteit de reservoir druk (stap 5, Figuur 11). De resultaten uit Olga worden vervolgens gekoppeld aan het dynamische model door middel van de zogenoemde opzoektabelen (stap 5, Figuur 11).

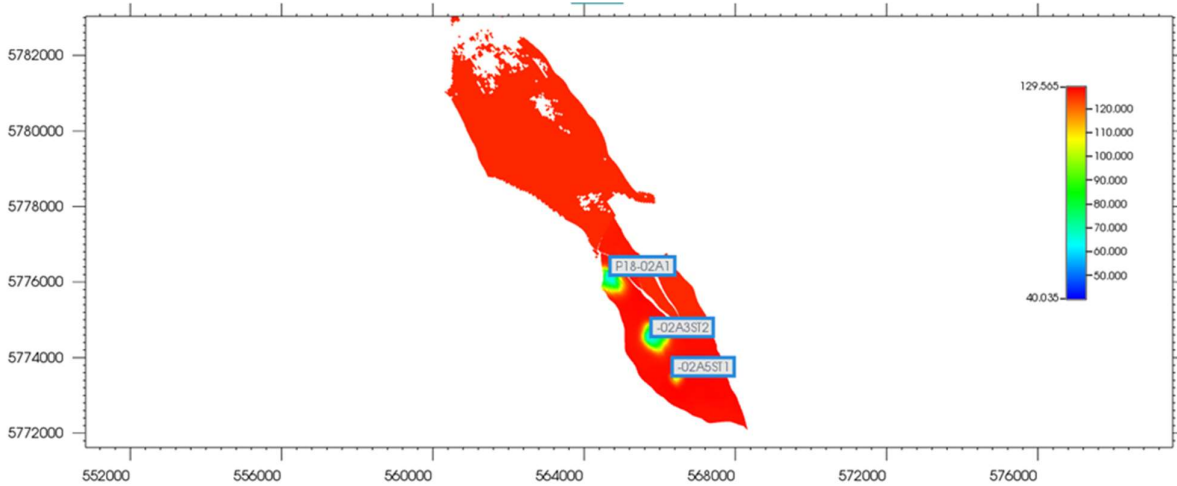
De berekende injectiviteitsindex omvat alle effecten van waterverdamping, zoutafzetting en de volledige faseovergang van gas naar superkritisch. Het water rondom de putten verdampt volledig en zout wordt afgezet in de poriën. Figuur 17 toont de ruimtelijke verspreiding van de uitdroogzone als gevolg van het koudefront rondom de putten. In P18-2 verdampt alleen het interstitiële water, dat met een gemiddelde saturatie van 0,13 laag is.



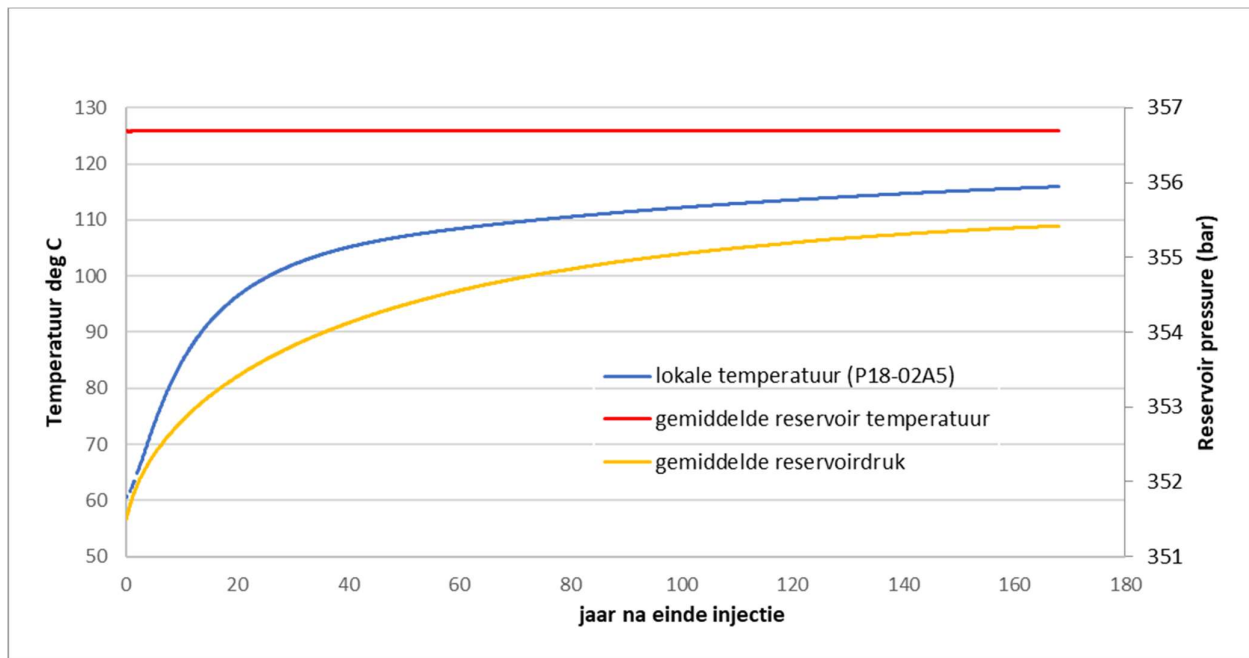
Figuur 17 Waterverzadigingsprofiel met verdampt water bij het CO₂-koudefront.

3.6.2. Thermische effecten na beëindiging injectiefase

Na het vaststellen van de injectiviteit is gekeken naar het effect van temperatuur op de druktoename door opwarming aan het einde van de injectieperiode. Na insluiten daalt de injectiedruk binnen 24 uur in de putten naar 351 bar. Aangezien de temperatuur van de CO₂ aan het einde van de injectie nog niet overal gelijk is aan de reservoirtemperatuur (zie Figuur 19), zal de druk door opwarming daarna nog verder toenemen. Figuur 20 toont de temperatuurstijging en de bijbehorende drukstijging in het reservoir na einde injectie. Er is een lichte stijging van de lokale druk naarmate de temperatuur van het reservoir stijgt, echter het reservoir warmt over een periode van 20 jaar niet op tot zijn oorspronkelijke temperatuur. De drukverhoging is naar verwachting circa 3 bar in de eerste 20 jaar na insluiting van de putten. Op meerdere decennia tijdschaal loopt de gemiddelde reservoir druk nog verder op, en komt daarbij ca. 5 bar hoger te liggen dan de hydrostatische druk (op datumdiepte) maar blijft altijd ruim onder de oorspronkelijke gasdruk van 375 bar (op datumdiepte).



Figuur 18 Temperatuurprofiel in het reservoir aan het eind van de injectie.



Figuur 19 Drukverandering (gemiddelde reservoir druk in geel) in het reservoir als gevolg van opwarming na injectie (gemiddelde reservoir temperatuur in rood). De blauwe lijn geeft de lokale drukopbouw weer na insluiten van P18-2A5 aan het eind van de injectie.

3.6.3. Thermische effecten op de ondergrond

De thermische effecten in het reservoir en op de *overburden*/afsluitende laag in P18-2 worden in deze paragraaf in algemeenheid besproken. Voor meer details wordt verwezen naar Deel III Risicobeheerplan en de Seismische Risico Analyse (SRA) in *P18 CCS: Seismic Risk Evaluation, Fenix, 2021*.

Thermisch geïnduceerde scheurvorming

Als besproken in de vorige paragraaf heeft de CO₂ bij injectie een lagere temperatuur dan de initiële reservoirtemperatuur, waardoor het reservoirgesteente tijdelijk afkoelt. Omdat afkoeling van het gesteente kan leiden tot scheurvorming zijn er spanningsberekeningen uitgevoerd. Met behulp van deze berekeningen wordt het risico op loss of containment vanuit een reservoir en *caprock* integriteit ogpunt, in kaart gebracht.

Aangezien bepaalde combinaties van operationele condities en geomechanische eigenschappen van zowel reservoir als *caprock* mogelijk kunnen leiden tot loss of containment, zijn voor deze aanvraag 2 gecombineerde scenario's gedefinieerd:

1. Het base/base scenario.
2. Het Low/Low scenario, oftewel de stresstest

Deze scenario's worden in onderstaande tabel uitgelegd. Voor de 2 scenario's zijn de injectiviteit en de massa flow bepalend vanuit een operationeel aspect en is de keuze voor de geomechanische parameters bepalend voor mogelijke scheurvorming in de matrix en in de *caprock*. Het uiteindelijke doel van deze scenario's is het vaststellen van operationele grenswaarden die dienen als input voor het injectieplan.

Tabel 10 Definities voor gecombineerde operationeel en geomechanisch scenario's: 1. Base/Base en 2. Low/Low

Operationeel/ Geomechanisch scenario	Operationele condities		Geomechanische condities		
	Injectie scenario	Injectiviteit putten	Spannings condities	Formatiesterkte <i>caprock</i>	Geomechanische parameters
1. Base/base	Base ("Base case")	Base	Base	Base	Base
2. Low/Low ("stresstest")	Low ("Worst case")	Low	Low	Low	Low

- Gecombineerd Operationeel / Geomechanisch scenario:
 - o Het "Base/base" scenario benadert normale operationele en geomechanische condities in dit project.
 - o Het "Low/Low" scenario wordt ook de "stresstest" genoemd. Dit scenario beschrijft een ongunstige combinatie van operationele en geomechanische condities. De low case operationele condities worden tijdens injectie vermeden.
- Injectiescenario:
 - o Base: Dit is het "base case" injectieplan. P18-2A1 alleen in gebruik als "swing" injector (zie Figuur 13, dit deel, en Figuur 28 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*).
 - o Low: dit is het "worst case" injectieplan (Stap 5, Figuur 11) waarbij de focus op P18-2A1 ligt omdat deze put de laagste injectiviteit zal hebben en zich het dichtst bij de randbreuk bevindt. In het worst case injectieplan is deze put in continue bedrijf met een continue injectie van 40 kg/s (zie Figuur 34 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*)
- Injectiviteit putten:
 - o Base: injectiviteit is gebaseerd op geobserveerde kH-waardes voor alle putten in P18-2.

- Low: deze is verkregen door de kH rondom de putten discretionair te verlagen.
- Spanningscondities
 - Base: “base case” spanningscondities uit Tabel 5 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*
 - Low: “low case” spanningscondities uit Tabel 5 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*
- Formatiesterkte *caprock*:
 - Base: formatiesterkte in reservoir 14 kPA/m, in *caprock* 15.3 kPA/m (zie Tabel 7 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*).
 - Low: formatiesterkte in reservoir en *caprock*: 14 kPA/m, zgn. (zie Tabel 7 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*).
- Geomechanische parameters:
 - Base: lagere Biot coefficient (0.8), hogere Poisson's ratio (0.20, zgn. “Base Case” scenario in Tabel 4 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*)
 - Low: hogere Biot coefficient (1.0), lagere Poisson's ratio (0.15, zgn. “Low Stress Case” scenario in Tabel 4 in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*)

Thermisch front bij hoofdbreuken

De temperatuurdaling veroorzaakt allereerst thermische spanningen waardoor er vanuit de injectieput scheurvorming in het reservoirgesteente kan ontstaan. Onder aanname van het low case injectie scenario is het duidelijk dat het grootste risico van koufront-hoofdbreuk interactie plaats zal vinden bij de put die het dichtst bij een hoofdbreuk ligt. In P18-2 is dit het geval voor P18-2A1. In Figuur 20 is voor het stresstest scenario te zien hoe de temperatuurdaling de randbreuk bereikt bij put P18-2A1. Scheurvorming in het reservoirgesteente blijft altijd beperkt tot de afgekoelde zone van het reservoir en scheurvorming loopt parallel aan de richting van de belangrijkste natuurlijke breuken. Daarom is direct contact met de breuk onwaarschijnlijk.

Daarnaast neemt druk in het reservoir toe als gevolg van de injectie van CO₂. De berekening van de spanning op de randbreuk als gevolg van het gecombineerde effect van veranderingen in druk en temperatuur laat zien dat de breuk stabiliseert na start van injectie als gevolg van de toenemende reservoirdruk. Het temperatureffect wordt pas later in de injectiefase dominant, maar nooit dominant dan het drukeffect. Kortom: de spanning op de breuk wordt nooit lager dan de spanning bij aanvang van injectie en gedurende de hele injectieperiode zal de breuk zich stabiliseren (zie *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*).

Afsluitend gesteente

Een vergelijkbaar fenomeen wordt in het afsluitende gesteente waargenomen voor het low/low scenario. De injectiezone met de snelste verspreiding van het koufront is de Hardeggen, de formatie die direct onder de afsluitende gesteentelaag (*caprock*) ligt. Het onderste gedeelte van de afsluitende laag koelt af door de injectie (Figuur 20). In de stresstest (Low/Low scenario) leidt de combinatie van scheurvorming in het reservoirgesteente en afkoeling van de Hardeggen tot scheuren in de afsluitende laag met een lengte van 10-20 meter. Deze maximale hoogte doet zich aan het einde van de injectieperiode voor bij een druk van 350 bar. Scheurpropagatie wordt gedreven door een hoge injectie druk bij de put en de gesteentesterkte (deze is conservatief in de stresstest). Door in de stresstest aan te nemen dat de massastroom in P18-2A1 40 kg/s is, en dat in combinatie met de low case injectiviteit, zal de injectiedruk continue hoger zijn dan in de base/base case (zie Tabel 10). Echter, deze thermisch geïnduceerde scheuren creëren hun eigen containment aangezien deze scheuren niet verder zullen groeien dan de zone in de *caprock* die voldoende is afgekoeld om scheurvorming te krijgen (dit wordt verder uitgelegd in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*). Boven deze zone is er nog steeds meer dan 130m aan *caprock* van Trias ouderdom aanwezig dat niet is aangetast en daarboven bevindt zich nog eens 500 m *caprock* van Jura ouderdom (zie Tabel 3). Bovendien zal na injectie het reservoir gesteente en de *caprock*

opwarmen, zodat eventuele scheuren niet verder kunnen groeien. Kortom, deze scheuren kunnen in de stresstest niet leiden tot een lekpad.

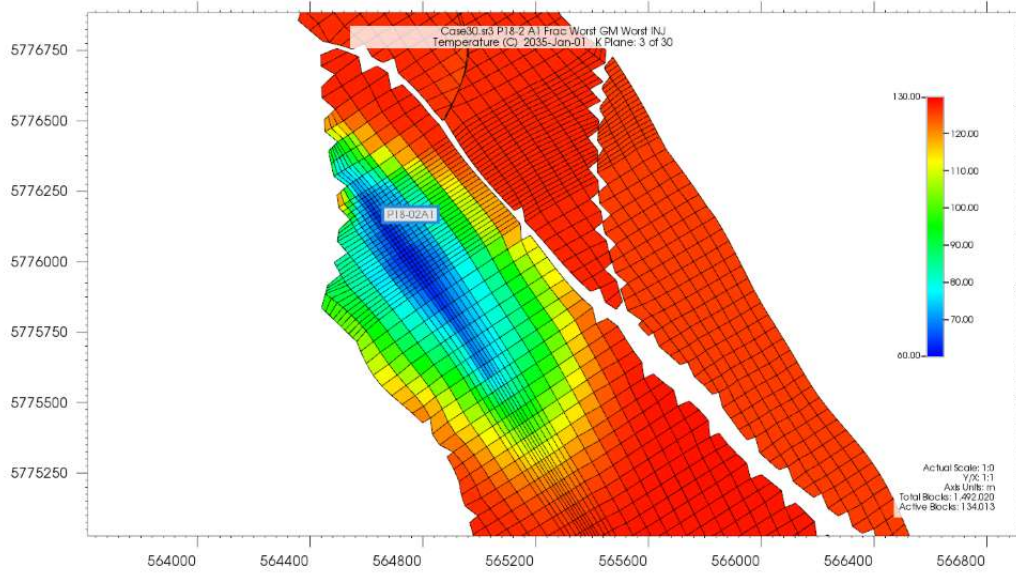
Merk op dat de scheurvorming in de *caprock* enkel wordt voorspeld in de stresstest (low/low scenario), aan het einde van de CO₂ injectie. De operationele condities aangenomen in de stresstest vallen ver buiten het base case injectieplan (zie Tabel 10) als het gaat om injectiedebieten, maximale injectiedruk en het gebruik van P18-2A1. Hierdoor is het risico op scheurpenetratie in de *caprock* is gemitigeerd (zie Tabel 11). Een uitgebreide beschrijving voor thermische scheurvorming in de *caprock* wordt gegeven in *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*.

Tabel 11 Resultaten van de geomechanische simulaties voor de base/base en Low/Low scenario's (Figuur 11)

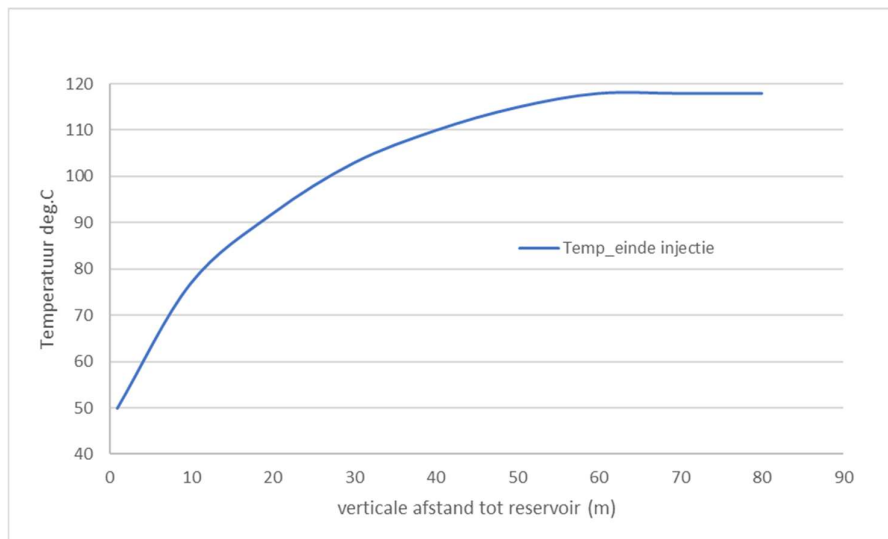
Scenario	Thermisch geïnduceerde scheurvorming reservoir gesteente	Thermisch geïnduceerde scheurvorming <i>caprock</i>	Reservoirdruk ten tijde van scheurinitiatie <i>caprock</i>	Koude zone bereikt hoofdbreuk	Reactivatie hoofdbreuk
1. Base/Base	minimaal	nee	n.v.t.	ja	nee
2. Low/Low ("stresstest")	ja	Ja (10-20m)	350 bar	ja	nee

Micro-annuli

Een andere vorm van thermische scheurvorming zijn micro-annuli. De afkoeling van de put leidt mogelijk tot ontbinding van casing-cement en cement-formatie interfaces, waardoor kleine kieren/openingen ontstaan (parallel aan de put) die micro-annuli worden genoemd. Dit is beschreven in hoofdstuk 6 van Deel III van deze Aanvraag. De hierboven beschreven scheuren hebben geen interactie met de micro-annuli rondom de put vanwege de afwezigheid van stroming in de micro-annuli.



Figuur 20 Temperatuurprofiel met thermische scheurvorming bij put P18-2A1 (resultaten afkomstig uit de stresstest).



Figuur 21 Afkoeling van de overburden (zie SRA voor details).

3.7. Geïnduceerde seismiciteit en bodembeweging - COMSOL

Een aanvullend aandachtspunt in de modellering heeft betrekking op de verandering van de differentiële spanning op de breuken ten gevolge van depletie door gaswinning en vervolgens injectie van CO₂. Modellering van het reservoir is uitgevoerd in COMSOL-software waarbij, net als bij de thermische effecten analyse, diverse scenario's zijn bekeken (zie *P18 CCS Seismic Risk Evaluation, bijlage*).

Gedurende de depletie van het veld is er door het regionale KNMI-seismische netwerk geen seismische activiteit waargenomen, gegeven een onderste detectielimiet van M=2 in het P18-gebied. Dat betekent dat er geen waarnemingen zijn met een magnitude van 2 of hoger op de schaal van Richter. De bovengrens voor mogelijk opgetreden seismiciteit is zodoende kleiner dan M=2. Analyse van de randbreuken (SRA, 2020) laat zien dat deze gedurende depletie van het veld kritisch gespannen zijn geraakt. Het verhogen van de reservoirdruk ten gevolge van injectie heeft een stabiliserend effect op de randbreuken. Ook het effect van het koufront is bestudeerd.

Omdat de SRA leidraad gebaseerd is op geïnduceerde seismiciteit door reservoir compactie wordt deze als conservatief beschouwd in geval van reservoirdruk stijging. De SRA geeft de volgende conclusies:

- Omdat de reservoirdruk tijdens de CO₂-injectie toeneemt en er geen waarneembaar significante seismiciteit tijdens depletie is geweest, wordt het risico van seismische activiteit tijdens injectie verwaarloosbaar geacht (Teatini et al., 2019);
- Omdat geen detecteerbare seismische activiteit is waargenomen, vallen de velden onder de categorie met verwaarloosbaar risico en is alleen monitoring via het regionale KNMI-netwerk vereist (SodM, 2016).

De SRA geeft aan dat het reservoir P18-2 in de categorie wereldwijde CO₂-opslagprojecten valt met een laag risico. Dit wordt in detail uitgewerkt in Deel III Risicobeheerplan.

3.8. Veilige injectie en opslag in de diepe ondergrond

Met behulp van de modellering is vastgesteld binnen welke operationele condities de langdurige en veilige opslag gewaarborgd is. Hiertoe is gekeken naar zowel de puur fysische aspecten van CO₂-injectie als de grenswaarden die uit de geomechanische studies komen. Hieronder worden de grenswaarden voor de Flow Assurance studie beschreven.

Uitgangspunt is dat injectie en opslag zal gebeuren binnen de bewezen natuurlijke limieten van de geologische structuren als bijvoorbeeld de sterkte van de caprock en afdichtende breuken. De einddruk, na injectie en na afsluiting, zal ook op de langere termijn nooit hoger komen dan de oorspronkelijke gasdruk. De CO₂ zal worden geïnjecteerd totdat een gemiddelde reservoirdruk bereikt is die niet hoger is dan de hydrostatische druk (en daarmee ook veel lager dan de initiële aardgasdruk in het reservoir). Daardoor wordt het principe van onderdruk tijdens injectie in het reservoir ten opzichte van de omliggende aardlagen aangehouden. De reservoirdruk zal ook op de lange termijn, na injectie en afsluiting, niet boven de initiële aardgasdruk komen en daarmee onder de bewezen natuurlijke limieten blijven.

De uitgebreide risicoanalyse en het risicobeheerplan worden uitgewerkt in Deel III van deze Aanvraag, het uitgebreide monitoringsplan is uitgewerkt in Deel IV.

3.8.1. Maximale druk in reservoir en putten

De maximale gemiddelde reservoirdruk die tijdens injectie in het reservoir zal worden bereikt, is gelijk aan de hydrostatische druk (351 bar). Hiermee blijft de reservoirdruk ruim onder de initiële druk (375 bar), waaronder de oorspronkelijke gaskolom werd aangetroffen. Om de injectie tot deze einddruk mogelijk te maken is een hogere druk onder in de put (BHP) nodig dan de omgevingsdruk. Deze druk zal echter nooit de originele reservoirdruk (*virgin pressure*) overschrijden en bereikt de maximale waarde tegen het einde van de injectie. Door de opzet van het gehele systeem, waaronder de dimensionering van de compressor en de transportpijpleiding is een hogere druk niet mogelijk. De putten zijn uiteraard ontworpen om deze druk te kunnen weerstaan.

Tabel 12 Overzicht van de limieten die gelden voor de injectie in P18-2-putten, dit zijn de randvoorwaarden voor de systeemmodellering, drukken op datumdiepte

	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5
Hydrostatische reservoir druk - bar	351	351	351
Maximale druk onderin de put - bar	375	375	375
Drukverschil injectie (max op 351 bar)	24	24	24
Temperatuur onderin de put – graden C	15	15	15
Injectiedebiet - kg/s	40	40	40

3.8.2. Temperatuur limieten

De temperatuur van het gasmengsel wordt onder in de put gelimiteerd tot 15°C om hydraatvorming te voorkomen. Indien er voldoende vrij water aanwezig is in het reservoir om de CO₂ tenminste volledig te verzadigen is hydraatvorming mogelijk onder 11°C. De temperatuurlimiet in de put is hoger gesteld omdat er in het reservoir mogelijk additionele Joule-Thomson koeling optreedt. De aanwezigheid van vrij water is onzeker: verwacht wordt dat het aanwezige vrije water in het begin van de injectieperiode verdampt en het hydraatrisico dan niet meer optreedt. In de huidige bedrijfsfilosofie wordt de temperatuurlimiet van 15°C gedurende de gehele injectieperiode gehandhaafd. Deze temperatuur van 15 degC kan in werkelijkheid gedurende maximaal enkele uren aanwezig zijn na het opstarten van een put en bij lage reservoirdrukken. Dit geldt voor het gehele bereik aan composities. De laagste bottomhole temperatuur bij continue injectie ligt rond 30 degC en zal hoger zijn bij hogere reservoirdrukken.

3.8.3. Injectielimiet

De maximale injectielimiet per put is vastgesteld op 40 kg/s onder stabiele omstandigheden. Tijdens opstarten is de tijdelijke maximale injectielimiet 47 kg/s, deze limiet is ingesteld om erosie te voorkomen. Tijdens normaal bedrijf is de verwachte maximale massastroom per put ongeveer 100 ton/u (28 kg/s). Tijdens het opstarten van putten kan de massastroom tijdelijk hoger worden. De studie heeft aangetoond dat het goed mogelijk is onder de maximale massastroom van 47 kg/s te blijven tijdens het opstarten van injectieputten (*Flow Assurance Studie Report, bijlage*).

3.9. Modellering van gehele systeem: flow assurance - OLGA

De vloeistofeigenschappen en limieten zoals beschreven in de voorgaande paragrafen zijn gebruikt in modellen die het gedrag van het gehele systeem beschrijven. Het resultaat van deze modellering is de integrale injectiestrategie, die wordt toegelicht in Hoofdstuk 0.

Een uitgebreide beschrijving wordt gegeven in *Flow Assurance Studie Report (Porthos, 2021)*, dit rapport gaat uit van het volgende:

- De verschillende grenswaardes voor veilige injectie zijn de basis van deze modellering;
- Het *base case* injectie scenario (Tabel 10) gaat uit van operationele waardes die niet in de buurt komen van deze grenzen;
- De operationele waardes worden geoptimaliseerd in het flow assurance model.

Deze paragraaf geeft een overzicht van modellen en modelleringsstrategieën die zijn gebruikt om het verwachte gedrag van het systeem te evalueren. Afhankelijk van het doel van de simulaties zijn verschillende modellen gebruikt. Tabel 13 geeft een overzicht, gevolgd door een beschrijving van de gehanteerde modellen.

Tabel 13 Overzicht van de gebruikte simulaties en modellen.

Doel	Systeem	Verantwoordelijk	Model
Evaluatie van de operatie van de lage en hoge druk pijpleidingen onder stabiele injectiecondities <ul style="list-style-type: none"> • Druk en temperatuur • Risico van vloeistofopbouw in de pijpleidingen 	LP, HP	EBN	PIPESIM en OLGA tijdsonafhankelijke modellen voor lage druk (LP) en hoge druk (HP) pijpleiding.
Evaluatie van de toegestane bedrijfsomstandigheden van het systeem (<i>operating envelopes</i>)	HP + putten	TNO	Aparte tijdsonafhankelijke OLGA modellen voor deelsystemen, aan elkaar gekoppeld op het verdeelstuk naar de putten op het platform
Evaluatie van dynamische bedrijfsomstandigheden <ul style="list-style-type: none"> • Schakelen tussen de verschillende modus operandi (gas en superkritisch) • Opstarten van putten 	HP + putten	TNO + EBN	Dynamisch OLGA model inclusief hoge druk pijpleiding en 4 injectieputten
Dynamische operatie: SSSV operatie	Putten	TNO	Dynamisch OLGA model van de individuele putten
Dynamische operatie: pijpleiding blowdown	HP	Intecsea	Dynamisch OLGA model van de hoge druk pijpleiding

De gebruikte softwarepakketten zijn PIPESIM en OLGA. Beide softwarepakketten bevatten fysische modellen om meefasestroming in pijpleidingen te simuleren en worden door Schlumberger verkocht. In aanvulling op deze pakketten is daar waar noodzakelijk gebruik gemaakt van Multiflash voor de bepaling van de fysische eigenschappen van de te injecteren CO₂-mengels.

OLGA is een volledig dynamisch simulatie-instrument dat vooral gericht is op het uitvoeren van transiënte (tijdsafhankelijke) simulaties. Deze simulator wordt daarom gebruikt om dynamische bedrijfsomstandigheden te evalueren, zoals het schakelen tussen putten, het opstarten van een put of het op druk brengen of van druk halen van een pijpleiding. OLGA kan het vloeistofgedrag op drie manieren simuleren:

- a. Zuivere CO₂
- b. Druk-volume-temperatuur analyse (PVT-tabel)
- c. *Compositional tracking*

De zuivere CO₂-optie is specifiek ontworpen om numerieke instabiliteit op te lossen die zich voordoet bij het simuleren van het fasegedrag van CO₂. Dit is een stabiele en snelle methode om de CO₂-stroom te simuleren en wordt in de meeste simulaties gebruikt.

In de olie- en gasproductie worden vaak PVT-tabellen gebruikt. Dit zijn feitelijk opzoektabelen die vloeistofeigenschappen en gasfractie bij verschillende druk- en temperatuurcondities geven en die snelle simulaties geven voor samenstellingen in plaats van zuivere vloeistoffen. Helaas kan deze methode niet worden gebruikt in samenstellingen die worden gedomineerd door CO₂ als gevolg van instabiliteit die wordt veroorzaakt door het gedrag van de CO₂-fase.

De enige stabiele methode om CO₂-houdende samenstellingen te simuleren is het gebruik van *compositional tracking* waarbij elke component in een samenstelling afzonderlijk wordt gevolgd. Deze rekenintensieve methode is niet aanbevolen voor routinematige simulaties. Het is wel de meest nauwkeurige methode, maar is slechts gebruikt om een klein aantal kritische simulaties te vergelijken. Waar *compositional tracking* werd gebruikt, werd Schlumberger's Multiflash pakket (versie 7.1) gebruikt om vloeistofeigenschappen te berekenen die vervolgens gebruikt werden in OLGA en PIPESIM.

Hoewel OLGA in eerste instantie een dynamische simulator is, kan het ook worden gebruikt om *steady state* resultaten te leveren. OLGA versie 2019.1 is gebruikt voor de simulaties.

PIPESIM is een *steady state* simulator die gebruikt kan worden voor simulaties die constant in de tijd zijn. Het wordt gebruikt om druk- en temperatuurdalingscurves te genereren bij een constant debiet en een constante omgevingstemperatuur. Het werd ook gebruikt om *liquid hold-up* curves te genereren. Omdat de simulator alleen tijdsafhankelijke resultaten geeft, komen de *liquid hold-up* curves overeen met de uiteindelijke hoeveelheid vloeistof die zich in de pijpleiding zal ophopen. In gevallen waar het vloeistofgehalte zeer laag is - wat het geval is voor Porthos - kan de voorspelde hoeveelheid opgebouwde vloeistof pas na vele jaren van gebruik worden bereikt - of mogelijk nooit. Bij de beoordeling van de resultaten moet hiermee rekening worden gehouden.

PIPESIM kan de vloeistofeigenschappen op verschillende manieren beschrijven:

- a. *Black oil model*
- b. *Compositional tracking*
- c. Druk-volume-temperatuur analyse (PVT-tabel)
- d. Multiflash MFL-bestand

Het *Black oil model* is niet geschikt voor samenstellingen op basis van CO₂. PVT-tabellen hebben hetzelfde instabiliteitsprobleem als in OLGA. De twee resterende opties zijn daarom *compositional tracking* en MFL-bestand. In de *compositional* modus worden alle afzonderlijke componenten in het hele systeem gevolgd. Dit is rekenkundig gezien het meest veeleisend. Er is daarom een Multiflash MFL-bestand gebruikt dat de vloeistofcompositie beschrijft. PIPESIM versie 2019.3 is gebruikt voor de simulaties.

3.10. Chemische effecten op lange termijn in reservoir en caprock

Er is binnen industrie-studieprojecten veelvuldig studie gedaan naar de chemische lange termijneffecten van opslag van CO₂ in een zandsteenreservoir. Voorbeelden hiervan zijn de CATO-studies en daarin opgenomen referenties⁴. Zo is als onderdeel van het CATO-project in 2011 een studie uitgevoerd naar de haalbaarheid van CO₂-opslag in het P18-4-veld (Vanderweijer et al., 2011). Deze studie bevat een beschrijving van een geochemische modellering van de effecten op de lange termijn van injectie en opslag van CO₂ op reservoir en caprockgesteentes van de P18-velden. Onderstaand volgt een samenvatting van deze studie.

Oplossing van CO₂ in het formatiewater leidt tot een afname van de pH-waarde hiervan, hetgeen een verandering van het chemische evenwicht tussen formatiewater, gas en mineralogie tot gevolg heeft. Deze veranderende condities en daarmee samenhangende chemische reacties leiden op termijn tot een nieuw chemisch evenwicht in het reservoir. Deze veranderingen zijn gemodelleerd met behulp van de PHREEQC geochemische modelleercode⁵.

De geochemische modellering laat zien dat de korte termijn mineralogische en porositeitsveranderingen, als gevolg van het oplossen van CO₂ en de daarmee samenhangende afname van de pH-waarde, verwaarloosbaar zijn. Op langere termijn (enkele duizenden jaren) resulteren mineralogische reacties in een kleine porositeitsafname van 0,3 procent in het reservoir. In de caprock daarentegen leiden deze reacties tot een kleine porositeitstoename van 0,2 procent. De eventuele aanwezigheid van O₂ als onzuiverheid in de geïnjecteerde CO₂-stroom is ook gemodelleerd en lijkt niet tot significante geochemische effecten te leiden, op zowel korte als lange termijn.

De gemiddelde mineralogische samenstelling van reservoir en caprock monsters uit het P18-gebied is weergegeven in Tabel 14:

Tabel 14 gemiddelde mineralogische samenstelling van reservoir- en caprockmonsters uit het P18-gebied (REF: CATO/P18-4 rapport).

Reservoir		Caprock	
Mineraal	Samenstelling (gewicht%)	Mineraal	Samenstelling (gewicht%)
Kwarts	78,1	Kwarts	60,7
Anorthiet	2,3	Anorthiet	2,9
K-Veldspaat	5,7	K-Veldspaat	3,7
Dolomiet	5,8	Dolomiet	11,8
Anhydriet	0,1	Anhydriet	7,0
Albiet	0,1	Pyriet	0,5
Kaoliniet	0,7	Sideriet	2,4
Clinochlore-14A	1,3	Clinochlore-14A	0,7
Illiet	2,8	Illiet	10,1
Smectiet-Na	3,1	Smectiet-Na	0,2

⁴ <https://www.co2-cato.org/publications>.

⁵ <https://www.usgs.gov/software/phreeqc-version-3/>

Voor het reservoir geldt op korte termijn een daling van de pH door oplossing van CO₂, die ook zorgt voor een toename van de CO₂-concentratie in het formatiewater. Met de toenemende partiële CO₂-druk zal er op middellange termijn enige oplossing en precipitatie van mineralen plaatsvinden, die echter geen verandering van de porositeit tot gevolg heeft. Op de lange termijn (van duizenden jaren) zal er een nieuw geochemisch evenwicht ontstaan als gevolg van de hogere partiële CO₂-druk. Dit nieuwe evenwicht zal pas na zeer lange tijd ontstaan omdat de geassocieerde mineralogische reacties (van zowel oplossing en neerslag) zeer langzaam verlopen. De modelleerstudie geeft aan dat de verwachte reacties uiteindelijk tot een kleine porositeitsreductie van ongeveer 0,3 procent zullen leiden.

De korte-termijn gevolgen in de caprock zullen alleen nog aan de ondergrens van de caprock met het reservoir plaatsvinden. Op de middellange termijn leiden de verwachte oplossing- en neerslagreacties niet tot een verandering van de porositeit. Op de lange termijn vinden er oplossing van o.a. illiet en kaliumveldspaat plaats terwijl muscoviet, glauconiet en diaspoor zullen neerslaan. Als gevolg van deze reacties zal de porositeit van de caprock met 0,2 procent toenemen. Dit gebeurt echter alleen daar waar de caprock met CO₂ verrijkt formatiewater in contact staat. De dikte van de mineralogisch veranderde zone boven de ondergrens van de caprock wordt derhalve bepaald door de mate waarin opwaartse diffusie van CO₂ door het formatiewater plaats kan vinden. Ook op de lange termijn zal dit proces uiterst langzaam verlopen en zal de aangedane zone van de caprock niet dikker worden dan enkele meters.

4. Injectieputten reservoir P18-2

De vier producerende putten in het reservoir P18-2 zijn ontworpen voor gasproductie en hebben zonder problemen gefunctioneerd. In dit hoofdstuk wordt beschreven waarom ze geschikt zijn om aangepast te worden voor CO₂-injectie middels een workover en welke aanpassingen daarbij plaats zullen vinden

Tabel 15 Overzicht van putten die worden geconverteerd tot injectieputten.

Compartment	Put	Status	Plan
P18-2 Compartment I	P18-2A1	Gas producerend	Injectieput
	P18-2A3	Gas producerend	Injectieput
	P18-2A5	Gas producerend	Injectieput
P18-2 Compartment III	P18-2A6	Gas producerend	Injectieput (zijtak wordt afgesloten)

In Paragraaf 4.1 wordt de geschiktheid van deze putten bekeken aan de hand van drie aspecten van de putintegriteit:

1. Cementatie van de casing over de afsluitende laag;
2. Casing en conductor integriteit als onderdeel voor de primaire en secundaire putbarrières tijdens CO₂-injectie;
3. Abnormale druk opbouw in de annuli.

In Paragraaf 4.2 wordt beschreven hoe de putten worden aangepast om ze gereed te maken voor de CO₂-injectie. Dit omvat een nieuwe completion en Xmas tree die geschikt zijn voor het CO₂-fasegedrag en de integriteit van de putten waarborgen. Een korte samenvatting van de workover is gegeven in Paragraaf 4.3.

De afsluiting van de twee putten die niet gebruikt zullen worden voor CO₂-injectie, wordt tot slot besproken in Paragraaf 4.4.

4.1. Putintegriteit

De status van de putten en de vereisten voor de workover zijn onderzocht hoofdstuk 9 van P18-2 haalbaarheidsstudie (TNO, 2019). Voor dit doel werden de volgende standaarden als referentie gebruikt:

- NORSOK Standaard D10, rev. 4 juni 2013 - Putintegriteit bij boren en gebruik van de put (NORSOK, 2013);
- ISO norm 16530-1:2017, maart 2017 - Aardolie- en aardgasindustrie - Putintegriteit - Deel 1: Levenscyclus governance (ISO/TC 67/SC 4 Boor- en productie-uitrusting, 2017);

Daarnaast is het rapport van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM, 2019) gebruikt. Dit bevat het faalmodel voor putten gebaseerd op het ISO 16530-rapport.

De integriteit van de putten is verder beoordeeld in de Porthos *Well Containment Note*.⁶ Hieruit blijkt dat de bovengenoemde vier putten geschikt zijn voor CO₂-injectie na de workover, waarbij de completion en Xmas tree worden vervangen.

4.1.1. Cementatie van de casing over de afsluitende laag

Boven op het reservoir bevindt zich een afsluitende gesteentelaag, variërend van 450 tot 650 meter dikte. Putintegriteit over deze afsluitende laag wordt geboden door middel van cementering van de productiecasing/liner. De vier putten, die gepland zijn voor CO₂-injectie, zijn afgewerkt met een casing of liner die onder in de afsluitende laag staat, gevolgd door een liner over het reservoir.

De maten van de putafwerking langs de afsluitende laag variëren per put en kunnen een casing van 9 5/8", een liner van 7" of een liner van 5" zijn. De putten zijn afgewerkt met 5 1/2" tubing die onder in de put overgaat in 4 1/2" tubing.⁷

De rapporten over de cementeringen zijn beoordeeld en randvoorwaarden voor goed cementeerwerk zijn gecontroleerd op:

- Goede parameters voor de cementering; geen problemen met de cementering;
- Aanwezigheid van casing centralisers;
- Draaiende actie tijdens cementering;
- Geslaagde druktest van casing;
- Geslaagde FIT-test bij casing / linerschoen;
- Hard cement geboord bij schoen en/of bovenkant liner.

De ervaring in de industrie is dat wanneer over een voldoende lange afstand (cementatielengte in de afsluitende laag) aan de meeste van deze voorwaarden is voldaan, er voldoende (kortere) secties met goede cementbinding aanwezig zijn. Daarnaast is er voor enkele putten (zie Tabel 16 hieronder) een Cement Bond Log (CBL) beschikbaar om de kwaliteit van de cementbarrière te evalueren.

De NOGEP A Standaard 45⁸ schrijft voor buitengebruikstelling van putten de minimale cementeringslengte voor. Deze lengte is 50 meter wanneer er een mechanische barrière aanwezig is, anders is dit 100 meter. De bodem van een putsectie (met een casing of liner shoe) wordt als een mechanische barrière beschouwd, daarom is 50 meter het minimum voor de casingcementering bij buitengebruikstelling. Er is geen minimum gedefinieerd voor de operationele fase van winnings- en injectieputten. Voor de CO₂-injectieputten wordt gepland dat een minimum van 50 meter goede cementbinding over de afsluitende laag aanwezig zal zijn.

De putten zijn gecementeerd ter plaatse van de afsluitende laag, die een afstand van 460 tot 924 meter (MD) bestrijkt. De cementeringen zijn voor elke put beoordeeld, zie de *Well Containment Note*.

⁶ Porthos, 2020, zie Bijlage.

⁷ Put P18-2A5 heeft een sectie met 7" tubing.

⁸ NOGEP A standaard 45: *Well Decommissioning/ Het buiten gebruikstellen van putten*.

Het resultaat van de beoordeling van de cementeringen staat in de onderstaande Tabel 16 voor de putten waarop een workover wordt uitgevoerd en in onderstaande Tabel 17 voor de twee putten die afgesloten worden. Figuur 22 geeft een voorbeeld van de huidige putstatus (put P18-2A1).

Tabel 16 Inventarisatie afsluitende laag en cementerings data voor vier injectieputten.

	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6
Top afsluitende laag meter MD	2759	3304	3717	3454
meter TVDSS	2696	2677	2612	2728
Formatie naam top afsluitende laag	Werkendam Fm	Werkendam Fm	Werkendam Fm	Werkendam Fm
Basis afsluitende laag meter MD	3575	4070	4800	4478
meter TVDSS	3453	3336	3257	3475
Lengte afsluitende laag meter MD	816	766	1083	1024
Formatie naam basis afsluitende laag	Solling Kleisteen	Solling Kleisteen	Solling Kleisteen	Solling Kleisteen
Casing langs afsluitende laag (diameter / lengte 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)
Casing schoen diepte meter MD	3521	3911	7": 4567 5": 5229	9 5/8": 4378 7": 4805
CBL info	9 5/8" : geen 7": CBL matig tot slecht	7" : geen 5": slecht	9 5/8": Geen 7": goed cement 797 m 5": goed cement 233 m	9 5/8": geen 7" : slecht
Evaluatie van Cementering van de afsluitende laag (m MD) +	9 5/8": 762 m goed cement	7" 607 m goed cement	7": 797 m goed cement (CBL) 5": 233 m goed cement (CBL)	9 5/8" : 924 m goed cement. (geen CBL) 7": 100 m Slecht cement (CBL)
Assessment °	Goede cement isolatie voor 762 m 9 5/8" casing sectie,	Goede cement isolatie voor 607 m 7" liner sectie,	Goede cement isolatie voor 7" and 5" liner secties	Goede cement isolatie voor 9 5/8" casing sectie
FIT net onder de casing die net boven het reservoir (in de afsluitende laag) is geplaatst *	9 5/8" 1.8 SG EMW	7" 1.36 SG EMW	7" 1.81 SG EMW	9 5/8" 1.8 SG EMW
Liner geplaatst over reservoir sectie	7"	5"	5"	7"
Diepte bovenkant productie interval m MD	3575	4070	4796	4488
m TVDSS	3453	3336	3255	3482

+ : Gebaseerd op een gedetailleerde cementevaluatie in de Porthos *Well Containment Note*

° : Beoordeling moet tijdens de workover worden bevestigd met CBL.

* : de Formatie Integriteit Testen (FIT) zijn limiet tests, met uitzondering van een *leak-off test* voor P18-2A6.

Tabel 17 Inventarisatiedata afsluitende laaginsluiting voor putten die buiten gebruik worden gesteld.

Put	afsluitende laag lengte (MD)	Casing (diameter/ lengte MD)	CBL	Cementatie*	Beoordeling*
P18-2	681 m	9 5/8": 488 m 7": 193 m	9 5/8" : goed cement onderste 213 m 7": goed cement onderste 152m	9 5/8" : goed 7" : goed	Goed cement over in totaal 365 m .
P18-2A6 S1	705 m	7": 541 m	7" : goed cement 530 m interval	9 5/8" : goed 7" : middelmatig	Goede cementisolatie aanwezig

* : Gebaseerd op een gedetailleerde cementevaluatie in de Porthos *Well Containment Note*

* : Beoordeling moet tijdens de workover worden bevestigd door CBL.

Bevinding

Uit de beoordeling blijkt dat naar verwachting in alle putten voldoende cementbinding is voor een adequate cementbarrière van minstens 50 meter langs de afsluitende laag om lekkage van CO₂ te voorkomen. Tijdens de workovers om de putten geschikt te maken voor CO₂-injectie, worden cement bond logs (CBL) genomen voor meting van de cementbinding en om aan te tonen dat er voldoende isolatie is over de afsluitende laag.

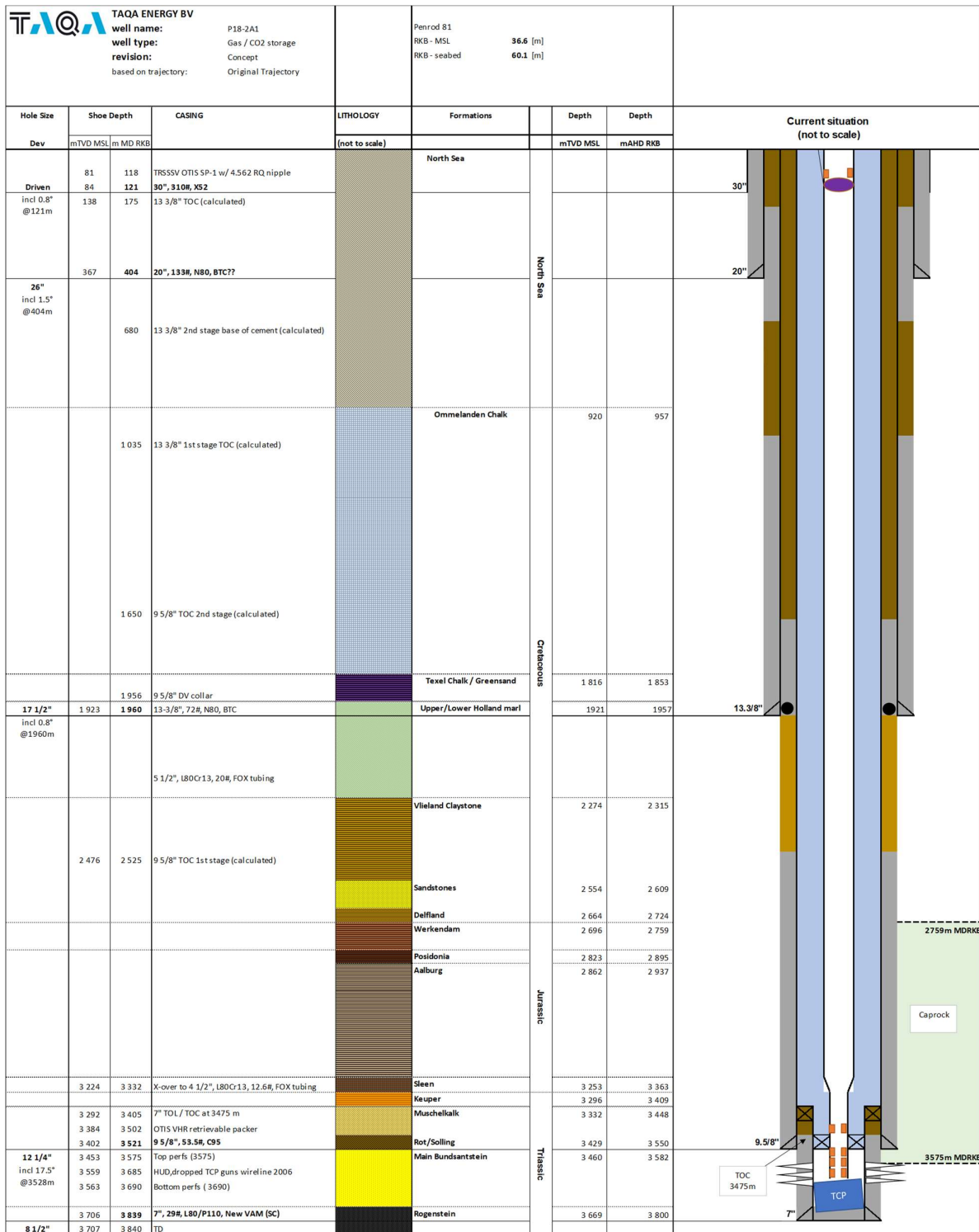
Toetsing thermisch effect

Injectie van CO₂ bij een temperatuur lager dan de temperatuur van het omliggende gesteente kan leiden tot thermische contractie in en rond de putten. Dit kan leiden tot het losraken van casing / liner - cement raakvlakken, waardoor micro-annuli ontstaan, die mogelijk lekpaden kunnen vormen als ze over een lange interval op elkaar aansluiten. De eigenschappen van de micro-annuli en de drukomstandigheden bepalen of opwaartse migratie van CO₂ plaats kan vinden, of de integriteit van de putbarrières in het geding komt en of aanhoudende lekkage via micro-annuli waarschijnlijk is.

De effecten van CO₂ op cement en de effecten van micro-annuli op de putintegriteit zijn te vinden in het TNO-rapport. Dit is nader beoordeeld in de Porthos *Well Containment Note*, inclusief een inschatting van de waarschijnlijkheid van lekkage.

Bevinding

De conclusie is dat het risico van lekkage via micro-annuli langs de put zeer gering is en dat de mogelijke lekkage insignificant is (< 0,00016 % van de geïnjecteerde massa CO₂). Het risico van lekkage via micro-annuli wordt in meer detail besproken in Deel III Risicobeheerplan.



Figuur 22 Diagram huidige status put P18-2A1.

4.1.2. Integriteit van conductor en casings

Deze paragraaf beschrijft de integriteit van de conductor / surface casings en de productiecasings / liners. De onderstaande Tabel 18 bevat een overzicht van de casings van alle injectie putten.

Tabel 18 Overzicht van de casings van alle putten (depth MD/TVD SS).

		P18-2A1		P18-2A3		P18-2A5		P18-2A6 Motherbore		
		Shoe	Size	Shoe	Size	Shoe	Size	Shoe	Size	
Boven Noordzee		121 / 84	30" Cond (MLH)	130 / 82	30" Cond	131 / 82	30" Cond	134 / 85	30" Cond	
		404 / 367	20" Surf Csg	408 / 360	20" Surf Csg					
Midden Noordzee										
Onder Noordzee										
Krijtchalk				1806 / 1560	13 3/8" Int Csg	991 / 936	20" Surf Csg	987 / 930	20" Surf Csg	
Rijpland	Holland	Upper Holland Marl Member	1960 / 1923	13 3/8" Int Csg		2488 / 1932	13 3/8" Int Csg	2284 / 1913	13 3/8" Int Csg	
	Vlieland	Vlieland Kleisteen Formatie			2792 / 2285	9 5/8" Prod Csg				
		Rijswijk Zandsteen								
Schieland	Deiland	Nieuwerkerk Formatie								
Altena	AFSLUITENDE LAAG	Werkendam Formatie				3755 / 2634	9 5/8" Prod Csg			
		Aalburg Formatie								
		Sleen Formatie								
Boven Germaanse Trias		Keuper Formatie					4567 / 3109	7" Prod Liner	4378 / 3398	9 5/8" Prod Csg
		Muschelkalk Formatie	3521 / 3402	9 5/8" Prod Csg	3911 / 3211	7" Prod Liner				
		Röt Formatie								
		Solling Formatie								
Onder Germaanse Trias	Hoofd Bontzandsteen "Bunter" (RESERVOIR)	Hardeggen Formatie								
		Boven Detfurth Zandsteen								
		Onder Detfurth Zandsteen								
		Volprieausen Formatie								
		Rogenstein Formatie	3839 / 3706	7" Prod Liner	4301 / 3600	5" Prod Liner	5229 / 3548	5" Prod Liner	4805 / 3731	7" Prod Liner

30" Conductor, 20" Surface Casing en 13 3/8" Intermediate Casing

Belastingen binnen de put (gewicht van casings, krachten in de casings en completion) worden verdeeld over de tubing, 9 5/8" casing, 13 3/8" casing, 20" casing en de 30" conductor. Voor putten waarbij geen mudline-ophangingssysteem is toegepast, is het bevestigingspunt bij de wellhead. Voor putten waarbij wel een mudline-ophangingssysteem is toegepast, is het bevestigingspunt net onder de zeebodem.

De buitenkant van de conductors zal worden geïnspecteerd op corrosie. Deze inspectie wordt bij en boven de waterlijn uitgevoerd. De onderwaterinspectie is in augustus 2020 uitgevoerd en bestond uit metingen van de dikte van de wand bij P18-2A6, waarbij geen verlies van wanddikte werd geconstateerd.

Uit belastingsberekeningen blijkt dat bij een wanddikte verlies van 50% (extreem scenario) de bestaande 30" conductors en 20" risers bij de twee putten met een *mudline wellhead* systeem is gebruikt, de verwachte belasting kunnen dragen gedurende de verlengde levensduur van het veld. De 30" conductors en 20" risers bij de twee putten met een *mudline wellhead* systeem komen niet rechtstreeks in contact met CO₂.

Alle 20" *surface casing strings* in de putten met 30" conductor zijn goed gecementeerd. De 20" *surface casing* is bestand tegen de thermische belasting door de injectie van CO₂. De 20" *surface casings* komen niet rechtstreeks in contact met CO₂.

Bevinding

De kwaliteit van de cementeringen van de 13 3/8" casing varieert van volledig gecementeerd tot bijna volledig ongecementeerd. Dit vormt geen bedreiging voor de integriteit van de putten, omdat de 13 3/8" intermediaire casing strings uitsluitend dienden als boorkanaal voor de 12 1/4" secties, waar daarna de 9 5/8" productiecasingstrings werden gebruikt. De 13 3/8" casing strings komen niet rechtstreeks in contact met CO₂.

9 5/8" Productiecasing, 7" Productieliner en 5" Productieliner

De putten zijn afgewerkt met tubing van 13Cr (roestvast materiaal) en koolstofstalen casing en liners. Deze hebben gedurende circa 30 jaar droog gas geproduceerd zonder communicatie tussen tubing / annulus. In alle putten is er voldoende cement aanwezig achter de productiecasingen en -liners voor goede isolatie van de afsluitende laag, zoals beschreven in Paragraaf 4.1.1.

Aangenomen wordt dat de hoeveelheid corrosie die aanwezig is op de 9 5/8" casings en 7" productieliners boven de packers minimaal is, omdat de completionvloeistof in de annulus behandeld is met Kalium Chloride zout (KCl) en corrosieremmer. De geplande completionvloeistof voor de nieuwe completion bevat ook KCl en corrosieremmers. De 9 5/8" productiecasingen en 7" productieliners (delen boven de packers) zullen niet in contact komen met CO₂ omdat deze door de tubing wordt geïnjecteerd.

De delen van de productieliners onder de productiepacker zijn blootgesteld geweest aan de geproduceerde vloeistoffen (aardgas met 1,23% mol CO₂). Deze vloeistoffen bevatten geen vrij water en er wordt daarom geen corrosie of verlies van wanddikte verwacht. Dit wordt gecontroleerd door middel van metingen van de wanddikte tijdens de workover in combinatie met cement bond logs.

Bevinding

De casings bieden naar verwachting de vereiste integriteit om onderdeel uit te maken van de primaire en secundaire barrières. Dit wordt in detail behandeld als onderdeel van het ontwerp van de injectieputten inclusief bepalen van een toelaatbaar wanddikte verlies.

De packers worden zo diep mogelijk in de 7" productieliners geplaatst, waar de liner goed aan de afsluitende laag achter de liner is gecementeerd. Hierdoor wordt de blootstelling van de liners aan CO₂ tot een minimum beperkt en wordt de lengte van de tubing onder de productionpacker (*tailpipe*) verkort.

4.1.3. Druk in de annulus

Tijdens de periode van gaswinning is de druk in de annulus van de putten regelmatig gemonitord. Er zijn geen afwijkingen in de druk waargenomen voor annulus A, B en C van de putten, met uitzondering van de A-annulus van put P18-2A5. Deze put heeft een zeer langzame opbouw van de druk naar 42 bar, die eenvoudig binnen de MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure) van 114 bar kan worden gehouden. Dit wordt bij de nieuwe completion van de put hersteld door installatie van een *tie-back packer* boven de bestaande linerophanging.

4.2. Putontwerp voor de CO₂-injectieput

Het putontwerp wordt beschreven aan de hand van de vereisten, het ontwerp en de materiaalkeuzes.

4.2.1. Vereisten voor putontwerp

Het ontwerp van de putten voor CO₂-injectie richt zich op drie aandachtspunten: de hydraulische vereisten, de vereisten voor de integriteit van de put, en de vereisten voor monitoring van de putten. Deze worden hieronder beschreven.

Hydraulische vereisten

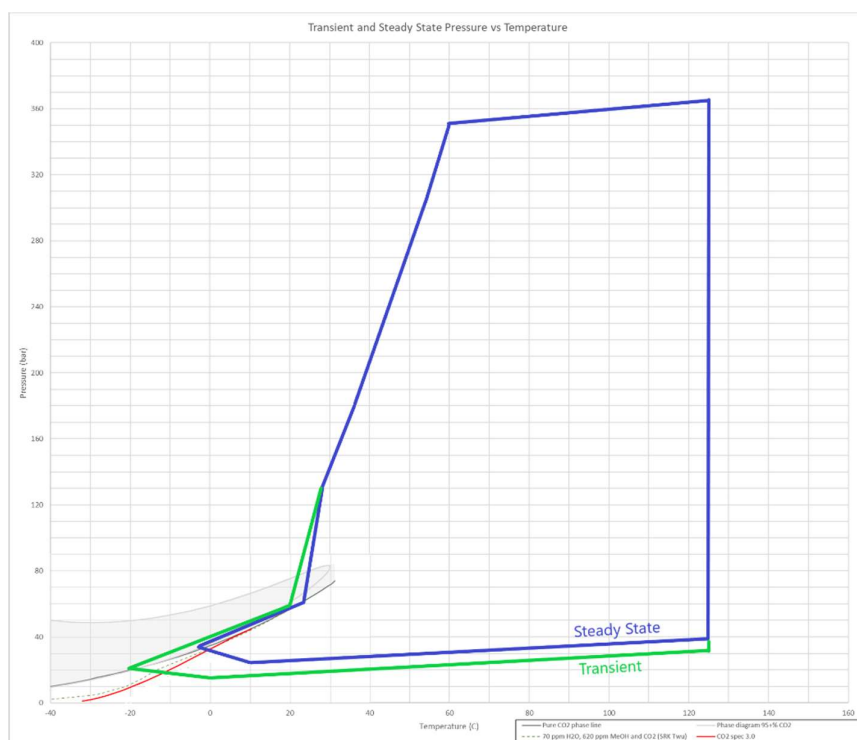
Het putontwerp is geschikt voor de hele injectielevensduur van de put. Dat bestrijkt injectie van CO₂ in gasvormige staat met een lage druk aan het begin, tot injectie van CO₂ in superkritische staat in een reservoir met hoge druk aan het einde. Het putontwerp is geschikt voor de omstandigheden in stabiele fasen en voor de tijdelijke omstandigheden tijdens het opstarten en de insluiting.

Hieronder worden de algemene hydraulische vereisten vermeld:

- CO₂ wordt aanvankelijk, aan het begin van de injectiecyclus, geïnjecteerd in een gasvormige fase. Nadat de reservoirdruk is toegenomen, wordt de CO₂ geïnjecteerd in superkritische fase. De putintegriteit moet gewaarborgd worden voor het hele bereik van druk en temperatuur en daarmee van de CO₂-fasen, PVT effecten (Joule Thomson JT-expansie) en injectie snelheden.
- Voor injectie van CO₂ in het reservoir moet de injectiedruk rond de perforaties aan de onderkant van de put (direct buiten de casing) tijdens de injectie iets hoger zijn dan de gemiddelde reservoirdruk op die diepte.
- De druk in het reservoir wordt opgevoerd van de 17 bar naar hydrostatische druk. De volledige levensduur van de injectiecyclus wordt in beschouwing genomen.

- De *worst case steady state* injectiedruk en -temperatuurprofielen zijn gemodelleerd voor de verschillende reservoirdrukken. *Worst case* heeft in dit geval betrekking op de profielen met de laagste temperatuur in de put.
- De transient druk en temperatuurprofielen voor opstart-, insluit- en extreme blowout-scenario's (niet gecontroleerde release) zijn gemodelleerd voor de verschillende reservoirdrukken.

Figuur 23 illustreert het druk- en temperatuurbereik gedurende de levensloop van de put in de steady state en de transient state van de flow.



Figuur 23 Operationeel bereik van de putten.

Uitgangspunten CO₂-mengsel

De CO₂ is droog en bevat geen vrij water maar wel waterdamp. Condensatie van water wordt alleen verwacht aan de bovenkant van de completion tijdens opstarten en insluiting. Het gecondenseerde water zal tijdens injectie weer verdampen. Onder normale operationele omstandigheden (*steady state*) van de put zal de minimumtemperatuur bij de wellhead en langs de tubing boven 0°C liggen. Tijdens transient condities (opstarten en insluiten van de put) zal de vloeistoftemperatuur bij de wellhead en het bovenste deel van de tubing tijdelijk in de buurt van -20°C liggen, met kortstondige uitschieters naar -60°C (in het extreme geval van een niet gecontroleerde release *blowout*). Tijdens deze tijdelijke situaties is de temperatuur in het onderste deel van de tubing altijd hoger dan 0°C.

Vereisten voor de integriteit van de put

Het ontwerp houdt rekening met de huidige integriteit van de putten. Er is ook onderzocht hoe de integriteit van de put tijdens de injectieperiode gecompromitteerd zou kunnen raken en naar wat er gedaan wordt om dit te voorkomen.

Hieronder volgen de algemene eisen voor de integriteit van de put.

- Voorkomen van lekkage in de putten.
- Alle materialen voor de completion van de putten moeten compatibel zijn met de geïnjecteerde vloeistof en het verwachte bereik van druk en temperatuur.
- De gemodelleerde minimum temperatuur van de vloeistof in de A annulus is -5°C . Vloeistof die in de annulus wordt gebruikt, moet bij deze temperatuur vloeibaar blijven.
- Verwachte resterende minimale levensduur van de put na aanvang van injectie: 25 jaar.
- Om de primaire en secundaire barrières veilig te stellen, moet de conditie van de casings, liners en cementeringen tijdens de workover worden geverifieerd.

Vereisten voor monitoring van putten

Om de integriteit van de putten tijdens het injecteren van CO_2 te verifiëren en meer inzicht te krijgen in de effecten van CO_2 -injectie in de putten, moeten de putten naar behoren worden gemonitord. Het Monitoringsplan beschrijft alle aspecten daarvoor, die grotendeels zijn gebaseerd op metingen bij de putmond en diep in put. Voor in de put zijn er de volgende vereisten.

- *Distributed Temperature Sensing* (DTS) systeem: een glasvezelsysteem dat de temperatuur op elke meter diepte in de put meet) en een *Distributed Acoustic Sensing* (DAS) systeem: een glasvezelsysteem dat trillingen kan detecteren).
- Druk en temperatuurmeting in de tubing net boven de productiepacker. Dit wordt gecombineerd met het DTS-systeem.

4.2.2. Ontwerp van injectieput

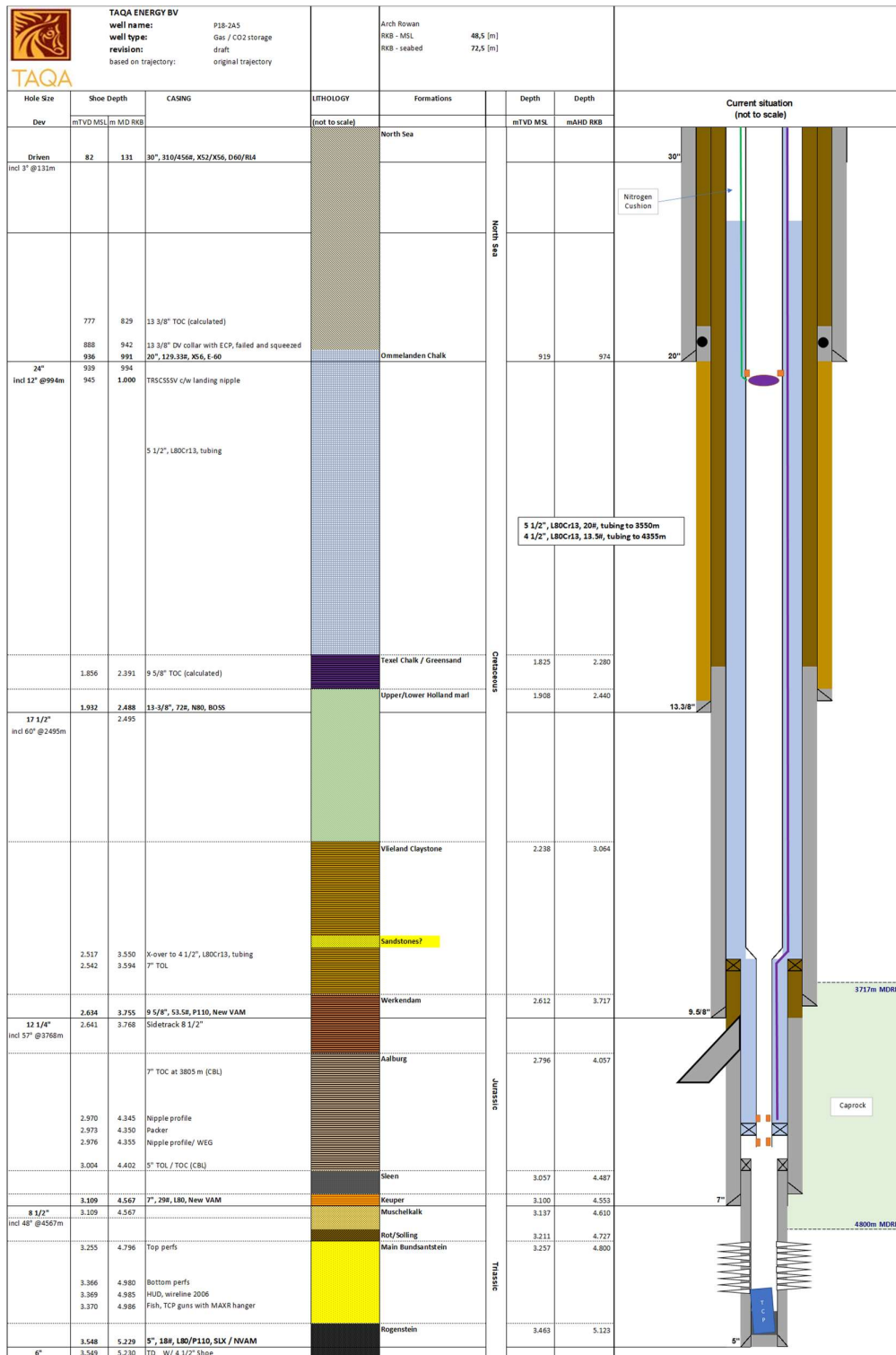
De wijziging van het gebruik van de P18-2-putten van gasproductie naar CO_2 -injectie is gecontroleerd op basis van het bestaande putontwerp in de volgende gebieden: materialen (metallurgie en elastomeren), casingontwerp, cement en drukbeheer. Het plan is om tijdens de revisie van de putten P18-2A3 en P18-2A5 het reservoir te isoleren met een bridge plug in de 5" liner. Het plan voor de putten P18-2A1 en P18-2A6 (met 7" liner) is om de originele packer / tailpipe in de putten te laten zitten met als enig doel de installatie van een bridge plug om het reservoir te isoleren terwijl de put wordt gereviseerd. De nieuwe productie packer zal zo diep mogelijk in de put worden geplaatst (zo dicht mogelijk bij 5" liner top of bij originele packer). De casing en liner onder de nieuwe productie packer zal aan CO_2 worden blootgesteld (ongeacht of er een oude packer aanwezig is of niet). De procesomstandigheden onderin de putten zullen zodanig zijn dat er geen vrij water zal voorkomen en er geen risico is dat de integriteit van de casing / liner zal worden aangetast door water dat vrijkomt uit de CO_2 .

Onderdeel van de workover is vervanging van de completion. Het ontwerp van de completion voor elke put wordt zoveel mogelijk gestandaardiseerd, met variaties om aan te sluiten bij de verschillende putontwerpen, zoals variaties in casing/liner afmetingen en dieptes van casing en liners.

Voor monitoring doeleinden in de putten wordt een Distributed Temperature Sensing (DTS) systeem en een Distributed Acoustic Sensing (DAS) systeem geïnstalleerd waarin ook tubing druk en temperatuurmeting boven de productiepacker wordt geïntegreerd. In de putten met 5" liner (P18-2A3 en P18-2A5) wordt de nieuwe productie packer onderin de 7" liner (net boven de 5" liner) gezet, waardoor de afstanden tussen meting en reservoir 370 m AH (P18-2A3) en 450 m AH (P18-2A5) zijn. Een productie packer lager in de put in de 5" liner zou een kleinere tubing diameter vereisen, wat zou leiden tot hoge frictieverliezen en ongewenst hoge stroomsnelheden. In de putten waar de originele packer blijft zitten, is de afstand tussen meting en reservoir ongeveer 100 m AH (P18-2A1 en P18-2A6).

De Xmas-trees, *spacerspools* en tubing hangers worden tijdens de workover vervangen om ze geschikt te maken voor CO₂-injectie.

Hieronder volgt een voorbeeld van het voorgenomen putontwerp voor P18-2A5, zie Figuur 24. Het putontwerp biedt de primaire en secundaire barrières zoals aangegeven in het navolgende diagram Figuur 25. Deze barrières worden in overeenstemming met het Monitoringsplan gecontroleerd.



Figur 24 Gereviseerd putontwerp voor put P18-2A5.

4.2.3. Materiaalselectie voor elementen van het putontwerp

De vereisten en het ontwerp voor de aanpassing van de P18-2-putten zijn beschreven in de twee voorgaande paragrafen. In deze paragraaf worden de speciale materiaalselecties beschreven voor de voornaamste elementen van de completion. De materialen die in de nieuwe completions worden toegepast, zijn geselecteerd op hun bestendigheid tegen corrosie op basis van de samenstelling van de CO₂-stroom en van behoud van robuustheid in het vereiste lage temperatuurbereik.

Alle elastomere en niet-metalen delen van de completioncomponenten zijn beoordeeld als geschikt voor gebruik tijdens CO₂-injectie.

Surface Trees en wellheads

Vanwege de lage tijdelijke temperaturen rond de Xmas tree en tubing hanger in de orde van -20°C (met uitschieters naar -60°C) moeten de Xmas tree, *spacerspool* en tubing hanger met temperatuurklasse P+U (minimale operationele temperatuur -29°C) worden vervangen door onderdelen met temperatuurklasse K (minimale operationele temperatuur -60°C).

Het is niet nodig om de casingophanging of de wellhead te vervangen, omdat deze niet in rechtstreeks contact komen met CO₂ en daarom niet worden blootgesteld aan dergelijke lage temperaturen.

Tubing

Onderdeel van de nieuwe completion van de putten is vervanging van de bestaande tubing door een tubing met de juiste metallurgische eigenschappen.

De injectieputten worden afgewerkt met 5 ½" x 4 ½" tubing: 5 ½" tubing van bovenaf, die onderin de put in de 7" liner overgaat in 4 ½" tubing.

De tubing boven de SubSurface Safety Valve (SSSV) moet gemaakt zijn van corrosiebestendig materiaal dat tegen lage temperaturen kan. De temperatuur in de tubing sectie boven de SSSV kan tijdelijk lager zijn tijdens het opstarten of direct na het insluiten van de injectie. Corrosie kan worden veroorzaakt door de verwachte geringe hoeveelheid condensatiewater dat tijdens die afkoeling kan ontstaan. Voor het bovenste deel van de tubing is 22Cr of 25Cr materiaal geselecteerd.

Eventuele watercondensatie aan de bovenkant van de putten zal tijdens de injectie snel weer verdampen. Om die reden bestaat de tubing onder de SSSV uit Super 13 chroom (S13Cr), dat voldoende bestand is tegen corrosie. Zowel 22Cr, 25Cr als S13Cr beschikken over uitstekende hardheidseigenschappen bij lage temperaturen en zijn daardoor bestand tegen Joule-Thomson-effecten tijdens de tijdelijke omstandigheden gedurende opstart en insluiting.

Er zijn simulaties uitgevoerd voor de geplande tubingstrings. De tubingstrings zijn geschikt voor gebruik gedurende de hele levensloop van de put.

SubSurface Safety Valve (SSSV)

De SSSV is vereist voor insluiting van een put voor de situatie dat de flow controlesystemen op het Platform P18-A falen. De huidige SSSV's bevinden zich op circa 130 meter diepte.

Bij de workover ter voorbereiding van CO₂-injectie zal de SSSV diep genoeg in de put worden geplaatst zodat er minimale invloed is van de tijdelijke omstandigheden gedurende het opstarten en insluiten. De temperaturen bij de SSSV zijn voor alle operationele omstandigheden gemodelleerd. De SSSV moet echter ook niet te diep staan om te voorkomen dat de sluittijd van de SSSV wordt verlengd door de noodzaak om hoge hydrostatische druk in de besturingslijn naar de SSSV te overwinnen. Tevens moet de SSSV ondiep genoeg geplaatst zijn om testen van de klep door gecontroleerd druk af te blazen boven de SSSV mogelijk te maken. Gebaseerd op het modelleren van de temperaturen en de andere overwegingen voor de diepte van de SSSV is een diepte van 1.000 meter als de optimale diepte geselecteerd.

De SSSV wordt met hydraulische druk (via *control-line*) opgehouden. Wanneer bij een probleem de druk wegvalt, zal hij automatisch sluiten (*fail-safe*). In geval van problemen met de SSSV is het mogelijk om met *wireline services* een vervangende SSSV (WLS-insert SSSV) in de completion te plaatsen.

Productiepacker

Voor CO₂-injectie wordt een productiepacker gebruikt die met hydraulische druk zal worden vastgezet in de casing liner. De packer zal geen doorvoer voor additionele kabels hebben en het DTS/DAS systeem zal dus boven de packer stoppen. Dit voorkomt het risico van mogelijke lekpaden langs de kabeldoorvoer.

De packer wordt diep in de put geplaatst en zal nauwelijks onderhevig zijn aan temperatuurdaling door Joule-Thomson-effecten die boven in de put kunnen optreden tijdens het opstarten en insluiten. De huidige BHT is 120°C tot 130°C. Het verwachte temperatuurbereik voor de packer ligt tussen +15°C en +110°C. De packer is geschikt voor de verwachte thermische cycli met behoud van het volledige prestatiebereik.

De huidige packer zal in de put blijven om het reservoir tijdens de workover te kunnen isoleren. De nieuwe production packers worden net daarboven in de liners langs de afsluitende laag geplaatst. De uiteindelijke plaatsing van de nieuwe packers is afhankelijk van de staat van de liner en de cementatie daarvan, die tijdens de workover via cement bond logging worden geëvalueerd. Gebaseerd op de evaluatie wordt de plaatsing van de packer geoptimaliseerd. De DTS/DAS systeem (met druk sensors) stopt boven de packer en dat is 200-500 meter boven het reservoir zijn.

Systemen voor Monitoring in de put

De completion wordt voorzien van optische monitoring in de vorm van een DTS systeem en een DAS systeem. Een druk- en temperatuurmeter onder in de put, net boven de productie packer, zal geïntegreerd worden met het DTS-systeem.

DAS en DTS maken monitoring van het reservoir op de lange termijn mogelijk en bieden inzicht in het gedrag van CO₂ in de put, zodat problemen rond de injectiviteit vroegtijdig kunnen worden onderkend, en ze helpen bij de detectie van flow buiten de casing. Het DTS systeem is ook nuttig bij activiteiten zoals testen van de SSSV en het zorgt ervoor dat deze periodieke testen minder tijd kosten.

Naast dit systeem gebaseerd op *fiberoptics* zal er ook een back-up systeem geïnstalleerd worden: elektrische druk en temperatuur meting onder in de put net boven de productie packer.

Erosie

Mogelijke erosie van de tubing is geëvalueerd op basis van de geplande injectiecondities voor de CO₂-stroom en de materialen van de completion. De gemodelleerde maximale CO₂-stroomsnelheden vallen binnen de

referentiesnelheden zoals toegepast in de industrie, daarom is erosie van de tubing en andere onderdelen van de completion niet waarschijnlijk. Uit voorzorg wordt de conditie van de tubing gemonitord met behulp van *wire line logging* methoden op intervalbasis, zoals beschreven in het Monitoringsplan. Wanneer de put constant wordt gebruikt onder omstandigheden waarbij stroomsnelheden dicht bij het theoretische maximum liggen, zal de frequentie van de inspectie van de conditie van de tubing worden aangepast.

Trillingen

Vanwege de hoge stroomsnelheden onder bepaalde operationele omstandigheden en turbulente fluctuaties in de vloeistof zijn pulseringen en trillingen in de tubing te verwachten. Instabiliteit wordt veroorzaakt door een interactie tussen de door de stroming opgewekte krachten en buiggolven in de tubing. Wanneer de tubing onder duwspanning staat, is de kans op instabiliteit groter dan wanneer de tubing onder trekspanning staat. Tijdens injectie met een hoge rate staat de tubing boven de packer over de hele lengte voortdurend onder trekspanning. Daarom worden trillingen in dit deel van de completion niet als een probleem beschouwd. Om trillingen in de tailpipe (tubing onder de productiepacker) te voorkomen, zal de tailpipe zo kort mogelijk gehouden worden.

Completionvloeistof in annulus

De completionvloeistof is een water-monoethyleenglycol (MEG) mengsel, met corrosieremmers en Kalium Chloride zout (KCl). Voor de putten is het noodzakelijk dat de annulaire vloeistof bij een temperatuur van -5°C vloeibaar blijft. Daartoe wordt MEG toegevoegd. Wanneer tijdens de workover completionvloeistof in het reservoir komt, voorkomt de aanwezige KCl zwellen van in het reservoir aanwezige kleilagen en wordt verminderde injectiviteit voorkomen.

De A-annulus is de ruimte tussen tubing and productiecasing boven de productionpacker die gevuld is met completionvloeistof. Aan de bovenkant wordt een stikstofkussen aangebracht. Deze gaskap werkt als buffer voor de A-annulus en zorgt ervoor dat het geheel bestand is tegen de effecten van de verwachte temperatuurvariaties. Omdat P18-A een onbemand platform is, wordt het stikstofkussen bij elke put geoptimaliseerd voor het breedst mogelijke annulaire drukbereik, terwijl het volume toch voldoende beheersbaar is om bijgevuld te worden.

4.3. Workover Operaties (vervangen completion en Xmas tree)

Er is een *jack-up rig* nodig om de workover uit te voeren op het normaal onbemande Platform P18-A. De completion, die momenteel in de put geïnstalleerd is, wordt dan verwijderd. De staat van de productiecasing /liners /cementeringen wordt gecontroleerd (nulmeting) en de nieuwe completion wordt geïnstalleerd.

Hieronder staat een overzicht van het programma:

- Rig naar locatie
- Reservoir isoleren en barrières in de put installeren
- Xmas tree verwijderen
- BOP installeren en testen
- Downhole barrières verwijderen
- Bestaande completiontubing verwijderen
- Putboring opschonen en overzetten naar nieuwe completionvloeistof.
- Logging van cement en casing uitvoeren
- Nieuwe completion aanbrengen
- Stikstofkussen aanbrengen
- Packer zetten

- Tubing, annulus en SSSV testen.
- Barrières installeren
- BOP verwijderen
- Xmas tree installeren en testen
- Barrières verwijderen
- Rig verplaatsen

4.4. Putafsluiting

Voorafgaand aan de CO₂-injectie zullen de sidetrack P18-2A6S1 en de deels afgesloten exploratieput P18-2 worden afgesloten. Nadat het opslagvoorkomen is gevuld met CO₂ worden de injectieputten van het P18-2-veld afgesloten.

Voor de afsluiting van de putten wordt gebruik gemaakt van de zogenaamde Fullbore Formation Plug, afgekort als FFP. De FFP is vergelijkbaar met de in eerdere onderzoeken genoemde 'pannenkoekplug'. De keuze voor FFP berust op de afweging dat bij een conventionele afsluiting het staal van de casing samen met eventueel water uit formatie en het geïnjecteerde CO₂ op lange termijn een slechte combinatie vormen. Het is dan ook van belang over een bepaalde lengte het staal en cement te verwijderen en een directe aansluiting tussen het cement en de afsluitende laag van de formatie te maken. Deze plug is dus breder dan de oorspronkelijke put. De FFP vormt daarbij ook een onderbreking van een mogelijk lekpad, gevormd door de micro-annuli in het cement aan de buitenkant van de put.

Na het zetten van de FFP in de afsluitende laag van het opslagvoorkomen, zal er ter mitigatie van risico's een tweede cementplug gezet worden in de overburden. De plug zal worden geplaatst tegenover een afsluitende laag boven zones met stromingspotentieel. Voor de meeste putten is dit tegenover de Vlieland Kleisteen formatie.

Voor de afsluiting van putten voorafgaand aan CO₂-injectie en voor de afsluiting van putten na afronding van de CO₂-injectie zal, in de periode voorafgaand aan de sluiting, een zogeheten afsluitplan worden opgesteld. Een ontwerp plan voor de afsluiting is gepresenteerd in Deel VI Afsluitplan P18-opslagcomplex. Dit ontwerpplan heeft tot doel duidelijk te maken hoe met de huidige stand der techniek en ervaring de afsluitingen kunnen plaatsvinden. In dit plan staan verdere details voor putafsluiting.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

5. Integrale CO₂-injectiestrategie

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe de integrale CO₂-injectie is voorzien in de verschillende P18-reservoirs. De CO₂-injectie in het reservoir P18-2, zoals beschreven in hoofdstuk 3, dient gezien te worden als onderdeel van de integrale injectiestrategie in de P18 reservoirs. In dit hoofdstuk wordt de integrale injectiestrategie voor de P18-reservoirs beschreven, waarbij geldt:

- P18-2 heeft vier beschikbare injectieputten, waarvan in de *base case* is voorzien dat er steeds drie operationeel zijn. De vierde injectieput is beschikbaar als één van de overige putten uitvalt.
- P18-4 heeft één injectieput die samen met de drie putten van P18-2 continu voor CO₂-injectie wordt gebruikt.
- P18-6 zal niet zal worden gebruikt voor continue injectie en pas in een latere fase van het project worden ingezet, wanneer ook de druk in de andere velden hoger dan 48 bar is.

Meer details worden beschreven in *Injection Plan Porthos 2021* en *Flow Assurance Study Report, Porthos 2021*.

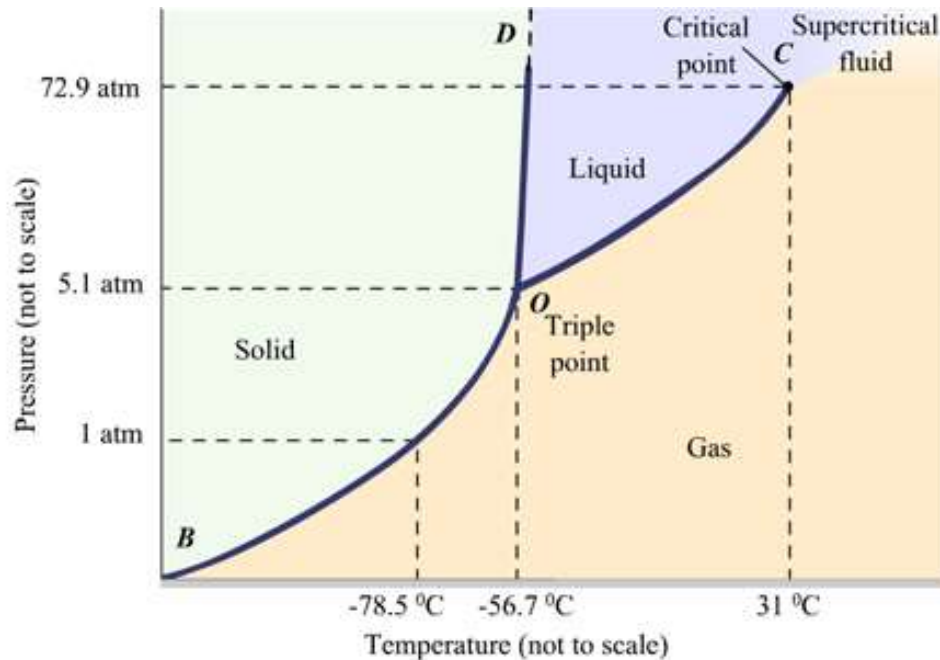
Rol van het reservoir P18-6

Het reservoir P18-6 kan aanvullend aan de reservoirs P18-2 en P18-4 worden gebruikt voor CO₂-injectie. De injectiestrategie is in eerste instantie gericht op CO₂-opslag in de twee grotere reservoirs P18-2 en P18-4. Voor de mate waarin reservoir P18-6 kan worden benut is nog aanvullend onderzoek nodig, wat mogelijk resulteert in een aanvullende opslagvergunningaanvraag. Bij de afweging gelden de volgende overwegingen:

- Zonder P18-6 kan veilige injectie en opslag van CO₂ plaatsvinden in P18-2 en P18-4. Zeer recente uitwerking van de injectiestrategie, op basis van recent modellerwerk, heeft bevestigd dat alle operationele scenario's (constante injectie en start- en stopgedrag) mogelijk zijn met enkel het gebruik van P18-2 en P18-4. Dit kan doordat in de eerste jaren geïnjecteerd kan worden met uitsluitend gasvormig CO₂ en pas na een reservoirdruk in P18-2 en P18-4 van meer dan 40 bar zal worden overgeschakeld naar superkritische CO₂-injectie. Daardoor wordt een operationele conditie van opstarten met een koude CO₂ in de hoge druk pijpleiding (met vloeibaar CO₂) weggenomen en kunnen alle continue en start- en stopcondities uitgevoerd worden met de P18-2 en P18-4 putten.
- Hoewel de enkele put in P18-6 niet zal worden gebruikt voor continue injectie, is aanvullende modellering voor continue injectie in dit reservoir wenselijk om de stabiliteit van breuken daar in kaart te brengen. Deze modellering zal uitgevoerd worden met een nieuw te bouwen statisch model om complexiteiten uit het huidige model beter te begrijpen. Daar is tijd voor nodig.
- De P18-6-put en het P18-6-voorkomen zijn niet cruciaal voor het slagen en opereren van Porthos op gebied van injectiviteit (put) en opslagcapaciteit (reservoir) met < 1 Mton. P18-6 kan zorgen voor meer operationele flexibiliteit.
- De P18-6-put zal pas in een latere fase van het project kunnen worden ingezet, wanneer ook de druk in de andere velden hoger dan 48 bar is. Dit zal pas vanaf het derde jaar van injectie het geval zijn.

