



Staatstoezicht op de Mijnen  
Ministerie van Economische Zaken  
en Klimaat

> Retouradres Postbus 24037 2490 AA Den Haag

De minister van Economische Zaken en Klimaat  
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat  
Directie Warmte en Ondergrond  
t.a.v. mevrouw P.M. Zegers-de Beyl

per e-mail: [mijnbouwvergunningen@minezk.nl](mailto:mijnbouwvergunningen@minezk.nl); [bouke.bussemaker@rvo.nl](mailto:bouke.bussemaker@rvo.nl);  
[p.m.zegers-de-beyl@minezk.nl](mailto:p.m.zegers-de-beyl@minezk.nl)

Datum 21 oktober 2021  
Betreft Advies herbeoordeling en wijziging CO<sub>2</sub> opslagvergunning P18-4

Excellentie,

U heeft Staatstoezicht op de Mijnen (verder: SodM) op 21 september 2021 om advies gevraagd over de opslagvergunning P18-4 voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub> in het gedepleteerde gasveld P18-4, onderdeel van het project Porthos. TAQA Offshore B.V. (verder: TAQA Offshore) heeft verzoeken tot wijziging en herbeoordeling ingediend. Deze aanvraag van TAQA Offshore B.V. volgt op een eerdere aanvraag van TAQA Offshore B.V. en van EBN CCS B.V. voor een opslagvergunning voor de opslag van CO<sub>2</sub> in het gasveld P18-2.

Het verzoek tot wijziging betreft de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom en het bedrag aan financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening. De aanvraag met wijzigingsverzoek bevat een geactualiseerde aanvraag met een integrale benadering voor P18-opslagvoorkomens, te weten P18-4 en P18-2.

Met het oog op deze integrale benadering en het daarmee samenhangende belang dat de voorwaarden van de opslagvergunningen voor de P18-opslagvoorkomens op elkaar zijn afgestemd is ervoor gekozen om te adviseren over dezelfde onderwerpen als het op 22 juli 2021 gegeven P18-2 advies (kenmerk ADV-7053 / 21183338). Het is daarmee ook wenselijk dat de voorschriften in de vigerende P18-4 opslagvergunning waar nodig worden vervangen door nieuwe voorschriften die zijn afgestemd op de voorschriften die horen bij de P18-2 opslagvergunning.

In deze brief leest u het advies van SodM. Het advies bevat acht adviesonderdelen. Ik zal eerst een korte toelichting geven over uw adviesverzoek en de P18-4 aanvraag van TAQA Offshore. Daarna geef ik mijn beoordeling per adviesonderdeel en sluit ik af met conclusies en aanbevelingen. De uitgebreidere beantwoording en onderbouwing per adviesonderdeel staan in bijlage 1.

**Staatstoezicht op de Mijnen**

**Bezoekadres**

Henri Faasdreef 312  
2492 JP Den Haag

**Postadres**

Postbus 24037  
2490 AA Den Haag

T 070 379 8400 (algemeen)  
F 070 379 8455 (algemeen)

info@sodm.nl  
www.sodm.nl

**Behandeld door**

dr. N.J. Hardebol

T 070 3784904  
N.J.Hardebol@sodm.nl

**Ons kenmerk**

ADV-7204 / 21221750

**Uw kenmerk**

-

**Bijlage(n)**

3

## Adviesverzoek aan SodM

U heeft SodM gevraagd om advies en u deed mij het volgende verzoek:

*Met betrekking tot de aanvraag, waarbij, met achtneming van artikel 31e, tweede lid Mijnbouwwet en rekening houdend met de integrale benadering van de CO<sub>2</sub> opslag in de P18 reservoirs, o.a. in het bijzonder wordt ingegaan op de vraag of de gevraagde wijzigingen een verandering in de beoordeling van de veiligheid en de ondergrondse risico's tot gevolg hebben.*

Daarbij verwees het adviesverzoek ook naar artikel 30, eerste lid van de Mijnbouwwet als wettelijk kader voor de besluitvorming. Ik merk, ten overvloede, op dat de beoordeling van de ondergrondse risico's ook de bovengrondse effecten betreft voor mens en milieu die voortkomen uit de ondergrondse risico's.

Gezien de gewenste integrale benadering van de vergunningssituatie, en het daarmee samenhangende belang dat de voorwaarden van de opslagvergunningen voor de P18-opslagvoorkomens op elkaar zijn afgestemd, zal ik in mijn advies over de wijziging van de vergunning voor het P18-4 opslagvoorkomen dezelfde onderwerpen bespreken als in het recent uitgebrachte advies over de verlening van een vergunning voor het P18-2 opslagvoorkomen.

Dat het adviesverzoek gaat over het wijzigen in plaats van verlenen van een vergunning, is daarvoor geen beperking. Gezien artikel 30 van de Mijnbouwwet kan bij een besluit over enerzijds verlening en anderzijds wijziging van een opslagvergunning immers in wezen dezelfde beoordeling plaatsvinden. Ook TAQA Offshore benadrukt in haar aanvraag het belang van samenhang en afstemming van de beoordeling van de vergunningen voor de P18-opslagvoorkomens.

Ik geef in overweging de huidige besluitvorming over de wijziging van de vergunning mede aan te merken als de op grond van artikel 11, derde lid, aanhef en onder e, van richtlijn 2003/31/EG, en artikel 31h, tweede lid, van de Mijnbouwwet, vereiste evaluatie en, waar nodig, actualisatie van de opslagvergunning.

Ik zal gezien het voorgaande op de volgende onderdelen adviseren:

1. de technische mogelijkheden van de aanvrager;
2. de eerder aangetoonde efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de aanvrager;
3. de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in relatie tot het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en de omvang van het vergunningsgebied;
4. een beoordeling van de gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid;
5. beoordeling van de bodembeweging;
6. beoordeling van de veiligheid van de opslag c.q. of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan;

7. de grenswaarden van de druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub> en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub> en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub>;
8. plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen.

Deze brief bevat de hoofdlijn van mijn advies. Bijlage 1 bevat mijn technisch-inhoudelijke beoordeling van de aanvraag waarop mijn advies is gebaseerd. Deze technisch-inhoudelijk beoordeling komt grotendeels overeen met de bijlage in mijn adviesbrief over P18-2 d.d. 22 juli 2021 (met kenmerk ADV-7053 / 21183338). In bijlage 1 van dit advies staat een leeswijzer met de grote verschillen in beoordeling tussen P18-4 en P18-2. Dat speelt hoofdzakelijk bij locatie-specifieke gegevens in de aanvraag die ik voor P18-4 apart heb beoordeeld.

Omdat dit advies voor P18-4 veel dezelfde afwegingen bevat als mijn advies over P18-2, is ook deze beoordeling mede gebaseerd is op externe expertise die ik heb gevraagd. Deze externe expertise komt in de vorm van reviews op specifieke onderdelen door Sintef (*Technical review of Porthos CO<sub>2</sub>-storage permit application*, zie bijlage 2) en Norce (*Porthos CCS storage permit review, Final technical assessment and recommendations*, zie bijlage 3). In bijlagen 2 en 3 verwijzen de reviewers naar de aanvraag P18-2. Die verwijzingen en locatie-specifieke gegevens heb ik niet aangepast. In de leeswijzer van bijlage 1 beschrijf ik hoe locatie-specifieke verschillen in de beoordeling zijn meegenomen.

## Achtergrond van de aanvraag

Het Porthos-project is een samenwerking tussen Havenbedrijf Rotterdam, Gasunie en EBN, waarbij CO<sub>2</sub> van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee. De CO<sub>2</sub> gaat per onderzeese pijpleiding naar een platform in de Noordzee, circa 15-20 km uit de kust van Hoek van Holland. Vanaf een platform wordt de CO<sub>2</sub> in gedepleteerde gasvelden geïnjecteerd. Deze bevinden zich in een reservoir van poreus zandsteen, ruim 3 km onder de Noordzee.

Het Porthos-project richt zich op het transport naar en opslag van CO<sub>2</sub> in de lege gasvelden P18-2, P18-4 en mogelijk P18-6. Voor veld P18-2 is er een aanvraag in behandeling voor een opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub>. Voor veld P18-6 wordt mogelijk later een opslagvergunning aangevraagd.

Voor veld P18-4 is er in juli 2013 al een opslagvergunning afgegeven (kenmerk: DGETM-EM/12055804). In april 2015 is deze opslagvergunning gewijzigd (kenmerk DGETM-EM/15005981). TAQA Offshore is de uitvoerder van deze opslagvergunning. Eerder was dit vergunningsgebied onderdeel van een koolwaterstof-winningsvergunning. Sinds 1993 is gas uit het veld gewonnen. Inmiddels is er bijna geen economisch winbaar gas meer in het veld aanwezig en zal het veld gebruikt worden voor permanente opslag van CO<sub>2</sub>.

In juni 2020 heeft TAQA Offshore een verzoek tot wijziging ingediend voor de opslagvergunning P18-4. Dit verzoek betrof het opschuiven van de injectiedatum en het verlengen van de injectieperiode. De toen aangevraagde wijzigingen veranderden voor SodM de beoordeling van de ondergrondse risico's niet. SodM heeft op 4 augustus 2020 geadviseerd (kenmerk 20185230 | ADV-6550) dat de aangevraagde wijziging geen aanleiding gaf voor een inhoudelijke beoordeling, maar dat een herbeoordeling van de risico's en van de in de vergunning vastgelegde grenswaardes naar de laatste stand der techniek beoordeeld zouden moeten worden.

Op het moment van schrijven ligt er een ontwerpbesluit voor instemming met het wijzigingsverzoek voor de injectiedatum en -periode (kenmerk DGKE-WO / 20221881).

Op 28 juli 2021 heeft TAQA Offshore opnieuw een verzoek tot wijziging ingediend (dit verzoek). Het verzoek tot wijziging betreft de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom en het bedrag aan financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening. De aanvraag met wijzigingsverzoek bevat daarnaast een geactualiseerde aanvraag met een integrale benadering voor P18-opslagvoorkomens. TAQA offshore verzoekt aanvullend aan het wijzigingsverzoek om herbeoordeling in het kader van artikel 31h van de Mijnbouwwet.

Zoals eerder aangegeven is deze aanvraag voor mij aanleiding om mijn advies niet te beperken tot de onderwerpen waarvoor expliciet een wijziging is gevraagd, maar om een integraal advies te geven. Daarbij geef ik in overweging om – in lijn met het verzoek van TAQA Offshore – de besluitvorming over de wijziging van de vergunning mede aan te merken als een herbeoordeling (evaluatie en actualisatie) van de opslagvergunning.

### ***Opslagvoorkomen en opslagcomplex***

De Mijnbouwwet definieert het opslagvoorkomen als het voorkomen (de ondergrondse gesteentelagen) dat gebruikt wordt voor opslag. De gesteentelagen die tot het opslagvoorkomen worden gerekend zijn aan de bovenkant en zijkanten begrensd door een natuurlijke afsluiting. De aanvraag tot wijziging betreft het P18-4 opslagvoorkomen. In het verleden was dit opslagvoorkomen gevuld met aardgas (gasveld), wat inmiddels merendeels is gewonnen.

In de aanvraag bestaat het opslagvoorkomen uit gesteenteformaties die onderdeel zijn van de Buntsandstein Subgroep en onder andere bestaan uit zandstenen. De vier gesteenteformaties van het opslagvoorkomen (het reservoir) zijn de Hardeggen, de Boven-Detfurth, de Onder-Detfurth en de Volpriehausen Formaties. Het reservoir is ongeveer 200 m dik. Het aardgas in deze gesteentelagen is afgelopen decennia gewonnen. De ruimte in de kleine poriën in de zandsteen die is vrijgekomen wordt tijdens het opslaan gevuld met CO<sub>2</sub> dat wordt geïnjecteerd. Het opslagvoorkomen wordt aan de bovenkant begrensd door een primaire afsluitende laag die wordt gevormd door de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en is 400 tot 600 m dik.

De Mijnbouwwet definieert het opslagcomplex als het opslagvoorkomen voor CO<sub>2</sub> én de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan.

Lateraal gezien omvat het opslagcomplex volgens de aanvraag, naast het P18-4 opslagvoorkomen, ook het aangrenzende P15-9 gasveld. In de opslagvergunning van 2013 is het opslagcomplex zo gedefinieerd op basis van overwegingen over de mogelijke weerslag van CO<sub>2</sub> op dit aangrenzende veld (doordat uitstroom van CO<sub>2</sub> uit P18-4 opslagvoorkomen naar P15-9 veld via de noordelijke randbreuk niet kan worden uitgesloten).

Voor de verticale begrenzing worden naast de vier formaties van het opslagvoorkomen, ook de daarboven liggende gesteentelagen tot het opslagcomplex gerekend. Hier zit een groot verschil in definitie van het opslagcomplex tussen de huidig geldende vergunning voor P18-4 en de aangevraagde begrenzing van het opslagcomplex voor P18-2. Wat overeenkomt zijn de afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep, en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Main Claystone Formaties die zowel in de aanvraag voor P18-2 als in deze aanvraag voor P18-4 tot het opslagcomplex worden gerekend. Het verschil met het aangevraagde verticale bereik van het P18-2 opslagcomplex is dat het opslagcomplex voor P18-4 tevens de boven de primaire afsluitende laag gelegen Schieland-Rijnland Groep bevat.

De algehele integriteit van het opslagvoorkomen en op de mogelijke weerslag in de omringende geologische gebieden zijn toetsingsonderdelen die in adviesonderdelen 3, 4 en 6 aan bod komen. In dat kader zullen ook opnieuw de aangevraagde begrenzingen van opslagvoorkomen, opslagcomplex en vergunningsgebied worden getoetst.

## Beoordeling van de adviesonderdelen

### 1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

Ik ben van mening dat TAQA Offshore voor de (voorbereidings-)fase tot de start van de injectie voldoende competent is. TAQA offshore heeft de potentie om ook voor de permanente opslag van CO<sub>2</sub> een capabele operator te zijn in het aangevraagde gebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, adviseer ik een toetsingsmoment zes maanden voor aanvang van injectie. Bij dit toetsingsmoment zal beoordeeld worden of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

Om de veilige uitvoering door een mijnbouwoperator te waarborgen, acht ik het bovendien nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen. Deze evaluatie is nodig omdat TAQA Offshore nog niet eerder CO<sub>2</sub>-

opslagactiviteiten heeft uitgevoerd. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor geothermie<sup>1</sup> en moet aangepast worden aan het opslagproject.

Uit de aanvraag kan worden opgemaakt dat TAQA Offshore voornemens is de vergunning over te dragen aan een nader op te richten Porthos-entiteit (Porthos System Operator: PSO) voor de operationele fase. De partij waaraan zal worden overgedragen is nog niet opgericht en kan pas bij een verzoek tot overdracht getoetst worden. De organisatie zal dan getoetst worden of deze past bij de locatie- en projectspecifieke risico's. Ik merk daarbij voorshands op dat bij een verzoek tot overdracht de beoogde vergunninghouder niet geschikt bevonden zou kunnen worden.

In bijlage 1 zal ik een verdere onderbouwing geven van de technische mogelijkheden van TAQA Offshore.

## 2. Toetsing efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder

Ik baseer mijn advies over de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de beoogde uitvoerder op basis van opgedane ervaring met de uitvoerder en inspectieresultaten uit het verleden.

TAQA Offshore heeft ervaring als uitvoerder van vier koolwaterstof-winningsvergunningen. Verder is TAQA Offshore medevergunninghouder bij een dertigtal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen. Overtredingen en verbeterpunten die bij inspecties zijn gesignaleerd, worden goed en tijdig opgevolgd. Het bedrijf laat zien dat het zich bewust is van taken en plichten op het gebied van veiligheid en milieu. Ik ga ervan uit dat dit voor deze vergunning niet zal wijzigen, en zie daarom geen reden voor een negatief advies op dit punt. Een nadere onderbouwing geef ik in bijlage 1.

## 3. Toetsing opslagactiviteiten

Ik oordeel dat de geplande activiteiten voor het opslaan van stoffen, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken geen aanleiding geven voor een negatief advies.

Sinds 1993 is gas uit het P18-4 gasveld gewonnen. Inmiddels is er bijna geen economisch winbaar gas meer in het gasveld aanwezig (gedepleteerd) en zal het veld gebruikt worden voor permanente opslag van CO<sub>2</sub>.

Het in deze aanvraag beschreven tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> komt overeen met de op 22 juni 2020 door TAQA aangevraagde wijziging. Dit betreft de in de aanvraag vermelde aanvang van injectie van CO<sub>2</sub> die volgens de aanvraag en vergunning niet later dan 1 januari 2026 zal beginnen en een injectieperiode van

---

<sup>1</sup> Zelfevaluatie template geothermie: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-+Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

maximaal 15 jaar zal bedragen. Voorafgaand daaraan zal de productie van aardgas worden gestopt.

Het bestaande platform van P18A dat TAQA exploiteert, zal gebruikt worden voor de injectie van CO<sub>2</sub>. In veld P18-4 is één put geboord. De injectie zal plaatsvinden met deze put.

Eén technisch-inhoudelijke wijziging van de vergunning waar TAQA nu om verzoekt, betreft de samenstelling van het te injecteren CO<sub>2</sub>. Ook in de huidige vergunning betreft de samenstelling niet puur CO<sub>2</sub> maar een gasmengsel dat als hoofdbestanddeel CO<sub>2</sub> bevat en daarnaast kleine hoeveelheden andere componenten. In dit advies wordt naar dit gasmengsel verwezen als CO<sub>2</sub> of CO<sub>2</sub>-mengsel. Hiermee wordt het gasmengsel bedoeld.

TAQA geeft in Deel II, sectie 3.5.3 van de aanvraag de samenstelling van het gasmengsel met gemiddelde verwachte compositie en de maximale afwijking met hogere concentratie van andere aanwezig componenten. De effecten van de samenstelling op het reservoir-dynamisch gedrag van het gas (faseovergangen en temperatuurveranderingen) worden kort toegelicht.

In de onderstaande tabel vergelijk ik de aanvraag tot wijziging (Tabel 5 in Deel I van huidige aanvraag 2021) met de tot nu toe vergunde waarden in hoofdstuk 8 van de aanvraag van 30 juni 2011.

		Vigerende vergunning P18-4	Aanvraag 2021 wijziging P18-4 (gelijk aan aanvraag P18-2)	
		Mengsel aanvraag 2011	Mengsel 1 maximale verontreiniging	Mengsel 2 Gemiddelde compositie
			mol%	mol%
Koolstofdioxide	CO <sub>2</sub>	99,9 %	95,45	98,9915
Waterstof	H <sub>2</sub>	-	0,75	0,1876
Stikstof	N <sub>2</sub>	-	2,40	0,5795
Methaan	CH <sub>4</sub>	-	1,0	0,1422
Ethaan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-	-	0,004
Pentaaan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	-	0,0458
Argon	Ar	-	0,40	0,0019
Water	H <sub>2</sub> O	< 50 ppm	-	0,0031
Methanol	CH <sub>3</sub> OH	-	-	0,025
Waterstofsulfide	H <sub>2</sub> S	0 ppm	-	-
Zuurstof	O <sub>2</sub>	< 40 ppm	-	-

De aanvrager beschrijft dat dit gas ten minste 95 mol% aan CO<sub>2</sub> zal bevatten. De rest van het gas zal bestaan uit kleine hoeveelheden aanwezige componenten afkomstig van de bedrijven waar het wordt afgevangen. Als reden dat de gassamenstelling verschilt van de vorige aanvraag en huidige vergunning is omdat het CO<sub>2</sub> binnen het Porthos-project afkomstig gaat zijn van andere emitters.

Voor mijn beoordeling van de risico's is het van belang dat de effecten van verschil in samenstelling goed in de modelberekeningen zijn meegenomen. Bij mijn beoordeling voor de P18-2 aanvraag heb ik reeds geconcludeerd dat de relevante parameters voldoende zijn meegenomen voor het vaststellen van de worst-case scenario's. Ook voor P18-4 zijn de effecten van opslag van de aangevraagde gewijzigde gassamenstelling voldoende meegenomen en is daarmee aanvaardbaar.

Ik adviseer om over de samenstelling van het te injecteren gas een voorschrift op te nemen in de vergunning. Ik vind het namelijk noodzakelijk dat de samenstelling van het te injecteren gas binnen de grenzen blijft waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond.

Ook moeten de operationele parameters binnen de grenzen van aangetoond veilige parameters blijven tijdens de injectie. Deze operationele parameters zal ik verder in het advies beoordelen.

Bovendien kunnen op deze manier de verschillen tussen de huidige vergunning van P18-4 en de nieuwe vergunning voor P18-2 worden gelijkgetrokken.

Lateraal gezien omvat het opslagcomplex volgens de aanvraag, naast het P18-4 opslagvoorkomen, ook het aangrenzende P15-9 gasveld. In de opslagvergunning van 2013 is het opslagcomplex zo gedefinieerd op basis van overwegingen over de mogelijke weerslag van CO<sub>2</sub> op dit aangrenzende veld. Ik adviseer de minister om deze zelfde laterale begrenzing van het opslagcomplex aan te houden.

Daarbij is het ook van belang dat de putten in P15-9 veld CO<sub>2</sub>-bestendig en drukbestendig worden afgesloten. In hoofdstuk 6 van dit advies ga ik hier nader op in.

In verticale richting zijn de gesteentelagen die bij het opslagcomplex horen niet gelijk voor de vigerende vergunning voor P18-4 (2013, 2015) en de in 2021 aangevraagde vergunning voor P18-2. Het is wenselijk vanwege de integrale benadering dat de vergunningen (met bijbehorende voorwaarden) op elkaar zijn afgestemd. Ook voor toekomstig toezicht op de risicobeheersing van lekkage (hoofdstuk 8) is het van belang dat de verticale begrenzing van het opslagcomplex voor P18-2 en P18-4 hetzelfde is. Als bijvoorbeeld door monitoring vermoedens zouden rijzen over uitstroom van CO<sub>2</sub> door de afsluitende laag, dan is het onwenselijk als voor P18-4 een hogere bovengrens zou gelden dan voor P18-2.

In hoofdstuk 6 en 8 van deze brief nader ingaan op het risico van lekkage en de mogelijkheden van risicobeheersing. Ook daar liggen inhoudelijk-technische redenen om de Schieland-Rijnland Groep niet tot het opslagcomplex te rekenen.

Ik concludeer dat het nodig is om het opslagcomplex van P18-4 in verticale richting te beperken tot dezelfde gesteentelagen als van het opslagcomplex voor P18-2. Dit zijn de vier formaties van het opslagvoorkomen, de daarboven liggende afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep, en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Main Claystone Formaties. Ik adviseer de minister om de Schieland-Rijnland Groep en aquifer intervals die in



ARTIKEL I, Artikel 3 van de vigerende vergunning (2013) tot het opslagcomplex zijn gerekend, niet tot het opslagcomplex te rekenen.

Als laatste merk ik in het kader van het toetsen van opslagactiviteiten op dat de aanvraag zowel uitgaat van de in 2013 vergunde begrenzing van de druk bij injectie op maximaal 348,5 bar en tegelijk de hydrostatische druk van 332 bar op referentiediepte als bovengrens voorstelt voor de gemiddelde reservoirdruk voor het opgeslagen CO<sub>2</sub> (zie Tabel 2, Deel I en sectie 3.4.1. Deel II van de huidige aanvraag 2021). De aanvrager heeft delen I t/m VII van de aanvraag qua drukbegrenzing consistent gemaakt met de P18-2 vergunningsaanvraag. Echter, de aanvrager verzoekt vervolgens niet om wijziging van de eerder vergunde (2013, 2015) maximale druk van 348,5 bar naar de nu vermelde 332 bar. Om de drukbegrenzing van P18-4 daadwerkelijk consistent te maken met de P18-2 vergunningsaanvraag is echter deze wijziging nodig. In hoofdstuk 7 ga ik hier nader op in.

Verder zal ik in hoofdstuk 6 en 7 nader toelichten waarom de hydrostatische druklimiet alleen goed als barrière werkt wanneer deze ook lokaal rond de put gerespecteerd wordt. Op basis van mijn advies in hoofdstukken 6, 7 en 8 kom ik net als in mijn advies voor P18-2 daarom uit op een andere drukbegrenzingen dan de in de aanvraag genoemde bovengrenzen.

Overige opslagactiviteiten en een nadere onderbouwing van de voorgestelde voorwaarde beschrijf ik in bijlage 1.

#### 4. Toetsing hydraulische eenheid

Als zich, door het verlenen van de vergunning, in dezelfde hydraulische eenheid meer dan één opslagvoorkomen zou gaan bevinden, moeten de potentiële drukinteracties zodanig zijn dat beide voorkomens tegelijk aan de eisen van veiligheid kunnen voldoen.

Ik oordeel dat het zeer aannemelijk is dat er nauwelijks tot geen drukinteractie zal plaatsvinden op de operationele tijdschaal van injectie en opslagactiviteiten tussen de verschillende opslagvoorkomens (P18-4 met P18-2 of P18-6).

Het P18-4 opslagvoorkomen grenst niet direct aan de opslagvoorkomens P18-2 en P18-6. Alleen in het uiterste Noordoosten van het P18-4 opslagvoorkomen raakt het reservoir een reservoircompartiment van het opslagvoorkomen P18-2. Ik verwacht geen drukinteractie met P18-2 op de tijdschaal van de beoogde CO<sub>2</sub>-injectie van ca. 20 jaar. En ook in de decennia daarna verwacht ik geen effect. Op een langere tijdschaal van meerdere honderden jaren en over geologisch tijdschaal van tienduizenden jaren kan drukinteracties niet worden uitgesloten. Deze zullen dusdanig klein en gelijkmatig zijn dat dit geen invloed heeft op de veiligheid van de CO<sub>2</sub> opslagen.

Het gasveld P15-9 grenst via de noordelijke randbreuk wel aan het P18-4 opslagvoorkomen. En er is langs deze breuk sprake van mogelijk contact tussen doorlatende reservoirgesteentes van het P18-4 opslagvoorkomen met het P15-9 gasveld. De mogelijkheid van hydraulische communicatie (hydraulische eenheid)

tussen P18-4 en P15-9 kan niet worden uitgesloten. Echter het P15-9 gasveld is vooralsnog niet als opslagvoorkomen voor CO<sub>2</sub> voorzien. In die zin, is binnen deze toets (dit hoofdstuk) geen sprake van dezelfde hydraulische eenheid in meer dan één opslagvoorkomen. In geval dat in de toekomst wel een vergunning voor CO<sub>2</sub>-opslag in P15-9 zou worden aangevraagd, dan zou dan bij de beoordeling binnen dit adviesonderdeel de effecten van een beoogde opslag in P15-9 in relatie tot de mogelijke hydraulische communicatie met P18-4 getoetst moeten worden.

Er is dus geen sprake van hydraulische communicatie en drukinteracties met andere opslagvoorkomens. Daarmee kan aan de veiligheid van veilige opslag in P18-4 worden voldaan.

In hoofdstukken 6 ik nader in op de risico's van uitstroom uit het P18-4 opslagvoorkomen en in hoofdstuk 7 op de gewenste grenswaarden. Een nadere onderbouwing geef ik in bijlage 1.

## 5. Toetsing bodembeweging

Bodembeweging omvat zowel bodemdaling, bodemstijging als bodemtrilling. Ik concludeer op basis van de onderbouwing in de aanvraag dat de risico's door bodembeweging beperkt zullen zijn gedurende de injectie van CO<sub>2</sub> en gedurende de lange termijn van permanente CO<sub>2</sub>-opslag.

Door eerdere gaswinning uit het P18-4 veld is er bodemdaling ontstaan. Door de beoogde CO<sub>2</sub>-opslag stijgt de gasdruk in het reservoirgesteente. Hierdoor zal de bodemdaling deels omkeren, met als gevolg dat de bodem weer omhoog komt. Door deze bodemstijging zal de bodemdaling die tijdens de gaswinning is opgetreden deels teniet worden gedaan. De doorwerking van deze daling en stijging zijn aan de oppervlakte, op de zeebodem, zeer beperkt. SodM acht de risico's als gevolg van bodemdaling en/of -stijging daarom verwaarloosbaar.

De geomechanische modellen die de basis vormen van de risico-inschatting voor bodemtrilling (aardbevingen) zijn van goede kwaliteit naar de huidige stand der techniek. Bij modellen van de ondergrond zijn aannames onvermijdelijk, onder meer over het gedrag van CO<sub>2</sub>-injectie en -opslag. De manier waarop CO<sub>2</sub> zich binnen het opslagreservoir verspreidt, zal ook gedurende de injectiefase onzeker zijn. SodM schat in dat die onzekerheden aanvaardbaar zijn zolang significante afwijkingen van het *verwachte gedrag* van het reservoir op tijd worden gesignaleerd. Een signaal van afwijking van het verwachte reservoirgedrag kan zijn dat zich een zwaardere beving voordoet dan waar de modelberekeningen in het verwachte scenario vanuit gaan, of bij signalen dat de druk- en temperatuurontwikkeling in het reservoir afwijkt van modelvoorspellingen.

De sterkte van de realistisch sterkste beving is bepaald op een magnitude van  $M=4,0$  ( $M_{max}$ ). De berekening geeft een maximale magnitude door ervan uit te gaan dat al het breukoppervlak, dat grenst aan het reservoir, meebeweegt bij een beving. Dit is gebaseerd op de rekenmethode van het bevingsrisico voor kleine gasvelden. Bij de berekening wordt uitgegaan van de eenvoudige aanname, als slechtste geval, dat al het breukoppervlak van de grootste breuk in direct contact met het opslagreservoir meebeweegt bij een beving. In dat geval zou nodig zijn

dat het gehele oppervlak van de breuk dat grenst aan het reservoir kritisch belast raakt door veranderingen van gasdruk in het reservoir en temperatuureffecten. Alle modelberekeningen laten echter zien dat een (veel) kleiner breukoppervlak dan dit maximale oppervlak kritisch belast zal worden met een maximale magnitude van  $M=2,4-2,8$ .

In het geval van CO<sub>2</sub>-opslag speelt mee dat er naast een verandering van de gasdruk ook spanningsveranderingen optreden door afkoelingseffecten in het reservoir. Door injectie van koud CO<sub>2</sub> ontstaat er een kou-front. Als dit ter hoogte van de breuk uitkomt, wordt de breuk ter plekke minder stabiel. Afkoeling kan een groter breukvlak beïnvloeden door conductie in bijvoorbeeld de bovenliggende afsluitende laag, of door stroming van relatief koud CO<sub>2</sub> langs het breukvlak als dat doorlatend is. Bij P18-4 is er bovendien sprake van een reële kans dat er vanuit de put scheurvorming optreedt (west-oost) richting een randbreuk. Hierdoor kan de afkoeling en spanningsverandering op de breuk groter zijn. Ondanks deze mogelijkheid op extra afkoeling blijft het maximaal ingeschatte breukvlak dat kan schuiven voldoende ruim gekozen.

Ik concludeer dat de sterkste beving ( $M_{max}$ ) van  $M=4,0$  een realistische inschatting vormt van de sterkste beving die zich in het slechtste geval kan voordoen, op basis van de bovengenoemde invloedfactoren en effecten. Deze  $M_{max}$  vormt daarom een bovengrens als maximale magnitude. Gelet op de geomechanische invloedfactoren van de CO<sub>2</sub>-opslag zijn bevingen mogelijk. Echter de kans dat zich een beving voordoet met een magnitude van  $M_{max}$  is zeer klein. Bovendien bevinden de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens zich op circa 15 kilometer afstand de kust. Bevingen die zich reëel kunnen voordoen zullen naar verwachting op het land nauwelijks gevoeld worden. Voor een toelichting over deze risicobeoordeling en van de effecten in het slechtste geval van een zware beving, verwijs ik naar het adviesonderdeel 5 in bijlage 1 van deze brief.

Er is geen seismiciteit waargenomen tijdens de gaswinning. De risico's voor de meeste doorgerekende situaties zullen gedurende de CO<sub>2</sub>-injectie eerst kleiner worden en in latere fase van de opslag weer toenemen. Voor de meeste doorgerekende scenario's blijft het uiteindelijke risico gelijk of onder het voor dit veld berekende risico van aardbevingen aan het einde van de gaswinning. Met andere woorden: het risico van beven als gevolg van CO<sub>2</sub>-opslag is aan het einde van injectie (in 2038) voor de meeste berekende scenario's lager dan het huidige bevingsrisico voor P18-4 voor de periode tot aan het einde van de gaswinning (voorzien in 2023). Voor een *Worst case* combinatie aan modelparameters komt de inschatting van het risico voor een enkele breuk uit boven dat van na gaswinning. Dat de risico's voor de andere scenario's onder of gelijk blijven aan de inschatting van het huidige risico door gaswinning komt doordat breuken weliswaar minder stabiel worden door afkoeling (door koud CO<sub>2</sub>), maar de druktoename door het opvullen compenseert dat negatieve effect.

Daarbij is het van belang dat de modellen van het reservoirgedrag met monitoring gevalideerd kunnen worden tijdens de opslag en dat afwijkingen van het verwachte gedrag vroegtijdig kunnen worden herkend. Het signaleren van afwijkingen van het verwachte reservoirgedrag kunnen zijn dat zich zwaardere

bevingen voordoen dan waar de modellen vanuit gaan, of bij signalen dat de druk- en temperatuurontwikkeling in het reservoir afwijkt van modelvoorspellingen. In hoofdstuk 8 van deze brief beoordeel ik de wijze waarop met monitoring zulke afwijkingen kunnen worden gesignaleerd.

Ook het effect van een beving door CO<sub>2</sub>-opslag acht ik klein. Alle constructies in de Noordzee zoals windmolens en platforms zijn bestand tegen dit bevingsniveau. En aangezien het veld zich op ten minste 15 kilometer afstand van de bebouwing op land bevindt, zal ook op land geen schade te verwachten zijn.

Ik oordeel dat het risico van bodembeweging verwaarloosbaar (bodemstijging) en aanvaardbaar (bodemtrilling) is. Een nadere onderbouwing geef ik in bijlage 1.

## 6. Toetsing nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid

Ik heb beoordeeld in hoeverre er een significant risico van lekkage bestaat, en of er andere significante milieu- of gezondheidsrisico's zijn. Ik concludeer dat lekkage van CO<sub>2</sub> het belangrijkste risico is voor de veiligheid voor mens en milieu.

Voor CO<sub>2</sub>-opslag geldt dat er sprake is van *migratie* als een ongewenste stroom CO<sub>2</sub> van het opslagvoorkomen de afsluitende laag in gaat. Er sprake is van *lekkage* als de stroom CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex gaat. Het risico van lekkage heb ik voor mijn beoordeling onderverdeeld in put-gerelateerde risico's en reservoir-gerelateerde risico's. Voor een nadere onderbouwing verwijs ik naar bijlage 1.

Van zowel de put- als de reservoir-gerelateerde (lekkage) risico's is afkoeling een belangrijke oorzaak. Door CO<sub>2</sub>-injectie in een gedepleteerd gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van putten en het reservoir. Die afkoeling treedt op doordat CO<sub>2</sub> onder druk wordt getransporteerd en er een sterke drukkaling optreedt vanaf de putten tot in het gedepleteerde reservoir. Bij deze sterke drukkaling treedt afkoeling op door de expansie van het gas. Ook bij fase-overgang van CO<sub>2</sub> zal er afkoeling in de putten en het reservoir kunnen plaatsvinden.

### Risico's van lekkage gerelateerd aan putten tijdens injectie

Ook met de in de aanvraag voorgestelde operationele grenswaardes treedt afkoeling van het cement op, zodanig dat de vorming van micro-annuli (haarscheurtjes in het cement rondom de putten) reëel is. De kans dat micro-annuli echter een continu lekpad vormen over ongeveer 500 meter door de primaire afsluiting parallel aan de put beoordeel ik als zeer klein.

Ook in het uiterste geval van een fysiek lekpad via micro-annuli zal er geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. De hydrostatische druk wordt gevormd door een vrije, statische waterkolom in de gesteentelagen boven het reservoir en afsluitende laag. Uitstroom uit het reservoir zal namelijk niet optreden zolang de druk in het reservoir lager is dan de druk in omliggende en bovenliggende

gesteentelagen. In meer technische termen betekent deze drukbegrenzing dat de druk op een diepte bovenin de kolom van vrij-CO<sub>2</sub>-gas lager moet zijn dan de druk van een vrije waterkolom op dezelfde diepte. De hydrostatische druk neemt toe met de diepte met 0,103 bar per meter bij een dichtheid van zout formatiewater van 1052 kg/m<sup>3</sup>.

De risico's van put-gerelateerde lekkage worden op juiste wijze gemitigeerd, mits de druk lokaal rond de put altijd lager is dan de hydrostatische druk. Zie hoofdstuk 7 van deze brief.

#### Risico's van lekkage gerelateerd aan putten op lange termijn

Voor de inschatting van de lange termijn risico's is het van belang dat eventuele lekpaden rond de putten na voltooiing van de injectie door het buiten gebruik stellen van de putten verwijderd worden. De aanvraag bevat in het plan van afsluiting toezeggingen dat de verbuizing in de put en het cement over een ruime afstand in het afsluitende gesteente wordt uitgefreesd en vervangen door CO<sub>2</sub>-bestendigcement.

De CO<sub>2</sub>- en drukbestendige afsluiting moet zowel plaatsvinden bij de put in het opslagvoorkomen zelf, als bij de putten in het tot het opslagcomplex behorende P15-9 voorkomen. Vanwege de mogelijke migratie van CO<sub>2</sub> naar dit gedeelte van het opslagcomplex, ontstaat er een risico op lekkage via deze putten indien deze niet op de juiste manier zijn afgesloten. De permanente afsluitingen van deze putten moet daarom ook CO<sub>2</sub>- en drukbestendig zijn, rekening houdend met de uiteindelijke maximale druk die in dit gedeelte van het opslagcomplex kan ontstaan vanwege migratie van CO<sub>2</sub>. De aanvrager is zich hiervan bewust en benoemt dit in het afsluitplan. In de verleende opslagvergunning is in lijn hiermee in artikel 13.3 voorgescreven dat de houder van de opslagvergunning ter zake afspraken moet maken met de houder van de winningsvergunning waarin het gasveld P15-9 ligt.

Naast de toegezegde wijze van afsluiting in het plan van deze aanvraag, bepaalt de Mijnbouwregeling dat afsluitingen effectief en duurzaam behoren te zijn en in de put geplaatst dienen te worden ter hoogte van het afsluitende gesteente. Dit afsluitend gesteente en de afsluiting in de put behoren bestand te zijn tegen de verwachte maximale druk. Hiermee zullen eventuele putgerelateerde lekpaden afgesloten worden en zijn ook voor de lange termijn de risico's verwaarloosbaar klein en daarmee aanvaardbaar. De houder van de opslagvergunning zal moeten borgen dat aan deze voorwaarden van afsluiting wordt voldaan.

Ik concludeer dat bij de voorgenomen afsluiting de risico's van lekkage, ook op lange termijn, aanvaardbaar zijn.

#### Risico's van lekkage gerelateerd aan het reservoir

Scenario's van het geomechanische gesteentegedrag zijn door de aanvrager doorgerekend voor een *Base case* en een *Worst case* scenario. De aanvrager verwacht binnen de *Base case* te kunnen opereren.

Voor het P18-4 reservoir speelt net als voor P18-2 de mogelijkheid van scheurgroei, verticaal tot in de onderkant van de afsluitende laag en horizontaal in de richting van de randbreuken. De verwachting van scheurgroei verticaal in de afsluitende laag is op basis van het worst-case scenario zeer beperkt.

Dat het risico van lekkage via het reservoir als zeer klein wordt ingeschat, komt doordat de ontwikkeling van een continu pad over een verticale afstand van 400-600 meter dikke afsluitende laag zeer klein is. Als er desondanks toch sprake is van de ontwikkeling van een lekpad, dan is de kans daarop het grootst in de beginfase van injectie door de afkoeling van het reservoir. Als het lekpad vervolgens open blijft (tegen de verwachting in), dan zal lekkage kunnen optreden bij druktoename aan het eind van de injectie en in de lange periode daarna.

Naast deze verticale scheurgroei, vormt ook de scheurgroei horizontaal richting breuken een risico voor lekkage. Voor P18-4 opslagvoorkomen geldt dat de horizontale scheurgroei in het *Base case* scenario de randbreuken kan bereiken. Dat verhoogt de kans op instroom van koud CO<sub>2</sub> in vooral de westelijke en mogelijk in de oostelijke randbreuk. In hoofdstuk 5 is de beoordeling gemaakt dat de kans op breukverschuiving toeneemt als via zo'n scheur koud CO<sub>2</sub> makkelijker naar en in de breuk kan stromen.

Horizontale uitstroom wordt verhinderd door een naastgelegen dik pakket afsluitende kleistenen. Verticaal via de breuk zal, als de breuk verschuift, de afsluitendheid van de breuk op de plek van de verschuiving kunnen verminderen. Bij een doorsnijding van de breuk met een dikke afsluitende kleilaag is het aannemelijker dat de breukzone zelf ook veel afsluitende klei bevat. In adviesonderdeel 6 van bijlage 1 geef ik nadere beoordeling van het risico dat door verschuivingen langs breuken zich een lekpad zou kunnen vormen. Die mogelijkheid kan naar oordeel van SodM niet worden uitgesloten. Echter, met een dikte van minimaal 400 meter is de kans op ontwikkeling van een continu lekpad via de randbreuken zeer klein, ook in geval dat de breuk over het dieptebereik van het opslagvoorkomen of daar vlak boven zou schuiven.

Er zal ook in geval van een fysiek lekpad vrijwel geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. Door de druk van het CO<sub>2</sub> sub-hydrostatisch te houden, kan lekkage worden voorkomen als zich een lekpad uit het reservoir zou hebben gevormd.

Alleen via de noordelijke randbreuk ('P18-4 Noord') kan naar oordeel van SodM niet worden uitgesloten dat CO<sub>2</sub> op lange termijn naar het aangrenzende P15-9 veld kan stromen. Ook de vergunning (2013, 2015) houdt met deze mogelijkheid rekening bij de definitie van het opslagcomplex. Voor SodM weegt bij de beoordeling van uitstroom naar gasveld P15-9 mee dat na volledig opvullen van het P18-4 opslagvoorkomen sprake is van een drukverschil van ongeveer 300 bar met het aangrenzende P15-9 gasveld. De mate waarin de randbreuk 'P18-4 Noord' wel of niet afsluitend is bij zulke drukverschillen is naar mijn inschatting niet met extra studies vast te stellen. Er moet daarom rekening worden gehouden

met de mogelijkheid van uitstroom op de lange termijn naar het P15-9 gasveld. Het risico van een eventuele uitstroom kan adequaat worden beheerst door de grenzen van P15-9 als primaire barrières voor CO<sub>2</sub> te beschouwen, inclusief de putten in P15-9. SodM adviseert om hiervoor zoals in de bestaande vergunning (2013, 2015) voorschriften op te nemen. Een actualisatie van studies, voor aanvang van injectie over *'de afscheiding tussen de voorkomens P18-4 en P15-9 en de mogelijkheid dat CO<sub>2</sub> van het voorkomen P18-4 doordringt in het voorkomen P15-9'* vindt SodM niet noodzakelijk. Het is voor SodM niet voorstelbaar dat er voor of in de eerste periode van injectie informatie beschikbaar komt waardoor extra studie beter uitsluitsel kan geven over het effect van 300 bar drukverschil op de noordelijke randbreuk. Het beste is om rekening te houden met de mogelijkheid van uitstroom naar P15-9 en adequate beheersmaatregelen daarvoor te treffen. In adviesonderdeel 6 van bijlage 1 ga ik hier nader op in.

Ik concludeer dat de risico's van reservoir-gerelateerde lekkage op de juiste wijze worden gemitigeerd, mits de druk altijd en overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk.

Zie hoofdstuk 7 van deze brief voor nadere toelichting op de grenswaarden die ik adviseer. In adviesonderdeel 6 van bijlage 1 geef ik een nadere onderbouwing van het risico van lekkage en van de nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid.

## 7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk

Bij deze toetsing heb ik gekeken naar de grenswaarden van de maximaal toelaatbare druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub> en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub>.

Zoals in hoofdstuk 6 is beschreven, werkt de barrière van onderdruk (de hydrostatische druklimiet) alleen als die ook lokaal rond de put gerespecteerd wordt. Door overal onder deze drukgrens te blijven, kan lekkage worden voorkomen, ook in het scenario (dat de aanvrager niet verwacht, maar niet kan worden uitgesloten) dat een continu lekpad rond de put, door de afsluitende laag of via breuken zou zijn ontstaan. Ik adviseer daarom om een voorschrift op te nemen waarin is opgenomen dat de injectiedruk tijdens de injectie overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk.

Na het beëindigen van de injectie zal de druk langzaam toenemen door opwarming van het opgeslagen CO<sub>2</sub>. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 4 bar zijn. Ik adviseer daarom om als voorschrift op te nemen dat de reservoirdruk ook na de injectieperiode overal in het reservoir lager is dan de hydrostatische druk.

De aanvraag beschrijft dat bij de berekeningen van de effecten van CO<sub>2</sub>-injectie (bij doorstroom in de put en op het reservoir) scenario's zijn doorgerekend met bepaalde injectiedebieten. De berekeningen zijn uitgevoerd met injectie-snelheden van maximaal 47 kg/s. Deze limiet is ingesteld om erosie te voorkomen. Ik

adviseer daarom om de snelheid van CO<sub>2</sub>-injectie vast te leggen op een maximum van 47 kg/s per injectieput.

In adviesonderdeel 7 van bijlage 1 geef ik een nadere onderbouwing van de toetsing van deze grenswaarden.

## 8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen

### Beoordeling en conclusies risicobeheersing voor de put

Ik concludeer dat de beheersing van de put-gerelateerde risico's adequaat is. De aanvrager heeft de juiste risico's geïdentificeerd en heeft daarop beheersmaatregelen getroffen die de risico's beperken tot een aanvaardbaar niveau. Adequate beheersing van putintegriteit wordt gerealiseerd door de juiste materiaalkeuze van putcomponenten, ook van de componenten die bloot staan aan CO<sub>2</sub> en aan het maritieme milieu. De materiaalkeuze en beheersmaatregelen worden gebaseerd op nieuwe metingen van de integriteit van de bestaande put infrastructuur voorafgaand aan de injectie van CO<sub>2</sub>.

De monitoring bestaat uit het meten van druk, temperatuur, samenstelling en debiet van de injectiestroom gedurende de injectiefase. Met de data van deze parameters is het mogelijk om integriteitsproblemen met put-gerelateerde barrières te signaleren. De corrigerende maatregelen om deze integriteitsproblemen op te lossen, zijn gebaseerd op bekende technieken die al jaren in de olie- en gasindustrie worden toegepast. Deze technieken kunnen ook toegepast worden bij CO<sub>2</sub>-injectieputten.

Afwijkend injectiegedrag van de operationele bandbreedte dat als signaal dient voor de mogelijke ontwikkeling van een lekpad kan met deze continue monitoring worden opgemerkt. Dit biedt voldoende basis om corrigerende maatregelen te treffen. Echter, of er daadwerkelijk significante lekkage via micro-annuli plaatsvindt, kan met de huidige voorgestelde monitoring pas worden ingeschat op het moment van abandonnering van de putten. Dat kan dan met de door de aanvrager voorgestelde eenmalige putmetingen van de situatie achter de casing.

Meer indirecte signalen van sterkere (significante) lekkage, anders dan van kleinere lekkage via micro-annuli, kunnen worden gedetecteerd met de jaarlijkse temperatuur- en geluidsmetingen met de glasvezelkabel.

Ik oordeel dat de uitvoerder meer mogelijkheden heeft om tussentijdse putmetingen te doen om significante lekkage via micro-annuli te kunnen signaleren. De aanvrager verifieert alleen voorafgaand en na afloop van de injectie de conditie van de buitenbuis en cement. Ik adviseer om als voorschrift op te nemen dat de uitvoerder extra metingen doet om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden, als de binnenbuis verwijderd moet worden. Dit heeft als voordeel dat de invloed van de afkoeling, zoals het ontstaan



of weer sluiten van micro-annuli en mogelijke lekkage, tussentijds geverifieerd wordt.

Ik concludeer dat de door de aanvrager voorgestelde manier van buiten gebruik stellen van de put een lekkage via de put na beëindiging van de injectie elimineert doordat een eventueel lekpad onder meer via micro-annuli wordt verwijderd.

#### Beoordeling en conclusies risicobeheersing voor het reservoir

Voor de risicobeheersing op basis van monitoring met metingen van druk, temperatuur en seismiciteit stelt de aanvrager een stoplichtsysteem voor. Operatie binnen het groene niveau betekent dat injectie en opslag van CO<sub>2</sub> in het reservoir in lijn is met het voorspelde (gemodelleerde) gedrag. Ik oordeel dat de grenswaardes tussen de escalatieniveaus van het stoplichtsysteem nog in meer detail moeten worden ingevuld voor aanvang van injectie. Wel geeft de aanvraag voldoende toelichting op de wijze waarop operationele bandbreedtes zullen worden vastgesteld om binnen de *Base case* te opereren en weg te blijven van de *Worst case*-inschattingen van seismiciteit en scheurgroei in de afsluitende laag.

Ik concludeer dat met de voorgestelde drukmonitoring in de put de hoogste reservoirdruk in het reservoir kan worden gecontroleerd. Hiermee kan het risico van lekkage vanuit het reservoir voldoende beheerst worden door bij afwijkend gedrag de injectie aan te passen of te stoppen. De hoogste druk in het reservoir zal namelijk dichtbij de put plaatsvinden en die kan met drukmetingen in de put worden gemonitord, zowel door continue metingen van de injectiedruk als jaarlijks met de gemiddelde reservoirdruk na tijdelijk insluiten van de putten. Met jaarlijkse temperatuurmetingen op de ingesloten put kunnen reservoirmodellen beter worden gevalideerd om daarna afwijkend gedrag beter te kunnen signaleren. De specificatie van wanneer het reservoirgedrag afwijkt van het verwachte gedrag (buiten de groene bandbreedte van de reguliere operatie) verdient nog nadere uitwerking in het monitoringsplan. Ik adviseer actualisatie van de plannen voor monitoring en voor corrigerende maatregelen zowel ruim voorafgaand aan de start van injectie als ook na een korte periode van injectie. Het is van belang dat beide plannen na korte startperiode opnieuw worden geactualiseerd op basis van de dan verkregen meetgegevens. Deze actualisaties verdienen instemming van de Inspecteur-generaal der Mijnen zodat dat de plannen duidelijke en handhaafbare specificaties van de escalatieniveau's hebben.

Voor de beheersing van het bevingsrisico concludeer ik dat zwaardere bevingen ( $M > 2.0$ ) onder de zeebodem rond de P18-4 CO<sub>2</sub>-opslag gedetecteerd kunnen worden met het reguliere seismisch meetnet van het KNMI-netwerk op land. SodM concludeert dat, voor het op tijd signaleren van afwijkingen van de verwachte spanningsontwikkeling op breuken (voor het beperken van zware bevingen), het voldoende is als bevingen vanaf een  $M = 2,0$  kunnen worden opgemerkt. Immers, op basis van geomechanische modellering verwacht de aanvrager geen bevingen van een magnitude groter dan 2,4-2,8. Detectie van geïnduceerde seismiciteit met magnitude  $M = 2,0$  en groter in de omgeving van het P18-4 veld vormt een duidelijke en belangrijke indicatie van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken waarop getoetst kan worden.

Het voorgestelde monitoringsplan is niet afdoende om onderscheid te kunnen maken of een beving heeft plaatsgevonden boven/rondom P18-4 of het nabijgelegen P18-2 opslagvoorkomen. Daarnaast heeft het P18-4 opslagvoorkomen slechts één put beschikbaar voor injectie. Deze combinatie heeft tot gevolg dat de corrigerende maatregelen bij het optreden van seismiciteit van significante magnitude veel beperkter zijn.

SodM constateert dat bevingen met een magnitude kleiner dan  $M=1.5-2.0$  met het door de aanvrager voorgestelde reguliere KNMI-meetnet niet gedetecteerd zullen kunnen worden. Dit bemoeilijkt vroegtijdige signalering van bevingen of veranderend reservoirgedrag.

Met betere locatiebepaling van een beving kan in combinatie met putmetingen en modellen van de verspreiding van CO<sub>2</sub> in het reservoir, een betere inschatting worden gemaakt van een mogelijk lekkage-scenario. Hierdoor ontstaat een beter handelingsperspectief zoals gerichtere aanpassing van de injectiestrategie. Voor zowel P18-4 als P18-2 kan met de huidige plannen niet aan de hiervoor benodigde seismische lokalisatie worden voldaan. P18-2 heeft het voordeel dat meerdere putten ruimtelijk verspreid over het reservoir beschikbaar zijn. Dit biedt ook de mogelijkheid om de injectie anders te verdelen over het reservoir waar nodig. Voor P18-4 is maar één put beschikbaar, waardoor er 1) onvoldoende informatie beschikbaar is over de verspreiding van het CO<sub>2</sub> over het reservoir en 2) geen alternatieve verdelingen voor de injectie mogelijk zijn. Aanvullende monitoring van seismiciteit kan daarom helpen bij de onderbouwing, en uitlegbaarheid van corrigerende maatregelen indien onverhoopt noodzakelijk.

Met de voorgestelde monitoring van druk, temperatuur en seismiciteit is het mogelijk om significante afwijking van het verwachte gedrag in het reservoir te signaleren. Omdat escalatie in de vorm van lekkage een langzaam proces is, kan de injectie op tijd worden aangepast of gestopt. Hoewel significante afwijking naar verwachting kan worden opgemerkt, schat ik in dat de door de aanvrager voorgestelde monitoring in combinatie met reservoirmodellering, niet afdoende is om de verspreiding van CO<sub>2</sub> binnen het reservoir te kunnen volgen. Het volgen van de verspreiding is echter geen essentieel onderdeel voor de risicobeheersing omdat de voorgestelde barrières van risicobeheersing niet afhangen van hoe het CO<sub>2</sub> zich binnen het reservoir verspreidt. Wel zou extra informatie via metingen en modelvalidatie kunnen helpen bij het vaststellen van meer gerichte corrigerende maatregelen in geval van afwijkend gedrag.

Ook met extra geofysische monitoring, bijvoorbeeld met actieve 4D-seismiek (niet te verwarren met monitoring van seismiciteit) zal het kunnen detecteren van CO<sub>2</sub> binnen het reservoir moeilijk zijn. Daarentegen zou met 4D-seismiek wel een groot volume CO<sub>2</sub> in de bovenliggende Rijnland formatie (de eerste aquifer boven de afsluitende laag) kunnen worden gedetecteerd, als die uit het opslagcomplex zou zijn weggelekt. Zulke lekkage valt ver voorbij de *Worst case* inschattingen, zeker in combinatie met de geadviseerde inperkende drukken als begrenzing. De kans op het optreden daarvan beoordeel ik als verwaarloosbaar. SodM vindt het daarom niet proportioneel om in dit stadium (zonder concrete aanleiding van mogelijke escalatie) aanvullende geofysische monitoring van het bovenliggend

aquifer van de aanvrager te vragen. In geval van signalen van mogelijke lekkage kan 4D-seismiek of andere geofysische monitoring alsnog worden overwogen.

Ik heb de beheersing beoordeeld van in de aanvraag en in dit advies geïdentificeerde risico's met in het bijzonder het risico van seismiciteit (hoofdstuk 5) en het risico van lekkage (hoofdstuk 6). De risico's van seismiciteit en van lekkage worden beheerst met de bovenbeschreven wijze van monitoring en corrigerende maatregelen in combinatie met de inperkende drukken, die ik in hoofdstuk 7 als begrenzing adviseer.

#### Conclusie beheersing restrisico's voor mens en milieu

De aanvrager heeft aangetoond dat in een *Worst case* scenario het ontstaan van een lekpad zeer klein is en dat het risico van uitstroom van CO<sub>2</sub> naar de omgeving hierdoor zeer klein is. Met de door ons voorgestelde extra drukbegrenzing voor de uiteindelijke gemiddelde reservoirdruk zal deze uitstroom verwaarloosbaar zijn.

Een nadere toelichting op de beoordeling van de vier plannen geef ik in bijlage 1.

## Overig advies

De beoogde opslag in P18-4 maakt onderdeel uit van het Porthos-project. Dit project beoogt om CO<sub>2</sub> gelijktijdig op te slaan in elk van de (voormalige gas-) reservoirs P18-2 en P18-4 (en mogelijk ook in P18-6) via één pijpleiding en één platform. Gezien de gedeelde infrastructuur bij de opslag in de verschillende P18-opslagvoorkomens, moeten de opslagvergunningen voor die voorkomens op elkaar zijn afgestemd.

Het verzoek tot wijziging betreft de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom en het bedrag aan financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening. In het kader van de gehele herbeoordeling, de integrale benadering en het daarmee samenhangende belang dat de voorwaarden van de opslagvergunningen voor de P18-opslagvoorkomens op elkaar zijn afgestemd, is ervoor gekozen om te adviseren over dezelfde onderwerpen als het P18-2 advies. Het is daarmee ook wenselijk dat de voorschriften in de vigerende P18-4 opslagvergunning worden afgestemd met de voorschriften behorende bij de P18-2 opslagvergunning. Zoals onder hoofdstuk 3 is toegelicht acht ik het verder van belang dat de verticale afbakening van het opslagcomplex gelijk wordt getrokken met die van het P18-2 opslagcomplex.

Verder, voor de aanvraag van de opslagvergunning P18-2 zijn de aanvragers TAQA Offshore en EBN CCS. Voor de opslagvergunning P18-4 is TAQA Offshore echter de enige vergunninghouder. Dit verschil tussen (beoogd) vergunninghouders is opmerkelijk aangezien er één platform is waar het CO<sub>2</sub> wordt ontvangen en zal worden verdeeld over de verschillende voorkomens.

Verschillende vergunninghouders voor de verschillende voorkomens is dan onwenselijk.

Ten slotte, in aanvulling op mijn eerdere advies over de aanvraag voor een opslagvergunning voor P18-2 heb ik de minister geadviseerd over de mogelijkheden en wenselijkheid van aanvullende monitoring en onderzoek (d.d. 22 juli 2021, kenmerk ADV-7053/ 21188616). Mijn advies voor onderzoek naar en mogelijke uitvoering van aanvullende (micro-)seismische monitoring was mede gericht op betere horizontale en verticale plaatsbepaling van bevingen. Voor P18-4 is de kans op seismiciteit en de daarmee verbonden kans op lekkage hoger dan voor P18-2 (zie de risico-inschatting in adviesonderdeel 6). Tegelijkertijd kan met de voorgestelde monitoring van seismiciteit niet goed onderscheid worden gemaakt of een beving verband houdt met de opslag in P18-4 dan wel in P18-2. Daarbij zijn de monitoringsmogelijkheden slechter voor P18-4 ten opzichte van de reeds beperkte monitoring voor P18-2 en is met één injectieput in P18-4 de mogelijkheid voor aanpassen van de injectiestrategie beperkt. Het belang voor aanvullende monitoring neemt hiermee toe.

Het is daarom wenselijk dat de overheid zelf een rol heeft bij het onderzoeken van de optimale opties voor aanvullende (micro-)seismische monitoring en het uitvoeren van aanvullende monitoring. Ik schat in dat dergelijk onderzoek en monitoring bovendien zeer waardevol kunnen zijn voor het algehele begrip en de uitlegbaarheid omtrent de onzekerheden van het restrisico in dit eerste grote CO<sub>2</sub> opslagproject. Daarnaast kan aanvullende monitoring helpen bij de optimale vormgeving, onderbouwing, en uitlegbaarheid van corrigerende maatregelen indien onverhoopt noodzakelijk.

## Conclusie en aanbevelingen

Ik adviseer de minister om te besluiten tot wijziging van voorschriften in de vergunning voor opslag van CO<sub>2</sub> in P18-4 om hiermee de veiligheid voor mens en milieu te borgen.

