

Bijlage 1 bij brief over advies opslagvergunning CO₂ P18-2

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

Inhoud

Inleiding	5
Algemene beschrijving.....	5
1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager	6
<i>Technische mogelijkheden TAQA Offshore</i>	6
<i>Technische mogelijkheden EBN CCS</i>	7
<i>Toekomstige situatie</i>	8
Conclusie Adviesonderdeel 1	8
2. Toetsing op efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder	8
Conclusie Adviesonderdeel 2	9
3. Toetsing opslagactiviteiten	9
<i>Het ombouwen van de putten</i>	9
<i>De hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie en de omvang van het vergunningsgebied</i>	9
<i>Samenstelling van het gas met hoofdbestanddeel CO₂</i>	9
<i>Chemie en fysica van CO₂</i>	10
<i>Operationele parameters</i>	10
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	18
6. Toetsing op nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid	19
Lekkage als risicofactor voor mens en milieu	19
Beoordeling van het risico van put-gerelateerde lekkage	21
<i>Via componenten van de injectieputten</i>	22
<i>Via buiten gebruik gestelde putten</i>	23
<i>Via micro-annuli langs de put</i>	24
<i>Conclusies beoordeling lekkage gerelateerd aan de put</i>	25
Beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir	28
<i>Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagreservoir</i>	29
<i>Lekkagerisico opwaarts via breuken</i>	30
<i>Lekkagerisico via scheuren in de afsluitende laag</i>	31
<i>Conclusies beoordeling lekkage vanuit het reservoir</i>	32
Beoordeling van rol drukbegrenzing en ultieme lekkage scenario's	34
<i>Inschatting van scenario's van druktoename</i>	34
<i>Beoordeling van het risico van het ultiem lekkagescenario</i>	36
<i>Conclusie over extreme scenario en werking drukbegrenzing</i>	37
Conclusies Adviesonderdeel 6	38
7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk.....	40
Conclusie over voorwaarden voor grenswaarden	41
8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting	42
Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing	44
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van putten</i>	44
<i>Beheersing van integriteit put componenten</i>	45
<i>Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting</i>	46
Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing.....	47
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het reservoir</i>	47
<i>Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei</i>	50
Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'	53
<i>Constateren van gelekt CO₂ buiten het opslagcomplex</i>	53
Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring.....	54
Conclusie adviesonderdeel-8	55
<i>Conclusies beheersing put-gerelateerde risico's</i>	55
<i>Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's</i>	56
<i>Conclusies over de vier plannen</i>	56
<i>Advies voorschriften</i>	57

Lijst van gebruikte referenties

- Doc-1. Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., februari 2021, versie 2.0.
- Doc-2. Bijlagen Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., februari 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 (2 juli 2021) van 1e set aanvullende SodM (11 juni 2021) vragen over lekkage in een allerslechtste geval scenario
- Doc-9. Beantwoording door aanvrager (9 juli) van 2e set aanvullende SodM (30 juni 2021) vragen over bodembeweging in geval van beving Mmax.

Inleiding

Deze technische bijlage behoort bij het advies van Staatstoezicht op de Mijnen (verder: SodM) over de aanvraag voor een opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in het gedepelteerde gasveld P18-2. De aanvraag is ingediend door TAQA Offshore B.V. (verder: TAQA Offshore) en EBN CCS B.V. (verder: EBN CCS), hierna gezamenlijk omschreven als 'de aanvrager'.

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 om advies is gevraagd:

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 P18-2 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. In dit hoofdstuk wordt de algemene (geologische) beschrijving van de voorgenomen opslag in het P18-2 reservoir gegeven.

De gesteentelagen van het opslagreservoir

Het P18-2-reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen van de Buntsandstein Subgroep en bestaat uit de Formaties van Hardeggen, Boven-Detfurth, Onder-Detfurth en Volpriehausen. 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 die voor de gaswinning zijn gebruikt en waarin het CO₂ geïnjecteerd zal worden. De top van het opslagvoorkomen ligt op ongeveer 3200 meter diepte onder het zee niveau. Het opslagvoorkomen heeft een dikte van ongeveer 220 meter. Voornamelijk de gesteente-eigenschappen van de Hardeggen 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 P18-2 wordt gevormd door sedimenten van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep. Deze lagen zijn gezamenlijk 450 tot 650 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 ongeveer 500 meter dikke Altena Groep, 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. Het opslagcomplex bestaat daarom naast de vier formaties van het opslagvoorkomen ook uit de afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Hoofd-Kleisteen Formaties.

Druk in het reservoir

De initiële druk van het gas in het reservoir voorafgaand aan de winning is bepaald op 375 bar (op referentiediepten van 3400 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 351 bar op datumdiepte heeft bereikt.

Compartimenten en putten

Het reservoir wordt begrensd door een aantal breuken en bevat een aantal interne breuken. Door de interne breuken is het reservoir onderverdeeld in verschillende compartimenten.

De aanvrager is van plan om te injecteren in vier putten die omgebouwd zullen worden van gaswinningsputten naar injectieputten. Drie van de putten staan in compartiment I (de putten: P18-2A1, P18-2A3 en P18-2A5) en één put staat in compartiment III (P18-2A6). Compartiment II staat in hydraulische verbinding met compartiment I waardoor dit compartiment ook gevuld zal worden met CO₂.

1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

TAQA Offshore en EBN CCS, gezamenlijk hierna omschreven als 'de aanvrager', vragen de opslagvergunning voor P18-2 aan. Zij verzoeken om samen vergunninghouder te zijn voor het permanent opslaan van CO₂. Op grond van artikel 22, vijfde lid van de Mijnbouwwet wordt TAQA Offshore aangewezen om de feitelijke werkzaamheden te verrichten of daartoe opdracht te verlenen, en daarmee als uitvoerder van de vergunning. Voor de beoordeling van de technische mogelijkheden van de aanvrager zijn daarom de capaciteiten en organisatie van TAQA Offshore doorslaggevend.

Technische mogelijkheden TAQA Offshore

TAQA Offshore is uitvoerder in de aangevraagde opslagvergunning voor CO₂ 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. De technische mogelijkheden van de uitvoerder moeten passend zijn voor de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

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 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, 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.

Technische mogelijkheden EBN CCS

EBN CCS is mede-aanvrager voor deze vergunning. EBN CCS is in mei 2020 opgericht. EBN CCS is beoogd mede-vergunninghouder voor opslagvergunning P18-2 en zal niet de feitelijke werkzaamheden uitvoeren of daartoe opdracht verlenen. Deze rol is belegd bij TAQA Offshore. EBN CCS zal gebruik kunnen maken van de technische mogelijkheden van het moederbedrijf EBN B.V. (verder EBN). EBN is opgericht in 1973 en is als non-operating partner betrokken bij de exploitatie van aardolie of aardgas uit bijna alle velden in Nederland. EBN heeft daarom geen operationele ervaring met mijnbouwkundige processen. Wel heeft EBN veel kennis en expertise in huis van de niet-operationele kant van mijnbouwactiviteiten.

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

EBN is op dit moment bezig om een technologisch 'Center of Excellence' op te richten, zodat de meest recente kennis op het gebied van CO₂-opslag ingezet kan worden voor dit project.

Toekomstige situatie

Uit de aanvraag kan worden opgemaakt dat de aanvragers voornemens zijn de vergunning te laten overdragen 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 beoogd 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 putten

De winning in reservoir P18-2 zal worden gestopt voor de aanvang van de injectie van CO₂. In veld P18-2 zijn zes putten geboord, waarvan één zijtak en één exploratieput. De injectie zal plaatsvinden met vier eerdergenoemde putten P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5 en P18-2A6. De exploratieput (P18-2) en de zijtak (P18-2-A6S1) zullen niet voor de opslag van CO₂ gebruikt worden en zullen worden afgesloten en verwijderd (geabandonneerd).

De putten zullen worden gecontroleerd en omgebouwd zodat ze geschikt zijn voor de injectie van CO₂. In de putten zullen materialen toegepast worden die bestendig zijn tegen corrosie en lage temperaturen. Om te kunnen monitoren, zullen in de putten een Distributed Temperature Sensing (DTS) systeem en een Distributed Acoustic Sensing (DAS) systeem geïnstalleerd worden tijdens het ombouwen van de putten. 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 32 Mton zijn. De verwachte reservoirdruk aan het einde van de injectiefase is gelijk aan de hydrostatische druk: 351 bar op de referentiediepte van 3400 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 gasveld. 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 (zie de tabel hieronder; uit Tabel 5 van Deel I).