5.1. Operationele fasen

De terminologie die in de volgende paragrafen voor de fasen wordt gebruikt, komt overeen met de terminologie in het diagram in Figuur 26. Dit diagram toont de verschillende fasen van zuivere CO₂.



Figuur 26 Fasediagram CO₂.

Zoals uitgelegd in Paragraaf 3.5 is het CO₂-fasegedrag afhankelijk van de druk, temperatuur en onzuiverheden van de CO₂-injectiestroom. Op basis van de gekozen toestandsvergelijking berekent het flow assurance model het fysisch gedrag van het CO₂-mengsel. De composities en kritische condities van de CO₂ die worden gebruikt, zijn weergegeven in Tabel 19. Dit geeft aan dat de druk hoger zou moeten zijn dan 82 bar om in de superkritische/dichte vloeistoffase te komen in vergelijking met een samenstelling van 100% CO₂.

Tabel 19 Kritische condities en composities van de door Porthos gebruikte CO₂.

	Gemiddelde compositie (mengsel 2)	Max verontreiniging (mengsel 1)	Min impurities
Compositie	CO ₂ 98,991% H ₂ O 0,003% H ₂ 0,187% N ₂ 0,579% Ar 0,019% CH ₄ 0,142% CO 0,046% O ₂ 0,002% CH ₃ OH 0,025%	CO ₂ 95,45%, H ₂ 0,75%, N ₂ 2,4%, Ar 0,4%, CH ₄ 1,0%,	100% CO ₂
Kritische temperatuur	30,3°C	31,1°C	31,0°C
Kritische druk	75,4 bar	81,2 bar	73,8 bar

Porthos heeft een ontwerp transportcapaciteit van 360 ton CO₂/uur (100kg/s). Er zijn drie basismodi voor de *steady state*:

Bypass modus

In de *bypass* modus stroomt het CO₂-mengsel zonder gebruik van compressie in het reservoir, waarbij de massastroom en de kwaliteit nog steeds worden gemeten in de meetstraat van het compressorstation. In deze modus worden de massastroom en de druk dus niet door het compressorstation geregeld. Het totale debiet wordt gestuurd door de CO₂-leveranciers. De druk in het hele systeem wordt bepaald door de reservoirdruk en de drukcondities in de putten.

Gas modus

Bij een bepaalde reservoirdruk kan het CO₂-mengsel niet zonder additionele compressie in het reservoir stromen. De additionele compressie wordt geleverd door de compressors in het compressorstation. De uittrede druk van het compressorstation is lager dan de kritische druk van het mengsel (zie Tabel 19). De compressor kan afhankelijk van de condities wel boven de kritische druk komen, maar de druk zal met behulp van een regelklep stroomafwaarts na de laatste compressorfase op de gewenste druk gebracht worden. De druk in de hogedrukleiding wordt in de gas modus beperkt tot een dusdanig niveau dat de CO₂ te allen tijde gasvormig blijft. Zoals zichtbaar uit Figuur 26 is de toelaatbare druk hoger bij hogere temperatuur. Om een hogere druk te kunnen bereiken wordt in de gasmode de temperatuur bij de uitlaat van de compressor zo hoog mogelijk te houden door de aanwezige compressorkoelers minimaal te gebruiken.

Het operationele bereik van de gas modus is door middel van het toepassen van isolatie van de hogedrukleiding in combinatie met een hoge uitlaattemperatuur van de compressor zo groot mogelijk gemaakt. Dit resulteert in een maximum flow van 280 ton/uur (78% van de ontwerp-transportcapaciteit).

Superkritische modus

Deze operationele modus verwijst naar de situatie waarin de hogedruk pijpleiding boven de kritieke druk van het CO₂-mengsel werkt. In deze modus ligt het drukverlies over de pijpleiding significant lager dan in gas modus en zijn dan ook hogere injectiesnelheden nodig. Voor zuivere CO₂ is de kritieke druk 72,9 bar. Voor CO₂-mengsels kan deze druk hoger worden. In superkritische modus wordt de pijpleidingdruk boven 85 bar gehouden om ervoor te zorgen dat er geen gasvormig CO₂ gevormd kan worden.

De pijpleidingdruk van 85 bar ligt bij lagere reservoirdrukken ruim hoger dan de wellheaddruk bij de maximaal toelaatbare massastroom. In superkritische modus moet door middel van de *chokes* het debiet dat de putten instroomt beperkt worden. Ook de verdeling tussen de putten wordt op deze manier gestuurd. Dit heeft consequenties voor de eigenschappen van de CO₂ stroomafwaarts van de *choke*: bij de heersende lagere wellheaddruk zal het CO₂-mengsel zich in het algemeen in twee-fase toestand bevinden. In deze toestand wordt de bijbehorende temperatuur gedicteerd door de faselijn en is daarmee dus rechtstreeks bepaald door de wellheaddruk in stromende toestand.

Bij lage reservoirdrukken levert deze modus dusdanig lage *wellhead*-temperaturen op dat er een risico bestaat dat de completionvloeistof in de B-annulus zou kunnen bevriezen en/of er hydraten gevormd worden in het reservoir. Om dit te voorkomen wordt de superkritische modus pas gebruikt boven een reservoirdruk van 40 – 50 bar. Het punt waarop overgeschakeld wordt van gas naar superkritische modus volgt uit de injectiviteit die de putten hebben. Dit moet beoordeeld worden gedurende de periode van injectie in gas modus.

5.2. Integraal gebruik van P18-reservoirs in combinatie

In het *base case injectie scenario* wordt ervan uitgegaan dat CO₂-injectie plaatsvindt in de reservoirs P18-2 en P18-4. Reservoir P18-6 heeft andere reservoir eigenschappen dan de andere twee P18-reservoirs. Zo is de permeabiliteit lager, waardoor een hogere injectietegendruk ontstaat. Ook heeft de enige put, P18-6A7, een smallere diameter onder in de put, waardoor de injectie via deze put geringer zou kunnen zijn.

De wijze waarop de CO₂-injectie zal plaatsvinden, is voor het integraal gebruik bepaald. Op basis van de operationele modi is een operationeel bereik ontwikkeld en gerapporteerd in het *Flow Assurance Studie Report (Porthos, 2021)*. Om te zorgen voor veilige injectie zijn de volgende operationele limieten opgesteld:

- Putintegriteit: interrupties van de injectie tot een minimum beperken om temperatuurwisselingen in de putten tijdens opstarten en insluiting zoveel mogelijk te beperken.
- Temperatuur wellhead: (T_{wh}) > 0°C voor de continue operatie om bevriezing van de annulusvloeistof te voorkomen.
- *Downhole*-temperatuur in de put: (T_{dh}) > 15°C ter voorkoming van hydraatvorming in het reservoir.
- Conditie van injectie vanuit de put: met behulp van simulaties van flow assurance is het operationele bereik voor injectie tijdens de initiële fase van het vullen en onder druk zetten van het reservoir gedefinieerd. Mogelijke hydraatvorming wordt voorkomen en onder controle gehouden door regeling van de temperatuur en de compositie van de aangevoerde en geïnjecteerde CO₂. Zie ook de *downhole*-temperatuur in de put.
- Deze temperatuurlimieten (T_{dh} en T_{wh}) beïnvloeden hoofdzakelijk het minimum injectiedebiet in superkritische toestand en de bruikbaarheid van bepaalde putten onder specifieke omstandigheden.

- Breukstabiliteit: de gekozen injectiescenario's ondersteunen dat het CO₂-koudefront gecontroleerd eventueel de kritische breuken bereikt. Er is een terugkoppeling gemaakt tussen reservoir engineering, flow assurance en geomechanica om een veilig operationeel venster te definiëren.
- Thermische scheurvorming: injectiescenario's en operationele modi worden gekozen en aangepast op basis van maximale absorptie van koude CO₂ zonder scheurvorming die doorloopt tot de kritische reservoirbreuken en met beheersing van het koudefront.

5.2.1. Gebruik van putten in het operationeel bereik

Op basis van het *Flow Assurance Studie Report (Porthos, 2021)* zijn het operationele bereik en een injectieplan of operationeel plan ontwikkeld voor veilige injectie en opslag. Zie Figuur 27 en Tabel 20.

Het operationele bereik is gemodelleerd op basis van de systeemdimensies en -layout, de operationele modi en de operationele beperkingen en reservoirbeperkingen.

5.2.2. Injectieplan

Het opslaan van CO₂ in de P18-reservoirs kent een aantal discrete en verschillende operationele modi doordat de druk in het reservoir met de injectie toeneemt. Het injectieplan is samengevat in het onderstaande schema. Het plan is onderverdeeld in operationele Blokken, zie Figuur 27, die in het algemeen wijzigingen in het debiet (*flowrate*) aangeven.

Het injectieplan wordt in de uitvoeringsfase van het project vertaald in gedetailleerde injectieplannen per verandering van de operationele modus: debiet, aantal putten, druk, temperatuur en reservoirdruk. Om aan de vereiste veiligheid van het systeem te voldoen, zullen er operationele procedures zijn en zal het toezicht worden uitgevoerd door gekwalificeerd personeel en veiligheidscontrolesystemen.

Na inbedrijfname van het systeem, als onderdeel van de projectfase, zal de operationele fase beginnen. Tijdens deze eerste periode, de Technische Operatie, wordt het injectiedebiet bepaald door de operator. Er zal in de regel meer aanbod van klanten zijn dan dat er wordt geïnjecteerd. Stapsgewijs zal het injectiedebiet verhoogd worden terwijl controle en verificatie met het Injectieplan plaatsvindt.

Iedere operatiemodus is gemodelleerd in de flow assurance studie voor verschillende omgevingscondities, dat wil zeggen de laagste zeewater- en luchttemperaturen. De resultaten van deze studie, de beperkingen en injectiefilosofieën zijn opgenomen in het Injectieplan.

Bij de toename van de druk in de P18-reservoirs zullen de operationele parameters na een periode van injectie voldoen aan de omschakeling van gas modus naar superkritische modus. Op dat moment is het operationele bereik van 360 t/h van de transport capaciteit bereikt en zullen de P18-reservoirs vanaf dat moment het volledige operationele injectiedebiet aan kunnen. De overgang markeert het afsluiten van de Technische Operatie en het aanvangen van de Commerciële Operatie. In het injectieplan is dit moment voorzien op 1,75 tot 2 jaar na aanvang Technische Operatie. De Commerciële Operatie zal duren totdat de P18-reservoirs op hydrostatische druk zijn en naar verwachting 37,5 Mton opgeslagen is (zie *Injection plan Porthos, bijlage*).

Operating envelope: Gas mode

Reservoir	Wells & Config.	kg/s	6	11	17	22	28	33	39	44	50	56	61	67	72	78	83	89	94	100	
Pressure	Config.	t/h	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	
16.4/16.8	1 well	0100	(1)																		
	2 wells	0110		(2)																	
	3 wells	0111			(3)																
	4 wells	1111				(4)															
17 bar	4 wells	1111																			
20 bar	4 wells	1111																			
30 bar	4 wells	1111																			
40 bar	4 wells	1111																			
50 bar	4 wells	1111																			
60 bar	4 wells	1111																			

Operating envelope: Supercritical mode 1-4

Reservoir	Wells & Config.	kg/s	6	11	17	22	28	33	39	44	50	56	61	67	72	78	83	89	94	100
Pressure	Config.	t/h	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360
16.4/16.8	4 wells	1111																		
17 bar	4 wells	1111																		
20 bar	4 wells	1111																		
30 bar	4 wells	1111																		
40 bar	3/4																			
50 bar	1-3																			
60 bar	1-3																			
70 bar	1-3																			
80 bar	1-3																			
100 bar	1-3																			
120 bar	1-3																			
150 bar	1-3																			
200 bar	1-3																			
250 bar	1-3																			
300 bar	1-3																			
320 bar	1-4																			
325 bar	1-4																			
330 bar	1-3	1110																		
340 bar	1-3	1110																		

Colour code:

- No operation possible.
- Bypass mode: No compressor required.
- Gas mode: Compressor required.
- Supercritical mode: Inlet HP pipeline temperature = 80°C, Manifold Pressure = 85bar
- Supercritical mode: Inlet HP pipeline temperature 40-80°C, Manifold pressure 85-120bar
- Supercritical mode: Inlet HP pipeline temperature = 40°C, Manifold Pressure = 120bar

Figuur 27 Globaal overzicht operationeel bereik.

Tabel 20 Samenvatting injectieplan.

	Reservoir druk.	Blok nr.	Korte beschrijving	Bereik van flowrates (t/h)	Aantal putten	Modus HP pijpleiding	Druk HP pijpleiding naar verdeelstuk (bar)	Temperatuur Verdeelstuk naar individuele putten (°C)
Technische Operatie (T.O.)	16.4/16.8 bar	0	Eerste opstart.	0 - 20	1	Bypass modus	21	10
		1	Toename debiet.	0 - 60	2	Bypass modus	32	10
		3	Toename debiet.	40 - 80	3	Bypass modus	18-29	10
		4	Toename debiet & gebruik van de externe additionele compressie.	40 - 220	3	Gas modus	34-58	10-26
	17-30 bar	5	Verdere toename van debiet en rekening houden met het 2 fase-gedrag.	40 - 280	4	Gas modus	27-57	10-28
	40-50 bar	6	Afname van maximum debiet.	0 - 260	3/4	Gas modus	33-56	9-27
Als het debiet in het systeem boven het opgegeven minimum kan worden gehandhaafd na Blok 5, ga dan naar de superkritische modus (Blok 7 operating envelope superkritisch). Zo niet, blijf dan in de gasmodus (Blok 6). Om naar de superkritische modus door te gaan: sluit de putten, terwijl in de hogedrukleiding debiet verhoogd wordt, om zo de hogedrukleiding naar een druk van 85 bar te brengen. Daarna worden de benodigde putten geopend.								
Commerciële Operatie (C.O.).	40-50 bar	Mogelijkheid	Superkritische modus, met inachtneming van het minimale debiet.	140 - 360	2-3	Sup. modus	88	32-46
	50-200 bar	7	Minimale debiet kan lager worden.	80 - 360	1-3	Sup. modus	88-107	32-36
	250 bar	8	Minimale debiet kan lager worden.	60 - 360	1-3	Sup. modus	122-125	16-31
	300 bar	9	Minimale debiet kan lager worden.	40 - 360	1-3	Sup. modus	122-125	11-31
	320-325 bar	10	Minimale debiet kan lager worden.	20 - 360	1-3	Sup. Modus	122-125	10-31
	330 bar	11		20 - 360	1-3	Sup. Modus	122-125	10-31
	340 bar	12	Maximale debiet kan lager worden.	20 - 340	1-3	Sup. Modus	122-125	10-31



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Literatuur

- Span, R., Wagner, W. (1996). A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa. J. Phys. Chem. Ref. Data 25, pp. 1509 – 1596.
- TNO-GDN (2020). Onder-Germaanse Trias Groep. In: Stratigrafische Nomenclator van Nederland, TNO – Geologische Dienst Nederland. Geraadpleegd op 02-12-2020 op <http://www.dinoloket.nl/stratigrafische-nomenclator/onder-germaanse-trias-groep>.
- Porthos P18 CCS petrophysical study, Across Petrophysics 2020. Interne studie Porthos.
- NORSOK Standaard D10, rev. 4 juni 2013 - Putintegriteit bij boren en gebruik van de put (NORSOK, 2013).
- ISO norm 16530-1:2017, maart 2017 - Aardolie- en aardgasindustrie - Putintegriteit - Deel 1: Levenscyclus governance (ISO/TC 67/SC 4 Boor- en productie-uitrusting, 2017).
- De integriteit van onshore putten, SodM, 2019.
- P18 Core Test Evaluation, Fenix 2020, bijlage.
- Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021, bijlage.
- 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 reservoirs. KEM Research review.
- Waldmann, S. (2011) . Geological and mineralogical investigation of Rotliegend gas reservoirs in the Netherlands and their potential for CO₂ storage. Phd thesis.
- CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, TNO 2019, bijlage.
- Storage Capacity Technical note Porthos 2020, bijlage.
- Flow Assurance Study Report, Porthos 2021, bijlage.
- Injection plan, Porthos 2021, bijlage.
- Well containment note, Porthos 2020, bijlage.
- Feasibility Study P18 (Final Report), Vanderweijer et al., 2011. CATO-2-WP3.01-D06.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Deel III: Risicobeheerplan

Integrale P18-opslagcomplex

Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

Samenvatting	5
1. Leeswijzer	7
1.1. Juridisch kader	7
1.2. Het Risicobeheerplan in relatie tot de andere plannen	9
2. Risicobeheersing.....	11
2.1. Continue evaluatie en verbetering opslagsysteem	11
2.2. De levenscyclus van het opslagsysteem	14
3. Methodiek.....	17
3.1. Stappenplan	17
3.2. Bowtie-methode	19
3.3. Risicobeoordelingsmatrix	23
3.4. Restrisiko bepaling	25
4. Risico-identificatie voor CO ₂ -opslag	27
5. Risicobepaling insluiting diepe ondergrond	31
5.1. Introductie.....	31
5.2. Bedreigingen en preventieve barrières laterale lekkageroutes.....	32
5.3. Bedreigingen en preventieve barrières verticale lekkageroutes	46
5.4. Consequenties en herstelbarrières verticale en laterale lekkageroutes	51
5.5. Monitoringsmogelijkheden.....	53
6. Risicobepaling insluiting putten.....	57
6.1. Introductie.....	57
6.2. Bedreigingen en preventieve barrières in de put tijdens injectie	59
6.3. Consequenties en herstelbarrières in de put tijdens injectie.....	73
6.4. Bedreigingen en preventieve barrières in een afgesloten put.....	78
6.5. Consequenties en herstelbarrières in een afgesloten put.....	80
7. Risicobepaling seismiciteit	83
7.1. Introductie.....	83
7.2. Langzame grondbewegingen (bodemdaling en uplift)	85
7.3. Seismische activiteit als gevolg van breukbeweging	85
7.4. Gevaren en preventieve barrières met betrekking tot breukbeweging (seismische activiteit).....	86

7.5.	Consequenties en risico's met betrekking tot breukafschuiving (seismische activiteit)	90
7.6.	Monitoring mogelijkheden (kort).....	95
8.	Beoordeling restrisico's	97
8.1.	Restrisico's voor Mens en Omgeving.....	97
8.2.	Restrisico's voor Stakeholders, Installaties en Reputatie	99
	Literatuur	101
Appendix A.	EBN Risk Assessment Matrix.....	103

Samenvatting

Risicobeheersing is een integraal onderdeel van de gehele levenscyclus van het opslagsysteem. Zowel in de project en ontwerpfase, als in de operationele fase en daarna in de afgesloten fase na injectie. De risico's zijn in kaart gebracht op basis van gedetailleerde karakterisering van het opslagcomplex. Middels modellering zijn de geologische structuren en de putten geanalyseerd. Op basis daarvan zijn een opslagsysteem en injectieplan ontwikkeld.

Uitgangspunt is dat injectie en opslag zal geschieden binnen de bewezen natuurlijke limieten van de geologische structuren zoals de sterkte van de caprock en afdichtende breuken. De einddruk na injectie en na afsluiting zal ook op de langere termijn nooit hoger komen dan de oorspronkelijke gasdruk. De CO₂ zal worden geïnjecteerd totdat een gemiddelde reservoirdruk bereikt is die niet hoger is dan de hydrostatische druk. Hiermee is de druk ook veel lager dan de initiële aardgasdruk in het reservoir. Daardoor wordt het principe van onderdruk tijdens injectie in het reservoir ten opzichte van de omliggende aardlagen aangehouden, waardoor geen lekkage uit het opslagcomplex kan ontstaan. De reservoirdruk zal ook op de lange termijn, na injectie en afsluiting, niet boven de initiële aardgasdruk komen en daarmee onder de bewezen natuurlijke limieten blijven.

Uit voorzorg zijn in dit Risicobeheerplan alle denkbare omstandigheden en risico's in kaart gebracht. De beschrijving van deze risico's en de preventieve en mitigerende barrières die daarmee samenhangen, vormen het leeuwendeel van dit document. Nogmaals dient benadrukt te worden dat deze risico's zich allemaal buiten het bereik van het voorgenomen operationele kader bevinden. Zolang aan het eerder genoemde uitgangspunt wordt voldaan en natuurlijke limieten gerespecteerd worden, zullen deze omstandigheden zich niet voordoen.

Na de karakterisering en het ontwerp zal in de operationele fase gemonitord worden, zodat de verificatie tussen modellen en functioneren van het opslagsysteem kan plaatsvinden. Telkens zal het functioneren van het monitoringssysteem en het opslagsysteem zelf worden geëvalueerd. Indien nodig kunnen corrigerende maatregelen, in de vorm van aanpassingen aan de injectiestrategie of fysiek aan het systeem doorgevoerd worden.

Een belangrijke beheersmaatregel is de eerste *technische operatiefase* waarin het systeem ingeregeld zal worden met velddata, alvorens commerciële contracten in werking treden. Deze eerste operationele fase zal met gasvormig CO₂ gebeuren totdat de velden op een druk tussen 40-50 bar zijn. Daarna wordt overgeschakeld naar injectie met superkritische CO₂ en start de *commerciële operatiefase*.

Lekkage uit het opslagcomplex en bodembeweging zijn geïdentificeerd als de risico's. De risicoanalyse is gedaan aan de hand van de bowtie-methode met de volgende 5 bowties.

- 1 Insluiting: horizontale lekkage uit opslagcomplex
- 2 Insluiting: verticale lekkage uit opslagcomplex (met uitzondering van putten)
- 3 Insluiting: lekkage door putten gedurende injectie
- 4 Insluiting: lekkage door putten na afsluiting
- 5 Seismiciteit: beweging van breuken als gevolg van injectie

Op basis van de bowtie-analyses zijn de preventieve en herstelbarrières gedefinieerd. Vervolgens is een beoordeling gedaan van de restrisico's (consequenties in de bowties) aan de hand van de risico-beoordelingsmatrix. Hieruit is geconcludeerd dat alle restrisico's acceptabel zijn om veilig en permanent CO₂ op te kunnen slaan in het P18-opslagcomplex.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- **Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex**
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Dit Deel III is het ontwerp Risicobeheerplan voor CO₂-opslag voor het Integrale P18-opslagcomplex ("**Risicobeheerplan**"). Dit Risicobeheerplan is daarmee tevens inherent onderdeel van de vergunningaanvragen voor P18-2 en P18-6. Dit Risicobeheerplan dient mede te worden beschouwd als een update en ter vervanging van het P18-4-Risicobeheersplan.¹ Het Risicobeheerplan zal minimaal drie maanden voor aanvang van de CO₂-injectie worden geactualiseerd, aangevuld en gedetailleerd². Verder zal dit plan worden geactualiseerd bij significante wijzigingen en in ieder geval om de 5 jaar en/of tegelijk met de overige plannen. Bij actualisatie wordt het aangepaste plan voorgelegd aan het bevoegd gezag.

1.1. Juridisch kader

De Minister verbindt aan de vergunning voor permanent opslaan van CO₂ het voorschrift risicobeheer uit te voeren volgens een risicobeheerplan.² Het risicobeheerplan bevat ten minste een beschrijving van maatregelen te nemen om het risico op een ongewenste gebeurtenis en de mogelijke gevolgen daarvan zoveel mogelijk te beperken en voldoet aan Bijlage I, fase 3.3. van de CCS-Richtlijn.³

De CCS-Richtlijn bepaalt dat de karakterisering van de gevaren gebeurt op grond van een inschatting van het lekkagerisico voor het opslagcomplex, als bepaald via dynamische modellering en karakterisering van de veiligheid. Daarbij wordt onder meer gekeken naar:

- a) Potentiële migratiewegen;
- b) Potentiële omvang van lekkages voor welbepaalde migratiewegen (stroomsnelheden);

¹ Risicobeheersplan, 9W6722.40/R0010rev_2, bijlage 1 bij Aanvulling op de CO₂-opslagvergunning P18-4 (kenmerk ETM/EM/10102902), TAQA Offshore B.V., 30 juni 2011.

² Artikel 31b sub i Mbw juncto artikel 29c Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 2 Mbr.

³ Artikel 29c lid 2 Mbb.

- c) Kritische parameters die het lekkagepotentieel beïnvloeden, zoals maximale reservoirdruk, maximale injectiesnelheid, temperatuur, gevoeligheid van de verschillende aannames in het statische geologische model;
- d) Secundaire effecten van de opslag van CO₂ zoals weggedrukte vloeistoffen in de formatie en nieuwe verbindingen die bij de CO₂-opslag worden gevormd;
- e) Andere factoren die een gevaar kunnen vormen voor de volksgezondheid of het milieu, bijvoorbeeld fysieke structuren in verband met het project.

De karakterisering van de gevaren verloopt voor de volledige reeks potentiële bedrijfsomstandigheden waarbij de veiligheid van het opslagcomplex wordt getest.⁴

Verder bepaalt de CCS-Richtlijn dat beoordeling van de blootstelling wordt gebaseerd op de kenmerken van het milieu en de spreiding en de activiteiten van de menselijke bevolking boven het opslagcomplex, en het potentiële en toekomstige gedrag van CO₂-lekken via de in fase 3.3.1 geïdentificeerde potentiële migratiewegen.⁵

Beoordeling van de effecten wordt conform de CCS-Richtlijn gebaseerd op de gevoeligheid van bepaalde soorten, gemeenschappen of habitats voor potentiële lekkage-incidenten als geïdentificeerd in fase 3.3.1. Wanneer relevant worden ook de effecten van blootstelling aan verhoogde CO₂-concentraties in de biosfeer in rekening gebracht, inclusief bodems, mariene sedimenten en water bij de zeebodem (asfyxiatie, hypercapnia enz.) en verlaagde pH in dergelijke omgevingen ten gevolge van weglekkend CO₂. Dit omvat ook een beoordeling van de effecten van andere stoffen die aanwezig kunnen zijn in de ontsnappende CO₂-stromen, hetzij de in de oorspronkelijke injectiestroom aanwezige onzuiverheden, hetzij nieuwe verbindingen die bij de opslag van CO₂ zijn ontstaan. Deze effecten worden nader bekeken op diverse schalen van ruimte en tijd en er wordt gekeken naar de onderscheiden ordegroottes van lekkage-incidenten.

Tenslotte bepaalt de CCS-Richtlijn voor karakterisering van de risico's dat dit een beoordeling omvat van de veiligheid en integriteit van de locatie op korte en lange termijn, met inbegrip van een beoordeling van het lekkagerisico onder de voorgestelde exploitatieomstandigheden en de effecten op milieu en volksgezondheid in het worstcasescenario. De karakterisering van de risico's wordt uitgevoerd op basis van de karakterisering van de gevaren en de beoordeling van de blootstelling en de effecten. Zij omvat een beoordeling van de bronnen van onzekerheid die tijdens de karakteriseringsfasen en de beoordeling van de opslaglocatie zijn vastgesteld en, indien haalbaar, een beschrijving van de mogelijkheden om de onzekerheid te verminderen.

⁴ CCS-Richtlijn. Bijlage I, fase 3.3, 3.3.1.

⁵ CCS-Richtlijn. Bijlage I, fase 3.3, 3.3.2.

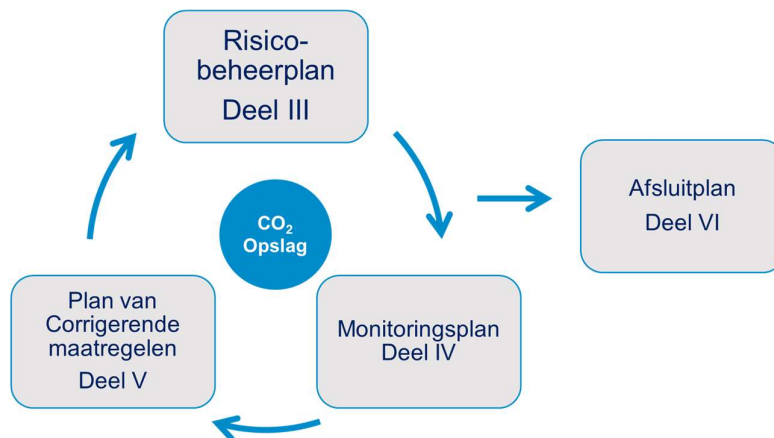
1.2. Het Risicobeheerplan in relatie tot de andere plannen

Elke afzonderlijke vergunningaanvraag voor CO₂-opslag in het Integrale P18-opslagcomplex wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen die zijn opgesteld met de integrale injectie als basis. Deze plannen zijn het Risicobeheerplan (Deel III), het Monitoringsplan (Deel IV), het Plan van Corrigerende Maatregelen (Deel V) en het Afsluitingsplan (Deel VI). Aangezien de injectiestrategie uitgaat van een gemeenschappelijke transportleiding naar het Platform P18-A, waarvandaan de CO₂ verdeeld wordt over de putten van zowel de reservoirs P18-2 en P18-4 (en op termijn mogelijk P18-6), is ervoor gekozen om deze samenhangende plannen op te stellen voor het Integrale P18-opslagcomplex.

Het Risicobeheerplan (Deel III) beschrijft in het plan waarmee de mogelijke risico's op lekkage en bodembeweging worden beheerst. In Deel III wordt in detail ingegaan op de analyse van de risico's die samenhangen met de ondergrondse opslag van CO₂. De analyse gaat uit van de vastgestelde grenswaarden voor parameters die in het ontwerp van het opslagsysteem zijn gevonden aan de hand van modellering en materiaalselectie. Deze parameters van het systeem worden gemeten op verschillende momenten en locaties en worden beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV). Met andere woorden, het Monitoringsplan geeft invulling aan de sleutelparameters die het gehele opslagsysteem veilig maken en houden. Onder normale omstandigheden geeft de monitoring dus het vertrouwen dat het opslagsysteem begrepen wordt en betrouwbaar functioneert. In het geval dat er toch sprake is van ongewenste afwijkingen, wordt in het Plan voor Corrigerende Maatregelen (Deel V) beschreven welke interventies en operationele stappen genomen zullen worden. Deze corrigerende maatregelen hangen nauw samen met het Monitoringsplan, aangezien in veel gevallen de eerste stap aanvullende monitoring zal zijn. Uiteraard zijn de corrigerende maatregelen primair gegeven door mitigaties gevonden in de risicoanalyse van het Risicobeheerplan. De uiteindelijke permanente insluiting wordt beschreven in het Afsluitingsplan (Deel VI), dat gevoed wordt door de risicoanalyse en de monitoring voor, tijdens en na beëindiging van de injectie.

Figuur 1 geeft schematisch weer hoe de vier plannen zich tot elkaar verhouden. Het Risicobeheerplan geeft randvoorwaarden aan het Monitoringsplan en vormt tevens de basis voor het Plan van Corrigerende Maatregelen en voor het Afsluitingsplan. Er is een sterke wisselwerking tussen de monitoring aan de ene kant en corrigerende maatregelen en afsluitingsplannen aan de andere kant.

Alle plannen hebben een voorlopig karakter omdat ze zullen worden geactualiseerd en gedetailleerd voor daadwerkelijke injectie en worden ter goedkeuring aan het bevoegd gezag voorgelegd.



Figuur 1 Samenhang van de vier plannen in de vergunningaanvraag.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Risicobeheersing

Het inschatten, ontwerpen en omgaan met risico's staat centraal in het creëren van een veilig, doelmatig en efficiënt opslagsysteem. Door de gehele Aanvraag is de rode draad het beschrijven van de relevante kennis, intrinsieke onzekerheden en beheersmaatregelen die gelden voor het opslagcomplex.

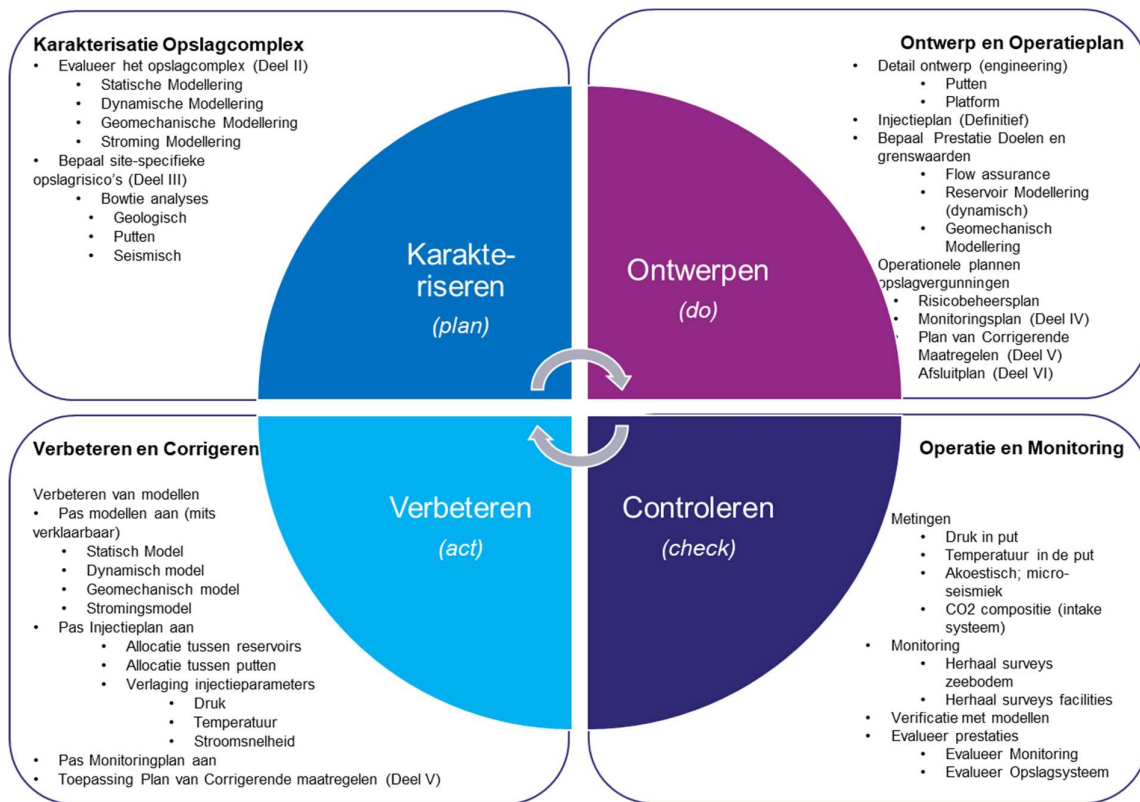
In dit hoofdstuk wordt de samenhang van risico's met de geologische eigenschappen van de ondergrond, het ontwerp van putten en bovengrondse faciliteiten, de operationele plannen en monitoring, verificatie en potentiële corrigerende maatregelen beschreven. Hierbij is gebruik gemaakt van Guidance Document 1⁶.

2.1. Continue evaluatie en verbetering opslagsysteem

De samenhang van de verschillende delen van deze Aanvraag in de context van risicobeheersing is inzichtelijk te maken met de plan-do-check-act cirkel. Dit is een iteratieve aanpak in vier stappen om systemen continu te verbeteren. In dit geval toegepast op risicobeheersing van het opslagsysteem van P18.

De P18-voorkomens zijn reeds sinds 2010 onderwerp van haalbaarheidsstudies voor CO₂-opslag en zijn voor deze Aanvraag in detail bestudeerd op het gebied van haalbaarheid om CO₂ permanent en veilig op te slaan. De locatie van P18 maakt het mogelijk om dicht bij Rotterdam op middelgrote schaal een eerste CO₂-opslagproject te realiseren. Ook zijn de voorkomens van goede reservoir kwaliteit en ze zullen uitgeproduceerd zijn voordat de werkzaamheden voor Porthos starten.

⁶ *Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance Document 1, CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework.*



Figuur 2 Risicobeheersing middels plan-do-check-act cirkel ter continue verbetering van het opslagsysteem.

2.1.1. Karakterisatie opslagsysteem

Geologische en ontworpen barrières: de voorkomens zijn middels geologische modellen geanalyseerd en door gebruik te maken van gasproductiedata is het mogelijk om de geologische modellen dusdanig te *history matchen* dat reservoir eigenschappen nagebootst kunnen worden. De voorkomens zijn statisch, dynamisch en geomechanisch gemodelleerd met de laatste stand der techniek. Dit is beschreven in Deel II van de Aanvraag.

Daarnaast zijn de putten en het platform geanalyseerd op geschiktheid voor CO₂-opslag. Voor alle putten is een integriteitsanalyse gedaan en is aanvullend onderzoek uitgevoerd naar mogelijke lekpaden.

Risicobepaling: op basis van de geologische modellen en de analyses van de ontworpen faciliteiten zijn de risico's op lekkage en bodembeweging in kaart gebracht. Voor alle risico's zijn mitigerende barrières geïdentificeerd. Dit kunnen zowel geologische of natuurlijke barrières zijn, als ontworpen barrières die worden verwerkt in het ontwerp, bijvoorbeeld de completion van de putten of de injectiestrategie.

De werking van de barrières en het functioneren van het opslagcomplex zal worden gecontroleerd middels het meet- en verificatieprogramma. Dit staat beschreven in het Monitoringsplan. Deze is opgezet vanuit een risicobenadering gericht op het mitigeren van de risico's en verificatie van de effectiviteit van barrières. In het Monitoringsplan zijn de toegepaste technologieën, de mate en frequentie van monitoring beschreven voor elke fase van het project.

2.1.2. Ontwerp en Operatieplan

Monitoring-, meting- en verificatieplan als beheersmaatregel: In de ontwerpfase zal op basis van de steeds gedetailleerdere modellering het Monitoringsplan worden geactualiseerd. Het voorlopig Monitoringsplan is onderdeel van deze Aanvraag. De monitoring wordt gebruikt om het injectieproces te controleren en bij te sturen en om de integriteit van het injectiesysteem te verifiëren door de meetwaarden te verifiëren met het verwachte gedrag volgens de modellering. Daarmee is monitoring zelf een belangrijke beheersmaatregel.

Tevens zal naar de effectiviteit en werking van het monitorings-, meet- en verificatieprogramma zelf gekeken worden om daar verbeteringen in te kunnen maken.

Injectieplan als beheersmaatregel: In de projectfase is een zeer uitgebreid programma van injectiesimulaties uitgevoerd. Daarbij is een stroommodel gebruikt met OLGA software om het fasegedrag van de CO₂ vanaf de compressor tot onder in de putten te simuleren. Dit stroommodel is gekoppeld aan een thermisch dynamisch reservoirmodel om het stroomgedrag in de reservoirs te simuleren. Op basis van deze modellen is een injectiestrategie ontwikkeld die is beschreven in het *Injection plan, Porthos 2021* (bijlage). Doel van het Injectieplan is de stroomsnelheden te controleren en te alloceren over de reservoirs en putten van P18-2 en P18-4 (en later mogelijk P18-6). Deze allocatie heeft tot doel binnen de limiterende procesparameters te opereren om zodoende ongewenste gebeurtenissen te voorkomen. Aangezien er met meerdere reservoirs (twee en later mogelijk drie) en meerdere injectieputten geïnjecteerd zal worden, is er een grote flexibiliteit gecreëerd voor de injectiestrategie. Wanneer zou blijken dat bijvoorbeeld één of meerdere putten tegen de gestelde proceslimieten aanlopen, kan een alternatieve allocatie van injectiestromen over de reservoirs en putten gekozen worden. Hiermee kan direct een risico gemitigeerd worden. Het operationele Injectieplan is daarmee een belangrijke beheersmaatregel.

2.1.3. Operatie en Monitoring

Technische operatie als beheersmaatregel: In de operationele fase zal de vergunninghouder CO₂ opslaan van klanten. Er is daarvoor een overeenkomst met klanten waarin onder meer CO₂-kwaliteitseisen zijn opgenomen. Binnen deze overeenkomst geldt als uitgangspunt dat de CO₂ die wordt aangeboden door klanten, zal moeten worden opgeslagen. De totale flow van injectie wordt daarmee in principe bepaald door de klanten. Hiermee geldt dus een *push-principe*.

Zodra de eerste injectie echter start, zullen de operationele modellen ingeregeld worden met de velddata om een nog nauwkeuriger en voorspelbaarder injectiestrategie te kunnen opstellen. Om deze reden is een belangrijke beheersmaatregel ingesteld waarbij de totale injectiesnelheid niet zal worden bepaald door commerciële belangen van klanten, maar door de operator van het opslagsysteem. Er zal daarvoor een *pull-principe* worden gehanteerd. Dit principe waarbij de opslagoperator de maximale instroom bepaalt, zal er voor zorgen dat er voldoende tijd en aandacht is om het systeem in te regelen. Daarnaast wordt de kwaliteit van de CO₂ continu gemeten en zal de CO₂ niet worden ingenomen in het systeem wanneer niet aan de kwaliteitseisen wordt voldaan met als doel de integriteit van het systeem te borgen. Daarmee kan de prestatie van het monitorings-, meet- en verificatieprogramma zie deel 4, plus de prestatie van het opslagsysteem in zijn geheel, geëvalueerd en geoptimaliseerd worden alvorens commerciële belangen en contracten in werking treden.

De eerste periode van het inregelen van de systemen noemen we *Technische Operatie* en wordt gekenmerkt door het pull-principe, injectie tot een reservoirdruk van 50 bar en gasvormige CO₂-injectie. Deze periode zal tussen de één en drie jaar duren, afhankelijk van aanbod van CO₂ van klanten.

De daaropvolgende periode van injectie noemen we *Commerciële Operatie* en zal worden gekenmerkt door een push-principe van CO₂-aanbod, superkritische CO₂-injectie en een reservoirdruk van boven de 50 bar.

2.1.4. Verbeteren en Corrigeren

Corrigerende maatregelen als beheersmaatregel: het plannen, ontwerpen, opereren en verifiëren van het systeem wordt gedaan op basis van de beschikbare data en informatie en de best beschikbare technologie. In de plan- en ontwerpfase wordt gebruik gemaakt van onderbouwde aannames en modellering om de voorspelde werkelijkheid (operatie) te simuleren en te voorspellen. Tijdens de verificatie van het functioneren van het opslagsysteem worden de aannames en modellen gestaafd en kunnen de modellen verbeterd worden. Bij iedere aanpassing moet de verandering wel goed verklaarbaar zijn. Een verbeterd model wordt op deze wijze een belangrijke beheersmaatregel, zeker zodra velddata ingevoegd kunnen worden in de modellen.

Systeem- en modelverbeteringen; Zodra de eerste injectie start zullen de eerste meetdata verzameld worden en zullen in de loop van de tijd de operationele modellen gekalibreerd kunnen worden met 'velddata'. Hier zit een eerste verbetering in het systeem. Pas bij eerste injectie zal blijken in welke mate de onderliggende aannames van de modellen overeenkomen. Het is essentieel dat in deze periode de operationele modellen geüpdate worden met verklaarbare aanpassingen in de modeldata. In zekere zin gaat de vergelijking op met de geologische modellen waarop *history matching* met gasproductiedata is toegepast.

Daarnaast kan de injectiestrategie aangepast worden door een andere allocatie tussen reservoirs en putten te kiezen om zodoende beter binnen de limieten van het systeem te blijven.

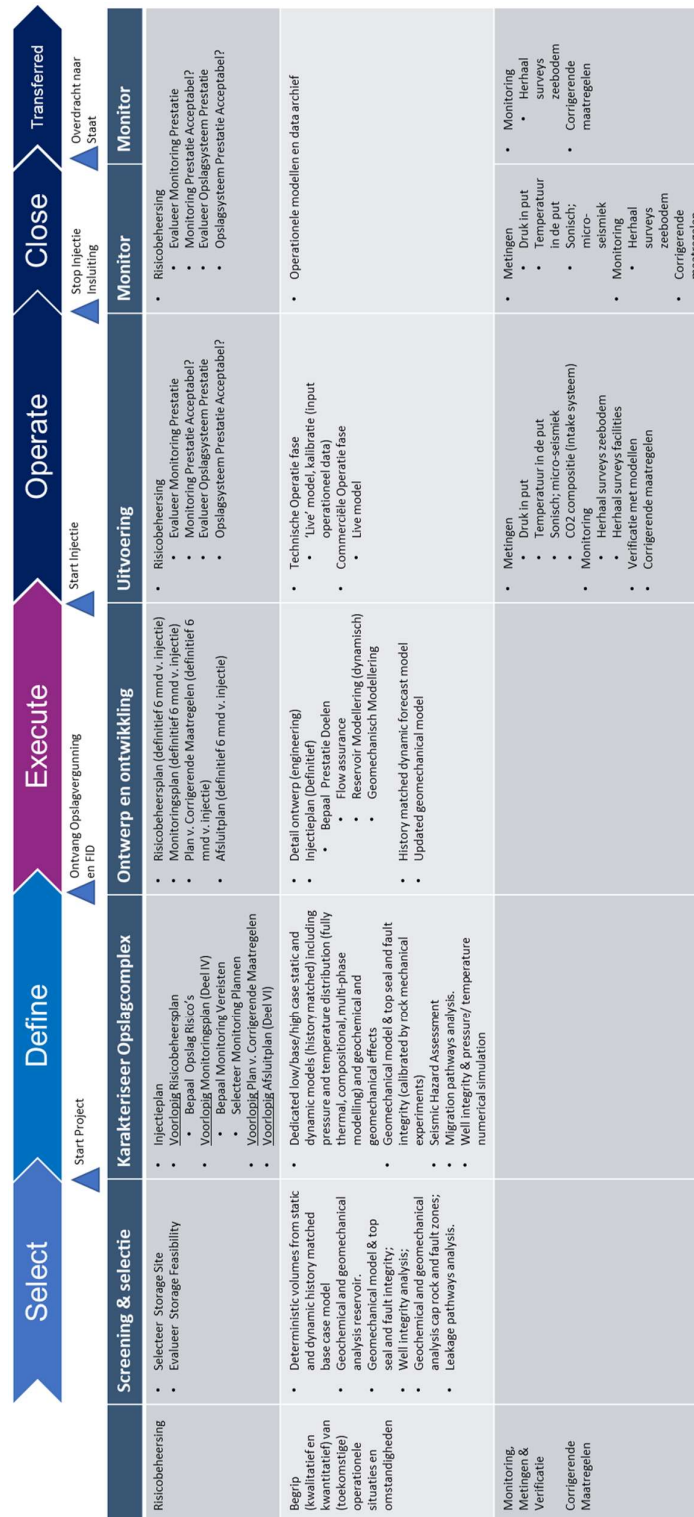
Verder zijn er fysieke aanpassingen mogelijk om het systeem te optimaliseren, bijvoorbeeld in de putten, of door injectieputten eerder af te sluiten en buiten gebruik te stellen zie deel 5.

2.2. De levenscyclus van het opslagsysteem

Risicobeheersing is van toepassing op de gehele levenscyclus van het opslagcomplex en het opslagsysteem. Deze cyclus doorloopt verschillende stadia; van de projectfasen (Select, Define, Execute) naar de operatiefase en de afsluitfase (Close, Transferred). Onderstaande figuur is gebaseerd op Guidance Document 1⁷. Het Porthos-project en het vergunninghouderschap volgen deze zelfde stadia. Deze stadia zijn tevens synchroon met de governance voor projectmaturing, zoals Porthos die hanteert, en het beslismodel van de Aanvragers TAQA en EBN.

Figuur 3 laat zien hoe risicobeheersing in de tijd wordt uitgevoerd. Daarbij is de ontwikkeling van het modellerwerk en het monitorings-, meet- en verificatieprogramma chronologisch uitgezet.

⁷ Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance Document 1, CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework.



Figuur 3 Risicobeheersing in de levenscyclus van het opslagstelsysteem.

Na projectinitiatie en eerste haalbaarheidsstudies is in de concept select (Assess & Select) fase een keuze gemaakt voor de wijze waarop het opslagsysteem opgezet zal worden. Hierbij werd een keuze gemaakt voor reservoirs, putten en bijvoorbeeld de te gebruiken procestechnologie. Met betrekking tot de ondergrond en putten zijn modellen ontwikkeld om deze keuzen te kunnen onderbouwen. Zo zijn er toegepaste modellen gebouwd om de insluiting te analyseren en injectiviteit en opslagvolumes te bepalen. De werkzaamheden vallen tevens samen met de fase Screening en Selection in *ISO/TR 27918:2018(E) Lifecycle riskmanagement for integrated CCS projects*.

In de Definitiefase (Define) wordt de gekozen opzet uitgewerkt door het opslagsysteem te karakteriseren. Modellen worden uitgewerkt tot probabilistische modellen en hebben tot doel een geïntegreerd opslagsysteem te simuleren en risico's te kunnen definiëren en beoordelen. De ontwerpen hebben tot doel de opslagvergunningen aan te kunnen vragen en het ontwerp van het opslagsysteem tot een niveau van Front End Engineering & Design (FEED) te brengen. Op basis van de ontwikkelde kennis zal aan het einde van deze projectfase de investeringsbeslissing genomen kunnen worden. Tevens dient de opslagvergunning verleend te zijn aan het einde van deze projectfase om een positieve investeringsbeslissing te kunnen nemen. Dit betekent dat ook na indiening van de opslagvergunningaanvraag er verdere ontwikkeling van de geologische modellen en engineering zal plaatsvinden.

In de uitvoerfase (Execute) zal het detailontwerp van het systeem worden gemaakt en zullen de operationele plannen worden ontwikkeld. De uitgewerkte operationele plannen, zoals het Risicobeheerplan, het Monitoringsplan, het Plan van Corrigerende Maatregelen, maar ook het Afsluitplan en Injectieplan zullen gereed zijn voordat de operationele fase kan starten. In de uitvoerfase zal het project gebouwd worden en zal na constructie het systeem worden getest voor operatie.

In de operationele fase (Operate) wordt CO₂ geïnjecteed en opgeslagen. Op dat moment zal monitoring, meting, en verificatie plaatsvinden. In uitvoerfase is het systeem volledig getest en gereed gemaakt voor operatie (*inbedrijfname*). Na commissioning zal het projectteam de verantwoordelijkheid van het opslagsysteem overdragen aan de operationele organisatie, de transport- en opslagoperator (operator). Deze zal het dagelijkse systeembeheer, het onderhoudsprogramma en monitoring en rapportage uitvoeren.

Na operatie in de afsluitfase (Close), als de opslagreservoirs zijn gevuld tot hun maximaal toelaatbare drukken, zal injectie permanent worden gestopt. Zo zullen de putten eerst worden afgesloten met cementpluggen, waarna ze nog enige tijd zullen worden gemonitord vanaf het platform. Na afsluiting zal monitoring blijven plaatsvinden totdat kan worden geconstateerd dat er geen onregelmatigheden (lekkages) optreden. Dan zal ook het platform worden verwijderd.

Na de afsluitfase zal de verantwoordelijkheid voor de opslaglocatie worden teruggeven aan de Staat (Transferred). Daarmee stoppen de activiteiten van de operator. Deze blijft echter nog wel aansprakelijk. De Staat zal periodieke monitoring uitvoeren, indien nodig geacht, om ook tot lang na de afsluitfase het opslagcomplex te controleren.

3. Methodiek

De risico's van het opslagsysteem zijn in detail geanalyseerd. Het transport- en compressiegedeelte van het systeem valt buiten de afbakening van de opslagvergunning, maar binnen de kaders van de Milieu Effect Rapportage (MER) en de standaard Hazard Identificatie (HAZID) en Hazard & Operability (HAZOP) studies, die zij uitgevoerd als onderdeel van het front-end engineering en design werk (FEED).

Dit Risicobeheerplan heeft betrekking op de ondergrondse opslag van CO₂ en is opgesteld in lijn met de internationale standaard ISO/TR 27918:2018(E) Lifecycle riskmanagement for integrated CCS projects.

De methode is kwalitatief van aard en gebaseerd op expert judgement van geselecteerde medewerkers met verschillende disciplines van onder andere EBN, TAQA, TNO en Fenix Delft B.V. De bevindingen zijn door onafhankelijke experts binnen deze organisaties beoordeeld.

3.1. Stappenplan

Bij beschrijvingen van risico's en risicobeheersing is het van belang de terminologie scherp te hebben, aangezien de term risico in het algemeen taalgebruik vaak anders wordt gebruikt dan in de meer formele zin van een risicobenadering.

Ongewenste gebeurtenis

Centraal in de methodiek staat de ongewenste gebeurtenis. De situatie die dient te worden voorkomen en de situatie waarvan, ondanks alle preventieve maatregelen, ook in beeld moet worden gebracht wat de eventuele gevolgen zijn als deze toch optreedt. De methodiek start ermee, dat deze ongewenste gebeurtenissen worden geïdentificeerd.

Risico

Vervolgens wordt per ongewenste gebeurtenis een risico-analyse uitgevoerd. Het risico is daarbij gedefinieerd als het product van de kans dat de gebeurtenis optreedt en het effect (risico = kans x effect). Dat betekent dat per ongewenste gebeurtenis zowel de kans als het effect in beeld gebracht moet worden, gevolgd door het zoeken naar maatregelen om zowel de kans als het effect zo klein mogelijk te maken. Dit vormt de basis van de risicobeheersing.

Risicobeheersing

De risicobeheersing gaat uit van een vier stappen methode waarbij:

- (Stap 1) Identificatie van de ongewenste gebeurtenissen.
- (Stap 2) Analyse van deze ongewenste gebeurtenissen, bepaling van kans en effect, en identificatie van mitigerende barrières.
- (Stap 3) Opname van deze mitigerende maatregelen in dit Risicobeheerplan en het Monitoringsplan (Deel IV van de Aanvraag).
- (Stap 4) Opname van de scenario's voor ongewenste situaties in het Plan voor Corrigerende Maatregelen (Deel V van deze Aanvraag).

Het doel van de risicobeheersing is de resterende risico's te verlagen naar een zo laag als redelijkerwijs mogelijk niveau. Tenslotte wordt een beoordeling gemaakt of dit restrisico acceptabel is. Het restrisico is het resterend risico na toepassing van alle mitigerende maatregelen.

Onderstaand worden deze vier stappen nader toegelicht.

Risico-identificatie

Het doel van de risico-identificatie is het bepalen van mogelijke bronnen, oorzaken en consequenties die schade kunnen aanbrengen aan mens, milieu, en mijnbouwwerk. Daarnaast is er aandacht voor gebeurtenissen die het behalen van de doelstellingen van het project kunnen verhinderen.

Risico-identificatie is onderdeel van ieder risicobeheersproces. Allereerst is de scope van de risico-identificatie bepaald ter afbakening van de risicobeheersing.

De scope van de opslagvergunning beslaat het opslagcomplex. De geïdentificeerde risico's moeten direct van toepassing zijn op activiteiten binnen dit opslagcomplex (de diepe ondergrond, putten, exclusief de bijbehorende faciliteiten op het platform, die al in het MER besproken zijn). In het geval van CO₂-opslag gaat het om zowel het risico op CO₂-lekkage als het risico op bodembeweging en seismiteit ten gevolge van injectie.

Het tijdvak waarop de risico's van toepassing zijn, is de tijdspanne dat er CO₂ onder de grond wordt gebracht en opgeslagen is in de diepe ondergrond. Het gaat daarbij om de operationele fase, wanneer er CO₂ wordt geïnjecteerd, en de fase na injectie en na afsluiting van de injectieputten.

Tijdens de risico-identificatie zijn de ongewenste gebeurtenissen gedefinieerd. De risico-identificatie is gedaan met experts van verschillende disciplines op het gebied van de diepe ondergrond, te weten geologie, geofysica, petrofysica, geomechanica, reservoir engineering, putontwerp en -integriteit. Gezamenlijk zijn voor al deze disciplines de risico's benoemd middels workshops.

Vervolgens zijn de risico's gesorteerd naar ongewenste gebeurtenissen die voorkomen dienen te worden. Zo zijn bijvoorbeeld alle risico's die kunnen leiden tot lekkage door putten gedurende injectie samen gebracht.

Risicobeoordeling

In de tweede stap van risicobeoordeling worden de risico's dat de ongewenste gebeurtenissen zouden kunnen gaan optreden verder geanalyseerd en kwalitatief beoordeeld. Daarvoor is de bowtie-methode (vlinderdas) toegepast. Bowtie is een kwalitatieve methode voor risicoanalyse gebaseerd op scenario denken. Deze methode wordt toegelicht in de volgende paragraaf. Er is gekozen voor deze methode omdat deze geschikt is voor analyses van risico's op gebied van veiligheid met meerdere oorzaken en meerdere gevolgen in een operationele fase (in tegenstelling tot projectrisico's in een projectfase). Daarmee past het goed binnen de scope van de risico's uit stap 1. Het gaat immers om de tijdspanne van de CO₂-injectie in de diepe ondergrond en na afsluiting van de injectieputten.

In het uitwerken en opstellen van de bowtie-analyse worden oorzaken en gevolgen van risico's geïdentificeerd en worden mitigerende maatregelen vastgesteld. De effectiviteit en de mate van onzekerheden worden vastgesteld als kwalitatieve beoordeling. De multidisciplinaire expertgroep heeft zo de kansen op de ongewenste gebeurtenissen en de doelmatigheid van de mitigerende maatregelen beoordeeld.

De kwalitatieve beoordeling is gedaan volgens de EBN Risico Assessment Matrix (Paragraaf 3.3) met aanvulling van een beoordeling van reputatie van het project en betrokken stakeholders in het kader van het maatschappelijk belang van dit project. De EBN risicomatrix is door Porthos aangenomen als standaard voor risicokwalificatie van het opslagsysteem.

Risicobeheersing

Bij de risicobeoordeling zijn alle mitigerende maatregelen in kaart gebracht. Op basis van deze maatregelen, die invulling geven aan de barrières uit de bowties, is het werkprogramma ontwikkeld en het Monitoringsplan opgesteld. De geologische en andere bestaande barrières zijn in detail onderzocht en het Monitoringsplan is opgesteld, zodat het de geïnventariseerde bedreigingen kan controleren middels het monitoring-, metering- en verificatie-programma. Monitoring wordt gedaan met het oog op conformiteit en rapportage. Met metering worden alle fysieke metingen bedoeld, die ook ten behoeve van de operationele systeembeheersing dienen. Verificatie zal plaatsvinden op basis van de metingen en vergeleken worden met de modellen om conformiteit vast te stellen, dan wel aanvullende maatregelen te nemen.

Het (definitieve) monitoring-, metering- en verificatieplan zal aangeven welke meetwaarden verwacht kunnen worden. Meetwaarden zullen continu geverifieerd worden met de voorspelde waarden op basis van de modellen om conformiteit met deze modellen vast te stellen.

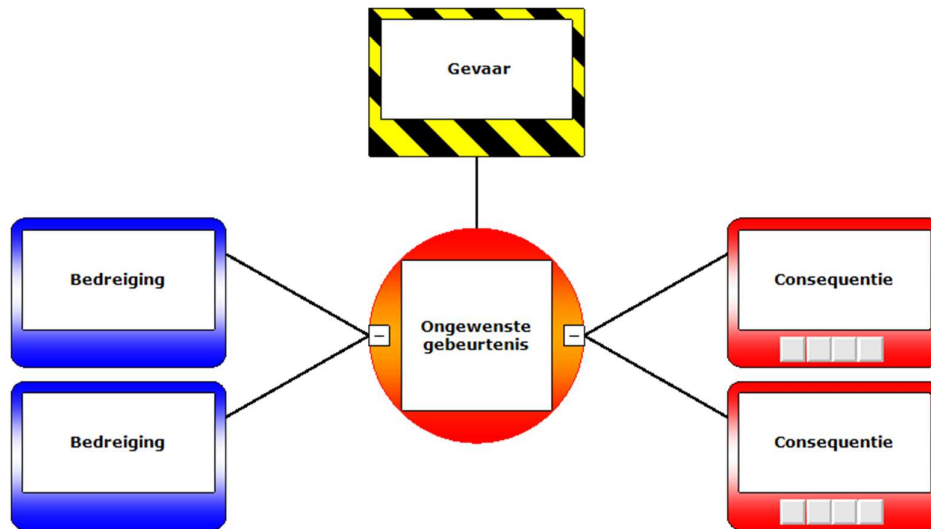
Corrigerende maatregelen

Wanneer afwijkingen van de verwachte waarden worden geconstateerd, zal direct gekeken worden of er een aanwijsbare oorzaak is en of de modellering aangepast dient te worden door nieuwe inzichten. Er zullen corrigerende maatregelen genomen worden om de situatie te herstellen. Deze mogelijke herstelmaatregelen zijn opgenomen in het Plan van Corrigerende Maatregelen (zie Deel V).

3.2. Bowtie-methode

De risico's van het opslaggedeelte van het Porthos-systeem zijn geïnventariseerd aan de hand van een risicobeoordeling, gebruikmakend van de zogenaamde bowtie-methode. In deze methode worden oorzaak en gevolg van ongewenste situaties systematisch uitgewerkt. In het geval van CO₂-opslag gaat het om zowel het risico op CO₂-lekkage als het risico op bodembeweging ten gevolge van injectie. Binnen deze methode worden de mitigerende maatregelen geëvalueerd als zogenaamde 'barrières' om het risico te voorkomen en de gevolgen te beperken.

In een bowtie, ook wel het vlinderdasmodel, staat een ongewenste gebeurtenis centraal. Het doel van een bowtie is om overzichtelijk weer te geven en daardoor inzicht te bieden waardoor een ongewenste gebeurtenis kan ontstaan en wat daarvan de mogelijke consequenties zijn, zie [Figuur 2](#).



Figuur 4 Opzet van een bowtie.

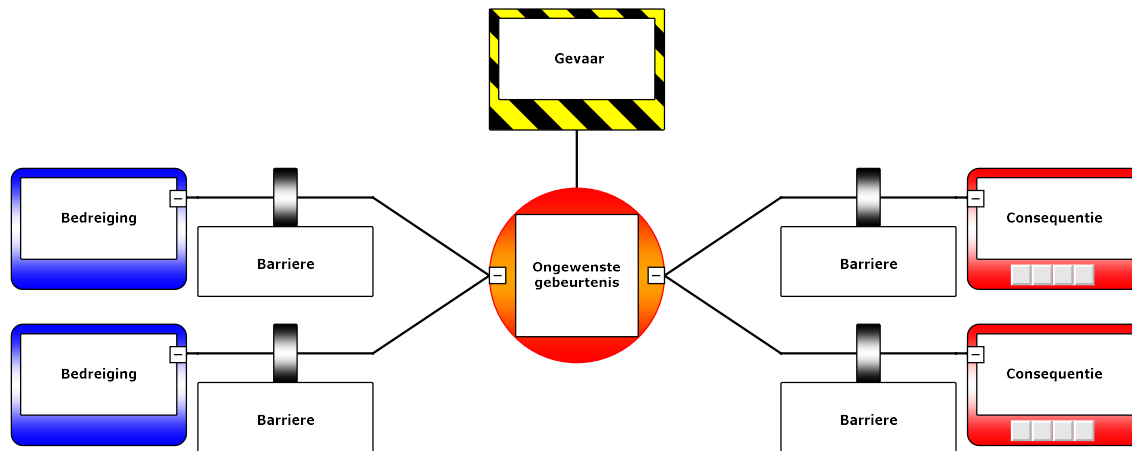
Uitgangspunt van een bowtie is dat er een gevaar aanwezig is en er denkbare bedreigingen bestaan die al dan niet samen kunnen leiden tot een ongewenste gebeurtenis. Een bowtie bestaat uit twee delen, namelijk de linker- en de rechterkant van de ongewenste gebeurtenis. De linkerkant geeft een omschrijving van mogelijke bedreigingen die kunnen leiden tot een ongewenste gebeurtenis en de rechterkant geeft een beschrijving van de mogelijke consequenties. Dit onderscheid is van belang omdat, vanuit veiligheidsmanagement perspectief, men in eerste instantie kijkt hoe een ongewenste gebeurtenis voorkomen kan worden (proactief) en men in tweede instantie kijkt naar het beperken van mogelijke consequenties (reactief).

3.2.1. Beheersmaatregelen

Om te voorkomen dat een bedreiging leidt tot een ongewenste gebeurtenis worden er beheersmaatregelen genomen. Deze beheersmaatregelen worden barrières genoemd zoals in Figuur 5 is weergegeven.

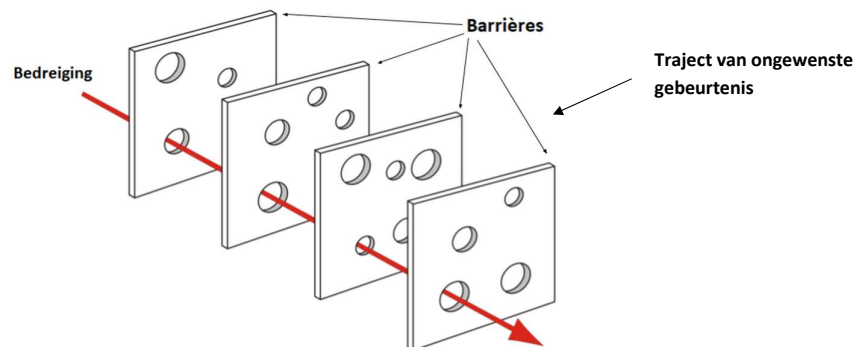
Aan de linkerkant zijn er preventieve barrières ter voorkoming van een ongewenste gebeurtenis. Deze kunnen bijvoorbeeld betrekking hebben op kaders en richtlijnen, maar ook op natuurlijke en geologische structuren. Al deze zaken dienen dan ook te zijn beschreven in het Risicobeheerplan.

Eenzelfde logica geldt ook voor de rechterkant van de bowtie waar herstelbarrières staan: maatregelen die ingezet kunnen worden om de gevolgen van de ongewenste gebeurtenis te beperken, mocht deze onverhoopt toch voorkomen. Deze maatregelen zijn onderdeel van het Plan van Corrigerende Maatregelen.



Figuur 5 Opzet van een bowtie met barrières.

De effectiviteit van een barrière om een risico te beheersen verschilt. Idealiter werkt een barrière in 100% van de gevallen. In realiteit kunnen er omstandigheden zijn waardoor een barrière niet of maar gedeeltelijk werkt. Een combinatie van 'gaten' in barrières kan er uiteindelijk toe leiden dat een ongewenste gebeurtenis of de daaropvolgende consequenties zich toch voordoen (Figuur 6). De gaten geven de ineffectiviteit weer.



Figuur 6 Het Gatenkaasmodel, gaten representeren ineffectiviteit in de barrières.

Het gatenkaasmodel illustreert dat hoe effectiever de barrières zijn (minder of kleinere gaten), en hoe meer barrières in serie staan, des te kleiner de kans is dat de ongewenste gebeurtenis zal optreden. In een ideaal systeem is elke laag intact, maar in werkelijkheid bevatten barrières imperfecties of 'gaten' zoals in de gatenkaas. Gaten hoeven ook niet per se te leiden tot ongewenste gebeurtenissen in het systeem als geheel. Het systeem als geheel faalt als alle barrières tegelijk falen, gerepresenteerd in het model met een aantal gaten dat in positie overeenstemt, en in één lijn ligt (zie Figuur 6). Er ontstaat dan een risicotraject met een verhoogde kans op de ongewenste gebeurtenis.

De bowtie-methode maakt inzichtelijk welke factoren de barrières minder effectief kunnen maken, zodat deze ook gemonitord en beheerst kunnen worden.

3.2.2. Effectiviteit van barrières

Barrières hebben een effectiviteit en een onzekerheid. De effectiviteit is onderverdeeld in drie niveaus en met de kleuren groen, geel en rood weergegeven in de bowties voor respectievelijk effectief, gedeeltelijk effectief en ineffectief:

1. Effectief – deze maatregel is altijd effectief, kan functioneel worden getest en vereist minimaal onderhoud. De maatregel vereist geen tussenkomst van actie van mensen (met kans op menselijke fouten). Hieronder vallen ook ondoordringbare aardlagen (geologisch) die functioneren als effectieve barrières.
2. Gedeeltelijk Effectief – deze maatregel is meestal effectief, maar kan aanpassingen vereisen om de functionele vereisten te behouden. Bij maatregelen die menselijke interactie vereisen, zijn de individuen getraind en competent. Daarnaast vallen hieronder ook geologische verschijnselen als *flow baffles* (verticale en horizontale schotten) en bufferzones, die gedeeltelijk effectief kunnen zijn.
3. Ineffectief – de maatregel is niet aanwezig of faalt regelmatig wanneer deze nodig is. Bijvoorbeeld als het maatregelen betreft die menselijke interactie vereisen en de individuen ongetraind of incompetent zijn.

In een bowtie-model kunnen ook escalatiefactoren worden toegepast. Een escalatiefactor vermindert de effectiviteit van een barrière.

Naast de effectiviteit is ook gekeken naar de zekerheid van de meetbaarheid van de maatregelen, ook hier is onderscheid gemaakt tussen drie niveaus:

- Lage onzekerheid – Er is goede data beschikbaar of goede meetbaarheid in overeenstemming met de bestaande werkwijzen, deze data worden gemeten door betrouwbare en bestaande technieken.
- Medium onzekerheid - Er is goede data beschikbaar of goede meetbaarheid in overeenstemming met de bestaande werkwijzen, deze data wordt gemeten door betrouwbare en bestaande technieken maar er zijn enkele onduidelijkheden of gebreken.
- Hoge onzekerheid – Er is geen beschikbare data en/of goede meetbaarheid in overeenstemming met de bestaande werkwijzen, deze data kan niet worden gemeten door betrouwbare en bestaande technieken.

3.2.3. Types van barrières

De linkerkant van de bowtie bevat de barrières die moeten voorkomen dat de ongewenste gebeurtenis zal optreden. Deze barrières noemen we *preventieve barrières*.

De rechterkant van de bowtie bevat barrières die optreden indien de ongewenste gebeurtenis toch is opgetreden. Deze barrières dienen ertoe dat de consequenties van de ongewenste gebeurtenis voorkomen of beperkt worden. Deze barrières noemen we *herstelbarrières*.

De barrières zullen tevens worden onderverdeeld naar de aard van de maatregel. We onderscheiden:

- HW Hardware: *fysieke barrières door de mens gefabriceerd*
- PC Procedural *procedurele barrières (inclusief training competent personeel)*
- GL Geological *natuurlijke geologische barrières in de (diepe) ondergrond*
- DS Design *barrières die ontstaan door het systeem op een bepaalde manier te ontwerpen*
- MT Monitoring *barrières als gevolg van meting, monitoring en verificatie*

- LG Legislation *barrières als gevolg van wet- en regelgeving*
- ST Structural *fysieke barrières per standaard design aanwezig of al bestaand*
- WC Well Control *barrières die door operationele putbediening kunnen worden gecreëerd*

Met name geologische (GL) en ontwerp (DS) barrières zijn beschreven in de beschrijving van het opslagsysteem (Deel II). Monitoring barrières worden beschreven in Deel IV, en herstelbarrières (GL, DS, MT) worden in Deel V behandeld.

3.3. Risicobeoordelingsmatrix

Voor de kwantitatieve beoordeling in stap 2 van de risicobeheermethode is gebruik gemaakt van de risicobeoordelingsmatrix van EBN, genaamd Risico Assessment Matrix (RAM) (Appendix A), een bedrijfsstandaard die van toepassing is op al EBN's projecten en operaties. De RAM is een hulpmiddel om de hoogte van operationele of projectrisico's vast te stellen en verschillende risico's systematisch met elkaar te kunnen vergelijken. Operationele en projectmatige gevaren zijn geïdentificeerd en risico's zijn vastgesteld door een team specialisten met een multidisciplinaire samenstelling om een goede inschatting te kunnen maken van de risico's in de verschillende effectcategorieën.

Het gebruik van de RAM is geen exacte wetenschap, er is gebruik gemaakt van deskundigenoordeel (*expert judgement*) bij het inschatten van de gevaren en bepalen van de risico's.

De RAM, zie Figuur 7, is een hulpmiddel voor het inschatten van risico's via het separaat analyseren van kans en effect. Deze semi-kwantitatieve benadering maakt gebruik van een matrix met classificatie in kans (*likelihood*) en effect (*severity*) die horen bij een specifiek gevaar (*hazard*). Het bijbehorende risico is een functie van kans en effect en wordt beschreven als: $\text{Risico} = \text{Kans} \times \text{Effect}$ (met inachtneming van de barrières).

EBN Risico Assessment Matrix Versie goedgekeurd door directie op: 14-11-2019						Likelihood (kans)				
						A	B	C	D	E
Severity (ernst)	Consequences (effect)					Rare	Unlikely	Possible	Likely	Very likely
	People	Environment	Impact on stakeholders	Assets & economics (oil & gas related)	Reputation	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	Massive impact/ Enorme impact									
4	Major, national impact/ Grote, nationale impact									
3	Moderate, local impact/ Matige, lokale impact									
2	Minor impact/ Kleine impact									
1	Slight impact / Geringe impact									

Figuur 7 EBN Risico Assessment Matrix.

Na toepassing van de beheersmaatregelen op een risico wordt het resterend risico het 'restrisico' (*residual risk*) genoemd. Een restrisico krijgt een classificatie in de matrix met een letter (A t/m E) voor kans en een nummer (1 t/m 5) voor ernst. De RAM kent vier kleuren (rood, geel, blauw en lichtblauw) om de restrisico's te categoriseren. Wanneer de restrisico's in de rode categorie blijven, zijn het *show-stoppers*. Gele restrisico's zullen verder verlaagd moeten worden, dan wel moet er een expliciete beslissing genomen worden dat dit risico acceptabel is. Blauwe en lichtblauwe risico's zijn in de regel acceptabel, maar dienen wel gemonitord en beheerst te worden.

Een geïdentificeerd gevaar kan leiden tot meerdere effecten en dus risico's (bv. brand kan effect hebben op zowel mens, omgeving als op assets & economics). Deze zijn apart beoordeeld. Risico's kunnen immers niet worden opgeteld. Er is een tekstuele uitleg bij de effectcategorieën en ernst als leidraad voor de inschatting van het risico. Zie Appendix A.

Inschatten van de kans gebeurt waar mogelijk op basis van bestaande data van de te classificeren gevaren.

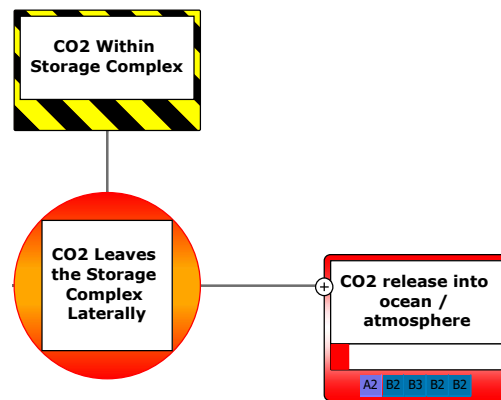
Effect (*consequence*) en ernst (*severity*) zijn beoordeeld voor de volgende aspecten:

- Mens: gezondheid en veiligheid van mensen. Het gaat hierbij om korte- en langetermijneffecten.
- Omgeving: effecten op milieu en omgeving.
- Impact op stakeholders: niet-technisch risico, maatschappelijke acceptatie, *license to operate*.
- Eigendommen (*assets*) & economie (olie en gas gerelateerd): effecten op infrastructuur, grote projecten en financiële gevolgen. CCS projecten vallen binnen deze categorie van grote projecten zoals in de olie- en gasindustrie.

- Reputatie: effecten van de gebeurtenissen op de reputatie van de Aanvragers, initiatiefnemers en andere aan het project of de infrastructuur gerelateerde instanties.

3.4. Restrisico bepaling

In het geval dat een ongewenste gebeurtenis toch plaatsvindt, kunnen er uiteindelijk consequenties zijn als alle herstelbarrières falen. In dit document hebben alle consequenties een waardering gekregen op de RAM. Hiermee wordt een restrisico toegekend aan een consequentie. De RAM-beoordeling van de consequenties is weergegeven na evaluatie van alle preventieve en herstelbarrières samen. Voor alle restrisico's geldt dat het algemeen aanvaardbare risico's moeten zijn. Dat betekent dat er geen restrisico's in de rode categorie van de van de RAM mogen staan. En, dat deze restrisico's niet verder reduceerbaar zijn (ALARP "As low as reasonably practicable", zo laag als redelijkerwijs mogelijk.). Voor alle consequenties in de bowtie is de beoordeling van de restrisico's, volgens de RAM, onder de consequentie weergegeven. Zie Figuur 8 als voorbeeld.



Figuur 8 Voorbeeld van RAM-beoordeling na evaluatie van alle barrières.

Het beginsel ALARP gaat ervanuit dat restrisico's zo ver en goed als redelijkerwijs mogelijk worden gemitigeerd tot een acceptabel laag restrisico. Wat betreft "redelijkheid" is een afweging te maken waarin feiten en omstandigheden kunnen worden betrokken, zoals de tijd, kosten en opbrengsten in risicoverlaging die de maatregelen met zich meebrengen.

Het principe van ALARP wordt toegepast op het project om te bepalen welke maatregelen wel en niet genomen dienen te worden. Hierbij wordt in acht genomen dat Porthos het eerste project in zijn soort is en er elementen van onderzoek en demonstratie zijn met een voorbeeldfunctie.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

4. Risico-identificatie voor CO₂-opslag

De voorgenomen activiteit om CO₂ in de diepe ondergrond op te slaan kent verschillende soorten risico's. Er worden risico's onderscheiden op het gebied van veiligheid en milieu. De aanvraag van de opslagvergunning beschrijft de risico's met betrekking tot veiligheid als gevolg van bodembeweging en permanente insluiting van de opgeslagen CO₂ tijdens injectie en na afsluiting van de putten. Risico's met betrekking tot andere onderdelen van de Porthos-infrastructuur, waaronder lekkage op het platform of tijdens de constructiefase vormen onderdeel van de vergunningaanvragen voor het platform en de transportleiding.

Operatie blijft binnen bewezen natuurlijke limieten

De risico's worden in het licht van de bewezen operationele omstandigheden beschouwd, waarbij uitgegaan wordt van bekende en bewezen geologische limieten. Uitgangspunt is dat injectie en opslag zal geschieden binnen de bewezen natuurlijke limieten van de geologische structuren als bijvoorbeeld de sterkte van de caprock en afdichtende breuken.

De einddruk, na injectie en na afsluiting, zal ook op de langere termijn nooit hoger komen dan de oorspronkelijke gasdruk. De CO₂ zal worden geïnjecteerd totdat een gemiddelde reservoirdruk bereikt is die niet hoger is dan de hydrostatische druk en daarmee ook veel lager dan de initiële aardgasdruk in het reservoir. Daardoor wordt het principe van onderdruk tijdens injectie in het reservoir ten opzichte van de omliggende aardlagen aangehouden, waardoor geen lekkage uit het opslagcomplex kan ontstaan. De reservoirdruk zal ook op de lange termijn, na injectie en afsluiting, niet boven de initiële aardgasdruk komen en daarmee onder de bewezen natuurlijke limieten blijven.

Uit voorzorg zijn in dit Risicobeheerplan alle denkbare omstandigheden en risico's in kaart gebracht. De beschrijving van deze risico's, en de preventieve en mitigerende barrières die daarmee samenhangen, vormen het leeuwendeel van dit document. Nogmaals dient benadrukt te worden dat deze risico's zich allemaal buiten het bereik van het voorgenomen operationele kader bevinden. Zolang aan het eerder genoemde uitgangspunt wordt voldaan en natuurlijke limieten gerespecteerd worden, zullen deze omstandigheden zich niet voordoen.

Afbakening ongewenste gebeurtenissen

In deze risicoanalyse is uitgegaan van de mogelijke ongewenste gebeurtenissen die betrekking hebben op de opslag van CO₂ in leeg geproduceerde gasvelden. De risicoanalyse heeft betrekking op mogelijke lekkage van CO₂ en bodembeweging.

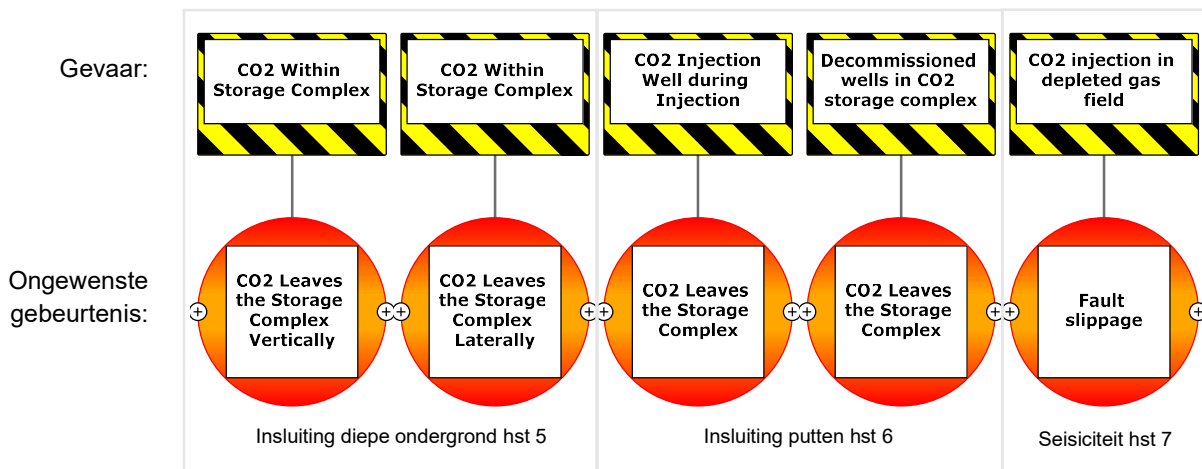
Voor globale omstandigheden, zoals bijvoorbeeld extreme (en zeldzame) ongelukken, geldt dat deze ondervangen zijn door het in beeld brengen van de mogelijke gevolgen van CO₂-lekkage uit de putten. Indien bijvoorbeeld het platform of de putten worden vernield door externe factoren, zoals bijvoorbeeld een schip dat tegen het platform vaart, zal als ongewenste gebeurtenis CO₂ uit de putten kunnen lekken. Dit effect valt onder de beschrijving in hoofdstuk 0.

Ongewenste gebeurtenissen bij risicobeheersing

De ongewenste gebeurtenis voor CO₂-opslag heeft betrekking op alle manieren waarop de ondergrondse injectie van CO₂ in de P18-reservoirs kan leiden tot merkbare verandering van de bovengrond. Dit kan zijn doordat CO₂ niet langdurig ingesloten in het opslagcomplex blijft door lekkage in de diepe ondergrond of door lekkage langs putten. Daarnaast kan de injectie leiden tot seismiteit. Deze drie categorieën van gebeurtenissen zijn uitgewerkt in vijf bowties.

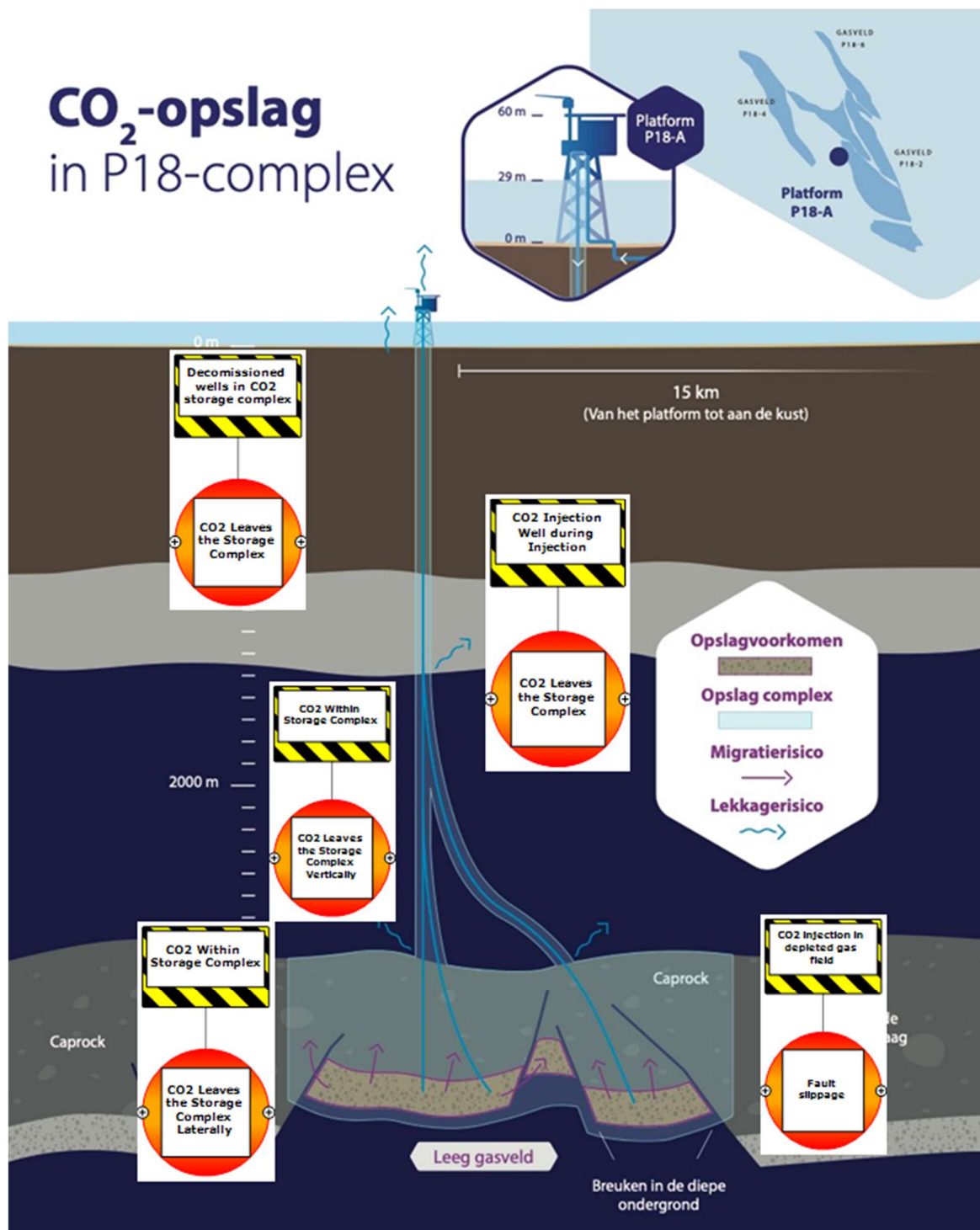
- 1 Insluiting diepe ondergrond: horizontale lekkage uit opslagcomplex
- 2 Insluiting diepe ondergrond: verticale lekkage uit opslagcomplex (met uitzondering van putten)
- 3 Insluiting putten: lekkage door putten gedurende injectie
- 4 Insluiting putten: lekkage door putten na afsluiting
- 5 Seismiciteit: beweging van breuken als gevolg van injectie

De vijf bowties in ingeklapte vorm staan weergegeven in de introductie van Hoofdstukken 5, 6 en 7. In Figuur 9 staan de gedefinieerde 'ongewenste gebeurtenissen' en de 'gevaaren' die hiertoe leiden. Bodempheffing tijdens injectie wordt niet als een gevaar en daarmee een risico beschouwd en wordt daarom niet gedekt in een bowtie (zie paragraaf 7.2).