Over de bestaande voorschriften in de vigerende vergunning (2013, 2015) adviseer ik de minister het volgende:

1. Naar aanleiding van het voorliggende verzoek tot wijziging van de vergunning is aanpassing wenselijk van Artikel I (2013), Artikel 15 met betrekking tot de stoffen die in het opslagvoorkomen mogen worden opgeslagen. Advies:
  - *De samenstelling van het te injecteren gas blijft binnen de grenzen waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond. Deze samenstelling voldoet daarom aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling (Tabel 5 van Deel I).*

2. Bij Artikel I (2013), Artikel 3, sub 2 adviseer ik de tekst van het voorschrift op het onderdeel van de verticale begrenzing van het opslagcomplex te wijzigen in:

- *De boven het opslagvoorkomen P18-4 liggende lagen tot aan de basis van Schieland Group, bestaande uit Upper Germanic Triassic Groep en Altena Groep.*

Daarmee kunnen de gesteentelagen, die tot het opslagcomplex worden gerekend voor de P18-4 opslagvergunning worden gelijkgetrokken aan de meer beperkte verticale begrenzing voor P18-2.

3. Artikel I (2013), Artikel 4 over de hydraulische eenheid is niet in lijn met de tekst van artikel 27, derde lid, aanhef en onder b, van de Mijnbouwwet. In verband daarmee adviseer ik de tekst van het voorschrift te wijzigen in:

- *In de hydraulische eenheid waarin het opslagvoorkomen zich bevindt, bevinden zich geen andere opslagvoorkomens.*

4. Bij Artikel I (2013), Artikelen 7 en 9 is vervanging gewenst van de voorschriften over de begrenzingen van injectiedebiet/capaciteit, injectiedruk en van de gemiddelde reservoirdruk tijdens en na injectie. Advies:

- *De injectiedruk is tijdens de injectie overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk, uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.*
- *De reservoirdruk van het opgeslagen CO<sub>2</sub> is ook na de injectieperiode altijd en overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk, uitgaande van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.*
- *Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO<sub>2</sub> per seconde per injectieput.*

5. Bij voorschriften in Artikel I (2013) over de actualisatie en goedkeuring van plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting (artikelen 10 tot en met 14) adviseer ik een beoordeling en zo nodig wijziging op de volgende onderdelen:

- a. omdat de plannen tegelijkertijd van toepassing zijn op de opslagvoorkomens P18-2 en P18-4, is het nodig dat de voorschriften van de opslagvergunningen P18-2 en P18-4 zodanig worden geformuleerd dat de actualisatie en goedkeuring van de plannen volgens beide vergunningen op hetzelfde moment plaatsvindt, en met dezelfde goedkeuringsregels;
- b. in lijn met het advies over de opslagvergunning voor P18-2, adviseer ik om in ieder geval het besluit over goedkeuring van de plannen voor

monitoring en het daarmee samenhangende plan voor corrigerende maatregelen te laten nemen door de Inspecteur-generaal der Mijnen;

- c. wat betreft het derde lid van artikel 13, over de actualisatie van het plan voor de afsluiting, bevestig ik het nut van de daarin voorgeschreven schriftelijke afspraken over het CO<sub>2</sub>-bestendig afsluiten van alle putten in het P15-9 gasveld; ik adviseer hieraan toe te voegen dat die afspraken vóór het begin van de injectie moeten zijn gemaakt.
6. In Artikel I (2013), artikel 18, is een actualisatie voorgeschreven van studies naar de afscheiding tussen de voorkomens P18-4 en P15-9 en de mogelijkheid dat CO<sub>2</sub> van het voorkomen P18-4 doordringt in het voorkomen P15-9. Het is echter onaannemelijk dat er nog informatie beschikbaar komt waardoor een actualisatie van de studies beter uitsluitsel kan geven over de kans op migratie naar het P15-9 gasveld. Ik geef daarom in overweging deze actualisatie niet langer voor te schrijven.

Daarnaast adviseer ik de minister om nieuwe voorschriften op te nemen voor P18-4, die overeenkomen met de door mij geadviseerde voorschriften voor P18-2:

7. *De uitvoerder doet altijd metingen om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden, als de binnenbuis tijdelijk verwijderd wordt.*
8. *Zes maanden voorafgaand aan de injectie wordt beoordeeld of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden. De uitvoerder overlegt hiertoe aan de Inspecteur-generaal der Mijnen een geactualiseerde organisatiestructuur en invulling, conform de dan geldende technische standaarden.*
9. *De uitvoerder doet zes maanden voorafgaand aan het injecteren een zelfevaluatie. Deze zelfevaluatie moet globaal voldoen aan de zelfevaluatie zoals deze is opgesteld voor aardwarmte<sup>2</sup> en moet aangepast worden aan het opslagproject. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen.*

Tevens wil ik het belang benadrukken dat met de nieuwe wijzigingen van voorschriften in de P18-4 CO<sub>2</sub> opslagvergunning er duidelijkheid blijft over alle dan geldende vergunningsverplichtingen. Ik adviseer EZK om een passende vorm te vinden om deze duidelijkheid te bieden, bijvoorbeeld door bij het komende besluit op de aanvraag een integrale en geconsolideerde versie van de vanaf dan geldende vergunningvoorschriften vast te stellen. Dat is gewenst voor het goed kunnen vervullen van mijn toezichts- en handhavingstaken en helpt de uitlegbaarheid van de vergunning in het publiek belang.

---

<sup>2</sup> Zelfevaluatie template aardwarmte: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

Afsluitend wil ik u wijzen op de aanvullende brief (d.d. 22 juli 2021, kenmerk ADV-7053/ 21188616) die ik bij mijn advisering over P18-2 heb gegeven. Mijn advies voor onderzoek naar en mogelijke uitvoering van aanvullende monitoring van seismiciteit was mede gericht op betere plaatsbepaling van bevingen. Zulke verbeteringen van seismische monitoring kunnen helpen bij de onderbouwing en uitlegbaarheid van corrigerende maatregelen indien onverhoopt noodzakelijk. Bovendien is verbeterde monitoring waardevol voor het algehele begrip en de uitlegbaarheid omtrent de onzekerheden van het restrisico in dit eerste grote CO<sub>2</sub>-opslagproject.

Ik ga ervan uit dat uw adviesvraag hiermee voldoende beantwoord is. Vanzelfsprekend ben ik bereid dit advies nader toe te lichten.

Hoogachtend,



mr. B.E.A. van der Lecq-Meijssen  
*directeur Bestuurszaken en Vergunningen*

Bijlage 1: Technisch-inhoudelijk onderbouwing voor de adviesonderdelen 1 t/m 8

Bijlage 2: Sintef Review report: Technical review of Porthos CO<sub>2</sub>-storage permit application

Bijlage 3: NORCE Review Report: Porthos CCS storage permit review, Final technical assessment and recommendations

# Bijlage 1 bij brief over advies opslagvergunning CO<sub>2</sub> P18-4

Technisch-inhoudelijke onderbouwing voor  
de adviesonderdelen 1 t/m 8



## Inhoud

Inleiding .....	4
Algemene beschrijving .....	4
Verschillen tussen P18-4 (dit rapport) en P18-2 .....	6
1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager .....	7
<i>Technische mogelijkheden TAQA Offshore</i> .....	7
<i>Toekomstige situatie</i> .....	8
Conclusie Adviesonderdeel 1 .....	8
2. Toetsing op efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder .....	8
Conclusie Adviesonderdeel 2 .....	8
3. Toetsing opslagactiviteiten .....	9
Conclusie Adviesonderdeel 3 .....	11
4. Toetsing hydraulische eenheid .....	11
Conclusie Adviesonderdeel 4 .....	11
5. Toetsing op bodembeweging .....	12
Bodemdaling en -stijging .....	12
<i>Bodemdaling door gaswinning, voorafgaand aan CO<sub>2</sub>-opslag</i> .....	12
<i>Bodemstijging door CO<sub>2</sub>-opslag</i> .....	12
<i>Beoordeling van SodM van het risico van bodemdaling en -stijging</i> .....	13
Bodemtrilling .....	13
<i>Inschatting van het risico van seismiciteit door de aanvrager</i> .....	15
<i>Beoordeling van SodM van het risico van seismiciteit</i> .....	17
Conclusie adviesonderdeel 5 .....	19
6. Toetsing op nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid .....	20
Lekkage als risicofactor voor mens en milieu .....	20
Beoordeling van het risico van put-gerelateerde lekkage .....	22
<i>Via componenten van de injectieputten</i> .....	23
<i>Via buiten gebruik gestelde putten</i> .....	24
<i>Via micro-annuli langs de put</i> .....	25
<i>Conclusies beoordeling lekkage gerelateerd aan de put</i> .....	27
Beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir .....	29
<i>Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagvoorkomen</i> .....	30
<i>Lekkagerisico opwaarts via breuken</i> .....	32
<i>Lekkagerisico via scheuren in de afsluitende laag</i> .....	34
<i>Conclusies beoordeling lekkage vanuit het reservoir</i> .....	35
Beoordeling van rol drukbegrenzing en ultieme lekkage scenario's .....	37
<i>Inschatting van scenario's van druktoename</i> .....	37
<i>Beoordeling van het risico van het ultiem lekkagescenario</i> .....	39
<i>Conclusie over extreme scenario en werking drukbegrenzing</i> .....	41
Conclusies Adviesonderdeel 6 .....	41
7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk .....	43
Conclusie over voorwaarden voor grenswaarden .....	44
8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting .....	45
Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing .....	47
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van de put</i> .....	47
<i>Beheersing van integriteit putcomponenten</i> .....	48
<i>Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting</i> .....	49
Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing .....	50
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het verwachte reservoirgedrag</i> .....	51
<i>Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei</i> .....	53
Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring .....	57
Conclusie adviesonderdeel-8 .....	58
<i>Conclusies beheersing put-gerelateerde risico's</i> .....	58
<i>Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's</i> .....	59
<i>Conclusies over de vier plannen</i> .....	59
<i>Advies voorschriften</i> .....	60

## Lijst van gebruikte referenties

- Doc-1. Aanvraag CO<sub>2</sub>-opslagvergunning reservoir P18-4, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., maart 2021, versie 2.0.
- Doc-2. Bijlagen Behorende bij Aanvraag CO<sub>2</sub>-opslagvergunning reservoir P18-4, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., maart 2021, versie 2.0.  
(in het advies aangeduid als technische bijlages)
- Doc-3. Rapport '*Porthos FAS3: Start-up*' (FAS: Flow Assurance Study), TNO R12007, April 2021.
- Doc-4. Rapport '*Transition gas to supercritical modes*', TNO M10625, April 2021.
- Doc-5. Rapport, Preface to TNO reports, '*Evaluating slugging risk for Porthos project*' (POGE-ENG-PRO-POR-REP-0004), April 2021.
- Doc-6. Rapport '*P18 Slugging study for CO<sub>2</sub> transport through pipeline, to P18 platform*', TNO R10616, April 2020.
- Doc-7. 4D Screening Porthos, presentation, '*Willemsen rapport*', December 2020.
- Doc-8. Beantwoording door aanvrager (24 september 2021) van (10 september 2021) vragen SodM n.a.v. compleetheidstoets

# Inleiding

Deze technische bijlage behoort bij het advies van Staatstoezicht op de Mijnen (verder: SodM) over de herbeoordeling en wijziging van de opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub> in het gedepleteerde gasveld P18-4. De verzoeken zijn ingediend door TAQA Offshore B.V. (verder: TAQA Offshore).

In het advies zijn de beoordeling en conclusies gegeven. De achtergrond en onderbouwing zijn in deze bijlage beschreven. Allereerst zal een algemene beschrijving worden gegeven en vervolgens zal ingegaan worden op de 8 onderdelen waarover SodM adviseert:

1. de technische mogelijkheden van de aanvrager;
2. de eerder aangetoonde efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de aanvrager;
3. de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in relatie tot het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en de omvang van het vergunningsgebied;
4. een beoordeling van de gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid;
5. bodembeweging;
6. beoordeling van de veiligheid van de opslag c.q. of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan;
7. de grenswaarden van de druk van de opgeslagen CO<sub>2</sub> en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub> en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub>;
8. plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen.

## Algemene beschrijving

De hier behandelde opslagvergunning beschrijft de opslag van CO<sub>2</sub> in het P18-4 opslagvoorkomen. Dit is onderdeel van het Porthos project. Porthos ontwikkelt een project waarbij CO<sub>2</sub> van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee.

Porthos richt zich op het transport naar en opslag van CO<sub>2</sub> in de lege gasvelden P18-2, P18-4 en P18-6. Voor veld P18-2 is er een aanvraag in behandeling voor een opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub>. Voor veld P18-6 wordt mogelijk later een opslagvergunning aangevraagd. Voor veld P18-4 is er in juli 2013 al een opslagvergunning afgegeven (kenmerk: DGETM-EM/12055804). In april 2015 is deze opslagvergunning gewijzigd (kenmerk DGETM-EM/15005981). In juni 2020 heeft TAQA Offshore een verzoek tot wijziging ingediend voor de opslagvergunning P18-4. Dit verzoek betrof het opschuiven van de injectiedatum en het verlengen van de injectieperiode. Hiervoor ligt er op het moment van schrijven een ontwerpbesluit voor instemming met het wijzigingsverzoek. Een nieuw wijzigingsverzoek en de herbeoordeling in het kader van artikel 31h van de Mijnbouwwet liggen nu voor ter advisering.

In dit hoofdstuk wordt de algemene (geologische) beschrijving van de voorgenomen opslag in het P18-4 reservoir gegeven.

### *De gesteentelagen van het opslagreservoir*

Het P18-4-reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen van de Buntsandstein Subgroep en bestaat uit de Formaties van Hardeggen, Boven-Detfurth, Onder-Detfurth en Volprieausen. Uit deze vier formaties wordt op het moment van schrijven nog gas geproduceerd. Inmiddels is de gaswinning nabij het punt dat het gas niet langer economisch winbaar is en is beoogd om het veld

te benutten voor de opslag van CO<sub>2</sub>. Voorafgaand aan de CO<sub>2</sub>-opslag zal de productie van aardgas worden gestopt.

Het opslagvoorkomen zijn de gesteentelagen die gebruikt worden voor opslag. In de aanvraag zijn dit dus de vier zandsteenformaties waaruit aardgas is gewonnen en waarin het CO<sub>2</sub> geïnjecteerd zal worden. De aanvrager is van plan om te injecteren in één put (P18-4A2) die omgebouwd zal worden van gaswinningsput naar injectieput. De top van het opslagvoorkomen ligt op ongeveer 3200 meter diepte onder het zee niveau. Het opslagvoorkomen heeft een dikte van ongeveer 200 meter. Vooral de gesteente-eigenschappen van de Hardegse Formatie zijn van hoge kwaliteit. De hoge porositeit en permeabiliteit van deze formatie zijn gunstig voor de opslag van CO<sub>2</sub>.

#### *Opslag onder een van nature afsluitende laag*

De bovenliggende afsluitende laag van reservoir P18-4 wordt gevormd door sedimenten van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep. Deze lagen zijn gezamenlijk 400 tot 600 m dik. De Boven-Germaanse Trias Groep bestaat uit een verticale afwisseling van siltsteen, kleisteen, evaporieten en dolomieten. De dikte van de Boven-Germaanse Trias Groep bedraagt gemiddeld 150 meter. Direct hierop ligt de Altena Groep met een minimale dikte van 400 meter (Doc-8), die bestaat uit opeenvolgende lagen van kleisteen, siltsteen en mergel uit het vroege Jura met goede afsluitende eigenschappen. De aanvrager stelt dat het afsluitende karakter ook is aangetoond door het feit dat het gas uit het reservoir over geologische tijd niet heeft kunnen ontsnappen.

De onderliggende afsluitende laag bestaat uit de Rogenstein en Hoofd-Kleisteen van de Onder Buntzandsteen Subgroep. De Rogenstein bestaat uit roodbruin klei- en siltsteen met een dikte van gemiddeld 70 tot 80 meter. Onder de Rogenstein bevindt zich de Hoofd-Kleisteen Formatie, die bestaat uit roodbruine klei met dunne lagen silt/zand en anhydriet. De dikte van de Hoofd-Kleisteen formatie is ongeveer 70 meter.

De Mijnbouwwet definieert het opslagcomplex als het opslagvoorkomen voor CO<sub>2</sub> én de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan.

Lateraal gezien omvat het opslagcomplex volgens de aanvraag, naast het P18-4 opslagvoorkomen, ook het aangrenzende P15-9 gasveld. In de opslagvergunning van 2013 is het opslagcomplex zo gedefinieerd op basis van overwegingen over de mogelijke weerslag van CO<sub>2</sub> op dit aangrenzende veld. Voor de vertical begrenzing worden naast de vier formaties van het opslagvoorkomen, in de aanvraag voor P18-4 ook de daarboven liggende gesteentelagen tot het opslagcomplex gerekend. Hier zit een groot verschil in definitie van het opslagcomplex tussen de huidige geldende vergunning voor P18-4 (2013, 2015) en aangevraagde begrenzing van het opslagcomplex voor P18-2. De aanvragen voor P18-2 en P18-4 komen overéén voor wat betreft de primaire afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Hoofd-Kleisteen Formaties, die in beide aanvragen tot het opslagcomplex worden gerekend. Het verschil is dat het opslagcomplex voor P18-4 tevens de boven de primaire afsluitende laag gelegen Schieland-Rijnland Groep bevat.

#### *Druk in het reservoir*

De initiële druk van het gas in het reservoir voorafgaand aan de winning is bepaald op 348,5 bar (op referentiediepten van 3200 m TVDss). Sinds de start van de productie in 1993 is de druk in het reservoir gedaald. De verwachte druk na gaswinning is 14 tot 20 bar.

De aanvrager stelt dat het oorspronkelijke gas/water-contact en geassocieerde 'vrijwater'-niveau gedurende de productiefase niet omhooggekomen zijn en nog steeds na depletie min of meer op hun oorspronkelijke diepte liggen. De afwezigheid van geproduceerd formatiewater bevestigt dit. De aanvrager gaat er daarom vanuit dat er voor P18-velden geen sterke drukondersteuning vanuit de onderliggende aquifer bestaat. Geen sterke drukondersteuning (aquifer support) betekent dat er op de korte termijn (productie/injectie tijdschaal) nauwelijks water het reservoir in stroomt waardoor het waterniveau niet stijgt, en het aanwezige gas niet extra samengeperst wordt. Hoofdstuk 6 gaat verder in op deze afwezigheid van drukondersteuning.

Door de injectie van CO<sub>2</sub> zal de gasdruk weer toenemen. De aanvrager stelt dat de injectie zal eindigen wanneer de druk in het reservoir een druk van 332 bar op datumdiepte heeft bereikt.

## Verschillen tussen P18-4 (dit rapport) en P18-2

De inhoud van dit beoordelingsrapport voor P18-4 is op veel onderdelen gelijk aan het beoordelingsrapport bij ons advies over CO<sub>2</sub> opslag in het P18-2 opslagvoorkomen (bijlage 1 bij brief van d.d. 22 juli 2021 met kenmerk ADV-7053 / 21183338).

Echter, de structuur van het P18-4 veld en diepte zijn anders dan voor het P18-2 veld.

- Het reservoir bevindt zich op een referentiediepte van 3200 meter in plaats van 3400 meter, met overeenkomstig andere drukken op referentiediepte.
- Dit veld heeft geen grote interne breuken waardoor het reservoir niet is onderverdeeld in verschillende compartimenten.
- Door de lokaal andere structuur kunnen er ook lokale verschillen zijn in dikte van lagen.
- De injectie van CO<sub>2</sub> in het P18-4 veld vindt plaats met één put in plaats van meerdere putten in P18-2.
- Met één put en gegeven injectiescenario zijn de operationele en geomechanische *Base case* en *Worst case* op een aantal punten anders, o.a. het voor het risico van scheurgroei.
- Het P15-9 gasveld grenst aan de noordkant aan tegen het P18-4 opslagvoorkomen. Uitstroom van CO<sub>2</sub> via de noordelijke randbreuk tussen P18-4 en P15-9 kan voor de lange termijn niet worden uitgesloten.

De onderstaande verschillen in beoordeling komen hieruit voort.

Tabel I: De belangrijkste verschillen per adviesonderdeel tussen dit P18-4 advies en P18-2.

Adviesonderdeel	Vershil tussen dit P18-4 advies en P18-2
Deel 1	TAQA Offshore is beoordeeld als aanvrager en uitvoerder van vergunning. Anders in P18-2 was dat TAQA Offshore en EBN beide beoordeeld zijn als aanvragers voor vergunning met TAQA Offshore als uitvoerder.
Deel 2	TAQA Offshore is voor P18-4 net als voor P18-2 als uitvoerder beoordeeld.
Deel 3	De opslagactiviteit voor P18-4 verschilt op een paar hoofdpunten van P18-2: - In P18-4 wordt via één in plaats van via meerdere putten geïnjecteerd. - De drukken zijn iets lager doordat de structuur circo 200 m. ondieper ligt. - De samenstelling van het CO <sub>2</sub> mengsel is hetzelfde als voor het P18-2, maar is gewijzigd ten opzichte van de oude plan en vergunning (2015).
Deel 4	P18-4 vormt een andere structuur dan P18-2 met een nieuwe inschatting over een mogelijke hydraulische eenheid met naastgelegen reservoirgesteenten.
Deel 5	<ul style="list-style-type: none"> <li>- De inschatting en advies over bodemdaling/stijging is hetzelfde als voor P18-2.</li> <li>- Het risico van aardbevingen is op onderstaande drie punten anders dan voor P18-2, maar komt evengoed uit op eenzelfde eindconclusie.</li> <li>- De P18-4A2 put ligt relatief dicht bij de westelijke randbreuk waardoor geïnjecteerd CO<sub>2</sub> potentieel meer effect op deze breuk kan hebben.</li> <li>- De kans dat scheurgroei bij CO<sub>2</sub> injectie de westelijke randbreuk van P18-4 bereikt en tot breukverschuiving leidt wordt groter ingeschat.</li> <li>- De beoordeelde M<sub>max</sub> is 4,0 op basis van breukgeometrie van de langste breuk, in plaats van 4,1.</li> </ul>
Deel 6	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Structuur van het P18-4 opslagvoorkomen bestaat uit één reservoir-compartiment in één smal en lang breukblok.</li> <li>- Andere structuur en ander reservoir-dynamisch en geomechanisch gedrag.</li> <li>- Afsluitende laag met meer verschillen in laagdikte, rond westelijke randbreuk is de afsluitende laag lokaal circa 400 m. in plaats van 500-600 m.</li> <li>- Scheurgroei naar randbreuk in basecase van injectie in de P18-4A2 put.</li> </ul>
Deel 7	- Grotendeels gelijk gebleven
Deel 8	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monitoring via één put in P18-4 is meer beperkt t.o.v. vier putten in P18-2.</li> <li>- Mogelijkheden tot aanpassing injectiestrategie veel beperkter met één put.</li> </ul>

# 1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

## Technische mogelijkheden TAQA Offshore

TAQA Offshore is uitvoerder in de vigerende opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO<sub>2</sub> in het gedepleteerde gasveld P18-4 en zal de operationele leiding van alle werkzaamheden op de locatie hebben. TAQA Offshore is een bekende uitvoerder voor SodM. Zij is uitvoerder en/of houder van een groot aantal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen op zee. Via deze projecten heeft TAQA Offshore al ervaring opgedaan in het uitvoeren van mijnbouwkundige activiteiten in Nederland.

TAQA Offshore is opgericht in 2004 en is een dochtermaatschappij van TAQA Energy B.V. (Verder: TAQA Energy). Relevante zustermaatschappijen zijn TAQA Gas Storage B.V., TAQA Onshore B.V. en TAQA Piek Gas B.V. De aanvraag beschrijft dat TAQA Offshore gebruik kan maken van de technische mogelijkheden van het moederbedrijf TAQA Energy, en de zusterbedrijven.

De verschillende TAQA-maatschappijen hebben enkele decennia ervaring in de opsporing en de winning van olie en gas in Nederland en met opslag van aardgas en hebben deskundige teams hiervoor. Aangezien veel activiteiten en risico's van olie- en gasexploratie en -productie en aardgas opslag vergelijkbaar zijn met de opslag van CO<sub>2</sub>, is er geen reden om aan te nemen dat TAQA Offshore dit type werkzaamheden en opslagactiviteiten in principe niet veilig en verantwoord uit zou kunnen voeren.

De aanvrager stelt dat de organisatie toegesneden is op de huidige activiteiten en dat de organisatie zal worden aangepast voorafgaand aan en ten behoeve van de constructiefase en vervolgens voor de operationele fase van CO<sub>2</sub>-injectie en -opslag. Er zal sprake zijn van een gefaseerde groei en ontwikkeling van de organisatie. Het personeel zal tijdig voor de eerste injectie getraind zijn en worden voor alle voor CO<sub>2</sub>-injectie benodigde kennis en vaardigheden. Het personeel krijgt training volgens de hoogst geldende standaarden.

Voor de huidige (voorbereidings)fase tot de start van de injectie acht SodM TAQA Offshore voldoende competent om voorbereidende werkzaamheden veilig en verantwoord uit te voeren. SodM is van mening dat TAQA Offshore de potentie heeft om ook voor de daadwerkelijke permanente opslag van CO<sub>2</sub> een capabele operator te zijn in het vergunninggebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, heeft de aanvrager competentieprofielen voor de toekomstige situatie opgesteld voor een aantal functies. De competentieprofielen zijn echter voor een beperkt aantal functies beschreven en zijn opgesteld voor een nader op te richten Porthos-entiteit (zie de paragraaf over de toekomstige situatie). Om de veilige uitvoering te waarborgen acht SodM het bovendien nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen. Deze evaluatie is nodig omdat na dit besluit TAQA Offshore voor het eerst uitvoerder wordt van CO<sub>2</sub>-opslagactiviteiten. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor aardwarmte<sup>1</sup> en dient aangepast te worden voor het opslagproject. SodM kan de technische mogelijkheden van de aanvrager voor de opslagfase op dit moment onvoldoende beoordelen. Omdat een deel van de expertise, benodigde kennis en ervaring in de huidige fase van het project nog niet noodzakelijk is, adviseert SodM een toetsingsmoment als voorwaarde. Dit toetsingsmoment zal zes maanden voor aanvang van injectie moeten plaatsvinden. Er zal dan beoordeeld worden of de technische mogelijkheden van de uitvoerder passend zijn voor de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

---

<sup>1</sup> Zelfevaluatie template aardwarmte: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-+Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

## Toekomstige situatie

Uit de aanvraag kan worden opgemaakt dat TAQA Offshore voornemens is de vergunning over te dragen aan een nader op te richten Porthos-entiteit (Porthos System Operator: PSO) voor de operationele fase. De partij waaraan zal worden overgedragen is nog niet opgericht en kan pas bij een verzoek tot overdracht getoetst worden. De organisatie zal dan getoetst worden of hij past bij de locatie- en projectspecifieke risico's. SodM merkt daarbij voorshands op dat bij een verzoek tot overdracht de beoogde vergunninghouder niet geschikt bevonden zou kunnen worden.

## ***Conclusie Adviesonderdeel 1***

SodM is van mening dat TAQA Offshore voor de (voorbereidings)fase tot de start van de injectie voldoende competent is. TAQA offshore heeft de potentie om ook voor de permanente opslag van CO<sub>2</sub> een capabele operator te zijn in het aangevraagde gebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, adviseert SodM een toetsingsmoment zes maanden voor aanvang van injectie. Bij dit toetsingsmoment zal beoordeeld worden of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

Bovendien acht SodM het nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert om de veilige uitvoering te waarborgen. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen.

## **2. Toetsing op efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder**

SodM baseert het advies over de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de beoogd uitvoerder op basis van opgedane ervaring met de uitvoerder en inspectieresultaten uit het verleden. TAQA Offshore heeft ervaring als uitvoerder van vier koolwaterstof-winningsvergunningen. Verder is TAQA Offshore medevergunninghouder bij een dertigtal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen. SodM kan daarom op basis van ervaringen met de uitvoerder in andere vergunningen de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van TAQA Offshore beoordelen.

In het algemeen heeft SodM voornamelijk goede ervaringen met TAQA Offshore. Zij stelt zich op als een proactieve organisatie die laat zien dat ze zich bewust is van haar taken en plichten op het gebied van veiligheid en milieu.

Echter, SodM heeft in maart 2020 een onaangekondigde inspectie uitgevoerd op de mijnbouwinstallatie P18-A van TAQA Offshore. Tijdens deze inspectie is vastgesteld dat TAQA Offshore diverse verplichtingen vanuit arbo- en mijnbouwwetgeving niet nakwam. SodM heeft vervolgens twee vooraankondigingen van lasten onder dwangsom opgesteld, om ervoor te zorgen dat de overtredingen ongedaan werden gemaakt. TAQA Offshore heeft vervolgens diverse corrigerende maatregelen genomen en de betreffende overtredingen beëindigd. Daarom is er geen last onder dwangsom opgelegd.

Door SodM worden de genoemde overtredingen gezien als uitzondering. Over het algemeen beoordeelt SodM de organisatie als professioneel en zijn incidenten en overtredingen weinig voorkomend. Eventuele overtredingen en verbeterpunten die voortkomen uit inspecties worden altijd goed en tijdig opgevolgd. Bovendien ervaart SodM de communicatie met TAQA als open en transparant.

## ***Conclusie Adviesonderdeel 2***

SodM is van mening dat overtredingen en verbeterpunten die bij inspecties zijn gesignaleerd, goed en tijdig worden opgevolgd. Het bedrijf laat zien dat het zich bewust is van taken en plichten op

het gebied van veiligheid en milieu. SodM gaat ervan uit dat dit voor deze vergunning niet zal wijzigen, en ziet daarom geen reden voor een negatief advies op dit punt.

### **3. Toetsing opslagactiviteiten**

Bij de toetsing van de opslagactiviteiten kijkt SodM naar de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in relatie tot het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en de omvang van het vergunningsgebied.

#### Het ombouwen van de put

De gaswinning in reservoir P18-4 zal worden gestopt voor de aanvang van de injectie van CO<sub>2</sub>. In het opslagvoorkomen P18-4 zal injectie plaatsvinden met één put (P18-4A2). De putten in het aangrenzende, noordelijk gelegen P15-9 reservoir zullen na beëindiging van gaswinning worden afgesloten en verwijderd (geabandonneerd).

De P18-4A2 put zal worden gecontroleerd en omgebouwd zodat deze geschikt is voor de injectie van CO<sub>2</sub>. In de put zullen materialen toegepast worden die bestendig zijn tegen corrosie en lage temperaturen. Om te kunnen monitoren, zal in de put een Distributed Temperature Sensing (DTS) systeem en een Distributed Acoustic Sensing (DAS) systeem geïnstalleerd worden tijdens het ombouwen van de put. Deze systemen worden verder toegelicht bij de beoordeling van het monitoringsplan.

#### De hoeveelheid CO<sub>2</sub> in relatie tot het tijdvak van injectie en de omvang van het vergunningsgebied

De aanvrager geeft aan dat de injectieperiode naar verwachting in 2024 zal starten. De injectieperiode zal tussen de 15 en 20 jaar na opstart zijn. De hoeveelheid opgeslagen CO<sub>2</sub> zal na afloop van de injectieperiode ongeveer 8 Mton zijn. De verwachte reservoirdruk aan het einde van de injectiefase is gelijk aan de hydrostatische druk: 332 bar op de referentiediepte van 3200 m TVDss. De hydrostatische druk is de druk die uitgeoefend wordt door de waterkolom op een bepaalde diepte.

Het maximale injectiedebiet zal 47 kg/s zijn. Deze limiet is ingesteld om erosie te voorkomen. Na beëindiging van de injectie volgt een periode van afsluiting, monitoring en overdracht aan het bevoegd gezag.

De grootte van het aangevraagde vergunningsgebied is gebaseerd op de contour van het opslagvoorkomen. Het contour is aan alle zijden vergroot met een onzekerheidsmarge waar dit mogelijk is. Waar het vergunningsgebied grenst aan de gasvelden P15-9 of P18-6 zijn de grensbreuken als vergunningsgrens aangenomen.

#### Samenstelling van het gas met hoofdbestanddeel CO<sub>2</sub>

Het te injecteren gas zal niet puur CO<sub>2</sub> zijn. De aanvrager beschrijft dat dit gas ten minste 95 mol% aan CO<sub>2</sub> zal bevatten. De rest van het gas zal bestaan uit kleine hoeveelheden aanwezige componenten afkomstig van de bedrijven waar het wordt afgevangen. Waar in het advies over CO<sub>2</sub> of het CO<sub>2</sub>-mengsel wordt gesproken, zal het gasmengsel met als hoofdbestanddeel CO<sub>2</sub> en in kleine hoeveelheden aanwezige componenten worden bedoeld.

De samenstelling van het mengsel heeft invloed op de kritische druk en temperatuur. Het is daarom van belang dat deze binnen grenzen blijft waarbinnen de veiligheid via simulaties en berekeningen is aangetoond. Het te injecteren gas dient daarom te voldoen aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling. De onderstaande tabel is gebaseerd op Tabel 5 van Deel I van deze aanvraag (twee rechter kolommen) en zijn vergeleken met het mengsel van de vigerende vergunning op basis van de aanvraag uit 2011.



		Vigerende vergunning P18-4	Aanvraag 2021 wijziging P18-4 (gelijk aan aanvraag P18-2)	
		Mengsel aanvraag 2011	Mengsel 1 maximale verontreiniging	Mengsel 2 Gemiddelde compositie
			mol%	mol%
Koolstofdioxide	CO <sub>2</sub>	99,9 %	95,45	98,9915
Waterstof	H <sub>2</sub>	-	0,75	0,1876
Stikstof	N <sub>2</sub>	-	2,40	0,5795
Methaan	CH <sub>4</sub>	-	1,0	0,1422
Ethaan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-	-	0,004
Pentaan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	-	0,0458
Argon	Ar	-	0,40	0,0019
Water	H <sub>2</sub> O	< 50 ppm	-	0,0031
Methanol	CH <sub>3</sub> OH	-	-	0,025
Waterstofsulfide	H <sub>2</sub> S	0 ppm	-	-
Zuurstof	O <sub>2</sub>	< 40 ppm	-	-

## Chemie en fysica van CO<sub>2</sub>

De aanvrager heeft modellering van de geochemie uitgevoerd om de chemische korte- en langetermijneffecten van de opslag van CO<sub>2</sub> in een zandsteenreservoir te modelleren. Op korte termijn zullen mineralogische en porositeitsveranderingen verwaarloosbaar zijn omdat mineralogische reacties zeer langzaam verlopen. Op langere termijn (duizenden jaren) kunnen mineralogische reacties voor een afname in porositeit van 0,3 procent zorgen. In het bovenliggende gesteente kan op langere termijn juist een porositeitstoename van 0,2 procent plaatsvinden door de CO<sub>2</sub>-injectie. Dat gebeurt alleen waar het afsluitende gesteente in contact staat met CO<sub>2</sub>-verrijkt formatiewater.

Het CO<sub>2</sub>-fasegedrag is afhankelijk van de druk, temperatuur en onzuiverheden in het gasmengsel. Per gassamenstelling is er een fase-diagram te maken, waaruit duidelijk wordt in welke fase het mengsel zich zal bevinden bij bepaalde druk en temperatuur. Bij lage druk en gemiddeld hoge temperatuur zal het mengsel zich in de gasfase bevinden (zoals in het beginstadium van de injectie). In een later stadium van injectie zal het CO<sub>2</sub>-mengsel zich in de superkritische fase bevinden. In deze fase is het onderscheid tussen de gasfase en vloeistoffase verdwenen.

## Operationele parameters

Er zal worden geïnjecteerd binnen operationele parameters van vooral druk, temperatuur en debiet. De veilige operationele bandbreedte van deze parameters zijn met modelberekeningen bepaald (zie adviesonderdelen 5 en 6), waarbij de effecten van veranderingen van omstandigheden van het injecteren van CO<sub>2</sub> (druk en temperatuur) en opvullen van het reservoir zijn meegenomen.

De aanvrager verzoekt bovendien om het P18-4 reservoir tot een maximale hoeveelheid van circa 8 Mton te mogen vullen (Deel I aanvraag, §4.3, Tabel 3) met het doel om die CO<sub>2</sub> permanent in het opslagcomplex ingevangen te houden. Niet de opslagcapaciteit maar de maximale reservoirdruk is van belang als begrenzing voor het seismisch risico (adviesonderdeel 5) en het risico van lekkage (adviesonderdeel 6). Daarom acht SodM het niet nodig om een maximale opslagcapaciteit op te nemen, maar adviseert SodM om een reservoirdrukbeperking op te nemen in het besluit.

Zie verder adviesonderdeel 7 voor het advies van voorschriften over veilige operationele bandbreedte.

### ***Conclusie Adviesonderdeel 3***

SodM oordeelt dat de geplande activiteiten voor het opslaan van stoffen geen aanleiding voor een negatief advies geven. Onder deze geplande activiteiten vallen de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in relatie tot het tijdvak van injectie van CO<sub>2</sub> en de omvang van het vergunningsgebied.

SodM adviseert om over de samenstelling van het te injecteren gas, met als hoofdbestanddeel CO<sub>2</sub>, een voorschrift op te nemen in een eventuele vergunning. SodM vindt het namelijk noodzakelijk dat de samenstelling van het te injecteren gas binnen de grenzen blijft waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond.

Ook moeten de operationele parameters binnen de grenzen van aangetoond veilige parameters zijn tijdens de injectie. Hiervoor zullen in adviesonderdeel 7 voorschriften geadviseerd worden.

SodM oordeelt dat de geplande activiteiten voor het opslaan van CO<sub>2</sub> geen aanleiding voor een negatief advies geven, maar adviseert om de volgende voorwaarde op te nemen in het besluit:

*De samenstelling van het gasmengsel (met hoofdbestanddeel CO<sub>2</sub>) moet binnen de grenzen blijven waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond. Deze dient daarom te voldoen aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling (Tabel 5 van Deel I).*

## **4. Toetsing hydraulische eenheid**

Als zich, door het verlenen van de vergunning, in dezelfde hydraulische eenheid meer dan één opslagvoorkomen zou gaan bevinden, mag de vergunning op grond van artikel 27, derde lid, onder b, van de Mijnbouwwet alleen worden verleend als de potentiële drukinteracties zodanig zijn dat beide voorkomens tegelijk aan de eisen van veiligheid kunnen voldoen. Een hydraulische eenheid is een hydraulisch verbonden poriënruimte die is afgebakend door stromingsbarrières.

SodM beoordeelt in dit adviesonderdeel of er drukinteractie zal zijn tussen de verschillende opslagvoorkomens. En als dit zo zou zijn, of er aan de eisen van veiligheid voldaan kan worden.

Het Porthos project beoogt om CO<sub>2</sub> te injecteren in drie verschillende opslagcomplexen. Deze opslagcomplexen zijn de gedepleteerde reservoirs P18-2, P18-4 en mogelijk P18-6. Het P18-4 opslagvoorkomen grenst niet direct aan de opslagvoorkomens P18-2 en P18-6. Alleen in het uiterste Noordoosten van het P18-4 opslagvoorkomen raakt het reservoir een reservoircompartiment van het opslagvoorkomen P18-2. Ik verwacht geen drukinteractie met P18-2 op de tijdschaal van de beoogde CO<sub>2</sub>-injectie van ca. 20 jaar. En ook in de decennia daarna verwacht ik geen effect. Op een langere tijdschaal van meerdere honderden jaren en over geologisch tijdschaal van tienduizenden jaren kan drukinteracties niet helemaal worden uitgesloten. Deze zullen dusdanig klein en gelijkmatig zijn dat dit geen invloed heeft op de veiligheid van de CO<sub>2</sub> opslagen.

Het gasveld P15-9 grenst via de noordelijke randbreuk wel aan het P18-4 opslagvoorkomen. En er is langs deze breuk sprake van mogelijk contact tussen doorlatende reservoirgesteentes van het P18-4 opslagvoorkomen met het P15-9 gasveld. De mogelijkheid van hydraulische communicatie (hydraulische eenheid) tussen P18-4 en P15-9 kan niet worden uitgesloten. Echter het P15-9 gasveld is vooralsnog niet als opslagvoorkomen voor CO<sub>2</sub> voorzien. In die zin, is binnen deze toets geen sprake van dezelfde hydraulische eenheid in meer dan één opslagvoorkomen.

Er is dus geen sprake van hydraulische communicatie en drukinteracties met andere opslagvoorkomens. Daarmee kan aan de veiligheid van veilige opslag in P18-4 worden voldaan.

### ***Conclusie Adviesonderdeel 4***

SodM oordeelt dat er wat onzekerheid is in de reservoirmodellen gezien de seismische resolutie en de interpretatie van deze data. SodM acht het zeer aannemelijk dat er nauwelijks drukinteractie

tussen verschillende opslagvoorkomens (P18-2, P18-4 en mogelijk P18-6) zal plaatsvinden. Hoogstwaarschijnlijk zal dit niet plaatsvinden op de tijdschaal van de beoogde CO<sub>2</sub> injectie van ca. 20 jaar. Waar dit op een enkele plaats en op langere tijdschalen wel mogelijk is, zal de communicatie dusdanig klein en gelijkmatig zijn dat dit naar verwachting geen invloed heeft op de veiligheid.

## 5. Toetsing op bodembeweging

Bodembeweging omvat zowel bodemdaling en -stijging als bodemtrilling. In deze paragraaf beoordeelt SodM beide.

### ***Bodemdaling en -stijging***

Door gas te winnen, daalt de gasdruk in het gesteente waarin het gas zit opgesloten: het reservoir. Dit zorgt ervoor dat het gesteente door het gewicht van de overliggende gesteentelagen wordt samengedrukt. Dit wordt ook wel compactie van het reservoirgesteente genoemd. Doordat de overliggende lagen meebewegen, ontstaat bodemdaling.

Door de beoogde CO<sub>2</sub>-opslag van de aanvraag stijgt de gasdruk in het reservoirgesteente. Hierdoor zal het proces van compactie deels omkeren, met als gevolg dat de bodem weer omhoog komt. Door deze bodemstijging zal de bodemdaling die tijdens de gaswinning is opgetreden deels teniet worden gedaan. Dit is afhankelijk van hoe het reservoirgesteente tijdens de gaswinning vervormt. Omdat het gesteente waarschijnlijk niet geheel terugveert, is een deel van de netto bodemdaling permanent, ook als door CO<sub>2</sub>-injectie de oorspronkelijke gasdruk herstelt.

### Bodemdaling door gaswinning, voorafgaand aan CO<sub>2</sub>-opslag

Doordat er in veld P18-4 gas is gewonnen en de druk in het veld is gedaald tot ongeveer 20 bar, is de bodem gedaald. Deze bodemdaling vormt een soort ondiepe, brede kom: de bodemdalingskom. Deze bodemdaling is door de aanvrager met computermodellen berekend, maar wordt niet gemeten. Dit is voor verwachte, kleine bodemdalingen offshore niet nodig.

Gasveld P18-4 is met de drukdaling tot ongeveer 20 bar bijna leeggeproduceerd (i.e.: niet langer economisch winbaar) en is daarmee een zogenoemd gedepleteerd gasveld. De gaswinning zal worden gestopt voordat in het gasveld CO<sub>2</sub> zal worden opgeslagen.

De aanvrager heeft berekend dat de bodemdaling bij de start van injectie maximaal 10,1 centimeter bedraagt (zie aanvraag deel III, sectie 7.2, alsmede bijlage 12c, rapport van Fenix Consulting over de bodemdaling). Dit geldt voor het midden van de bodemdalingskom en gaat uit van het meest ongunstige scenario, waarbij er naast depletie van het P18-4 veld ook depletie is in omliggende velden (P18-2 en P18-6). Ter hoogte van het platform komt dit uit op 7,6 cm in hetzelfde scenario.

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

De injectie van CO<sub>2</sub> verhoogt de gasdruk in het reservoir weer. Hierdoor veert de bodem deels terug: bodemstijging. De mate van bodemstijging (en dus netto bodemdaling) hangt af van hoe het reservoirgesteente vervormd is tijdens de gaswinningsfase. Zoals eerder beschreven, staat het reservoirgesteente onder spanning door het gewicht van de bovenliggende lagen. Als er gasdruk is in de poriën van het gesteente, duwt dit gas als het ware de bovenliggende lagen terug. Daardoor staat er effectief minder verticale spanning op het reservoirgesteente. Door de gasdruk in het reservoir te verminderen, neemt de effectieve spanning juist toe. Onder deze hogere effectieve spanning kan het gesteente op twee manieren vervormen: elastisch en niet-elastisch. Als de vervorming alleen elastisch is, veert het reservoirgesteente terug naar zijn oorspronkelijke vorm

als de gasdruk weer gelijk is aan die van voor de winning. De netto bodemdaling zal dan volledig teniet gedaan worden. Bij niet-elastische vervorming vervormt het gesteente permanent, en zal het niet terugveren. In dat geval is de netto bodemdaling gelijk aan dat van na de gaswinningsfase. Om de hoeveelheid netto bodemdaling in te schatten, moet geschat worden hoeveel van de vervorming elastisch is, en hoeveel niet-elastisch. Hierover doet de aanvrager aannames.

Onder de aanname dat de compactie volledig elastisch zal zijn en de druk in het reservoir op hetzelfde niveau komt als dat van voor de gaswinning, veert de bodem terug naar netto nul bodemdaling/-stijging. Echter de aanvrager gaat in zijn plannen niet terug naar de oorspronkelijke gasdruk. Daardoor zal er een netto bodemdaling zijn na het opslaan van CO<sub>2</sub>. In de onderbouwing werkt de aanvrager ook een scenario uit waarin de gasdruk wordt opgevoerd tot de hydrostatische druk: de druk die er zou zijn door de waterkolom, zonder dat er een oorspronkelijke gasdruk zou zijn. In dit scenario is er een totaal van 0,5 cm bodemdaling (nabij het platform). Als de gasdruk naar 90% van de hydrostatische druk gaat, is dit 1,3 cm.

De bodemdaling is in het geval van niet-elastische compactie niet exact berekend. Er zijn geen resultaten vanuit de 'core test evaluation' (bijlage 14, rapport van Fenix Consulting over mechanische testen op boorkernmateriaal), gebruikt om de mate van compactie te onderbouwen. De onderbouwing (bijlage 12c van aanvraag) gaat uit van een scenario dat de hoeveelheid terugveren beperkt tot 40%. In dat scenario blijft er aan het einde van injectie een bodemdaling over van 5,8 cm (bij 100% van de hydrostatische druk) of 6,0 cm (bij 90% van de hydrostatische druk).

Deze bodemdalingengetallen zijn van toepassing op de locatie bij het platform. De maximale waarde in het midden van de bodemdalingenkom zal iets meer zijn. Uitgaand van het verschil bij de start van de injectie, kunnen de waarden voor bodemdaling maximaal 2,4 cm meer zijn dan de gerapporteerde waarden. SodM neemt dit mee als een foutmarge in de beoordeling.

### Beoordeling van SodM van het risico van bodemdaling en -stijging

SodM heeft de bodemdaling in de aanvraag en de bijlagen beoordeeld, en kan zich grotendeels vinden in de onderbouwing. Uitgaand van een extreem scenario waarbij de bodemdaling in zijn geheel niet-elastisch is (en er dus geen terugvering plaatsvindt) zijn de bodemdalingseffecten naar verwachting nog steeds beperkt. In een meer realistisch scenario zal de bodemdaling naar verwachting minder worden gedurende de injectie van CO<sub>2</sub>, waardoor een deel van de bodemdaling door gaswinning teniet wordt gedaan. SodM acht de risico's als gevolg van bodemdaling en/of -stijging daarom verwaarloosbaar.

### ***Bodemtrilling***

Druk- en temperatuurveranderingen in het reservoirgesteente kunnen voor spanningsveranderingen zorgen op de randbreuken langs het reservoir. Deze spanningsveranderingen kunnen ertoe leiden dat delen van het breukvlak instabiel raken, met plotselinge schoksgewijze verplaatsingen in de richting langs het breukvlak, een beving, als gevolg.

De aanvrager geeft een inschatting van het risico van bevingen (seismiciteit) in hoofdstuk 2, 3 en 5 van deel II (beschrijving CO<sub>2</sub>-opslag) van de aanvraag en in het risicobeheersplan (deel III aanvraag). In technische bijlage 12 wordt deze risico-inschatting op basis van geomechanische modelberekeningen nader onderbouwd. Door de complexe samenhang van fysische processen (als gevolg van gasdruk, temperatuur) verandert de spanning op de breuken door de tijd. Om de samengestelde effecten te onderzoeken, is een relatief complexe modelberekening nodig. Daarom volgt hierna eerst een algemene uitleg, vervolgens de bevindingen van de aanvrager, en tot slot de beoordeling van SodM, waarbij de punten van de externe review (NORCE, Bijlage 3) zijn meegenomen.

### *Invloed van druk en temperatuur op de spanningstoestand langs breuken*

De CO<sub>2</sub>-injectie in het reservoirgesteente zorgt voor spanningsveranderingen op de breuken langs het reservoir. Deze spanningsveranderingen kunnen leiden tot een situatie waar stukken breukvlak instabiel worden. Instabiele stukken breukvlak kunnen mogelijk gaan verschuiven. In geval van plotselinge, schoksgewijze verschuiving langs het breukvlak ontstaat een aardbeving. De (effectieve) gesteentespanning zal veranderen doordat de gasdruk in het reservoir toeneemt bij het vullen met CO<sub>2</sub>.

Daarnaast kan de gesteentespanning ook van plek tot plek verschillen door afkoelingseffecten. De temperatuur van het geïnjecteerde CO<sub>2</sub> is lager dan de temperatuur in het reservoir. Daarnaast is er sprake van verdere afkoeling door het '*Joule-Thomson-effect*'. Dit effect houdt in dat gas dat in het reservoir wordt geïnjecteerd afkoelt doordat het bij uitstroming uit de put abrupt een lagere druk heeft. Dit proces vindt plaats op de plek waar het CO<sub>2</sub> (mengsel) vanuit de putten het reservoir in gaat.

Er spelen drie processen die de spanningstoestand op breuken beïnvloeden tijdens injectie:

- 1) Het destabiliserende effect van verhoging van poriedruk. Dit zorgt voor afname van effectieve normaalspanning bij alle breuken langs het reservoir. De normaalspanning is de spanning loodrecht op het breukvlak en kan worden gezien als de samenduwende gesteentespanning. Als deze hoger is, dan is het lastiger om te schuiven langs het breukvlak. Het effect van gas- of waterdruk op de breuk is dat de twee vlakken (weerszijden van de breuk) juist weer een enigszins uit elkaar geduwd worden. Het netto effect daarvan is een lagere effectieve normaalspanning. De effectieve normaalspanning op het breukvlak zal dus afnemen in geval CO<sub>2</sub> in de breuk stroomt, in geval dat scheurgroei vanuit de injectieput een breuk bereikt en als deze doorlatend is. Scheurgroei met stroming van CO<sub>2</sub> rond en in het breukvlak kan daarom een destabiliserend effect hebben.
- 2) Op breuken treedt een stabiliserend effect op doordat de schuifspanning wordt verlaagd doordat compactie van het reservoirgesteente, dat tijdens de gaswinning plaatsvond, bij CO<sub>2</sub> injectie deels weer wordt teniet gedaan (terugveert). Tijdens gaswinning bij dalende gasdruk werd het reservoir door de bovenliggende lagen samengedruwd, doordat de effectieve normaalspanning toenam. De gesteentelagen buiten het reservoir drukken niet samen. Deze verschillen in samendrukking aan beide kanten van de breuk (wel in het reservoir, niet erbuiten) verhoogt de schuifspanning op breuken. Doordat de gasdruk in het reservoir weer toeneemt tijdens injectie van CO<sub>2</sub> treedt omkering op van de compactie in het reservoir (dat deels terugveert). Dit heeft een stabiliserend effect doordat de verhoogde schuifspanning op breuken (door gaswinning) bij CO<sub>2</sub>-opslag weer afneemt.
- 3) Het verlagen van de temperatuur zorgt ervoor dat het gesteente een geringe hoeveelheid krimpt in alle richtingen. Dit gaat echter niet zomaar omdat het gesteente vast zit aan omringend gesteente. Het gevolg daarvan is dat de spanning in het gesteente afneemt. Dit proces vindt ook plaats nabij breuken, hier neemt de normaalspanning af waar het koufront de breuk bereikt heeft. Dit heeft een destabiliserend effect.

De stabiliteit van breuken is (versimpeld gezien) afhankelijk van de statische frictie coëfficiënt en cohesie. De statische frictiecoëfficiënt beschrijft de maximale verhouding tussen spanning die loodrecht (effectieve normaalspanning) op een breukvlak en langs een breukvlak (schuifspanning) kan bestaan zonder dat er beweging optreedt. De statische frictiecoëfficiënt kan worden gezien als de ruwheid van twee tegen elkaar liggende vlakken die langs elkaar schuiven. Als het breukcontact ruwer is, dan is er een grotere schuifspanning nodig voor breukbeweging bij dezelfde hoeveelheid normaalspanning: een hogere statische frictiecoëfficiënt. De cohesie kan worden gezien als een soort lijm, waardoor breukbeweging lastiger is. Een hogere statische frictiecoëfficiënt geeft een stabielere breuk. De cohesie geeft de weerstand tegen schuifspanning zonder invloed van normaalspanning aan. Een hogere cohesie zorgt voor een stabielere breuk. De statische frictiecoëfficiënt beschrijft alleen de situatie waarbij er nog geen breukbeweging plaatsvindt. Op het moment dat er eenmaal breukbeweging is dan is er sprake van de dynamische frictiecoëfficiënt, die doorgaans lager is dan de statische variant.

#### *Inschatting van bevingsrisico op basis van geomechanica modellen*

De drukverandering en de verspreiding van kouder CO<sub>2</sub> worden door de aanvrager berekend met een computersimulatie, een dynamisch reservoirmodel. In dit model wordt rekening gehouden met eventuele scheurvorming vanuit de put en verhoogde doorlaatbaarheid ten opzichte van het reservoirgesteente als gevolg daarvan. Dit kan namelijk leiden tot een andere verspreiding van het koude CO<sub>2</sub> in het reservoir en bij breuken. De effecten daarvan op de spanning op verschillende plekken in het reservoir worden vervolgens berekend met een tweede type model waar de geomechanica aan bod komt.

De geomechanica modelberekeningen worden gemaakt om de spanningsverandering te bepalen en om daarmee een inschatting te maken van de kans op breukverschuivingen en het risico van aardbevingen. Daarbij is het nodig om aannames te maken over eigenschappen van het gesteente en over de beginomstandigheden. Modellen van de ondergrond hebben twee grote beperkingen. Ten eerste zijn de gesteente-eigenschappen niet goed bekend. Ten tweede zijn de beginomstandigheden onzeker. Een manier om met deze onzekerheden om te gaan is de parameters systematisch te variëren en te kijken wat de variatie is in de resultaten. Vervolgens kunnen de parameters in het model dusdanig gekozen worden om diverse scenario's uit te werken, waaronder een verwacht scenario en het slechtste geval (de 'Worst case'). In het worst case scenario wordt uitgegaan van parameters die het grootste risico opleveren.

#### Inschatting van het risico van seismiciteit door de aanvrager

##### *Vergelijking van spanningstoestand tijdens injectie van CO<sub>2</sub> in vergelijking met het einde van gaswinning*

Voor de risico-inschatting van de CO<sub>2</sub>-opslag kan spanningsverandering door de CO<sub>2</sub>-opslag worden vergeleken met de situatie ten tijde van het stoppen van de gaswinning. Hierbij wordt gekeken naar de spanning rond afsluitende randbreuken van het reservoir. De aanvrager stelt dat tijdens de CO<sub>2</sub> injectiefase het reservoir weer terugveert naar zijn originele dikte. Effecten van inelastische compactie (dus niet volledig terugveren, maar wel deels) zijn volgens de aanvraag insignificant. Daarbij wordt uitgegaan van de ervaring met andere gasopslag reservoirs.

De aanvrager heeft naast het effect van de poriedruk verhogen ook laten zien wat het effect is van de lagere temperatuur door het injecteren van CO<sub>2</sub> op de spanning in ondergrond. De twee effecten werken in omgekeerde richting: herstellen van de gasdruk heeft een stabiliserend effect, maar afkoeling kan juist de spanning op de breuk laten afnemen, waardoor deze instabiel kan raken. Een bijkomend aspect in de berekening is de scheurvorming in het reservoir waardoor het koude CO<sub>2</sub> zich verspreidt via de scheur, naast de stroming door het poreuze reservoirgesteente. Dergelijke scheurvorming vindt plaats in een vlak loodrecht op de minimale spanningsrichting. De scheur opent zich immers in de richting loodrecht op scheurvlak, in de richting waarin de gesteentespanning het laagst is. De aanvrager laat zien dat als gevolg van de gaswinning in P18-4 de richting van de minimale spanningsrichting gedraaid is, dusdanig dat eventuele scheurvorming vanuit de enige put in het P18-4 veld in de richting de randbreuken gaat. Via zo'n scheur zou koud CO<sub>2</sub> dus eerder bij de randbreuken kunnen aankomen. De aanvrager laat zien dat deze scheurvorming ook onder normale operationele omstandigheden (de *Base case*) kan plaatsvinden, en niet alleen in het slechtste scenario (de *Worst case*).

De aanvrager laat in haar simulaties zien dat alleen in het slechtste geval breuken daadwerkelijk instabiel raken op het moment dat het koufront in de ondergrond de breuken bereikt. In een paar gevallen leidt dit effect tot een breukbelasting die kritischer is dan tijdens de gaswinning in P18-4, met een mogelijk hogere magnitude van seismiciteit, tot een maximum van M=2,4 voor de bekende breuken rond het P18-4 veld. Voor een hypothetische breuk nabij de injector volgt uit de analyse een maximum van M=2,8. Een dergelijke breuk is per definitie niet voldoende indentificeerbaar op seismiek-lijnen, het is aannemelijk dat deze breuk er simpelweg niet is. Maar stel deze is er wel, dan volgt uit de analyse de M=2,8. Tijdens de gaswinning is er geen seismiciteit gemeten. Het beschikbare (KNMI)-meetnet meet echter alleen bevingen boven een magnitude M=1,5-2,0. Dit feit wordt gebruikt om aan te nemen dat als er seismiciteit geweest zou zijn, dit maximaal een magnitude van M=2,0 zou hebben gehad. Vervolgens wordt die magnitude gebruikt om een inschatting te maken van de mate van breukstabiliteit (de sterkte, zie technische onderbouwing 12a), in termen van de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie.

### *Inschatting van de breuksterkte*

In de systematiek wordt uitgegaan van het scenario dat als de breuken bewogen hebben, de magnitude van de seismiciteit niet meetbaar geweest is. In het model wordt langs al het breukoppervlak berekend wat de spanningstoestand is, en of delen van het breukoppervlak kritisch belast zijn of niet. De scheidlijn tussen wel of niet kritisch belast is de Mohr-Coulomb lijn, en is gedefinieerd door de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie (die bepalen samen de sterkte van de breuk). Door het oppervlak van alle delen kritiek breukvlak bij elkaar op te tellen, wordt het totale oppervlak kritiek breukvlak berekend. Hiermee kan een inschatting van de magnitude van een mogelijke beving worden gemaakt. Deze rekenwijze wordt in de onderbouwing in bijlage 12 vervolgens ook andersom gehanteerd door op basis van magnitude van een beving een inschatting te maken van de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie parameters.

