

Bijlage 1 bij brief over advies opslagvergunning CO₂ 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 CO₂-opslag</i>	12
<i>Bodemstijging door CO₂-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 CO₂-opslagvergunning reservoir P18-4, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., maart 2021, versie 2.0.
- Doc-2. Bijlagen Behorende bij Aanvraag CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 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. 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 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.

Algemene beschrijving

De hier behandelde opslagvergunning beschrijft de opslag van CO₂ in het P18-4 opslagvoorkomen. Dit is onderdeel van het Porthos project. Porthos ontwikkelt een project waarbij CO₂ 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 CO₂ 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 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). 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 CO₂. Voorafgaand aan de CO₂-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 CO₂ 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 CO₂.

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 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. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 ₂ 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	- De inschatting en advies over bodemdaling/stijging is hetzelfde als voor P18-2. - Het risico van aardbevingen is op onderstaande drie punten anders dan voor P18-2, maar komt evengoed uit op eenzelfde eindconclusie. - De P18-4A2 put ligt relatief dicht bij de westelijke randbreuk waardoor geïnjecteerd CO ₂ potentieel meer effect op deze breuk kan hebben. - De kans dat scheurgroei bij CO ₂ injectie de westelijke randbreuk van P18-4 bereikt en tot breukverschuiving leidt wordt groter ingeschat. - De beoordeelde M _{max} is 4,0 op basis van breukgeometrie van de langste breuk, in plaats van 4,1.
Deel 6	- Structuur van het P18-4 opslagvoorkomen bestaat uit één reservoir-compartiment in één smal en lang breukblok. - Andere structuur en ander reservoir-dynamisch en geomechanisch gedrag. - Afsluitende laag met meer verschillen in laagdikte, rond westelijke randbreuk is de afsluitende laag lokaal circa 400 m. in plaats van 500-600 m. - Scheurgroei naar randbreuk in basecase van injectie in de P18-4A2 put.
Deel 7	- Grotendeels gelijk gebleven
Deel 8	- Monitoring via één put in P18-4 is meer beperkt t.o.v. vier putten in P18-2. - Mogelijkheden tot aanpassing injectiestrategie veel beperkter met één put.

1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

Technische mogelijkheden TAQA Offshore

TAQA Offshore is uitvoerder in de vigerende opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-opslagactiviteiten. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor aardwarmte¹ 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.

¹ 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 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, 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 CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂

Het te injecteren gas zal niet puur CO₂ zijn. 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. Waar in het advies over CO₂ of het CO₂-mengsel wordt gesproken, zal het gasmengsel met als hoofdbestanddeel CO₂ 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 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
Pentaan	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	-	-

Chemie en fysica van CO₂

De aanvrager heeft modellering van de geochemie uitgevoerd om de chemische korte- en langetermijneffecten van de opslag van CO₂ 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 CO₂-injectie. Dat gebeurt alleen waar het afsluitende gesteente in contact staat met CO₂-verrijkt formatiewater.

Het CO₂-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 CO₂-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 CO₂ (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 CO₂ 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 CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied.

SodM adviseert om over de samenstelling van het te injecteren gas, met als hoofdbestanddeel CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂) 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 CO₂ 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 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 helemaal 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 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-injectie de oorspronkelijke gasdruk herstelt.

Bodemdaling door gaswinning, voorafgaand aan CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-opslag

De injectie van CO₂ 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 CO₂. 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 bodemdalingsetallen zijn van toepassing op de locatie bij het platform. De maximale waarde in het midden van de bodemdalingssom 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 CO₂, 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂.

Daarnaast kan de gesteentespanning ook van plek tot plek verschillen door afkoelingseffecten. De temperatuur van het geïnjecteerde CO₂ 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 CO₂ (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 CO₂ in de breuk stroomt, in geval dat scheurgroei vanuit de injectieput een breuk bereikt en als deze doorlatend is. Scheurgroei met stroming van CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ in vergelijking met het einde van gaswinning

Voor de risico-inschatting van de CO₂-opslag kan spanningsverandering door de CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 schatten². Daarbij wordt

² 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)³. Echter

³ 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 CO₂ vanuit het opslagcomplex naar het daarbuiten gelegen gesteente stroomt. Tot het opslagcomplex wordt zowel het opslagreservoir en de bovenliggende afsluitende laag gerekend. Voor CO₂-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 CO₂.

