

RAPPORT

Opslag diepe ondergrond in L10-ALBE


Aramis CO₂-transport en -opslaginfrastructuur

Klant: Neptune Energy CCUS B.V.

Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2019

Status: 01/Definitief

Datum: 5 februari 2024

 ARAMIS	CCS-ARAMIS Project	
	Environment Impact Assessment – Baseline report	
	Document No.	ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2019
	Document title	Storage L10
	Revision	Final 4.0

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85
3068 AX Rotterdam
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 90 00 **T**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Opslag diepe ondergrond in L10-ALBE

Ondertitel: Opslag diepe ondergrond in L10-ALBE

Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2019

Status: 01/Definitief

Datum: 9 februari 2024

Projectnaam: MER CCS Porthos

Projectnummer: BH8744

Classificatie

Projectgerelateerd

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden veelevoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever. Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Inhoud

1	Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in L10-ALBE	5
1.1	Opbouw van het MER Aramis	5
1.2	Uitgangspunten	6
1.2.1	Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond	6
1.2.2	Locatieselectie	6
1.3	Opbouw van dit deelrapport	11
1.4	Gehanteerde definities	11
2	Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag	12
2.1	Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet	12
2.2	Europese regelgeving: CCS Directive	13
2.3	Internationale regelgeving: OSPAR	13
3	Ervaringen met CCS-projecten	14
3.1	De toepassing van CCS in Nederland	14
3.1.1	AMESCO-project	14
3.1.2	CCS-Pilot K12-B	14
3.1.3	CCS Barendrecht: MER	15
3.1.4	ROAD P18: MER	15
3.1.5	ROAD Q16-Maas	15
3.1.6	CCS Porthos	15
3.2	Internationale ervaringen	16
3.3	Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten	17
4	Geologische opbouw en gaswinning gasveld L10-ALBE	19
4.1	Opbouw van de ondergrond	19
4.2	Geologische opbouw	21
4.3	Aanwezige breukzones	23
4.4	Aanwezige infrastructuur	27
4.5	Putten en gasproductie	28
4.6	Autonome en andere ontwikkelingen	31
5	CO₂-opslag in het L10-ALBE opslagvoorkomen	33
5.1	Beschrijving van opslagvoorkomen en opslagcomplex L10-ALBE	33
5.1.1	Verticale afsluiting	34
5.1.2	Horizontale afsluiting	35
5.1.3	Toekomstige situatie putten	36
5.2	Methodiek modellering	36
5.2.1	CO ₂ -injectie simulatiemodellen	36
5.2.2	Putmodellen	37

5.2.3	Bevindingen modellering	37
5.3	Effecten op de diepe ondergrond	38
5.3.1	Mechanische veranderingen	38
5.3.2	Chemische veranderingen	41
5.3.3	Thermische veranderingen	43
5.3.4	Beperking toekomstig gebruik	45
5.4	Effecten op de biosfeer	46
5.4.1	Bodembeweging	47
5.4.2	Bodemtrilling (risico van aardbeving)	47
5.4.3	Effecten op biosfeer L10-ALBE	48
5.5	Samenvatting MER-beoordeling	49
6	Risicoanalyse lekkage CO₂	51
6.1	Methodiek risicoanalyse	51
6.1.1	Bowtie methodiek	52
6.1.2	Risicomatrix	52
6.2	Lekkagescenario 1: Langs de putwand	54
6.2.1	Beschrijving scenario	54
6.2.2	Bedreigingen en consequenties	55
6.2.3	Risico in L10-ALBE	56
6.3	Lekkagescenario 2: Door het afsluitende gesteente	57
6.3.1	Beschrijving scenario	57
6.3.2	Bedreigingen en consequenties	58
6.3.3	Risico in L10-ALBE	58
6.4	Lekkagescenario 3: Langs breuken	61
6.4.1	Beschrijving scenario	61
6.4.2	Bedreigingen en consequenties	61
6.4.3	Risico in L10-ALBE	62
6.5	Lekkagescenario 4: Via het zadelpunt	63
6.5.1	Beschrijving scenario	63
6.5.2	Bedreigingen en consequenties	63
6.5.3	Risico in L10-ALBE	64
6.6	Conclusie lekkagescenario's	65
7	Monitoring	67
7.1	Inleiding	67
7.2	Opzet van het monitoringsplan	67
7.3	Ontwerp van het monitoringsplan	68
7.4	Meetprogramma	69
8	Leemten in kennis en informatie	71
8.1	Leemten in kennis	71
8.2	Leemten in informatie	71

9 **Literatuur**

74

1 Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in L10-ALBE

Dit rapport beschrijft de opslag van CO₂ in de diepe ondergrond voor het gasveld L10-ALBE, in het kader van het CCS Aramis initiatief. Dit omvat de huidige wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag en een beschrijving van de opbouw van de diepe ondergrond. Aan de hand van deze geologische beschrijving, het geobserveerde gedrag tijdens de periode van gasproductie en de modellering van effecten wordt een beschrijving gegeven van de verwachte milieueffecten ten gevolge van de geplande CO₂-opslag in het L10-ALBE veld.

1.1 Opbouw van het MER Aramis

Voor het Aramis initiatief is een gecombineerde ProjectMER / PlanMER opgesteld. Het MER bestaat uit een Samenvattend hoofdrapport, voorzien van een Publiekssamenvatting. Ter onderbouwing van het Samenvattend hoofdrapport zijn drie deelrapporten opgesteld met:

- de Technische beschrijving van Aramis;
- de Milieueffecten; en
- de beschrijving van Opslag diepe ondergrond.

Voor de beschrijving van de opslag diepe ondergrond is per te benutten opslagveld een aparte rapportage opgesteld.

Dit rapport betreft het deelrapport Opslag diepe ondergrond van het Neptune Energy initiatief voor opslag van CO₂ in het L10-ALBE opslagvoorkomen. Bevindingen uit dit deelrapport zijn overgenomen in het deelrapport Milieueffecten, in zoverre er effecten op de bovenliggende biosfeer optreden, en in het Samenvattend hoofdrapport.



Figuur 1.1 - Overzicht rapportagestructuur MER Aramis

1.2 Uitgangspunten

1.2.1 Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond

De biosfeer is het gedeelte van de aarde waar leven mogelijk is en omvat de bodem, het oppervlaktewater en de atmosfeer. In de milieuwetgeving is de biosfeer in de diepte afgebakend tot 500 meter diepte. Dit betekent dat activiteiten tot 500 meter diepte worden getoetst volgens de milieuwetgeving. Voor activiteiten beneden 500 meter diepte geldt de mijnbouwwetgeving. Als gevolg hiervan wordt olie op een kilometer diepte gezien als een delfstof die gewonnen kan worden, maar het voorkomen van olie op twee meter diepte wordt gezien als een verontreiniging en dient gesaneerd te worden.

Omdat de opslag van CO₂ op meer dan 500 meter diepte plaatsvindt, zou dit betekenen dat deze activiteit niet onder het MER valt. Toch is het om meerdere redenen zinvol deze veranderingen inzichtelijk te maken in het MER. Het vormt de mogelijkheid om via het MER aan betrokkenen uit te leggen wat er precies in de ondergrond gebeurt en er zo voor te zorgen dat er inzicht is in de keuzes, onzekerheden, mogelijk gevolgen en mitigerende maatregelen. Daarnaast kan het zijn dat indirect als gevolg van CO₂ opslag er wel degelijk effecten kunnen optreden in de bovenliggende lagen van de biosfeer, binnen de operationele omstandigheden of ten gevolge van een ongewenste gebeurtenis (calamiteit).

De methodiek die is gebruikt in dit rapport voor de beoordeling van de ondergrondse CO₂ opslag is gebaseerd op de voorgestelde aanpak van AMESCO¹, die tevens is toegepast bij MER CCS Barendrecht, MER CCS ROAD en MER CCS Porthos. Deze methodiek is voorheen door de commissie voor de m.e.r. beoordeeld als inzichtelijk voor een CCS-project. Suggesties uit de adviezen van de commissie zijn in de aanpak van dit MER meegenomen.

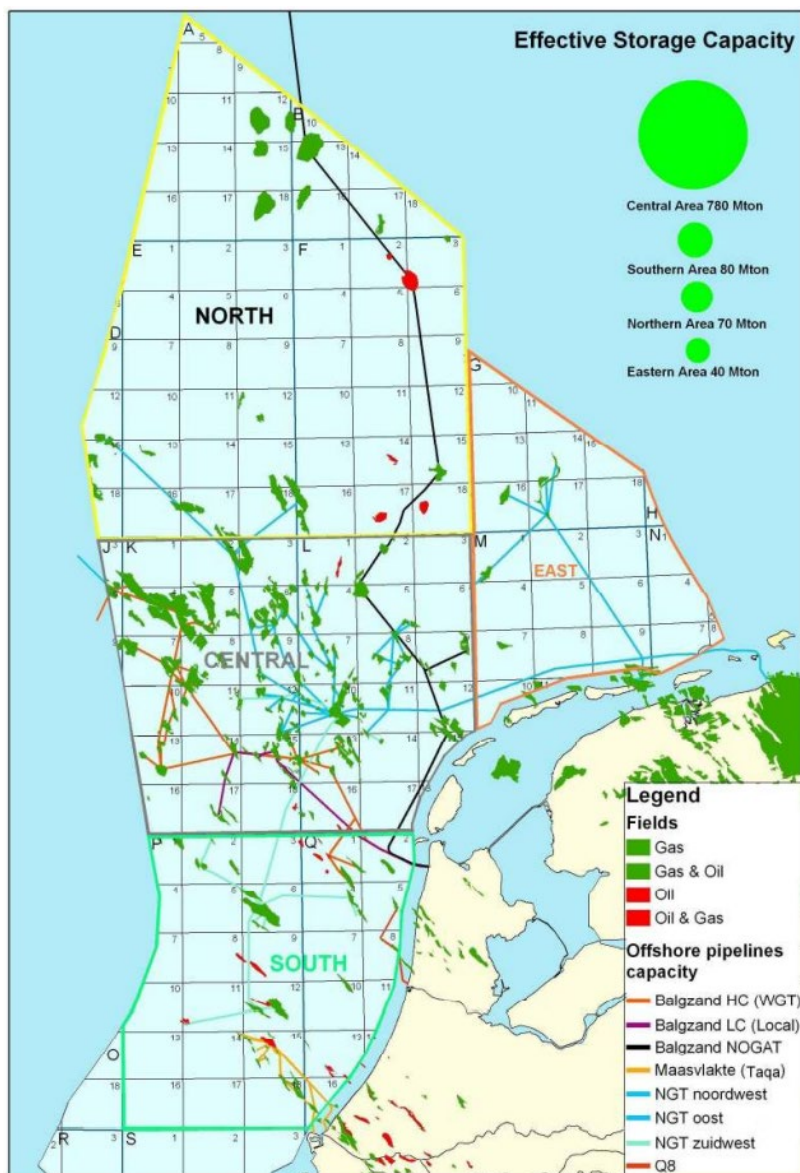
1.2.2 Locatieselectie

Voor het ontwerp van een CO₂ opslagproject zoals in het Aramis initiatief is het van belang dat een nauwkeurige selectie van de opslaglocatie plaatsvindt en dat hierbij de kennis uit eerdere onderzoeken en projecten mee wordt genomen. Hierna volgt een beschrijving van hoe tot de geselecteerde opslaglocaties is gekomen en welke kennis hierbij van toepassing is.

Locatiegeschiktheid

De Nederlandse ervaringen in de olie- en gasindustrie vormen een solide basis voor de uitvoering van CCS in de regio. Er is veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en er is een groot aantal uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. De grootste dichtheid aan beschikbare velden bevindt zich in het centrale deel van de Nederlandse offshore (zie figuur 1.2), ook wel de K- en L-blokken genoemd. Vanwege dit grote opslagpotentieel is de locatie van de Aramis infrastructuur een efficiënte en logische keuze.

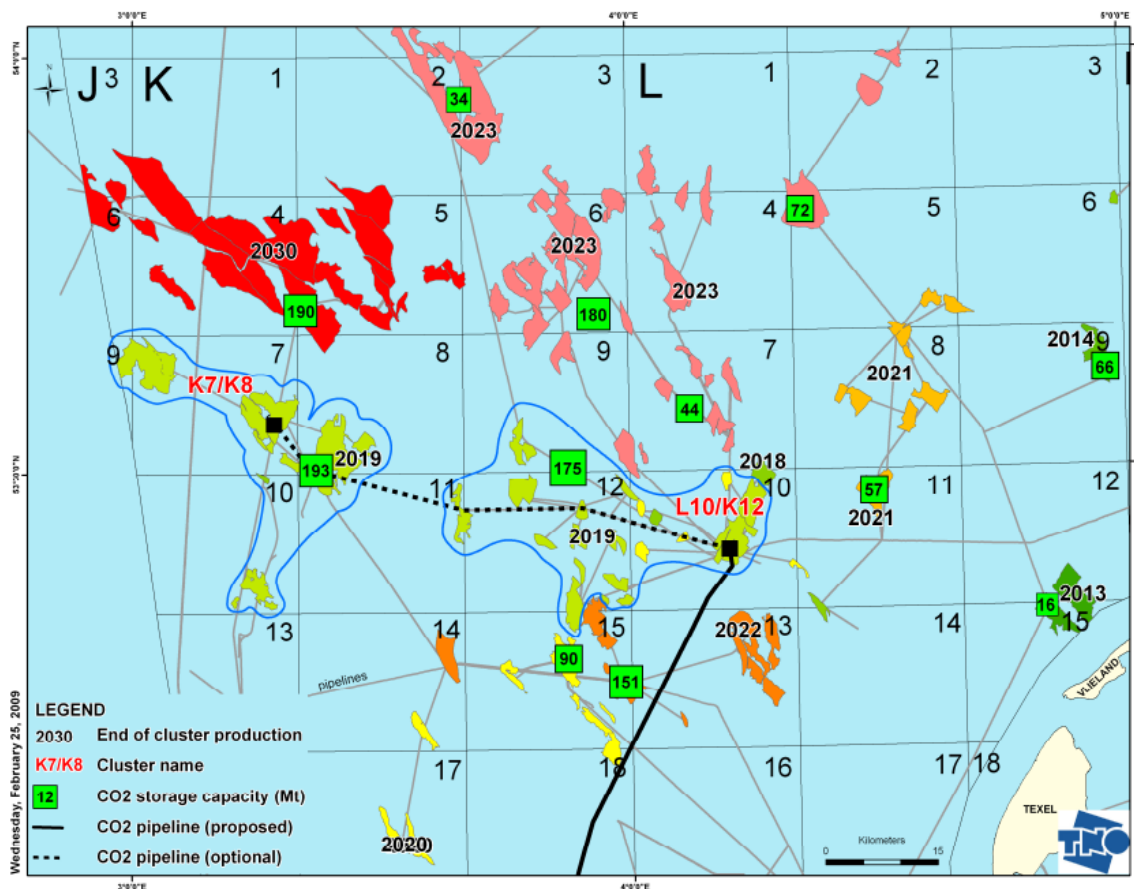
¹ AMESCO-project: Algemene Milieu Effecten Studie CO₂-opslag (2007)



Figuur 1.2: Overzicht van de aanwezige olie- en gasvelden in de Nederlandse offshore²

Dit opslagpotentieel is in detail uitgewerkt in figuur 1.3. Deze kaart geeft een indicatie van het CO₂-opslagpotentieel in lege gasvelden in de K- en L-blokken. Locaties met groot opslagpotentieel zijn hierin zichtbaar in bijvoorbeeld de blokken K6, L10/K12, K7/K8 en K15.

² Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009



Figuur 1.3: Indicatieve kaart van de theoretische CO₂-opslagcapaciteit in de K- en L-blokken³. De jaartallen van de productieafsluiting is variabel afhankelijk van de actuele gasvraag en energietransitie.

Daarbij komt dat er in Nederland een hoge dichtheid aan industriële clusters met een hoge CO₂ uitstoot is, die veelal dicht bij de kust liggen (figuur 1.4). De potentie voor CCS in Nederland is tevens gebleken uit meerdere studies^{4,5,6}. De hoge uitstoot maakt verduurzaming van de industrie tot prioriteit. Echter, een deel bestaat uit moeilijk te verduurzamen industrieën, waarvoor nog geen nieuwe, duurzamere oplossingen beschikbaar zijn. In rapporten van het Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)⁷ en het Internationaal Energieagentschap (IEA) is aangetoond dat voor het realiseren van de decarbonisatie-doelen van deze industrieën de permanente opslag van CO₂ een noodzakelijke (tussen)oplossing is. De afvang en ondergrondse opslag van vrijkomende CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) uit deze industrieën beperkt de hoeveelheid broeikasgassen die in de atmosfeer terecht komt. Het is echter wel van belang dat de geleverde CO₂ aan de randvoorwaarden voor CCS voldoet. De grootschalige inzet van CCS is ook in het huidige regeerakkoord (2022) aangemerkt als belangrijke klimaatmaatregel.

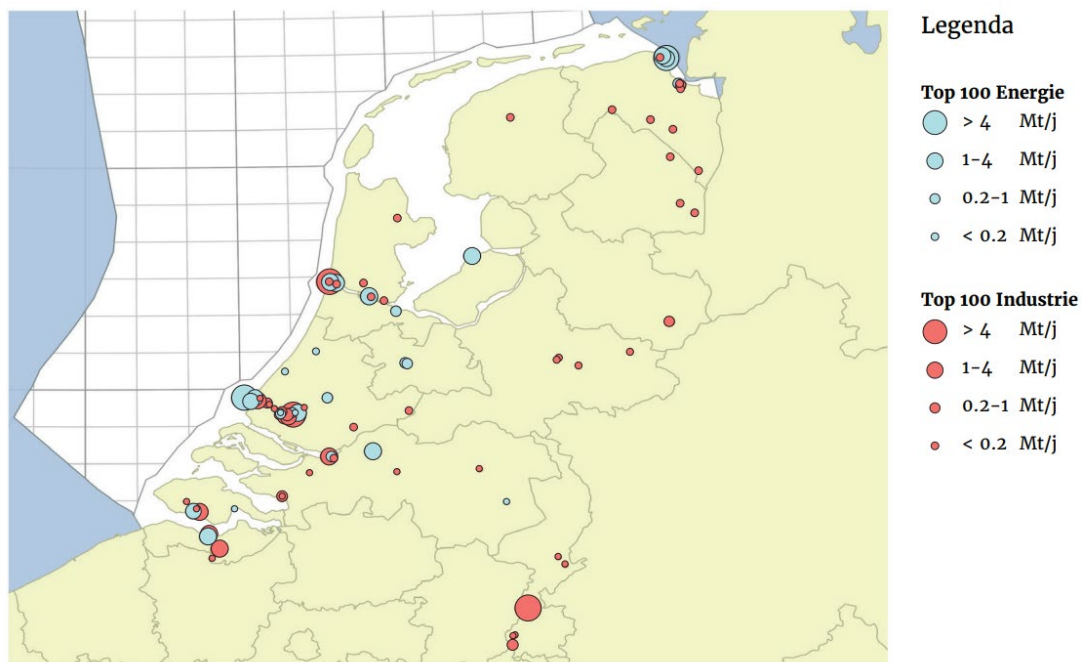
³ Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009

⁴ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

⁵ Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeent, maart 2018.

⁶ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

⁷ IPCC rapportage 2022, Mitigation of Climate Change



Figuur 1.4: ETS locaties met meer dan 100.000 ton CO₂-uitstoot per jaar (blauw voor energie en rood voor industrie) ⁸

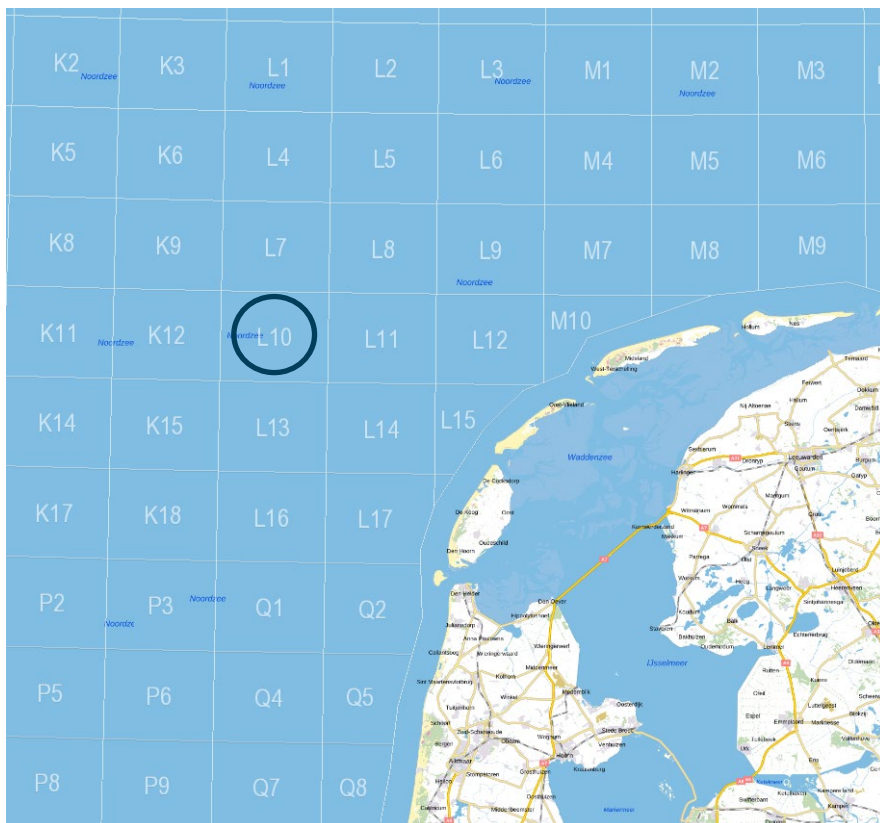
Selectiecriteria

In het Rijksbeleid is beschreven dat CO₂ opslag alleen plaats kan vinden onder zee en niet onder land. Daarom zijn verschillende locaties op zee in kaart gebracht die zouden kunnen worden gebruikt als opslaglocatie voor CO₂. In de voorfase van dit project zijn potentiële opslaglocaties geselecteerd op basis van vijf criteria:

- Gebruik, de voorkeur gaat uit naar een veld waarvan de opslagpartij al gebruiker is.
- Opslagcapaciteit, er moet voldoende capaciteit beschikbaar zijn zodat de CO₂ gedurende een periode van tientallen jaren onder een continue toevoer kan plaatsvinden.
- Beschikbaarheid, de velden moeten tijdig uitgedruceerd en beschikbaar voor opslag zijn.
- Aantal en kwaliteit van verlaten putten in het veld, omdat de aanwezigheid van verlaten putten met lage integriteit het risico op lekkage vergroot.
- Reservoirkwaliteit, omdat het reservoirgesteente de juiste eigenschappen moet hebben voor opslag, zoals injectiviteit en permeabiliteit.

Met inachtneming van deze vijf criteria is Neptune Energy tot de selectie van het gasveld L10-ALBE gekomen (zie figuur 1.3).

⁸ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, door EBN en Gasunie, november 2017



Figuur 1.5. Overzicht ligging veld L10 voor CO₂-opslag

Informatie afkomstig uit eerdere onderzoeken en projecten

Informatie en kennis opgedaan bij eerdere onderzoeken en projecten zijn van waarde in het maken van afgewogen besluiten met betrekking tot CO₂-opslag, omdat de eerder geleerde lessen worden meegenomen in de realisatie van het nieuwe project. Vanuit de wetgeving heerst de verplichting de integriteit van de opslag te garanderen. Bij de recente CCS-projecten CCS ROAD en CCS Porthos is tevens duidelijk geworden dat dit onderwerp speciaal aandacht vraagt. De integriteit moet op de lange termijn gegarandeerd kunnen worden, en is sterk afhankelijk van mogelijke thermische, mechanische of chemische effecten die optreden als gevolg van CO₂-injectie. Er is een methodiek ontwikkeld voor het in beeld brengen van risico's van lekkage en seismische activiteit. De kennis uit voorgaande projecten is ingebracht in het Aramis project.

Door de modellering van de druk en temperatuur in het ondergrondse reservoir en in de putten is het mogelijk om de stroming van het CO₂-gasmengsel van de injectieputten door het reservoir in kaart te brengen. Daarmee wordt een goed inzicht verkregen van de randvoorwaarden voor een veilige opslag van CO₂ in de Nederlandse ondergrond. Hiermee wordt de gewenste injectiestrategie vast- en waar nodig bijgesteld om zo de te verwachten processen goed te sturen en daarmee geassocieerde risico's te beperken.

Voor de vergunningaanvraag zijn de modelstudies gebruikt, conform afstemming met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en haar adviseur Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

1.3 Opbouw van dit deelrapport

Het doel van dit deelrapport is het duidelijk in kaart brengen van de gevolgen en risico's in zowel de diepe ondergrond en de biosfeer als gevolg van de CO₂-opslag. Dit wordt beschreven door middel van de volgende onderdelen:

- De relevante wet- en regelgeving die van toepassing is op projecten in de diepe ondergrond en specifiek CCS-projecten. Dit bevat zowel Nederlandse als internationale wet- en regelgeving (hoofdstuk 2);
- Ervaringen met CCS-projecten in binnen- en buitenland (hoofdstuk 3);
- Een gedetailleerde beschrijving van de ondergrond in het desbetreffende opslagvoorkomen. Dit bevat zowel de gesteenten als de ondergrondse structuren (hoofdstuk 4);
- Plannen, modellen en studies met betrekking tot de opslag van CO₂ in het opslagvoorkomen. Hiermee worden de risico's beschreven en infrastructuur gepland die moet worden aangepast of afgesloten voor de wijziging van gasproductie- naar opslagvoorkomen (hoofdstuk 5);
- Beschrijving van de risico's als gevolg van CO₂-opslag en hoe de monitoring van deze risico's plaatsvindt (hoofdstuk 6 en 7);
- Leemten in kennis en informatie in bovenstaande beschrijvingen (hoofdstuk 8).