In de geomechanische modellering wordt de spanningstoestand op de breuken eerst berekend op het moment van het einde van de gaswinning. Hierbij wordt uitgegaan van het *Worst case* scenario, zoals een relatief lage gradient voor de minimum in-situ spanning. Op basis hiervan wordt berekend wat de hoeveelheid kritisch belast breukvlak geweest is en welke magnitude hier bij zou horen. Hierbij wordt voor de breuksterkte uitgegaan van statische frictiecoëfficiënt van 0,55 of 0,60 en geen cohesie. De hieruit volgende theoretische magnitude wordt vergeleken met de detectiegrens van het seismiciteit meetnet:  $M=2,0$ . Een beving van  $M=2,0$  is de maximum magnitude die zou kunnen hebben opgetreden zonder dat de beving door het meetnet werd opgemerkt. Maar omdat er geen bevingen gemeten zijn, moet de breuk dus minimaal zo sterk zijn geweest. Bij de kalibratie van de breuksterkte wordt onderbouwd dat er in algemene zin meer bekend is over de statische frictiecoëfficiënt dan over de cohesie. Daarom wordt deze vastgezet, en de cohesie vervolgens bepaald. Dit wordt de '*gekalibreerde cohesie*' genoemd. Deze wordt uitgewerkt voor 4 scenario's: een statische frictiecoëfficiënt van 0,60 of 0,55; een maximale magnitude van  $M=2,0$  of  $M=2,5$  (0,5 magnitudepunt hoger dan de detectielimiet wat gezien kan worden als een ongunstig scenario). Vervolgens wordt ook met deze '*gekalibreerde cohesie*' de ontwikkeling van de spanningstoestand op breuken berekend door de druktoename en afkoeling als gevolg van de CO<sub>2</sub> opslag.

### *Computersimulaties van kritisch belast breukoppervlak door toename gasdruk en afname temperatuur*

Nadat de eigenschappen van de breuk zijn vastgesteld wordt een computersimulatie van de druk en temperatuur verricht waarbij gekeken wordt hoe de spanningstoestand verandert op diverse breukvlakken. Hierin is het scenario van scheurvorming en verspreiding van het koufront meegenomen. De drie processen (poriedruk, decompactie en temperatuur) veranderen qua hoeveelheid invloed op stabiliteit gedurende de injectiefase. Daardoor is de verandering van de spanningstoestand in de tijd (het stress-pad) complex en per plek langs de breuk verschillend. De aanvrager bepaalt de hoeveelheid instabiel breukvlak voor een aantal momenten gedurende de injectie, en vertaalt het totale oppervlak naar de magnitude van de eventuele seismiciteit. Hieruit volgt de trend dat het stabiliserende effect van terugverende compactie eerst dominant is, en er minder kritisch belast breukoppervlak is. Pas gedurende de eindfase van injectie spelen de poriedruk-effecten (verlagen van effectieve normalaspanning) en temperatuureffecten een grotere rol waardoor er juist weer meer kritisch belast breukoppervlak kan zijn. De maximale magnitude volgend uit deze modellen voor de meest ongunstig georiënteerde breuk langs het P18-4 opslagvoorkomen is een  $M=2,4$  aan het einde van injectie.

De aanvrager heeft ook gekeken naar mogelijke breuken die zich in de buurt van een injector bevinden, die niet bij het in kaart brengen van de ondergrond zichtbaar zijn geworden, bijvoorbeeld doordat de hoeveelheid relatieve verplaatsing te klein is. Ook hier wordt uitgegaan van een ongunstig scenario. In dit geval laten de berekeningen een maximale magnitude van  $M=2,8$  zien.

### *Inschatting van het seismisch risico uit de bevingskans en maximale realistische magnitude*

Ten slotte is ook de maximale realistische magnitude berekend volgens de leidraad die opgesteld is om het risico van geïnduceerde bevingen bij gaswinning in te schatten<sup>2</sup>. Daarbij wordt

---

<sup>2</sup> SodM, (2016), "METHODIEK VOOR RISICOANALYSE OMTRENT GEÏNDUCEERDE BEVINGEN DOOR GASWINNING. Tijdelijke leidraad voor adressering Mbb. 24.1.P, versie 1.2", Den Haag.

opgemerkt dat deze leidraad in principe bedoeld is voor de gaswinningsfase. De berekening uit de leidraad gaat uit van het scenario waarbij het oppervlak waar breukbeweging kan voorkomen gelijk is aan het totale oppervlak van de breuk dat aan het reservoir grenst. Bij gaswinning wordt immers in het gehele reservoir de druk verlaagd, dus overal waar de breuk grenst aan het reservoir vinden dezelfde effecten plaats. Op basis van deze methode is voor de meest ongunstige breuk (de langste) de maximale magnitude  $M=4,0$ .

Vervolgens gaat de aanvrager in op de mogelijke bovengrondse gevolgen van de bevingen. Bovengronds bevindt zich het platform waar eventueel schade aan kan ontstaan in het geval van seismiciteit. Andere infrastructuur in de nabijheid is het (geplande) windpark "Hollandse Kust Zuid, deel 3". Dit gebied ligt op ca. 4,5 kilometer van de noordwestelijke grens van de P18-2 en P18-4 velden (Doc-8, vraagbeantwoording over  $M_{max}$ ), en wordt naar verwachting medio 2022 in gebruik genomen.

Bij de vertaling van magnitude naar maximale grondversnelling (Peak Ground Acceleration, PGA) wordt gebruik gemaakt van de gemeten ervaringen op het land, nabij Groningen en Roswinkel. In Groningen is er een versterkend effect door de relatief slappe bodemlagen die er aanwezig zijn. Daardoor levert een beving van  $M=3,0$  een maximale grondversnelling van 5% van de zwaartekrachtversnelling op (5% g). De aanvrager beredeneert dat het P18-veld beter te vergelijken is met Roswinkel waar de slappe bodemlagen in mindere mate aanwezig zijn. Hier zou een  $M=3,0$  een PGA van 2% g opleveren. Gegeven dat de maximale magnitude op basis van de geomechanica modellen volgens de aanvrager lager uitvalt dan de  $M=3,0$  (maximaal  $M=2,8$  bij ongekaarteerde breuk) valt de PGA ook lager uit. De PGA's voor het scenario van  $M=4,0$  zijn niet door de aanvrager berekend.

Tot slot beschrijft de aanvrager de sterkte van de het boorplatform, ook in termen van maximale versnelling waarbij er nog geen schade is. Voor infrastructuur op zee (offshore constructies waaronder de geplande windmolens) in het Noordzeegebied geldt een regionale ISO/API-norm die uitgaat van een impliciete PGA-waarde kleiner dan 10% g. De berekende PGA-waarden als gevolg van seismiciteit vallen hier onder, met uitzondering van het  $M=4,0$  scenario. De aanvrager vult dit aan met observaties uit Azië en de Perzische golf waar bepaald is dat structurele schade pas bij 30% g plaats vond voor verouderde infrastructuur, 50% g voor nieuwe. De aanvrager stelt daarom dat de kans op schade als gevolg van seismiciteit verwaarloosbaar is.

### Beoordeling van SodM van het risico van seismiciteit

De bovenstaande onderbouwing is door SodM beoordeeld en daarnaast extern gecontroleerd door NORCE, die in opdracht van SodM de stukken gereviseerd heeft (Bijlage 3 bij advies). NORCE concludeert dat er over het algemeen een gedegen modellering is uitgevoerd volgens de laatste stand der techniek naar de geomechanische effecten van  $CO_2$ -injectie op de druk, temperatuur en spanningsverandering in het reservoir. Omdat de geomechanische modellen gedegen zijn voor de inschatting van spanningsveranderingen, onderschrijft SodM de aanpak om de inschatting van de kans op bevingen te baseren op deze modellen waarin de hoeveelheid kritisch belast breukoppervlak voor worst case scenario's is doorgerekend.

#### *Beoordeling van kritisch belast breukoppervlak en magnitude van beving uit geomechanica modellering*

In algemene zin deelt SodM de trend van veranderingen in breukbelasting zoals de aanvrager beschrijft, waarbij in de modelresultaten de hoeveelheid kritisch belast breukoppervlak wordt uitgedrukt in termen van een maximale magnitude  $M=2,4$  voor breuken in het P18-4 opslagvoorkomen. SodM concludeert dat in de beginfase van injecteren de schuifspanningen zullen afnemen (door differentiële compactie), en het stabiliserende effect hiervan weegt op tegen het destabiliserende effect van verhogen van poriedruk (afname effectieve normaalspanning). Als temperatureffecten niet worden meegenomen en de compactie volledig elastisch is geweest (volledig terugveren) herstelt gesteentespanning op breuken zich in principe en zou het risico van beven lager zijn dan tijdens de (eindfase) van gaswinning. Temperatureffecten spelen echter wel een rol, maar de precieze invloed ervan is onzeker, aangezien deze afhankelijk is van de verspreiding van  $CO_2$  in het reservoir. De verspreiding hangt af van hoe scheurvorming in het reservoir zich ontwikkelt, en scheurvorming wordt op zichzelf weer beïnvloed door thermisch



geïnduceerde verlaging van gesteentespanning. Scheurgroei is een complex vraagstuk met de nodige onzekerheden in modelering. SodM vindt de modellen van de verspreiding van het koufront van de aanvrager plausibel, maar ziet wel een aantal aannames en onzekerheden die in werkelijkheid anders zouden kunnen zijn.

Er zitten ook grote onzekerheden in andere onderdelen van de modellering, zoals bij de vertaling van het thermische model (GEM) naar het geomechanica model (Comsol). Ook bij de bepaling van de sterkte van de breuk zijn er grote onzekerheden. Hierin wordt de magnitude gerelateerd aan de grootte van het breukvlak waar verplaatsing op heeft plaatsgevonden. Daarbij wordt ervan uitgegaan dat alleen de gedeelten van het breukvlak die instabiel / kritiek zijn bijdragen aan het oppervlak dat bewogen heeft. Echter kunnen ook stabiele gedeelten van de breuk die naast instabiele gedeelten zitten meebewegen. Met andere woorden, de aanvrager gaat uit van een statische benadering terwijl deze dynamisch zou moeten zijn. Dit brengt echter wel extra onzekerheden met zich mee. Dit kan deels ondervangen worden door uit te gaan van conservatieve scenario's zoals de hogere magnitude ( $M=2,5$ ) die theoretisch heeft plaatsgevonden maar nooit gemeten is.

De specifieke onderbouwing hoe de magnitude uit kritisch breukoppervlak wordt berekend, ontbreekt in de technische bijlage van de aanvrager. In de berekening worden aannames gedaan over de spanningsverlaging tijdens de beving (de stress drop) en de verplaatsing langs de breuk, maar deze zijn niet vermeld. Daarmee is het niet mogelijk om de "gekalibreerde cohesie"-methode te toetsen. Wel acht SodM de uitkomst plausibel, maar onzeker.

SodM kan de onderbouwing van de kans op seismiciteit volgen en acht de uitkomsten plausibel, maar vanwege de stapeling van aannames en onzekerheden ziet SodM dit niet als een *Worst case* scenario. Hierbij moet worden opgemerkt dat in de onderbouwing van de kans op seismiciteit al is uitgegaan van ongunstige injectiescenario's, die in werkelijkheid waar mogelijk vermeden zullen worden (*Base case*). Omdat de aanvrager het plausibel acht dat er scheurvorming vanuit de put tot aan de randbreuken zal plaatsvinden, gaat SodM ervan uit dat het koufront daardoor eerder bij de breuken aankomt. De gevolgen hiervan voor bodemtrilling zijn naar verwachting beperkt, maar er is wel een aanverwant risico op lekkage via de breuk (zie adviesonderdeel 6).

#### *Beoordeling van de Worst case inschatting van de maximale realistische magnitude*

Als manier van omgaan met de bovengenoemde onzekerheden gaat SodM daarom uit van het ongunstigste scenario waar het gehele breukoppervlak beweegt, zoals berekend via de leidraad geïnduceerde seismiciteit (zie vorige sectie). Hierbij wordt uitgegaan van een aardbeving met magnitude  $M=4,0$ . Overige aspecten van de leidraad, met name de bovengrondse situatie, zijn niet van toepassing. De aanvrager heeft een meer gedetailleerde risicoschatting gemaakt. SodM merkt hierbij ook op dat drukveranderingen in het reservoir zich voordoen over het gehele oppervlak van de randbreuk dat aan het reservoir grenst. Afkoelingseffecten daarentegen zijn in principe beperkt tot waar het koufront de breuk raakt. Deze afkoelingseffecten kunnen ook buiten het reservoir plaatsvinden. Koud  $CO_2$  zou langs de breuk kunnen stromen, waar die voldoende doorlatend is, of door conductie in lagen boven (en onder) het reservoir waardoor de temperatuur in die lagen ook afneemt. Het koufront kan daarmee een groter breukvlak beïnvloeden dan de zone in het reservoir waar  $CO_2$  zich concentreert. Figuur 48 van technische bijlage 12 toont de beperkte zone van afkoeling als gevolg van  $CO_2$  dat zich bovenin het reservoir concentreert. Naar oordeel van SodM zal het breukvlak dat afkoelt niet beperkt te blijven tot de gemodelleerde beperkte zone, maar kan het breukvlak mogelijk verder naar beneden of boven afkoelen, waardoor een groter gedeelte van het breukvlak instabiel kan raken. SodM verwacht echter dat de afmeting van dit gedeelte van het breukvlak niet groter zal zijn dan het ruim gekozen breukoppervlak voor de berekening van de  $M_{max}$ . Daarom beoordeelt SodM de  $M_{max}$  inschatting van  $M=4,0$  ook in geval van extra afkoeling langs de breuk als maximale realistische magnitude.

#### *Beoordeling van grondbeweging en van schade door bevingen*

Ook bij de vertaling van magnitude naar grondversnelling (PGA) zitten onzekerheden. De aanvrager verwijst hiervoor naar de relatie opgesteld door het KNMI (Dost et al., 2013)<sup>3</sup>. Echter

---

<sup>3</sup> Dost, B., Caccavale, M., van Eck, T. & Kraaijpoel, D., (2013), "Report on the expected PGV and PGA values for induced earthquakes in the Groningen area", KNMI report

geeft ook dit werk aan dat er een bepaalde onzekerheidsbandbreedte van toepassing is. Het is onduidelijk hoe de aanvrager is omgegaan met deze onzekerheden. Enkel in bewoording wordt de PGA (2% g) gegeven voor een aardbeving van  $M=3,0$  nabij Roswinkel. De aanvrager stelt hier dat de ondergrond bij het P18-4 veld niet te vergelijken is met de ondergrond in Groningen, waar de PGA op 5% g zou uitkomen. Zonder onderbouwing van de opbouw van de ondiepere lagen is dit niet te verifiëren.

SodM heeft een inschatting gemaakt van de verwachte hoeveelheid maximale versnelling (PGA) op basis van een  $M_{max}$  van  $M=4,0$  met de methode van Dost et al., 2013. In deze methode is een onzekerheidsbandbreedte ( $\pm 1 \sigma$ ) gebruikt op basis van de op dat moment beschikbare data. SodM toetst op basis van de bovenkant (hogere PGA's,  $+1 \sigma$ ) van de bandbreedte, om op die manier onzekerheid door de bodemgesteldheid mee te nemen (bijvoorbeeld als gevolg van slappe veenlagen). Omdat de  $M=4,0$  zelf al een conservatieve inschatting is, levert dit een stapeling van conservatieve scenario's op, wat onrealistisch kan zijn. De effecten van de  $M=4,0$  worden ingeschat voor het platform (direct boven de beving), nabij het dichtstbijzijnde windmolenpark (4,5 km) en aan de kust.

In dit extreme scenario komt de PGA bij het platform relatief hoog uit. Echter deelt SodM de mening dat het platform een relatief hoge PGA-grenswaarde voor schade heeft omdat het ontworpen is om ook storm op zee te kunnen weerstaan. Nabij het dichtstbijzijnde windmolenpark valt de PGA enkele procentpunten boven de 10% g ISO/API norm uit. Aan de kust (zo'n 15 km vanaf het platform) zijn de effecten sterk verminderd en acht SodM het onwaarschijnlijk dat het schade zal opleveren.

Uitgaande van het  $M=4,0$  scenario waarbij er op het gehele breukvlak beweging optreedt en de daaruitvolgende PGA-waarde (grondversnelling) relatief hoog is, is het onwaarschijnlijk dat dit zal leiden tot structurele schade bovengronds. SodM acht daarom de kans op schade door seismiteit onwaarschijnlijk, en het risico daarmee voldoende beperkt.

## ***Conclusie adviesonderdeel 5***

SodM concludeert dat de risico's van bodembeweging (zowel bodemdaling/-stijging als bodemtrilling) naar verwachting beperkt zullen zijn.

Door injectie van  $CO_2$  wordt de bodemdaling door gaswinning deels teniet gedaan. De hoeveelheid daarvan is niet goed te bepalen door onzekerheid in het mechanische gedrag van het reservoir, met name over de mate van elasticiteit. Zelfs als SodM uitgaat van een scenario waar dat niet het geval is, is de netto hoeveelheid bodemdaling (dus na gaswinning en  $CO_2$  injectie) nog voldoende beperkt.

Met betrekking tot bodemtrilling heeft injectie tot gevolg dat de gesteentespanningen bij de breuken veranderen. Naar verwachting zullen de breuken eerst stabiliseren doordat het reservoir deels terugveert, maar later gedurende de injectie is er een destabiliserend effect door verhoogde poriedruk en temperatuureffecten. Ook hiervoor geldt dat er onzekerheden zijn, met name over hoe het koude  $CO_2$  zich verspreidt en daardoor breukstabiliteit zal beïnvloeden. Rekening houdend met alle onzekerheden, concludeer ik dat de realistisch sterkste beving ( $M_{max}$ ) van  $M=4,0$  een reële inschatting van de sterkste beving vormt op basis van de bovengenoemde invloedfactoren en effecten. SodM oordeelt dat ook bij dit meest ongunstige scenario de kans op schade beperkt is en daarmee het risico voor mens en milieu.

Het risico van lekkage door de ontwikkeling van een lekpad als gevolg van breukverschuiving wordt in adviesonderdeel 6 behandeld. In adviesonderdeel 7 adviseert SodM voorschriften voor de begrenzing van de reservoirdruk en van het debiet en injectiedruk in de putten. Die laatste parameters zijn van invloed op de temperatuur waarmee het  $CO_2$  wordt geïnjecteerd. Met voorschriften over de drukbegrenzing, die vallen binnen de voorgestelde operationele parameters van de *Base case* kan  $CO_2$ -opslag worden uitgevoerd met een aanvaardbaar risico van bodembeweging.

## 6. Toetsing op nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid

In deze paragraaf zal worden beoordeeld of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan.

Lekkage vormt de belangrijkste mogelijke oorzaak met nadelige gevolgen voor de veiligheid voor mens en milieu. In dit advies is, conform de definitie in de Europese richtlijn 2009/31/EG, sprake van lekkage als er CO<sub>2</sub> vanuit het opslagcomplex naar het daarbuiten gelegen gesteente stroomt. Tot het opslagcomplex wordt zowel het opslagreservoir en de bovenliggende afsluitende laag gerekend. Voor CO<sub>2</sub>-opslag geldt dus dat migratie binnen de afsluitende laag (als onderdeel van het opslagcomplex) geen lekkage is. Het opslagcomplex is door de aanvrager in de aanvraag (Deel II van aanvraag, §2.2) gespecificeerd.

Op deze basis zal SodM beoordelen of de kans op een lekkage en de omvang van die lekkage, in samenhang beschouwd, zodanig groot is dat niet meer kan worden gesproken van een (milieu)veilige opslag van CO<sub>2</sub>.

### ***Lekkage als risicofactor voor mens en milieu***

#### *Aanpak van risico-inschatting en risicobeoordeling*

Het risico van lekkage wordt gedefinieerd als de kans op lekkage maal het effect hier van. De kans op lekkage wordt door SodM beschouwd als de mogelijkheid van de ongewenste gebeurtenis van uitstroom van CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex. Het effect is de doorwerking van de lekkage (zoals verontreiniging) op de omgeving buiten het opslagcomplex. Het risico van deze ongewenste gebeurtenis is onaanvaardbaar bij een te hoge kans op, of een groot negatief effect van uitstroom uit het opslagcomplex. Echter, een grote kans op een gebeurtenis kan aanvaardbaar zijn als het effect verwaarloosbaar is. En andersom kan ook gebeurtenis met een potentieel groter effect in een risicoafweging aanvaardbaar zijn als de kans op die gebeurtenis (zeer) klein is.

Het risico van lekkage kan door middel van risicobeheersing tot een aanvaardbaar niveau worden gereduceerd. Hierbij wordt gekeken naar de mogelijkheid om met preventieve en mitigerende maatregelen het risico van lekkage te verkleinen. Dit kan met behulp van fysieke barrières zoals de verbuizing in putten en met operationele maatregelen zoals de begrenzing van de gasdruk in de injectieputten en in het opslagreservoir. Bij het vaststellen van operationele drukgrenzen speelt ook de borging van de of afsluitende kleilagen boven het opslagreservoir als barriere mee.

#### *Identificatie van potentiële lekpaden*

De aanvrager onderscheidt in de aanvraag (Deel II en III van de aanvraag) een aantal potentiële lekpaden. In de beoordeling zijn deze op compleetheid getoetst en is een opsplitsing in de risicobeoordeling gemaakt tussen put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde lekkage. De aanvrager heeft de volgende mogelijke lekpaden geïdentificeerd en SodM heeft deze op compleetheid gecontroleerd:

#### Put gerelateerde lekkage:

- a. Via componenten van de injectieputten
- b. Via buiten gebruik gestelde putten
- c. Via micro-annuli langs de injectieputten

#### Reservoir gerelateerde lekkage:

- a. Via laterale verplaatsing voorbij de randen van het opslagcomplex
- b. Via scheuren in de afsluitende laag
- c. Via breuken

#### *De mogelijkheid van permanente insluiting van CO<sub>2</sub>*

De aanvrager omschrijft dat het te injecteren CO<sub>2</sub> permanent in het lege gasveld opgeslagen zal blijven, net als dat methaan van nature in het gasveld gedurende miljoenen jaren zat ingesloten (Deel II aanvraag, §3.8.1). Het aardgas is over lange geologische tijdschalen goed ingesloten geweest in het P18-4-gasveld en volgens de aanvrager zal CO<sub>2</sub> onder dezelfde omstandigheden ook goed ingesloten kunnen blijven.

De aanvrager geeft aan dat CO<sub>2</sub> in het P18-4 reservoir opgesloten blijft op basis van een combinatie van twee barrières: (I) de structurele vorm ('trap') van het reservoir in combinatie met de afsluitende laag en breuken en (II) een gas/vloeistofdruk die lager is dan de druk in boven- en naastgelegen gesteentelagen. Vanwege drukverschil vindt immers stroming plaats van een omgeving met hoge druk naar een omgeving met lage druk. Indien de druk in het reservoir lager blijft dan de omgeving kan er geen uitstroom uit het reservoir ontstaan.

De NORCE-reviewer (bijlage 3) merkt hier aanvullend over op dat er vier mogelijke mechanismes zijn om CO<sub>2</sub> voor de lange termijn ingesloten te houden (§6.1 over 'trapping mechanisme' en 'lange-termijn immobilisatie'). Naast een '*structural trapping*' van een bovenliggende afsluitende laag en aangrenzende afsluitende breuken bestaan ook nog de mechanismes van '*residual trapping*', '*solubility trapping*' en '*mineral trapping*'. Het CO<sub>2</sub> zit, zoals de reviewer toelicht (bijlage 3) in het opslagcomplex in 'vrije vorm' (gasfase dan wel superkritische fase, afhankelijk van druk en temperatuur) en komt (merendeels) niet in opgeloste vorm in formatiewater terecht waardoor deze laatste drie mechanismes niet van toepassing zijn in het opslagcomplex.

De vraag is of met de gasproductie en bij de CO<sub>2</sub>-injectie en -opslag de mate waarin de gesteentelagen en breuken hun afsluitende werking kunnen behouden onveranderd blijft.

#### *Wat is de rol van koud CO<sub>2</sub> bij de vorming van lekpaden?*

Als gevolg van CO<sub>2</sub>-injectie in een leeg gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van de putten en het reservoir. Die afkoeling treedt op doordat CO<sub>2</sub> onder druk wordt getransporteerd en er een sterke drukdaling optreedt vanaf de putten tot in het gedepleteerde reservoir. Bij deze sterke drukdaling van een gas treedt afkoeling op vanwege het expansieproces van het gas. Ook bij de faseovergang van CO<sub>2</sub>-gasfase naar superkritische fase zal er afkoeling in de putten en reservoir ontstaan.

De sterke afkoeling treedt vooral op in de eerste jaren van de CO<sub>2</sub>-opslag bij lage drukken in het reservoir. De afkoeling van de putten en reservoir resulteert in krimp van putmateriaal, cement van de putten en het gesteente. Door de krimp ontstaan haarscheurtjes, die zich kunnen verbinden tot een netwerk waaruit zich uiteindelijk lekpaden kunnen vormen. Rond de putten vormen deze haarscheurtjes zich op de grensvlakken van de verbuizing, cement en gesteente tot scheurnetwerken in de lengterichting parallel aan de put. Dit netwerk wordt micro-annuli genoemd. Naarmate het reservoir gevuld wordt, zal door de hogere drukken in het reservoir de afkoeling afnemen.

De vraag is in hoeverre (haar)scheurtjes rond de putten en in de onderkant van de afsluitende laag zich ontwikkelen tot een lekpad dat voorbij de afsluitende laag groeit. Er ontstaat risico op migratie en lekkage van CO<sub>2</sub> wanneer zij nog openstaan op het moment dat injectiedrukken hoger worden in de eindfase van het vullen van het reservoir.

#### *De rol van gas- en vloeistofdrukken op lekkage*

Een belangrijk uitgangspunt van de aanvrager is dat tijdens de injectiefase de gas- en vloeistofdruk in het reservoir onder de hydrostatische druk blijft (Deel II aanvraag, §3.8.1). De hydrostatische druk is de vloeistofdruk die in het reservoir zou zijn als er een stabiele waterkolom tot aan het aardoppervlak zou zijn. Indien de reservoirdruk lager wordt gehouden dan hydrostatisch, kan dit als een 'hydraulische barrière' functioneren. Deze barrière is gebaseerd op fysische wetten waarbij stroming (uitgezonderd diffusie) niet zal optreden tegen de drukgradiënt in. Als er sprake zou zijn van een lekpad dan stroomt een gas of vloeistof in de richting van hoge naar lage druk. In geval dat de druk in het opslagcomplex sub-hydrostatisch (lage druk) is en in de watervoerende laag boven de afsluitende laag hydrostatisch (hoge druk), dan kunnen gassen of vloeistoffen niet uit het opslagcomplex stromen.

Door gaswinning uit het P18-4 reservoir is de gasdruk in het reservoir gedaald van een initiële gemiddelde reservoirdruk van 348,5 bar (Deel I aanvraag, § 4.3) naar een verwachte druk aan de eind van de gasproductie, voor aanvang van de CO<sub>2</sub>-injectie, van 14-20 bar op referentiediepte van 3200 meter. De aanvrager geeft aan het reservoir te vullen tot een uiteindelijke gemiddelde

druk van 332 bar op referentiediepte van 3200 meter aan het eind van de injectiefase. De 332 bar wordt gezien als de hydrostatische druk op deze diepte. Deze is gebaseerd op een stabiele waterkolom. Het reservoir zal dan gevuld zijn met CO<sub>2</sub> dat een lichtere dichtheid heeft dan water.

Dat de gemiddelde reservoirdruk onder de hydrostatische druk blijft, betekent niet dat de druk in het gehele reservoir tijdens de volledige injectieperiode onder deze hydrostatische druk blijft. De druk aan de onderkant van de putten en in de directe omgeving van de putten zal hoger zijn tijdens injectie. Dit is nodig om CO<sub>2</sub> dieper het reservoir in te verplaatsen. Tijdens injectie zal de druk rond de putten het hoogst zijn in het opslagcomplex. Indien de druk ergens anders hoger zou zijn, zou injectie niet mogelijk zijn. Deze druk onder aan de put is representatief als hoogste druk aanwezig in het opslagcomplex. Omdat het CO<sub>2</sub> zich tijdens de injectieperiode en daarna over het gehele opslagcomplex zal verspreiden, zal de druk zich nivelleren van de hoogste druk rondom de putten naar de gemiddelde reservoirdruk.

Aan het einde en na de injectieperiode zal het opslagcomplex weer opwarmen en zich aanpassen aan de omgevingstemperatuur. Hierdoor zal het CO<sub>2</sub> uitzetten met als gevolg dat de reservoirdruk kan stijgen.

De vraag is of een gemiddelde reservoirdruk altijd onder de hydrostatische druk van de bovenliggende gesteentelagen kan blijven, zowel tijdens als na de injectieperiode. Hoe hoog kan de druk lokaal aan de onderkant van de put zijn om te kunnen voldoen aan injectiecondities zonder boven de hydrostatische druk uit te komen. SodM toetst de werking van de operationele drukbegrenzing op basis van de invloedfactoren rond de putten en in het reservoir die de drukverdeling voor de korte en lange termijn kunnen beïnvloeden.

### ***Beoordeling van het risico van put-gerelateerde lekkage***

In de beoordeling van put-gerelateerde lekkage toetst SodM op aspecten van lekkage:

- via componenten van de injectieput;
- via buiten gebruik gestelde putten;
- via micro-annuli langs de put.

Deze aspecten worden ook door de aanvrager gezien als de oorzaken van mogelijke lekkage.

De functie van de put wijzigt van een gas-producerende put naar een CO<sub>2</sub>-injecterende put. De materialen die gebruikt zijn bij de aanleg van de put zullen bestand moeten zijn tegen deze verandering in functie en tegen het maritiem klimaat gedurende de injectieperiode tot en met buiten gebruik stellen van de putten. Een put bestaat uit een meerdere verbuizingen ('*casing*' en '*tubing*'), afdichtelementen ('*packer*') en putmond-kleppen. De binnenbuis ('*tubing*'), ahangmechanisme ('*hanger*'), afdichtelementen en putmond-kleppen zullen in aanraking komen met CO<sub>2</sub>. Vanwege het corrosieve karakter van CO<sub>2</sub> in combinatie met water en de belasting op het putmateriaal door erosie tijdens de injectie en maritieme klimaat is materiaalkeuze en monitoring van belang om de integriteit van de putten te beheren. Wanddiktemeting van de verbuizing en druksensoren kunnen gebruikt worden om vroegtijdig integriteitsproblemen met het materiaal aan te tonen.

Doordat de bestaande putinfrastructuur hergebruikt wordt, is het van belang om integriteit van de putmaterialen en cement rond om de put te verifiëren. De levensduur van metalen onderdelen van een put is afhankelijk van de metaalsoort, de belasting (snelheid van produceren, temperatuur), het onderhoud en invloeden van klimaat (maritiem klimaat). De kwaliteit van het cement dat de verbuizing verankert in het boorgat aan de gesteentelagen is afhankelijk van het type cement dat bij de aanleg gebruikt is, het proces van het aanbrengen van het cement tijdens het construeren van de put en de temperatuur- en drukveranderingen tijdens het productielevens van de put.

Voordat CO<sub>2</sub> kan worden geïnjecteerd in het opslagcomplex zullen mogelijke lekpaden bij reeds afgesloten putten geïnfiltreerd en gedicht moeten worden. Er is een put geboord in het P18-4 gasreservoir en deze is gebruikt voor het produceren van gas.

Aan het einde van de injectieperiode, nadat het CO<sub>2</sub> in het reservoir geïnjecteerd is, zal de put permanent afgesloten moeten worden. Indien niet de juiste techniek van afsluiting gebruikt wordt,

kunnen er alsnog lekpaden ontstaan via de binnen- en buitenkant van de put. Voorbeeld van een lekpad is de haarscheurvorming in het cement en gesteente rondom de put die tijdens de afkoeling ontstaat gedurende de injectiefase. Deze haarscheuren creëren micro-annuli die een lekpad vormen parallel aan de put. Het is van belang de dimensies, zijnde lengte en breedte van de micro-annuli vast te stellen om mogelijke lekkage van CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex te analyseren.

De barrières die geïnstalleerd kunnen worden ter voorkoming van lekkage, of reeds aanwezig zijn, zijn afhankelijk van het mogelijke lekpad waartegen ze worden ingezet. Putmaterialen moeten gekozen worden die bestand zijn tegen de chemische werking van CO<sub>2</sub>. In de olie- en gasindustrie is reeds ervaring opgebouwd en zijn voldoende laboratoriumtesten uitgevoerd die duidelijk inzicht geven in de chemische werking tussen deze materialen en CO<sub>2</sub>. Het gebruik van staal met een chroomcomponent geeft bescherming tegen de corrosieve werking van CO<sub>2</sub>. Langdurige laboratoriumstudie toont aan dat cement en CO<sub>2</sub> een chemische reactie aan gaan waardoor de sterkte van het cement wordt beïnvloed. De reactiesnelheid van deze chemische interactie is zeer laag te noemen. Deze beïnvloeding is in de orde van grootte van enkele meters in honderden jaren.

Naast de P18-4A2 put zijn ook de putten in het naastgelegen P15-9 gasveld van belang. Ook deze putten kunnen een mogelijk lekpad vormen, in geval er uitstroom optreedt van het P18-4 opslagvoorkomen naar het P15-9 gasveld. Voor het beheersen van lekkage vanuit putten die uiteindelijk buiten gebruik worden gesteld, zijn er diverse technieken. De meest voor de hand liggende methode is door het boorgat volledig af te sluiten met een cementplug ter hoogte van de afsluitende laag. Door de bestaande verbuizing weg te frezen ter hoogte van de sluitlaag alvorens de cementplug te plaatsen, zal de afsluiting volledig sluitend zijn. Wegfrezen van de verbuizing voorkomt dat er lekpaden ontstaan als het ijzer van de verbuizing corrodeert. Bij micro-annuli wordt de barrière op een natuurlijke manier gevormd door de overdruk die in de bovenliggende gesteentelagen aanwezig is. Gassen en vloeistoffen kunnen alleen van een regio met een hoge druk stromen naar een regio met een lage druk. Hierbij moet er wel voor gewaakt worden dat deze barrière alleen functioneert als de drukken in het reservoir en rondom de putten lager zijn dan de druk in de bovenliggende gesteentelagen.

## Via componenten van de injectieputten

### *Onderbouwing van aanvrager van de materiaalkeuze en integriteit van putten*

De aanvrager geeft in de aanvraag aan dat de bestaande put in het P18-4-reservoir gebruikt zal worden voor de injectie van CO<sub>2</sub>. Geen nieuwe putten zullen geconstrueerd worden voor de injectie.

De aanvrager maakt onderscheid tussen de putcomponenten die direct in contact komen met geïnjecteerde CO<sub>2</sub> en componenten die niet in contact komen met de CO<sub>2</sub>. Bij de componenten die niet in contact komen met het CO<sub>2</sub> is van belang dat deze sterk genoeg zijn om de integriteit van de structuur van de put te behouden gedurende de jaren van injectie. De aanvrager geeft aan dat metingen aan de zeebodem en aan de oppervlakte van de metaaldikte van de buitenbuis die in contact komt met zeewater voldoende is. Voor aanvang van het installeren van de binnenbuis die geschikt is voor CO<sub>2</sub>-injectie, zal een meting uitgevoerd worden die aantoont of de dieper gelegen buitenbuis nog voldoende metaaldikte heeft voor de komende injectieperiode.

Voor aanvang van injectie zullen de putmaterialen die in aanraking komen met CO<sub>2</sub> vervangen worden door materiaal dat bestand is tegen de CO<sub>2</sub>-invloeden. Hierbij worden over de volledige lengte van de put de binnenbuis, het afdichtmechanisme, het afdichtelement en de kleppen aan de putmond vervangen.

Naast de metalen putmaterialen is ook het cement, dat aan de buitenkant van de verbuizingen is geïnstalleerd om de put te verankeren aan de gesteentelagen, van belang voor het voorkomen van lekkage. Gedurende de productie jaren van de put kan met drukmetingen aangetoond worden dat er geen lekkage is door de cement. Deze drukmetingen worden ook gebruikt voor het vaststellen of de binnenbuis dan wel de afdichtconstructie intact is.

De aanvrager geeft aan de locatie en kwaliteit van het cement voorafgaand aan de injectie te controleren. Dit zal gedaan worden nadat de bestaande oude binnenbuis verwijderd is en voordat de nieuwe binnenbuis geplaatst wordt. De cementinspectie zal uitgevoerd worden met een cement bond log (CBL). Hiermee wordt vastgesteld of de cement daadwerkelijk de verbuizing heeft verankerd aan de gesteentelagen.

#### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage via put componenten*

SodM oordeelt dat de bestaande integriteit van de putmaterialen zoals de verbuizing en putmond moeten worden geverifieerd voordat een put in gebruik kan worden genomen. Er is onderscheid gemaakt tussen materialen die niet en die wel in directe aanraking komen met CO<sub>2</sub> en welke materialen beïnvloed worden door de maritieme omstandigheden. SodM kan zich vinden in deze verschillende categorieën en is het eens met de identificatie van de materialen en de categorie waartoe ze behoren.

Verder oordeelt SodM dat de beheersing van de risico's van falen van putmateriaal adequaat is:

- Door onderscheid te maken in de bovengenoemde categorieën zijn de materiaalkeuzes adequaat. Er wordt door de aanvrager specifiek gekeken naar chemische en mechanische interactie met CO<sub>2</sub> en de maritieme condities. Het gebruik van chroomhoudend stalen componenten voor de binnenbuis en de putmond is voldoende om risico van falen te beheersen. De maritieme invloeden op het materiaal zijn gemeten en geven aan dat het putmateriaal bestand is tegen dit klimaat.
- Door het gebruik van verschillende soorten metalen zal er monitoring en een onderhoudsplan moeten zijn voor het beheersen van mogelijke excessieve corrosie.
- Het uitvoeren van de cement-kwaliteitsmetingen voorafgaand aan de injectie met behulp van een CBL in combinatie met de historischedrukanalyse op annulaire ruimtes van de put geeft aan dat het bestaande cement adequaat is of vervangen dient te worden. SodM is het eens met de voorgestelde analyse om het cement te beoordelen op mogelijke lekkage.

### Via buiten gebruik gestelde putten

#### *Methodiek aanvrager ter voorkoming van lekkage bij het buiten gebruik stellen van putten*

De aanvrager geeft in de aanvraag aan dat bij CO<sub>2</sub>-injectie in het opslagvoorkomen P18-4 de putten in het P15-9-veld CO<sub>2</sub>-bestendig afgesloten zullen worden. Immers, de putten in P15-9 maken ook deel uit van het integrale P18-4 opslagcomplex. Dit buiten gebruik stellen 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. De P18-4-A2 put zal buiten gebruik gesteld worden na het beëindigen van de injectieperiode. Dit afsluiten zal gebeuren met het proces dat ook in de olie- en gasindustrie gebruikt wordt: het gedeeltelijk weghalen van een stuk uit de verbuizing over een lengte van minimaal 50 meter en dit vervolgens opvullen met cement ter hoogte van de sluitlaag. Bij deze techniek wordt de afsluitende gesteentelaag weer hersteld.

#### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage via buiten gebruik gestelde putten*

SodM oordeelt dat de aanvrager de risico's van lekkage bij buiten gebruik gestelde putten correct inschat. De voorgestelde methode van het verwijderen van een gedeelte van de verbuizing en het plaatsen van cementpluggen is voldoende om de putten buiten gebruik te stellen. Door het wegfreen van de stalen verbuizing en het bestaande cement zal er weer contact komen met de gesteentelaag. Mogelijke lekpaden in de vorm van micro-annuli of door corrosie van de stalen verbuizing worden op deze manier geëlimineerd. Door een nieuwe cementplug te plaatsen die getest wordt op lekkage, ontstaat er een afsluiting die effectief en duurzaam is. Door ook de putten in het aangrenzende blok P15-9 op eenzelfde manier buiten gebruik te stellen, verlaagt de aanvrager verder het risico van lekkage vanuit het opslagcomplex. De aanvrager dient zich ervan te verzekeren dat of de huidige eigenaar van deze putten, dan wel hijzelf zorgdraagt dat het buiten gebruik stellen van alle putten in het P15-9 blok uitgevoerd wordt volgens de bovengenoemde methode. De werkplannen en uitvoering van het plaatsen van cementpluggen wordt door SodM getoetst. Hierdoor wordt geborgd dat de juiste techniek van afsluiten toegepast wordt.

## Via micro-annuli langs de put

### *Lekkage door micro-annuli afhankelijk van dimensies haarscheuren en overdruk in bovenliggende gesteentelagen*

Door de bovenbeschreven injectie van koud CO<sub>2</sub> zullen door afkoeling micro-annuli ontstaan die een lekpad kunnen creëren. Voor de inschatting van het risico van lekkage via micro-annuli is naast kennis over het drukverschil tussen reservoir en bovenliggende gesteentelagen ook analyse nodig van de dimensies van de micro-annuli. De lengte en breedte van de micro-annuli zijn cruciaal voor de bepaling van de leksnelheid door dit netwerk.

In de technische onderbouwing van de aanvraag concludeert de aanvrager dat door de veranderingen in temperatuur tijdens de injectiefase niet kan worden uitgesloten dat zich micro-annuli zullen vormen. Door het gebruik van bestaande putten en bestaande cement kwaliteit kan door afkoeling een doorgaande verbinding van micro-annuli ontstaan, voorbij de afsluitende laag van het reservoir, naar de bovengelige gesteentelagen.

De aanvrager maakt gebruik van numerieke modellen voor het bepalen van de temperatuurverdeling en spanningsveranderingen in het gesteente, cement en verbuizing. Bij de modellering maakt de aanvrager gebruik van simplistische aannames voor de berekening van vorming van micro-annuli. De aanvrager geeft aan dat het mengsel van de te injecteren CO<sub>2</sub>-stroom invloed heeft op het temperatuurprofiel. Met de modellen wordt een bandbreedte van de te verwachten temperatuurprofielen aangegeven in de putten en direct daarbuiten.

Aan de hand van de aannames van lengte, breedte en doorlaatbaarheid van de micro-annuli, en drukverschil over de micro-annuli geeft de aanvrager aan dat stroming door de micro-annuli mogelijk is. De barrière voor het voorkomen van lekkage via micro-annuli is de hydrostatische druk. De aanvrager neemt aan dat vanwege de negatieve drukgradiënt, de druk boven het reservoir groter is dan de druk in het reservoir. Hierdoor kan er geen stroming optreden door de micro-annuli, mocht er een verbinding zijn vanuit het reservoir naar de bovenliggende gesteenteformaties.

Vanwege het dichtheidsverschil tussen CO<sub>2</sub> en het water zal CO<sub>2</sub> opstijgen. De aanvrager geeft aan dat, indien CO<sub>2</sub> via de micro-annuli naar boven opstijgt ('buoyancy'), de opwaartse kracht vele malen kleiner is dan de neerwaartse kracht die gevormd wordt door de druk van de waterkolom die ook aanwezig is in de micro-annuli op het moment dat de micro-annuli doorgroeid zouden zijn naar de bovenliggende waterhoudende gesteentelagen. Hierdoor is de resulterende kracht naar beneden gericht en kan de CO<sub>2</sub>-druppel niet opstijgen tegen een waterstroom in.

Naast de hydrostatische druk is het chemische proces dat ontstaat tussen het cement, waardoor de micro-annuli gevormd is, en de CO<sub>2</sub> een tweede barrière. Door de vorming van calciumcarbonaat als product van de chemische reactie is het resultaat het afdichten van de micro-annuli. Deze vorming van calciumcarbonaat ontstaat bij een bepaalde contacttijd van het CO<sub>2</sub> met het cement. Als de doorstromingsnelheid in de micro-annuli te hoog is, zal deze chemische reactie niet optreden.

### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage via micro-annuli*

SodM is het eens met de aanname dat micro-annuli zullen vormen bij het injecteren van koud CO<sub>2</sub>:

- Het gebruik van modellen is voldoende om deze micro-annuli aan te tonen. Het gebruikte model heeft weliswaar conservatieve aannames, maar dit verandert de conclusie van het vormen van micro-annuli niet. Dit is ook door de Sintef-reviewer aangegeven (Bijlage 2).
- De dimensies van de micro-annuli die de aanvrager aangeeft, zijn realistisch. Vanwege de conservatieve aannames zullen de voorgestelde afmetingen van de micro-annuli in werkelijkheid waarschijnlijk kleiner zijn.
- De onnauwkeurigheid in de modellen heeft invloed op de berekening van mogelijke lekkagesnelheden via de micro-annuli. Omdat de aanvrager conservatieve aannames gebruikt, is de berekende theoretische lekkage groter dan dat deze in werkelijkheid zal zijn. De aanvrager gebruikt een 'gladde buis'-concept, met een zo groot mogelijke diameter om de maximale lekkagesnelheid te bepalen, over een afstand die gelijk is aan de sluitlaag van ruim 400 meter. In werkelijkheid zal een 'gladde buis'-concept niet bestaan. Laboratorium-



en veldtesten hebben aangetoond dat het haarscheur-netwerk zich niet gedraagt als een pijpleiding zonder weerstand.

SodM oordeelt verder dat de risico-inschatting van de vorming van micro-annuli op de juiste manier is geanalyseerd. Door het gebruik van modellen is het temperatuureffect correct in kaart gebracht en zijn de krimp van de verbuizing en cement correct geanalyseerd. De aanvrager heeft aangetoond dat de afkoeling invloed heeft op de putmaterialen en cement die leiden tot het vormen van haarscheuren. SodM is het eens met de manier waarop de maximale vorming van micro-annuli is aangetoond.

SodM is het eens met de inschatting van de aanvrager over de kleine kans op lekkage die zou ontstaan door een combinatie van ongunstige omstandigheden die de vorming van een continu kanaal van micro-annuli helpen vormen. SodM acht de kans dat een continu lekpad ontstaat klein:

- SodM beoordeelt dat de vorming van micro-annuli reëel is. Doordat de afkoeling door het CO<sub>2</sub> het sterkst aanwezig is ter hoogte van het reservoir zullen hier micro-annuli ontstaan.
- De afkoeling kan over de volledige lengte van de putten ontstaan bij de opstartfase van de injectie. Hierdoor kan het cement loslaten van de metalen buitenbuis door krimp. Dit leidt tot groei van het micro-annuli netwerk parallel aan de put. Temperatuurmodellen geven aan dat deze afkoeling minder sterk is dan ter hoogte van het reservoir. Hierdoor zal de groei van micro-annuli minder zijn, waardoor de kans op een micro-annuli-netwerk dat in verbinding staat kleiner wordt.
- De lekkage tijdens de injectiefase door de micro-annuli is gering door de hydrostatische druk in de bovenliggende gesteentelagen. Zolang deze druk in de bovenliggende lagen hoger is tijdens de injectieperiode, kan er geen stroming ontstaan vanuit het reservoir via de micro-annuli naar deze bovenliggende gesteentelagen.
- Het opstijgvermogen van CO<sub>2</sub> ('buoyancy') zal teniet gedaan worden door druk van de bovenliggende gesteentelagen. Als er een lekpad aanwezig is, kan er een geringe waterstroming zijn vanuit de bovenliggende gesteentelagen naar het reservoir. Deze stroming zal zeer klein zijn, vanwege de nauwheid van het lekpad (micro-annuli). De neerwaartse kracht van de stroming is vele malen groter dan de opwaartse kracht van een CO<sub>2</sub> gas/druppel. Ook de grootte van de CO<sub>2</sub> gasdruppel zal lekkage via micro-annuli die enkele tientallen micrometers breed is tegenwerken. De druppel CO<sub>2</sub> kan het lekpad blokkeren vanwege de eigen grootte van de druppel. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat CO<sub>2</sub> in water kan oplossen. Maar zolang de druk in bovenliggende lagen groter is, waardoor er mogelijk stroming is van water naar het reservoir, zal de opgeloste CO<sub>2</sub> niet via de micro-annuli kunnen lekken.
- De onderbouwing van de vorming van calciumcarbonaat door de chemische reactie van CO<sub>2</sub> met cement is gebaseerd op studies en laboratorium testen. De chemische reactie van CO<sub>2</sub> met het cement kan alleen ontstaan als er water aanwezig is. Bij het injecteren van CO<sub>2</sub> in een depleted gasreservoir moet er vanuit gegaan worden dat er geen water aanwezig is bij het vormen van micro-annuli. Indien het micro-annuli-netwerk doorgroeit in een waterhoudende bovenliggende laag, is het mogelijk dat water de micro-annuli instroomt en alsnog de chemische reactie kan accommoderen. De Sintef-reviewer (Bijlage 2) geeft aan dat er altijd wel wat water aanwezig is. In het cement en ook in de afsluitende laag. Dit water is al voldoende voor de vorming van calciumcarbonaat.
- Meerdere peerreviews zijn uitgevoerd met dit model, ontwikkeld door TNO. De gebruikte numerieke modellen worden door de industrie geaccepteerd als zijnde betrouwbare modellen.
- De conclusie is dat het risico van lekkage via micro-annuli langs de putten zeer gering is en dat de mogelijke lekkage insignificant is (< 0,00016 % van de geïnjecteerde massa CO<sub>2</sub>). Dit is gebaseerd op de ideale situatie van de configuratie van de micro-annuli. De lekkage zal stoppen zodra de putten buiten gebruik gesteld worden. Tijdens het buiten gebruik stellen zullen de micro-annuli verwijderd worden en opgevuld worden met cement.

## Conclusies beoordeling lekkage gerelateerd aan de put

### *De kans op lekkage door put componenten*

Door onderscheid te maken tussen putcomponenten die direct en niet direct in aanraking komen met CO<sub>2</sub> kan er een gerichte materiaalkeuze gemaakt worden. Het vooraf meten van metaaldiktes en de conditie van het cement laten zien of de bestaande put geschikt is voor CO<sub>2</sub>-injectie gedurende een periode van 15 tot 20 jaar. Het volledig vervangen van de binnenbuis en cruciale putcomponenten zoals de kleppen bij de putmond verkleinen de kans op lekkage via de putcomponenten tot zeer klein niveau. Wel zal een monitorings- en onderhoudsprogramma in werking moeten zijn om de integriteit van de metalen onderdelen te borgen.

### *De kans op lekkage door buiten gebruik gestelde putten*

Bij het verwijderen van de verbuizing en het cement, worden ook de lekpaden via micro-annuli en mogelijke corrosie van de ijzeren verbuizing verwijderd. De cementplug met een minimale lengte van 50 meter die in het verwijderde gedeelte van de verbuizing wordt geplaatst creëert een effectieve en duurzame afsluiting. De mogelijke aantasting van de cementplug door CO<sub>2</sub> is zeer beperkt. Vele laboratoriumstudies en -testen geven aan dat de indringsnelheid van CO<sub>2</sub> enkele millimeters per honderden jaren is (studie van Zhang en Bachu, 2011)<sup>4</sup>. Naast de P18-4A2 put zullen ook de putten in het aangrenzende gasveld P15-9 buiten gebruik gesteld moeten worden met een afsluiting die druk- en CO<sub>2</sub>-bestendig is. SodM beoordeelt het risico van lekkage via buiten gebruik gestelde putten als zeer klein.

### *De kans op lekkage door put micro-annuli*

De kans op lekkage via micro-annuli acht SodM zeer klein. Micro-annuli zullen zich vormen in het cement ter hoogte van het reservoir. De kans van groei van het micro-annuli netwerk parallel aan de put is reëel. De kans dat er daadwerkelijk een lekpad ontstaat via het netwerk van micro-annuli over de gehele lengte van de sluitlaag (ruim 400 meter), is klein. Mochten er zich micro-annuli-netwerken vormen voorbij het sluitlaaggesteente, dan zal de druk in de bovenliggende lagen groter zijn dan de druk in de micro-annuli. Hierdoor kan geen uitstroom van CO<sub>2</sub> vanuit het reservoir via de micro-annuli ontstaan. In het onderstaand hoofdstuk "*Beoordeling drukbegrenzing als barrière ter voorkoming van lekkage*" geeft SodM een nadere beoordeling van de geldigheid van deze drukbarrière.

De kans op lekkage door micro-annuli na de injectie periode is zeer klein. Na de injectieperiode zal de put buiten gebruik worden gesteld met behulp van het wegfreen van de verbuizing en het plaatsen van cementpluggen. Dit zal het micro-annuli netwerk afsluiten waardoor er geen communicatie meer is met de bovenliggende gesteentelagen.

---

<sup>4</sup> Zhang en Bachu, 2011. Zhang, M. and Bachu, S. 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO<sub>2</sub> geological storage: What do we know? *International journal of greenhouse gas control*. 5, 826-840.

Tabel 6.1: *Inschatting SodM van het risico van lekkage uit de CO<sub>2</sub>-opslag via de put:*

<b>Escalatiestappen</b>	<b>Kans/effect/risico inschatting</b>
Stap-1: Ontwikkeling van micro-annuli ( <i>haarscheur</i> )	<p><u>Reële kans</u>: het is een reële verwachting dat haarscheurvorming optreedt op het grensvlak van cement en de buitenkant van de verbuizing ter hoogte van de perforaties, door afkoeling en verandering van spanning in cement en de stalen verbuizing.</p> <p><u>Effect en risico</u> van een haarscheur in het cement ter hoogte van het reservoir is nihil voor mens en milieu, zo lang door het netwerk van haarscheuren geen continu doorstroomkanaal ontstaat.</p>
Stap-2: Ontwikkeling van lekpad via micro-annuli ( <i>continu stromingskanaal</i> )	<p><u>Kleine kans</u>: Afkoeling ontstaat over de volledige lengte van de put maar is het sterkst aan de onder- en bovenkant van de put, De sterke afkoeling moet over de volledige lengte van de afsluitende laag (400m) plaatsvinden, om haarscheuren te laten ontstaan. Deze haarscheuren zullen daarnaast ook hydraulisch in contact moeten staan om een lekpad te vormen. Laboratoriumtesten geven aan dat hydraulisch contact tussen haarscheuren mogelijk is.</p> <p><u>Effect en risico</u> van micro-annuli die hydraulisch verbonden zijn over de volledige lengte van de sluitlaag is nihil voor mens en milieu zo lang door het netwerk van haarscheuren geen continu doorstroomkanaal ontstaat van meer dan 400m.</p>
Stap-3: Optreden van lekkage ( <i>daadwerkelijk stroming door en bovenuit de afsluitende laag</i> )	<p><i>Scenario 1) Reservoirdruk groter dan hydrostatische druk zoals de aanvrager verzoekt voor de eindfase:</i></p> <p>Er is een kleine kans op lekkage aan het einde van de injectieperiode als de druk in het reservoir groter zou zijn geworden dan de hydrostatische druk van de bovenliggende lagen. Vanwege de chemische reactie van CO<sub>2</sub> met het cement kunnen de micro-annuli weer sluiten. Temperatuurstijging in het reservoir na einde van de injectie zal resulteren in uitzetting van gesteente, cement en verbuizing, waardoor de micro-annuli versmallen dan wel dichtgedrukt worden.</p> <p><i>Scenario 2) Reservoir druk kleiner dan hydrostatische druk: <u>zeer kleine kans</u> op lekkage naar bovenliggend aquifer. Lekkage kan niet optreden aan het einde van de injectieperiode omdat stroming niet kan optreden van een lagedrukregio naar een hogedrukregio.</i></p> <p><u>Effect en risico</u></p> <p>Bij scenario 1: Zeer klein risico: Beperkte periode waarin hoge reservoirdruk ontstaat, lokaal rond de putten aan het einde van de injectieperiode. Na injectie worden putten afgesloten waardoor lekpad verdwijnt.</p> <p>Bij scenario 2: Verwaarloosbaar risico, er is geen uitstroom mogelijk.</p>
Optreden van significante lekkage met niet te negeren effect voor mens en milieu	<p><u>Zeer kleine kans</u>: Doordat de druk in bovenliggende lagen groter is dan in het reservoir en micro-annuli te klein zijn voor het accommoderen van een grote lekkagestroom van CO<sub>2</sub> binnen het tijdsbestek waarin micro-annuli als lekpad kunnen functioneren is de kans op significante lekkage zeer klein. Het lekpad wordt verwijderd bij het buiten gebruik stellen van de putten waardoor er via de putten geen lekkage kan optreden.</p> <p><u>Effect en risico</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• klein effect op watervoerende diepe gesteentelaag boven afsluiting als er lekkage optreedt. CO<sub>2</sub> wordt opgelost in water.</li> <li>• Geen situatie waarbij lekkage vanuit put gemitigeerd kan worden. Met boorgatgereedschap zijn lekpaden die door de put ontstaan te dichten. Verwaarloosbaar effect op ruim offshore gebied.</li> </ul>

## ***Beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir***

In deze beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir toetst SodM de risico-inschatting van de aanvrager op basis van de algehele beschrijving (deel II aanvraag), het risicobeheersplan (deel III) en technische rapporten in de bijlagen van de aanvraag.

In deze beoordeling heeft SodM de door de aanvrager benoemde potentiële typen lekpaden op compleetheid beoordeeld. SodM beschrijft en beoordeelt eerst de factoren die van invloed zijn op lekkage vanuit het reservoir. Daarin maakt SodM onderscheid tussen de gehanteerde werkwijze van risicobeheersing, het gebruik van computermodellen en de rol van injectiesnelheden, drukken en temperaturen op de risico-inschatting.

### *Werkwijze van risico inschatting en risicobeheersing door de aanvrager*

De aanvrager heeft meerdere aanleidingen en paden beschreven die tot lekkage uit het opslagcomplex zouden kunnen leiden (deel III aanvraag, §5). Het doel is om het CO<sub>2</sub> in het reservoirgesteente van het complex op te slaan en gassen en vloeistoffen onder de afsluitende laag van het complex ingevangen te houden. Barrières moeten helpen voorkomen dat aanleidingen zich voordoen en dat als die aanleidingen zich toch voordoen, lekkage alsnog wordt vermeden. In het P18-4 reservoir wordt gas (voorheen aardgas, in de toekomst CO<sub>2</sub>) aan de bovenkant en zijkanten tegengehouden door afsluitende kleilagen en niet-doorlatende breuken.

De werking van deze barrières aan de bovenkant en zijkant wordt in de aanvraag onderbouwd op basis van de geologische geschiedenis van de P18-gasvelden en op basis van geomechanische modelberekening die de effecten doorrekenen van druk- en temperatuurveranderingen in het reservoir. De afsluitende werking geldt tot bepaalde drukgrenzen en ook sterke afkoeling kan de werking van de barrières beïnvloeden. Bij te hoge gasdrukken of te sterke afkoeling kunnen zich scheurtjes vormen in de afsluitende laag of kan de mate waarin breuken afsluiten aangetast door verschuivingen langs breuken.

Ook vanaf de onderkant zou CO<sub>2</sub> zijwaarts kunnen wegstromen vlak boven het grensvlak tussen het lichtere CO<sub>2</sub> en het vrije water van het onderliggende aquifer. Dit overloop punt (hierna: *'spill point'*) wordt aan de onderkant bepaald door hoever de afsluiting aan de zijkanten naar onder doorlopen. Bij een te hoge druk kan het reservoir zodanig vol zitten, dat het grensvlak met het water naar beneden wordt geduwd en het CO<sub>2</sub> er aan de onderkant zijwaarts uitstroomt. Dat kan worden voorkomen door de druk voldoende te begrenzen.

SodM beoordeelt de onderbouwing van de fysieke (natuurlijke) en operationele barrières voor de risico-inschatting van lekkage via het reservoir. Op basis van de beoordeling van SodM, het raadplegen van reviewers (Bijlagen 2 en 3) stelt SodM de volgende mogelijke lekkagepaden vast:

- horizontale lekkage via de randen van het opslagvoorkomen;
- lekkage opwaarts via breuken;
- lekkage via scheuren in de afsluitende laag.

### *De rol van computermodellen voor de risicoinschatting*

Bij de risico-inschatting maakt de aanvrager gebruik van reservoirmodellen met karakterisatie van de gesteentelagen en breukstructuren (Deel II van aanvraag, §2.2). Aan de gesteentelagen worden eigenschappen van de doorlaatbaarheid toegekend voor stromingsberekeningen en voor inschattingen van de injectiviteit van CO<sub>2</sub>. Deze gesteenteeigenschappen zijn bepaald op basis van interpretaties van productiedata gedurende de gaswinning (o.a. Deel II van aanvraag, Hoofdstuk 3).

De inschatting van injectiviteit van de put en van het reservoirgedrag vormen input in computermodellering van veranderingen in gasdruk en van temperatuur en gesteentespanning in het reservoir, in de afsluitende laag en rond breuken.