Figuur 9 Geïdentificeerde ongewenste gebeurtenissen voor CO₂-opslag in de P18-reservoirs (de vijf bowties).

CO₂-opslag in P18-complex



Figuur 10 Schematische weergave (niet op schaal) van ongewenste gebeurtenissen voor CO₂-opslag in het opslagcomplex.



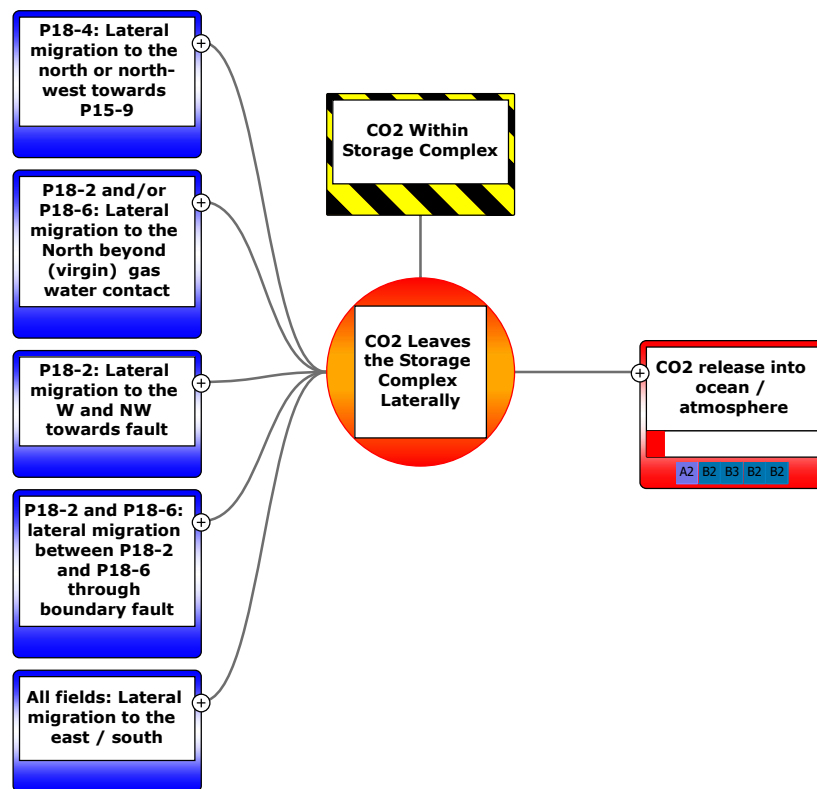
Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

5. Risicobepaling insluiting diepe ondergrond

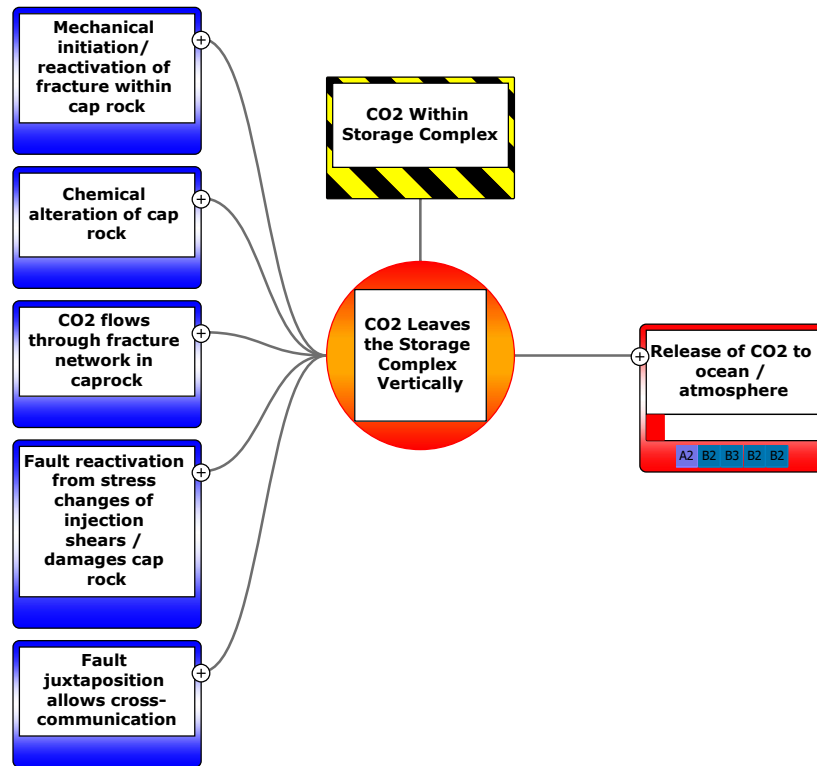
5.1. Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de risicoanalyse die betrekking heeft op de injectie, opslag en geologische insluiting van CO₂ in de diepe ondergrond. De analyse is gedaan in twee bowties, te weten:

- 1 Insluiting: laterale lekkage uit opslagcomplex (Figuur 11), beschreven in Paragraaf 5.2 en 5.4.
- 2 Insluiting: verticale lekkage uit opslagcomplex (met uitzondering van putten) (Figuur 12), beschreven in Paragraaf 5.3 en 5.4.



Figuur 11 Horizontale lekkage uit opslagcomplex, alle gevaren en consequenties worden besproken in Paragraaf 5.2.



Figuur 12 Verticale lekkage uit opslagcomplex, alle gevaren en gevolgen worden besproken in Paragraaf 5.3.

In het kader van de integraliteit van deze Aanvraag zullen hieronder de risico's en bedreigingen die in de bowties zijn genoemd van respectievelijk 18-2, P18-4 en P18-6 worden toegelicht.

Conclusies van de bowtie-analyse

De conclusie is dat er effectieve preventieve barrières zijn en dat het risico van CO₂-lekkage zowel verticaal als lateraal zeer gering is. De gemiddelde reservoirdruk na CO₂-injectie zal lager zijn dan de initiële gasdruk wat een operationele waarborg zal zijn om de integriteit van afsluitende lagen en breuken in stand te houden en daarmee migratie en lekkage te voorkomen.

5.2. Bedreigingen en preventieve barrières laterale lekkageroutes

De structuren die de reservoirs van de P18-gasvelden bevatten worden begrensd door een systeem van NW-ZO strekkende breuken in een horst- en slenkconfiguratie. De overzichtskaart in Figuur 13 laat de ligging van de P18-velden zien, alsmede die van het aangrenzende P15-9 veld.

Het centrale P18-2-veld is volumetrisch het grootst en is middels breuken in vier compartimenten (I t/m IV) onderverdeeld. Het P18-2-veld vormt een scheef gestelde horststructuur die aan ZO, O en NW-zijde door afschuivingsbreuken is begrensd. Aan de NW-zijde wordt P18-2 begrensd door het gas-water contact in het noordwaarts hellende laagvlak van het reservoir.

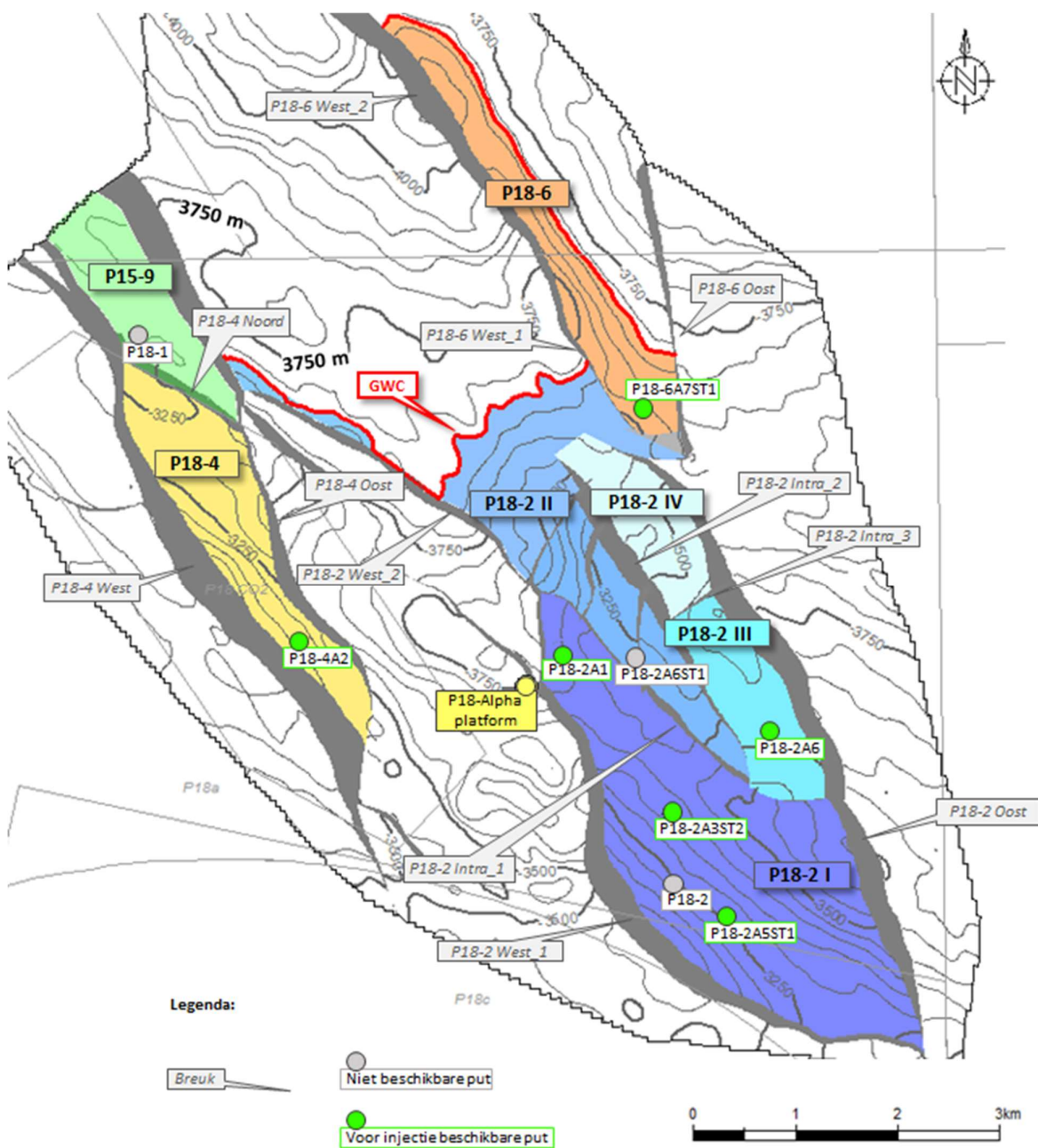
Het verzet van de P18-2-randbreuken is in de meeste gevallen groot genoeg om afdichtend gesteente van jongere Trias-Jura ouderdom tegen het reservoir te plaatsen (zie Figuur 14 tot Figuur 16). Echter, het verzet van de oostelijke randbreuk *P18-2 Oost* neemt in N-waartse richting zodanig af (zie Figuur 15) dat in compartiment IV plaatselijk het Volpriehausen reservoir in het P18-2-veld tegen de Hardeggen en Detfurth formaties buiten het P18-2-veld zijn gezet. Compartiment IV is niet aangeboord en maakt geen onderdeel uit van het opslagvolume van het reservoir P18-2. Migratie vanuit compartiment IV via breuk P18-2 Oost is daarmee niet relevant.

Compartimenten I en II zijn van elkaar gescheiden door breuk *P18-2 Intra_1*. Langs deze breuk is er lateraal contact tussen reservoirs in beide compartimenten en deze zijn dan ook op productieschaal met elkaar in drukcommunicatie. Compartiment III is gescheiden van II door breuk *P18-2 Intra_2* die wederom een groot verzet heeft, zodat compartiment III althans op productieschaal niet met I en II in drukcommunicatie staat. De begrenzing tussen compartimenten III en IV (*P18-2 Intra_3*) is schematische toegevoegd. Dit is gedaan op basis van de interpretatie van het drukverloop van P18-2A6, die een kleiner volume aangeeft dan het gehele breukblok van compartimenten III en IV zou omvatten. Deze reservoircompartimenten, en bijbehorende breuken, spelen op zichzelf geen directe rol bij het insluiten van de geïnjecteerde CO₂ in het opslagvoorkomen. Echter, deze compartimenten kunnen wel als geologische barrière tegen laterale migratie van CO₂ fungeren, en zo een rol als preventieve barrière vervullen.

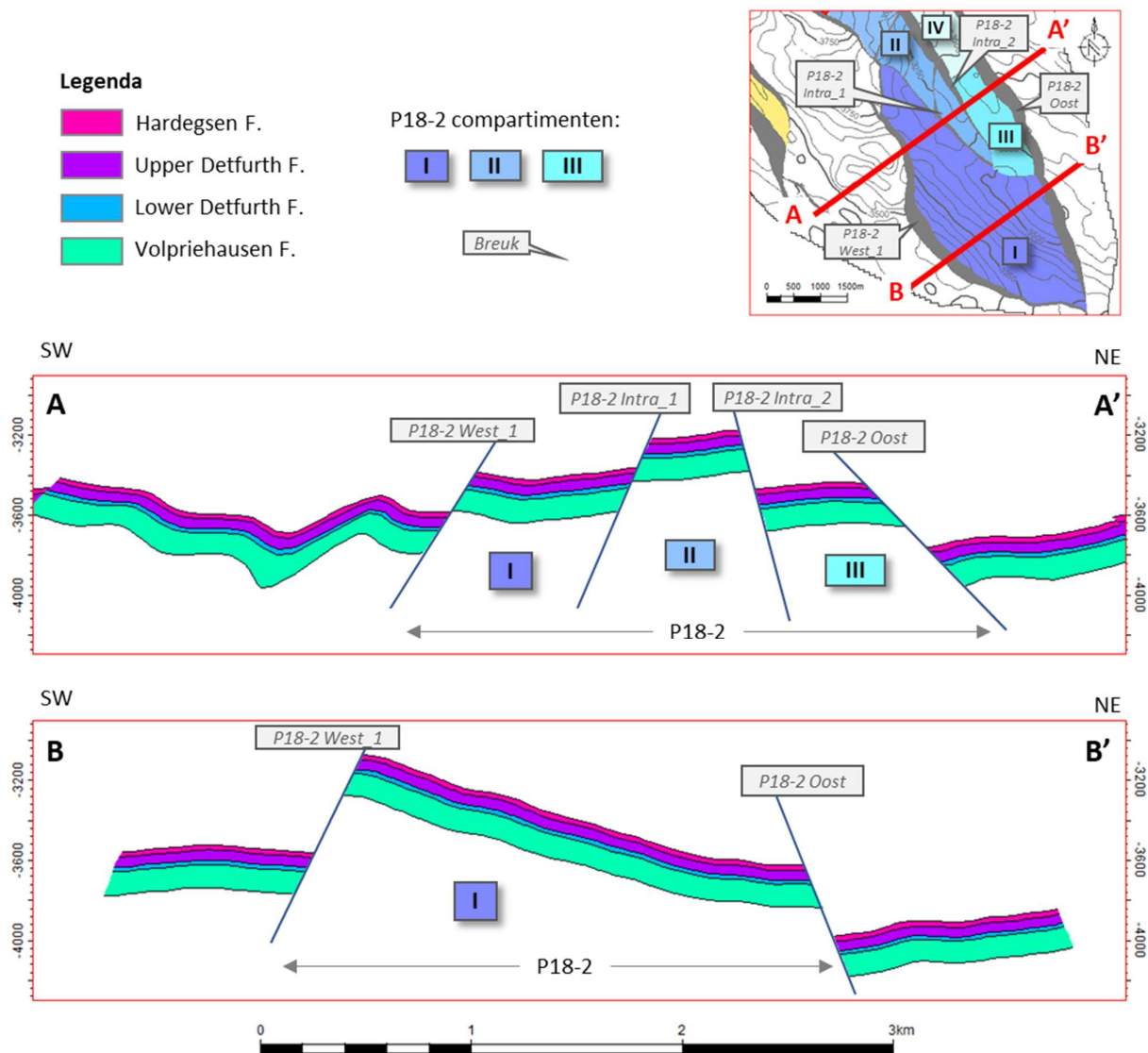
De beschrijving van P18-4 en P18-6 hieronder dient ter toelichting van de risico's en bedreigingen die in de bowties zijn genoemd in het kader van de integraliteit van deze Aanvraag.

Het P18-4-veld wordt gevormd door een horststructuur die aan ZW en NO-zijde begrensd wordt door afschuivingsbreuken met aanzienlijk verzet (Figuur 17 en Figuur 18). Het P18-4-breukblok is langs grensbreuk *P18-4 Noord* afgeschoven ten opzichte aangrenzende P15-9 veld. Het P18-6-veld, tenslotte, wordt gevormd door een NO-hellend breukblok. Afschuivingsbreuk *P18-6 West* vormt hierbij de begrenzing met het naastgelegen P18-2-veld. Als gevolg hiervan zijn de afdekkende gesteenten van de caprock langs deze randbreuken naast en tegen het reservoir gezet. Alleen in het noordelijke deel van de oostelijke P18-4-randbreuk (*P18-4 Oost*, zie Figuur 18) bestaat een juxtapositie van P18-4 Volpriehausen-reservoir met de Hardeggen en Boven-Detfurth formaties in het naastgelegen breukblok. Deze juxtapositie bepaalt mogelijk ook de diepte van het P18-4 gas-water contact (vastgesteld op 3377 meter onder zeeniveau door middel van druk data). Aan de noordzijde is het P18-4-veld van het P15-9-veld gescheiden door afschuiving P18-4 Noord, die ook een hele kleine zone van reservoir-reservoir juxtapositie laat zien. Op productieschaal is er geen drukcommunicatie tussen de reservoirs P18-4 en P15-9 waargenomen, zodat deze grensbreuk een effectieve barrière vormt op deze tijdschaal.

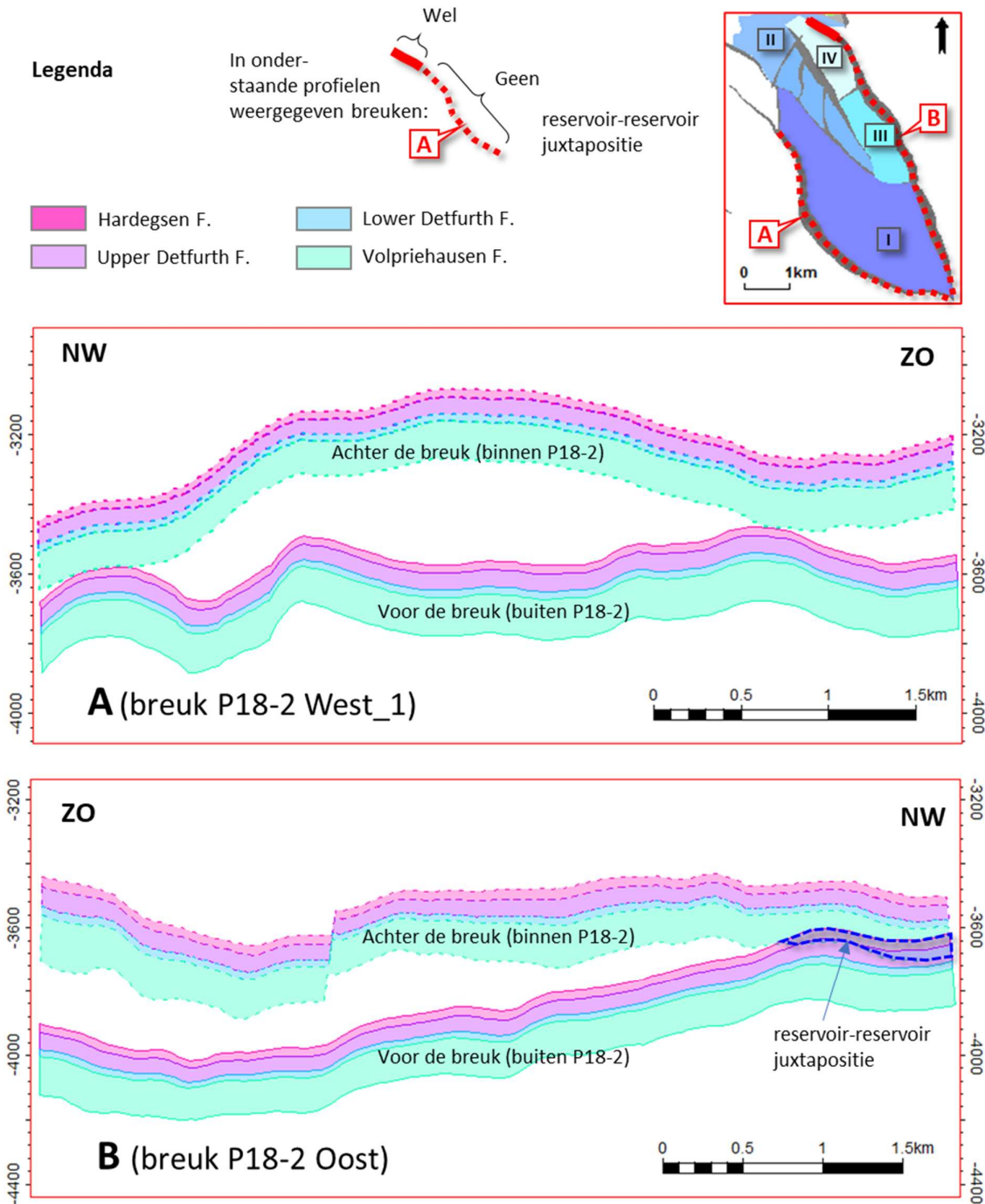
Het veld P18-6 bestaat uit een langgerekt, gekanteld breukblok met NW-ZO strekking. Het wordt in het ZW begrensd door een afschuivingsbreuk (P18-6 West) en in het ZO door een kleinere, transversale breuk (*P18-8 Oost*) (Zie Figuur 19 en Figuur 20). De breuken die het reservoir begrenzen, vormen een laterale afsluiting doordat reservoirzones door middel van het verzet langs de breuken naast en tegen ondoorlatende lagen van de stratigrafisch jongere Boven-Trias en Altena Groepen zijn komen te liggen. Het verzet langs de P18-6 West breuk neemt af naar het zuiden. Zo is er is een geringere mate van verzet op dat deel van de breuk die velden P18-6 en P18-2 van elkaar scheidt (Figuur 19), met mogelijke reservoir juxtapositie. Er zijn geen overtuigende aanwijzingen vanuit dynamische data en modellen die drukcommunicatie tussen de twee velden aantonen. Dit betekent dat op de tijdschaal van de gasproductiefase de juxtapositie van reservoirs afsluitend is gebleken.



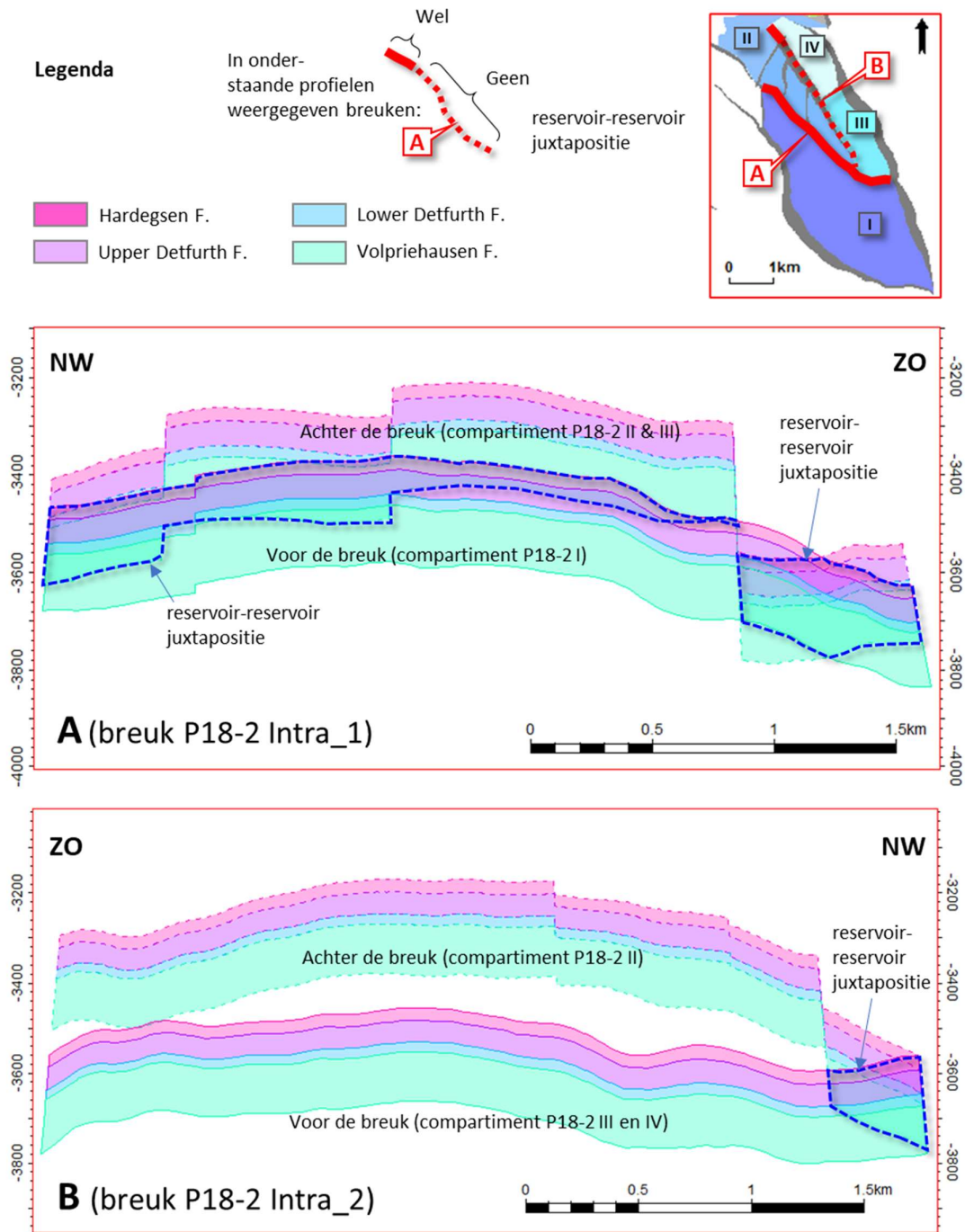
Figuur 13 Overzicht van de P18-reservoirs (P18-2, P18-4 en P18-6) en de compartimenten van het reservoir P18-2 (2-I, 2-II, 2-III en 2-IV). De breuken waarnaar in de hoofdstekst gerefereerd wordt zijn geannoteerd. Weergegeven is een kaart van de bovengrens van de Hoofdbontzandsteen Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), welke tevens de bovengrens van de P18-reservoirs vormt. De putlocaties zijn op het doorsteekpunt van dit niveau weergegeven. Zie legenda voor de verklaring van de overige symbolen.



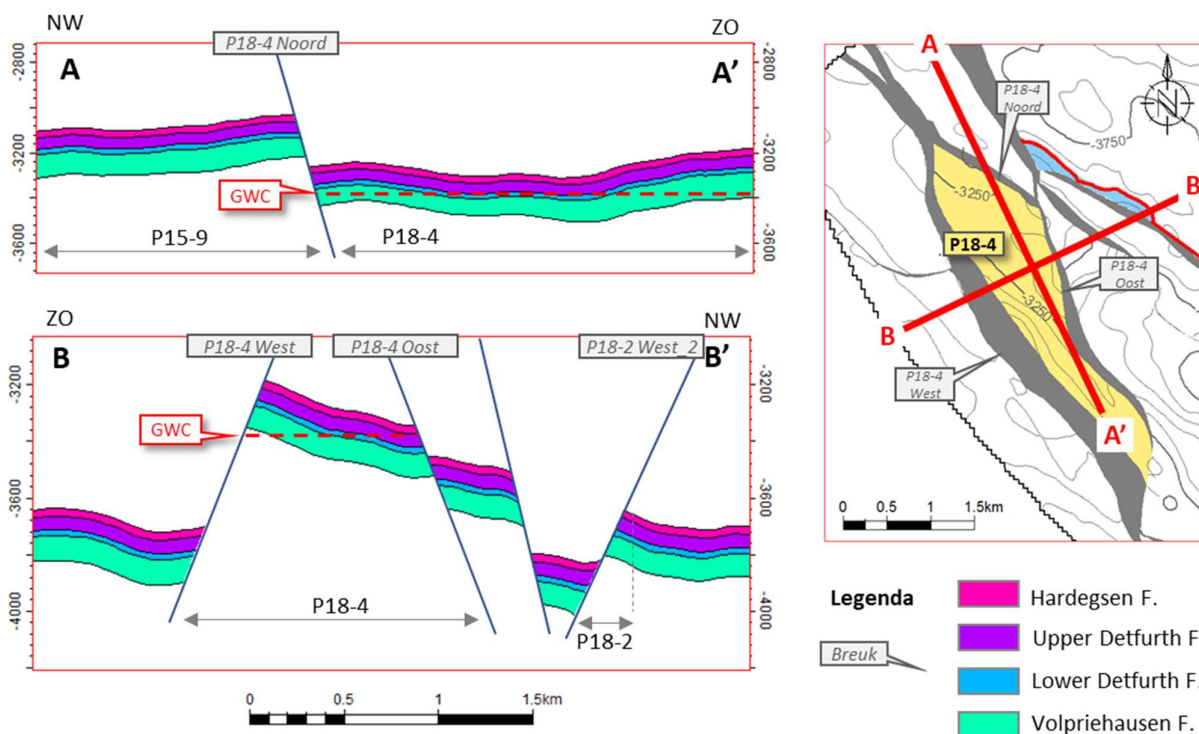
Figuur 14 Twee dwarsdoorsnedes door het P18-2-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen.



Figuur 15 Allan diagrammen voor twee randbreuken van het P18-2-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen en het gebied waarin eventuele reservoir-reservoir juxtapositie plaatsvindt.



Figuur 16 Allan diagrammen voor twee interne breuken in het P18-2-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirniveaus die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen en het gebied waarin eventuele reservoir-reservoir juxtapositie plaatsvindt.



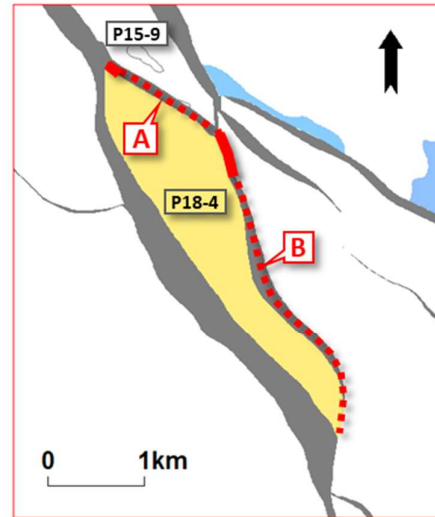
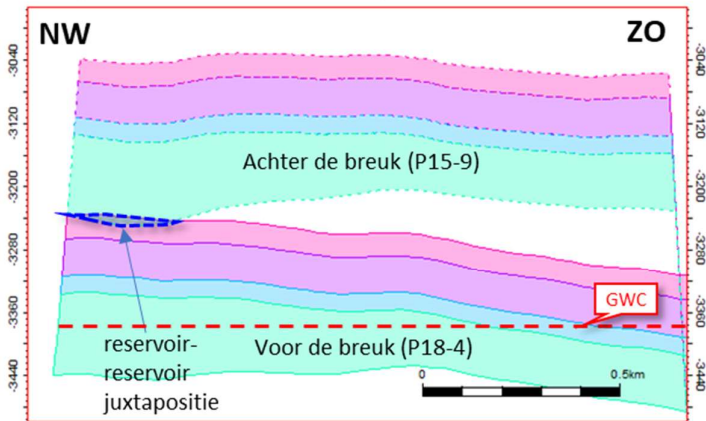
Figuur 17 Twee dwarsdoorsnedes door het P18-4-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen.

Legenda

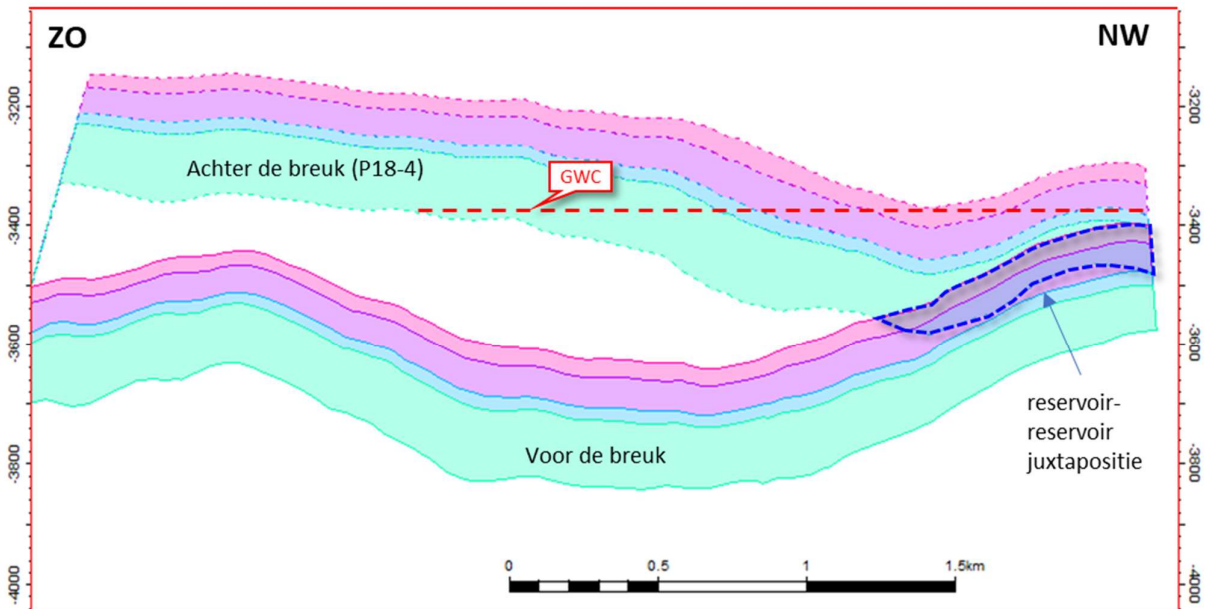
- | | |
|---|---|
|  Hardegsen F. |  Lower Detfurth F. |
|  Upper Detfurth F. |  Volpriehausen F. |

In onderstaande profielen weergegeven breuken:

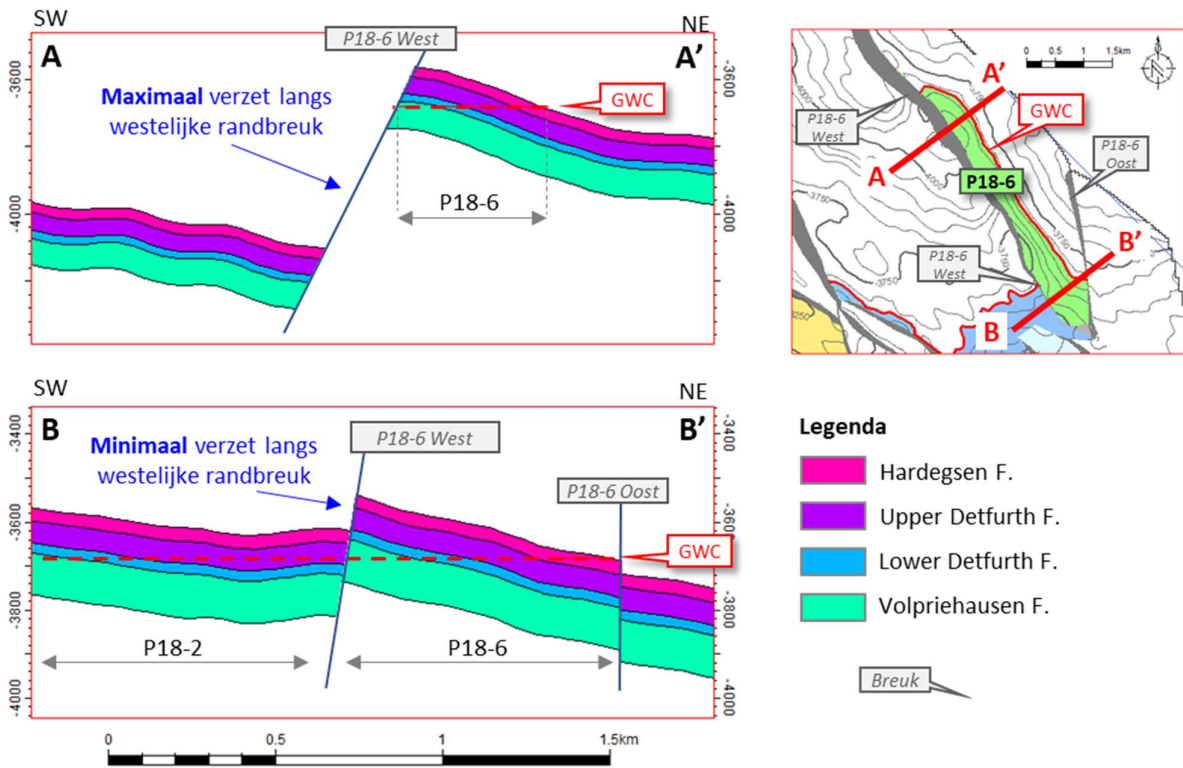

A (breuk P18-4 Noord)



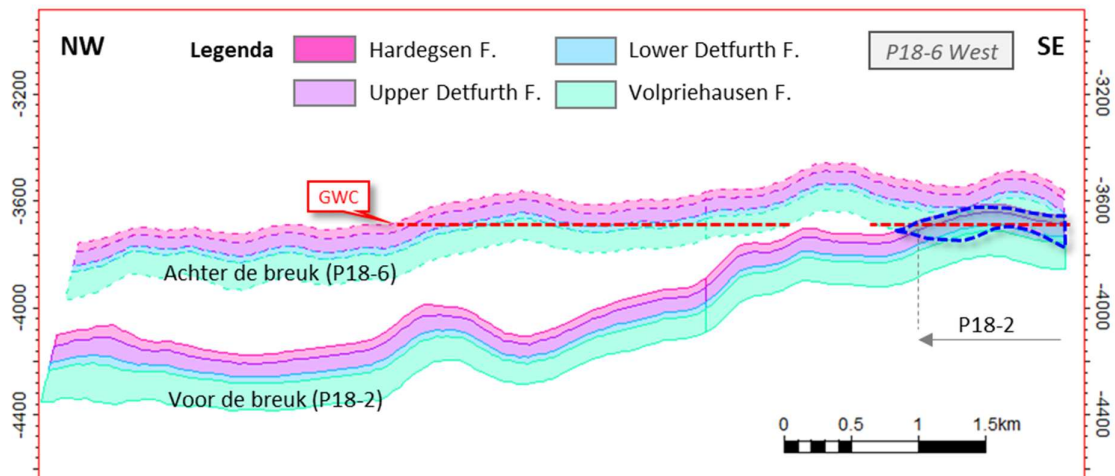
B (breuk P18-4 Oost)



Figuur 18 Allan diagrammen voor twee randbreuken van het P18-4-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen en het gebied waarin eventuele reservoir-reservoir juxtapositie plaatsvindt.



Figuur 19 Twee dwarsdoorsnedes door het P18-6-veld. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen.



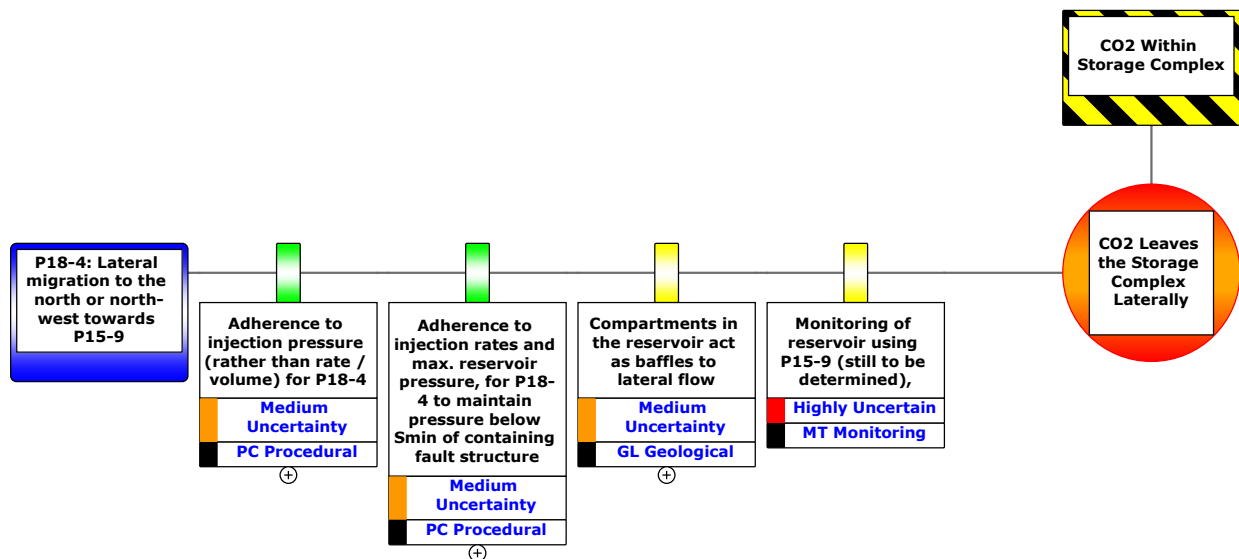
Figuur 20 Allan diagrammen voor de P18-6 West randbreuk. Aangegeven zijn de vier reservoirzones die in het statische reservoirmodel zijn opgenomen en het gebied waarin eventuele reservoir-reservoir juxtapositie plaatsvindt.

Samengevat zijn de volgende locaties met mogelijke hydraulische verbindingen met permeabele gesteenten buiten het reservoir nader geëvalueerd:

- I. P18-4: Grensbreuk *P18-4 Noord* met P15-9 (zie Paragraaf 5.2.1)
- II. P18-2: NW-rand van compartiment II, weergegeven door de buitengrens van het initiële GWC, in het bijzonder langs breuk *P18-2 West_2*, (zie Paragraaf 5.2.2);
- III. P18-2: Kleine sectie ten NW van compartiment I over breuk *P18-West 3* (zie Paragraaf 5.2.3);
- IV. Kleine sectie langs breuk *P18-6 West* tussen de reservoirs P18-2 en P18-6 (zie Paragraaf 5.2.4).
- V. P18-6: Dipafsluiting aan de NW-rand van het reservoir (zie Paragraaf 5.2.5).

5.2.1. P18-4: Evaluatie van laterale migratie naar P15-9

P15-9 en P18-4 vallen beide onder het vergunde Opslagcomplex P18-4. Het P18-4-veld is aan zowel de ZW- als NO-zijde begrensd door afschuivingen met een groot verzet. Juxtapositie van reservoir en afdekkend gesteente maakt lekkage van CO₂ in NO- of ZW-richting om die reden hoogst onwaarschijnlijk. Ook aan de noordzijde is het P18-4-veld van het P15-9-veld gescheiden door een breuk met een verzet van minstens 200 meter, alhoewel hier wel van een geringe zone van reservoir-reservoir contact sprake is (Figuur 18). Op productieschaal is echter geen drukcommunicatie tussen de velden P18-4 en P15-9 waargenomen, zodat deze grensbreuk op zijn minst een effectieve barrière vormt op deze tijdschaal. Dit is dan ook één van de preventieve barrières in Figuur 21. Het risico van laterale migratie van P18-4 naar P15-9 kan worden geminimaliseerd door strikte inachtneming van de maximale injectiedruk alsmede het maximale injectiedebiet en de maximale reservoirdruk. Deze laatste twee maatregelen hebben als doel het drukverschil aan weerszijden van breuk *P18-4 Noord* te beperken. De mogelijkheid van monitoring in P15-9 zolang het platform P15-9 operationeel is, wordt nog onderzocht.



Figuur 21 Overzicht van preventieve barrières tegen N- of NW-waartse laterale migratie uit P18-4 naar P15-9.

5.2.2. P18-2 en P18-6: Evaluatie van laterale migratie in noordelijke richting

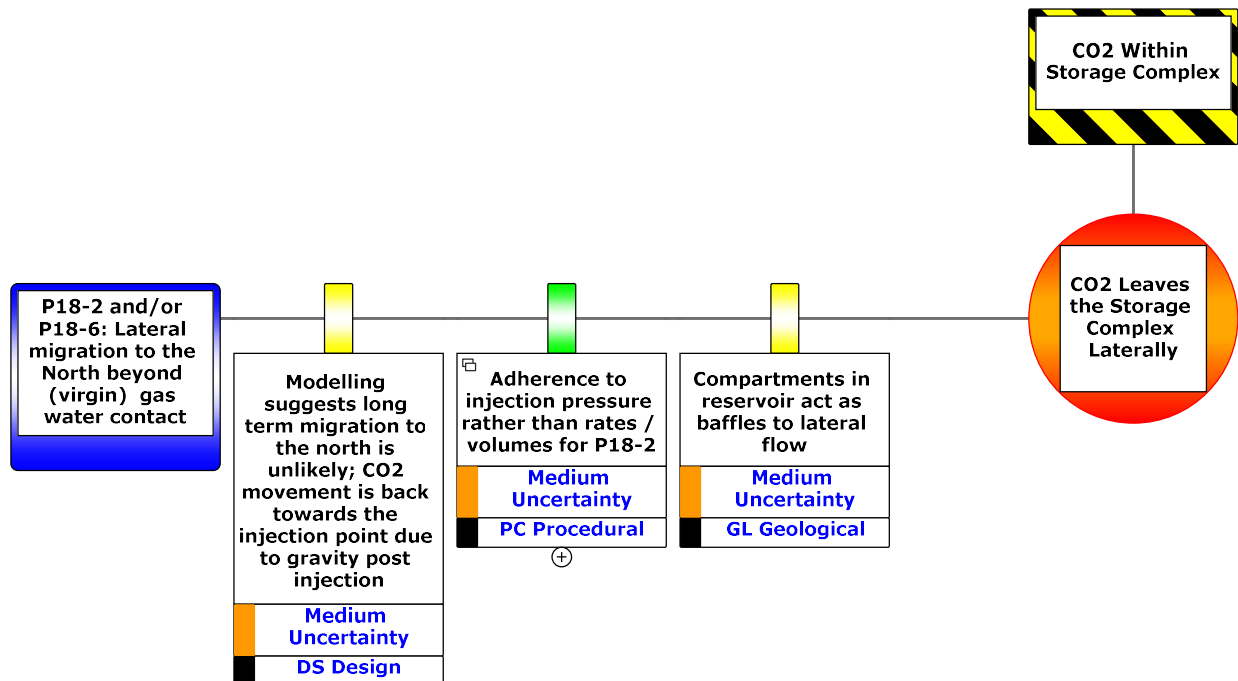
Zowel P18-2 als P18-6 bevinden zich in structuren die migratie in noordelijke richting mogelijk zou kunnen maken.

P18-2: Evaluatie van laterale migratie in NW-richting vanuit compartiment II

Resultaten van de stromingsimulaties (zie Paragraaf 3.4.1 in Deel II) laten zien dat CO₂ dat wordt geïnjecteerd in compartiment II zich verspreidt in de NW langgerekte extensie van het reservoir langs breuk P18-2 West 2. Reservoirsimulaties met bewust overdreven reservoirdrukken tot 450 bar laten zien dat de CO₂ niet buiten de noordelijke grens van het opslagcomplex migreert. Bovendien keert de CO₂ na insluiting terug naar het reservoir als gevolg van drijfvermogen van de CO₂. Het risico van laterale migratie vanuit P18-2 zal verder worden geminimaliseerd door strikte inachtneming van de maximale injectiedruk. Daarnaast zullen de begrenzingen van de reservoircompartimenten als deels afsluitende *baffles* voor laterale migratie fungeren, hetgeen ook ten dele het hier besproken risico mitigeert (Figuur 22).

P18-6: Evaluatie van lekkage langs de NW-rand van het reservoir

Er bevindt zich een zadel aan de NW-rand van het reservoir P18-6. Stromingsimulaties geven aan dat het uiterst onwaarschijnlijk is dat een waarneembare hoeveelheid CO₂ uit het reservoir en door het zadel migreert. Het houden van de gemiddelde reservoirdruk op of onder de hydrostatische druk, aan het einde van de injectieperiode, verlaagt deze waarschijnlijkheid nog verder, hoewel de huidige reservoirsimulaties al aangeven dat dit niet nodig is.

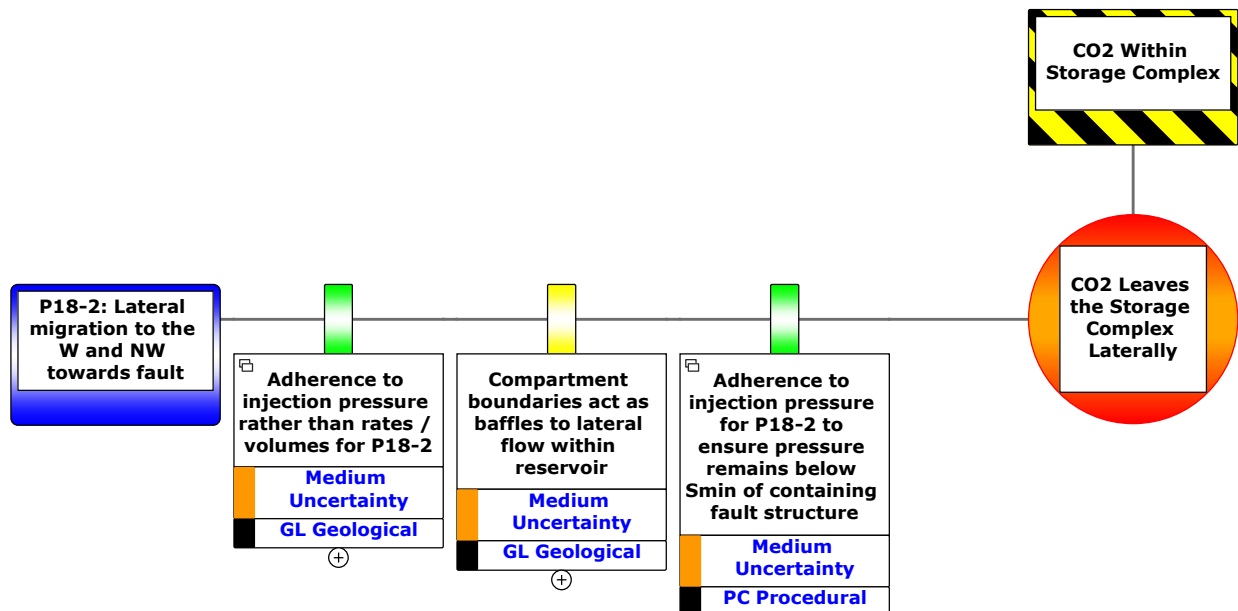


Figuur 22 Overzicht van preventieve barrières tegen N-waartse migratie van CO₂ vanuit P18-2 en/of P18-6, voorbij het (oorspronkelijke) gas-water contact.

5.2.3. P18-2: Evaluatie van laterale migratie langs de NW-rand van compartiment I van P18-2

Er is mogelijk een klein potentieel lekpad gerelateerd aan een structureel zadelpunt (*P18-West 3*) geïdentificeerd aan de NW-rand van compartiment I over grensbreuk *P18-West 1* van het reservoir (Figuur 13). Hier zijn laag permeabele zandsteenlagen van de Volpriehausen Formatie binnen het P18-2-veld gelegen naast en tegen permeabele zandsteenlagen van de Hardegens Formatie buiten de P18-2-structuur. Indien er gas door deze breuk gemigreerd is, zijn het dermate kleine volumes dat ze buiten de resolutie van de P/z data vallen, hetgeen tot de conclusie kan leiden dat deze breuk niet tot slecht doorlaatbaar is. Eventuele migratie van kleine hoeveelheden CO₂ zal dan ook zeer langzaam gaan daar dit door de laag permeabele zandsteenlagen van de Volpriehausen zal geschieden. Daarnaast zal eventuele gemigreerde CO₂ in een gesloten geologische structuur tegen breuk *P18-2 West 3* gevangen blijven.

Het nauwkeurig in acht nemen van de maximale injectiedruk vormt de belangrijkste preventieve barrière tegen eventuele laterale CO₂-migratie langs dit punt. Daarnaast vormen de reservoir compartimenten en interne breuken in het P18-2-gasveld een geologische barrière voor laterale migratie.



Figuur 23 Overzicht van preventieve barrières tegen NW en W-waartse laterale migratie uit P18-2.

5.2.4. Evaluatie van CO₂-migratie tussen reservoirs P18-2 en P18-6

In de breukzone die de begrenzing vormt van de reservoirs P18-2 en P18-6, bevindt zich een kleine sectie waarlangs de laag permeabele Volpriehausen Formatie zich naast en tegen de hoog permeabele Hardegens en Boven-Detfurth bevindt (Figuur 20). Deze laatste maken echter onderdeel uit van een kleine slenk, die door middel van een aanliggende breuk van het reservoir P18-2 is gescheiden. Als er in de koude zone thermische scheuren ontstaan, zouden deze scheuren in geval van reservoir-reservoir juxtapositie over de breuk ook migratie van CO₂ door de breuk heen kunnen veroorzaken.

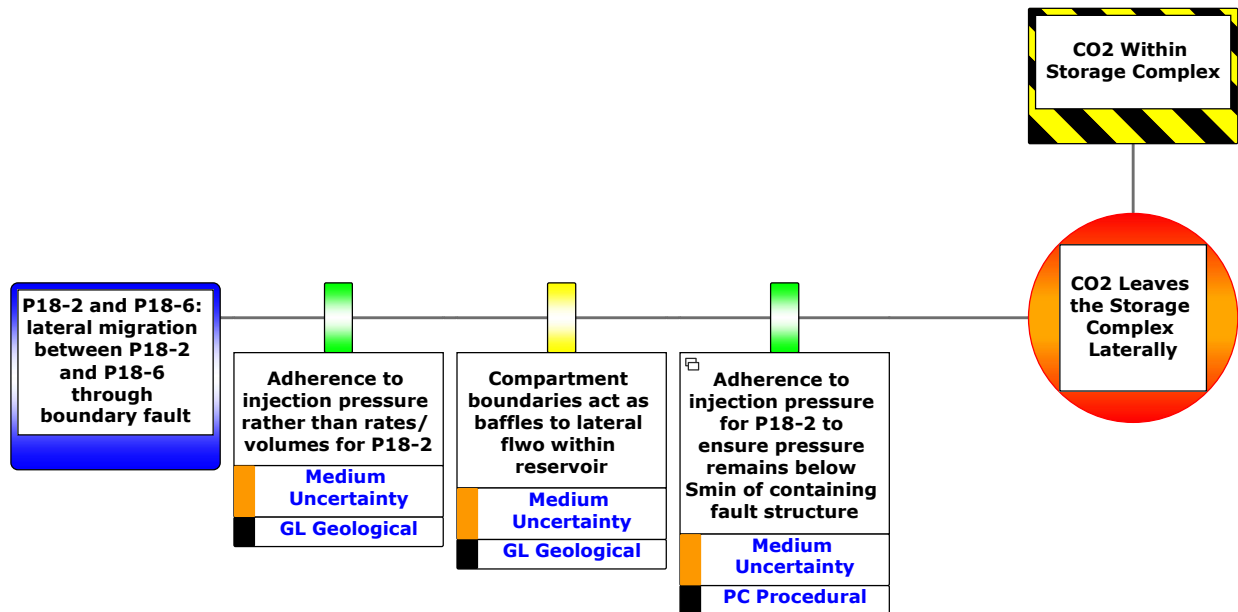
Het reservoir P18-6 bevindt zich direct ten NO van compartiment 2-IV van het reservoir P18-2. Geologische reservoirmodellering en drukhistorische waarnemingen geven aan dat dit compartiment een afzonderlijke hydraulische eenheid vormt van het reservoir P18-2, wat inhoudt dat er op productietijdschaal geen gas gemigreerd is naar dit deel van het reservoir (Figuur 19).

De druk in P18-6 voor gasproductie lag op het initiële niveau van 377 bar terwijl de druk in het producerende reservoir P18-2 tegelijkertijd tot ongeveer 100 bar was gedaald (juni 2003). Dit drukverschil duidt op afwezigheid van stroming en drukevenwicht tussen de twee reservoirs op productietijdschalen. Enige vorm van drukcommunicatie zou plaats kunnen vinden op geologische tijdschalen in de orde van 10^3 tot 10^6 jaar. Gezien het bovenstaande is het zeer onwaarschijnlijk dat op basis van enkel drukverschil zelfs maar een verwaarloosbare hoeveelheid CO₂ van P18-2 naar P18-6 migreert gedurende de injectiefase.

Indien het koudefront van de geïnjecteerde CO₂ de grensbreuk (P18-6 West 2) bereikt kan thermische scheurvorming bij deze grensbreuk optreden. Het is echter te verwachten dat de maximale horizontale spanning ongeveer in dezelfde richting als de natuurlijke breuken loopt, en eventuele thermische scheurvorming zou derhalve preferent parallel aan de natuurlijke breuken ontstaan en daarmee migratie van P18-2 naar P18-6 niet zou bevorderen.

Hoewel drukcommunicatie op productieschaal kan worden uitgesloten, doet de overeenkomstige diepte van het vrijwater contact (op een diepte van 3680 meter) in beide velden vermoeden dat er op geologische tijdschaal wel sprake is van migratie en drukcommunicatie (zie Figuur 20). Een dergelijke langzame migratie speelt echter op een menselijke tijdschaal geen rol. Bovendien geldt dat bij migratie van het ene naar het andere reservoir, de CO₂ in een robuuste geologische structuur terechtkomt. Er is bij eventuele migratie tussen de structuren P18-2 en P18-6 dan ook slechts sprake van migratie binnen het opslagcomplex.

Het nauwkeurig in acht nemen van de maximale injectiedruk vormt de belangrijkste preventieve barrière tegen eventuele laterale CO₂-migratie tussen de twee velden. Daarnaast vormen de reservoircompartimenten en interne breuken in het P18-2-gasveld een geologische barrière voor laterale migratie. En hoewel niet aan het P18-6-reservoirmodel toegevoegd, bevat ook dit veld waarschijnlijk interne breuken die een dergelijke barrière vormen.

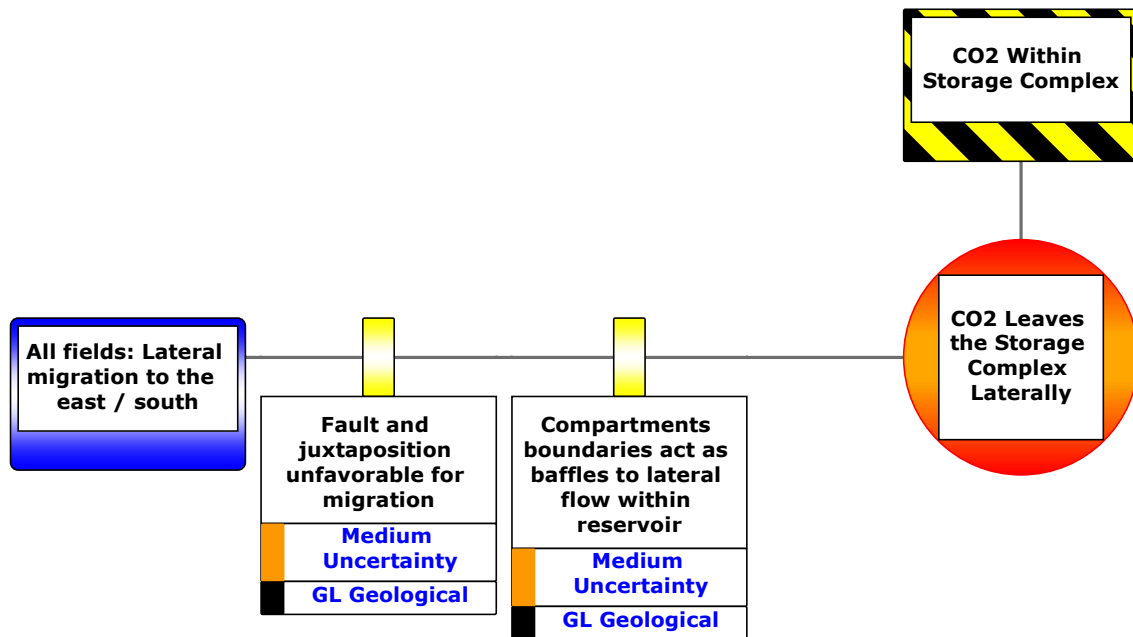


Figuur 24 Overzicht van preventieve barrières tegen laterale migratie tussen de velden P18-2 en P18-6.

5.2.5. Laterale migratie naar het oosten en zuiden

De in de bovenstaande paragrafen beschreven risicopaden behandelen een aantal specifieke, laterale, migratiescenario's. Deze zijn geselecteerd op basis van de hier waargenomen structurele configuratie, die een eventueel mogelijke migratie langs deze routes waarschijnlijker maken. Voor de resterende laterale migratiepaden (merendeels in oostelijke en zuidelijke richting) voor de reservoirs P18-2, -4 en -6 geldt in het algemeen dat verzet van en juxtapositie langs breuken de belangrijkste barrière vormen. Daarnaast vormen compartimenten en hun natuurlijke begrenzingen binnen de gasvelden nog een barrière tegen laterale migratie.

Een locatie waar oostwaartse migratie mogelijk zou kunnen plaatsvinden, is aan de oostzijde van het P18-6-veld, door de breuk *P18-6 Oost* (Figuur 13). Aan de oostzijde van deze breuk bevindt zich geen sluitende structuur die anders een oostwaartse gasmigratie zou kunnen voorkomen. De aanwezigheid van het gasveld toont aan dat deze breuk afsluitend moet zijn. Op zichzelf wordt *P18-6 Oost* dan ook niet als mogelijk migratiepad voor CO₂ beschouwd en deze is derhalve niet als een apart risico aan de bowtie toegevoegd.



Figuur 25 Laterale migratie naar het oosten en zuiden.

5.3. Bedreigingen en preventieve barrières verticale lekkageroutes

5.3.1. Caprock

De caprock en de gesteentelagen boven de caprock vormen natuurlijke geologische barrières tegen verticale migratie in de caprock en lekkage uit het opslagcomplex.

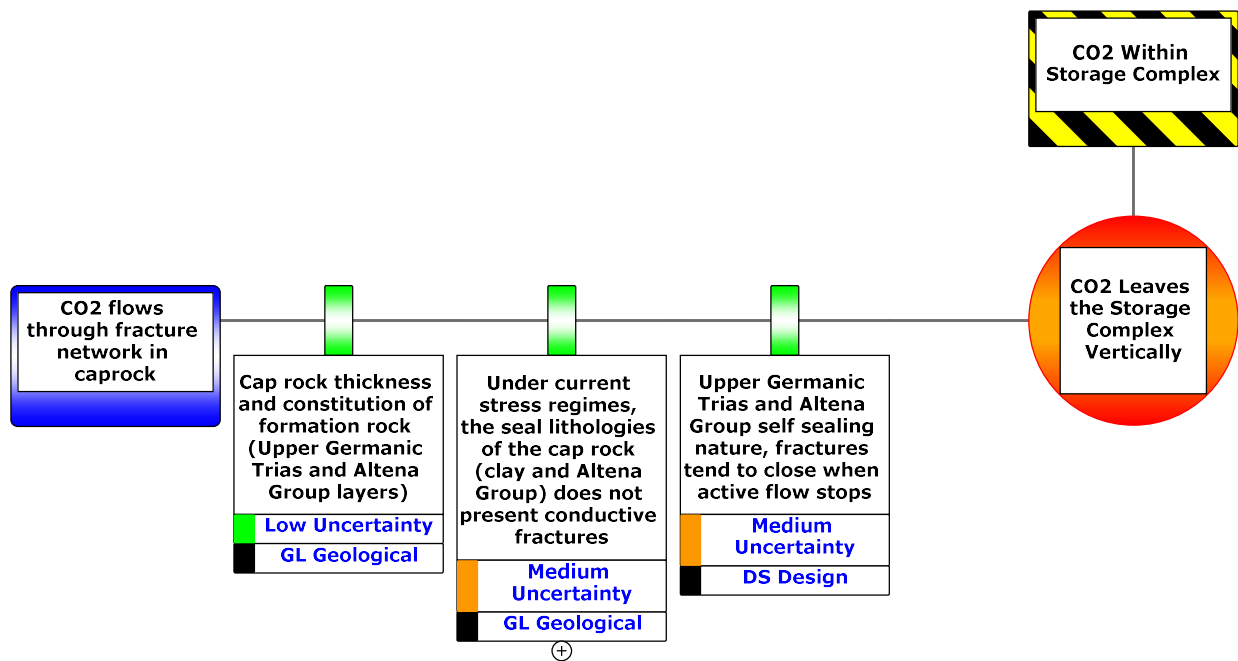
Impermeabele kleisteenlagen van de Boven-Germaanse Trias Groep en (Jurassische) Altena Groep liggen boven de P18-reservoirs en vormen een bewezen afdichting, de caprock, voor de aardgasvoorkomens. De initiële afsluitingscapaciteit van deze bovenliggende kleisteenlagen blijkt uit het feit dat in het reservoir onder de caprock een gaskolom van ongeveer 600 meter hoogte gedurende miljoenen jaren in stand gehouden is. De gemiddelde reservoirdruk na CO₂-injectie zal lager zijn dan de initiële reservoirdruk. Extra afsluitingscapaciteit wordt daarnaast nog geleverd door de overliggende kleisteenlagen van de (Onder-Krijt) Vlieland Kleisteen Formatie, die een bewezen afdichting vormen voor aardgasvelden verder oostelijk in het West-Nederlandse Bekken.

5.3.2. Scheurvorming in het afdichtende gesteente

De mogelijkheid tot vorming van scheuren (*fracturing*) in de afdekkende gesteentelaag ten gevolge van veranderingen in druk en temperatuur is een van de onderwerpen geweest van een geomechanische modelleerstudie *Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*. Dergelijke scheurvorming wordt alleen gemodelleerd in de stresstest (zie Deel II, hoofdstuk 3.1 en 3.6.3) en zou, in het ergste geval, tot opwaartse lekkage van CO₂ uit het opslagcomplex kunnen leiden. Deze modelleerstudie wijst echter uit dat in de eerste jaren van de injectieperiode de druk in het Hardegse reservoir weliswaar sterk toeneemt en de temperatuur afneemt, maar dit nog niet tot groei van scheuren in de afdichtende gesteentelaag leidt. Dit is omdat de minimale horizontale spanning in het

afdichtende gesteente direct boven het reservoir na depletie relatief hoog is. Dit als gevolg van het enigszins inzakken van het reservoir en het daarmee gepaard gaande doorbuigen van het afdichtende gesteente erboven. In het meest extreme negatieve geval (namelijk injectie onder zeer hoge injectiedruk gekoppeld aan een lage beginspanning van het afdichtende gesteente) zal na een aantal jaren de poriëndruk in het reservoir verder toenemen, terwijl in de afdichtende laag de spanning geleidelijk afneemt tot deze onder trekspanning komt te staan. Echter, ook in deze spanningstoestand zullen scheuren niet verder dan 10 meter het afdichtende gesteente binnendringen, op een totale minimale dikte van de afsluitende laag van 450 meter. Er is gedurende de gehele injectieperiode een grote overdruk marge (verschil tussen injectiedruk aan voet van de put en gemiddelde reservoir druk rond en nabij de put) tot het doorbreken van de afsluitende gesteentelaag. Deze marge bedraagt zo'n 300 bar bij aanvang van injectie en neemt af tot 120 bar aan het einde van de injectieperiode (zie figuur 84 *P18 CCS Seismic Risk Evaluation (Fenix, 2021), bijlage*). Het operationeel beperken van de overdrukken tot maximaal 100 bar aan het einde van de injectieperiode vormt een afdoende mitigatie van dit risico.

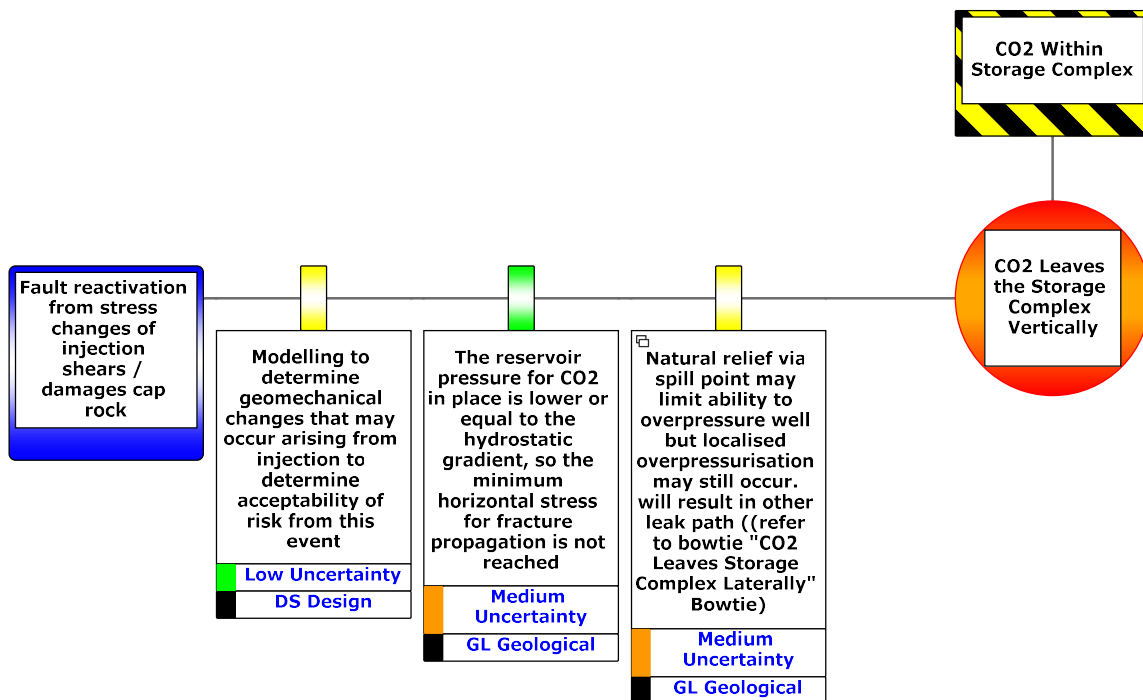
Meer in het algemeen kan worden gesteld dat aangezien het bewijs voor de initiële afsluitingscapaciteit van de caprock voor een lange aardgaskolom erg sterk is, deze eveneens een goede natuurlijke afdichting voor CO₂-opslag zal vormen zolang de reservoirdruk niet hoger wordt dan de oorspronkelijke hydrostatische druk. Hierdoor is het risico van verticale CO₂-migratie uit het reservoir ten gevolge van scheurvorming gering tot verwaarloosbaar. Tot slot is er een aanzienlijke kans dat eventuele scheuren na de injectieperiode door zwelling van de afdichtende gesteentes van de Boven-Germaanse Trias en Altona Groepen langzaam (op geologische tijdschaal) weer hersteld zullen worden (Figuur 26).



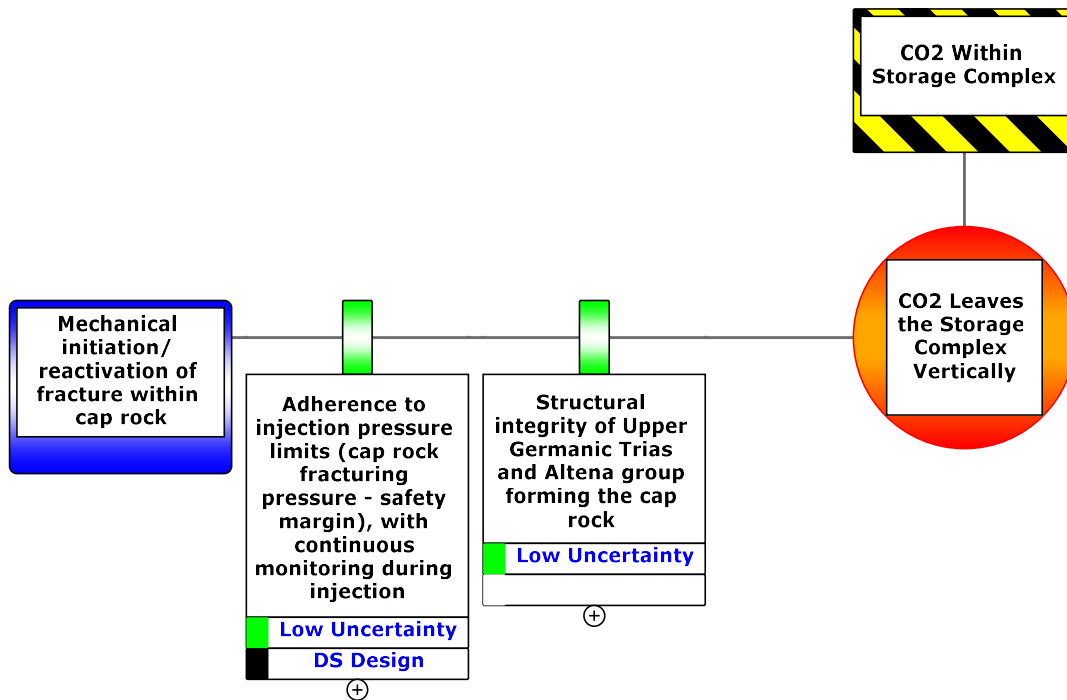
Figuur 26 Overzicht van preventieve barrières tegen opwaartse migratie van CO₂ door een netwerk van scheuren in de afdekkende gesteentelaag (caprock).

5.3.3. Breukreactivatie vanwege spanningsveranderingen door injectie

De identificatie van het risico van breukbeweging als gevolg van spanningsveranderingen door injectie is een van de startpunten voor het in meer detail geomechanisch modelleren van de ondergrond ten behoeve van het vast stellen van risico's, bedreigingen en barrières die hiermee samen hangen (Figuur 27). Dit geomechanisch modelleren wordt later in detail besproken in de *Fault Slippage*-bowtie (Hoofdstuk 0) en daar wordt aandacht besteed aan de gevaren en preventieve barrières met betrekking tot depletie geïnduceerde spanningsveranderingen op grens- en intra-reservoirbreuken. Voor het risico van verticale CO₂-lekkage is hier met name de vorming van een mogelijk lekkagepad door het afdichtende gesteente van belang (Figuur 27 en Figuur 28). Door het verminderen van de minimum stress bestaat er de mogelijkheid dat bestaande breuken in de caprock reactiveren hoewel het meer waarschijnlijk is dat onder de zwakke spanning dan horizontale scheuren zullen domineren. Overigens zal de reservoir druk kleiner zijn dan de hydrostatische druk zodat de benodigde minimum horizontale spanning voor het propageren van scheuren niet bereikt kan worden. Het managen van het injectiesysteem binnen het vast gestelde werkbereik is daarmee een belangrijke preventieve barrière. Het seismische risico wordt klein geacht volgens het *Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021* en daarmee is de kans op een aldus veroorzaakt lekpad door de afdichtende gesteentelaag uiterst klein en is dit risico te verwaarlozen.



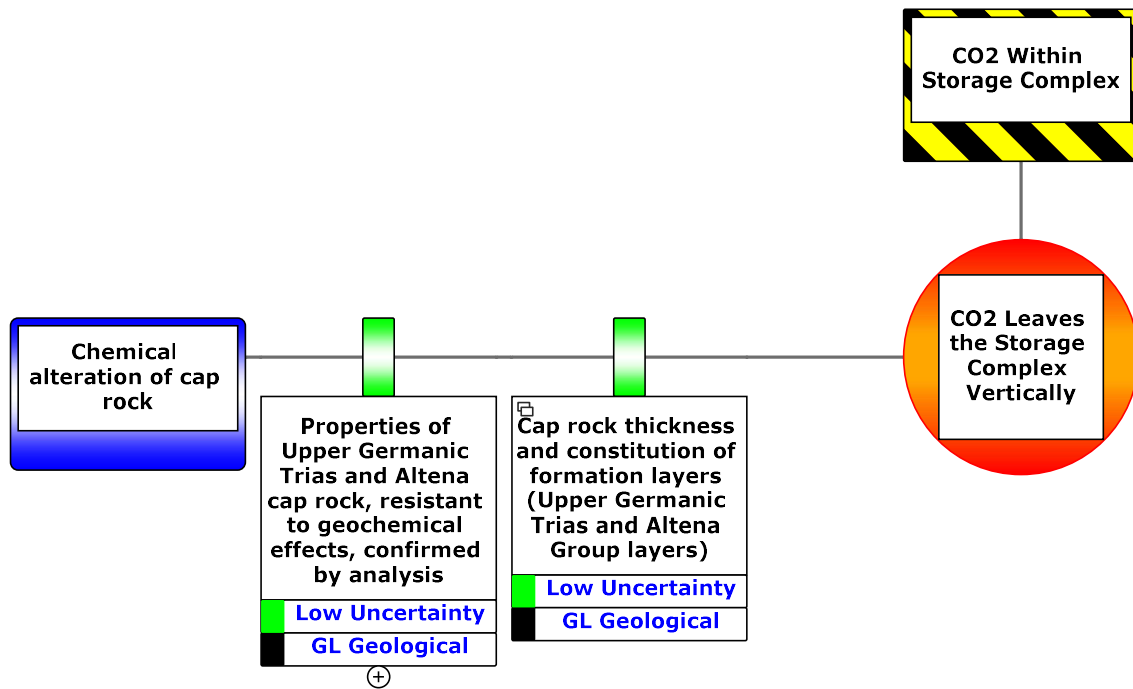
Figuur 27 Overzicht van preventieve barrières tegen breken of beschadigen van de afsluitende gesteentelaag, als gevolg van breukreactivatie vanwege spanningsveranderingen door injectie.



Figuur 28 Overzicht van aanvullende preventieve barrières tegen breken of beschadigen van de afsluitende gesteentelaag, als gevolg van breukreactivatie vanwege spanningsveranderingen door injectie.

5.3.4. Chemische degradatie van de caprock

De geochemische effecten van injectie van CO₂ op de mineralogische en daarmee fysische eigenschappen van zowel reservoir- als caprockgesteente is in detail bestudeerd tijdens de CATO P18 *feasibility study*. (CATO2-WP3.01-D06). CO₂ kan in opgeloste vorm reageren met mineralen in de caprock nabij het raakvlak met het reservoir. Aangezien de caprock een bewezen seal voor gas vormt en er geen openstaande breuken of scheuren zijn, is opwaartse migratie alleen mogelijk door diffusie van opgeloste CO₂, hetgeen een zeer langzaam proces is (10³ tot 10⁶ jaren). Chemische interactie tussen opgeloste CO₂ en mineralen in het caprockgesteente verloopt erg traag en heeft zeer geringe effecten op de porositeit en permeabiliteit (verwachte toename van ca 0,3%, CATO2-WP3.01-D06). Daarom wordt er geen migratiepad gevormd. De zone die wordt beïnvloed door de migratie van opgeloste CO₂ en chemische interactie, bedraagt bovendien niet meer dan enkele meters in duizenden jaren. Chemische degradatie beïnvloedt de afsluitingseigenschappen van de caprock slechts in beperkte mate waardoor de algehele integriteit van de caprock intact blijft. Hierbij vormt de al meermalen genoemde totale dikte van de caprock (maximaal circa 650 meter) wederom de belangrijkste geologische barrière tegen dit risico (zie Deel II voor beschrijving van het afsluitende gesteente). De waarschijnlijkheid dat de caprock degradeert is dus zeer gering en de consequenties zullen verwaarloosbaar zijn (Figuur 29).



Figuur 29 Overzicht van preventieve barrières tegen chemische veranderingen van het afsluitende gesteente als gevolg van contact met CO₂.

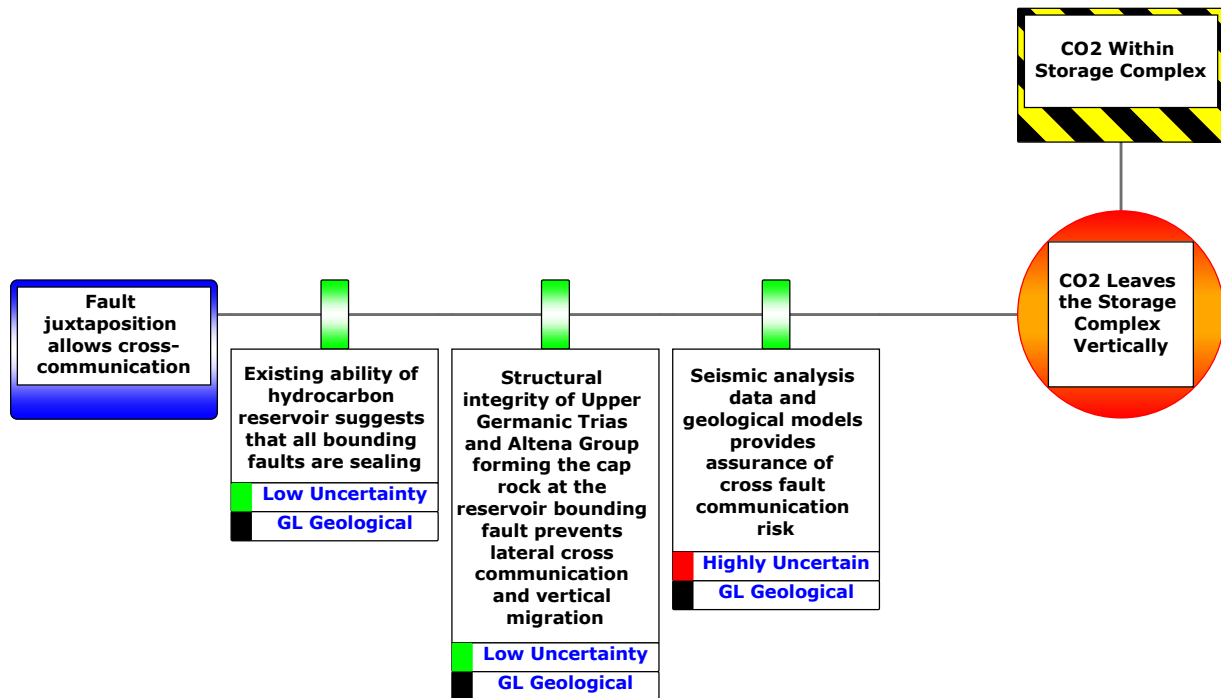
5.3.5. Reservoir-reservoir juxtapositie langs breuken als oorzaak van migratie

Een mogelijk migratiepad uit het CO₂-opslagvoorkomen wordt gevormd wanneer het verzet van een randbreuk zodanig is, dat aan beide zijden van de breuk reservoirgesteente tegen elkaar gezet zijn (Figuur 30). De Allan-diagrammen in Paragraaf 5.2 geven inzicht in mogelijke gebieden waar deze situatie zich voordoet. Aan gebieden waarvan bekend is dat een dergelijke configuratie voor een migratierisico zorgt, zijn in de bowtie die de laterale migratierisico's beschrijft (Paragraaf 5.2) al een aantal specifieke risicopaden gewijd.

Meer algemeen geldt dat de aanwezigheid van de bestaande gasvelden in P18 al aantonen dat deze geologische structuren door afsluitende breuken begrensd zijn. Reservoir juxtapositie vormt geen extra migratierisico voor CO₂, wanneer randbreuken afdichtend waren voor het originele gasveld. De structurele integriteit van de caprock vormt hierbij een aanvullende barrière.

Tot slot vormt nauwkeurige kartering van randbreuken op seismische data (zoals beschreven in Paragraaf 5.2) een aanvullende barrière tegen het onverwacht voorkomen van migratie door een ongunstige juxtapositie van doorlatend gesteente aan weerszijden van een breuk.

Breuklekkage door reservoir juxtapositie kan tot zowel laterale als verticale migratie uit het opslagvoorkomen leiden. Om duplicatie te voorkomen is deze hier in de bowtie van verticale lekkageroutes ondergebracht.