1.4 Gehanteerde definities

Omdat er onderscheid wordt gemaakt tussen enkele veelvoorkomende definities in dit rapport, wordt hier uitgegaan van de definities die zijn vastgelegd in de Mijnbouwwet (artikel 1) en de CCS Richtlijn (artikel 3). Dit betreft de definities voor opslagvoorkomen en -complex en voor lekkage en migratie. Daarnaast wordt het onderscheid tussen risico en effect hieronder beschreven. Om de begrippen te verduidelijken worden de volgende definities gehanteerd:

- “lekkage”: het weglekken van CO₂ uit het opslagcomplex.
- “migratie”: de beweging van CO₂ binnen het opslagcomplex.
- “risico”: de kans dat een potentieel gevaar resulteert in een daadwerkelijk incident en de ernst van het letsel of de schade die dit tot gevolg heeft (risico = kans * effect)
- “effect”: een verandering, uitwerking, invloed op de omgeving als direct gevolg van een handeling of project.
- “opslagvoorkomen”: een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag. Volgens de CCS Richtlijn bestaat het opslagvoorkomen uit de volgende drie onderdelen:
 - de geologische formatie waarin CO₂ wordt opgeslagen;
 - de injectieputten, van het puttenhoofd tot de onderkant van de put;
 - de injectiefaciliteit, deze is gelegen aan het oppervlak (een platform).
- “opslagcomplex”: opslagvoorkomen voor CO₂ inclusief de injectieputten, en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan. (In de CCS Richtlijn is hieraan toegevoegd: dat wil zeggen omliggende opslagformaties die CO₂ kunnen gaan bevatten). Dit is een gevolg van migratie en heeft twee mogelijke oorzaken:
 - Effecten van buiten de opslaglocatie, zoals CO₂-opslag in omringende formaties;
 - Effecten vanuit de opslaglocatie zelf, zoals bijvoorbeeld migratie.
- “opslaglocatie”: een omschreven volumegebied binnen een geologische formatie, dat gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO₂ en bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten⁹. Het gedeelte van de opslaglocatie dat zich in de biosfeer bevindt, is tevens m.e.r.-plichtig.

⁹De Mijnbouwwet definieert opslagvoorkomen: een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag

2 Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op zowel de Nederlandse als internationale wetgeving rondom CO₂-opslag. In Nederland is deze regelgeving vormgegeven in de Mijnbouwwet, op Europees niveau is dit middels de CCS Directive en op grotere schaal het OSPAR-verdrag.

2.1 Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet

In de Mijnbouwwet staat dat voor CO₂-opslag in de diepe ondergrond een opslagvergunning noodzakelijk is. Het bevoegd gezag voor de aanvraag van een opslagvergunning is de Minister van Economische Zaken en Klimaat.

De opslagvergunning bestaat o.a. uit vier separate plannen:

- Risicobeheersplan;
- Plan voor corrigerende maatregelen¹⁰;
- Voorlopig plan voor afsluiting;
- Monitoringsplan

Artikel 31b is onder meer relevant voor de aanvraag voor de opslagvergunning voor CO₂-opslag. Deze luidt als volgt:

Artikel 31b - Mijnbouwwet

Een aanvraag om een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ omvat ten minste de volgende onderwerpen:

- a. het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied,
- b. een karakterisering van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex en een beoordeling van de verwachte veiligheid van de opslag,
- c. de technische en financiële mogelijkheden van de aanvrager,
- d. de totale hoeveelheid CO₂ die zal worden opgeslagen,
- e. de toekomstige bronnen van CO₂ en transportmethoden,
- f. de samenstelling van de CO₂-stroom,
- g. de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO₂,
- h. de ligging van het voorkomen waar CO₂ zal worden opgeslagen,
- i. risicobeheer,
- j. monitoring,
- k. afsluiting,
- l. corrigerende maatregelen,
- m. bodembeweging, en
- n. een omschrijving van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden en een bewijs dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk wordt gesteld voordat met de opslag van CO₂ wordt aangevangen.

Na afronding van de CO₂-injectieperiode moet aan de condities worden voldaan die zijn beschreven in artikel 31j.

¹⁰ *Corrigerende maatregelen treden in werking als de meetwaarden buiten de vooraf opgestelde bandbreedte komen. Dit in tegenstelling tot mitigerende maatregelen die vooraf worden genomen om te voorkomen dat een bepaald effect kan optreden of het effect te beperken.*

2.2 Europese regelgeving: CCS Directive

Sinds 2009 is binnen de Europese Unie de CCS Directive geïmplementeerd. Deze implementatie bevat regelgeving voor de toepassingen van CCS binnen de EU en beschrijft bijvoorbeeld benodigde informatie voor de opslagvergunningaanvraag. De invulling en implementatie van deze regelgeving is op enkele punten door individuele landen zelf te bepalen. In Nederland is de CCS Directive opgenomen in de Mijnbouwwet, zoals eerder beschreven in paragraaf 2.1.

2.3 Internationale regelgeving: OSPAR

Het OSPAR Verdrag is opgesteld met het doel bescherming te bieden aan het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan. De bescherming van het mariene milieu wordt gewaarborgd door middel van internationale samenwerking. De doelstellingen van het verdrag luiden als volgt:

- het voorkomen en beëindigen van de verontreiniging van het mariene milieu;
- het beschermen van het zeegebied tegen de nadelige effecten van menselijke activiteiten teneinde de gezondheid van de mens te beschermen en het mariene ecosysteem in stand te houden en, wanneer uitvoerbaar, aangetaste zeegebieden te herstellen.

Het streven is het verkrijgen van een “duurzaam beheer” van het gebied. Dit houdt in "een zodanig beheer van menselijke activiteiten dat het mariene ecosysteem het rechtmatig gebruik van de zee kan blijven dragen en kan blijven voorzien in de behoeften van de huidige en toekomstige generaties".

Om dit duurzame beheer te bereiken moeten enkele principes worden toegepast. Deze zijn:

- het voorzorgsbeginsel (neem preventieve maatregelen als er een redelijk vermoeden is dat er een nadelige impact op het milieu zal zijn);
- het beginsel de vervuiler betaalt;
- de beste beschikbare technieken, beste milieupraktijk en schone technologie aanwenden.

3 Ervaringen met CCS-projecten

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op eerdere ervaringen met CCS in Nederland en internationaal. Eerst wordt ingegaan op de beschikbare ervaringen in Nederland. Vervolgens wordt een overzicht gegeven van internationale CCS-projecten.

3.1 De toepassing van CCS in Nederland

Ondanks de kleine hoeveelheid daadwerkelijk opgeslagen CO₂, lijken de omstandigheden in Nederland heel geschikt voor CCS. Dankzij de olie- en gasindustrie is er veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en zijn er in het offshore gebied veel uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. Daarnaast is er een hoge dichtheid aan industriële clusters waar veel CO₂ wordt geproduceerd, en die veelal dicht bij de kust liggen. Er zijn al meerdere verkennende studies^{11,12,13} uitgevoerd naar de haalbaarheid van CCS-toepassingen in Nederland, waaruit tevens de potentie voor CCS is gebleken. Onderstaand is een overzicht gegeven van eerdere projecten, die van nut zijn voor het Aramis initiatief.

3.1.1 AMESCO-project

Doel van het AMESCO-project (Algemene Milieu Effecten Studie voor CO₂ Opslag) is inzicht geven op de centrale vragen die beantwoord moeten worden in een MER voor een CO₂-opslagproject. Het project heeft geresulteerd in een generieke MER die is gepresenteerd in het AMESCO rapport in 2007 en is voorgelegd aan de commissie voor de m.e.r. Mede door dit project is consensus ontstaan bij een groep van verschillende bevoegde gezagen en initiatiefnemers (zoals het Rijk, provincies en energiebedrijven). De methodiek die in het AMESCO rapport is voorgesteld bestaat uit twee onderdelen:

1. Overzicht van veranderingen in de ondergrond, met mogelijke doorwerking naar de biosfeer;
 - Chemische, mechanische en/of thermische veranderingen, inclusief mogelijke bodemstijging;
 - Beperking gebruik van het reservoir en beperking gebruik omliggende formaties.
2. Overzicht van mogelijke risico's voor de biosfeer als gevolg van lekkage:
 - Detecteren van verschillende migratie- en lekroutes;
 - Toepassing van de bowtie analyse voor de beschreven mogelijke lekroutes.

3.1.2 CCS-Pilot K12-B

Sinds 2004 vond het eerste Nederlandse CO₂-injectie project plaats in het K12-B gasveld. Dit is tevens het eerste project wereldwijd waar gewonnen CO₂ terug geïnjecteerd wordt in een gedepleteerd gasveld. Het aardgas dat uit dit veld werd geproduceerd, bevatte 13% CO₂ en was daarmee niet geschikt voor transport naar land. Initieel werd de CO₂ hier afgeblazen naar de atmosfeer, maar met behulp van de CRUST-subsidieregeling voor energiebesparing en -technieken, werd het CO₂ afgevangen en terug het reservoir ingeleid door middel van een compressorsysteem. In totaal werd hier sinds 2004 ongeveer 0,12 Mton CO₂ geïnjecteerd onder beheer van het toenmalige Gaz de France (later GDF SUEZ en ENGIE en tegenwoordig Neptune Energy).

¹¹ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

¹² Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeent, maart 2018.

¹³ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

3.1.3 CCS Barendrecht: MER

De AMESCO methodiek is na afronding van het project toegepast door Shell voor het CCS Barendrecht project. Dit zou een demonstratieproject voor CCS in een leeg geproduceerd gasveld zijn. Bij de projectlocatie zijn de CO₂ emissie-, afvang- en injectielocatie dicht bij elkaar en vond afvang van CO₂ al plaats (voor afnemers), wat het een geschikte CCS locatie maakte. Het MER voor CCS Barendrecht is in 2008 ingediend en ontving een positief advies van de commissie voor de m.e.r., Het project is uiteindelijk stopgezet omdat de steun vanuit betrokken ministeries werd teruggetrokken wegens weerstand vanuit de lokale bevolking.

3.1.4 ROAD P18: MER

Het ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject) is een CCS demonstratieproject. Het initiatief is in 2009 gestart door de bedrijven E.ON (tegenwoordig Uniper) en Electrabel (tegenwoordig Engie). Hierin werd samengewerkt op het transportonderdeel met GDF SUEZ (tegenwoordig Neptune Energy) en op het opslagonderdeel met TAQA. Voor de opslag werd gekozen voor het leeg geproduceerde gasveld P18, dat onder beheer is van TAQA. Dit veld is gelegen op 20 kilometer van de Nederlandse kustlijn.

Het ROAD demonstratieproject was initieel bedoeld om jaarlijks 1,1 Mton CO₂ op te slaan, en is ontworpen op uitbreiding van het transportnetwerk. De aan te leggen leiding was namelijk in staat 5 Mton per jaar te transporteren onder hoge druk.

Het MER ROAD is ingediend in juni 2011 en goedgekeurd door de commissie voor de m.e.r. Dit MER is ondersteunend geweest in de verleende vergunningen, waarvan de afvang- en opslagvergunningen onherroepelijk zijn.

Na afronding van het MER en de vergunningaanvragen is gebleken dat het CCS ROAD project niet rendabel zou zijn als gevolg van de lage CO₂-prijzen. Hierna is gezocht naar een goedkopere uitvoering.

3.1.5 ROAD Q16-Maas

Het goedkopere alternatief voor het P18-4 opslagvoorkomen werd gevonden in het Q16-Maas veld. Dit is in beheer van Oranje-Nassau Energie B.V. (ONE). Gezien deze locatie slechts enkele kilometers van de kust gelegen is en het vanuit een landlocatie is aangeboord, zijn de transportkosten aanzienlijk lager.

Voor het Q16-Maas gasveld is het voornemen eerst de druk in het reservoir dusdanig te verlagen dat er CO₂-opslagcapaciteit ontstaat. Hiervoor wordt de productiecapaciteit initieel verhoogd door de boring van een tweede put. Zodra er voldoende opslagcapaciteit beschikbaar is, wordt één van de twee putten gewijzigd van productie- naar injectieput.

De bestemde CO₂ bron voor het ROAD project waren de emissies van bestaande kolencentrales uit Rotterdam. Echter zijn met het politieke besluit tot sluiting van de kolencentrales in 2030 de benodigde investeringen niet zinvol geacht en is het ROAD project gestopt. Het MER voor het ROAD Q16-Maas project is nooit voltooid.

3.1.6 CCS Porthos

Het CCS Porthos initiatief heeft het voornemen CO₂ transport te realiseren in de Rotterdamse haven naar een compressorlocatie, vanaf waar het 20 km offshore wordt getransporteerd naar een bestaand platform en wordt opgeslagen in de lege P18-gasvelden.

Voor CCS Porthos worden meerdere CO₂-leveranciers voorzien, die ruim 2 Mton CO₂ per jaar via de verzamelleiding in het havengebied aanleveren aan het compressorstation. De verzamelleiding heeft een grotere capaciteit, tot maximaal 10 Mton CO₂ per jaar. Bij het compressorstation wordt de druk verhoogd van circa 35 bar naar 80 tot 100 bar, voor transport naar het platform P18-A. Hier wordt gebruik gemaakt van aangepaste gasproductieputten, waarmee CO₂ in de velden P18-2, P18-4 en P18-6 wordt geïnjecteerd. De opslagcapaciteit in de P18-velden wordt geraamd op ongeveer 37 Mton, zodat CCS Porthos ruim 15 jaar operationeel kan zijn.

Voor het initiatief zijn de vergunningsaanvragen en het MER in 2020 ingediend. De benodigde vergunningen zijn inmiddels onherroepelijk verklaard.

3.2 Internationale ervaringen

Grofweg wordt bij CCS onderscheid gemaakt tussen vijf toepassingen:

- Ter stimulatie van olie- of gaswinning;
- CO₂-afvang direct bij een winlocatie voor fossiele brandstoffen (zoals bij K12-B);
- CO₂-afvang bij energiecentrales (zoals kolencentrales);
- CO₂-afvang bij de industrie d.m.v. CO₂-afvanginstallaties;
- Voor de productie van blauwe waterstof, waarbij CO₂ vrijkomt als bijproduct.

Het Global CCS Institute meldt in 2021 dat er al 27 CCS-projecten volledig operationeel zijn in een breed scala aan sectoren zoals de cement- en staalindustrie, waterstofproductie en afvang direct uit de lucht. Uit deze internationale projecten kan veel kennis worden opgedaan die nuttig is voor het Aramis initiatief. Er volgt onderstaand een beschrijving van enkele internationale projecten die relevante kennisbronnen zijn.

Gorgon CCS (Australië) – opslag in een aquifer onder land

Het Gorgon project vangt CO₂ af die vrijkomt bij het vloeibaar maken van het aardgas in de Gorgon LNG plant. Sinds 2019 wordt de CO₂ hier afgevangen en getransporteerd, waarna opslag plaatsvindt in een aquifer op 2 kilometer diepte. Dit gebeurt onder Barrow Island door middel van 9 putten verdeeld over drie injectielocaties. Momenteel is het project nog aan het opschalen, maar wanneer het volledig operationeel is bedraagt de opslagcapaciteit 3,4 tot 4 Mton per jaar. Tot op heden (augustus 2019 tot juli 2022) is 6 Mton CO₂ geïnjecteerd, maar de uiteindelijke verwachting is dat ruim 100 Mton CO₂ opgeslagen wordt gedurende een injectieperiode van 40 jaar.

Quest CCS (Canada) – opslag in een aquifer onder land

Het Canadese Quest project slaat CO₂ uit een raffinage-installatie op in een aquifer. De CO₂ bron is de Scotford Upgrader van Shell, waar oliën uit olie-zanden geschikt worden gemaakt voor raffinage. Hier wordt CO₂ uit het proces afgevangen en over een afstand van 65 kilometer getransporteerd naar de opslaglocatie. Dit is een geologische formatie op ruim twee kilometer diepte. Het Quest CCS-project heeft tot eind 2020 cumulatief 6 Mton CO₂ geïnjecteerd.

Sleipner (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het langstlopende opslagproject ter wereld vindt al sinds 1996 plaats in het Sleipner veld. Hier vindt aardgasproductie plaats met 9% CO₂ in het gas. Daarom wordt hier de CO₂ gescheiden van het aardgas door middel van aminen, waarna het wordt opgeslagen in een aquifer. Deze aquifer bestaat uit een ruim 200 meter dikke zandsteenpakket waarin naar verwachting de opslag van 600 Mton CO₂ plaats kan vinden. Na ruim 25 jaar van opslag is gebleken uit seismische data dat geen lekkage plaatsvindt naar bovenliggende lagen.

In ontwikkeling: Acorn Project (Schotland) – opslag in een leeg gasveld onder zee

Het Acorn Project heeft de ambitie CO₂ af te vangen bij de St Fergus gas terminal in Schotland. Bij deze terminal komt 35% van het gas uit het Verenigd Koninkrijk aan land en wordt gedistribueerd via een divers stelsel van pijpleidingen.

Ambitie van het project is om het gas dat bij de St Fergus terminal aanlandt, in de toekomst om te vormen naar waterstof. Deze waterstof wordt dan gemengd met aardgas en gezamenlijk wordt dit landinwaarts getransporteerd om zo de CO₂ emissies te verlagen. Dit begint met een mix van 2% waterstof en kan oplopen tot 20% waterstof. Het transport van de afgevangen CO₂ vindt plaats middels de Goldeneye pijpleiding en vervoert de CO₂ 100 km offshore naar de Acorn CO₂ storage site.

De initiële injectiecapaciteit van het project wordt ongeveer 0,8 Mton CO₂ per jaar, maar de totale transportcapaciteit van de Goldeneye pijpleiding is 5 Mton per jaar. Andere opslagvelden zouden daarmee aan kunnen sluiten op de Goldeneye pijpleiding.

De opslagcapaciteit van de Acorn CO₂ storage site is verwacht op 30 Mton CO₂. Opslag vindt plaats in zandsteen gesteente dat voorheen in gebruik is geweest als aardgas productieveld. Hiermee is de geschiktheid van de permeabiliteit, het dynamische gedrag van het reservoir en de integriteit van het afsluitende gesteente bewezen. Ook zijn de verlaten putten dusdanig goed afgesloten dat het risico op lekkage klein is.

In ontwikkeling: Northern Lights (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het Noorse Northern Lights project is een open CO₂-transport en -opslag systeem waarbij bedrijven CO₂ aanleveren op de verzamelterminal, waar het op druk gebracht wordt en vanaf waar het 100 km door het Oslo fjord en verder offshore wordt gebracht en daar in een aquifer wordt opgeslagen. Het Northern Lights consortium bestaat uit Equinor, Shell en Total.

Het doel voor het Northern Lights project is jaarlijks 1.5 Mton CO₂ op te slaan. Hiervan is 0.8 Mton gereserveerd voor de cementfabriek Norcem en voor de afvalenergiecentrale Fortum Oslo Varme, de rest van deze capaciteit wordt naar verwachting door Yara Nederland in Sluiskil (stikstofhoudende kunstmest en industriële chemicaliën) gevuld. Ambitie is de opslagcapaciteit op te schalen wanneer de vraag vanuit Europa groeit.

3.3 Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten

De ervaringen uit Nederlandse en internationale CCS-projecten hebben geleid tot waardevolle bevindingen over de ondergrondse opslag van CO₂. Deze bevindingen helpen het initiatief technisch gezien te optimaliseren, maar ook met milieurisico's en het betrekken van de lokale bevolking.

In de Nederlandse CCS-projecten wordt gewerkt aan de opslag van CO₂ in lege gasvelden. Er zijn nog geen Nederlandse projecten operationeel, maar ook uit onvoltooide projecten zijn veel lessen geleerd over de aandachtspunten en mogelijke obstakels. Bij CCS Barendrecht betreft dit de zorgen en het actief betrekken van lokale bevolking en uit het ROAD project de kosteneffectiviteit en benodigde projectfinanciering. In het kader van het AMESCO project zijn uitgebreide studies uitgevoerd over de mogelijke milieueffecten als gevolg van de ondergrondse opslag van CO₂. Deze studies staan tot op heden aan de basis van Nederlandse CCS-projecten.

Het Nederlandse CCS pilot project K12-B is het eerste project wereldwijd waar meegeproduceerd CO₂ terug geïnjecteerd werd in het gasveld. In dit project werd de CO₂-injectie nauwkeurig gemonitord en zijn

daarom waardevolle ervaringen opgedaan voor de injectiestrategie en uitdagingen bij de injectie van CO₂. Dit is bijvoorbeeld belangrijk voor de optredende faseovergangen en temperatuurverschillen.

De meeste internationale CCS-projecten werken met de opslag van CO₂ in aquifers. De opslag in aquifers verschilt aanzienlijk van de opslag in lege gasvelden, omdat lege gasvelden een veel lagere druk hebben dan aquifers. Bovendien hebben gasvelden al bewezen gasdicht te zijn over geologische tijdschalen. Door de putten geboord in gasvelden voor productie is er doorgaans al veel meer bekend over gasvelden dan over aquifers. In beide gevallen blijft een goede karakterisering van het opslagvoorkomen en van het afsluitende gesteente noodzakelijk.

In het Gorgon CCS-project wordt seismiciteit geobserveerd als gevolg van de CO₂-injectie. De bevindingen uit dit project zijn daarom van belang voor andere CCS-projecten, omdat geïnduceerde seismiciteit te allen tijde vermeden dient te worden.

In het Sleipner veld vindt al bijna 30 jaar CO₂ injectie plaats op grote schaal. Ondanks dat dit opslag in een aquifer betreft, is de lange termijn ervaring van dit project waardevol. Uit seismische data is gebleken dat er gedurende deze opslagperiode geen lekkage plaats heeft gevonden bij dit project.

Ervaringen uit in werking zijnde CCS-projecten kunnen een waardevolle bijdrage leveren voor de realisatie van toekomstige projecten. Data met betrekking tot de werking van CO₂-injectieputten en hun integriteit kunnen bijvoorbeeld bijdragen aan het toekomstige putontwerp, en geologische data over thermisch scheurvorming en de reactivatie van breuken kunnen leiden tot een verfijnde injectiestrategie. Momenteel is nog maar weinig publieke data beschikbaar over de in werking zijnde CCS-projecten. Dit maakt dat de lessen die geleerd zijn uit andere CCS-projecten beperkt zijn. In de toekomst zouden de projectresultaten van het Aramis project elders van grote waarde zijn voor de realisatie van nieuwe projecten.

4 Geologische opbouw en gaswinning gasveld L10-ALBE

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de opbouw van de ondergrond, het reservoir en de productie die heeft plaatsgevonden uit het reservoir in de afgelopen decennia. Hierbij wordt de reservoirkennis beschreven die is opgedaan gedurende de periode van gaswinning.

Het L10-ALBE veld vormt een geschikt reservoir voor de opslag van CO₂ door de geologische eigenschappen van het veld. Het L10-ALBE veld is vrijwel leeg geproduceerd en heeft naar verwachting een goede injectiviteit en voldoende opslagcapaciteit voor de opslag van CO₂. Het gasveld is daarnaast goed afgesloten waardoor geen CO₂ kan ontsnappen naar buiten het opslagcomplex. De afsluiting van het veld wordt gevormd door (in de verticale richting) een afsluitend gesteente met afdichtende eigenschappen, en (in de laterale richting) breukzones die afsluitend gesteente lateraal tegen het reservoir plaatsen. Deze verticale en laterale afdichtingen maken CO₂-migratie naar buiten het opslagcomplex niet mogelijk.

Dit hoofdstuk beschrijft de geologische lagen in de omgeving en hun eigenschappen die betrekking hebben op de opslag van CO₂. Er volgt een korte omschrijving van de winningsgeschiedenis en aanwezige infrastructuur.

4.1 Opbouw van de ondergrond

Het petroleum systeem bestaat uit een brongesteente, de gasvoorkomens en het afsluitende gesteente. In het brongesteente werd het gas gevormd uit kolenlagen waar de temperatuur en druk dusdanig hoog zijn dat methaangas gevormd werd. Deze gasvoorkomens worden vastgehouden in gesteenten onder een afsluitend gesteente, waardoor verdere opwaartse migratie onmogelijk is.

Brongesteente

Het aardgas dat aanwezig is in L10-ALBE is afkomstig uit de steenkoollagen van het Carboon. Door de complexiteit van de geologische geschiedenis in het gebied is het niet geheel bekend wanneer de condities van de koollagen juist waren voor de vorming van gas en wanneer de migratie van het gas naar de reservoirstructuren heeft plaatsgevonden.

Reservoirgesteente

Boven het Carboon gesteente zijn zandsteenformaties aanwezig die geschikt zijn als reservoirgesteente door de gesteente eigenschappen en de ligging direct boven het brongesteente. Hierdoor kon het gas eenvoudig een weg vinden naar het reservoirgesteente. Het reservoirgesteente bestaat uit het zandsteen van de Slochteren Formatie, wat de producerende formatie is voor alle velden in het Centraal Offshore Platform (COP). In het zuiden van het COP, zoals in veld L10-ALBE, omvat dit het Boven- en Onder-Slochteren reservoir, gescheiden door alternaties van kleistenen van het Ameland Laagpakket. Het overgrote gedeelte van de gasproductie in de L10 velden heeft plaatsgevonden uit het Boven-Slochteren Laagpakket. Het Onder-Slochteren Laagpakket ligt grotendeels onder het gas-water contact.

Afsluitend gesteente

De formaties boven op het reservoirgesteente in L10-ALBE hebben beiden uitstekende afsluitende eigenschappen wat bewezen is door het feit dat deze gedurende miljoenen jaren het aardgas effectief ingesloten hebben. Het afsluitende gesteente bestaat uit het kleistenen Ten Boer Laagpakket, de evaporieten (voornamelijk steenzout) van de Zechstein Groep en kleistenen van de Onder-Bontzandsteen Groep. Van deze drie gesteenten is het afdichtende vermogen van de Zechstein Groep van de hoogste kwaliteit en deze varieert in dikte van 83 tot 3216 meter binnen het L10-ALBE gebied. Dit gesteente vormt dan ook de primaire afsluiting, waar de Ten Boer en Onder-Bontzandsteen gesteenten additionele afsluitende lagen zijn. De minimale dikte van het afsluitende gesteente in L10-ALBE is 265 meter.

Het gas in het reservoir wordt vastgehouden in zogeheten structurele "traps". Extensie van het gebied heeft geleid tot de vorming afschuivende blokken en slenken (lagen) in de gesteenten onder de Zechstein Formatie.

Het gas, dat lichter is dan water, migreert naar de hoger gelegen delen waar het tegengehouden wordt door het afsluitende gesteente. Aan de zijanten wordt het gas tegengehouden bij breuken, waarlangs de kleisteen en evaporieten van de afsluitende gesteenten (in de afschuivende blokken) direct naast het reservoirgesteente (in de opschuivende blokken) is verplaatst.

Overburden (bovenliggende lagen)

Boven de afsluitende gesteenten bevinden zich dikke kleipakketten die worden afgewisseld met zandsteen- en kalklagen. Dit zijn afzettingen uit het Trias, Krijt en Tertiair. Het geheel van afzettingen boven de reservoirs tot aan het maaiveld wordt ook wel aangeduid als de overburden.

In hoofdstuk 5.1 wordt nader ingegaan op deze bovenliggende lagen en de mate waarin hiermee migratie of lekkage van CO₂ uit de reservoirs wordt voorkomen.