Tabel 5 Typische CO₂-mengsels als ontwerpbasis.

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

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 in Bijlage 1), 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 P18-2 reservoir tot een maximale hoeveelheid van circa 32 Mton te mogen vullen (Deel I aanvraag, §4.3, Tabel 2) 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, 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 geen aanleiding voor een negatief advies geven.

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 een eventueel 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. Daarom beoordeelt SodM 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 P18-6. Deze reservoirs zijn van elkaar gescheiden door breuken en breukblokken. Bijna alle grenzen van de reservoirs zijn van elkaar gescheiden door juxtapositie waardoor ze niet hydraulisch met elkaar verbonden zijn. Het reservoirgesteente is dan namelijk door breukverzet tegen ondoordringbare lagen aangekomen.

Tussen de reservoirs P18-2 en P18-6 zit echter een enkele breuk waarbij een kleine sectie van deze breuk aan beide zijden reservoirgesteente heeft. Geologische reservoirmodellering en drukhistorische waarnemingen geven aan dat de beide reservoirs afzonderlijke hydraulische eenheden vormen. Op korte termijn zal er daarom geen communicatie zijn tussen de reservoirs. Op grotere tijdschaal is dit wel mogelijk. Dit wordt ook ondersteund doordat het 'vrijwater'-contact op overeenkomstige diepte zat bij het aanboren van de reservoirs. De aanvrager stelt dat een dergelijke langzame migratie op een menselijke tijdschaal geen rol speelt.

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 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 P18-2 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 P18-2 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. 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 worden 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 bodemdalingsgetallen 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 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 breuken in en langs het reservoir. Deze spanningsveranderingen kunnen leiden tot plotselinge verplaatsingen langs de breuk in de vorm van bevingen.

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 risicoinschatting op basis van geomechanische modelberekeningen nader onderbouwd. Door de complexe fysische processing van druk, temperatuur en spanningsveranderingen en complexe modelberekeningen volgt hierna eerst een algemene uitleg. Daarna volgt bevindingen van de aanvrager En daarna volgt 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 in en 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', waarbij gas dat plotseling verandert naar een lagere druk ook afkoelt. 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 in en 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 beetje uit elkaar geduwd worden. Het netto effect daarvan is een lagere effectieve normaalspanning.
- 2) Het verlagen van schuifspanning door omkering van de compactie overal in het reservoir heeft een stabiliserend effect. Deze schuifspanning is verhoogd tijdens gaswinning. Bij lagen gasdrukken wordt het reservoir door de bovenliggende lagen samengedruwd doordat de effectieve normaalspanning toeneemt. De gesteentelagen buiten het reservoir drukken niet samen. Het gesteente aan de andere kant van de breuk, vanuit het reservoir gezien kan een andere laag zijn door verzet op de breuk. Door verschillen in de spanningstoestand aan weerszijden van de breuk ontstaan er veranderingen in de schuifspanning langs de breuk. Dit kan ook het geval zijn bij breuken binnen het reservoir met voldoende verzet. Doordat de druk in het reservoir weer toeneemt tijdens injectie van CO₂ neemt dit effect af.
- 3) Het verlagen van de temperatuur zorgt ervoor dat het gesteente een geringe hoeveelheid wil krimpen. Dit gaat echter niet zomaar omdat het onder spanning staat. 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) kunnen 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. 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.

Geomechanische 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. Het is een veel voorkomende beperking bij modellen van de ondergrond is dat de gesteente-eigenschappen en van de begin-omstandigheden niet goed bekend zijn. 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 ("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.

De aanvrager laat in haar simulaties zien dat alleen bij het slechtste geval (*worst case* scenario) de breuken 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, met een mogelijk hogere magnitude van seismiciteit, tot een maximum van $M=2,4$. Tijdens de gaswinning is er geen seismiciteit gemeten. Met het beschikbare (KNMI)-meetnet kunnen echter alleen bevingen boven een magnitude $M=1,5-2,0$ gemeten worden. 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 ter hoogte van de breuken berekend op het moment van het einde van de gaswinning. Hierbij wordt uitgaande van het worst case scenario, zoals een relatief lage gradient voor de minimum in-situ spanning. Op basis hiervan wordt berekend wat de hoeveelheid 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. Als de theoretische zwaardere beving zou hebben plaatsgevonden zou deze opgemerkt zijn. Maar omdat er geen bevingen gemeten zijn, moet de breuk dus wel sterker geweest zijn. 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 verricht waarbij gekeken wordt hoe de spanningstoestand verandert op diverse breukvlakken. 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 geplaatste breuk 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 duidelijk 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 bevingkans en maximale realistische magnitude

Tenslotte 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 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 wat 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 $M=4,1$.

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 het P18-2 veld (Doc-9, vraagbeantwoording over Mmax), 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 reservoirmodellen 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 $M=4,1$ zijn niet 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 valt hier onder, met uitzondering van het $M=4,1$ 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.

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

Beoordeling van SodM van het risico van seismiciteit

De bovenstaande onderbouwing is binnen SodM geanalyseerd en daarnaast extern gecontroleerd door NORCE, die extern in opdracht van SodM de stukken gereviewd hebben (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 CO₂-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.

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 een maximale magnitude $M=2,4$. 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 temperatuureffecten niet worden meegenomen en de compactie volledig elastisch is geweest (volledig terugveren) herstelt gesteentespanning op breukken zich in principe en zou het risico van beven lager zijn dan tijdens de (eindfase) van gaswinning. Temperatuureffecten spelen echter wel een rol, maar de precieze invloed ervan is onzeker, aangezien deze afhankelijk is van de verspreiding van CO₂ in het reservoir en verschilt van plek tot plek. De verspreiding hangt af van hoe scheurvorming in het reservoir ontwikkeld, en scheurvorming wordt op zichzelf weer beïnvloed door thermisch geïnduceerde lagere spanning in de ondergrond. Scheurvorming is een complex probleem met grote onzekerheden. SodM vindt de modellen van de thermische verspreiding die de aanvrager aanlevert 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 plaats gevonden. Daarbij wordt uitgegaan dat alleen de gedeelten van het breukvlak die instabiel / kritiek zijn bijdragen aan het oppervlak wat 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. Echter brengt dit wel extra onzekerheden met zich mee. Dit kan deels ondervangen worden door uit te gaan van conservatieve scenario's zoals de hogere magnitude (2,5) die theoretisch heeft plaatsgevonden maar nooit gemeten is.

De specifieke onderbouwing hoe de magnitude berekend ontbreekt in de technische bijlage. Vermoedelijk worden er in de berekening 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 van het plausibel, maar vanwege de stapeling van aannames en onzekerheden ziet SodM dit niet als worst case scenario. Hierbij moet worden opgemerkt dat in de onderbouwing van de kans op seismiciteit al is uitgegaan van ongunstige injectiescenarios, die in werkelijkheid waar mogelijk vermeden zullen worden (Base case).

Beoordeling van de maximale realistische magnitude inschatting

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 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

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

PGA (2% g) gegeven voor een aardbeving van $M=3,0$ nabij Roswinkel. De aanvrager stelt hier dat de ondergrond bij het P18-2 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.

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 (voor referentie zie vorige sectie). Hierbij wordt uitgegaan van een aardbeving met $M=4,1$. Overige aspecten van de leidraad, met name de bovengrondse situatie zijn niet van toepassing, omdat de aanvrager een meer gedetailleerde risicoschatting maakt.

Beoordeling van groundbeweging en van schade door bevingen

SodM heeft een inschatting gemaakt van de verwachte hoeveelheid maximale versnelling (PGA) bij het $M=4,1$ scenario op basis van de methode van Dost et al., 2013, gelijk aan de aanvrager. 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 $M=4,1$ zelf al een conservatieve inschatting is levert een stapeling van conservatieve scenario's op, wat onrealistisch kan zijn. De effecten van de $M=4,1$ 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. 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 $M=4,1$ 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 het de kans op schade door seismiciteit als 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 uit gaat 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 spanningen ter hoogte van 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. Maar omdat SodM zelfs met de ongunstigste scenario's de kans op schade als gevolg van seismiciteit onwaarschijnlijk acht, is het risico van aardbevingen voldoende beperkt.