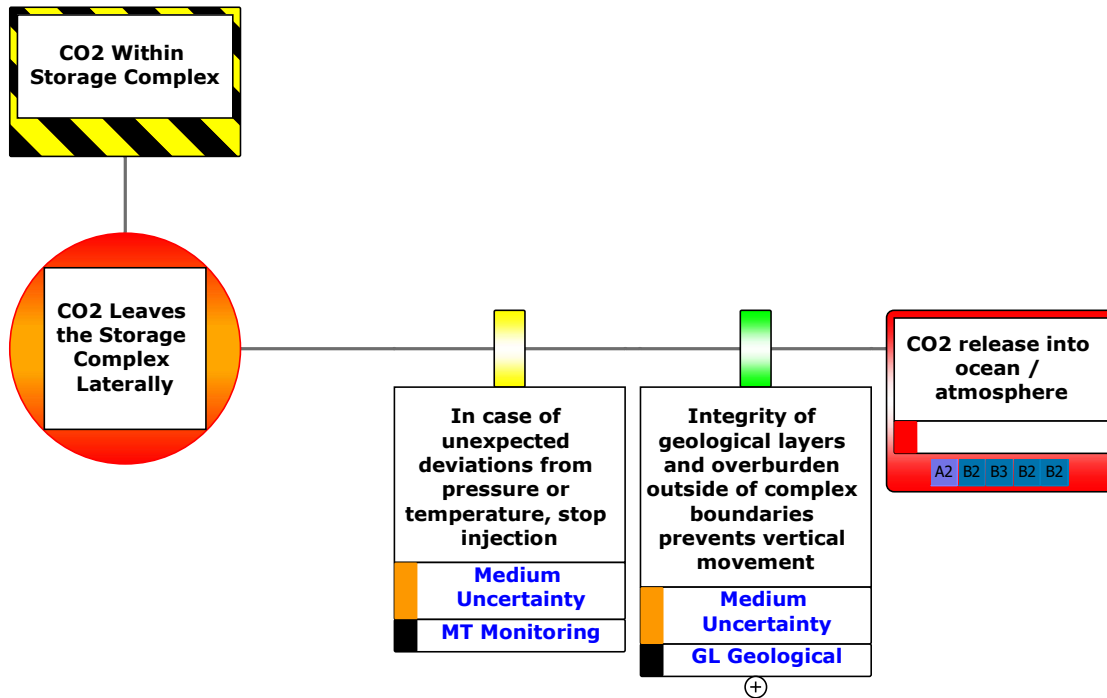
Figuur 30 Overzicht van preventieve barrières tegen drukcommunicatie door breuken heen in geval van reservoir-reservoir juxtapositie.

5.4. Consequenties en herstelbarrières verticale en laterale lekkageroutes

5.4.1. Laterale CO₂-lekkage uit het opslagcomplex

In het onwaarschijnlijke geval dat CO₂ zijdelings uit het opslagcomplex lekt, wordt de belangrijkste geologische barrière gevormd door het feit dat de caprock en de afsluitingsformaties boven het opslagcomplex over een veel groter gebied aanwezig en afsluitend zijn. Dit betekent dat een aanwezige caprock nog steeds CO₂ zou insluiten, zelfs als deze lateraal uit het opslagcomplex migreert.

Bovendien zal naast bovenstaande herstelbarrière elke onverwachte verandering buiten een zekere bandbreedte (Zie Deel IV Monitoringsplan) in druk- en/of temperatuurgedrag buiten een zekere bandbreedte die tijdens de injectie wordt waargenomen, worden behandeld als een indicatie voor mogelijke migratie en/of lekkage (Figuur 31). Dit zal leiden tot (tijdelijke) stopzetting van de injectie totdat de oorzaak van het druk- en/of temperatuurgedrag volledig is geïdentificeerd en verklaard met het beschikbare reservoirmodel. Dit reservoirmodel wordt voortdurend bijgewerkt en gekalibreerd tijdens de operationele fase.



Figuur 31 Overzicht van herstelbarrières tegen het in horizontale richting lekken van CO₂ uit het opslagcomplex, met uiteindelijke ontsnapping naar het zeewater en/of de atmosfeer tot gevolg.

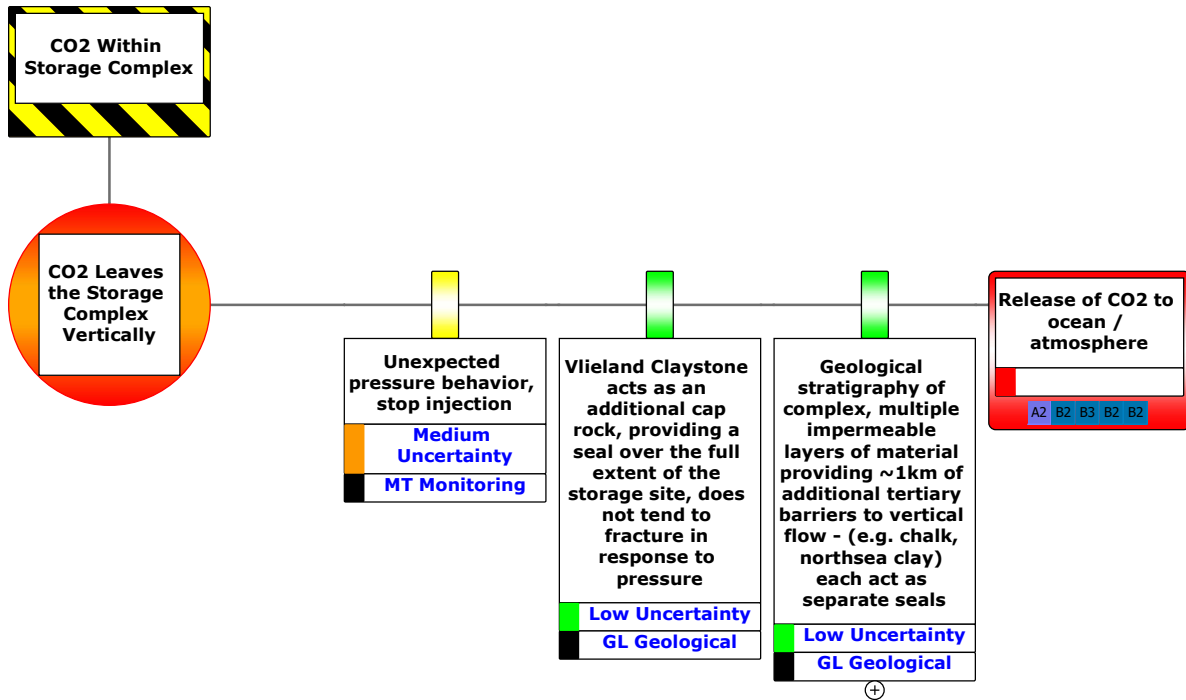
5.4.2. Verticale CO₂-lekkage uit het opslagcomplex

Het CO₂-opslagcomplex P18 omvat een Triassische en Jurassische caprock sequentie met een maximale dikte van ca 650 meter en een minimale dikte van ca 450 meter (zie Paragraaf 5.3.1). In het onwaarschijnlijke geval dat CO₂ verticaal voorbij deze caprock lekt, vormt de verdere aanwezigheid van dikke afsluitingspakketten in de resterende overliggende gesteentes een effectieve mitigerende barrière voor het vrijkomen van CO₂ in de atmosfeer.

De Vlieland Kleisteen Formatie is het gesteentepakket dat zich boven de caprock bevindt. Deze formatie vormt het onderste deel van de Rijnland Groep en is ook een bewezen afsluiting, omdat deze de afdichting vormt voor olie- en gasvoerende Onder-Krijt-zandsteenlagen elders in het West-Nederlandse Bekken. Daarom wordt deze formatie beschouwd als een effectieve aanvullende afsluiting, hoewel deze voor de huidige vergunningsaanvraag geen formele caprock status heeft. Aan de basis van de Rijnland bevindt zich een zandige laag (Rijswijk Zandsteen) die als regionale aquifer (waterdragende laag) dient en waar in het aanwezige formatiewater grote hoeveelheden CO₂ (tot ca 4% saturatie) opgelost kan worden die daarmee op natuurlijke wijze zal worden opgeslagen. Overigens is vanwege de aan oplossing in water gerelateerde kleine verandering in seismische impedantiecontrast dit proces niet waarneembaar via conventionele reflectie-seismiek en beperkt daarmee seismische monitormogelijkheden, zie ook volgende Paragraaf 5.5.

Impermeabele gesteentelagen zijn daarnaast ook in de hoger gelegen Krijt-kalk Groep en Noordzee Supergroep aanwezig, die als aanvullende afsluitende laag zouden kunnen werken.

In aanvulling op bovenstaande herstelbarrières wordt opgemerkt dat elke onverwachte verandering in druk- en/of temperatuurgedrag buiten een zekere bandbreedte die tijdens de injectie wordt waargenomen, wordt behandeld als een indicatie voor mogelijke lekkage. Dit zou leiden tot stopzetting van de injectie totdat de oorzaak van het druk- en/of temperatuurgedrag volledig is geïdentificeerd en verklaard (Figuur 32).



Figuur 32 Overzicht van herstelbarrières tegen het in verticale richting lekken uit het opslagcomplex door de CO₂, met uiteindelijke ontsnapping naar het zeewater en/of de atmosfeer tot gevolg.

5.5. Monitoringsmogelijkheden

De technologische mogelijkheden voor het monitoren van ondergrondse migratie- en lekkageroutes van CO₂ buiten de directe omgeving (circa 100 meter radius) van de putten zijn zeer beperkt.

Het concept voor 4D (*time lapse*) seismische monitoring van CO₂ is gebaseerd op verschillen in seismische reflectiviteit tussen een baseline en monitor seismische verkenning(en), waarbij verschillen in seismische akoestische impedantie en reflectiviteit veroorzaakt worden door veranderingen in vloeistofsaturatie, druk- en dichtheidsverschillen en eventuele gesteente mechanische veranderingen.

De minimale drempelwaarde voor verandering van akoestische impedantie tussen een baseline en monitor seismische verkenning(en) om een relevant en detecteerbaar verschil in reflectie seismisch signaal te genereren is ca 2%.⁸

Op reservoir niveau zal CO₂ in superkritische toestand het aanwezige water/methaangas mengsel vervangen en zullen de mechanische eigenschappen van het reservoirgesteente enigszins veranderen door toename van de reservoir druk. Het is te verwachten dat de gemiddelde verandering van de akoestische impedantie ca 2% zal bedragen (Willemsen 2020) hetgeen op de rand van hedendaagse seismische detectie is. Daarnaast zal interferentie van het seismische signaal op dunne lagen met hoge porositeit op reservoir niveau een belangrijke bron van verstoring zijn.

Onder deze omstandigheden heeft het uitvoeren van een 4D seismische verkenning een lage kans op succes om CO₂-verplaatsing binnen het reservoir te detecteren.

CO₂ in superkritische toestand dat via de caprock en/of de put lekt blijft in superkritische fase bij heersende omgevingscondities op begravingdieptes groter dan 800-1000 meter. Bij CO₂-saturaties tot ca 4% lost CO₂ grotendeels op in aanwezige formatiewater in aquifers (met name zanden in de Nieuwerkerk Fm en Rijswijk Zandsteen). Vanwege het kleine dichtheidscontrast tussen aanwezige formatiewater zonder CO₂ en water met opgeloste CO₂ is er onvoldoende verschil in akoestisch impedantiecontrast (< 2%) tussen baseline en monitor verkenning om de CO₂ te detecteren via conventionele reflectie seismiek. Bij lekkage van grotere volumes CO₂ (> 0,1-0,5 Mton) en hogere saturaties (>10%) en daarmee overschrijden van grenswaarden aan oplossing en/of vermenging van CO₂ in het aanwezige formatie water is het te verwachten verschil in seismische impedantie tussen baseline en monitor seismiek ca 6% en daarmee groter dan de minimale drempelwaarde van 2% voor een seismisch detecteerbaar signaal.

Onder deze omstandigheden heeft het uitvoeren van een 4D seismische verkenning een redelijke tot grote kans op succes. Dit zijn echter dermate grote volumes CO₂ dat eventuele lekkage van een dergelijk volume zeer waarschijnlijk via conventionele monitoring (druk en temperatuur) al eerder gesignaleerd is. Verder dient aangetekend te worden dat een monitorverkenning met het doel lekkage te signaleren en/of bevestigen waarschijnlijk eenmalig zal zijn en pas uitgevoerd zal worden bij omstandigheden dat er sterke aanwijzingen zijn van migratie en/of lekkage. Een seismisch verkenningsonderzoek zal derhalve alleen bijdragen aan het mogelijk onafhankelijk bevestigen van lekkage en mogelijk identificeren van de ruimtelijke oriëntatie van een migratie- dan wel lekpad.

Bij dieptes minder dan 800-1000 meter en gegeven de aldaar heersende omgevingsdruk en -temperatuur zal eventueel vrij aanwezig (niet opgelost) CO₂ daar in gasfase zijn. Deze gasvormige CO₂ is zeer waarschijnlijk goed detecteerbaar met behulp van conventionele reflectie seismiek. Later in dit document (zie hoofdstuk 6.) wordt echter aangetoond dat het zeer onwaarschijnlijk is dat een lekkageroute zich tot deze geringere diepten voorbij de *Rijswijk Zandsteen* zal uitstrekken. Het uitvoeren van een 4D seismische verkenning voegt daarom geen waarde toe onder deze omstandigheden.

Het aangevraagde P18 Porthos-opslagvergunninggebied bevindt zich nabij de monding van de haven van Rotterdam en daarmee een uiterst drukbevaren deel van de Noordzee. Het kan geconstateerd worden dat het

⁸ B. Willemsen (2020). 4D Screening Porthos. Screening studie door ExxonMobil.

plannen en uitvoeren van een (toekomstige) seismische verkenning onder deze omstandigheden vanuit logistiek en operationeel oogpunt buitengewoon ingewikkeld is en blootstelt aan allerlei toegevoegde, nieuwe risico's , gevaren en bedreigingen die hier niet verder uitgewerkt zijn.

Monitoring van het opslagcomplex om mogelijke lekkage van CO₂ op te sporen en in kaart te brengen is vooral gericht op monitoringinstrumenten die aan het oppervlak (zeebodem) kunnen worden ingezet om ontsnappend CO₂-gas te identificeren, of op monitoringinstrumenten binnen de bestaande putten. Dit wordt nader beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV).



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

6. Risicobepaling insluiting putten

6.1. Introductie

Dit hoofdstuk beschrijft de risicoanalyse die betrekking heeft op de putten in het CO₂-opslagcomplex. De putten vormen de directe verbinding van het oppervlakte met het reservoir met CO₂. Het is niet gewenst dat CO₂ uit een put stroomt en in de ondergrond, zee of atmosfeer terecht komt. Dit is niet gewenst vanwege de negatieve effecten van CO₂ op de klimaatverandering. Daarnaast kan tijdens het vrijkomen van CO₂ uit een put een gevaarlijke situatie voor personeel op of rond het platform ontstaan vanwege verstikkingsgevaar. Indien grote hoeveelheden CO₂ uit de put in de zee terecht komen, kan dit leiden tot sterke negatieve effecten voor het zeeleven.

Bowties voor lekkage uit putten

De risico's van CO₂-lekkage zijn beoordeeld aan de hand van twee bowties die de twee hoofdfasen vertegenwoordigen voor de putten in het project:

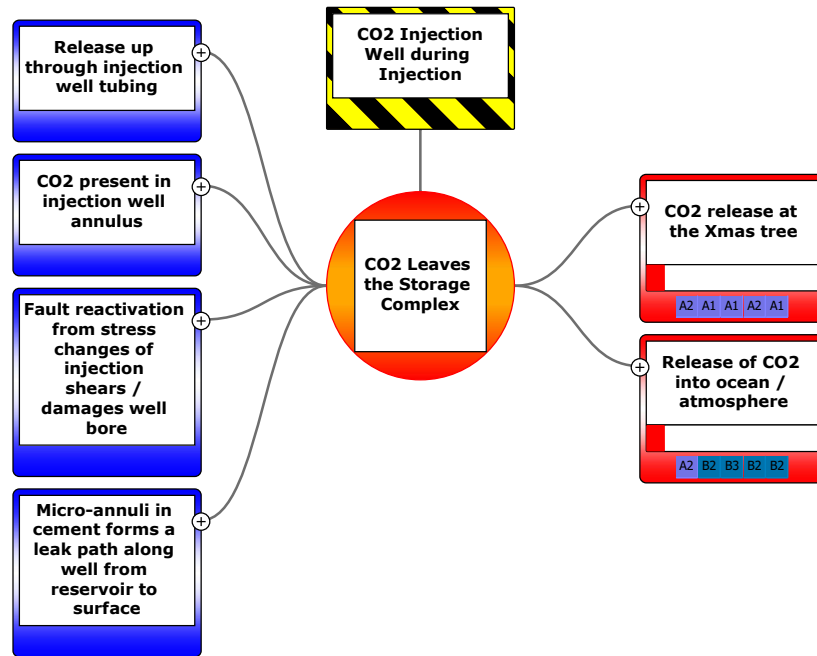
- Insluiting: lekkage door putten gedurende CO₂-injectie (bowtie 3, Figuur 33), beschreven in Paragraaf 6.2 en 6.3.
- Insluiting: lekkage door putten na afsluiting (bowtie 4, Figuur 34), beschreven in Paragraaf 6.4 en 6.5.

Het vrijkomen van CO₂ op het platform bij de wellhead of Xmas tree wordt gedetecteerd door de activiteiten die zijn gedefinieerd in het Monitoringsplan en de onderhoudsprocedures voor de installatie. Het vrijkomen van CO₂ langs de put (bijvoorbeeld via de lekkageroute van micro annuli) wordt hieronder besproken. Dit is gedaan voor de injectieput zowel tijdens injectie als na buitengebruikstelling.

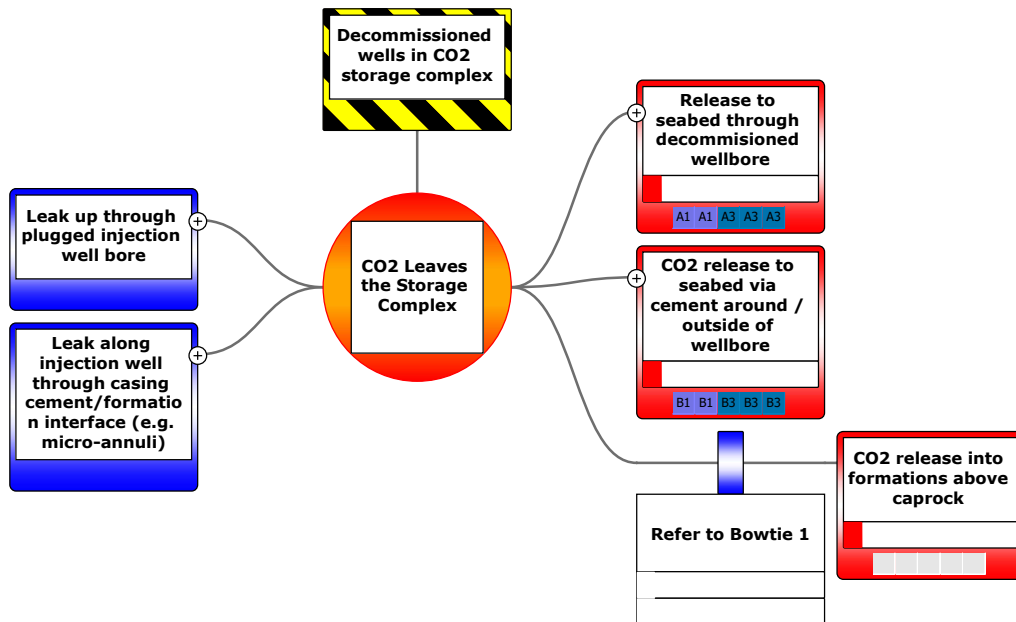
Conclusies van de bowtie-analyse

De conclusie is dat er effectieve barrières zijn en dat het risico van CO₂-lekkage langs de put zeer gering is.

Het risico dat CO₂ vrijkomt bij de zeebodem of in de oceaan-atmosfeer, is zeer gering. Indien er lekkage zou optreden zijn de mogelijke lekpercentages insignificant (orde-grootte 0,0001%, of minder, van het geïnjecteerde volume) met geringe effecten op de zee en atmosfeer.



Figuur 33 Bowtie 3, niveau 2, voor lekkagerisico's langs injectieputten tijdens injectie.



Figuur 34 Bowtie 4, niveau 2, voor lekkagerisico's langs injectieputten na buiten gebruikstelling.

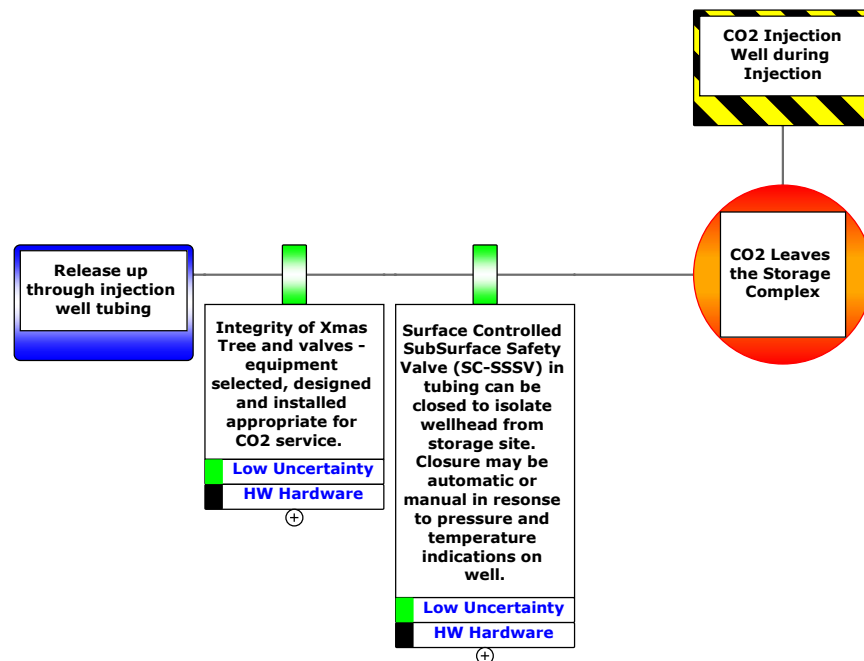
6.2. Bedreigingen en preventieve barrières in de put tijdens injectie

De putten waarmee CO₂-injectie wordt beoogd, zijn afgewerkt met een casing of liner die in de afsluitende laag (caprock) staat, gevolgd door een liner over het reservoir. De maten van de putafwerking langs de caprock variëren per put en kunnen een casing van 9 5/8", een liner van 7" of een liner van 5" zijn. De putten zijn afgewerkt met 5 1/2" tubing (opvoerserie) die onder in de put overgaat in 4 1/2" tubing.⁹

De putten worden geschikt gemaakt voor de CO₂-injectie door middel van een workover waarbij de completion wordt vervangen zoals beschreven in de beschrijving van het opslagsysteem (Deel 2). Tijdens de workover wordt de status van de productie casing/-liners en de cementatie daarvan geverifieerd.

6.2.1. Lekkage via de tubing van de injectieput

De tubing (of beter gezegd de completion) heeft twee barrières om uitstroming bij de putmond op het platform te voorkomen: de vanaf het platform gestuurde ondergrondse veiligheidsklep (surface controlled subsurface safety valve, SSSV) en de diverse afsluiters en afdichtingen op de Xmas tree (spuitkruis). Deze twee barrières worden regelmatig getest als onderdeel van de onderhoudsprocedures voor de installatie. De SSSV en hoofdafsluiter op de Xmas tree worden met hydraulische druk opengehouden. In geval van problemen valt de druk weg en sluiten deze automatisch. Het zijn dus twee effectieve preventieve barrières met een lage onzekerheid.



Figuur 35 Preventieve barrières tegen het vrijkomen van CO₂ via de tubing van een injectieput.

⁹ Put P18-2A5 heeft een sectie met een tubing van 7" en P18-6A7 heeft alleen een tubing van 4 1/2".

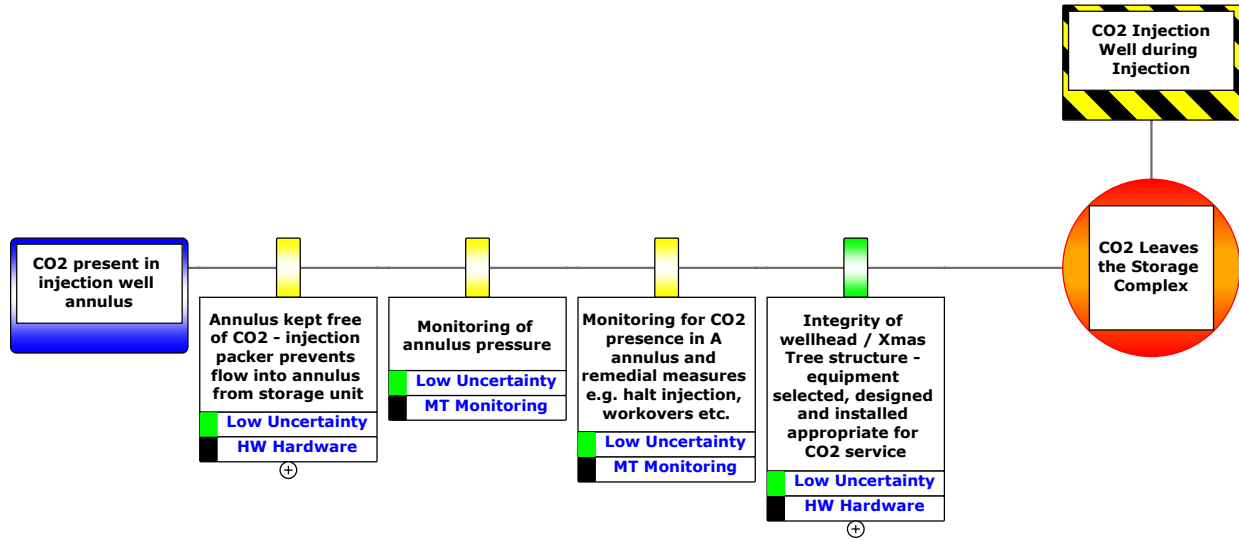
6.2.2. CO₂ in de annulus van de injectieput

Een lek in de completion is de volgende bedreiging in de put. Een lek in de completion veroorzaakt communicatie vanuit het reservoir met de A-annulus. De A-annulus is de ruimte tussen de completion en de casing (verbuizing) die aan de bovenkant is afgesloten door de wellhead/Xmas tree (puthoofd) en aan de onderkant door de productiepacker. De druk in de A-annulus wordt online gecontroleerd en afwijkingen worden dus gedetecteerd, zoals beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV). De A-annulus heeft een stikstofkussen om de drukvariaties als gevolg van temperatuurschommelingen te beperken. Een klein lek in de completion zal daardoor mogelijk met enige vertraging worden opgemerkt in de A-annulus. Een significant lek zal direct worden opgemerkt.

Een put heeft een primaire en secundaire integriteitsbarrière envelop (zie Beschrijving Opslagsysteem (Deel II)). Druk in de A-annulus is een indicatie dat er een probleem is met een van de twee. De CO₂ is nog volledig beheerst met de resterende integriteitsbarrière envelop. Stappen moeten wel worden ondernomen om dit verder te onderzoeken en te herstellen. Dat begint met bevestiging van de aanwezigheid van CO₂ door middel van monsters van de A-annulus. Verdere stappen zoals stoppen van injectie en het repareren van de put staan beschreven in het Plan van Corrigerende maatregelen (Deel V).

De packer en wellhead/Xmas tree vormen effectieve barrières met lage onzekerheid, waarbij de wellhead/Xmas tree regelmatig worden getest als onderdeel van de onderhoudsprocedures voor de installatie.

Monitoring van de A-annulus druk vindt plaats met lage onzekerheid, maar de effectiviteit voor een kleine lekkage is enigszins vertraagd door het stikstofkussen. Het Plan van Corrigerende maatregelen bevat activiteiten die een lek kunnen corrigeren met lage onzekerheid. Het uitvoeren van deze plannen zal enige tijd kosten (bv. mobiliseren van een boortoren) waardoor de effectiviteit als gedeeltelijk is ingeschat.



Figuur 36 Preventieve barrières voor CO₂ in de annulus van een injectieput.

6.2.3. Putschade door Breukreactivatie

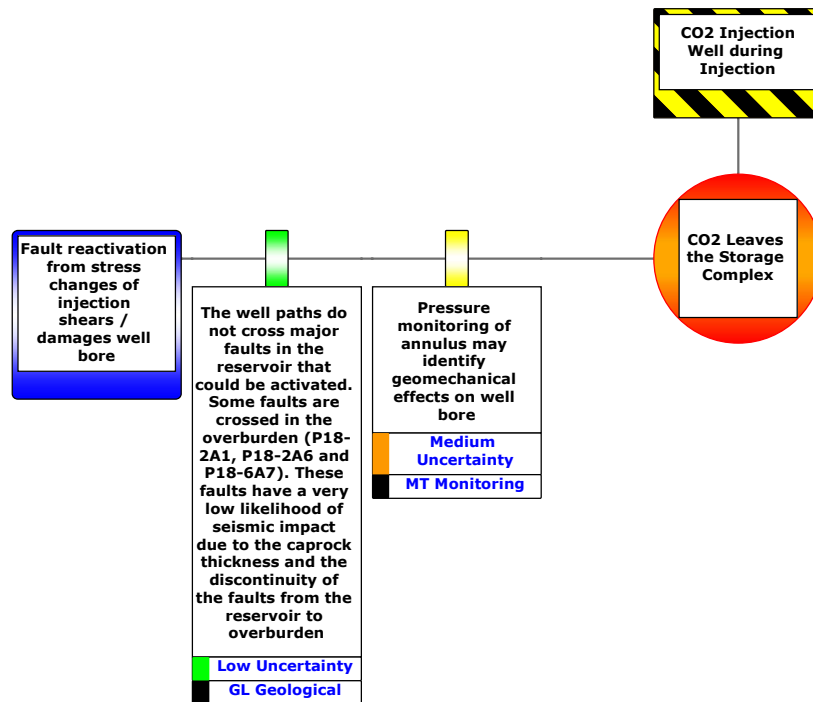
Putten P18-2A1, P18-2A6 en P18-6A7 doorkruisen enkele breuken in de overburden. Geen van de putten kruisen seismisch detecteerbare breuken in de caprock en/of op reservoir niveau.

Detecteerbare seismische activiteit wordt in de omgeving van de P18-reservoirs niet verwacht. De Seismische Risico Analyse (zie delen II en III van deze vergunningsaanvraag) heeft aangegeven dat de kans op een breukreactivatie in de overburden uiterst gering is, mocht er toch een meetbare seismische activiteit optreden.

De kans op verschuivingen en putschade diep in de put is derhalve uiterst gering. De discontinuïteit van de meeste breuken vormt een effectieve preventieve barrière met een lage onzekerheid. Er is slechts één significante en seismisch detecteerbare breuk die zich vanuit het bovenste deel van de caprock uitstrekt in de overburden (P18-2 West). Deze breuk wordt niet door putten doorsneden.

Afhankelijk van de grootte van de verschuivingen zullen de gevolgen gemeten kunnen worden door middel van de annulus monitoring. Monitoring van de effecten van putschade is met medium onzekerheid en gedeeltelijk effectief, omdat het afhankelijk is van de grootte van de schade.

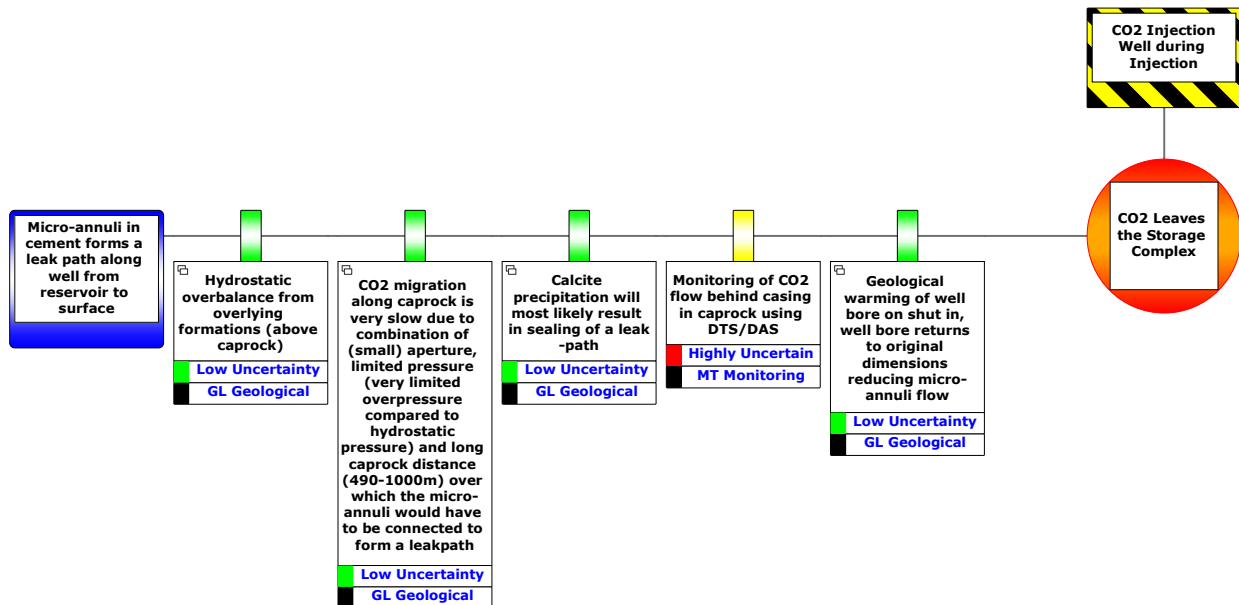
Als er inderdaad putschade zou ontstaan, zal er mogelijk CO₂ kunnen vrijkomen in de tubing en/of annulus. De barrières voor die twee situaties zijn hierboven beschreven en voor beide situaties zijn er effectieve preventieve barrières met een lage onzekerheid.



Figuur 37 Preventieve barrières tegen putschade vanwege breukreactivatie.

6.2.4. Micro-annulaire lekkage langs een put

Deze bedreiging heeft betrekking op het risico van CO₂-lekkage langs de put. Injectie van CO₂ met een lagere temperatuur dan de temperatuur van het omliggende gesteente kan thermische contractie veroorzaken in en rond de putten. Mogelijk leidt dit tot ontbinding van casing-cement en cement-formatie interfaces, waardoor kleine kieren/openingen ontstaan (parallel aan de put) die micro-annuli worden genoemd. Deze kunnen lekpaden vormen als ze over het lange interval van de afsluitende laag (caprock) aaneengesloten zijn en een verbinding vormen naar de formaties boven de caprock. De eigenschappen van de micro-annuli en de drukomstandigheden bepalen of opwaartse CO₂-migratie kan plaatsvinden en of aanhoudende lekkage via micro-annuli waarschijnlijk is. Dit wordt bekeken langs de preventieve barrières en herstelbarrières voor deze bedreiging.



Figuur 38 Preventieve barrières tegen micro-annulaire lekkage langs een injectieput.

De volgende preventieve barrières zijn geïdentificeerd voor de bedreiging van een lekkage langs een injectieput.

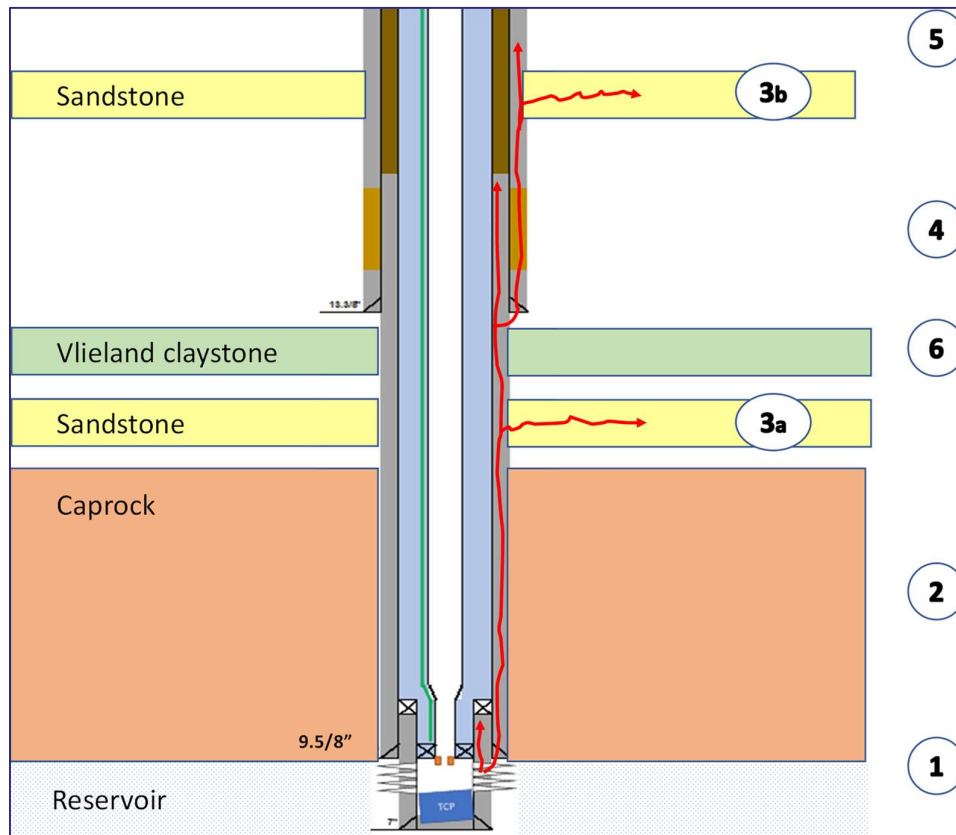
- Hydrostatische overdruk van bovenliggende formaties: De mogelijke CO₂-stromen via micro-annuli kunnen alleen plaatsvinden als de lokale reservoirdruk boven de hydrostatische druk ligt (in de laatste paar jaren). De gemiddelde einddruk in het reservoir zal om deze reden niet hoger worden dan de hydrostatische druk op datum diepte.
- Als CO₂-migratie zou plaatsvinden, zal de lekkage insignificant zijn: <0,00016% van de geïnjecteerde massa CO₂. Dit is omdat de micro-annuli erg klein zijn (<65 micron), mogelijke overdruk uit het reservoir beperkt is en eventuele stroming moet plaats vinden door een lang klein lekpad langs de gehele afsluiting (caprock >490 meter MD).
- Micro-annuli worden hoogstwaarschijnlijk afgesloten door minerale precipitatie van calciet, als gevolg van een chemische reactie van de CO₂ met het cement die mogelijk is door de zeer lage stroomsnelheid.
- Monitoring van CO₂-migratie achter de casing in de caprock van volumes zoals genoemd bij punt 2 zijn met DTS/DAS niet meetbaar. Mochten er onverwacht grotere micro-annulaire stromen optreden dan zal met behulp van DTS/DAS deze tijdig geregistreerd worden.
- Geothermische opwarming van de put na insluiting zal zorgen dat micro-annuli kleiner worden.

De bovenstaande barrières zijn effectief en hebben een lage onzekerheid. Uitzonderingen zijn de hydrostatische druk en monitoring. Hydrostatische druk is gedeeltelijk effectief omdat de lokale druk tijdelijk boven hydrostatisch uit kan komen. Monitoring heeft een grote onzekerheid en is daarom maar gedeeltelijk effectief, omdat een mogelijke lekkage ook in het hoogscenario lager is dan de resolutie van de DTS/DAS monitoring.

Micro-annulaire lekkage is onderzocht en gedocumenteerd in *Well containment note, Porthos 2020* (bijlage). In de volgende paragrafen wordt een kort overzicht gegeven van de aanpak en conclusies van dit document.

6.2.4.1. Mogelijke micro-annuli langs een injectieput

Voorafgaand aan verdere bespreking van de barrières zijn hieronder de mogelijke lekpaden weergegeven in een vereenvoudigd putdiagram (niet op schaal).



Figuur 39 Putschema met mogelijke CO₂-lekpaden langs een injectieput.

De mogelijke micro-annulaire lekpaden en een korte beschrijving van de waarschijnlijke rol bij CO₂-migratie of -lekkage zijn:

1. Lekkage door het overlappende deel tussen de productie casing en liner (liner lap): als er micro-annuli ontstaan in het cement in de liner lap of als de liner lap niet volledig is gecementeerd, kan CO₂ in de liner lap komen als een drukval plaatsvindt. De linerophanging vormt echter een barrière waardoor er geen flow of drukval kan optreden in de liner lap. De druk boven de linerophanging is hydrostatisch of hoger (afhankelijk van toevoegingen aan het water in de annulus).
2. Afdichtende laag (caprock): lekpad langs en in het cement van de casing. De putten zijn langs de caprock gecementeerd over een afstand van 490 meter of meer en bestaan uit secties met goed cement en secties met slecht/afwezig cement. De putten hebben voldoende goed cement langs de caprock om te dienen als adequate cementbarrière langs de caprock in de putten en om lekkage van CO₂ te voorkomen.

Secties met goed cement zijn echter het meest gevoelig voor ontbinding en formatie van micro-annuli als gevolg van de CO₂-injectie bij lage temperaturen. Voor het creëren van een lekpad vanaf het reservoir naar de overburden, over de gehele dikte van de caprock, moet ontbinding optreden langs alle secties met goed cement om secties met slecht cement te verbinden. De kans dat micro-annuli ontstaan in alle goede delen cementatie en een continu lekpad creëren, wordt als erg gering ingeschat.

De mogelijke flow via micro-annuli wordt behandeld in Paragraaf 6.2.4.2.

3. Watervoerende (zand-)lagen boven de caprock: als de micro-annuli een lekpad bieden voor de CO₂ langs de caprock, passeert deze daarna meerdere watervoerende zandlagen in het puttraject boven de caprock. Mits de druk van de CO₂ op dit punt hoger is dan de hydrostatische druk, kan de CO₂ verder naar boven migreren in de micro-annuli, of kan de CO₂ lateraal migreren naar de permeabele watervoerende zandlaag die ook een hydrostatische druk heeft. Laterale migratie is mogelijk omdat er secties zijn met minder cementbinding in de overburden.

Tussen de caprock en de Vlieland Kleisteen (seal) bevinden zich verschillende watervoerende zandformaties: Delft Zandsteen (Nieuwerkerk Fm), Rijswijk Zandsteen, Berkel Zandsteen en IJsselmonde Zandsteen (Vlieland Zandsteen Fm). De Delft Zandsteen heeft een beperkte laterale continuïteit, terwijl de andere drie een goede laterale continuïteit hebben. De hoeveelheid CO₂ die mogelijk weglekt via micro-annuli is klein en de watervoerende zandlagen hebben een voldoende capaciteit om die hoeveelheid op te slaan. (punt 3a in Figuur 39).

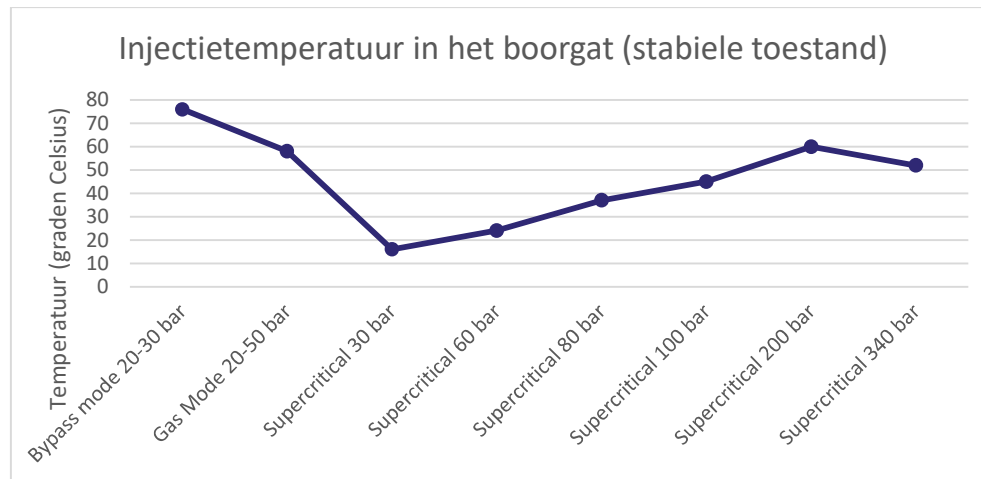
4. Als bovenstaande 3 mechanismen als barrières zouden falen, kan de CO₂ verder migreren naar de volgende casing waar er een overlap is tussen de twee casings die is gecementeerd. Net als in punt 1 geldt dat de druk boven de gecementeerde overlap hydrostatisch of hoger is. Als zich een lekpad vormt, is de drukval over deze lange afstand zodanig dat de flow minimaal is onder de hydrostatische druk in de annulus.
5. De CO₂ zou verder kunnen ontsnappen rond de casing schoen van 13 3/8" en buiten de casing van 13 3/8" omhoog stromen. Voorwaarde hiervoor is dat de CO₂ die vanuit het reservoir door de micro-annuli stroomt (met een drukverlies) voldoende overdruk behoudt om tegen de hydrostatische druk in te stromen. Dit is niet waarschijnlijk op de lange termijn (bijvoorbeeld na de injectieperiode). Aan het einde van de injectieperiode, wanneer alleen de lokale injectiedruk hoger kan zijn dan de hydrostatische druk, zou deze druk kunnen zorgen voor een minimale CO₂-stroom. Maar dit effect zal van korte duur zijn en de CO₂ zal waarschijnlijk stromen naar de tussenliggende watervoerende zandsteenformaties.
6. De aanwezigheid van natuurlijk afsluitende kleisteenlagen in de Vlieland Kleisteen Formaties verlaagt de waarschijnlijkheid dat een lekpad zich verder langs de wellbores boven de Vlieland Kleisteen Formatie voortzet. Het is aannemelijk (vanuit ervaring met *squeezing clay* bij het boren van putten door de Vlieland) dat de Vlieland Kleisteen Formatie elk lekpad blokkeert en dat alle CO₂ die voorbij de caprock migreert, wordt gedwongen om lateraal te migreren naar de onderliggende watervoerende zandsteenlagen van de Vlieland Zandsteen Formatie en Nieuwerkerk Formatie (lekpad 3a in Figuur 39).

6.2.4.2. Potentiële stromen via micro-annuli

De potentiële migratie via micro-annuli is in fasen bepaald: temperatuurprofiel, openingsgrootte, drukcondities en stroomberekening. In deze paragraaf worden drie preventieve barrières behandeld:

1. Hydrostatische overdrukbalans van bovenliggende formaties
2. CO₂-migratie zal insignificant zijn door een combinatie van factoren (< 0,00016 % van de geïnjecteerde massa CO₂). De factoren zijn dat de micro-annuli erg klein zijn, er maar een beperkte overdruk zal zijn voor eventuele stroming en dat de stroming plaats moeten vinden door een lang lekpad langs de gehele afsluiting dat ook verbonden moet zijn over die lange afstand.
3. Geothermische opwarming van de wellbore na insluiting waardoor micro-annuli kleiner worden

De CO₂-temperatuur in het boorgat van de injectieput verandert gedurende het project, zoals weergegeven in de onderstaande figuur.



Figuur 40 Injectietemperatuur in het boorgat (stabiele toestand).

De injectietemperatuur ligt rond de 60-80°C wanneer de CO₂ aanvankelijk in gasfase wordt geïnjecteerd. Bij de overgang naar de superkritische fase (bij een reservoir druk tussen 30 en 50 bar) daalt de temperatuur tot ongeveer 15°C (de hydraat controle temperatuur) wanneer bij lage reservoirdruk wordt geïnjecteerd. Dit is vanwege de drukval over de regelklep bij de putmond (Joule-Thomson-effect). Tijdens de projectvoortgang stijgt met toenemende reservoirdruk de injectietemperatuur tot ongeveer 50°C aan het einde van de injectiefase. In de laatste fase van het project (reservoirdruk > 200 bar) daalt de injectietemperatuur een beetje omdat de druk in de hogedruk aanvoerleiding wordt verhoogd naar 125 bar, wat zorgt voor meer drukval bij de putmond en de bijbehorende afkoeling (JT-effect).

Injectie van CO₂ bij een lagere temperatuur dan de temperatuur van het omliggende gesteente kan thermische contractie veroorzaken in en rond de putten. De spanning die het gevolg is van afkoeling, is aanzienlijk groter dan de bindingskrachten van het cement. Daarom is het waarschijnlijk dat ontbinding optreedt en daarmee de formatie van micro-annuli plaats vindt. De openingen van de micro-annuli worden grotendeels bepaald door de temperatuur (*Well containment note, Porthos 2020*). Een eenvoudig model is gedefinieerd voor het berekenen van de opening van micro-annuli als functie van de temperatuur. Temperatuurmodellering van een putdoorsnede is gedaan met DIANA, een niet-lineaire eindige-elementensimulator, zie *CO₂ storage feasibility in the P18-2*

depleted gas field, TNO 2019 (bijlage). Hierbij is rekening gehouden met het feit dat de annulusvloeistof in de putsectie langs de caprock een goede isolator is en de afkoeling van de casing, cementmantel en formatie vertraagt. De micro-annulus opening op een positie halverwege de caprock in de putten tijdens injectie wordt getoond in Tabel 1.

Na insluiting warmen de putten geleidelijk op en wordt de opening van micro-annuli kleiner. Na één maand is de opening al aanzienlijk kleiner (< 10 micron) en na een periode van ongeveer zes maanden is deze gestabiliseerd, omdat de put langs de caprock weer tot de geothermische temperatuur is opgewarmd. Studies tonen aan dat het zeer waarschijnlijk is dat de micro-annuli een residuele opening zullen houden, er wordt uitgegaan van 10 micron. Dat is opgenomen in Tabel 1 hieronder voor het basisscenario.

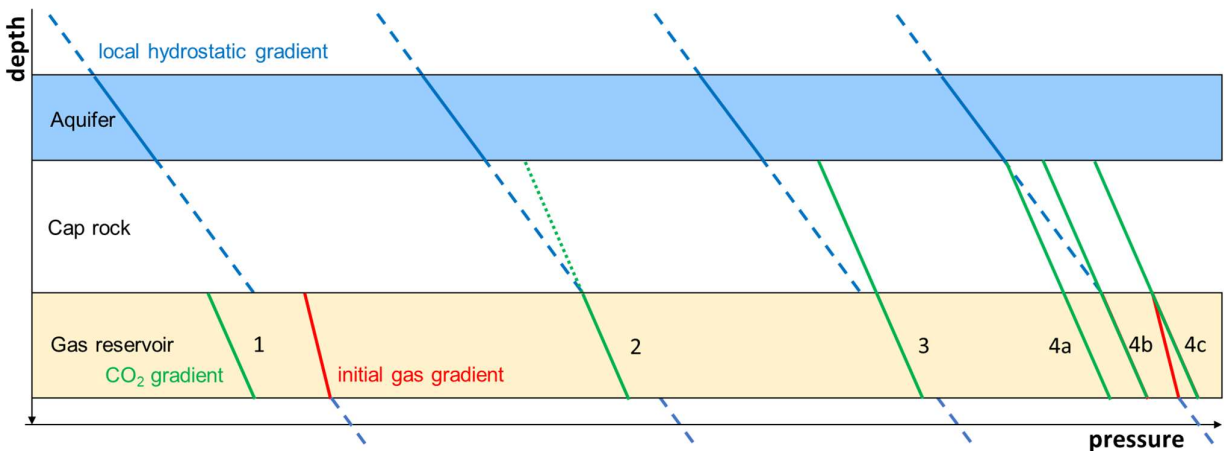
Tabel 1 Openingen voor micro-annuli op een positie halverwege de caprock in de putten (eenheid micron).

Put type		Basisscenario			Hoog scenario		
Casing	Tubing	Injectie		Ingesloten	Injectie		Ingesloten
		CO ₂ temp eerste fase <50°C	CO ₂ temp latere fase > 50°C	Overgebleven	CO ₂ temp eerste fase* <50°C	CO ₂ temp latere fase > 50°C	Overgebleven
9 5/8"	5 1/2"	35	30	10	65	60	40
7"	4 1/2"	30	25	10	60	55	40

Gezien de onzekerheid over de initiële status van de cementmantel/micro-annuli bij het begin van de CO₂-injectie, is een hoogscenario gedefinieerd: basisscenario plus 30 micron onzekerheidsmarge voor de initiële opening. De openingen die hier worden gebruikt voor de berekeningen zijn kleiner dan de 100 micron die werd aangenomen in *CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field*, TNO 2019.

De mogelijke CO₂-stromen via micro-annuli kunnen alleen plaatsvinden als de lokale reservoirdruk boven de hydrostatische druk komt, dus in de latere projectfase. De condities voor de latere projectfase (injectie van CO₂ bij >50°C) zijn gebruikt voor berekeningen van mogelijke CO₂-migratie via micro-annuli.

De drukcondities langs de put zijn beoordeeld, waarbij 4 fasen zijn onderscheiden.



Figuur 41 Drukcondities langs de put in de verschillende fasen van reservoirdruk.

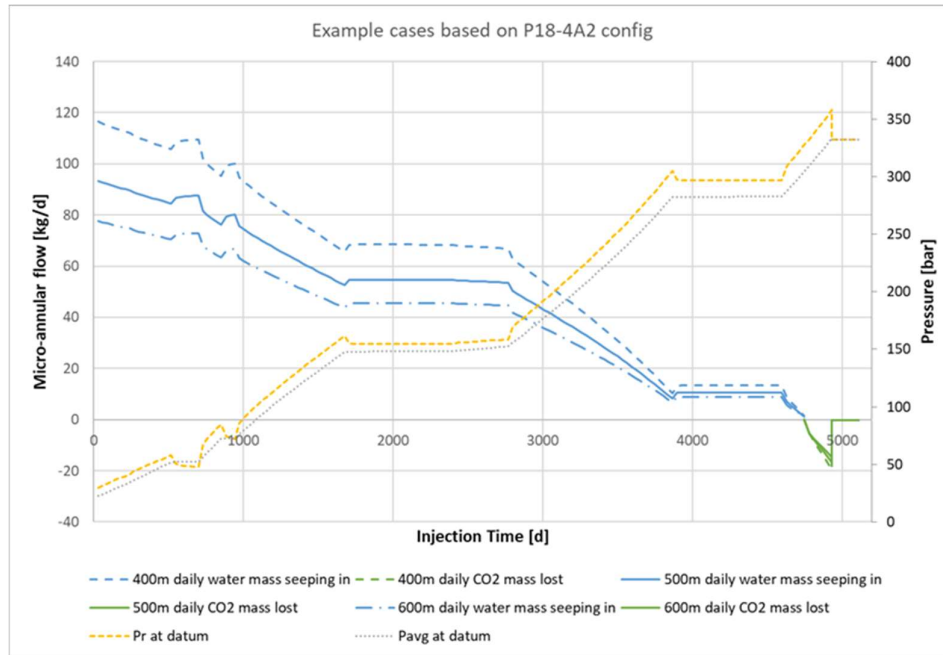
De vier fasen zijn:

- Fase 1: drukopbouw vanwege CO₂-injectie. Als er een continue micro-annulus langs de hele caprock zou zijn, is deze nu gevuld met formatiewater, waardoor de druk in de micro-annulus aan de onderkant van de caprock gelijk is aan de hydrostatische druk, die in deze fase hoger is dan de lokale reservoirdruk.
- Fase 2: de reservoirdruk bij de put aan de bovenkant van het reservoir is in evenwicht met de lokale hydrostatische druk (de micro-annulus is nog gevuld met formatiewater).
- Fase 3: de lokale reservoirdruk bij de put overschrijdt de lokale hydrostatische druk. Door dit drukverschil kan een continue micro-annulus nu gevuld worden met CO₂. De lokale reservoirdruk is in deze fase hoger dan de hydrostatische druk doordat de injectie lokale overdrukken kan veroorzaken (tijdelijk, alleen tijdens injecteren).
- Fase 4: de reservoirdruk na einde injectie kan uitkomen op drie mogelijkheden: 4a: de druk boven in de CO₂-kolom in de micro-annulus is gelijk aan de lokale hydrostatische druk. 4b: de druk aan de bovenkant van het reservoir bij de put is gelijk aan de lokale hydrostatische druk (dit is het uitgangspunt voor de verdere berekeningen). 4c: de druk aan de bovenkant van het reservoir bij de put is gelijk aan de initiële reservoirdruk (deze situatie 4c zal niet voorkomen in het project).

In de *Well containment note, Porthos 2020* is beschreven dat de krachten die werken op potentiële CO₂-bubbels aanzienlijk zwakker zijn dan de drukken die werken op de micro-annulus-reservoir interface en dat deze krachten daarom in alle situaties als verwaarloosbaar kunnen worden beschouwd. De notitie laat ook zien dat de capillaire krachten die kunnen werken op het micro-annulaire systeem ook vele malen kleiner zijn dan de drijfkrachten door druk. Deze zijn daarom eveneens beoordeeld als verwaarloosbaar.

Het risico van CO₂-migratie langs de afsluitende laag ontstaat tijdens de laatste jaren van het injectieproject, wanneer de lokale reservoirdruk (rondom de put) de lokale hydrostatische druk overschrijdt tijdens injectie. Voor het stromen van CO₂ is een continu lekpad (micro-annulus) langs de caprock vereist. Dat is de veronderstelling voor de berekeningen hieronder. In de praktijk is het echter hoogst onwaarschijnlijk doordat een micro-annulus door precipitatie geblokkeerd raakt. Dit is in de volgende Paragraaf 6.2.4.3 beschreven.

De potentiële micro-annulaire stroming is berekend door middel van een analytische vergelijking voor massafloei stromen en het voorbeeldresultaat voor één put wordt getoond in Figuur 42.



Figuur 42 Micro-annulaire stroomsnelheden vs tijd voor voorbeeldlengten van stroompaden.

Voorbeeldlengten van lekpaden van 400 meter, 500 meter en 600 meter zijn gebruikt met een equivalente afstand tot watervoerende zandformaties boven de caprock (de caprock lengte van P18-4A2 is ongeveer 500 meter). Een negatieve stroming (de groene lijn) betekent een opwaartse stroom. In dit simulatiescenario stopt de injectiesimulatie na ruim 13 jaar omdat het reservoir dan gevuld is. Aan de rechterkant zijn de gemiddelde reservoirdruk (P_{avg}) en de lokale reservoirdruk bij de put (P_r) opgenomen. Deze beide drukken zijn gelijk na insluiting.

In fase 1 (0 - ~ 3800 dagen) stroomt water naar beneden als er een continu lekpad bestaat. Deze situatie blijft bestaan totdat fase 2 is bereikt (~3800 dagen) en de drukken bij de micro-annulus-reservoir interface in evenwicht zijn. In deze simulatie is de injectie dan tijdelijk gestopt en weer begonnen op ~4750 dagen voor ongeveer 200 dagen. Gedurende deze 200 dagen stroomt CO_2 door de micro-annuli langs de caprock. Na insluiting op ~4950 dagen blijft er een kleine stroom over omdat de lokale reservoir druk (P_r) weer gelijk is aan de P_{avg} die op dat moment hydrostatisch of lager is.

Voor de vijf putten in P18-2 en P18-4 zijn berekeningen uitgevoerd om de potentiële CO_2 -stromen gedurende fase 3 en 4 te bepalen voor het basisscenario en het hoogscenario. Put P18-6A7 is niet meegenomen omdat wordt aangenomen dat deze fase 3 niet bereikt. De stroom wordt berekend voor de laatste fase van de CO_2 -injectie en voor zes maanden na insluiting. Deze twee periodes worden gebruikt om de mogelijk gemigreerde CO_2 -massa te berekenen voor een situatie waarin de putten twee jaar na insluiting buiten gebruik worden gesteld.

Tabel 2 Berekende gemigreerde CO₂-massa (in kg) voor het basisscenario en het hoogscenario.

Put	Basisscenario			Hoog scenario		
	Tijdens CO ₂ -injectie	Per 6 maanden na einde injectie	Totaal incl. 2 jaar tot afsluiting	Tijdens CO ₂ -injectie	Per 6 maanden na einde injectie	Totaal incl. 2 jaar tot afsluiting
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	979	5.285
2A6	-	-	-	-	-	-
Total	2.996	133	3.528	25.102	8.520	59.183

Als de putten eenmaal zijn ingesloten, wordt de leksnelheid aanzienlijk verlaagd tot 0,7 kg per dag en 47 kg per dag voor de 5 putten in totaal voor respectievelijk het basisscenario en het hoogscenario. De potentie om te stromen wordt gestopt bij de afsluiting van de putten, doordat het lekpad dan verdwijnt.

Aan het basisscenario en het hoogscenario liggen verschillende conservatieve aannames ten grondslag, wat impliceert dat de bovenstaande cijfers conservatief zijn. Deze aannames zijn onder meer:

- 1 De berekening van de opening is uitgevoerd met een eenvoudig model dat alleen is gebaseerd op thermische effecten en dat het effect negeert van eventuele resterende spanningen in het cement en de omliggende formaties die de micro-annuli kunnen samendrukken en dus verkleinen;
- 2 Elke overschatting van de openingen heeft gevolgen voor de geschatte stroom, omdat dit afhankelijk is van de derdemacht van de opening (a) via de formule: $kA \sim a^3$. Deze kubieke wetmatigheidsverhouding negeert een niet-ideale stroming en effecten zoals oppervlakteruwheid en kan daarom als een conservatieve benadering worden beschouwd;
- 3 De lengte van de cementering langs de caprock is conservatief verminderd in de berekeningen.
- 4 Het berekenen van micro-annulaire stromen door middel van een analytische vergelijking is een behoorlijke vereenvoudiging. Het is waarschijnlijk dat de leksnelheid hierdoor sterk wordt overschat, omdat er geen rekening wordt gehouden met de complexiteit van de transportprocessen en de gesteente-eigenschappen.

De berekende hoeveelheid CO₂-massa die potentieel kwijt is geraakt na de injectieperiode inclusief twee jaar insluiting (voor definitieve afsluiting) van de putten is voor het basisscenario en het hoogscenario in de orde-grootte 0,00001% en 0,0001% (respectievelijk) van het totale geplande injectievolume. Dit kan als insignificant beschouwd worden.

Concluderend zijn er twee effectieve barrières (en een gedeeltelijke effectieve) met een lage onzekerheid voor een 'stroom via micro-annuli' langs de put. Het risico van lekkage via micro-annuli langs de put is dus zeer gering en de potentiële lekkagevolumes zijn insignificant.

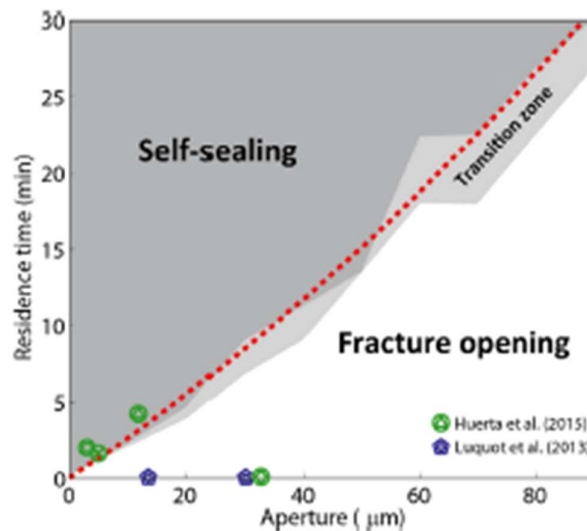
1. Hydrostatische overbalans van bovenliggende formaties. Het risico van CO₂-migratie is uitsluitend aanwezig tijdens de laatste jaren van de injectieperiode wanneer de lokale reservoirdrukken de hydrostatische druk overschrijden. Eerder zal er geen CO₂-migratie via micro-annuli uit het reservoir ontstaan.
2. Als CO₂-migratie zal plaatsvinden, zal dit met kleine hoeveelheden plaats vinden. Wanneer de lokale reservoirdrukken de hydrostatische druk bereiken, kan CO₂ opwaarts migreren (laatste 1-2 jaar van

injectie). Schattingen die zijn gedaan met conservatieve aannamen en een conservatieve analytische stroombenadering, geven aan dat de totale gelekte massa minder dan 59 ton zou zijn voor de laatste periode van injectie (1-2 jaar) en twee jaar insluiting. Dit is een ordegrrootte 0,0001% van de geïnjecteerde massa CO₂ en is daarmee een te verwaarlozen hoeveelheid. Voor het bestaan van een stroom is nog wel vereist dat een continu micro-annulus lekpad langs de lange caprocksectie bestaat en die niet mag worden verstoord (zie ook de volgende paragraaf over minerale afzetting). Het is daarom onzeker of en voor hoe lang CO₂ via de micro-annuli zou kunnen migreren.

3. Geothermische opwarming van de put na insluiting, waardoor micro-annuli kleiner worden. Na één maand insluiting is de opening aanzienlijk kleiner en na zes maanden hebben de resterende micro-annulaire openingen een kleine residuele opening, waarbij voor de berekeningen uitgegaan is van 10 micron (en 40 micron in het hoog scenario). Een eventuele lekstroom van CO₂ is dan zeer laag geworden: 47 kg/d voor 5 putten in het hoogscenario.

6.2.4.3. Afsluiting van micro-annuli door minerale afzetting

Wanneer CO₂ de waterkolom binnen de micro-annuli verdringt en naar boven begint te migreren, vindt er een complexe chemische interactie plaats met het cement en het formatiewater. De combinatie van verblijftijd en de breedte van de opening bepaalt of de cementpaden van wellbores worden afgesloten of geopend door chemische reactie (voornamelijk calciet afzetting) en bepalen zo het lekkagepotentieel op lange termijn. Er zijn meerdere onderzoeken uitgevoerd naar de condities voor afsluiten of openen van de micro-annuli. (zie bijlage *Well containment note*, Porthos 2020). Brunet et al. (2016) hebben een reactief transportmodel ontwikkeld dat is gekalibreerd aan de hand van enkele experimenten. De simulatieresultaten worden hieronder weergegeven.



Figuur 43 Illustratie van de kritische drempel tussen vloeistofverblijftijd en initiële scheuropening (ref. Susan Carroll et al., *Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO₂ storage environments*, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 49 (2016), 149-160).

De resultaten geven aan dat de permeabiliteit van een scheur op lange termijn afhangt van de verblijftijd van de vloeistof en de breedte van de opening. Er is een duidelijke scheiding tussen de afsluiting- en de openingcondities. Uit Figuur 43 blijkt dat bij gescheurd cement met een hydraulische openingsgrootte van 90 micron of minder,

afsluiting kan worden waargenomen wanneer de verblijftijd 30 minuten of langer is. Deze verblijftijd geeft aan dat in geologische CO₂-opslagsystemen, waar de lengte van gecementeerde intervallen tientallen meters is, de verblijftijd waarschijnlijk langer zal zijn (ervan uitgaande dat de scheur niet groot is).

Met betrekking tot de verblijftijd in de P18-reservoirs van het Porthos-project is het van belang dat de reservoirdruk geleidelijk toeneemt tot hydrostatische druk. Op basis van de resultaten van de reservoirsimulatie is de druk aan het einde van de injectiefase slechts enkele bars boven hydrostatisch op de putlocaties. Dit betekent dat het drukverschil dat nodig is om CO₂ in de micro-annulus te laten stromen, geleidelijk wordt opgebouwd en slechts enkele bars bedraagt na insluiting. De opwaartse CO₂-migratie begint dus langzaam en heeft een verblijftijd die lang genoeg is om precipitatie te laten optreden en flow in de micro-annuli te stoppen. De caprock is minimaal 460 meter lang wat voldoende verblijftijd biedt voor calcië precipitatie in de micro-annuli.

In het Porthos-project vindt CO₂-migratie mogelijk plaats tegen het einde van het project wanneer de micro-annulus opening wordt berekend op ongeveer 30 micron in het basisscenario en in het hoog scenario 60 micron (voor een casing van 9 5/8", en minder voor een liner van 7") (zie ook Tabel 1).

De verblijftijd aan het einde van de injectieperiode is berekend. In het basisscenario heeft put P18-4A2 het hoogste lekvolume, met een maximum (bij de hoogste lokale overdruk aan het eind van het project) van 17 kg/d, of 0,19 g/s. Dit komt overeen met een stroomsnelheid van 0,01 m/s. Bij gebruik van een totaal micro-annuli lekp pad van 345 meter (een cementatiefactor van 75% van de caprock van 491 meter lang) resulteert dit in een verblijftijd van ten minste 560 minuten. Voor het hoog scenario zijn deze getallen: 134 kg/d, of 1,6 g/s en een snelheid van 0,04 m/s, wat resulteert in een verblijftijd van bijna 140 minuten. Deze verblijftijden zijn ruim langer dan de genoemde 30 minuten terwijl de micro-annulus opening minder is dan 90 micron.

Geconcludeerd wordt dat de combinatie van verblijftijd en kleine opening van de micro-annuli hoogstwaarschijnlijk resulteert in afsluiting van een lekp pad als gevolg van calcië precipitatie. Het is dus een effectieve barrière met een lage onzekerheid.

6.2.4.4. Monitoring van micro-annulaire CO₂-stroming met behulp van DTS/DAS

De completion wordt voorzien van optische monitoring in de vorm van een Distributed Temperature Sensing ("DTS") systeem (een glasvezelsysteem dat de temperatuur op elke meter diepte in de put meet) en een Distributed Acoustic Sensing ("DAS") systeem (een glasvezelsysteem dat trillingen kan detecteren). Een druk- en temperatuurmeter onder in de put net boven de productie packer en 200-500 meter boven de perforaties, zal geïntegreerd worden met het DTS-systeem.

Het DTS/DAS-systeem wordt geïnstalleerd aan de buitenkant van de completion. Temperatureffecten in micro-annuli aan de buitenkant van de put worden gedeeltelijk gemaskeerd door de annulus vloeistof die aanwezig is tussen de completion en de casing.

Als stroming via micro-annuli plaatsvindt is dit naar verwachting een kleine stroming, zoals hierboven beschreven, met weinig geluid en een klein effect op de temperatuur. Voor detectie moet de put worden ingesloten om het temperatureffect en geluid van de geïnjecteerde CO₂ weg te nemen, waardoor ook een deel van de druk wordt verminderd die de flow via de micro-annuli kan aandrijven. Maar ook dan is het zeer waarschijnlijk dat de effecten onder de detectiedrempel van DTS/DAS liggen.

Op jaarbasis (en waarschijnlijk met een hogere frequentie aan het einde van de injectieperiode wanneer mogelijk micro-annulaire flow plaats vindt) moeten de putten dus worden ingesloten voor een DTS/DAS-onderzoek om te controleren op micro-annulaire stroming.

Het is zeer waarschijnlijk dat het hoge scenario voor micro-annulaire stroming onder de detectiedrempel voor DTS/DAS ligt. Dit is geen probleem omdat de hoeveelheid micro-annulaire stroming in het hoge scenario insignificant is en geen negatieve invloed heeft op de overburden en de zeebodem / atmosfeer. Als er een significante ongecontroleerde CO₂-stroming zou plaatsvinden, zal deze gedetecteerd worden.

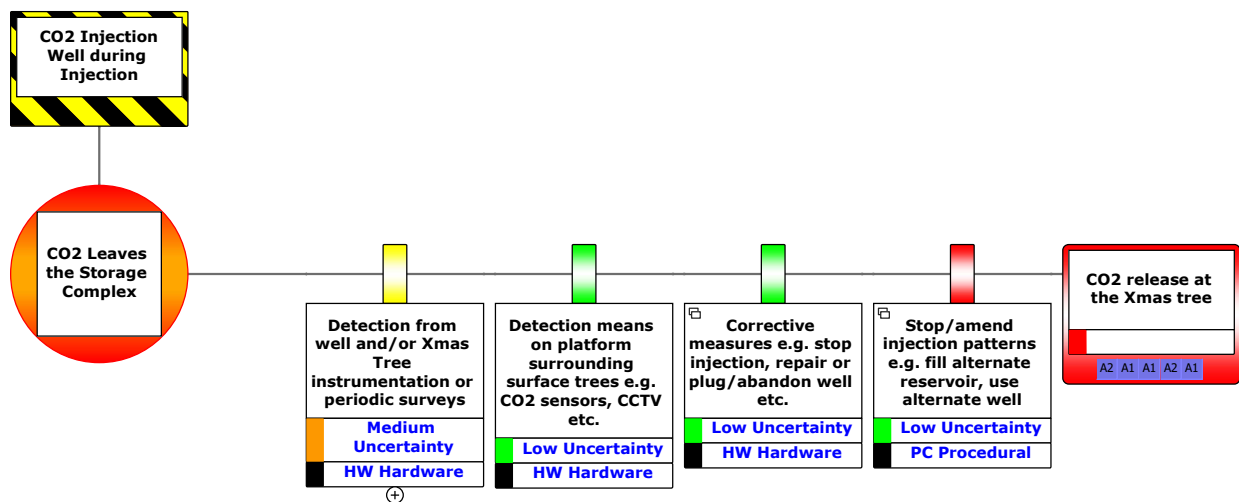
Monitoring van een CO₂-stroming langs de put met DTS/DAS heeft dus hoge onzekerheid voor de kleine stromen die berekend zijn, maar zal onverwachte grote stromen detecteren. Deze barrière is daarom gedeeltelijke effectief, terwijl de andere preventieve barrières voor micro-annulaire flow allemaal effectief met lage onzekerheid zijn.

6.3. Consequenties en herstelbarrières in de put tijdens injectie

6.3.1. Vrijkomen van CO₂ bij de wellhead en Xmas tree

Vrijkomen van CO₂ bij de wellhead en Xmas tree wordt gedetecteerd door instrumentatie en/of periodiek onderzoek (in geval van hele kleine lekverliezen). Detectie van lekkage zal primair plaats vinden door platform instrumentatie met hoge effectiviteit en lage onzekerheid. De instrumentatie in de put of Xmas tree zal het vrijkomen niet altijd direct detecteren nadat het al had aangegeven dat er een probleem is met een van de integriteits barrière enveloppen. Dat is daarom gedeeltelijk effectief met medium onzekerheid.

Bij detectie zal de injectie gestopt worden (effectief met lage onzekerheid) en herstellende acties ondernomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen. De injectieverdeling over de beschikbare putten kan eventueel worden aangepast, maar dat is waarschijnlijk ineffectief.



Figuur 44 Overzicht van herstelbarrières tegen vrijkomen van CO₂ bij de wellhead en X-mas tree.

6.3.1.1. Scenario voor financiële zekerheidstelling

Ten behoeve van de financiële zekerheidstelling (Deel 7) is het extreme scenario uitgewerkt dat alle preventieve barrières en alle herstelbarrières niet functioneren. Hierdoor ontstaat in het theoretische en worst case geval een vrije uitstroom vanuit het puthoofd (wellhead) of het bovengrondse deel van de put, naar de atmosfeer. Oorzaak

van zo'n vrije uitstroom kan voorgesteld worden als dat er geen of geen functionerende Xmas tree meer op de bovenkant van een put is aangesloten. Dit zou enkel het gevolg kunnen zijn van een ernstige calamiteit als gevolg van een catastrofale gebeurtenis op het platform, waarbij abrupt de X-mas tree, een deel van het platform of het gehele platform P18-A verwijderd raken. Daarbij zou dan bovendien op dat moment bij de desbetreffende put, de ondergrondse veiligheidsklep (SSSV) in de tubing niet functioneren. Beide gebeurtenissen hebben een uitzonderlijk lage kans van optreden en de kans dat beiden tegelijk optreden wordt beschouwd als nagenoeg nihil.

De Aanvragers hebben berekeningen laten uitvoeren door TNO voor de uitstroomvolumes die per put zouden kunnen vloeien naar de atmosfeer voor de eerste 5 jaar van operatie. Daarbij zijn de volgende uitgangspunten gebruikt, die in vele opzichten een vereenvoudigde weergave zijn op basis van worst case:

- i. De vrije uitstroom duurt 90 dagen.
- ii. De puthoofddruk is atmosferisch op 1,01325 bar.
- iii. De ondergrondse veiligheidsklep (SSSV) functioneert helemaal niet. (worst case).
- iv. De tubing is intact en zorgt voor een directe verbinding tussen de atmosfeer en het reservoir. (worst case)
- v. Het gedrag is *steady state*. Er vindt geen depletie plaats tijdens de uitstroom. In werkelijkheid zal de druk in het reservoir afnemen en daarmee de uitstroom verlagen. (worst case)
- vi. Modelling is met pure CO₂. Er wordt geen rekening gehouden met onzuiverheden en mengsel met aardgas vanuit het reservoir. (worst case)
- vii. De reservoirdruk wordt aangenomen per einde van een periode van 12 maanden injectie (worst case) en op basis van het geplande aanbod van CO₂ in de eerste 5 jaar.

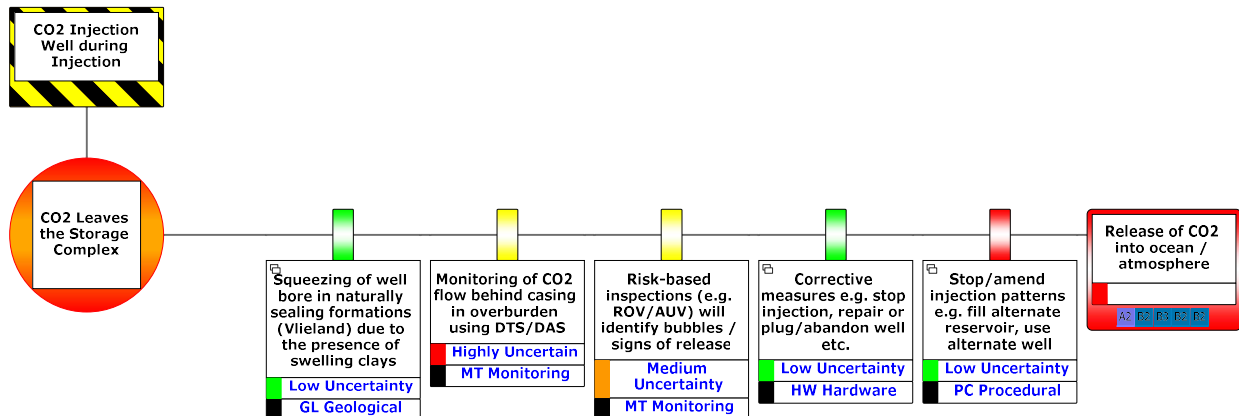
Tabel 3 CO₂-emissie bij 3 maanden vrije uitstroom.

CO₂ emissie bij 3 maanden free flow					
P18 - 4A2 - druk (bar)	33	50	66	78	90
P18 - 4A2 - emissie (kton)	37,4	57,0	75,9	90,3	106,0
P18 - 2A1 - druk (bar)	26	42	65	86	106
P18 - 2A1 - emissie (kton)	20,8	33,6	61,8	82,8	112,4
P18 - 2A3 - druk (bar)	26	42	65	86	106
P18 - 2A3 - emissie (kton)	18,2	30,5	53,1	71,0	95,4
P18 - 2A5 - druk (bar)	26	42	65	86	106
P18 - 2A5 - emissie (kton)	23,4	38,9	62,8	83,9	104,9
P18 - 2A6 - druk (bar)	26	42	65	86	106
P18 - 2A6 - emissie (kton)	10,7	18,2	32,5	43,0	74,2
P18 - 6A7 - druk (bar)	-	-	65	85	110
P18 - 6A7 - emissie (kton)	-	-	43,3	41,3	50,6
Worst case emissie (kton)	37,4	57,0	75,9	90,3	112,4

Opgemerkt kan worden dat in de eerste 3 jaar van integrale injectieoperaties geen CO₂-injectie is gepland in veld P18-6 en put P18-6A7. Reden hiervoor is dat de velddruk van de andere reservoirs eerst op hetzelfde niveau zal moeten zijn.

6.3.2. Vrijkomen van CO₂ in de zee/atmosfeer

Bij de bedreigingen is het scenario besproken dat de CO₂ vanuit het reservoir langs de caprock naar de overburden lekt. Nu wordt de consequentie besproken dat de lekkage verder gaat langs de put in de overburden. Daarbij wordt de lekkage beperkt op dezelfde manier als bij de migratie langs de caprock.



Figuur 45 Overzicht van herstelbarrières tegen vrijkomen van CO₂ langs een injectieput.

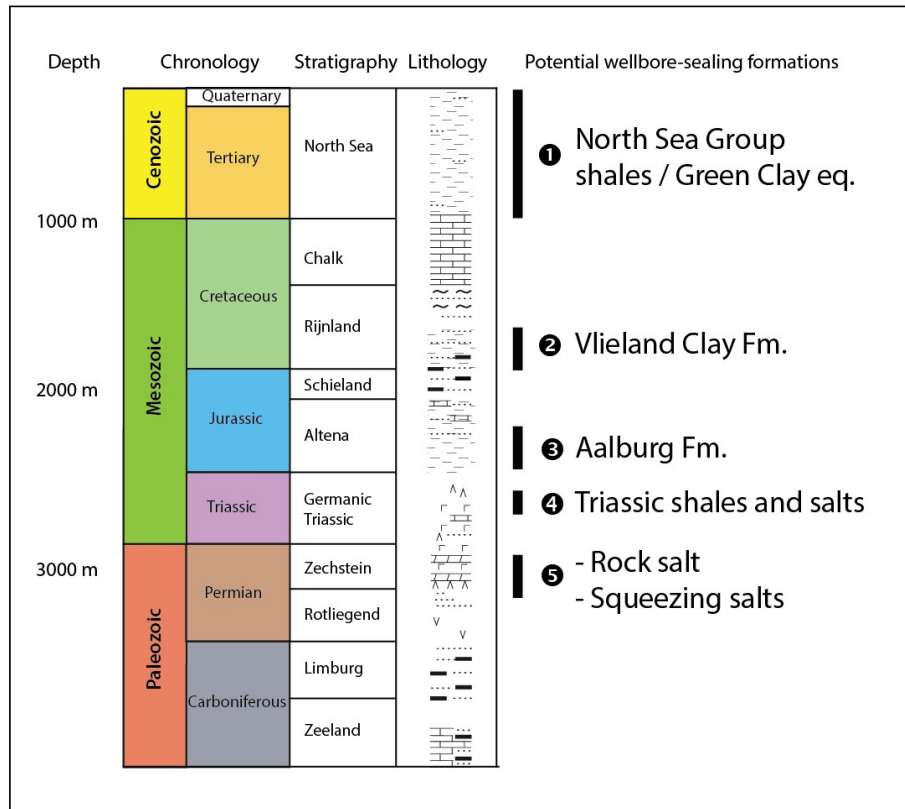
De volgende herstelbarrières zijn geïdentificeerd voor deze consequentie:

- Natuurlijk afsluitende formatie (Vlieland): In de overburden wordt de Vlieland Kleisteen Formatie geïdentificeerd als een natuurlijk afsluitende formatie. Dit blokkeert een lekpad in de overburden en dwingt de CO₂ lateraal naar de waterhoudende zandformaties te migreren. Dit is hieronder verder beschreven. Deze barrière is effectief en heeft een lage onzekerheid.
- Monitoring van CO₂-migratie achter de casing in de caprock met behulp van DTS/DAS zal grotere micro-annulaire stromen tijdig registreren. Monitoring met DTS/DAS heeft een grote onzekerheid en is daarom maar gedeeltelijk effectief, omdat een mogelijke lekkage ook in het hoogscenario lager is dan de resolutie van het DTS/DAS monitoring.
- Regelmatige inspecties, zoals gedefinieerd in het Monitoringsplan, worden uitgevoerd om eventuele tekenen van vrijkomen bij de zeebodem rond de putten te onderkennen. Dit is niet een continue inspectie en kleine lekkages zullen gedetecteerd worden. Daarom heeft deze barrière medium onzekerheid vanwege de niet-continue monitoring maar is wel effectief.
- Als er vrijkomende CO₂ wordt gedetecteerd, worden corrigerende maatregelen genomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen. Het insluiten en repareren van een put kan effectief gebeuren met een lage onzekerheid.
- De injectieverdeling over de beschikbare putten kan eventueel worden aangepast, maar dat is waarschijnlijk ineffectief.

Natuurlijk afsluitende kleilagen Vlieland Kleisteen Formatie

Er zijn onderzoeken uitgevoerd of natuurlijk voorkomende ductiele formaties een zelfherstellende en duurzame afsluiting van boorgaten verschaffen en daardoor effectieve barrières vormen. De uitkomst van het onderzoek (zie *Well containment note, Porthos 2020*) is dat enkele klei- en zoutformaties in de zuidelijke Noordzee inderdaad

effectieve barrières kunnen vormen (zie Figuur 46). Dat betekent dat deze formaties een afsluiting kunnen vormen rondom de put.



Figuur 46 Schematische stratigrafische kolom in Nederland met mogelijke zelf-afsluitende formaties.

In het P18-gebied bevinden zich de Vlieland Kleisteen en Aalburg Formaties. Voor deze twee formaties wordt het volgende geconcludeerd in *Well containment note, Porthos 2020*:

- De Vlieland Kleisteen Formatie (Laag-Krijt) zijn goede zelf-afsluitende formaties. Vooral het onderste deel is rijk aan smectiet en soms bentoniet.
- De Aalburg Formatie is een minder zelf-afsluitende formatie. De mineralogische samenstelling bestaat bijna volledig uit kaolinite, met slechts kleine hoeveelheden smectiet. Plasticiteit en zwelvermogen zijn daarom beperkt aanwezig in de Aalburg Formatie.
- Tijdens het boren van de P18-2 productieputten hebben zich bij de Aalburg-formatie (P18-2-A03, P18-2-A05) diverse boorgat *pack-offs* voorgedaan en zijn er aanwijzingen voor een lichte overdruk (in put P18-2A5 op 4044 meter). Wat deze boorproblemen precies heeft veroorzaakt, is niet opgehelderd.

- Hoewel deze barrière een hogere mate van onzekerheid heeft voor het beheersen van CO₂-migratie, is het mogelijk dat reactieve, zwellende kleien aanwezig zijn in de Aalborg Formatie die bijdragen aan natuurlijke formatieafsluiting.

De Vlieland Kleisteen Formatie bevindt zich boven de caprock en wordt weergegeven als punt 6 in Figuur 39. De Vlieland Kleisteen is een bewezen afsluitende laag met sterk zwelgedrag, wat blijkt uit verschillende olie- en gasvondsten in het West-Nederlandse Bekken, met een natuurlijk afsluitend karakter.

Het is zeer waarschijnlijk dat de Vlieland Kleisteen Formatie elk lekpad blokkeert en alle CO₂ die voorbij de caprock migreert, dwingt om lateraal naar de onderliggende watervoerende zandsteen te migreren (lekpad 3a in Figuur 39). Tussen de caprock en de Vlieland Kleisteen Formaties komen verschillende watervoerende zandmembers voor: de Delft Zandsteen, Rijswijk Zandsteen, Berkel Zandsteen en IJsselmonde Zandsteen. De Delft Zandsteen heeft een beperkte laterale connectiviteit terwijl de andere drie een goede laterale connectiviteit hebben. De hoeveelheid CO₂ die mogelijk weglekt via micro-annuli is klein en wordt opgelost in formatiewater van de watervoerende zandlagen.

Cementbindingslogs worden uitgevoerd als onderdeel van de workovers. Ze worden gebruikt om te bevestigen of een natuurlijke afsluiting heeft plaatsgevonden in de liner-/casing secties die niet zijn gecementeerd.