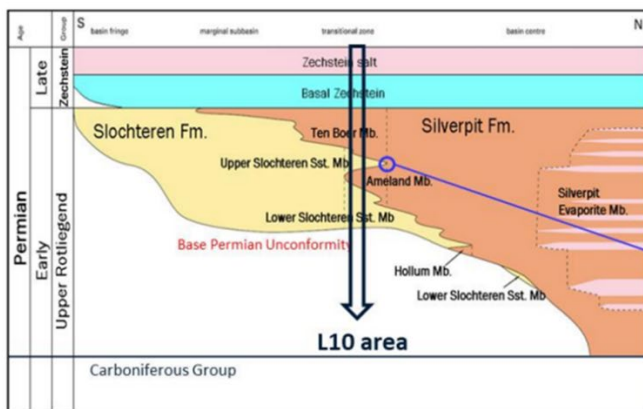
Toetsing ondiepe gasvoorkomens

De diepe ondergrond is in beeld gebracht aan de hand van 3D seismische profielen. Deze kunnen aanwijzingen geven dat er gas aanwezig is in gesteentelagen. Vooral accumulaties van gas boven het Zechstein zout kunnen over het algemeen waargenomen worden. Hierbij geldt als grove vuistregel, hoe ondieper het gas, hoe beter het gedetecteerd kan worden met seismiek. Expressies van accumulaties van gas in de ondiepere ondergrond leiden vooral tot een zeer sterk seismisch signaal ten opzichte van het signaal op dezelfde dieptes waar geen gas zit. Expressies van migratie van gas op seismiek bestaan vooral uit verstoringen in de seismische reflecties. Al dergelijke aanwijzingen worden ook wel seismische anomalieën genoemd. Op veel plaatsen in Nederland, zowel op land als onder de zeebodem, worden anomalieën in ondiepe gesteentelagen aangetroffen. Dit kan wijzen op zogenaamd in-situ gas, dat gevormd kan zijn door bacteriën (moerasgas is hiervan een voorbeeld), maar kan ook afkomstig zijn uit de dieper gelegen lagen en naar boven zijn gemigreerd.

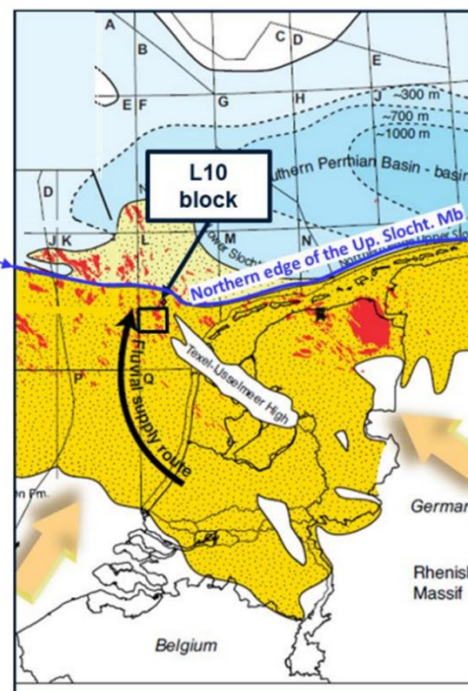
De seismiek over L10-ALBE opslagcomplex laat nergens dergelijke seismische anomalieën zien boven de Zechstein groep. Dit is bevestigd door de boringen, waarbij nergens gas is aangetroffen in ondiepere lagen. De afwezigheid van anomalieën die duiden op gasvoorkomens boven het reservoirgesteente toont aan hoe sterk afdichtend de afsluitende gesteenten zijn. Deze afwezigheid in combinatie met het grote aantal velden in reservoirs gelegen onder de afsluitende gesteenten toont aan dat geen significante gasmigratie door de afsluitende gesteenten heeft plaatsgevonden. Hierdoor zijn de afsluitende eigenschappen geschikt voor de opslag van gassen in het onderliggende reservoir.

4.2 Geologische opbouw

Het L10-ALBE reservoir bevindt zich op ongeveer 3.800 meter diepte in geologische formaties die bestaan uit fluviatiele en eolische zandstenen en deel uitmaken van de Boven-Rotliegend Groep. Deze lithostratigrafische eenheid is afgezet ten tijde van het Perm, circa 250 miljoen jaar geleden. Dit reservoirgesteente behoort tot de Slochteren Formatie, die is afgewisseld met kleisteen van het Ten Boer Laagpakket en het Ameland Laagpakket en wordt afgesloten door het Zechstein. Het reservoir maakt deel uit van het Centrale Offshore Platform.



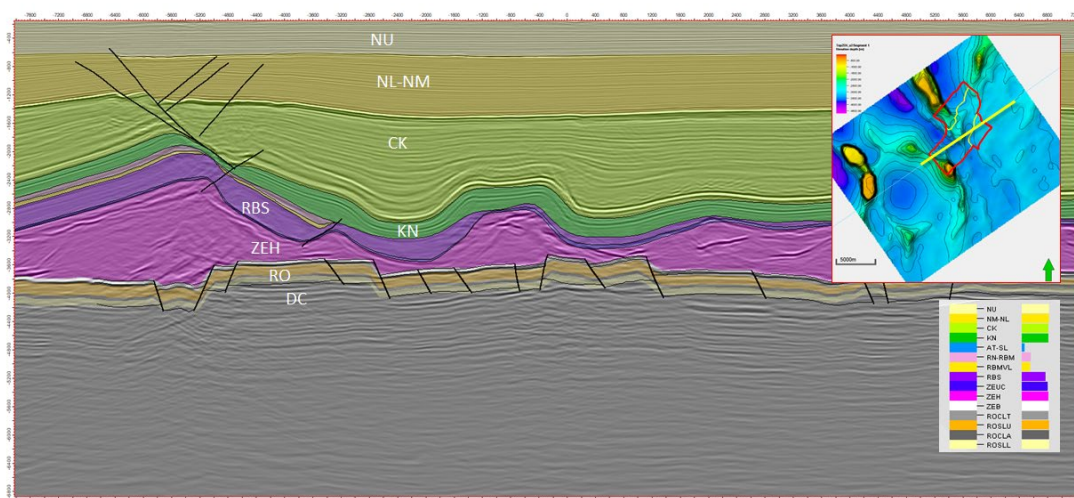
Modified after Adrichem Boogaert & Kouwe (1997)



Modified after Van den Belt (2011)

Figuur 4.1: A) Schematische doorsnede van zuid naar noord door het Nederlandse deel van het Zuidelijke Permische Bekken. Te zien is dat door de tijd heen de noordelijke grens van de Rotliegend zandafzettingen fluctueert. B) Kaart van het depositionele afzettingsmilieu van de Rotliegend zanden, waarbij de meest noordelijke grens van het Rotliegend reservoir aangeduid is met de blauwe lijn.

Figuur 4.1 A geeft een Noord-Zuid geologische doorsnede weer van de structuren in de ondergrond en de locatie van L10-ALBE. Figuur 4.1 B toont de locatie van het L10 blok binnen het afzettingsmilieu van de Rotliegend zanden, waar het reservoirgesteente onderdeel van is. In deze figuur is zichtbaar hoe het L10 blok is gelegen langs de meest noordelijke grens van de Rotliegend afzetting.



Figuur 4.2 Seismische doorsnede van de ondergrond in L10-ALBE waarbij de verschillende stratigrafische groepen geannoteerd zijn en een kleur dragen zoals aangegeven in de legenda. De kaart laat de locatie van de doorsnede zien ten opzichte van de diepte kaart van top van het Zechstein gesteente.

Het L10-ALBE reservoir bevindt zich in een regio die geologisch wordt aangeduid als het Centrale Offshore Platform. De structuur van L10-ALBE is weergegeven in figuur 4.2 en de bodemopbouw (lithostratigrafie) van het Centrale Offshore Platform ter hoogte van L10 in tabel 4.1. De opeenvolging van lagen wordt onderverdeeld op hun ouderdom, met de jongste (ondiepste) lagen als eerste en de oudste (diepste) lagen als laatste.

Dit overzicht is gebaseerd op informatie van het Nederlands Olie- en Gasportaal¹⁴, waarin de geologische opbouw in Nederland en de Nederlandse offshore gebieden in detail is uitgewerkt. De uitgebreide beschikbaarheid van publieke informatie over de Nederlandse ondergrond is afkomstig uit de olie- en gasector en van groot belang voor de realisatie van andere projecten in de diepe ondergrond, zoals de opslag van CO₂.

Tabel 4.1. Beknopt overzicht van de ondergrondopbouw van L10.

Tijdperk	Onderkant	Bovenkant	Beschrijving
Tertiair	500 – 1.500 m	-30 m onder zeeniveau	Het Tertiair bestaat uit zanden en kleien van de <i>Noordzee Supergroep</i> . De Onder en Boven Noordzee Groepen bevatten voornamelijk kleien die zijn afgezet in een marien milieu. Ze bevatten tevens sporadisch dunne zandlaagjes.
Krijt	500 – 3.300 m	500 – 1.500 m	De formaties in het Krijt bevatten mergelachtige kalken aan de top en kleien naar de basis toe, voornamelijk van de <i>Vlieland Kleisteen Formatie</i> en de <i>Holland Formatie</i> .
Trias	500 – 3.400 m	500 – 3.300 m	De afzettingen uit de Trias bevinden zich direct boven de afsluitende gesteentes van de Zechstein groep van de L10 reservoirs en bestaan hier uit het <i>Onder-Bontzandsteen Subgroep</i> en gedeeltelijk (in het westen) het <i>Onder-Volpriehausen Zandsteen</i> laagpakket, een zandsteenlaag die elders in Nederland in gebruik is als gasreservoir. De ondiepere lagen van het Trias zijn in het L10 gebied niet behouden gebleven (zogenaamde discordantie) en komen

¹⁴ TNO & Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). (n.d.). Nederlandse Olie- en Gasportaal. NLOG. Retrieved July 5, 2022, from <https://www.nlog.nl/>

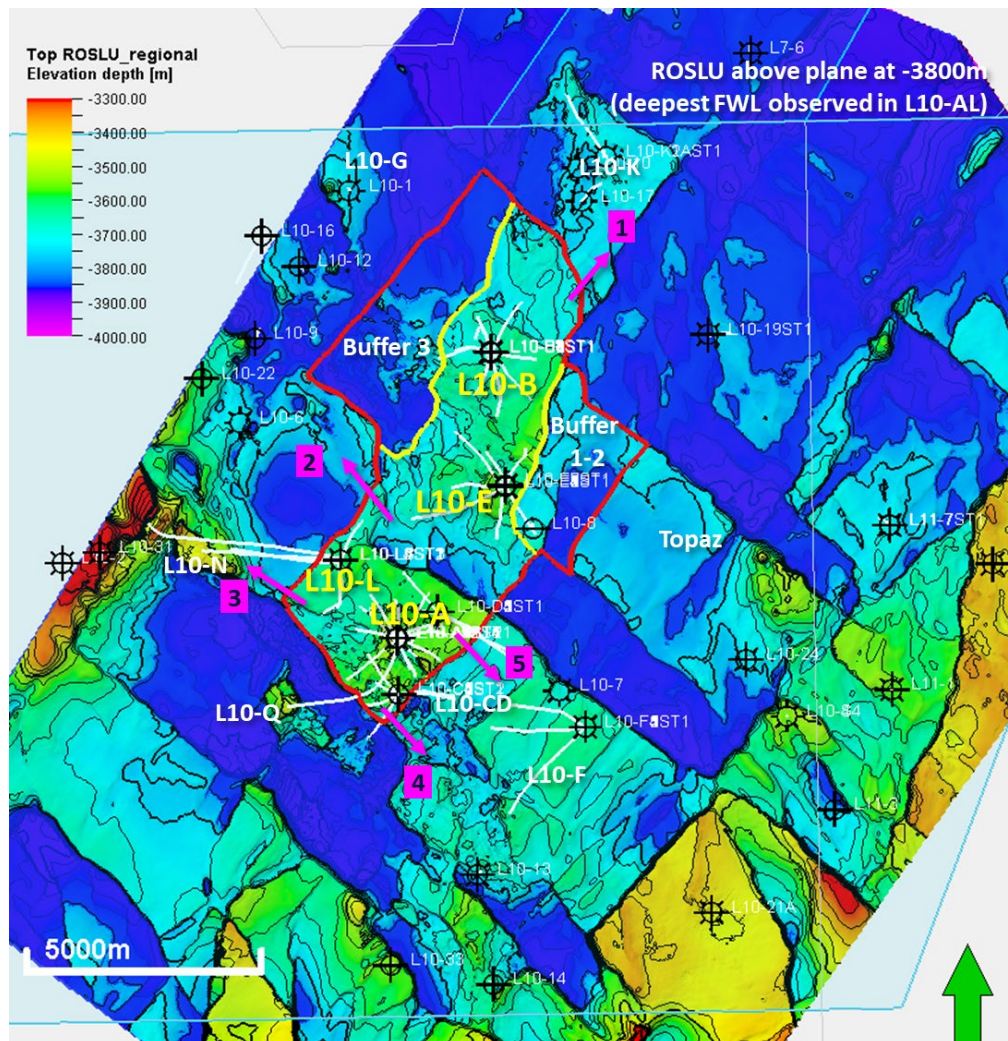
Tijdperk	Onderkant	Bovenkant	Beschrijving
			hier derhalve niet voor. Het onderste deel van het Trias, de <i>Onder-Bontzandsteen Subgroep</i> , is wel over het gehele L10 gebied aanwezig (m.u.v. de zoutdome) en bestaat uit kleisteen met goede afdichtende eigenschappen.
Perm	500 – 4.000	500 – 3.400 m	In het Perm zijn twee formaties met geschikte afdekkende eigenschappen. De bovenste afdekkende laag is de <i>Zechstein Groep</i> , bestaande uit een opeenvolging van evaporieten en carbonaten van 250 – 3.150 m dik, waarbij de dikste voorkomens ontstaan zijn door zogeheten zout diapieren. De onderste afdekkende laag is het Ten Boer Laagpakket, die bestaat uit klei- en siltstenen en een dikte heeft een dikte van 20 – 60 m. Deze neemt af in dikte van het noorden naar het zuiden. Het volgende pakket bestaat overwegend uit zandsteen van het <i>Slochteren Formatie</i> . Dit gesteente heeft een gemiddelde dikte van 300 m in het L10 reservoir en bestaat voornamelijk uit zandstenen, welke worden afgewisseld met kleisteen alternaties van het <i>Ameland Laagpakket</i> .
Carboon	n.a.	3.500 – 4.000 m	De top van het Carboon werd aangetroffen op een diepte van 3.500 – 4.000 m.

4.3 Aanwezige breukzones

Het relevante gasreservoir is deel van een horsten en slenken systeem en wordt gescheiden van omliggende reservoirs door breuken. Aan de hand van lokale seismiek en boringen is een goed beeld verkregen van de ligging en de aard van de aanwezige breuken.

Het al dan niet afdichtende karakter van deze randbreuken kan inzichtelijk gemaakt worden door het vergelijken van drukmetingen in het reservoir gedurende gasproductie. Deze metingen kunnen gebruikt worden om simulatie modellen te kalibreren, die vervolgens worden gebruikt om te voorspellen hoe CO₂ zich in het reservoir verspreidt en gedraagt.

Het opslagcomplex van L10-ALBE wordt begrensd door normale breuken (afschuivingsbreuken) en wordt hierdoor gescheiden van de naastgelegen zones. Hierdoor ligt het L10-ALBE Boven-Slochteren reservoir over het algemeen tegen deklagen van de Zechstein of het Ten Boer Laagpakket in het slenk blok aan. Dit vormt zo de zijdelingse/laterale afsluiting van het veld en het CO₂ opslagcomplex. Om dit goed in beeld te brengen is de diepte van de bovenkant van het reservoirgesteente weergegeven in figuur 4.3. In deze figuur is duidelijk zichtbaar hoe het opslagvoorkomen L10-ALBE ondieper gelegen is dan de omliggende gesteenten.



Figuur 4.3: Opslagvoorkomen en opslagcomplex (rode omlijning) begrensd door randbreuken weergegeven op de dieptekaart van de bovenkant van het Boven-Slochteren reservoirgesteente (in meters)

De laterale begrenzing van L10-ALBE betreft veelal scharende normale breuken met een NW-ZO, NO-ZW, of N-Z oriëntatie, gevormd als gevolg van extensionele deformatie. De mate van verticale breukverzet is daardoor sterk variërend en is het grootst voor NW-ZO georiënteerde breuken. Deze breuken zijn tevens afdichtend. Reactivatie tijdens Alpiene deformatie heeft voornamelijk opgetreden in de NO-ZW en N-Z georiënteerde breuken. De NO-ZW georiënteerde breuken zijn veelal afdichtend als gevolg van cataclase. De N-Z georiënteerde breuken zijn daarentegen minder afdichtend.

4.3.1 Mogelijke communicatie langs de randbreuken

De uiterste grenzen van het opslagcomplex worden gevormd door randbreuken. Langs geen van de randbreuken is communicatie geobserveerd tijdens de gaswinningsperiode, wat een teken is van goede afdichtende eigenschappen van de randbreuken.

De randbreuken van L10-ALBE waarvoor migratie nader bestudeerd is, zijn in figuur 4.4 geïdentificeerd met de roze genummerde pijlen. Deze figuur toont daarnaast bufferzones binnen het opslagvoorkomen, waar weinig tot geen CO₂ verwacht wordt.

De vijf breukzones die nader bestudeerd zijn vormen een potentieel lekkagerisico als gedurende de CO₂ injectie de druk in het reservoir weer gaat toenemen. Dit omdat er zones in de breuk zijn waar Slochteren zandsteen aan weerszijde van de breuk met elkaar in contact staat.

Noordelijke randbreuk

De randbreuk in het noorden grenst aan het verlaten gasveld L10-K. Deze breukzone plaatst Boven-Slochteren van L10-ALBE tegen Boven-Slochteren van L10-K. Deze reservoirs hebben 25 meter verschil in gas-water contact. De productieputten van L10-ALBE en L10-K laten geen communicatie zien. De randbreuk van L10-ALBE heeft reeds een drukverschil van 250 bar weerstaan tussen beide velden.

Centrale westelijke randbreuk

De centrale westelijke randbreuk (L10ALBE-W ter hoogte van BE7 in figuur 4.4) plaatst Boven-Slochteren aan weerszijden tegen elkaar boven het gas-water contact. Het gas-water contact heeft een diepteverschil van 45 tot 75 meter langs de breuk. Het BE7 compartiment is geïsoleerd gebleken tijdens de gasproductiefase. Dit toont aan dat de breuk van afdichtende kwaliteit is. Deze NO-ZW georiënteerde breuk staat in de richting van de minimale horizontale stress en is onderdeel van de bekende cataclase-trend in deze regio.

Zuidwestelijke randbreuk

De zuidkant van de L10ALBE-W randbreuk scheidt L10-ALBE van het L10-N gasveld ten westen. Deze breuk plaatst Onder-Slochteren van L10-ALBE tegen Boven-Slochteren van L10-N. Daarnaast ligt het gas-water contact 85 meter ondieper in L10-N. Communicatie langs deze breuk is uitgesloten, omdat originele drukken in L10-N zijn aangetroffen meer dan 30 jaar na productie van L10-ALBE.

Centrale oostelijke randbreuk

De L10ALBE-E randbreuk (zie figuur 4.4) bij het L10-AL1 compartiment plaatst Onder-Slochteren in L10-ALBE tegen Boven-Slochteren in het aangelegen L10-CD blok, boven het initiële gas-water contact. De putten laten een gas-water contact diepteverschil van 50 meter zien over de breuk. Door dit grote verzet is het waarschijnlijk dat naast cataclase ook de 'shale-gouge-ratio' op het breukvlak is toegenomen door de beweging langs de breuk. Dit heeft een negatief effect op de doorlatendheid van de breuk, wat is bevestigd door de putresultaten die laten zien dat geen communicatie heeft plaatsgevonden tussen L10-CD en L10-ALBE.

Zuidoostelijke randbreuk

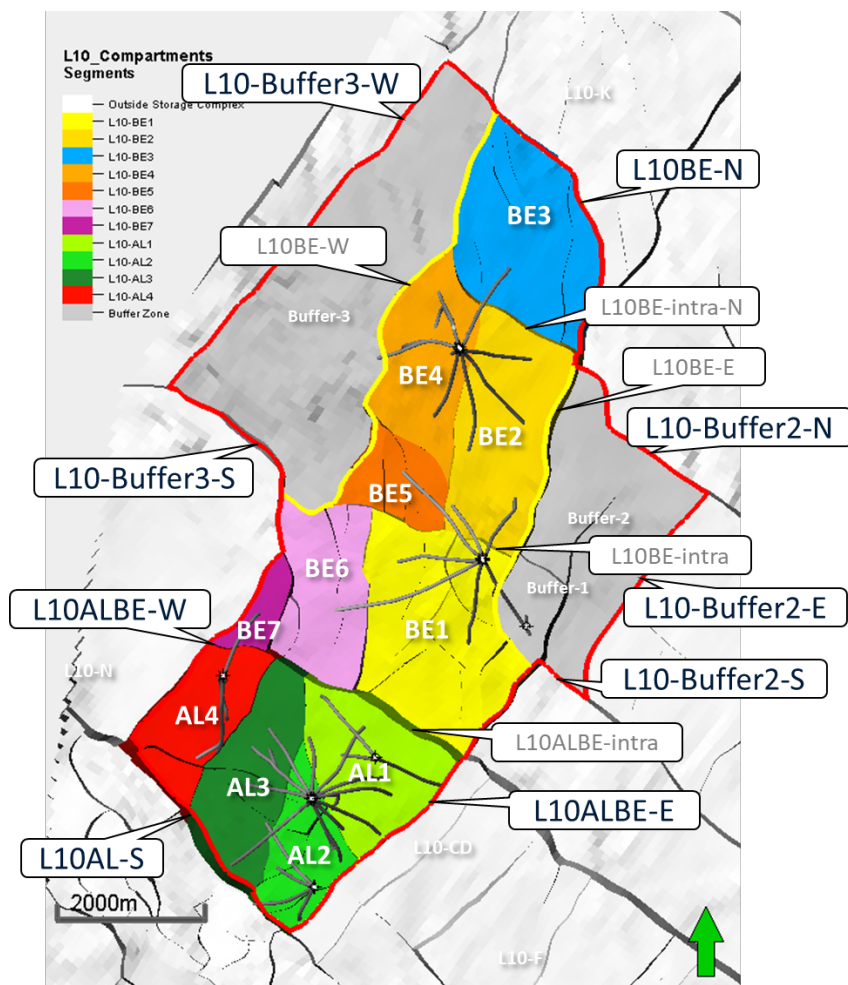
Ter hoogte van het compartiment L10-AL2 (zie randbreuk L10ALBE-E in figuur 4.4) wordt Boven-Slochteren naast Boven-Slochteren van het L10-CD blok geplaatst. Hier bevindt zich tevens een zout diapier boven het reservoirgesteente, wat maakt dat de seismiek van slechte kwaliteit is en de diepten niet met zekerheid te interpreteren zijn. Echter hebben de putten, zoals eerder vermeld, in het L10-CD blok aangetoond dat er geen communicatie is met L10-ALBE. De NO-ZW georiënteerde breuk staat in de richting van de minimale horizontale stress en is onderdeel van de regionale cataclase trend.

4.3.2 Bufferzones

Aan de noordwest- en oostzijde binnen het voorkomen zijn er bufferzones aanwezig. Deze bufferzones zijn gescheiden van andere compartimenten middels breuken, waarlangs communicatie tijdens de gaswinningsfase beperkt is gebleken. De noordwest strekkende randbreuk van de noordwestelijke bufferzone (L10-Buffer3-W in figuur 4.4) is mogelijk niet geheel afdichtend. De overige randbreuken van deze bufferzone zijn van goede afdichtende kwaliteit. De randbreuken van de oostelijke bufferzone zijn afdichtend (L10-Buffer2-N in figuur 4.4).

De drie sets aan breuken met verschillende oriëntaties en afdichteigenschappen binnen het opslagcomplex veroorzaakt het vormen van compartimenten in het reservoir. De compartimenten worden

gedefinieerd door een verschil in druk en de beperkte druk communicatie langs intra-reservoirbreuken. Twee hoofdcompartimenten worden onderscheiden, namelijk de L10-AL (zuidelijk deel) en L10-BE (noordelijk deel), gescheiden door de L10ALBE-intra breuk en staan niet met elkaar in communicatie. Daarnaast bestaan er kleinere compartimenten met beperkte communicatie, weergegeven in figuur 4.4 met verschillende kleuren.



Figuur 4.4: Compartimenten in het L10-ALBE opslagcomplex, randzones en de geboorde putten.

4.3.3 Actieve breuken tijdens gaswinning

De productie van gas en de daarmee geïnduceerde drukverlaging in het reservoir kan leiden tot de reactivatie van bestaande breuken. De kleine breukbewegingen die hierbij plaats vinden, kunnen resulteren in aardbevingen. Deze aardbevingen worden in Nederland geregistreerd door het KNMI.

Er zijn slechts enkele aardbevingen waargenomen door het KNMI in het Nederlandse offshore gebied. De seismische meetstations van het KNMI kunnen trillingen meten met een magnitude groter dan 2,5 (voor offshore) op de schaal van Richter en mogelijk kleinere trillingen¹⁵. Daarom is het mogelijk dat lichte aardbevingen in het Nederlandse offshore gebied onopgemerkt zijn gebleven. In het L10-ALBE veld is tot op heden geen seismische activiteit gemeten die kan worden toegeschreven aan gasproductie uit dit reservoir.

¹⁵ Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (z.d.). Seismische meetstations. KNMI. Geraadpleegd op 26 juli 2022, van <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>

Tijdens de gasproductiefase zijn in L10-ALBE geen seismische events waargenomen. Geomechanische modellen laten zien dat tijdens de CO₂-injectie fase de druktoename eerder zal leiden tot stabilisatie van de grensbreuken dan tot reactivatie. In het extreme geval, dat dit toch zou gebeuren, bedraagt de maximaal mogelijke magnitude aan de grensbreuken op basis van de modellen 2,4. Dat is onder de detectielimiet van het KNMI meetnetwerk. Deze maximale magnitude kan alleen optreden in het scenario dat de druk in het reservoir grenzend aan de breuk niet volledig teruggaat naar de oorspronkelijke situatie. Een geïnduceerd seismisch event met een maximum magnitude van 2,4 wordt niet geacht schade toe te brengen aan de caprock- of offshore-installaties¹⁶ en in het verlengde daarvan is de kans op milieuschade onwaarschijnlijk geacht en is het restrisico laag. Echter, gezien het belang van deze potentiële gebeurtenis is er een risico analyse op basis van een vlinderdasmodel ontwikkeld om de preventie- en mitigatiemaatregelen te evalueren.

4.4 Aanwezige infrastructuur

Een duidelijke terminologie is van belang in de rapportage. Daarom wordt in deze rapportage bij verwijzing gebruik gemaakt van een gestandaardiseerde codering¹⁷, zoals weergegeven in tabel 4.2. Voor de opsporing en winning van delfstoffen is het Nederlands Continentaal Plat (NCP) op de Noordzee opgedeeld in blokken (zoals weergegeven in figuur 1.2). Voor deze (deel-)blokken kunnen winningsvergunningen worden verleend, voor delfstoffen zoals aardolie en aardgas. De vergunning voor het L10-ALBE veld heet L10/L11a.