#### *De rol van injectiesnelheden, druk en temperatuur voor de risicobeheersing*

De aanvrager introduceert in deel II van de aanvraag (§3.1, tabel 6 en figuur 15) een serie aan modellen. Dat zijn geologische reservoirmodellen die de laagstructuur en laageigenschappen beschrijven, dynamische reservoirmodellen die het stroomgedrag en drukveranderingen van gassen en vloeistoffen beschrijven en geomechanische modellen die spanningsveranderingen in gesteenten beschrijven.

Voor de risico-inschatting van scheurgroei en lekkage (en ook voor seismiteit, zie adviesonderdeel-5) maakt de aanvrager gebruik van geomechanische modelberekeningen. De modellen zijn doorgerekend voor een *Base case* en voor een *Worst case* (Deel II aanvraag, §3.6.3). De *Base case* benadert volgens de aanvrager de normale operationele en geomechanische condities van het project.

De *Worst case* vormt een 'stresstest' van het project en beschrijft een ongunstige combinatie van operationele en geomechanische condities. Deze combinatie van condities wil de aanvrager bij de uitvoering van de CO<sub>2</sub>-opslag vermijden. De *Worst case* bevat in de inschatting van de aanvrager een combinatie van de meest ongunstige operationele en geomechanische condities. De operationele condities bestaan uit een injectiescenario met een inschatting van een slechtste combinatie van injectiedruk en injectiedebiet op basis van Low case inschatting van de injectiviteit voor de putten (§3.6.3). De combinatie van ongunstige geomechanische condities bestaan uit slechtste-geval inschattingen voor de spanningscondities, gesteentesterkte en geomechanische parameters (§3.6.3).

De aanvrager gaat bovendien uit van het scenario dat de einddruk na afsluiting op de langere termijn nooit hoger kan komen dan de oorspronkelijke gasdruk, voorafgaand aan de gaswinning. Omdat het reservoir oorspronkelijk de verhoogde druk van het aanwezige gas aankon, geeft de aanvrager aan te verwachten dat het reservoir opnieuw initiële reservoirdrukken aan zou moeten kunnen als het opgevuld is met CO<sub>2</sub>. Dit wordt met geomechanische modellen getoetst.

#### Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagvoorkomen

De aanvrager heeft een inschatting gemaakt van het risico van lekkage langs de randen van het opslagvoorkomen op basis van een eigen studie naar de verspreiding van CO<sub>2</sub> tussen de verschillende compartimenten en op basis van een beoordeling van de mate van afsluiting van elke van de segmenten van randbreuken. Het opslagvoorkomen wordt aan drie zijden omsloten door: de noordelijke randbreuk (grens tussen P18-4 en P15-9), de oostelijke randbreuk en de westelijke randbreuk.

Van belang bij de inschatting van het lekkagerisico van de aanvrager is de mate waarin de aangrenzende gesteentelagen voorbij de randen het opslagcomplex afsluitend zijn en de mate waarin de randbreuken zelf afsluitend zijn. Voor uitstroom via de randen spelen onder andere de vragen welke breuksegmenten grenzen aan doorlatende gesteenten buiten het opslagvoorkomen en in welke mate CO<sub>2</sub> naar die randsegmenten kan toestromen.

#### *Inschatting van aanvrager van gevoelige randsegmenten*

De aanvrager beschrijft in de aanvraag de segmenten van randbreuken die het meest gevoelig zijn voor horizontale lekkage (Deel III aanvraag, §5.2; zie Deel III, Figuur 13 voor naamgeving van breuken). Randsegmenten zijn meer gevoelig voor lekkage wanneer reservoirlagen binnen het opslagvoorkomen grenzen aan vergelijkbare (doorlatende) lagen buiten het opslagvoorkomen. Als dit het geval is, kunnen gassen en vloeistoffen mogelijk door de breuk heen vloeien. Dit contact tussen reservoirgesteentes langs randbreuken van aangrenzende velden wordt '*juxtapositie*' genoemd. Of uitstroom optreedt, hangt in die gevallen af van de mate van afsluiting van de randbreuken zelf. Randsegmenten zijn veel minder gevoelig voor laterale doorstroming wanneer zich aan de andere zijde van de breuk een impermeabel gesteente bevindt, zoals het gesteente dat de afsluitende lagen vormt. De afsluitende eigenschappen van de breuk zelf zijn dan minder relevant. Of een breuk zelf doorlaatbaar is, hangt af van meerdere factoren, zo kan er zich in het breukvlak klei bevinden (oorspronkelijk afkomstig van bijvoorbeeld een afsluitende laag) dat uitgesmeerd is over het breukvlak, en een barrière voor stroming vormt. Er kunnen andere redenen zijn waardoor de breuk impermeabel is, maar het is niet met zekerheid te zeggen dat dit zo blijft als er sprake is van breukbeweging (zie Deel-5).

De aanvrager identificeert een aantal randbreuken van P18-4 als meest relevant in de risicobeoordeling van horizontale uitstroom (Deel II aanvraag, §2.3.1 en figuur 6; Deel III §5.2.1):

- Langs het westelijke segment van de breuk 'P18-4 Noord', in het noorden van het opslagvoorkomen, raken reservoirgesteenten aan vergelijkbare doorlatende reservoirgesteenten van het P15-9 gasveld (juxtapositie). De aanvrager geeft op basis van gemeten gasdrukken in P18-4 en P15-9 aan geen aanwijzingen te zien voor stroming tussen de twee velden gedurende de productieperiode (Deel II, §2.3.1.2, figuren 10 en 11). Op basis van een aanvullende studie uit 2011 over 'breuk integriteit' worden geologische redenen gegeven waarom het overlappende westelijke segment van de breuk 'P18-4 Noord' waarschijnlijk afsluitende breukeigenschappen heeft. In tabel 2 van Deel II van de aanvraag geeft de aanvrager de redenen waarom de breuk in het verleden, ook over lange geologische tijdschaal, afsluitend zou zijn geweest.
- Langs het noordelijke segment van randbreuk 'P18-4 Oost' raken reservoirgesteentes van P18-4 aan vergelijkbare doorlatende gesteenten van het ten oosten gelegen breukblok. Deze gesteentes bevinden zich in een afgeschoven breukblok dat zich bevindt tussen de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens. De aanvrager licht verder toe dat de positie van de aan elkaar grenzende doorlatende gesteentelagen zich onder het gas-water contact bevinden van het P18-4 opslagvoorkomen. Met andere woorden, de juxtapositie bevindt zich op het waterniveau terwijl de gaskolom (CO<sub>2</sub>) zich hoger bevindt.
- In de technische bijlages 12 en 12b geeft de aanvrager een inschatting van de mogelijkheid van horizontale scheurgroei vanuit de P18-4A2 injectieput richting de westelijke randbreuk 'P18-4 West'. Op basis van geomechanische modelberekeningen schat de aanvrager voor het verwachte operationele scenario (de *Base case*) in dat gedurende de injectie geleidelijk een scheur kan groeien die de breuk bereikt. In Adviesonderdeel 5 is de inschatting van het risico van seismiciteit bepaald in geval dat koud CO<sub>2</sub> in de breuk komt en tot verschuiving leidt. Waar de breuk verschuift, vermindert mogelijk ook de mate van afsluiting.

De aanvrager identificeert de maximale injectie- en reservoirdruk als de belangrijkste preventieve operationele barrière tegen eventuele laterale CO<sub>2</sub> lekkage (Deel II, §5.2.4).

#### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage via randen van het opslagvoorkomen*

SodM heeft de identificatie beoordeeld van de randsegmenten van P18-4 die voor horizontale uitstroom gevoelig zouden kunnen zijn. TNO-AGE toetst in haar advisering deze onderbouwing door verificatie van de onderliggende 3D geologische reservoirmodellen. SodM verwijst daarvoor dus naar het advies van TNO-AGE.

Met betrekking tot de randbreuk 'P18-4 Noord' oordeelt SodM dat rekening moet worden gehouden met mogelijke uitstroom van CO<sub>2</sub> uit het P18-4 opslagvoorkomen naar het P15-9 gasveld. Deze zelfde inschatting is ook in de vigerende vergunning gemaakt. De aanvrager geeft op basis van drukmetingen in P18-4 en P15-9 en op basis van geologische informatie aan te verwachten dat de noordelijke randbreuk afsluitend zal zijn, zowel op productietijdschaal als op geologische tijdschaal.

Voor SodM weegt bij de beoordeling mee dat na volledig opvullen van het P18-4 opslagvoorkomen sprake is van een drukverschil van ongeveer 300 bar met het aangrenzende P15-9 veld. Immers het plan voorziet in een gemiddelde reservoirdruk van maximaal 332 bar tegenover een einddruk van minder dan 20 bar in het gasveld P15-9 aan het einde van de gaswinning. Drukverschillen in de orde van honderden bar hebben zich naar alle waarschijnlijkheid nooit eerder voorgedaan, ook niet gedurende de lange geologische geschiedenis. In §5.2.1 van Deel III van de aanvraag wordt de begrenzing van de injectiedruk en reservoirdruk als beheersmaatregel genoemd tegen de uitstroom via deze noordelijke randbreuk naar P15-9. SodM oordeelt dat de begrenzing van de gemiddelde reservoirdruk nauwelijks een beheersmaatregel is tegen uitstroom via de noordelijke randbreuk. De mate waarin de randbreuk 'P18-4 Noord' wel of niet afsluitend is bij zulke drukverschillen is naar inschatting van SodM bovendien niet met extra studies vast te stellen. Er moet daarom rekening worden gehouden met de mogelijkheid van uitstroom op de lange termijn naar het P15-9 gasveld.

SodM adviseert om het gasveld P15-9 tot het opslagcomplex te rekenen en om, zoals de aanvraag toezegt, bij het buiten gebruik stellen van de putten in het P15-9 gasveld rekening te houden met de aanwezigheid van CO<sub>2</sub> op lange termijn. Van belang is dat ook de randen van het P15-9 gasveld, welke de grenzen van het opslagcomplex vormen, afsluitend zijn. P15-9 is net als P18-4 een gasveld, en heeft eenzelfde bovenliggende afsluitende laag en vergelijkbare randbreuken. De grenzen van het P15-9 gasveld zijn voldoende afsluitend geweest gedurende de geologische geschiedenis. In het allerslechtste geval dat over lange tijd uitstroom naar het P15-9 gasveld zou optreden, zal de gemiddelde reservoirdruk, in de velden gezamenlijk, een veel lagere einddruk hebben dan de bovengrens voor P18-4. Zo'n eindsituatie levert in SodM's inschatting geen extra risico voor lekkage uit het opslagcomplex.

Het risico op horizontale lekkage door de oostelijke randbreuk "P18-4 Oost" acht SodM zeer klein. De aanvrager laat zien dat er een risico is op scheurvorming vanuit de P18-4A2-put in de richting van deze breuk (alsmede de westelijke). Dit komt door rotatie van de minimale spanningsrichting als gevolg van gaswinning (zie ook adviesonderdeel 5). Een dusdanige scheur kan mogelijk stoppen bij de breuk, maar daar ook doorheen gaan. Aan de andere zijde van de oostelijke randbreuk bevindt zich niet doorlatend kleigesteente dat ook het afsluitende pakket vormt. Onderin het reservoir is er sprake van juxtapositie van reservoirgesteente, maar dit is onder het gas-water contact.

SodM oordeelt over het lekkagerisico via de randbreuk 'P18-4 West' dat horizontale uitstroom verwaarloosbaar is als gevolg van een naastgelegen dik pakket kleistenen. Ook hier is rekening gehouden met het scenario van scheurgroei vanuit de P18-4A2 injectieput tot voorbij de westelijke randbreuk. In dit geval zou, zelfs als de breuk CO<sub>2</sub> zou doorlaten, uitstroom alsnog worden verhinderd door de aangrenzende kleistenen naast het opslagvoorkomen.

De westelijke randbreuk bevindt zich dichterbij de injectieput dan de oostelijke randbreuk. Tevens ligt het reservoirgesteente hoger aan de westelijke kant t.o.v. de oostelijke kant. Scheurvorming richting het westen zal iets makkelijker zijn t.o.v. naar het oosten omdat de minimale horizontale spanning lager is. Maar met name door de kleinere afstand zal scheurvorming de westelijke randbreuk eerder bereiken dan de oostelijke. Naast horizontale lekkage is er een risico op verticale lekkage langs het breukvlak. De risicoinschatting van lekkage via de westelijke randbreuk wordt hieronder beschreven.

In adviesonderdeel 8 geeft SodM een beoordeling van de wijze waarop met (druk)monitoring en modellering afwijkend reservoirgedrag kan worden opgemerkt die indicatie van lekkage kunnen zijn. SodM schat in dat het op basis van reservoirmodellering naar huidige inzichten moeilijk zal zijn om afwijkende reservoirgedrag goed te kunnen opmerken.

### Lekkagerisico opwaarts via breuken

De aanvrager definieert verlies van afsluitende eigenschappen van breuken als mogelijke consequentie wanneer langs breuken verschuivingen optreden, bijvoorbeeld tijdens een aardbeving (Deel III aanvraag, §5.3.3). In geval van verschuivingen langs breuken (bijv. bij een aardbeving) verandert de structuur van de breuk een beetje. De mogelijkheid bestaat dat breuken in dat geval meer doorlatend worden. De kans is klein. Echter, in geval van een aardbeving door verschuiving op een randbreuk is geen uitsluitel te geven of langs dat specifieke segment van de randbreuken toch een lekpad zou kunnen hebben gevormd.

#### *Inschatting van aanvrager van lekkage opwaarts via breuken*

De aanvrager geeft aan de kans op breukverschuiving te kunnen beperken op basis van de in de geomechanische modelstudies vastgestelde veilige bandbreedtes. Het beheersen van veranderingen in gesteentespanning rond breuken en van vloeistofdruk in breuken wordt door de aanvrager als barrière geformuleerd tegen lekkage door breukverschuivingen.

De geomechanische modelstudie geeft onderbouwing van de mate waarin scheurgroei optreedt in het reservoir tot aan breuken en doorgroei van scheuren opwaarts in de afsluitende laag (technische bijlage 12, sectie 'Cold fluid induced thermal fractures – reaching faults and growing

*into cap rock*'). De mogelijkheid van chemische interactie tussen CO<sub>2</sub> en breuken wordt benoemd in de studie naar de haalbaarheid van CO<sub>2</sub>-opslag (technische bijlage 7, sectie 7.4, over '*Fault stability: geochemical effects*'). De mogelijkheid van reacties speelt voor CO<sub>2</sub> in opgeloste vorm in formatiewater; dus niet voor het CO<sub>2</sub> dat in vrije vorm in de gasfase opgeslagen zit.

De aanvrager beschrijft dat de kans zeer klein is dat aantasting van de ondoorlatendheid van randbreuken optreedt. En dat het risico van lekkage hierdoor verwaarloosbaar is.

#### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage opwaarts via breuken*

SodM onderschrijft de identificatie van breukbeweging en scheurgroei als risicofactor voor lekkage langs breuken. In adviesonderdeel 5 geeft SodM een beoordeling over de mate waarin het risico van seismiciteit beperkt wordt. Diezelfde beoordeling is van toepassing om ook het risico van lekkage door breukbeweging te beperken, breukbeweging kan immers leiden tot permeabiliteit langs het breukvlak.

Voor het risico van lekkage via opwaartse uitstroom langs breuken is het nodig dat een continu lekpad ontstaat door een afsluitende laag van 400-600 meter dik. Op plekken waar breuken deze lagen met kleisteen of evaporieten doorsnijden, zijn de breuken zelf ook extra ondoorlatend. Aantasting van de breuk over de volledige dikte van de afsluitende laag is nodig om een continu lekpad te kunnen vormen. Voor de westelijke randbreuk van P18-4 speelt nog als extra overweging mee dat de breuk een relatief grote afschuiving betreft als gevolg van een geologische geschiedenis van breukverschuiving. De structuur is hierdoor complex. De eigenschappen van de breuk in de doorsnijding van de afsluitende kleilaag kan niet feitelijk worden vastgesteld. Er bestaat de mogelijkheid dat zowel doorlatende zandlenzen als afsluitende kleilenzen door verschuivingen over lange geologische tijd in de breukzone terecht zijn gekomen. Bij een doorsnijding van de breuk met een dikke afsluitende kleilaag is het aannemelijker dat de breukzone zelf ook veel afsluitende klei bevat. Uit beantwoording van een door SodM gestelde aanvullende vraag aan TAQA (Doc-8, vraag-11) blijkt dat de afsluitende laag hier het dunst is. Echter, met een dikte van minimaal 400 meter beoordeelt SodM deze dikte van de afsluiting nog steeds als ruim voldoende. Met deze dikte van de afsluitende laag is de kans op ontwikkeling van een continu lekpad zeer klein, ook in geval dat de breuk over het dieptebereik van het opslagvoorkomen of daar vlak boven zou schuiven.

Gegeven de structuur van P18-4 en de iets groter ingeschatte kans op verschuiving langs randbreuken, schat SodM de kans op aantasting van de afsluiting verticaal via randbreuken iets groter in voor P18-4 dan voor P18-2. In plaats van verwaarloosbaar acht SodM de kans zeer klein dat via breuken een continu lekpad tot voorbij de afsluitende laag ontstaat. De inschatting van de kans op lekkage opwaarts via breuken sluit aan op een vergelijkbare inschatting van de kans op lekkage via een scheur in de afsluitende laag zoals gemaakt in tabel 6.2. In deze tabel 6.2 is het risico van lekkage via scheuren in de afsluitende laag samengevat. De stappen 3, 4 en 5 in tabel 6.2 zijn overeenkomstig van toepassing voor het risico van lekkage via randbreuken. In geval dat zich een beving van grote magnitude voordoet, kan niet worden uitgesloten dat de afsluitendheid van de breuk vermindert. De kans dat zich door breukverplaatsingen en mogelijk bijkomende chemische reacties een continu lekpad vormt, beoordeelt SodM voor P18-4 als zeer klein. In het slechtste geval dat lekkage van CO<sub>2</sub> naar een bovenliggend aquifer zou optreden acht SodM het risico van doorstroom naar het milieu van bodem, zeewater of atmosfeer als verwaarloosbaar.

SodM onderschrijft de conclusie dat de ontwikkeling van lekpaden via breuken het best kunnen worden vermeden door de kans op verschuivingen op breuken klein te houden. SodM onderschrijft het belang van begrenzing van de operationele bandbreedte om spanningsveranderingen te vermijden die tot breukbewegingen kunnen leiden. SodM oordeelt dat ook in het slechte geval van een lekpad, daadwerkelijke lekkage op z'n hoogst zeer beperkt zal zijn met de voorgestelde barrière om de reservoirdruk onder de hydrostatische druk te houden.



## Lekkagerisico via scheuren in de afsluitende laag

### *Inschatting aanvrager met een Worst case geomechanische modelstudie*

De aanvrager licht toe dat de mogelijkheid van scheurgroei, opwaarts uit het reservoir, in de afsluitende laag is onderzocht in de geomechanische modelstudie met een 'stresstest' (technische bijlage 12). Deze 'stresstest' is volgens de aanvrager gebaseerd op een combinatie van ongunstige operationele en geomechanische condities (de *Worst case*). Deze combinatie van condities wil de aanvrager bij uitvoering van CO<sub>2</sub>-opslag vermijden.

De in de modelstudies gebruikte *Base case* benadert volgens de aanvrager de normale operationele en geomechanische condities van het project. Volgens de geomechanische berekeningen met input van CO<sub>2</sub>-stroming en afkoeling zal voor deze *Base case* geen scheurgroei in de afsluitende laag optreden (Deel II aanvraag, §3.6.3, tabel 11; in technische bijlage 12 onderbouwing rond figuren 86-88). De aanvrager beargumenteert dat scheurgroei in geval van de *Worst case* beperkt zal blijven tot de onderste 10-20 meter en dat overliggende gesteentelagen van kleisteen voldoende garantie van afsluitendheid biedt.

Dat de berekende *Worst case* scheurgroei niet zal optreden wordt volgens de aanvrager ook ondersteund door informatie afkomstig van hydraulische stimulatie en minifrac testen die in het verleden ten behoeve van gaswinning in omliggende vergelijkbare velden zijn uitgevoerd. De aanvrager geeft aan dat uit deze druktesten blijkt dat er een spanningsverschil zit tussen het reservoir en de afsluitende laag die dient als drempel tegen scheurgroei in de afsluitende laag. De kans op overschrijding van scheurgroei voorbij de onderste 10-20 meter is dan nog kleiner.

De aanvrager omschrijft de opbouw van de afsluitende laag (caprock) als een opeenvolging van siltsteen, kleisteen en evaporiet en dolomiet met een gemiddelde dikte van circa 150 meter (betreffende de Keuper, Muschelkalk, Röt en Solling formaties). Daarboven bevindt zich een ongeveer 400-500 meter dikke Altena Groep die bestaat uit kleisteen, siltsteen en mergel (Deel II aanvraag, sectie 2.3.4 en tabel 2). Lokaal kan de afsluitende laag op sommige plekken in de structuur van het P18-4 opslagcomplex dunner zijn tot een minimale dikte van ongeveer 400 meter boven de westelijke randbreuk (Deel III, sectie 5.4.2). De aanvrager omschrijft de afsluitendheid van deze gesteentelagen als bewezen omdat een gaskolom van aardgas (methaan) miljoenen jaren met succes onder deze afsluiting in de P18 gasvelden bleef ingevangen (Deel III, sectie 5.3.1).

### *Beoordeling SodM van het risico van lekkage via de afsluitende laag*

SodM beoordeelt de kans op scheurgroei in de afsluitende laag als klein en de ontwikkeling van een lekpad als zeer klein. De *Worst case* inschatting waarbij een scheur van 10-20 meter in de onderkant van de afsluitende laag zou kunnen groeien, wordt in de *Base case* vermeden. De huidige modelonzekerheden en de onbekendheid met CO<sub>2</sub>-injectie in een gedepleteerd gasveld maakt het moeilijk om in te schatten hoe ver kan worden weggebleven van de *Worst case* inschatting. Echter, ook als zich een scheur in de onderkant van de afsluitende laag zou vormen zou de resterende dikte afsluitende laag zeer waarschijnlijk voldoende afsluitend moeten zijn.

SodM schat wel in dat ook voor een dik pakket dat als geheel als afsluitend wordt gekwalificeerd, moeilijk is vast te stellen of de hele laag van nature afsluitend is of een gedeelte. Met een scheur in de onderkant van de afsluitende laag blijft er een kleine onzekerheid over de afsluitendheid van het daarboven liggende deel van de primaire afsluitende laag. Daarom hanteert de olie- en gassector het uitgangspunt dat scheuren in de afsluitende laag moeten worden vermeden. Dit uitgangspunt neemt de aanvrager over doordat bij de beoogde *Base case* geen scheurgroei in de afsluitende laag wordt verwacht.

## Conclusies beoordeling lekkage vanuit het reservoir

*Het risico van lekkage door scheurgroei in de afsluitende laag is zeer klein, de mate van scheurgroei heeft wel grote onzekerheden met modellen die moeilijk gevalideerd kunnen worden.*

In de aanvraag wordt als uitgangspunt gehanteerd dat er geen scheurgroei optreedt in de afsluitende laag. De kans dat toch scheurgroei in de afsluitende laag optreedt, wordt in sterke mate bepaald door de onzekerheden in de modelberekeningen en de moeilijke voorspelbaarheid van het CO<sub>2</sub>-gedrag in een gedepleteerd gasveld. Dat de bandbreedtes van de *Base case* worden ingesteld op het uitgangspunt dat geen scheurgroei in de afsluitende laag optreedt, betekent een kleinere kans op een scheur in de afsluitende laag. Er is daarmee een kleinere kans op lekkage in vergelijking tot een scenario waarin de opslag niet binnen begrenzing van de *Base case* blijft.

Dat scheurgroei alleen in de stresstest optreedt en tot maximaal een hoogte van 10-20 meter binnen de gekozen parameters is een reële inschatting van de *Worst case* op basis van alle huidige beschikbare inzichten.

Naast deze verticale scheurgroei, vormt ook de scheurgroei horizontaal richting breuken een risico voor lekkage. Voor P18-4 geldt dat de scheur in het *Base case* scenario de randbreuken van het opslagvoorkomen kan bereiken voor de verwachte injectie in de P18-4A2 put en voor de verwachte modelparameters. Dat verhoogt de kans op instroom van koud CO<sub>2</sub> in vooral de westelijke en mogelijk in de oostelijke randbreuk. SodM oordeelt over het lekkagerisico via beide randbreuken dat horizontale uitstroom evengoed verwaarloosbaar is als gevolg van een naastgelegen dik pakket kleistenen. Zelfs als de breuk CO<sub>2</sub> zou doorlaten, dan wordt horizontale uitstroom alsnog verhinderd door de aangrenzende kleistenen naast het opslagvoorkomen. Echter, verticaal via de breuk zal in geval dat zich een beving voordoet, de afsluitendheid van de breuk op de plek van de verschuiving kunnen verminderen. SodM schat de kans op aantasting van de afsluiting verticaal via randbreuken in als zeer klein.

De grootste moeilijkheid met deze inschatting van risico's is dat de juistheid van de voorspellingen uit modellering (en van de onderliggende aannames en parameterkeuzes) moeilijk is te valideren op basis van het door de aanvrager voorgestelde plan van monitoring (zie daarvoor meer uitgebreid adviesonderdeel 8). Als een lekpad in de afsluitende laag zou ontstaan door scheurgroei of door verschuivingen langs breuken, zijn actieve herstelmaatregelen niet mogelijk. Het ontwikkelen van lekpaden via scheuren stopt waarschijnlijk als de oorzaak ophoudt. Als in een latere fase de CO<sub>2</sub>-opslag weer opwarmt, verdwijnen rekspanningen die scheurgroei veroorzaken. Echter, het is moeilijk in te schatten in hoeverre scheuren en breuken zich op termijn weer vloeistofdicht sluiten als de oorzaak van vorming ophoudt.

De afsluitende laag boven het reservoir en rond de randbreuken heeft een dikte van 400 tot 600 meter. Hoe dikker de afsluitende laag, hoe kleiner in principe de kans dat een continu lekpad over zulke grote afstand kan ontstaan bij een scheur of bij een verschuiving langs een breuk.

Afwijking van het verwachte reservoirgedrag (van onvoorziene scheurgroei en kleine verschuivingen op breuken) zullen niet worden opgemerkt zonder zeer nauwkeurige micro-seismische monitoring. De aanvrager stelt geen micro-seismische monitoring voor. Zie hiervoor adviesonderdeel 8.

SodM oordeelt dat zolang de druk in het reservoir lager is dan de drukken in omliggende gesteentelagen, gassen (CO<sub>2</sub> en achtergebleven methaan) nauwelijks uit het opslagcomplex kunnen stromen (afgezien van bovengenoemde effect van '*buoyancy*'). Ook niet in de situatie dat toch een lekpad zou zijn ontstaan. Dus ook in geval van beperkte scheurvorming in de onderkant van de afsluitende laag, of bij een verschuiving langs breuken en met de modelonzekerheden, blijft het risico van lekkage zeer klein, zolang de reservoirdruk lager is dan de vloeistofdruk in omliggende gesteentelagen.

*Het risico van lekkage via het reservoir is aanvaardbaar. De kans op de serie gebeurtenissen die dit zou veroorzaken is zeer klein en gezien de onzekerheden, zijn de effecten ervan in het slechtste geval nog aanvaardbaar.*

Tabel 6.2 geeft een samenvatting van de risico-inschatting van de aanvrager en van de beoordeling door SodM. De tabel toont de opeenvolgende escalatiestappen aan gebeurtenissen die

zouden moeten optreden voordat sprake is van lekkage via een scheur in de afsluitende laag en voordat sprake is van doorstroom naar ondiepere lagen met mogelijke effecten voor mens en milieu.

In het risicobeheersplan (Deel III aanvraag, sectie 5.4.2) wordt de hoger gelegen Vlieland Kleinsteen formatie als secundaire afsluitende laag en als barrière genoemd in geval dat CO<sub>2</sub> door de afsluitende laag uitstroomt in andere nog steeds diepgelegen zandsteenlagen. Deze secundaire afsluitende lagen moeten helpen verhinderen dat CO<sub>2</sub> verder opwaarts kan stromen naar de ondiepe bodem, oceaan of atmosfeer.

Tabel 6.2: *Inschatting SodM van het risico van lekkage uit de CO<sub>2</sub>-opslag via de afsluitende laag*

<b>Escalatiestappen</b>	<b>Kans / effect / risico-inschatting</b>
<p>Stap-1: Scheurvorming in de onderkant van de primaire afsluitende laag <i>(afwijking van verwacht gedrag, maar binnen de inschatting van de Worst case)</i></p>	<p><u>Reële kans</u>: Scheurvorming aan de onderkant van de afsluitende laag als gevolg van afkoeling en verandering van gesteentespanning blijft een reële mogelijkheid door huidige modelonzekerheden, ondanks de Base case die daarvan wegblijft.</p> <p><u>Effect en risico</u> van een scheur in onderkant van afsluiting is nihil voor mens en milieu, zo lang door de scheur geen continu doorstroomkanaal ontstaat.</p>
<p>Stap-2: Doorgroei van scheur hoger in primaire afsluitende laag <i>(door onjuiste inschatting van de Worst case groeit scheur verder dan het ingeschatte slechtste scenario )</i></p>	<p><u>Kleine kans</u>: De onzekerheden in modellen zouden slechter moeten uitpakken dan het ingeschatte slechtste scenario. Door de modelonzekerheden sluiten we deze mogelijkheid niet uit.</p>
<p>Stap-3: Ontwikkeling van lekpad in primaire afsluitende laag <i>(uitstroom verhinderd door barrière van lagere druk binnen dan buiten reservoir)</i></p>	<p><u>Kleinere dan kleine kans</u> op ontwikkeling van een lekpad. De kans is groter dan 'verwaarloosbaar' doordat de natuurlijke barrières ter voorkoming van een continu lekpad meerdere significante geologische en modelonzekerheden hebben.</p>
<p>Stap-4: Optreden van lekkage naar aquifer boven primaire afsluitende laag <i>(stroming door en bovenuit de afsluitende laag in bovenliggende watervoerende laag. Verdere doorstroming naar hogere gesteentelagen tegengehouden door secundaire afsluiting.)</i></p>	<p><u>Zeer kleine kans</u> op lekkage uit opslagcomplex zolang er sprake is van lagere druk binnen dan buiten reservoir (onderdruk).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Onzekerheid over lange termijn sub-hydrostatische druk in reservoir zonder extra veiligheidsmarge waardoor druk boven hydrostatische drukbegrenzing zou uitkomen: door drukopbouw door lange termijn <i>temperatuureffecten, aquifer drive</i>. Zie onderstaand hoofdstuk 'Beoordeling drukbegrenzing als gedeelde put en reservoirbarrière ter voorkoming van lekkage'.</li> <li>- Onzekerheid over de hoeveelheid potentiële uitstroom door grote onzekerheden over effectiviteit van natuurlijke barrières en over de hoeveelheid potentiële uitstroom.</li> </ul> <p><u>Verwaarloosbaar effect en risico</u> voor mens en milieu in geval van uitstroom, ook als de onzekere hoeveelheid uitstroom met een worst-case als zeer groot volume wordt ingeschat.</p>
<p>Stap-5: Optreden van lekkage en doorstroom naar het milieu van bodem, zeewater of atmosfeer <i>(stroming naar hogere, ondiepere lagen, boven de secundaire afsluiting, met effecten voor mens en milieu)</i></p>	<p><u>Verwaarloosbare kans</u> op lekkage naar ondiepere lagen, boven de secundaire afsluiting, naar bodemwater of atmosfeer. Ook in geval van worst-case grote hoeveelheid uitstroom in aquifer direct boven primaire afsluiting, is kans op doorstroom naar bovenliggende lagen verwaarloosbaar.</p> <p><u>Verwaarloosbaar risico</u> voor mens en milieu met een verwaarloosbare kans op lekkage.</p>

## ***Beoordeling van rol drukk begrenzing en ultieme lekkage scenario's***

SodM heeft in de bovenstaande beoordeling van het put- en reservoirgerelateerde lekkagerisico geconcludeerd dat uitstroom uit het reservoir niet zal optreden, ook als er een lekpad zou zijn, zolang de druk in het reservoir een lagere druk heeft dan de druk in omliggende en bovenliggende gesteentelagen. In meer technische termen betekent deze drukk begrenzing dat de druk op een diepte bovenin de kolom van vrij CO<sub>2</sub>-gas lager moet zijn dan de druk van een vrije waterkolom op dezelfde diepte. Die druk van een vrije, statische waterkolom heet de hydrostatische druk. De hydrostatische druk neemt toe met de diepte in opeenvolgende gesteentelagen (de hydrostatische drukgradiënt), afhankelijk van het gewicht van het zoute formatiewater. Zolang de druk van een kolom van vrij CO<sub>2</sub>-gas niet boven de hydrostatische drukgradiënt uitkomt (hierna: *sub-hydrostatische-druk*), zal er vrijwel geen effectieve opwaartse uitstroom zijn. Het opstijgend vermogen van CO<sub>2</sub> ('buoyancy') speelt wel maar zal teniet gedaan worden door druk van de bovenliggende gesteentelagen en eventuele instroom. Zie hiervoor de uitleg onder subhoofdstuk lekkage '*via micro-annuli langs de put*'. Oplossing en diffusie van CO<sub>2</sub> is eventueel wel mogelijk bij het contact tussen de kolom van vrij CO<sub>2</sub>-gas en vrij water.

### Inschatting van scenario's van druktoename

De aanvrager geeft in het risicobeheersplan de beperking van de *sub-hydrostatische-druk* als barrière in geval die rond de put door hogere injectiedrukken lokaal zou worden overschreden (deel III aanvraag, §6.2.4). De aanvrager levert in de beantwoording op de aanvullende vraag over lekkagerisico extra onderbouwing van de drukgradiënten van de zoutwaterkolom en van de CO<sub>2</sub>-kolom (Doc-8). SodM houdt de waardes van de zoutwaterkolom aan voor het vaststellen van de hydrostatische drukgradiënt die uitkomt op 0,103 bar/m voor een dichtheid van water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.

SodM ziet een aantal mogelijke oorzaken voor overschrijding van de *sub-hydrostatische-druk* barrière:

- De druk in het reservoir zal stijgen door temperatuurstijging na afloop van CO<sub>2</sub>-injectie, zoals door de aanvrager wordt toegelicht in Deel II aanvraag (§3.6.2, figuur 19).
- Als de druk op referentiediepte wordt begrensd op de hydrostatische druk, dan zal de druk van de CO<sub>2</sub>-kolom hoger in het reservoir uitkomen boven de hydrostatische druk vanwege het dichtheidsverschil tussen CO<sub>2</sub> en water. Een drukcorrectie is nodig waarbij de CO<sub>2</sub>-kolom niet alleen op referentiediepte maar ook bovenin het reservoir *sub-hydrostatisch* blijft.
- De druk in de CO<sub>2</sub>-kolom zou na stoppen van injectie op zeer lange termijn kunnen oplopen door instroom van water uit het onderliggende aquifer ('*aquifer support*'), zoals door NORCE-reviewer wordt beschreven (Bijlage 3).

SodM beoordeelt voor ieder van deze drie punten of die de *sub-hydrostatische druk* barrière aantasten en wat nodig is voor beheersing van het risico van lekkage.

#### *Temperatuur- en drukstijging na afloop van CO<sub>2</sub>-injectie*

SodM is het eens met de inschatting van de aanvrager dat na beëindigen van de injectie de druk langzaam zal toenemen door opwarming van het opgeslagen CO<sub>2</sub>. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 4 bar zijn. De verdere temperatuur- en drukstijging vlakt daarna snel af. SodM oordeelt dat het mogelijk moet zijn om gedurende de injectiefase de drukontwikkeling nauwkeurig te meten en modelvoorspellingen te actualiseren van de te verwachten langetermijn druktoename door temperatuurstijging. SodM oordeelt dat de uitvoerder van de opslag in de eindfase rekening moet houden met deze druktoename uit voorspellingen. Op deze wijze moet op tijd met injectie gestopt kunnen worden zodat de druk met gerede zekerheid onder een limietstelling voor de gemiddelde reservoirdruk kan blijven.

#### *Drukgradiënt ook bovenin reservoir sub-hydrostatisch*

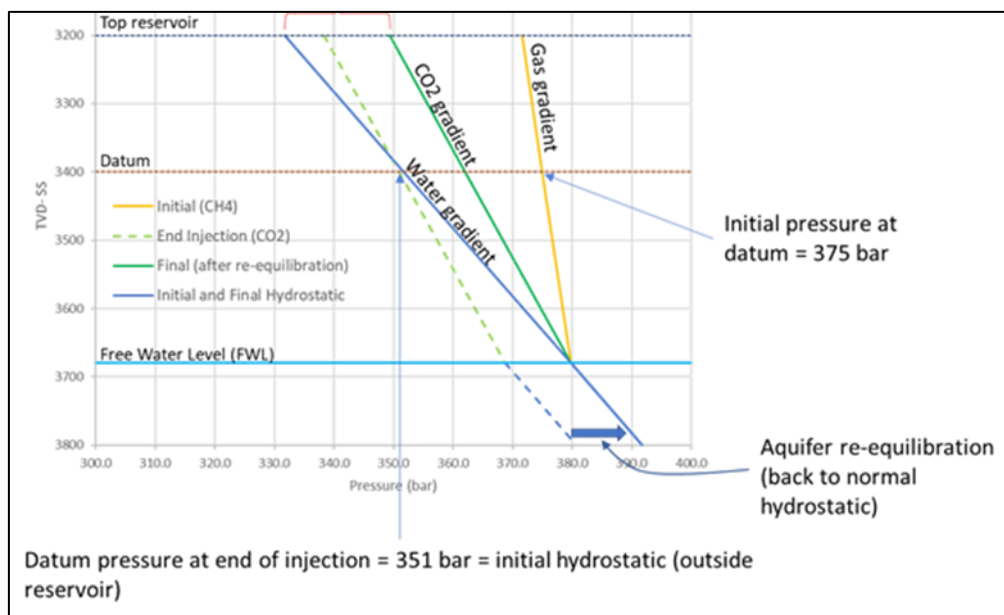
Doordat een kolom CO<sub>2</sub> lichter is dan eenzelfde kolom water, neemt de druk binnen een CO<sub>2</sub>-kolom opwaarts minder snel af dan in een waterkolom. Deze verschillen in drukgradiënten worden

weergegeven in de onderstaande figuur 6.1. Als de druk voor de CO<sub>2</sub>-kolom begrensd zou worden op een referentiediepte op de daar geldende hydrostatische druk, dan zou druk in de CO<sub>2</sub>-kolom boven die referentiediepte groter zijn dan de druk in de waterkolom. Naar dit effect van lichter gas wordt ook wel verwezen als het drijfvermogen van een gas ten opzicht van water ('*buoyancy effect*').

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) geeft hierover uitleg in hoofdstuk 5.2 '*Ultimate leakage potential of the P-18 site*' binnen het vraagstuk van drukbarrière aan bovenkant reservoir ('*Top reservoir pressure barrier*'). De reviewer geeft een grove inschatting van de correctie die zou moeten worden toegepast op de voorgestelde druk van 332 bar op referentiediepte van 3200 meter om ervoor te zorgen dat ook bovenin het reservoir de druk in de CO<sub>2</sub>-kolom sub-hydrostatisch blijft. Een drukcorrectie moet worden toegepast. Volgens de aanvrager is zo'n drukcorrectie in de aanvraag ondervangen met een 2% marge, Deel II van de aanvraag, §4.3 en Tabel 2.

*Inschatting van de rol van druktoename onder invloed van instroom vanuit de onderliggend aquifer*

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) geeft een uitgebreide analyse naar aanleiding van de extra reviewvraag van SodM over de effecten en beheersing van een lekkage in geval zich een lekpad zou hebben gevormd. De reviewer geeft aan dat niet uitgesloten kan worden dat de druk in de CO<sub>2</sub>-kolom na stoppen van injectie over zeer lange termijn zou oplopen doordat dat het water onderin het reservoir de CO<sub>2</sub>-kolom zou kunnen opduwen. Het scenario is dan dat vrij water in het reservoir direct onder de CO<sub>2</sub>-kolom in verbinding staat met een vrije waterkolom van grote hoeveelheid (door de reviewer geïdentificeerd als "*Open store*"). Als deze waterkolom van onderaf tegen de bovenliggende CO<sub>2</sub> aandruwt, kan de druk hoger in de CO<sub>2</sub>-kolom stijgen tot boven de hydrostatische drukgradiënt.



*Figuur 6.1 (uit NORCE-review rapport, bijlage 3): de druk in het P18-2 reservoir (langs horizontale as) voor verschillende dieptes voor water (blauwe lijn), CO<sub>2</sub> (groene lijn) en aardgas (gele lijn). Iedere lijn toont hoe de druk toeneemt met diepte (gradiënt) in een continue kolom van respectievelijk water, CO<sub>2</sub> en aardgas. Het principe van deze drukgradiënten is voor P18-4 hetzelfde als voor P18-2. De in de figuur vermelde drukken voor P18-2 zijn voor P18-4 wel anders: 332 bar in plaats van 351 bar en 348,5 bar in plaats van 375 bar op een referentiediepte van 3200 meter in plaats van 3400 meter. De vraag in deze beoordeling is of de drukgradiënt in de kolom van CO<sub>2</sub> in het reservoir op de lange termijn de groen gestippelde lijn volgt (wat de aanvrager aangeeft) of dat de druk mogelijk de groene dikke lijn volgt (wat de reviewer als mogelijkheid voorstelt).*

Volgens de aanvrager is er geen sprake van water in het reservoir dat van onderaf de druk in CO<sub>2</sub> kolom opduwt ('*druk support*' of '*aquifer drive*'), omdat tijdens gaswinning geen indicaties waren voor actief gedrag van de onderliggende watervoerende laag (Deel II van de aanvraag, §3.2).

De NORCE-reviewer maakt de inschatting dat de druk in het slechtste geval over zeer lange termijn mogelijk wel zou kunnen stijgen tot hydrostatische druk aan de basis van de CO<sub>2</sub>-kolom. De druk hoger in de CO<sub>2</sub>-kolom in het reservoir zou dan ruim boven de hydrostatische druk uitkomen (de gele lijn in figuur 6.1). De stijging is wel gelimiteerd en zou in dit slechtste geval naar inschatting van de reviewer ergens uitkomen in het midden tussen de hydrostatische drukgradiënt (blauwe lijn) en de drukgradiënt van de originele aardgaskolom (de initiële reservoirdruk; de gele lijn).

De NORCE-reviewer betwijfelt op basis van de inzichten uit de drukontwikkeling bij gaswinning dat een stijging van de druk in de CO<sub>2</sub>-gaskolom voor de lange termijn kan worden uitgesloten. De reviewer geeft bovendien aan dat de druk bovenin de CO<sub>2</sub>-kolom sub-hydrostatisch kan worden gehouden met een extra veiligheidsmarge.

#### *Beoordeling SodM van risico van druktoename onder invloed van de onderliggend aquifer*

SodM oordeelt dat het ontbreken van '*aquifer drive*' over de tijdsduur van gaswinning niet uitsluit dat er op langere termijn sprake zou kunnen zijn van '*aquifer drive*'. In dat geval kan water over zeer lange termijn toestromen en zou het aquifer onder de CO<sub>2</sub>-kolom op hydrostatische druk kunnen komen. In dat geval zal ook de druk van de CO<sub>2</sub>-kolom in het reservoir stijgen. Op zeer lange termijn zou de druk in het reservoir dan boven de hydrostatische druk uitkomen.

SodM oordeelt dat de hydrostatische druk als barrière in ieder geval nodig is zolang er een kleine kans is op een lekpad als die niet op enigerlei wijze is gedicht.

SodM concludeert dat met de extra veiligheidsmarge de onzekerheid over aantasting van de hydrostatische barrière kan worden weggenomen. CO<sub>2</sub> (en eventueel resterend methaan) zullen dan niet kunnen uitstromen, ook niet in geval van een lekpad. Met deze extra marge in de begrenzing van de gemiddelde reservoirdruk is de kans verwaarloosbaar dat de hydrostatische druk als grens op lange termijn wordt overschreden.

#### Beoordeling van het risico van het ultiem lekkagescenario

SodM beoordeelt of de aanvrager ook realistische scenario's geanalyseerd heeft die beschreven kunnen worden als ultieme lekkagescenario's. De kans dat deze extreme ultieme scenario's zich voordoen moet zeer onwaarschijnlijk zijn om als verwaarloosbaar risico's geclassificeerd te worden en daarmee aanvaardbaar te zijn. Het gaat hierbij om scenario's waarbij significante CO<sub>2</sub>-volumes uit het opslagcomplex lekken. Om uitstroom van een significant volume te realiseren zal een aaneenschakeling van gebeurtenissen moeten plaatsvinden om daadwerkelijke uitstroom van CO<sub>2</sub> buiten het opslagcomplex te realiseren. Om een significante lekkagevolume te laten ontstaan zullen deze omstandigheden over een lange periode aanwezig moeten zijn. Lekkagesnelheden zijn zeer klein, vanwege de configuratie van lekpaddimensies en het kleine drukverschil. Er zullen enkele honderden tot duizenden jaren nodig zijn om een significant lekkagevolume te creëren. Voor het inschatten van het risico van lekkage in deze extreme ultieme scenario's zijn de volgende aaneenschakeling van gebeurtenissen nodig: 1) druktoename in het opslagcomplex; 2) lekpad dat over een langere termijn open blijft; 3) beweging, dan wel stroming door het lekpad.

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) beschrijft de overschrijding van de hydrostatische druk als aanleiding voor uitstroom uit het opslagcomplex in geval dat een lekpad op lange termijn nog steeds aanwezig is.

#### *Beoordeling van SodM van het ultieme 'worst-case' scenario*

De aanvrager heeft aangetoond dat in een '*worst-case*' scenario het ontstaan van een lekpad zeer klein is en dat het risico van uitstroom van CO<sub>2</sub> naar de omgeving hierdoor zeer klein is. Met door SodM voorgestelde extra drukbegrenzing voor de uiteindelijke gemiddelde reservoirdruk zal deze uitstroom verwaarloosbaar zijn. Voor het allerslechtste geval dat er toch uitstroom optreedt, heeft SodM de aanvrager een additioneel scenario door laten rekenen waarin het lekkagevolume is bepaald.

Hierbij stelt SodM dat deze situaties zeer onwaarschijnlijk zijn omdat alle gebeurtenissen aaneengesloten moeten plaatsvinden, hetgeen zeer onwaarschijnlijk is gezien de samenstelling van het opslagcomplex, de bovenliggende gesteentelagen, de productiehistorie en injectiecondities. Hieronder geeft SodM drie extreme scenario's weer waarvan de eerste door de aanvrager is doorgerekend:

- Hydrostatisch evenwicht door het lekkagepad dat fysiek verbonden is met de eerst bovenliggende gesteentelagen met opslagcapaciteit: de specifieke gebeurtenissen die moeten ontstaan zijn een fysieke verbinding via het lekpad naar de gesteentelaag; het lekpad volledig gevuld met CO<sub>2</sub>; een CO<sub>2</sub> reservoirdruk na injectie van 332 bar.  
Het resultaat zal zijn dat een hoeveelheid van 0.6 Mton aan CO<sub>2</sub> weglekt in het bovenliggende gesteente dat gevuld is met water. De aanvrager rekent voor (Doc-8, beantwoording aanvullende vraag) dat dit volume in het slechtste geval kan weglekken uit het opslagcomplex en instroomt in de Vlieland (Zandsteen) Formatie die zich boven de afsluitende laag bevindt. De druk in deze Vlieland Formatie blijft binnen deze inschatting op de hydrostatische druk van 268 bar op 2573 meter diepte. Wanneer het CO<sub>2</sub> kan oplossen, blijft de druk in de Vlieland Formatie hydrostatisch. Er zal dan CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex weglekken totdat de CO<sub>2</sub>-druk is gedaald naar 307 bar op de referentiediepte van 3200 meter. Daaronder staat vervolgens een CO<sub>2</sub> kolom in vrije verbinding via een nauw lekpad, waarbij de druk in het reservoir is gedaald en gestabiliseerd. In dat geval zou over een zeer lange periode 0.6 Mton weglekken uit het opslagcomplex in de Vlieland Formatie.
- Het scenario van instroom van water van onder de CO<sub>2</sub>-opslag (onderliggende aquifer) die het CO<sub>2</sub> omhoog en wegduwt en met een continu lekpad door de afsluitende laag naar eerst bovenliggende gesteentelagen boven de afsluiting (bovenliggende aquifer). Voor dit scenario zijn een aantal specifieke omstandigheden nodig die moeten optreden en zeer lange tijd moeten aanhouden. Allereerst moet het onderliggende aquifer een zodanig groot volume hebben dat de initiële reservoirdruk in het opslagreservoir zich weer kan herstellen. Daarnaast moet een fysieke verbinding via het lekpad van enkele honderden meters naar de gesteentelaag of ondieper milieu over zeer lange termijn open blijven. Ten derde moet het lekpad zich bevinden op het ondiepste punt van het reservoir.  
Het resultaat zal zijn, dat gedurende een periode van vele honderden tot duizenden jaren het waterniveau in het reservoir zal stijgen tot aan het ondiepste punt in het reservoir. De druk die de onderliggende aquifer kan creëren is voldoende om het CO<sub>2</sub> door het lekkagepad te persen richting de bovenliggende lagen dan wel naar het ondieper milieu (zeewater, atmosfeer) indien de bovenliggende lagen doorlaatbaar zouden zijn. De aanvrager heeft aangetoond dat er geen zichtbaar drukresponse is van een aquifer, gedurende de periode van gasproductie uit het P18-4 gasreservoir. Ook is het aannemelijk dat de lagen boven het aquifer afdichtend vermogen hebben. Dezelfde lagen zijn in andere gebieden aangemerkt als de afdichtende laag voor olie- en gasreservoirs.
- Beweging van CO<sub>2</sub> door het lekpad vanwege opwaartse gerichte resulterende kracht (drijfvermogen CO<sub>2</sub> groter dan kracht van neerwaarse stroom van water uit bovenliggende aquifer): De specifieke gebeurtenissen die moeten ontstaan zijn een fysieke verbinding via het lekpad van enkele honderden meters lang naar de gesteentelaag of ondieper milieu; de breedte van het lekpad dat groot genoeg moet zijn om stroming toe te laten (permeabiliteit).  
Het resultaat zal zijn, dat gedurende een periode van duizenden, zo niet miljoenen jaren, het CO<sub>2</sub> van het reservoir zich verplaatst naar bovenliggende gesteentelagen. De periode is afhankelijk van de breedte van het lekkagepad, om voldoende ruimte te bieden aan opstijgende CO<sub>2</sub>-druppels. Dit proces wordt tegengewerkt, doordat er door hetzelfde lekpad stroming van boven naar beneden zal zijn van water, afkomstig uit de bovenliggende gesteentelagen. Ook de oppervlaktespanning van de CO<sub>2</sub>-druppel en daarmee de capillaire werking in de zeer nauwe opening van een lekpad resulteert in een blokkade door de CO<sub>2</sub>-druppel zelf als die opening voldoende nauw is. De druppel zal de doorgang blokkeren indien de diameter van de druppel te groot is ten opzichte van de poriën of lekpaddiameter. Hierdoor zal stroming naar bovenliggende lagen nog verder worden beperkt en eraan bijdragen dat de periode nog langer zal duren dan de bovengenoemde duizenden jaren.

## Conclusie over extreme scenario en werking drukbegrenzing

De lekkage in bovenbeschreven scenario's valt ver voorbij de worst-case inschattingen die door de aanvrager zijn beschreven. Zoals eerder aangegeven zullen alle gebeurtenissen aaneengesloten plaats moeten vinden om een extreem scenario te realiseren. De geadviseerde inperkende drukken als begrenzing zullen eraan bijdragen dat de kans op deze scenario's verwaarloosbaar klein is.

SodM heeft (met hulp van de NORCE-review en de vraagbeantwoording door aanvrager) een inschatting gemaakt van wat er in het allerslechtste geval qua lekkage zou kunnen misgaan. Alleen in het geval dat de lekkage van CO<sub>2</sub> niet in het bovenliggende gesteentelaag ingevangen kan worden, zal dit over een zelfde tijdschaal van duizenden jaren wegstromen naar de ondiepere milieus (zeewater, atmosfeer). De kans hierop acht SodM verwaarloosbaar klein als de hydrostatische druk met extra marge op de drukbegrenzing ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd.

In adviesonderdeel 8 zal SodM toelichten in hoeverre met de voorgestelde monitoringsmiddelen een afdoende controle kan plaatsvinden van de mate waarin de CO<sub>2</sub>-opslag binnen de *Base case* wordt geopereerd.

## **Conclusies Adviesonderdeel 6**

*De put-gerelateerde risico's van lekkage en effecten voor mens en milieu zijn beheersbaar doordat de fysieke en operationele barrières adequaat zijn en de putten voor de lange termijn volledig kunnen worden afgesloten.*

De put is in te delen in drie deelgebieden. Het gebied binnen de put dat in aanraking komt met CO<sub>2</sub>, het gebied in de put dat niet in aanraking komt met CO<sub>2</sub> en het gebied direct aan de buitenkant van de put waar cement geplaatst is of in contact komt met het maritieme milieu. SodM heeft in de beoordeling van het put-gerelateerde lekkagerisico onderscheid gemaakt tussen putcomponenten per deelgebied. De kans op lekkage via put-gerelateerde lekpaden beoordeelt SodM als zeer klein. Het effect van de lekkage is klein tijdens de injectieperiode en verwaarloosbaar in de periode na injectie. Hierdoor is de conclusie dat put-gerelateerde risico's van lekkage verwaarloosbaar zijn. De redenen voor deze conclusie worden hieronder benoemd.

Door het toepassen van een monitoringsprogramma (zie adviesonderdeel 8) is vroegtijdige detectie en correctie mogelijk, voordat de integriteit van de putcomponenten die in aanraking komen met CO<sub>2</sub> heeft gefaald. Onderhoud en/of vervanging van putcomponenten als corrigerende maatregel is technisch realiseerbaar en kan op korte termijn worden uitgevoerd waarbij injectie in de put tussentijds wordt gestopt. Hierdoor is de kans op lekkage en negatieve effecten zeer klein.

Het is een reële kans dat de integriteit van cement rond de put aangetast wordt vanwege de vorming van micro-annuli. Ook met de in de aanvraag voorgestelde operationele grenswaardes treedt afkoeling van het cement op, waardoor de vorming van micro-annuli reëel is. De kans dat micro-annuli een continu lekpad vormen over de circa 500 meter dikke dieptebereik van de primaire afsluiting (de afsluitende laag) parallel aan de put beoordeelt SodM als zeer klein. Indien een fysiek pad via micro-annuli ontstaat, zal er geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. Wanneer de voorwaarde van sub-hydrostatische druk in het reservoir gerespecteerd wordt, zal er vrijwel geen uitstroom van CO<sub>2</sub> zijn (afgezien van een zeer kleine kans op zeer kleine lekkagesnelheden door diffusie) en is er geen effect. Hierdoor is het risico van lekkage door micro-annuli zeer klein tot verwaarloosbaar.

Voor de lange termijn risico-inschatting is van belang wat er gebeurt met de lekpaden zoals micro-annuli. Deze eventuele lekpaden rond de putten kunnen worden verwijderd. Dat is wat de aanvrager ook aangeeft te zullen doen. De verbuizing in de put en het cement wordt over een ruime afstand in het afsluitende gesteente uitgefreesd en vervangen door CO<sub>2</sub>-bestendig cement. Hierdoor wordt uitstroom verhinderd waardoor het risico van lekkage zeer wordt beperkt. De



risico's van put-gerelateerde lekkage worden daarom op juiste wijze gemitigeerd en zijn voor de lange termijn verwaarloosbaar klein en daarmee aanvaardbaar.

*CO<sub>2</sub>-injectie kan veilig, maar door de huidige onzekerheden van reservoirgedrag bij CO<sub>2</sub>-opslag is voor de lange termijn een grotere veiligheidsmarge gewenst van gemiddelde reservoir-einddruk.*

De kans op lekkage via reservoir-gerelateerde lekpaden beoordeelt SodM als zeer klein. Immers, de kans op scheurgroei in de onderkant van de afsluitende laag en verschuivingen langs breuken zijn klein. Vervolgens is de kans op een daadwerkelijk lekpad en uitstroom daardoorheen (lekkage) via scheuren, breuken en via de randen uit het opslagcomplex nog kleiner.

Geomechanische scenario's zijn doorgerekend met inputs scenario's met combinaties van slechtste omstandigheden (*Worst case*). Horizontaal geldt voor P18-4 dat in de *Base case* scheurgroei naar een randbreuk kan plaatsvinden. Verticaal geldt dat ook voor het *Worst case*-scenario scheurgroei beperkt blijft tot in de onderkant van de afsluitende laag. Dus ook voor het *Worst case*-scenario is de verwachting dat geen lekpad ontstaat via scheuren of breuken. Wel heeft de risico-inschatting op basis van deze modelberekeningen de nodige onzekerheden. Dat het risico van lekkage via het reservoir evengoed als zeer klein wordt ingeschat, komt doordat de ontwikkeling van een continu pad over een verticale afstand van een 400 meter dikke afsluitende laag zeer klein is.

Naast de dikte van de afsluitende laag ter voorkoming van een lekpad, zal ook in geval van een fysiek pad toch geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft.

Het grootste risico ziet SodM in de onzekerheid over het verwachte dynamische reservoirgedrag, of dat door onbekende en onvoorziene factoren de *Worst case*-inschatting van CO<sub>2</sub>-injectie en -opslag toch moet worden bijgesteld. De modelberekeningen zijn door een team van externe reviewers (Bijlagen 2 en 3) en SodM getoetst. SodM oordeelt dat op basis van de huidige kennis de *Worst case* een adequate inschatting geeft. De moeilijkheid is dat niet eerder CO<sub>2</sub> met zulke hoeveelheden is geïnjecteerd in een gasveld waarin door gaswinning de gasdruk tot zulke lage waarde van 20 bar is gedaald. Gedurende de injectie van CO<sub>2</sub> in het P18-4-reservoir zullen veel verwachtingen uit de modellering met meetgegevens moeten worden geverifieerd.

SodM verwacht dat binnen de operationele bandbreedte van de *Base case*, het een reële inschatting is dat de injectie en opslag in P18-4 kan wegblijven van de *Worst case*-inschatting en dat de ontwikkeling van een lekpad kan worden vermeden. Als er desondanks toch sprake is van de ontwikkeling van een lekpad, dan is de kans daarop het grootst in de beginfase van injectie door de afkoeling van het reservoir. Als het lekpad vervolgens toch openblijft (anders dan de verwachting dat lekpaden zich weer zullen sluiten), dan zal lekkage kunnen optreden bij druktoename aan het eind van de injectie en in de lange periode daarna.

SodM schat met de huidige beschikbare informatie in dat binnen het reservoir de verspreiding van CO<sub>2</sub>, en de druk- en temperatuurontwikkeling moeilijk te valideren zal zijn gedurende de injectie op basis van slechts druk-, temperatuur- en debietmetingen. Het hangt af van de geschiktheid van de voorgestelde aanvullende monitoringstechnieken (zie adviesonderdeel 8) of grotere afwijkingen buiten de bandbreedte van het te verwachten reservoirgedrag voldoende kunnen worden opgemerkt.

*Een extra marge is nodig op de reservoir-drukbevestiging om de gemiddelde reservoirdruk op de lange termijn sub-hydrostatisch te houden.*

SodM constateert dat de aanvrager voorstelt om een bovengrens van gemiddelde reservoirdruk van 332 bar op een referentiediepte van 3200 meter als ultieme barrière tegen lekkage te hanteren. Deze druk komt overeen met een zoutwaterkolom van 3200 meter hoogte (hydrostatische druk). Door de druk van het CO<sub>2</sub> onder deze druk te houden kan, volgens de aanvrager, lekkage worden voorkomen als zich een lekpad zou hebben gevormd. Tegelijk geeft de aanvrager aan om de druk lokaal rond de put in het reservoir in de eindfase van injectie boven de hydrostatische druk te laten uitkomen en onder de initiële reservoirdruk te blijven.