In de volgende putten wordt dit naar verwachting bevestigd:

Tabel 4 Overzicht van de locatie van waarschijnlijke afsluitende lagen in de putten.

Put	Vlieland Kleisteen	Aalborg
P18-2A1	294 m lang waarvan 210 m boven TOC 9 5/8" casing	426 m achter gecementeerde 9 5/8" casing
P18-2A3	9 5/8" casing staat in bovenste 28 m van Vlieland. 7" liner is gecementeerd langs de resterende 284 m Vlieland	478 m achter gecementeerde 7" liner
P18-2A5	367 m lang volledig achter gecementeerde 9 5/8" casing	430 m achter gecementeerde 7" liner
P18-2A6	347 m lang, waarvan 223 m boven TOC 9 5/8" casing	497 m achter gecementeerde 9 5/8" casing
P18-2A6 ST	248 m lang, achter slecht gecementeerd 7" liner	342 m achter gecementeerde 7" liner
P18-4A2	259 m lang volledig achter gecementeerde 9 5/8" casing	127 m achter gecementeerde 9 5/8" casing
P18-6A7	379 m lang, waarvan 214 m boven TOC 7" liner	531 m achter gecementeerde 5" liner

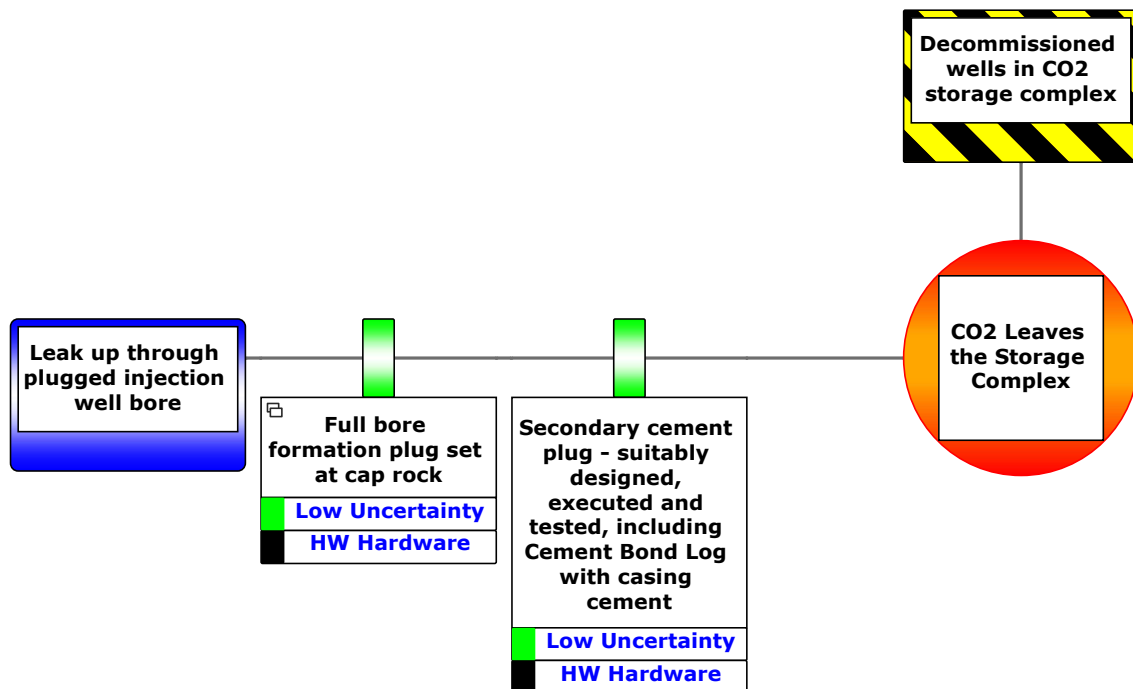
Gekleurde velden geven putten aan waarin de natuurlijke afsluiting wordt bevestigd door te loggen tijdens de workovers, omdat de casing ongementeerd is over een deel van de formatie.

6.4. Bedreigingen en preventieve barrières in een afgesloten put

Na de injectie periode zullen de injectie putten voor een periode worden geobserveerd (zie Afsluitingsplan) en daarna worden afgesloten. Daarbij zal de put zodanig worden afgesloten dat het risico dat CO₂ uit het complex zal stromen zo laag mogelijk is (ALARP).

6.4.1. Lekkage via afgesloten injectie put

De injectieputten worden afgesloten met twee cementpluggen in de put, zodat er geen CO₂ naar het boorgat kan lekken en daarmee blijft ingesloten in het reservoir. Dit is in meer detail beschreven in het Afsluitplan.



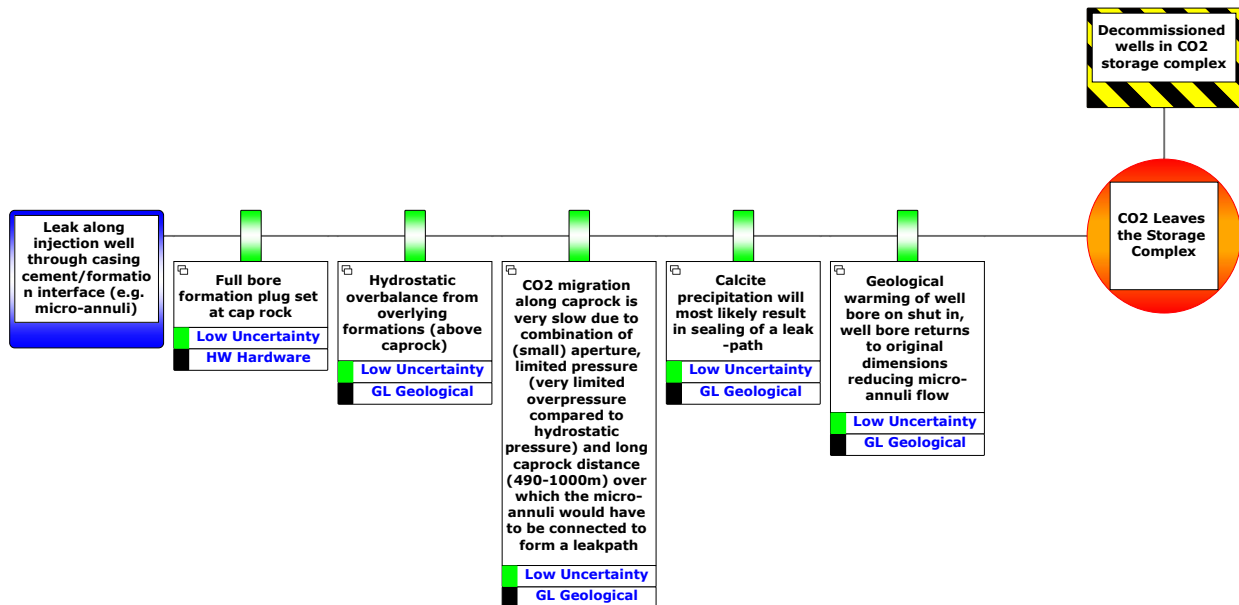
Figuur 47 Overzicht van preventieve barrières tegen ontsnapping van CO₂ door een afgesloten injectieput.

Twee cement pluggen worden gezet als onderdeel van de afsluiting, die ieder effectief zijn met lage onzekerheid.

De afgesloten put zal verder volstaan met zeewater en dat geeft ook hydrostatische overdruk. Dat kan echter niet geverifieerd worden en is daarom medium onzeker en mogelijk gedeeltelijk effectief.

6.4.2. Micro-annulair lekpad langs afgesloten put

De put wordt bij de caprock afgesloten met een Fullbore Formation Plug (FFP) die ook eventuele micro-annulaire lekpaden zal afsluiten.



Figuur 48 Overzicht van preventieve barrières voor een lekpad langs een afgesloten injectieput.

De volgende preventieve barrières zijn geïdentificeerd voor deze bedreiging van een lekkage langs een afgesloten injectieput

Afgezien van de afsluiting is na het stoppen van de injectie het risico van lekkage van CO₂ langs de put al verminderd. Na insluiting is de opening van de micro-annuli kleiner als gevolg van de geothermische opwarming van de put. Dit verlaagt het risico en de hoeveelheid CO₂ die mogelijk kan lekken, beduidend zoals aangegeven in Figuur 48.

- Fullbore formation plug (FFP) is gezet in de afsluitende laag: Met deze cementplug zijn mogelijke micro-annuli afgesloten.
- Hydrostatische overdruk van bovenliggende formaties: een mogelijke CO₂-stromen via micro-annuli kunnen alleen plaatsvinden als de lokale reservoirdruk boven de hydrostatische druk ligt. De gemiddelde einddruk in het reservoir zal om deze reden niet hoger worden dan de hydrostatische druk.
- Als CO₂-migratie zou plaatsvinden, zal de lekkage insignificant zijn (zie Paragraaf 6.2.4.2)
- Na insluiting is de opening van de micro-annuli zelfs nog kleiner als gevolg van de geothermische opwarming van de put, zoals beschreven in Paragraaf 6.2.4.2. Dit verlaagt het risico en de hoeveelheid CO₂ die mogelijk kan lekken verder en is insignificant (zie Figuur 48).
- Micro-annuli worden hoogstwaarschijnlijk afgesloten door minerale precipitatie van calciet, als gevolg van een chemische reactie van de CO₂ met het cement die mogelijk is door de zeer lage stroomsnelheid.
- Monitoring van CO₂-migratie achter de casing in de caprock met behulp van DTS/DAS zal grotere micro-annulaire stromen tijdig registreren.
- Geothermische opwarming van de put na insluiting zal zorgen dat micro-annuli kleiner worden.

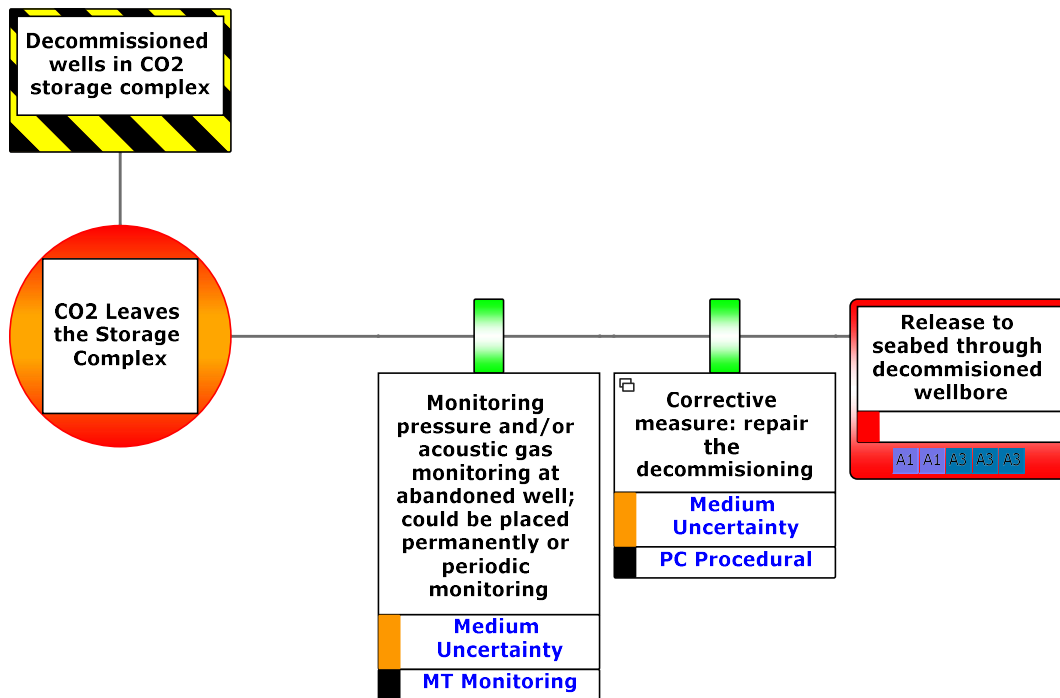
De bovenstaande preventieve barrières zijn allen effectief en hebben een lage onzekerheid.

6.5. Consequenties en herstelbarrières in een afgesloten put

Na afsluiten zullen de putten nog enige tijd worden geobserveerd voordat de conductors worden verwijderd met het verwijderen van het platform. Het risico dat daarna nog een lek naar de zeebodem zal ontstaan is zeer gering (ALARP).

6.5.1. Vrijkomen van CO₂ aan de zeebodem via een afgesloten put

Na het verlaten worden de putlocaties op de zeebodem gemonitord zoals gedefinieerd in het Monitoringsplan. Bij detectie van CO₂-lekkage worden remediërende acties ondernomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen.

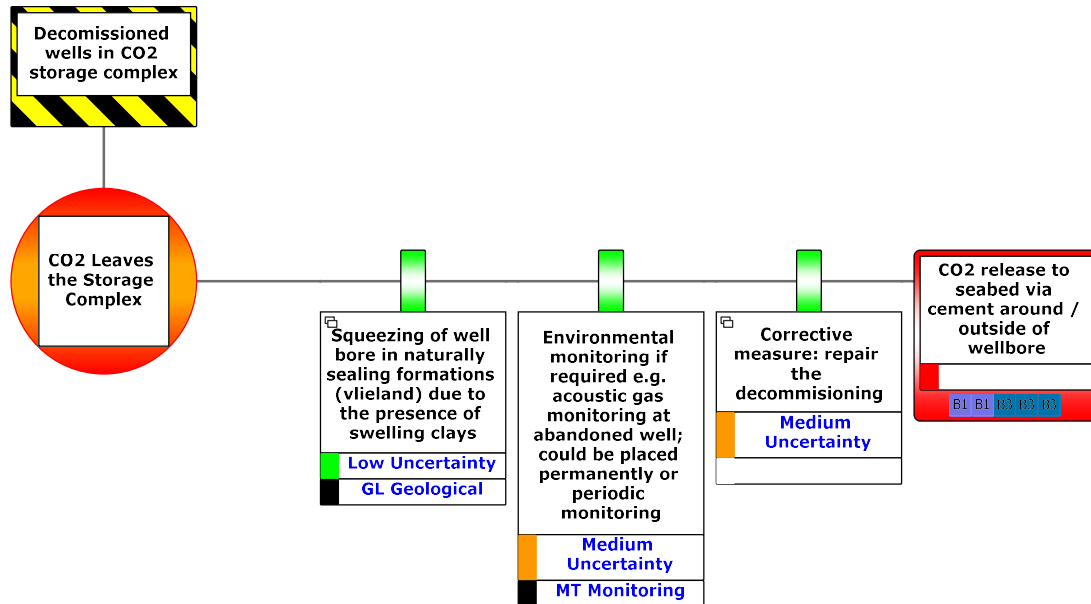


Figuur 49 Overzicht van herstelbarrières voor vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem via een afgesloten injectieput.

- Regelmatige inspecties, zoals gedefinieerd in het Monitoringsplan, worden uitgevoerd om eventuele tekenen van vrijkomen van CO₂ bij de zeebodem rond de putten te onderkennen. Dit is niet een continue inspectie en kleine lekkages zullen gedetecteerd worden. Daarom heeft deze barrière medium onzekerheid vanwege de niet-continue monitoring maar is wel effectief.
- Als er vrijkomende CO₂ wordt gedetecteerd, worden corrigerende maatregelen genomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen. De aanpak van zo'n reparatie is afhankelijk van de situatie en daarom is een medium onzekerheid, maar de maatregelen zullen wel effectief zijn. De kans dat dit nodig zal zijn is erg klein.

6.5.2. Vrijkomen van CO₂ aan de zeebodem langs een afgesloten put

Na het verlaten worden de putlocaties op de zeebodem gemonitord zoals gedefinieerd in het Monitoringsplan. Bij detectie van CO₂-lekkage worden remediërende acties ondernomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen.



Figuur 50 Overzicht van herstelbarrières voor vrijkomen van CO₂ aan de zeebodem langs een afgesloten injectieput.

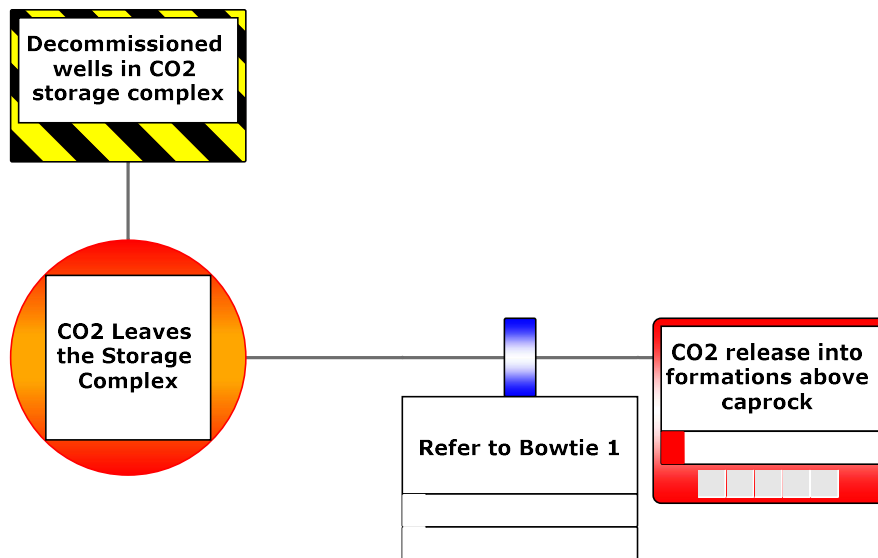
De volgende herstelbarrières zijn geïdentificeerd voor deze consequentie:

- Natuurlijk afsluitende formatie (Vlieland): In de overburden wordt de Vlieland Kleisteen Formatie geïdentificeerd als een natuurlijk afsluitende formatie. De Vlieland Kleisteen is een tamelijke dikke laag (ca 100-150 meter) en uniform aanwezig over het P18-gebied. Dit blokkeert een lekpad in de overburden en dwingt de CO₂ lateraal naar de waterhoudende zandformaties te migreren. Dit is hierboven verder beschreven. Deze barrière is effectief en heeft een lage onzekerheid.
- Regelmatige inspecties, zoals gedefinieerd in het Monitoringsplan, worden uitgevoerd om eventuele tekenen van vrijkomen van CO₂ bij de zeebodem rond de putten te onderkennen. Dit is niet een continue inspectie en kleine lekkages zullen gedetecteerd worden. Daarom heeft deze barrière medium onzekerheid vanwege de niet-continue monitoring maar is wel effectief.
- Als er vrijkomende CO₂ wordt gedetecteerd, worden corrigerende maatregelen genomen volgens het Plan van Corrigerende Maatregelen. De aanpak van zo'n reparatie is afhankelijk van de situatie en daarom is een medium onzekerheid, maar de maatregelen zullen wel effectief zijn. De kans dat dit nodig zal zijn is erg klein.

6.5.3. CO₂-vrijkoming in formaties boven de caprock

In Paragraaf 6.3.2 is beschreven dat CO₂ die langs de caprock lekt, hoogstwaarschijnlijk wordt opgenomen in de waterhoudende zandsteenlagen die langs het putpad aanwezig zijn (DelftZandsteen (Nieuwerkerk Fm), Rijswijk Zandsteen, Berkel Zandsteen en IJsselmonde Zandsteen (Vlieland Zandsteen Fm)). De Vlieland Kleisteen Formatie is een natuurlijk afsluitende formatie die elk lekpad blokkeert dat verder omhoog langs de put loopt (zie ook Paragraaf 5.5.2).

De hoeveelheid CO₂ die mogelijk weglekt via micro-annuli is klein en wordt opgelost in watervoerende zandlagen.



Figuur 51 De consequentie van verticale lekkage is besproken bowtie 1.

7. Risicobepaling seismiciteit

7.1. Introductie

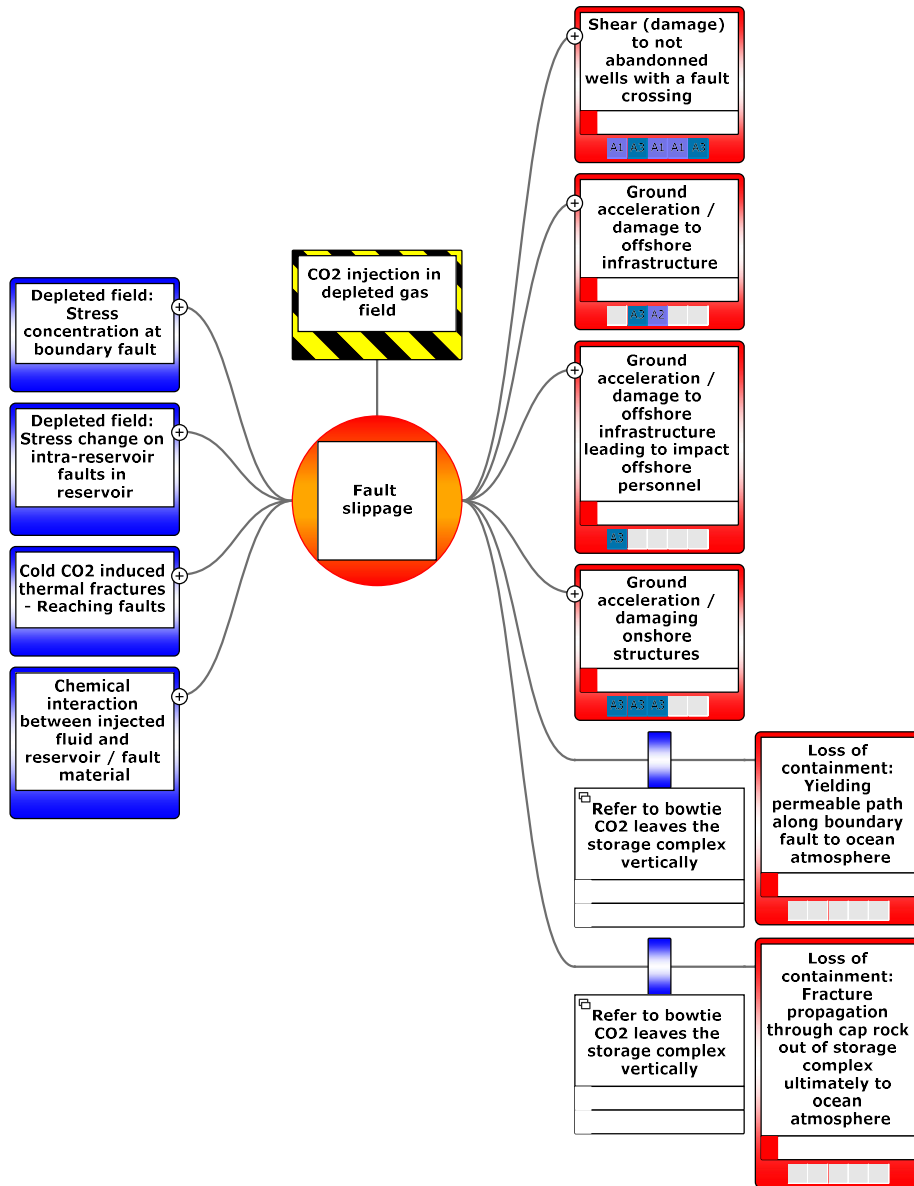
In het kader van risicobepaling zijn de geomechanische aspecten van bodembeweging en geïnduceerde seismiciteit bestudeerd.

De gasproductie en gasdepletie, die bijna is voltooid, in de P18-velden veroorzaakt zeebodemdaling. De mate van daling is in dit gebied niet gemeten en onbekend. Tijdens de CO₂-injectiefase veert de zeebodem echter weer terug ten gevolge van de elastische eigenschappen van gesteente. Mogelijk gebeurt dit slechts gedeeltelijk omdat reservoirgesteenten vaak niet volledig elastisch zijn en daarom iets minder ver terugveren tijdens de primaire depletie dan dat zij samengedrukt zijn tijdens de gasproductie. Dit is in meer detail bestudeerd en beschreven in Paragraaf 7.2, zie ook *Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*.

Het belangrijkste punt van zorg met betrekking tot seismische activiteit is niet zozeer de mogelijke schade aan bouwwerken aan het oppervlak, maar de verhoogde instabiliteit van breuken die mogelijk kan leiden tot opwaartse CO₂-migratie en lekkage uit het opslagcomplex. De afsluitende gesteentelaag of *caprock* boven het reservoir is tussen 350-650 meter dik. Vrijwel alle seismisch zichtbare breuken in het reservoir die zich voortzetten vanuit het reservoir in de afsluitende laag, inclusief randbreuken, doven naar boven toe uit in de caprock dan wel in de sedimenten van de overliggende Rijnland Groep. Slechts een enkele breuk (P18-West-2) zet zich via een complex roterend breukpad ondieper voort om in sedimenten van de Onder Noordzee Groep uit te doven wat wijst op laatste seismische activiteit van deze breuk in het Vroeg Tertiair (Paleoceen-Eoceen). Er zijn geen seismisch waarneembare aanwijzingen in de vorm van bijvoorbeeld amplitude variaties (*blooming*) die wijzen op gasontsnapping structuren. Gegeven het feit dat het reservoir P18-2 gasvoerend is geweest gedurende geologische tijdschaal is een sterke aanwijzing dat deze breuk sluitend en niet geleidend is geweest

Er is geen detecteerbare seismische activiteit waargenomen in het vergunningsgebied tijdens de depletie van het veld bij een detectielimiet van het regionale netwerk van Magnitude 1,5-2 op de schaal van Richter (Dost et al, 2017, Oates, 2021). Het reservoir P18-2 is bijna uitgeproduceerd. Dit heeft geleid tot compactie van het reservoirgesteente en gegeven de geomechanische reservoir eigenschappen van het veld voorspelt het model dat bepaalde breuken kritisch zijn gespannen. Kritisch gespannen breuken kunnen mogelijk leiden tot geïnduceerde seismische activiteit, die echter niet is waargenomen. (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). In de toekomst zal de spanning bij de breuken echter verschillen van de historische spanning, zodat een aardbeving in principe niet kan worden uitgesloten.

In Paragraaf 7.3 worden expliciet de relevante risico's en bedreigingen van seismische activiteit als gevolg van mogelijke breukbewegingen besproken in het kader van het modelleerwerk dat hierop gedaan is.



Figuur 52 Bowtie 5, niveau 2, beweging van breuken als gevolg van injectie.

7.2. Langzame grondbewegingen (bodemdaling en uplift)

De mate van bodemdaling gedurende gasproductie en opheffing gedurende de injectiefase bij de platformlocatie P18-A zijn berekend door Fenix. Dit heeft tot de volgende conclusies geleid:

- Tijdens de primaire depletie treedt een bescheiden bodemdaling op van 0,076 meter bij het platform. De maximale bodemdaling is 0,101 meter.
- De rebound bij het platform tijdens CO₂-injectie is 0,076 meter wanneer de druk wordt hersteld naar de originele hydrostatische druk, onder aanname van volledige elastische gedrag
- Bij gedeeltelijke rebound als gevolg van hysteresis van reservoirstijfheid zou de opheffing 0,03 meter zijn bij de originele hydrostatische druk.

Er hebben geen metingen van bodemdaling plaatsgevonden. Enige vorm van bodemdaling tijdens de depletie van P18 heeft niet tot waarneembare problemen geleid. De daaropvolgende mogelijke opheffing tijdens injectie wordt evenmin als een gevaar en daarmee een risico beschouwd en wordt daarom niet gedekt in een bowtie.

7.3. Seismische activiteit als gevolg van breukbeweging

Het Bontzandsteen reservoir in P18 is een conventioneel gasreservoir met matig tot goede reservoirkwaliteit. Een serie van geomechanische testen op gesteentemateriaal beschikbaar via boorkernen in het reservoir is uitgevoerd om de fysische gesteente eigenschappen te bepalen en te kunnen gebruiken in de diverse geomechanische berekeningen en bepalingen (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). Deze berekeningen zijn uitgevoerd om te komen tot een betrouwbare gevaren- en risicoanalyse met betrekking tot met name breukbeweging en eventueel gerelateerde seismiciteit. Onder andere de volgende kerntesten zijn uitgevoerd:

- Compactie testen, vaststellen van porie-, korrel- en bulk compressibiliteit
- Korrel modulus test, vaststellen van korrel modulus ten behoeve van berekeningen van verandering van porositeit
- Triaxiale testen, vaststellen van elastische eigenschappen onder veranderende druk. Bij sommige testen is ook de breuksterkte bepaald.

Detecteerbare seismiciteit ten gevolge van gasproductie gebeurt in Nederlandse gasvelden pas na meer dan 30% depletie (De Pater et al. 1996), en het wordt daarom aangenomen dat de aanwezige breuken in P18 stabiel waren voordat P18 in productie werd genomen. Tijdens de gasproductie en -depletie zijn er geen detecteerbare seismische activiteiten waargenomen in het P18-veld hetgeen een aanwijzing is dat er geen grootschalige breukbeweging heeft plaatsgevonden. Dit toont aan dat de mechanische weerstand van breuken tegen breukbeweging in P18 groot is hetgeen een argument is om afwezigheid van detecteerbare seismiciteit te verklaren. Daarnaast zal tijdens de CO₂-injectie het stabiliserende effect van drukherstel groter zijn dan eventuele instabiliteit veroorzaakt door afkoeling, zoals beschreven in *Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*. Het gevaar van mogelijke breukbeweging tijdens de injectiefase wordt daarom een verwaarloosbaar klein risico geacht.

De SodM richtlijnen voor schatting van de maximale magnitude van seismische activiteit leveren een hoge momentmagnitude van M=4 op voor mogelijke aardbevingen (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). Dit is echter alleen mogelijk als een hele breuk zou afschuiven. Met betrekking tot het historische depletiegedrag is M=2 een meer realistische schatting van de maximale magnitude omdat geen detecteerbare seismische activiteit is waargenomen door het regionale monitoringsysteem tijdens depletie, terwijl secties langs de breuken door compactie onder kritische spanning staan (*CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, TNO 2019, Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*).

De injectie van CO₂ verhoogt de reservoirdruk, waardoor de breuken worden gestabiliseerd (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). Seismische activiteit door injectie wordt elders uitsluitend waargenomen als de breuken tijdens de depletie al actief waren; reservoirs zonder seismische activiteit tijdens depletie blijven ook seismisch inactief als de druk wordt hersteld (Teatini et al., 2019). Er kan niet uitgesloten worden dat breuksecties die onder kritische spanning staan in het P18-veld, zwakke aardbevingen ($M < 2$) hebben geïnduceerd die onopgemerkt zijn gebleven. Een dergelijke zwakke aardbeving komt overeen met een klein afschuivingsgebied. Er is geen reden om te verwachten dat door drukstijging grotere kritisch belaste breukgebieden ontstaan die grotere aardbevingen kunnen induceren.

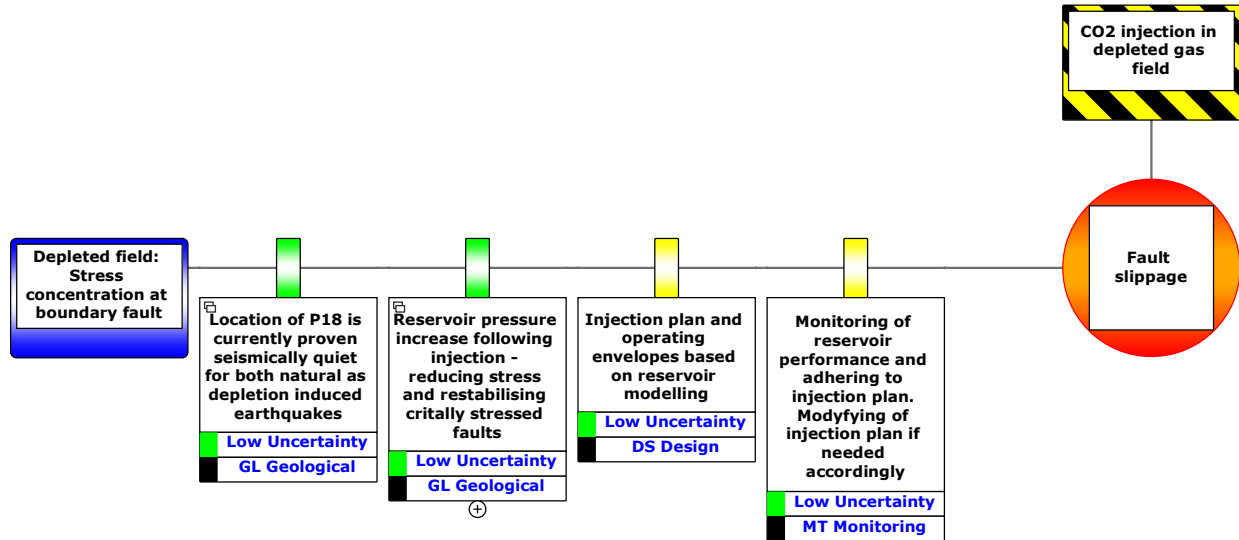
Detecteerbare seismische activiteit ten gevolge van gasproductie is afwezig in het hele Zuidwest Nederland Bekken, waarin zich vele producerende gasvelden bevinden. Het onshore Monster-veld bijvoorbeeld is volledig uitgeput zonder dat enige vorm van detecteerbare seismische activiteit is geïnduceerd. Het niet-seismische karakter van de breuken in het P18-gebied kan vooralsnog niet eenvoudig worden verklaard. Het is opmerkelijk dat ook andere gebieden in Nederland geen seismische activiteit vertonen terwijl de gasvelden in deze gebieden volledig zijn uitgeput en ook andere reservoir eigenschappen hebben die vergelijkbaar zijn met gasvelden die seismische activiteit hebben geïnduceerd (Vörös et al., 2019). Detecteerbare seismiciteit veroorzaakt door compactie in relatie tot gasproductie is feitelijk geconcentreerd in twee clusters van velden, terwijl gasvelden buiten deze clusters niet-seismisch lijken te zijn (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*).

7.4. Gevaren en preventieve barrières met betrekking tot breukbeweging (seismische activiteit)

7.4.1. Door depletie geïnduceerde spanningsveranderingen op grensbreuken

Gasproductie, depletie en verlaging van de reservoir druk heeft gezorgd voor het veroorzaken van kritische spanning op de breuken. Tussen de oorzaak (spanningsconcentratie) en het eventuele gevolg daarvan (afschuiving) bestaan verschillende natuurlijke en operationele barrières, zoals weergegeven in Figuur 53. Seismisch gevaar hangt altijd mede af van de geologische omstandigheden die in dit geval worden gekenmerkt door afwezigheid van zowel natuurlijke als geïnduceerde seismiciteit. Het ontbreken van natuurlijke gemeten dan wel gevoelde seismiciteit is afhankelijk van de menselijke tijdschaal, maar in elk geval kan worden gesteld dat al meer dan een eeuw vrijwel geen seismische activiteit is gevoeld noch gemeten is in het West-Nederland Bekken.

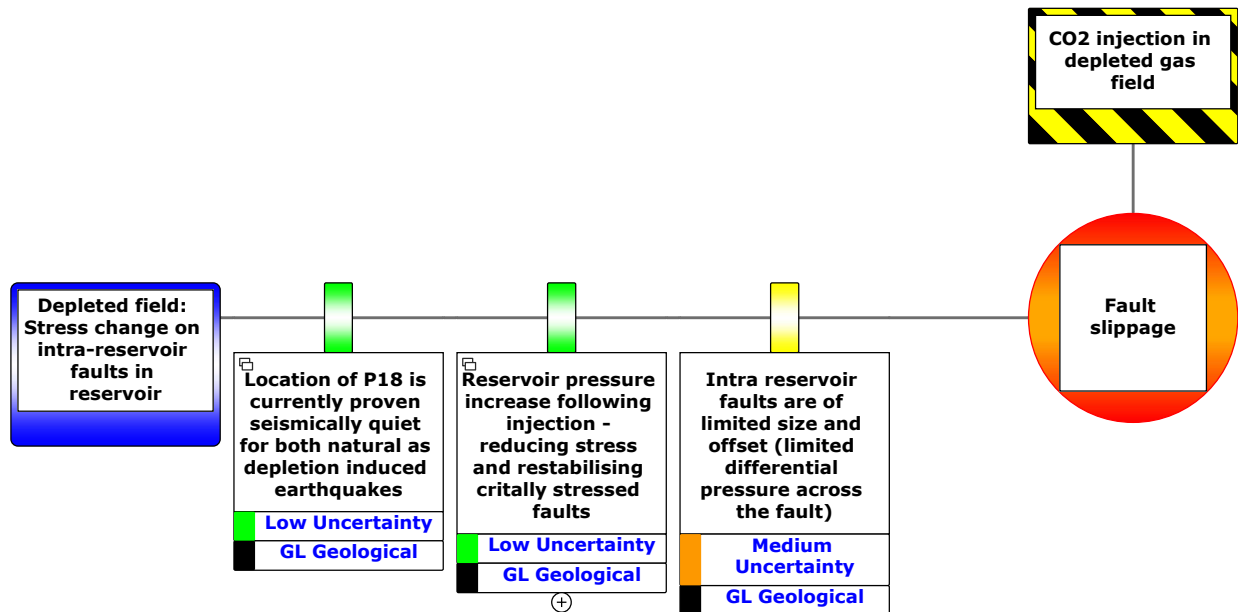
Op voorwaarde dat het reservoir seismisch inactief blijft totdat de injectie begint, is het herstel van de reservoirdruk de belangrijkste barrière voor het voorkomen van injectie geïnduceerde seismische activiteit. Hoewel is waargenomen dat in de Nederlandse ondergrond meetbare seismische activiteit kan optreden in gasopslagreservoirs tijdens het opnieuw opvoeren van de druk (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*), is het niveau van de dan geïnduceerde gemeten seismiciteit zwak en blijkt in het algemeen dat deze alleen optreedt bij breuken die al actief waren tijdens de depletiefase (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). De belangrijkste escalatie van het gevaar dat door spanningsconcentratie de breuk geactiveerd wordt is het koudefront dat de breuk bereikt. Hoewel de vermindering van de insluitende normaalspanning door thermische krimp kritische spanning op de breuk veroorzaakt, zal het sterkere effect van toenemende reservoirdruk juist zorgen voor toename van de normaalspanning. De enige barrière voor dit effect is om te zorgen dat de breuken niet te snel of te veel afkoelen wat bereikt kan worden door de migratie van het koudefront te modelleren en met die kennis het de injectie strategie te bepalen. Dit zal vervolgens gemonitord worden door middel van het meten van injectiedruk en -temperatuur. Een andere natuurlijke mitigerende factor is de lokale aard van de afkoeling (in vergelijking met drukdepletie), zodat het gebied van mogelijke afschuiving klein is.



Figuur 53 Overzicht van preventieve barrières tegen door depletie geïnduceerde spanningsverandering op de breuken waardoor mogelijk breukafschuiving plaatsvindt.

7.4.2. Door depletie geïnduceerde spanningsveranderingen op intra-reservoirbreuken

Intra-reservoirbreuken zijn breuken van het reservoir binnen het veld met klein verticaal verzet en daarmee reservoir-reservoir juxtapositie. Deze breuken reageren enigszins anders op spanningsveranderingen dan grensbreuken. Dit komt onder andere doordat ze per definitie een klein verzet kennen, daarnaast spelen eigenschappen van de breuk met betrekking tot doorlatendheid mogelijk ook een rol. Het Porthos-project maakt gebruik van bestaande putten waarbij er geen keuze is om bijvoorbeeld bepaalde intra-reservoir breuken te vermijden en er zodoende geen ontwerpbarrière is. Ook kan het koeffect, dat werkt als escalatie, niet worden vermeden op deze breuken omdat het differentiële compactie-effect op deze breuken klein is en omdat het gebied (potentiële magnitude en migratiepad) ook klein is. Bovendien zijn de belangrijkste twee mitigaties van breukafschuiving op grensbreuken ook van toepassing op intra-reservoirbreuken (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). Dit zijn de locatie van P18 in een tektonisch rustig gebied en het stabiliserende effect van het herstellen van de reservoirdruk met injectie.



Figuur 54 Overzicht van preventieve barrières tegen door depletie geïnduceerde spanningsverandering op intra-reservoirbreuken.

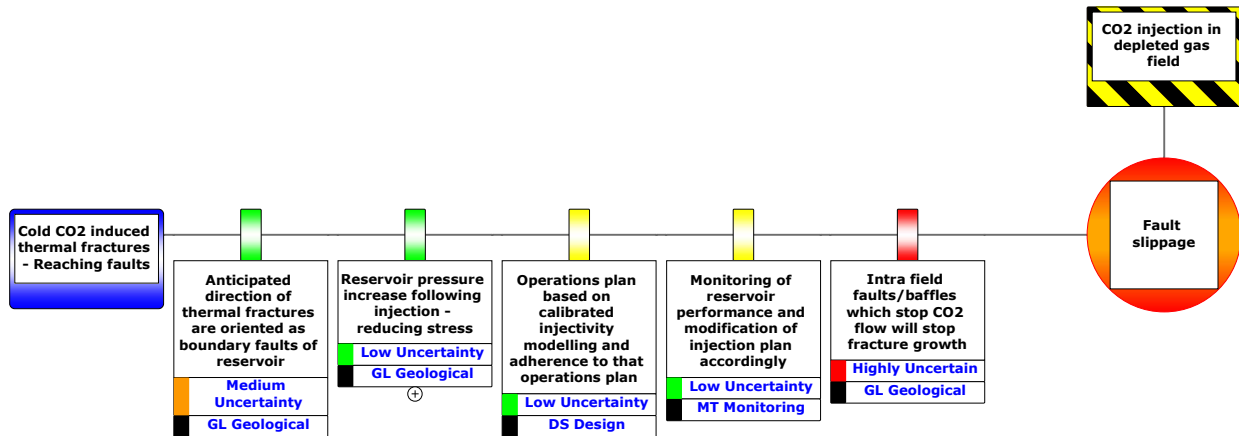
7.4.3. Interactie tussen thermisch geïnduceerde scheuren en natuurlijke (rand)breuken

Gedurende de injectie beweegt het CO₂-front, en daarmee een koudefront zich door het reservoir. Door koude vloeistof geïnduceerde thermische scheuren zullen ook de intra-reservoir breuken bereiken. Afkoeling heeft een sterk spanningseffect omdat de temperatuurverandering groot is en het reservoir stijf is met een normale thermische uitzettingscoëfficiënt (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2020*). Dit houdt in dat het afgekoelde gesteente in het zogenaamde thermische scheurregime kan komen waarbij openstaande scheuren kunnen ontstaan bij de gemiddelde reservoirdruk. In deze situatie is geen verhoogde druk nodig voor verdere scheurvorming en kan het koelfront een breuk bereiken. Aangezien evenwicht op een breuk wordt bereikt door voldoende insluitende normaalspanning die de schuifspanning vasthoudt, zal de resulterende sterke reductie van horizontale spanning een breuk destabiliseren. Naast het koeffect kunnen thermische scheuren de instabiliteit verergeren als er met een hoge injectiedruk in het breukvlak geïnjecteerd wordt omdat hierdoor ook de effectieve normaalspanning op de breuk vermindert. Aan de andere kant zal de stroming, indien niet in het breukvlak geïnjecteerd wordt, de druk doen stijgen rond de breuk, wat stabilisatie tot gevolg heeft.

Het koeffect zal worden gemitigeerd door een zorgvuldige aanpassing van het injectieschema, zowel bij het ontwerp als tijdens de exploitatie. Mitigatie is ook mogelijk door de verticale verdeling van de injectie te verbeteren zodanig dat de laterale omvang van het koudefront kleiner is. Daarnaast wordt het koudefront mogelijk tegengehouden door geologische stromingsbarrières (*baffles*) in het reservoir. Beide factoren zijn echter erg onzeker.

Het koeffect wordt het beste gemitigeerd door de stijgende reservoirdruk. De geomechanische modellering (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*) laat zien dat stijgende druk de breukstabiliteit bepaalt, omdat deze globaal is terwijl afkoeling slechts een zeer lokaal effect is. Daarom ontstaat de meest kritische toestand na de depletie, terwijl de stabiliteit juist toeneemt tijdens de injectie.

Bovendien bepaalt het heersende regionale spanningsveld (zie deel II) waarschijnlijk de oriëntatie van thermische scheuren en breuken. Daarom vormen zich naar verwachting geïnduceerde scheuren met dezelfde ruimtelijke oriëntatie als de grensbreuken van het veld, waardoor ze deze minder snel bereiken. Ten slotte zou de mogelijke aanwezigheid van breuken en *baffles* binnen het veld de CO₂-stroming kunnen stoppen en daarmee de toename van scheuren, hoewel de aanwezigheid van breuken en *baffles* en daarmee deze barrière als onzeker wordt beschouwd.

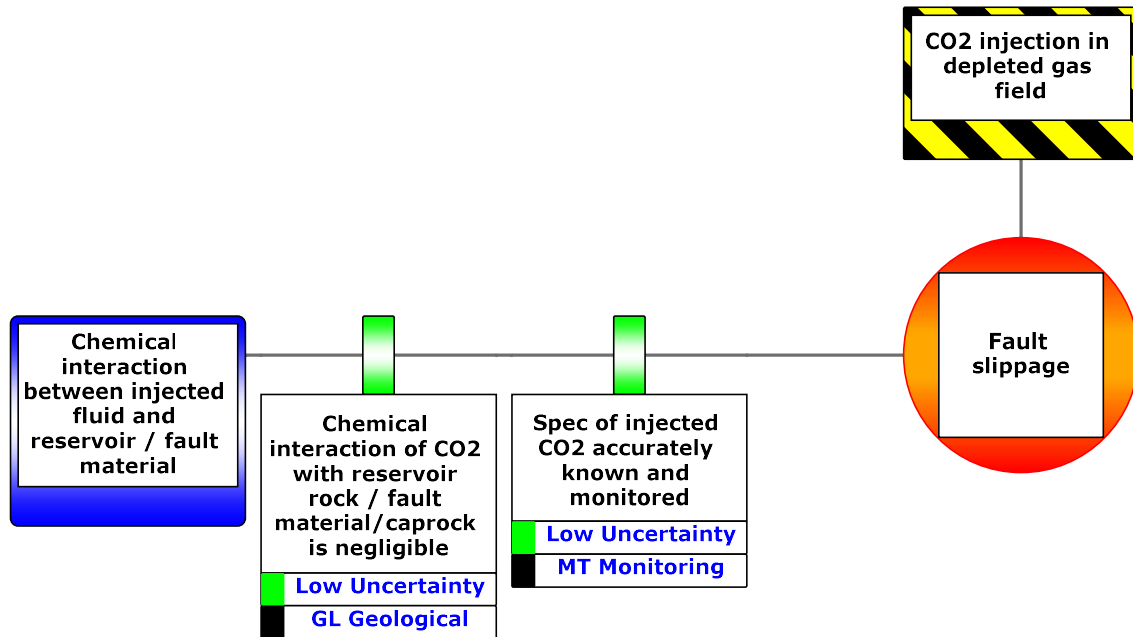


Figuur 55 Overzicht van preventieve barrières tegen spanningsverandering op breuken veroorzaakt door afkoeling, die wordt verergerd als geïnduceerde thermische scheuren de breuken bereiken.

7.4.4. Chemische interactie tussen injectievloeistof en reservoir en breukmateriaal

Ten gevolge van langdurige injectie van CO₂ en bijmengsel zouden chemische reacties en massaveranderingen eventueel als relevant kunnen worden beschouwd. Gedetailleerd laboratoriumonderzoek en chemische modellering heeft echter aangetoond dat de chemische interactie van CO₂ en bijmenging met zandsteen verwaarloosbaar is (TNO, 2019). Het effect van massaveranderingen door de extra massa van de CO₂ in vergelijking met de situatie van het reservoir voor gasproductie en -depletie is te verwaarlozen (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*). Aangezien het P18-veld zich in een seismisch rustig gebied bevindt, kan het effect van spanningsoverdracht op breuken buiten beschouwing worden gelaten.

De specificaties van de geïnjecteerde CO₂ en bijmenging zijn bekend en deze worden zorgvuldig gemonitord.

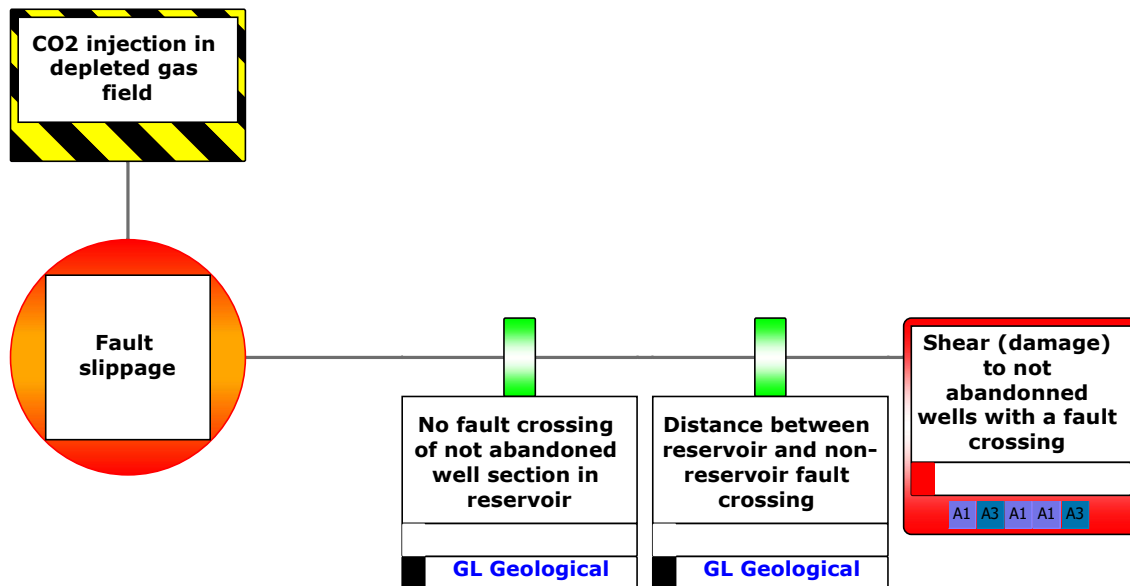


Figuur 56 Overzicht van preventieve barrières tegen chemische interactie tussen vloeistof en gesteente met breukbeweging tot gevolg.

7.5. Consequenties en risico's met betrekking tot breukafschuiving (seismische activiteit)

7.5.1. Schade aan putten door schuiving op breuken die niet-verlaten putten kruisen

Het verzet van een eventuele afschuiving van breuken ten gevolge van seismiciteit is klein, maar zelfs een afschuivingsverzet van enkele centimeters kan een put beschadigen. Hierdoor kan de sectie van de put onder de beschadiging onbereikbaar worden voor interventie doeleinden of kan in het ergste geval de liner of casing scheuren. De eerste barrière voor deze gebeurtenis is dat de bestaande putten die voor injectie gebruikt gaan worden met behulp van seismische data zodanig gepland zijn dat deze op reservoir niveau geen breuken met groot verzet kruisen. Tenslotte biedt de mechanische sterkte van de casing een beperkte bescherming.



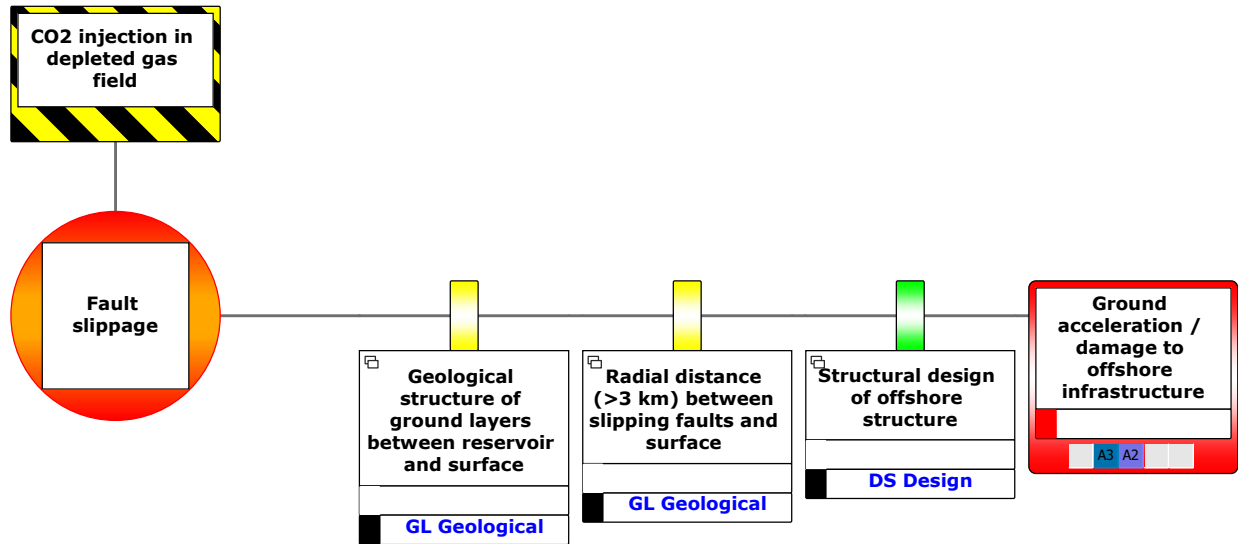
Figuur 57 Overzicht van herstelbarrières tegen breukafschuiving welke schuiving van niet-verlaten putten kan veroorzaken.

7.5.2. Grondversnelling die de offshore-infrastructuur beschadigt

Als gevolg van een breukafschuiving ontstaan trillingen die aan het aardoppervlak worden gemeten als *Peak Ground Acceleration* (PGA) dat wil zeggen grondbewegingsversnelling, of *Peak Ground Velocity* (PGV), met een bepaalde frequentie. In regio's met sterke natuurlijke aardbevingen, zoals het Midden-Oosten of Azië, is waargenomen dat offshore constructies werden beschadigd door aardbevingen die plaatsvonden met een magnitude van meer dan 5 of 6 op schaal van Richter of een PGA van meer dan 30% g. Er zijn door SodM richtlijnen ontwikkeld om het seismische risico van platformen en pijpleidingen te beoordelen die hier toegepast zijn (*Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021*).

In de ISO/API-normen voor offshore constructies worden regionale aanduidingen gebruikt op basis van historische seismische activiteit, waarbij Regio I aardbevingsactiviteit heeft met een PGA van minder dan 10% g. Voor deze regio's is geen kwalificatie vereist omdat wordt aangenomen dat alle constructies bestand zijn tegen dit bevingsniveau. Het Noordzeegebied is geclassificeerd als Regio I.

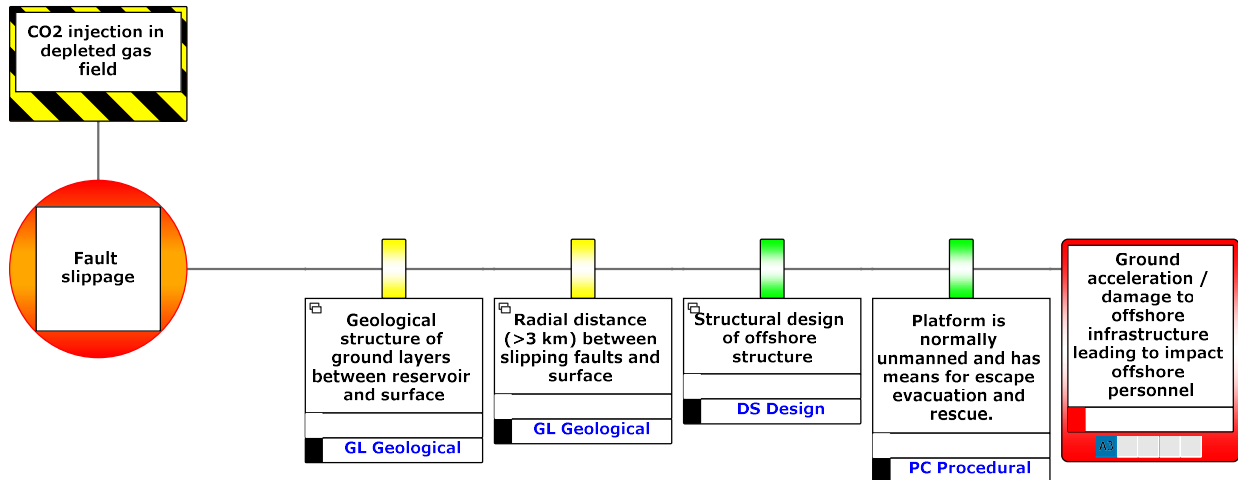
Voor aardbevingen op reservoirdiepte is ervaring opgedaan in Groningen, waar sterke resonantie-effecten een PGA gaven van 5% g voor M=3. P18 lijkt in dit opzicht echter meer op het Roswinkel veld, waar M=3 een PGA geeft van 2% g. Daarom vallen geïnduceerde aardbevingen binnen het bereik voor Regio I.



Figuur 58 Overzicht van herstelbarrières tegen breukafschuivingen welke aardbevingen kunnen veroorzaken die de offshore-infrastructuur kunnen beschadigen.

7.5.3. Gevolgen voor personeel

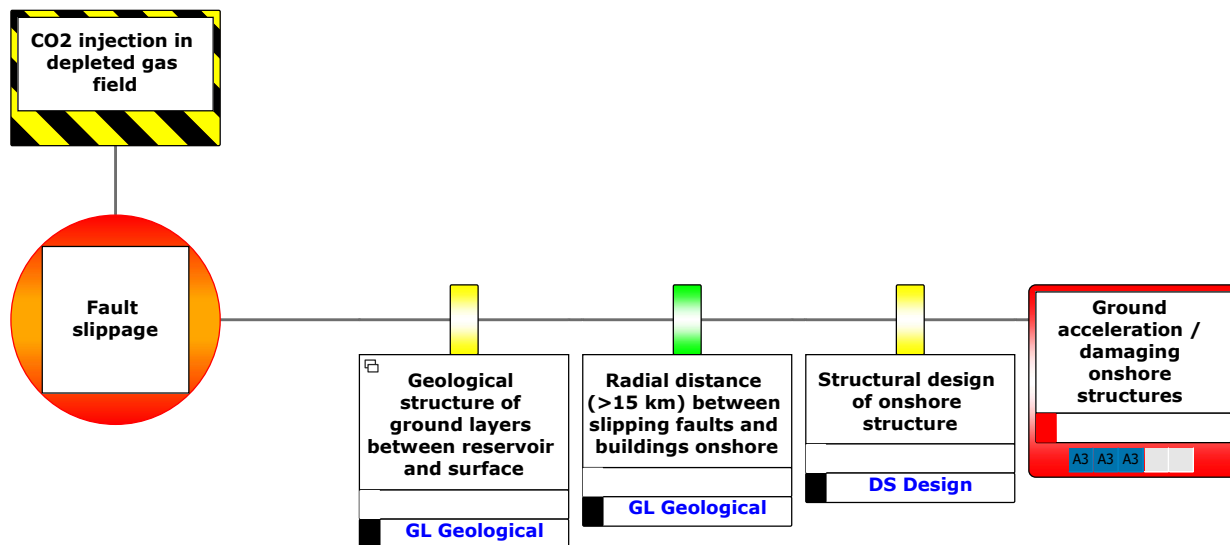
Grondversnelling leidt mogelijk niet alleen tot schade aan offshore constructies, maar kan ook schadelijke effecten hebben voor personen die eventueel op het platform aanwezig zijn op het moment dat de breukafschuiving optreedt. Het Platform P18-A is normaal gesproken onbemand. Middelen om het platform veilig te ontvluchten zijn standaard aan boord in het onwaarschijnlijke geval dat er personeel aanwezig is tijdens een seismische gebeurtenis met kracht groter dan 3 op de schaal van Richter (Figuur 59).



Figuur 59 Overzicht van herstelbarrières tegen schade aan platformen die gevolgen kan hebben voor het personeel.

7.5.4. Grondversnelling die onshore constructies beschadigt

Aardbevingstrillingen kunnen schade toebrengen aan gebouwen op land, die veel kwetsbaarder zijn dan platformen, waardoor zelfs zwakke aardbevingen op zijn minst cosmetische schade kunnen veroorzaken. Naar aanleiding van geïnduceerde seismiciteit ten gevolge van gasdepletie zijn richtlijnen ontwikkeld om mogelijke schade te beoordelen. Er wordt in dit geval alleen schade verwacht bij een PGA van meer dan 5% g. Aangezien P18 zich op ten minste 15 kilometer afstand van bebouwing (incl infrastructuur zoals wegen en dijken) op land bevindt, is de PGA van een aardbeving met een magnitude van 3,5 minder dan 3% g, wat dus onder de schadelimiet is. Daaruit kan worden geconcludeerd dat de radiale afstand tussen het epicentrum, mits in het P18-gebied, en de bebouwing aan land, de meest effectieve barrière vormt voor eventuele schade (Figuur 60).

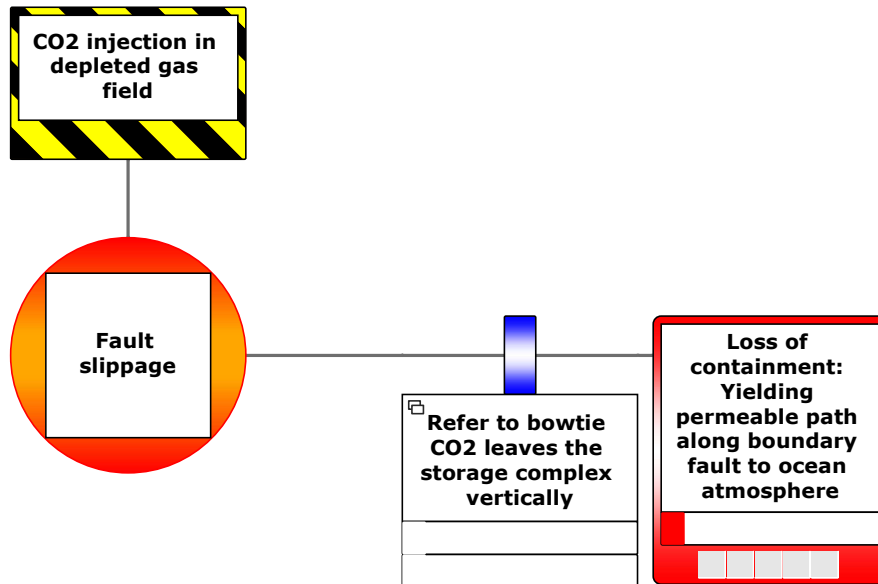


Figuur 60 Overzicht van herstelbarrières tegen door breukafschuiving veroorzaakte aardbevingen welke onshore constructies beschadigen.

7.5.5. Insluitingsverlies door permeabele paden langs breuken naar de zeebodem / atmosfeer

Door thermische spanningsreductie is scheurvorming mogelijk, met name in de Hardegse Formatie omdat deze de meeste CO₂ accepteert en net onder de caprock sterk afkoelt. Warmteoverdracht van en naar de overburden vindt alleen plaats door diffusie. Deze verloopt zeer langzaam maar gedurende vele jaren kan, vlak boven het reservoir, tot zo'n 20 meter van de caprock voldoende afkoelen om de spanning significant te verminderen.

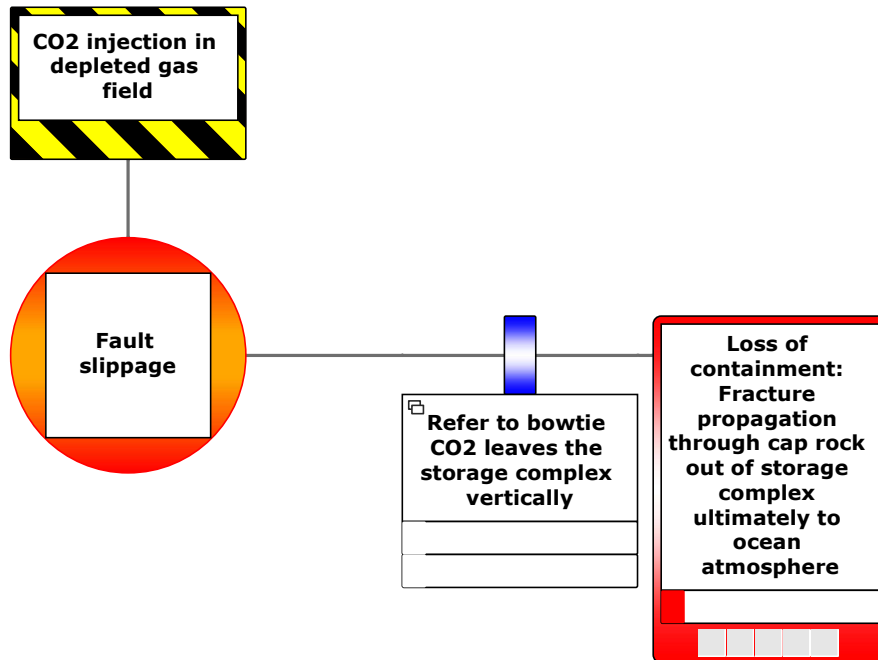
De belangrijkste mitigatie van het migratie- en lekkagerisico wordt gevormd door geologische barrières. Allereerst is er de 350-650m dikke afsluitende laag (Trias en Jura), en aanvullend de Vlieland Kleisteen Formatie, maar ook daarboven bestaan er extra barrières. Als er migratie en aansluitend lekkage zou plaatsvinden, zal deze worden gemonitord en zouden corrigerende maatregelen kunnen worden genomen. De doorlatendheid van breuken kan worden vergroot door de spanningseffecten van de injectie, maar het feit dat de breuken ondoorlatend (*sealing*) waren voor depletie, vormt hiervoor een barrière. Ook is laterale migratie onwaarschijnlijk vanwege de uitgebreide breukvorming van het reservoir.



Figuur 61 Overzicht van herstelbarrières tegen een afschuiving welke leidt tot een permeabel pad langs breuken die insluitingsverlies veroorzaken

7.5.6. Insluitingsverlies door scheurvorming in de caprock

Aangezien het onderste deel van de caprock gedurende de injectie zal afkoelen, kan er enige scheurvorming in de onderste tientallen meters van de caprock optreden. Scheurvorming in de caprock hangt onder andere af van het spanningsverschil tussen het reservoir en de caprock voor depletie. Uit hydraulische *fracking* operaties in de Bontzandsteen elders zoals onder andere in *De Pater et al., (1994)* blijkt dat er enig spanningscontrast is dat zorgt dat de verticale uitbreiding van scheuren beperkt blijft. In het ergste geval kan wellicht worden aangenomen dat het spanningscontrast voor depletie klein was en een dergelijke beperking van de verticale groei van de scheur niet plaatsvindt. De belangrijkste barrière is de beperkte afkoeling van de caprock de grote dikte ervan (minimaal ca 350 meter) en de zeer lage permeabiliteit waardoor de injectievloeistof niet naar bovenliggende lagen kan stromen.



Figuur 62 Herstelbarrières tegen vorming en voortplanting van scheuren in het afdichtende gesteente worden behandeld in bowtie 2.

7.6. Monitoring mogelijkheden (kort)

In het verleden is er geen detecteerbare seismische activiteit gemeten in P18 en zowel de risicomatrices voor compactie als het injectierisico vallen in risicoklasse I (activiteiten met een verwaarloosbaar risico). Volgens de richtlijnen van SodM is onder deze omstandigheden monitoring van seismiciteit via het bestaande regionale netwerk voldoende.

Aanvullende technologie, waaronder DAS (Distributed Acoustic Sensing), zou kunnen worden ingezet om micro seismische gebeurtenissen te monitoren.

DAS (Distributed Acoustic Sensing) is een methode om via glasvezelkabels in de put het akoestische gedrag van de put en naastgelegen reservoir te monitoren. Zodoende kan DAS glasvezel gebruikt worden om micro-seismische events in het reservoir te monitoren. Dit is een weinig beproefde methode en dient verder uitgewerkt te worden om operationeel inzetbaar te zijn. Verder is het oplosbare vermogen van DAS relatief gering, met name omdat er geen richting van events gemeten kan worden.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

8. Beoordeling restrisico's

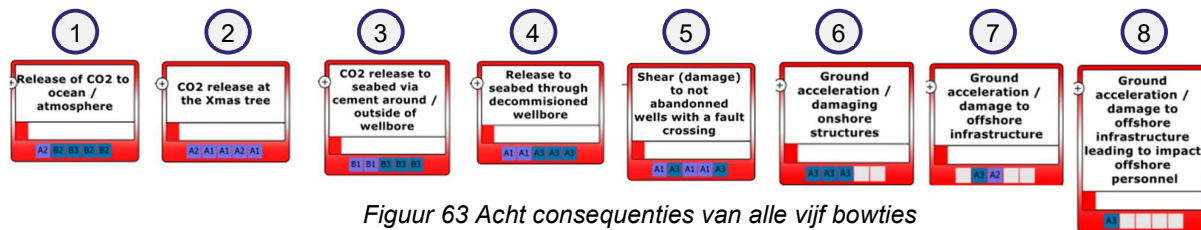
Alle consequenties van de vijf bowties zijn beoordeeld als restrisico's aan de hand van de EBN Risico-beoordelingsmatrix. Hierbij is ervan uitgegaan dat de preventieve barrières en herstelbarrières in werking zijn en is de respectievelijke effectiviteit in acht genomen. De restrisico's zijn beoordeeld voor mens, omgeving, stakeholders, installaties (assets) & financiën en reputatie.

Het streven is een zo laag mogelijk restrisico. Het principe ALARP (*as low as reasonably practicable*) is hier toegepast. Op basis van het ALARP principe en de classificatie van de restrisico's kan beoordeeld worden of de restrisico's acceptabel zijn.

In de risico-identificatie zijn drie categorieën van ongewenste gebeurtenissen geïdentificeerd; lekkage uit de diepe ondergrond (langs geologische structuren), lekkage langs putten en seismiciteit. Hiervoor zijn in totaal vijf bowties opgesteld.

De verschillende bowties hebben acht gemeenschappelijke consequenties en restrisico's. Er is uitgegaan van de *worst case* (van mens, omgeving, stakeholders, installaties (assets) & financiën en reputatie) bij het vaststellen van de classificatie van de restrisico's. Alle acht consequenties zijn beoordeeld.

In de volgende paragrafen zijn respectievelijk de restrisico's voor Mens en Omgeving (paragraaf 8.1) en voor Stakeholders, Installaties en Reputatie (paragraaf 8.2)



Figuur 63 Acht consequenties van alle vijf bowties

8.1. Restrisico's voor Mens en Omgeving

De restrisico's voor mens en omgeving zijn als volgt beoordeeld volgens de EBN Risicomatrix definities:

1. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem – B2 *Onwaarschijnlijk, kleine impact*
2. Vrijkomen van CO₂ bij de Xmas tree – A2 *Zeldzaam, kleine impact*
3. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem langs cement rond de put – B1 *Onwaarschijnlijk, geringe impact*
4. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem via afgesloten put – A1 *Zeldzaam, geringe impact*
5. Schade aan put door afschuiving door breuken – A3 *Zeldzaam, matige impact*
6. Schade aan onshore gebouwen door bodembeweging – A3 *Zeldzaam, matige impact*
7. Schade aan offshore infrastructuur door bodembeweging – A3 *Zeldzaam, matige impact*
8. Letsel personeel als gevolg van schade aan offshore infrastructuur – A3 *Zeldzaam, matige impact*

Bij de beoordeling zijn alle restrisico's beoordeeld als *Onwaarschijnlijk* tot *Zeldzaam (A of B)* en met een *Geringe tot Matige Impact*. (1 tot 3). Daarmee komen ze in de risicomatrix in de categorieën 'laag' (blauw) of 'zeer laag' (lichtblauw). Deze classificering betekent dat de restrisico's acceptabel zijn. Er zijn geen 'middel' (geel) of

8.2. Restrisico's voor Stakeholders, Installaties en Reputatie

De restrisico's voor stakeholders, installaties en reputatie zijn als volgt beoordeeld volgens de EBN Risicomatrix definities:

1. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem – B3 *Onwaarschijnlijk, matige impact*
2. Vrijkomen van CO₂ bij de Xmas tree – A2 *Zeldzaam, kleine impact*
3. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem langs cement rond de put – B3 *Onwaarschijnlijk, matige impact*
4. Vrijkomen van CO₂ naar de zeebodem via afgesloten put – A3 *Zeldzaam, matige impact*
5. Schade aan put door afschuiving door breuken – A3 *Zeldzaam, matige impact*
6. Schade aan onshore gebouwen door bodembeweging – A3 *Zeldzaam, matige impact*
7. Schade aan offshore infrastructuur door bodembeweging – A2 *Zeldzaam, kleine impact*
8. Letsel personeel als gevolg van schade aan offshore infrastructuur – A3 *Zeldzaam, matige impact*

Bij de beoordeling zijn alle restrisico's beoordeeld als *Onwaarschijnlijk* tot *Zeldzaam (A of B)* en met een *Kleine tot Matige Impact*. (2 tot 3). Daarmee komen ze in de risicomatrix in de categorieën 'laag' (blauw) of 'zeer laag' (lichtblauw). Deze classificering betekent dat de restrisico's acceptabel zijn. Er zijn geen 'middel' (geel) of 'hoge' (rood) restrisico's en daardoor zullen er geen additionele maatregelen ten opzichte van de reeds bepaalde maatregelen (barrières) toegevoegd worden.

Literatuur

- Seismic Risk Evaluation, Fenix 2021, bijlage.
- CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field, TNO 2019, bijlage.
- Flow Assurance Study Report, Porthos 2021, bijlage.
- Injection plan, Porthos 2021, bijlage.
- Well containment note, Porthos 2020, bijlage.
- C.J. de Pater et al., 1994. Experimental Verification of Dimensional Analysis for Hydraulic Fracturing, SPE Production & Facilities Vol. 9, issue 4, p. 230 – 238.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Appendix A. EBN Risk Assessment Matrix

EBN Risico Assessment Matrix Goedgekeurd door de EBN directie op: 10-10-2020 Eigenaar: Director Finance Coördinator: HSE-coördinator					Likelihood (kans)				
					A	B	C	D	E
					Zeldzaam	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Zeer waarschijnlijk
					Nog nooit voorgekomen bij EBN projecten/operaties/industrie	Kan wel eens voorkomen bij EBN projecten/operaties/industrie	Doet zich jaarlijks voor bij EBN projecten/operaties/industrie	Komt enkele keren per jaar voor bij EBN projecten/operaties/industrie	Komt meerdere keren per jaar voor bij EBN projecten/operaties/industrie
Severity (ernst)	Consequences (effect)				Rare	Unlikely	Possible	Likely	Very likely
	People	Environment	Impact on stakeholders	Assets & economics	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	Massive impact/ Enorme impact								
4	Major, national impact/ Grote, nationale impact								
3	Moderate, local impact/ Matige, lokale impact								
2	Minor impact/ Kleine impact								
1	Slight impact / Geringe impact								

Category + action / Categorie + actie:	
Hoog	Not acceptable: stop work/intervene immediately and reduce risk (ALARP) - investigate and deliver (remedial) action plan Niet acceptabel: werk stoppen/direct ingrijpen en risico verlagen (ALARP) - onderzoek en maak actie- en verbeterplan
Middel	Take measures to eliminate hazard or reduce risk (ALARP) / Maatregelen nemen om gevaar weg te nemen of het risico te verlagen (ALARP)
Laag	Strive/manage for continuous improvement / Streven naar/richten op continue verbetering
Zeer laag	Low priority, but strive/manage for continuous improvement / Lage prioriteit, maar streven naar/richten op continue verbetering

Handleiding

Gebruik en achtergronden van de EBN risico assessment matrix (RAM)

Doel: Methodiek (tool) om op een eenduidige manier EBN risico's vast te stellen
 Scope: Alle operationele en projectmatige risico's van EBN

Risico Assessment Matrix als hulpmiddel

De risico assessment matrix (RAM) is een hulpmiddel (een tool) om de hoogte van operationele of projectrisico's vast te stellen en verschillende risico's objectiever met elkaar te kunnen vergelijken.

Operationele en projectmatige gevaren worden geïdentificeerd en risico's worden vastgesteld door een (klein) team specialisten.

Dit team bestaat uit verschillende disciplines om een goede inschatting te kunnen maken van de risico's in de verschillende effect categorieën. De projectleider of verantwoordelijk manager stelt dit team samen, eventueel in samenspraak met de HSE-coördinator

Er kunnen verschillende methodieken worden gebruikt voor het inschatten en vaststellen van risico's (bv. Hazi, Hazop, RISE, etc.). De projectleider, verantwoordelijk manager of HSE-coördinator bepaalt welke methodiek(en) geschikt is (zijn).

Risico's worden in risicoregisters opgenomen

De risicoregisters ondersteunen keuzes voor projectactiviteiten en managementbeslissingen, daarnaast kunnen ze worden gebruikt om te prioriteren (bv. hoge risico's en 'quick wins' eerst aanpakken). Let wel op dat lage risico's onder de aandacht blijven!

Het gebruik van de RAM is geen 'exacte wetenschap', er is vaak een deel subjectief bij het inschatten van de gevaren en bepalen van de risico's. Het gaat om het proces en het uiteindelijk beheersen van de risico's

De focus ligt nu met name op de negatieve impact (risico), maar kan ook (op termijn) voor de positieve impact (kansen) worden gebruikt

De EBN risico assessment matrix is een tool waarbij de discussie over het inschatten van risico's en niet over getalswaarden moet gaan. Daarom zijn de assen 1-5 en A-E (niet beide getallen)

Er is bewust geen severity klasse 0 opgenomen, het gaat over het bepalen van risico's, niet over het ontbreken hiervan

Risico = Kans x Effect

Gevaren worden geïdentificeerd en de hoogte van het risico (kans x effect) wordt bepaald op basis van de kennis van het team die de risicoanalyse uitvoert.

Bepalen initiële risico's: bepaal het potentiële effect op basis van een worst case benadering (dus zonder alle barrières/beheersmaatregelen) en kijk dan naar de kans.

Een geïdentificeerd gevaar kan leiden tot meerdere effecten en dus risico's (bv. brand kan effect hebben op zowel people, environment en voor assets & economics), neem deze los op in het risicoregister. Risico's kunnen niet worden opgeteld/gesommeerd!

De tekstuele uitleg bij de effect categorieën en ernst (tabel) geeft bij de inschatting van het risico. Ook hier geldt: er is geen sprake van 'exacte wetenschap'.

Neem de risico's op in het risicoregister met hierbij een heldere beschrijving van kans (of oorzaak), effect (van gebeurtenis) en risico (potentiele gevolg)

In een risicoregister worden beheersmaatregelen (barrières) opgenomen die het risico wegnemen of verkleinen (mitigeren). Een effectieve barrière is onafhankelijk van andere barrières.

Per risico worden één of meer beheersmaatregelen vastgesteld.

Barrières voor People worden op basis van de arbeidshygiënische strategie bepaald (eerst bronmaatregelen, dan collectieve, individuele maatregelen en dan pas persoonlijke beschermingsmiddelen)

Het gebruik van een (methodiek als de) Bow-tie kan zinvol zijn.

Met een Bow-tie worden risico's (bedreigingen), preventieve barrières ter voorkoming van een kritieke gebeurtenis (Loss of Containment, LoC) en correctieve (herstel) barrières om het effect (consequentie) weg te nemen of te verminderen in kaart te gebracht.

Daarnaast is er in een Bow-tie aandacht aan voor factoren die de effectiviteit van een barrière verlagen (escalatiefactoren)

Risico's inclusief (beheers-)maatregelen worden restrisico (residual risk) genoemd. Wanneer de restrisico's in de rode categorie blijven, zijn 'show-stoppers'

Risicoregisters zijn geen eindproduct binnen een project of operationele activiteit. Risicoregisters verdienen continue aandacht, met name in de verschillende projectfasen en bij wijzigingen (zie proces Management of Change - MoC).

Kans

Inschatten van kans gebeurt waar mogelijk op basis van bestaande data van de te classificeren gevaren.

Kans is en blijft een subjectieve maat.

Effect (consequentie) en Ernst (Severity):

People: Gezondheid en veiligheid. Let hierbij op korte- en langetermijneffecten. Gezondheid (health) betreft vaker de langetermijneffecten (bv. effect van blootstelling aan asbest)

Bij categorie People is de grens tussen severity 4 naar 5 binnen de olie- & gaswereld meestal drie doden (als het echt four gaat, bv. explosie, dan bijna altijd meer dan 1 dodelijk slachtoffer).

bij seismisch onderzoek/geothermie is dit niet zo en houden we 1 dodelijk slachtoffer als grens

Environment: milieueffecten

Impact on stakeholders: Non-Technical Risk, public acceptance, reputation, license to operate

Assets & economics: op basis van een referentiegetal onderverdeeld in kleine, middelgrote en grote projecten. Dit getal kan jaarlijks door de RvB van EBN worden aangepast. Voor 2020 zijn de referentiegetallen:

- Kleine projecten (Geo-energy related zoals bij Geo-energie, Geotechnische operaties): referentiegetal = € 30 miljoen
- Middelgrote projecten (CO2/US related zoals bij Porthos): referentiegetal = € 75 miljoen
- Grote projecten (Oil & Gas related, mogelijk organisatiebreed zoals bij E&P Assets): referentiegetal € 1000 miljoen/ 1 miljard



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.



Deel IV: Monitoringsplan

Integrale P18-opslagcomplex

Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1.	Leeswijzer	5
1.1.	Juridisch kader	5
1.2.	Het Monitoringsplan in relatie tot de andere plannen	7
2.	Opzet van het Monitoringsplan	9
2.1.	Doel van het Monitoringsplan CO ₂ -opslag	9
2.2.	Monitoring per projectfase	10
2.3.	Monitoring per deelgebied	12
2.4.	Controlesysteem	12
2.5.	Rapportage opzet	14
3.	Reguliere monitoring	17
3.1.	Monitoringdeelgebied Operationeel	18
3.2.	Monitoringdeelgebied Verspreiding CO ₂ in het reservoir	21
3.3.	Monitoringdeelgebied Lekpaden en integriteit	21
3.4.	Monitoringdeelgebied Milieu en omgeving	23
4.	Aanvullende monitoring	25
4.1.	Mogelijke lekkage uit het opslagcomplex	25
4.2.	Afwijking tussen meetwaarden en modellen	26
4.3.	Ontwikkeling van nieuwe meet-en interpretatietechnologieën	26
4.4.	Tabellen	27



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- **Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex**
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Dit Deel IV is het Ontwerp Monitoringsplan voor CO₂-opslag voor het Integrale P18-opslagcomplex (“**Monitoringsplan**”).¹ Dit Monitoringsplan dient mede te worden beschouwd als een actualisatie van het P18-4-Monitoringsplan.² Dit Monitoringsplan zal minimaal drie maanden voor aanvang van de CO₂-injectie worden geactualiseerd, aangevuld en gedetailleerd. Verder zal dit plan worden geactualiseerd bij significante wijzigingen en in ieder geval om de 5 jaar³ en/of tegelijk met de overige plannen. De actualisatie vindt plaats op basis van wijzigingen in het beoordeelde lekkagerisico, wijzigingen in de beoordeelde risico's voor het milieu en de volksgezondheid, nieuwe wetenschappelijk kennis en verbeteringen inzake de beste beschikbare techniek.⁴

Het Monitoringsplan gaat uit van reguliere monitoring voor algemene operaties en risicobeheersing (hoofdstuk 3). Daarnaast beschrijft dit plan de monitoring die zal worden uitgevoerd in het ongewenste geval van significante onregelmatigheden (hoofdstuk 4). Onder een “significante onregelmatigheid” wordt verstaan: “een onregelmatigheid bij de injectie- of opslagwerkzaamheden of in de toestand van het CO₂-opslagcomplex zelf, die het risico van lekkage doet ontstaan of een risico voor het milieu of de volksgezondheid oplevert.”⁵

1.1. Juridisch kader

De Aanvraag bevat het ontwerp voor een Monitoringsplan als bedoeld in artikel 29f van het Mijnbouwbesluit, dat voldoet aan Bijlage II, onderdeel 1 van de CCS-Richtlijn en strekt tot:

- a. Het vergelijken van het feitelijk en het gemodelleerd gedrag van het CO₂ en andere opgeslagen stoffen en het formatiewater in het voorkomen;
- b. Het detecteren van significante onregelmatigheden;

¹ Artikel 31b sub j Mbw jo. 31d lid 1 sub i Mbw jo. 29f Mbb jo. 1.3.4a lid 4 Mbr.

² Monitoring plan, 9W6722.40/R0010_rev1, bijlage bij Aanvulling Aanvraag op de CO₂-opslagvergunning P18-4. (kenmerk ETM/EM/10102902), TAQA Offshore B.V., 30 juni 2011.

³ Artikel 31d lid 1 sub i Mbw jo. 29f lid 5 Mbb jo. 1.3.4a lid 4 Mbr.

⁴ Artikel 29f lid 5 Mbb.

⁵ Artikel 29a sub c Mbb.

- c. Het detecteren van CO₂ en andere stoffen;
- d. Het detecteren van significante negatieve effecten voor het omliggende milieu en voor met name het drinkwater, de omwonende bevolking en de gebruikers van de biosfeer in de omgeving;
- e. Het evalueren van de doeltreffendheid van eventuele getroffen corrigerende maatregelen, en
- f. Het actualiseren van de veiligheids- en integriteitsbeoordeling van het opslagcomplex op korte en lange termijn, met inbegrip van de beoordeling van de vraag of het opgeslagen CO₂ volledig en permanent is ingesloten.⁶

De Minister verbindt aan de vergunning voor permanent opslaan van CO₂ het voorschrift monitoring als bedoeld in artikel 31d, eerste lid, onderdeel i, van de Mijnbouwwet uit te voeren volgens het Monitoringsplan.⁷ Het Monitoringsplan omvat de wijze van monitoring van: a) de injectiefaciliteiten, b) het opslagcomplex, en c) het milieu in de directe nabijheid van het opslagcomplex, en is in overeenstemming met Bijlage II, onderdeel 1.1., van de CCS-Richtlijn.⁸ Het Monitoringsplan heeft betrekking op de periode die aanvangt op het tijdstip van inwerkingtreding van een vergunning voor het permanent opslaan van CO₂ en eindigt op het tijdstip waarop de vergunning op grond van artikel 31j van de wet wordt ingetrokken.⁹ De keuze van de monitoringstechnologie in het Monitoringsplan wordt gebaseerd op de beste praktijken die bij het opstellen van de ontwerp-vergunning beschikbaar zijn.¹⁰

Het Monitoringsplan bevat nadere gegevens over de monitoring die moet gebeuren in de belangrijkste fasen van het project, inclusief de monitoring in de fase voor, tijdens en na injectie, en de periode na afsluiting. Voor elke fase worden de volgende elementen gespecificeerd:

- a. De gemonitorde parameters;
- b. De gebruikte monitoringstechnologie en een rechtvaardiging voor de keuze van die technologie;
- c. De locaties waar wordt gemonitord en de redenen voor die ruimtelijke verdeling;
- d. De monitoringsfrequentie en de redenen voor die spreiding in tijd.