In onderstaande tabel is expliciet weergegeven welke namen in dit MER zijn gebruikt en waar deze namen naar verwijzen.

Tabel 4.2: Overzicht van terminologie en codering van het blok, veld, de vergunningen en de putten

Onderdeel	Naam in dit MER	Toelichting
Blok	L10	Verwijst naar het L10 blok op de Noordzee
Opslagcomplex	L10-ALBE	Verwijst naar het L10-ALBE opslagcomplex
Complex	L10-A complex	Mijnbouwinstallatie bestaande uit L10-AD, L10-AP, L10-AR en L10-AC
Platform	L10-AD, L10-B/BB, L10-C, L10-D, L10-E/EE en L10-L	Verwijst naar de L10-ALBE platforms vanaf waar de putten zijn geboord
Winningsvergunning	L10/L11a	Vergunninghouders Neptune Energy, ONE-Dyas, Tenaz Energy, XTO

¹⁶ In regio's met sterke natuurlijke aardbevingen is waargenomen dat offshore constructies werden beschadigd door aardbevingen met een magnitude van meer dan 5 of 6 op de schaal van Richter of een PGA (Peak Ground Acceleration) van meer dan 30%g. In de ISO/API-normen voor offshore constructies worden aanduidingen gebruikt op basis van historische seismiciteit, waarbij Regio1 (de classificatie voor het Noordzeegebied) een aardbevingsactiviteit heeft met een PGA van minder dan 10% g. Voor deze regio is geen speciale classificatie vereist omdat wordt aangenomen dat alle constructies bestand zijn tegen dit bevingsniveau. Door gaswinning geïnduceerde aardbevingen met een magnitude 3 zijn PGA's vastgesteld van 2-5%g, ruim binnen de Regio 1 classificatie van 10%g (bron: Porthos, P18-2 CO₂ opslag vergunning, 2021)

¹⁷ Er worden verschillende coderingen toegepast in de onderliggende rapporten en bij de centrale database NLOG.

4.5 Putten en gasproductie

De putten in het L10-ALBE complex zijn geboord over een tijdsperiode van bijna 50 jaar. Na de ontdekking van het veld in 1969 begon Placid Oil Company (voorganger van Neptune Energy) in 1972 in blok L10 met de ontwikkeling van infrastructuur voor gaswinning. Het eerste platform was L10-AD en vanaf dit platform werden de gaswinning putten geboord.

Tussen 1970 en 1996 zijn 53 E&P putten en zijtakken geboord in het Opslagcomplex L10-ALBE, waarvan 52 putten en zijtakken zijn gecompleteerd als productieput. Hieronder volgt een beschrijving van de status van de putten en de gasproductie die uit deze putten heeft plaatsgevonden.

4.5.1 Status van de putten

Het L10-ALBE gasveld is ontdekt met de put L10-1, welke is geboord in 1969. Na de ontwikkeling van de infrastructuur begon in 1975 de gasproductie met putten geboord vanaf de L10-AD/B/C platformen. In 1977 zijn de satelliet platformen L10-D & L10-E geïnstalleerd. In 1981 werd begonnen met de productie vanuit het veld L10-F, dat ten zuidoosten van het Opslagcomplex L10-ALBE ligt. Andere velden in het L10 blok zijn geboord vanaf de platformen L10-G, L10-K en L10-M. In 1988 is door middel van exploratieput L10-30 een nagenoeg nieuw reservoir aangetroffen. Deze exploratieput is later gecompleteerd en hernoemd als productieput L10-L1, vanaf de L10-L satelliet. Vanaf dit platform zijn eerst vier productieputten ontwikkeld naar het L10-L veld (gelegen binnen het opslagcomplex). Vanaf 2012 zijn vanaf het L10-L platform putten ontwikkeld naar de velden L10-N en L10-P (gelegen buiten het opslagcomplex).

Op dit moment zijn 22 van de 53 putten en zijtakken al buiten gebruik gesteld waarbij de putten geheel en permanent zijn afgesloten, dan wel gedeeltelijk permanent zijn afgesloten in het geval een zijtak is geboord. Deze putten zijn niet langer (eenvoudig) toegankelijk. De geboorde putten en zijtakken in L10-ALBE, wanneer de putten zijn geboord en hun huidige status zijn weergegeven in tabel 4.3 en figuur 4.5.




Tabel 4.3. Overzicht van naamgeving, jaar van de boring en status van de putten in L10-ALBE

Put naam	Geboord	2023 put status
L10-A cluster		
L10-A1	1972	Producterend
L10-A2	1973	Producterend
L10-A4	1974	Producterend
L10-A5	1974	Producterend
L10-A6ST2	1977	Ingesloten
L10-A7ST4	1978	Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1978)
L10-A7ST5	1978	Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1983)
L10-A7ST6	1983	Ingesloten
L10-A8	1975	Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-A9	1976	Buiten werking gesteld (1978)
L10-A10ST1	1976	Ingesloten
L10-A11	1976	Producterend
L10-A12	1977	Buiten werking gesteld
L10-B cluster		
L10-B1 (L10-3)	1970	Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1975)
L10-B1ST1	1975	Ingesloten
L10-B2	1974	Producterend

L10-B3	1976		Producterend
L10-B4	1976		Producterend
L10-B5	1978		Ingesloten
L10-B6	1979		Ingesloten
L10-B7	1979		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1983)
L10-B7ST1	1983		Ingesloten
L10-B8	1980		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1996)
L10-B8ST1	1996		Producterend
L10-B9	1980		Ingesloten
L10-C cluster			
L10-C1	1974		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-C3ST1	1975		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-C4	1974		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1975)
L10-C4ST1	1975		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-C5	1975		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-C6ST1	1976		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-D cluster			
L10-D1ST1	1971		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-D2	1977		Buiten gebruik gesteld (2017)
L10-D3	1977		Buiten gebruik gesteld (2018)
L10-D4	1978		Buiten gebruik gesteld (1992)
L10-E cluster			
L10-8	1972		Buiten werking gesteld (1972)
L10-E1 (L10-15)	1977		Producterend
L10-E2	1977		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1989)
L10-E2ST1	1989		Producterend
L10-E3	1978		Producterend
L10-E4	1978		Ingesloten
L10-E5	1979		Producterend
L10-E6	1980		Ingesloten
L10-E7	1984		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1984)
L10-E7ST1	1984		Ingesloten
L10-E8	1984		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1985)
L10-E8ST1	1985		Producterend
L10-L cluster			
L10-L1 (L10-30)	1988		Buiten gebruik gesteld (2015)
L10-L2	1988		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1990)
L10-L2ST1	1990		Producterend
L10-L3ST1	1990		Producterend
L10-L4ST1	1996		Gedeeltelijk buiten gebruik gesteld en zijtak geboord (1996)
L10-L4ST2	1996		Producterend

Legenda

2023 status

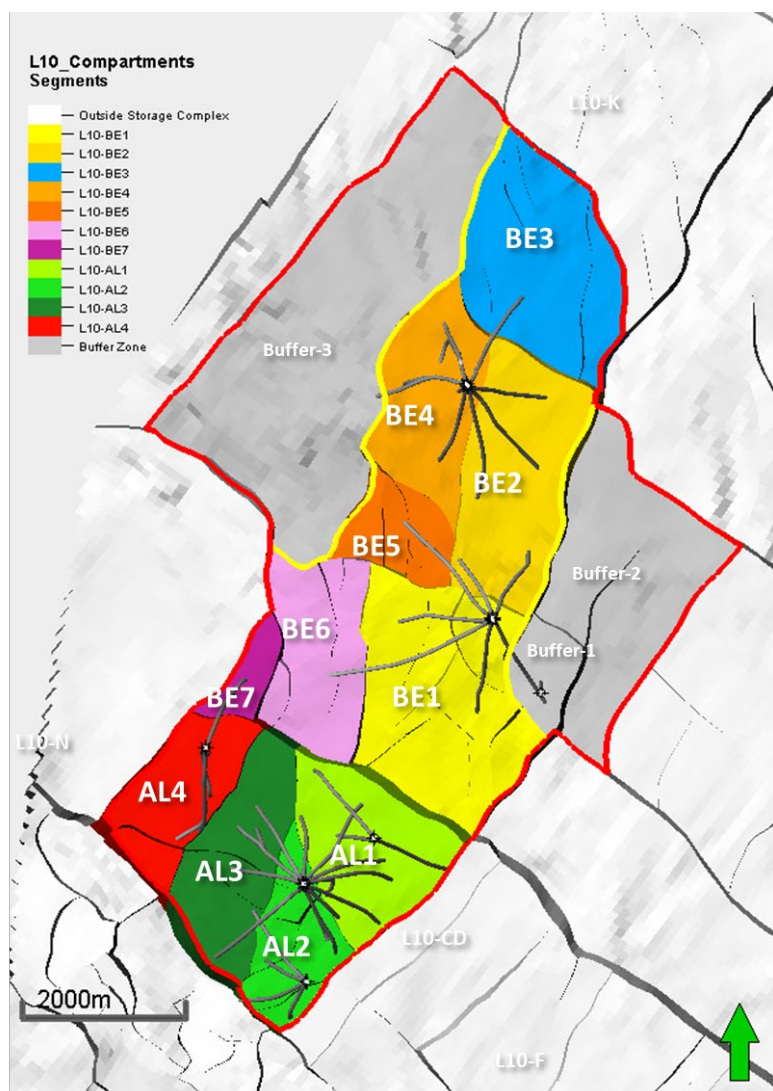
	In bedrijf (producerend/ingesloten)
	Buiten werking gesteld
	Buiten gebruik gesteld

4.5.2 Gasproductie

Het opslagcomplex bestaat uit elf aangrenzende compartimenten (zie kleurcodering in figuur 4.5). Historische druk- en productiedata laten zien dat er drukcommunicatie plaatsvindt tussen deze compartimenten.

Het vrije waterniveau ("FWL" = free water level) in het L10-ALBE reservoir is bepaald aan de hand van diverse putten in het reservoir en deze varieert van 3785 tot 3800 m diepte.

De initiële druk in het reservoir, op het FWL (ca. 3800 m diepte), was tussen de 414.5 en 416 bar in de verschillende compartimenten. Door gasproductie is de druk in het reservoir afgenomen, en naar verwachting bedraagt deze bij aanvang van de CO₂-injectie nog tussen de 38 en 58 bar in de verschillende compartimenten.



Figuur 4.5: Locatie exploratie- en productieputten in L10-ALBE

Winningsgeschiedenis

De jaarlijkse gasproductie van L10-ALBE is te zien in de grafiek van figuur 4.6 per compartiment. Begin 2024 was de totale productie 37,7 miljard normaal m³. Hiermee is meer dan 82% van het aanwezige gas in het reservoir gewonnen.

Productie van veld L10-ALBE begon in 1975 met putten vanuit de L10-AD/B/C platformen, gevolgd door productie vanaf L10-D en L10-E platformen in 1977. In de jaren werd er ook geproduceerd uit platformen buiten het L10-ALBE opslagcomplex vanuit L10-F, L10-G, L10-K en L10-M platformen. Het L-compartiment is in 1988 ontdekt.

Het productiemechanisme was primaire depletie, enkel geholpen door toenemende compressieniveaus op het platform. Er is in deze periode zeer weinig productie van formatiewater waargenomen.

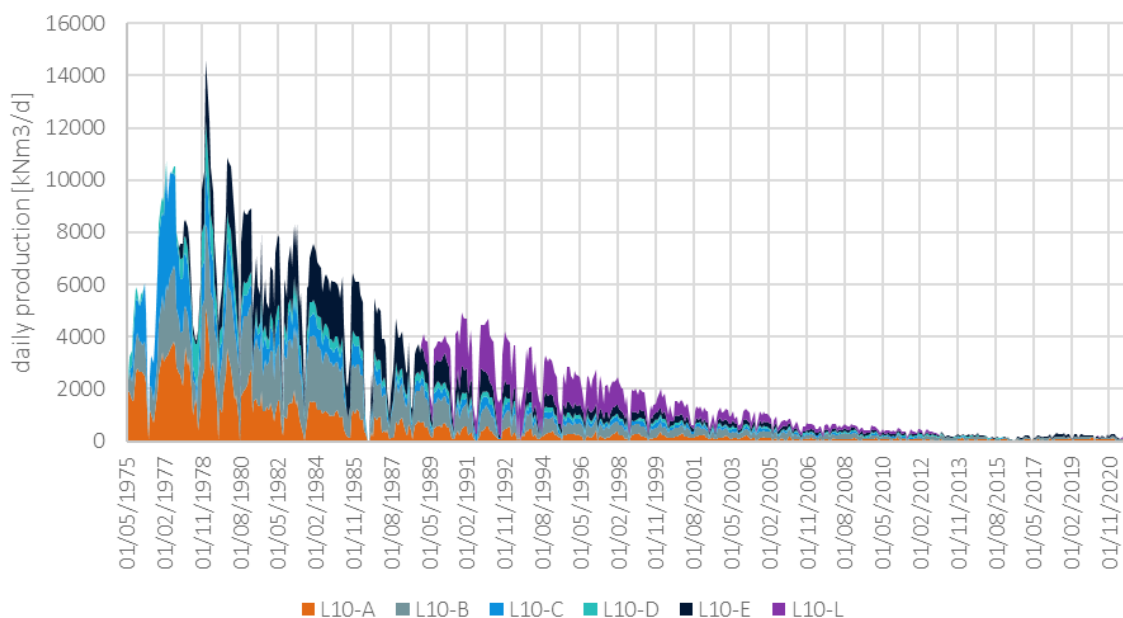


Fig. 4.6: Productiegeschiedenis van de platformen in het Opslagcomplex L10-ALBE. Weergegeven is de dagelijkse productie (maandgemiddelden) per platform, voor de productieputten die produceren uit het Opslagcomplex L10-ALBE.

4.6 Autonome en andere ontwikkelingen

Voor de MER-toetsing van het Aramis initiatief is het van belang de toekomstige ontwikkelingen nauwkeurig in beeld te brengen. Deze ontwikkelingen zijn van belang tijdens de aanleg en operationele fase van het initiatief.

Autonome ontwikkelingen

In de jaren '60 is seismisch onderzoek gedaan naar het gasvoorkomen in het L10 blok. In 1970 was de eerste succesvolle put gereed en in 1972 is het eerste platform geplaatst. In de nabijheid van het L10-A complex zijn in het verleden diverse satellieten geplaatst die verbonden zijn met het L10-A complex. Sommige van deze satellieten, zoals L10-B/BB, L10-E/EE en L10-L produceren op dit moment nog uit hetzelfde grote L10-ALBE reservoir. Het afsluiten van alle boringen vanaf deze satellieten en op het hoofdplatform L10-AD wordt als een autonome ontwikkeling gezien in het MER.

De voornaamste verandering in de diepe ondergrond van het L10-ALBE opslagcomplex is het stopzetten van de gaswinning. Dit heeft tot gevolg dat de bestaande putten niet meer worden ingezet voor productie

maar worden verlaten. Omdat de druk met CO₂-injectie zal toenemen, is het van toenemend belang de integriteit van de putten te waarborgen en dat deze voldoen aan de nieuwe omstandigheden.

De bouw van een nieuw injectie platform L10-R en de CO₂ verbindingsleiding (spurline) vanaf de Aramis D-HUB zijn onderdeel van het Aramis initiatief. Het is de verwachting dat in een later stadium een verbindingsleiding en nieuw injectieplatform in het noorden van het L10-ALBE opslagvoorkomen gerealiseerd worden (zie ook 5.1.3).

Overige ontwikkelingen

Bij de te maken keuzes is rekening gehouden met de overige ontwikkelingen op de Noordzee. Dit heeft voornamelijk te maken met de keuzes voor platforms en leidingtracés. Voor de diepe ondergrond dient rekening gehouden te worden met de mogelijkheid van andere benuttingsfuncties, zoals buffering van waterstof. Gezien de hoeveelheid gasvelden die in de nabije toekomst beschikbaar komen en het premature stadium waarin onderzoek naar de mogelijke opslag van waterstof zich bevindt, is er gekozen dat het L10-ALBE complex gebruikt kan worden voor CO₂-opslag.

5 CO₂-opslag in het L10-ALBE opslagvoorkomen

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe CO₂-injectie en opslag mogelijk is in het L10-ALBE opslagvoorkomen. Hierbij wordt de geschiktheid van de reservoirs voor CO₂-opslag beschreven, welke is bepaald door de aanwezigheid van structuren die het opslagvoorkomen verticaal en lateraal afsluiten. Met behulp van meerdere modellen is nagegaan hoe de CO₂-opslag kan plaatsvinden. Tot slot worden de mogelijke effecten van CO₂-opslag behandeld.

Het L10-ALBE veld is momenteel in gebruik voor de productie van aardgas. Begin 2022 is 37.6 miljard normaal m³ aardgas geproduceerd, wat gelijk is aan 82% van het initiële volume aardgas in het L10-ALBE veld. De productie wordt de komende jaren stopgezet en start CO₂-injectie is gepland in 2028, wanneer alle bestaande putten zijn afgesloten. Hiervoor moeten de nieuwe transportinfrastructuur, platforms en putten worden aangelegd. Daarnaast wordt gebruik gemaakt van modellen om de effecten van CO₂-opslag in L10-ALBE nauwkeurig in beeld te brengen. In dit hoofdstuk worden de bevindingen hieruit beschreven.

5.1 Beschrijving van opslagvoorkomen en opslagcomplex L10-ALBE

Het verschil tussen de definities opslagvoorkomen en opslagcomplex is beschreven in paragraaf 1.4.

Opslagvoorkomen

Het opslagvoorkomen is het gedeelte van de ondergrond dat gebruikt wordt voor de opslag. Dit bestaat uit de volgende structuren:

-
- Het Boven-Slochteren Laagpakket (het reservoir) binnen de compartimenten van L10-A/L/B/E en de laterale bufferzones ten oosten en ten westen van L10-B/E.
- De verticale bufferzone onder het reservoir, bestaande uit het onderliggende Onder-Slochteren Laagpakket en het Laagpakket van Ameland (een intra-reservoir barrière).
- De geologische afsluitende lagen boven het reservoir, bestaande uit sedimenten behorende tot de Perm kleistenen van het Ten Boer Laagpakket.
- Alle E&P putten in de compartimenten L10-A/L/B/E tot aan de basis van de Afdichtende Plug.
- Injectieputten in de compartimenten L10-A/L/B/E tot en met de puthoofden en na afsluiting tot aan de basis van de Afdichtende Plug.

Opslagcomplex

Het opslagcomplex omvat het opslagvoorkomen, de putten en de omringende ondergrondse gedeelten die CO₂ kunnen gaan bevatten als gevolg van migratie. Dit bestaat uit de volgende structuren:

- Het opslagvoorkomen zoals hierboven beschreven, inclusief de afsluitende randbreuken;
- De geologische afsluitende lagen boven het opslagvoorkomen L10-ALBE, bestaande uit de evaporieten van de Zechstein Groep en de kleistenen van de Onder-Bontzandsteen Subgroep;
- Alle afgesloten putten tot aan de top van de Afdichtende Plug inclusief het omringende afsluitend gesteente.;
- Alle injectieputten tot aan het spuitkruis

De CO₂ verspreidt zich binnen het reservoirgesteente waar de poriën met gas gevuld zijn of waren, en verspreidt zich niet onder het oorspronkelijke gas water contact. Onder het opslagcomplex ligt het Carboon gesteente, dat bestaat uit schaliegesteente en geheel onder het gas water contact ligt. Dit gesteente is aangeboord in sommige L10-ALBE putten en er is geen stroming gedetecteerd.

De naastgelegen breukzones kunnen geen CO₂ gaan bevatten omdat deze randbreuken afsluitend zijn. Daarom maken de onderliggende gesteenten en de breukzones geen deel uit van het opslagcomplex.

Onderstaand volgt een beschrijving van de verschillende structuren waaruit het opslagcomplex L10-ALBE bestaat, en welke structuren de verticale en horizontale afsluiting vormen.

5.1.1 Verticale afsluiting

Het integraal opslagcomplex L10-ALBE bestaat uit het opslagvoorkomen en de bovenliggende afsluitende gesteenten die mogelijk in aanraking komen met de in het opslagvoorkomen geïnjecteerde CO₂. De injectie vindt plaats in het Boven-Slochteren Laagpakket. Het opslagcomplex is verticaal afgesloten door de primaire deklaag (primary seal), dat bestaat uit de gesteenten van het Ten Boer Laagpakket, de Zechstein Groep en de Onder Bontzandsteen Subgroep. Uit historische (productie)data en seismiek is gebleken dat door deze gesteenten geen migratie van gas plaatsvindt.

In onderstaande tabel 5.1 volgt een compleet overzicht van dit integrale opslagcomplex en de bovenliggende lagen, die een totale dikte van ruim 3 kilometer hebben. De geologische formaties van het opslagcomplex zijn in oranje-geel-blauw gemarkeerd en liggen tussen de 3.000 en 3.900 meter diepte.

Tabel 5.1. Eigenschappen van de geologische eenheden gebaseerd op de put L10-D1ST1

Einheid No	Tijd	Stratigrafische eenheid	Dikte* [m]	Diepte top* mTVDss
1	Tertiair	Noordzee Supergroep	1470	0
2	Krijt	Krijtkalk Groep	1441	1470
3	Krijt	Formatie van Texel	91	2911
4	Krijt	Formatie van Holland	142	3002
5	Krijt	Vlieland Kleisteen Formatie	113	3144
Afsluitende gesteenten (primaire deklaag)				
6	Trias	Onder-Bontzandsteen Formatie	112	3257
7	Perm	Zechstein Groep	174	3369
8	Perm	Ten Boer Laagpakket	20	3543
Reservoir				
9	Perm	Boven-Slochteren Laagpakket	141	3563
Basis				
10	Perm	Ameland Laagpakket	39	3704
11	Perm	Onder-Slochteren Laagpakket	84	3743
12	Carboon	Limburg Groep	n.v.t.	3827

Toelichting

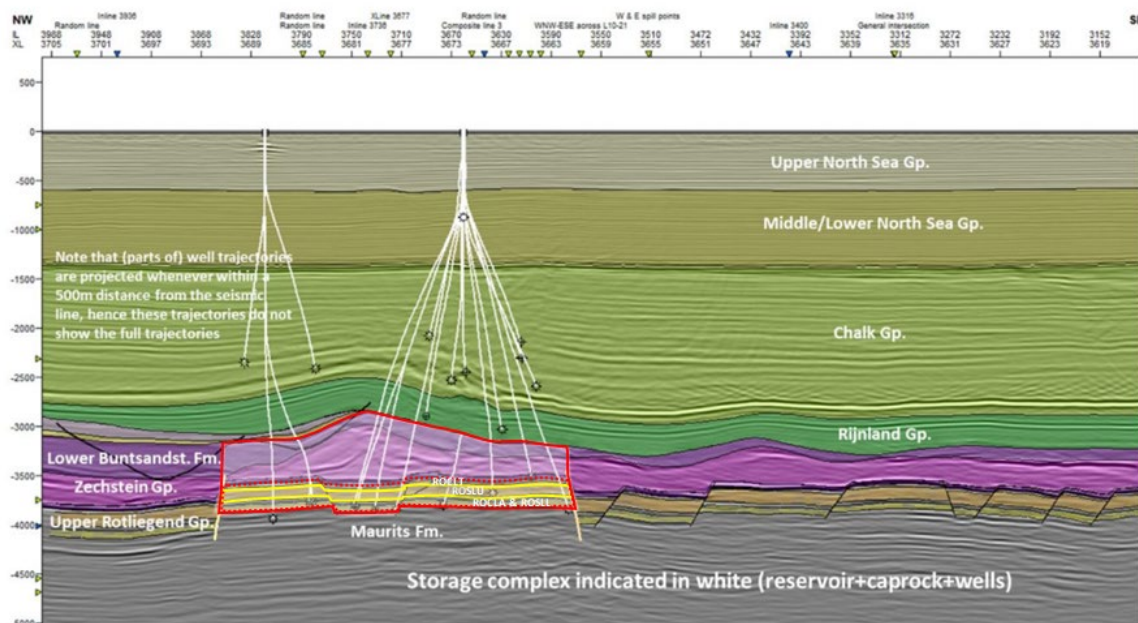
* Dikte en diepte zijn gebaseerd op de put L10-D1ST1 aangezien deze put bijna verticaal is en alle eenheden tot aan de basis van het Carboon doorboort. Door zouttektoniek

** Dichtheid van het gesteente is gebaseerd op de gebruikelijke waarde van de verschillende lithologiën.

Naast de geologische primaire deklaag is voor de verticale afsluiting van het opslagcomplex de putintegriteit van zowel toekomstige als eerder geboorde putten belangrijk, zodat hier geen lekkage van CO₂ langs kan optreden. De integriteitsstatus van de reeds bestaande putten in L10-ALBE wordt in hoofdstuk 6 nader beschreven.

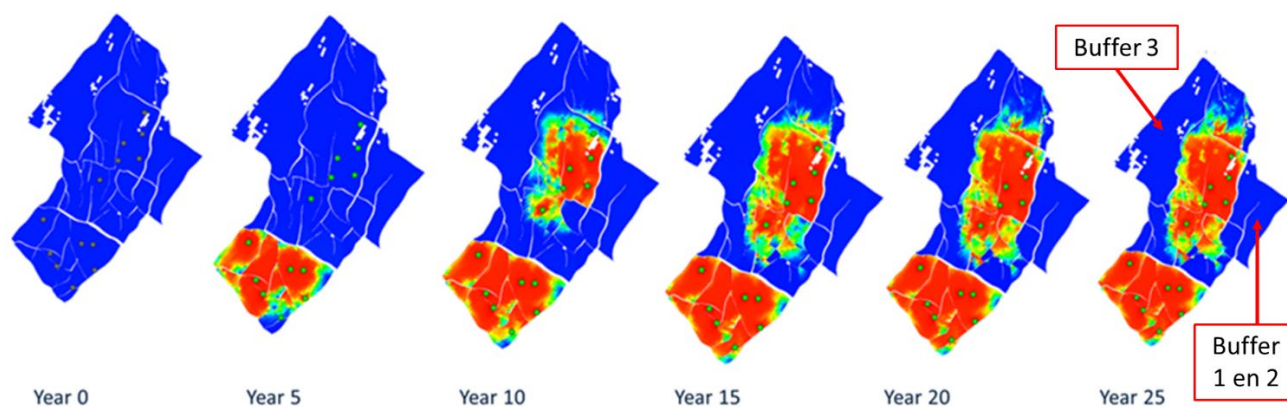
5.1.2 Horizontale afsluiting

De horizontale afsluiting van het L10-ALBE opslagcomplex is gevormd door de aanwezige randbreuken. Door verplaatsing langs deze breuken wordt het reservoirgesteente in het opslagcomplex vooral tegen de afdichtende gesteenten van het Ten Boer Laagpakket en de Zechstein Formatie aangezet, waardoor deze breuken lateraal goed afgesloten zijn.