In het slechte geval, als er een fysiek lekpad is en als ook hydrostatische druk als barrière zou falen, zou uitstroom plaatsvinden uit het opslagcomplex en instroom in bovenliggende of naastgelegen diepe gesteentelagen. Ook dan zijn er nog geen nadelige effecten te verwachten op de ondiepe bodem, op zeewater of atmosfeer. Wel zou er in dit slechte scenario een beroep

gedaan moeten worden op de aanwezigheid van andere natuurlijke barrières om uitstroom naar ondieper gelegen lagen te voorkomen.

De NORCE-reviewer concludeert dat de hydrostatische druk voor de zeer lange termijn mogelijk een minder effectieve barrière is dan de aanvrager voorstelt als de drukgrens van 332 bar wordt gehanteerd. De reviewer houdt rekening met de mogelijkheid dat op de zeer lange termijn de druk van de CO<sub>2</sub>-kolom verder stijgt dan de 332 bar doordat de onderliggende watervoerende laag (aquifer) voor extra druk zorgt (aquifer drive). Afhankelijk van de tijdschaal waarop de aquifer drive optreedt, zou lekkage na de afsluiting van het veld optreden indien op zeer lange termijn nog steeds een lekpad aanwezig zou zijn.

SodM vindt het van belang (met het oog op de onzekerheid die er over effecten op ondiep milieu van lekkage zijn) dat de kans op lekkage en verdere opwaartse stroming zo klein mogelijk blijven. Een extra veiligheidsmarge op de in de aanvraag voorgestelde begrenzing van de reservoir-einddruk is daarom nodig.

#### *Advies voor voorschriften drukbegrenzing met extra marge*

SodM adviseert om een inperkend voorschrift op te nemen met een extra marge op de bovengrens van de gemiddelde reservoirdruk waarmee beter gewaarborgd wordt dat de druk ook voor de lange termijn onder de sub-hydrostatische druk als barrière blijft.

Reden voor deze extra marge is dat gezien de huidige onzekerheden in de modellering SodM oordeelt dat de kans op een significante lekkage zonder drukbegrenzing groter wordt, zodanig dat de potentiële effecten van uitstroom van belang worden. Effecten in de vorm van uitstroom voorbij het bovenliggend aquifer zijn dan alsnog klein en ook moeilijk voorstelbaar en lastig goed in kaart te brengen. Echter, als de hydrostatische druk ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd, mede door de extra marge op de drukbegrenzing, acht SodM de kans op op zulke lekkage verwaarloosbaar klein en ook het risico aanvaardbaar.

Deze voorschriften worden in adviesonderdeel 7 nader toegelicht. Het is hierbij van belang dat een extra veiligheidsmarge door de aanvrager wordt ingebouwd, meer dan wat in de aanvraag wordt voorgesteld. Wij stellen daarom voor dat de aanvrager het monitoringsplan en de corrigerende maatregelenplan op dit punt ruim voor aanvang van injectie zodanig aanscherpt.

## **7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk**

Bij de toetsing op de grenswaarden van de snelheid en de druk zal gekeken worden naar de grenswaarden van de druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub> en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO<sub>2</sub> en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub>.

#### *Begrenzing van de gemiddelde reservoirdruk en lokale druk onder de hydrostatische druk bij injectie*

De aanvrager geeft aan dat om het reservoir tot een gemiddelde druk van 332 bar te kunnen vullen in de putten en lokaal rond putten hogere drukken nodig zijn. De aanvrager verzoekt om in de injectieput een druk van 348,5 bar op referentiediepte van 3200 meter toe te staan. De aanvrager geeft aan dat de druklimiet van 348,5 bar veilig kan omdat deze drukgrens overeenkomt met de initiële reservoirdruk van de aardgaskolom op referentiediepte in het P18-4 gasveld, zoals aangetroffen bij het aanboren van het gasveld.

SodM adviseert echter om een voorschrift in een eventuele vergunning op te nemen zodat de gemiddelde druk overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk op die diepte; dus onder de hydrostatische drukgradiënt. SodM adviseert om in de voorschriften een hydrostatische drukgradiënt op te nemen van 0,103 bar/m die is gebaseerd op een onderbouwing van de aanvrager (Doc-8) bij een dichtheid van water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.

SodM adviseert om deze grens ook lokaal rond de put niet te overschrijden. Door overal onder deze drukgrens te blijven, kan lekkage worden voorkomen, ook in het scenario (dat de aanvrager

niet verwacht maar niet kan worden uitgesloten) dat een continu lekpad rond de put door de afsluitende laag zou zijn ontstaan. Weliswaar bleef het aardgas ingevangen bij een initiële reservoirdruk van 348,5 bar, temperatuur- en spanningsveranderingen als gevolg van CO<sub>2</sub>-opslag creëren nieuwe omstandigheden, waardoor het niet gegarandeerd is dat deze initiële druk ook het CO<sub>2</sub> ingevangen zal houden. De kans op lekkage is weliswaar zeer klein. De barrière van onderdruk (hydrostatische druklimiet) werkt alleen als die ook lokaal rond de put gerespecteerd wordt.

Na een periode van verzamelen van data uit injectiemonitoring en validatie van reservoirmodellen kan gedurende de injectie een inschatting worden gemaakt of deze conservatieve inperking op de aangevraagde druk zou kunnen worden aangepast. SodM adviseert om in deze fase, voor de nu af te geven vergunning uit voorzorgprincipe deze extra veiligheidsmarge voor de drukbegrenzing te hanteren.

#### *Begrenzing van de druk van het opgeslagen CO<sub>2</sub>*

Na het beëindigen van de injectie zal de druk langzaam toenemen door opwarming van het opgeslagen CO<sub>2</sub>. Het koude geïnjecteerde CO<sub>2</sub> zal namelijk door het omliggende warme gesteente opwarmen. Na meerdere decennia betekent dit een drukverhoging van circa 4 bar zijn. SodM adviseert om als voorschrift op te nemen dat de gemiddelde reservoirdruk zowel tijdens als na de injectieperiode nergens hoger is dan de bijbehorende hydrostatische druk. Bij het opvullen van het reservoir dient daarom rekening te worden gehouden met deze druktoename. Met injectiemonitoring en validatie van reservoirmodellen dient een langetermijninschatting op basis van alle dan beschikbare kennis te worden gedaan en voorgelegd te worden ter beoordeling, met het doel dat op tijd met de injectie wordt gestopt zodat de druk in de CO<sub>2</sub>-kolom op referentiediepte ook voor de lange termijn onder de 332 bar blijft.

#### *Begrenzing van de maximale injectiesnelheid*

De aanvrager geeft aan dat het maximale injectiedebiet per injectieput 47 kg/s zal zijn. Deze limiet is ingesteld om erosie van putmaterialen te voorkomen. De aanvrager geeft aan dat tijdens normale bedrijfsvoering de verwachte massastroom 28 kg/s zal zijn. Bovendien zijn bij de berekeningen van de effecten van CO<sub>2</sub>-doorstroom in de put en voor de effecten van CO<sub>2</sub>-injectie op het reservoir scenario's doorgerekend met deze injectiedebieten als inputwaarden. Op deze basis zijn de dynamische reservoirmodellen voor CO<sub>2</sub>-verspreiding berekend en zijn worst case inschattingen van temperatuur- en spanningsontwikkelingen in het reservoir gebaseerd. SodM adviseert om de snelheid van CO<sub>2</sub>-injectie vast te leggen op een maximum van 47 kg/s per injectieput.

## ***Conclusie over voorwaarden voor grenswaarden***

SodM adviseert om de volgende voorwaarden voor grenswaarden op te nemen:

1. De injectiedruk is tijdens de injectie overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk. Uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.
2. De reservoirdruk van het opgeslagen CO<sub>2</sub> is ook na de injectieperiode altijd en overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk. Uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m<sup>3</sup>.
3. Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO<sub>2</sub> per seconde per injectieput.

## 8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting

Een vergunningaanvraag voor CO<sub>2</sub>-opslag wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen. Deze plannen zijn het risicobeheerplan (Deel III van de aanvraag), het monitoringsplan (deel IV), het plan van corrigerende maatregelen (Deel V) en het afsluitingsplan (deel VI van de aanvraag).

In adviesonderdelen 5 en 6 heeft SodM de door de aanvrager geïdentificeerde risicofactoren en de risicoinschattingen beoordeeld. Voor de risicobeheersing is het van belang dat afwijkend gedrag met adequate monitoring vroegtijdig kan worden opgemerkt. Daarnaast is het van belang dat, waar nodig, corrigerende maatregelen kunnen worden genomen om escalatie van afwijkend gedrag te voorkomen of de gevolgen van een ongewenste gebeurtenis te beperken. De drie eerste plannen bevatten opeenvolgende beschrijvingen van deze stappen in risicobeheersing.

De vraag in dit adviesonderdeel is of de vier bovengenoemde plannen voldoen aan de normen. Daarvoor stelt SodM de vraag of met de voorgestelde monitoring afwijkend gedrag in de injectie en in de CO<sub>2</sub>-opslag voldoende op tijd kan worden gesignaleerd en of de juiste corrigerende maatregelen (kunnen) worden genomen om risicovolle gebeurtenis te voorkomen.

### *Introductie van de vier plannen*

Van de vier plannen is het risicobeheersplan (Deel III aanvraag) deels beoordeeld in respectievelijk adviesonderdeel 5 en 6. Daar zijn immers de geïdentificeerde risicofactoren en de risicoinschatting van seismiciteit en lekkage beoordeeld. In dit adviesonderdeel toetst SodM de door aanvrager opgestelde risicobeheersing die in schema's (bow-ties) zijn uitgewerkt en waarin preventieve en herstelbarrières zijn gedefinieerd.

In het monitoringsplan (Deel IV aanvraag) beschrijft de aanvrager diverse monitoringsdoelstellingen en monitoringsmiddelen (technieken) ten einde de injectie van CO<sub>2</sub> via de put en de opslag in de diepe ondergrond te monitoren. Centraal in het monitoringsplan staan de druk-, temperatuur- en debietmetingen in de put (tabel 5, Deel IV aanvraag) om operationele uitvoering van CO<sub>2</sub>-doorstroom door de put en injectie in het reservoir veilig binnen gestelde limieten te kunnen uitvoeren.

Het corrigerende-maatregelenplan (Deel V aanvraag) hangt nauw samen met het monitoringsplan. Op basis van de in het monitoringsplan voorgestelde escalatieniveau's worden bij afwijkingen corrigerende maatregelen voorgesteld.

Het afsluitingsplan staat meer los en beschrijft de wijze waarop de aanvrager, in dit stadium voorafgaand aan de injectie, voorziet de putten te verwijderen en het reservoir veilig permanent af te sluiten (Deel VI aanvraag).

### *Indeling van risicobeheersing in projectfasen en in deelgebieden van monitoring*

De aanvrager onderscheidt in het monitoringsplan vier verschillende fasen van het project: de pre-injectie fase, de operationele (injectie) fase, de post-injectie fase en de fase na afsluiting met overdracht van verantwoordelijkheid. De doelstelling van de monitoring en de middelen die worden gebruikt verschillen per fase. De aanvrager onderscheidt binnen de projectfasen vier monitoringsdeelgebieden. Deze worden beschreven in Deel IV van de aanvraag (tabel 5) en bestaan uit deelgebieden 'operationeel', 'CO<sub>2</sub>-verspreiding in het reservoir', 'Lekpaden en integriteit' en 'Milieu en omgeving'. Een aantal van de door de aanvrager voorgestelde monitoringsmiddelen zijn duidelijk gericht op put-gerelateerde risicobeheersing. Andere hebben een meer reservoir-gerelateerde focus van risicobeheersing. De aanvrager maakt voor elk deelgebied onderscheid tussen 3 categorieën van monitoring voor de risicobeheersing (het controlesysteem Deel IV aanvraag, §2.4): reguliere monitoring, aanvullende monitoring en corrigerende maatregelen.

In de beoordeling van de risicobeheersing en de voorgestelde monitoring en corrigerende maatregelen maakt SodM een functioneel onderscheid tussen put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde risicobeheersing.

De indeling van de beoordeling van put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde risicobeheersing in de pre-injectie en operationele fases is als volgt:

Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes put: op basis van alle put-gerelateerde gemeten parameters die nodig zijn om binnen de nauwgezette operationele grenzen van het systeem te blijven opereren.
2. Beheersing van integriteit put componenten: hierin wordt beoordeeld in hoeverre signalering en corrigerende maatregelen van lekkage via putcomponenten adequaat zijn.
3. Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting: hierin wordt beoordeeld in hoeverre o.a. signalering en corrigerende maatregelen van lekkage via micro-annuli adequaat zijn en na afsluiting kunnen worden hersteld.

Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes reservoir: hierin worden de reservoirgerelateerde vast-frequente druk en temperatuurmetingen beoordeeld en de daaraan gekoppelde modellering van het reservoirgedrag.
2. Signalering van afwijkend reservoirgedrag met oog op lekkage: hierin wordt beoordeeld in hoeverre vroegtijdige signalering van ontwikkeling van lekkagepaden en lekkage mogelijk is.
3. Signalering van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken: hierin wordt beoordeeld in hoeverre afwijkend gedrag in de spanningsontwikkeling op breuken, scheurvorming, en seismiciteit gedetecteerd en gelokaliseerd kunnen worden.

Voor de post-injectie fase en de fase na afsluiting wordt de voorgestelde risicobeheersing van putten en reservoir, gezamenlijk, in samenhang beoordeeld in het hoofdstuk "*Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu' in post injectiefase en nazorg*". De beoordeling van de risicobeheersing wordt afgerond met een slechtste geval scenario waarin uitstroom bovenuit het opslagcomplex zou plaatsvinden. De aanvrager behandelt deze aspecten in het monitoringsplan en in het plan van corrigerende maatregelen binnen het daarin geformuleerde deelgebied '*Milieu en omgeving*'. De vraag daarbij is wat eventuele lange termijneffecten zouden kunnen zijn en of lange termijnbeheersing nodig is.

*Monitoringstechnieken voor operationele beheersing en signalering van afwijkend gedrag*

De monitoringsmiddelen die gebruikt worden voor operationele beheersing van de risico's en signalering van afwijkend gedrag kunnen continu en periodiek gebruikt worden. De data die door deze middelen tijdens continumeting wordt verzameld zijn druk, temperatuur, debiet en samenstelling van de injectiestroom. De data wordt gebruikt voor het borgen van de putintegriteit en het valideren van modellen.

De monitoringsmetingen zijn druk- en temperatuurmeting aan de putmond, druk- en temperatuurmeting diep in de put ter hoogte van de packer, debietmeting van de CO<sub>2</sub>-stroom, CO<sub>2</sub>-stroom samenstelling-meting, akoestische- ('Distributed Acoustic Sensing, DAS) en temperatuurmetingen (Distributed Temperature Sensing, DTS) met een glasvezelsysteem over de volledige lengte van de put.

Er wordt door de aanvrager aangegeven dat druk, temperatuur, de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom en debietmeting continu gemeten gaan worden.

Naast de continumetingen zullen ook periodieke en nulmetingen worden uitgevoerd. De periodieke metingen bestaan uit wanddiktemeting met behulp van multifinger caliper imaging tool (PMIT), electro-magnetische imaging tools (EMIT) en akoestische metingen Casing Bond Logs (CBL) en ultrasonic imaging tools (USIT).

Het verzamelen van data bij de periodieke metingen en nulmetingen door de imaging tools is voornamelijk gericht om de integriteit van de putmaterialen en cement te verifiëren. De CBL geeft aan hoe goed cement aan de buitenkant van de verbuizing hecht. Hiermee is het mogelijk om een indicatie te krijgen van micro-annuli. Dit wordt door middel van een akoestisch signaal gedaan. De PMIT is een sonde met voelsprietten die aan een kabel de put ingelaten kan worden om de

diameter van de verbuizing te bepalen en om te aantasting door corrosie te kunnen opmerken. De USIT en EMIT zijn meetinstrumenten die op dezelfde manier de put ingelaten worden en de conditie van de stalen verbuizing kunnen verifiëren door middel van ultra-sonic of electromagnetische golven. Deze sondes kunnen metaalafname en corrosie aantonen. De USIT kan ook gebruikt worden voor het constateren van micro-annuli.

Een nul- of verificatiemeting van de gesteenteformatie in de directe omgeving van de putten zal uitgevoerd worden met een Reservoir Saturation Tool (RST). Deze tool kan, net zoals de bovengenoemde tools, via een kabel de put in gelaten worden, waarbij de verhouding van C-atomen met watermolekulen wordt gemeten. Dit geeft aan of er CO<sub>2</sub> aanwezig is direct achter de verbuizing in het gesteente. Een verhoogd gehalte aan C-atomen kan duiden op mogelijke lekkage van CO<sub>2</sub> door micro-annuli.

Bij DAS/DTS monitoring wordt gebruik gemaakt van glasvezelkabels. Deze kabel is vastgemaakt aan de buitenzijde van de binnenbuis. In de kabel wordt een lichtpuls uitgezonden, en elk stukje kabel reflecteert een klein gedeelte van de lichtpuls, door kleine imperfecties die in de kabel verwerkt zitten. De kabel kan een fractie bewegen door temperatuurinvloeden of trillingen, waardoor het licht in de kabel anders reflecteert. Door zeer snel het gereflecteerde signaal te meten, is het mogelijk om terug te rekenen waar de reflectie in de glasvezelkabel plaatsvond. Door analyse van het signaal kan de vervorming van de glasvezel worden berekend en een akoestisch (DAS) of temperatuur-(DTS)signaal worden afgeleid.

Naast bovengenoemde dataverzameling zijn periodieke metingen en nulmetingen ook gericht op het valideren van reservoirgerelateerde risico's. Hierbij wordt voornamelijk zeebodem- en zeewatermonitoring gebruikt om data te verzamelen met behulp van Remote Operated Vehicle (ROV). Dit zijn onbemande duikboten met camera's en sonar waarmee de zeebodem gescand kan worden. Gasbubbel in de buurt van de putten en platform kunnen hiermee worden waargenomen. Analyseren van zeewater in de directe omgeving van de putten en platform wordt door de aanvrager ook aangegeven als monitoringmethode. Het seismisch monitornetwerk van het KNMI en het DAS kunnen seismische activiteit waarnemen. Hierbij is het DAS dat lokaal in de putten geplaatst is veel gevoeliger dan de sensoren van het KNMI-netwerk die op land geplaatst zijn.

## ***Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing***

De put-gerelateerde risicobeheersing is beschreven in het risicobeheersplan (deel III van aanvraag). In het corrigerende-maatregelenplan worden herstelmaatregelen beschreven. Het afsluitingsplan gaat bovendien nog specifiek in op de beheersing van putten die gelegen zijn buiten het P18-4 opslagvoorkomen middels maatregelen voor afsluiting. Hieronder beoordeelt SodM de risicobeheersing in samenhang voor putten.

De aanvrager benoemt in het risicobeheersplan voor de putten vier aandachtspunten die kunnen leiden tot lekkage van CO<sub>2</sub> uit of langs de putten:

- 1) Lekkage via de binnenverbuizing ('*tubing*') van de injectieput;
- 2) CO<sub>2</sub> in de annulaire ruimtes van de injectieput;
- 3) Putschade door breuk-reactivatie;
- 4) Micro-annulaire lekkage langs een put.

Deze vier aandachtspunten zijn meegenomen in de beoordeling van de drie vormen van lekkage: via de put componenten, via buiten gebruik gestelde putten en via micro-annuli. Daarmee wordt in deze beoordeling van beheersmaatregelen eenzelfde indeling aangehouden als in onze beoordeling van de risico-identificatie (zie adviesonderdeel 6). In de onderstaande beoordeling wordt begonnen met een generieke toets van de '*operationele beheersing binnen bandbreedtes van put*' en daarna ingezoomd op de beheersing van de drie mogelijke vormen van lekkage.

### **Operationele beheersing binnen bandbreedtes van de put**

De beheersing van put-gerelateerde risico's is mogelijk doordat metingen en observaties direct te gebruiken zijn voor corrigerende maatregelen. Er is relatief weinig tijd nodig om putgerelateerde problemen te herstellen. De bereikbaarheid in de put voor het installeren van een maatregel is daarbij een voordeel.

SodM oordeelt dat de aanvrager de juiste beheersmaatregelen heeft getroffen om de geïdentificeerde risico's te kunnen beperken tot een acceptabel niveau. De installatie van druk- en temperatuursensors aan de putmond en onderin de put nabij het reservoir, plus het DTS-systeem geven continu informatie over de druk en temperatuur gedurende alle fases van het injecteren. Hiermee kan de conditie van de binnenbuis, de annulaire ruimte, de putmondkleppen en het diepgeplaatste afdichtingselement ('packer') geanalyseerd worden. Door de aanwezigheid van elektrische druk- en temperatuursensoren in de putten ter hoogte van de packer en het DTS-systeem kunnen deze onderling als back-up en voor kalibratie functioneren. Indien veranderingen optreden zijn deze te analyseren gebruikmakend van de bovengenoemde monitoringsystemen, en waar nodig kunnen herstelwerkzaamheden snel uitgevoerd worden.

De aanvrager geeft aan dat het DAS-systeem niet continu maar eens per jaar gedurende een beperkte periode gebruikt zal worden dat put ingesloten is. De aanvrager stelt dat alleen grote stroming van CO<sub>2</sub> aan de buitenkant van de verbuizing waarneembaar is met dit systeem. SodM is van mening dat naast het DTS ook het gebruik van het DAS-systeem een serieuze mogelijkheid is om verandering ten opzichte van de achtergrond ruis in de put beter te kunnen duiden. Indien alleen een grote lekstroom te detecteren is, zoals de aanvrager stelt, is het noodzakelijk om deze op tijd te signaleren. Een meting één keer per jaar als de put ingesloten is en er geen stroming door plaatsvindt, is onvoldoende om veranderingen in akoestische ruis te kunnen interpreteren. Meer frequente metingen zouden daarom wenselijk zijn om beter en sneller lekkage rond te put te kunnen detecteren. In het te actualiseren monitoringsplan kan, in een korte periode na injectie, beter worden vastgesteld in hoeverre met gebruik van DAS putgerelateerde integriteitsproblemen kunnen worden opgemerkt, zoals lekkage via een gat in de verbuizing. Een hogere meetfrequentie met het DAS-systeem kan dan worden vastgesteld.

De samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom heeft invloed op temperatuur in de put. De aanvrager geeft aan dat de injectiestroom 95% tot 99% pure CO<sub>2</sub> bevat. Doordat de aanvrager meerdere sensoren plaatst in de putten zal de extrapolatie van temperatuur vanaf het meetpunt naar het reservoir gekalibreerd moeten kunnen worden. De bandbreedtes waarbinnen de temperatuur kan bewegen moet vastgelegd worden in een nog te actualiseren operationeel monitoringsplan. SodM is van mening dat de bovengenoemde variatie van de CO<sub>2</sub>-stroom geen effect heeft op het materiaal. Indien dit wel het geval zal zijn, is het monitoringsplan geschikt om integriteitsproblemen met het materiaal aan te tonen om tijdig passende corrigerende maatregelen te kunnen treffen.

Ook is SodM van mening dat de aanvrager de bandbreedte, waarbinnen de gemeten parameters zich moeten bevinden, beter moet specificeren om deze operationeel te kunnen gebruiken. Deze bandbreedtes zijn van belang voor de beslissing van het activeren van de corrigerende maatregelen. Een gedetailleerd operationeel monitoringsplan inclusief bandbreedtes is noodzakelijk voor aanvang van de injectie.

### Beheersing van integriteit putcomponenten

De aanvrager geeft aan dat risico's ontstaan door veranderingen in druk, temperatuur en debiet (injectiesnelheid) in de put. Hierbij onderscheidt de aanvrager twee gebieden die ieder apart beoordeeld worden op risico's. De gebieden zijn te onderscheiden in een deelgebied van putcomponenten en materialen die direct in contact komen met het geïnjecteerde CO<sub>2</sub> en een deelgebied dat niet in contact komt met CO<sub>2</sub>. Naast de druk en temperatuur geeft de aanvrager aan dat de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-injectiestroom van belang is voor het borgen van de integriteit van de putcomponent.

De beheersing van de putcomponenten wordt voornamelijk gerealiseerd door de juiste keuze van materialen en door het monitoren van drukken en temperaturen in de put. Ook metingen van de integriteit van bestaande putinfrastructuur zijn onderdeel van de risicobeheersing, zoals de verbuizing die in contact is met het maritieme klimaat en de toestand van het cement dat bij de aanleg van de put is geplaatst.

SodM is het eens met de technische mogelijkheden van mogelijke herstelwerkzaamheden zoals aangegeven in het corrigerende maatregelenplan. De aanvrager gebruikt standaard olie- en gasindustrie-technieken die geschikt zijn voor het herstel van lekkage door een van de putcomponenten. Omdat deze technieken en het selecteren van de materialen reeds een bekend proces is, is het effect van lekkage zeer klein te noemen. Bijvoorbeeld drukopbouw in de annulaire ruimte die veroorzaakt wordt door een gat of breuk in de binnenbuis kan direct gestopt worden door te stoppen met injecteren en de put in te sluiten bij de putmond. Door vervanging van de binnenbuis, wat technisch mogelijk is, kan de lekkage ongedaan gemaakt worden.

Door onderscheid te maken in de deelgebieden in de put waar materialen wel of niet direct in contact komen met CO<sub>2</sub> heeft de aanvrager geanticipeerd op risico's als gevolg van corrosie door CO<sub>2</sub>. De staalsoorten die bestand zijn tegen chemische interactie met CO<sub>2</sub> zijn voorzien van een chroompercentage in het staal. De olie-en-gas industrie heeft reeds laten zien dat de beschikbare metaalsoorten geschikt zijn voor gebruik bij CO<sub>2</sub>-injectie.

Bij put-gerelateerde risico's is het doorbreken van één van de barrières, zoals een gat in de verbuizing, direct gekoppeld aan een mogelijk negatief effect naar de omgeving. De aanvrager maakt gebruik van escalatieniveau's om te bepalen of aanvullende monitoring nodig is en om te beslissen over het toepassen van een corrigerende maatregel. Hierbij is de definitie van de bandbreedte van de parameters belangrijk. Het gebruik van het gele escalatieniveau in het stoplichtsysteem is voor de meeste vormen van monitoring die in het monitoringsplan worden voorgesteld. Echter, in een put (well) integriteits management systeem (WIMS) is er vooral sprake van groene en rode escalatieniveaus. Namelijk, als er een afwijking gemeten wordt die wijst op een gebrek aan één van de barrières, dan is er doorgaans direct sprake van een rood signaleringsniveau. Het is SodM niet duidelijk welke aanvullende vormen van monitoring nog uitgevoerd kunnen worden, als de vooraf gedefinieerde parameter voor putintegriteit afwijken van de verwachtingswaarden. SodM oordeelt dat in dat geval aanvullende monitoren binnen een gele escalatieniveau geen toegevoegde waarde heeft, en dat er direct corrigerende maatregelen genomen kunnen worden.

### Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting

De aanvrager stelt dat lekkage door de micro-annuli niet gedetecteerd kan worden bij een kleine lekkage. Zoals beschreven in adviesonderdeel 6 van dit advies is de lekkage mogelijk indien de druk in het reservoir groter is dan in de bovenliggende gesteentelagen.

Het risico van lekkage is het grootst aan het einde van het opvullen van het opslagvoorkomen wanneer de druk rond de put het grootst is. De aanvrager wil in de eindfase boven de hydrostatische druk injecteren. Volgens de lijn van aanvraag zou vanaf dat moment, in geval van een lekpad, lekkage plaatsvinden tot het moment dat de put buiten gebruik worden gesteld. De duur van deze periode zal omtrent één a twee jaar zijn, afhankelijk van de beschikbaarheid van een offshore boorinstallatie die de put uiteindelijk afsluit. De aanvrager maakt vervolgens een inschatting van het mogelijk lekkage volume ten opzichte van het totaal geïnjecteerde volume. SodM oordeelt dat deze inschatting van mogelijke lekkage volume (in geval van overdruk) reëel is, mede gebaseerd op het oordeel van een onafhankelijke reviewer (zie bijlage 2).

SodM is van mening dat het detecteren van lekkage door micro-annuli, indien deze klein is, moeilijk zal zijn. Er wordt glasvezelkabel geïnstalleerd waarmee het DAS-systeem mogelijk geluid van stroming achter de verbuizing zou kunnen detecteren, daar waar zich micro-annuli bevinden. Het geluidsignaal dat door de stroming door de micro-annuli ontstaat zal tijdens injectie in dezelfde put zeer moeilijk waarneembaar zijn. Dit vanwege de geluidbron die de injectiestroom aan de binnenzijde van de put zal veroorzaken. Ook zal het tijdelijk stoppen van injectie geen uitkomst bieden, want hiermee zal de druk wegvallen die verantwoordelijk is voor de stroming achter de verbuizing door de micro-annuli.

Temperatuur sensors (DTS) kunnen mogelijke lekkage door micro-annuli signaleren, maar ook dit zal moeilijk detecteerbaar zijn. De temperatuur van de geïnjecteerde CO<sub>2</sub> aan de binnenzijde van de put zal bepalend zijn voor de omgevingstemperatuur. De afwijking ten opzichte van de omgevingstemperatuur kan alleen optreden in geval van een groot volume CO<sub>2</sub> dat aan de



buitenkant van de put stroomt. Het vastleggen van een nulmeting is daarbij van belang om de temperatuurafwijking te kunnen vaststellen.

Omdat het aantonen van micro-annuli moeilijk is met de geïnstalleerde DAS en DTS-systemen, oordeelt SodM dat andere mogelijkheden om micro-annuli aan te tonen dienen te worden benut.

SodM oordeelt dat bij putwerkzaamheden, waarbij de binnenbuis verwijderd moet worden tijdens de injectiefase er uitvoerige metingen verricht kunnen worden om de vorming van micro-annuli aan te tonen. De aanvrager geeft aan dat deze metingen uitgevoerd worden alleen voorafgaand aan de injectieperiode tijdens het prepareren van de putten.

Zoals de aanvrager al aangaf, zullen micro-annuli pas ontstaan tijdens de injectie. Hierdoor zullen deze metingen geen uitsluitsel geven over de vorming van micro-annuli, omdat de formatie en cement nog niet zijn blootgesteld aan de afkoeling door het CO<sub>2</sub>-injectieproces.

SodM is van mening dat het lekkagevolume via de micro-annuli geëlimineerd kan worden na het beëindigen van CO<sub>2</sub>-injectie. De methode van buitengebruikstellen van de put is voldoende om de mogelijke lekkage via het micro-annuli-lekpad te stoppen. Door de methode van het verwijderen van een gedeelte van de verbuizing door middel van frezen en plaatsen van cement wordt het lekkagepad verwijderd en de afsluitende gesteentelaag hersteld. SodM is het eens met deze methode. Bovendien wordt lekkage vermeden door de conditie te handhaven waarbij de reservoirdruk altijd onder de druk blijft van de bovenliggende gesteentelagen.

SodM concludeert dat de risico's van lekkage via micro-annuli tijdens injectie periode beheersbaar zijn en na het buitengebruikstellen van de putten te verwaarlozen is vanwege herstel van de afsluitende gesteentelaag rondom de put.

## ***Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing***

In deze sectie beoordeelt SodM de door de aanvrager voorgestelde monitoring en corrigerende maatregelen voor reservoir-gerelateerde risicobeheersing. Deze beoordeling is gericht op de pre-injectie en de operationele (injectie) fasen. De beoordeling van de post-injectie en post-afsluitingsfasen volgen in de sectie "*Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'*" van dit adviesonderdeel 8.

In het risicobeheersplan wordt toegelicht hoe ongewenste gebeurtenissen, waarvan de identificatie in het adviesonderdelen 5 en 6 voor het reservoir zijn beoordeeld, met preventieve maatregelen worden voorkomen (Deel III, §3.1). Voor het deelgebied van reservoir-gerelateerde monitoring geeft de aanvrager aan dat monitoring zal worden gebruikt om te signaleren of het reservoirgedrag overeen komt met de modellen.

In het monitoringsplan wordt een stoplichtsysteem geïntroduceerd (Deel IV, §2.4, Tabel 2) met groene, gele en rode escalatieniveaus. Operatie binnen het groene niveau betekent injectie en opslag van CO<sub>2</sub> in het reservoir in lijn met het voorspelde (gemodelleerde) gedrag en de op basis daarvan gestelde operationele bandbreedtes. In de gele en rode gebieden is er sprake van afwijkend gedrag van verschillende intensiteit. SodM richt zich allereerst op de vraag in hoeverre met de voorgestelde monitoring, zoals methode en frequentie, van de voorgestelde parameters (reguliere monitoring) gesignaleerd kan worden dat de CO<sub>2</sub>-injectie en -opslag plaatsvindt volgens verwachting. In de beoordeling zal worden getoetst of afwijkend gedrag met het voorgestelde stoplichtsysteem voldoende op tijd kan worden gesignaleerd om ongewenste gebeurtenissen te voorkomen, zoals het optreden van zware bevingsen (zie adviesonderdeel 5) en/of lekkage uit het opslagcomplex (zie adviesonderdeel 6).

SodM maakt hiertoe de volgende indeling in de beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing in de pre-injectie en operationele fasen:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het verwachte reservoirgedrag.
2. Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei.

## Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het verwachte reservoirgedrag

De aanvrager formuleert vijf aandachtspunten voor reservoir-gerelateerde monitoring (Deel IV, tabel 1): met metingen in de put worden (i) modellen gekalibreerd om (ii) de verspreiding van CO<sub>2</sub> in het reservoir te begrijpen en lekkage te kunnen opmerken; door het meten en modelleren van (iii) de ontwikkeling van het temperatuurfront en (iv) reservoirdruk (v) om het gedrag (mechanisme) van CO<sub>2</sub>-opslag te begrijpen en om de risico's (seismiciteit en lekkage) te kunnen beheersen.

De aanvrager benoemt drie parameters die de basis vormen om afwijkend gedrag van het reservoir te signaleren ten opzichte van het verwachte gemodelleerde gedrag: debiet (geïnjecteerd volume), druk en temperatuur. De samenstelling van het CO<sub>2</sub>-mengsel vormt een vierde parameter die continu gemonitord wordt en van belang is in de doorgerekende scenario's van CO<sub>2</sub>-doorstroom door de put en injectie. De aanvrager maakt gebruik van continue druk- en temperatuurmetingen met behulp van een druksensor en een temperatuursensor op diepte. De temperatuur kan met het DTS-systeem over de gehele lengte van de tubing gemeten worden.

De aanvrager benoemt voor de verschillende escalatiescenario's als corrigerende maatregelen: het tijdelijk stoppen van injectie, het aanpassen van de operationele bandbreedte als kan worden vastgesteld dat daarmee de injectie veilig kan worden vervolgd of het definitief stoppen van injectie in één of meerdere putten (Deel V van aanvraag, §2.4, Tabel 1).

### *Voorgestelde aanpak van monitoring en modellering binnen vastgestelde bandbreedte van reservoirgedrag*

De door de aanvrager voorgestelde meetinstrumenten bevinden zich net boven de packer. Voor put P18-4A2 bedraagt de afstand tussen meting en reservoir ruim 60 meter. Om de druk op perforatiediepte te bepalen moet er geëxtrapolerd worden vanaf de diepte van de druksensor. Onder dynamische (injectie)omstandigheden hebben frictieverliezen een belangrijk effect. Deze verliezen worden gemodelleerd met de OLGA-software en tijdens de operatie zal de druk en temperatuur onderin de put bepaald worden aan de hand van een vereenvoudigd model.

Daarnaast worden eens per jaar de temperatuurverdeling en het drukverloop gemeten in de put wanneer die wordt ingesloten. De aanvrager geeft aan dat gestabiliseerde temperaturen en drukken worden gemeten door de put voldoende lang ingesloten te houden zodat het dynamische effect van de CO<sub>2</sub>-injectiestroom is vereffend. De aanvrager licht toe dat tijdens de injectiefase (na referentiemetingen in pre-injectie fase) de gestabiliseerde temperatuur eens per jaar zal worden gemeten en worden vergeleken met de uitkomst van het reservoirmodel. Ook de metingen om de druk in het reservoir vast te stellen worden tijdens de injectiefase eens per jaar uitgevoerd (Deel III van aanvraag tabel 5). Hierbij wordt gebruik gemaakt van de 'pressure fall-off test'. De aanvrager licht toe dat meetwaarden zullen worden vergeleken met de prognoses van het dynamische reservoirmodel en zullen worden gebruikt voor modelkalibratie.

In het plan van corrigerende maatregelen geeft de aanvrager nadere uitleg over de signalering van afwijking ten opzichte van de verwachte drukontwikkeling (Deel V aanvraag, tabel onder §3.1, volgnummer O5, '*Verspreiding van CO<sub>2</sub> (plume) is niet conform verwachting*'). De aanvrager licht toe dat de metingen gebruikt worden om de drukopbouw versus geïnjecteerd volume te vergelijken met de voorspellingen van de reservoirmodellen (incl. dynamische reservoir kalibratie). Deze metingen van de druk worden in de put uitgevoerd in de vorm van een pressure fall-off test om statische parameters (bijvoorbeeld porievolume) en dynamische parameters van het reservoir af te leiden.

De uitkomsten van de jaarlijkse drukmonitoring worden vergeleken met het reservoirmodel om afwijkend gedrag te kunnen signaleren. Als de signalen wijzen op onvoorziene gebeurtenissen dan kan indien gewenst vroegtijdig actie worden genomen. De aanvrager benoemt in het plan van corrigerende maatregelen (Deel V van aanvraag, tabel 1) "*Pas injectie aan of stop injectie in put(ten)*" als mogelijke corrigerende maatregel in geval van vroegtijdige aanwijzingen van onvoorziene gebeurtenissen.

#### *Beoordeling van monitoring binnen gestelde bandbreedte reservoir gedrag*

SodM heeft de inschatting van de aanvrager beoordeeld dat afwijkend gedrag in het reservoir kan worden gesignaleerd. Een belangrijk uitgangspunt is dat de druk het hoogst en de temperatuur het laagst is dichtbij de put waar de metingen plaatsvinden. De inschatting is dat de slechtste omstandigheden met oog op lekkage het eerste dichtbij de put plaatsvinden en dus tijdig gedetecteerd kunnen worden. De reviewer onderschrijft dat wanneer debiet, druk en temperatuur binnen gestelde veilige bandbreedtes worden gehouden de injectie en opslag van CO<sub>2</sub> veilig moet kunnen worden uitgevoerd. De NORCE-reviewer stelt, gericht op de beoordeling van opslag in het opslagvoorkomen P18-2 (Bijlage 3 bij advies, §3.3.4.), dat het gemodelleerde *Worst case* scenario voldoende veiligheidsmarges bevat om binnen de nauwer gedefinieerde base case veilig CO<sub>2</sub> te kunnen injecteren en te kunnen opslaan.

Voor P18-4 speelt extra mee dat het reservoirgedrag via slechts één put gemonitord en gekalibreerd moet worden. Monitoring is nodig om het dynamische reservoirmodel te kalibreren en te verifiëren. Het dynamische reservoirmodel zal gebruikt worden om voorspellingen uit te voeren van de verspreiding van CO<sub>2</sub> in het reservoir, de drukopbouw en temperatuurveranderingen. In P18-4 is slechts één put aanwezig voor injectie waarin monitoring moet plaatsvinden. Dit is voor P18-4 anders dan voor de situatie in P18-2, waar meerdere putten aanwezig zijn voor monitoring. Twee à drie putten leveren voldoende injectiecapaciteit waardoor er de mogelijkheid bestaat om een derde en vierde put te gebruiken als observatieput in P18-2. In dat geval kunnen putten tijdens injectie ook als observatieputten gebruikt worden. De injectie zal gestopt moeten worden om een drukmeting uit te voeren die aangeeft wat de druk in het reservoir is. Omdat zich in het P18-4 opslagvoorkomen slechts één put bevindt is er ruimtelijk maar één ijkpunt waarop het dynamische reservoirmodel voor P18-4 gekalibreerd moet worden. Vanwege de vele combinaties van parameters in het dynamische reservoirmodel zal onderscheid tussen verschillende scenario's moeilijk zijn.

SodM concludeert dat het met de voorgestelde monitoring van druk, temperatuur en debiet mogelijk moet zijn om aan te tonen dat er binnen de geformuleerde operationele condities (injectiescenario) van de base case gebleven wordt (Deel II aanvraag, §3.6.3, Tabel 10). SodM oordeelt dat het vervolgens moeilijk zal zijn om bij gemeten afwijkende drukontwikkeling, vast te kunnen stellen waar de afwijking in het reservoir door veroorzaakt wordt. Bijvoorbeeld in geval dat de druktoename van de gemiddelde reservoirdruk lager is dan met behulp van reservoirmodellen wordt verwacht op basis van de hoeveelheid geïnjecteerd volume, dan schat SodM in dat het moeilijk is om te achterhalen wat de oorzaak van de afwijking zal zijn.

De actualisatie van de monitorings- en corrigerende maatregelen plannen verdienen voor P18-4 extra aandacht vanwege de hierboven genoemde onzekerheden.

De bandbreedte van modelonzekerheden moet voor aanvang van de injectie beter worden vastgesteld om de juiste signalering van afwijkend reservoirgedrag te bepalen. De noodzaak voor een lagere bovengrens van de gemiddelde reservoirindruk helpt bij het maken van deze risicoinschatting, ondanks de resterende onzekerheden over modelgevoeligheden. Dat SodM deze risicobeoordeling geeft met rekenschap van de resterende onzekerheden, wordt ook bepaald doordat een aantal modelonzekerheden pas goed geadresseerd kunnen worden na het verzamelen en analyseren van monitoringsgegevens in de eerste fase van injectie. SodM oordeelt dat op basis van het in de aanvraag gegeven '*Worst case*'-scenario wel de inschatting gemaakt kan worden dat de risico's van bevingen en lekkage voor mens en milieu zeer klein tot verwaarloosbaar zijn.

SodM concludeert dat de grenswaarden van de escalatieniveau's (dus ook van het groene bereik; het verwachte gedrag) beter in een definitief monitoringsplan gespecificeerd moeten te worden. Op basis van de huidige aanvraag, waarin de mogelijke definities van grenswaarden in de modelstudies zijn omschreven, concludeert SodM dat het in principe mogelijk is om met reguliere monitoring van druk en temperatuur in de put ook de risico's voor het reservoir te kunnen beheersen. Ook voor de grenswaarden van de escalatieniveau's van seismiciteit moet signalering van afwijkend gedrag (vanaf magnitude M=2.0) mogelijk zijn.

SodM oordeelt dat het aanpassen van de injectiestrategie, het op tijd, tijdelijk of permanent stoppen met injectie afdoende corrigerende maatregelen zijn bij de gegeven risicoinschatting.

*Beoordeling SodM van de mate waarin CO<sub>2</sub>-verspreiding binnen het opslagvoorkomen kan worden gevolgd*

SodM is van mening dat de door de aanvrager voorgestelde monitoring van druk en temperatuur in de put, in combinatie met reservoirmodellering, niet afdoende is voor monitoring van de verspreiding van CO<sub>2</sub> in het reservoir. De voorgestelde aanpak kent grote onzekerheden. Voor het bewerkstelligen van dit monitoringsdoel zou aanvullende monitoring noodzakelijk zijn.

Omdat in P18-4 slechts één put aanwezig is, kan bijvoorbeeld geen interferentietest worden uitgevoerd. Met een interferentietest (communicatie tussen putten) zou gekeken kunnen worden of en hoe snel het CO<sub>2</sub>-front beweegt. Dit is met name belangrijk om te verifiëren of het dynamische model de juiste voorspellingen geeft. Voor het P18-4 opslagvoorkomen is het dus nog moeilijker om te indicaties te krijgen van hoe snel het CO<sub>2</sub>-front beweegt en of bijvoorbeeld de temperatuur- en drukeffecten invloed kunnen hebben op de spanningsveranderingen van breuken.

De aanvrager heeft gekeken naar de mogelijkheid van actieve 4D-seismiek. Ze beargumenteert, op basis van een geofysisch rapport (Willemsen rapport, Doc-7 bij aanvraag), dat de CO<sub>2</sub>-verspreiding in het reservoir moeilijk detecteerbaar zal zijn met 4D actieve seismische monitoring zonder aanvullende metingen op uit ondergrond afkomstige gesteentepullen van P- en S-snelheidsmetingen voor verschillende drukstadia. De procentuele verandering in de zogeheten akoestische impedantie bedraagt gemiddeld ongeveer 2.0%, wat ligt rond de grens van de detectielimiet.

Daarentegen zal mogelijke migratie van CO<sub>2</sub> in de bovenliggende Rijnland-formatie (de eerste watervoerende laag boven de afsluitende laag, aquifer) zeer waarschijnlijk detecteerbaar zijn (procentuele verandering in de akoestische impedantie van gemiddeld ongeveer 6.0%). Bovendien blijkt uit diverse andere case-studies<sup>5,6</sup> dat het monitoren van CO<sub>2</sub> in aquifers mogelijk is.

SodM is het eens met de conclusies van het Willemsenrapport (Doc-7 bij aanvraag). Monitoring van CO<sub>2</sub> in het reservoir met behulp van 4D-seismiek lijkt op dit moment niet de juiste techniek. Gezien de lage risico-inschatting van aardbevingen (adviesonderdeel 5) en lekkagerisico (adviesonderdeel 6) vindt SodM monitoring van de verspreiding van CO<sub>2</sub> binnen het reservoir voor een beter fysisch begrip van het stroomgedrag niet noodzakelijk. Het is op zich zelf voldoende dat signalen van afwijkend gedrag op tijd kunnen worden opgemerkt met monitoring in de put. Daarbij wel opgemerkt dat de oorzaak van een afwijking mogelijk niet goed kan worden achterhaald en het handelingsperspectief qua corrigerende maatregelen daarmee waarschijnlijk beperkt is. De verspreiding van CO<sub>2</sub> binnen het reservoir kent dan onzekerheden, maar dat is aanvaardbaar.

Hierna toetst SodM in de beoordeling voor de twee hoofdrisico's (zware bevingen en lekkage) of afwijkend gedrag met de door de aanvrager voorgestelde monitoring kan worden gesignaleerd.

### Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei.

In dit hoofdstuk beoordeelt SodM de monitoring van seismische activiteit om vroegtijdig afwijkend gedrag (ten opzichte van de modelverwachtingen) te kunnen signaleren. SodM onderscheidt hierin twee gradaties van seismische monitoring. Allereerst speelt voor SodM de overweging of kleinere bevingen kunnen worden gedetecteerd die als signalering kunnen dienen van afwijkende spanningsontwikkeling op breuken. Ten tweede of afwijkend gedrag met het oog op lekkage kan worden gedetecteerd. Hieronder vallen bijvoorbeeld scheurgroei in de afsluitende laag of breukverplaatsingen langs randbreuken.

---

<sup>5</sup> White, J.C., G. Williams, A. Chadwick, 2018. *Seismic amplitude analysis provides new insights into CO<sub>2</sub> plume morphology at the Snøhvit CO<sub>2</sub> injection operation. International Journal of Greenhouse Gas Control, 79, 313-322;*

<sup>6</sup> Arts, R. J., Chadwick, A., Eiken, O., Thibeau, S., & Nooner, S. (2008). *Ten years' experience of monitoring CO<sub>2</sub> injection in the Utsira Sand at Sleipner, offshore Norway. First break, 26(1).*

Om seismische trillingen als gevolg van breukverschuiving of van scheurgroei in de diepe ondergrond (ook wel: seismisch event) te kunnen meten, is het van belang dat dergelijke trillingen door de meetinstrumenten kunnen worden gedetecteerd. Daarnaast is het van belang dat de locatie van de bron van de trillingen kan worden bepaald.

Bovendien is voor accurate lokalisatie van seismische events een seismisch snelheidsmodel nodig. De kwaliteit van het meetnet en van het onderliggende snelheidsmodel zijn belangrijke randvoorwaarden voor goede lokalisatie van *seismische events*. Deze randvoorwaarden zijn afhankelijk van het doel van de monitoring.

Aardbevingen worden in Nederland voornamelijk met het reguliere seismische meetnet van het KNMI gemeten. Het is vanaf een bepaalde magnitude dat een beving kan worden gedetecteerd en worden gelokaliseerd (de lokalisatiegrens). De horizontale en verticale resolutie van de locatiebepaling hangt af van het aantal seismische meetstations die een trilling kunnen registreren, hun positie en afstand ten opzichte van de bron van de trilling en het snelheidsmodel om het pad van de trilling te kunnen berekenen.

#### *Voorgestelde monitoring van seismiciteit op basis van reguliere seismische meetnet*

Voor het lokaliseren en monitoren van de seismiciteit stelt de aanvrager voor gebruik te maken van het reguliere meetnet van het KNMI op het vasteland. Boven de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens is de magnitude van compleetheid volgens de aanvrager kleiner of gelijk aan  $M=2,0$  op de schaal van Richter. Elke beving met een magnitude gelijk aan of groter dan de *magnitude van compleetheid* kan worden gelokaliseerd (lokalisatiegrens). SodM gaat er in haar beoordeling ook vanuit dat bevingen met een magnitude  $M=2,0$  of groter geregistreerd zullen worden door het KNMI-netwerk.

Tijdens de depletie van het gasreservoir is er geen seismiciteit geregistreerd. Het risico als gevolg van  $\text{CO}_2$ -opslag op geïnduceerde aardbevingen en ongewenste grondbewegingen kan volgens de aanvrager adequaat worden beheerst met monitoring op basis van het reguliere seismische meetnet van het KNMI en een snelheidsmodel.

#### *Beoordeling SodM voor beheersing van het bevingsrisico met reguliere seismische monitoring*

SodM concludeert dat, indien er bevingen met magnitude  $M=2,0$  en zwaarder optreden in de omgeving van het P18-4 opslagvoorkomen, deze zullen worden opgemerkt met de seismische meetstations van het reguliere meetnet van het KNMI.

Naar inschatting van SodM is het gebruik van dit reguliere KNMI-meetnet op het land voldoende (gegeven de risicoinschatting in adviesonderdeel 5) om offshore te kunnen vaststellen of een beving verband houdt met de activiteiten van  $\text{CO}_2$ -opslag in het P18-4 dan wel het P18-2 opslagcomplex, vanaf minimaal magnitude  $M=2,0$ .

De mogelijkheden van dit netwerk voor lokalisatie van dergelijke (mogelijke) bevingen zijn echter niet afdoende om bijvoorbeeld onderscheid te kunnen maken of een beving heeft plaatsgevonden boven/rondom P18-4 of het nabijgelegen P18-2 opslagvoorkomen. Met andere woorden, er kan niet bepaald worden of een beving verband houdt met opslag in P18-4 of P18-2, laat staan op welke (rand)breuk dergelijke seismische activiteit heeft plaatsgevonden.

De aanvrager stelt op basis van de geomechanische modelberekeningen dat er geen seismiciteit wordt verwacht met een magnitude groter dan  $M=2,4-2,8$ . Mocht dit toch het geval zijn, dan is er naar het oordeel van SodM sprake van afwijkend gedrag. Op zichzelf is voor signalering van dergelijk afwijkend gedrag geen exacte plaatsbepaling noodzakelijk. Echter, corrigerende maatregelen met bijstelling van de injectiestrategie zijn niet goed mogelijk doordat geen passend onderscheid gemaakt kan worden tussen de opslagvoorkomens P18-4 en P18-2 en bijbehorende putten. Een beving kan namelijk niet met voldoende nauwkeurigheid worden gelokaliseerd, laat staan dat kan worden bepaald op welke breuk de beving heeft plaatsgevonden. Met slechts één injectieput in P18-4 is het handelingsperspectief voor aanpassen van de injectiestrategie bovendien zeer beperkt.

Bij het optreden van een dergelijke beving tijdens CO<sub>2</sub> injectie, in combinatie met het niet kunnen onderscheiden of deze beving gerelateerd is aan P18-4 of P18-2, zou de corrigerende maatregel kunnen zijn dat injectie in beide opslagvoorkomens gestopt moet worden.

SodM concludeert dat, voor het op tijd signaleren van afwijkingen van de verwachte spanningsontwikkeling op breuken (voor het beperken van zware bevingen), het voldoende is als bevingen vanaf een  $M=2,0$  kunnen worden opgemerkt. Detectie van geïnduceerde seismiciteit met magnitude  $M=2,0$  en groter in de omgeving van het P18-4 veld vormt een duidelijke en belangrijke indicatie van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken waarop getoetst kan worden. Het voorgestelde monitoringsplan is niet afdoende om onderscheid te kunnen maken of een beving heeft plaatsgevonden boven/rondom P18-4 of het nabijgelegen P18-2 opslagvoorkomen. Dit heeft tot gevolg dat de corrigerende maatregelen bij het optreden van seismiciteit van significante magnitude veel beperkter zijn.

SodM constateert dat het monitoringsplan (Deel IV van aanvraag) en het corrigerende-maatregelenplan nog aanscherping verdienen van in ieder geval het rode escalatieniveau (Tabel 2). Escalatie naar rood vindt volgens het huidige plan pas plaats bij drie bevingen van een magnitude groter dan  $M=2,5$ . Echter, één beving van een magnitude 2,4 wijkt af van wat de aanvrager op basis van de geomechanische modellering in het slechtste geval op randbreuken verwacht. Overigens ligt de magnitude  $M_{max}$  waar SodM bij de risicobeoordeling in het slechtste geval vanuit gaat nog hoger, op een  $M_{max}=4,0$  (zie adviesonderdeel 5).

#### *Beoordeling SodM van de mogelijkheid van vroegtijdige signalering van bevingen en begrip reservoirgedrag*

SodM beoordeelt hier de mogelijkheid van detectie en lokalisatie van bevingen met een kleinere magnitude dan  $M=2,0$ . Van belang is de detectie- en lokalisatiegrens, offshore rond het P18-4 veld, die op basis van de aanvraag ligt tussen de magnitudes van  $M=1,5$  en  $M=2,0$  (hierna  $M=1,5-2,0$ ) op basis van gebruik van het onshore seismische meetnet van het KNMI. Seismische events met een magnitude groter dan  $M=2,0$  kunnen worden gedetecteerd. Bevingen met een magnitude kleiner dan  $M=1,5$  kunnen naar alle waarschijnlijkheid niet worden gemeten als die rond de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens optreden.

Seismische events van kleinere magnitudes (kleiner dan  $M=1,5$ ) vinden plaats bijvoorbeeld in geval van activatie van kleinere (niet gekarteerde) breuken, of scheurgroei in het reservoir of afsluitende laag. SodM schat in dat detectie van deze seismische events, die met huidige meetnet offshore niet gemeten kunnen worden, zouden kunnen dienen als vroege signalering van afwijkend gedrag in spanningsveranderingen, mits die events ook voldoende gelokaliseerd kunnen worden om een relatie met breuken te kunnen leggen. Daarnaast zou de lokalisatie van kleine seismische events binnen het reservoir informatie kunnen geven over de verspreiding van druk- en temperatuurfronten in het reservoir en van het algehele reservoirgedrag.

SodM constateert dat bevingen met een magnitude kleiner dan  $M=1,5-2,0$  met het door de aanvrager voorgestelde reguliere KNMI-meetnetwerk niet gedetecteerd zullen kunnen worden. Dit bemoeilijkt vroegtijdige signalering van bevingen of veranderend reservoirgedrag. Daarnaast vormen de eerder besproken grote lokalisatieonzekerheden van bevingen geregistreerd door het KNMI-netwerk een beperking voor het gebruik van micro-seismiciteit voor een beter begrip van het reservoirgedrag.

#### *Beoordeling SodM van detectie- en lokalisatietrillingen door breukverschuiving en scheurgroei voor het lekkagerisico*

Daarnaast is het de vraag of afwijkend reservoirgedrag met het oog op lekkage kan worden opgemerkt. Het gaat hierbij om mogelijke vorming van lekpaden langs bestaande, momenteel afsluitende breuken, of van scheurgroei in de afsluitende laag. Ook voor signalering van afwijkend gedrag met het oog op lekkage is de lokalisatie van seismische events niet afdoende accuraat. Dit betreft niet alleen de horizontale, maar zeker ook de verticale plaatsbepaling.

Scheurgroei in de afsluitende laag produceert mogelijk trillingen van zeer kleine magnitude (micro-seismiciteit). Zulke lage magnitudes van micro-seismiciteit kunnen niet met het KNMI-meetnet worden gedetecteerd. De aanvrager geeft bovendien aan dat mogelijke scheurgroei in de afsluitende laag als eerste zal plaatsvinden dichtbij de injectieput omdat daar de laagste

temperatuur en de hoogste druk optreden. Dichtbij de put kunnen afwijkingen tijdig worden opgemerkt met de in de put geïnstalleerde druk- en temperatuursensoren.

SodM concludeert dat het door de aanvrager voorgestelde KNMI-monitoringsnetwerk niet afdoende is voor detectie en lokalisatie van activatie van bestaande randbreuken, en zeker niet voor de detectie en lokalisatie van scheurgroei in de afsluitende laag met oog op lekkage.

#### *Beoordeling SodM voor beheersing van het bevingsrisico met additioneel DAS-systeem*

Naast het KNMI-monitoringsnetwerk heeft de aanvrager in de plannen voor P18-4 en P18-2 voorgesteld om Distributed Acoustic Sensing (DAS) systemen eens per jaar te gebruiken om mogelijke micro-annuli te detecteren. Met dezelfde akoestische sensors zou ook micro-seismiciteit kunnen worden gemeten. De mogelijkheid daartoe wordt sterk bepaald door de wijze waarop het DAS-systeem wordt ingericht. De aanvrager geeft aan het DAS-systeem niet te gebruiken voor aanvullende monitoring van seismiciteit.

Doordat dit systeem niet continu waarneemt in het huidige monitoringsplan zal het systeem met huidige plan niet gebruikt kunnen worden voor verbeterde detectie dan wel verbeterde lokalisatie van bevingen. Een mogelijke installatie van DAS-systemen in de P18-4 put is sowieso niet afdoende voor verbeterde lokalisatie gezien het feit dat er maar één put beschikbaar is. Het naastgelegen P18-2 opslagvoorkomen heeft weliswaar meerdere putten beschikbaar. Echter de ruimtelijke verdeling van deze putten is waarschijnlijk onvoldoende om uniek te kunnen bepalen of een beving aan P18-4 is gerelateerd. Kortom, er lijkt echt meer nodig dan een kleine aanpassing van het monitoringsplan om betere lokalisatie van een beving te kunnen realiseren en onderscheid tussen een beving in P18-4 en P18-2 te kunnen maken.

DAS-systemen in de putten zouden de detectielimiet kunnen verlagen (d.w.z. kleinere magnitude bevingen zouden gedetecteerd kunnen worden). Echter, omdat er in P18-4 maar één put aanwezig is zal dit slechts voor een beperkt gebied gelden. De afstanden waarop een bepaalde magnitude (micro-)seismiciteit nog detecteerbaar is gebruikmakend van continue DAS-monitoring in putten, is op dit moment niet bekend voor zowel P18-4 als P18-2.

#### *Aanbeveling voor additionele monitoring voor betere lokalisatie kleine bevingen en voor micro-seismiciteit*

Additionele monitoring zou nodig zijn voor de detectie van lagere magnitude bevingen (kleiner dan  $M=1,5$ ) en voor betere lokalisatie van seismische events. In geval van betere locatiebepaling zou als mogelijke corrigerende maatregel de injectiestrategie gerichter kunnen worden aangepast. Om seismische events op breuken of binnen het reservoir te kunnen lokaliseren, en eventueel om te kunnen signaleren of scheurgroei in de afsluitende laag optreedt (voor lekkage), is zowel betere horizontale als verticale accuraatheid in de plaatsbepaling nodig.