De te monitoren parameters worden zo gekozen dat zij de monitoringsdoeleinden dienen.

Het Monitoringsplan bevat in ieder geval de continue of periodiek monitoring van de volgende items:

- a. De vluchtige emissie van CO₂ aan de injectiefaciliteit;
- b. De volumetrische CO₂-stroom in de injectieputten;
- c. De CO₂-druk en -temperatuur in de injectieputten (om de massastroom te bepalen);
- d. De chemische analyse van het geïnjecteerde materiaal;
- e. De temperatuur en druk van het reservoir (om het CO₂-fasegedrag en de fase-toestand te bepalen).

De keuze van de monitoringstechnologie wordt gebaseerd op de beste praktijken die op het tijdstip van ontwerp beschikbaar zijn. De volgende opties zullen nader worden bekeken en naargelang van de behoeften en beschikbaarheid van de technieken worden gebruikt:

⁶ Artikel 1.3.4a lid 4 Mbr.

⁷ Artikel 31d lid 1 sub i Mbw jo. 29f lid 1 Mbb jo. 1.3.4a lid 4 Mbr.

⁸ Artikel 29f lid 2 Mbb.

⁹ Artikel 29f lid 3 Mbb.

¹⁰ Artikel 29f lid 4 Mbb.

- a) Technologieën die het mogelijk maken het bestaan, de plaats en de migratieroutes van CO₂ in de ondergrond en aan de oppervlakte te detecteren;
- b) Technologieën die informatie kunnen opleveren over het druk-volumegedrag en de distributie in horizontale en verticale richting van de CO₂-pluim in het reservoir meer specifiek ter verfijning van de numerieke 3-D simulatie op de 3-D geologische modellen van de reservoirs uitgewerkt overeenkomstig artikel 4 en bijlage I van de CCS-Richtlijn.
- c) Technologieën die een brede zonale spreiding mogelijk maken om informatie te verzamelen over eventueel eerder potentiële migratiewegen binnen het opslagcomplex en de omgeving daarvan, in het geval van significante onregelmatigheden of lekkage (migratie van CO₂ uit het opslagcomplex).

Bovendien verstrekt vergunninghouder ten minste elk jaar aan het bevoegde gezag de resultaten van de monitoring van de opgeslagen CO₂ met vermelding van de gebruikte technologie.¹¹

1.2. Het Monitoringsplan in relatie tot de andere plannen

Elke afzonderlijke vergunningaanvraag voor CO₂-opslag in het Integrale P18-opslagcomplex wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen die zijn opgesteld met de integrale injectie als basis. Deze plannen zijn het Risicobeheerplan (Deel III), het Monitoringsplan (Deel IV), het Plan van Corrigerende Maatregelen (Deel V) en het Afsluitingsplan (Deel VI). Aangezien de injectiestrategie uitgaat van een gemeenschappelijke transportleiding naar het Platform P18-A, waarvandaan de CO₂ verdeeld wordt over de putten van zowel de reservoirs P18-2 en P18-4 (en op termijn ook P18-6), is ervoor gekozen om deze samenhangende plannen op te stellen voor het Integrale P18-opslagcomplex.

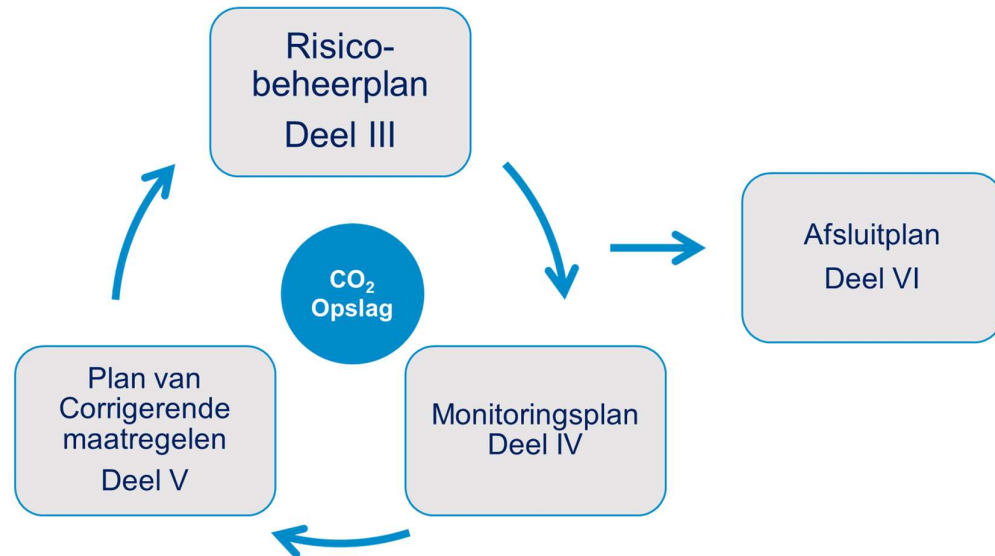
Het Risicobeheerplan (Deel III) beschrijft hoe de mogelijke risico's op lekkage en bodembeweging worden beheerst. In Deel III wordt in detail ingegaan op de analyse van de risico's die samenhangen met de ondergrondse opslag van CO₂. De analyse gaat uit van de vastgestelde grenswaarden voor parameters die in het ontwerp van het opslagsysteem zijn gevonden aan de hand van modellering en materiaalselectie. Deze parameters van het systeem worden gemeten op verschillende momenten en locaties en worden beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV). Met andere woorden, het Monitoringsplan geeft invulling aan de belangrijkste parameters die het gehele opslagsysteem veilig maken en houden. Onder normale omstandigheden geeft de monitoring dus het vertrouwen dat het opslagsysteem begrepen is en betrouwbaar functioneert. In het onwaarschijnlijke geval dat toch sprake is van ongewenste afwijkingen, wordt in het Plan van Corrigerende Maatregelen (Deel V) beschreven welke interventies en operationele stappen genomen zullen worden. Deze corrigerende maatregelen hangen nauw samen met het Monitoringsplan, aangezien in veel gevallen de eerste stap aanvullende monitoring zal zijn. Uiteraard zijn de corrigerende maatregelen primair ingegeven door mitigaties gevonden in de risicoanalyse van het Risicobeheerplan. De uiteindelijke permanente insluiting wordt beschreven in het Afsluitingsplan (Deel VI), dat uiteraard weer gevoed wordt door de risicoanalyse en de monitoring voor, tijdens en na beëindiging van de injectie.

Figuur 1 geeft schematisch weer hoe de vier plannen zich tot elkaar verhouden. Het Risicobeheerplan geeft randvoorwaarden aan het Monitoringsplan en vormt tevens de basis voor het Plan van Corrigerende Maatregelen

¹¹ CCS-Richtlijn Bijlage II, onderdeel 1.1.

en voor het Afsluitingsplan. Er is een sterke wisselwerking tussen de monitoring aan de ene kant en corrigerende maatregelen en afsluiting plannen aan de andere kant.

Alle plannen hebben een voorlopig karakter omdat ze na actualisering, aanvulling en detaillering vóór injectie ter goedkeuring aan het bevoegd gezag zullen worden voorgelegd.



Figuur 1 Samenhang van de vier plannen in de vergunningaanvraag.

2. Opzet van het Monitoringsplan

Dit Monitoringsplan maakt onderdeel uit van het Monitoringsplan voor de gehele Porthos-infrastructuur plus de Emitters. De meetwaarden op het Platform P18-A, in de putten en P-18 reservoirs worden gecombineerd met de meetwaarden uit de overige onderdelen van de Porthos-infrastructuur, en met de informatie van de leveranciers van CO₂. De opzet van het Monitoringsplan voor de gehele Porthos-infrastructuur is beschreven in het MER.

2.1. Doel van het Monitoringsplan CO₂-opslag

Het Monitoringsplan richt zich op de specifieke thema's die van belang zijn voor de opslag van CO₂. Dit heeft betrekking op de injectiefaciliteiten, het opslagcomplex en de directe omgeving van het opslagcomplex. Monitoring dient voor de bewaking en bijsturing van het CO₂-injectie en -opslagproces. Er worden correctieve maatregelen geïnitieerd indien grenswaarden worden overschreden.

De continue geregistreerde meetwaarden geven zicht op de voortgang van de flow en injectie in de putten. Deze operationele informatie wordt gebruikt als input voor de operationele sturing die ook gekoppeld is aan de overige componenten van de Porthos-infrastructuur.

De meetresultaten uit de monitoring worden gebruikt voor periodieke rapportage over de volgende thema's:

- Veiligheid en integriteit, met betrekking tot mogelijke schade aan milieu of ondergrond. Monitoring wordt gebruikt om te onderbouwen dat de CO₂ opgeslagen blijft in het reservoir en niet in de biosfeer terecht komt en dat de structuur van het reservoir en afsluitende laag in stand blijft. Monitoring geeft inzicht in de effectiviteit van eventuele corrigerende maatregelen;
- Het ETS en de opgeslagen hoeveelheden. Uit de monitoring zal moeten blijken dat de afgevangen CO₂ daadwerkelijk permanent buiten de biosfeer is gebracht en geen emissierechten voor deze CO₂ ingeleverd hoeven te worden;
- De afbakening van het opslagvoorkomen. Uit de monitoring zal de integriteit van het opslagvoorkomen moeten blijken;
- De onderbouwing van de overdracht van verantwoordelijkheid na afronding van de injectie.

2.1.1. Data management systeem

Alle meetwaarden van de monitoring in de Porthos-infrastructuur en Emitters worden bijeengebracht in het data managementsysteem. Hierin worden tevens de metingen uit het Monitoringsplan (voor CO₂-opslag) toegevoegd. Vanuit dit centrale data managementsysteem vindt de operationele controle van de gehele CCS-keten plaats en vindt de periodieke rapportage plaats.

2.1.2. Verwerking meetwaarden in de dynamische modellen

De bij de monitoring verzamelde gegevens worden bijeengebracht en geïnterpreteerd. De resultaten van de waarnemingen worden vergeleken met het gedrag dat werd voorspeld in de dynamische simulatie van het gecombineerde 3-D-reservoir -en geomechanische model.

Wanneer er een aanzienlijke afwijking wordt geconstateerd tussen het waargenomen en het voorspelde gedrag wordt het 3-D-model opnieuw geijkt met het oog op een betere weergave van het reële gedrag, zie Tabel 2. Die herijking wordt gebaseerd op de gegevenswaarneming van het Monitoringsplan. Waar nodig om het vertrouwen in de bij de herijking gebruikte aannamen te versterken, worden aanvullende gegevens verzameld.

Het met aanvullende gegevens herijkte dynamische reservoir -en geomechanische model zal vervolgens gebruikt worden voor een actualisering van de risicobeoordeling. Wanneer nieuwe migratiewegen of aanzienlijke afwijkingen van eerdere beoordelingen worden vastgesteld als resultaat van de verwerking van waarnemingen en de herijking van modellen, worden het Injectieplan en het Monitoringsplan dienovereenkomstig geactualiseerd.¹²

2.2. Monitoring per projectfase

De injectie van CO₂ in de P18-reservoirs, is opgedeeld in verschillende fases. De manier en mate van monitoring is afhankelijk van de fase waarin het project zich bevindt. Dit Monitoringsplan is opgesteld aan de hand van de fases die hieronder beschreven zijn.

Detectiegrens en meetnauwkeurigheid zullen per fase worden gespecificeerd bij het indienen van het herziene Monitoringsplan voorafgaand aan de injectie en na detail engineering.

2.2.1. Pre-injectie fase

Voorafgaand aan de injectiefase is de pre-injectie of *commissioning* fase. De installaties en apparatuur op het platform worden aangebracht, de productieputten worden aangepast tot injectieputten en het functioneren van de componenten wordt getest, totdat duidelijk is dat de CO₂-injectie veilig van start kan gaan. De pre-injectie fase is afgerond nadat de systeemintegriteit is vastgesteld.

Bij de injectiefaciliteiten wordt getest of deze lekvrij kunnen opereren. De injectieputten worden gereed gemaakt voor CO₂-injectie door middel van een *workover*. Als onderdeel van de *workover* wordt een aantal metingen uitgevoerd. Deze metingen hebben een tweeledig doel, allereerst dienen ze ter bevestiging dat de putten geschikt zijn voor CO₂-injectie. Daarnaast zijn er metingen van het milieu in de directe nabijheid van het opslagcomplex. Deze dienen als referentie of nullijn voor de situatie nadat de CO₂-injectie wordt stopgezet en het voorkomen wordt afgesloten (*decommissioning*).

Parameters die gemonitord worden in deze fase zijn:

- Evaluatie van putten en systeem gedurende en na workovers.;
- Evaluatie van beschikbare informatie voor/tijdens en direct na start-up van het systeem, indien nodig aanpassing Risicobeheerplan en Monitoringsplan; en
- Het verkrijgen van zogenaamde nulmeting (baseline) data, data die in een ongewenst geval van escalaties kan worden gebruikt als referentie van de situatie voor injectie.

¹² CCS-Richtlijn Bijlage II onderdeel 1.2.

2.2.2. Operationele fase

Het CO₂-injectieproces wordt uitgevoerd binnen nauwgezette operationele grenzen. Dit wordt het *flowcontrol* proces genoemd. Het *flowcontrol* proces wordt gevoed met gemeten procesparameters en bijsturing vindt plaats door het procescontrolesysteem. Deze *controls* zijn ook besproken als de barrières in het Risicobeheerplan.

De integriteit van het CO₂-opslagsysteem wordt gemonitord door zowel continue metingen van processignalen als door jaarlijkse of meer-jaarlijkse metingen in de putten (niet-continue metingen).

Monitoringsdoelstellingen in deze fase zijn:

- De samenstelling van te injecteren CO₂ binnen vooropgestelde marges houden (continue metingen);
- De injectietemperatuur en drukken in de putten binnen vooraf opgestelde bandbreedte houden (continue metingen);
- Debietmetingen op basis waarvan jaarlijks een massabalans opgesteld wordt om eventuele afwijkingen die duiden op het weg migreren van CO₂ op te sporen (continue metingen);
- Integriteit van het systeem van de putten door annulaire drukken te monitoren (continue metingen);
- Integriteit van het systeem van de putten te waarborgen (niet-continue metingen);
- Integriteit van het opslagvoorkomen te monitoren (niet-continue metingen);
- Reservoirdruk en temperatuurmetingen om de verspreiding van CO₂ in het voorkomen te toetsen (niet-continue metingen); en
- Registreren van eventuele seismische activiteit (continue metingen).

2.2.3. Post-injectie fase

Na beëindiging van de CO₂-injectie begint de post-injectie of afsluitingsfase. Deze fase begint met een periode van monitoring van het reservoirgedrag (druk en temperatuur), en de integriteit van het reservoir en de putten. Wanneer de voorspelbaarheid van het gedrag van de geïnjecteerde CO₂ is aangetoond zal worden begonnen met de werkzaamheden om de putten permanent af te sluiten (op basis van het geactualiseerde afsluitingsplan). Het is voorzien dat deze periode 12 maanden zal duren.

Parameters die gemonitord worden in deze fase zijn:

- Reservoirdruk en reservoirtemperatuur,
- Seismische activiteit,
- Annulaire drukken,
- Putintegriteit door middel van metingen tijdens de *workover* werkzaamheden,
- Periodieke observatie van de zeebodem in de omgeving van de put om CO₂-lekkage naar de zeebodem uit te sluiten.

Nadat de putten permanent zijn afgesloten en de bovengrondse voorzieningen zijn verwijderd volgt een nog vast te stellen periode van monitoring van de zeebodem ter bevestiging van de integriteit van het voorkomen. Gedurende deze periode zal periodiek de zeebodem worden gemonitord op de afwezigheid van gasbubbels in de directe nabijheid van het opslagcomplex.

Parameters die gemonitord worden in deze fase zijn:

- Monitoring van seismische activiteit; en
- Periodieke observatie van de zeebodem in de omgeving van de put om zeer onwaarschijnlijke CO₂-lekkage naar de zeebodem uit te sluiten.

2.2.4. Post afsluiting en overdracht van verantwoordelijkheid

Na een langere periode van monitoring van de zeebodem zoals beschreven in 2.2.3 wordt de verantwoordelijkheid van het beheer en de monitoring van het CO₂-opslagvoorkomen overgedragen aan de staat.

Parameters die gemonitord worden in deze fase zijn:

- Monitoring seismische activiteit; en
- Periodieke observatie van de zeebodem in de omgeving van de put om zeer onwaarschijnlijke CO₂-lekkage naar de zeebodem uit te sluiten.

2.3. Monitoring per deelgebied

Er is onderscheid gemaakt tussen vier monitordeelgebieden, te weten:

- Operationeel: hieronder vallen alle gemeten parameters die nodig zijn om binnen de nauwgezette operationele grenzen van het systeem te blijven opereren.
- Verspreiding van CO₂ in het reservoir: hieronder vallen de gemeten parameters die gebruikt worden om te signaleren of het gedrag van de in het reservoir geïnjecteerde CO₂ en van het reservoir in lijn is met het op basis van de dynamische en geomechanische modellen voorspelde gedrag.
- Lekpaden: hieronder vallen de activiteiten die uitgevoerd worden om de in de risicoanalyse geïdentificeerde potentiële lekpaden te monitoren.
- Omgeving en milieu: hieronder vallen monitoring activiteiten naar mogelijke lekkage van CO₂ uit het systeem en de impact daarvan op de omgeving en het milieu als ook seismiciteit.

Tabel 1 Monitoringdeelgebieden op basis van EU Guidance document.

Operationeel	Verspreiding van CO ₂ in het reservoir	Lekpaden	Omgeving en milieu
Injectie procescontrole	Model kalibratie	Putten	Lekdetectie
Druk en temperatuur	Migratie van CO ₂ in het reservoir		Lekdebieten
Gassamenstelling	Ontwikkeling van temperatuurfront in het reservoir		Emissies
Debiet	Reservoirdruk		Impact van lekkages op het gebied van veiligheid en milieu
	Opslag efficiency en mechanisme		Seismiciteit

2.4. Controlesysteem

De meetwaarden van de gemeten procesparameters worden bijeengebracht in het procescontrolesysteem en alarmmanagementsysteem.

Het procescontrolesysteem is zo ingericht dat er volgens het injectieplan wordt geïnjecteerd en het injectieproces binnen de gestelde grenswaarden wordt gehouden. Het alarmmanagementsysteem is zo ingericht dat een alarm wordt gegenereerd wanneer een parameter buiten de vooraf vastgestelde bandbreedte dreigt te komen.

Het Monitoringsplan beschrijft de verschillende metingen en de bandbreedten voor de te meten parameters. Indien waarnemingen binnen de bandbreedte blijven, vindt de CO₂-injectie plaats volgens plan (code groen). Indien waarnemingen afwijken van de verwachting wordt een onderzoek gestart en kan bijzondere monitoring worden ingezet. Wanneer waarnemingen buiten de bandbreedte treden wordt onderzoek gestart en zijn corrigerende maatregelen nodig.

In het injectieplan is de operationele uitvoering van het injectieproces opgenomen.

Tabel 2 Overzicht van monitoringscategorieën per monitoringsgebied.

	Regulier	Aanvullende monitoring	Corrigerende maatregelen
Operationeel	<ul style="list-style-type: none"> Procesparameters binnen de gestelde bandbreedtes 	<ul style="list-style-type: none"> Procesparameters wijken af van de verwachting. 	<ul style="list-style-type: none"> Procesparameters buiten de gestelde bandbreedtes
Verspreiding van CO₂ in het reservoir	<p>Afwijking metingen druk en temperatuur met dynamisch reservoir model +/- 10%</p>	<ul style="list-style-type: none"> Afwijking metingen druk en temperatuur met dynamisch reservoir model +/- 20% 	<ul style="list-style-type: none"> Afwijking metingen druk en temperatuur met dynamisch reservoir model +/- 30%
Lekpaden	<p>Monitoring parameters binnen gestelde bandbreedte.</p> <ul style="list-style-type: none"> Geen afwijkende annulaire druk. Geen afwijkende temperatuur trend (DTS) Geen trillingen (DAS) Injectiedruk binnen gestelde grenswaarden Geen waargenomen CO₂-lekage op met detectie-monitoren. 	<p>Monitoring parameters wijken af van verwachte trend.</p> <ul style="list-style-type: none"> Continue drukopbouw tot alarmniveau in een annulus. Anomalie temperatuur trend (DTS) Trillingen gedetecteerd (DAS) Tubing wanddikte afname 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-aanwezigheid in annulus
Omgeving en milieu	<ul style="list-style-type: none"> Geen seismiciteit Geen sporen van lekkage of bubbels (ROV) 	<ul style="list-style-type: none"> Toenemende trend CO₂-concentratie in zeewater. Registratie van 1 aardbeving met M>2,0 in het vergunningsgebied. 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-detectie op zeebodem rondom putten of boven het reservoir. Registratie van 3 aardbevingen in 12 maanden met M>2,5 in het vergunningsgebied of een aardbeving met M>3,0

2.5. Rapportage opzet

De manier en mate van monitoring is afhankelijk van de fase waarin het CO₂-opslagproject zich bevindt. Na afloop van de pre-injectie fase zal een compleet rapport worden opgeleverd met daarin een evaluatie van de integriteit van de injectieputten en een overzicht van de nulmeting (baseline) data.

Tijdens de injectie fase worden reguliere rapportages opgeleverd en gestuurd aan het bevoegd gezag, in Tabel 3 is een overzicht gegeven van de in te dienen rapporten en de frequentie waarop dit gebeurt. Eventuele directe meldingen aan het bevoegd gezag als gevolg van monitoring zijn beschreven in Het Plan van Corrigerende Maatregelen.

Tabel 3 Rapportages tijdens injectiefase.

Rapportage	Frequentie
Hoeveelheid geïnjecteerd CO ₂ per put [in ton per maand]	Maandelijks
Hoeveelheid geïnjecteerd CO ₂ per voorkomen [in ton per maand]	Maandelijks
Annulaire drukken [in bar]	Maandelijks
Hoeveelheid geïnjecteerd CO ₂ per put [in ton per jaar]	Jaarlijks
Hoeveelheid geïnjecteerd CO ₂ per voorkomen [in ton per jaar]	Jaarlijks
Gemiddelde druk per voorkomen op basis van het dynamische reservoir model [in bar op referentie diepte]	Jaarlijks
Integriteit van het systeem	Jaarlijks
Analyse van de gemeten en op basis van het dynamische reservoirmodel verwachte reservoir drukken	Jaarlijks
Overzicht van correctieve maatregelen en aanvullende monitoring activiteiten	Jaarlijks
Waargenomen seismiciteit	Jaarlijks en onmiddellijk wanneer aardbeving met magnitude groter of gelijk aan M>2,0
Waargenomen anomaliteiten	Jaarlijks
Resultaten van bodem en watermonster analyses	Jaarlijks

Na beëindiging van de CO₂-injectie en voorafgaand aan de decommissioning werkzaamheden vindt een periode van monitoring plaats. In Tabel 4 is een overzicht opgenomen van de reguliere rapportages die in deze periode worden ingediend.

Tabel 4 Rapportages post injectie fase.

Rapportage	Frequentie
Annulaire drukken [barg]	Maandelijks
Gemiddelde druk per voorkomen op basis van het dynamische reservoir model [in bar op referentie diepte]	Jaarlijks
Integriteit van het systeem	Jaarlijks
Analyse van de gemeten en op basis van het dynamische reservoirmodel verwachte reservoir drukken	Jaarlijks
Overzicht van correctieve maatregelen en aanvullende monitoring activiteiten	Jaarlijks
Waargenomen seismiciteit	Jaarlijks
Waargenomen anomaliteiten	Jaarlijks
Resultaten van bodem en watermonster analyses	Jaarlijks

Na afloop van deze monitoring periode volgen de decommissioning werkzaamheden waarna een compleet rapport worden opgeleverd met daarin

- Een evaluatie van de integriteit van de injectieputten,
- Een toetsing van ten opzichte van de nulmeting (baseline) data.

Na de decommissioning werkzaamheden wordt voor een periode van 10 jaar een tweejaarlijkse rapportage opgesteld van de zeebodem monitoring gegevens in de periferie van het voorkomen inclusief eventuele waargenomen seismiciteit.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

3. Reguliere monitoring

Het Porthos-project is opgedeeld in verschillende fases. In het Risicobeheerplan zijn risico's en beheersmaatregelen uitgewerkt voor deze fases. In het Monitoringsplan zijn alle beheersmaatregelen getypeerd in het Risicobeheerplan als monitoring opgenomen en uitgewerkt voor de verschillende fases (zie Paragraaf 2.2). In de onderstaande tabel zijn de monitoringsparameters per deelgebied voor de verschillende fases opgenomen. In de navolgende paragrafen wordt ingegaan op de ingezette monitoringstechnologieën.

Tabel 5 Reguliere monitoring per deelgebied per projectfase

Deelgebied: Operationeel				Project fase			
Parameter	Technologie	Doel	Locatie	Pre-Injectie	Injectie	Post-Injectie	Post-Afsluiting
Innamedebiet	Debietmeting	Meting van de hoeveelheid per emitter ontvangen CO ₂	innamepunt CO ₂ in lage druk leiding		continu		
Injectiedebiet	Debietmeting	Meting van de totale stroom te injecteren hoeveelheid CO ₂	compressorstation		continu		
Injectiedebiet	Debietmeting	Meting van de hoeveelheid geïnjecteerd volume per put	flowline		continu		
Druk	Druksensor	Drukmeting voor proces-en integriteitsbewaking	putmond		continu		
Druk	Druksensor op diepte	Drukmeting voor proces-en integriteitsbewaking	in de put		continu		
Temperatuur	Thermometers	Temperatuurmeting voor proces-en integriteitsbewaking	putmond		continu		
Temperatuur	Thermometer op diepte (DTS)	Temperatuurmeting voor proces-en integriteitsbewaking	in de put		continu		
Gascompositie	Gaschromatografie	Gassamenstelling voor integriteitsbewaking	innamepunt CO ₂ en bij compressor station		continu		
Gascompositie	Methanol-, zuurstof- en watergehaltebepaling	Bewaking op het gehalte methanol, water en zuurstof in de injectiestroom voor integriteitsbewaking	innamepunt CO ₂		continu		
Gascompositie	Gasmonstername	Compositie injectiestroom inclusief niet met gaschromatografie vast te stellen componenten.	innamepunt CO ₂ en bij compressor station		periodiek		
Gascompositie	Waterdouwpuntsmeting	Waterdouwpuntsmeting voor integriteitsbewaking	innamepunt CO ₂ (en bij compressor station)		continu		
Deelgebied: CO ₂ verspreiding in het reservoir				Project fase			
Parameter	Technologie	Doel	Locatie	Pre-Injectie	Injectie	Post-Injectie	Post-Afsluiting
Druk	Druksensor op diepte	Op diepte meten van een gestabiliseerde druk (CIBHP) die vergeleken wordt met het reservoirmodel ter bevestiging van de verspreiding van CO ₂ in het reservoir.	(ingesloten) put	referentie meting	eens per jaar	eens per jaar	
Thermometer	Thermometer op diepte (DTS)	Op diepte meten van een gestabiliseerde temperatuur (CIBHT) die vergeleken wordt met de uitkomst van het reservoirmodel en dient ter kalibratie van het reservoirmodel.	(ingesloten) put	referentie meting	eens per jaar	eens per jaar	

Deelgebied: Lekpaden en integriteit				Project fase			
Parameter	Technologie	Doel	Locatie	Pre-Injectie	Injectie	Post-Injectie	Post-Afsluiting
Casing integriteit	CBL/USIT	cement bond en wanddiktemeting	in de put gedurende work-over	referentie meting			verificatie meting
Casing integriteit	Annulaire drukken	lekkage van tubing, casing en/of linerlap	putmond	continu	continu	continu	
Tubing integriteit	EMIT / PMIT	tubinglekkage en tubingerosie	(ingesloten) put		eens per 5 jaren		
Tubing integriteit	DTS	tubinglekkage	in de put	continu	continu	continu	
Micro-Annuli	USIT (presence) baseline	identificatie van micro-annuli	In de put gedurende work-over	referentie meting			verificatie meting
Micro-Annuli	RST	identificatie van gas/CO2 accumulatie in bovenliggende waterhoudende formaties	in de put gedurende work-over	referentie meting			verificatie meting
Micro-Annuli	DTS / DAS	Vaststellen van afwijkingen die mogelijk wijzen op micro-annulaire stroming	(ingesloten) put	referentie meting	eens per jaar	eens per 6 maanden	verificatie meting
Integriteitstest van de afsluitende plug	Gewichtstest of druktest	Verificatie van de plug	putmond	tijdens de afsluiting van de putten			tijdens de afsluiting van de injectieputten

Deelgebied: Milieu en omgeving				Project fase			
Parameter	Technologie	Doel	Locatie	Pre-Injectie	Injectie	Post-Injectie	Post-Afsluiting
Lekkage van CO ₂	CO ₂ emissie bepaling	Discontinue emissiebepaling van lekkages, door operationele activiteiten of als gevolg van incidenten	platform		discontinu		
Lekkage van CO ₂	ROV	Detectie van gasbubbels	op zeebodem nabij platform	referentie meting	eens per 2 jaar	eens per 2 jaar	eens per 2 jaar voor de eerste 10
Lekkage van CO ₂	zeewater monstername	zeewater CO ₂ baseline monitoring	nabij platform	referentie meting	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage
Lekkage van CO ₂	Sidescan sonars (+zeebodem monstername)	pockmark surveys	op zeebodem nabij platform en boven het veld	referentie meting	bij vermoeden lekkage	verificatie meting	onder voorbehoud verificatie
Lekkage van CO ₂	ROV	detectie van gasbubbels in nabijheid van pockmarks	boven het veld	referentie meting	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage
Lekkage van CO ₂	zeewater monstername seismisch	zeewater monstername in nabijheid van pockmarks	boven het veld	referentie meting	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage	bij vermoeden lekkage
Seismiciteit	monitoringnetwerk	Metten van seismiciteit	meetnetwerk vasteland	continu	continu	continu	continu

3.1. Monitoringdeelgebied Operationeel

Onder het monitoringdeelgebied Operationeel vallen alle gemeten parameters die nodig zijn om binnen de operationele grenzen van het systeem te blijven opereren. De continue metingen dienen ook als input voor de procesbesturing met als doel binnen de gestelde operating envelope te blijven.

Voor de bewaking van het CO₂-injectieproces wordt een zogenoemd Integrated Control and Safety System (ICSS) toegepast. Vanuit dit systeem wordt het proces bewaakt en worden de verschillende veiligheidssystemen aangestuurd. Op basis van de meetgegevens wordt het injectieproces aangestuurd. In het alarmregister zijn de

grenswaarden van alle kritische procesparameters opgenomen. Voor aanpassingen aan deze grenswaarden wordt het Management of Change (MOC) proces gevolgd. De meetwaarden van de gemeten procesparameters worden bijeengebracht in het procescontrolesysteem en alarmmanagementsysteem.

- Het procescontrolesysteem is zo ingericht dat het injectieproces binnen de gestelde grenswaarden wordt gehouden.
- Het alarmmanagementsysteem is zo ingericht dat een alarm wordt gegenereerd wanneer een parameter buiten de vooraf vastgestelde bandbreedte dreigt te komen.

3.1.1. Injectiedebiet

- Bij elke Emitter wordt op het CO₂-innamepunt in de lagedruk transportleiding de hoeveelheid ingenomen CO₂ continu en nauwgezet gemeten.
- Op het compressorstation wordt de totale ingenomen CO₂-stroom gemeten. Voor de debietmeting zal worden gebruik gemaakt van ultrasonische of coriolis debietmeters.
- Elke individuele put wordt voorzien van een debietmeter die rechtstreeks het massadebiet van het langstromende CO₂ meet door gebruik te maken van het coriolis-effect. De coriolis debietmeter kent een hoge meetnauwkeurigheid.
- De gegevens van het gemeten debiet wordt overgezonden en opgenomen in een centrale database.

Voorafgaand aan de injectie van CO₂ wordt een document opgesteld (meethandboek of metering manual) waarin onder andere het geïnjecteerde CO₂ allocatieproces en de meetmethode en meetnauwkeurigheid van de debietmeting beschreven zullen staan.

3.1.2. Drukmeting

Putmondndruk - continu

- Elke putmond wordt voorzien van een putmondndrukmeter, de putmondndruk wordt continue geregistreerd. Het signaal dient als invoerparameter van het flowcontrole systeem. Voor elke put wordt een maximale en minimale putmondndruk vastgesteld, deze waarden worden vastgelegd in het WIMS alarmmanagement systeem. Het flowcontrole proces regelt de putmondndrukken. Een te hoge of te lage putmondndruk zal leiden tot automatisch insluiting van de put.

Putdruk op diepte - continu

- De actuele putdruk op diepte wordt gemeten met een in de put op diepte geplaatste drukopnemer. De meetsignalen worden via de te plaatsen glasvezelkabel naar het oppervlakte overgestuurd. De putdruk op diepte dient ter bewaking van de putintegriteit en wordt ook voor de integriteitbewaking van het voorkomen gebruikt. De putdruk op diepte geeft een permanente indicatie voor drukverloop in het reservoir.

Putdruk op diepte - perforaties

- De op diepte geplaatste druk- en temperatuuropnemer zit net boven de productie packer. In de putten met 5" liner (P18-2A3 en P18-2A5) wordt de nieuwe productie packer onderin de 7" liner (net boven de 5" liner) gezet, waardoor de afstanden tussen meting en reservoir 370 m AH (P18-2A3) en 450 m AH (P18-2A5) zijn. Een productie packer lager in de put in de 5" liner zou een kleinere tubing diameter vereisen, wat zou leiden tot hoge frictieverliezen en ongewenst hoge stroomsnelheden. In de putten waar

de originele packer blijft zitten, is de afstand tussen meting en reservoir ongeveer 100 m AH (P18-2A1 en P18-2A6).

De druk op perforatie diepte wordt berekend door de gemeten druk te extrapoleren op basis van de vloeistofdichtheid en de frictieverliezen. Onder statische condities (eg. put is ingesloten) wordt de druk op perforatie diepte berekend door extrapolatie van de vloeistofdichtheid vanaf de diepte van de druk sensor. Tijdens dynamische omstandigheden (eg. tijdens injectie) hebben frictieverliezen een belangrijke effect op de druk onderin de put bij hogere injectie snelheden en bij langere afstand tussen meting en perforatie diepte. Deze frictieverliezen worden gemodelleerd (in OLGAs) en tijdens de operaties zal de druk / temperatuur onderin de put bepaald worden bepaald met behulp van een vereenvoudigd model.

De onzekerheid van deze vertaalslag zal moeten worden bepaald en wordt nu voorlopig ingeschat op 2 bar onder statische condities en 5 bar onder dynamische condities voor putten met een langere afstand tussen meting en perforatie diepte.

3.1.3. Temperatuurmeting

Putmondtemperatuur - continu

- Elke putmond wordt voorzien van een putmondtemperatuurmeter, de putmondtemperatuur wordt continue geregistreerd. Het signaal dient als invoerparameter van het flowcontrole systeem. Voor elke put wordt een maximale en minimale putmondtemperatuur vastgesteld, deze waarden worden vastgelegd in het alarmmanagement systeem. Het flowcontrole proces regelt de putmondrukken. Een te hoge of te lage putmondtemperatuur zal leiden tot automatische insluiting van de put.

Temperatuurmeting in put - Distributed Temperature Sensing (DTS)

- De CO₂-injectieputten worden voorzien van een glasvezelkabel waarmee de temperatuur over de gehele lengte van de tubing gemeten kan worden, dit wordt Distributed Temperature Sensing (DTS) genoemd. DTS wordt gebruikt voor temperatuur meting op diepte en dient ter bewaking van de putintegriteit en de integriteit van het voorkomen. De meetgegevens zijn input voor het flow controle systeem. Eens per jaar wordt de temperatuur gradient gemeten van een ingesloten put. Een afwijking in het temperatuurprofiel langs de gehele lengte van de tubing kan wijzen op een mogelijk CO₂-lekpad.

3.1.4. Gascompositie

De te injecteren CO₂-stroom zal onzuiverheden bevatten. Onzuiverheden zijn van invloed op het thermodynamische gedrag van CO₂, daarom zijn hiervoor kwaliteitseisen opgesteld voor de CO₂-leveranciers.

- De bewaking van de CO₂-compositie gebeurt in de vorm van een continue meting. Bij elke Emitter en op het compressorstation wordt op het CO₂-innamepunt door middel van een gaschromatograaf de gascompositie continue gemeten. De meetgegevens worden overgezonden naar en opgenomen in een centrale database. Indien CO₂ buiten de kwaliteitseisen wordt ingevoerd kan de invoeding worden stopgezet.
- Het gehalte methanol, water en zuurstof in de CO₂-stroom wordt continu gemeten door middel van speciaal daarvoor ontwikkelde meters. Indien CO₂ wordt ingevoerd met een samenstelling buiten de gestelde kwaliteitseisen voor methanol, water en zuurstof dan wordt de invoeding door het procescontrolesysteem automatisch stopgezet.

- Bij elke Emitter en op het compressorstation worden periodiek gasmonsters genomen waarvan de gascompositie wordt geanalyseerd.
- Op het CO₂-innamepunt wordt het waterdauwpunt continue gemeten.

3.2. Monitoringdeelgebied Verspreiding CO₂ in het reservoir

3.2.1. Drukmeting

Reservoirdruk monitoring

- Eens per jaar wordt een gestabiliseerde reservoirdruk gemeten, hiervoor dienen alle injectieputten in een reservoircompartiment ingesloten te worden. Voor de meting wordt de gemeten putdruk op diepte gebruikt. De meetwaarden worden vergeleken met de prognoses van het dynamische reservoir model.

3.2.2. Temperatuurmeting

Reservoirtemperatuur monitoring (DTS)

- Eens per jaar wordt een gestabiliseerde reservoirtemperatuur gemeten, voor deze temperatuurmeting dient de injectieput ingesloten te worden. Voor de meting wordt de gemeten temperatuur in de put op diepte gebruikt. De meetwaarden worden vergeleken met de prognoses van het dynamische reservoir model.

Bij afwijking (in een deel van de injectieputten) van de druk en/of temperatuur zal nader onderzocht worden waarom de modellen afwijken, wordt een her-kalibratie van het model en de invloed daarvan op de uitkomsten van de risicoanalyse uitgevoerd, waarop het Injectieplan en het Monitoringsplan zullen worden geactualiseerd.

3.3. Monitoringdeelgebied Lekpaden en integriteit

3.3.1. Micro-annuli in cement achter de casing

De integriteit van de casing en van de binding met het cement wordt gemeten met USIT en CBL-metingen. Op basis van een meting met ultrasone signalen worden de wanddikte van de casing, de binding van het cement aan het staal, de homogeniteit van het cement en de aanwezigheid annuli van gemeten. De metingen kunnen alleen worden uitgevoerd wanneer er geen tubing aanwezig is in de injectieput. De meting wordt uitgevoerd tijdens de work-over. Wanneer de meetgegevens laten zien dat de put niet voldoet aan de vooraf gestelde minimale eisen zal opnieuw overwogen worden of de put geschikt is voor opslag van CO₂. Deze meetgegevens dienen tevens als nulmeting (baseline) voor toekomstige vergelijkingen.

3.3.2. Micro-annuli – gasvoorkomens in bovenliggend gesteente

Wanneer CO₂ door micro-annuli uit het reservoir migreert kan het ophopen in poreuze bovenliggende gesteentes. Met behulp van een Reservoir Saturatie Tool kan de aanwezige vloeistof (gas/water) in de poriën van het omliggende gesteente worden vastgesteld. Deze meting kan alleen worden uitgevoerd wanneer er geen tubing in de injectieput aanwezig is. De meting dient als nulmeting om voorafgaand aan de permanente afsluiting van de putten vast te stellen dat er geen CO₂ uit het voorkomen is gemigreerd langs het put traject.

3.3.3. Micro-annuli – trillingen in put (DAS)

Trillingen in een ingesloten injectieput kunnen mogelijk duiden op stroming van CO₂ door micro-annuli in het cement achter de casing. De glasvezelkabel die over de gehele lengte van de tubing geplaatst is, kan gebruikt worden voor detecteren van trillingen (DAS). Voor deze meting dient de put te worden ingesloten.

3.3.4. Integriteit tubing – logging

In een speciaal daarvoor in te plannen put interventie kan door middel van elektromagnetische stralen de wanddikte en corrosie van een tubing worden gemeten. Afname van wanddikte of vorming van corrosie is een indicatie voor een mogelijk verlies van integriteit van de injectieput. In tenminste één injectieput wordt de tubing wanddikte meting één jaar na de start van de CO₂-injectie uitgevoerd. Op basis van de meetresultaten zal worden bevestigd of de meetfrequentie kan worden vastgesteld op één meting in één injectieput per 5 jaren.

3.3.5. Integriteit tubing – DTS

De CO₂-injectieputten worden voorzien van een glasvezelkabel waarmee de temperatuur over de gehele lengte van de tubing gemeten kan worden, dit wordt Distributed Temperature Sensing (DTS) genoemd. Eens per jaar wordt de temperatuur gradient gemeten van een ingesloten put. Een afwijking in het temperatuurprofiel langs de gehele lengte van de tubing kan wijzen op een mogelijke CO₂-lekkage of -lekpad.

3.3.6. Annulaire druk metingen - Well Integrity Monitoring System (WIMS)

De annulaire ruimtes van A en B annulus worden voorzien van drukopnemers. Voor elke annulaire ruimte is de maximaal toelaatbare annulus oppervlaktedruk vastgesteld (MAASP of Maximum Allowable Annulus Surface Pressure). De annulaire druk wordt continue gemeten en geëvalueerd aan de hand van het Well Integrity Management System (WIMS). Er wordt een alarm gegenereerd wanneer de druk een vooraf vastgestelde maximale of minimale waarde overschrijdt. Druk variaties worden veroorzaakt door temperatuur variaties en kunnen veroorzaakt worden door lekkage van CO₂ via tubing of casing. Annuli met een verhoogde druk worden gecontroleerd op aanwezigheid van CO₂. Afwijkingen worden geregistreerd zoals beschreven in het WIMS en worden jaarlijks gerapporteerd.

3.3.7. Tubing wanddikte meting

In een speciaal daarvoor in te plannen put interventie kan door middel van elektromagnetische stralen de wanddikte en corrosie van een tubing worden gemeten. Afname van wanddikte of vorming van corrosie is een indicatie voor een mogelijk verlies van integriteit van de injectie put. In tenminste één injectieput wordt de tubing wanddikte meting één jaar na de start van de CO₂-injectie uitgevoerd. Op basis van de meetresultaten zal worden bevestigd of de meetfrequentie kan worden vastgesteld op een meting per 5 jaren.

3.3.8. Integriteitstest van de afsluitende plug

Putten worden permanent afgesloten door het plaatsen van een cement plug. Nadat de plug is geplaatst wordt de integriteit van de plug getest doormiddel van het uitvoeren van een drukktest of een gewichtstest.

3.4. Monitoringdeelgebied Milieu en omgeving

3.4.1. Gasbubbeldetectie

Lekkage van CO₂ uit het voorkomen kan zich uiten in het ontstaan van gasbubbels op de zeebodem. Inspecties aan de zeebodem rond de putten en op geselecteerde locaties boven het voorkomen zullen worden uitgevoerd door gebruik te maken van een ROV (Remote Operated Vehicle) uitgerust met inspectieapparatuur. De frequentie van deze inspectie is eens per 2 jaren.

3.4.2. Sidescan sonars

Bij migratie van vloeistoffen uit de ondergrond kunnen kraterachtige depressies op de zeebodem ontstaan, dit worden pockmarks genoemd. Met echotechniek (multi-beam echo sounding) of sonarmetingen kunnen afwijkingen in de zeebodem zoals pockmarks in kaart gebracht en mogelijke CO₂-belletjes worden geïdentificeerd. Voorafgaand aan de injectiefase wordt een nulmeting uitgevoerd. Bij vermoeden van lekkage van CO₂ kan de zeebodem opnieuw onderzocht op aanwezigheid van pockmarks. Daarnaast kunnen zeebodemmonsters worden gebruikt om mogelijk de aan- of afwezigheid van sporen van migrerend CO₂ vast te stellen.

3.4.3. Zeewater monstername

Zeewater bevat van nature CO₂, een verhoogde concentratie CO₂ in het zeewater in de nabijheid van het injectiesysteem kan duiden op een CO₂-lekkage. Voorafgaand aan de injectiefase worden zeewatermonsters genomen waarvan het CO₂-gehalte wordt vastgesteld. Bij vermoeden van lekkage worden nieuwe zeewatermonsters genomen.

3.4.4. Seismiciteit

Monitoring van seismiciteit in Nederland wordt door het Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut (KNMI) met behulp van haar seismische monitoringsnetwerk uitgevoerd. Het P18-reservoir wordt bestreken door het KNMI monitoringsnetwerk. De gevoeligheid van het netwerk wordt uitgedrukt in Magnitude van Compleetheid, elke beving gelijk of groter aan deze magnitude wordt geregistreerd. Boven het P18-reservoir is de magnitude van compleetheid kleiner of gelijk aan 2,0 op de schaal van Richter.¹³

Tijdens de depletie van het gasreservoir is geen seismische activiteit gemeten in P18 en hoewel de SRA leidraad gebaseerd is op geïnduceerde seismiciteit door reservoir compactie wordt de leidraad als conservatief beschouwd, en vallen zowel de risicomatrices voor compactie als het injectierisico vallen in risicoklasse I voor activiteiten met een verwaarloosbaar risico. Op basis van deze analyse is er geen aanleiding om te voorzien in uitbreiding van het seismische monitoringnetwerk.

Goede lokalisatie van seismische gebeurtenissen is belangrijk om afwijkend gedrag van het reservoir vast te stellen. Wanneer afwijkend gedrag wordt vastgesteld zal worden onderzocht of en op welke manier de manier van injecteren aangepast dient te worden. Er wordt onderzocht of uitbreiding van het seismische

¹³ Op basis van email contact Bernard Dost, KNMI.

monitoringnetwerk door bijvoorbeeld de implementatie van Ocean Bottom Sensing kan bijdragen aan een gevoeliger netwerk en nauwkeurigere plaatsbepaling van bevingen.

Voor alle gasinjectie putten geldt dat ze worden voorzien van glasvezelkabel langs de gehele lengte van de tubing tot net boven de productiepacker. Met Distributed Acoustic Sensing (DAS) technologie kunnen trillingen worden gemeten. Lokalisatie van kleine trillingen zou mogelijk kunnen helpen om eventueel afwijkend gedrag in het reservoir vast te stellen. Echter als gevolg het omgevingsgeluid door de langsstromende CO₂ wordt erg het onwaarschijnlijk geacht dat micro-seismische trillingen kunnen worden geregistreerd en vervolgens gelokaliseerd. De aanwezigheid van een glasvezelkabel in de putten biedt echter wel de mogelijkheid om eventueel in de toekomst beschikbare meet -en interpretatietechnieken toe te passen. In eventuele periodes waarin putten niet gebruikt worden voor injectie zal de signal-to-noise ratio sterk verbeteren en kunnen naar verwachting betere metingen worden uitgevoerd.

4. Aanvullende monitoring

In dit hoofdstuk worden mogelijke aanvullende monitoringsactiviteiten beschreven. Deze zijn niet als zodanig voorzien bij de reguliere monitoring, maar hiertoe kan besloten worden als meetwaarden buiten de vooropgezette bandbreedten komen, er een vermoeden is van lekkage of als er seismiciteit optreedt.

4.1. Mogelijke lekkage uit het opslagcomplex

Er worden twee manieren onderscheiden om mogelijke lekkage te kunnen verifiëren:

1. directe detectiemethoden, waarmee de afwezigheid van migratie van CO₂ uit het reservoir en lekkage uit het opslagcomplex kan worden aangetoond. Dit kunnen bijvoorbeeld CO₂-metingen bij de putten zijn.
2. indirecte detectiemethoden, waarmee kan worden geverifieerd of geïnjecteerd CO₂ zich gedraagt zoals voorspeld. De voorspellingen zijn afkomstig van statische en dynamische modeleringen die vooraf zijn uitgevoerd, maar ook van de actualisering hiervan naar aanleiding van beschikbare monitoringsgegevens (bijvoorbeeld druk metingen in het reservoir). In het ontwerp van het Monitoringsplan zijn daarom belangrijke parameters opgenomen ten behoeve van de indirecte monitoring, zoals:
 - Representatieve drukmeting bij de put;
 - Annulaire drukken;
 - Geïnjecteerd volume CO₂;
 - Kwaliteit geïnjecteerd gas;
 - Metingen van de integriteit van de put;
 - Metingen irregulariteiten op de zeebodem.

Tabel 6 Overzichtstabel van aanvullende monitoring.

BIJZONDERE MONITORING		
Deelgebied	Doelstelling	Meettechniek
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Putdruk op diepte (meting van gestabiliseerde reservoir druk bij de put) waarbij de tijd intervallen bepaald worden aan de hand van de onregelmatigheid	Met op diepte geplaatste drukopnemer
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Temperatuur op diepte (meting van reservoir temperatuur bij de put) waarbij de tijd intervallen bepaald worden aan de hand van de onregelmatigheid	Met DTS of een op diepte geplaatste temperatuursensor in de put
Lekpaden en integriteit	Compositie (CO ₂ -gehalte) van inhoud van annuli in geval van anomalie in annulaire drukken	Laboratoriumanalyse van monsters van vloeistof in annulaire ruimte
Lekpaden en integriteit	Opsporen van mogelijk lek in de completion	Verscheidene meet technieken (logs) in de put (waaronder akoestisch)
Milieu en omgeving	Aanwezigheid van CO ₂ in het zeewater rondom de put	Monstername

Milieu en omgeving	Inspectie van zeebodemcondities rondom injectieplatform en boven het veld voor aanwezigheid van pockmarks en mogelijk nadere inspectie op geselecteerde plaatsen.	Sonar meeting, met mogelijke plaatselijke ROV-inspectie
--------------------	---	---

4.2. Afwijking tussen meetwaarden en modellen

Afwijkingen van het verwachte gedrag van geïnjecteerd CO₂ op basis van de dynamische reservoir modellen kunnen mogelijk duiden op migratie van CO₂ uit het reservoir. De belangrijkste activiteiten bij het bepalen van dergelijke afwijkingen van het verwachte gedrag bestaan uit het monitoren van de druk en temperatuur. Na een gedegen en betrouwbare 'history match' zijn afwijkingen van het verwachte drukverloop gecorrigeerd voor compressie (p/Z curve) gedurende en na de operationele fase een sterke indicator voor migratie van CO₂ uit het reservoir of lekkage uit het opslagcomplex. Hiertoe worden in ieder geval de drukken boven in de putten gemeten (putmond) alsmede de drukken onder in de put (op diepte).

Indien onverwachte afwijkingen worden gemeten en migratie van CO₂ uit het reservoir wordt vermoed, worden additionele maatregelen ingezet. De detectiegrens en meetnauwkeurigheid zal worden gespecificeerd bij het indienen van het herziene Monitoringsplan voorafgaand aan de injectie en na detail engineering.

4.3. Ontwikkeling van nieuwe meet-en interpretatietechnologieën

Elke gasinjectieput wordt voorzien van glasvezelsysteem, dat bestaat uit langs de tubing geplaatste glasvezelkabels en speciaal daarvoor ontwikkelde en op het platform geplaatste optische monitoring apparatuur.

Systemen die gebruikt gaan worden zijn Distributed Temperature Sensing ("DTS") hiermee kan de temperatuur op elke meter diepte in de put gemeten worden, en Distributed Acoustic Sensing ("DAS") systeem waarmee trillingen kunnen worden gedetecteerd.

In de markt worden verschillende toepassingsmogelijkheden van glasvezelkabels in putten onderzocht en ontwikkeld, zoals bijvoorbeeld het mogelijk kunnen detecteren van lekkages in de putten of in het omliggende gesteente of het registreren van seismiciteit. De hiervoor benodigde nieuwe technologieën richten zich primair op het genereren en interpreteren van meetgegevens. Het beschikbaar hebben van glasvezelkabels in alle putten biedt de mogelijkheid om in de toekomst deze nieuwe technologieën ook toe te passen.

4.4. Tabellen

Tabel 7 Overzichtstabel van monitoring in de verschillende fases.

PRE INJECTIE FASE		
Deelgebied	Doelstelling	Meettechniek
Lekpaden en integriteit	Metten van wanddikte en corrosie van casing	Ultrasonische geluidsgolven
Lekpaden en integriteit	Metten van cementbinding tussen casing en gesteente en identificeren van micro-annuli	Cement Bond Logs in de put
Lekpaden en integriteit	Referentie/nulllijn meting aanwezigheid van gas (CO ₂) in lagen in het bovenliggende gesteente	Reservoir saturatie meting doormiddel van pulsed neutron generation en dual-detector spectrometry.
Milieu en omgeving	Referentie/nulllijn meting en inspectie van de zeebodemcondities rondom het injectieplatform en boven het veld	Sonarmetingen, monsternamen van de zeebodem en Remote Operated Vehicle (ROV)
Milieu en omgeving	Referentie/nulllijn analyse van de opgeloste hoeveelheid CO ₂ in het zeewater rondom het injectieplatform en boven het veld	Watermonsters
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI
OPERATIONELE FASE - continue metingen		
Deelgebied	Doelstelling	Meettechniek
Operationeel	Compositie van de CO ₂ en andere componenten (bv water)	Continue gassamenstelling en dauwpuntmeting
Lekpaden en integriteit	Annulaire drukken	druksensors
Operationeel	Putmondruk	druksensors
Operationeel	Putmondtemperatuur	temperatuursensor
Operationeel	Debiet (stromings) meting (oa voor erosie monitoring)	Coriolismeters
Operationeel	Injectiedruk op diepte	Druksensor (geïntegreerd met DTS glasvezel technologie)
Operationeel	Injectietemperatuurmeting op diepte	Temperatuur sensor (DTS glasvezel technologie)
Lekpaden en integriteit	Temperatuurmeting (langs tubing)	DTS glasvezel technologie
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI

OPERATIONELE FASE - niet-continue metingen		
Deelgebied	Doelstelling	Meettechniek
Operationeel	Compositie van de CO ₂ en andere componenten (bv water)	Laboratoriumanalyse van gasmonsters
Lekpaden en integriteit	Metten van wanddikte en corrosie van tubing	Tubinginspectie
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Putdruk op diepte (meting van reservoir druk bij de put bij tijdelijke insluiting van put)	Druksensor (geïntegreerd met DTS glasvezel technologie)
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Temperatuur meting (op diepte) (meting van reservoir temperatuur bij de put bij tijdelijke insluiting van put)	Temperatuursensor (geïntegreerd met DTS glasvezel technologie)
Lekpaden en integriteit	Temperatuur meting (langs tubing) met als doel mogelijke stroming van CO ₂ buiten de casing vast te stellen bij tijdelijke insluiting van put	(DTS) glasvezel technologie
Lekpaden en integriteit	Trillingen (langs tubing) (meting van mogelijke stroming buiten de casing) bij tijdelijk insluiting van put	(DAS) glasvezel technologie
Milieu en omgeving	Gas bubbel detectie aan de zeebodem rond de putten en op geselecteerde locaties boven het veld	ROV
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI

POST-INJECTIE FASE na injectie voor afsluiting		
Deelgebied	Doelstelling	Meettechniek
Lekpaden en integriteit	Annulaire drukken	Druksensor
Operationeel	Putmond druk	Druksensor
Operationeel	Putmond temperatuur	Temperatuursensor
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Putdruk op diepte (meting van reservoir druk bij de put)	Druksensor (geïntegreerd met DTS glasvezel technologie)
CO ₂ -verspreiding in het reservoir	Temperatuur op diepte (meting van reservoir temperatuur bij de put)	Temperatuursensor (geïntegreerd met DTS glasvezel technologie)
Lekpaden en integriteit	Temperatuur meting (langs tubing) (meting van mogelijke stroming buiten de casing)	(DTS) glasvezel technologie
Lekpaden en integriteit	Trillingen (langs tubing) (meting van mogelijke stroming buiten de casing)	(DAS) glasvezel technologie
Milieu en omgeving	Gas bubbel detectie aan de zeebodem rond de putten en op geselecteerde locaties boven het veld	ROV

Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI
DECOMMISSIONING FASE		
Lekpaden en integriteit	Metten van wanddikte en corrosie van casing	Ultrasone geluidsmetingen
Lekpaden en integriteit	Metten van cementbinding tussen casing en gesteente en identificeren van aanwezigheid van micro-annuli	Cement Bond Log
Lekpaden en integriteit	Aanwezigheid van gas (CO ₂) in lagen in het bovenliggende gesteente	Reservoir saturatiemeting
Lekpaden en integriteit	Integriteit van de af te sluiten put controleren door het monitoren van drukopbouw	Druksensor
Milieu en omgeving	Zeebodemcondities rondom injectie platform en boven het veld	Sonarmetingen en monstername
Milieu en omgeving	Aanwezigheid van CO ₂ in het zeewater rondom de put	Monstername
Milieu en omgeving	Aanwezigheid van CO ₂ lekkage rondom de putten op de zeebodem	Visuele inspecties / ROV
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI
OBSERVATIE FASE NA AFSLUITING TOT OVERDRACHT		
Lekpaden en integriteit	Putmond druk gemeten op afsluiting van de conductor	Druksensors
Lekpaden en integriteit	Compositie (CO ₂ -gehalte) van vloeistof in geval van druk opbouw in de conductor na afsluiting	Laboratorium analyse van monsters van vloeistof / gas
Omgeving en milieu	Verificatie van zeebodemcondities rondom injectieplatform en boven het veld	Sonar meeting
Omgeving en milieu	Gas bubbel detectie aan de zeebodem rond de putten en op geselecteerde locaties boven het veld	ROV
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI
OBSERVATIE FASE NA AFSLUITING NA OVERDRACHT		
Milieu en omgeving	Verificatie van zeebodemcondities rondom injectieplatform en boven het veld	Sonar meeting

Milieu en omgeving	Gas bubbel detectie aan de zeebodem rond de putten en op geselecteerde locaties boven het veld	ROV
Milieu en omgeving	Metten van seismische activiteit	Seismisch monitoringnetwerk van KNMI



Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen

Integrale P18-opslagcomplex

Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1. Leeswijzer	5
1.1. Juridisch kader	5
1.2. Het Plan van Corrigerende Maatregelen in relatie tot de andere plannen.....	6
2. Overzicht corrigerende maatregelen	9
2.1. Communicatie	9
2.2. Overzicht van risico groepen.....	9
2.3. Categorieën corrigerende maatregelen	11
2.4. Overzicht van risico's en corrigerende maatregelen	12
3. Gedetailleerde uitwerking corrigerende maatregelen	17
3.1. Operationele Aanpassingen	17
3.2. Aanvullende monitoring.....	21
3.3. Technische aanpassingen.....	23



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- **Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex**
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Dit Deel V bevat het Plan van Corrigerende Maatregelen voor CO₂-opslag voor het Integrale P18-opslagcomplex reservoirs (**“Plan van Corrigerende Maatregelen”**). Dit Plan van Corrigerende Maatregelen dient mede te worden beschouwd als actualisatie van het P18-4 Plan voor corrigerende maatregelen¹. Dit Plan van Corrigerende Maatregelen zal minimaal drie maanden voor aanvang van de CO₂-injectie worden geactualiseerd, aangevuld en gedetailleerd. Verder zal dit plan worden geactualiseerd bij significante wijzigingen en in ieder geval om de 5 jaar en/of tegelijk met de overige plannen.

In hoofdstuk 2 is een overzicht gegeven van de corrigerende maatregelen en zijn de omstandigheden beschreven waarin de corrigerende maatregelen operationeel worden. Daarnaast is de monitoring beschreven die de effectiviteit van de corrigerende maatregelen in beeld brengt. In hoofdstuk 3 wordt elke corrigerende maatregel in zoveel mogelijk detail uitgewerkt. Hierbij wordt ingegaan op het geïdentificeerde risico en de geprojecteerde locatie hiervan, het tijdspad voor de implementatie van de maatregel en een beschrijving van de benodigde activiteiten die moeten worden uitgevoerd. Daarnaast wordt uiteengezet waarom de maatregelen als geschikt worden beschouwd voor de risico's waaraan deze gerelateerd zijn. Dit Plan van Corrigerende Maatregelen bouwt in hoofdstuk 5 voort op de indeling zoals beschreven in Guidance Document 2².

1.1. Juridisch kader

De Aanvraag bevat het ontwerp voor een plan voor het nemen van corrigerende maatregelen als bedoeld in artikel 29d van het Mijnbouwbesluit.³ De Minister verbindt aan de vergunning voor permanent opslaan van CO₂ het voorschrift corrigerende maatregelen uit te voeren volgens een plan.⁴ De uitgangspunten voor het Plan van

¹ Plan voor corrigerende maatregelen, 9W6722.40/R0010_rev1, bijlage 2 bij Aanvulling Aanvraag op de CO₂-opslagvergunning P18-4 (kenmerk ETM/EM/10102902), TAQA Offshore B.V., 30 juni 2011.

² Guidance Document 2 for implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures.

³ Artikel 31b sub l jo. 1.3.4a lid 3 Mbr.

⁴ Artikel 31d lid 1 sub k Mbw jo. 29d lid 1 Mbb.

Corrigerende Maatregelen zijn voorgeschreven in artikel 31b van de Mijnbouwwet en in artikel 29d lid 2 van het Mijnbouwbesluit:

“Het plan bevat ten minste een beschrijving van maatregelen om tijdens de injectie van CO₂ en gedurende de verdere opslag significante onregelmatigheden te corrigeren of lekken te dichten teneinde lekkage te voorkomen of te doen ophouden.”⁵

Een significante onregelmatigheid is:

“een onregelmatigheid bij de injectie- of opslagwerkzaamheden of in de toestand van het opslagcomplex zelf, die het risico van lekkage doet ontstaan of een risico voor het milieu of de volksgezondheid oplevert”.⁶

Corrigerende maatregelen zijn in artikel 3 van de CCS-Richtlijn gedefinieerd als: *“maatregelen om significante onregelmatigheden te corrigeren of lekkages te dichten teneinde het weglekken van CO₂ uit het opslagcomplex te voorkomen of te doen ophouden”.*

Deze definitie is verder aangevuld in Guidance Document 2 (p. 128):

“They are intended to ensure the safety and effectiveness of geological storage. Corrective measures are part of the overall risk management process that is intended to ensure the safety of geological storage and to manage the risks from leakage during the project life cycle.”

1.2. Het Plan van Corrigerende Maatregelen in relatie tot de andere plannen

Elke afzonderlijke vergunningaanvraag voor CO₂-opslag in het Integrale P18-opslagcomplex wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen die zijn opgesteld met de integrale injectie als basis. Deze plannen zijn het Risicobeheerplan (Deel III), het Monitoringsplan (Deel IV), het Plan van Corrigerende Maatregelen (Deel V) en het Afsluitingsplan (Deel VI). Aangezien de injectiestrategie uitgaat van een gemeenschappelijke transportleiding naar het Platform P18-A, waarvandaan de CO₂ verdeeld wordt over de putten van zowel de reservoirs P18-2 en P18-4 (en op termijn ook P18-6), is ervoor gekozen om deze samenhangende plannen op te stellen voor het Integrale P18-opslagcomplex.

Het Risicobeheerplan (Deel III) beschrijft hoe de mogelijke risico's op lekkage en bodembeweging worden beheerst. In Deel III wordt in detail ingegaan op de analyse van de risico's die samenhangen met de ondergrondse opslag van CO₂. De analyse gaat uit van de vastgestelde grenswaarden voor parameters die in het ontwerp van het opslagsysteem zijn gevonden aan de hand van modellering en materiaalselectie. Deze parameters van het systeem worden gemeten op verschillende momenten en locaties en worden beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV). Met andere woorden, het Monitoringsplan geeft invulling aan de belangrijkste parameters die het gehele opslagsysteem veilig maken en houden. Onder normale omstandigheden geeft de monitoring dus het vertrouwen dat het opslagsysteem begrepen is en betrouwbaar functioneert. In het onwaarschijnlijke geval dat toch sprake is van ongewenste afwijkingen (wat hieronder wordt verstaan wordt in hoofdstuk 2 beschreven), wordt in het Plan voor Corrigerende Maatregelen (Deel V) beschreven welke interventies en operationele stappen genomen zullen

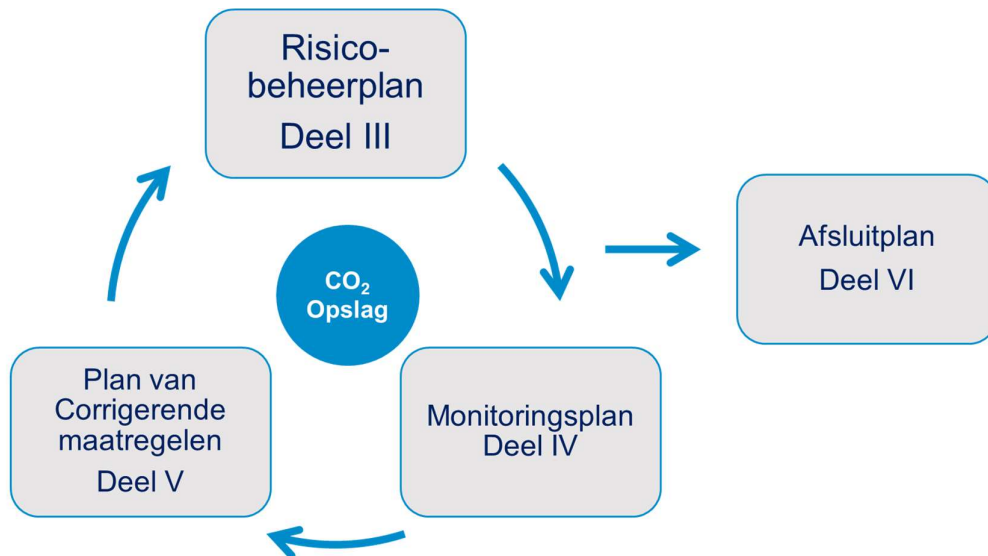
⁵ Artikel 29d lid 2 Mbb.

⁶ Artikel 29a onder c Mbb.

worden. Deze corrigerende maatregelen hangen nauw samen met het Monitoringsplan, aangezien in veel gevallen de eerste stap aanvullende monitoring zal zijn. Uiteraard zijn de corrigerende maatregelen primair ingegeven door mitigaties gevonden in de risicoanalyse van het Risicobeheerplan. De uiteindelijke permanente insluiting wordt beschreven in het Afsluitingsplan (Deel VI), dat uiteraard weer gevoed wordt door de risicoanalyse en de monitoring voor, tijdens en na beëindiging van de injectie.

Figuur 1 geeft schematisch weer hoe de vier plannen zich tot elkaar verhouden. Het Risicobeheerplan geeft randvoorwaarden aan het Monitoringsplan en vormt tevens de basis voor het Plan van Corrigerende Maatregelen en voor het Afsluitingsplan. Er is een sterke wisselwerking tussen de monitoring aan de ene kant en corrigerende maatregelen en afsluiting plannen aan de andere kant.

Alle plannen hebben een voorlopig karakter omdat ze na actualisering, aanvulling en detaillering vóór injectie ter goedkeuring aan het bevoegd gezag zullen worden voorgelegd.



Figuur 1 Samenhang van de vier plannen in de vergunningaanvraag.

Het Monitoringsplan beschrijft de verschillende metingen en de bandbreedten voor de te meten parameters. Indien waarnemingen binnen de bandbreedte blijven, vindt de CO₂-injectie plaats volgens plan (code groen) en zijn geen corrigerende maatregelen nodig. Voor operationele doeleinden wordt de set parameters waarbinnen de CO₂ veilig wordt geïnjecteerd benoemd als het injectie plan.

Indien waarnemingen buiten de bandbreedten komen, in beperkte mate of tijdelijk zonder direct risico van lekkage, wordt dit gezien als een ongewenste afwijking. Dit vraagt extra onderzoek om vast te stellen wat de oorzaak is en of dit tot aanpassingen moet leiden. Dit is beschreven in corrigerende maatregelen die zijn opgesteld voor de mogelijke ongewenste afwijkingen.

De corrigerende maatregelen:

- Zijn risk-based. Dit betekent dat de invulling van het plan is gebaseerd op de resultaten van de locatie specifieke risicoanalyse. Hier ligt een sterke link met het Risicobeheerplan, waarin de locatie specifieke risicoanalyse is uitgewerkt.
- Hangen nauw samen met het Monitoringsplan. In het Monitoringsplan zijn situaties van lekkage of significante onregelmatigheden geïdentificeerd die het gebruik van corrigerende maatregelen vereisen. In vele gevallen zullen de corrigerende maatregelen beginnen met aanvullende monitoring. Bovendien zullen de corrigerende maatregelen nauwlettend gemonitord moeten worden om te bezien of deze effectief zijn;
- worden operationeel wanneer sprake is van lekkage of significante onregelmatigheden.

Het Plan van Corrigerende Maatregelen moet *ready-to-use* zijn, wat een operationeel karakter impliceert. Een ander belangrijk aspect is *early warning* en *early intervention*, met als doel om verergering van de situatie te voorkomen en het risico op zowel migratie als lekkage te verminderen. Hierbij hoort ook onmiddellijke informatiedeling met het bevoegde gezag, zowel wanneer een lekkage of significante onregelmatigheid optreedt, als zodra corrigerende maatregelen operationeel worden.

Dit initiële ontwerpplan zal worden ge-updatet naar aanleiding van nieuwe of gewijzigde inzichten. Correctieve maatregelen zullen worden toegesneden op significante onregelmatigheden wanneer die zich daadwerkelijk voordoen.⁷

⁷ Guidance Document 2, pagina 128, laatste alinea en pagina 129.

2. Overzicht corrigerende maatregelen

Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de mogelijke ongewenste afwijkingen en significante onregelmatigheden. Indien uit de waarnemingen blijkt dat sprake is van een significante onregelmatigheid of lekkage, neemt de vergunninghouder onmiddellijk passende maatregelen op basis van dit plan en maakt hier melding van bij het bevoegd gezag⁸. In dit plan zijn ook “ongewenste afwijkingen” opgenomen, dit zijn waarnemingen buiten de bandbreedten (die in het Monitoringsplan staan) en die ontstaan door een operationeel probleem bijvoorbeeld, en die niet direct leiden tot (een risico op) lekkage, maar die wel tot het nemen van corrigerende maatregelen door de vergunninghouder zullen leiden.

2.1. Communicatie

Zodra zich een significante onregelmatigheid of lekkage voordoet, meldt de vergunninghouder dit onmiddellijk bij de inspecteur-generaal der mijnen en verstrekt hem zo spoedig mogelijk gegevens over:

- a. de oorzaken van de significante onregelmatigheid of lekkage;
- b. de aard en de ernst van de gevolgen van de significante onregelmatigheid of lekkage;
- c. de maatregelen die zijn genomen of worden overwogen om de significante onregelmatigheid of lekkage te voorkomen, te beperken of ongedaan te maken; en
- d. de maatregelen die worden overwogen om te voorkomen dat een significante onregelmatigheid of een lekkage zich nogmaals kan voordoen.⁹

Bij elke significante onregelmatigheid zal melding gedaan worden¹⁰. Bij ongewenste afwijkingen wordt geen melding gedaan. In het overzicht in Tabel 1 Overzicht corrigerende maatregelen. staat vermeld bij welke situaties een melding gemaakt zal worden.

Emissierisico

In geval van een lekkage of significante onregelmatigheid dat een emissierisico inhoudt, stelt de uitvoerder de Nederlandse Emissieautoriteit (“NEa”) daarvan onmiddellijk op de hoogte.

2.2. Overzicht van risico groepen

In deel III (Risicobeheerplan) is de risicoanalyse beschreven voor de ‘meest significante ongewenste gebeurtenissen’ (top events) en tevens zijn hiervoor de gevaren en consequenties in kaart gebracht. Er zijn sleutel-barrières gedefinieerd die de beheersing van de risico’s tot een aanvaardbaar restrisico (ALARP) brengen. Afwijkingen en onregelmatigheden ten opzichte van de veilige opslag van CO₂, waaronder de sleutel-barrières, worden gedetecteerd door de monitoring. Een deel van de corrigerende maatregelen zijn er dus om tijdens de injectie van CO₂ en gedurende de verdere opslag de integriteit van de barrières te waarborgen.

⁸ Artikel 29e Mbb.

⁹ Artikel 29e lid 2 Mbb.

¹⁰ Artikel 29e lid 2 Mbb.

Een overzicht van mogelijke ongewenste afwijkingen, lekkage en significante onregelmatigheden bij de injectie- of opslagwerkzaamheden is hieronder weergegeven. Voor deze situaties zijn corrigerende maatregelen gedefinieerd. Ze zijn gegroepeerd aan de hand van het gerelateerde risico: problemen met een sleutel-barrière of een consequentie van een bowtie.

1 Operationele controle

Operationele controle is de primaire barrière om te zorgen dat de CO₂-injectie plaats vindt binnen de parameters gesteld in het injectie plan en gedefinieerd in het monitoring plan. Niet goed functioneren van het monitoringsysteem is een ongewenste afwijking die hersteld moet worden.

2 Veilige CO₂-injectie

Indien de CO₂-injectie afwijkt van het injectie plan (druk, temperatuur, debiet, CO₂-compositie), is dat een ongewenste afwijking die hersteld moet worden. De ongewenste afwijking kan mogelijke invloed hebben op de integriteit van de injectie putten en reservoir (bv. Injectie drukken en temperaturen). Het kan ook een ongewenste afwijking zijn in de verspreiding van de CO₂ in het reservoir en een eerste indicatie zijn mogelijke lekkage. Parameters en modellen moeten geverifieerd worden, alvorens injectie kan worden voortgezet na een mogelijke herziening van het injectie plan.

3 Put integriteit

Annulus drukken worden gemonitord als onderdeel van het monitoring plan. Als de druk te hoog wordt, is dat een indicatie van een probleem met de put integriteit die meerdere mogelijke oorzaken kan hebben.

4 CO₂ buiten opslagcomplex/voorkomen

In het Risicobeheerplan staan de bowties voor de situaties die mogelijk kunnen leiden tot de ongewenste gebeurtenis 'CO₂ buiten opslagcomplex/ -voorkomen'. Voor iedere situatie zijn aantal sleutel-barrières geïdentificeerd die ervoor zorgen dat het rest-risico op een lekkage ALARP is. De sleutel-barrières worden via het monitoring plan actief beheerd. Op ongewenste afwijkingen daarvan worden via de corrigerende maatregelen onder de groepen 'operationele controle' en 'veilige CO₂-injectie' op de juiste manier gereageerd om lekkage te voorkomen.

Het Plan van Corrigerende Maatregelen beschrijft ook hoe gereageerd wordt in het geval dat via monitoring is vastgesteld dat migratie en/of lekkage plaats vindt.

5 CO₂ buiten opslagcomplex/voorkomen: Seismische activiteit

Seismische activiteit met een magnitude groter dan 2.0 (schaal van Richter) wordt in het P18-vergunningsgebied niet verwacht, zoals blijkt uit de Seismische Risico Analyse (zie delen II en III van deze vergunningsaanvraag). De Seismische Risico Analyse heeft ook aangegeven dat mocht er toch een meetbare seismische activiteit optreden, dat het risico van mogelijke lekkage erg klein is. Activering van breukzones kan leiden tot aantasting van de mechanische integriteit van de ondergrond en tot mogelijke andere ondergrondse reacties die onvoorspelbaar zijn. De consequenties van een seismische activiteit, worden daarom beschouwd als identiek aan consequenties van hierboven genoemd voor CO₂ buiten opslagcomplex/voorkomen.

De eerste maatregel na een significante seismische activiteit zal daarom monitoring zijn waarna de gevolgen van de activiteit zullen worden geëvalueerd. Indien de monitoring aangeeft dat het injectieproces is gewijzigd en zich geheel anders dan voorspeld voltrekt, wordt dit als een ongewenste afwijking gezien. De geplande operationele randvoorwaarden kunnen mogelijk niet gehandhaafd worden en/of tot een grote afwijking in injectiviteit en/of opslag leiden. De injectie parameters zullen moeten herzien worden volgens de aangegeven corrigerende maatregelen om veilige CO₂-injectie te waarborgen.

2.3. Categorieën corrigerende maatregelen

Er zijn vier categorieën corrigerende maatregelen geïdentificeerd:

1. aanpassen operationele parameters;
2. aanvullende monitoring (intensiveren of uitbreiden);
3. technische aanpassingen; en
4. grootschalige ingreep

Ten aanzien van de benoemde maatregelen geldt dat het voor de hand ligt dat een combinatie van de maatregelen kan worden toegepast. Onderstaand worden deze categorieën maatregelen nader beschreven.

Aanpassen operationele parameters

In geval van een ongewenste afwijking of significante onregelmatigheid zal allereerst worden ingegrepen in het opslagproces. Daarbij zijn de volgende opties beschikbaar, zolang de put en het reservoir nog toegankelijk zijn:

Stoppen met injectie (tijdelijk / permanent)

Het injectieproces kan worden stopgezet, om verergering van de situatie te voorkomen. Dit kan gebeuren indien er problemen zijn met de druk, dichtheid of temperatuur van het CO₂. Het stopzetten van injectie kan gedurende een beperkte periode om de problemen op te lossen. Mochten de problemen niet verholpen kunnen worden en blijven er risico's bestaan voor de gezondheid van mens, dier en/of het milieu, dan kan de injectie definitief gestopt worden.

Injectiedruk, temperatuur of debiet aanpassen

Indien blijkt dat de injectie van het CO₂ niet naar wens verloopt, dat wil zeggen niet binnen de bandbreedte zoals voorspeld binnen de modellen of testen en gedefinieerd in het injectieplan, bestaat de mogelijkheid om per injectieput de injectiedruk en/of het injectie debiet te verhogen of te verlagen.

Tevens kan de injectie worden aangepast door ervoor te zorgen dat de temperatuur van het te injecteren CO₂ hoger of lager wordt. Bijvoorbeeld als blijkt dat de temperatuur onder in de put te laag wordt.

Modellen aanpassen

In het verlengde van de nieuwe inzichten door het aanvullende monitoring en de resultaten van de aanpassingen, zullen de gebruikte modellen voor de faciliteiten, putten en/ of de ondergrond worden bestudeerd voor eventuele aanpassingen, zodat het gehele injectieproces voorspelbaar kan worden vervolgd en beheerst. Deze aanpassingen worden ook verwerkt in het injectieplan.

Aanvullende monitoring

Bij een ongewenste afwijking of significante onregelmatigheid is aanvullende monitoring veelal noodzakelijk. Dit heeft tot doel de oorzaken beter in beeld te krijgen en zicht te krijgen op de consequenties. Tevens heeft aanvullende monitoring tot doel de effectiviteit van de mogelijk overige maatregelen in beeld te brengen. Aanvullende monitoring kan bestaan uit het uitbreiden van de te meten parameters of door de meetintensiteit te vergroten.

Technische aanpassing

Een ongewenste afwijking, significante onregelmatigheid of lekkage kan ertoe leiden, dat het noodzakelijk is een fysieke aanpassing in het opslagsysteem toe te passen. Dit geldt voornamelijk voor de injectieput, waarbij bijvoorbeeld aanpassingen aan de *completion* moeten worden uitgevoerd om (verdere) lekkage te voorkomen.

De noodzaak voor de meer ingrijpende corrigerende maatregelen (zoals het repareren van de put) zullen mogelijk eerst worden geëvalueerd aan de hand van de analyse en inzichten verkregen door de aanvullende monitoring. Tevens moet geëvalueerd worden of de inzichten en/of reparatie van een put, ook gevolgen heeft voor de andere putten.

Grootschalige ingreep

Naast het bijstellen van het injectieproces zijn er, indien de opslag geheel anders verloopt dan voorzien, ook meer grootschalige ingrepen realiseerbaar. Deze ingrepen komen nu niet voor in het overzicht van corrigerende maatregelen en in de uitgewerkte maatregelen omdat het een herziening van het gehele project betreft. Bij een significante onregelmatigheid of lekkage zal met de beschreven maatregelen de situatie beheerst onder controle worden gebracht. In extreme situaties van een volledig afwijkend gedrag ten opzichte van de verwachtingen, zal een grootschalige ingreep in overweging worden genomen. Hierbij kan gedacht worden aan het vroegtijdig staken van de injectieoperatie en het vroegtijdig afsluiten van het opslagcomplex.

2.4. Overzicht van risico's en corrigerende maatregelen

In onderstaande tabel staat een overzicht van corrigerende maatregelen voor de ongewenste afwijkingen, significante onregelmatigheden en lekkage gegroepeerd per risico. Dit is naar analogie van de Guidance Document 2 (page 141).

Bij vele ongewenste afwijkingen zijn de eerste twee corrigerende maatregelen:

- Injectie aanpassen/stoppen om verergering van een situatie te voorkomen;
- Aanvullende monitoring, veelal noodzakelijk om een beter beeld te krijgen. Dit is hier beschreven en is in overeenstemming met de aanvullende monitoring die ook in het monitoring plan staat

De corrigerende maatregelen worden verder toegelicht in hoofdstuk 3.

Tabel 1 Overzicht corrigerende maatregelen.

Risico Elementen	Ongewenste afwijking, Ongewenste onregelmatigheid en/of lekkage	Corrigerende maatregel	Volgnr.	Monitoring Methode
Sleutel-barrières voor ongewenste gebeurtenissen en mogelijke consequenties uit bowties	Voornamelijk als resultaat van monitoring			Monitoring van effectiviteit van corrigerende maatregel
Operationele controle	Monitoringsysteem werkt niet (volledig) (bijv. Problemen met sensoren of met het centrale system)	Stop of pas injectie aan in getroffen deel van systeem en/of putten.	O1	functioneren van het monitoringsysteem

Risico Elementen	Ongewenste afwijking, Ongewenste onregelmatigheid en/of lekkage	Corrigerende maatregel	Volgnr.	Monitoring Methode
		Herstel en/of pas het monitoringsysteem aan.		
Operationele controle	Druk/ temperatuur meting onderin put functioneert niet.	Stop injectie in betreffende put. Herstel en/of pas het monitoringsysteem aan.	O2, T1	functioneren van het druk / temperatuur monitoringsysteem in put.
Veilige CO ₂ -injectie in putten en reservoir	Injectie is niet conform injectie plan voor put en reservoir en te dicht bij de gestelde parameters. Dit kan voor de volgende redenen (voorbeelden) : <ul style="list-style-type: none"> • beperkte injectiviteit put(ten), bv. hoge druk, hydraatvorming, • hoge injectiviteit in put(ten), bv. hoog debiet, lagere druk, • bedreiging van reservoir / <i>caprock</i> integriteit door druk/temperatuur combinatie van CO₂-injectie stroom onverwacht gedrag van CO₂ in het proces (inclusief de put en het reservoir). 	Pas injectie aan of stop injectie in put(ten). Verifieer proces en injectie parameters en pas aan binnen de toegestane marges (in monitoring plan) en actualiseer de modellen. Indien afwijking blijft, herzie het injectieplan en verifieer of verder onderzoek is nodig.	O3	Druk, temperatuur en debiet metingen in de putten (putmond en onderin).
Veilige CO ₂ -injectie in putten en reservoir	CO ₂ -compositie afwijking die leidt tot mogelijk ander fasegedrag (evt watervorming en corrosie).	Stop inname van CO ₂ van betreffende emitter(s) met afwijking en pas injectie aan.	O4	gas compositie meting / analyse
Veiligheid van de CO ₂ -opslag in het reservoir	Verspreiding van CO ₂ (plume) is niet conform de modellen (incl. dynamische reservoir kalibratie): <ul style="list-style-type: none"> • onverwachte reactie van reservoir (druk / temperatuur 	Pas injectie aan of stop injectie. Verifieer reservoir modellen en eventueel lekkage langs putten.	O5	Druk, temperatuur en debiet metingen in de putten (putmond en onderin)

Risico Elementen	Ongewenste afwijking, Ongewenste onregelmatigheid en/of lekkage	Corrigerende maatregel	Volgnr.	Monitoring Methode
	<p>en verspreiding door het reservoir / plume),</p> <ul style="list-style-type: none"> • mogelijke indicatie van lekkage uit het reservoir. 	<p>Indien onzekerheid bestaat over reservoir insluiting, herzie project.</p> <p>Bij voldoende zekerheid, start injectie met aangepast injectie plan (proces en injectie parameters) .</p>		
Put integriteit	Verhoging van annulus druk boven normale waarden.	<p>Stop injectie, eventueel aanvullend monitoring en herstel put.</p> <p>Voor A-annulus druk : maatregel T1.</p> <p>Voor B-annulus druk : maatregel M3 / T2.</p> <p>Maatregel is afhankelijk van de schade / storing en relevantie voor andere putten moet worden bekeken.</p>	<p>M1, M2,</p> <p>T1 or M3 / T2</p> <p>melding</p>	druk metingen in put en put annuli.
Put integriteit	<p>Afwijkingen geconstateerd tijdens monitoring activiteiten: wanddikte verlies van tubing (bepaald dmv tubing logs) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • binnen toegestane bandbreedte. 	<p>Pas injectie aan of stop injectie.</p> <p>Evalueer invloed van wanddikteverlies op de putintegriteit en noodzaak voor reparatie van put.</p> <p>Onderzoek mogelijke oorzaak van wanddikteverlies.</p>	<p>O3, O4</p> <p>T3</p>	<p>Drukmetingen in put en put annuli.</p> <p>Tubing logs</p>
Put integriteit	<p>Afwijkingen geconstateerd tijdens monitoring activiteiten : wanddikte verlies van tubing (bepaald dmv tubing logs) :</p>	<p>Pas injectie aan of stop injectie.</p> <p>Eventueel kan overwogen worden</p>	<p>T3</p> <p>melding</p>	<p>druk metingen in put en put annuli.</p> <p>Tubing logs</p>

Risico Elementen	Ongewenste afwijking, Ongewenste onregelmatigheid en/of lekkage	Corrigerende maatregel	Volgnr.	Monitoring Methode
	<ul style="list-style-type: none"> • hoger dan toegestaan. 	om de put veilig te stellen met een wireline plug (M2). Repareer put.		
Put integriteit	Afwijkingen geconstateerd tijdens monitoring activiteiten: <ul style="list-style-type: none"> • problemen met SSSV tijdens regulier testen 	Stop injectie. Eventueel kan overwogen worden om de put veilig te stellen met een wireline plug (M2) Onderzoek SSSV voor reparatie mogelijkheden.	T3 melding	SSSV testing
CO ₂ buiten opslag complex / voorkomen langs een injectie put	indicatie van micro-annulaire stroming (lekkage langs put), incl : <ul style="list-style-type: none"> • CO₂ van put naar bovenliggende lagen • CO₂ van put naar zeewater en atmosfeer 	stop injectie, aanvullende monitoring als dat nog niet is gedaan. repareer of sluit put af.	M1 (M3, M4) T4 melding	- Verifieer reservoir lekkage met dynamische reservoir kalibratie - meet stroming langs put met DTS/DAS
CO ₂ buiten opslag complex / voorkomen langs een afgesloten put	CO ₂ van afgesloten put naar zeewater en atmosfeer.	herzie positie en overweeg reparatie van put afsluiting.	M3, M4 T5 melding	monitor zeebodem rondom put
CO ₂ buiten opslag complex / voorkomen	Uit monitoring blijkt dat er lekkage uit het reservoir plaats vindt, incl: <ul style="list-style-type: none"> • CO₂ van reservoir naar bovenliggende lagen (verticale migratie), • CO₂ van reservoir naar naastliggende reservoirs welke niet tot het opslagcomplex behoren (laterale migratie), • lekkage op de zeebodem (niet langs de putten). 	stop injectie. doe aanvullende monitoring om verder inzicht in mogelijk lekkage pad te identificeren. herzie project.	M1, M3, M4, T6 melding	Verifieer reservoir lekkage met dynamische reservoir kalibratie monitor zeebodem

Risico Elementen	Ongewenste afwijking, Ongewenste onregelmatigheid en/of lekkage	Corrigerende maatregel	Volgnr.	Monitoring Methode
CO ₂ buiten opslag complex / voorkomen	Gemeten seismiciteit dmv KNMI seismisch monitoring netwerk (inclusief plaatsbepaling en diepte).	<p>1. verifieer injectie parameters en additionele monitoring van seismische activiteit.</p> <p>2. M> 2.0: injectie parameters, put integriteit en lekkage verifiëren (verifieer platform installatie dmv cameras).</p> <p>3. M >3,0 (of >3 bevingen in 12 maanden met M>2,0) : stop injectie en herzie situatie (put integriteit en lekkage). Hervat injectie in geval van geen problemen met putten en geen meetbare lekkage.</p>	M1 melding	<p>Verifieer injectie parameters voor mogelijke afwijkingen in put en reservoir.</p> <p>Verifieer reservoir lekkage met dynamische reservoir kalibratie.</p>

3. Gedetailleerde uitwerking corrigerende maatregelen

Naar analogie van Guidance Documents 2 (p. 141) worden de maatregelen hieronder nader toegelicht.