Figuur 5.1: Noordwest-zuidoostelijke seismische doorsnede door het L10-ALBE complex, waarin het reservoir, afdekkende lagen en enkele geboorde putten zijn weergegeven.

Aan weerszijden bevinden zich twee bufferzones binnen het opslagvoorkomen zoals in Figuur 4.3. Bufferzones 1 en 2 liggen in het oosten van het opslagvoorkomen, bufferzone 3 ligt in het westen van het opslagvoorkomen. Hoewel het volgens de huidige simulaties niet de verwachting is dat hier CO₂ naartoe migreert (Figuur 5.2), kan dit ook niet volledig worden uitgesloten.



Figuur 5.2: Gemodelleerde CO₂ migratie, CO₂ migreert niet naar bufferzones

Aan de hand van de gasproductiegeschiedenis kan een minimale connectie door breuken tussen de bufferzones en de rest van het Opslagvoorkomen L10-ALBE niet uitgesloten worden. Simulaties laten echter zien, dat CO₂-migratie voorbij deze bufferzones niet mogelijk is, zelfs onder de meest extreme omstandigheden.

De grenzen van het opslagcomplex bestaan uit randbreuken. Tijdens de gasproductie is er geen communicatie tussen de gesteenten aan weerszijden van deze randbreuken waargenomen.

5.1.3 Toekomstige situatie putten

Geen van de 53 E&P putten wordt gebruikt voor de injectie van CO₂. De putten zullen worden afgesloten en ontmanteld. Op dit moment zijn 22 van de 53 E&P putten al afgesloten. Van de 31 putten die nog niet zijn afgesloten zijn er 28 in gebruik en 3 niet in gebruik. De nog af te sluiten putten zijn toegankelijk en zullen worden afgesloten met adequate pluggen ter diepte van de afsluitende gesteentelaag om de integriteit van het Opslagcomplex L10-ALBE op lange termijn te waarborgen.

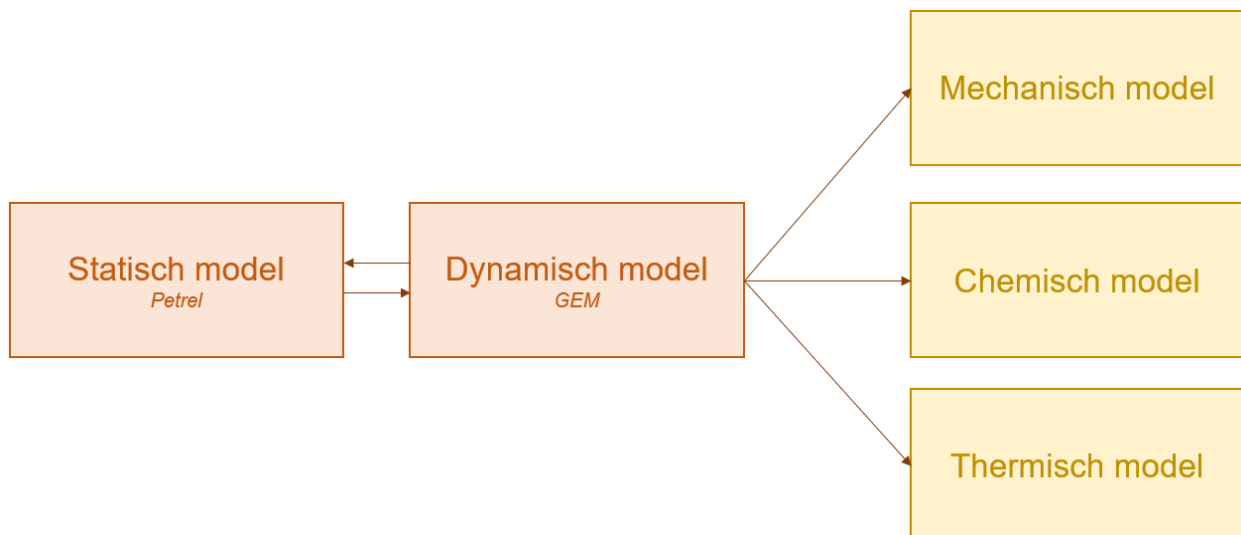
Als eerste zullen er vijf putten worden geboord in het zuidelijke compartiment (AL compartiment). Deze worden geboord met een jack-up boorplatform. De booractiviteiten starten als de constructie van het platform klaar is. De boorwerkzaamheden voor de putten duren circa 320 tot 400 dagen.

Het boren van deze injectieputten en het afsluiten van de E&P putten vindt gelijktijdig plaats. Afhankelijk van de resultaten qua injectiviteit van de putten, worden daarna nog twee putten in het zuidelijke compartiment geboord. Na vijf jaar aan injectie worden er drie putten in het noordelijke compartiment geboord. Later komen hier mogelijk nog drie putten bij. In totaal geeft dit zeven putten voor het zuidelijke compartiment en zes voor het noordelijke compartiment, dus dertien injectieputten in totaal.

5.2 Methodiek modellering

5.2.1 CO₂-injectie simulatiemodellen

Er is veel informatie beschikbaar over het L10-ALBE opslagvoorkomen door de beschikbaarheid van seismische profielen, (proef)boringen en de productie van aardgas. Deze informatie is verwerkt tot ondergrondmodellen waarmee de CO₂-injectie is gesimuleerd. Figuur 5.3 geeft de onderlinge samenhang weer van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht.



Figuur 5.3. Overzicht van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht

De informatie over de ondergrondse lagen en structuren is verkregen uit de seismische profielen en boringen die zijn verricht. Deze informatie wordt ruimtelijk opgeschaald naar een 3D model door middel van het programma Petrel. Dit resulteert in het statisch, geologisch model van de diepe ondergrond.

Uit de productie- en testdata worden de drukverdelingen in het reservoir berekend en opgeschaald in combinatie met het statisch model. Op deze manier vormt het statisch model samen met de productie- en testdata de input voor het dynamisch model dat wordt gemaakt in GEM. Dit dynamisch model kan worden gebruikt om de nieuwe drukverdeling als gevolg van CO₂-injectie te simuleren.

Aanvullend op het statisch en dynamisch model zijn een mechanisch, (geo)chemisch en thermisch model ontwikkeld. Deze modellen geven een beschrijving van het geomechanische gedrag over tijd als gevolg van de verwachte veranderingen in druk en temperatuur.

Aanvullend op deze modellen wordt een integraal model gebruikt waarin de gemeten injectiviteit en temperatuur worden geïntegreerd in het dynamisch model. Hiermee kan de verspreiding van de CO₂ door het opslagvoorkomen heen nauwkeurig worden gesimuleerd.

5.2.2 Putmodellen

Naast het gedrag van CO₂ in het reservoir is het van belang het gedrag in de injectieput inzichtelijk te maken. De temperatuur-, druk- en fase-eigenschappen van CO₂ zijn sterk variabel door het verschil in diepte en temperatuur in de put. Daarnaast hebben deze eigenschappen invloed op de injectiviteit van de CO₂. Om dit inzichtelijk te maken, is een flow assurance studie uitgevoerd. Deze studie houdt naast de benodigde injectiedruk en -temperatuur ook rekening met de neerslag en vorming van ongewenste stoffen in het gasmengsel.

5.2.3 Bevindingen modellering

De in figuur 5.3 beschreven modellen vormen de basis voor de risico-inventarisatie van de CO₂-opslag in het L10-ALBE opslagvoorkomen. Hierbij wordt nadrukkelijk gekeken naar het risico op lekkage en migratie uit het opslagvoorkomen. Deze modellen maken het mogelijk om de voorwaarden te schetsen waaronder CO₂-opslag veilig plaats kan vinden in L10-ALBE.

Gezien het L10-ALBE gasveld bij de start van CO₂-injectie bijna leeg geproduceerd is, is de reservoirdruk onderaan de put erg laag. De CO₂ wordt echter aan de putmond geïnjecteerd op lage temperatuur en onder een druk van 150 bar, zodat het in vloeibare fase het opslagvoorkomen betreedt. Ten opzichte van de omgevingstemperatuur in het reservoir van 115°C, is de temperatuur van de CO₂ relatief koud wanneer het geïnjecteerd wordt (afhankelijk van de zeebodtemperatuur tussen de 4°C en 16°C). Als gevolg van de injectie van koude CO₂ in het warmere reservoir ontstaat er een koude zone rondom de injectieput. Aan de rand van deze koude zone bevindt zich een overgangszone waarin de CO₂ overgaat van een vloeibare fase naar een gas fase. Met de voortgaande injectie neemt de reservoirdruk geleidelijk toe. Als de reservoirdruk hoger dan 75 bar wordt, zal de CO₂ het reservoir instromen zonder dat er een faseovergang plaatsvindt tijdens de injectie.

De reservoirdruk was voor de aanvang van de gasproductie 415 bar, en is afgenomen tot een druk van 38-58 bar aan het begin van injectie. Met de injectie van CO₂ neemt de reservoirdruk geleidelijk toe. De injectiedruk blijft altijd beneden de hydrostatische druk van de ondiepste put. Deze druk verschilt per compartiment, maar blijft altijd beneden de 402 bar om veiligheidsmarges te behouden.

5.3 Effecten op de diepe ondergrond

De injectie van CO₂ heeft diverse effecten op de diepe ondergrond. Hieronder vallen mechanische, chemische en thermische veranderingen. Daarnaast zijn er mogelijke gevolgen voor de bovenliggende lagen en worden andere doeleinden van de reservoirs uitgesloten.

Deze effecten zijn in deze paragraaf beschreven en getoetst voor het L10-ALBE complex voor de verschillende fases van het initiatief. Dit zijn de aanlegfase, injectiefase, afsluitende fase, de lange termijn en afwijkende omstandigheden. Onder afwijkende omstandigheden vallen bijvoorbeeld calamiteiten, ongeplande put interventies (workovers) en een afwijkende druk en temperatuur in de put. Dergelijke situaties vallen onder de zwart gekleurde categorie van het Monitoringsplan (zie figuur 7.2 en voor nadere uitleg hoofdstuk 7).

5.3.1 Mechanische veranderingen

5.3.1.1 Mechanische effecten

Als gevolg van de productie van aardgas uit het reservoir is de druk afgenomen ten opzichte van de oorspronkelijke druk (ongeveer 415 bar) tot de huidige druk in het reservoir (tussen de 38 en 58 bar in de verschillende compartimenten). Bij CO₂-injectie neemt de druk in het opslagcomplex weer toe en neemt de temperatuur in de nabijheid van de injectieputten af. Deze twee factoren, druk en temperatuur, kunnen leiden tot de vorming en (re)activatie van scheuren in het gesteente. Toenemende druk in het reservoir kan daarnaast leiden tot bodemstijging aan het oppervlak.

Breukbewegingen

De onderzoeken naar breukbewegingen als gevolg CO₂-injectie zijn uitgevoerd in het kader van het CATO^{18,19}, ROAD²⁰ en Porthos²¹ project. Daarnaast heeft Neptune Energy specifiek voor het L10-ALBE veld een uitgebreide geomechanische analyse laten uitvoeren. Deze onderzoeken hebben uitgewezen dat wanneer injectie niet direct bij een breukzone plaatsvindt het risico voor breukreactie zeer klein is.

Bodemstijging

De toenemende reservoirdruk als gevolg van CO₂-injectie leidt mogelijk tot bodemstijging. Deze bodemstijging is echter complex bij een veld waaruit voorheen gasproductie heeft plaatsgevonden. Bij een leeg geproduceerd gasveld heeft de drukdaling van het reservoir en bijbehorende compactie (samendrukking van gesteente) in het verleden naar waarschijnlijkheid geleid tot bodemdaling. Deze bodemdaling wordt gedeeltelijk opgeheven door de bodemstijging als gevolg van injectie. Daarom moet de bodemstijging relatief tot het oorspronkelijke maaiveldniveau worden gezien.

Bij gebrek aan registratie van bodemdaling in het verleden is het moeilijk te zeggen hoeveel daling heeft plaats gevonden. Wel is het mogelijk aan te nemen dat de bodemdaling gebeurt in een schijfvormig gebied met de maximale bodemdaling in het midden van deze schijf. Een bodemdaling van de zeebodem van minder dan 10 cm wordt gezien als geringe daling zonder consequenties voor de omgeving, oftewel het platform en de leidingen. Dit is omdat de mate van daling beperkt is en de beweging geleidelijk aan plaatsvindt.

Vervolgens is de bodemstijging als gevolg van injectie berekend. Deze stijging is 2 centimeter, afhankelijk van de stijfheid van het gesteente.

¹⁸CATO is een afkorting van CO₂ Afvang, Transport en Opslag.

¹⁹CATO2 (2011): Feasibility study P18 (final report). Vandeweyer et al. (CATO2-WP3.01-D06), 2011

²⁰ROAD (2011): Technical Transport & Storage basis for MER and Permitting reports, 2010, ROAD, 5 mei 2011; RD-T+S-MCP-REP-P-0010

²¹TAQA, EBN (2021): Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2

5.3.1.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van mechanische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de mechanische effecten in het opslagcomplex zijn criteria opgesteld voor de effectbeoordeling. In de beoordeling worden de effecten beoordeeld ten opzichte van de initiële situatie. Hierbij is de referentiesituatie het vrijwel leeg geproduceerde gasreservoir, waarin de druk sterk is gedaald ten opzichte van de natuurlijke situatie. Deze drukdaling heeft geleid tot spanning tussen het reservoir en zijn omgeving, omdat het drukverschil tussen beiden toegenomen is. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de scores. De beoordeling 'n.v.t.' (niet van toepassing) is voor sommige situaties waar positieve effecten niet mogelijk zijn. Er wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen de veranderingen van de geologische structuur en het mogelijke herstel naar de natuurlijke situatie (de situatie voor gaswinning).

Tabel 5.3 Kwalitatieve beoordeling mechanische effecten

Score	Geologische structuur	Herstel naar natuurlijke situatie
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	Volledig herstel natuurlijke situatie
+	n.v.t.	Gedeeltelijk herstel natuurlijke situatie
0	Geen effect	Geen effect
-	Wel mechanische effecten, geen aantasting van gesteentestructuur	Risico op overschrijding initiële druk
--	Gecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Lichte overschrijding initiële druk
---	Ongecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Overschrijding initiële druk

5.3.1.3 Mechanische effecten L10-ALBE

De mechanische veranderingen in het L10-ALBE reservoir worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.4.

Aanlegfase

In de aanlegfase vinden geen veranderingen in druk of temperatuur plaats in het opslagcomplex omdat nog geen injectie plaatsvindt. Deze score is daarom neutraal.

Injectiefase

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir lokaal toe, wat leidt tot mechanische veranderingen in het gesteente. In de studie naar mechanische effecten zijn vier volgende belangrijke risico's geïdentificeerd en beoordeeld:

- Insluitingsverlies (afname van structurele afsluiting) door scheurvorming in de deklaag in het veld;
- Insluitingsverlies door vergrote doorlatendheid van gereactiveerde breuken in het veld;
- Geïnduceerde seismiteit (bodembeweging door ondergrondse activiteiten) tijdens CO₂-injectie;
- Verticale gronddeformatie.

Het risico op insluitingsverlies door scheurvorming in de deklaag is beoordeeld als uiterst laag. De lokale maximale druk tijdens injectie onder in een put is niet hoger dan de originele reservoirdruk van 415 bar.

Het risico op insluitingsverlies door vergrote doorlatendheid van gereactiveerde breuken in het L10-ALBE veld is tevens beoordeeld als uiterst laag. Om dit te beoordelen is een risicoanalyse uitgevoerd voor de

gereactiveerde doorlatendheid tijdens gasproductie en CO₂-injectie. Hieruit is geconcludeerd dat er in de minst gunstige situatie een beperkt risico is op plaatselijke destabilisatie van breuken in of grenzend aan het reservoir. Het is daarnaast zeer onwaarschijnlijk dat deze zones buiten het reservoir in de deklaag reiken en er daardoor lekkage paden kunnen vormen.

Het risico op geïnduceerde seismiciteit tijdens injectie is beoordeeld als laag. Er zijn tijdens de gasproductie in het verleden geen seismische activiteiten waargenomen. Voor de injectiefase is een risicobepaling met betrekking tot seismiciteit uitgevoerd. Hieruit is geconcludeerd dat tijdens de injectiefase seismische bewegingen met magnitude >1.5 zeer onwaarschijnlijk zijn, met een bovengrens van magnitude 2.5. Dit soort magnitudes kunnen niet leiden tot een verlies van integriteit van het opslagreservoir of van de oppervlakte installaties.

De impact van verticale gronddeformatie op het milieu is beoordeeld door middel van een modellering van de verleden en verwachte bodemdaling. Tijdens gasproductie heeft bodemdaling plaatsgevonden maar is deze niet geregistreerd. Naar verwachting is de maximale bodemdaling na voltooiing van de gasproductie zo'n 5 cm boven het centrum van het L10-ALBE veld. Deze bodemdaling wordt gedeeltelijk of geheel opgeheven door de bodemstijging als gevolg van injectie, welke in L10-ALBE 2 centimeter bedraagt. Deze opheffing van bodemdaling is een positief effect.

De lage tot zeer lage risicobeoordelingen leiden tot een neutrale en licht positieve ranking in de score voor mechanische effecten.

Afsluitingsfase

Na afsluiting van de injectiefase en de putten worden de drukverschillen uit de injectiefase opgeheven. De situatie stabiliseert en er vinden geen mechanische veranderingen meer plaats. Dit maakt het een neutraal effect. Door onder de initiële reservoirdruk te blijven, is ook het risico op geïnduceerde seismiciteit of gronddeformatie laag.

Lange termijn

Op de lange termijn zal de spanning tussen het opslagcomplex en zijn omgeving stabiliseren en nemen de mechanische veranderingen af. Deze stabilisatie is niet van invloed op het gesteente, dus dit is een neutraal effect.

Afwijkende omstandigheden

De injectie van CO₂ wordt uitgevoerd onder temperatuur en druk condities waarbij CO₂ vloeibaar blijft in alle bovengrondse faciliteiten. Dit zogeheten kritische punt is voor CO₂ bij 73 bar en 31°C. Ook in de put zelf zal voornamelijk onder vloeibare en superkritische condities worden geïnjecteerd, en wordt injectie in twee-fase condities (gas/vloeistof) vermeden of beperkt tot slechts het bovenste gedeelte van de injectieput. Wanneer hiervan afgeweken wordt, bijvoorbeeld in het geval van een calamiteit, neemt het risico op beschadigingen aan het gesteente en de put toe. Een verhoogde druk of lagere temperatuur kan bijvoorbeeld leiden tot additionele (thermische of mechanische) scheurvorming in het gesteente of tot de vorming van haarscheurtjes (micro-annuli) in de cementering van de put. Dit is een negatief effect, omdat het een potentiële lekroute langs de injectieput kan creëren. Vroegtijdig signaleren van ongewenste situaties zoals lekkage langs de cementering is mogelijk met de glasvezel monitoring vanuit de putten (DAS/DTS). Daadwerkelijke ervaring met deze technologie is tot op heden echter beperkt.

Voor scheurvorming geldt dat deze vooral gedetecteerd wordt uit het veranderende injectiegedrag van de betreffende put. Initiatie van een dergelijke scheur wordt gekarakteriseerd door een afname in de gemeten injectiedruk bij gelijkblijvend gemiddeld injectiedebiet.

Tabel 5.4 Beoordeling mechanische effecten

Mechanische verandering in fase	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Afwijkende omstandigheden	--	--

5.3.2 Chemische veranderingen

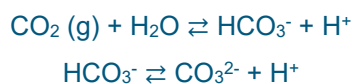
5.3.2.1 Chemische effecten

Chemische effecten kunnen optreden doordat de CO₂ in combinatie met het formatiewater reageert met het gas of gesteente dat al aanwezig is in de ondergrond. Dit kan gebeuren op tijdschaal van enkele seconden, maar kan ook oplopen tot duizenden jaren. De chemische reacties kunnen de materialen van de putten aantasten of leiden tot een verlaagde injectiviteit. Tevens kan de gesteentestructuur aangetast worden, en daarmee de integriteit van de afdekkende lagen.

Het geïnjecteerde CO₂-gasmengsel bestaat voor minimaal 95% uit CO₂ en het resterende percentage bestaat uit andere stoffen. Deze stoffen kunnen invloed hebben op de chemische reacties die plaats vinden. Daarnaast hebben deze mogelijk effect op de faseovergang van het CO₂-gasmengsel naar de in formatiewater opgeloste CO₂. Het formatiewater zit in de poriën in het reservoirgesteente.

Chemische reacties in het reservoirgesteente

Chemische reacties kunnen op de korte termijn vooral leiden tot een daling van de zuurgraad (pH) als gevolg van de oplossing van CO₂ in het formatiewater. Dit kan leiden tot een pH daling naar maximaal 3,5. De volgende chemische reacties vinden hierbij plaats:



Op een termijn van jaren tot enkele decennia zorgen de trage oplosreacties van mineralen voor een lichte stijging in de pH (minimaal 4,2). Dit zijn de mineralen die maximaal 5% van het CO₂-gasmengsel opmaken, en zijn bijvoorbeeld carbonaten en sulfaten. Door de kleine hoeveelheid mineralen leidt dit tot een kleine toename in porositeit.

Op de lange termijn, gelijk de geologische tijdschaal, bereikt het systeem een thermodynamisch evenwicht. Hierdoor kunnen bepaalde mineralen neerslaan. Door de neerslag kan compactie van het reservoirgesteente plaatsvinden, wat de porositeit weer doet afnemen (met 0,3pp (percentage-punt)).

Chemische reacties in het afsluitende gesteente

De afsluitende eigenschappen van de afdekkingen en de beperkte beschikbaarheid van formatiewater leiden tot een minimale invloed van de chemische reacties tussen de geïnjecteerde CO₂ en het afsluitende gesteente. Als het al mogelijk is dat de CO₂ het afsluitende gesteente binnen kan dringen, dan gaat dit middels een zeer lokaal en sterk vertraagd migratieproces. Dit proces vindt dan ook enkel plaats langs het grensvlak tussen het reservoirgesteente en het afsluitende gesteente.

De chemische processen die plaats vinden op het grensvlak van het afsluitende gesteente zijn vergelijkbaar met die in het reservoirgesteente. De oplossing van CO₂ in het formatiewater kan leiden tot een pH daling naar minimaal 3,2. Op de middellange termijn (jaren tot decennia) stijgt deze weer naar minimaal 4,3. Op de lange termijn zal de porositeitstoename beperkter zijn dan in het reservoirgesteente.

5.3.2.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van chemische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de chemische effecten in het opslagcomplex zijn scores opgesteld voor de effectbeoordeling. Omdat de injectie van CO₂ in het reservoir een chemisch effect op zich is, worden de scores bepaald door de soort reacties en het effect van de reacties op de gesteentestructuur. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de beoordelingscriteria.

Tabel 5.5 Kwalitatieve beoordeling chemische effecten

Score	Geologische structuur
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Chemische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties
---	Ontoelaatbare chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties

5.3.2.2 Chemische effecten L10-ALBE

De chemische veranderingen in L10-ALBE worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.6.

Aanlegfase

In de aanlegfase vinden geen chemische veranderingen plaats in het opslagcomplex omdat nog geen injectie plaatsvindt. Deze score is daarom neutraal.

Injectiefase, afsluitende fase en lange termijn

De chemische veranderingen in L10-ALBE vinden plaats vanaf het moment dat de injectie start. Deze veranderingen zijn chemische reacties die plaats vinden op tijdschalen van enkele seconden tot op de geologische tijdschaal, daarom zijn de injectie, afsluitende en lange termijn fasen gezamenlijk beoordeeld.

Ter beoordeling van de chemische veranderingen is een onderzoek van TNO uitgevoerd. TNO onderzocht de chemische effecten van CO₂-injectie op de het reservoir en veranderingen in het reservoir daardoor.

Met de injectie van CO₂ in het reservoir kunnen enkele mineralen oplossen, terwijl andere mineralen ontstaan door chemische reacties. Ook daalt de pH tot licht zure omstandigheden, waardoor enkele reacties plaats kunnen vinden. Deze reacties kunnen geen significant nadelig effect hebben op de injectiviteit en integriteit van het reservoir en de afsluiting.

In de afsluitende laag van het Ten Boer Laagpakket zal gedeeltelijke oplossing van enkele mineralen plaats vinden (anhydriet en chloriet), maar ook de precipitatie van carbonaatmineralen. Aangenomen wordt dat CO₂ na tienduizend jaar 5 tot 10 meter in het Ten Boer Laagpakket is doorgedrongen. Gezien de dikte van de deklaag boven het reservoirgesteente vormt dit geen probleem voor de afdichting van het reservoir. Daarnaast dient de Zechstein formatie als een extra afsluiting. De aanwezige breuken eindigen onder de Zechstein formatie.

Chemische veranderingen kunnen plaats vinden, maar zijn niet verstorend. De score op de beoordelingscriteria voor chemische effecten is licht negatief.

Afwijkende omstandigheden

Ook bij modellering met de minst gunstige omstandigheden (zoals het negeren van koeffecten waardoor minerale reacties vertraagd worden) worden geen aanzienlijke schadelijke effecten verwacht wat betreft de injectiviteit en integriteit van het L10-ALBE opslagcomplex en zijn afsluiting. Daarom is deze beoordeling ook licht negatief.

Tabel 5.6 Beoordeling chemische effecten

Chemische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	-
Afsluitfase	-
Lange termijn	-
Afwijkende omstandigheden	-

5.3.3 Thermische veranderingen

5.3.3.1 Thermische effecten

Thermische effecten treden op door het temperatuurverschil tussen het geïnjecteerde CO₂ en de omgeving waar het zich in bevindt. Gedurende de injectie is er een grote variatie in temperatuur van de omgeving, omdat deze toeneemt met diepte. De temperatuurgradiënt in de ondergrond is grofweg +30°C per kilometer diepte, waardoor de temperatuur in een reservoir op enkele kilometers diepte vaak rond de 100°C is. De temperatuur van de geïnjecteerde CO₂ is veel lager, waardoor een lokale temperatuurverlaging ontstaat rond de injectieput en langs de stroompaden van de CO₂. Deze lokale verlaging van temperatuur wordt ook wel het koudefront genoemd. De thermische veranderingen in het reservoir kunnen gevolgen hebben voor de integriteit en stabiliteit. Elk van deze effecten wordt onderstaand in detail beschreven.