Met betere locatiebepaling van een beving kan in combinatie met putmetingen en modellen van de verspreiding van CO<sub>2</sub> in het reservoir, een betere inschatting worden gemaakt van een mogelijk lekkagescenario. Hierdoor ontstaat een beter handelingsperspectief. De injectiestrategie zou gerichter kunnen worden aangepast en 'contingency' monitoring van mogelijke lekkage kan meer gericht worden uitgevoerd (bijv. in de bovenliggende formaties/aquifers). Voor zowel P18-4 als P18-2 kan met de huidige plannen niet aan de hiervoor benodigde seismische lokalisatie worden voldaan. P18-2 heeft het voordeel dat meerdere putobservaties ruimtelijk verspreid over het reservoir beschikbaar zijn. Dit biedt ook de mogelijkheid om de injectie anders te verdelen over het reservoir waar nodig. Voor P18-4 is maar één put beschikbaar, waardoor er 1) onvoldoende informatie beschikbaar is aangaande de verspreiding van het CO<sub>2</sub> over het reservoir en 2) geen alternatieve verdelingen voor de injectie mogelijk zijn.

Voor P18-4 bevinden we ons in een situatie waarbij er sprake is van een verhoogde kans op een beving door horizontale scheurgroei richting randbreuken en daarmee een verhoogde kans op lekkage, terwijl de monitoringsmogelijkheden significant slechter zijn ten opzichte van de reeds zeer beperkte monitoring voor P18-2.

## ***Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring***

Uit de bovenstaande beoordeling van SodM van het monitoringsplan en uit de externe reviews (bijlagen 2 en 3) komen een aantal mogelijke relevante vormen van monitoring en onderzoek naar voren, die verder gaan dan wat de aanvrager voorstelt. De vraag is of het wenselijk is dat de aanvrager aanvullende monitoring doet.

Drie vormen van aanvullende monitoring en onderzoek verdienen extra toelichting.

1. Geofysische metingen voor de detectie van eventueel gelekt CO<sub>2</sub> (bijvoorbeeld 4D-seismiek);
2. Onderzoek naar de mogelijke effecten van CO<sub>2</sub>-lekkage op het milieu;
3. Micro-seismische monitoring met behulp van een lokaal offshore meetnet.

Ad. 1: geofysische metingen van gelekt CO<sub>2</sub> (bijv. 4D-seismiek) in het aquifer boven de afsluitende laag in geval van lekkage van CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex. Zulke lekkage valt ver voorbij de worst-case inschattingen, zeker in combinatie met de geadviseerde inperkende drukken als begrenzing. SodM vindt het daarom niet proportioneel om in dit stadium (zonder concrete aanleiding van mogelijke escalatie) aanvullende geofysische monitoring van het bovenliggend aquifer van de aanvrager te vragen. Ook schat SodM de risico's op lekkage dusdanig klein in dat hier op dit moment waarschijnlijk geen rol weggelegd is voor de overheid. Dit betekent ook dat er in dit stadium geen nieuwe 3D seismische dataset hoeft te worden verkregen welke kan fungeren als baseline (nulmeting). In geval van signalen van mogelijke lekkage kan 4D-seismiek of andere geofysische monitoring alsnog worden overwogen.

Ad. 2: In de review van NORCE (bijlage 3) en in de aanvullende vraagbeantwoording door de aanvrager is de vraag over een ultiem lekkagescenario geadresseerd. Zulke lekkage valt ver voorbij de worst-case inschattingen van de uitvoerder, zeker in combinatie met de door SodM geadviseerde inperkende druk als begrenzing. SodM oordeelt voor deze aanvraag dat als er toch CO<sub>2</sub> uit het reservoir zou lekken, dat de kans op doorstroom naar het ondiepe milieu nog veel kleiner is. Als de begrenzing van de hydrostatische druk in het opslagreservoir ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd, acht SodM het risico van zulke lekkage verwaarloosbaar. SodM vindt het daarom niet proportioneel om aanvullend onderzoek van de aanvrager te vragen.

Ad. 3: Micro-seismische monitoring met behulp van een lokaal offshore meetnet. SodM concludeert dat het onshore KNMI-meetnet mogelijke seismiciteit niet afdoende kan lokaliseren om onderscheid te maken tussen de P18-2 en P18-4 opslagvoorkomens. Daarnaast constateert SodM dat voor (micro-)seismische monitoring van events met magnitude kleiner dan M=1.5 het huidige onshore KNMI-meetnet ook niet afdoende is. Voor beide doelen geldt dat aanvullende monitoring boven/in de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens nodig is. Daarnaast moet het snelheidsmodel van voldoende kwaliteit zijn voor accurate lokalisatie van events.

Voor een dergelijke gevoeligheid en accuraatheid in zowel horizontale als verticale plaatsbepaling, zouden seismische meetinstrumenten in/boven de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens nodig zijn. Dat kunnen bijvoorbeeld aanvullende seismische meetinstrumenten aan de oppervlakte boven het veld zijn en/of seismische meetinstrumenten in meerdere putten. Nader onderzoek naar een lokaal offshore meetnet en mogelijke verbeteringen van het lokale snelheidsmodel is in dat geval noodzakelijk.

SodM heeft in haar aanvullende advies aan de minister voor P18-2 geadviseerd om als overheid dergelijke aanvullende monitoring te onderzoeken en mogelijkerwijs uit te voeren. Voor P18-4 is de kans op seismiciteit en de daarmee verbonden kans op lekkage hoger dan voor P18-2 (zie de risicoinschatting in adviesonderdeel 6). Tegelijkertijd heeft de voorgestelde monitoring geen adequaat onderscheidend vermogen tussen P18-4 en P18-2 gerelateerde seismiciteit. Daarbij zijn de monitoringsmogelijkheden slechter voor P18-4 ten opzichte van de reeds zeer beperkte monitoring voor P18-2. Het belang voor aanvullende monitoring neemt hiermee toe.



## ***Conclusie adviesonderdeel-8***

### Conclusies beheersing put-gerelateerde risico's

SodM oordeelt dat de beheersing voor de put-gerelateerde risico's adequaat is. De aanvrager heeft de juiste risico's geïdentificeerd en heeft daarop beheersmaatregelen getroffen die de risico's beperken tot een acceptabel niveau.

Door onderscheid te maken tussen de putcomponenten die wel en die niet direct in contact komen met het geïnjecteerde CO<sub>2</sub> is betere beheersing van mogelijke integriteitsproblemen geborgd. Zo zullen de volledige binnenbuis, putmond met kleppen en afdichtingselementen ('packer') van de putten vervangen worden door CO<sub>2</sub>-bestendige materialen.

Het vooraf inventariseren van de conditie van de bestaande infrastructuur van de put geeft goed inzicht in de onzekerheden. Metingen van de cementkwaliteit rondom de verbuizing en staaldikte van verbuizing die in contact komt met het maritieme klimaat zijn hier voorbeelden van. De door de aanvrager voorgestelde nul-metingen van de casing- en cement-integriteit zullen voor aanvang van de injectie worden uitgevoerd tijdens het ombouwen van de gasput naar CO<sub>2</sub>-injectieput. SodM ziet toe op de uitvoering van deze werkprogramma's op basis van wettelijk verplichtingen. SodM kan op deze basis voor aanvang van injectie vaststellen of de putten aan de wettelijke vereisten van een deugdelijke put voldoen voor ingebruikname.

De monitoringstechnieken blijven beperkt tot het continu meten van druk, temperatuur en debiet gedurende de injectiefase en het een keer in de vijf jaar meten van de wanddiktes en integriteit van de binnenbuizen. Met de data van deze parameters is het mogelijk om integriteitsproblemen met put-gerelateerde barrières te signaleren. De invloeden van de samenstelling van de CO<sub>2</sub>-stroom op het materiaal is ook met bovengenoemde parameters vast te stellen. De corrigerende maatregelen om integriteitsproblemen op te lossen zijn gebaseerd op welbekende technieken die reeds jaren succesvol worden toegepast in de olie- en gasindustrie.

SodM concludeert dat er meer mogelijkheden bestaan om eventuele lekkage door micro-annuli aan te tonen. Aanvrager verifieert alleen vooraf aan de injectie de conditie van de putten en cement. Er is een mogelijkheid om tijdens putwerkzaamheden, waarbij de binnenbuis verwijderd moet worden, een gedegen meetonderzoek uit te voeren om de vorming van micro-annuli aan te tonen. Dit onderzoek kan een aantal jaren na injectie plaatsvinden. Dit heeft als voordeel dat de invloed van de afkoeling geverifieerd kan worden. SodM adviseert de minister om een voorwaarde in het besluit op te nemen waar de uitvoerder wordt gevraagd om deze metingen te doen in situaties waarin de binnenbuis tijdelijk is verwijderd.

SodM concludeert dat het monitoringsplan geschikt is voor de beheersing van put-gerelateerde risico's met de voorgestelde stoplichtmethodiek. Wel moeten de gele en rode escalatieniveaus beter gespecificeerd worden (het alarmmanagementsysteem in tabel 2 van het monitoringsplan). De afwijkingen van putintegriteit buiten het groene gebied dienen beter te specificeren wanneer injectie kan worden voorgezet of moet worden gestopt; het onderscheid tussen gele en rode condities is hier onduidelijk. De aanvrager dient voor aanvang van de injectie concretere specificaties te geven van de escalatieniveaus, mede op basis van modelstudies naar temperatuur en drukvariaties in de putten in de opstartfase. Vervolgens zullen de precieze grenswaarden van de escalatieniveaus naar verwachting pas definitief kunnen worden vastgesteld na kalibratie van de modellen met druk, temperatuur en injectiviteitsmetingen na een aantal maanden van injectie.

Met betrekking tot de uiteindelijk definitieve afsluiting van de injectieput in P18-4 (en van putten in het aangrenzende P15-9) is SodM het eens met de aanvrager dat de techniek van het afsluiten mogelijke lekkage via de putten elimineert. Door het verwijderen van een gedeelte van de verbuizing en cement ter hoogte van de afsluitende laag, worden de micro-annuli definitief verwijderd. Door het plaatsen van nieuwe cementpluggen wordt de afsluitende laag weer hersteld. Deze techniek is reeds in de olie- en gasindustrie toegepast en geeft goede resultaten.

## Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's

SodM concludeert dat de aanvrager met de voorgestelde monitoring van druk, temperatuur en debiet kan aantonen dat er binnen de geformuleerde operationele condities van de *Base case* gebleven wordt. SodM oordeelt dat het vervolgens moeilijk zal zijn om als afwijkende drukontwikkeling wordt gemeten, vast te kunnen stellen waar de afwijking in het reservoir door veroorzaakt wordt. Omdat zich in het P18-4 opslagvoorkomen slechts één put bevindt, is er ruimtelijk maar één ijkpunt waarop het dynamische reservoirmodel voor P18-4 gekalibreerd moet worden.

Voor beheersing van reservoir-gerelateerde risico's is ook de monitoring van seismiciteit van belang. SodM concludeert dat, voor het op tijd signaleren van afwijkingen van de verwachte spanningsontwikkeling op breuken (voor het beperken van zware bevingen), het voldoende is als bevingen vanaf een magnitude  $M=2,0$  kunnen worden opgemerkt. Het voorgestelde monitoringsplan is niet afdoende om onderscheid te kunnen maken of een beving heeft plaatsgevonden boven/rondom P18-4 of het nabijgelegen P18-2 opslagvoorkomen. Dit heeft tot gevolg dat de corrigerende maatregelen bij het optreden van seismiciteit van significante magnitude veel beperkter zijn.

Vervolgens is het in de aanvraag voorgestelde seismisch meetnet niet genoeg om bevingen met een kleinere magnitude (kleiner dan  $M=1,5-2,0$ ) te kunnen meten en voor het kunnen lokaliseren binnen het veld en met onderscheid tussen de verschillende breuken. Vanuit het perspectief van de risicoinschatting concludeert SodM dat zowel vroegtijdige signalering van kleinere bevingen en een betere lokalisatie-accuraatheid, alsmede een beter begrip van het reservoirgedrag niet noodzakelijk is. Wel zou betere lokalisatiebepaling kunnen helpen om meer onderscheid in scenario's te kunnen maken als afwijkend gedrag buiten de verwachte bandbreedte optreedt. Corrigerende maatregelen in de vorm van bijstelling van de injectiestrategie met onderscheid tussen putten, lijkt niet goed mogelijk zonder voldoende nauwkeurigheid in plaatsbepaling van een beving. Met slechts één injectieput in P18-4 is het handelingsperspectief voor het aanpassen van de injectiestrategie bovendien zeer beperkt.

Voor een dergelijke gevoeligheid en accurate van het seismisch meetnet zouden seismische meetinstrumenten in/boven de P18-4 en P18-2 opslagvoorkomens nodig zijn. Mogelijk zou het door de aanvrager voor een ander doel te installeren DAS-systeem ook hiervoor gebruikt kunnen worden. Nader onderzoek is daarvoor nodig. De vraag is of de overheid een rol bij het laten uitvoeren van onderzoek heeft om daarna eventueel de uitvoering van de monitoring te faciliteren.

SodM adviseert dat de aanvrager het monitoringsplan ruim voorafgaand aan de injectie actualiseert. De grenswaarden van de escalatieniveaus van seismiciteit (dus ook van het groene bereik; het verwachte gedrag) dienen beter in een definitief monitoringsplan gespecificeerd te worden.

## Conclusies over de vier plannen

Het plan voor risicobeheersing van de aanvrager is voor SodM in orde voor beoordeling en beheersing van de risico's.

De plannen voor monitoring en voor corrigerende maatregelen verdienen nog actualisatie zowel voor aanvang van injectie als in een korte periode na injectie. Het is namelijk van belang dat na een korte startperiode beide plannen opnieuw worden geactualiseerd op basis van de dan verkregen meetgegevens zodanig dat de plannen duidelijke en handhaafbare specificaties van de escalatieniveaus hebben.

Voor aanvang van injectie dienen in de plannen van monitoring en corrigerende maatregelen duidelijker grenswaarden te worden gedefinieerd voor de putintegriteit en dienen de herstelmaatregelen duidelijk beschreven te zijn, conform de eisen van een deugdelijk zorgsysteem (Well Integrity Management System; WIMS). Ook dienen in de plannen met oog op de reservoir-

gerelateerde risico's de escalatieniveau's van seismiciteit beter gespecificeerd te worden. In de actualisatie voor aanvang van injectie dienen meer precieze definities te worden gehanteerd van de parameters voor grenswaardes en moet een template worden afgestemd van de metric van analyse en de wijze van rapportage (meet en regel).

Na een eerste korte periode van injectie dient opnieuw een actualisatie te worden gedaan met vaststelling op basis van meetgegevens van de metric van de meetrapportage en dat daarmee beheersing binnen de vastgelegde grenswaardes van het stoplicht (groen, geel rood) kunnen worden gemonitord.

Deze actualisaties voorafgaand aan de injectie en in een eerste korte periode na de injectie van het plan van monitoring en van de corrigerende maatregelen verdienen instemming van de Inspecteur-Generaal der Mijnen zodat de actualisaties adequaat zijn voor het kunnen uitvoeren van het toezicht.

Het afsluitingsplan van de aanvrager heeft SodM beoordeeld in het onderdeel put-gerelateerde risicobeheersing en in het onderdeel "beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'" voor de monitoring in de post-injectie fase. SodM concludeert dat het plan in orde is voor dit stadium van het project en zal volgens de mijnbouwwet op later moment nog moeten worden geactualiseerd.

### Advies voorschriften

SodM adviseert om de volgende voorschriften in het instemmingsbesluit op te nemen over risicobeheersing en monitoring.

#### *Voorschrift over extra casing-en-cement integriteitmetingen*

SodM adviseert de minister om in een voorschrift vast te leggen dat de aanvrager extra metingen uitvoert van de putintegriteit in situaties dat de binnenbuis tijdelijk wordt verwijderd.

SodM adviseert daarom het volgende voorschrift:

*De uitvoerder doet extra metingen om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden als de binnenbuis tijdelijk verwijderd wordt.*

#### *Voorschriften over de actualisatie van het monitoringsplan en baseline-metingen voor kalibratie-grenswaardes*

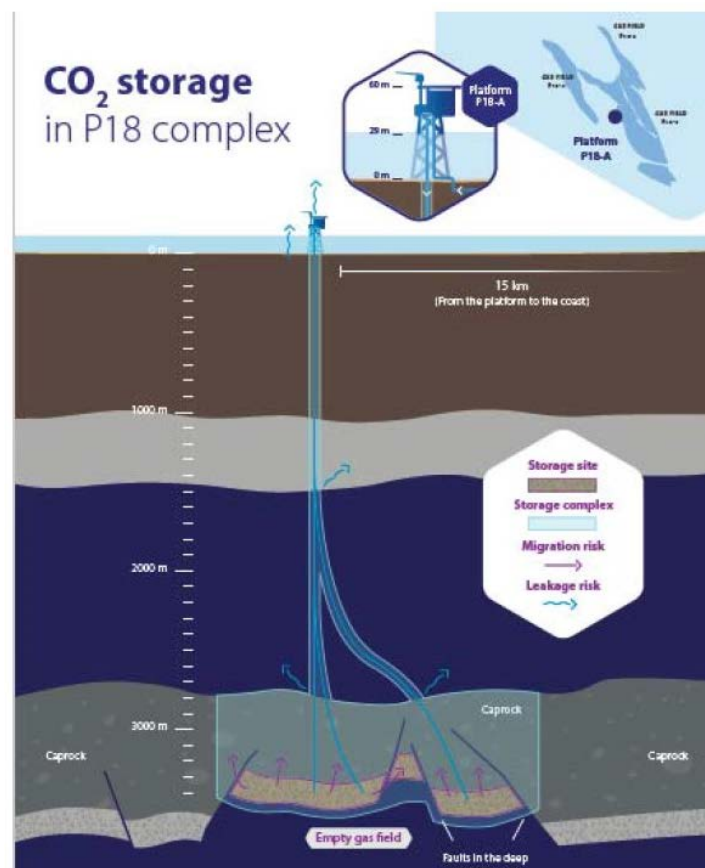
In de beoordeling zijn meerdere verbeterpunten langsgekomen van het monitoringsplan en het daarop aansluitende plan van corrigerende maatregelen. De beoordeling van de risico's zullen daardoor niet wijzigen voor dit advies. Wel moeten de verbeteringen in de plannen van monitoring en corrigerende maatregelen worden doorgevoerd ruim voor aanvang van de injectie en in een eerste korte periode na de injectie.

# Report

## Technical review of Porthos CO<sub>2</sub>-storage permit application

### Author(s)

Torbjørn Vrålstad, Peder Eliasson, Pierre Cerasi, Jørn Kjølås, Michael Jordan, Alv-Arne Grimstad



# Report

## Technical review of Porthos CO<sub>2</sub>-storage permit application

**KEYWORDS:**

Porthos  
CO<sub>2</sub> storage  
Well integrity  
Monitoring  
Near-well temperatures

**VERSION**

1.1

**DATE**

2021-06-29

**AUTHOR(S)**

Torbjørn Vrålstad, Peder Eliasson, Pierre Cerasi, Jørn Kjølås, Michael Jordan, Alv-Arne Grimstad

**CLIENT(S)**

Dutch State Supervision of Mines (SSM)

**CLIENT'S REF.**

B.C.W. van Engelenburg

**PROJECT NO.**

102025134

**NUMBER OF PAGES**

29

**ABSTRACT**

The Porthos project has recently submitted a permit application to the Dutch authorities for injection and permanent storage of CO<sub>2</sub> in depleted gas reservoirs offshore Rotterdam. SINTEF was selected by SSM to act as external experts to perform a technical review of the Porthos permit application, with emphasis on well integrity, monitoring and leakage consequences.

It is found that the technical work in the Porthos application is thorough and SINTEF agree with the main conclusions. There are some inconsistencies, unclarities and minor issues here and there, but the main conclusions are not affected. We recommend that a more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance.

**PREPARED BY**

Torbjørn Vrålstad

**SIGNATURE**

**CHECKED BY**

Alv-Arne Grimstad

**SIGNATURE**

**APPROVED BY**

Harald Linga

**SIGNATURE**

**REPORT NO.**

2021:00529

**ISBN**

ISBN

**CLASSIFICATION**

Restricted

**CLASSIFICATION THIS PAGE**

Restricted

# Document history

---

<b>VERSION</b>	<b>DATE</b>	<b>VERSION DESCRIPTION</b>
1.0	2021-05-19	Draft version sent to SSM for comments
	2021-06-02	Minor comments received from SSM
1.1	2021-06-10	Final draft version sent to SSM for approval
	2021-06-28	Approval received from SSM
	2021-06-29	Final report sent to SSM

---

## Table of contents

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>4</b>
1.1	Background.....	4
1.2	Objective of this report .....	4
<b>2</b>	<b>Well integrity .....</b>	<b>5</b>
2.1	CO <sub>2</sub> leakages through microannuli.....	5
2.1.1	Estimation of microannuli apertures.....	6
2.1.2	Estimation of CO <sub>2</sub> leak rates in Porthos wells.....	7
2.1.3	Closure of microannuli due to calcite precipitation.....	8
2.2	Potential flow due to buoyancy of CO <sub>2</sub> ? .....	9
2.3	Potential methane leakages from the wells? .....	10
2.4	Conclusion and recommendations.....	10
<b>3</b>	<b>Monitoring and risk mitigation .....</b>	<b>11</b>
3.1	General comments to monitoring plan .....	11
3.2	Leakage detection and monitoring by DTS/DAS .....	11
3.3	Monitoring by seismic? .....	13
3.4	Conclusions and recommendations .....	13
<b>4</b>	<b>Measurement and modelling of well temperatures.....</b>	<b>14</b>
4.1	OLGA simulations of temperature .....	14
4.2	Near-well temperature development .....	16
4.2.1	Well operating regimes.....	16
4.2.2	Reservoir thermal modelling .....	17
4.3	Potential extrapolation of temperature measurements from packer to perforations using OLGA- results? .....	18
4.4	Conclusions and recommendations .....	19
<b>5</b>	<b>Leakage consequences in the overburden .....</b>	<b>20</b>
5.1	Impact of shale in the overburden .....	20
5.2	Leakages through overburden .....	20
5.2.1	Geomechanical impact assessment.....	20
5.2.2	Leakages along reactivated faults.....	21
5.3	Leakage to surface.....	22
5.3.1	Environmental impact assessment of leakage to the surface .....	22
5.3.2	Monitoring for leakage to the sea .....	22
<b>6</b>	<b>Main conclusions and recommendations.....</b>	<b>24</b>
<b>7</b>	<b>References.....</b>	<b>25</b>
	<b>Appendix: List of available documents for review .....</b>	<b>29</b>

## 1 Introduction

### 1.1 Background

The Porthos project involves the storage of CO<sub>2</sub> in three depleted gas reservoirs located 25 km offshore from the port of Rotterdam, The Netherlands. Porthos has recently submitted a permit application to the Dutch authorities for injection and permanent storage of CO<sub>2</sub> in these depleted gas reservoirs.

Dutch State Supervision of Mines (SSM) advises the Minister of Economic Affairs and Climate Policy on permit applications, and SINTEF was selected by SSM to act as external experts to perform a technical review of the Porthos permit application. This included review of approx. 800 pages of technical documentation in addition to the actual permit application of approx. 300 pages. (The list of documents made available for review is given in the Appendix.)

SINTEF was assigned three topics to review: Primary subject 1 on "Well integrity and behaviour", Primary subject 2 on "Well-related monitoring and risk mitigation", as well as a secondary subject on "Leakage consequences in the overburden". It should be noted that the fourth subject "Reservoir and cap rock integrity", was not a part of SINTEF's review and has been reviewed by another expert team.

### 1.2 Objective of this report

This report summarizes the main findings of SINTEF's technical review of these three topics, where each topic is described in a separate chapter. Furthermore, during the review it became apparent that the topic "Measurement and modelling of well temperatures", which was partially overlapping between both primary subjects, was of particular importance. Therefore, this topic is discussed in a separate chapter.

SINTEF's emphasis while performing this technical review has been to evaluate relevant safety aspects of the Porthos projects. For example, important questions that have been considered are: Is the risk of well barrier failures sufficiently analysed and understood? Is the combination of monitoring methods suitable and sufficient for detection and mitigation of CO<sub>2</sub>-leakages? Do we, as technical experts, agree with the conclusions in the technical documentation? Do we find any significant limitations in the underlying arguments and analyses?

We have summarized our findings in the four main chapters of this report. Major issues have been highlighted as "recommendations", while minor issues have been denoted "comments".



## 2 Well integrity

The well integrity assessments of the P18 wells are thorough and are described in detail in B7 CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field and B13 Well containment note, as well as summarized in the main application. The well barrier envelopes have been defined using the NORSOK D-010 and ISO 16530-1 standards, which are internationally recognized as the most prominent well integrity standards available. Two independent well barrier envelopes are defined for all wells, where for example the primary well barrier envelope consists of a SSSV, which will improve well operational safety.

All injection wells are planned to be re-completed during a workover before injection, to ensure that all completion string and X-mas tree components are compatible with CO<sub>2</sub>. Acceptable CO<sub>2</sub> resistance should be documented for all materials, where for example Cr steel of sufficient quality could be used for steel components. Furthermore, CBL and USIT logs will be run during the workover to determine the integrity of the cap rock cement, which will provide crucial information about potential presence of microannuli prior to CO<sub>2</sub> injection. It should however be noted that if prominent cement de-bonding is detected by the CBL/USIT logs, then these microannuli may influence the apertures and geometries of the microannuli subsequently formed during CO<sub>2</sub> injection, and thus also potentially increase the risk of CO<sub>2</sub> leakages. If so, all microannuli and CO<sub>2</sub> leakage simulations should be re-done.

A major emphasis during the well integrity review was on the formation of cement microannuli and of subsequent potential CO<sub>2</sub> leakages through these leak paths. The main conclusion regarding potential well leakages from the Porthos application is that yes, cement microannuli will form during CO<sub>2</sub> injection, but these microannuli do not represent a significant risk for CO<sub>2</sub> leakages. We agree with this conclusion, as outlined in more detail below.

### 2.1 CO<sub>2</sub> leakages through microannuli

Microannuli formation is the most prominent cement failure mechanism in CO<sub>2</sub> injection wells. When cold CO<sub>2</sub> is injected into the well, the well and near-well region cool down and subsequently, the casing, cement, and rock contract due to this cooling. Consequently, the cement sheath de-bonds towards the casing and/or formation, thereby creating microannuli (Bois et al., 2011, 2012; Nygaard et al., 2014). These microannuli could act as potential leakage paths for downhole fluids. For example, in a well after 30 years of CO<sub>2</sub> injection, prominent leak paths at both the cement-casing and cement-formation interfaces were found after coring (Carey et al., 2007).

Regarding microannulus apertures, it is important to note that microannuli do not have uniform and well-defined geometries (Vrålstad et al., 2019; Vrålstad and Skorpa, 2020), as visualized in Figure 1 below. Microannuli have complex and non-uniform geometries, and consequently, flow through microannuli is non-linear and not easily predictable (Skorpa and Vrålstad, 2018; Corina et al., 2021). A constructive approach to define microannuli apertures is thus to distinguish between the "mechanical" aperture, which is the actual, local width, and the "hydraulic" aperture, which is the average width estimated from flow measurements assuming a uniform microannulus geometry with smooth walls around the full cement sheath circumference (Stormont et al., 2018; Garcia Fernandez et al., 2019). Correct assessments of actual microannulus apertures are therefore difficult to obtain, but estimations of hydraulic apertures are possible in experiments by

measuring the axial fluid flow through the cement sheaths. In such cases, the measured hydraulic aperture will be smaller than the actual, mechanical aperture.

Finally, it should be added that the cyclic temperature variations experienced due to repeated shut-ins and start-ups etc, can be detrimental for the cement integrity (Nygaard et al., 2014). However, this thermal cycling will not increase the apertures of the created microannuli (unless the temperature difference is increased), but such cyclic loads can induce more cement de-bonding and thus create larger microannuli geometries (Vrålstad et al., 2015).

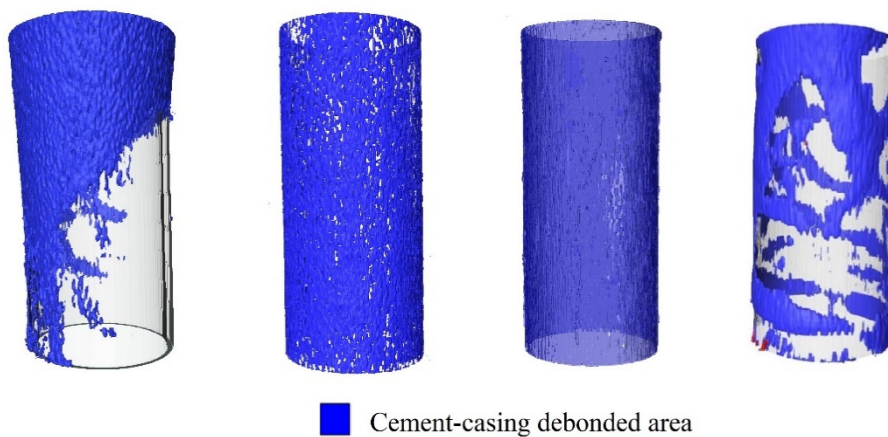


Figure 1: Examples of experimentally obtained, real microannuli geometries (Figure from Vrålstad and Skorpa, 2020)

### 2.1.1 Estimation of microannuli apertures in Porthos wells

The DIANA numerical tool was used to predict the temperature variations in the near-well region during to CO<sub>2</sub> injection. Furthermore, DIANA was used to estimate the stresses at the cement-casing interface due to casing and cement contraction during cooling, and it was found that cement-casing microannuli will form during CO<sub>2</sub> injection. DIANA is a finite element numerical model that has been used by TNO for many years and presented in several peer-reviewed publications (Schreppers 2015; Orlic et al. 2016, 2018; Moghadam et al., 2020), and there is no reason to believe that the obtained results from DIANA are less accurate than results from other, similar numerical models. The DIANA results can be considered trustworthy.

There are however some limitations and uncertainties with the DIANA simulations. For example, it is assumed that cement is elastic and that the surrounding rock is ductile. Both cement and rock are known to be brittle materials, although they do exhibit elastic properties under low strain conditions. Furthermore, the initial state of stress in the cement is assumed to be zero (for simplicity), and it is not stated whether the confining stress in the rock is taken into account when performing these simulations. Although the main conclusion will probably not be affected, i.e. that a microannulus will form as a result of high tensile stress at the cement-casing interface, it could have been useful to perform a sensitivity study to determine the potential impact of these uncertainties.

DIANA was however not used to estimate the obtained microannuli apertures; a more simplified, analytical approach was used for microannuli aperture estimation. Although the approach was simple (and thus cannot

be expected to be correct), the obtained aperture sizes are in fact plausible. It is estimated that the resulting apertures are approx. 35  $\mu\text{m}$ , with 30  $\mu\text{m}$  added as an additional safety margin, resulting in estimated microannuli apertures of approx. 65  $\mu\text{m}$ . These microannuli aperture values assume complete geometrical uniformity and smooth wall surfaces, and are thus neither mechanical nor hydraulic, but may be most relevantly compared with hydraulic aperture values due to the assumed uniformity.

These obtained aperture values are within the ranges typically found in experimental and field studies of real microannuli: Aas et al. (2016) and Moghadam et al. (2020) performed large-scale yard tests of casing-cement samples and found hydraulic apertures of approx. 65  $\mu\text{m}$  and 35  $\mu\text{m}$ , respectively. Therond et al. (2017) performed large-scale experimental tests of cold fluid injection, compared with cement integrity modelling, and found hydraulic microannuli apertures of less than 11  $\mu\text{m}$ . Finally, Skadsem et al. (2020) investigated a well section retrieved from an abandoned North Sea well and found microannuli with hydraulic apertures of below 39  $\mu\text{m}$ .

Therefore, although the estimated microannuli apertures are probably not correct, the obtained aperture sizes are plausible.

### 2.1.2 Estimation of CO<sub>2</sub> leak rates in Porthos wells

A major point in the Porthos leakage risk assessment is that since CO<sub>2</sub> will be injected into a depleted reservoir, the pressure in the overburden above the reservoir will be higher than the pressure in the reservoir, at least until near the end of the injection period. Consequently, there will be a negative pressure difference across the cement barrier, and thus no CO<sub>2</sub> leakages through the microannuli in the cement. This conclusion is correct.

With respect to cement sheath integrity, it is important to note the difference between cement mechanical integrity and hydraulic integrity (Bois et al., 2019), where the mechanical integrity reflects the presence of defects such as microannuli and radial cracks, and hydraulic integrity describes the actual sealing ability of the cement. In other words, for loss of hydraulic integrity to occur, two requirements are needed: First, the presence of a continuous leak path through the entire axial length of the cement, and second, a sufficient pressure difference across the cement to cause fluid flow through this leak path. In the Porthos case, the negative pressure difference across the cement therefore ensures that there will not be pressure-driven CO<sub>2</sub> leakages through the microannuli, until near the end of the injection period, where the reservoir pressure is close to hydrostatic (or slightly above in the near-well area).

Consequently, resulting CO<sub>2</sub> leak rates at the end of the injection period have been calculated, and the approach used to determine the leak rates is interesting. To acknowledge the fact that microannuli geometries are non-uniform and complex with considerable surface roughness, the microannulus geometry is treated as a porous medium by the Porthos team. Thus, a permeability value has been assigned to the microannulus and the resulting fluid flow is calculated with Darcy's law. The assigned permeability values (up to 10<sup>-12</sup> m<sup>2</sup>) are within or above the range of experimentally obtained permeabilities found for microannuli and cracks in well cement (Stormont et al., 2018; Skorpa and Vrålstad, 2020). This approach is not completely correct, but it takes the microannuli non-uniformity into account and thus provides plausible results.

Therefore, the estimated CO<sub>2</sub> leak rates through the microannuli are plausible.

### 2.1.3 Closure of microannuli due to calcite precipitation

Chemical reactions between CO<sub>2</sub> and Portland cement have been extensively studied and is well understood (Zhang and Bachu, 2011; Carrol et al., 2016). For example, Portland cement consists in large part of Ca(OH)<sub>2</sub>, which will react with CO<sub>2</sub> and form CaCO<sub>3</sub>. This reaction is known as carbonation of cement. In this regard, it should be noted that CaCO<sub>3</sub> occupies more volume than Ca(OH)<sub>2</sub>. Therefore, when CaCO<sub>3</sub> precipitates inside small cavities or defects in the cement, such as cracks or microannuli, the defects may close. This process is known as self-healing of cement.

There are two factors that influence whether fractures and openings will self-heal or not: the flow rate of CO<sub>2</sub> through the fracture, i.e. the available time for the reaction to occur (residence time), and the aperture of the fracture (Brunet et al., 2016; Carrol et al., 2016). This is illustrated in Figure 2 below, where it is seen that self-healing will occur for high residence times and small apertures.

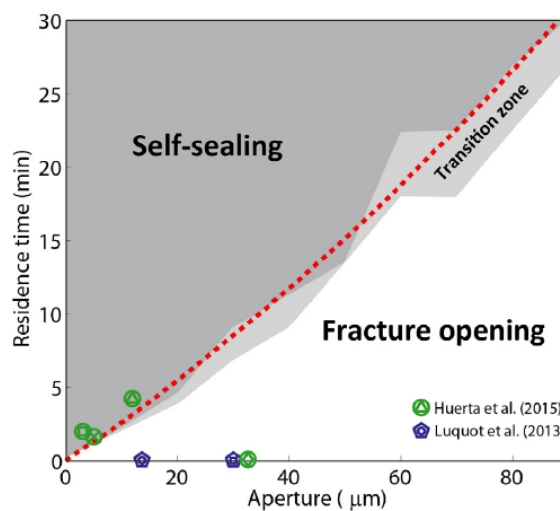


Figure 2: Influence of aperture and CO<sub>2</sub> residence time on self-healing of cement fractures (Carrol et al., 2016)

For the Porthos wells, this figure (by Carrol et al., 2016) was used in B13 Well containment note (Chapter 8, pages 57-59) to illustrate this point. It is concluded that for the combination of small microannuli apertures (below 65 µm, high CO<sub>2</sub> residence time due to low flow rates (up to 0.04 m/s), and the several hundreds of meters of cement sheath length in the cap rock, it is likely that CaCO<sub>3</sub> will precipitate and close the microannuli if CO<sub>2</sub> should leak through the cement from the reservoir. There is therefore no significant risk of CO<sub>2</sub> leakages from the Porthos wells. We agree with this conclusion.

As an appendix to the above discussion, we will add a short remark on durability of Portland cement towards CO<sub>2</sub>. It should be noted that since CaCO<sub>3</sub> occupies more volume than Ca(OH)<sub>2</sub>, carbonation of cement is a self-decelerating process. Carbonation reactions are dependent upon diffusion of CO<sub>2</sub> into the cement pore network, and further carbonation and continued CO<sub>2</sub> diffusion are thus delayed by the precipitation of the more voluminous CaCO<sub>3</sub>. Consequently, carbonation of Portland cement is a very slow process, and the carbonation front might only proceed approx. 30 mm after 1000 years (Zhang and Bachu, 2011). Carbonation of Portland cement will therefore not constitute a significant well integrity issue.

## 2.2 Potential flow due to buoyancy of CO<sub>2</sub>?

Due to the initial below-hydrostatic reservoir pressure, brine will flow (slowly) into the reservoir through any microannuli with hydraulic connectivity through the caprock. As discussed above, it is assumed a Darcy-like flow in narrow fractures where the expected and worst-case flows based on estimated microannuli aperture are calculated based on worst-case fracture permeability (and relative permeability) and the simulated reservoir pressure development. Towards the very end of injection CO<sub>2</sub> may flow out of the reservoir due to reservoir pressure locally exceeding the brine hydrostatic pressure. Total amount of CO<sub>2</sub> escaping this way is expected to be an insignificant fraction of total stored CO<sub>2</sub> even for the worst-case assumptions.

However, although there will be downwards flow of water through the microannuli throughout most of the injection period, an important question is whether CO<sub>2</sub> nevertheless will migrate upwards due to buoyancy?

This question is discussed in the technical documentation, and it is concluded that leakage in a potential microannulus due to buoyancy of CO<sub>2</sub> can be neglected as long as the local pressure in the reservoir is lower than hydrostatic. An attempt at a detailed analysis is presented in B13 Well containment note, section 15.4.3 (pages 99-100). The argument given is that the downward pressure gradient in a microannulus filled with formation brine will be much larger than the buoyancy forces acting on a CO<sub>2</sub> bubble at the entrance to the microannulus from the reservoir. Even if the pressure difference between microannulus and reservoir is only 1 bar, the upward force (by buoyancy) would be somewhere between 7 and 10 orders of magnitude lower than the downward (or upward) force (by pressure difference). The presence of methane in the reservoir is not discussed, but the different density would not alter the conclusions.

We agree with the conclusions regarding possible vertical CO<sub>2</sub> flow, but this analysis on buoyancy, while making an attempt at summarising the relevant forces acting on CO<sub>2</sub> and brine in a microannulus, is not complete or even correct. The force balance discussion is peculiar as it compares the integrated downward force across the whole microannulus with the buoyancy force for one bubble, as if the brine and CO<sub>2</sub> bubble were pushing from opposite sides on a stiff membrane. It would be better (and simpler) to compare the potential maximum rising velocity of gas bubbles small enough to fit inside the microannulus, with the downwards flow of brine resulting from the pressure potential gradient in the microannulus. Theory and experimental investigation of the rising speed of gas bubbles in bulk and even in capillary tubes is a well-developed research area.

Still, following the argument in B13, the conclusion would be unchanged if one considers a doughnut-shaped CO<sub>2</sub> bubble displacing its volume where the diameter of the doughnut fills the whole 100 µm annulus. Then the buoyancy force approximates  $5 \cdot 10^{-6}$  N, as compared with 2000 N downward force (assuming 300 bar pressure at the interface). However, this last assumption, of sustaining 300 bar at the interface seems highly improbable.

Furthermore, the analysis in chapter 15.4.4 on capillary pressure also seems odd, with a lengthy discussion of pendant drops falling from the microannulus (presumably into the open hole below the lowermost casing?). This discussion ends up with an expression with an unknown parameter 'N', and no mention at all of the brine/CO<sub>2</sub> interfacial tension, which would be relevant. The conclusion of that chapter then disregards the calculation altogether and goes on to refer to personal communication with TNO staff to justify the conclusion, which is probably correct, by the way.

Therefore, although we do not agree with the approach or calculations regarding potential upwards migration due to buoyancy of CO<sub>2</sub>, we do agree that it is unlikely that this will occur, and that buoyancy of CO<sub>2</sub> can be neglected as long as the local pressure in the reservoir is lower than hydrostatic.

### 2.3 Potential methane leakages from the wells?

The influence of remaining methane in the reservoir on the gas density is not discussed. The methane to CO<sub>2</sub> density ratio depends on pressure and temperature. For most reservoir conditions it is between 0.2 and 0.3, but can be <0.1 for temperatures below 30 °C at 50-100 bar. These conditions would be relevant in the first phase of HP operation of the CO<sub>2</sub> pipeline. However, at this point CO<sub>2</sub> will already have been injected for some time to increase the reservoir pressure from 20 to ~50 bar, and the gas around the injection wells can be assumed to be mainly CO<sub>2</sub>. The influence of remaining methane on possible leakage rates can therefore probably be neglected.

### 2.4 Conclusion and recommendations

The main conclusion from the Porthos project regarding potential risk of CO<sub>2</sub> leakages from the wells can be summarized by this statement: *It is concluded that the combination of residence time and small aperture of the microannuli will most likely result in sealing of a leak path as a consequence of calcite deposition. It is therefore an effective barrier with low uncertainty.* (Application, Section III, p 72)

We agree with this statement and support the conclusion that there is no significant risk of CO<sub>2</sub> leakages from the P18 wells.

However, we do have one major concern regarding the estimation of microannuli and resulting CO<sub>2</sub> leakages: the Porthos team have solely focused on cement-casing microannuli, with no mentioning of cement-rock microannuli. It is well-known that cement de-bonding may also occur at the cement-rock interface (Carey et al., 2007), so it is thus surprising that no calculations of cement-rock microannuli have been performed for the Porthos wells.

**Recommendation (minor):** Additional simulations should be performed to determine microannuli formation at the cement-rock interface, as well as to estimate the resulting microannuli apertures and CO<sub>2</sub> leak rates.

### 3 Monitoring and risk mitigation

The CO<sub>2</sub> storage permit application describes a draft monitoring plan which covers pre-injection, injection, post-injection, and post-closure phases. The monitoring targets four sub-areas: operation, CO<sub>2</sub> distribution in reservoir, leakage paths, and surrounding area and the environment. The operational monitoring plan is detailed, relying mainly on conventional methods, and appears sound and sufficient for risk mitigation. The reservoir monitoring plan is significantly simpler, consisting only of bottom hole (above packer) temperature and pressure measurements for comparison to and calibration of the reservoir model. The leakage path monitoring plan is extensive and based on state-of-the-art methods. However, the possibility of detecting leakage on the outside of the well is uncertain. Finally, the plan for environmental monitoring covers a range of methods but could profit from further investigation of the use of DAS for micro-seismic monitoring.

A thorough risk assessment, using the so-called bow tie method and described in detail within the application, provides the basis for the monitoring plan. A control and alarm management system is also part of the monitoring plan. This will generate alarms in case of measurements deviating from expectations, indicating the need for additional monitoring or corrective measures to prevent failure of barriers.

#### 3.1 General comments to monitoring plan

The application states that the described plan is tentative only and will be revised during the pre-injection phase. Furthermore, we find that the plan described in B7 Section 19 is more complete than the application itself, but also that there are several inconsistencies with the application (leading document):

- Application refers to micro-seismic monitoring only using KNMI network, but table in B7 Section 19 proposes use of geophones or DAS
- Monitoring wells are mentioned in the B7 Section 19, but not in the Application
- Baseline seismic data and contingency seismic in case of suspected leakage is mentioned in B7 Section 19, but not considered in the Application

**Comment** We suggest that the monitoring plan is carefully updated, taking suggestions and recommendations into account in time so that any potential baseline measurements (e.g., seismic and microseismic) can be done before the start of the injection. The revision is an important opportunity to develop a single consistent plan.

Furthermore, observation bandwidths of the control and alarm management system seem to be somewhat arbitrarily chosen. Defining these levels appropriately is important to avoid a too sensitive or insensitive system. This requires a more detailed study. The levels may also have to be updated during operation, but only after first having carefully investigated whether reservoir models need to be recalibrated.

#### 3.2 Leakage detection and monitoring by DTS/DAS

It is planned to re-complete all wells during a workover before injection starts, and the new completion strings will be equipped with fiber-optic cables (both DTS and DAS). Although not used routinely, fiber-optic cables have been installed and used in O&G wells for several years (Algeroy et al., 2010; Wu et al., 2016; Bale et al., 2020), as well as in geothermal wells (Raab et al., 2019). The reliability of such monitoring

technologies should be well understood. There is however a risk that the fiber-optic cable is damaged during installation (Raab et al., 2019), but if the system is installed undamaged it will function properly. A critical component during installation may be the (wet) connector in the well head. The fiber-optic cables are installed along the outside of the tubing string. The main function of the DTS system will be to measure the temperature profile along the tubing, which will be vital input to understanding the temperature conditions in the well and reservoir. The main function of the DAS system will be to monitor the tubing integrity.

The application suggests using DTS/DAS in the injection wells to detect leakage events (on the outside of the casing). At the same time, it is mentioned that probably only larger amounts of leakage can be detected. During an ongoing injection, the signal related to the leakage is likely to be obscured by the noise related to the injection itself. It may be possible to extract the signal related to the leakage if the frequency ranges of injection and leakage related vibrations are different, or if the shape of the leakage signal is well known and can be filtered out. The shape of the leakage signal is most likely case dependent, varies with the CO<sub>2</sub> phase, and may also vary along the well.

We agree that it is unlikely that the DTS or DAS system will detect any potential CO<sub>2</sub> leakages in microannuli behind the casing. There are cased-hole logging tools available that can potentially detect the noise from flow behind casing (Gardner et al., 2019), but the estimated likely range of CO<sub>2</sub> leak rates (Application Section III, Chapter 6.2.4) are probably too small to be detected by such tools.

However, the application document mentions DAS as possibility for monitoring of microseismic events. While the monitoring plan contains microseismic monitoring based on local injection and monitoring wells in P18 using DAS and downhole geophones, the application concludes that DAS is an untested technology with low resolution and lacking directional information and only the existing KNMI should be used for the microseismic monitoring.

We believe that well-based DAS fibers should be considered as part of the microseismic monitoring. DAS has become a technology also used in commercial settings and has shown to provide results comparable to conventional geophones. Since the DAS cables in the injection wells will be attached to the tubing, seismic signals will experience some energy loss and attenuation while traveling through the annulus, casing and the well to the DAS cable. The long vertical extent of the DAS cable can be expected to provide good directionality regarding the depth of the event location. In addition, the use of P- and S- arrival time differences can provide a good estimate of the distance of the event location from the well, given a reasonable velocity model is available. To provide full directionality at least three wells equipped with DAS should be used for monitoring. While the noise from the CO<sub>2</sub> injection may potentially mask the seismic signals in the injection well, any non-active injection wells should be relatively undisturbed. If dedicated monitoring wells are used, additional geophones at the bottom of the wells are recommended for additional sensitivity, directionality and for triggering.

As regular (active) seismic monitoring may be difficult due to the heavy traffic in the P18 area, the DAS and geophone downhole installations may also be used for sparse seismic conformance monitoring. This would only require a source at the sea surface (e.g., airgun), which may be towed/deployed from a relatively small vessel. In addition, the receivers would be close to the reservoir, providing higher sensitivity.



### 3.3 Monitoring by seismic?

The application document mentions two main risks for leakage: Lateral leakage, where the CO<sub>2</sub> is migrating laterally out of the storage area, and vertical leakage, where upward migration may occur along the wells and faults.

We found that while the monitoring plan appears comprehensive, it appears that in the application document seismic monitoring that may be used for covering the lateral leakage is not foreseen. The application document describes seismic monitoring of CO<sub>2</sub> in the reservoir as not likely to succeed as the expected contrast is estimated to be too small. The document, however, mentions "one-off" monitoring in case of leakage. A corresponding baseline survey does not appear to be planned.

We are concerned that no baseline seismic data seems to be planned. Especially for smaller amounts of (vertical) leakage solid seismic baseline data will be vital for the detection and monitoring of leaking CO<sub>2</sub>.

**Comment:** Seismic is the backbone of most monitoring systems and a way of getting directional information about plume behaviour/movement. A more thorough assessment (than the Willemsen report/slides referred to in Application) should be performed. This could include reservoir modelling and a more detailed seismic sensitivity study.

The application document also mentions microseismic monitoring to detect seismic activity e.g., as indication of reactivation of pre-existing faults. While the monitoring plan includes the use of DAS and downhole geophones in several monitoring wells, the microseismic monitoring described in the application document will only rely on the existing regional KNMI seismic network. The application states that the risk was negligible and that according to SSM guidelines the use of the regional KNMI seismic network is sufficient. The application states that no seismic activity had been detected in P18 in the past. The magnitude of completion of the KNMI network for P18 events is 2.

It should be noted that the SSM guidelines may not apply for this case. In addition, the magnitude of completion of the KNMI network for P18 events is 2, which means that events smaller than magnitude 2 may not be detected. We consider this as a very high threshold. Microseismic events at other CO<sub>2</sub> storage sites typically are much smaller than magnitude 1 (even recording events  $< M=-1$ ). If the KNMI network was used for the assessment of microseismic activity in the past, the fact that no microseismic events were detected does not mean that none occurred.

### 3.4 Conclusions and recommendations

The monitoring plan is comprehensive, but somewhat inconsistent and should be updated. We also suggest that use of seismic is more thoroughly considered as monitoring method. It is unlikely that the DTS or DAS system will detect any potential CO<sub>2</sub> leakages in microannuli behind the casing. However, DAS can potentially be used for other purposes.

**Recommendation (minor):** Consider using DAS in non-active injection wells as part of microseismic and/or seismic monitoring.

## 4 Measurement and modelling of well temperatures

The temperature in the well is important to know for several reasons. For example, from a well integrity perspective, the cooling of the well during CO<sub>2</sub> injection causes the formation of microannuli, and it is thus crucial to accurately predict what the well temperature will be during injection. The well temperature is monitored by DTS cables along the tubing string, in addition to the temperature and pressure gauge at the packer. These monitoring points are the only information available that can be used to validate and update well injection and reservoir models.

The OLGA simulations summarized in B10 - Flow Assurance Study FAS report, are the main part of the technical documentation describing the temperature development in the Porthos wells. Furthermore, results and discussion of temperature in wells, near-well area and reservoir can also be found in B9: P18 Porthos well injectivity, B12: P18 CCS: Seismic risk evaluation, and B13: Well containment note. It should be noted that all these different temperature discussions are not always consistent, and it is unclear how the simulations have been coupled or integrated.

### 4.1 OLGA simulations of temperature

The B10 - Flow Assurance Study FAS report provides a description of how the operational envelopes have been derived from simulations using the known flow assurance constraints. The system in question contains three main system parts: 1) Low-pressure (LP) pipeline, 2) High-pressure (HP) pipeline and 3) Four injection wells (as seen in Figure 3).



Figure 3: Overview of the Porthos CCS transport system.

The flow assurance constraints are:

- 1) Two-phase flow should generally be avoided to prevent increased pressure drop and liquid surges.
- 2) The annulus fluid temperature must not fall below 0°C to avoid freezing.
- 3) The instantaneous temperatures anywhere in the system must be higher than -40°C for the sake of pipe material integrity.
- 4) The bottom-hole temperature must be maintained at least 3°C above the hydrate formation temperature.

The main conclusions from the report are: In the LP pipeline, liquid will inevitably accumulate in low points due to impurities in the system, hence regular pigging will be necessary. In the initial period of operations (1-2 years), the HP pipeline must be operated in gas mode with fully open (or fully closed) valves. In this period, sufficiently high flow rates must be maintained to prevent liquid accumulation in the HP pipeline. After the initial period, when the HP pressure exceeds 40-50 bara, the HP pipeline must be pressurized to operate in dense phase mode (> 85 bara). Wellhead choking will now be necessary to maintain pressure, and this can potentially lead to low temperatures downstream the wellhead valve, especially in the early phase, when the reservoir pressure is low. Hydrate formation downstream well-head choke can be avoided using MeOH injection.

One of the primary flow assurance constraints on the operational envelope is the danger of hydrate formation in the near-wellbore region. The report suggests that the free water in the near-wellbore region might completely evaporate during the initial period, in which case there would be no real danger of hydrates in the near-wellbore region. This matter will be investigated in the future. In addition to providing operational envelopes, the report also provides general operational guidelines based on steady-state and transient simulations. These guidelines concern operations such as shut-in, restart, blowdown, switching between gas- and dense phase mode, etc.

Overall, the assumptions applied in the simulations are reasonable. In cases with uncertain assumptions, a "conservative" approach has generally been used, meaning that they aim to err on the side of caution. Consequently, the simulations should generally either be close to reality, or "pessimistic". There are however certain assumptions applied in the simulations that are not necessarily "conservative":

- The well injection indices used in the simulations are not well known, are only indicative based upon previous well production data. It is not clear how the values of the well injection indices influence the results.
- The wells have been simulated using pure CO<sub>2</sub>, while the real system will contain impurities, and the implications of this simplification are unclear.
- In the well model, the width of the rock formation layer is set to 12.75 meters without justification, presumably implying that the temperature 12.75 meters from the well will not change significantly in the relevant time frame. This choice will influence the predicted temperatures in the tubing and is thus important for predicting the temperatures in the near-wellbore region, where there is a potential hydrate risk.

Furthermore, there are also some other, minor issues that could be taken into account: First, the simplified model used for establishing the operational envelopes does not appear to match OLGA-simulations as well as one might expect (section 6.5). This seems strange since the simplified model is based on OLGA-simulations. Secondly, the predicted temperatures downstream partially closed valves are known to be grid

dependent, where large cells will yield non-conservative values. It is not clear from the report whether this matter has been accounted for.

## 4.2 Near-well temperature development

The topic of near-well temperature development is discussed in section II, chapter 3.5 and 3.6 in the application document. A summary of the physical effects that can cause cooling of the reservoir is given, together with a presentation of some worst-case scenarios. The most important physical effects are the Joule-Thomson cooling, whereby a non-ideal gas cools down during expansion, and the evaporation cooling, whereby a liquid cools to supply the heat of evaporation. Possible effects of impurities in the CO<sub>2</sub> are briefly discussed, with reference to expected compositions supplied in the Porthos project.

Reference is made to several of the previous studies in the supplementary material. Temperature development downhole and in the reservoir is influenced by several factors including pressure and temperature of CO<sub>2</sub> at the wellhead, wellhead, flow rate, heat inflow along the well path, reservoir pressure, and well injectivity. Discussion of temperature development in the well and in the reservoir can therefore be found at several places, such as B10: Flow assurance study FAS report, B9: P18 Porthos well injectivity, and B12: P18 CCS: Seismic risk evaluation. The analysis of the various assumptions made in these studies is complicated by having to collect and compare information from the documents. Even if a list of models used in the studies is presented in section II, chapter 3.1 of the application, the boundary conditions and other assumptions important for the temperature modelling are not presented there.

Furthermore, results of near-well temperature development by DIANA simulations are shown in B13 Well containment note (section 15.3). Examples are given for a worst-case flowing CO<sub>2</sub> temperature of 15 °C, with further aperture calculation and flow modelling made with downhole temperature calculated with OLGA simulations.

Despite the apparent lack of a coherent use of boundary conditions, it is our opinion that the bottom-hole temperature and the influence of the injection of CO<sub>2</sub> at a lower temperature than the initial reservoir temperature are given a thorough discussion in the application and the supplementary material. All relevant physical effects have been discussed and evaluated. Complex non-linearities and differences in time and length scale between processes in the pipeline, well and reservoir are, however, at play. Analysing each subsystem in turn may therefore be necessary to enable a sufficiently detailed analysis. The topic of coupled (dynamic) well-reservoir simulations is very much of current interest among potential operators for CO<sub>2</sub> storage in depleted oil and gas fields. We can therefore hope for progress on this research topic in the coming years. The boundary conditions used for each subsystem for the current application could be better justified. Some of the ‘worst-case’ scenarios for near-well reservoir temperature development could be too unrealistic to provide useful guidance. But as it turns out the scenarios demonstrate that even if pushed beyond reasonable injection limits the integrity of the storage complex does not seem to be compromised.

### 4.2.1 Well operating regimes

A wide range of operating conditions for the injection wells are simulated and reported in B10. One of the primary goals is to avoid temperature in the near-well region dropping into the CO<sub>2</sub>-hydrate stability region.

Combinations of operating parameters giving bottom-hole temperature (BHT) below 15 °C are therefore excluded from the list of valid combinations. This temperature limit takes into account the possibility of further decrease of CO<sub>2</sub> temperature if the pressure drop from the well out into the reservoir is large. This can happen in particular for high injection rates and low injectivity.

The analysis in B10 shows that the switch-over to high-pressure operation of the offshore pipeline should not be performed for too low reservoir pressures. In worst-case situations, little heat will be supplied from the formation along the well and CO<sub>2</sub> will be on the gas-liquid phase boundary line at the bottom of the injection well. BHT will then be given by the bottom hole pressure. In case of high injectivity and low difference between BHP and reservoir it is then important that the reservoir pressure is high enough that the corresponding temperature on the phase line is above the hydrate temperature. It is therefore recommended that the HP switch-over is not conducted before average reservoir pressure approaches 50 bar. However, this depends on injectivity, which will be carefully re-analysed during the initial injection.

Our opinion is that this seems to be a correct analysis and good design principles. However, there is a mix of units used throughout the supplied documentation when flow rates are discussed. The reader needs to juggle kg/s, t/h, Sm<sup>3</sup>/day, Mtpa, etc. It is recommended that a more unified use of units is attempted.

**Comment:** We could not find any illustration or discussion of the expected temperature drop in the CO<sub>2</sub> from the well into the reservoir (e.g. for combinations of injectivity, injection rate and reservoir pressure given by the base injection cases). This would be helpful in assessing whether the assumed BHT lower limit of 15 °C (and 22 °C for some wells) is indeed sufficient for maintaining CO<sub>2</sub> temperatures above the hydrate stability region also away from the wells.

#### 4.2.2 Reservoir thermal modelling

Section II, chapter 3.6 of the application document shows an example of simulated temperature in the P18-2 reservoir at the end of the injection (figure 17). This is, however, the result of extreme assumptions regarding BHT, and is contradicted by all simulations on the effect of rising reservoir pressure on the CO<sub>2</sub> temperature at the well-reservoir interface. While the example serves to illustrate effects on reservoir pressure from post-injection heating of the CO<sub>2</sub>, it would be more appropriate to use a more realistic 'worst case' BHT scenario. The worst-case scenarios used in the well injectivity report (B9) and seismic risk evaluation report (B12), on the other hand, never reach BHT much below 60 °C due to the high injection rate and corresponding high BHP. The base case simulations actually reach lower BHT (to about 50 °C) but also inject at lower rates. It is noted in the well injectivity report (B9) that transient effects on injectivity is not yet taken into account. These could be important for BHT calculation and therefore for injectivity.

We would support further analysis the effect of transient effects. Also, we would suggest a revised discussion in section II, chapter 3.6. Either argue better for the relevance of this 'worst-case' BHT or provide a more realistic 'worst-case' scenario.

**Comment:** The well injectivity report includes calculations for quite large pressure drops between well and reservoir. Large pressure drops would induce significant cooling of the CO<sub>2</sub>. This effect is not discussed together with the injectivity discussion. It is noted, however, that the provided documentation elsewhere, e.g.

B10 flow assurance study, page 17, 82 and 110, assumes that the pressure drop will be low in real operations. As noted above we suggest that the simulated pressure drop between well and reservoir for the base injection cases is presented and discussed with relation to Joule-Thomson cooling in the reservoir. This topic is discussed in literature, also for the P18 reservoirs. See, e.g., Oldenburg, 2006, Mathias et al., 2010 and Creusen, 2018.

From the literature, it seems that the conclusions in the application regarding safety from hydrate formation and injectivity problems are correct. The TNO storage feasibility report (B7, p 51) notes that hydrate formation and its effect on injectivity remains a topic of further research, but that near-well hydrate formation, even if it should occur and lead to reduced injectivity, does not represent a risk for storage safety (B7, p 56). We see no reason to disagree with this conclusion.