De toelichting van corrigerende maatregelen is per categorie, zoals geïntroduceerd in Paragraaf 0:

- Aanpassen operationele parameters
- Aanvullende monitoring (intensiveren of uitbreiden)
- Technische aanpassingen

Voor de categorie 'grootschalige ingreep' is geen gedetailleerde uitwerking opgenomen. Bij een significante onregelmatigheid of lekkage zal met de hieronder beschreven maatregelen de situatie beheerst onder controle worden gebracht.

3.1. Operationele Aanpassingen

Naam	Herstellen en/of aanpassen van monitoring system
Volgnummer:	O1
Tijdsbestek	1-4 uur
Gedetailleerde beschrijving	Data van het monitoring system is incompleet of onjuist. Stop of pas injectie aan in het getroffen deel van het injectiesysteem, al dan niet inclusief de injectie putten. Onderzoek probleem waardoor het (deel van het) monitoringsysteem niet werkt. Vervang onderdelen en of reset het systeem. Herstart het injectie proces.
Rationale	De data die door het monitoringsysteem wordt verzameld is incompleet of onjuist op kritische elementen en controle van veilige injectie kan niet worden gewaarborgd.
Huidige status techniek	Dit is een standaard operationele aanpassing.

Naam	Druk/ temperatuur meting onderin put functioneert niet.
Volgnummer	O2
Tijdsbestek	1-2 uur voor omzetten naar back-up druk/ temperatuur meter tot 1 jaar als interventie met een boortoren nodig is.

Naam	Druk/ temperatuur meting onderin put functioneert niet.
Gedetailleerde beschrijving	<p>Druk en temperatuurmeting werkt niet in een put. Stop injectie in put. Repareer systeem of schakel over naar-back-up system. Indien beiden buiten werking zijn, bestudeer of het mogelijk is injectie te beheren binnen de marges (druk en temperatuur) met de metingen aan de putmond. Daarbij wordt in overweging genomen wat de voortgang is met het injectie proces en hoeveel putten nodig zijn om het project af te ronden. Zo ja, bespreek met bevoegd gezag voor goedkeuring en hervat daarna injectie Zo nee, put blijft ingesloten en indien nodig gerepareerd.</p>
Rationale	<p>Druk en temperatuur worden gemeten met sensoren die zijn aangesloten op het DTS optische temperatuurmeting systeem. Daarnaast zal een back-up elektrisch druk/temperatuur meting systeem geïnstalleerd worden. In de beginfase van het project zal door het CO₂-fasegedrag in de <i>completion</i> moeilijk zijn om de ondergrondse injectie temperatuur en druk af te leiden van de putmond data. In het latere stadium is alle CO₂ in superkritische fase en is het waarschijnlijk mogelijk om zo'n verband te leggen. Zo'n correlatie zal aangetoond moeten worden voordat er problemen zijn met de systemen. Indien injectie in de put nodig is voor voltooiing van het project en de correlatie niet voldoende betrouwbaar is, moet een <i>workover</i> van de put worden overwogen om nieuwe apparatuur te installeren alvorens injectie kan worden herstart.</p>
Huidige status techniek	Dit is een standaard operationele aanpassing.

Naam	Aanpassen injectie plan (proces en injectie parameters)
Volgnummer	O3
Tijdsbestek	1-4 uur
Gedetailleerde beschrijving	<p>De injectie parameters zijn te dicht bij de grenswaarden (oranje of rood in monitoring plan). Pas injectie aan (code oranje) of stop (code rood) injectie in betreffende put(ten). Verifieer proces en injectie parameters en onderzoek de recente afwijkingen van het (verwachte) injectie plan en mogelijke achterliggende oorzaken. Onderzoek of de parameters (normale waarden en grenswaarden) aangepast moeten en kunnen worden om injectie op een veilige manier te kunnen herstarten. Pas injectie plan aan en, indien nodig, actualiseer de modellen. Verifieer of verder onderzoek naar oorzaken en/of verbeteringen nodig is. Herstart injectie.</p>

Naam	Aanpassen injectie plan (proces en injectie parameters)
Rationale	<p>Injectie in putten en reservoir wordt geregeld door controle van druk, temperatuur (putmond) en debiet waarmee de CO₂ in iedere put geïnjecteerd wordt. Dit wordt geregeld met het compressor systeem en met de chokes op de injectie leidingen naar de individuele putten. De druk en temperatuur worden ook onder in de put gemeten.</p> <p>De normale waarden (en daarbij ook minimum en maximum grenswaarden) zijn gedefinieerd in het injectie plan, gebaseerd op de limieten voor de completion en het reservoir (geomechanica voor reservoir/ caprock integriteit).</p> <p>Indien injectie niet conform injectie plan is voor put en reservoir en te dicht bij de gestelde grenswaarden is, moet er ingegrepen worden. Dit kan meerdere oorzaken hebben, waaronder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • beperkte injectiviteit put(ten), bv. hoge injectie druk, hydraatvorming (tgv te lage temperatuur onderin de put), • hoge injectiviteit in put(ten), bv. hoog debiet, lagere injectie druk, • bedreiging van reservoir/ caprock integriteit door druk/temperatuur combinatie van CO₂-injectiestroom, • onverwacht gedrag van CO₂ in het proces (inclusief de put en het reservoir).
Huidige status techniek	Dit is een standaard operationele aanpassing.

Naam	CO ₂ compositie wijkt af
Volgnummer	O4
Tijdsbestek	1-4 uur
Gedetailleerde beschrijving	<p>CO₂-compositie van een emitter(s) wijkt af van de voorgeschreven specificatie.</p> <p>Stop inname van CO₂-stroom van betreffende emitter(s).</p> <p>Pas injectie in put(ten) aan naar aanleiding van de verandering in totaal debiet.</p> <p>Onderzoek de afwijking in de compositie en gevolg voor injectie proces.</p>
Rationale	Een afwijking in de CO ₂ -compositie zou kunnen leiden tot veranderingen in het fasegedrag (bv. watervorming) met weer mogelijke verdere gevolgen zoals bv. evt corrosie.
Huidige status techniek	Dit is een standaard operationele aanpassing.

Naam	Verspreiding van CO ₂ (plume) is niet conform verwachting
Volgnummer	O5
Tijdsbestek	1-4 uur
Gedetailleerde beschrijving	<p>De injectie in het reservoir (druk opbouw versus geïnjecteerd volume) is niet conform de modellen (code oranje of code rood in het monitoringsysteem).</p> <p>Pas injectie aan (code oranje) of stop injectie (code rood).</p> <p>Verifieer injectie data en reservoir modellen (dynamische reservoir kalibratie).</p> <p>Indien onzekerheid bestaat over reservoir insluiting verifieer mogelijke lekkage langs putten (zie corrigerende maatregel M1). Indien er indicaties van mogelijke lekkage zijn, kan er verder monitoring worden gestart, zoals beschreven in corrigerende maatregelen M3, M4).</p> <p>Bij voldoende zekerheid dat CO₂ ingesloten blijft, pas injectie plan (proces en injectie parameters en dynamische reservoir kalibratie) aan binnen de toegestane marges.</p> <p>Indien geen zekerheid kan worden gegeven over CO₂-insluiting, herzie het project.</p>
Rationale	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>Verspreiding van CO₂ (plume) in het reservoir wordt in de gaten gehouden door druk opbouw versus geïnjecteerd volume te vergelijken met de voorspellingen van de reservoir modellen (incl. dynamische reservoir kalibratie). Met behulp van een put test (zoals een interferentietest of pressure fall-off test) kunnen zowel statische parameters (bijvoorbeeld porievolume) en dynamische parameters van het reservoir worden afgeleid. Op basis van het reservoirmodel wordt een put test ontworpen, de manier waarop een put test wordt uitgevoerd bepaald welke dynamische parameters bepaald kunnen worden. De uitkomsten van de put test worden vergeleken met het reservoirmodel op basis waarvan afwijkingen kunnen worden gesignaleerd en eventuele acties gedefinieerd.</p> <p>Een afwijking kan het gevolg zijn van ander gedrag in het reservoir en eventueel een verhoogd risico van lekkage. Dit moet daarom vroegtijdig onderzocht worden om lekkage te voorkomen.</p> </div>
Huidige status techniek	Dit is een standaard operationele aanpassing.

3.2. Aanvullende monitoring

Naam	DTS/DAS lek monitoring: completion lek, stroming langs casing/liner
Volgnummer	M1
Tijdsbestek	1 dag voor het gecontroleerd insluiten van de put.
Gedetailleerde beschrijving	De put wordt ingesloten, waarna direct de DTS/DAS <i>fibre-optic</i> monitoringsystemen met een verhoogde intensiviteit meting uitvoeren: temperatuur profiel en geluid.
Rationale	<p>In geval van lekkage in de <i>completion</i> zal er een temperatuurverschil zijn en geluid van het lek te detecteren zijn.</p> <p>In geval van stroming aan de buitenkant langs de <i>casing / liner</i>, zullen er een (kleiner) temperatuurverandering en stromingsgeluid mogelijk waarneembaar zijn.</p> <p>Indien er een lek te detecteren is zal het met deze methoden ook mogelijk zijn de plaats van het lek te bepalen, dit kan gebruikt worden om een reparatie plan voor de put voor te bereiden.</p>
Huidige status techniek	<p>Het gebruik van DTS/DAS voor de monitoring van stroming en lekkage in een put is een bewezen techniek. De fibre-optic kabel is geïnstalleerd aan de buitenkant van de tubing en zal goed toepasbaar voor het monitoren van de integriteit van de tubing.</p> <p>Temperatuurschommelingen en geluiden aan de buitenkant van de production casing/liner zullen worden gedempt door de casing en de vloeistof in de A-annulus. Kleine stroming aan de buitenkant van de casing/ liner (tot de orde van grootte verwacht in het hoogscenario van de micro-annulaire stroming, zie Deel III Paragraaf 6.2.4) zullen waarschijnlijk onder het detectie niveau liggen. Dit is acceptabel omdat het zeer onwaarschijnlijk is dat die kleine stromingen in de micro-annuli tot lekkage naar het zeewater en de atmosfeer zullen leiden. Een significante CO₂-stroming die dat risico wel heeft, zal waarschijnlijk wel gedetecteerd kunnen worden.</p>

Naam	Completion lek onderzoek met pluggen
Volgnummer	M2
Tijdsbestek	1 maand voor mobiliseren van materiaal naar het normaal onbemande Platform P18-A
Gedetailleerde beschrijving	<p>Met behulp van WireLine Services (WLS) wordt een plug geïnstalleerd in de completion, bij voorkeur in een profiel die daarvoor aanwezig is in de completion. Daarna kan de completion worden gevuld met water en een druk test worden uitgevoerd.</p> <p>Tijdens de druktest zal het DTS/DAS monitoringsysteem verder informatie over locatie van een lek kunnen verschaffen.</p>
Rationale	Wanneer het vermoeden bestaat dat er een lek aanwezig is in een completion, dan kan dit op deze manier worden bevestigd.

	Indien een lek bevestigd is, is een van de well barrières gecompromitteerd. In de meeste gevallen zal de plug daarna ook in de put blijven om de put integriteit te waarborgen tot een reparatie van de put wordt uitgevoerd.
Huidige status techniek	Het zetten van pluggen met behulp van WLS is een gebruikelijke werkwijze. In eerste instantie zal er gekozen worden om de plug te zetten in een profiel in de completion. Er kan ook gekozen worden voor een herbruikbare plug die in de tubing zelf gezet kan worden (retrievable nippleless wireline plug).

Naam	ROV / Sidescan sonar (zeebed monsters)
Volgnummer	M3
Tijdsbestek	1-2 maanden voor het mobiliseren van apparatuur.
Gedetailleerde beschrijving	ROV: van afstand bestuurbare onderwater robot waarmee camera inspectie kan worden uitgevoerd en monsters van de zeebodem genomen kunnen worden. Side scan sonar: een sonarregistratie waarbij een beeld verkregen wordt van de morfologie en bodemgesteldheid van grote oppervlaktes van de zeebodem.
Rationale	Lekkage van CO ₂ aan de zeebodem leidt tot een plaatselijke verandering in de morfologie en bodemgesteldheid van de zeebodem. Met een side scan sonar kunnen grote oppervlaktes zeebodem in één keer op dergelijke veranderingen onderzocht worden. Met een ROV kan het platform, de conductors, de directe omgeving van het platform en andere locaties (bv. geïdentificeerd met de sidescan sonar) geïnspecteerd worden. Indien nodig kunnen bodem- en watermonsters worden genomen om aanwezigheid van (verhoogde concentratie van) CO ₂ te meten.
Huidige status techniek	Dit zijn standaard technieken voor zeebodem en onderwater inspectie. Bij een klein lek zal de verandering in de bodemgesteldheid moeilijk waar te nemen zijn.

Naam	Zeewater monster
Volgnummer	M4
Tijdsbestek	2 weken – 1 maand voor het mobiliseren van apparatuur.
Gedetailleerde beschrijving	Bemonstering van zeewater op een geïdentificeerde gas stroom (bubbels) uit de zeebodem en analyse in een laboratorium voor de aanwezigheid van (een verhoogde concentratie van) CO ₂ .
Rationale	De ROV kan mogelijk luchtballen identificeren vanuit de zeebodem. Zeewater monsters kunnen op die locatie worden genomen om de aard van het ontsnappende gas vast te stellen.

Huidige status techniek	Dit is een standaard techniek.
-------------------------	--------------------------------

3.3. Technische aanpassingen

Voor de ongewenste afwijkingen, significante onregelmatigheden en lekkage zijn er meerdere mogelijke oorzaken die allemaal een verschillende aanpak zullen vereisen. Uitgangspunt is dat de operaties en/of de put veilig moeten worden gesteld. Hieronder staan een aantal corrigerende maatregelen die in de meeste gevallen de eerste aanpak zal vormen. Meer gedetailleerde vervolg maatregelen zullen per gebeurtenis moeten worden bestudeerd aan de hand van de resultaten van de aanvullende monitoring.

Naam	Aanpassen injectieput in geval van lekkage naar A annulus
Volgnummer	T1
Tijdspad	Half jaar tot jaar, afhankelijk van beschikbaarheid boortoren en levertijd van de materialen
Gedetailleerde beschrijving	<p>In het geval van abnormale druk in de A annulus moet de integriteit van de completion geëvalueerd worden. Dit kan door middel van:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Analyse en evaluatie van drukopnames (inclusief B annulus), - Monsternamen van de annulus inhoud (vloeistof type en aanwezigheid CO₂), - Inspectie van de wellhead en X-tree voor mogelijke lekpaden, - Inspectie van de tubing door middel van wanddikte metingen, lekdetectie met DTS/DAS (zie ook maatregel M1), - Evaluatie van gedeeltes van de completion en wellhead/X-tree door het zetten van tijdelijke bridge pluggen en het druktesten van deze geïsoleerde segmenten (zie ook maatregel M2). <p>Indien geen van deze aanpakken een oplossing biedt, kan het zijn dat er een lek buitenom via de B annulus is. Het is dan waarschijnlijk dat de B annulus druk ook toegenomen is. De maatregelen voor dit probleem staan beschreven in maatregel T2.</p> <p>Als de locatie van het lek bekend is en is gelocaliseerd in tubing of wellhead, kan het gerepareerd worden met een afdichting van het lek of vervanging van de completion of het betreffende doorlatende onderdeel van het wellhead. Afhankelijk van de reparatie is daar mogelijk een boortoren voor nodig.</p>
Rationale	Indien de A annulus druk toeneemt kan het zijn dat er lekkage plaatsvindt van CO ₂ uit het reservoir of de tubing naar de A annulus. In eerste instantie moet worden onderzocht waar het lekpad zit. Als het probleem in de completion of wellhead zit, kan het verholpen worden door afdichting of vervanging.
Huidige status techniek	Standaard putinspectie, druktesten en verbuizing reparaties.

Naam	Aanpassen injectieput in geval van lekkage naar B annulus
Volgnr	T2
Tijdspad	Half jaar tot jaar, afhankelijk van beschikbaarheid boortoren en levertijd van de materialen.
Gedetailleerde beschrijving	<p>Dit is een zeer onwaarschijnlijk geval</p> <p>In het geval van CO₂-lekkage naar de B annulus moet de integriteit van de casing en het cement geëvalueerd worden. Na het verwijderen van de completion kan dit plaats vinden door middel van:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inspectie van het cement en de casing: onderzoeken van de integriteit en hechting van het cement, uitvoeren van wanddikte metingen en lekdetectie (detectie lek van formatie naar B-annulus). <ul style="list-style-type: none"> - In de praktijk zal in geval van lekkage naar de B annulus de CO₂-injectie in de put gestaakt worden en zal er apart beoordeeld moeten worden of de put nog geschikt gemaakt kan worden voor injectie. • Evaluatie van gedeeltes van de casing door het zetten van tijdelijke retrievable pluggen en het druktesten van deze segmenten. (detectie lek van production casing naar B-annulus). <ul style="list-style-type: none"> - Als de locatie van het lek bekend is kan er een afdichting over het doorlatende gedeelte van de casing gezet worden. Als de integriteit van het cement niet goed is kan dit mogelijk weg gefreesd worden inclusief een stuk formatie en kan er mogelijk een nieuwe afdichting over het weggefreese cement gezet worden. • Afhankelijk van de bevindingen van de evaluaties kan de put mogelijk gerepareerd worden of moet hij worden afgesloten om verdere lekkage te voorkomen.
Rationale	<p>Lekkage vanuit het opslagreservoir naar de B annulus kan alleen als CO₂ uit het reservoir buitenom de gecementeerde casing naar de B annulus lekt of dat er direct CO₂ lekt door productie casing naar de B-annulus. Dit is zeer onwaarschijnlijk.</p> <p>In eerste instantie moet worden onderzocht waar het lekpad zit. Hiervoor moet toegang tot de casing verkregen worden door middel van het verwijderen van de afvoerbuizing. De oorzaak zit dan waarschijnlijk in de casing onder in de put of in het cement achter de casing. Dit kan gecontroleerd worden door het uitvoeren van metingen in de put (wanddikte, cementhechting) in combinatie met druktesten op geïsoleerde stukken van de put.</p> <p>Het probleem kan mogelijk verholpen worden door een extra stuk casing over het slechte stuk casing te plaatsen of door slecht cement en casing te verwijderen en een nieuwe afdichting te plaatsen.</p>

Naam	Aanpassen injectieput in geval van lekkage naar B annulus
Huidige status techniek	Afdichten van casing, wegfresen van casing en cement zijn gecompliceerde maar bestaande technieken in de olie- en gasindustrie.

Naam	Repareren of herstellen van put: probleem met <i>completion</i>
Volgnummer	T3
Tijdsbestek	Half jaar tot jaar, afhankelijk van beschikbaarheid boortoren en levertijd van de materialen.
Gedetailleerde beschrijving	<p>Er kunnen een aantal problemen optreden met de <i>completion</i> die een workover vereisen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vervanging van het druk/ temperatuur meetsysteem onder in de put, • Wanddikte verlies van tubing geconstateerd door tubing logs (erosie/ corrosie), • Reparatie van de SSSV*, • Lekkage in tubing en/of annulus, • Lekkage in wellhead en/of Xmas tree (dit kan in meeste gevallen op korte termijn met wellhead maintenance zonder boortoren worden verholpen). <p>Afhankelijk van de aard van het probleem en risico mbt put integriteit, zal de put tijdelijk met een plug in de completion worden gezekerd (zie maatregel M2)</p> <p>Met een boortoren zal de completion verwijderd worden, verdere controlemetingen (cement bond en casing wand dikte) worden uitgevoerd en een nieuwe completion geïnstalleerd worden.</p> <p>*: Bij een probleem met de SSSV (die een integraal onderdeel is van de completion) zal eerst met WLS geprobeerd worden het probleem te verhelpen, bijvoorbeeld door middel van het gebruik van een brush/ shifting tool. Indien niet succesvol zal een WLS insert-SSSV geïnstalleerd worden. Deze beveiligingsklep wordt in de SSSV gezet en zal dezelfde functionaliteit hebben. Dit gebeurt zonder boortoren (WLS). Mocht deze WLS insert-SSSV onverhoopt ook niet goed werken, dan zal de put alsnog ingesloten en/of gerepareerd worden met een boortoren.</p>
Rationale	In geval van problemen met de completion moet deze vervangen worden.
Huidige status techniek	Dit is een standaard operatie van een put reparatie.

Naam	Repareren of herstellen van put: Micro-annulaire flow
Volgnummer	T4
Tijdsbestek	Half jaar tot jaar, afhankelijk van beschikbaarheid boortoren en levertijd van de materialen.
Gedetailleerde beschrijving	<p>In het geval van aantonen of een vermoeden van CO₂-lekkage langs de put, zal het cement geëvalueerd worden. Na het verwijderen van de <i>completion</i> kan dit plaats vinden door middel van:</p> <ul style="list-style-type: none"> inspectie van het cement en de <i>casing</i>: onderzoeken van de integriteit en hechting van het cement, uitvoeren van wanddikte metingen en stroming detectie. <p>Afhankelijk van het resultaat moet worden overwogen of de put nog geschikt gemaakt kan worden voor injectie of afgesloten moeten worden.</p>
Rationale	Aanpassing om binnen het systeem binnen de gestelde marges te opereren of binnen aangepaste marges indien er afwijkingen optreden.
Huidige status techniek	Dit is een standaard put operatie.

Naam	Repareren van afgesloten put
Volgnummer	T5
Tijdspad	Half jaar tot jaar, afhankelijk van beschikbaarheid boortoren en levertijd van de materialen.
Gedetailleerde beschrijving	<p>Met een boortoren zal verbinding met afgesneden casing van de put moeten worden hersteld, waarna de cement pluggen moeten worden uitgeboord en de cement bond/stroming achter de casing moet worden geëvalueerd.</p> <p>Daarna zullen opnieuw afsluitings pluggen geplaatst worden. Het zal een combinatie zijn een Fullbore Formation Plugs en cement plugs in de casings, met eventueel extra cement pluggen.</p>
Rationale	<p>Na het afsluiten van een put zal deze voor een bepaalde tijd gemonitord worden: drukopbouw in de conductor (conductor voorzien van afsluiting aan de bovenkant met druk meter) en bubbels aan de buitenkant van de conductor.</p> <p>In het zeer onwaarschijnlijke geval dat er een indicatie van lekkage is, zal de afsluiting gerepareerd moeten worden.</p>
Huidige status techniek	Het repareren van een afgesloten put is een operatie die plaats vindt met de gangbare technieken in de olie- en gasindustrie. Het is niet een routinematige operatie maar het is wel uitgevoerd.

Naam	Herzie project
Volgnummer	T6
Tijdspad	1 tot 6 maanden.
Gedetailleerde beschrijving	<p>De condities van een veilige opslag moeten worden herzien en daarbij de mogelijkheden om op een veilige manier het project voort te zetten. Grootschalige ingrepen moeten tevens worden overwogen en besproken met het bevoegd gezag.</p> <p>Indien veilige opslag verder niet gewaarborgd kan worden, moeten insluiting en afsluiting worden overwogen.</p>
Rationale	<p>Indien er indicaties zijn dat de injectie niet volgens plan verloopt en er risico is op lekkage en/of lekkage heeft plaats gevonden, moet de voortgang van het project worden herzien. Dit is een extreme situatie van een volledig afwijkend gedrag ten opzichte van de verwachtingen.</p>
Huidige status techniek	.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Deel VI: Afsluitingsplan

Integrale P18-opslagcomplex

Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1. Leeswijzer	5
1.1. Juridisch kader	5
1.2. Het Afsluitingsplan in relatie tot de andere plannen.....	7
2. Toelichting stappen in ontwerp afsluit- en overdracht procedure	11
3. Aantoonbare complete en permanente opslag van CO ₂	13
4. Afsluiting van putten.....	15
4.1. Introductie.....	15
4.2. Basisplan voor afsluiting putten	15
4.3. Fullbore Formation Plug (FFP).....	16
4.4. Well Diagrams voor Afsluitingsplan.....	17
4.5. Monitoring van putten na afsluiting	20
4.6. Verwijdering injectiefaciliteiten (Platform P18-A)	20



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- **Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex**
- Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Dit Deel VI is het ontwerp voor een afsluitingsplan voor het Integrale P18-opslagcomplex (“**Afsluitingsplan**”). Het Afsluitingsplan dient mede te worden beschouwd als een actualisatie van het P18-4 Voorlopig plan van afsluiting.¹ Dit Afsluitingsplan zal minimaal drie maanden voor aanvang van de CO₂-injectie worden geactualiseerd, aangevuld en gedetailleerd. Verder zal dit plan worden geactualiseerd bij significante wijzigingen en in ieder geval om de 5 jaar en/of tegelijk met de overige plannen.

Hoofdstuk 2 beschrijft de stappen in de afsluitings- en overdracht procedure volgens het Afsluitingsplan. In de hoofdstukken 3 en 4 wordt beschreven hoe de complete en permanente opslag wordt vastgesteld, de putten worden afgesloten en de injectiefaciliteiten worden verwijderd.

1.1. Juridisch kader

Een aanvraag om een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ omvat het onderwerp afsluiting en bevat het ontwerp voor een afsluitingsplan.² De Minister verbindt aan de vergunning voor permanent opslaan van CO₂ het voorschrift een afsluitingsplan op te stellen.³ Een afsluitingsplan bevat de wijze waarop de vergunninghouder een opslagvoorkomen afsluit, en de injectiefaciliteiten met de bovengrondse voorzieningen worden verwijderd (of hergebruikt) indien opslag van CO₂ overeenkomstig de voorschriften van de vergunning is beëindigd.⁴ De vergunninghouder is pas gerechtigd om met de feitelijke afsluiting van het opslagvoorkomen en de verwijdering van de injectiefaciliteiten met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen te beginnen nadat het bevoegd gezag heeft ingestemd met een geactualiseerde versie van het afsluitingsplan, het Risicobeheerplan, het Monitoringsplan en het Plan van Corrigerende Maatregelen.⁵

¹ Voorlopig plan van afsluiting, 9W6722.40/R0010_rev1, bijlage 3, Aanvulling Aanvraag CO₂-opslagvergunning P18-4, (kenmerk ETM/EM/10102902), TAQA Offshore B.V., 30 juni 2011.

² Artikel 31b sub k Mbw juncto artikel 29g Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 5 Mbr.

³ Artikel 31 d lid 1 sub j Mbw juncto artikel 29g Mbb.

⁴ Artikel 31i lid 1 Mbw.

⁵ Artikel 31i lid 2 en 3 Mbw.

Het definitieve afsluitingsplan bevat ten minste.⁶

- 1°. voor zover het mijnbouwwerken, niet zijnde mijnbouwinstallaties, betreft:
 - a. een werkprogramma voor het buiten gebruik stellen van de boorgaten;
 - b. een beschrijving van de wijze waarop bij het mijnbouwwerk behorend materiaal zal worden afgevoerd;
 - c. een beschrijving van op het mijnbouwwerk aanwezige afvalstoffen en de bestemming ervan;
 - d. een beschrijving van de maatregelen die worden genomen ter voorkoming van schade;
 - e. een beschrijving van de maatregelen die worden genomen om het terrein waarop het mijnbouwwerk is opgericht in de oorspronkelijke staat terug te brengen.
- 2°. voor zover het mijnbouwinstallaties betreft:
 - a. een werkprogramma voor het buiten gebruik stellen van de boorgaten;
 - b. de wijze waarop het verwijderen van de mijnbouwinstallatie en van schroot en ander materiaal als bedoeld in artikel 44 lid 2 Mbw plaats zal vinden;
 - c. de wijze waarop zal worden aangetoond dat de plaats waarop de mijnbouwinstallatie op de zeebodem stond vrij van schroot en ander materiaal is;
 - d. de wijze waarop de mijnbouwinstallatie en het schroot en ander materiaal zal worden afgevoerd;
 - e. de eindbestemming van de mijnbouwinstallatie, de onderdelen ervan en schroot en ander materiaal en
 - f. de op de mijnbouwinstallatie aanwezige afvalstoffen en andere stoffen en de eindbestemming daarvan.

Het afsluitingsplan bevat ook de gegevens omtrent de tijdstippen waarop de onderdelen van de afsluiting worden uitgevoerd.

De Minister trekt een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ (al dan niet op verzoek van de vergunninghouder) in indien:

- a. door de vergunninghouder of exploitant schriftelijk is aangetoond dat het opgeslagen CO₂ 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 verantwoord is, en
- d. een financiële bijdrage is gesteld waarmee de voorziene kosten, en ten minste de geraamde monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar, ingaande op het tijdstip van intrekking worden gedekt.⁷

⁶ Artikel 29g Mbb.

⁷ Artikel 31j lid 1 Mbw.

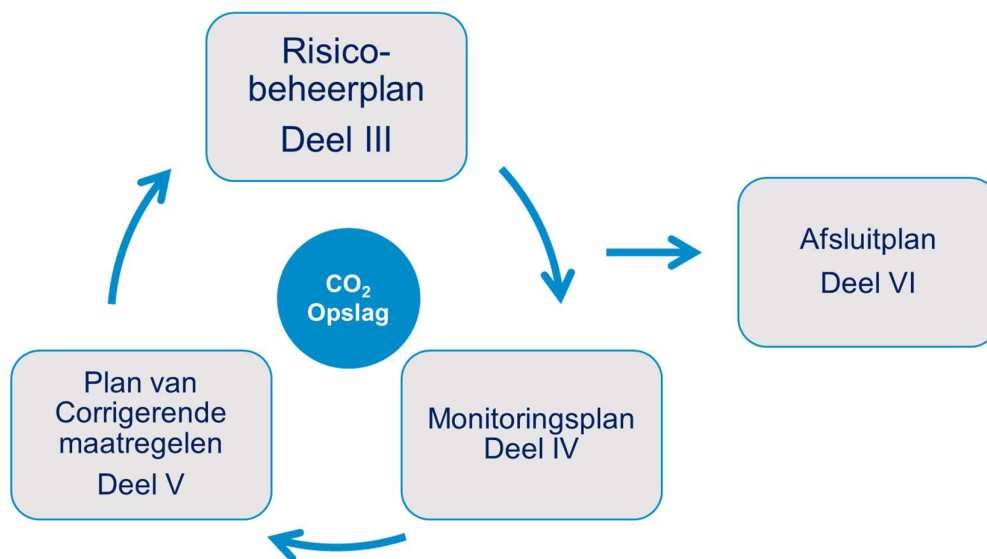
1.2. Het Afsluitingsplan in relatie tot de andere plannen

Elke afzonderlijke vergunningaanvraag voor CO₂-opslag in het Integrale P18-opslagcomplex wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen die zijn opgesteld met de integrale injectie als basis. Deze plannen zijn het Risicobeheerplan (Deel III), het Monitoringsplan (Deel IV), het Plan van Corrigerende Maatregelen (Deel V) en het Afsluitingsplan (Deel VI). Aangezien de injectiestrategie uitgaat van een gemeenschappelijke transportleiding naar het Platform P18-A, waarvandaan de CO₂ verdeeld wordt over de putten van zowel de reservoirs P18-2 en P18-4 (en op termijn ook het P18-6), is ervoor gekozen om deze samenhangende plannen op te stellen voor het Integrale P18-opslagcomplex.

Het Risicobeheerplan (Deel III) beschrijft hoe de mogelijke risico's op lekkage en bodembeweging worden beheerst. In Deel III wordt in detail ingegaan op de analyse van de risico's die samenhangen met de ondergrondse opslag van CO₂. De analyse gaat uit van de vastgestelde grenswaarden voor parameters die in het ontwerp van het opslagsysteem zijn gevonden aan de hand van modellering en materiaalselectie. Deze parameters van het systeem worden gemeten op verschillende momenten en locaties en worden beschreven in het Monitoringsplan (Deel IV). Met andere woorden, het Monitoringsplan geeft invulling aan de belangrijkste parameters die het gehele opslagsysteem veilig maken en houden. Onder normale omstandigheden geeft de monitoring dus het vertrouwen dat het opslagsysteem begrepen is en betrouwbaar functioneert. In het onwaarschijnlijke geval dat er toch sprake is van ongewenste afwijkingen, wordt in het Plan voor Corrigerende Maatregelen (Deel V) beschreven welke interventies en operationele stappen genomen zullen worden. Deze corrigerende maatregelen hangen nauw samen met het Monitoringsplan, aangezien in veel gevallen de eerste stap aanvullende monitoring zal zijn. Uiteraard zijn de corrigerende maatregelen primair gegeven door mitigaties gevonden in de risicoanalyse van het Risicobeheerplan. De uiteindelijke permanente insluiting wordt beschreven in het Afsluitingsplan (Deel VI), dat uiteraard weer gevoed wordt door de risicoanalyse en de monitoring voor, tijdens en na beëindiging van de injectie.

Figuur 1 geeft schematisch weer hoe de vier plannen zich tot elkaar verhouden. Het Risicobeheerplan geeft randvoorwaarden aan het Monitoringsplan en vormt tevens de basis voor het Plan van Corrigerende Maatregelen en voor het Afsluitingsplan. Er is een sterke wisselwerking tussen de monitoring aan de ene kant en corrigerende maatregelen en afsluiting plannen aan de andere kant.

Alle plannen hebben een voorlopig karakter omdat ze na actualisering, aanvulling en detaillering vóór injectie ter goedkeuring aan het bevoegd gezag zullen worden voorgelegd.



Figuur 1 Samenhang van de vier plannen in de vergunningaanvraag.

Doel van het Afsluitingsplan

Nadat het reservoir is gevuld met CO₂, of zodra eerder besloten wordt te stoppen met het injecteren van CO₂, zal het reservoir worden afgesloten. Op basis van de huidige inzichten zal dit naar verwachting ongeveer 15 jaar na het begin van de injectie plaatsvinden, dus rond 2039. Voorafgaand aan het afsluiten van het reservoir zal een geactualiseerd Afsluitingsplan ter goedkeuring worden voorgelegd aan het bevoegd gezag. Het geactualiseerd Afsluitingsplan zal gebaseerd zijn op dit ontwerpplan en aangevuld zijn met details en inzichten van de injectiefase van het project en de dan bestaande technieken en ervaring.

Dit ontwerpplan heeft tot doel duidelijk te maken hoe met de huidige stand der techniek en ervaring afsluiting zou kunnen plaatsvinden en het CO₂ duurzaam in het reservoir ingesloten blijft.

Afsluit- en overdracht procedure

Afsluiting zal plaats vinden nadat het bevoegd gezag heeft ingestemd met een geactualiseerde versie van het Risicobeheerplan, het Monitoringsplan, het Plan van Corrigerende Maatregelen en het Afsluitingsplan waarin afsluiting van het opslagvoorkomen en de verwijdering van de injectiefaciliteiten met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen zijn beschreven.

Zodra door de vergunninghouder of exploitant is aangetoond dat het opgeslagen CO₂ volledig en permanent ingesloten zal blijven het opslagvoorkomen is afgesloten, de injectiefaciliteiten met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen zijn verwijderd en een periode van (in principe) 20 jaar (of zoveel langer of korter als door de Minister bepaald is) is verstreken en de vergunninghouder een financiële bijdrage heeft gesteld waarmee de voorziene (en tenminste de geraamde) monitoringskosten gedurende 30 jaar zijn gedekt, trekt de Minister de vergunning in en vindt overdracht plaats van de verantwoordelijkheid voor het opslagvoorkomen, met de daarin opgeslagen CO₂, aan het bevoegd gezag.

Bij de afsluiting en overdracht staan twee aspecten centraal:

- **Aangetoonde complete en permanente opslag van CO₂** (zie hoofdstuk 3) waarbij:
 - Het feitelijke gedrag van het geïnjecteerde CO₂ in overeenstemming is met het gemodelleerde gedrag;
 - Er geen detecteerbare lekken zijn;
 - Het opslagvoorkomen ontwikkelt naar een toestand van lange termijn stabiliteit.
- **Afsluiting van de putten en verwijdering van de injectiefaciliteiten** (zie hoofdstuk 4).

Voorafgaand, tijdens en na afsluiting vindt monitoring plaats. Dit is beschreven in Deel IV het Monitoringsplan.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Toelichting stappen in ontwerp afsluit- en overdracht procedure

In het ontwerp van de afsluit- en overdracht procedure worden de volgende stappen voorzien:

1. Beëindiging van de injectie, vooralsnog aangenomen in 2039.
2. Periode monitoring gedrag CO₂ in reservoir na beëindiging injectie, naar verwachting circa 1 jaar.
Aan de hand van het Monitoringsplan, dat ter voorbereiding van deze periode is herzien, worden druk en temperatuur gemeten. Het gedrag van het CO₂ in de reservoirs wordt getoetst aan de modellen, om vast te stellen dat er geen lekkage is.
3. Vergunninghouder of exploitant dient een aanvraag om intrekking van de CO₂-opslagvergunning in bij de Minister, inclusief een verslag dat aantoont dat het opgeslagen CO₂ volledig en permanent ingesloten blijft, het feitelijke gedrag van het geïnjecteerde CO₂ in overeenstemming is met het gemodelleerde gedrag, er geen detecteerbare lekken zijn, de opslaglocatie evolueert naar een toestand van lange termijn stabiliteit.⁸
4. Goedkeuring door het bevoegd gezag dat aan de voorwaarden voor afsluiting is voldaan en goedkeuring van de geactualiseerde plannen.
5. Afstemmen met het bevoegd gezag dat de reservoircondities overeenkomstig de verwachtingen zijn en er geen significante lekkage plaats vindt.
6. Afsluiten van de putten
7. Tijdens het afsluiten worden metingen gedaan die lekkage verder uitsluiten. De vereiste cement pluggen worden geplaatst. Na afsluiting blijft de conductor nog staan.
8. Periode monitoring van de afgesloten putten, naar verwachting circa 3 maanden.
9. Verwijderen van injectiefaciliteiten met de bijbehorende bovengrondse voorzieningen (het Platform P18-A)
10. Op het Platform P18-A zullen de CO₂-injectie faciliteiten afgekoppeld worden van de injectieputten ter voorbereiding van het afsluiten van de put. Faciliteiten ter ondersteuning van het monitoren na afsluiting zullen in bedrijf blijven.
11. Indien de monitoring periode naar wens is afgerond kan het platform verwijderd worden. Indien het platform nodig is voor andere projecten of enige andere bestemming krijgt, kan dit uitgesteld worden. Uitsstel en bijbehorende voorwaarden zullen worden overeengekomen met het bevoegd gezag.
12. Na verwijdering van de conductors en het platform zal de zeebodem worden geïnspecteerd en eventueel vrij gemaakt van schroot ter voorbereiding van de overdracht.
13. Periode van monitoring ter voorbereiding van overdracht. Dit is naar verwachting een periode van 1 jaar.
14. Vaststellen dat aan voorwaarden is voldaan
15. Overdracht aan bevoegde gezag.
16. Bij de overdracht van het met CO₂-gevulde reservoir zullen de meetgegevens en het gekalibreerde model van het reservoir worden overgedragen aan de overheid.

⁸ Artikel 1.3.4b Mbr.

17. Monitoring door bevoegde gezag, voor een periode van 30 jaar.

De invulling van sommige van deze stappen is voorlopig. Het plan zal periodiek en voorafgaand aan afsluiting moeten worden geactualiseerd en mogelijk aangepast worden gebaseerd op de dan bestaande technieken en ervaring.

3. Aantoonbare complete en permanente opslag van CO₂

Als criterium voor de afsluiting van de putten en reservoirs geldt dat sprake moet zijn van complete en permanente opslag van CO₂. In Deel III is beschreven hoe het risico van lekkage na beëindiging van de injectie wordt beheerst. Daartoe zijn simulatiemodellen opgesteld en ingezet om het verloop van de CO₂-opslag te simuleren. Deze modellen hebben tot doel het gedrag van CO₂ tijdens de injectie via de put in het reservoir en de verspreiding van CO₂ in het reservoir te begrijpen.

Kalibratie van de modellen op basis van meetresultaten

Gedurende de injectieperiode zullen de verkregen meetresultaten worden getoetst aan de verwachtingen volgens de modellen. Dit zal tot verbeterd inzicht leiden in de onderliggende parameters van de modellen, zoals bijvoorbeeld de injectiviteit. Waar nodig zullen deze parameters op basis van de gemeten waarden worden gekalibreerd en de modellen worden verbeterd.

Na afronding van de injectie zal er een serie van gevalideerde en gekalibreerde modellen beschikbaar zijn, waarin alle relevante aspecten van de ondergrond zijn opgenomen. Deze modellen zullen dan zijn gebaseerd op alle beschikbare gegevens verkregen gedurende de periode voor de start van injectie en de gehele injectieperiode. Deze modellen kunnen dan gebruikt worden voor het betrouwbaar voorspellen van toekomstig gedrag van het opslagvoorkomen na de injectieperiode.

Voorspelling gedrag na injectie

Na de injectieperiode treedt er geen verandering meer op in de hoeveelheid opgeslagen CO₂. Er worden echter nog wel meetbare veranderingen verwacht, namelijk:

- Drukverdeling in het reservoir, doordat er een traagheid zal zitten in het homogeen verspreiden van de CO₂;
- Temperatuurveranderingen, doordat het relatief koude CO₂ in de warmere ondergrond geleidelijk zal opwarmen;
- Dichtheidsverandering door menging, aangezien het CO₂ zal mengen met de aanwezige resterende gassen en water in de formatie;
- Chemische reacties die mogelijk kunnen optreden met nog aanwezig gas en oplossen van CO₂ in aanwezig water.

Deze processen leiden tot veranderingen van de druk en de temperatuur in het reservoir, nadat de injectieperiode is afgelopen. Deze veranderingen zullen naar verwachting geleidelijk aan steeds trager verlopen. Het model voorspelt de grootte en het tempo van deze veranderingen.

Aantonen dat CO₂ is ingesloten

Voorafgaand aan de overdracht zal moeten worden aangetoond dat geen meetbare hoeveelheid CO₂ lekt uit het opslagcomplex. Lekkage van CO₂ zal leiden tot een verlaging van de druk in het reservoir.

Doordat de einddruk in het reservoir na injectie lager is dan de initiële druk voorafgaand aan gasproductie, zoals in omringende lagen voorkomt, is de kans op lekkage uit het reservoir beperkt. Om vast te stellen of de druk in

het reservoir daadwerkelijk niet afneemt door meetbare lekkage, wordt door middel van monitoring nagegaan of het CO₂ in het reservoir zich gedraagt conform de modelvoorspellingen.

Uit de monitoring data na het stopzetten van de injectie, zal blijken of het CO₂ in het reservoir zich volgens verwachting gedraagt en het CO₂ is ingesloten zonder (meetbare) lekkage. Naar verwachting zal de reservoirdruk zich stabiliseren na een periode van een jaar. Dit betekent dat verwacht mag worden dat de periode waarin een voorspelbaar gedrag van CO₂ en insluiting van het CO₂ aangetoond kan worden, circa 1 jaar zou kunnen zijn. Dit zal echter afhangen van het feitelijke drukverloop en stabilisatie na insluiten van de injectie.

Nadat CO₂ insluiting is aangetoond en overeengekomen met het bevoegde gezag, kan worden overgegaan tot de afsluiting van de putten en daarmee het voorkomen van mogelijke lekkage via of langs de putten.

4. Afsluiting van putten

4.1. Introductie

Voorafgaand aan de CO₂-injectie zullen de niet gebruikte boorgaten worden afgesloten. Het betreft de zijtak put P18-2A6S1 en de deels afgesloten exploratieput P18-2. Na beëindiging van de CO₂-injectie worden de injectieputten van de reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6 afgesloten. Boorgaten en putten worden afgesloten conform de regels die daarvoor gelden.⁹

Bij CO₂-injectie in het voorkomen P18-4 zullen de putten in het P15-9-veld, welke deel uitmaakt van het Integrale P18-opslagcomplex, afgesloten worden in lijn met dit Afsluitingsplan. Dit zal plaatsvinden op het moment dat de P15-9 eigenaren (onder wie TAQA en EBN) deze putten buiten gebruik stellen. Dit betreft de putten P15-9E1, P15-9E2 en P18-1 in het P15-9-veld.

Onderstaand wordt toegelicht hoe de afsluiting wordt voorzien.

4.2. Basisplan voor afsluiting putten

De afsluiting van de putten vindt plaats door als afdichtende barrières meerdere cementpluggen te plaatsen:

Cementplug tegenover de afsluitende laag van het opslagvoorkomen

Voor de afsluiting van de putten wordt een zogenaamde Fullbore Formation Plug (afgekort als FFP) gezet in de afsluitende laag van het opslagvoorkomen. Deze zal een volledige barrière vormen voor de CO₂ in het reservoir. De FFP wordt hieronder verder toegelicht.

Cementplug tegenover afsluitende lagen boven zones met stromingspotentieel, wat voor de meeste putten tegenover de Vlieland Kleisteen is

De zandsteenformaties uit het Jura en Onder Krijt in het P18-gebied hebben stromingspotentieel. De afsluitende laag voor deze potentiële reservoirs bestaat uit de Vlieland Kleisteen en de Holland-formaties. Regionaal is de formatiesterkte van de Vlieland ruim voldoende om de druk van de Jura en Onder Krijt reservoirs en om de druk van een volledig gevuld CO₂-opslagreservoir te weerstaan.

Ter hoogte van de afsluitende laag in de Vlielandse Kleisteen/ Holland Formaties zal de afsluiting zich uitstrekken over de volledige doorsnede van de put (wall to wall barrier). Deze barrière zal bestaan uit een interne cementplug van minimaal 100 m of 50 m indien geplaatst op een mechanische barrière en het cement in de annulaire ruimtes buiten de casings. Een Cement Bond Log (CBL) zal worden uitgevoerd om de cementhechting aan de buitenkant van de casing te bevestigen. Indien de cementhechting onvoldoende gewaarborgd kan worden dan zijn herstelwerkzaamheden vereist. Dit kan bestaan uit een FFP tegenover de afsluitende laag vergelijkbaar met de cementplug die is besproken voor de CO₂-reservoirplug. Na verloop van tijd zal de van nature afdichtende formatie (Vlieland Kleisteen) ook een duurzame afdichting rond de boorput bewerkstelligen en, indien aanwezig, de micro-annulus sluiten.

⁹ Afdeling 8.5 Mbr.

Cementplug aan de bovenkant

Per put zal nagegaan worden of er een cement plug tot de zeebodem geplaatst moet worden. Deze cement plug zal zich in alle annuli en de binnenste casing bevinden. De cementplug zal tenminste 100 m lang zijn of 50 m indien gezet boven een mechanische plug. Verificatie van de plug zal visueel zijn of door het waarnemen van cement in de terugkomende boorspoeling. Deze cement plug zal gezet worden indien er vloeistoffen op olie basis gebruikt zijn in de annulaire ruimtes van de put of dat formaties via een annulus in direct contact met de zee zullen komen na verwijdering van de conductor en casings.

4.3. Fullbore Formation Plug (FFP)

Voor de afsluiting van de putten, ter hoogte van de afsluitende laag boven het reservoir, zal gebruik worden gemaakt van de zogenaamde Fullbore Formation Plug (zie Figuur 2). De FFP is vergelijkbaar met de in eerdere onderzoeken genoemde 'pannenkoekplug'. De keuze voor FFP berust op de afweging dat bij een conventionele afsluiting het staal van de casing samen met eventueel water uit formatie en het geïnjecteerde CO₂ op lange termijn potentieel leidt tot corrosie van de casings en zo een lekpad zou kunnen vormen door de micro-annuli in het cement aan de buitenkant van de put.

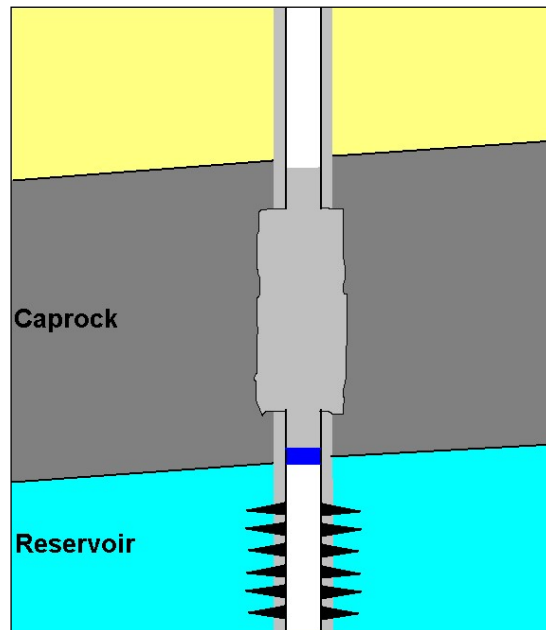
Een standaard programma voor een afsluiting met een FFP ziet er als volgt uit:

1. Installatie van een mechanische barrière zodanig dat de FFP ten opzichte van een geschikte afsluitende laag zit zo dicht mogelijk boven het reservoir (dit kan ook de bestaande packer zijn).
2. Het frezen van het staal en cement zodat de formatie aan alle kanten blootgesteld is.
3. Ervoor zorgdragen dat er zoveel mogelijk metaal en boorgruis verwijderd wordt uit het gat en dat de putsectie schoon is.
4. Mixen en pompen van het cement en deze in de put plaatsen.

Het is hierbij belangrijk dat:

- De radius van het frezen zodanig is dat al het cement en staal in de te frezen sectie verwijderd wordt zodanig dat het uiteindelijke boorgat enkel uit formatie bestaat;
- De wet (Mijnbouwregeling 8.5.2) specificeert een minimumlengte van de cementplug van tenminste 50 m boven een mechanische plug, de gefreesde sectie voor de FFP zal daarom tenminste 50 m worden. Om technische redenen en om de kwaliteit van het cement te waarborgen zal de lengte van de cement plug in de praktijk waarschijnlijk meer worden dan 50 m;
- Voor het cement wordt een keuze gemaakt voor de best beschikbare materialen, die CO₂ resistent zijn en goede krimpeigenschappen hebben.

De verificatie van de aanwezigheid van een afsluiting zal plaatsvinden met een voor het doel van de afsluiting relevante methode, zonder schade toe te brengen aan de afsluiting, zoals gespecificeerd in de wet (Mijnbouwregeling 8.5.2). Dit kan bestaan uit een gewichtstest, een beproevingsdruk of een onderdruk in de put waarbij geconstateerd wordt dat geen vloeistof of gas vanuit het reservoir de put instroomt. Als de uitkomst van deze test positief is, dan kan de definitieve afsluiting plaatsvinden.

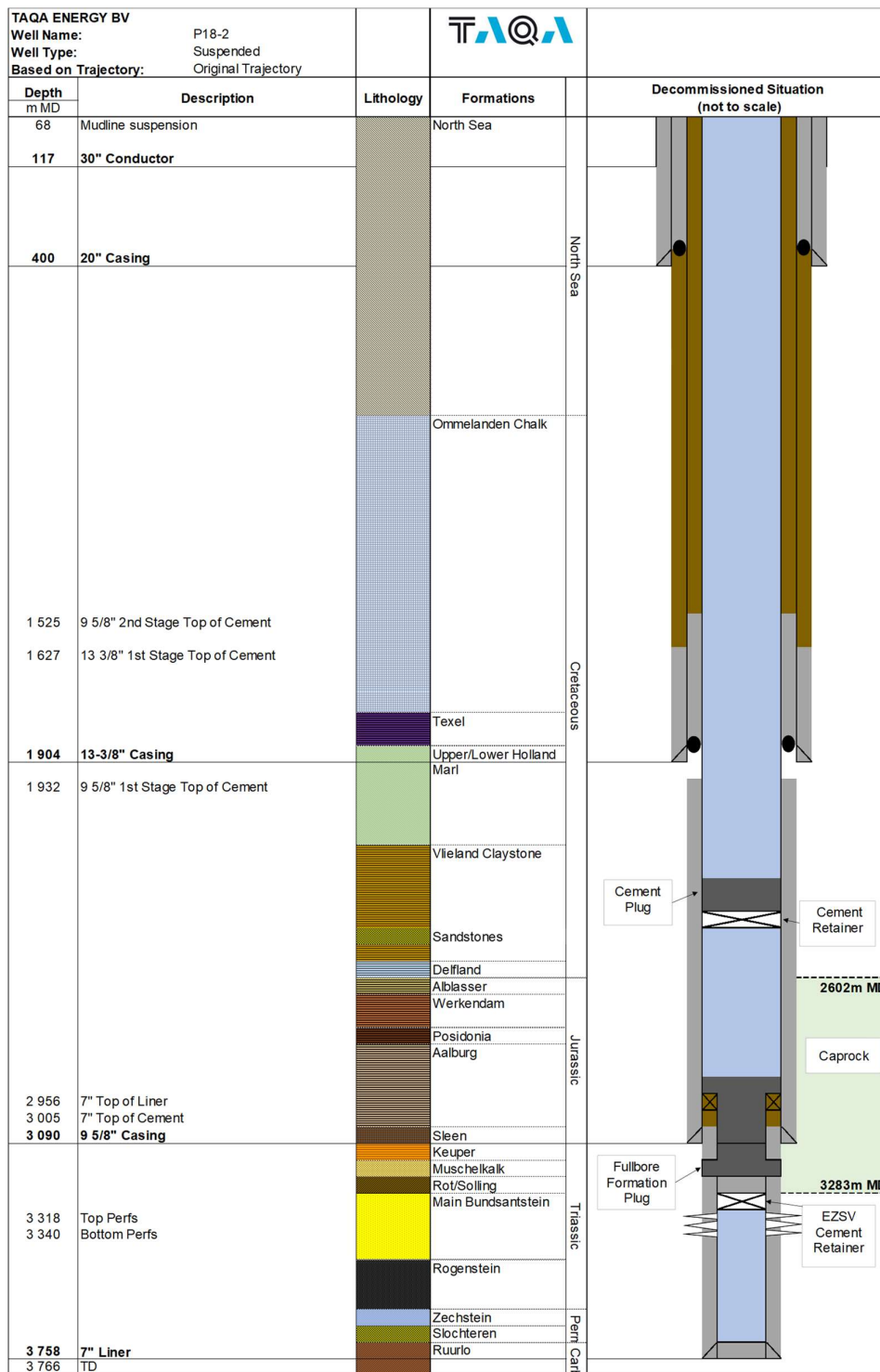


Figuur 2 Dwarsdoorsnede van een put met een FFP.

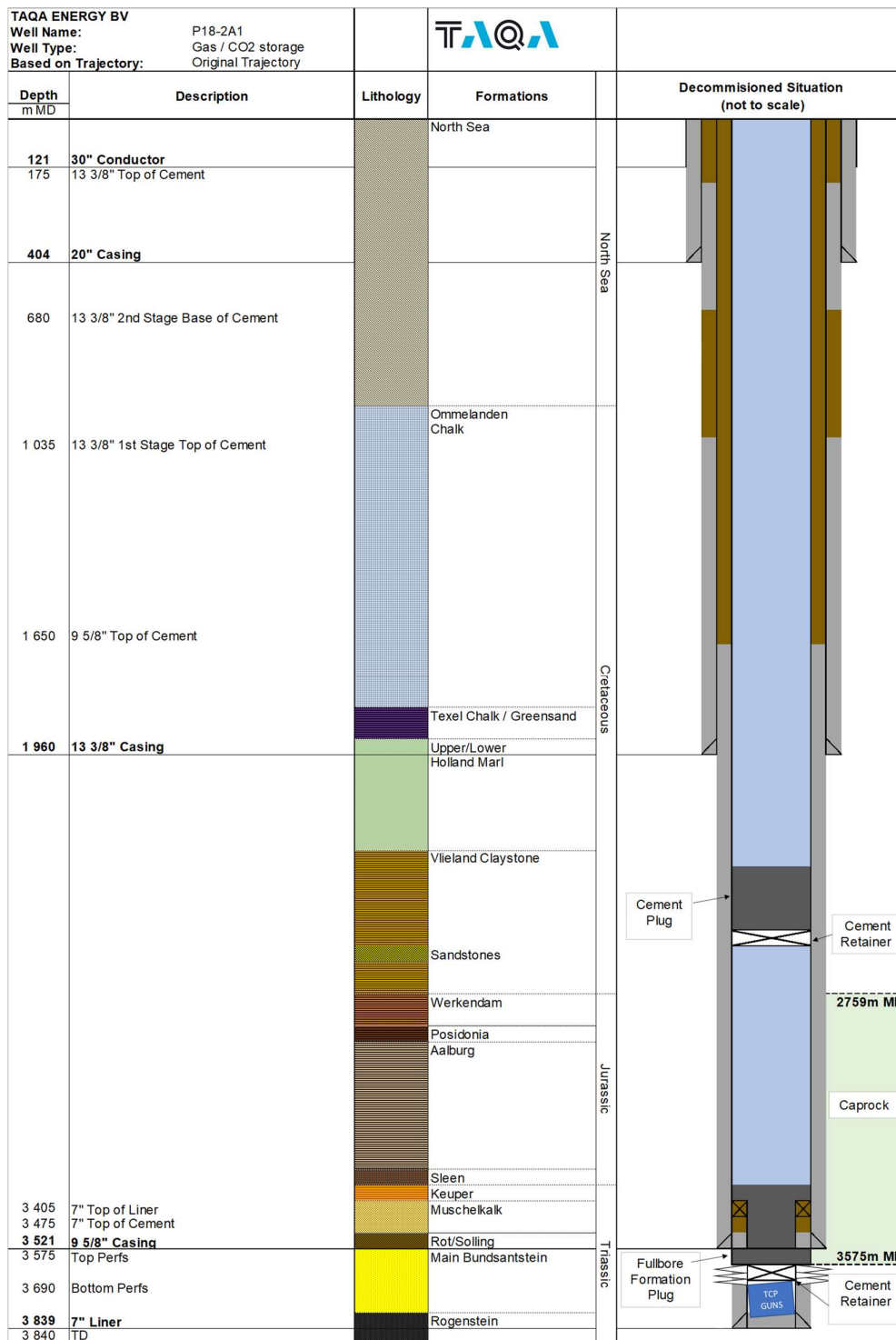
4.4. Well Diagrams voor Afsluitingsplan

Put P18-2 is een deels afgesloten exploratieput en zal definitief afgesloten moeten worden omdat de huidige cement pluggen in de put niet voldoende zijn voor de hogere druk van het CO₂-project. Deze put zal worden afgesloten als onderdeel de workover campagne om de injectie putten aan te passen voor het project. Er zal een Fullbore Formation Plug (FFP) worden gezet in de afsluitende laag van het opslagvoorkomen en een tweede plug ter hoogte van de Vlieland Kleisteen. Het geplande ontwerp van de afgesloten put is weergegeven in Figuur 3. Een eventuele cementplug bij de zeebodem, waarvoor de eis zal worden beoordeeld, wordt in dit ontwerp niet weergegeven.

Een voorbeeld van de ontwerp afsluiting van een CO₂-injectorput wordt in Figuur 4 gegeven aan de hand van put P18-2A1. Het toont de twee belangrijkste cement pluggen bij de afsluitende laag (FFP) en bij de Vlieland Kleisteen. Een eventuele cementplug bij de zeebodem, waarvoor de noodzaak zal worden beoordeeld, is niet in dit ontwerp weergegeven.



Figuur 3 Put diagram met ontwerp van afsluiting voor put P18-2.



Figuur 4 Put diagram met ontwerp van afsluiting voor put P18-2A1.

4.5. Monitoring van putten na afsluiting

Nadat de put is afgesloten resteert een conductor met daarin afgesneden casings met mogelijkwerwijs een cement plug op het niveau van de zeebodem. Monitoring zal daarom beperkt zijn tot observatie aan de binnen en buitenkant van de conductor. Deze monitoring periode zal naar verwachting circa 3 maanden duren.

Na afloop van deze monitoring periode dienen de putten volgens de Mijnbouwwet definitief afgesloten en verlaten te worden. Onderdeel hiervan is het afsnijden van de resterende verbuizingen tenminste 6 m onder de zeebodem.

4.6. Verwijdering injectiefaciliteiten (Platform P18-A)

Na afronding van de CO₂-injectie zal bepaald worden of het Platform P18-A (al dan niet met bijbehorende bovengrondse voorzieningen) verwijderd dient te worden of nog in gebruik zal blijven voor andere activiteiten.

In geval van verwijdering van het platform gebeurt het volgende. Nadat is vastgesteld dat het platform voldoende is schoongemaakt en klaargemaakt voor transport zullen de topsides (met de injectie faciliteiten) en jacket in delen naar de kust vervoerd worden. De conductors van de afgesloten putten zullen daarbij ook op tenminste 6 meter onder zeebodem niveau worden afgesneden en afgevoerd. Eventueel nog aanwezige afvalstoffen zullen verwerkt worden en nog goed werkende onderdelen en het schroot zal zoveel mogelijk hergebruikt worden. De heipalen zullen na toestemming van de Minister vanaf een nader overeen te komen diepte verwijderd worden eventuele achterblijvende pijpleiding einden zullen bedekt worden met stenen en/of matrassen zodanig dat ze geen risico vormen voor overige gebruikers.

In geval dat het platform nog in gebruik zal blijven, moet geëvalueerd welke delen van de injectie en platform faciliteiten verwijderd dienen te worden en hergebruikt kunnen worden.

Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening

Integrale P18-opslagcomplex

Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1. Leeswijzer	5
2. Juridisch kader	7
3. Vorm van de financiële zekerheid.....	9
3.1. Introductie.....	9
3.2. Financiële zekerheidsstelling voor zekere elementen	10
3.3. Financiële zekerheidsstelling voor onwaarschijnlijke elementen	11
3.4. Integraliteit.....	13
4. Bedrag van de financiële zekerheid.....	15
4.1. Zekere elementen	16
4.2. Onwaarschijnlijke elementen.....	20
4.3. Integraliteit.....	23
5. Procesbeschrijving	25



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Leeswijzer

Deze Aanvraag is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

- Deel I: Kader Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2
- Deel II: Beschrijving CO₂-opslag reservoir P18-2
- Deel III: Risicobeheerplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel IV: Monitoringsplan Integrale P18-opslagcomplex
- Deel V: Plan van Corrigerende Maatregelen Integrale P18-opslagcomplex
- Deel VI: Afsluitingsplan Integrale P18-opslagcomplex
- **Deel VII: Financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening Integrale P18-opslagcomplex**
- Lijst van definities en afkortingen reservoir P18-2

Dit Deel VII beschrijft de financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening voor het gehele Integrale P18-opslagcomplex, bestaande uit reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6. Dit dient mede te worden beschouwd als een update en ter vervanging van de financiële zekerheid voor de Opslagvergunning P18-4.

In hoofdstuk 2 wordt het juridisch kader beschreven, in hoofdstuk 3 de vorm van financiële zekerheid en in hoofdstuk 4 de bedragen.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Juridisch kader

Verplichtingen uit de Mijnbouwwet

Artikel 31b sub n Mijnbouwwet (Mbw) bepaalt dat een aanvraag om een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ een omschrijving omvat van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden door de aanvrager en een bewijs dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk wordt gesteld voordat met de opslag van CO₂ wordt aangevangen. Op grond van artikel 29j lid 4 Mijnbouwbesluit (Mbb) strekt de financiële zekerheid ertoe dat de Staat daarmee gedurende de gehele periode alle verplichtingen, zoals bedoeld in artikel 29j lid 2 Mbb, zo nodig ook zelf kan nakomen ten laste van de vergunninghouder.

Artikel 29j Mbb schrijft voor in lid 1 dat de vergunning het bedrag bepaalt waarvoor financiële zekerheid wordt gesteld voor het jaar waarin injectie volgens de Aanvraag zal aanvangen en voor elk van de daaropvolgende vier jaren. Het bedrag voor het vierde jaar blijft voor opvolgende jaren van toepassing zolang het niet is aangepast.

Artikel 29j lid 2 Mbb kent in sub a tot en met f een limitatieve opsomming van elementen van het bedrag. Deze omvatten:

- a) Een raming van de kosten van verwerving van broeikasgasemissierechten als bedoeld in artikel 1.1 van de Wet milieubeheer uitgaande van emissie als gevolg van ongecontroleerde uitstroom van CO₂ gedurende de laatste drie maanden van het desbetreffende jaar;
- b) Een raming van de kosten van de uitvoering van het Risicobeheerplan, genoemd in artikel 29c Mbb, uitgaande van uitvoering gedurende twee jaar;
- c) Een raming van de kosten van het nemen van de maatregel of maatregelen uit het plan met betrekking tot corrigerende maatregelen, bedoeld in artikel 29d Mbb, uitgaande van de meest ingrijpende in het plan voorziene maatregel of maatregelen;
- d) Een raming van de tot intrekking van de vergunning nog te maken kosten van uitvoering van het Monitoringsplan, genoemd in artikel 29f Mbb, uitgaande van intrekking van de vergunning twintig jaar na afsluiting;
- e) Een raming van de kosten van uitvoering van het afsluitingsplan, bedoeld in artikel 29g Mbb; en
- f) Een raming van de financiële bijdrage, bedoeld in artikel 31j lid 1 sub d Mbw.¹

Artikel 29j lid 3 Mbb schrijft voor dat de vorm waarin de zekerheid wordt gesteld de voorafgaande instemming van de Minister behoeft, en dat de vergunninghouder hiertoe ten minste zes (6) maanden voordat de zekerheid gesteld zal worden een aanvraag doet. Gedetailleerde planning van injectie zal, mede ten behoeve van het tijdig stellen van de financiële zekerheid, zodra beschikbaar, met de Minister worden gedeeld.

¹ '(...) een financiële bijdrage (...) waarmee de voorziene kosten doch tenminste de geraamde monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar, ingaande op het tijdstip van intrekking worden gedekt.'

Op grond van artikel 1.3.4a lid 6 onder a Mijnbouwregeling (Mbr) bevat de Aanvraag de voor de ramingen, bedoeld in artikel 29j lid 2 Mbb benodigde gegevens vergezeld van adequate cijfermatige onderbouwing en toelichting en mogelijke vorm van zekerheid die zal worden gesteld.

In dit Deel VII geeft EBN CCS een omschrijving van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden en bevestigt EBN CCS dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk gesteld zal worden voordat met de opslag van CO₂ wordt aangevangen (d.w.z. voordat met injectie wordt begonnen). EBN en TAQA verklaren dat zij in het kader van het Porthos-project de afspraak hebben gemaakt dat de zekerstellingen enkel door EBN zullen worden verstrekt en dat EBN dus de volledige financiële zekerheid voor P18 - inclusief de Opslagvergunning P18-4 die thans door TAQA wordt gehouden - zal stellen.

3. Vorm van de financiële zekerheid

3.1. Introductie

Het voorstel van de vorm of vormen waarin de financiële zekerheid wordt gesteld, zal uiterlijk zes (6) maanden voor aanvang van de injectie van CO₂ door EBN CCS worden toegezonden aan de Minister met een verzoek tot goedkeuring daarvan. De vorm of vormen van financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening dient te zijn goedgekeurd door het bevoegd gezag voordat de CO₂-injectie begint. Voor aanvang van de daadwerkelijke injectie moet de zekerheid zijn gesteld en dient dit aan de Minister te zijn aangetoond.²

Vanaf start injectie zal financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening worden gesteld die voldoende is om te waarborgen dat aan alle verplichtingen die onder de opslagvergunning vallen kan worden voldaan, inclusief die voor de afsluiting van de opslagvoorkomens en de periode tot het beëindigen van de vergunning en aansprakelijkheden voor tijdelijke voortzetting van de activiteiten als de vergunning wordt ingetrokken. Zoals beschreven in Guidance Document 4 bij de CCS-Richtlijn is het streven deze periode na afsluiting zo kort mogelijk te houden.³ In deze Aanvraag is een periode van 20 jaar gehanteerd voor de periode na ontmanteling tot intrekking; en een periode van 30 jaar na intrekking. Deze periodes zijn gebaseerd op het minimumvereiste in de wet, waarbij bevoegd gezag de mogelijkheid heeft deze in overleg met de vergunninghouder aan te passen.

EBN CCS zal de financiële zekerheid in overeengekomen vorm voorleggen, bestaande uit een combinatie van (bijvoorbeeld) een verzekeringspolis en/of een moeder- of concerngarantie. Dit is gebaseerd op een kwalificatie en analyse van het soort activiteit en geassocieerd risiconiveau tijdens verschillende, elkaar opvolgende fasen van start injectie, permanente opslag en overdracht van verantwoordelijkheid met betrekking tot de P18-opslagvoorkomens aan de Staat.

De bestanddelen in artikel 29j lid 2 sub b, d, e en f Mbb kwalificeren de Aanvragers als “zekere elementen”. Dit betreft activiteiten die met zekerheid uitgevoerd zullen gaan worden. Deze zijn goed in te schatten en omvatten concrete uitgaven voor routinematige uitvoering van beheer, onderhoud, jaarlijkse monitoring, afsluiting en ontmanteling.

De bestanddelen in artikel 29j lid 2 sub a en c Mbb kwalificeren de Aanvragers als “onwaarschijnlijke elementen”. In deze Aanvraag is uitgegaan van zeer onwaarschijnlijke ‘*worst case events*’, en bijbehorende kosten van de gevolgen en corrigerende maatregelen. Indien deze gevallen zich voordoen hebben zij mogelijk grote impact. In dit soort (zeer onwaarschijnlijke/hoge impact) gevallen moeten corrigerende maatregelen genomen worden om lekkages te voorkomen tijdens de operatie en afsluiting, en de verwerving van broeikasgas- of CO₂-emissierechten als gevolg van een uitstroom van CO₂ over een bepaalde periode.

Het onderscheid tussen zekere en onwaarschijnlijke elementen is tevens benoemd in Guidance Document 4,³ hoofdstuk 2.5b, “FS Instruments Appropriate for Different Obligations” respectievelijk “Obligations Certain to Occur...” en “Obligations Not Certain to Occur”. Naar de mening van de Aanvragers en in lijn met dit Guidance Document is dit onderscheid van wezenlijk belang voor de keuze van de vorm van financiële zekerheid. De zekere

² Artikel 29j lid 5 Mbb.

³ Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance Document 4, pagina 15.

elementen zullen met zekerheid uitgevoerd moeten worden en sluiten een verzekering als vorm van financiële zekerheid uit. Voor zekere elementen ligt een *cash deposit* of een vorm van garantie eerder voor de hand.

3.2. Financiële zekerheidsstelling voor zekere elementen

De zekere elementen zijn vergelijkbaar met verplichtingen die olie- en gasbedrijven reeds kennen, zoals het ontmantelen en opruimen van mijnbouwinstallaties op zee. De sector heeft afspraken gemaakt dat hiervoor financiële zekerheden gesteld worden.

Voor de zekere elementen stellen de Aanvragers voor om aan te sluiten bij de vormen van zekerheid die gehanteerd worden in de olie- en gasindustrie. Dit zijn de volgende vormen van zekerheid:

1. Een *cash deposit*; en/of
2. Een garantie van een moeder- of groepsmaatschappij; en/of
3. Een bankgarantie;

Iedere vorm dient te voldoen aan specifieke voorwaarden:

Cash deposit:

- a) Te storten in EUR; en
- b) Te storten op een van de vergunninghouder afgescheiden (*escrow*) bankrekening, beheerd door een externe agent of stichting of op een bankrekening beheerd door de Staat; en
- c) Onder Nederlands recht.

Garantie van een moeder- of groepsmaatschappij van de vergunninghouder:

- a) De moeder- of groepsmaatschappij heeft een *issuer credit rating* voor haar langlopende schuldverplichtingen van A- of hoger door S&P of Fitch of van A3 of hoger door Moody's of een minimale vergelijkbare rating van een internationaal erkend ratingbureau; en
- b) Het is een onherroepelijke en onvoorwaardelijke garantie; en
- c) Onder Nederlands recht; en
- d) Ondersteund door een verklaring (*legal opinion*) van een gereputeerd Nederlands advocatenkantoor, waarin wordt onder andere wordt verklaard dat de garantie wettelijk geldig en juridisch bindend en afdwingbaar is.

Bankgarantie en/of verzekeringsborgstelling:

- a) De bank/verzekeraar heeft een *issuer credit rating* voor haar langlopende schuldverplichtingen van A- of hoger door S&P of Fitch en van A3 of hoger door Moody's of een minimale vergelijkbare rating van een internationaal erkend ratingbureau; en
- b) Het is een onherroepelijke en onvoorwaardelijke garantie; en
- c) Onder Nederlands recht; en
- d) De bank/verzekeraar is georganiseerd onder de wetten van een lidstaat van de Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling en heeft een zetel of filiaal in de Europese Unie en handelt via deze zetel of dit filiaal voor het verstrekken van de bankgarantie.

3.3. Financiële zekerheidsstelling voor onwaarschijnlijke elementen

Voor de onwaarschijnlijke elementen is een verzekering juist de meest geëigende vorm van financiële zekerheid. Immers, verzekeringen worden gebruikelijk aangegaan voor gebeurtenissen die onzeker zijn maar een relatief grote financiële impact kunnen hebben. Voor de onwaarschijnlijke elementen zijn *cash deposits* of (bank)garanties zeer inefficiënte vormen van zekerheid, omdat hiermee een disproportioneel beslag wordt gelegd op liquiditeiten of financieringsruimte gedurende de termijn waarin financiële zekerheid gesteld moet worden, terwijl de kans dat het instrument daadwerkelijk moet worden benut zeer klein is.

Voor de constructiefase zal een Construction All Risks (CAR) verzekering worden afgesloten. Deze CAR verzekert tegen de meeste bouwrisico's. Aansluitend zal voor de injectie, operationele fase een passende operationele property & third party liability verzekering worden afgesloten die ook het risico op CO₂ lekkage afdekt. In de offshore verzekeringsmarkt is dit veelal één gezamenlijke overall polis.

EBN CCS heeft zich laten adviseren door een gerenommeerde internationale verzekeringsmakelaar met een uitgesproken kennis van olie- en gasoperaties op de Noordzee. Op basis van het advies stelt EBN CCS voor het risico van CO₂-lekkage af te dekken door middel van een verzekering. Dit is vanzelfsprekend geen standaard element in de huidige offshore olie- en gasverzekeringen.

Een dergelijke verzekeringspolis bestaat uit 4 secties (waarvan sectie IV met betrekking tot vermogensschade voor Porthos optioneel is): sectie I property damage (schade aan eigendommen), sectie II Operator's extra expense/ controll of well (met name het herstellen van de schade aan de put en het onder controle brengen van put), sectie III: third party liability (schade aan derden), (sectie IV los of production income (vermogensschade als gevolg van de zakelijke schade). CO₂ lekkage is verzekerd onder sectie I als een verzekerd eigendom. Bij het jaarlijks vaststellen van de verzekerde waarden voor sectie I zal de hoeveelheid CO₂ in het reservoir en de waarde (emissierechten prijs) jaarlijks worden doorgegeven aan de verzekeraars. Schade aan de put en het herstel daarvan zijn verzekerd onder sectie II 'control of well'.

De verzekeringsmakelaar goede mogelijkheden om hiervoor een specifieke maatwerkdekking in te richten en in te kopen bij internationale verzekeringsmaatschappijen. Deze dekking zal tijdens de operationele fase onderdeel zijn van een bestaande operationele offshore verzekeringspolis (als onderdeel van de sectie ter dekking van bestaande eigendommen). Na de operationele fase en het afsluiten van de putten zal een aparte verzekering worden afgesloten tot het moment dat de vergunning wordt ingetrokken.

De Staat zal mede polishouder van deze All Risks verzekering zijn, zodat de Staat ten alle tijden aanspraak kan maken op de polis. Alle risico en schade is verzekerd tenzij specifiek uitgesloten. Een verzekeringspolis kent altijd limieten en eigen risico's die te zijner tijd moeten worden ingevuld.

Het worst-case scenario van een vrije uitstroom uit een put is een *well blow out*. Dit risico, alsmede kleinere risico's, zullen worden afgedekt door middel van een verzekering. Deze *control of well* dekking is gebruikelijk en standaard opgenomen in offshore olie- en gas operationele verzekeringspolissen. Deze dekt de kosten van corrigerende maatregelen voor het beheersen en onder controle brengen van een put na een incident, inclusief het schoonmaken en de kosten van eventueel opgetreden milieuvervuiling. Ook is het herstel en eventueel het vervangen van de put gedekt. Een vrije uitstroom uit een put is in het verleden in de Noordzee overigens nog nooit voorgekomen bij een goed ontworpen productie- of injectieput met geïnstalleerde slangen, putmond en veiligheidsapparatuur.

Ook voor CO₂-lekkage kan een verzekeringsdekking niet *open-ended* zijn. Een polis kan alleen aangegaan worden met een maximale, verzekerde limiet. Deze limiet kan vastgesteld worden door een maximaal volume aan CO₂-lekkage gekoppeld aan een maximale ETS-prijs. Een verzekeringspolis wordt veelal voor één tot drie jaar afgesloten, waarna deze kan worden verlengd of vernieuwd. Op grond van het advies van de verzekeringsmakelaar, zal de verzekering alleen uitsluitingen op de dekking van de CO₂-lekkage bevatten voor zover deze lekkage verband houdt met het niet goed onderhouden en monitoren van een voorkomen. Indien de opslagvoorkomens goed worden onderhouden en gemonitord zal lekkage niet voorkomen en gelden geen relevante uitsluitingen voor CO₂-lekkage.

Geheel in lijn met de huidige, langjarige verzekeringspraktijk in de olie- en gasindustrie zal een verzekeringspolis worden afgesloten met een internationaal consortium van verzekeraars die op hun beurt de risico's zullen spreiden door middel van een herverzekering door een groep van herverzekeraars. Deze verzekeringspolis zal regelen dat de polis ten goede komt aan de Staat in het geval dat de financiële zekerheid onder de vergunning ingeroepen moet worden.

Het verzekeringstraject zal ruim voor het begin van de operationele injectie fase (rond 8 maanden voorafgaand) samen met de verzekeringsmakelaar worden gestart. De verzekeringsmakelaar zal met de voorgestelde polis de verzekeringsmarkt opgaan om een groep van verzekeraars (met één hoofdverzekeraar) met een vooraf bepaalde credit rating de verzekering te laten afgeven. Daarbij zullen jaarlijks de verzekerde waarden, waaronder die van de hoeveelheid CO₂, worden geactualiseerd.

De prijsbepaling van de verzekeringspremie zal in het concrete geval worden vastgesteld waarbij onder meer de feitelijke, organisatorische en technische mogelijkheden van de vergunninghouder, het eventuele portfolio van CCS-projecten van de vergunninghouder, de omgeving en omvang van het opslagvoorkomen, de diepte van de opslag en de ondergrond en de kosten van het verwerven van broeikasgasemissierechten een rol zullen spelen.

EBN CCS zal uiterlijk zes (6) maanden voor aanvang van de injectie van CO₂ een verzekering inclusief dekkingsclausule voorstellen, ter goedkeuring van de Minister. Deze verzekering zal zowel de risico's specifiek voor CO₂-opslag, en ook reguliere offshore risico's dekken, zoals brand en schade door derden. Een concept voorbeeld polis zoals opgesteld door de verzekeringsmakelaar van EBN CCS is ter kennisneming bijgevoegd⁴, evenals een vertrouwelijk en indicatief advies van een internationale verzekeringsmakelaar⁵. Het advies geeft alleen aan dat de verwachting is dat de markt bereid is het risico te verzekeren. Er is geen historische informatie van lekkage of putinterventie in het Noordzeegebied.

Financiële zekerheid voor eventuele restrisico's, zoals bijvoorbeeld uitsluitingen, zal aanvullend worden gesteld door middel van een Parent Company Guarantee door EBN of een partij met gelijkwaardige kredietwaardigheid.⁶

Tot slot wil EBN CCS samen met het bevoegd gezag onderzoeken of een zogenaamd Nationaal Fonds opgezet kan worden, als interessant alternatief voor verzekering. Op deze manier kan het onwaarschijnlijke scenario van

⁴ (Draft) Porthos Energy Package Insurance Coverage including CO₂ leakage, bijlage.

⁵ VERTROUWELIJK. Advies van verzekeringsmakelaar 24 juli 2020, bijlage.

⁶ (Draft) Model Parent Company Guarantee, bijlage.

lekkage worden gespreid over verschillende opslagvergunningen. Vanuit iedere vergunning kan er dan een bijdrage worden geleverd aan dit fonds. De hierin gestorte middelen kunnen dan worden aangewend ter dekking van de kosten voor het onwaarschijnlijke geval dat een lekkage optreedt.

3.4. Integraliteit

Ondanks het feit dat er verschillende vergunningen worden aangevraagd voor ieder voorkomen, zullen deze drie opslagvoorkomens, die zijn verbonden aan het Platform P18-A, gebruikt worden voor gelijktijdige en integrale injectie-operaties. Gedurende de injectiefase van het project zullen de verschillende putten op verschillende momenten en in verschillende samenstellingen gebruikt worden om aan de gewenste injectieprofielen te kunnen voldoen. Het integrale injectieplan wordt beschreven in Deel II van deze Aanvraag.

Aanvragers zijn van mening dat, als gevolg van het feit dat de vergunningen een integraal opslagcomplex betreffen en het beheer daarvan ook integraal zal worden uitgevoerd, sommige financiële zekerheden slecht eenmaal voor het project gesteld dienen te worden en niet per vergunning.

De zekere componenten zijn deels integraal, deels te splitsen per voorkomen. Voor zover de zekere componenten te splitsen zijn, zal deze zekerheid gesteld worden door de betreffende vergunninghouder. Voor zover zekere elementen integraal zijn (bijvoorbeeld ontmanteling van het platform) zullen alle vergunninghouders gezamenlijk voor hun aandeel in het zekere element zekerheid stellen; in lijn met de huidige methodiek voor de olie- en gasproductie.

Het onzekere element lekkage is integraal. Immers, zodra een lekkage zich zou voordoen, zal na reparatie direct een nieuwe zekerheidsstelling worden afgegeven. Mede hierdoor en de zeer lage kans dat een lekkage zich voordoet, is één zekerheidsstelling voor de verschillende componenten logisch.

Integraliteit en daarmee samenhangende zekerheidsstelling is volgens aanvragers alleen mogelijk indien aan de volgende voorwaarden wordt voldaan:

- i. De vergunninghouder is één en dezelfde entiteit voor alle vergunningen waarvoor integrale zekerheid is gesteld; en
- ii. De dagelijkse operatie van de opslagvoorkomens waarop de vergunningen van toepassing zijn, is belegd bij één en dezelfde entiteit; en
- iii. De kans dat de gestelde financiële zekerheid zal moeten worden aangewend, is zeer klein. Het gaat om een voorziening ter zekerheidsstelling in geval van ongewenste en zeer onwaarschijnlijke gebeurtenissen; en
- iv. Er wordt uitgegaan van de *worst-case* voor bepaling van de hoogte van het bedrag van de financiële zekerheid.

Indien niet aan alle voorwaarden wordt voldaan, is de integrale benadering niet meer van toepassing en dient de gestelde zekerheid die daarop gebaseerd is te vervallen. Bijvoorbeeld als er sprake is van aanpassingen in het vergunning houderschap of operationeel beheer. De Aanvragers zullen in dat geval een financiële zekerheid per opslagvoorkomen aan de Minister voorleggen voor goedkeuring. Concreet betekent dit dat voor ieder opslagvoorkomen een garantie voor de onwaarschijnlijke elementen zal worden gesteld. Ter illustratie, op basis van de huidige schattingen zal de totale zekerheid voor de onwaarschijnlijke componenten in Jaar 1 voor het totaal van de drie vergunningen € 77,1 miljoen (3 x € 25,7 miljoen uit Tabel 1) bedragen.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

4. Bedrag van de financiële zekerheid

De hoogte van de kosten van de wettelijke verplichtingen kan worden verkregen door deze kostenposten nader te preciseren en de waarschijnlijkheid dat deze kosten zich zullen voordoen te bepalen. Deze paragraaf beschrijft de hoogte en de waarschijnlijkheid van de kostenposten. Tenzij anders vermeld, zijn alle bedragen in reële euro's, prijspeil 2020. Daar waar gerefereerd wordt naar jaren, betreft jaar 1 het eerste jaar van operatie (d.w.z. het jaar waarin injectie aanvangt).