Effecten op opslagcomplex

Door koud CO₂ te injecteren in een relatief warm gesteente kunnen kleine scheurtjes gevormd worden in het reservoirgesteente, een proces dat ook wel “thermal fracking” wordt genoemd. Als injectie wordt voortgezet, kunnen deze scheurtjes gaan groeien door het gesteente heen, waardoor grotere scheuren worden gevormd. Deze scheuren ontstaan parallel aan de richting waarin de CO₂ zich verplaatst, dus horizontaal door het reservoir heen, maar zijn ook deels afhankelijk van de spanning in het gesteente. Met de vorming van deze breuken wordt de permeabiliteit en injectiviteit van het opslagcomplex verhoogd. Breukvorming in de verticale richting moet worden voorkomen, omdat dit de integriteit van het opslagvoorkomen zou kunnen benadelen.

Effecten op stabiliteit

Wanneer het koudefront een breukzone bereikt, neemt de thermische spanning toe en vergroot dit de kans op reactivatie van de breuken. Om het kleine risico op reactivatie zo veel mogelijk te minimaliseren, is het belangrijk dat het koudefront niet de breukzone bereikt. De injectiestrategie is daarom bepaald aan de hand van modelberekeningen waarin thermische effecten op de breukzone worden voorkomen. De mitigerende maatregelen hiervoor worden nader beschreven in hoofdstuk 6.

Effecten op putintegriteit

De thermische veranderingen in het reservoir en de put heffen zich op de langere termijn op, waardoor de effecten tijdelijk en lokaal zijn. De effecten kunnen echter wel permanente gevolgen hebben die ook op de

lange termijn gevolgen hebben voor de putintegriteit. Zo kunnen de temperatuurverschillen in de put leiden tot veranderingen van het materiaal, met de vorming van micro-annuli in de cementering en andere beschadigingen aan de verbuizing. De effecten van deze beschadigingen op de putintegriteit zijn beschreven in hoofdstuk 6.

5.3.3.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

De thermische veranderingen die plaatsvinden in het opslagcomplex zijn ongewenste effecten. Om deze effecten te beoordelen zijn de scores in de onderstaande tabel opgesteld. Hierin is het effect van de CO₂-injectie op het reservoirgesteente opgenomen.

Tabel 5.7 Kwalitatieve beoordeling thermische effecten

Score	Geologische structuur
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Thermische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste effecten, mogelijk permanent
---	Ontoelaatbare effecten, zeker permanent

5.3.3.2 Thermische effecten L10-ALBE

De thermische veranderingen in L10-ALBE worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.8.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en vinden er dus geen thermische veranderingen plaats in de ondergrond. De score voor thermische effecten is daarom neutraal.

Injectiefase

De thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie zijn tijdelijk en vinden zeer lokaal rondom de put plaats. Het is voor de faseovergang van de CO₂ van belang dat de temperatuur boven de 15°C blijft in het reservoir. Om dit te garanderen is de injectiestrategie dusdanig ontworpen dat dit ook onder normale operationele omstandigheden en bij een injectietemperatuur aan het oppervlak van minimaal 4°C nog het geval is.

De thermische veranderingen vormen een risico voor de putintegriteit wanneer de druk lokaal rondom de put boven de hydrostatische druk uitkomt. Dit is mogelijk tijdens de injectiefase. Als dit voorkomt, kunnen de thermische veranderingen leiden tot aantasting van het cement en de vorming van micro-annuli. Hierdoor neemt de putintegriteit af, maar de injectiviteit in het reservoirgesteente neemt toe. De score is daarom licht negatief.

De reservoirkoeling is beoordeeld om het risico op thermisch fracken te berekenen. Hieruit is gebleken dat de reservoirkoeling beperkt is tot een straal van 40 tot 420 meter rond de injectieputten. De modellen voorspellen dat thermische scheuren voornamelijk in het reservoir kunnen voorkomen en breukvorming in de verticale richting (in de afdekkende lagen) beperkt blijft. Breukvorming in de verticale richting moet worden voorkomen, omdat dit integriteit van het opslagvoorkomen kan benadelen.

Afsluitfase

In de afsluitfase worden de injectieputten afgesloten en wordt de CO₂-injectie in het reservoir stopgezet, waardoor er geen thermische veranderingen meer plaats vinden in het reservoir. De score is daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn leiden de thermische veranderingen tot een stabiele temperatuur in het reservoir. De geïnjecteerde CO₂ warmt op tot de omgevingstemperatuur (rond de 100°C) waardoor de druk in het reservoir iets toeneemt naar verwachting met 2,5 bar over 500 jaar. Deze druktoename is opgenomen in de veiligheidsmarge van de maximaal toegestane einddruk na afsluiting van het reservoir. Daarom is de score voor de lange termijn neutraal.

Afwijkende omstandigheden

Onder afwijkende omstandigheden kunnen in het geval van calamiteiten, zoals een blow-out, de kritische grenzen voor temperatuur en druk tijdelijk worden overschreden. Hierbij ontstaan risico's op beschadigingen van het gesteente en de putmaterialen. Dit zijn negatieve effecten.

Tabel 5.8 Beoordeling thermische effecten

Thermische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	-
Afsluitfase	0
Lange termijn	0
Afwijkende omstandigheden	--

5.3.4 Beperking toekomstig gebruik

De afsluitende eigenschappen van het reservoir zijn nauwkeurig geanalyseerd en beoordeeld. Deze afsluiting is van belang om migratie van CO₂ naar nabijgelegen gesteentelagen te voorkomen. Migratie is ongewenst gezien de vervuiling van de ondergrond en omdat nabijgelegen olie- of gasreservoirs minder geschikt voor winning kunnen worden door de verontreiniging. Deze reservoirs zijn veelal in bezit van andere operators. Het is onwenselijk dat er CO₂ belandt in gebieden die in gebruik zijn door andere partijen omdat de reservoirs onbruikbaar kunnen worden.

5.3.4.1 Kwalitatieve beoordeling effecten

De migratie van CO₂ naar bovenliggende lagen en eventueel naar nabijgelegen gasreservoirs zorgt voor verontreiniging en is daarom een ongewenst effect. In de onderstaande tabel is de beoordeling van de veranderingen in nabijgelegen gesteenten en de beperking in het gebruik van omliggende reservoirs weergegeven.

Tabel 5.9 Kwalitatieve beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Score	Risico op migratie	Beperking in gebruik van omliggende reservoirs
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	n.v.t.
+	n.v.t.	n.v.t.
0	Geen effect	Geen effect

-	Risico op migratie van CO ₂ naar bovenliggende lagen	Tijdelijke uitsluiting van andere doeleinden
--	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ mogelijk wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	Permanente uitsluiting van andere doeleinden
---	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	n.v.t.

5.3.4.2 Invloed op nabijgelegen gesteenten L10-ALBE

De invloed van injectie in L10-ALBE op nabijgelegen gesteenten wordt hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.10.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op nabijgelegen gesteenten of andere doeleinden van het reservoirgesteente. De score is neutraal. Omdat injectie nog niet is gestart, zijn beperkingen in het gebruik van omliggende reservoirs niet van toepassing. De score is neutraal.

Injectiefase, afsluitfase en lange termijn

De invloed van injectie op nabijgelegen gesteenten is op meerdere tijdschalen van toepassing. De beoordeling kan het best over langere termijn worden gedaan, dus zijn deze drie fasen gezamenlijk beoordeeld.

Het risico op migratie van CO₂ naar nabijgelegen gesteenten is nader uitgewerkt in hoofdstuk 6. De beoordeling hier is dat het risico op migratie klein is, daarom wordt hier een neutrale score toegekend.

De CO₂ wordt permanent opgeslagen in het reservoir, waardoor het niet mogelijk is dit reservoir voor andere doeleinden te gebruiken in de toekomst. De score voor de beperking van andere doeleinden is daarom negatief.

Afwijkende omstandigheden

In het geval van calamiteiten, zoals beschadigingen aan de putintegriteit, neemt het risico op CO₂ migratie toe, zoals uitgewerkt is in hoofdstuk 6. De score voor de invloed op nabijgelegen gesteenten onder afwijkende omstandigheden is licht negatief.

De benutting van het reservoir voor andere doeleinden is niet van toepassing, daarom is deze score neutraal.

Tabel 5.10 Beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Verandering in nabij gesteenten in fase	Migratie	Andere doeleinden
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Afwijkende omstandigheden	-	0

5.4 Effecten op de biosfeer

De biosfeer betreft de ondergrond tot 500 meter diepte. De injectie van CO₂ in de diepe ondergrond heeft mogelijk effect op de stabiliteit van het gesteente, waardoor bodembewegingen en bodemtrillingen

(aardbevingen) plaats kunnen vinden. Deze bodembewegingen en -trillingen hebben ook effect op de biosfeer.

5.4.1 Bodembeweging

De effecten van CO₂-injectie op de bodembeweging zijn beschreven in paragraaf 5.3.1. Hierin is de beschreven dat de bodemdaling door gaswinning in het verleden naar verwachting gedeeltelijk of geheel zal worden opgeheven als gevolg van de CO₂-injectie. Het effect van mogelijke bodemstijging scoort positief omdat de oorspronkelijke situatie (gedeeltelijk) wordt hersteld, maar dit heeft, net als in de productie/bodemdalingsfase een minimaal effect op het milieu.

5.4.2 Bodemtrilling (risico van aardbeving)

De drukveranderingen die plaats vinden in het reservoir kunnen leiden tot bodemtrillingen (aardbevingen). Deze trillingen kunnen een resultaat zijn van de gaswinning die voorheen uit het reservoir plaatsvond, of ze kunnen een resultaat zijn van CO₂-injectie. In het Centrale Offshore Platform is tot op heden zeer beperkte seismische activiteit waargenomen en er zijn geen incidenten gerapporteerd.

Het risico op trillingen als gevolg van CO₂-injectie kan optreden door de mechanische, chemische en thermische veranderingen die plaats vinden in de ondergrond.

Mechanische reactivatie

Zowel gasproductie als CO₂-injectie leiden tot drukveranderingen in een reservoir. Als deze drukveranderingen een breukzone bereiken, kan dit leiden tot verplaatsingen langs de breuk. Hierdoor kan de doorlatendheid van de breukzone zowel lager als hoger worden als gevolg van de drukverandering.

Chemische reactivatie

Met de CO₂-injectie raakt het poriënwater gesatureerd met CO₂, dit verhoogt de hoeveelheid mineralen die in oplossing gaat, zoals carbonaat. In de breukzone kan de oplossing van mineralen leiden tot een toename in porositeit of een verlaagde weerstand tegen verplaatsing (de sterkte van de breukzone) van het gesteente. Dit kan effect hebben op de gasdichtheid van de breuk, maar ook op de sterkte en stabiliteit. Dit betekent dat de injectie kan leiden tot een vervorming van het reservoir en zijn spanningsveld, wat kan leiden tot reactivatie van breuken.

Thermische reactivatie

De geïnjecteerde CO₂ heeft een hoge druk en lage temperatuur. Hierdoor ontstaat bij injectie een koudefront dat zich met de migratie van de CO₂ door het reservoir beweegt. Wanneer dit een breukzone bereikt, ontstaat een thermisch geïnduceerde verandering van de spanning op deze breukzone. Dit is geen directe aanleiding tot reactivatie, maar vergroot wel de kans op reactivatie. Om dit risico te vermijden, is het van belang dat het koudefront niet de breukzone bereikt. Dit wordt gedaan middels het opstellen van een gedetailleerde injectiestrategie.

De effecten worden beoordeeld middels de beoordelingscriteria in de tabel hieronder.

Tabel 5.11 Kwalitatieve beoordeling effecten op de biosfeer

Score	Bodembeweging	Bodemtrilling (aardbeving)
+++	Volledig herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
++	Gedeeltelijk herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
+	Tot stilstand brengen van bodemdaling	Vermindering kans op trilling
0	Geen effect	Geen effect
-	Meetbaar effect	Meetbaar effect
--	Gevolgen duidelijk merkbaar	Gevolgen duidelijk merkbaar
---	Gevolgen onacceptabel	Risico trillingen onaanvaardbaar

5.4.3 Effecten op biosfeer L10-ALBE

De invloeden van CO₂-injectie in L10-ALBE op de biosfeer worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is tevens weergegeven in tabel 5.12.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase vindt nog geen CO₂-injectie plaats in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op de biosfeer. In het verleden heeft gaswinning plaatsgevonden in het reservoir, waarbij geen seismische activiteit is gemeten door het KNMI. Het risico op bodembeweging en bodemtrillingen in de aanlegfase is daarom klein. Omdat er geen effecten zijn, zijn beide scores neutraal in de tabel.

Injectiefase en afsluitfase

Tijdens en na de injectie van CO₂ kan de veranderende druk leiden tot een lichte opwaartse beweging van de zeebodem. Deze opwaartse beweging heeft geen effect op de aanwezige installaties en infrastructuur. De kans op trillingen is nihil door de nauwkeurig opgestelde injectiestrategie. De scores voor beide effecten zijn daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn zal het effect van de opwaartse beweging op het milieu nihil blijven. De score voor dit risico is neutraal.

Het risico op bodemtrillingen neemt op de lange termijn af omdat de CO₂-migratie door het opslagcomplex heen zorgt voor een opheffing van het drukverschil. De score voor bodemtrillingen is daarom licht positief.

Afwijkende omstandigheden

Onder afwijkende omstandigheden nemen de effecten van bodembewegingen niet significant toe. Dit maakt de score voor bodembewegingen neutraal. De kans op een aardbeving van geringe kracht (magnitude ~1.5) neemt toe onder afwijkende omstandigheden. De maximale kracht van een aardbeving is in de modellering van magnitude 2.5. Dit is alleen voorgekomen bij modellering van extreme scenario's, welke zeer onwaarschijnlijk zijn. Bij seismische activiteiten van deze magnitude (magnitude 2.5) zijn de aardbevingen niet of nauwelijks merkbaar aan de directe oppervlakte en ook niet aan kust op circa 100 km afstand. Deze trillingen kunnen daarnaast niet leiden tot vloedgolven of CO₂-lekage uit het reservoir. De score voor dit risico is beoordeeld als licht negatief.

Tabel 5.12 Beoordeling effecten op de biosfeer

Verandering in de biosfeer in fase	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Afwijkende omstandigheden	0	-

5.5 Samenvatting MER-beoordeling

In tabel 5.13 zijn de risicobeoordelingen van de mogelijke veranderingen als gevolg van het project samengevat. Deze zijn in voorgaande paragrafen nauwkeurig beschreven en verklaart. Uit de tabel blijkt dat onder normale operationele omstandigheden er:

- Voornamelijk neutrale scores zijn gegeven;
- Een positieve score is voor de mechanische verandering, omdat door gaswinning ontstane onderdruk in het reservoir deels wordt opgeheven. Hierdoor vindt een gedeeltelijk herstel naar de oorspronkelijke situatie plaats;
- Chemische veranderingen optreden maar deze geen versturende werking hebben;
- Een negatieve score is voor de thermische veranderingen in de injectiefase. Dit wordt veroorzaakt door het koudefront dat ontstaat door de lage temperatuur van de geïnjecteerde CO₂;
- Beperkingen zijn voor het toekomstig gebruik van het reservoir. Het reservoir is door de opslag niet meer geschikt voor andere doeleinden;
- Op de lange termijn een vermindering van het risico op aardbevingen plaatsvindt.

De risico's zijn tevens beoordeeld onder afwijkende omstandigheden. Deze beoordelingen zijn neutraal tot negatief.

Tabel 5.13 Tabel met risicobeoordelingen van de veranderingen als gevolg van het project

Mechanische veranderingen	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Afwijkende omstandigheden	--	--
Chemische veranderingen		
Aanlegfase	0	
Injectiefase	-	
Afsluitfase	-	
Lange termijn	-	
Afwijkende omstandigheden	-	
Thermische veranderingen		
Aanlegfase	0	
Injectiefase	-	
Afsluitfase	0	
Lange termijn	0	
Afwijkende omstandigheden	--	
Invloed op nabijgelegen gesteenten	Migratie/lekkage	Andere doeleinden
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Afwijkende omstandigheden	-	0

Effecten op de biosfeer	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Afwijkende omstandigheden	0	-

6 Risicoanalyse lekkage CO₂

Het risico op lekkage van CO₂ van het reservoir naar de biosfeer wordt beschreven in het volgende hoofdstuk. Er volgt een omschrijving van de omstandigheden waaronder de lekkages optreden en van de waarschijnlijkheid, bedreigingen en consequenties van CO₂-lekkage.

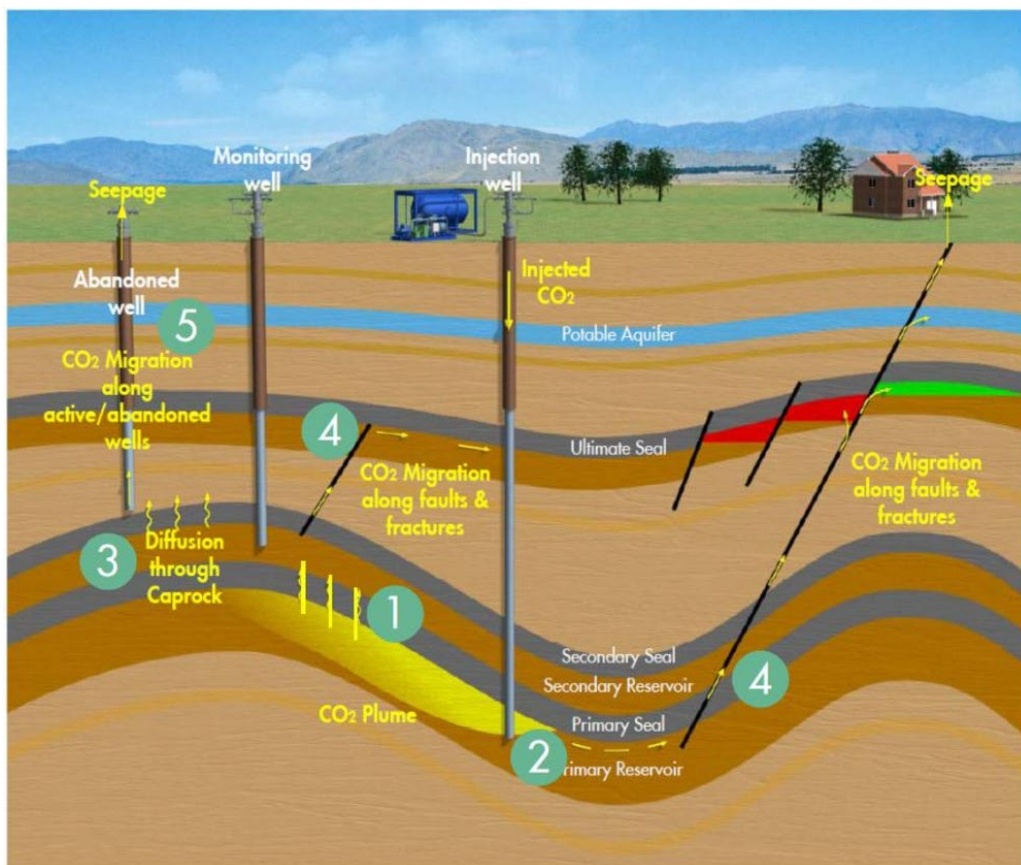
6.1 Methodiek risicoanalyse

Om het risico op lekkage concreet te analyseren, is het van belang onderscheid te maken tussen de verschillende manieren waarop lekkage plaats kan vinden. De CO₂ kan namelijk via meerdere routes ontsnappen uit het reservoir en in de biosfeer terecht komen. De potentiële lekkagescenario's zijn in verleden studies vastgesteld (zie ook figuur 3.1):

- Lekkage langs de putwand;
- Lekkage door het afsluitende gesteente;
- Lekkage langs breuken;
- Lekkage via het zadelpunt.

De beoordeling van deze risico's aan de hand van de risicomatrix is beschreven in de volgende paragrafen. Er is echter geen expliciete beoordeling voor lekkagescenario 4: via het zadelpunt, aangezien het gehele opslagcomplex is afgesloten door breuken.

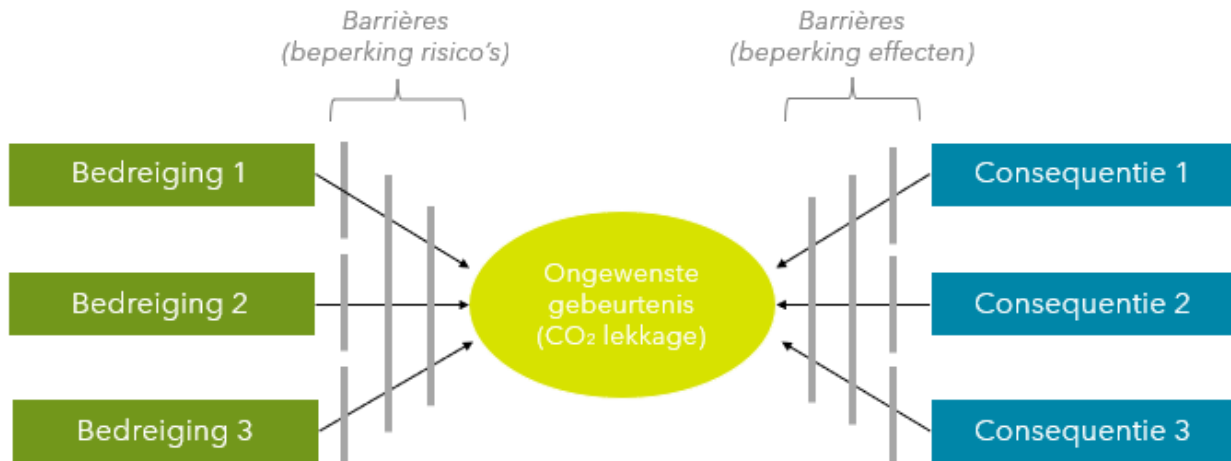
Het uitgangspunt van beoordeelde risico's is dat het gaat om een worst-case restrisico (na toepassing van de beheersmaatregelen) in de categorie Mens, Omgeving, Reputatie, Wettelijk kader of Financieel.



Figuur 6.1: Mogelijk lekkage paden bij de opslag van CO₂ © 2023 TotalEnergies

6.1.1 Bowtie methodiek

De risicoanalyse wordt bij de vergunningaanvragen uitgevoerd met de bowtie of vlinderdas methodiek. Dit is een kwalitatieve methode voor risicoanalyse die gebaseerd is op scenario denken. Een schematische weergave van de bowtie methodiek is weergegeven in afbeelding 6.2.



Figuur 6.2 Schematische weergave van de bowtie methodiek

De bowtie methodiek wordt gebruikt om mogelijke oorzaken en gevolgen van een ongewenste gebeurtenis in beeld te brengen. De ongewenste gebeurtenis staat hierbij centraal. De oorzaken die kunnen leiden tot het optreden van de ongewenste gebeurtenis (bedreigingen) staan links, en de gevolgen als de ongewenste gebeurtenis optreedt (consequenties) staan aan de rechter kant. De barrières beperken het risico dat de ongewenste gebeurtenis zich voordoet (preventieve maatregelen) en de gevolgen (mitigerende maatregelen) die het met zich meebrengt.

De hoofdstukken 6 en 7 van dit deelrapport diepe ondergrond beschrijven de verschillende onderdelen van de bowtie methodiek (bedreigingen, ongewenste gebeurtenissen en consequenties). Hierbij ligt de focus op de ongewenste lekkage van CO₂. Hoofdstuk 6 beschrijft de kans op vier verschillende lekkagescenario's ('consequenties' in Figuur 6.2) aan de hand van zogeheten risicomatrices. In de risicomatrices wordt de kans beoordeeld met inachtneming van geïmplementeerde barrières om bedreigingen tegen te gaan.

In dit hoofdstuk wordt de ongewenste gebeurtenis CO₂ lekkage in detail uitgewerkt. Dit wordt voor elk van de mogelijke lekkagescenario's gedaan via de volgende stappen:

1. Beschrijving van het lekkagescenario;
2. Beschrijving van de bedreigingen en consequenties;
3. Beschrijving van de specifieke situatie in L10-ALBE;
4. Inschatting van de kans dat de situatie zich voordoet in L10-ALBE;
5. Overzicht van mitigerende maatregelen, monitoring en beheersmaatregelen;
6. Beschrijving van het resterende risico in L10-ALBE.

6.1.2 Risicomatrix

Voor de vier lekkagescenario's volgt een beschrijving van de omstandigheden waaronder ze plaatsvinden, de bedreigingen, consequenties en mitigerende maatregelen bij het plaatsvinden van lekkage. Het resterende risico wordt weergegeven in de risicomatrix, waarin de waarschijnlijkheid van de lekkage wordt afgezet tegen de gevolgen (zie het voorbeeld in figuur 6.3). De risicomatrices worden in paragraaf 6.6

behandeld per projectfase om zo te bepalen of er met deze risico's verantwoord CO₂ opgeslagen kan worden.

