



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

per e-mail: mijnbouwvergunningen@minezk.nl; @rvo.nl;
@minezk.nl

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

Datum 21 oktober 2021
Betreft Advies herbeoordeling en wijziging CO₂ opslagvergunning P18-4

Ons kenmerk

ADV-7204 / 21221750

Uw kenmerk

-

Bijlage(n)

3

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 CO₂ 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 CO₂ in het gasveld P18-2.

Het verzoek tot wijziging betreft de samenstelling van de CO₂-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.

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 CO₂ 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 CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ 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 CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO₂;
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 CO₂-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 CO₂ van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee. De CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂.

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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ op dit aangrenzende veld (doordat uitstroom van CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-

opslagactiviteiten heeft uitgevoerd. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor geothermie¹ 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 CO₂.

Het in deze aanvraag beschreven tijdvak van injectie van CO₂ komt overeen met de op 22 juni 2020 door TAQA aangevraagde wijziging. Dit betreft de in de aanvraag vermelde aanvang van injectie van CO₂ die volgens de aanvraag en vergunning niet later dan 1 januari 2026 zal beginnen en een injectieperiode van

¹ 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 CO₂. 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 CO₂. Ook in de huidige vergunning betreft de samenstelling niet puur CO₂ maar een gasmengsel dat als hoofdbestanddeel CO₂ bevat en daarnaast kleine hoeveelheden andere componenten. In dit advies wordt naar dit gasmengsel verwezen als CO₂ of CO₂-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 ₂	99,9 %	95,45	98,9915
Waterstof	H ₂	-	0,75	0,1876
Stikstof	N ₂	-	2,40	0,5795
Methaan	CH ₄	-	1,0	0,1422
Ethaan	C ₂ H ₆	-	-	0,004
Pentaaan	C ₅ H ₁₂	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	-	0,0458
Argon	Ar	-	0,40	0,0019
Water	H ₂ O	< 50 ppm	-	0,0031
Methanol	CH ₃ OH	-	-	0,025
Waterstofsulfide	H ₂ S	0 ppm	-	-
Zuurstof	O ₂	< 40 ppm	-	-

De aanvrager beschrijft dat dit gas ten minste 95 mol% aan CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ (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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ en gedurende de lange termijn van permanente CO₂-opslag.

Door eerdere gaswinning uit het P18-4 veld is er bodemdaling ontstaan. Door de beoogde CO₂-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 CO₂-injectie en -opslag. De manier waarop CO₂ 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 CO₂-opslag speelt mee dat er naast een verandering van de gasdruk ook spanningsveranderingen optreden door afkoelingseffecten in het reservoir. Door injectie van koud CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂), 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 CO₂-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 (bodempstijging) en aanvaardbaar (bodentrilling) 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 CO₂ het belangrijkste risico is voor de veiligheid voor mens en milieu.

Voor CO₂-opslag geldt dat er sprake is van *migratie* als een ongewenste stroom CO₂ van het opslagvoorkomen de afsluitende laag in gaat. Er sprake is van *lekkage* als de stroom CO₂ 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 CO₂-injectie in een gedepleteerd gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van putten en het reservoir. Die afkoeling treedt op doordat CO₂ onder druk wordt getransporteerd en er een sterke drukdaling optreedt vanaf de putten tot in het gedepleteerde reservoir. Bij deze sterke drukdaling treedt afkoeling op door de expansie van het gas. Ook bij fase-overgang van CO₂ 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-CO₂-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/m³.

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 CO₂-bestendigcement.

De CO₂- 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 CO₂ 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 CO₂- en drukbestendig zijn, rekening houdend met de uiteindelijke maximale druk die in dit gedeelte van het opslagcomplex kan ontstaan vanwege migratie van CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂.

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 CO₂. 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂.

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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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_2 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_2 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_2 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_2 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_2 binnen het reservoir moeilijk zijn. Daarentegen zou met 4D-seismiek wel een groot volume CO_2 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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/m³.*
- *De reservoirdruk van het opgeslagen CO₂ 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/m³.*
- *Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 aardwarmte² 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 CO₂ 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.

² 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 restructieproject in dit eerste grote CO₂-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 CO₂-storage permit application

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