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 CO₂ 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 CO₂

De aanvrager omschrijft dat het te injecteren CO₂ 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 CO₂ onder dezelfde omstandigheden ook goed ingesloten kunnen blijven.

De aanvrager geeft aan dat CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-injectie en -opslag de mate waarin de gesteentelagen en breuken hun afsluitende werking kunnen behouden onveranderd blijft.

Wat is de rol van koud CO₂ bij de vorming van lekpaden?

Als gevolg van CO₂-injectie in een leeg gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van de 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 van een gas treedt afkoeling op vanwege het expansieproces van het gas. Ook bij de faseovergang van CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂. Vanwege het corrosieve karakter van CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂. Het gebruik van staal met een chroomcomponent geeft bescherming tegen de corrosieve werking van CO₂. Langdurige laboratoriumstudie toont aan dat cement en CO₂ 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 CO₂. Geen nieuwe putten zullen geconstrueerd worden voor de injectie.

De aanvrager maakt onderscheid tussen de putcomponenten die direct in contact komen met geïnjecteerde CO₂ en componenten die niet in contact komen met de CO₂. Bij de componenten die niet in contact komen met het CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ vervangen worden door materiaal dat bestand is tegen de CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-injectie in het opslagvoorkomen P18-4 de putten in het P15-9-veld CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ en het water zal CO₂ opstijgen. De aanvrager geeft aan dat, indien CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂:

- 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 CO₂ 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 CO₂ ('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 CO₂ gas/druppel. Ook de grootte van de CO₂ gasdruppel zal lekkage via micro-annuli die enkele tientallen micrometers breed is tegenwerken. De druppel CO₂ kan het lekpad blokkeren vanwege de eigen grootte van de druppel. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat CO₂ 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 CO₂ niet via de micro-annuli kunnen lekken.
- De onderbouwing van de vorming van calciumcarbonaat door de chemische reactie van CO₂ met cement is gebaseerd op studies en laboratorium testen. De chemische reactie van CO₂ met het cement kan alleen ontstaan als er water aanwezig is. Bij het injecteren van CO₂ 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 CO₂). 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ is zeer beperkt. Vele laboratoriumstudies en -testen geven aan dat de indringsnelheid van CO₂ enkele millimeters per honderden jaren is (studie van Zhang en Bachu, 2011)⁴. 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 CO₂-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 CO₂ 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.

⁴ Zhang en Bachu, 2011. Zhang, M. and Bachu, S. 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ 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 CO₂-opslag via de put:*

Escalatiestappen	Kans/effect/risico inschatting
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 CO₂ 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 CO₂ 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"> • klein effect op watervoerende diepe gesteentelaag boven afsluiting als er lekkage optreedt. CO₂ wordt opgelost in water. • 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.

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 CO₂ 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 CO₂) 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 CO₂ zijwaarts kunnen wegstromen vlak boven het grensvlak tussen het lichtere CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂-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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 (CO₂) 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 seismiteit bepaald in geval dat koud CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 risicoinfschatting 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 uitsluitsel 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 CO₂ en breuken wordt benoemd in de studie naar de haalbaarheid van CO₂-opslag (technische bijlage 7, sectie 7.4, over '*Fault stability: geochemical effects*'). De mogelijkheid van reacties speelt voor CO₂ in opgeloste vorm in formatiewater; dus niet voor het CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 (CO₂ 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 CO₂ door de afsluitende laag uitstroomt in andere nog steeds diepgelegen zandsteenlagen. Deze secundaire afsluitende lagen moeten helpen verhinderen dat CO₂ verder opwaarts kan stromen naar de ondiepe bodem, oceaan of atmosfeer.

Tabel 6.2: *Inschatting SodM van het risico van lekkage uit de CO₂-opslag via de afsluitende laag*

Escalatiestappen	Kans / effect / risico-inschatting
<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"> - 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'. - Onzekerheid over de hoeveelheid potentiële uitstroom door grote onzekerheden over effectiviteit van natuurlijke barrières en over de hoeveelheid potentiële uitstroom. <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 CO₂-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 CO₂-gas niet boven de hydrostatische drukgradiënt uitkomt (hierna: *sub-hydrostatische-druk*), zal er vrijwel geen effectieve opwaartse uitstroom zijn. Het opstijgend vermogen van CO₂ ('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 CO₂ is eventueel wel mogelijk bij het contact tussen de kolom van vrij CO₂-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 CO₂-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/m³.