SodM zal in adviesonderdeel 7 voorschrijven adviseert 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. Het risico van lekkage door de ontwikkeling van een lekpad als gevolg van breukverschuiving wordt in adviesonderdeel 6 behandeld.

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) niet als lekkage wordt gedefinieerd. 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 (uitstroom uit opslagcomplex) 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 scheur in 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 P18-2-gasveld en volgens de aanvrager zal CO₂ onder dezelfde omstandigheden ook goed ingesloten kunnen blijven.

De aanvrager geeft aan dat CO₂ in het P18-2 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 uiteindelijk zich lekpaden kunnen vormen. Rond de putten vormen deze haarscheurtjes zich op de grensvlakken van de verbuizing, cement en gesteente tot scheurnetwerken in de lengte richting 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 ontstaan risico's 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 zullen gassen of vloeistoffen niet uit het opslagcomplex kunnen stromen.

Door gaswinning uit het P18-2 reservoir is de gasdruk in het reservoir gedaald van een initiële gemiddelde reservoirdruk van 375 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 3400 meter. De aanvrager geeft aan om het reservoir te vullen tot een uiteindelijke

gemiddelde druk van 351 bar op referentiediepte van 3400 meter aan het eind van de injectiefase. De 351 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 tijdens de injectieperiode en daarna zich 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. Door het introduceren van operationele drukbegrenzing toetst SodM 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 injectieputten;
- 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. Zes putten zijn in het verleden gebruikt voor het zoeken (exploratie) en produceren van gas. De exploratie- en productieputten, die niet

gebruikt zullen worden voor CO₂-injectie, kunnen een lekpad vormen als ze niet goed zijn afgesloten.

Aan het einde van de injectieperiode, nadat het CO₂ in het reservoir geïnjecteerd is, zullen de putten 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 gebruikte putten. Voorbeeld van een lekpad is de haarscheurvorming in het cement en gesteente rondom de putten 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 ter voorkoming van lekkage die geïnstalleerd kunnen worden, of reeds aanwezig zijn, zijn afhankelijk van het mogelijke lekpad.

Putmaterialen kunnen 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 geeft aan dat cement en CO₂ een chemische reactie aangaan 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.

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 sluitende zijn. Wegfrezen van de verbuizing voorkomt dat er lekpaden ontstaan indien 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 indien 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 putten in het P18-2-reservoir gebruikt zullen 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 door middel van metingen aan de zeebodem en aan de oppervlakte 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. De aanvrager heeft op een correcte wijze aangegeven dat niet al het put materiaal bestand is tegen CO₂. 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 materiaal keuzes 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 historisch druk analyse 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 putten die niet gebruikt gaan worden voor het injecteren van CO₂ voor aanvang van de injectieperiode buiten gebruik worden gesteld. Dit zal gebeuren met het proces dat ook in de olie en gas industrie 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. De putten die gebruikt zijn tijdens de injectieperiode zullen op dezelfde wijze buiten gebruik worden gesteld.

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 de 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. De werkplannen en uitvoering van het plaatsen van cement pluggen 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 zal door afkoeling micro-annuli ontstaan welke 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 micro-annuli zich zullen vormen. Door het gebruik van bestaande putten en bestaande cement kwaliteit kan door afkoeling een doorgaande verbinding van micro-annuli kunnen ontstaan, voorbij de afsluitende laag van het reservoir, naar de bovengelegen gesteentelagen.

De aanvrager maakt gebruik van numerieke modellen voor het bepalen van de temperatuur distributie 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 temperatuur profiel. Met de modellen wordt een bandbreedte van de te verwachte temperatuur profielen aangegeven in de putten en direct daarbuiten.

Aan de hand van de aannames van lengte, breedte, 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 welke ook aanwezig is in de micro-annuli op het moment dat de micro-annuli doorgegroeid zou 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 de 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 lekkage snelheden 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 maximaal lekkage snelheid 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 is op de juiste manier geanalyseerd. Door het gebruik van modellen is het temperatuur effect 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 hoe 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 opstart fase 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. Temperatuur modellen 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 water stroming 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 male groter dan de opwaartse kracht van een CO₂ gas/druppel. Ook de grote 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 de micro-annuli-netwerk doorgroeit in een waterhoudende bovenliggende laag, is het mogelijk dat water het 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 peer reviews 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 wordt. Tijdens het buiten gebruik stellen zal 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 metaal diktes en de conditie van het cement laat zien of de bestaande putten geschikt zijn voor CO₂-injectie gedurende een periode van 15 tot 20 jaar. Het volledig vervangen van de binnenbuis en cruciale

put componenten zoals de kleppen bij de putmond verkleint 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 laboratorium studies en -testen geven aan dat de indringsnelheid van CO₂ enkele millimeters per honderden jaren is (studie van Zhang en Bachu, 2011)⁴. 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 sluitlaag gesteente, 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 drukk begrenzing als barrière ter voorkoming van lekkage*" geeft SodM een nadere beoordeling van de geldigheid van deze druk barrière.

De kans op lekkage door micro-annuli na de injectie periode is zeer klein. Na de injectie periode zullen de putten buiten gebruik worden gesteld met behulp van het wegfreen van de verbuizing en het plaatsen van cement pluggen. 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 de 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. Laboratorium testen geven aan dat hydraulisch contact tussen haarscheuren mogelijk is.</p> <p><u>Effect en risico</u> van een micro-annuli welke hydraulisch verbonden is over de volledige een lengte van de sluitlaag is nihil voor mens en milieu. zo lang door de 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 injectie periode 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. Temperatuur stijging in reservoir na einde 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 injectie periode omdat stroming niet kan optreden van een lage druk regio naar een hoge druk regio.</i></p> <p><u>Effect en risico</u></p> <p>Bij scenario 1: Zeer klein risico: Beperkte periode waarin hoge reservoir druk ontstaan, 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 is voor het accommoderen van een grote lekkage stroom van CO₂ binnen het tijdsbestek waarin micro-annuli als lekpad kan 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 P18-2 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 risicoinschatting 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 lekkage paden vast:

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

Zie figuren 11 en 12 in Deel III van de aanvraag voor toelichting over deze potentiële lekpaden.

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 bij modelberekeningen eigenschappen van de doorlaatbaarheid toegekend voor stromingsberekeningen op basis van interpretaties van productiedata gedurende de gaswinning en met inschattingen van de injectiviteit in het reservoir (o.a. Deel II van aanvraag, Hoofdstuk 3).

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

De rol van injectie snelheden, druk en temperatuur voor de risicobeheersing

De aanvrager introduceert in deel II van de aanvraag (§3.1, tabel 5 en figuur 11) een serie aan modellen. Dat zijn statische reservoir modellen 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 risicoinschatting van scheurgroei en lekkage (en ook voor seismiciteit, 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 injectie scenario 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 opnieuw opgevuld is met CO₂. Dit wordt met geomechanische modellen getoetst.

Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagreservoir

De aanvrager heeft een inschatting gemaakt van het risico van lekkage langs de randen van het opslagreservoir 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.

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 opslagreservoir en in welke mate CO₂ naar die randsegmenten kan toestromen.

Inschatting van aanvrager van gevoelige randsegmenten

De aanvrager beschrijft in de aanvraag de randsegmenten die het meest gevoelig zijn voor horizontale lekkage (Deel III aanvraag, §5.2). Randsegmenten zijn meer gevoelig voor lekkage wanneer reservoirlagen binnen het opslagcomplex grenzen aan vergelijkbare lagen buiten het opslagcomplex waardoor stroming van gassen en vloeistoffen zou kunnen plaatsvinden. 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 ze grenzen aan buiten het reservoir gelegen afsluitende lagen. De afsluitende eigenschappen van de breuk zijn dan minder relevant, al zullen breuken zelf ook sterker ontwikkelde afsluitende eigenschappen hebben door de naastgelegen kleistenen.

De aanvrager identificeert een aantal randen van compartimenten van P18-2 als meest relevant in de risicobeoordeling van horizontale uitstroom.