### 4.3 Potential extrapolation of temperature measurements from packer to perforations using OLGA-results?

The local temperatures at the well perforations must be maintained above the hydrate formation temperature to prevent hydrates from clogging the system. And it is also important to accurately know the temperature and pressure at the sandface to calibrate reservoir models.

However, only the temperature at the packer can be monitored during operation. Depending on completion design, the packer will be located a certain distance (15 - 450 meters, as summarized in Table 1) from the perforations and will thus not be fully representative of the perforation temperature. The intention is therefore to amend the measured temperatures using temperature differences predicted by OLGA to obtain the perforation temperature. We cannot see that the expected accuracy of this extrapolation of well temperature is discussed in the application documents.

**Comment:** A potential major issue with respect to temperature monitoring is the distance from packer to perforations. This issue, and its potential implications, has not been addressed or discussed at all in the technical documentation or application.

Table 1: Summary of some well completion details and packer-to-perforation distance for the P18 wells

Wells	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6	P18-4A2	P18-6A7
Status	planned	planned	planned	back-up	planned	back-up
Reservoir liner	7"	5"	5"	7"	7"	3.5"
Packer (MD)	3560 m	3700 m	4350 m	4405 m	4008 m	4866 m
Perfs (MD)	3575 m	4070 m	4796 m	4488 m	4083 m	4971 m
Distance	15 m	370 m	446 m	83 m	75 m	105 m

A pertinent question is thus: *To what extent can we trust the temperature differences predicted by OLGA?* It is not possible to provide a general answer to this question because there are several thousands of different scenarios to consider. We will however provide some general comments. The relevant temperature calculations in OLGA are a product of many factors, but the following factors are of particular importance:

- 1) The equation of state for the fluid system.
- 2) The heat transfer from the surrounding formation.

The applied equation of state is that of pure CO<sub>2</sub>, while the actual composition will not be pure. As stated earlier, it is unclear how this will affect the temperature calculations, so we would recommend investigating this matter.

The heat transfer from the surrounding formation is modelled assuming that the temperature of the rock formation layer 12.75 meters from the casing equals the undisturbed geothermal temperature profile. This presumably reflects a situation that will occur after several years of production, where the formation close to the casing has been cooled down by the injected fluids. It is not clear from the document exactly what time scale has been used to come up with the value of 12.75 meters. However, assuming that this time scale covers the lifetime of the system, the prevailing heat flux should be lower than the actual heat flux. This means that the prevailing temperature extrapolation should be pessimistic if we ignore other uncertain factors. However, if the cooling affects a wider region around the well the assumptions in the model could end up give a larger simulated heat flux than in reality. The simulated CO<sub>2</sub> temperature could therefore be higher than in reality. As noted previously, we therefore suggest that the justification for the 12.75 m outer boundary should be investigated.

We can however not state with certainty that other uncertain factors, such as the equation of state, are negligible. Our recommendations on this are therefore as follows:

- 1) Find from the existing simulation results what the relevant temperature differences are (between the point of measurement and the point of interest). Since the extrapolation distances are relatively short, it may be that the extrapolation does not have a significant impact.
- 2) If the temperature extrapolation is potentially important, investigate the implications of the applied model simplifications, in particular with respect to the fluid composition.

#### 4.4 Conclusions and recommendations

The temperature behaviour in the well and near-well region is for the most part thoroughly discussed and understood. However, there are several inconsistencies between results from different simulation tools and it is unclear how well integrated the overall approach is.

Furthermore, considering how important it will be to accurately know the temperature at the perforations, it is surprising that in some cases hundreds of meters of distance from the packer measuring point to the perforations and its potential implications are not addressed or discussed. The OLGA results are reliable, but there are several uncertainties that are not well understood.

**Recommendation (major):** A more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance. For example, sensitivity studies of parameters such as thermal boundary conditions, CO<sub>2</sub> purity and injectivity indices, should be included to reduce uncertainty.

## 5 Leakage consequences in the overburden

As a whole, the application document examines in detail all possible leakage mechanisms, with comprehensive supporting analyses. The risks associated with each mechanism are also well documented. We thus agree with the conclusions arrived at in the application report. However, there are some minor issues that are discussed below.

### 5.1 Impact of shale in the overburden

A scenario of leakage into the overburden is that CO<sub>2</sub> may be diverted to high permeable formations by sealing clay layers, where shales swell/creep and thus close annuli (Application report, page 194).

We agree that small volumes of leaking CO<sub>2</sub> will probably be absorbed into the overlying aquifers, as reported. However, it should be noted that it is not documented that the P-18 overburden shales creep or form a sealing barrier. It is only commented that these shales are likely to swell, and yes, it is possible that these shales may creep and form a barrier, but this is only an undocumented assumption.

**Comment:** All creeping shales do not form sealing annulus barriers. The potential use of creeping shales to stop CO<sub>2</sub> leakages is not documented.

A thorough study of the shale formations occurring in the overburden at P-18 could be undertaken to confirm shale creeping/swelling predictions. This study should imperatively include laboratory creep testing (or build on analyses of such tests if already conducted on these rocks) and hydraulic conductivity reduction in hollow cylinder configuration (where annulus pressure can be applied and monitored). The reason for this is that it is still unclear just from mineralogy considerations, which shales lead to creep or no creep under identical stress conditions (Fjær et al., 2016; Brendsdal, 2017; Fjær et al., 2018).

### 5.2 Leakages through overburden

#### 5.2.1 Geomechanical impact assessment

An assessment of the geology in terms of formation permeability and strength is made to evaluate the risk of failure and creation of a leakage path (report B16 on decommissioning design).

We agree that the presence of multiple sealing formations and high-permeability streaks that can function as spill points make for a negligible risk for leakage through the caprock. A good number of leak-off tests give a reasonable assessment of the fracture gradient in the area of interest and all the wells will be plugged with at least 50 m cement.

When assessing the caprock in terms of strength (Application document, 5.3.2, page 164), the worst case is if tensile stress is predicted to occur, as tensile strength of rocks is an order of magnitude lower than compressive strength. According to simulation results, cracks will not penetrate further than 10 metres into the sealing rock, out of a total minimum thickness of the sealing layer of 450 metres.



Caution must be taken in assessing fracture penetration into shale caprock. Depending on the numerical scheme used for the fracture modelling, the size of the predicted fracture may vary widely. Finite Element codes use different post-failure models to assess which elements turn into "fractured" elements, with reduced stiffness. Only discrete elements codes can then explicitly model fracture aperture growth and propagation, with quantitative prediction of final fracture penetration length. It should thus be justified how the 10 m fracture penetration length was arrived at, since a simple stress change distribution map would not capture stress concentration at the tip which may induce propagation beyond the zone where the background stress values are beyond the shale tensile strength limit.

### 5.2.2 Leakages along reactivated faults

Only large cooling seems to induce fault reactivation (Application report, page 203). No large-scale fault movement took place. This shows that the mechanical resistance of faults to fault movement in P18 is high, which is an argument to explain the absence of detected seismicity. In addition, during CO<sub>2</sub> injection, the stabilising effect of pressure recovery will be greater than any instability caused. The fault permeability might be enhanced by the stress effects from injection, but the fact that the faults were impermeable (sealing) before depletion forms a barrier against this. Lateral migration is also unlikely because of the extensive faulting of the reservoir. Potential reactivation at end of depletion (B7 storage feasibility main report, page 63): reactivation of faults is depending on the location in the reservoir. Consideration is given for footwall or hanging wall location. Reinjection is interpreted as reversing the situation to stable. Geochemical effects are also discussed in the B7 storage feasibility main report (page 72). A comparison is made to a natural CO<sub>2</sub> seep in Arizona. Temperature effects are discussed in terms of modelling a cooling front. Here, we will only focus on the accompanying analysis looking at stress drops in the overburden (B7 storage feasibility main report, page 75). The analysis is based on Coulomb stress drop and shows that there is no risk of reactivation in the caprock.

This is in agreement with recent simplified modelling of fault stress hysteresis (Rongved & Cerasi, 2019). However, absence of seismicity could be due to fine gouge acting as roller bearing, as noted in acoustic emission lab tests (Park et al., 2021). Also, the structure of the process zone is not taken into account, which may have connecting fractures. There are some statements that are unclear: for example, regarding fault permeability, what about possible stress hysteresis or permanent dilation? After slipping and gaining permeability, usually there is no guarantee of going back to low permeability, except perhaps on a geological timescale. Regarding reinjection reversing: what about possible stress hysteresis or permanent dilation? Again, there is no guarantee of going back to low permeability. However, Rongved & Cerasi (2019) also found that additional fracturing is improbable. The analysis is also conservative in that it does not attribute any cohesion to the fault (the failure line passes through the origin for 0 normal stress). Furthermore, expected weakening or not after exposure to CO<sub>2</sub> is highly dependent on the presence and nature of gouge, at the centre of the considered fault. Finally, looking at stress drops in overburden shale, it is unclear if an anisotropic shale model is taken into account or at least with worst case of mechanical properties (these vary with orientation). Thermal stress properties of shales are complex and different from sandstone (see Favero et al., 2016). It is not clear if this is taken into account, even though we agree that this is probably not a heightened risk.

The Arizona analogue could be discussed in more details in how it differs from P18. For reference, one may look at Gal et al., (2019) and Kloppmann et al., (2021). One mention is the extent of the fault, all the way to the surface, the second is the pressure in the reservoir and the volume of leaking CO<sub>2</sub>. The report mentions that the Arizona case is leakage through the damage zone. We would like to see a discussion of, for example, whether there is a risk for creation of a connected damage zone in P18.

## 5.3 Leakage to surface

### 5.3.1 Environmental impact assessment of leakage to the surface

An assessment of P&A needs at shallow depths is presented (report B16 on decommissioning design). A well-by-well assessment will be made whether an environmental barrier will need to be placed near surface, the environmental plug should consist of 50 m of cement on a firm base or 100 m without a firm base. This shall be done when there is a risk of environmental pollution by fluids left in the well or if there is rock formation in direct communication with the sea.

Baseline environmental monitoring is included in the monitoring plan in Appendix D of report B7. However, the possible impact of CO<sub>2</sub> leakage on the environment is not discussed. We would have preferred to see a clear plan for conducting a baseline study of the marine environment and assessment of the consequences of different volumes of CO<sub>2</sub> discharged from wells at the sea floor. We also note that reliable baseline monitoring in a marine system such as the North Sea, with large seasonal and annual variations is not a trivial task and should be further elaborated. Please see e.g. the International Journal of Greenhouse Gas Control special issue on CCS and the marine environment, with results from the QICS project (IJGGC Vol. 38, 2015) or the more recent Dean et al., (2020) and Blackford et al., (2021) with results also from other research projects.

Furthermore, a worst-case scenario of leakage to the surface is given in the form of well blow-outs, where all barriers and valves fail, as well as the topside tree (Application report, page 192). It is assessed that for 3 months of uninterrupted free flow, with no depletion of the driving bottom hole pressure, the leak would lead to 112 ktons of CO<sub>2</sub> to be released. (This is the largest mass for the shortest well.) We would have preferred if the technical documentation indicated what the consequences for the sea / atmosphere of such a worst case scenario would be in terms of environmental impact (and economical impact), or clearly indicate that this question is outside of the scope of this application but needs to be planned in further work prior to start of injection operations. For example: How would this compare to baseline variations over 3 months (maybe seasonally varying)?

### 5.3.2 Monitoring for leakage to the sea

A monitoring plan is established with the following implemented techniques (Application, page 246):

- Gas bubble detection every 2 years;
- Pockmark detection using sonar (ROVs), compared to a reference measurement;
- CO<sub>2</sub> content in seawater samples, taken upon leak suspicion and compared to baseline;
- Seismicity using the national monitoring network.

Baseline may be difficult to establish and may entail a long campaign spanning several seasons or years. Global warming and overall ocean acidification will also have to be taken into account. As already mentioned above in the section on environmental impact assessment, we would have preferred if the technical documentation indicated whether baseline establishment is outside of the scope of this application but should stress that it needs to be planned in further work prior to start of injection operations. Analyses and implementation of such work should build on experience such as published in Blackford et al., (2021).

## 6 Main conclusions and recommendations

The technical work in the Porthos application is thorough and we agree with the main conclusions. There are some inconsistencies, unclarities and minor issues here and there, which could be addressed for further improvements, but the main conclusions are not affected.

We suggest one major recommendation that should be addressed:

- A more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance. For example, sensitivity studies of parameters such as thermal boundary conditions, CO<sub>2</sub> purity and injectivity indices, should be included to reduce uncertainty.

Furthermore, we suggest two minor recommendations as well:

- Additional simulations should be performed to determine microannuli formation at the cement-rock interface, as well as to estimate the resulting microannuli apertures and CO<sub>2</sub> leak rates.
- Consider using DAS in non-active injection wells as part of microseismic and/or seismic monitoring.

## 7 References

Aas, B., Sørbø, J., Stokka, S., Saasen A., Godøy, R., Lunde, Ø., Vrålstad, T. 2016. Cement Placement with Tubing Left in Hole during Plug and Abandonment Operations. Paper IADC/SPE-178840-MS presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, TX, USA, 1-3 March

Algeroy, J., Lovell, J., Tirado, G. et al. 2010. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. *Oilfield Review*, Spring 2010, 34-41

Bale, D.S., Satti, R.P., Failla, R., Harper, J., Raggio, J. 2020. Recent Advances in Downhole Fiber Optics Modeling & Analytics: Case Studies. Paper SPE-200826-MS presented at the SPE Western Regional Meeting originally scheduled to be held in Bakersfield, California, USA, 27 April – 1 May 2020. Due to COVID-19 the physical event was postponed until 20 - 22 April 2021.

Blackford, Jerry, Marius Dewar, Tony Espie, Sara Wilford, and Nicolas Bouffin. 2021. Impact Potential of Hypersaline Brines Released into the Marine Environment as Part of Reservoir Pressure Management. *Available at SSRN 3821554*

Bois, A.-P., Garnier, A., Rodot, F., Sain-Marc, J., Aimard, N. 2011. How to Prevent Loss of Zonal Isolation Through a Comprehensive Analysis of Micro-Annulus Formation. *SPE Drilling & Completion* **26** (01). Paper SPE-124719-PA.

Bois, A.-P., Garnier, A., Galdiolo, G., Laudet, J.-B. 2012. Use of a Mechanistic Model to Forecast Cement-Sheath Integrity. *SPE Drilling & Completion* **27** (02). Paper SPE-139668-PA.

Bois, A-P., Vu, M-H., Noël, K., Badalamenti, A., Delabroy, L., Théron, E., Hansen, K. 2019. Evaluating Cement-Plug Mechanical and Hydraulic Integrity. *SPE Drilling & Completion*, **34** (02). Paper SPE-191335-PA

Brendsdal, Are Olav Eriksen. 2017. The capacity of creeping shale to form an annular barrier. Master Thesis at NTNU, submitted August 2017.

Brunet, J-P.L., Li, L., Karpyn, Z.T., Huerta, N.J. 2016. Fracture opening or self-healing: Critical residence time as a unifying parameter for cement-CO<sub>2</sub>-brine interactions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **47**, 25-37

Carey, J.W., Wigand, M., Chipera, S.J., WoldeGabriel, G., Pawar, R., Lichtner, P.C., Wehner, S.C., Raines, M.A., Guthrie Jr, G.D., 2007. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO<sub>2</sub> exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **1**, 75-85

Carrol, S., Carey, J.W., Dzombak, D., Huerta, N.J., Li, L., Richard, T., Um, W., Walsh, S.D.C., Zhang, L., 2016. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO<sub>2</sub> storage environments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. **49**, 149-160

CCS and the Marine Environment. 2015. Special issue of the International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 38, 2015.

Corina, A.N., Skorpa, R. Sangesland, S., Vrålstad, T. 2021. Simulation of fluid flow through real microannuli geometries. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. **196**, 107669

Creusen, M.C.M. 2018. Near wellbore effects induced by CO<sub>2</sub> injection and the influence of injectivity in depleted gas reservoirs. MSc Thesis, TU Delft

Dean, M., Blackford, J., Connelly, D. Hines, R. 2020. Insights and guidance for offshore CO<sub>2</sub> storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 100, 2020.

Favero, V., Ferrari, A., Laloui, L. 2016. Thermo-mechanical volume change behaviour of Opalinus Clay. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 90 (2016): 15-25.

Fjær, E., Folstad, J. S., Li, L. 2016. How Creeping Shale May Form a Sealing Barrier around a Well. Paper ARMA-2016-482 presented at the 50<sup>th</sup> U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Houston, Texas, June 26, 2016.

Fjær, E., Larsen, I. 2018. Shale as a sealing barrier around deep wells. In ASME 2018 37<sup>th</sup> International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2018.

Gal, F., Proust, E., Kloppmann, W. 2019. Towards a Better Knowledge of Natural Methane Releases in the French Alps: A Field Approach. *Geofluids* 2019

Garcia Fernandez, S., Matteo, E.N., Taha, M.R., Stormont, J.C. 2019. Characterization of wellbore microannuli. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 62: 13-25.

Gardner, D., Volkov, M., Greiss, R-M. 2019. Barrier Verification During Plug and Abandonment Using Spectral Noise Logging Technology, Reference Cells Yard Test. Paper SPE/IADC-194075-MS presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition held in The Hague, The Netherlands, 5-7 March 2019

Kloppmann, W., Gal, F., Blessing, M. and Fléhoc, C. 2021. Carbon isotopes of vegetation as proxy of natural or anthropogenic gas seeps (No. EGU21-2655). Copernicus Meetings.

Mathias, S.A., Gluyas, J.G., Oldenburg, C.M., Tsang, C.-F. 2010. Analytical solution for Joule-Thomson cooling during CO<sub>2</sub> geo-sequestration in depleted oil and gas reservoirs. Lawrence Berkeley National Laboratory.

Moghadam, A., Castelein, K., ter Heege, J., van der Valk, K., Orlic, B., Wollenweber, J. 2020. Large-scale laboratory investigation of the microannulus behaviour in the casing-cement interface. Paper ARMA 20-1325 presented at the 54th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Golden, Colorado, USA, 28 June – 1 July 2020.

Nygaard, R., Salehi, S., Weideman, B., Lavoie, R. 2014. Effect of Dynamic Loading on Wellbore Leakage for the Wabamun Area CO<sub>2</sub>-Sequestration Project. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 53 (01), SPE-146640-PA

Oldenburg, C.M. 2006. Joule-Thomson cooling due to CO<sub>2</sub> injection into natural gas reservoirs. Proceedings from TOUGH Symposium 2006, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 15-17.

Orlic, B., Van Thienen-Visser, K., Schreppers, G.-J. 2016. Numerical estimation of structural integrity of salt cavern wells. Paper ARMA 16-479 presented at the 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Houston, Texas, USA, 26-29 June 2016

Orlic, B., Chitu, A., Brunner, L., Koenen, M., Wollenweber, J., Schreppers, G.-J. 2018. Numerical investigations of cement interface debonding for assessing well integrity risks. Paper ARMA 18-1298 presented at the 52nd US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Seattle, Washington, USA, 17-20 June 2018

Park, J., Griffiths, L., Dautriat, J., Grande, L., Rodriguez, I.V., Iranpour, K., Bjørnarå, T.I. et al. 2021. Induced-seismicity geomechanics for controlled CO<sub>2</sub> storage in the North Sea (IGCCS). Available at SSRN 3819665 ([https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3819665](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3819665))

Raab, T., Reinsch, T., Aldaz Cifuentes, S.R., Hennings, J. 2019. Real-Time Well-Integrity Monitoring Using Fiber-Optic Distributed Acoustic Sensing. *SPE Journal*. SPE-195678-PA

Rongved, M., Cerasi, P. 2019. Simulation of stress hysteresis effect on permeability increase risk along a fault. *Energies* 12, no. 18 (2019): 3458.

Schreppers, G. 2015. A framework for wellbore cement integrity analysis. Paper ARMA 15-349 presented at the 49th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 28 June- 1 July 2015

Skadsem, H.J., Gardner, D., Beltrán-Jiménez, K., Kragset, S., Delabroy, L., Ruckert, F. 2020. Fluid Migration Characterization of Cemented Sections Retrieved from a North Sea Production Well. Paper SPE/IADC-199663-MS presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Galveston, Texas, 3-5 March

Skorpa R., Vrålstad, T. 2018. Visualization of Fluid Flow Through Cracks and Microannuli in Cement Sheaths. *SPE Journal*. 23(04), SPE-180019-PA

Skorpa, R., Vrålstad, T. 2020. Leakages through radial cracks in cement sheaths: effect of geometry, viscosity and aperture. Paper OMAE2020-18496 presented at the ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, June 28 – July 3, 2020, Fort Lauderdale, FL, USA

Stormont, J.C., Garcia Fernandez, S., Taha, M.R., Matteo, E.N. 2018. Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 13: 1-13

Therond, E., Bois, A-P., Whaley, K., Murillo, R. 2017. Large-Scale Testing and Modeling for Cement Zonal Isolation in Water-Injection Wells. *SPE Drilling & Completion*, 32 (04), SPE-181428-PA

Vrålstad, T., Skorpa, R., Opedal, N., De Andrade, J. 2015. Effect of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity: Realistic Experimental Tests and Simulation of Resulting Leakages. Paper SPE-178467-MS presented at the SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium held in Banff, Alberta, Canada, 23-25 November

Vrålstad, T., Saasen, A., Fjær, E., Øia, T., Ytrehus, J.D., Khalifeh, M. 2019. Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost efficiency, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 478-491

Vrålstad, T., Skorpa, R. 2020. Digital Cement Integrity: A Methodology for 3D Visualization of Cracks and Microannuli in Well Cement. *Sustainability*, 12, 4128

Wu, Q., Nair, S., Shuck, M., van Oort, E., Guzik, A., Kishida, K. 2016. Advanced Distributed Fiber Optic Sensors to Monitor Cement Hydration and Detect Annular Hydrocarbon Migration for Enhanced Zonal Isolation. Paper SPE-181429-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26-28 September 2016

Zhang, M. and Bachu, S. 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO<sub>2</sub> geological storage: What do we know? *International journal of greenhouse gas control*. 5, 826-840



## Appendix: List of available documents for review

### *Main application document:*

Application for a CO<sub>2</sub> storage permit reservoir P18-2

- Section I: Framework for the Application for a CO<sub>2</sub> storage permit reservoir P18-2
- Section II: Description of CO<sub>2</sub> Storage reservoir P18-2
- Section III: Risk Management Plan for the Integral P18 storage complex
- Section IV: Monitoring Plan for the Integral P18 storage complex
- Section V: Corrective Measures Plan for the Integral P18 storage complex
- Section VI: Closure Plan for the Integral P18 storage complex

### *Technical documentation (Bijlagen):*

- B7 CO<sub>2</sub> storage feasibility in the P18-2 depleted gas field (TNO, 2019)
- B8 Storage Capacity Technical note (Porthos, 2020)
- B9 P18 Porthos well injectivity (Porthos, 2020)
- B10 Flow Assurance Study FAS report (TNO/Porthos, 2021)
- B11 Injection plan Porthos (Porthos, 2021)
- B12 P18 CCS: Seismic Risk Evaluation (Fenix, 2021)
- B13 Well containment note (Porthos, 2020)
- B14 P18 Core Test Evaluation (Fenix, 2020)
- B15 Porthos Basis of completion design (TAQA, 2019)
- B16 Porthos Basis of decommissioning design (TAQA, 2019)

### *Additional documentation:*

- B. Willemsen (2020). 4D Screening Porthos
- Geophysical Evaluation P18 report (TAQA, 2018)
- P18 Slugging study for CO<sub>2</sub> transport through pipeline to P18 platform (TNO, 2020)



Technology for a better society

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)



NORCE Norwegian Research Centre AS  
[www.norceresearch.no](http://www.norceresearch.no)

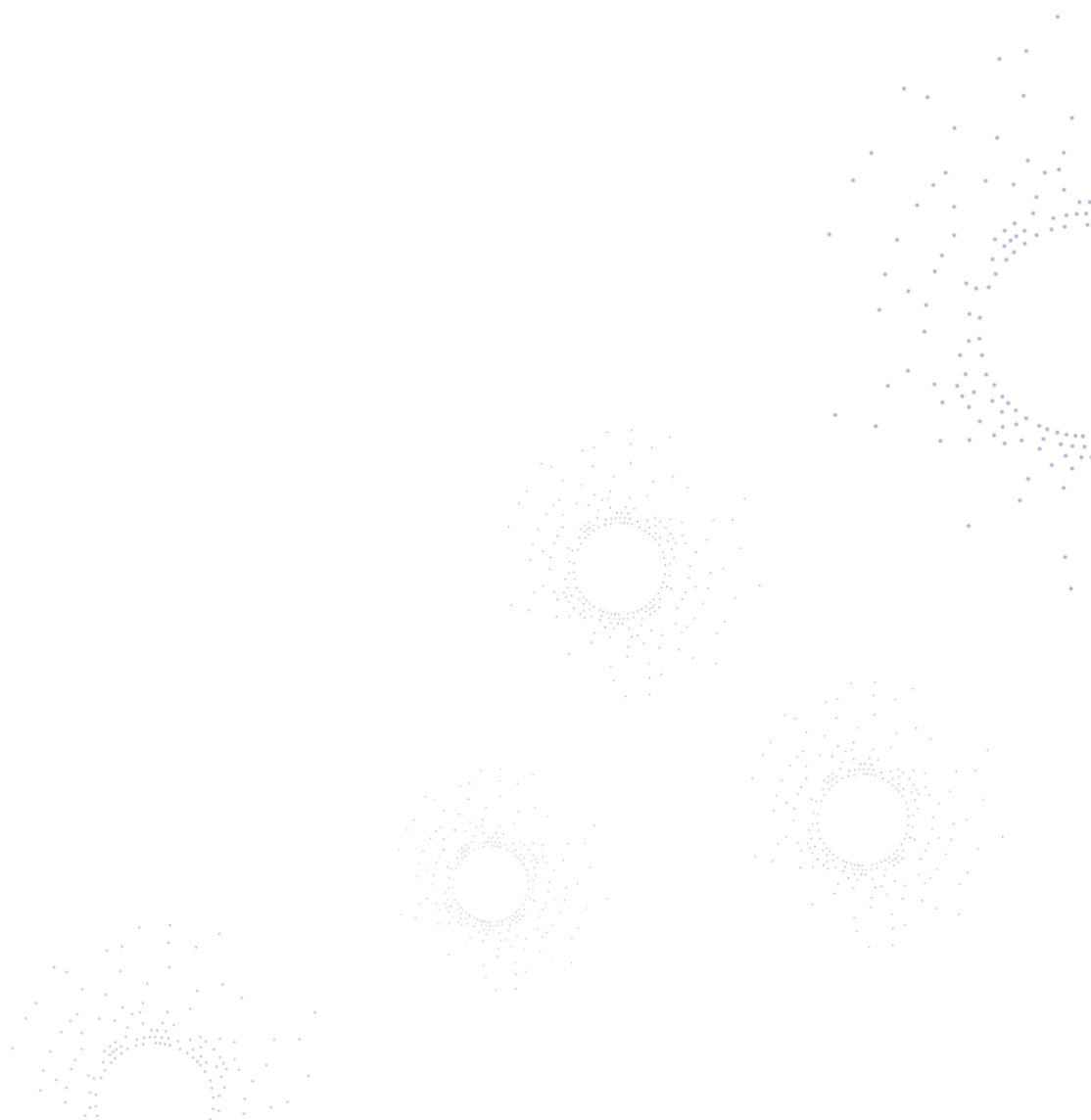
# Porthos CCS storage permit review

Final technical assessment and recommendations

**Authors:**

Sarah E Gasda, Lars Kollbotn, Kirsti Midttømme, Roman Berenblyum, Arvid Nøttvedt

**Report 104192-01**



Rapporttittel/ Report title	Technical review and recommendations Porthos CO <sub>2</sub> -storage permit application
Prosjektnummer/ Project No	104192
Institusjon/ Institution	NORCE Energy
Oppdragsgiver(e)/ Client(s)	Dutch State Supervision of Mines SSM
Rapportnr/ Report No.	104192-01
Antall sider/ No. of pages	38
Publiseringsdato/ Date of publ.:	June 2021
Stikkord/ Keywords	CO <sub>2</sub> storage; depleted gas storage; leakage risk; storage integrity risk; monitoring; storage integrity modeling; Porthos CCS
Disclaimer/ Disclaimer	

NORCE cannot be held liable for expert opinion provided if the Porthos project experiences anomalies that are due to operation outside of the envelope presented in the permit documents or due to factors that could not be reasonably predicted given the current state of knowledge for CO<sub>2</sub> storage operations and monitoring.

# 1 Table of Contents

1	Purpose of this review .....	3
2	Executive Summary .....	4
3	Reservoir behaviour and risk identification .....	5
3.1	Introduction and highlights.....	5
3.1.1	Assessment highlights:.....	5
3.1.2	Recommendation Summary .....	6
3.2	Reservoir behaviour .....	7
3.3	Modelling assumptions and predictions.....	8
3.3.1	Characterization of storage complex .....	8
3.3.2	Sub-surface modelling .....	8
3.3.3	Thermal modelling .....	11
3.3.4	Geomechanics and fault stability and caprock breach .....	12
3.4	Risk identification.....	15
3.5	Mitigation measures .....	15
4	Role of Reservoir Monitoring and Modeling .....	16
4.1	Introduction and highlights .....	16
4.1.1	Assessment highlights.....	17
4.1.2	Recommendation summary:.....	18
4.2	Monitoring assumptions and plan .....	19
4.2.1	Draft Monitoring Plan .....	19
4.2.2	Monitoring of sub-area Operational.....	20
4.2.3	Monitoring sub-area Distribution of CO <sub>2</sub> in the reservoir: .....	21
4.2.4	Monitoring sub-area Leakage paths and integrity.....	22
4.2.5	Monitoring Plan .....	23
5	Secondary focus area .....	25
5.1	Summary .....	25
5.2	Ultimate leakage potential of the P-18 site .....	26
5.2.1	Background .....	26
5.2.2	Implications for the P-18 site.....	32
5.2.3	Accessing leakage pathways .....	33
5.2.4	CO <sub>2</sub> evolution in secondary aquifer .....	34
5.2.5	Recommendations .....	35

# 1 Purpose of this review

This report describes the expert review of the Porthos CO<sub>2</sub> storage application at the request of the Dutch State Supervision of Mines (SSM). The technical review has been carried out based on the reports provided: the main application and annexes. Some additional documents were obtained during the course of the contract in communication with SSM that provided additional clarification.

This report is centered around two primary review focus areas: (1) Reservoir behavior and risk identification; and (2) Role of reservoir monitoring and modelling. A secondary review focus was also addressed regarding impact assessment of leakage and role of relative pressure differences. This report represents a final assessment of the operational and monitoring plans that addresses questions within the primary and secondary focus areas requested by SSM. Recommendations for improvements in each focus area are provided based on the available knowledge.

The review is limited to assessment of the modeling approach and subsequent monitoring plans as they are presented in the permit documents. An independent verification of the modeling and analysis of results provided by the storage permit application is outside the scope of this work. In addition, our verification is limited to reviewing technical risks and safe operations with respect to the storage reservoir and seal integrity, while evaluation of risks related to human health and safety are not addressed herein.

The storage permit application and associated annexes is a lengthy set of documents, and it is not our intention to provide a line-by-line analysis. In our assessment, we examine if the storage permit application addresses the main questions related to storage risk in a technically sound manner, i.e. whether the approach taking by Porthos and the conclusions they reached on storage risk are based on the best available knowledge. The main permit application is predominantly a high-level summary that contained very little technical detail. We reviewed the annexes when necessary to understand the technical assumptions and underpinnings to the conclusions stated in the main permit application. In the event of inconsistencies, the main permit application is taken as predominant

In our assessment, we observed in several cases a lack of clarity regarding the underpinnings to conclusions of the Porthos application with regard to risk of leakage or undesired seismic events. In these cases, conclusions themselves are plausible based on the results shown, but it is more difficult to assess the validity based on the provided information related to parameter selection and model input. We have pointed out how this uncertainty could be reduced to bolster the conclusions and leave it up to SSM to determine if further details are to be obtained.

We emphasize that the assessment and subsequent recommendations provided in this review have been carried out based on NORCE expertise and on the best available knowledge in CO<sub>2</sub> storage. We note that there have been no full-scale CCS projects to date that have injected CO<sub>2</sub> into depleted gas reservoirs similar to Porthos where the extent of reservoir depletion is a major factor affecting reservoir cooling under CO<sub>2</sub> injection.

## 2 Executive Summary

The Porthos storage project is characterized by CO<sub>2</sub> injection into a depleted gas reservoir. Injected CO<sub>2</sub> will be stored in a closed structural trap that previously contained natural gas. The pressure depletion due to historic gas production is substantial and therefore the reservoir will undergo cooling due to Joule-Thomson effects. The reduction in temperature, although localized, will likely lead to thermal fractures. One focus of the Porthos permit application is understanding the thermal impacts on storage integrity risk through modeling and designing a monitoring plan. The main findings of this review can be summarized as follows.

*Chapter 3:* The Porthos permit application has followed an acceptable and reasonable approach to identifying, modeling and mitigating risks to storage integrity. Industry standard practices and tools are applied when available. The current understanding of the reservoir is as good as can be expected given that (a) there are limits on transferring reservoir understanding based solely on gas depletion to CO<sub>2</sub> injection with regard to thermal and seismic impacts and (b) there are no other existing CO<sub>2</sub> storage projects into substantially depleted gas reservoirs. Therefore, the true behavior of thermal fracturing and fault stability coupled to CO<sub>2</sub> injection is highly uncertain and can only be better constrained with monitoring data once storage operations have commenced.

*Chapter 4:* The core of the Porthos modeling-monitoring program for storage integrity is to measure pressure and temperature in the wellbore, which can be used to infer response of the reservoir to re-pressurization and cooling by applying the models. The bulk behavior of the reservoir can be followed sufficiently with this approach, i.e. the reservoir pressure at datum is maintained within the prescribed limits and the temperature limits are respected to ensure reservoir cooling does not propagate beyond the bounds determined by the modelling. However, the details of the evolution of thermal fractures in the reservoir/caprock and the impact of cooling on fault stability will be lacking. Microseismic monitoring can be a valuable addition in order to calibrate the thermal fracturing models and fault stability models and produce a high degree of uncertainty for the modeling-monitoring plan.

*Chapter 5:* The main feature of the Porthos application is the imposed upper limit on reservoir pressure of 351 bar at a prescribed datum (3,400 m). This limit is equal to the pressure in the hydrostatic surroundings and significantly lower than the virgin reservoir pressure (pre-production). Porthos argues that 351 bar is selected in order to maintain a pressure barrier with respect to the surroundings, and as such CO<sub>2</sub> cannot escape through any vertical leakage pathways that may evolve along wells, faults or through the caprock due to reservoir cooling. We find a major flaw in this argumentation and show that the choice of 351 bar at datum (3,400 m) will result in an overpressure of approximately 8 bar in the CO<sub>2</sub> fluid phase with respect to the surroundings at the shallowest depth in the reservoir (approx. 3,200). This implies that at the end of injection CO<sub>2</sub> will leak if a fracture or micro-annulus exists. There is also a risk that this overpressure will increase over time due to long-term equilibration with the surroundings, but this is secondary and highly uncertain. We recommend that the pressure limit be lowered in order to maintain the pressure barrier at all locations in the storage complex. Alternatively, Porthos may keep the 351 bar limit, but then a revised monitoring-modeling plan is needed to control for leakage to overlying water-bearing aquifers.

## 3 Reservoir behaviour and risk identification

### 3.1 Introduction and highlights

This chapter focuses on three subjects: a) The reservoir behaviour in response to the proposed CO<sub>2</sub> injection (fluid migration, pressure evolution), b) The impact of Joule-Thompson cooling effects due to the depressurization behaviour of CO<sub>2</sub> during injection in the reservoir, and (c) the caprock integrity in response to the fluid pressure, rock temperature and stress evolution.

The main questions addressed are:

1. Is the reservoir behaviour sufficiently understood for risk identification?
2. Are modelling assumptions and modelling predictions viable?
3. Are the risks for integrity of storage-complex (reservoir, caprock and faults) well identified?
4. Can the risk (leakage) be mitigated (operational measures) if failure of barrier is suspected?

We organized our response to these questions in sub-sections below. Our approach was to examine the permit documents holistically as there are many components involving geology, geophysics, geomechanics, reservoir engineering, numerical simulation, etc. that are combined to assess risk. We do not perform a line-by-line assessment, but rather highlight specific aspects that we found relevant for discussion. References to the annex (Bijlage) are made where necessary.

We note that our evaluation in this section is constrained by the assumption made by Porthos that a pressure barrier is maintained with respect to the reservoir surrounding at the end of injection. A pressure barrier implies that the direction of the pressure gradient, and therefore the direction of flow, is inwards into the reservoir from the surroundings. This assumption is based on the reference pressure being constrained to 351 bar at a datum depth of 3,400 m. Porthos argues that this operational bandwidth is sufficient to ensure that if or when a leakage pathway is created due to thermal effects, CO<sub>2</sub> cannot escape due to a pressure barrier created by the higher-pressure surroundings. (This is notwithstanding the exception of locally higher bottomhole pressure (BHP) at the wells during the later phase of injection which is temporary and limited in magnitude, see Stage 3, Figure 23, Bijlage 13 for more clarification). In this section, we focus on the methods, assumptions and conclusions regarding risk identification and mitigation if a pressure barrier was truly in place as assumed. We argue in Chapter 5 that this assumption is poorly grounded and provide a more detailed assessment and separate recommendation in that chapter.

#### 3.1.1 Assessment highlights:

- We are generally convinced that all risks have been identified and characterized according to the best available knowledge.
- The analysis is kept simple when possible, while putting emphasis on complex modeling and simulation on the most important risks related to thermal effects.
- The assessment generally follows industry practice, commercial modeling tools are used, no red flags.
- We identified several shortcomings related to coupled thermal-hydro-mechanical (THM) modeling. This adds uncertainty to the Porthos modelling outcomes, but the impact of this



uncertainty on Porthos conclusions is difficult to judge given the highly nonlinear and complex behavior of coupled THM processes. That said, improving modelling by taking a more sophisticated approach is unlikely to resolve the general difficulties with predicting behavior of a geologic system without previous data under similar conditions. There is very little seismic activity and negligible thermal effects under gas depletion to help calibrate the models. Therefore, it is necessary to be cautious when interpreting the results as predictive, and to update the models as data are obtained under CO<sub>2</sub> injection.

- In terms of monitoring data required to calibrate the THM models, Porthos has stated that well data (temperature and pressure) are sufficient for model calibration. We do not agree. Well data can indicate fracturing is occurring in the reservoir, but the fractures themselves cannot be calibrated uniquely from pressure/temperature data alone. In addition, pressure/temperature data are not sensitive to caprock breach or fault instability. A reliable calibration of thermal behavior is not feasible without additional data, such as microseismic data.
- The disjointed approach performed by several different parties does not build confidence that the Porthos team themselves have full control over all the components.

### 3.1.2 Recommendation Summary

Suggested recommendations:

- While we agree that the operational bandwidths are correctly defined to mitigate risk of leakage from the P-18 site, we nevertheless recommend that Porthos consider the added value of additional monitoring data, in particular microseismic monitoring, to calibrate the coupled thermal-geomechanical models. Sufficient calibration of these models is needed to understand and characterize the failure of the barriers with regard to fractures or fault stability. Better calibrated models can increase confidence that the operational limits on temperature continue to be valid and appropriate throughout the storage project. We emphasize that a loss of integrity by caprock breach or fault slip are themselves not an indication of leakage risk as long as a pressure barrier is maintained at the completion of the injection period. The well data (temperature and pressure) is sufficient to ensure that a pressure barrier is maintained and leakage is mitigated in the event of integrity loss.
- A major criticism is the lack of an integrated workflow connecting all the elements: flow modelling thermal modelling, geomechanical assessment, flow assurance, wellbore leakage, etc. that form the core of the risk assessment and mitigation planning. The workflow is clearly ad-hoc and reduces confidence. In the event of an anomaly or suspected failure, a main concern is the ability of Porthos to activate a workflow to identify the behavior and take remediative action, and to do so in a timely manner. The transfer of information between different components introduces user error which is very difficult to pick up. In addition, the plethora of different units used throughout the permit documents by itself would make it hard and error-prone to restart the process if and when needed. These hard to predict errors could be small or large. We suggest that the Porthos team build an integrated workflow that unifies the learnings into a single and simplified process that uses fewer disparate models, grids, and software. A process that is more streamlined will be easier to apply for understanding the source of anomalies if they occur.

## 3.2 Reservoir behaviour

Question: *Is the reservoir behaviour sufficiently understood for risk identification?*

Our assessment with regard to this question is strongly linked to the modelling assumptions and predictions discussed later in Section 3.3, which delves into more of the details on different components to reservoir behavior including pressure, fluid flow, thermal, geomechanical effects. However, here we have evaluated where Porthos has correctly identified risks from a high-level understanding of reservoir behavior.

### **Assessment:**

- CO<sub>2</sub> storage into a depleted gas reservoir gives the advantage of a production history that allows for a higher level of understanding of reservoir behavior at the outset than for CO<sub>2</sub> storage in an untested saline aquifer. History matched models, reservoir response to depletion, behavior of faults are all aspects provide valuable information and gives a great deal of confidence to the prediction of the system under CO<sub>2</sub> storage.
- CO<sub>2</sub> storage in a closed structural trap leaves very little room for uncertainty as to where the CO<sub>2</sub> will migrate once injected into the reservoir, i.e. CO<sub>2</sub> will accumulate in the same way that natural gas was trapped for geologic time<sup>1</sup>. The closed storage setting of the P-18 site allows for a greater degree of flexibility in the approach to understanding reservoir behavior, which the Porthos project has rightly taken advantage of in performing their assessment of risk. For instance, there is no emphasis on the impact of heterogeneity on CO<sub>2</sub> flow as small variations in the rock permeability/porosity and associated properties will have little bearing on the eventual CO<sub>2</sub> accumulation in the structural trap. This reduces the complexity of the modeling and eliminates the need for many simulations exploring heterogeneity. Also, the choice to store CO<sub>2</sub> defined structural closure means there no possibility of CO<sub>2</sub> reaching a "spill point" and migrate away from the original structure into other zones that could incur more risk.
- The greatest risk in moving from gas production to CO<sub>2</sub> storage is the thermal effects due to injection of pressurized CO<sub>2</sub> into a low-pressure reservoir. Porthos was correct to address this issue thoroughly in a series of studies that identified and assessed the impact of thermal effects on risk of leakage and seismicity. Several modeling studies were performed. We agree that all risks due to cooling of the reservoir have been identified. Section 3.3.3 discusses in more detail the assumptions and predictions of the thermal modelling.

### **Recommendation:**

- Risk identification has been satisfactorily performed. There are no shortcomings of significance at this high-level view.

---

<sup>1</sup> This is barring any leakage pathways introduced by operation of the field as both in gas production and in CO<sub>2</sub> storage. This aspect is addressed further later.

### 3.3 Modelling assumptions and predictions

This section addresses the question: *Are modelling assumptions and modelling predictions viable?*  
The review covers the following modeling components:

- Characterization of the storage complex
- Sub-surface modeling
- Thermal modeling
- Geomechanics and fault stability

An assessment and recommendation are provided for each component specifically.

#### 3.3.1 Characterization of storage complex

The storage complex is described in Section II (chapter 2) of the Application Document, with additional information provided mainly in Annex (Bijlage) 7 (partly also in Annex 8). The documentation provides geological description of the region, the storage reservoir(s), the caprock and the overburden formations, including consideration of potential migration routes in case of CO<sub>2</sub> spilling or leakage.

**Assessment:** We find the characterization and documentation of the storage complex as a whole (i.e., application document + Appendix 7) is adequate and sufficient to qualify the complex for CO<sub>2</sub> storage. Relevant items are covered, and text and figures are sufficiently clear and understandable. Evaluations follow good industry standards. The evaluations are also backed by a wide-ranging set of references (Appendix 7).

**Recommendations:** For better completeness, an excerpt of “Migration paths” (Chapter 11 in Annex 7) could be included in the application document.

#### 3.3.2 Sub-surface modelling

Sub-surface modelling in this context shall include:

- Construction of the geological framework based on seismic interpretations (of faults and surfaces) and well-log data (the static model).
- Assessment of petrophysical properties based on core measurements and well-log interpretation and distribution of such parameters within the storage reservoir.
- Establishment of dynamic (simulation) model(s) with up-scaling of reservoir parameters.
- Simulation of production history (history-matching) and forecasting of CO<sub>2</sub> storage performances.
- Well performance evaluations (injectivity)

The reservoir modelling is described in Chapter 3 of Section II in the Application document, and in Annex 8.

The static modelling is based on the Petrel (®Schlumberger) platform, while the dynamic modelling has been done in two versions:

- Eclipse 300 (®Schlumberger) for history-matching and isothermal forecasting (at initial reservoir temperature)
- GEM (®Computer Modelling Group) for forecasting included temperature effects.

In addition to the static and dynamic modelling, reservoir volumetric analyses have been verified using industry recognized P/Z curves.

**Assessment:** The sub-surface modeling has been performed based on well-established software applications and done in accordance with industry practice. The CO<sub>2</sub> trapping assessment tool (PetroCharge Express of IES) used in the CO<sub>2</sub> migration analysis is unknown to us, and we are thus not in the position to qualify its applicability. The potential migration routes in case of spilling (due to overfilling), leakage through faults and/or leakage along wells have however been properly identified and evaluated.

Formations, faults and compartments are adequately described and illustrated. The resolution of the geological structure grid of 50 by 50 m laterally and an average of approximately 4 m vertically in the key formations appears adequate for capturing the main heterogeneities, taking well spacing and inherent parameter distribution uncertainty into account.

Even though the sub-surface evaluations are of lesser details than one would expect for an oil and gas greenfield (or brownfield) development, we consider it fit for the purpose of a CO<sub>2</sub> storage project.

The reservoir parameters have been distributed using statistical Kriging (a well-recognized industry practice). It appears though that only one realization of the reservoir has been brought forward to the dynamic modelling, history matched and used for further evaluation. Ideally, a few more realizations could have been tested, at least through the history matching, potentially giving more credibility to the realization selected. However, taking the long production history into account, and the fact that reservoir volume by compartment will be the main history-matching parameter for this field type, it's unlikely that an alternative realization would bring along another conclusion with respect to the quality and feasibility of the reservoir as a CO<sub>2</sub> storage.

The quality of the presented history-match is acceptable. Using volume multipliers on regional (compartment) basis is commonplace, but the multiplier used for Compartment III (P-18-2-A6ST1) of 0.75 is a bit excessive. A common range is between 0.9 and 1.1, however numbers outside of this range are possible in consultation with a reservoir geologist. Moving the seemingly arbitrary placed artificial barrier (Intra\_3) between Compartment III and IV would be more credible (Application Document, Section II, Figure 7). However, since Compartment III is considered to be isolated and for now is not included for storage, this is not a vital issue.

Only one PLT is reported – taken in P18-2-A5S1 well (no mentioning of date), upon which the overall balance of reservoir quality (permeability-thickness values) between formations appears to have been tuned. This may be considered a weakness in the reservoir qualification, as monitoring of the CO<sub>2</sub> distribution is part of reservoir surveillance plan and may also be important in view of calculation temperature distribution and thermal effects.

There appears to be some level of inconsistency between the dynamic modelling work presented in the Application Document compared to the report given in Annex 8. This applies to the

modelling software used (GEM vs Eclipse 300), and also to the settings of well performance (injectivity indices).

The well performance (productivity/injectivity) evaluations are reported in Annex 9 and only briefly mentioned in the Application Document. The evaluations are mainly done by pressure transient analysis (PTA), using the well-known Saphir software (®Kappa), an industry standard approach. Both analytical and numerical methods have been applied. The behavior of the pressure transients is explained by the presence of high permeability sand lenses in the vicinity of the wells. We are somewhat hesitant to this explanation, as in our opinion (based on a quick look) the PTA derivative might just as well signify nearby flow barriers (e.g. sub-seismic faults). However, being one or the other or combination of both, we find it hard to believe that this will be a significant issue with respect to well capacity conclusions.

The PTAs and the following inflow performance (IPR) analyses (multi-rate tests) and Rate Transient Analysis (RTA) indicate some variation in well skin factor over the production history, which could be due to condensate banking and/or precipitation of fine in well vicinity. However, the variation is not severe and should not cause concern. Any condensate in the vicinity of the wells should be rapidly dissolved and removed once the CO<sub>2</sub> injection starts.

The well injectivity calculations have only been done for high temperature (60 °C), not for the low temperature (15-20 °C) likely to occur during the transition from gas phase to dense phase injection. Even though this shall not alter any conclusions, we believe it should be done for sake of completeness. Beyond that, we support the steps taken to quantify and qualify the well injection performances and concur with the conclusion that sufficient well capacity is available to meet the CO<sub>2</sub> supply.

***Recommendations:*** In order to enhance the reservoir models with respect to the reservoir quality and injectivity in the different formations, and thus be in a better position to estimate the distribution of the CO<sub>2</sub> plume, we recommend a PLT (Production Logging Tool) program be included in the Monitoring Plan.

Care should be taken to ensure collection of sufficient downhole pressure, temperature and rate data to enable transient pressure analyses of planned (and sporadic) well shut-ins, and potentially also well start-ups. All pressure and temperature records (or at least a representative sub-set) should be kept on file for the duration of the project to enable time-laps analyses in order to potentially reveal any dynamic changes to the reservoirs structure and/or properties as cooling and pressure increase take place. Proper pressure, temperature and rate measurements on individual well basis are instrumental in maintenance of the dynamic reservoir models and thus the monitoring of the CO<sub>2</sub> storage.

For sake of completeness a well injectivity calculation (Prosper software) for the low pressure, low temperature (e.g. 30 bar, 20 °C) should also be presented.

The well injectivity evaluations presented in Annex 9 should be more elaborated/documentated in the Application Document.

A more uniform presentation of the dynamic modeling between the Application Document and the Annexes would ease the understanding and assessment of results.

To ease the reader's understanding of the well performance evaluations described in Annex 9, the Forchheimer model (equation) used in the evaluations should be stated in the text.

### 3.3.3 Thermal modelling

The thermal modelling is presented in several documents (in varying details) and the results and implications summarized in the Application Document. This spreading of information over many documents has made it challenging (and time consuming) to make a comprehensive review.

Thermal modeling is based on the industry standard GEM (®CMG) software including the Barton-Bandis fracture model for simulation of thermal induced fracturing. Temperature modelling has also been done using the TOUGH2 simulator (Annex 8) to demonstrate the near well temperature development during the low temperature injection period, including cooling of the overburden above the injection point.

Assessment: The GEM simulation software and the Barton-Bandis model are recognized tools for reservoir temperature modelling and thermal induced fracture propagation.

The modelling set-up and simulation procedures seem adequate with respect to the reservoir at hand and band-width injection in terms of rates and pressures.

The scenarios study appears only to include high temperature (40+ °C) injection while the flow assurance evaluations (FAS) indicate that low temperature injection (15-20 °C) may persist over a long time (years) during the transition period as envisioned in figure 40 in Section III of the Application document. We believe this low temperature period should be considered in the simulations, or at the least discussed in the documentation if believed for any reason to be irrelevant. The TOUGH2 simulations presented in Figure 6-14 in Annex 7 – even though using a somewhat excessive rate 1.13 Mt/year (35 kg/s) for the transition period – indicate that low temperature (20 °C) may be in a radius up to 100+ m from the injector and 10+ m into the overburden.

The map of temperature at end of injection presented in Figure 17 in Section II of the Application Document, showing very low (15 °C) temperature around injectors, seems to be inconsistent with temperature modelling presented elsewhere (in Annexes).

Even though covering a relevant range of injection scenarios, sensitivities to a wider selection of geo-mechanical properties could have been studied, enhancing the credibility of the evaluations. In the thermal simulations presented, only two geo-mechanical properties are varied, i.e. Biot Coefficient and Poisson Ratio (Annex 12, Table 4), and these also within fairly narrow ranges compared to the uncertainty range presented in Table 2 (Annex 12). For instance, the rock heat capacity and thermal conductivity, which should be relevant for the calculation of temperature distribution, are kept constant at 1000 J/(Kg·K), and 2 (W/m·K) respectively. The heat capacity may vary between 850 – 1000 J/kgK . A lower rock heat capacity will lead to stronger cooling effects. Thermal conductivities measured on sandstone samples from Norwegian Shelf varied from 2.0 W/mK and 4.3 W/mK (Midttømme 1997) higher thermal conductivities will increase the heat flow and prevent critical low temperatures.

We also notice that Young's modulus and the Poisson's ratio included in Table 2 (Annex 12) are somewhat different to those presented in Annex 14 (Core Test Evaluation) and in the

supplementary material. Also, the rock heat capacity, heat conductivity and thermal expansion coefficient is said to be measured, but no documentation has been found.

**Recommendations:** Downhole pressure and temperature recording facility of sufficient quality and frequency should be installed in order to detect eventual onset of thermal fracturing and evaluate the longer-term development of fracture propagation and general well performance.

The thermal fracture modelling should also be done using the low temperature (e.g. 15-20 °C) injection taking place during the transition period. As a minimum the potential effect of such injection should be elaborated.

Evaluation (simulation) of sensitivity to heat related coefficients such as heat capacity, conductivity, and thermal expansion would increase the credibility of the thermal modelling.

The temperature map shown in Figure 17 in Section II of the Application Document shows a very different temperature from those presented in other reports. An explanation or elaboration should be warranted.

### **3.3.4 Geomechanics and fault stability and caprock breach**

The geomechanics of the storage complex (reservoir and caprock) has been studied by coupling the results of the thermal (and stress) modelling in GEM with finite element modelling (FEM) of the in-situ stress development using COMSOL (a recognized tool for this purpose). The results are reported in Annex 12, in Chapter 3 of Section II in the application document, and in supplementary document: "Geomechanical study of fault Stability and Caprock breach in P18 during planned CO<sub>2</sub> injection".

#### **Assessment:**

Generally speaking, the various aspects and risk of fault destabilization and caprock breach seem to have been thoroughly considered, modelled, simulated, discussed, and concluded.

**Modeling choice and assumptions:** The dual-permeability thermal modeling used to model thermal fractures in the reservoir (Section 4.3.3) failed when applied to model caprock breach. In addition, GEM is less suited to model stress changes in the over- and underburden due to depletion and injection. This led Porthos to take a different approach, which was to couple the results of the GEM dynamic modelling for pressure and temperature with COMSOL FEM for geomechanics. We generally concur that this approach can be suitable, but the reasoning behind the choice to couple GEM to COMSOL was not at all discussed. It should be noted that coupling of thermal-hydro-mechanical (THM) behavior for multiphase/multicomponent fluid systems with the potential for thermal fracturing is a challenging research topic that has not been fully resolved by the research community. It is not clear if Porthos considered other approaches, such as TOUGH2-FLAC3D (LBNL) or CODE\_BRIGHT (UPC) that are integrated simulators and have been developed by top experts in the field. COMSOL has been used to perform the fully coupled THM problem applied to CO<sub>2</sub> storage at In Salah (Bjørnarå et al. 2010). However, we realize this approach requires expertise to ensure the accuracy of flow simulations in COMSOL FEM that is usually beyond a typical engineer's capability.

We recognize that the added challenges of the P-18 site with regard to existing hydrocarbons, and therefore GEM is a reasonable choice for the compositional modelling. Another advantage is the familiarity of GEM to petroleum engineers compared to other specialized codes (and the ability to reuse previous simulation results is also attractive). But while GEM and COMSOL are both established simulators in their own right, the chosen THM coupling is in a way "novel" (we are not aware of any previous application of this particular coupling) it is therefore not clear if this approach has been benchmarked with other tested THM simulators for a simpler problem (e.g. one of the mentioned above). We do not believe the Porthos coupled approach is state-of-the-art, which may be still sufficient if this can be shown by comparison with a more sophisticated approach. A discussion of modeling choices, pros and cons, is warranted given the highly challenging nature of coupled THM modeling.

With any THM modeling choice there will be errors, but these should be understood and acknowledged. This discussion is lacking from the Porthos documents. One weakness was identified by the authors, which is the lack of back-coupling or feedback of the more precise FEM stress calculation to the dynamic modelling. Doing a fully back-coupled exercise for one or two of the most critical cases could enhance the confidence of the evaluations. But given the highly uncertain nature of coupled THM modeling in general, this back-coupling may not add much value given (a) uncertainties in thermal/mechanical parameters, and (b) the above-mentioned issues with coupling two separate simulators in a novel way.

To conclude the discussion of modeling choices and assumptions, there are several weaknesses that could be improved by consulting expertise in THM simulation. However, a more sophisticated THM approach may likely not resolve the underlying uncertainty with regard to modeling a very complex set of processes involved in thermal fracturing and fault stability. State-of-the-art THM modeling is only an approximation of the real system, and the true behavior is unknown. Although this can be said about any model, this uncertainty is acute for THM since the presence of minute imperfections in the rock can affect fracturing in ways not yet fully understood. In addition, the P-18 reservoir will be subject to entirely different temperature regime and stress path under CO<sub>2</sub> injection than existed during completion, and its response can never be certain.

Therefore, the best way to understand the quality of the modeling is by observing reservoir behavior and testing the model against the observations during the injection phase. However, the reliance on solely temperature and pressure data in the wells is dubious. If a pressure signal indicates fracturing, then the fracture size should be monitored. The Fenics 2020 report acknowledges (p46, Bijlage 12) that "It may be feasible to infer fracture size from the injectivity, but the pressure behavior is likely insensitive to fracture size and the usual method of inferring fracture size from pressure fall-offs is complicated by the phase behavior of the CO<sub>2</sub>." Microseismicity monitoring can be used to localize fracture evolution and help to calibrate the models.

In terms of caprock breach, monitoring pressure and temperature will not indicate fracture height. We do not agree with the statement (p46, Bijlage 12) that "the initiation of a thermal fracture can be observed from the fall in injection pressure" A caprock breach will have a negligible impact on injectivity as the caprock matrix is nearly impermeable and fracture volumes are small. There will not be a detectable pressure signal to which the models can be calibrated, and any slight signal will be overwhelmed by thermal fracturing in the reservoir. Microseismic monitoring is a more feasible approach to calibrate the models in the event of thermal fractures in the caprock.



Input parameters: The essential input parameters for the stress simulations are listed and commented upon in Table 2 of Annex 12. Although the sensitivity ranges simulated appear reasonable, we are somewhat worried the full uncertainty range has not been covered for some parameters, especially the scenario with high thermal expansion coefficient, high Young's modulus, low heat capacity, high vertical stress and low least radial stress. Our advice would be to vary groups of parameters rather than the individual numbers to clarify what would be the 'base case' and 'worst case' scenario. Even though a complete uncertainty range may not have been covered, we are of the opinion that the worst-case scenario has sufficient safety margin to sustain the conclusion of safe storage with respect to fault stability and caprock breach.

Overall, based on the modelling and analysis reported we consider the reservoir formations themselves fully suitable for permanent underground CO<sub>2</sub> storage. The CO<sub>2</sub> injection should not have any negative impact on the reservoir rock itself, and any thermal induced fracturing should lead to improved injectivity and enhance the flexibility in well utilization.

The role of thermal fracturing in conducting the cooling effect of CO<sub>2</sub> injection towards important faults and caprock appears well understood and properly modelled (with caveats discussed above). Like for the thermal modelling we observe that stress modelling appears only been done for "high" temperature injection situation, while the low temperature injection caused by Joule-Thompson effect seem to have been ignored.

Although we find the fault stability modelling approach (Mohr-Coulomb) suitable, we see the documentation of this study somewhat vague, with lack of clarity on the input used for the various scenarios. It is for instance dubious how the base case and worst case are defined. Important information such as fault dip angle is not found – only the variation used ( $\pm 10^\circ$ ) used in sensitivities is stated. It would thus be difficult if not impossible to replicate the modelling based on the information provided.