Impact	Health, Safety, Security	Environment, Climate	Reputational	Legal/Contract	Financial			Probability				
					Enterprise	Country	Asset	Extremely Unlikely (A)	Unlikely (B)	Likely (C)	Highly Likely (D)	Near Certain (E)
	Health or safety of people	leakage of hydrocarbons or chemicals Contribution to climate change	Bad publicity, loss of trust with markets or business partners, regulators	Criminal or civil action, fines or penalties. Default. License to operate. Misconduct	Loss of revenue (including production), increase in cost (including project delays), damage, loss of book value or NPV (whichever higher)			Conceivable to happen, but only under extreme circumstances	10%-50% chance of happening	>50% chance of happening	>75% chance to happen	Almost certain to happen
Critical (5)	Catastrophic health effect (Multiple fatalities or multiple PTDs)	Sensitive Environment Catastrophic environmental damage requiring material resources to rectify. Can be restored to a satisfactory / agreed state in a period of year(s). Possible loss of licence to operate.	Significant negative coverage in international media. Widespread and irreversible damage to Neptune's brand. Loss of confidence among investors and critical business partners.	Breach of bribery and corruption, international sanctions or environmental / other HSE law. Criminal action against the company or its officers. Civil litigation with potentially critical financial impact (cost, fines etc.). Loss of licence to operate across one or more countries. Event of default under IBL or bond indenture. Class action brought against Neptune or group of industry participants.	<\$500m	>\$100m	>\$10m (>\$6boed)					
Major (4)	Major health effect / PTD or fatality or multiple LTI with PPD	Sensitive Environment Can be restored to an equivalent capability in a period of months	Wide negative coverage in national media. Neptune's brand damaged. Loss of trust of significant business partners	Material change in law / regulation. Dispute over material contract (e.g. SPA) at global level or failure of material contractual counterparty. Damages claim or sanction following major operational incident. Loss of licence to operate in one or more assets. Major group-wide fraud or misconduct.	\$100m-\$500m	\$20m-\$100m	\$1m-\$10m (2kboed-5kboed)					
Significant (3)	Serious health effect / injury (LTI with PPD / Multiple LTI without PPD)	Sensitive Environment Can be restored to an equivalent capability in a period of weeks	Some negative coverage in national media. Brand damaged, but partners' and investors' preference unchanged.	Breach of data protection legislation, dispute over significant contract at group or country level (e.g. supply contract). Serious fraud or compliance breach at Group or country level. Damages claim or sanction as a result of a significant operational incident.	\$10m-\$100m	\$5m-\$20m	\$500k-\$1m (500boed-1kboed)					
Moderate (2)	Moderate health effect / injury (Single LTI without PPD)	Non-sensitive Environment Can be restored to an equivalent capability in a period of week(s)	Isolated negative external publicity. No significant impact on Neptune's brand or business trust.	Dispute at asset or country level in relation to contract of medium value; Breach of law by company. Fraud or compliance issue at country level.	\$1m-\$10m	\$1m-\$5m	\$50k-\$500k (250boed-500boed)					
Minor (1)	Minor Health Effect / Injury (First Aid WTC)	Non-sensitive Environment / Can be restored to an equivalent capability in a period of days.	Bad internal publicity, loss of trust towards middle manager. [No external negative publicity]	Minor breaches of law and minor breaches of contract (by company), not leading to a dispute. Minor theft or fraud at country level.	<\$1m	<\$1m	<\$50k (<250boed)					

Figuur 6.3 Risicobeoordelingsmatrix van Neptune Energy, toegepast op CO₂-opslag ²²

As indeling van de risicomatrix

Op de verticale as van de risicomatrix staan de potentiële gevolgen van lekkage. In het geval dat een zeer kleine hoeveelheid CO₂ uit het reservoir lekt, zijn de gevolgen minimaal. Als het echter gaat om een grotere hoeveelheid CO₂ die het oppervlak bereikt, heeft dit mogelijk nadelige gevolgen voor de biosfeer. De as is ingedeeld van verwaarloosbaar tot zeer groot risico:

1. Verwaarloosbaar: Niet meetbaar of binnen natuurlijke variatie;
2. Zeer: Meetbaar, geen invloed op de biosfeer;
3. Significant: Meetbaar, mogelijk kleine invloed op de biosfeer;
4. Groot: Meetbaar, mogelijk invloed op de biosfeer;
5. Zeer groot: Meetbaar, mogelijk nadelige invloed op de biosfeer.

Op de horizontale as staat de waarschijnlijkheid van het voordoen van lekkage. Dit is afhankelijk van de veiligheidsfactoren en de initiële integriteit van het reservoir. De initiële integriteit van een reservoir betekent de beginsituatie zoals deze van nature was voor gasproductie plaatsvond. Een voorbeeld van een veiligheidsfactor is het opvullen van het reservoir tot een lagere druk dan de oorspronkelijke druk. Hierdoor neemt de afstand tot de omgevingsdruk toe, wat betekent dat de veiligheidsfactor vergroot is. De as wordt met de volgende gradaties aangeduid:

1. Zeer onwaarschijnlijk (verwaarloosbaar): Bewezen initiële integriteit, hoge veiligheidsfactoren;
2. Onwaarschijnlijk: Geen bewezen initiële integriteit, hoge veiligheidsfactoren;
3. Waarschijnlijk: Bewezen initiële integriteit, geen hoge veiligheidsfactoren;
4. Zeer waarschijnlijk: Geen bewezen initiële integriteit, geen hoge veiligheidsfactoren;
5. Bijna zeker: Geen bewezen initiële integriteit, geen tot kleine veiligheidsfactoren.

Kleurindeling risicomatrix

²² ALARP bij het medium risico niveau staat voor 'as low as reasonable possible'

De risicomatrix is ingedeeld in vier kleuren: groen, geel, oranje en rood. Deze kleuren worden gebruikt om voor de vier scenario's het risico op lekkage te identificeren. Het lage risico (groen in figuur 6.3) betekent dat het acceptabel is en lekkage op tijd kan worden gedetecteerd en/of dat het dankzij monitoring mogelijk is om tijdig maatregelen te nemen bij lekkage. Omdat de lekkage van CO₂ ongewenst is, moeten alle lekkagerisico's minimaal 'laag' zijn voor de injectie begint.

Een geel risico betekent dat het nog acceptabel is, maar ook deze moeten gemonitord en beheerst worden.

Het oranje risico (oranje in figuur 6.3) betekent dat monitoring noodzakelijk is voor tijdige detectie van risico's en het zeker stellen van veiligheidsfactoren. Door monitoring is het mogelijk de aanwezigheid van mogelijke lekkageoorzaken tijdig vast te stellen. Bij een midden risico is tevens monitoring nabij gevoelige objecten noodzakelijk en moet het mogelijk zijn om het lekkage pad richting het oppervlak te monitoren indien daar aanleiding voor is.

Een hoog risico scenario (rood in figuur 6.3) wordt niet geaccepteerd binnen het project. Mocht er een hoog risico geïdentificeerd worden in de risicoanalyse, dan wordt aanvullend onderzoek verricht om te controleren of het risico inderdaad hoog is, of dat het met de beschikbaarheid van meer gedetailleerde informatie toch verlaagd kan worden. Als dit niet het geval is, worden beheersmaatregelen toegepast om het risico tot midden of zelfs laag te reduceren.

6.2 Lekkagescenario 1: Langs de putwand

6.2.1 Beschrijving scenario

Het boren van putten leidt in potentie tot een directe verbinding tussen de biosfeer en het reservoir waarin CO₂ is opgeslagen. Voor de aanvang van CO₂-injectie zijn er al putten geboord voor gaswinning uit het reservoir. Alle bestaande putten worden niet ingezet voor CO₂-injectie en worden op dezelfde wijze afgesloten als de injectieputten na afronding van de CO₂-injectiefase. Een aantal putten zijn al afgesloten. Voor de injectie van CO₂ in L10-ALBE worden enkel nieuwe putten gebruikt, waarvan vijf bij aanvang in het zuidelijk AL compartiment.

Er wordt bij dit lekkagescenario onderscheid gemaakt tussen lekkage door de put heen en langs de putwand. Beide risico's zijn beoordeeld voor de fase tijdens en na CO₂-injectie. Tijdens CO₂-injectie zou CO₂ lekkage door de put heen voor kunnen komen in de vorm van een blow-out. Dit risico is beschreven in het Samenvattend Hoofdrapport van het MER onder de mogelijke incidenten.

Maatregelen bij gereedmaken van de putten

Omdat via de put het reservoir in directe verbinding staat met het oppervlak (de zeebodem) worden standaard barrières geplaatst om lekkage door of langs de put(wand) te voorkomen. De kwaliteit van het putmateriaal is hierbij van belang, in het bijzonder ter hoogte van de afdichtende gesteentelagen. Bij gebruik van de juiste materialen vormt de cementering tussen de putverbuizing en de gesteentelagen een ondoordringbare barrière voor de CO₂ in het reservoir.

Voor de injectie van CO₂ wordt gebruik gemaakt van nieuw geboorde putten. Op dit moment is er daarom geen uitspraak te doen over de kwaliteit van de putten omdat ze nog niet geboord zijn, maar omdat het om nieuwe putten gaat die met hedendaagse standaarden worden gemaakt en niet degelijk verouderd zijn, wordt er verwacht dat deze een klein risico op lekkage zullen vormen.

Afsluiting van de putten

Na voltooiing van de CO₂-injectie en bij het abandonneren van bestaande putten is het van belang de putten veilig af te sluiten. Hiervoor zijn protocollen opgesteld waarmee de integriteit gewaarborgd moet worden. Hierbij wordt gewerkt in overeenstemming met de voorschriften uit de Mijnbouwwet en de NOGEPA standaard 45, zoals die ten tijde van het abandonneren geldig zullen zijn.

Ter hoogte van het afsluitende gesteente wordt een cementprop (plug) van voldoende kwaliteit gezet om lekkage van CO₂ of koolwaterstoffen uit het opslagcomplex te voorkomen, waarbij het formatie-tot-formatie caprock restauratie principe wordt gevolgd.

Verder wordt de binnenkant van de put opgedeeld in secties die elk worden opgevuld met een cementprop (een 'plug'). Hiermee wordt migratie van CO₂ door de binnenkant van de put voorkomen.

6.2.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Het risico op lekkage via de put of langs de putwand neemt toe bij een lagere kwaliteit van de putten of de putafsluiting. Mechanische, chemische of thermische processen kunnen een nadelig effect hebben op de kwaliteit van de putmaterialen en afsluiting. Om deze reden wordt gekozen voor nieuwe putten specifiek ontworpen voor CO₂ injectie.

Mechanische bedreigingen

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir toe. De druk is door de gasproductie uit het reservoir afgenomen tot 38-58 bar en neemt door CO₂-injectie weer toe tot een maximale einddruk van 402 bar. Deze drukverhoging kan leiden tot de vorming van micro-annuli in de cementering van de putwand, waardoor deze beschadigd raakt. Daarnaast kan CO₂-injectie in een gedepleteerd reservoir rondom de put tot een significante temperatuurdaling leiden waarbij de temperatuur zelfs tot beneden de nul graden kan dalen. De gevolgen van deze temperatuurdaling worden nader besproken bij de thermische bedreigingen. Na beëindiging van de injectiefase zal de druk in het reservoir stabiliseren waardoor de mechanische bedreigingen niet meer optreden.

Chemische bedreigingen

Na injectie in het reservoirgesteente zal de CO₂ gedeeltelijk oplossen in het formatiewater waardoor onder andere de zuurgraad van het water gaat veranderen. Hierdoor kunnen reacties optreden met mineralen uit het reservoirgesteente (bijvoorbeeld evaporieten of carbonaten) en met de putmaterialen. Deze chemische reacties kunnen plaatsvinden op de korte termijn (dagen tot maanden) of op de lange termijn (geologische tijdschaal). De putintegriteit kan afnemen door corrosie van het staal of door chemische vertering van het cement.

Thermische bedreigingen

De CO₂ wordt offshore getransporteerd in vloeibare fase. Hiervoor wordt het op hoge druk en op lage temperatuur gebracht. De temperatuur in het reservoir is echter ruim boven de 100°C en, aan het eind van de gasproductie fase, op lage druk. De initiële temperatuur en de temperatuurdaling als gevolg van het uitstromen in het lage druk reservoir zorgen voor een groot temperatuurverschil tussen de CO₂ en zijn omgevingstemperatuur. Dit temperatuurverschil kan leiden tot het ongelijkmatig uitzetten of krimpen van de putmaterialen en tot bevriezing van het water in de cementporiën. Dit kan leiden tot schade aan de putonderdelen en de integriteit van de put cementatie. Bij de vorming van micro-annuli in de cementering kan een migratieroute voor de CO₂ worden gevormd. Na beëindiging van de CO₂-injectie komt de temperatuur langzaam in evenwicht met de omgevingstemperatuur van het reservoir. Hierdoor verdwijnt het risico, maar blijven de ontstane gevolgen merkbaar aan de putintegriteit.

Consequenties

Bij migratie langs de putwand komt de CO₂ in hoger gelegen gesteenten terecht. Wanneer de CO₂ in bovenliggende lagen terecht komt, geldt dit als lekkage. In hoeverre de CO₂ opgeslagen blijft nabij het afsluitende gesteente of juist verder door de ondergrond migreert, is afhankelijk van de eigenschappen van de lokale bovenliggende gesteentelagen. Bij lekkage van de CO₂ via de put is het mogelijk dat deze ontsnapt naar de atmosfeer.

6.2.3 Risico in L10-ALBE

De putten in het L10-ALBE opslagcomplex staan in directe verbinding met het zeebodemoppervlak, waardoor deze een vergroot lekkagerisico vormen. Dit risico wordt onderstaand beoordeeld voor vier categorieën. Eerst volgt een beoordeling van het risico tijdens de injectieperiode en nadat deze is afgerond en de putten zijn verlaten. Daarnaast worden de monitoringsputten beoordeeld, en de reeds afgesloten en verlaten gasputten.

Waarschijnlijkheid

Tijdens de injectiefase

Voor de injectie van CO₂ wordt gebruik gemaakt van nieuw geboorde putten. Op dit moment is er daarom geen uitspraak te doen over de kwaliteit van de putten omdat ze nog niet geboord zijn, maar omdat het om nieuwe putten gaat die met hedendaagse standaarden worden gemaakt en niet verouderd zijn, wordt er verwacht dat deze een zeer onwaarschijnlijk risico op lekkage zullen vormen.

Na verlaten en afsluiting van de put

Voor de verlaten en afsluiting van de injectieputten geldt dezelfde methodiek als voor alle E&P putten die voor aanvang van CO₂-injectie worden afgesloten. Hiervoor is de gestandaardiseerde aanpak van Neptune Energy van toepassing, waarbij tevens de geologische integriteit van de deklaag wordt hersteld. Hierdoor is CO₂-lekkage langs de putwand zeer onwaarschijnlijk en heeft het een laag risico voor het milieu.

Monitoringsputten

Er wordt zowel in de noordelijke als de zuidelijke compartimenten geen gebruik gemaakt van monitoringsputten. Wel zal zo veel mogelijk de druk en temperatuur in het reservoir gemonitord worden in geboorde injectieputten, ook wanneer deze niet in gebruik zijn. Aangezien er altijd een extra put beschikbaar is voor de benodigde injectiecapaciteit, betekent dit in praktijk gedurende lange periodes de beschikbaarheid van een monitoringput.

Reeds verlaten en afgesloten putten

De 22 putten die buiten gebruik (verlaten) zijn hebben allemaal een aangetoond effectieve formatie-tot-formatie afsluiting. Bij drie putten (L10-A9, L10-A10ST1, L10-B1ST1) kan het uitdagend zijn om de put voldoende af te sluiten ter hoogte van het afsluitend gesteente. L10-A9 is niet meer in gebruik, L10-A10ST1 en L10-B1ST1 zijn dat nog wel. Alle drie de putten vertonen enige scheurvorming in de verbuizing en opvoerserie in het bovenste deel van de Zechstein formatie. Alle drie de putten zijn toegankelijk vanuit de putmond en bij alle drie is er de mogelijkheid om een formatie-tot-formatie afsluiting te realiseren.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

De risico's op lekkage via of langs de put worden zo veel mogelijk beperkt door middel van mitigerende maatregelen. Deze zijn van toepassing in de aanlegfase, operationele fase en na afsluiting van de putten.


Allereerst worden de putten zodanig aangepast dat ze bestand zijn tegen CO₂-lekkage. Hiervoor wordt aanvullen onderzoek verricht naar de kwaliteit van de putcementatie en de wanddikte. Tijdens de gebruiksfase worden beheersmaatregelen toegepast in het kader van monitoring en controle van de

druktoename in het reservoir. Het uitgebreide monitoringsplan is opgenomen in hoofdstuk 7 van dit rapport.

Risico-inschatting

Om het risico op lekkage langs of door de put minimaal te houden, is het van belang de kwaliteit van de cementatie te waarborgen en waar mogelijk te verbeteren. Dit wordt uitgevoerd door middel van de mitigerende maatregelen en het risicobeheersplan. Op de lange termijn kan de integriteit van de putten voldoende worden gewaarborgd, wat betekent dat de risico's klein zijn en voornamelijk aanwezig zijn tijdens de injectieperiode (circa 25 jaar). Hierbij is het van belang de aanpassingen bij het afdichten en verlaten van de putten zorgvuldig uit te voeren, om zo het risico op lekkage ook na de injectieperiode te waarborgen. De risicomatrix voor putlekkage geeft daarom aan dat de waarschijnlijkheid laag is en de hoeveelheid CO₂ dat weglekt verwaarloosbaar is.

De risicomatrix met als beoordeling A2 op het risico voor lekkage via of langs de putten is weergegeven in figuur 6.4.

Impact	Probability				
	Extremely Unlikely (A) Conceivable to happen, but only under extreme circumstances	Unlikely (B) 10%<50% chance of happening	Likely (C) >50% chance of happening	Highly Likely (D) >75% chance to happen	Near Certain (E) Almost certain to happen
Critical (5)	Yellow	Orange	Red	Red	Red
Major (4)	Yellow	Orange	Orange	Red	Red
Significant (3)	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Red
Moderate (2)	Green 	Yellow	Yellow	Orange	Orange
Minor (1)	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow

Figuur 6.4: Risicomatrix voor lekkage via of langs de putten in L10-ALBE (ALARP rest risico)

6.3 Lekkagescenario 2: Door het afsluitende gesteente

6.3.1 Beschrijving scenario

Door het optreden van mechanische, chemische en thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie in het reservoir kan de integriteit van het afsluitende gesteente aangetast worden. Het afsluitende gesteente heeft miljoenen jaren als barrière gewerkt waardoor het aardgas afgesloten bleef in het reservoir. Lekkage paden kunnen echter in de bovenlaag ontstaan door de vorming van scheurtjes (ook

wel 'thermofracking'), middels reeds bestaande breuken of door diffusie. Deze risico's kunnen resulteren in mogelijke migratieroutes van het reservoir richting de bovenliggende lagen en de biosfeer.

6.3.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De integriteit van het afsluitende gesteente kan afnemen door het optreden van mechanische, chemische of thermische bedreigingen. Deze zijn hieronder nader toegelicht.

Mechanische bedreigingen

De winning van aardgas heeft de reservoirdruk verlaagd van 415 bar naar 38-58 bar. De druk neemt weer toe door de injectie van CO₂, tot een maximale (hydrostatische) einddruk van 402 bar (uit voorzorg gegeven putintegriteit). Lokale drukveranderingen kunnen echter ontstaan door gesteente heterogeniteit, dichtheidsveranderingen, faseveranderingen en hoge injectiedebieten. De (lokaal) verhoogde druk in het reservoir heeft invloed op de integriteit van het afsluitende gesteente.

Chemische bedreigingen

Bij de oplossing van CO₂ in het poriënwater kunnen chemische reacties optreden met het reservoirgesteente of het gesteente van het afsluitende gesteente. Deze reacties kunnen leiden tot een verhoogde doorlaatbaarheid van het afsluitende gesteente waardoor de integriteit afneemt.

Thermische bedreigingen

Met de injectie van koude CO₂ treden thermische (temperatuur) veranderingen op in het reservoir die een mogelijke bedreiging vormen voor de integriteit van het reservoir. Het grote temperatuurverschil dat ontstaat tussen de CO₂ en de omgevingstemperatuur kan leiden tot het optreden van trekspanningen in het afsluitende gesteente. Hierdoor kunnen microbreuken gevormd worden in de bovenlaag.

Consequenties

Het optreden van de voorheen beschreven mechanische, chemische en thermische bedreigingen hebben als consequentie dat de CO₂ het reservoir uit migreert en zich in de bovenliggende lagen gaat bevinden. Vanaf hier is het mogelijk dat de CO₂ zich verder opwaarts beweegt of wordt ingevangen in het poriënwater in één van de lagen.

6.3.3 Risico in L10-ALBE

De deklaag van het opslagcomplex L10-ALBE bestaat uit de Zechstein Groep, het Ten Boer Laagpakket en de Onder-Bontzandsteen Groep. Het Ten Boer Laagpakket en de Onder-Bontzandsteen Groep vormen een additionele barrière ter aanvulling op de Zechstein Groep.

Waarschijnlijkheid

Om de waarschijnlijkheid van CO₂-lekkage uit het L10-ALBE opslagcomplex door het afsluitende gesteente te analyseren, worden de mechanische, chemische en thermische bedreigingen in L10-ALBE beschreven.

Mechanische bedreigingen in L10-ALBE

De aanwezigheid van het L10-ALBE gasveld betekent dat er van oorsprong geen fracture netwerken in het afsluitende gesteente aanwezig zijn. In de Zechstein Groep is de vorming van een fracture network niet mogelijk door het voorkomen van haliet (steenzout), wat een zelfdichtende werking heeft.

Het risico op scheurvorming als gevolg van de veranderingen in het reservoir dient echter ook te worden beoordeeld. Neptune Energy heeft een geomechanische modellering uitgevoerd om het risico op thermische of drukgerelateerde scheurvorming te beoordelen ten tijde van de gasproductie fase, de CO₂-

injectiefase en in de periode na insluiting. De conclusie uit de modellering is dat de vorming van mechanisch geïnduceerde scheuren in de afsluitende bovenlaag niet mogelijk is omdat de druk ten tijde van de CO₂-injectie niet oploopt tot boven de originele reservoirdruk. Mocht scheurvorming toch optreden, dan zal dit plaats vinden in de zwakste formatie, in dit geval het reservoir. Het mechanische contrast tussen het reservoir en de bovenliggende afdichtende lagen is zodanig dat dit een barrière vormt.

Chemische bedreigingen in L10-ALBE

Chemische reacties tussen de geïnjecteerde CO₂ en de mineralen in de deklaag kunnen leiden tot verzwakking of perforatie van de afdichtende bovenlaag. Neptune Energy heeft een speciale geochemische studie uitgevoerd. Hieruit volgde de verwachting dat het met CO₂ verzadigde water de deklaag niet oplost. In feite is de zure vloeistof naar verwachting zelfbufferend en zal enkel het gesteente direct boven het opslagreservoir beïnvloeden. De vorming en neerslag van carbonaat leidt tot een afdichting van poreuze ruimtes en daarmee wordt de verdere migratie van CO₂ voorkomen.

Het risico op diffusie en capillaire stroming door het afsluitende gesteente heen wordt onwaarschijnlijk geacht. Diffusie is een achtergrondproces dat constant plaatsvindt op oneindig lage snelheid, over geologische tijdschalen heen. De snelheid van de capillaire stroming is afhankelijk van de dikte van de laag, de permeabiliteit en het drukverschil. Modelleringen geven aan dat CO₂-diffusie op deze manier over een periode van 2000 jaar beperkt blijft tot circa 5 meter in de kleistenen deklaag. Daarom wordt dit lekkagescenario onwaarschijnlijk geacht.

Thermische bedreigingen in L10-ALBE

Neptune Energy heeft een geomechanische modellering uitgevoerd om het risico op thermische of drukgerelateerde scheurvorming te beoordelen. De vorming van thermisch geïnduceerde scheuren is even onwaarschijnlijk bevonden als die van mechanische geïnduceerde scheuren. In het meest extreme en uiterst onwaarschijnlijke geval zullen thermische scheuren maximaal 15 meter in de Basis-Zechstein Anhydriet laag (ZEB) reiken en blijft het Zechstein Halië (ZEH) intact.


Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks het kleine risico op lekkage door het afsluitende gesteente is het belangrijk de omstandigheden in het reservoir nauwkeurig te controleren middels een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan. Voornamelijk de injectiedruk en de einddruk in het reservoir is van belang, omdat deze niet boven de initiële reservoirdruk uit mag komen. Het behouden van een hogere druk in de deklaag dan in het reservoir zorgt er voor dat CO₂ niet het reservoir uit migreert. Daarnaast worden de temperatuur en de chemische samenstelling van de CO₂ gecontroleerd om chemische en thermische effecten uit te sluiten.

Risico-inschatting

Het risico op lekkage door het afsluitende gesteente is onder normale omstandigheden verwaarloosbaar klein. Het afsluitende gesteente heeft uitstekende eigenschappen om voldoende bescherming te bieden tegen lekkage. Daarnaast wordt de integriteit van de deklaag niet nadelig beïnvloed door de chemische veranderingen. Met inachtneming van de beheersmaatregelen heeft dit geleid tot onderstaande inschatting van het restrisico (ALARP).

De risicomatrix met beoordeling A1 voor het risico op lekkage door het afsluitende gesteente is weergegeven in figuur 6.5, dit risico is verwaarloosbaar klein.

Impact	Probability				
	Extremely Unlikely (A)	Unlikely (B)	Likely (C)	Highly Likely (D)	Near Certain (E)
	Conceivable to happen, but only under extreme circumstances	10%<50% chance of happening	>50% chance of happening	>75% chance to happen	Almost certain to happen
Critical (5)	Yellow	Orange	Red	Red	Red
Major (4)	Yellow	Orange	Orange	Red	Red
Significant (3)	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Red
Moderate (2)	Green	Yellow	Yellow	Orange	Orange
Minor (1)		Green	Yellow	Yellow	Yellow

Figuur 6.5: Risicomatrix voor lekkage door het afsluitende gesteente van L10-ALBE (ALARP rest risico).

6.4 Lekkagescenario 3: Langs breuken

6.4.1 Beschrijving scenario

Lekkage kan voorkomen langs breuken wanneer deze door mechanische, chemische of thermische bedreigingen niet meer gasdicht zijn. De breuken die in het reservoir aanwezig zijn, hebben in het verleden niet geleid tot het ontsnappen van aardgas. Hieruit kan worden geconcludeerd dat deze gasdicht zijn. Het is dus de vraag of dit beïnvloed is door de gasproductie en in hoeverre dit beïnvloed wordt door de CO₂-injectie.

6.4.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De ondoorlaatbaarheid van de breuken kan worden beïnvloed door twee mogelijke bedreigingen. Zo kunnen er veranderingen in de breukzone optreden door chemische reacties of kan reactivatie van de breuken plaats vinden door mechanische of thermische veranderingen.

Consequenties

De consequenties van lekkage langs een breuk zijn sterk afhankelijk van de desbetreffende breukzone. De hoeveelheid CO₂ die kan lekken via de breuk hangt af van de doorlaatbaarheid, de chemische reactiviteit, de afmetingen van de breuk en het ontstane spanningsverschil door mechanische en thermische veranderingen. Zo is het lekkagerisico groter bij breuken die doorlopen tot dicht bij de zeebodem dan bij breuken van kleine omvang die zich op grote diepte bevinden.

6.4.3 Risico in L10-ALBE

Het opslagcomplex L10-ALBE wordt lateraal begrensd door afdichtende breuken. De verplaatsing die langs deze breuken heeft plaatsgevonden heeft gezorgd voor het afdichtende vermogen van de breuken, waardoor CO₂ niet langs deze breuken ontsnapt.

Waarschijnlijkheid

Momenteel is er een gasveld aanwezig in L10-ALBE en er is in de geologische geschiedenis geen bewijs van lekkage langs de breuken waargenomen. Het feit dat er nu geen breuken lekken maakt het zeer onwaarschijnlijk dat lekkage van CO₂ langs de breuken plaatsvindt.

Mechanische bedreigingen in L10-ALBE

Fenix Consulting Delft heeft in opdracht van Neptune Energy een stabiliteitsanalyse uitgevoerd van de breuken in de verschillende fases van het L10-ALBE veld (pre-productie, post-productie/pre-injectie en post-injectie). Hieruit is beoordeeld dat de grensbreuken elk stabiliseren wanneer de druk toeneemt tijdens CO₂-injectie. Dit maakt de waarschijnlijkheid en ernst van seismiciteit geïnduceerd door CO₂-injectie zeer laag. Geen van de grensbreuken bleek in elk van de drie fases kritisch belast te zijn.