- Bij Segment 'P18-2 West_3' langs de NW-rand van compartiment II (§5.2.2) grenzen permeabele lagen van het opslagcomplex aan andere permeabele lagen buiten het complex. De afsluitendheid van het reservoir wordt hier dus bepaald door de breuk zelf.
- Langs het langgerekte segment van breuk 'P18-2 West_2' die grens aan de meest noordelijke deel van compartiment II. Hier kan CO₂ ver in noordwestelijke richting doorstromen. De aanvrager heeft onderzocht in hoeverre het ver doorstromen langs de langgerekte verlenging van compartiment II zou kunnen leiden tot horizontale uitstroom uit het opslagcomplex.

Modellen van stroming in het reservoir laten zien dat het CO₂ ver kan doorstromen, maar niet naar buiten het opslagcomplex zal wegstromen. Modelberekeningen zijn gemaakt bij een gemiddelde reservoirdruk van 450 bar die bewust is overdreven ten opzichte van de door de aanvrager voorgestelde druklimiet van 351 bar op referentiediepte van 3400 meter.

- Het meest noordelijke randsegment van de oostelijke randbreuk 'P18-2 Oost' via compartiment IV. Langs dit randsegment grenst de onderste reservoirlaag (de Volprieausen formatie) van het opslagcomplex aan gesteenten buiten het opslagcomplex die goede doorstroom eigenschappen hebben. De aangrenzende lagen buiten het opslagcomplex zijn hier dezelfde Hardegsen en Detfurth formaties als de bovenste reservoir gesteentelagen. De aanvrager geeft aan dat hierlangs geen horizontale uitstroom van CO₂ zal plaatsvinden omdat in compartiment IV volgens de modellen geen volume CO₂ wordt verwacht.

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 opslagreservoir

SodM heeft de identificatie beoordeeld van de randsegmenten 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.

SodM kan zich vinden in de inschatting dat ook de breuksegmenten, die als risicovolle randsegmenten worden geïdentificeerd, in de lange geologisch geschiedenis evengoed afsluitend zijn gebleken voor het aardgas dat in de P18 gasvelden ingevangen zat. Er is alleen een risico als deze breuken gedurende de gaswinning en toekomstige CO₂ opslag afsluitendheid zouden verliezen. In de beoordeling van het risico van lekkage via breuken beoordeelt SodM ook dit aspect.

SodM schat in dat het risico van lekkage via horizontale uitstroom langs deze randsegmenten zeer klein is. De mogelijkheid van een horizontaal lekpad is zeer klein en met sub-hydrostatische druk als operationele barrière is de kans op uitstroom verwaarloosbaar.

Wel schat SodM in dat het op basis van reservoirmodellering naar huidige inzichten moeilijk zal zijn om afwijkende reservoirgedrag goed te kunnen opmerken. Op basis van drukmonitoring en reservoirmodellering moet afwijkend gedrag als indicatie van lekkage gesignaleerd gaan worden (zie adviesonderdeel 8). Uit die monitoring en modellering moet dan gaan blijken als een groter reservoirvolume lijkt bij te dragen aan de opslag van CO₂, of dat een indicatie van lekkage is.

Lekkagerisico opwaarts via breuken

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

Inschatting van aanvrager van lekkage opwaarts via breuken

De aanvrager geeft aan 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 naar de begrenzing van scheurgroei bevat aanvullende risicoduiding van scheurgroei in het reservoir tot aan breuken en doorgroei van scheuren opwaarts langs breuken (sectie 'Cold fluid induced thermal fractures – reaching faults and growing into cap rock' in technische bijlage 12 van aanvraag). 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 op aantasting van de ondoorlatendheid van randbreuken zeer klein is. 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 breukverschuiving beperkt wordt. Diezelfde beoordeling is van toepassing om ook het risico van lekkage door breukbeweging te beperken.

SodM onderschrijft deze inschatting, daarbij gebruik makend van de inschatting van de NORCE-reviewer (bijlage 3 van brief). Voor het risico van lekkage via opwaartse uitstroom langs breuken is het nodig dat een continu lekpad ontstaat door een afsluitende laag van 450-600 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. De kans daarop door verschuivingen of door chemische reacties beoordeelt SodM als verwaarloosbaar.

SodM onderschrijft de conclusie de ontwikkeling van lekpaden via breuken het best kunnen worden vermeden door de kans op verschuivingen op breuken en aardbevingen 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 kan worden voorkomen 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 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 onderbouw 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 ook ondersteunt 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 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 P18-2 opslagcomplex dunner zijn tot een minimale dikte van ongeveer 450 meter (Deel III, sectie 5.4.2). De aanvrager omschrijft de afsluitendheid van deze gesteentelagen als bewezen omdat een 600 meter hoge gaskolom 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 dan zou de resterende dikke 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-gas sector het uitgangspunt dat scheuren in de afsluitende laag moet 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.

De grootste moeilijkheid met deze risico inschatting 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, is zijn actieve herstelmaatregelen niet mogelijk. Het ontwikkelen van lekpaden via scheuren en breuken stopt waarschijnlijk als de oorzaak ophoudt. Op het moment dat de afsluitende laag in latere fase van de CO₂-opslag weer opwarmt verdwijnen rekspanningen die scheurgroei veroorzaken. Echter, het is moeilijk in te schatten in hoeverre scheuren en breuken zich weer vloeistofdicht sluiten als de oorzaak van vorming ophoudt.

De afsluitende laag boven het reservoir en rond de randbreuken heeft een dikte van 450 tot 600 meter. Hoe dikker de laag met evaporieten en kleistenen, 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 ambiëert geen micro-seismische monitoring. 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) niet uit het opslagcomplex kunnen stromen. 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 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 een hoger gelegen gesteentelaag als secundaire afsluitende laag als barrière genoemd in geval dat CO₂ door de afsluitende laag uitstroomt in andere nog steeds diep gelegen zandsteenlagen. Daar weer boven bevinden zich de Vlieland Kleisteen formatie die moet verhinderen dat als CO₂ uit het opslagcomplex zou lekken, het 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
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>	<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 <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.
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>	<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.
Stap-3: Ontwikkeling van lekpad in primaire afsluitende laag <i>(uitstroom verhinderd door barrière van lagere druk binnen dan buiten reservoir)</i>	<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.
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>	<u>Zeer kleine kans</u> op lekkage uit opslagcomplex zolang er sprake is van lagere druk binnen dan buiten reservoir (onderdruk). <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 langetermijn <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. <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.
Stap-5: Optreden van lekkage en doorstroom naar het milieu van bodem, zeewater of atmosfeer	<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

<p>(stroming naar hogere, ondiepere lagen, boven de secundaire afsluiting, met effecten voor mens en milieu)</p>	<p>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 drukbegrenzing 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 drukbegrenzing dat de druk op een diepte bovenin de kolom van vrij CO₂-gas lager moet zijn dan de druk van een vrije waterkolom op dezelfde diepte. 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 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 op 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 waarden 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 5 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 gereede zekerheid onder een limietstelling voor de gemiddelde reservoirdruk kan blijven.

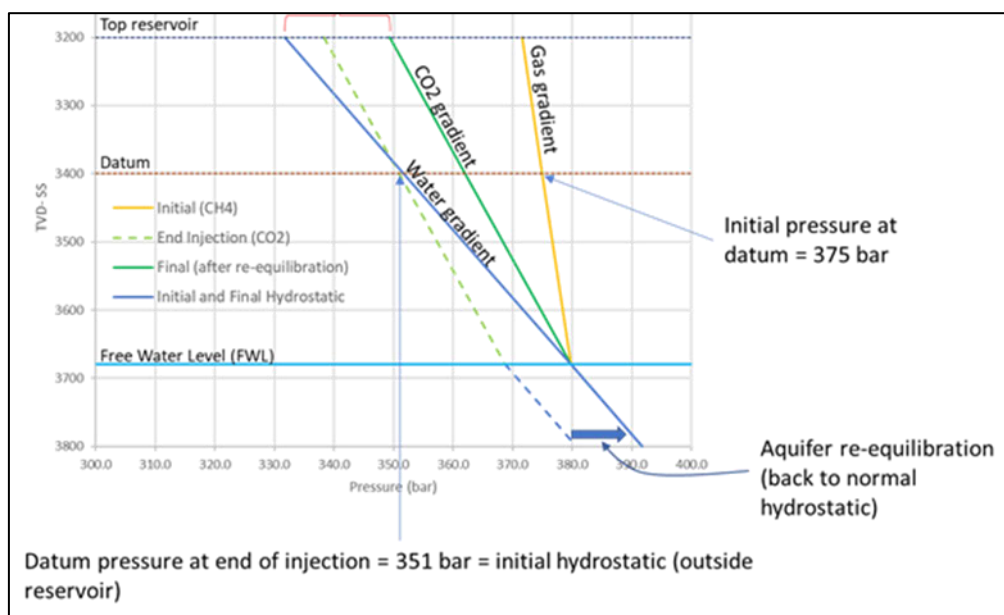
Drukgradiënt ook bovenin reservoir sub-hydrostatisch