The calculations indicate that fault cohesion must be in the order of 50 bar or more to avoid seismicity above M=2 during depletion. As acknowledged by the authors, this parameter has significant uncertainty as it is not possible to obtain values by direct measurement and the lack of seismicity observations being the ground for estimations are not fully understood. The comparison with cohesion of intact rock (200 bar) is not very relevant. Even though the likelihood of fault activation caused by local cooling is deemed low and will be further reduced as the reservoir pore-pressure is increased, and an eventual fault destabilization not necessary being crucial for the total integrity of the storage complex, we still believe that adequate monitoring to detect such events should be implemented.

The caprock integrity is only evaluated for the P18-2-A1 well area, claiming it to be the most hazardous area in terms of injection pressure and caprock cooling. Based on other reports, the P18-2-A5 well appears to give the strongest cooling effect to overburden, while the pressure effect being similar. However, NORCE agrees with the outcome of the evaluation that the cooling of the overburden, and thus the potential of thermal fracturing, will only propagate a few 10's of meters into the caprock and thus pose no risk of caprock breach.

**Recommendations:** The period of low temperature injection should be included in the simulations, or at least elaborated upon in the documentation.

Even though it might not modify any conclusion, geomechanics simulations with a lower rock heat capacity (e.g. 700 – 800 J/(Kg·K) could enhance the credibility of the evaluations.

Recognizing the relatively strong cohesion value (50 bar) required to maintain local fault stability during reservoir depletion, and the poor understanding of this phenomenon, an acoustic surveillance to detect eventual fault destabilization – particularly in the P18-2-A1 well – should be implemented.

Modeling uncertainties are unresolvable with today's simulation and the best approach to having more confidence in the history matching calibration is to have additional seismicity monitoring.

### 3.4 Risk identification

*Are the risks for integrity of storage-complex (reservoir, caprock and faults) well identified?*

Porthos has properly identified the risks to integrity in the documentation provided, and we do not see any other risk possibilities than those covered by the study reports.

Based on the available documentation, combined with NORCE's own expertise, experience, and judgment, we consider any essential leakage out of the storage complex, within a human timescale, highly unlikely given that a pressure barrier is maintained with respect to the surroundings.

The risk of seismicity has been identified and assessed to be unlikely. The reasoning is based on an assessment that indicates a previously quiet seismic behavior is a good indication that future behavior will be similar. However, the lack of seismic activity is bit of mystery that could be illuminated with micro-seismic data. The lack of data is also a disadvantage in terms of effective calibration of fault stability models. We recommend microseismic monitoring not for early warning but for learnings about fault stability when storing CO<sub>2</sub> into depleted gas reservoirs.

However, beyond the CO<sub>2</sub> storage demonstration pilot done in the Lacq field (2010-2012), this project of storing CO<sub>2</sub> in a depleted gas field, with very low starting pressure of estimated 20 bar, is as far as we know a first of its kind on world basis. Unforeseen behavior may therefore not be ruled out.

### 3.5 Mitigation measures

*Can the risk (leakage) be mitigated (operational measures) if failure of barrier is suspected?*

A crucial aspect of this CO<sub>2</sub> storage project is that injection will be into a pressure-depleted reservoir for the whole injection period. Any leakage out of the storage compartments will thus not be conceivable before the end of injection. Leakage could be potentially triggered by aquifer activation, tectonic settings or other mechanisms causing the pressure at the top of the CO<sub>2</sub> column to exceed the hydrostatic pressure of the surrounding, combined with a leakage pathway created by effects of injection.

As for the current state of technology there are no realistic corrective measures for the long-term leakage risk along faults and fractures, except controlled back production of the CO<sub>2</sub> to lower the

reservoir pressure. As this project is the first of its kind, it is difficult to calibrate the models to fully exclude the possibility of long-term leakage (see 3.3.4). It is therefore important that additional monitoring systems, as acoustic surveillance to detect induced seismicity be implemented (refer to Chapter 4), such that the THM-fracturing models can be calibrated with more confidence. Better understanding of thermal impacts, i.e. fracturing, under CO<sub>2</sub> injection, which is a new setting than previously seen, could be valuable for reducing uncertainties and mitigate issues that are unforeseen with today's technology.

We also recommend that one of the injectors be converted to a monitoring well instead of plugged and abandoned so that long-term reservoir pressure changes due to aquifer activation can be monitored (see Chapter 5 for further discussion on this point).

## References

Bjørnarå et al. 2010. Modeling CO<sub>2</sub> storage Using Coupled Reservoir-Geomechanical Analysis. <https://www.comsol.com/paper/modeling-co-sub-2-sub-storage-using-coupled-reservoir-geomechanical-analysis-8822>

# 4 Role of Reservoir Monitoring and Modeling

## 4.1 Introduction and highlights

This section focuses on the following aspects: (a) Use of monitoring data (in well, via distributed sensing technologies (DxS) using fiber optics and pressure gauge) as input to models, (b) Use of reservoir, geophysical and geomechanical models for indirect monitoring and early warning for risk mitigation (leakage or seismicity), (c) Substantiation and use of operational bandwidths (e.g. temperature range and maximum pressures).

The main questions addressed are:

1. Are the bandwidths from the models clearly explained, adequate for safe operation and uncertainties sufficiently taken into account?
2. Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?
3. Is the monitoring-and-modelling suitable for early warning on the failure of barriers?
4. Is the monitoring-and-modelling suitable for determining actual CO<sub>2</sub>-migration and leakage?

These questions concern both modeling and monitoring. As the former has been addressed thoroughly in Chapter 3, we focus the details of this assessment on the latter. References to the annex (Bijlage) are made where necessary.

As in Chapter 3, our assessment and recommendations are constrained by the assumption made by Porthos that a negative pressure gradient is maintained at all locations in the reservoir at the end of injection by maintaining a reservoir pressure of 351 bar at datum depth. In this section, our assessment is conditioned on the assumption that a pressure barrier is truly in place. Later in Chapter 5, we argue that this assumption is poorly grounded and provide a more detailed

assessment and separate recommendation in that chapter. We note that further advice on operational bandwidths and recommended monitoring is given in Chapter 5.

#### 4.1.1 Assessment highlights

- The monitoring plan provided is only a draft monitoring plan, and as such lacks many details with regard to the design, installation and operation of the monitoring equipment. The planned monitoring is sufficient for safe operation of the injections, but it will not fulfill the criteria set in Article 29 of the Mining Decree for monitoring the CO<sub>2</sub> in the reservoir.
- The monitoring plan is based on modeling and understanding of reservoir behavior due to CO<sub>2</sub> injection into a closed, pressure-depleted storage reservoir. As discussed in Section 3.2, there is very little uncertainty on the movement of CO<sub>2</sub> within the reservoir, i.e. CO<sub>2</sub> will accumulate in the same structural trap occupied previously by methane. As such, there is very little added value from extensive monitoring of CO<sub>2</sub> migration *within the reservoir* for the purpose of risk of leakage.
- *Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?* The models have shown that thermal effects are the largest risk to leakage and/or seismic activity, and our assessment thereof is found in the previous chapter. Thermal fracturing will more than likely occur within the reservoir due to the unavoidably strong cooling, but thermal fracturing (refer to earlier assessment) in and of itself is not a detriment to the project. The modeling has shown that maintaining an injection temperature and pressure within defined bandwidths (which are largely determined by flow assurance) is sufficient to ensure that fracturing will not lead to unwanted effects in the caprock nor at faults. We conclude the bandwidths from the models are clearly explained, adequate for safe operation and uncertainties sufficiently taken into account. Therefore, the main purpose of monitoring is to ensure that operational bandwidths are respected during the course of the project.
- *Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?* It is worth pointing out that temperature is by and large the most important controlling parameter connected to risk. The monitoring plan will monitor downhole temperature, which is the sole means of observing temperature (indirectly) in the reservoir. The technical feasibility of downhole temperature monitoring is well established, assuming the equipment is installed and operated according to best practice. However, we highlight that the temperature and pressure is measured up to the packer and not beyond.
- *Is the monitoring-and-modelling suitable for early warning on the failure of barriers?* In this assessment we include the reservoir/caprock system. Well integrity is not included. The concept of early warning for a reservoir/caprock system is very dependent on the process under consideration.
- Here, we interpret failure of the barriers first to mean that a caprock breach has occurred or fault stability compromised. The leakage question is addressed further below. Porthos proposes to combine well pressure and temperature monitoring with modeling to give an early warning of a barrier failure. We do not fully agree. As discussed in Section 3.3.4, we are concerned that the uncertainties and weaknesses of the coupled thermal-hydro-mechanical modeling approach, the inability to calibrate fracture extent from well pressure and temperature data alone, and the lack of previous seismic data to calibrate

the fault stability modeling, additional monitoring data is needed for early warning of a caprock breach or fault slip. We emphasize (as Porthos has) that these failures do not necessarily lead to leakage if a pressure barrier is maintained, but the suitability of the monitoring-modeling for leakage detection is addressed below.

- *Is the monitoring-and-modelling suitable for determining actual CO<sub>2</sub>-migration and leakage?* Through modeling of CO<sub>2</sub> migration (Fig 13, kap 3.4.2) and understanding the storage setting, Porthos has concluded that monitoring the actual CO<sub>2</sub> migration in the reservoir is non-essential for ensuring a safe operation. We agree with this conclusion. As such, leakage cannot be detected or imaged directly from the reservoir itself and expected leakage rates if they occur through microannuli would be too slow to detect. The option to monitor overlying aquifers is one way to monitor directly for leakage if a pressure barrier is not maintained, and we discuss this further in Section 5. Our assessment is that the monitoring-and-modelling is suitable for determining leakage with respect to checking that operation is within the bandwidths and that a pressure barrier is maintained. Leakage is very unlikely to occur so long as these criteria are met. It must be a very strong signal in temperature and pressure to distinguish a leakage from normal flow inside the reservoir that do not pose a risk of leakage.
- DAS technology can be deployed for monitoring flow of CO<sub>2</sub> through microannuli as well as for microseismic events. Detecting microseismic events are needed to meet the requirements of Annex II of the CCS Directive in a) detecting significant irregularities e) assessing the effectiveness of any corrective actions taken and f) updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term including the assessment of whether the stored CO<sub>2</sub> will be completely and permanently contained DAS technology has improved significantly recently (ex by use of helical fiber) and it is recommended to investigate additional passive and active applications for use of DAS.

#### 4.1.2 Recommendation summary:

Critical recommendations:

- It is expected that a detailed plan is produced that addresses specific aspects described in more detail in the following sub-sections.

Suggested recommendations

- Although the modeling has shown that seismic risk is negligible, it is curious to the expert team why the DAS equipment that is planned should not be deployed to monitor for seismic activity. We emphasize that expanded microseismic monitoring based on the planned installation that we recommend would not be for the purposes of "early warning" or leakage mitigation but for the valuable learnings that could be gained. As the first-of-its-kind industrial-scale storage injection into a severely pressure depleted gas reservoir, the Porthos project is a valuable opportunity to learn more about mechanisms such as fault stability and thermal fracturing, both of which are very active areas of research both for CCS and other subsurface applications such as geothermal energy. We highly recommend the Porthos project team up with a research organization to carry out additional seismic monitoring, perhaps with external funding. A flagship project such as

Porthos has the opportunity to share unique data with the CO<sub>2</sub> storage community, whose research effort the operators have surely benefited from in designing this project.

- In order to enhance the reservoir models with respect to the reservoir quality and injectivity in the different formations (as discussed in 3.3.2), and thus be in a better position to estimate the distribution of the CO<sub>2</sub> plume, we recommend a PLT (Production Logging Tool) program be included in the Monitoring Plan.

## 4.2 Monitoring assumptions and plan

### 4.2.1 Draft Monitoring Plan

Monitoring is described in Draft Monitoring Plan. Section IV: Monitoring Plan for the Integral P18 storage complex. According to the Draft Plan the monitoring shall cover:

- regular monitoring for general operations
- regular monitoring for risk management
- monitoring carried out in the undesirable event of significant irregularities.

The draft of the Monitoring Plan shall meet the requirements of Annex, part 1 of the CCS Directive and aims at

- a. Comparing the actual and the modelled behaviour of the CO<sub>2</sub> and other stored substances as well as the formation water in the site
- b. Detecting significant irregularities
- c. Detecting CO<sub>2</sub> and other substances
- d. Detecting significant adverse effects on the surrounding environment, including in particular on drinking water, on human populations, or on users of the surrounding biosphere.
- e. Assessing the effectiveness of any corrective actions taken
- f. Updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term, including the assessment of whether the stored CO<sub>2</sub> will be completely and permanently contained.

The injection of CO<sub>2</sub> into the P18 reservoir is divided into four phases

- Pre-injection
- Operational phase
- Post-injection phase
- Post closure and transfer of responsibility

Chapter 4 is divided in the four monitoring sub-areas used in the Draft Monitoring Plan.

- Operational
- Distribution of CO<sub>2</sub> in the reservoir
- Leakage paths.
- Surrounding area and the environment.

**Assessment:** The Draft Monitoring Plan assumes monitoring of the storage complex integrity by downhole pressure and temperature measurements. We find this to be an acceptable approach.

As long as the project keeps injection rates within the operational bandwidth suggested, modelling results show that pressure buildup and propagation stay below critical and that the chance of unwanted fracturing of the caprock or reactivation of faults is negligible.

The Draft Monitoring Plan also states an ambition to monitor CO<sub>2</sub> plume movement as well as potential effects of the injection on the surrounding environment, but does not present a plan how this will be done. As such information is not mandatory from a safety risk perspective, we think it is acceptable that this will be developed at a later stage.

***Recommendations:*** In our opinion, information about plume movement may help the operator to optimize injection and operations and that a plan for subsurface imaging would strengthen the application document.

#### **4.2.2 Monitoring of sub-area Operational**

Sub area Operational is all measured parameters that are necessary to continue operating within the operational limits of the system. The continuous measurements also serve as input to the process control with the aim of remaining within the defined operating envelope.

***Assessment:*** The monitoring parameters and technologies for the operational sub area are shown in Table 5 in the Draft Monitoring Plan. All monitoring is planned only in the injection phase according to Table 5 (Wellhead pressure and temperature is also included in the post-injection phase in Table 7).

By normal monitoring of Porthos the purposed monitoring should be sufficient to fulfill the objectives in the operational phase

- To keep the composition of the CO<sub>2</sub> to be injected within predefined margins
- To keep the injection temperature and pressures in the wells within predefined bandwidths
- To record flow measurements based on which a mass balance is prepared annually to track down any deviations that might indicate the migration away of CO<sub>2</sub>
- To check the integrity of the system of wells by monitoring annular pressures

#### **Distributed Temperature Sensing DTS**

It is not described how the fiber for DTS will be installed in the well. In loop is preferable since a single cable need to be calibrated in the bottom of the well in addition to the temperature sensor at the wellhead.

***Recommendations:*** It will give valuable information to start the DTS in the pre-injection phase. The baseline temperature measurement will detect temperature anomalies caused by groundwater zones or variation in thermal conductivities and/or temperature variation due to installation of the fiber and coupling to the tubing.

### 4.2.3 Monitoring sub-area Distribution of CO<sub>2</sub> in the reservoir:

Distribution of CO<sub>2</sub> in the reservoir: within this come the measured parameters that are used to detect whether the behaviour of the CO<sub>2</sub> injected into the reservoir and of the reservoir itself are in line with the behaviour predicted based on the dynamic and geomechanical models.

**Assessment:** Distribution of CO<sub>2</sub> in the reservoir will be monitored by bottom hole pressure measurement and DTS in the well. This will be performed once a year in injection during temporary containment of the well and in the post-injection phase. In case of irregularities in pressure and temperature, a monitoring program with stepwise stabilizing the bottom hole pressure and temperature will be performed

4D seismic is investigated for monitoring the plume distribution in an additional document but concluded that it might be challenging to detect the CO<sub>2</sub> plume in the reservoir.

The planned monitoring is sufficient for safe operation of the injections, but there are some technical limitations that we have flagged with respect to different elements of the Mining decree

- a. *“Comparing the actual and the modelled behaviour of the CO<sub>2</sub> and other stored substances as well as the formation water in the site”* Since there are no direct information of the CO<sub>2</sub> in the reservoir the modelled behaviour of the CO<sub>2</sub> in the reservoir cannot be verified
- b. *“Detecting significant irregularities”* Irregularities in the CO<sub>2</sub> behavior and distribution in the reservoir cannot be detected
- c. *“Detecting CO<sub>2</sub> and other substances”* CO<sub>2</sub> in the reservoir is not directly monitored and thereby not detected
- d. *Detecting significant adverse effects on the surrounding environment, including in particular on drinking water, on human populations, or on users of the surrounding biosphere.* OK
- e. *Assessing the effectiveness of any corrective actions taken.* The effectiveness of any corrective actions on the CO<sub>2</sub> behavior and distribution in the storage cannot be assessed
- f. *Updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term, including the assessment of whether the stored CO<sub>2</sub> will be completely and permanently contained.* The assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term cannot be updated

With reference to the draft monitoring plan the CO<sub>2</sub> plume distribution in the reservoir will not be monitored directly and the modelled behavior of the CO<sub>2</sub> cannot be verified nor detect significant irregularities in the CO<sub>2</sub> flow and pathways *in the reservoir*. However, as described in Section 3, the closed structural trap of the P-18 site and operational conditions chosen by the Porthos project imply that detailed knowledge of CO<sub>2</sub> flowpaths in the reservoir is not necessary to carry out the storage project with respect to risk mitigation. There is little doubt that in the absence of vertical pathways induced by thermal or geomechanical effects, CO<sub>2</sub> will accumulate in the same structure that the original gas occupied.

However, without a more direct approach to monitoring CO<sub>2</sub> movement in the reservoir it will be difficult to optimize the injection due to storage capacity without information of the CO<sub>2</sub> plume distribution and flow in the reservoir.



In addition, the draft monitoring plan stated that the choice of monitoring technology shall be based on the best practices available at the time of design regarding

b) ) Technologies that can provide information on the pressure-volume behavior and the distribution in horizontal and vertical directions of the CO<sub>2</sub> plume in the reservoir, more specifically, to refine the numerical 3D simulation on the 3D geological models of the reservoirs elaborated pursuant to Article 4 and Annex I of the CCS Directive.

**Recommendations:** Combined 4D – gravity and seafloor- deformation surveys are a mature technology for geophysical monitoring of offshore reservoirs (Lien et al.2017) and has successfully been used for monitoring the CO<sub>2</sub> plumes at Sleipner (Ruiz et al 2017) and Snøhvit (Ruiz et al 2020) CO<sub>2</sub> storage projects. The learnings from these studies, although performed in saline aquifers, could be transferred to the Porthos project with further investigation. We would recommend 4D gravity and seafloor deformation survey to considered for the Porthos project. It is important to know the distribution of CO<sub>2</sub> e.g in relation to where the microseismic events occurs in the event there is any uncertainty in the modeled behavior.

#### **4.2.4 Monitoring sub-area Leakage paths and integrity**

Leakage paths: within this come the activities that are carried out to monitor the potential leakage paths identified in the risk analysis.

**Assessment:** Normal monitoring for leakage paths and integrity is shown in Table 5 in the Draft Monitoring Plan. Near well leakage and well integrity is focused. In addition to the draft monitoring plan, 4D seismic is considered to monitor leakage to the above Rijnland group.

The monitoring is sufficient for safe monitoring of leakage paths and integrity.

#### **DAS**

Since DAS will be installed the DAS fiber can also be used for passive monitoring of microseismic events and it is recommended to consider investigating this possibility. Then DAS need to be recorded continuously. More details of the Microseismic events may be used for risk assessment and seal integrity and to indicate the plume distribution in the reservoir.

Monitoring of microseismic events by downholes geophones is successfully performed at Illinois Basin-Decatur CCS project (Goertz-Allman et al., 2017) . The experience is that noise from the CO<sub>2</sub> injections is lower than from oil and gas production and has low impact on the detection of microseismic events.

#### **4D seismic**

Even though the risk for leakage from the reservoir is microscopic, industry standard 4D seismic survey could be used to detect leakage not only in the Rijnland group, but also follow the underground CO<sub>2</sub> flow if leakage occurs. There is additional discussion on recommendations to monitor the overlying aquifers in Chapter 5. In brief, CO<sub>2</sub> leakage into a water-bearing formation can lead to accumulation of CO<sub>2</sub> free phase that forms an interface with the resident fluid. It is akin to a shallow gas accumulations that are often picked up in seismic surveys. For CO<sub>2</sub> storage seismic surveys of Sleipner and Snøhvit (CO<sub>2</sub> injection into aquifers) detects the reflection from the

interface between CO<sub>2</sub> and brine (whereas there is no interface between CO<sub>2</sub> and methane). This reflected signal is used to observe the accumulated CO<sub>2</sub> plume. In the absence of shadowing, the resolution of seismic can detect plumes greater than 1 meter in thickness. Dissolved CO<sub>2</sub> cannot be detected by time-lapse seismic.

4D surveys before and after a blowout connected to drilling of well 4-14 in the Southern part of North Sea in 1989 manage to detect the gas flow from the deeper reservoir up to shallow thin sand layers in the overburden (Landrø et al 2019). Landrø et al (2021) has also demonstrated use of 3D seismic data and diving waves for detecting shallow overburden gas layers.

**Recommendations:** We recommend that more details of the DAS, as type of fiber, fibre configuration, coupling to the tubing, site for the interrogator, data management etc. be included in the monitoring plan.

#### 4.2.5 Monitoring Plan

The Monitoring Plan shall be updated, supplemented and detailed at least three months prior to commencement of CO<sub>2</sub> injection. This plan will also be updated in the event of significant changes and in any case every 5 years and/or at the same time as the other plans. The update will be based on changes to the assessed leakage risk, changes to the assessed risks to the environment and human health, new scientific knowledge, and improvements in best available techniques.

The monitoring plan shall provide details of the monitoring to be carried out during the main stages of the project, including the monitoring prior to, during and after injection, as well as the post-closure period. The following elements shall be specified for each stage:

- a) The monitored parameters
- b) The monitoring technology used and a justification for the choice of that technology
- c) The locations where monitoring is carried out and the reasons for that spatial distribution
- d) The monitoring frequency and the reasons for that spread over time.

The parameters to be monitored shall be chosen so as to serve the monitoring purposes. The Monitoring Plan shall include at least the continuous or periodic monitoring of the following items:

- a) The volatile emission of CO<sub>2</sub> at the injection facility
- b) The volumetric CO<sub>2</sub> stream in the injection wells
- c) The CO<sub>2</sub> pressure and temperature in the injection wells (to determine the mass flow rate)
- d) The chemical analysis of the injected material
- e) Reservoir temperature and pressure (to determine CO<sub>2</sub> phase behaviour and phase state).

The choice of monitoring technology shall be based on best practices available at the time of design. The following options will be considered and used according to the needs and availability of the techniques:

- a) Technologies enabling the detection of the presence, location and migration routes of CO<sub>2</sub> in the subsurface and at the surface;
- b) Technologies that can provide information on the pressure-volume behaviour and the distribution in horizontal and vertical directions of the CO<sub>2</sub> plume in the reservoir, more

specifically, to refine the numerical 3D simulation on the 3D geological models of the reservoirs elaborated pursuant to Article 4 and Annex I of the CCS Directive.

- c) (c) Technologies enabling a wide areal distribution to gather information on any previously potential migration paths within the storage complex and its surroundings in case of significant irregularities or leakage (migration of CO<sub>2</sub> out of the storage complex).

In addition, at least once a year, the permit holder shall provide the competent authority with the results of the monitoring of the stored CO<sub>2</sub>, specifying the technology used.<sup>11</sup>

**Assessment:** We find that updating the Monitoring Plan 3 months prior to commencement of injection and thereafter on a regular basis is a reasonable approach and in line with common industry practice.

**Recommendations:** Our assessment finds no shortcomings, and we have no further recommendations.

## References

Lior, I., Sladen, A., Rivet, D., Ampuero, J. P., Hello, Y., Becerril, C., ... & Markou, C. (2021). On the Detection Capabilities of Underwater Distributed Acoustic Sensing. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 126(3), e2020JB020925.

Lien, M et al (2017) How 4D Gravity and Subsidence Monitoring Provide Improved Decision Making at a Lower Cost First EAGE Workshop on Practical Reservoir Monitoring, 2017

Ruiz, H., Agersborg, R., Hille, L.T., Lien M, Lingård, J.E and Vatshelle, M. (2017) Monitoring Offshore CO<sub>2</sub> Storage Using Time-lapse Gravity and Seafloor Deformation EAGE/SEG Research Workshop, Trondheim

Ruiz, H., Lien, M., Vatshelle, M. Alnes, H., Haverl, M., Sørensen H. (2020) Monitoring the Snøhvit gas field using seabed gravimetry and subsidence, SEG 2020

Goertz-Allmann, B. P., S. J. Gibbons, V. Oye, R. Bauer, and R. Will (2017), Characterization of induced seismicity patterns derived from internal structure in event clusters, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 122, doi:10.1002/2016JB013731.

Landrø, M., D. Wehner, N. Vedvik, P. Ringrose, N. L. Løhre, and K. Berteussen, 2019, Gas flow through shallow sediments — A case study using passive and active seismic field data: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87, 121–133, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.05.001.

Landrø, M., Foseide, B., Liu, I 2021 Case History. Using diving waves for detecting overburden gas layers *Geophysics* Vol 86 No 4.

## 5 Secondary focus area

### 5.1 Summary

In this chapter, we address the following: (1) Impact assessment of leakage scenarios to the overburden; geochemical/mechanical or environmental. (2) Impact of leak rate of CO<sub>2</sub> (or conjoining gasses) to overburden. (3) Role of relative pressure differences between reservoir and overburden (supposedly downward pressure gradient).

In summary, it could be concluded in Chapters 3 and 4 above that the leakage risk assessment is done on the good level. Generally, the data used, analysis carried, and conclusions are good. Here, we review the injection and storage operation plan with regard to the impact of leakage and the role of pressure differences, evaluating if the plan is judged to be sufficient to minimize leakage risks.

This chapter starts with short background and general overview of leakage possibility / assessment. It continues with applications to the P-18 site and further recommendations.

#### **Assessment highlights:**

The pressure barrier at the top of the reservoir will play a major role in ensuring that leakage from the storage reservoir will not occur if a leakage pathway evolves during the course of injection. Porthos has chosen a maximum reservoir pressure of 351 bar at datum depth, which they argue will ensure a pressure barrier with respect to the hydrostatic surroundings. However, there appears to be inconsistency with this reasoning and the actual choice of datum pressure. We explore this inconsistency in this chapter, arguing that the choice of 351 bar at datum depth will only ensure a pressure barrier is maintained *at the datum depth and below*, while all points above the datum depth will experience an overpressure with respect to the surrounding. Thus, leakage will occur if a pathway occurs at the reservoir top at the shallowest depth. Therefore, it is recommended to evaluate the outcome of the scenario in which maximum reservoir pressure at datum depth is reduced by accounting for the buoyancy effect of CO<sub>2</sub> mixed with remaining methane and update injection and storage operation plan. Additional monitoring of above lying aquifer formation can be advised in any case and recommended if operational window remain at the current level.

Moreover, one should remember about methane remaining in the storage reservoir. Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO<sub>2</sub>. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak and CO<sub>2</sub> will not.

**Recommendations:** Our key recommendation is that *either* Porthos reduce the final reservoir pressure to maintain a pressure barrier everywhere in the reservoir at the end of injection *or* revise the modeling-monitoring plan to estimate, detect and mitigate the risk of leakage into the overlying water-bearing formations.

We also advise Porthos to consider a implementing a permanent monitoring well for post-closure observations, which could be achieved by converting one of the injection wells instead of

decommissioning. This will allow for post-closure monitoring of pressure to ensure a long-term pressure barrier is maintained.

## 5.2 Ultimate leakage potential of the P-18 site

Term leakage refers here to any amount of gas/CO<sub>2</sub> fluid mixture escaping the P18 gas field. The term “fluid mixture” or “light fluid” is used further in the chapter refers to CO<sub>2</sub> (even though it is in supercritical phase), methane gas remaining in-situ or a mixture thereof that is lighter in density than formation water. In different literature sources terms “seepage” for small or slow rate can be used opposed to larger in volume or faster “leakage” of the CO<sub>2</sub>. Here we do not make such a distinction and discuss rather possibilities and consequences of any kind of leakages. Also, the term applies to leakages from P-18 site into above laying aquifer, which is considered part of the storage site.

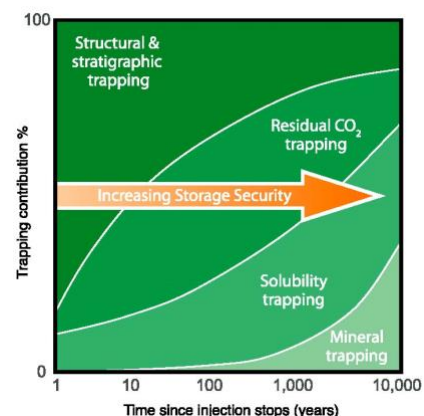
### 5.2.1 Background

Leakage can never be ruled out with 100% certainty, no matter how small its possibility is and how little consequences it can have. Therefore, it is worth discussing the ultimate leakage potential of the P-18 storage site in the context of overall classification of different storage setting and the implications for long-term immobilization of CO<sub>2</sub>. There are several key aspects:

- Long-term immobilization of CO<sub>2</sub> in the storage reservoir
- Type of storage setting
- Top reservoir pressure barrier
- Presence and evolution of potential leakage pathways

Each aspect is taken in turn where first the background is presented and then how the P-18 site fits into the larger context.

**Long-term immobilization:** There are four main trapping mechanisms that may act to immobilize CO<sub>2</sub> in any storage reservoir. These mechanisms are often listed in order from least to most secure: structural, residual, solubility and mineral. Figure 5.1 visualizes the evolution of trapping over time since injection stops (taken from IPCC report on Geological CO<sub>2</sub> storage, 2005)



- *Structural trapping*, sometimes referred to as stratigraphic trapping, is the presence of an intact caprock barrier to prevent vertical migration. CO<sub>2</sub> exists in a free form when it is structurally trapped, i.e. gas, liquid or supercritical phase depending on the reservoir conditions, which means that CO<sub>2</sub> can be mobilized if a leakage pathway exists or develops. It is important to note that a geological feature such as structural trap that prevents horizontal migration may or may not be involved. Structural trapping is what keeps hydrocarbon accumulations in place.
- *Residual trapping* occurs when injected CO<sub>2</sub> is immobilized in residual form in a "shadow" that forms behind the receding front of a migrating CO<sub>2</sub> plume. For residual trapping to

occur, water must imbibe into the pore space that was originally drained under CO<sub>2</sub> injection. This implies that the injected CO<sub>2</sub> has to migrate away from the original point of injection and not accumulate at the injection well. Residual trapping permanently immobilizes the CO<sub>2</sub> in the pore space.

- *Solubility trapping* occurs when CO<sub>2</sub> dissolves into available water up to the solubility limit of the native brine, usually a few percent by mass. If only residual / connate water is present, then solubility trapping will be a very minor component. If free water is available, CO<sub>2</sub> will dissolve into the water column below the CO<sub>2</sub> plume. Dissolved CO<sub>2</sub> is negatively buoyant (brine density increases by approximately 2% when CO<sub>2</sub> dissolves). CO<sub>2</sub>-rich brine will sink, which drives a convective process that circulates brine under the CO<sub>2</sub> plume (see Fig. 5.2). Over time, a significant amount of CO<sub>2</sub> can be fixed in the dissolved state via convective mixing. The timescale of dissolution will vary according to the salinity of the brine and the permeability of the formation, with the process occurring within months to years. As with residual trapping, dissolved CO<sub>2</sub> is considered permanently trapped over geologic timescales.

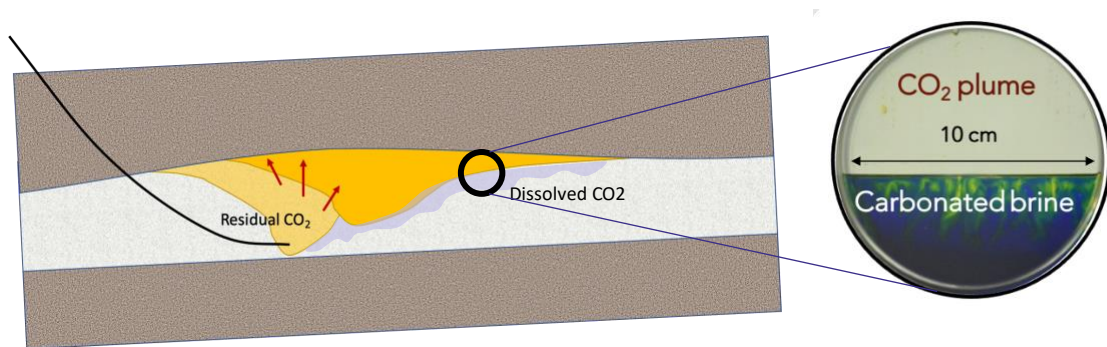


Figure 5.2: Evolution of a CO<sub>2</sub> in an open store. Dark yellow is the mobile CO<sub>2</sub> that is structurally trapped, light yellow is residual CO<sub>2</sub> left behind the receding CO<sub>2</sub> front, and light blue dissolved CO<sub>2</sub> that convects under the migrating plume. The inset shows an experiment that visualizes convection of carbonated brine (yellow-green fingers) in a pure brine column (dark blue) under a CO<sub>2</sub> plume (clear).

- *Mineral trapping* is the most secure, but unless the formation contains highly reactive minerals the mineralization process can take 1000s of years to be of significance. The amount of this highly reactive minerals should also be sufficient to trap considerable volume of CO<sub>2</sub>. Therefore, one often neglects mineral trapping as a contribution to CO<sub>2</sub> immobilization.

**Storage setting:** Fig 5.3 below gives an overview schematic of three general classifications of storage systems. The *Closed store* relies solely on immobilizing CO<sub>2</sub> in a structural trap within a confined system. There are essentially no other trapping mechanisms at work in the closed store. The *Open store: trap* relies predominantly on structural trapping within a trap similar to the Closed store. The main difference is the available free water provides open pressure communication to the surroundings and allows CO<sub>2</sub> to dissolve via convective mixing into the water column as described above. The *Open store: migration* does not rely on CO<sub>2</sub> accumulation in a structural trap, but instead allow CO<sub>2</sub> to migrate freely up dip according to buoyancy. In this setting, injected CO<sub>2</sub> is immobilized by relying on up dip migration to activate residual and solubility trapping as the ultimate storage mechanisms. The CO<sub>2</sub> plume may migrate up dip some 10's of kilometers over 100 years or more before CO<sub>2</sub> is completely trapped.

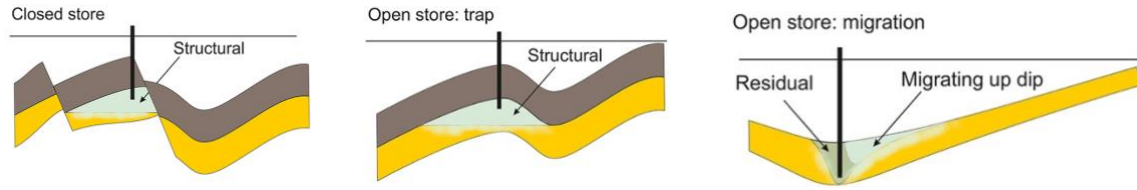


Figure 5.3: Classification of CO<sub>2</sub> storage settings (Tucker, 2018. <https://iopscience.iop.org/book/978-0-7503-1581-4>)

**Top reservoir pressure barrier:** If a potential leakage pathway exists through the caprock barrier where CO<sub>2</sub> and / or methane in a light fluid mixture that exists as a free phase, then leakage will occur if the pressure in the light fluid phase exceeds the water pressure at the caprock boundary. Here we refer to a general buoyant fluid in the discussion below:

Let us consider for simplicity the case where the storage project is completed and all transient pressure gradients due to injection have dissipated.

For an *Open store: trap* where the formation water is connected to a large available pore volume, then the free water will return to its initial pre-injection hydrostatic pressure. In this system, a column of buoyant fluid will always exert a buoyancy pressure (or differential pressure) locally at the top of the reservoir equal to

$$P_{\text{fluid,top}} - P_{\text{hyd,top}} = h_{\text{fluid}} (\Delta\rho) g \quad (1)$$

where  $h_{\text{fluid}}$  is the fluid column height measured from the reservoir top to the free water level, and  $\Delta\rho$  is the density difference between brine and CO<sub>2</sub>/methane fluid. For the P-18 reservoir it is estimated that only around 5% of original methane remains in place (based on the pressure decline). During the injection phase it is reasonable to expect that methane will mix with entering CO<sub>2</sub>, however in the long term one could expect the gasses to segregate with methane accumulating on top of CO<sub>2</sub>.

For a CO<sub>2</sub>, this could be in a range of approximately 3-5 kPa differential pressure per meter of CO<sub>2</sub> column height over hydrostatic, depending on water salinity, reservoir temperature and pressure. For pure methane as high as 8-11 kPa per meter.

There is no mechanism to prevent buoyant fluid pressure from exceeding hydrostatic for an open store. And thus, any open vertical pathway, if created, will always leak fluids (CO<sub>2</sub> and/or methane).

Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO<sub>2</sub>. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak, and CO<sub>2</sub> will not.

For a *Closed store*, the pressure at the reservoir top at the end of injection is dependent on the pressure history prior to and during injection. If the store was pressure-depleted prior to injection and repressurized to a given reference pressure, then the CO<sub>2</sub> pressure should be calculated from the reference pressure and compared to the local hydrostatic pressure at the reservoir top.

$$P_{\text{fluid,top}} = P_{\text{datum}} - (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top}}) \rho_{\text{fluid}} g \quad (2)$$

Let us consider two cases for repressurization of a depleted aquifer and the implications for buoyant fluid pressure at the reservoir top:

(1) The *reference pressure at datum is equal to the hydrostatic pressure* in the surroundings, then a *positive pressure gradient* will exist that is equal to:

$$P_{\text{gas}} - P_{\text{Hyd,top}} = (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top}}) \Delta \rho g \quad (3)$$

This equation is similar to Equation (1) where there will exist a fluid pressure that exceeds the local hydrostatic pressure for each meter over the datum. Thus, light fluid will leak through any existing vertical pathway found at the reservoir top but *only for locations above the datum*.

(2) The *pressure at the free water level (FWL) returns to hydrostatic pressure* by slow equilibration with the surroundings outside of the closed store. In this case, the light fluid pressure exceeds the local hydrostatic pressure according to Equation (1) for an open store, and buoyant fluid will leak at any point along the reservoir top if a vertical pathway exists.

Given the above discussion, there are two key points to consider for minimizing leakage risk for a closed store that was pressure-depleted prior to injection:

- To maintain a pressure barrier at the caprock, the fluid pressure at top of the reservoir must be below the local hydrostatic pressure at any point at the reservoir top (and thus virtually eliminate the risk of CO<sub>2</sub> or methane escaping. This means that the reference pressure at datum depth must be kept below hydrostatic. The calculation for the allowable pressure at datum follows from the highest point of the reservoir, here denoted as TVD<sub>top, min</sub>

$$P_{\text{datum}} = P_{\text{hyd,top, min}} + (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top, min}}) \rho_{\text{fluid}} g \quad (4)$$

For typical CO<sub>2</sub> density range, Equation (4) states that the reference pressure at the datum must be maintained at 6-7 kPa below hydrostatic pressure (at datum) for every meter below the highest point of the reservoir top. For methane this value doubles to approximately 13-14 kPa for every meter.

*If a negative pressure is desired in the reservoir relative to the surroundings, then the pressure at the datum then must be kept below the calculated value in (4), up to a chosen margin of error.*

- The uncertainty related to the *rate of pressure equilibration at the FWL* with hydrostatic pressure in the surroundings is a key factor. Unless the virgin pressure state of the reservoir was significantly over- or underpressure, then there is a possibility that the pressure equilibration may occur, albeit within long time frames upwards of several decades or a hundred years or more. These time frames are still relevant for climate purposes, and therefore an estimate should be made. The possibility to detect such slow pressure changes during the lifetime of a gas production or CO<sub>2</sub> storage operations is very low. To make more reasonable estimates of pressure equilibration, knowledge of larger regional hydrodynamics and hydraulic properties at regional scales is needed.



***Implications for the P-18 site:*** Figure 5.4 below illustrates pressure vs depth situation for the P-18 site under different settings. There are several important features to point out.

- The dark blue line showing water (hydrostatic) pressure gradient. This gradient serves as two reference points: (1) the virgin water pressure at the FWL *prior to gas production*, and (2) the pressure in the surroundings, with particular attention to where the blue line crosses the top reservoir.
- The yellow line indicates the pressure gradient for the hydrocarbon gas originally present in the reservoir. This is also referred to as the *initial gas pressure* in the Porthos application. The difference between the yellow and blue lines indicates there was a 40 bar *over* pressure gradient exerted on the caprock and faults at the highest point in the reservoir before the gas was produced, indicating a strong capillary seal.
- The green line has both a solid and dashed version. We take the dashed line first. We recall from Chapter 3 that Porthos team has specified an upper limit on the reservoir pressure equal to 351 bar at a specified datum equal to 3,400 m. This reference pressure was set in order to maintain a negative pressure gradient with the surroundings. The dashed green line shows the resulting CO<sub>2</sub> pressure above the datum as calculate according to Equation (3). At the shallowest point along the reservoir top (approx 3,200 m), the CO<sub>2</sub> pressure exerts a pressure difference on the surroundings equal to 8 bar. Below the datum, the CO<sub>2</sub> pressure is less than the surroundings. At the FWL, we observe that the resulting water pressure at the end of the Porthos injection will be approximately 12 bar less than hydrostatic.
- The solid green line is the resulting CO<sub>2</sub> pressure vertical profile if the reservoir pressure were to equilibrate with the surroundings. This aquifer re-equilibration is very unlikely to occur in the storage project time frame, but since the initial FWL pressure was hydrostatic, there is likely a very slow re-equilibration process that will occur. The rate of re-equilibration is undetectable from analysis of gas production data and requires a larger regional hydrodynamic analysis to be estimated. It is possible that the re-equilibration can occur over timescales relevant for immobilizing CO<sub>2</sub> to mitigate climate change (100s of years). The point in showing the solid green line is that at some point in the distant future, the CO<sub>2</sub> pressure at the reservoir top according to Equation (3) will increase from 8 bar to 18 bar overpressure relative to the surroundings.
- The red line shows the required CO<sub>2</sub> pressure profile to maintain a *zero-pressure gradient* at the reservoir top. The vertical profile shows the resulting pressure at the datum should be less than 343 bar at 3,400 meters (as calculated according to Equation (4)) in order to maintain a pressure barrier at all points along the top reservoir during injection. The value of 343 bar assumes a pure CO<sub>2</sub> column, and will be lower for a CO<sub>2</sub>-methane mixture. The important point is that an injection pressure should be chosen such that a pressure barrier at the reservoir top is maintained at all times during the injection phase. In geological time scale slow aquifer drive (if existent) will contribute to slow pressure rise. It is also important to point out that the location of the dashed green line is determined by operational design, however all locations of the dashed green line will eventually move towards the solid green line due to a very long-term re-equilibration process.

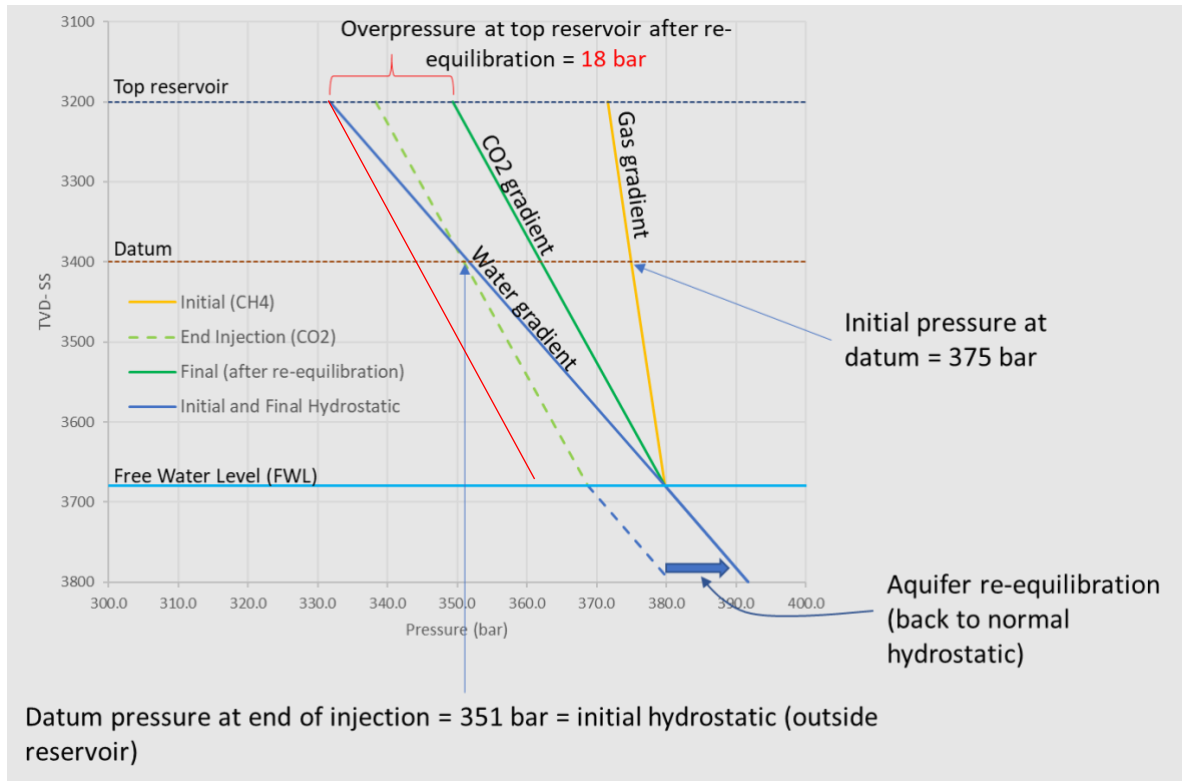


Figure 5.4: Schematic of pressure profiles of existing in the reservoir under different scenarios. See text for more explanation.

Presence and evolution of potential leakage pathways:

- Abandoned wells may develop a leakage. Time to abandonment is a factor, the estimate of leakage needs to consider a buoyant fluid overpressure at the depth of the reservoir top at the given well location. The leakage calculation should be made from the time the pressure exceeds local hydrostatic, which may be before injection ceases, until the well is decommissioned.
- Caprock fractures propagate only 10s of meters. CO<sub>2</sub> will enter a fracture but not migrate outside of the fracture since it is not connected to above lying formation.
- Faults are the largest risk for leakage. Characterized by damage zones that are complex and hard to characterize. Faults often do not propagate to surface but may intersect overlying aquifers. A cold front could activate existing weak points in the damage zone to a greater extent than assumed for intact rock. Leakage along a fault may be low but is hard to rule out with 100% certainty. Illustrations in Application permit, Section II, figures 5 and 7, show throughs of up to 400m. Some large faults relate to the mid-Jurassic break-up of Pangea, but they terminate in the Late Jurassic Schieland Group which forms part of the cap-rock. Faults located further up in the stratigraphy are like caused by a combination of thermal subsidence and peripheral effects of the Alpine inversion in at the Mesozoic-Paleogen boundary and appear not connected to the deeper structures.

### 5.2.2 Implications for the P-18 site

Leakage aspect	Positive assessment	Negative assessment
Long-term immobilization	structural trap that is a proven seal due to hydrocarbon gas accumulation.	Structural trapping is the only trapping mechanism for the closed system and is a least secure form of trapping. No free water, no updip migration and thus no possibility to transform CO <sub>2</sub> into more secure forms of residual and dissolved CO <sub>2</sub>
Storage setting	structural trap that is a proven seal due to hydrocarbon gas accumulation.	No additional negative aspects not already mentioned above.
Top reservoir pressure barrier	<p>Hydrocarbon gas has larger pressure difference with water gradient due to higher buoyancy compared to CO<sub>2</sub> (see Figure 5.4 above).</p> <p>In a closed store system the pressure is depleted and creates a negative pressure gradient at the outset of injection, while in the open system aquifer support would have caused additional pressure increase</p> <p>Negative pressure gradient throughout the reservoir during most of the operational time period. Post-closure, a negative pressure gradient will be maintained at all points along the reservoir top that lie <i>below the datum</i>. This applies to the P18-1A well and the bounding fault.</p>	<p>Negative pressure gradient will gradually turn positive for all locations along the reservoir top <i>above the datum</i>. Any thermal fractures that open in the caprock or along the bounding fault will cause CO<sub>2</sub> to escape out of the reservoir. Also, the P18-3A and P18-5A wells will experience a positive pressure gradient that will cause CO<sub>2</sub> to leak during operations if microannuli develop along the wellbores.</p> <p>The positive pressure gradient and thus leakage will persist unless the leakage pathways are repaired or the pressure in the reservoir declines such that the pressure at the datum is constrained by Equation (4). Pressure will decline naturally due to CO<sub>2</sub> leak-off, and the rate of decline will be related to the rate of leakage.</p>
Leakage pathways	<p>CO<sub>2</sub> leakage through the well plug is highly unlikely, it is the easiest to detect and mitigate.</p> <p>CO<sub>2</sub> leakage along wellbores behind the casing will react with cement. For slow leakage rates +</p>	The P18-3A and P18-5A wells have a high risk of leakage prior to abandonment. Leakage estimation during this time period should consider the local CO <sub>2</sub> pressure at the caprock boundary, which will turn positive at an earlier time and persist

small apertures, the reaction will lead to self-healing. Microannuli in the wells will ultimately be remediated by a comprehensive abandonment.

Thermal fracturing of intact caprock has been shown to be limited in vertical extent. Therefore, leakage will likely occur for caprock fractures, but CO<sub>2</sub> will be prevented from further leakage once the volume of the fracture is filled with CO<sub>2</sub>. The amount leaked will likely be negligible due to vanishingly small fracture volumes.

Faults were originally sealing to hydrocarbon gas. Faults do not extend to surface and thus any fractures that are activated by cooling or slip will be unlikely to provide a pathway to surface.

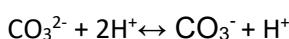
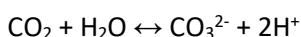
post-injection up until the planned abandonment intervention. This will lead to higher leakage estimates than previously calculated in Bijlage 13: Well Containment Note.

Faults are very uncertain in terms of their potential for leakage. It cannot be ruled out with 100% certainty that the P-18 will leak along faults when a positive pressure gradient to the surroundings will persist above the datum. Thus, the possibility of CO<sub>2</sub> leakage and accumulation in an overlying aquifer should be considered. One does not know the properties of the fault, so a quantitative risk analysis is not possible, however a sensitivity study could be performed to determine some bounds on leakage. This should be connected with modeling of the secondary aquifer discussed below.

### 5.2.3 Accessing leakage pathways

#### *Faults*

Depending on their properties, faults may serve as barriers (impermeable or low permeable faults with capillary barrier) or as conducting pathways. Changing pressure and temperature change stresses in the reservoir and may cause barrier faults to open and become conductive. The threats of flow through the faults are addressed in SEC III, chapter 5.2. of the Application permit. While the analysis and conclusions drawn seem adequate it should be pointed out, that while strict adherence to maximum injection pressure (mentioned several places in chapter 5.2) is indeed a good measure, the effect of buoyancy (see *Top reservoir pressure barrier* section above) must be included in the maximum injection pressure calculations as well as it will create a pressure drop across the fault as well. Secondly as CO<sub>2</sub> dissolved in water creates a reactive weak carbonic acid solution:



it may react with the fault rock and potentially activate it.

Sub seismic, i.e. smaller faults invisible on seismic surveys may provide additional barriers or leakage pathways, however their existence could be indicated through, a pressure transient analysis of historical data and during CO<sub>2</sub> injection. The pressure monitoring and analysis during

post closer can also help to monitor leakage pathways if leakage eventually becomes large enough (Shchipanov, et al. 2019). In principle, faults should not be considered only lateral leak paths as conductivity *along* not only *across* the fault could not be fully ruled out.

### *Caprock*

Threats and preventive barriers related to Caprock are discussed in chapter 5.3, section III of the application permit. The likelihood of caprock fracturing or chemical degradation is indeed very low. Here, again, keeping CO<sub>2</sub> under the overpressure due to buoyant fluid gradient provides the best barrier in unlikely case of leakage path appearing through the caprock.

### *Behind the casing in the wells*

The wells, as manmade objects become a possible leakage pathway. Wells are discussed in chapter 6, section III of the application permit.

After being plugged and abandoned the leakage through the wellbore is very unlikely, easy to detect and is straightforward to mitigate. The leakage beyond the casing (through cracks in cement or between cement and casing or cement and rock) is more likely and indeed wells are known to leak. The measures presented in above mentioned chapter seem adequate and appearance of micro-annuli (as depicted on Figure 39, section III, Application permit) post-closure connecting the reservoir with the surface without opening up to above laying formations seems highly unlikely. However, the leakage into overlying aquifer could not be ruled out completely, unless, again, the pressure barrier is maintained everywhere in the reservoir by reducing the maximum pressure at the datum from 351 to a more conservative threshold.

## **5.2.4 CO<sub>2</sub> evolution in secondary aquifer**

Any of the above-mentioned leakage pathways would lead to leakage first and foremost into overlying aquifer formations. CO<sub>2</sub> that enters by leakage into overlying formations can be considered as a form of *secondary storage*, where the overlying aquifer acts as an Open store (Fig 5.5) discussed previously. This means that CO<sub>2</sub> will form a new accumulation that will evolve and be immobilized according to the well understood mechanisms: collect in structural traps, migrate up dip and be trapped by dissolution and residual processes. Given the relatively slow leakage rates, the "injection" of CO<sub>2</sub> into one or more overlying aquifers can likely be estimated easily by analytical solutions or semi-analytical solutions (Nordbotten and Celia, 2012; Juanes et al., 2010). In any case, a reasonable estimate can be obtained without a detailed analysis given some reasonable estimate of the depth, porosity, permeability and formation water properties.

Porthos has not characterized the overlying aquifers, but there are indications throughout the documents that a couple of relevant aquifers exist at depth. In particular, the Rijswijk Fm is present that is well known for its oil and gas accumulations. Fig 11-3 (Bijlage ) indicates that fault flow to the Rijswijk Fm could occur if a fault seal is compromised during CO<sub>2</sub> injection. Some rudimentary analysis of gas migration was performed in the TNO report (Fig 11-5), but there is no report of aquifer properties (thickness, properties and depth) to make any further assessment. Elsewhere in the report, it appears that Rijswijk shows in stratigraphy maps above P-18 are limited in thickness (approximately 15 m from investigation of tables provided Appendix A of Bijlage 16).

For such a small aquifer, one would expect there is little capacity for CO<sub>2</sub> as a dissolved component. The estimated volume of the aquifer, as stated in in Bijlage 13, Conclusions, is 63,000 (50x50x25m) m<sup>3</sup> and seems extremely small (is water bearing formation really just 50 times 50 meters or the text is misleading) and would not be able to dissolve significant volume of CO<sub>2</sub>. At approximately 4% saturation (Permit application, section III, section 5.4.2) of the as reasonable number) only around 5 tones of CO<sub>2</sub> could be dissolved.

As such, any leaked CO<sub>2</sub> that enters the Rijswijk will eventually accumulate in free form according to the structure map of the Rijswijk aquifer (an indication is available in Fig 11-5, Bijlage 7). An estimate of these accumulations could be made to determine how much leaked CO<sub>2</sub> is needed to be visible on seismic. A seismic signal would require a few meters of CO<sub>2</sub> accumulation, which means even small accumulations can be observed.

Accumulated CO<sub>2</sub> in the Rijswijk could find a leakage path to shallower depths. If leakage occurs through Vlieland Claystone via a wellbore it would meet 956 meters of Chalk group. This chalk volume more than enough to chemically react with remaining CO<sub>2</sub>.

The above discussion also applies to the collection of aquifers in the overlying stratigraphy in addition to the Rijswijk, including the Nieuwerkerk, Holland, and Texel aquifers. Together with the Chalk group, these seem to provide enough of secondary and tertiary traps to avoid migration of CO<sub>2</sub> to the surface considering that risk of breaking through each of structural trap remains small.

Finally, again, accounting for gas buoyancy forces in planning for the operational window of injection pressure completely removes the risk of CO<sub>2</sub> migration upwards even if leakage path would become available.

### 5.2.5 Recommendations

We divide up our recommendation into two scenarios.

#### *Scenario 1: Reduce final reservoir pressure*

- The key recommendation is to *reduce the operational window for reservoir pressure* to account for CO<sub>2</sub>-methane fluid buoyancy effect and maintain a pressure barrier (negative pressure gradient) at every point along the reservoir top to be constrained according to Eq. 4.
- Based on the reservoir production history and CO<sub>2</sub> injection modelling, a reduction in reservoir pressure to *less than 343 bar at datum depth* should only negligibly affect injection rates or total injected volumes.
- There will be a nominal reduction in P-18 storage capacity, but a lower final reservoir pressure will give assurance that any CO<sub>2</sub> and remaining methane in the storage reservoir will be kept below hydrostatic pressure at the shallowest depth and therefore could not leak into overlying formation even if leakage paths are available.
- In connection with lowering the final reservoir pressure, additional simulations may be advised to evaluate CO<sub>2</sub> methane segregation, effect of the potential reduction of injection pressure on CO<sub>2</sub> storage dynamics and total volume of CO<sub>2</sub> stored. This will be necessary to give a more accurate estimate of the maximum reservoir pressure at datum depth that accounts for a small methane cap emerging at the reservoir top.

### *Scenario 2: Maintain planned reservoir pressure*

If Porthos will retain the original plan of 351 bar at datum depth, then we recommend the following:

- Estimate the evolution of CO<sub>2</sub> in secondary aquifers, including migration and trapping, which could be done by analytical or semi-analytical methods. This will entail some coarse estimation of aquifer properties as a first pass. It also is recommended to verify the aquifer volume presented in Bijlage 13, “Conclusions” as its lateral size seem extreme small (50x50 meters). An estimate of maximum amount of CO<sub>2</sub> that could be immobilized long-term by different mechanisms in the overlying aquifers needs to be performed.
- Revise the monitoring program to include periodic seismic surveys to detect CO<sub>2</sub> accumulation in the Rijswijk towards the end of injection and post-closure (which should be coordinated with the modeling of CO<sub>2</sub> evolution to design a cost-effective plan). If CO<sub>2</sub> is not detected, then the monitoring plan can be phased out given a verification of reduced risk.
- Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO<sub>2</sub>. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak and CO<sub>2</sub> will not.
- Eventually consider including the overlying aquifer(s) as part the storage complex, allowing for CO<sub>2</sub> migration to a vertical depth below the Chalk group as stored CO<sub>2</sub>, albeit outside of the P-18 site.

#### *Long-term consideration:*

- We also recommend *converting one of the injectors into a monitoring well* post-closure instead of decommissioning. This will achieve two things: (1) the ability to monitor reservoir pressure for signs of leakage, and (2) the ability to understand the rate of re-equilibration of the P-18 site with the surroundings.
- For instance, the shallowest well (P18-A5) could be a long-term monitoring well located where the CO<sub>2</sub> column is thickest. In addition, the potential for a positive pressure gradient developing at the reservoir top due to re-equilibration with the surroundings will lead to the largest risk. However, a deeper well that is in contact with the FWL may provide more direct observation of the re-equilibration rate.

## **References**

J. Nordbotten, M. Celia, *Geological Storage of CO<sub>2</sub>*, Wiley & Sons, 2012.

Juanes, R., MacMinn, C.W. & Szulczewski, M.L. The Footprint of the CO<sub>2</sub> Plume during Carbon Dioxide Storage in Saline Aquifers: Storage Efficiency for Capillary Trapping at the Basin Scale. *Transp Porous Med* 82, 19–30 (2010). <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9420-3>

A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, R. Berenblyum, Characterization and monitoring of reservoir flow barriers from pressure transient analysis for CO<sub>2</sub> injection in saline aquifers, *International Journal*

of Greenhouse Gas Control, 91, 2019, 102842.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583619304050?via%3Dihub>