De hoogte van de kosten vertalen zich tot de benodigde financiële zekerheid. Deze benodigde financiële zekerheid staat in onderstaande tabel weergegeven. Alle benodigde zekerheid voor de gehele duur van de CO₂-opslag, van injectie tot en met overdracht van de vergunning aan bevoegd gezag staan hierin opgenomen.

Tabel 1 Raming financiële zekerheid.

Raming van benodigde financiële zekerheid (in reële mln €)						
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5	artikel Mbb
Zekere elementen						
Risicobeheerplan	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	(29j lid 2 sub b)
Monitoring tot intrekking	9,3	9,0	8,7	8,4	8,1	(29j lid 2 sub d)
Financiële bijdrage voor monitoring na intrekking	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	(29j lid 2 sub f)
Ontmanteling en afsluiting	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	(29j lid 2 sub e)
	43,4	43,1	42,8	42,5	42,2	
Onwaarschijnlijke elementen						
CO ₂ emissierechten*	1,2	1,9	2,7	3,5	4,7	(29j lid 2 sub a)
Corrigerende maatregelen	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	(29j lid 2 sub c)
	25,7	26,5	27,3	28,1	29,2	

* De kosten van de CO₂-emissierechten, zijn gebaseerd op het PBL-rapport 'Klimaat- en Energieverkenning 2019', en zijn -in tegenstelling tot de andere bedragen- geen reële euros, maar gebaseerd op dit prijsscenario

Op basis van een bottom-up berekening van de kosten in de opslagvergunning komen de Aanvragers voor de opslagvoorkomens P18-2, P18-4 en P18-6 in het eerste operationele jaar op een bedrag voor de financiële zekerheid van in totaal circa € 43 miljoen voor de zekere elementen en circa € 26 miljoen voor onwaarschijnlijke elementen; welke hieronder verder zijn uitgewerkt. De hoogte van deze kosten is gebaseerd op huidige inzichten. De hoogte van de kosten zullen op basis van de inzichten van dat moment voor injectie opnieuw worden ingeschat. Vervolgens zal ook minimaal iedere vijf jaar de inschatting opnieuw worden gemaakt op basis van de inzichten van dat moment, conform artikel 29j lid 1 en lid 6 Mbb. Indien er omstandigheden zich voordoen die aanleiding geven de aannames aan te passen, zal de vergunninghouder bovenstaande ramingen herzien.

In de volgende paragrafen zal iedere regel van bovenstaande tabel verder worden uitgewerkt en toegelicht.

4.1. Zekere elementen

De zekere componenten betreffen uitgaven die met zekerheid zullen optreden. Hieronder vallen de volgende componenten:

- Opstellen en actualiseren Risicobeheerplan
- Monitoringskosten
- Ontmantelings- en afsluitingskosten

Per zeker element en daar waar mogelijk opgesplitst per voorkomen is in onderstaande tabellen een detaillering gegeven van de kosten. In onderstaande tabel staat het totaal van de zekere elementen opgesomd. In het eerste jaar bedraagt de benodigde zekerheid € 43,4 miljoen, en deze neemt af met € 0,3 miljoen per jaar als gevolg van de gerealiseerde monitoring:

Tabel 2 Totaalbedragen zekere elementen.

Totaal zekere elementen (in mln reële euro's)					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
Risicobeheerplan	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Monitoring tot intrekking	9,3	9,0	8,7	8,4	8,1
Financiële bijdrage voor monitoring na intrekking	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Ontmanteling en afsluiting	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
	43,4	43,1	42,8	42,5	42,2

In die hiernavolgende paragrafen zal iedere element verder worden uitgewerkt en onderbouwd.

4.1.1. Risicobeheerskosten

Deze paragraaf beschrijft de kosten van het uitvoeren van het Risicobeheerplan en de daaruit volgende benodigde zekerheidsstelling. Het plan wordt gedurende het project geactualiseerd voor zover nodig. De jaarlijkse kosten voor het uitvoeren van het Risicobeheerplan zijn hieronder gespecificeerd. Omdat de benodigde werkzaamheden niet jaarlijks zullen worden uitgevoerd is een inschatting gemaakt van de frequentie.

Tabel 3 Totaalbedragen zekere elementen.

Detaillering risicobeheerplan (kosten in mln reële euro's)			
	<i>Totaal</i>	<i>Frequentie</i>	<i>Per jaar</i>
Onderzoek van bijzonderheden in monitoring	0,08	per 5 jaar	0,02
Studies en onderzoek naar problemen	0,90	per 5 jaar	0,18
Controleren en repareren van monitoringssystemen	0,90	per 15 jaar	0,06
Onderdelen, uren en overige	0,68	per 15 jaar	0,05
Totaal per jaar			0,30

Conform artikel 29j lid 2b Mbb dient zekerheid gesteld te worden voor een periode van 2 jaar, ofwel een totaalbedrag van 2x € 300.000 zijnde € 600.000. Deze kosten zijn inclusief eventueel additionele kosten voor intensieve monitoring voor het geval onverwachte omstandigheden optreden, als gevolg van de implementatie van het Risicobeheerplan. In onderstaande tabel staan de benodigde zekerheidsstelling per voorkomen weergegeven:

Tabel 4 Geschatte zekerheidsstelling risicobeheer.

Raming zekerheidsstelling risicobeheer (in mln reële euro's)					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
P18-2	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
P18-4	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P18-6	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60

4.1.2. Monitoringskosten

Monitoringskosten tijdens operatie zijn geschat op € 300.000 per jaar voor alle drie opslagvoorkomens. Deze kosten worden naar rato van het aantal putten verdeeld over de drie voorkomens. Na operatie en afsluiting zijn de kosten geraamd op € 150.000 per jaar voor een periode van 20 jaar plus een *seabed-scan* eens in de vijf jaar. De geraamde kosten voor een scan zijn € 300.000.

Het is de verwachting van de Aanvragers dat reeds één jaar na afsluiting voldoende informatie beschikbaar zal zijn om aan te tonen dat er geen lekkagepaden meer zijn, mede in combinatie met het feit dat de druk in het reservoir lager is dan de hydrostatische druk; waardoor de monitoringskosten tot een minimum beperkt, of zelfs nihil, zullen zijn.

Na intrekking van de vergunningen zullen de monitoringskosten minimaal zijn, en is voorzichtigheidshalve een post van € 2,0 miljoen opgenomen als financiële bijdrage voor de in de wet genoemde periode van 30 jaar. Ook hier is het echter de verwachting dat, in lijn met de redentatie in de vorige paragraaf, er minimale of geen monitoring meer benodigd is.

Conform de Mijnbouwwet zal een zekerheidsstelling worden afgegeven voor de monitoringskosten voor de gehele resterende looptijd van het project, inclusief de periode na intrekking van de vergunning.

Tabel 5 Raming zekerheidsstelling monitoring.

Raming zekerheidsstelling monitoring (in mln reële euro's)					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
P18-2 tijdens operatie	3,00	2,80	2,60	2,40	2,20
P18-4 tijdens operatie	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
P18-6 tijdens operatie	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
Na operatie tot intrekking	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Financiële bijdrage voor monitoring na intrekking	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	11,30	11,00	10,70	10,40	10,10

4.1.3. Ontmanteling- en afsluitingskosten

Ontmantelings- en afsluitingskosten van de putten zijn gebaseerd op de *Well Specific Decommissioning Designs*⁷, waarin rekening is gehouden met de aanvullende kosten die nodig zijn om de voorkomens CO₂-proof af te sluiten. De algemene kosten betreffen (de)mobilisatie en *move-out*; onder de aanname dat ontmanteling van platform en afsluiting van de putten op hetzelfde moment zal gebeuren. De ontmantelingskosten van het Platform P18A zijn gebaseerd op een vertrouwelijke indicatieve budgettering van een gerenommeerde marktpartij, ontvangen door TAQA op 5 juni 2020⁸ en een vertrouwelijke notitie van TAQA van 8 augustus 2019⁹.

Tabel 6 Geschatte kosten ontmanteling.

Raming kosten afsluiting en ontmanteling (in mln reële euro's)					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
Afsluiting P18-2	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60
Afsluiting P18-4	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Afsluiting P18-6	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Algemeen	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Ontmanteling platform	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
	31,50	31,50	31,50	31,50	31,50

⁷ Hoofdstuk 4, pagina 13 e.v., *Porthos Basis of decommissioning design*, 22 maart 2019, bijlage.

⁸ VERTROUWELIJK. Indicatieve budgettering voor ontmantelingskosten van het Platform P18-A ontvangen door TAQA op 5 juni 2020, bijlage.

⁹ VERTROUWELIJK. Notitie TAQA voor Porthos well options kostenraming van 8 augustus 2019, bijlage.

In onderstaande tabel staat in meer detail uitgewerkt wat de afsluitingskosten van de verschillende putten zijn.

Tabel 7 Detail afsluiting- ontmantelingskosten.

Detailtering afsluitingskosten (kosten in mln reële euro's)				
<i>Voorkomen</i>	<i>Activiteit</i>	<i>Put</i>	<i>kosten</i>	<i>dagen</i>
integraal	Mobilisatie rig naar P18-A		1,48	4
Integraal	Demobilisatie rig		0,50	2
P18-2	Ontmanteling P-18	P18-2A1	3,79	21
P18-2	Ontmanteling P-18	P18-2A3	3,79	21
P18-2	Ontmanteling P-18	P18-2A5	4,28	24
P18-2	Ontmanteling P-18	P18-2A6	3,78	21
P18-4	Ontmanteling P-18	P18-4A2	3,98	22
P18-6	Ontmanteling P-18	P18-6A7	3,79	21
Subtotaal putten			25,39	136
integraal	Ontmanteling platform		6,10	
Totaal			31,49 mln	

Ten behoeve van CO₂-injectie in de P18-2-voorkomens zullen ook vijf andere putten ontmanteld worden op een manier die geschikt is voor CO₂-opslag, aangezien deze putten onderdeel zijn van het integrale opslagcomplex. Deze ontmanteling zal gedaan worden voorafgaand aan injectie en daarom niet worden opgenomen in de financiële zekerheidstelling die effectief zal zijn ten tijde van injectie in de P18-voorkomens.

Dit betreffen de putten P18-2 (exploratie put) en P18-2A6 sidetrack in het opslagcomplex van P18-2, en de putten P18-1 (exploratieput), P15-9E1, P159E2 in het opslagcomplex van de P18-4.

Het is mogelijk dat voorafgaand aan de injectie al één of meerdere putten die zijn aangemerkt als injectoren zullen worden ontmanteld. Dit zal besloten worden tijdens de *work-over* campagne van (ongeveer 2023-2024). In dat geval zal de financiële zekerheidstelling bijgesteld moeten worden op basis van de gerealiseerde injectieputten. Bijstelling zal ook plaatsvinden tijdens de finale ontmantelingsperiode: als een significante (maar nog niet volledige) ontmanteling is gerealiseerd, zal de zekerheid hier op aangepast worden.

Het voorkomen P15-9 maakt onderdeel uit van het opslagcomplex P18-4. Het kan zijn dat de putten in het voorkomen P15-9, te weten P18-1, P15-9E1 en P15-9E2, voor start injectie nog niet zijn ontmanteld. In dat geval zal de financiële zekerheidstelling aangepast dienen te worden. De Aanvragers houden de Minister op de hoogte van de ontwikkelingen over het P15-9 voorkomen. De kostenraming voor deze putten zijn opgenomen in hoofdstuk 3 van de Porthos *Basis of completion design*.¹⁰

¹⁰ Porthos *Basis of completion design* (TAQA, 2019), *Bijlage*.

4.2. Onwaarschijnlijke elementen

Onwaarschijnlijke elementen zijn elementen waarvan het onzeker is of deze kosten zich zullen voordoen in de toekomst. In Guidance Document 4³ wordt hiernaar gerefereerd als 'Obligations Not Certain to Occur'. De volgende elementen voldoen aan de in Paragraaf 3.4 gestelde voorwaarden voor integrale financiële zekerheidstelling:

- CO₂-emissierechten in geval van lekkage.
- Corrigerende maatregelen

Voor beide elementen is uitgegaan van een *worst case* en is de kans ingeschat op zeer klein. In geval van lekkage als gevolg van vrije uitstroom is voor ieder jaar het uitstroomvolume van de put met de meeste uitstroom als uitgangspunt genomen. De eerste vier jaar is de verwachting dat dit put P18-4A2 zal zijn, in jaar 5 zal dat put P18-2A1 zijn. Voor corrigerende maatregelen is een bedrag van € 25 miljoen opgenomen, gebaseerd op interne berekeningen en in lijn met de bevindingen van het Berenschot Rapport¹¹ gebaseerd op het ZEP-rapport¹². Voor de onzekere elementen zal een aanvullende verzekering, als addendum op de bestaande verzekeringen, worden gesloten, zoals beschreven in Paragraaf 3.3.

4.2.1. Onwaarschijnlijke elementen

De kosten gerelateerd aan de onwaarschijnlijke elementen hebben betrekking op onvoorziene lekkage van CO₂. Gebaseerd op informatie van andere bronnen samengebracht in het Berenschot Rapport¹¹ concluderen de aanvragers dat de kans op een lekkage vrijwel nihil is. Het meest ernstige scenario is een vrije uitstroom uit een put. Volgens het Berenschot Rapport¹¹ en ZEP-rapport¹² wordt de kans hierop geschat op 1 op een miljoen per jaar. De consequenties zijn lekkage en ook de reparatiekosten.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de maximale kosten als een lekkage optreedt tijdens de injectie- of opslagfase.

¹¹ Berenschot, *Kaders voor managen aansprakelijkheid CO₂-opslag, mei 2019, bijlage I, tabel 4, Well blow-out.*

¹² CO₂ Storage Safety in the North Sea: Implications of the CO₂ Storage Directive, November 2019, Zero Emission Platform.

Tabel 8 Totaal kosten onwaarschijnlijke elementen.

Totaal onwaarschijnlijke elementen (in mln reële euro's)					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
CO ₂ -emissierechten	1,2	1,9	2,7	3,5	4,7
Corrigerende maatregelen	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
	25,7	26,5	27,3	28,1	29,2

* De kosten van de CO₂-emissierechten, zijn gebaseerd op het PBL-rapport 'Klimaat- en Energieverkenning 2019', en zijn -in tegenstelling tot de andere bedragen- geen reële euros, maar gebaseerd op dit prijsscenario

In de volgende twee paragrafen zullen deze kosten verder onderbouwd worden.

4.2.2. CO₂-emissierechten

Indien er, zeer onwaarschijnlijk, lekkage optreedt vanuit het voorkomen, zal de vergunninghouder als gevolg van deze CO₂-uitstoot, ETS rechten moeten aanschaffen. Voor ieder ton aan gelekte CO₂ zal één ETS-recht (EUA) ingekocht moeten worden.

Voor de lekkage aan CO₂ is aangenomen (in overeenstemming met artikel 29j lid 2 sub a Mbb) dat er een free-flow (vrije uitstroom) van CO₂ is gedurende drie maanden. De kans op een vrije uitstroom uit een put is zeer onwaarschijnlijk en daarmee is het risico zeer klein. De productie- en injectieputten zijn juist om een vrije uitstroom te voorkomen ontworpen en geïnstalleerd met passende slangen, kleppen, putmonden en veiligheidsapparatuur. In de Noordzee is een vrije uitstroom van stoffen dan ook nog nooit voorgekomen bij dit soort productie- en injectieputten.

Toch, is voor iedere put door TNO (ref. TNO-396940-20200331-001) berekend wat de uitstroom is bij verschillende drukniveaus. Naarmate de druk oploopt in het reservoir (als gevolg van injectie) neemt de maximale uitstroom gedurende de looptijd van het project toe. In onderstaande tabel staat de uitstroom per jaar weergegeven, per put. Put P18-6A7 in het P18-6-veld heeft in de eerste jaren een maximum *outflow* van nul, omdat de put door een hogere begindruk (ongeveer 50 bar), pas na een aantal jaren (ten opzichte van de andere injectieputten) in gebruik zal worden genomen. Daarnaast zal de injectiesnelheid van CO₂ veel lager liggen, door de lagere permeabiliteit van het gesteente, waardoor deze put in geen geval de *worst case* van uitstroomsnelheden zal worden.

In onderstaande tabel staat de *free-flow* emissie per jaar van de put met de hoogste uitstroom, zoals beschreven in detail in Deel III.

Tabel 9 CO₂-emissie bij vrije uitstroom.

CO₂ emissie bij 3 maanden free flow					
	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
Worst case emissie (kton)	37,4	57,0	75,9	90,3	112,4
Verwachte ETS-prijs (€/ton)	30,8	33,0	35,8	38,6	41,4
CO₂ emissierechten (mln €)	1,2	1,9	2,7	3,5	4,7

De gehanteerde ETS-prijs voor het bepalen van de kosten van emissie is gebaseerd op het publiek toegankelijke PBL-rapport uit 2019,¹³ waarbij de prijzen oplopen van € 33 per ton in 2025 naar € 47 per ton in 2030.

Zoals gezegd zijn de genoemde lekkage volumes in een *free-flow* situatie (geen beperkingen) gedurende drie maanden. De kans op een *free-flow* is zeer klein, en daarnaast is de looptijd van drie maanden voldoende om de lekkage te repareren.

4.2.3. Corrigerende maatregelen

Conform de wetgeving is voor het bepalen van de kosten van de corrigerende maatregelen een worst-case scenario gekozen: een ongecontroleerde well blow-out vanuit een injectieput, waarbij er maximale lekkage optreedt en kosten voor reparatie maximaal zijn.

Indien er lekkage optreedt, zal de lekkage opgespoord moeten worden en worden gerepareerd. Met betrekking tot de reparatiekosten hebben vergunninghouders een gedetailleerde inschatting gemaakt van de te verwachten kosten van € 24,6 miljoen bij reparatie na lekkage. Deze detaillering staat weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 10 Detaillering reparatiekosten.

Detail kosten corrigerende maatregelen (in reële mln €); gebaseerd op P18-2

Activity	Days*	Spread cost	Lump-sum cost	Cement	Bits	Fluids & Disposal	Hardware	Total
Vorbereidende werkzaamheden			1,6					1,6
WOW (waiting on weather)	2,0	0,4						0,4
Mobilisatie en rig-up	3,9	0,8	0,3					1,1
Vorbereiding operatie	1,9	0,4	0,5				0,1	1,0
Drive Conductor and clean out	2,0	0,4			0,0		0,2	0,7
Drill 24" hole tot 980m	2,5	0,5	0,0		0,0	0,2		0,7
Run 18-5/8" casing	4,3	0,9		0,1			0,5	1,5
Drill 17 1/2" hole to 1921m (P18-2A1)	5,7	1,3	0,0		0,0	0,3		1,6
Run 13-3/8" casing	5,4	1,4		0,1			0,4	1,9
Drill 12 1/4" hole to 3402 (P18-2A1)	5,0	1,2	0,0		0,0	0,5		1,8
9-5/8" casing running	5,4	1,3		0,2			0,3	1,8
Drill 8-1/2" hole to 3500	3,0	1,2			0,0	0,2		1,4
Perforate & cement liner intersected well	3,8	1,0		0,0		0,2	0,2	1,4
PA relief well	6,3	1,6		0,0	0,0			1,6
DEMOB rig >500 m zone	3,9	0,8	0,3			0,2		1,3
Contingency on hardware en snelle levering	0,0	-	0,3				0,4	0,7
		13,3	2,9	0,4	0,1	1,5	2,2	20,5
Contingency (20%)								4,1
Totaal inclusief contingency (in reële mln €)								24,6

* Days include 20% of NPT (non-productive time)

Gezien de onzekerheid in bovenstaande raming is 20% onvoorzien toegevoegd aan de geraamde kosten. Zoals met alle in dit hoofdstuk geraamde bedragen, zal voor injectie begint een nieuwe raming worden gemaakt.

¹³ Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), *Klimaat- en Energieverkenning 2019*, pagina 12, Kerntabel.

4.3. Integraliteit

Zoals beschreven in Paragraaf 3.4 is het logisch om enkele onderdelen van de zekerheidstelling integraal te beschouwen en niet te splitsen per opslagvergunning. In onderstaande tabel staat aangegeven voor jaar 1 hoe de verschillende elementen kunnen worden toegekend aan de diverse voorkomens, of dat deze als integraal moeten worden gezien.

Tabel 11 Opsplitsing zekerheid naar voorkomen.

Benodigde financiële zekerheid in Jaar 1 per voorkomen (reële euros)					
	P18-2	P18-4	P18-6	Integraal	Totaal
Zekere elementen					
Risicobeheerplan	0,4	0,1	0,1	-	0,6
Monitoring tot intrekking	3,0	0,8	0,8	4,8	9,3
Financiële bijdrage voor monitoring na intrekking	-	-	-	2,0	2,0
Ontmanteling en afsluiting	15,6	4,0	3,8	8,1	31,5
	19,0	4,9	4,7	14,9	43,4
Onwaarschijnlijke elementen					
CO ₂ emissierechten*	-	-	-	1,2	1,2
Corrigerende maatregelen	-	-	-	24,6	24,6
	-	-	-	25,7	25,7

* De kosten van de CO₂-emissierechten, zijn gebaseerd op het PBL-rapport 'Klimaat- en Energieverkenning 2019', en zijn -in tegenstelling tot de andere bedragen- geen reële euros, maar gebaseerd op dit prijsscenario

Voor de zekere elementen zijn daar waar mogelijk de kosten toegewezen aan een specifiek voorkomen. De integrale elementen bestaan hieruit:

- Monitoring tot intrekking (€4,8M): dit betreft de geraamde kosten voor het uitvoeren van de monitoring na operatie en ontmanteling tot intrekking van de vergunning. Hieronder vallen activiteiten zoals het uitvoeren van een sea-bed scan; studies en het beheren en onderhouden van het monitoringsysteem
- Financiële bijdrage voor monitoring na intrekking (€ 2,0M).
- Ontmanteling en afsluiting (€ 8,1 M). Hieronder valt de ontmanteling van het gedeelde Platform P18-A, alsmede de gezamenlijk mobilisatie/demobilisatie en management kosten die betrekking hebben op het afsluiten en ontmantelen.

Voor de onwaarschijnlijke elementen zijn alle kosten als integraal gecategoriseerd. Het is niet mogelijk om een incident als lekkage op voorhand toe te wijzen aan één van de voorkomens.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

5. Procesbeschrijving

EBN CCS vraagt tezamen met TAQA de opslagvergunningen aan. EBN CCS is op 14 mei 2020 opgericht als een 100% dochter van EBN. Tussen deze Aanvraag en daadwerkelijke eerste injectie ligt naar schatting nog een periode van ongeveer 3 jaar. Gedurende deze periode zijn verschillende activiteiten gepland die mogelijk van invloed zijn op het vaststellen van de financiële zekerheid. Alle onderstaande datums zijn indicatief en afhankelijk van vele factoren. Daarnaast kunnen er ook nog onvoorziene omstandigheden optreden welke tot gevolg hebben dat het project voortijdig wordt beëindigd.

Vergunningsaanvraag (Q1 2021)

Op het moment van aanvraag dient de aanvrager aan te tonen over voldoende middelen te beschikken om in staat te zijn zekerheid te stellen. Ter onderbouwing hiervan is het meest recente jaarverslag van TAQA bijgevoegd. Aangezien EBN CCS in 2020 is opgericht, is er op het moment van aanvraag nog geen jaarverslag beschikbaar. Om zekerheid te verschaffen dat EBN CCS toch aan haar verplichtingen kan voldoen, heeft EBN B.V. een intentieverklaring afgegeven, dat EBN bereid is op het moment van injectie zekerheid middels een garantie te stellen.

Overdracht van Platform P18A, putten en vergunningen (Q2 2023, of eerder indien mogelijk)

Zoals uiteengezet in Deel I, Hoofdstuk 2 zullen de vergunningen, de putten en het Platform P18-A overgaan naar EBN CCS en/of een Porthos-entiteit. Deze partijen zullen de dienstverlening uitvoeren of ervoor zorgen dat een gekwalificeerde en ervaren serviceprovider de beheeractiviteiten zal uitvoeren onder het management van de PSO, het platform en de putten exploiteren, tijdens de injectieperiode tot aan de afsluiting van de putten, en de monitoring verzorgen na afsluiting tot aan de overdracht van de verantwoordelijkheid met betrekking tot de P18-opslagvoorkomens aan de Staat.

Definitief voorstel vorm van zekerheidsstelling (Q3 2023)

Uiterlijk zes maanden voor eerste injectie zal de vergunninghouder(s) aan de Minister een voorstel doen voor de vorm en raming van de hoogte van de financiële zekerheid. Injectie zal pas beginnen nadat de Minister goedkeuring heeft verleend aan dit voorstel en ook de zekerheid is gesteld. Voor de zekere elementen van de financiële verplichtingen van de vergunninghouder EBN CCS naar verwachting een moedergarantie door EBN voorstellen als financiële zekerheid aan de Staat. Voor de onwaarschijnlijke elementen zal een verzekering worden voorgedragen.

Eerste injectie (Q4 2023/ Q1 2024)

Uiterlijk op het moment dat de injectie begint zal EBN voor EBN CCS de goedgekeurde financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening bieden aan de Minister. De hoogte van de zekerheid die gesteld wordt zal op dat moment geraamd worden gebruikmakend van de meest actuele inzichten.

Start operationele fase (Q3 2024)

De financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening zal telkens om de vijf (5) jaar gedurende de levensduur van het project her beoordeeld en geactualiseerd worden totdat de opslagvergunning aan de Minister (terug) wordt overgedragen. De financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening zal dekken: de kosten voor monitoring, ontmanteling, correctieve maatregelen, herziening van de plannen, evenals kosten die verband houden met CO₂-lekkage.

Einde injectie: ontmanteling en afsluiting (~2041)

Circa 15 jaar na start operatie, zodra het reservoir is gevuld, zullen de putten en het platform worden afgesloten en ontmanteld. Na ontmanteling en afsluiting is de financiële zekerheid die hiermee gemoeid is niet meer nodig, en zal dan ook de financiële zekerheid hiervoor beëindigd worden.

In de fase na afsluiting en ontmanteling wordt zekerheid verstrekt voor de kosten in het onwaarschijnlijke geval er lekkage optreedt; alsmede voor uitvoeren van eventueel noodzakelijke monitoring. De berekening van de financiële zekerheid of gelijkwaardige voorziening is momenteel uitgevoerd op basis van monitoring periode na afsluiting van 20 jaar. De exacte periode zal in overleg met de Minister alsdan worden vastgesteld.

Na ontmanteling zal de hoogte van de zekerheid worden aangepast met de hernieuwde inzichten. Vanzelfsprekend komt de zekerheid voor de ontmanteling na uitvoering van de ontmanteling te vervallen.

Intrekking vergunning (na 2042)

Circa 20 jaar na einde injectie, of zoveel eerder als de Minister beslist, zal de vergunning worden ingetrokken. Op dat moment zal de vergunninghouder het bevoegd gezag een bijdrage voor eventuele toekomstige monitoringsactiviteiten verstrekken. De exacte hoogte van het bedrag zal uiterlijk zes maanden voor intrekking worden vastgesteld.



Lijst van definities en afkortingen

Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

Inhoudsopgave

1. Definities Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit.....	5
2. Definities richtlijn nr. 2009/31/EG.....	9
3. Porthos-specifieke definities	11
4. Afkortingen	25
5. Uitleg aan de hand van kaartjes	31



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

1. Definities Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
CO ₂ -opslagcomplex	opslagvoorkomen voor CO ₂ en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan; d.w.z. omliggende opslagformaties die CO ₂ kunnen gaan bevatten; (Art 1 MBw)		
continentaal plat	het onder de Noordzee gelegen deel van de zeebodem en de ondergrond daarvan, waarop het Koninkrijk mede overeenkomstig het op 10 december 1982 te Montego-Bay gesloten Verdrag inzake het recht van de zee (Trb. 1983, 83) soevereine rechten heeft en hetwelk is gelegen aan de zeezijde van de in artikel 1, eerste lid, van de Wet grenzen Nederlandse territoriale zee bedoelde lijn (Art 1 Mbw)		
lekkage	het weglekken van CO ₂ uit het CO ₂ -opslagvoorkomen (Art 29a Mbb)		
mijnbouwinstallatie	een mijnbouwwerk dat verankerd is in of aanwezig is boven de bodem van een oppervlaktewater (Art 1 Mbw)		
opslaan van stoffen	het brengen of houden van stoffen op een diepte van meer dan 100 meter beneden de oppervlakte van de aardbodem, dan wel het terughalen van die stoffen, anders dan het in de ondergrond brengen of houden of daaruit terughalen van stoffen gericht op het onttrekken van aardwarmte aan de ondergrond (Art 1 Mbw)		
opslagvergunning	een vergunning voor het opslaan van stoffen (Art 1 Mbw)		
opslagvoorkomen	een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag (Art 1 Mbw)		

permanent opslaan van CO ₂	permanent opslaan van CO ₂ en stoffen die daarmee in directe samenhang worden opgeslagen met uitzondering van opslag van CO ₂ voor onderzoeks- of ontwikkelingsdoeleinden of voor het beproeven van nieuwe producten en procedés indien de geplande opslagcapaciteit minder is dan 100 kiloton (Art 1 Mbw)		
pijpleiding	1°. leiding die twee of meer mijnbouwwerken met elkaar verbindt ten behoeve van het vervoer van stoffen, te rekenen vanaf de eerste isolatieafsluiter van het mijnbouwwerk; 2°. andere leiding dan bedoeld onder 1°, aan te wijzen door Onze Minister, die een mijnbouwwerk verbindt met een ander werk ten behoeve van het vervoer van stoffen te rekenen vanaf de eerste isolatieafsluiter van het mijnbouwwerk (Art 1 Mbw)		
richtlijn nr. 2009/31/EG	richtlijn 2009/31/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 betreffende de geologische opslag van kooldioxide en tot wijziging van richtlijn 85/337/EEG van de Raad, de richtlijnen 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG en 2008/1/EG en verordening (EG) nr. 1013/2006 (PbEG L 140) van het Europese Parlement en de Raad (Art 29a Mbb)		
risicobeoordeling	wetenschappelijke of anderszins geobjectiveerde beoordeling, die bestaat uit een gevareninventarisatie, gevarenkarakterisatie, blootstellingschatting en risicokarakterisatie. (Art 1 Mbw)		
significant risico	een combinatie van een waarschijnlijkheid van het zich voordoen van schade en een omvang van schade die niet kan worden genegeerd (Art 29a Mbb)		

<p>significante onregelmatigheden</p>	<p>een onregelmatigheid bij de injectie- of opslagwerkzaamheden of in de toestand van het CO₂-opslagcomplex zelf die het risico van lekkage doet ontstaan of een risico voor het milieu of de volksgezondheid oplevert; (Art 29a Mbb)</p>		
---------------------------------------	--	--	--



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

2. Definities richtlijn nr. 2009/31/EG

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
afsluiting	van een opslaglocatie: de definitieve stopzetting van de injectie van CO ₂ in die opslaglocatie	closure	of a storage site means the definitive cessation of CO ₂ injection into that storage site
corrigerende maatregelen	maatregelen om significante onregelmatigheden te corrigeren of lekkages te dichten teneinde het weglekken van CO ₂ uit het opslagcomplex te voorkomen of te doen ophouden	corrective measures	means any measures taken to correct significant irregularities or to close leakages in order to prevent or stop the release of CO ₂ from the storage complex
CO ₂ -stroom	een stroom stoffen die resulteert uit het afvangen van CO ₂	CO ₂ stream	means a flow of substances that results from CO ₂ capture processes
geologische formatie	een stratigrafische onderverdeling waarbinnen op basis van hun lithologie duidelijk te onderscheiden gesteentelagen kunnen worden geïdentificeerd en in kaart kunnen worden gebracht	geological formation	means a stratigraphical subdivision within which distinct rock layers can be identified based on their lithology and mapped
geologische opslag van CO ₂	injectie in combinatie met opslag van CO ₂ -stromen in ondergrondse geologische formaties	geological storage of CO ₂	means injection accompanied by storage of CO ₂ streams in underground geological formations
hydraulische eenheid	een hydraulisch verbonden poriënruimte waar drukdoorgave met technische middelen kan worden gemeten, en die is afgebakend door stromingsbarrières zoals storingsen, zoutkoepels, lithologische grenzen, of door wigvormige uitloop of ontsluiting van de aardlagen van de formatie	hydraulic unit	means a hydraulically connected pore space where pressure communication can be measured by technical means and which is bordered by flow barriers, such as faults, salt domes, lithological boundaries, or by the wedging out or outcropping of the formation
lekkage	het lekken van CO ₂ uit het opslagcomplex	leakage	means any release of CO ₂ from the storage complex

migratie	de beweging van CO ₂ binnen het opslagcomplex	migration	means the movement of CO ₂ within the storage complex
opslagcomplex	de opslaglocatie en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan; d.w.z. omliggende opslagformaties die CO ₂ kunnen gaan bevatten	storage complex	means the storage site and surrounding geological domain which can influence overall storage integrity and security; that is, secondary containment formations
opslaglocatie	een omschreven volumegebied binnen een geologische formatie, dat gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO ₂ en bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten	storage site	means a defined volume area within a geological formation used for the geological storage of CO ₂ and associated surface and injection facilities
periode na afsluiting	de periode na de afsluiting van een opslaglocatie, inclusief de periode na de overdracht van de verantwoordelijkheid aan de bevoegde autoriteit	post-closure	means the period after the closure of a storage site, including the period after the transfer of responsibility to the competent authority
significante onregelmatigheid	een onregelmatigheid bij de injectie- of opslagwerkzaamheden of in de toestand van het opslagcomplex zelf, die het risico van lekkage doet ontstaan of een risico voor het milieu of de volksgezondheid oplevert	significant irregularity	means 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

3. Porthos-specifieke definities

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Aanvraag	Deze aanvraag voor het permanent opslaan van CO ₂ in het P18-2-voorkomen.	Application	This application for the permanent storage of CO ₂ in P18-2.
Aanvragers	De aanvragers van de CO ₂ -opslagvergunning, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V.	Applicants	The applicants of the CO ₂ storage permit, TAQA Offshore B.V. and EBN CCS B.V.
Afsluiting	<p>Het geheel van activiteiten van:</p> <p>a) verwijderen van de opvoerbuis en de packer; en</p> <p>b) het cementeren van de put met twee cement plugs : een <i>fullbore formation plug</i> ter hoogte van de afsluitende gesteentelaag en een tweede <i>plug</i> daarboven in de verbuizing.</p> <p>c) het doorsnijden van de verbuizing en conductors onder de zeebodem</p> <p>Na sluiting resteert het platform, dat geen risico vorm voor lekkage, dat wordt verwijderd of voor iets anders gebruikt kan worden.</p>	Decommissioning	<p>All activities of:</p> <p>a) removing the tubing and packer; and</p> <p>b) cementing the well closed with two cement plugs: one fullbore formation plug at the caprock and a second plug inside the casing.</p> <p>c) cutting the casing and conductors below the seabed.</p> <p>After closure what remains is the platform structure that cannot leak. The platform might be removed or used for something else later.</p>
Afsluitingsplan	Ontwerp afsluitingsplan, zoals bedoeld in artikel 31b onder k Mbw juncto artikel 29g Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 5 Mbr voor het Opslagcomplex P18-2 en Deel VI van de Aanvraag.	Decommissioning plan	Draft of a closure plan, as referred to in article 31b under k Mbw in conjunction with article 29g Mbb in conjunction with article 1.3.4a paragraph 5 Mbr for the P18-2 storage complex and Part VI of the Application.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Annulus	Holle ruimte in een put tussen de verbuizingen of in het midden tussen opvoerserie en productie-verbuizing (A-annulus); drukmetingen in deze ruimtes geven informatie over de integriteit van de put.	Annulus	The annular space between layers of casing or between casing and tubing connected at the surface to the base of the wellhead to allow pressure monitoring in each annulus to confirm integrity.
Annex	Bij de Aanvraag behorende annex.	Annex	An annex to this Application.
Aquifer	Watervoerende gesteentelaag.	Aquifer	A waterbearing layer of rock.
Bcm	Miljard Nm ³	Bcm	Billion Nm ³
Bijlage	Bij deze Aanvraag behorende bijlage.		An appendix to this Application, usually written by a third party, often a free standing report.
Blok	Een geografisch gedefinieerd en genaamd gebied waarvan een geheel of deel voor de exploratie of productie van koolwaterstoffen of CO ₂ -injectie kan worden vergund.	Block	A geographically defined and named area from which a whole or part license area for hydrocarbon exploration or production or permit area for CO ₂ injection can be awarded.
Blokdeel	Onderdeel van een Blok.	Part Block	Part of a Block.
Boorgat	De ongecementeerde put zonder verbuizing, of het oppervlakte van de zijkanen van de put of boorput.	Borehole	The uncased, uncemented well, or surface of the sides of the well or wellbore.
Breuk	Een discontinue zone of vlak in gesteente waarlangs verzet heeft plaatsgevonden.	Fault	A discontinuous zone or surface in rock along which displacement has taken place.
Broeikasemissie recht	Recht, om gedurende een bepaalde periode een emissie van één ton kooldioxide-equivalent in de lucht te veroorzaken. Emissies zijn verhandelbaar onder het Europese unie Emissiehandelssysteem van de Europese Unie (EU ETS). De EUA is een eenheid van emissierecht van	Emission right	Right to produce emissions of one tonne of carbon dioxide equivalent into the air for a certain period of time. Emissions are tradable under the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS). The European Union Allowance (EUA) is a

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
	toegestane hoeveelheid van 1 ton CO ₂ . Industrierreinen rapporteren emissies jaarlijks en verdienen dus het recht om EUA's uit te stoten, onder voorbehoud van het teruggeven van EUA's of het betalen van sancties. EUA's zijn vrij toegekend aan sites/eigenaren/industrieën in steeds dalende percentages die een zich ontwikkelende en beheerde marktprijs voor de EUA's aanmoedigen in € /t gekocht om sancties te voorkomen.		unit of emissions allowance of 1 tonne of CO ₂ . Industrial sites declare emissions annually and hence earn the right to emit, subject to handing back EUAs or paying penalties. EUAs have been freely awarded to sites/owners/industries in ever decreasing percentages encouraging a developing and managed market price for the EUAs in €/t bought in order to avoid penalties.
Caprock	Afsluitende gesteentelaag.	Caprock	A sealing layer of rock.
Casing	Stalen verbuizing van een put die doorloopt naar de bovenkant van de put. Aan de buiten en onderkant is deze gecementeerd en heeft de casing een casing shoe (schoen).	Casing	A steel tube installed to the top of the well. Cement has been placed behind it from the bottom up (casing shoe).
CBL (Cement Bond Log)	Putmeting om cementatie van casing of liner te evalueren.	CBL (Cement Bond Log)	Log for evaluation of cementation of casing or liner.
CCS-Richtlijn	Richtlijn nr 2009/31/EG betreffende geologische opslag van CO ₂ .	CCS Directive	Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide.
CO ₂	Koolstofdioxide	CO ₂	Carbon Dioxide
Compartiment	Onderdeel van een reservoir dat gescheiden is van de rest van het reservoir door een of meerdere breuken of andere structurele afdichtingen.	Compartment	Part of a reservoir structure that is separated from the rest of the structure by sealing faults or other structural seals.
Completion	Opvoerserie in de put, inclusief de componenten zoals SSSV en productie packer.	Completion	The tubing installed in the well below the wellhead including the completion components like SSSV, packer, control lines.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Condensaat	Complexe koolwaterstofverbinding, lichter dan aardolie en zwaarder dan aardgas. Vormt een bijproduct bij de winning van aardgas.	Condensate	Natural-gas condensate, also called natural gas liquids, is a low-density mixture of hydrocarbon liquids that are present as gaseous components.
Druk	De kracht die door het ene lichaam op het andere wordt uitgeoefend, gemeten als een kracht over het oppervlak, bijv. Newton per vierkante meter.	Pressure	The force exerted by one body on another, measured as a force over area, e.g. newtons per square metre.
Emitters	Partijen die CO ₂ uitstoten vanaf industriële terreinen.	Emitters	Parties that emit CO ₂ from industrial sites.
FIT (Formation Integrity Test)	Druktest van de formatie net onder een casing schoen waarmee de minimale sterkte van het gesteente wordt bepaald.	Formation Integrity Test	Pressure test of the formation just below the casing shoe to determine the minimum formation strength.
History matching	Aanpassen van een reservoirmodel totdat de gesimuleerde productie nauwkeurig overeenkomt met het bekende historische gedrag van het reservoir.	History matching	Adjusting a reservoir model until the simulated production accurately matches the known historical reservoir behaviour.
Injectiviteit	Maat voor de snelheid en druk waarmee een gas geïnjecteerd kan worden. De injectiviteit wordt bepaald door de eigenschappen van de put en van het reservoir.	Injectivity	The rate at which a gas or fluid can be injected over a unit of time. The injectivity is a function of well and reservoir specifications.
Insluiting	Het tegenovergestelde van Lekkage, het vermogen om in te sluiten.	Containment	The opposite of Leakage, the ability to contain.
Integrale P18-opslagcomplex	Het Integrale P18-opslagcomplex omvat de volgende gebieden: 1. Het vergunde Opslagcomplex P18-4 zoals gedefinieerd in de opslagvergunning van P18-4; 2. Het Opslagcomplex P18-2; en	Integral P18 storage complex	The Integral P18 storage complex is made up of the following elements: 1. The licensed P18-4 storage complex as defined in the P18-4 Storage permit;

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
	<p>3. Het Opslagcomplex P18-6.</p>		<p>2. The P18-2 storage complex; and</p> <p>3. The P18-6 storage complex.</p>
Lekkagepad of -route	Route afgelegd door CO ₂ bij migratie van de opslaglocatie(s) naar het/de opslagcomplex(en) en het weglekken van de opslagcomplex(en) naar de andere formaties of zelfs naar de zeebodem in de waterkolom of atmosfeer.	Leak path or route	Route taken by CO ₂ when migrating out of the storage site/s into the storage complex/es and leaking out of the storage complex/es to the other formations or even to sea bed into the water column or atmosphere.
liner	Stalen verbuizing van een put die doorloopt tot in de bovenliggende casing of liner.	liner	A steel tube in sections installed at the bottom of the well extending up to just inside the base of the deepest previous casing or liner.
Logging	Gebruik van meetinstrumenten om de put componenten en/of de eigenschappen van de ondergrondse formaties in kaart te brengen.	Logging	Use of measuring tools in a well to chart well components and/or the near well characteristics of the underground formations.
Micro annuli	Zeer kleine (in micrometers) openingen tussen de casing en het cement en/of tussen het cement en de formatie.	Microannuli	Very small (in micrometers) annular spaces between the casing and cement and/or between the cement and formation.
Migratie	Beweging van vloeistoffen naar opslagcomplex van opslaglocatie. Moet onmogelijk zijn als gevolg van drukverschil en breuken, dus CO ₂ zal niet in andere lagen in het opslagcomplex komen en dus geen ETS Lekkage.	Migration (out of storage site).	Movement of fluids out of the storage site but remaining inside the storage complex. In a depleted pressure gas field this should be impossible due to pressure differential and sealing faults, hence no CO ₂ will enter other parts of the storage complex and therefore no Leakage.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Minister	De Minister van Economische Zaken en Klimaat	Minister	The Minister of Economic Affairs and Climate
Monitoringsplan	Ontwerp voor een Monitoringsplan, zoals bedoeld in artikel 31n sub j Mbw juncto artikel 29f Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 4 Mbr voor het Opslagcomplex P18-2.	Monitoring Plan	Draft monitoring plan, as referred to in Article 31n sub j Mbw in conjunction with Article 29f Mbb in conjunction with Article 1.3.4a paragraph 4 Mbr for the P18-2 storage complex.
Mton	Megaton (10 ⁶ ton)	Mton	Megaton (10 ⁶ ton)
Ongewenste gebeurtenis	In een bowtie staat een ongewenste gebeurtenis centraal. Deze term wordt enkel gebruikt binnen de bowtie risico-analyse. (het is geen 'significante onregelmatigheid')	Top event	The top event is the central event in a bowtie. The definition is only used in context of the bowtie risk analyses
Ontwerpbesluit P18-4	Het ontwerpbesluit wijziging vergunning voor het permanent opslaan van CO ₂ in het voorkomen P18-4 (Kenmerk DGKE-WO/20221881) gepubliceerd op de website van Bureau Energieprojecten en waarvan kennisgeving is gedaan in de Staatscourant van 24 september 2020.	Draft decision P18-4	The draft decision amending authorisation for the permanent storage of CO ₂ in P18-4 (Reference DGKE-WO/20221881) published on the website of Bureau Energy Projects and notified in the Government Gazette of 24 September 2020.
Opslagcomplex P18-2	Het geheel van de volgende gebieden: 1. Het Opslagvoorkomen P18-2; 2. De geologische afsluitende lagen boven het Opslagvoorkomen P18-2, bestaande uit sedimenten behorende tot de Upper Germanic Trias Group en Altena Group (zoals beschreven in Deel II, Paragraaf 2.4 van de Aanvraag); 3. De formaties onder het opslagreservoir (oftewel onderliggende lagen), bestaande uit Rogenstein en Main Claystone	P18-2 storage complex	The entirety of the following volumes and structures: 1. P18-2 storage site; 2. The geological layers above the P18-2 storage site, consisting of sediments belonging to the Upper Germanic Trias Group and Altena Group (as described in Part II, chapter 2.4 of the Application); 3. The formations below the P18-2 storage site (i.e., underlying layers), consisting

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
	Formations (zoals beschreven in Deel II, Paragraaf 2.4 van de Aanvraag); 4. De breukzones rondom het reservoir P18-2 met de naastgelegen ondoorlatende afsluitlaag.		of Rogenstein and Main Claystone Formations (as described in Part II, Chapter 2.4 of the Application); 4. The fault zones around the P18-2 storage site with the adjacent impermeable barrier layers.
OSPAR	Oslo-PARIjs, naam van een internationaal maritiem verdrag.	OSPAR	The OSPAR Convention (1992), managed by the OSPAR Commission, is the legal instrument guiding international cooperation for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic.
OSPAR Guidelines	OSPAR-richtlijnen voor risicobeoordeling en beheer van opslag van CO ₂ -stromen in geologische formaties (nr 2007-12) gedateerd juni 2007.	OSPAR Guidelines	OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of storage of CO ₂ streams in geological formations (nr 2007-12) dated June 2007.
Opslagvergunning P18-4	De door de Minister aan TAQA bij besluit van 19 juli 2013 (Kenmerk DGETM-EM/12055804 (Staatscourant 2013, nr. 21233) verleende vergunning voor het permanent opslaan van CO ₂ in het reservoir P18-4, gewijzigd bij besluit van de Minister van 30 april 2015 (Kenmerk DGETM/EM/15005981 (Staatscourant 2016, nr. 4809).	Storage permit P18-4	The permit granted by the Minister to TAQA by order of 19 July 2013 (Reference DGETM-EM/12055804) (Government Gazette 2013, no. 21233) for the permanent storage of CO ₂ in the reservoir P18-4, amended by order of the Minister of 30 April 2015 (Reference DGETM/EM/15005981, Government Gazette 2016, nr. 4809).

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Opslagvoorkom en P18-2	<p>1. Het reservoir P18-2 in de ondergrond, waarin de CO₂-injectie en -opslag bedoeld is;</p> <p>2. De putten in het reservoir P18-2 (zie Paragraaf 2.4);</p> <p>3. De injectiefaciliteiten en de bijbehorende bovengrondse voorzieningen op Platform P18-A tot en met de puthoofden.</p>	P18-2 storage site	<p>1. The underground P18-2 reservoir, in which the CO₂-injection and storage is intended;</p> <p>2. The wells in the P18-2 reservoir (see Paragraph 2.4);</p> <p>3. The injection facilities and associated aboveground facilities on Platform P18-A up to and including the wellheads.</p>
Overburden	Gesteentepakket gelegen boven het reservoir.	Overburden	Aggregation of rock layers above the reservoir layer of interest.
P18	Het Blok, dat op de kaart op bijlage 3 bij de Mijnbouwregeling is aangegeven en waarbinnen het P18-2, P18-4 en het grootste deel van het P18-6 reservoir liggen. Alle betreffende putten en het Platform P18-A liggen volledig in dit Blok.	P18	The Block, which is indicated on the map on annex 3 to the Mijnbouwregeling and within which the P18-2, P18-4 and most of the P18-6 reservoir all lie. All subject wells and the Platform P18-A lie entirely within this Block.
P18a	Het huidige vergunde deel van P18 (Winningsvergunning koolwaterstoffen), waar het grootste gedeelte van het reservoir P18-2 zich in bevindt (resterende deel van reservoir ligt in Blokdeel P18c).	P18a	The licensed part of the block (Hydrocarbon production license) within which most of the P18-2 reservoir lies (the rest of the reservoir lies in Part Block P18c).
P18-2	Het reservoir gelegen in P18, dat onderwerp is van de Aanvraag.	P18-2	The reservoir in P18, which is the subject of this application.
Permeabiliteit	Maat voor doorstromingsnelheid van een gas of vloeistof door een gesteente.	Permeability	A measure of the ability of a gas or fluid to flow through a rock.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Plan van Corrigerende Maatregelen	Ontwerp voor een plan voor het nemen van corrigerende maatregelen, zoals bedoeld in artikel 31b sub I Mbw juncto artikel 29d Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 3 Mbr, voor het Opslagcomplex P18-2.	Corrective measures plan	Draft plan for taking corrective measures, as referred to in Article 31 sub I Mbw in conjunction with Article 29d Mbb in conjunction with Article 1.3.4a paragraph 3 Mbr, for the P18-2 storage complex.
Platform P18-A	De mijnbouwinstallatie in het P18-Blok waarop alle putten die voor CO ₂ -injectie worden gebruikt, het oppervlak bereiken. Dit is waar de CO ₂ zal worden geïnjecteerd in de reservoirs.	Platform P18-A	The mining installation located in the P18 Block on which all the wells that will be used for CO ₂ injection reach the surface. This is where the CO ₂ will be injected into the reservoirs.
Porositeit	Maat voor het volume dat de poriën in een m ³ gesteente innemen.	Porosity	The ratio of pore space to substance plus pore space in a rock.
Porthos	Port of Rotterdam CO ₂ Transport Hub and Offshore Storage.	Porthos	Port of Rotterdam CO ₂ Transport Hub and Offshore Storage.
Porthos-entiteit	Een aan (één of meerdere van) de Porthos-partners gelieerde entiteit.	Porthos entity	An entity affiliated with (one or more of) the Porthos partners.
Porthos-injectiestrategie/-plan	De integrale injectiestrategie gebruikmakende van P18-reservoirs en putten in samenhang en na optimalisatie, met inachtneming van alle vastgestelde systeem grenzen.	Porthos injection strategy/-plan	The integral injection strategy using all P18-reservoirs and wells in combination and upon optimization, regarding all established system limits.
Porthos opslag infrastructuur	Het netwerk voor CO ₂ -opslag bestaande uit de injectie- en bijbehorende bovengrondse faciliteiten (putten tot en met puthoofden), de aanpassingen en toevoegingen aan faciliteiten op het Platform P18-A en de aansluiting op de nieuwe onderzeese pijpleiding	Porthos storage infrastructure	The CO ₂ storage infrastructure consisting of the injection and associated surface facilities (wells up to and including wellheads), the modifications and additions to facilities on the Platform P18-A and the connection to the new subsea pipeline.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Porthos-partners/ -consortium	In diverse entiteiten, de partners in het Porthos-project: Havenbedrijf Rotterdam CCS B.V., Nederlandse Gasunie CC(U)S B.V. en EBN CCS B.V.	Porthos partners/ - consortium	In several forms and entities the cooperation between Havenbedrijf Rotterdam CCS B.V., Nederlandse Gasunie CC(U)S B.V. and EBN CCS B.V. that will deliver the Porthos project.
Porthos-project	. Havenbedrijf Rotterdam Transport Hub en Offshore Storage. Het project om CO ₂ op te vangen uit het Rotterdamse Havengebied en CO ₂ te transporteren naar het Platform P18-A voor permanente opslag ondergronds in de P18-velden. Een initiatief van de Porthos-partners.	Porthos-project	Port of Rotterdam Transport Hub and Offshore Storage. The project to collect CO ₂ from the Rotterdam Port area and transport CO ₂ to the Platform P18-A for permanent storage underground in the P18 fields. An initiative of the Porthos partners.
Porthos Systeem	Het gehele netwerk voor het transport van CO ₂ vanaf de pijpleiding in het Rotterdams havengebied tot en met de injectie- en bijbehorende bovengrondse faciliteiten, de puthoofden, de aanpassingen en toevoegingen aan faciliteiten op het Platform P18-A en de aansluiting op de nieuwe onderzeese pijpleiding, oftewel de Porthos opslag infrastructuur en de Porthos-transport infrastructuur.	Porthos System	The entire network for the transport of CO ₂ from the pipeline in the Rotterdam port area up to and including the injection and associated above-ground facilities, the well heads, the adjustments and additions to facilities on the Platform P18-A and the connection to the new subsea pipeline, in other words the Porthos storage infrastructure and the Porthos transport infrastructure.
Porthos transport infrastructuur	Het netwerk voor het transport van CO ₂ bestaande uit een pijpleiding in het Rotterdams havengebied, een compressorstation, een onderzeese pijpleiding en het Platform P18-A.	Porthos transport infrastructuur	A CO ₂ gathering pipeline network in the Rotterdam harbour area, a compressor station and an offshore pipeline to the Platform P18-A.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Put	Boorgat dat na aanleg, inrichting en afwerking in gebruik is genomen;	Well	The hole drilled and then cased and cemented with tubing and packer installed through which; hydrocarbon production took place and now with new tubing and packer injection of CO ₂ can take place.
p/Z plot	De drukmetingen gecorrigeerd voor compressie uitgezet tegen de hoeveelheid geproduceerd aardgas of de hoeveelheid opgeslagen CO ₂ .	p/Z plot	An analytical graph that charts the historical decline of pressure corrected for compressibility against cumulative hydrocarbon production used to predict the available space to permanently store CO ₂ .
Reservoir	Een gesteente dat koolwaterstoffen bevat of heeft bevat en geheel omsloten is door afsluitende lagen en/of breuken (hier: P18-2).	Reservoir	A volume of rock that contains or originally contained hydrocarbons, surrounded by seals and/or faults (in this case P18-2).
RFO	Ready For Operation, de datum van ingebruikneming/ inbedrijfstelling	RFO	Ready For Operation
Risicoanalyse	Methode waarbij nader benoemde risico's worden gekwantificeerd door het bepalen van de kans dat een dreiging zich voordoet en de gevolgen daarvan: Risico = Kans x Gevolg. De risicoanalyse is de eerste stap binnen het risicomanagement processen onderdeel van het Risicobeheerplan.	Risk analysis	Evaluation method in which specified risks are quantified by determining the probability of an unwanted event occurring and its impacts: Risk = Probability x impacts. The risk analysis is the first step within the risk management processes part of the Risk Management Plan.
Risicobeheerplan	Ontwerp voor een Risicobeheerplan, zoals bedoeld in artikel 31b sub i Mbw juncto artikel 29c Mbb juncto artikel 1.3.4a lid 2 Mbr, voor het Opslagcomplex P18-2.	Risk management plan	Draft risk management pan.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Scheur	Een (natuurlijke of geïnduceerde) scheur of breukoppervlak in een gesteente waarlangs geen beweging is geweest.	Fracture	A (natural of induced) crack or surface of breakage within rock along which there has been no movement.
Seal	Afsluitende bovenlaag, een structureel element boven, naast of onder een reservoir dat integriteit biedt aan het reservoir als een afgesloten omgeving voor koolwaterstoffen gedurende miljoenen jaren en nu voor permanente opslag van CO ₂ . Dit kan zijn een afdichtende breuk, naast elkaar geplaatste lagen over breuken, ondoordringbare lagen boven of onder het reservoir.	Seal	A structural element above, beside, or underneath a reservoir that provides integrity to the reservoir as a sealing environment for hydrocarbons for millions of years and now for permanent storage of CO ₂ . This could be sealing faults, layer juxtapositions across faults, impermeable layers above or below the reservoir.
Sidetrack	Vertakking van een put	Sidetrack	A deviated borehole from within an original borehole.
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen	SodM	State Supervision of Mines
Spacer-spool	Afstandsbus die geïnstalleerd kan worden tussen wellhead en Xmas tree.	Spacer-spool	Spool that can be installed between wellhead and Xmas tree.
SSSV of SC-SSSV	Ondergrondse beveiligings- klep in de tubing van de put die vanaf een hydraulisch controle paneel op het platform wordt bediend.	Surface Controlled – SubSurface Safety Valve	Emergency Shut-down valve that is installed in the tubing and operated via a hydraulic control line in the well.
Stabiele toestand	Status van de operaties waarin de operationele condities stabiel zijn.	Steady State	Status of operations in which the operational conditions are stable.
Start Up Support Group	Een groep van ervaren professionals die fungeren als ondersteuning, klankbord en adviesorgaan van de PSO.	Start Up Support Group	A group of experienced professionals who act as a support, sounding board and advisory body to the PSO.

Nederlands		English	
Definitie	Betekenis	Definition	Meaning
Tijdelijke toestand	Tijdelijke status van de operationele condities die veranderen omdat er overgegaan wordt op een andere steady state. Voorbeelden zijn starten, insluiten en aanpassen van het injectie debiet.	Transient	Dynamic status of the operational conditions that change as a result of a change to a different steady state. Examples are starting, shutting-in and adjusting the injection flow rate.
Tubing en packer	Opvoerserie binnenin een put waardoor de productie van aardgas (of de injectie van CO ₂) plaatsvindt. De opvoerserie is boven het production / injectie interval verankerd door een packer.	Tubing and packer	Tube made up of sections inside a well through which the production of natural gas (or the injection of CO ₂) takes place Tubing is anchored above the production / injection zone by a packer.
Tubing hanger	Onderdeel waarmee de tubing wordt afgehangen in de tubingspool van het wellhead.	Tubing hanger	Component with which the tubing is suspended in the tubing spool of the wellhead.
Verbuizing	Andere term voor casing.	Casing	As defined under casing.
Wellhead (Puthoofd)	Het wellhead (puthoofd) staat boven op de casing en waarop de casings en tubing zijn afgehangen. Het wellhead heeft meerdere kleppen voor toegang tot de casing annuli. De Xmas tree wordt bovenop het puthoofd geïnstalleerd. Het deel van het puthoofd waarin de tubing wordt afgehangen wordt de tubing spool genoemd.	Wellhead	wellhead sits on top of the casing and suspends the casings and tubing. The wellhead has several valves for access to the casing annuli. The Xmas tree is installed on top of the wellhead. The part of the wellhead in which the tubing is hung off is called the tubing spool.
Workover	Putaanpassing : activiteit om opvoerserie aan te passen/ repareren.	Workover	Well activity to change out the completion in a well and/or carry out other repair and maintenance activities.
Xmas tree	Spuitskruis, combinatie van afsluiters op een put.	Xmas tree	Steel block with valve arrangement on top of the wellhead.



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

4. Afkortingen

Nederlands		English	
Uitdrukking	Verklaring	Abbreviation	Explanation
ALARP	Zo laag als redelijkerwijze uitvoerbaar is	ALARP	As low as reasonably practicable
AMESCO	Algemene Milieu-Effecten Studie CO ₂ -opslag		
BHP	Druk onder in de put	BHP	Bottom Hole Pressure
BOP	Blow Out Preventer: boorgat veiligheids afsluiters (geïnstalleerd en gebruikt tijdens boren en completion / workover activiteiten)	BOP	Blow Out Preventer: Emergency valves on top of well (installed and used during drilling and completion / workover operations)
CATO-2	CO ₂ -Afvang, -Transport en -Opslag onderzoeksproject 2		
CBL	Cement Hechting Log	CBL	Cement Bond Log
CCS	CO ₂ -afvang en opslag	CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	CO ₂ -afvang, hergebruik en opslag	CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
DAS	Distributed Acoustic Sensing	DAS	System that uses optical fiber cable as sensing element to measure acoustic signals
DCMR	Milieudienst Rijnmond		
DTS	Distributed Temperature Sensing glasvezel techniek voor het meten van temperatuur	DTS	Distributed Temperature Sensing : system that uses optical fiber as sensing element to measure temperature
EBN CCS	Energie Beheer Nederland CCS B.V.		
EC	Europese Commissie	EC	European Commission
ECCP	European Climate Change Program	ECCP	European Climate Change Program

Nederlands		English	
Uitdrukking	Verklaring	Abbreviation	Explanation
EEPR	European Energy Program for Recovery	EEPR	European Energy Program for Recovery
EHR	Enhanced Hydrocarbon Recovery	EHR	Enhanced Hydrocarbon Recovery
EIA	Energy Information Administration	EIA	Energy Information Administration
ECBM	Enhanced Coal-Bed Methane	ECBM	Enhanced Coal-Bed Methane
EGR	Exhaust Gas Recirculation	EGR	Exhaust Gas Recirculation
EMIT	Electromagnetic Multifinger Imaging Tool (instrument om tubing integriteit te verifiëren)	EMIT	Electromagnetic Multifinger Imaging Tool (tool to verify the tubing integrity)
EMW	Equivalent Mud Weight	EMW	Equivalent Mud Weight
EOR	Enhanced Oil Recovery	EOR	Enhanced Oil Recovery
ESDV	Noodafsluiter, noodklep	ESDV	Emergency Shutdown Valve
ETS	Emission trading scheme	ETS	Emission trading scheme
EU	Europese Unie	EU	European Union
FFP		FFP	Fullbore Formation Plug
FIT	Formatie Integriteits Test	FIT	Formation Integrity Test
FTHP		FTHP	Flowing Tubing Head Pressure
FWL	Vrijwater nivo in reservoir	FWL	Free Water Level
GIIP	Initiële hoeveelheid gas in het reservoir	GIIP	Gas Initially In Place
GU	Gasunie Rotterdam CC(U)S B.V.		
HbR	Havenbedrijf Rotterdam CCS B.V.		
HP	Hoge druk	HP	High Pressure
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, houdt zich bezig met monitoring van seismische	KNMI	Royal Dutch Meteorological Institute, monitors seismicity in Netherlands

Nederlands		English	
Uitdrukking	Verklaring	Abbreviation	Explanation
	activiteit en is eigenaar van het monitoringnetwerk		
MAASP		MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
Mbb	Mijnbouwbesluit, besluit van 6 december 2002 (zoals gewijzigd), houdende regels ter uitvoering van de Mijnbouwwet	Mining decree	Decree of 6 December 2002 (as amended), containing rules for implementation of the Mining act.
Mbr	Mijnbouwregeling, waarin elementen van de Mbw en het Mbb in detail worden uitgewerkt.	Mining regulation	Regulation, containing detailed rules for implementation of the Mining act.
Mbw	Mijnbouwwet, wet van 31 oktober 2002 (zoals gewijzigd), houdende regels met betrekking tot het onderzoek naar en het winnen van delfstoffen en met betrekking tot met de mijnbouw verwante activiteiten en opslag van stoffen ondergronds.	Mining act	Mining act, act of 31 October 2002 (as amended), containing rules with regard to research into and extraction of minerals and with activities related to mining and storage of substances underground.
MD (AHRT)	Measured Depth (MD) : afstand gemeten langs de put. Voor dieptes is de afstand gemeten langs de put vanaf de vloer van de boortoren (AHRT)	MD	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)
MER	MER Porthos – CO ₂ transport en opslag	EIA	EIA Porthos - CO ₂ - transport and storage
MSL	Gemiddeld zeeniveau	MSL	Mean Sea Level
Nbcm	Miljard kubieke meters onder Normale condities	Nbcm	Billion cubic meters under Normal conditions

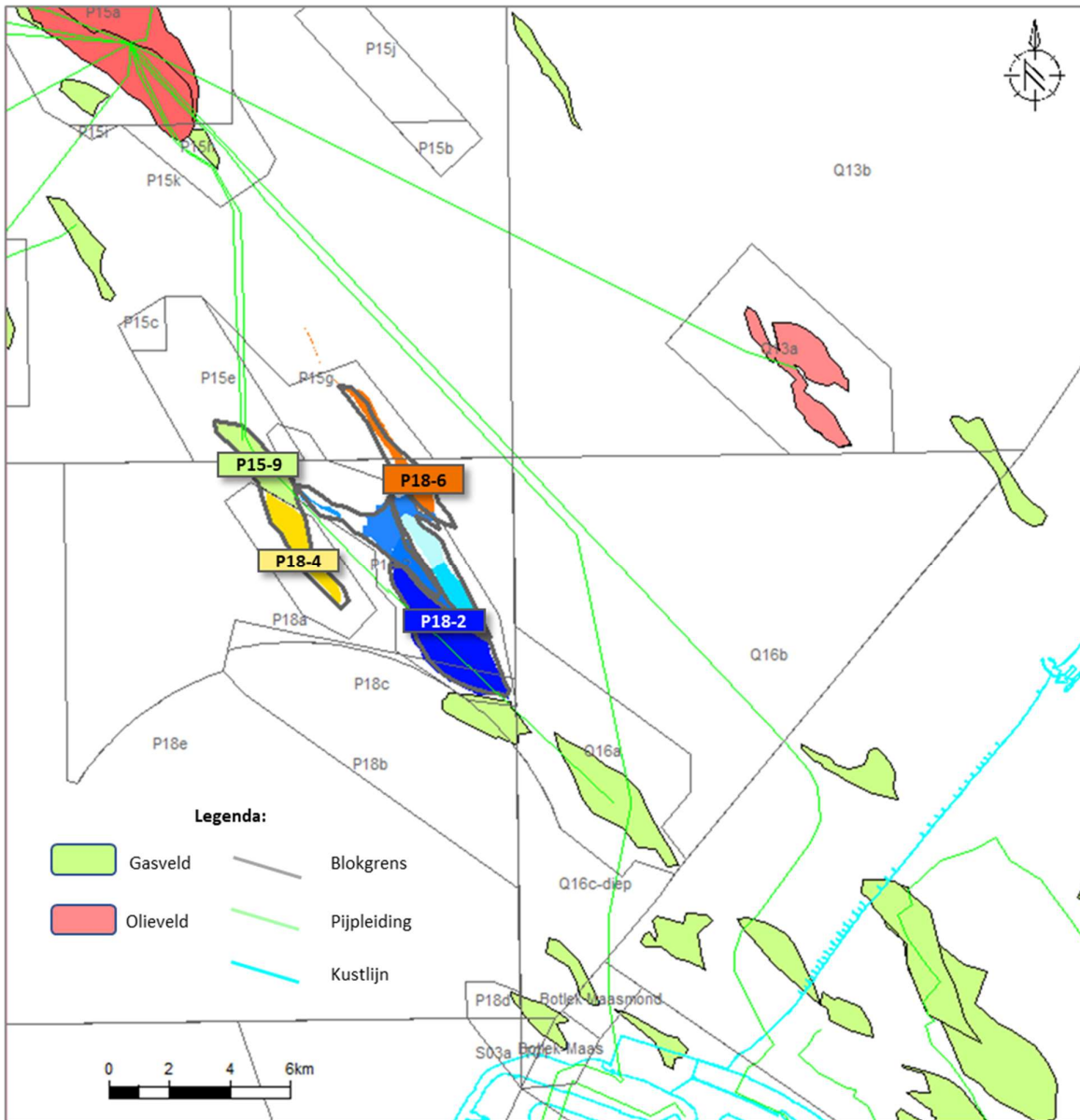
Nederlands		English	
Uitdrukking	Verklaring	Abbreviation	Explanation
NCP	Nederlands Continentaal Plat	NLCS	Dutch Continental Shelf
NEa	Nederlandse Emissieautoriteit	NEa	Dutch Emissions authority
NOGEPa	Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie	NOGEPa	Dutch Oil and Gas Exploration and Production Association
PMIT	Platform Multifinger Imaging Tool (instrument om tubing integriteit te verifiëren met vinger sondes)	PMIT	Platform Multifinger Imaging Tool (tool to verify the tubing integrity with finger callipers)
PSDM	Pre Stack Depth Migration, een vorm van bewerking van ruwe seismische data	PSDM	Pre Stack Depth Migration
RFT	Repeat Formation Test, vorm van drukmeting in boorgat	RFT	Repeat Formation Test
RST	Reservoir Saturation Tool (instrument om aanwezigheid van gas in het reservoir te meten)	RST	Reservoir Saturation Tool (tool to measure presence of gas in reservoir)
ROV	Remote Operated Vehicle, voertuig om inspecties of monsternamen op de zeebodem uit te voeren	ROV	Remote Operated Vehicle
SG	Soortelijk Gewicht (met referentie 1.0 voor water)	SG	Specific Gravity (reference 1.0 for water)
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen		
SRA	Seismic Risk Assessment	SRA	Seismic Risk Assessment
SSSV	Sub Surface Safety Valve	SSSV	Sub Surface Safety Valve
TD	Totale Diepte	TD	Total Depth
TOC	Top of Cement (bovenkant van een cement column van een casing / liner / plug cementatie)	TOC	Top of Cement
TVDML	Verticale diepte gemeten vanaf zeebodem	TVDML	True Vertical Depth below Mud Line
TVDSS	Verticale diepte gemeten vanaf gemiddeld zeeniveau (MSL)	TVDSS	True Vertical Depth Sub Sea (below Mean Sea Level MSL)

Nederlands		English	
Uitdrukking	Verklaring	Abbreviation	Explanation
USIT	UltraSonic Imager Tool (instrument om casing integreït en cementatie te meten)	USIT	UltraSonic Imaging Tool (tool to measure casing integrity and cement bond)

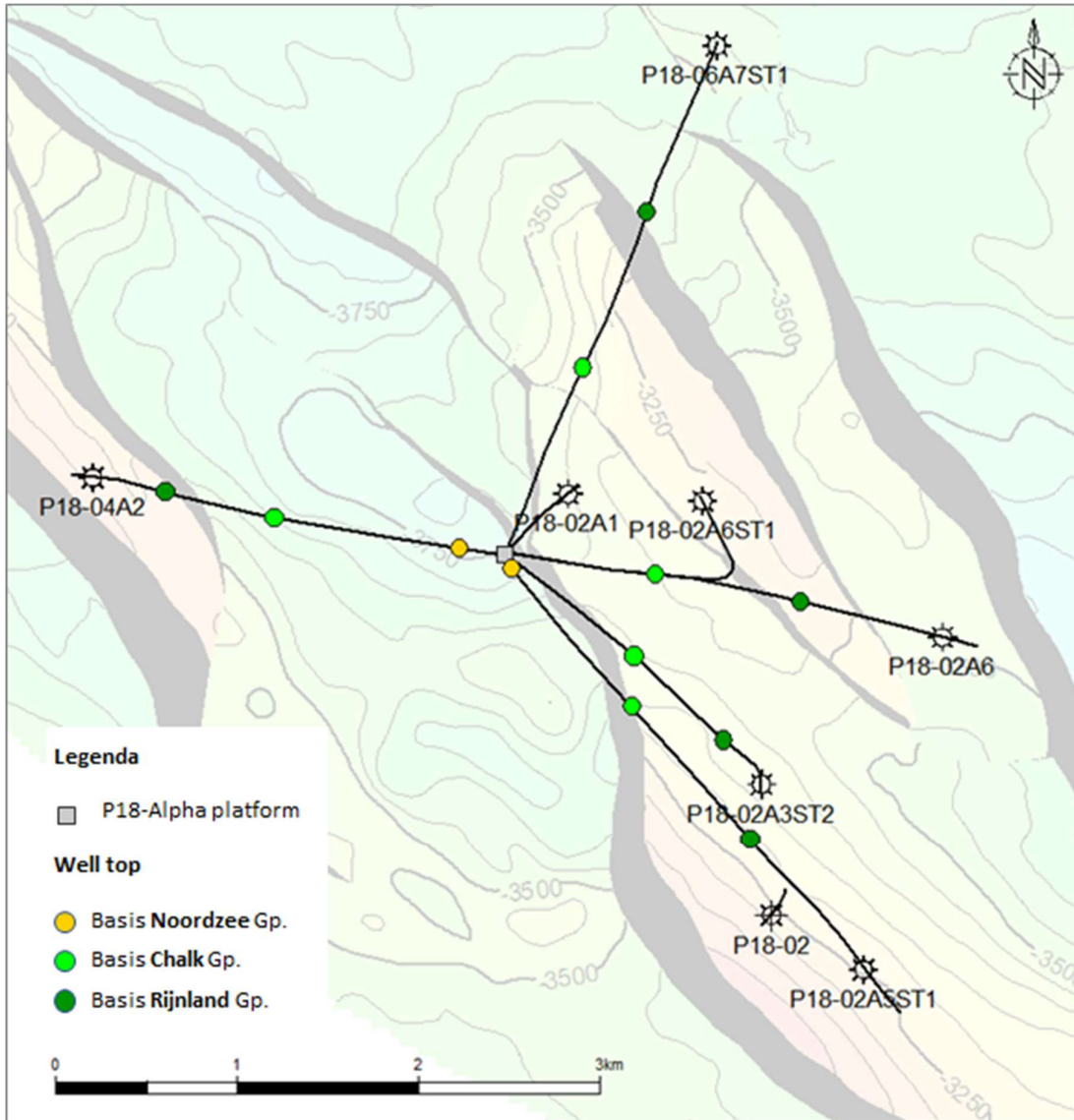


Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.

5. Uitleg aan de hand van kaartjes



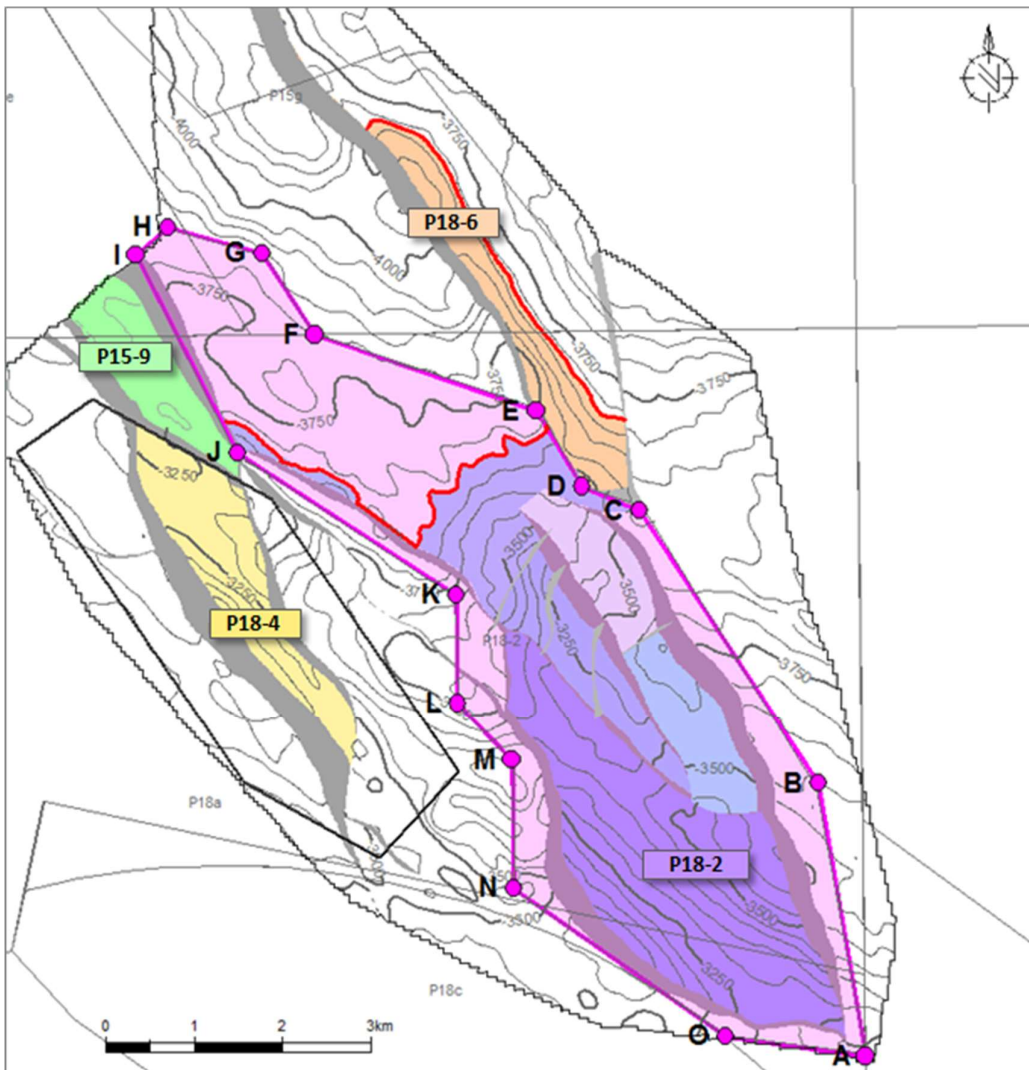
Kaart van P18 en directe omgeving. Deze velden bevinden zich in blokken P15 en P18 van het Nederlandse continentaal plat en beslaan de huidige P18a, P18b, P18c, P15a, en P15c winningsvergunningen, alsmede de CO₂-opslagvergunning P18-4. De P18-velden en reservoircompartimenten zijn aangegeven in kleuren overeenkomstig met de overige reservoirkaarten in dit document. Zie legenda voor de verklaring van de overige symbolen.



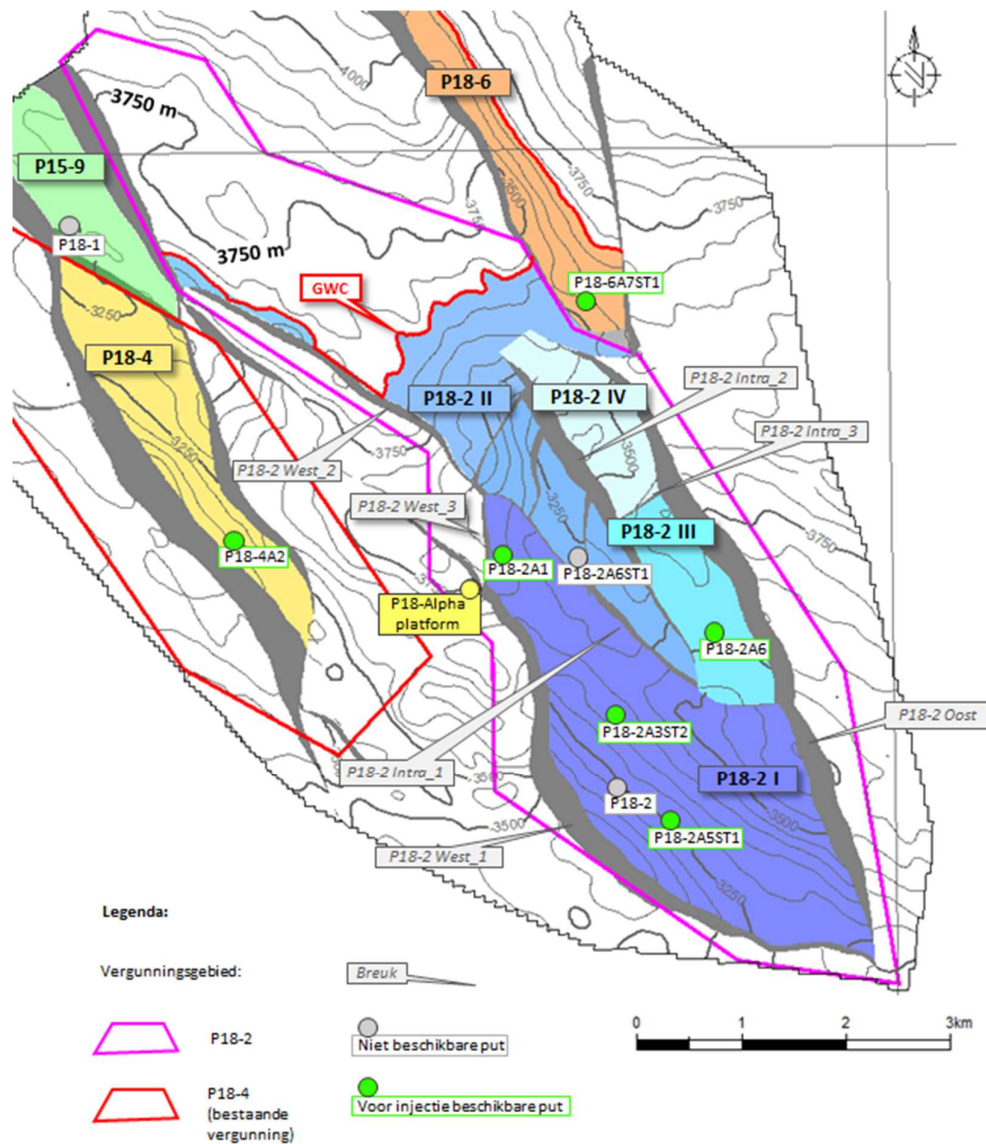
Overzichtskaart van de putten en boorgattrajecten in de P18-velden (P18-2, P18-4 en P18-6), met putsymbool en -naam weergegeven ter hoogte van het snijpunt met de top van het Bunter-reservoir (onderliggende dieptekaart). Put P18-02 is afgesloten. De overige putten zijn geboord vanaf het P18-A Platform en nog actief als productieput. Tabel 3 bevat een overzicht van de putten in P18-2.

Penetrations of the P18-2 field, highlighted wells to be converted for CO₂ injection.

Compartiment	Boorgat	NLOG naam	Spud jaar	Huidige status	Plan in deze Aanvraag	Totaal diepte (m MD AHRT)	Aantekeningen
P18-2 Comp. I	P18-2	P18-2	1989	Gedeeltelijk verlaten (subsea well)	Afsluiten	3.766	Exploratie put P 18-2, nooit in productie geweest
	P18-2A1	P18-A-01	1990	Produceert gas	Injectie put	3.839	Voormalig P18-3
	P18-2A3	P18-A-03S2	1993	Produceert gas	Injectie put	4.302	
	P18-2A5	P18-A-05S1	1996-1997	Produceert gas	Injectie put	5.229	
P18-2 Comp. II	P18-2A6S1	P18-A-06S1	2003	Produceert gas	Afsluiten	3.947	Zij-vertakking van P18-2A6
P18-2 Comp. III	P18-2A6	P18-A-06	1997	Produceert gas	Injectie put	4.805	Produceert samen met de zij-vertakking



Omtrek van de aangevraagde opslagvergunning voor het P18-2-veld, welke is gedefinieerd door hoekpunten A t/m O. De omtrek is hier weergegeven op een kaart van de bovengrens van de Hoofd-Germaanse Buntsandstein Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), welke tevens de bovengrens van de P18-reservoirs vormt. De gekleurde vlakken geven de reservoirs en reservoircompartimenten van de P18-velden weer.



Overzicht van de drie P18-reservoirs (P18-2, P18-4 en P18-6) en de compartimenten van het veld P18-2 (2-I, 2-II, 2-III en 2-IV). De breukennamen waarnaar in de hoofdttekst gerefereerd wordt, zijn hierin aangegeven. Weergegeven is een kaart van de bovengrens van de Hoofd-Germaanse Bontzandsteen Subgroep (diepte in meters onder zeeniveau), welke tevens de bovengrens van de P18-reservoirs vormt. De putlocaties zijn op het snijpunt van dit niveau weergegeven. Zie legenda voor de verklaring van de overige symbolen.

Opslagcomplex	P18-2	Opslagvergunning P18-4	Ontwerpbesluit P18-4	P18-6	P18-2,4,6 geïntegreerd
het opslagvoorkomen (inclusief de putten);	ja	ja	ja	ja	ja
de geologische afsluitende lagen boven het opslagvoorkomen, bestaande uit sedimenten behorende tot de Boven Germanse Trias Groep en Altena Groep;	ja	zie onder	ja	ja	ja
de formaties onder het opslagreservoir (oftewel onderliggende lagen), bestaande uit Rogenstein en Hoofd-Kleistein Formations	ja	ja	ja	ja	ja
het reservoir P15-9 met bijbehorende putten;	nee	ja	ja	nee	ja
de breukzones rondom de P18-reservoir/s met de naastgelegen ondoorlatende afsluitlaag.	ja	ja	ja	ja	ja

De lagen boven het P18-4 veld zijn vermeld in de (bestaande) Opslagvergunning P18-4 als “de boven het opslagvoorkomen P18-4 liggende lagen tot aan de basis van de Kalklagen (Krijt*ch*alk Groep), bestaande uit Boven Germaanse Trias Groep, Altena Groep, Schieland Groep, Rijnland Groep, en aquifer intervallen Rijswijk zandsteen, Holland Greensand, en Texel Greensand”.

Vrijwel alle ondergrond data kent een zekere mate van onzekerheid. Bijvoorbeeld, de huidige reservoirdruk neemt af met de gasproductie, de oorspronkelijke reservoirdruk is gerapporteerd op een referentiediepte voordat de productie begon, de oorspronkelijke hydrostatische druk verschilt van de oorspronkelijke reservoirdruk, het beschikbare opslagvolume is afhankelijk van vele factoren (inclusief uiteindelijke productiedruk, uiteindelijke vuldruk, opwarming van CO₂ in reservoir, oplossen van CO₂ in reservoirvloeistof, migratie indien aanwezig maar alleen indien naar een locatie met lagere druk, % CO₂ in het geïnjecteerde) en dus wordt hier een bereik gegeven. Afhankelijk van het doel van de analyse is voor benoemde parameters een keuze gemaakt voor een waarde binnen het bepaalde bereik om tot een specifiek resultaat voor die analyse te komen. Binnen deze vergunningsaanvraag zijn diverse analyses uitgevoerd, bv om de gevolgen van extreme scenario's (met grenswaardes) te bepalen. Dit kan geleid hebben tot enige variatie in de aannames voor die analyses en daarmee variatie in de input parameters zoals gerapporteerd in deze vergunningsaanvraag.

Reservoir	Opslag capaciteit CO ₂ -gasmengsel (± 3%) incl. ca. 5% bijmenging	Reservoirdruk bij einde gasproductie	Initiële reservoirdruk op datum diepte (± 2%)	Initiële hydrostatische druk op datum diepte (± 2%)
P18-2	32 Mton	14-20 bar	375 bar	351 bar
P18-4	8 Mton	14-20 bar	348 bar	332 bar
P18-6	1,4 Mton	57 bar	377 bar	360 bar

Reservoir	Initiële reservoirdruk	Datum (TVDSS m)	Diepte	GWC (TVDSS m)	Temperatuur (degC)
P18-2	375 bar	3.400		3.680	126
P18-4	348 bar	3.200		3.377	117
P18-6	377 bar	3.500		3.680	126



Deze pagina is opzettelijk leeg gelaten.