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 351 bar op referentiediepte van 3400 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 onze extra reviewvraag 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 geassocieerd 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 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. De vraag in deze beoordeling is of de drukgradiënt in de kolom van CO₂ in 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 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 gasdruk 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 lekkage scenario'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 plaats vinden om daadwerkelijke uitstroom van CO₂ buiten het opslagcomplex te realiseren. Om een significante lekkage volume te laten ontstaan zullen deze omstandigheden over een lange periode aanwezig moeten zijn. Lekkage snelheden zijn zeer klein, vanwege de configuratie van lekpad dimensies en het kleine drukverschil. Er zullen enkele honderden tot duizenden jaren nodig zijn om een significant lekkage volume 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 druk begrenzing voor de uiteindelijke gemiddelde reservoir druk zal deze uitstroom verwaarloosbaar zijn. Voor het aller slechtste geval dat er toch uitstroom optreedt heeft SodM de aanvrager een additioneel scenario door laten rekenen waarin het lekkage volume is bepaald.

Hierbij stelt SodM dat deze situaties zeer onwaarschijnlijk zijn omdat alle gebeurtenissen aaneengesloten moeten plaats vinden, 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 eerst door de aanvrager is doorgerekend:

- Hydrostatisch evenwicht door het lekkage pad dat fysiek verbonden 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 351 bar. Het resultaat zal zijn dat een hoeveelheid van 2.3 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 282 bar op 2730 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 323 bar op de referentiediepte van 3400 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 2,3 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 reservoir druk 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 lekkage pad 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 er geen zichtbaar druk response is van een aquifer, gedurende de periode van gasproductie uit het P18-2 gas reservoir. 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 gas reservoirs.
- Beweging van CO₂ door 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 is 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 breedte van het lekkage pad, 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.

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 er aan 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 milieu (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 inschatting kan worden gemaakt 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 450-600 meter dikke dieptebereik van de primaire afsluiting (de afsluitende laag) 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 lekkage snelheden door diffusie) en is er geen effect. Hierdoor is het risico van lekkage door micro-annuli zeer klein tot verwaarloosbaar. Voor de langetermijn risicoschatting 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 geschikt cement. Hierdoor wordt uitstroom verhinderd waardoor geen effect van lekkage kan ontstaan. 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 inputscenario's met combinaties van slechtste omstandigheden (*Worst case*). Zelfs voor het *Worst case*-scenario blijft scheurgroei in de

afsluitende laag en de mate van breukverschuiving zeer beperkt. 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 450-600 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 onvoorzienbare 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 P18-2-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 P18-2 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-drukbeperking 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 351 bar op een referentiediepte van 3400 meter als ultieme barrière tegen lekkage te hanteren. Deze druk komt overeen met een zoutwaterkolom van 3400 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 351 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 351 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 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 de 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 351 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 375 bar op referentie diepte van 3400 meter toe te staan. De aanvrager geeft aan dat de druklimiet van 375 bar veilig kan omdat deze drukgrens overeenkomt met de initiële reservoirdruk van de aardgas kolom op referentiediepte in het P18-2 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 (die 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 375 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 injectie monitoring 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. In de eerste 20 jaar betekent dit een drukverhoging van circa 3 bar. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 5 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 injectie monitoring en validatie van reservoirmodellen dient een lang termijn inschatting 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 351 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 input waarden. 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 beheersing van risico's is het van belang dat deze risico's voldoende worden beperkt zodat *ongewenste gebeurtenissen* met adequate monitoring vroegtijdig kunnen worden opgemerkt (afwijkend gedrag). 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 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 (bowties) 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 debiet metingen 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 maatregelen plan (Deel V aanvraag) hangt nauw samen met het monitoringsplan. Op basis van de 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 het 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 put componenten 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 wordt de reservoir gerelateerde 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 termijn effecten zouden kunnen zijn en lange termijn beheersing nodig zijn.

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 continu meting worden verzameld zijn druk, temperatuur, debiet en samenstelling van de injectiestroom. De data wordt gebruikt voor het borgen van de put integriteit 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 totale CO₂ stroom en van individuele putten, CO₂ stroom samenstelling-meting, akoestische- (Distributed Acoustic Sensing, DAS) als temperatuurmetingen (Distributed Temperature Sensing, DTS) met een glasvezelsysteem over de volledige lengte van de putten

Er wordt door de aanvrager aangegeven dat druk, temperatuur, de samenstelling van de CO₂ stroom en debietmeting continu gemeten gaan worden.

Naast de continu metingen 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 put materialen en cement te verifiëren. De CBL geeft aan hoe goed cement aan de buitenkant van de verbuizing hecht. Hiermee is het mogelijk om 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 mogelijk aantasting door corrosie. De USIT en EMIT zijn meetinstrumenten die op eenzelfde manier de put ingelaten worden en de conditie van het stalen verbuizing kunnen verifiëren doormiddel 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 ingelaten 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. Hiermee kan lekkage van CO₂ door micro-annuli worden aangetoond. 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 temperatuur invloeden 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 dataverzamelingen zijn periodieke metingen en nulmetingen ook gericht op het valideren van reservoir gerelateerde risico's. Hierbij wordt voornamelijk zeebodem en zeewater monitoring gebruikt om data te verzamelen. Remote Operated Vehicle (ROV) zijn onbemande duikboten met camera's en sonar waarmee de zeebodem gescand kan worden. Gasbubblen 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 de 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 voor actieve (en niet actieve) putten is beschreven in het risicobeheersplan (deel III van aanvraag). In het corrigerende maatregelen plan worden herstelmaatregelen beschreven. Het afsluitingsplan gaat bovendien nog specifiek in op de beheersing van niet in gebruik zijnde putten 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, zijnde 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 putten*' en daarna ingezoomd op de beheersing van de drie mogelijke vormen van lekkage.

Operationele beheersing binnen bandbreedtes van putten

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 put gerelateerde problemen te herstellen. De bereikbaarheid in de put voor het installeren van een maatregelen 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 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 putmond kleppen en het diep geplaatste 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 als kalibratie doeleinden functioneren. Indien veranderingen optreden zijn deze te analyseren gebruikmakend van de bovengenoemde monitoring systemen, 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. 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 DAS systeem continu gebruikt moet worden voor het vaststellen van mogelijke put gerelateerde integriteitsproblemen, zoals lekkage via een gat in de verbuizing. Een hogere meetfrequentie met het DAS systeem geeft beter inzicht in mogelijke lekkage. Indien alleen een grote lekstroom te detecteren is, zoals de aanvrager stelt, is het noodzakelijk om deze op tijd te signaleren. De installatie van glasvezelkabel in de putten maakt dit mogelijk. Het vergt wel een aanpassing van het data-verzamelpunt en verwerking hiervan aan de oppervlakte.

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 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 tijd passende corrigerende maatregelen te kunnen treffen.

Wel 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 put componenten

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 put componenten 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 injectie stroom van belang is voor het borgen van de integriteit van de put component.

De beheersing van de put componenten wordt voornamelijk gerealiseerd door de juiste keuze van materialen en door het monitoren van drukken en temperaturen in de putten. Ook metingen van de integriteit van bestaande put infrastructuur zijn onderdeel van de risicobeheersing, zoals de verbuizing die in contact is met het maritieme klimaat en de toestand van de cement die 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 gas industrie technieken die geschikt zijn voor het herstel van lekkage door een van de put componenten. Omdat deze technieken en het selecteren van de materialen reeds een bekend proces is, is het effect van lekkage zeer klein te noemen. Als voorbeeld, druk opbouw in de annulaire ruimte welke veroorzaakt wordt door 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, hetgeen technisch mogelijk is, kan de lekkage ongedaan maken.