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 CO₂-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 CO₂-kolom hoger in het reservoir uitkomen boven de hydrostatische druk vanwege het dichtheidsverschil tussen CO₂ en water. Een drukcorrectie is nodig waarbij de CO₂-kolom niet alleen op referentiediepte maar ook bovenin het reservoir *sub-hydrostatisch* blijft.
- De druk in de CO₂-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 CO₂-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 CO₂. 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

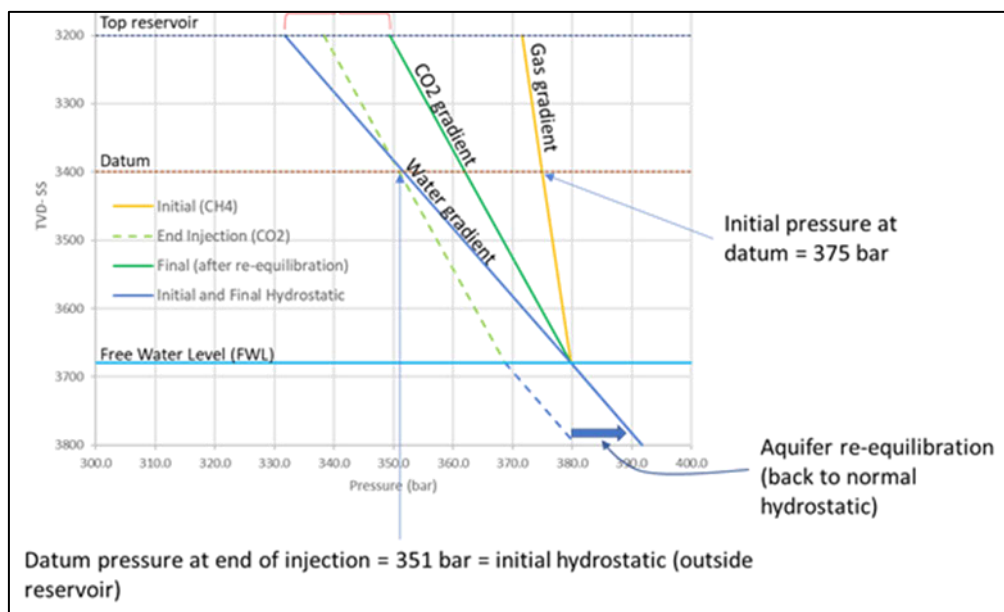
Doordat een kolom CO₂ lichter is dan eenzelfde kolom water, neemt de druk binnen een CO₂-kolom opwaarts minder snel af dan in een waterkolom. Deze verschillen in drukgradiënten worden

weergegeven in de onderstaande figuur 6.1. Als de druk voor de CO₂-kolom begrensd zou worden op een referentiediepte op de daar geldende hydrostatische druk, dan zou druk in de CO₂-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 CO₂-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 CO₂-kolom na stoppen van injectie over zeer lange termijn zou oplopen doordat dat het water onderin het reservoir de CO₂-kolom zou kunnen opduwen. Het scenario is dan dat vrij water in het reservoir direct onder de CO₂-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 CO₂ aandruwt, kan de druk hoger in de CO₂-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), CO₂ (groene lijn) en aardgas (gele lijn). Iedere lijn toont hoe de druk toeneemt met diepte (gradiënt) in een continue kolom van respectievelijk water, CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-kolom. De druk hoger in de CO₂-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 CO₂-gaskolom voor de lange termijn kan worden uitgesloten. De reviewer geeft bovendien aan dat de druk bovenin de CO₂-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 CO₂-kolom op hydrostatische druk kunnen komen. In dat geval zal ook de druk van de CO₂-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. CO₂ (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 CO₂-volumes uit het opslagcomplex lekken. Om uitstroom van een significant volume te realiseren zal een aaneenschakeling van gebeurtenissen moeten plaatsvinden om daadwerkelijke uitstroom van CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂; een CO₂ reservoirdruk na injectie van 332 bar.
Het resultaat zal zijn dat een hoeveelheid van 0.6 Mton aan CO₂ 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 CO₂ kan oplossen, blijft de druk in de Vlieland Formatie hydrostatisch. Er zal dan CO₂ uit het opslagcomplex weglekken totdat de CO₂-druk is gedaald naar 307 bar op de referentiediepte van 3200 meter. Daaronder staat vervolgens een CO₂ 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 CO₂-opslag (onderliggende aquifer) die het CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ door het lekpad vanwege opwaartse gerichte resulterende kracht (drijfvermogen CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-druppel en daarmee de capillaire werking in de zeer nauwe opening van een lekpad resulteert in een blokkade door de CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂, het gebied in de put dat niet in aanraking komt met CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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.