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. Het gebruik van geschikt metaalsoort is reeds aangetoond door de olie en gas industrie. De staalsoorten die bestand zijn tegen chemische interactie met CO₂ zijn voorzien van een chroom percentage in het staal.

Bij put-gerelateerde risico's zijn het doorbreken van barrières zoals een gat in de verbuizing direct verbonden 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 is SodM niet duidelijk welke aanvullende vormen van monitoring toegepast kunnen worden, indien aangetoond wordt dat een parameter buiten z'n bandbreedte waarde treedt. SodM oordeelt dat extra monitoren binnen het gele escalatieniveau voor putten geen toegevoegde waarde heeft voor het kunnen nemen van corrigerende maatregelen.

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 opvullen 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 putten 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 putten 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 de Sintef-review (zie bijlage 2).

SodM is van mening dat het detecteren van lekkage door micro-annuli, indien deze klein is, moeilijk zal zijn. Er wordt glasvezel kabel geïnstalleerd waarmee het DAS systeem mogelijk geluid van stroming achter de verbuizing zou kunnen detecteren, daar waar zich micro-annuli bevindt. 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 zeer 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. mening

SodM oordeelt dat bij putwerkzaamheden, waarbij de binnenbuis verwijderd moet worden tijdens de injectie fase 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, zal 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 bloot zijn gesteld aan de afkoeling door het CO₂ injectie proces.

SodM is van mening dat het lekkagevolume via de micro-annuli geëlimineerd kan worden. De methode van buiten gebruik stellen van de putten is voldoende om de lekkage via micro-annuli lekpad te stoppen. De methode van het verwijderen van een gedeelte verbuizing en plaatsen van cement wordt het lekkage pad verwijderd en de afsluitende gesteentelaag hersteld. SodM is het eens met deze methode. Bovendien wordt lekkage vermeden door conditie te handhaven waarbij de reservoir druk 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 buiten gebruikstellen van de putten te verwaarlozen is vanwege herstel van de afsluitende gesteentelaag.

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 reservoir gedrag overéén komt met de modellen.

In het monitoringsplan wordt een stoplicht systeem geïntroduceerd (Deel IV, §2.4, Tabel 2) met groene, gele en rode escalatieniveau's. 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 plaats vindt volgens verwachting. In de beoordeling zal worden getoetst of afwijkend gedrag met het voorgestelde stoplicht systeem voldoende op tijd kan worden gesignaleerd om ongewenste gebeurtenissen te voorkomen, zoals het optreden van zware bevingen (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 reservoir.
2. Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei.

Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het reservoir

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 opzicht 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 op diepte 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 in één of meerdere putten, 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 reservoir gedrag

De door de aanvrager voorgestelde meetinstrumenten bevinden zich net boven de packer. Voor twee putten (P18-2A3 en P18-2A5) bedraagt de afstand tussen meting en reservoir respectievelijk 370 en 450 m. In de overige twee putten (P18-2A1 en P18-2A6) is deze afstand ongeveer 100 m. Om de druk op perforatiediepte te bepalen moet er geëxtrapoleerd worden. Onder statische condities gebeurt dit aan de hand van de vloeistofdichtheid 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 van ingesloten putten. De aanvrager geeft aan dat gestabiliseerde temperaturen en drukken worden gemeten door de putten voldoende lang ingesloten te houden zodat het dynamische effect van de CO₂ injectiestroom is vereffend. De aanvrager licht toe dat tijdens de injectie fase (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 injectie fase 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 druk opbouw versus geïnjecteerd volume te vergelijken met de voorspellingen van de reservoir modellen (incl. dynamische reservoir kalibratie). Deze metingen van de druk worden in de putten uitgevoerd in de vorm van een interferentietest of 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 de debiet, druk, temperatuur binnen gestelde veilige bandbreedtes worden gehouden de injectie en opslag van CO₂ veilig moet kunnen worden uitgevoerd. De NORCE-reviewer stelt (Bijlage 3 bij advies, §3.3.4.) dat de marges

van de gemodelleerde Worst-case scenario voldoende veiligheidsmarges bevat om binnen de nauwer gedefinieerde base case veilig CO₂ te kunnen injecteren en te kunnen opslaan. SodM kan zich grotendeels vinden in de conclusie dat de voorgestelde monitoring afdoende zou moeten zijn om binnen de vastgestelde bandbreedte van de base-case te kunnen opereren.

SodM concludeert dat met de voorgestelde monitoring van druk, temperatuur en debiet mogelijk moet zijn om aan te tonen dat er binnen de geformuleerde operationele condities (injectie scenario) van de base case (Deel II aanvraag, §3.6.3, Tabel 10) gebleven wordt. Wel schat SodM in dat het vervolgens moeilijk zal zijn om op basis van afwijkende drukontwikkeling gemeten in put vast te stellen waar de afwijking in het reservoir door veroorzaakt wordt. Bijvoorbeeld in geval dat 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 is. Eén optie is dat er in zo'n geval extra opslagvolume is waar het CO₂ naartoe stroomt. Of dat extra volume geleverd wordt door compartimenten I, II en III, of dat onvoorzien toch CO₂ naar compartiment IV stroomt (nog steeds binnen het opslagcomplex) lijkt SodM in dat scenario moeilijk te onderscheiden van de onwenselijke gebeurtenis dat CO₂ wegstroomt naar buiten het opslagcomplex.

Het is in ieder geval wenselijk dat de aanvrager voor aanvang van de injectie de (dynamische) reservoirmodellen verder uitwerkt om modelgevoeligheden en onderscheidend vermogen van mogelijke escalatiescenario's beter te kunnen bepalen. De bandbreedte van modelonzekerheden moet voor aanvang van injectie beter worden vastgesteld om de juiste signalering van afwijkend reservoirgedrag te bepalen.

SodM oordeelt dat op basis van de in de aanvraag gegeven *Worst case* scenario wel een inschatting gemaakt kan worden dat de risico's door bevingen en lekkage zeer klein tot verwaarloosbaar zijn. De noodzaak voor een lagere bovengrens van de gemiddelde reservoir einddruk helpt bij het maken van deze risicoinfschatting, 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 concludeert dat de grenswaarden van de escalatieniveau's (dus ook van het groene bereik; het verwachte gedrag) beter in een definitieve monitoringsplan gespecificeerd dienen te worden. Op basis van de huidige aanvraag, waarin de mogelijke definities van grenswaarden in de modelstudies zijn omschreven, concludeert SodM dat met reguliere monitoring van druk en temperatuur in de put ook de risico's voor het reservoir beheerst moeten kunnen worden. En dat voor wat betreft de grenswaarde voor seismiciteit, signalering van afwijkend gedrag (vanaf magnitude M=2.0) mogelijk moet 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 risicoinfschatting.

Beoordeling SodM van de mate waarin CO₂ verspreiding binnen reservoir 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.

De aanvrager heeft gekeken naar de mogelijkheid van 4D actieve 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 gesteentepluggen 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 Willemsen rapport (Doc-7 bij aanvraag). Voor monitoring van CO₂ in het reservoir lijkt 4D seismische monitoring op dit moment niet de juiste techniek. Gezien de lage risico-inschatting van aardbevingen (adviesonderdeel 5) en lekkage (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 voldoende dat escalatie in de vorm signalen van afwijkend gedrag op tijd kunnen worden opgemerkt met monitoring in de put. De verspreiding binnen het reservoir kent dan onzekerheden, maar dat is aanvaardbaar.

In het vervolg van de beoordeling toetst SodM voor de twee hoofdrisico's van zware bevingen en lekkage of afwijkend gedrag met de door de aanvrager voorgestelde monitoring kan worden signaleerd.

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 kunnen worden gedetecteerd. Hieronder vallen bijvoorbeeld scheurgroei in de afsluitende laag of breukverplaatsingen langs randbreuken.

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. Voor accurate lokalisatie van seismische events is een seismisch snelheidsmodel nodig. De kwaliteit van het meetnet en van het onderliggende snelheidsmodel zijn belangrijke randvoorwaarden voor goede lokalisatie van *seismisch 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 vaste land. Boven het P-18 reservoir 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 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 CO₂-opslag op geïnduceerde aardbevingen en ongewenste grondbewegingen kan volgens de

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).*

aanvrager adequaat worden beheerst met monitoring op basis van het reguliere seismische meetnet van het KNMI en een snelheidsmodel.

De aanvrager heeft bovendien het gebruik van een DAS systeem beschreven voor het meten van akoestiek. De aanvrager richt zich weliswaar op het gebruik van DAS voor meten van eventuele micro-annulaire stroming, maar 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.

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 P18-2 CO₂-opslag complex, deze zullen worden opgemerkt met de seismische meetstations van het regulier 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 CO₂-opslag vanaf minimaal $M=2,0$.

Met de detectie van mogelijke bevingen van magnitude $M=2,0$ en groter kan worden vastgesteld of afwijking van het door de aanvrager geformuleerde verwachte gedrag plaatsvindt. Immers, op basis van de geomechanische modellering (technische bijlage 12) worden door de aanvrager geen bevingen verwacht groter dan een magnitude van $M=2,4-2,8$. Mocht dit toch het geval zijn, dan is er naar het oordeel van SodM sprake van significant afwijkend gedrag.

SodM plaatst hierbij echter wel de kanttekening dat, in een dergelijk geval van een beving, de precieze plaatsbepaling van deze beving (binnen of buiten het reservoir, en op welke breuk) zeer waarschijnlijk niet mogelijk is met het door de aanvrager voorgestelde meetnetwerk (het reguliere KNMI meetnet op land). Op zichzelf is voor de bovenbeschreven signalering van afwijkend gedrag geen exacte plaatsbepaling noodzakelijk. Echter corrigerende maatregelen, middels eventuele bijstelling van de injectiestrategie met onderscheid tussen putten, lijkt niet goed mogelijk als bevingen niet met voldoende nauwkeurigheid kunnen worden gelokaliseerd en niet kan worden bepaald op welke breuk de beving heeft plaatsgevonden.

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 P18-2 veld vormt een duidelijke en belangrijke indicatie van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken waarop getoetst kan worden. Wel constateert SodM dat het monitoringsplan (Deel IV van aanvraag) nog aanscherping verdient van in ieder geval het rode escalatieniveau's (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 $M_{max}=4,1$ (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 P18-2 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 en gelokaliseerd. Bevingen met een magnitude kleiner dan $M=1,5$ kunnen naar alle waarschijnlijkheid niet worden gemeten als die rond de P18-2 veld zouden 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 relatief grote lokaliseeronzekerheden 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 lokalisatie trillingen 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.

Zoals besproken in de voorgaande sectie, constateert SodM dat mogelijke zwaardere bevingen op de randbreuken qua magnitude gedetecteerd zullen worden door het KNMI netwerk (groter dan $M=2.0$). Echter, de lokalisatie van dergelijke seismische events is niet afdoende accuraat voor goede lokalisatie binnen, aan de randen of bovenkant van het reservoir voor signalering van afwijkende gedrag met het oog op lekkage.

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 putten omdat daar de laagste temperatuur en de hoogste druk optreden. Dichtbij de putten kunnen afwijkingen tijdig worden opgemerkt met de in de put geïnstalleerde druk en temperatuur sensoren.

Echter, zwaardere trillingen in de vorm van kleine aardbevingen als gevolg van kleine verplaatsingen langs bestaande (rand) breuken zouden met kleinere verbeteringen van het meetnet mogelijke wel gedetecteerd kunnen worden en beter kunnen worden gelokaliseerd. Betere lokalisatie van kleine aardbevingen kan helpen voor vroegtijdige signalering middels beter begrip door betere plaatsbepaling van kleine breukverschuivingen binnen het operationele groene bereik. Dit kan extra input geven voor optimaliseren van een injectiestrategie.

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.

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. Om seismische events op breuken of binnen het reservoir te kunnen lokaliseren, en mogelijk om te kunnen signaleren of scheurgroei in de afsluitende laag optreedt, is zowel betere horizontale als verticale accuraatheid in de plaatsbepaling nodig. Dergelijke (micro-)seismische monitoring vraagt eerst om nader onderzoek naar een lokaal meetnet en mogelijke verbeteringen van het lokale snelheidsmodel ten einde deze doelen te bewerkstelligen. Hierna zou dergelijke monitoring geïnstalleerd en uitgevoerd moeten worden.

In dit adviesonderdeel zal onder de sectie "*Aanbeveling van mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring*" worden ingaan op de overweging dat, gelet op extra drukbegrenzing als beheersmaatregel, het niet proportioneel is om aanvullende monitoring van de uitvoerder te vragen. De vraag is of de overheid hier een rol heeft.

Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'

In dit hoofdstuk beoordeelt SodM de beheersing van de risico's voor mens en milieu van de permanente CO₂-opslag voor de lange termijn.

Indien de bovengenoemde barrières (adviesonderdeel 6) in het alle slechtste geval falen bestaat de mogelijkheid dat er een significant volume aan CO₂ zich verspreidt in de bovenliggende lagen en/of naar de oppervlakte. Daarbij speelt ook de vraag wat het effect is van weglekken van dit significant volume. In het hierop volgende hoofdstuk beoordeelt SodM vervolgens welke additionele risicobeheersing dan nog kan worden overwogen.

Constateren van gelekt CO₂ buiten het opslagcomplex

In geval van lekkage vanuit het opslagcomplex (extreme scenario's) zoals beschreven in adviesonderdeel 6, zullen de lekkage snelheden zeer gering zijn. Hierdoor is het detecteren van een significant lekkage volume moeilijk gedurende de injectie periode.

Na de injectie periode is er een beperkt tijdsbestek waarin gebruik gemaakt kan worden van de putten om lekkage in de directe nabijheid van de putten te constateren. De aanvrager geeft aan door meetapparatuur neer te laten zakken in de put, zoals een reservoir saturation tool (RST), mogelijke lekkage is aan te tonen. Deze RST kan de verhouding van C atomen ten opzichte van O atomen vastgesteld worden. In een waterhoudende bovenliggende lagen zou geen C-atoom aanwezig moeten zijn. Indien een verhoogde concentratie C atomen gemeten wordt langs de put ter hoogte van de bovenliggende gesteentelagen, is het mogelijk dat CO₂ via micro-annuli gelekt heeft, of nog steeds lekt. Deze metingen geven niet aan hoeveel er lekt of gelekt heeft. Het is alleen een indicatie of de saturatie van C atomen is veranderd. Andere meting die de aanvrager gaat uitvoeren, zoals de Casing Bond log (CBL) kan aangeven of er micro-annuli aanwezig. Ook hier is alleen aan te geven of er een lekpad is. Deze CBL geeft niet aan of er daadwerkelijk ook CO₂ door het lekpad gestroomd heeft.

In geval van lekkage op afstand van de put in de bovenliggende gesteentelagen, zou met geofysische metingen aangetoond kunnen worden of er een significant CO₂ volume uit het reservoir heeft gelekt.

De aanvrager geeft aan in het monitoringsplan dat er zeebodem onderzoeken met behulp van onbemande duikboten (ROV's), zeewatermonsters en bodem sonar scans worden uitgevoerd om mogelijke CO₂ buiten het opslagcomplex te detecteren. De constatering van gasbelletjes, of verhoogd CO₂ gehalte in het water zijn de elementen die een mogelijk lekkage uit het opslagcomplex zouden kunnen aanduiden. Hierbij blijft de vraag of verhoogd CO₂ gehalte direct boven het reservoir ook daadwerkelijk afkomstig is van het reservoir. Er kan ook een situatie ontstaan waarbij op grote afstand van het reservoir een verhoogd CO₂ concentratie ontstaat. CO₂ zal de weg van de minste weerstand kiezen. Dit kan ver buiten de locatie van de put of platform zijn. Ook hier zal het detecteren moeilijk zijn, vanwege het oplosbaarheidsvermogen van CO₂ in water. En wederom zal pas na een lange tijdsduur van enkele tientallen tot honderdtallen jaren veranderingen zichtbaar zijn. De vraag blijft dan of deze veranderingen toe te wijzen aan de CO₂ opslag in het P18-2 reservoir. Vandaar dat de aanvrager aangeeft dat een nul-meting van de zeebodem en zeewater als referentie uitgevoerd moet worden.