CO₂-injectie kan veilig, maar door de huidige onzekerheden van reservoirgedrag bij CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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-drukbegeleiding 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO₂.

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/m³.

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 CO₂-opslag creëren nieuwe omstandigheden, waardoor het niet gegarandeerd is dat deze initiële druk ook het CO₂ 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 CO₂

Na het beëindigen van de injectie zal de druk langzaam toenemen door opwarming van het opgeslagen CO₂. Het koude geïnjecteerde CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-doorstroom in de put en voor de effecten van CO₂-injectie op het reservoir scenario's doorgerekend met deze injectiedebieten als inputwaarden. Op deze basis zijn de dynamische reservoirmodellen voor CO₂-verspreiding berekend en zijn worst case inschattingen van temperatuur- en spanningsontwikkelingen in het reservoir gebaseerd. SodM adviseert om de snelheid van CO₂-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/m³.
2. De reservoirdruk van het opgeslagen CO₂ 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/m³.
3. Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO₂ per seconde per injectieput.

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

Een vergunningaanvraag voor CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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', 'CO₂-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 CO₂-stroom, CO₂-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 CO₂-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 CO₂ aanwezig is direct achter de verbuizing in het gesteente. Een verhoogd gehalte aan C-atomen kan duiden op mogelijke lekkage van CO₂ 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 CO₂ uit of langs de putten:

- 1) Lekkage via de binnenverbuizing ('*tubing*') van de injectieput;
- 2) CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-stroom heeft invloed op temperatuur in de put. De aanvrager geeft aan dat de injectiestroom 95% tot 99% pure CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ en een deelgebied dat niet in contact komt met CO₂. Naast de druk en temperatuur geeft de aanvrager aan dat de samenstelling van de CO₂-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 CO₂ heeft de aanvrager geanticipeerd op risico's als gevolg van corrosie door CO₂. De staalsoorten die bestand zijn tegen chemische interactie met CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-injectieproces.

SodM is van mening dat het lekkagevolume via de micro-annuli geëlimineerd kan worden na het beëindigen van CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-mengsel vormt een vierde parameter die continu gemonitord wordt en van belang is in de doorgerekende scenario's van CO₂-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 CO₂-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 CO₂ (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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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^{5,6} dat het monitoren van CO₂ in aquifers mogelijk is.

SodM is het eens met de conclusies van het Willemsenrapport (Doc-7 bij aanvraag). Monitoring van CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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.

⁵ White, J.C., G. Williams, A. Chadwick, 2018. *Seismic amplitude analysis provides new insights into CO₂ plume morphology at the Snøhvit CO₂ injection operation. International Journal of Greenhouse Gas Control, 79, 313-322;*

⁶ Arts, R. J., Chadwick, A., Eiken, O., Thibeau, S., & Nooner, S. (2008). *Ten years' experience of monitoring CO₂ 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 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 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ (bijvoorbeeld 4D-seismiek);
2. Onderzoek naar de mogelijke effecten van CO₂-lekage op het milieu;
3. Micro-seismische monitoring met behulp van een lokaal offshore meetnet.

Ad. 1: geofysische metingen van gelekt CO₂ (bijv. 4D-seismiek) in het aquifer boven de afsluitende laag in geval van lekkage van CO₂ 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 CO₂ 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 mogelijk 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 CO₂ is betere beheersing van mogelijke integriteitsproblemen geborgd. Zo zullen de volledige binnenbuis, putmond met kleppen en afdichtingselementen ('packer') van de putten vervangen worden door CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 escalatieniveau's 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 escalatieniveau's, mede op basis van modelstudies naar temperatuur en drukvariaties in de putten in de opstartfase. Vervolgens zullen de precieze grenswaarden van de escalatieniveau's 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.