Er bestaan aanvullende geofysische monitoring technieken zoals 4D seismiek, die de mogelijkheid kunnen bieden om lekkage naar de bovenliggende lagen en ondiepe milieu te detecteren. Zie hiervoor de onderstaande sectie '*Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring*'.

Het uitvoeren van corrigerende maatregelen om de lekkage in deze extreme scenario's te stoppen zal alleen uitvoerbaar zijn in de directe omgeving van de putten. Door middel van cement 'squeeze' activiteiten via de putten kan cement in lekpaden geperst worden. Deze techniek wordt toegepast in de olie en gas industrie. De maatregel is beperkt omdat maar een kleine radius rondom de putten behandeld kunnen worden. Bij het uiteindelijk buiten gebruik stellen van de putten zullen de lekpaden die aanwezig zijn in de directe omgeving binnen een straal van enkele decimeters van de putten gedicht worden.

Indien het lekpaden via een breukzone of scheuring in de afsluitende laag lopen, zullen deze niet gedicht kunnen worden. Het daadwerkelijk localiseren van het lekpad in een grotere gebied is op dit moment niet mogelijk. Vanwege de zeer lage lekkage snelheden zijn de lekpaden niet detecteerbaar. Het houden van de reservoirdruk onder de hydrostatische drukgradient is de enige barriere tegen uitstroom in geval van lekpaden op afstand van putten.

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 lekkage 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 lekkage scenario 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 constateert dat om (micro-)seismiciteit van magnitudes kleiner dan $M=1,5$ te kunnen detecteren, en beter te localiseren, aanvullende monitoring boven/in het P18-2 veld noodzakelijk is. Hierbij kan gedacht worden aan een combinatie van oppervlakte sensoren en sensoren in de put voor de detectie van seismische events met kleine magnitudes en voor het verbeteren van de accuraatheid van de lokalisatie, zowel horizontaal als verticaal.

Voor (micro-)seismische monitoring van events met kleine magnitude en voor betere lokalisatie is het huidige KNMI onshore meetnet niet afdoende. Daarnaast moet het snelheidsmodel van voldoende kwaliteit zijn voor accurate lokalisatie van events.

Voor een dergelijke gevoeligheid en accuraatheid zouden seismische meetinstrumenten in/boven het P18-2 veld reservoir 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 meetnet en mogelijke verbeteringen van het lokale snelheidsmodel is in dat geval noodzakelijk. Dergelijke (micro-)seismische monitoring vraagt om een investering die niet proportioneel is om van de uitvoerder te vragen (gelet op afdoende andere beheersmaatregelen). De vraag is of de overheid hier een rol heeft om onderzoek te laten doen en om daarna eventueel de uitvoering van de monitoring te faciliteren.

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 put componenten welke wel en welke niet direct in contact komen met het geïnjecteerde CO₂ is betere beheersing van mogelijke integriteitsproblemen geborgd. Zo zal 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 putten geeft goed inzicht van de onzekerheden. Metingen van de cement kwaliteit 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 gasputten naar CO₂ injectieputten. 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 voldoet voor ingebruikname.

De monitoringstechnieken blijven beperkt tot het continu meten van druk, temperatuur en debiet gedurende de injectie fase 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 gas industrie.

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 voorgestelde stoplichtmethodiek. Wel moeten de gele en rode escalatieniveau's beter gespecificeerd worden (het alarmmanagement systeem in tabel 2 van het monitoringsplan). De afwijking van putintegriteit buiten het groene gebied dienen beter te specificeren wanneer injectie kan worden voorgezet of moet worden gestopt; het onderscheid tussen geel 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.

SodM adviseert de minister om de uitvoerder te vragen zowel voor aanvang van injectie als in een korte periode na injectie voor te schrijven dat het monitoringsplan wordt geactualiseerd. Het is namelijk van belang dat na korte startperiode het monitoringplan een duidelijk en handhaafbare specificaties van de escalatieniveau's heeft.

Met betrekking tot de uiteindelijk definitieve afsluiting van de putten 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, wordt de micro-annuli definitief verwijderd. Door het plaatsen van nieuw cementpluggen wordt de afsluitende laag weer hersteld. Deze techniek is reeds in de olie en gas industrie toegepast en geeft goede resultaten.

Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's

SodM concludeert dat de aanvrager met de monitoring van de operationele condities in staat moet zijn om binnen de verwachte base case te opereren aan de hand van debiet, druk en temperatuurmonitoring in de putten.

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. Dit is mogelijk met het door de aanvrager voorgestelde plan om gebruik te maken van het bestaande seismische monitoringsnetwerk van het KNMI op het land, waarbij magnitudes vanaf $M=2,0$ kunnen worden gedetecteerd en gelokaliseerd. In het geval van een beving kan met het voorgestelde meetnetwerk worden vastgesteld of de beving in de omgeving van het P18-2 reservoir is opgetreden. Dit fungeert als een belangrijke indicatie voorgedrag dat afwijkt van de verwachte geomechanische ontwikkeling van het veld. SodM ziet vanuit de reservoir-gerelateerde risicoinschatting zowel voor het seismisch risico als voor het risico van lekkage geen noodzaak voor aanvullende monitoring.

Vervolgens is het seismisch meet niet genoeg voor het kunnen meten van kleinere magnitude bevingen (kleiner dan $M=1,5-2,0$) en voor het kunnen lokaliseren binnen het veld en met onderscheid tussen verschillende breuk. Vanuit het perspectief van de risicoinschatting concludeert SodM dat zowel vroegtijdige signalering van kleinere bevingen en betere lokalisatie accuraatheid, alsmede een beter begrip van het reservoirgedrag niet noodzakelijk. Wel zou betere lokalisatiebepaling kunnen helpen om meer onderscheid in scenario's te kunnen maken in geval dat 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. Voor een dergelijke gevoeligheid en accuraatheid zouden seismische meetinstrumenten in/boven het P18-2 veld reservoir nodig zijn. Mogelijk zou het door de aanvrager voor een ander doel te installeren DAS systeem ook hiervoor gebruikt kunnen worden. Nader onderzoek is in dat geval noodzakelijk. De vraag is of de overheid hier een rol heeft om onderzoek te laten doen en een 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 definitieve 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.

Het plan voor monitoringsplan en plan voor corrigerende maatregelen verdienen nog actualisatie voor aanvang van injectie. Met oog op de reservoir-gerelateerde risico's dienen de escalatieniveaus van seismiciteit beter gespecificeerd te worden. Voor de putintegriteit dienen in de plannen van monitoring en corrigerende maatregelen duidelijk grenswaarden te definiëren en dienen de herstelmaatregelen duidelijk beschreven zijn, conform de eisen van een deugdelijk zorgsysteem (Well Integrity Management System; WIMS).

In de actualisatie voor aanvang van injectie – precieze definities van parameters voor grenswaardes en een template van de metric en wijze van rapportage van meten en corrigerende maatregel (meet en regel) rapportage. SodM vindt dat de wijze van rapportage in het monitoringsplan nader in deze fase moet zijn uitgewerkt. Na een eerste periode van injectie dient geactualiseerd met vaststelling van de grenswaardes en met vaststelling van de metric van meetrapportage waarmee de grenswaardes het stoplicht (groen, geel rood) worden vastgelegd. Deze actualisaties van het monitoringsplan en aansluitende plan van corrigerende maatregelen verdienen instemming van de Inspecteur-Generaal der Mijnen zodat de actualisaties adequaat zijn bij de invulling van het toezicht.

Het afsluitingsplan van de aanvrager heeft SodM beoordeeld in het onderdeel put-gerelateerd 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 integriteit metingen

SodM adviseert de minister om in een voorschrift vast te leggen dat de aanvrager extra metingen 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 het monitoringsplan worden doorgevoerd ruim voor aanvang van de injectie voor adequate risicobeheersing.

SodM adviseert daarom het volgende voorschrift:

Injectie van CO2 kan alleen plaatsvinden met een geactualiseerd monitoringsplan en een daarmee samenhangende plan van corrigerende maatregelen. Deze plannen moeten door de Inspecteur-generaal der Mijnen zijn goedgekeurd.

Staatstoezicht op de Mijnen

Bezoekadres

Henri Faasdreef 312 | 2492 JP Den Haag

Postadres

Postbus 24037 | 2490 AA Den Haag

T +31 (0)70 379 8400

E info@sodm.nl