De injectieputten zijn gesitueerd op afstand van de grensbreuken, waardoor thermische en druk effecten bij de breuken beperkt zijn tot een minimum. Reactivering van de grensbreuken zou alleen mogelijk zijn bij het ver overschrijden van de maximale injectiedruk en -volume. Mocht dit toch het geval zijn, dan wordt de breukzone vooralsnog afgesloten door de deklaag (vanwege de Zechstein halieten).

Chemische bedreigingen in L10-ALBE

TNO heeft in opdracht van Neptune Energy geochemische impact studie uitgevoerd om het risico op reactivatie van de breukzone door chemische reacties te beoordelen. Hieruit is geconcludeerd dat geen significante minerale reacties optreden die een negatieve impact hebben op de lange termijn opslag van CO₂ in het opslagcomplex. Negatieve effecten kunnen enkel optreden wanneer de CO₂ pluim de breukzones bereikt gepaard gaande met mogelijke oplossing van klei mineralen, maar deze worden op de lange termijn gecompenseerd door de neerslag van carbonaat mineralen, wat de breukzones stabiliseert.

Thermische bedreigingen in L10-ALBE

De afstand van de grensbreuken tot de injectieputten maakt dat thermische effecten beperkt zijn. Geen van de randbreuken ervaart significante afkoeling, waardoor de kritische spanning op de randbreuken niet verder toeneemt en doorgaans afneemt. Zoals bij *Mechanische bedreigingen in L10-ALBE* is beschreven, is dit een minimaal risico dat niet mogelijk is onder normale omstandigheden.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Om onbekende risico's uit te sluiten en de situatie nauwkeurig te controleren, wordt een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan opgesteld. Dit is ter voorkoming van eventuele lekkage via grensbreuken.

Als onderdeel hiervan bevatten de nieuw te boren putten een monitoringsysteem in de put. Hiermee kunnen metingen worden uitgevoerd in de put, zoals druk, temperatuur, geluid en trillingen langs de put annulus.

Risico-inschatting

De integriteit van de grensbreuken is voldoende gebleken uit de productiehistorie van het aardgasveld. Naar verwachting neemt de spanning op de breukzone door de injectie van CO₂ af, waardoor het risico op reactivatie kleiner wordt. Monitoring wordt daarnaast ingezet om het lekkagerisico tijdig te detecteren. De risicomatrix met beoordeling A2 voor het risico op lekkage langs breuken is weergegeven in figuur 6.6.

Impact	Probability				
	Extremely Unlikely (A) Conceivable to happen, but only under extreme circumstances	Unlikely (B) 10%<50% chance of happening	Likely (C) >50% chance of happening	Highly Likely (D) >75% chance to happen	Near Certain (E) Almost certain to happen
Critical (5)	Yellow	Orange	Red	Red	Red
Major (4)	Yellow	Orange	Orange	Red	Red
Significant (3)	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Red
Moderate (2)	Green	Yellow	Yellow	Orange	Orange
Minor (1)	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow

Figuur 6.6: Risicomatrix voor lekkage door de grensbreuken van L10-ALBE (ALARP rest risico)

6.5 Lekkagescenario 4: Via het zadelpunt

6.5.1 Beschrijving scenario

De laterale afmetingen van het reservoir worden bepaald door de natuurlijk architectuur en/of de begrenzing door breuken. Deze natuurlijke architectuur kan bijvoorbeeld begrensd worden door een zadelpunt (ook wel 'spill point' of het natuurlijke overstromingspunt) van de driedimensionale reservoirstructuur. Bij opslag voorbij het zadelpunt van het reservoir wordt de opslagcapaciteit overschreden. Hierdoor kan CO₂ uit het opslagcomplex weg migreren.

6.5.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Lekkage van CO₂ via het zadelpunt van het reservoir kan veroorzaakt worden door vier mogelijke bedreigingen. Allereerst kan de opslagcapaciteit van het reservoir zijn overschreden. Hierdoor neemt de druk in het reservoir toe en kan de CO₂ zich lateraal gaan verspreiden tot voorbij het zadelpunt.

Ten tweede kunnen de heterogene eigenschappen van het reservoir er voor zorgen dat de drukopbouw ongelijkmatig in het reservoir plaatsvindt. De opbouwende druk kan er toe leiden dat de CO₂ langs het zadelpunt geperst worden. Dergelijke vloeistofstromingen in het reservoir worden ook wel voorkeursstromen genoemd.

Als er water aanwezig is in het reservoir en dit water onderhevig is aan stromingen, is het mogelijk dat de CO₂ oplost in het water en het zich via ondergrondse stromingen langs het zadelpunt migreert.

Bij de aanwezigheid of doorgaande gasgeneratie kan de druk in het reservoir toenemen wanneer CO₂ en aardgas gaan mengen. Bij een dergelijke druktoename kan de CO₂ langs het zadelpunt geperst worden.

Consequenties

Bij migratie van CO₂ langs het zadelpunt zal het zich in reservoirgesteentelagen gaan bevinden die aan het opslagcomplex verbonden zijn, maar van zichzelf geen natuurlijke begrenzing hebben. Het gedrag en de verspreiding van de CO₂ na lekkage is oncontroleerbaar en kan leiden tot mogelijke lekkage richting de oppervlakte.

Wanneer lekkage van CO₂ via het natuurlijke zadelpunt plaatsvindt, gaat dit uiteindelijk om een tijdelijke lekkage van beperkte hoeveelheden CO₂.

6.5.3 Risico in L10-ALBE

Ondanks dat er geen ondergrondse scenario's zijn geïdentificeerd waarin wordt voorspeld dat laterale lekkage via een zadelpunt optreedt, is het scenario wel onderworpen aan een vlinderdasanalyse.

Waarschijnlijkheid

L10-ALBE heeft twee natuurlijke zadelpunten langs de buitenkanten van de bufferzones. Aan de noordoostelijke zijde van de oostelijke bufferzone bevindt zich een zadelpunt aan de top van het reservoirgesteente op een diepte rond het gas-water contact. Het is niet waarschijnlijk dat het CO₂ tot dit zadelpunt migreert. Mocht het toch voorbij het zadelpunt komen, dan is deze bufferzone afgesloten door breuk L10-Buffer2-E.

In de westelijke bufferzone wordt de laterale migratie afgesloten door een structureel zadel waarbij de top van het reservoirgesteente onder het originele gas-water contact zakt.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks dat het risico op lekkage via zadelpunten zeer laag is, is het van belang onbekende risico's uit te sluiten door de situatie nauwkeurig te controleren. Dit kan gedaan worden via een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan.

Risico-inschatting

Het risico van laterale lekkage uit het L10-ALBE opslagcomplex via een zadelpunt heeft een lage waarschijnlijkheid en als het al plaatsvindt, heeft het een gematigde impact van CO₂-lekkage. Dit is ook terug te zien in de risicomatrix in figuur 6.7, waar het risico is beoordeeld met A2.

Impact	Probability				
	Extremely Unlikely (A)	Unlikely (B)	Likely (C)	Highly Likely (D)	Near Certain (E)
	Conceivable to happen, but only under extreme circumstances	10% < 50% chance of happening	> 50% chance of happening	> 75% chance to happen	Almost certain to happen
Critical (5)	Yellow	Orange	Red	Red	Red
Major (4)	Yellow	Orange	Orange	Red	Red
Significant (3)	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Red
Moderate (2)	Green	Yellow	Yellow	Orange	Orange
Minor (1)	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow

Figuur 6.7: Risicomatrix voor lekkage via het zadelpunt van L10-ALBE (ALARP rest risico)

6.6 Conclusie lekkagescenario's

De vier lekkagescenario's zijn beschreven en beoordeeld voor de situatie in L10-ALBE door middel van de risicomatrices. Hiermee zijn de mogelijke lekkage paden in beeld gebracht, de waarschijnlijkheid dat lekkage via een bepaald lekkage pad optreedt en de impact die deze lekkage zou hebben wanneer het plaatsvindt. Met inachtneming van de preventieve en mitigerende beheersmaatregelen zoals geïdentificeerd door Neptune Energy is de kans op lekkage uit het L10-ALBE opslagcomplex onwaarschijnlijk en, mocht dit onverhoopt toch gebeuren, is de impact gering. Hierbij zijn enkele aandachtspunten belangrijk en deze zijn onderstaand beschreven per fase van het project.

Aanlegfase

In de aanlegfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Aanleg van de putten dusdanig dat deze geschikt zijn voor CO₂-injectie. Hierbij wordt gekozen voor CO₂-geschikte materialen en worden de kwaliteit, wanddikte, opvoerserie en putafwerking dusdanig ontworpen dat deze geschikt zijn voor CO₂-injectie;
- Indien nodig worden cementreparaties of herstelwerkzaamheden uitgevoerd aan de buitenkant van de afgesloten putten;

Injectiefase

In de injectiefase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Monitoring in de putten om zorg te dragen voor een gecontroleerde CO₂-injectie. Mochten de meetwaarden afwijken van de verwachte waarden (uit de modelberekeningen), wordt aan de hand van het mitigatieplan bepaald welke actie noodzakelijk is;

- De reservoirdruk wordt gecontroleerd en mag niet verder stijgen dan de hydrostatische druk. Deze wordt mede gereguleerd door een gecontroleerde injectiedruk. Hiermee wordt het risico op lekkage geminimaliseerd.

Afsluitingsfase

In de afsluitingsfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

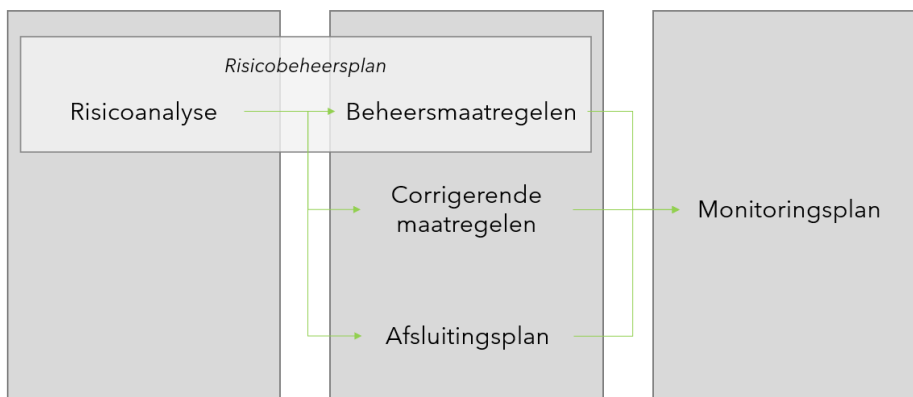
- Bij afsluiting worden de standaardprocedures gevolgd voor afdichting en verlating van de putten. Hierbij worden cementproppen ('plugs') geplaatst waardoor de CO₂ niet via de put naar het maaiveld kan migreren.;
- De kwaliteit van de gebruikte putmaterialen dient ook op de lange termijn te worden gewaarborgd om de putintegriteit te garanderen.

Bovenstaande aandachtsgebieden worden ondersteund door een uitgebreid monitoringsplan dat de gehele levenscyclus beslaat van het opslagproject, van de pre-injectieperiode tot de post-injectieperiode (een periode van 3 jaar waarin faciliteiten worden ontmanteld en verlaten) en de post-overdrachtsperiode (verondersteld een periode van maximaal 30 jaar). Zie voor het monitoringsplan ook hoofdstuk 7.

7 Monitoring

7.1 Inleiding

Zoals vastgesteld in de Mijnbouwwet worden bij de opslagvergunningaanvraag vier plannen ingediend. Deze plannen hebben het gezamenlijke doel de opslag van CO₂ zo veilig en gecontroleerd mogelijk plaats te laten vinden. Dit zijn het risicobeheersplan, het monitoringsplan, het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan (zie figuur 7.1). Het risicobeheersplan bestaat uit een risicoanalyse (risk assessment) en de risico beheersmaatregelen (riskmanagement). De risicoanalyse vormt de basis voor het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan. Het monitoringsplan is opgesteld op basis van deze plannen en het risicobeheersplan en in afstemming met als toezichthouder het Staatstoezicht op de Mijnen.



Figuur 7.1 Overzicht van de in te dienen plannen en hun onderlinge relatie

In voorgaande hoofdstukken is het belang van monitoring naar voren gekomen. Het is een essentieel onderdeel omdat het de omstandigheden in het reservoir en de omgeving controleert en daarmee risico's kan voorkomen en minimaliseren. Naast de risico parameters worden ook operationele parameters gemeten, zodat de operator sturing kan geven aan het injectieproces binnen de vooraf vastgestelde bandbreedten.

Het offshore verkrijgen van monitoringsgegevens is een kostbaar proces, wat het extra belangrijk maakt om afgewogen keuzes te maken in de intensiteit en timing van het monitoringsprogramma. Het monitoringsplan wordt mede afgestemd op de EU Emission Trading System (ETS) voorwaarden. Hierbij ligt de nadruk op het registreren van mogelijke lekkage uit het opslagcomplex.

7.2 Opzet van het monitoringsplan

Het monitoringsplan is opgesteld om vast te stellen dat het injectieproces zich afspeelt binnen de afgesproken operationele condities, dat de verspreiding van CO₂ in het opslagcomplex plaatsvindt conform de voorspellingen en voor het beheersen en minimaliseren van de risico's. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende onderdelen:

- Verplichte monitoring, voor het periodiek of continu monitoren van aspecten gericht op CO₂-migratie of potentiële lekpaden;
- Noodzakelijke monitoring, voor items die cruciaal zijn voor de integriteit en operationele processen;
- Contingent monitoring, aanvullende monitoring toegepast op de detectie van significante afwijkingen.

De onderdelen van het monitoringsplan worden behandeld voor de gehele levenscyclus van het project. Hieronder valt de pre-injectiefase, de injectieperiode (van 25 jaar), signaleringsperiode (van 1 jaar), de afsluitingsperiode (van 3 jaar) en de post-overdrachtsperiode (verondersteld maximaal 30 jaar). Na afsluiting wordt het gevulde reservoir overgedragen aan de overheid zodra een aantoonbaar stabiele situatie is bereikt. Ook na deze overdracht worden de ontwikkelingen in het reservoir op de lange termijn periodiek gevolgd.

De monitoringelementen die voor het L10-ALBE opslagcomplex zijn geïdentificeerd en het doel er van zijn de volgende:

- Druk, temperatuur, flowrate en vloeistofsamenstelling langs het volledige injectiesysteem, voor CO₂-migratie in het opslagcomplex;
- KNMI seismisch netwerk om seismiciteit te monitoren, voor de structurele integriteit;
- Milieuonderzoeken, voor veranderingen in het ecosysteem en CO₂-lekkage;
- CO₂-detectors op het platform om lekkage te detecteren.
- GPS metingen op het platform om bodembeweging te meten.
- Reguliere inspectie van de zeebodem om afwezigheid van CO₂-lekkage vanuit de ondergrond, vooral rond de platformen, te bevestigen.

Bovengenoemde monitoringsmaatregelen zijn opgenomen in het monitoringsplan als onderdeel van de opslagvergunningaanvraag. Naast deze monitoringelementen zijn aanvullende monitoringelementen geïdentificeerd in geval van een significante deviatie. Hieronder vallen compositie analyse (CO₂ gehalte), monsternames, ROV-inspectie en meettechnieken in de put. Naast het KNMI netwerk wordt er geen gebruik gemaakt van aanvullende seismische trilling detectie, zoals geophones op de zeebodem. Ook is 4D seismisch onderzoek niet gepland, vanwege de inschatting dat dit geen bruikbare informatie oplevert. De inschatting is dat het met 4D seismiek niet mogelijk is om laterale migratie van CO₂ te signaleren buiten het opslagvoorkomen.

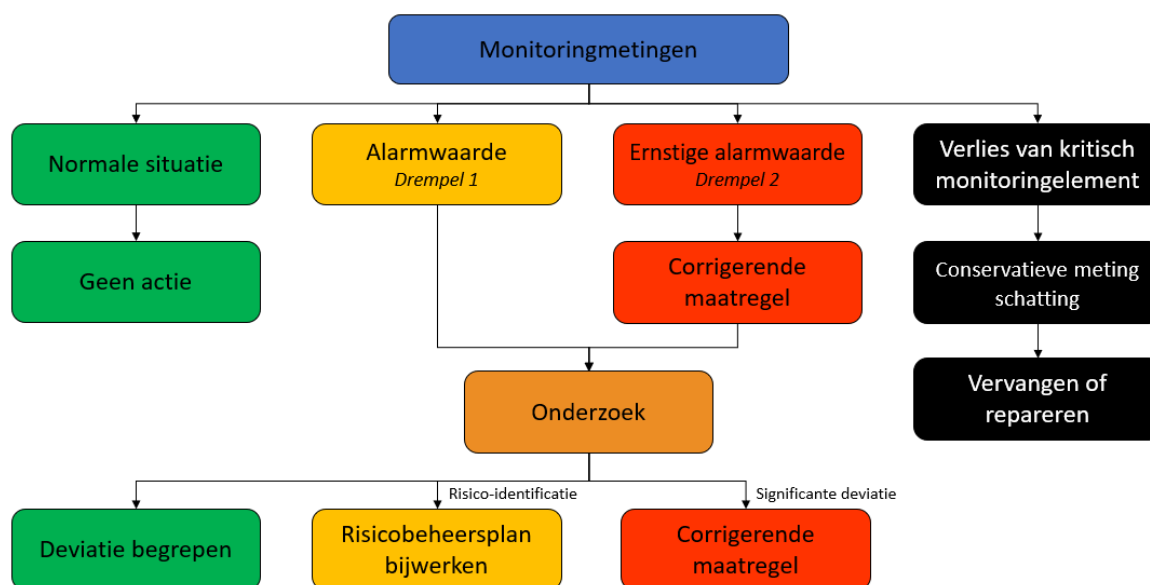
7.3 Ontwerp van het monitoringsplan

Het monitoringsplan is ontworpen met inachtneming van de voorwaarden en doelstellingen die gesteld zijn. Het plan richt zich op het aanpassen van de modelprojecties aan de hand van afwijkingen binnen de onzekerheidsmarge. Afhankelijk van de ernst van de afwijkingen worden aanvullende metingen verricht of corrigerende maatregelen getroffen. Het proces dat wordt gevolgd in het monitoringsplan is weergegeven in figuur 7.2.

In het monitoringsplan wordt onderscheid gemaakt tussen drie beoordelingen per onderdeel van het plan. Dit gaat volgens drie zones uit het zogeheten stoplichtmodel:

- Groen – normale operationele bandbreedte van gemeten waarde. De opslag vindt plaats conform verwachting dus er vinden geen aanvullende handelingen plaats;
- Oranje – signaalwaarde. Bandbreedte van waarden is anders dan verwacht maar wel veilig, dit vraagt om extra aandacht om de oorzaak vast te stellen. Mitigerende handelingen en contingent monitoring vinden plaats afhankelijk van de omstandigheden;
- Rood – actiewaarde. Waarden wijken ernstig af of overschrijden veiligheidslimieten waardoor injectie beperkt of afgebroken wordt tot de oorzaak en consequenties duidelijk zijn. Op dit niveau moeten corrigerende maatregelen worden genomen.
- Zwart – calamiteit. Het optreden van een calamiteit valt buiten het reguliere monitoringsplan. Een incident kan leiden tot het verlies van een kritisch monitoringselement en zal daarom leiden tot een vervanging of reparatie in de installatie.

Het plan wordt opgesteld voor de start van CO₂-injectie en vervolgens minimaal elke 5 jaar geactualiseerd.



Figuur 7.2 Monitoringsplan procesbeschrijving

7.4 Meetprogramma

Als onderdeel van het monitoringsplan is een meetprogramma opgesteld voor zowel het bovengrondse (platform, leidingen, zeebodem) als het ondergrondse opslagdeel (reservoir en putten) van de CCS-keten. Deze opslag in de diepe ondergrond wordt uitgevoerd in combinatie met het integrale meetprogramma van de Aramis infrastructuur. Een aantal meetwaarden worden gekoppeld aan de metingen bij het compressorstation en deels bij de leveranciers. Dit betreft de druk-, temperatuur- en samenstellingsmetingen.

De apparatuur die onderdeel is van het meetprogramma wordt geplaatst in de injectieputten. Er is geen aparte monitoringsput. Wel wordt ten allen tijden een extra injectieput stand-by gehouden voor de benodigde injectiecapaciteit. Deze zal zoveel mogelijk als monitoringsput gebruikt worden door druk en temperatuur in het reservoir te meten.

Het meetprogramma is een belangrijk middel om tijdig CO₂-lekkage uit het opslagcomplex te detecteren. De volgende metingen zijn gerelateerd aan mogelijke lekkage:

- Druk en temperatuur in de putten (zowel bovenin als onderin);
- Temperatuur en geluid in de putten met glasvezelmetingen (DTS/DAS) langs het gehele traject om zowel lekkage te detecteren als fasegedrag in de putten van de CO₂ te monitoren,
- Annulaire druk in de putten (om putwand lekkage te detecteren);
- Samenstelling van het te injecteren CO₂-mengsel;
- Volume geïnjecteerd CO₂ gebaseerd op een volumemeting;
- Metingen van onregelmatigheden op de zeebodem.

Onderstaande tabel 7.1 geeft een overzicht van de in te zetten meetapparatuur of -methode per te verkrijgen informatie. Deze tabel geeft een indicatie van mogelijke monitoringsactiviteiten. Daarnaast

wordt als onderdeel van de injectiestrategie een monitoringsplan opgesteld, waarin meer details worden uitgewerkt.

Tabel 7.1. Overzicht monitoringsactiviteiten diepe ondergrond (TNO, 2019)

		Meting apparatuur / methode	Toegepast in L10-ALBE
Injectieproces			
1	Injectie hoeveelheid	Flow meter	Ja
2	CO2 concentratie in gasmengsel	Monsters & analyses: online systeem	Ja
3	Samenstelling te injecteren gasmengsel	Monsters & analyses: aanvullende monsters voor kalibratie	Ja
4	Bepaling watergehalte	Meting water in gasmengsel	Ja
5	Onregelmatige emissies door lekkage, afblazen of incidenten	Combinatie van technieken	Ja
Putintegriteit			
6	Annulaire druk	Druk meter (met alarmeringsniveau)	Ja
7	Putintegriteit	Wireline Logging (selection of tool: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	Ja
8	Druk boven in de putten	Druk meter	Ja
9	Temperatuur boven in de put	Temperatuur meter	Ja
10	Plugintegriteit	Druk test en aanvullende inspecties	Ja
Reservoirintegriteit			
11	Reservoirdruk, onder in de put gemeten	Druk meter	Ja
12	Reservoir temperatuur, onder in de put gemeten	Temperatuur meter (of DTS)	Ja
13	Stabiele druk meting gedurende periode zonder injectie	Druk meter tijdens shut-in	Ja
14	Stabiele temperatuur meting gedurende periode zonder injectie	Temperatuur meter (DTS) tijdens shut-in	Ja
15	Vermoedelijke lekkage	Oppervlakte seismische survey	Nee
Milieu monitoring			
16	Pockmarks aan de zeebodem	Multi-beam echosounding	Ja, bij het vermoeden van lekkage
17	Aanwezigheid van ondiep gas voorkomens of een gas schoorsteen in de ondiepe ondergrond	Baseline seismische data	Ja
18	Migratie paden voor gas in de ondiepe ondergrond	Time-lapse seismische data acquisitie (2D or 3D)	Nee
19	CO ₂ in de bodem in pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Ja, bij detectie bubbelstromen
20	Detectie van belletjes bij de bovenkant van de put	Akoestische belletjes detector	Ja

Bovenstaande tabel is een indicatie voor monitoringstechnieken en methodes. In sommige gevallen kan een methode (opgesteld door TNO) afwijken van het te meten verschijnsel zoals uit te voeren door Neptune Energy. Ook kunnen er meer monitoringsverschijnselen plaatsvinden dan hierboven worden vermeld.

8 Leemten in kennis en informatie

De uitdagingen van het werk in de diepe ondergrond zitten voornamelijk in het omgaan met onzekerheden. Het omgaan met deze onzekerheden is ook van toepassing bij de olie- en gaswinning, waar inmiddels enkele decennia aan ervaringen zijn opgebouwd hoe hiermee omgegaan kan worden. Hetzelfde geldt voor het ondiepere gebruik van de ondergrond, zoals voor drinkwaterwinning. Om informatie over de ondergrond te vergaren wordt vertrouwd op informatie die is vergaard door middel van metingen in situ en op afstand van de locatie, waar gelijke omstandigheden aan het oppervlak te observeren zijn. Deze informatie leidt doorgaans tot een voldoende beeld van de ondergrondse omgeving en de impact van de werkzaamheden hierop. Er blijft hierbij sprake van resterende onzekerheden, ook al hoeft dit geen belemmering te vormen voor het gebruik van de ondergrond. Dit hoofdstuk beschrijft de leemten in kennis en informatie die hebben geleid tot onzekerheden in dit rapport.

8.1 Leemten in kennis

Leemten in kennis ontstaan door onzekerheden over de omstandigheden in de diepe ondergrond. Data wordt vergaard door seismiek en putmetingen, welke worden opgeschaald naar driedimensionale modellen. In dit opschalingsproces worden aannames gedaan over de structuur van het reservoir en de heterogeniteit van de reservoir eigenschappen. Er lopen momenteel verschillende studies binnen Neptune Energy en als onderdeel van Joint Industry Projects (JIP's). Het doel van deze studies is om leemten in kennis te reduceren. Onderstaand worden de leemten in kennis in detail beschreven.

Modellering

De modellering is gebaseerd op data die in het verleden is vergaard en opgeschaald naar driedimensionale modellen. Dit is uitgevoerd met de beste inzichten en gebaseerd op productiedata uit het verleden, meetwaarden of aannames. De huidige modellen geven duidelijke inzichten in de lange termijn opslag en het lekkagerisico van de CO₂. Wanneer de injectiefase is gestart, kunnen de modellen verfijnd worden om zo te komen tot een geoptimaliseerde voorspelling van de CO₂-injectie.

Eigenschappen van CO₂

De druk, temperatuur, dichtheid en samenstelling van de CO₂ zijn van groot belang voor de hoeveelheid die kan worden opgeslagen. Omdat er nog geen ervaringen zijn met CO₂ afvang, transport en opslag op deze schaal, zijn de huidige aannames rond opslag slechts gebaseerd op voorspellingen. In het MER wordt de gemiddelde verwachte situatie behandeld. Daarnaast zijn afwijkende omstandigheden in beeld gebracht om het effect van afwijkingen in de eigenschappen van de CO₂ inzichtelijk te maken.

Lange termijn effecten

Het voornemen van het Aramis initiatief is het permanent opslaan van de CO₂ in de diepe ondergrond. Er wordt daarom rekening gehouden met een oneindige opslagperiode. Dit is ook verwerkt in de lange termijn effecten die zijn beoordeeld, welke in de uitvoering zo veel mogelijk worden beperkt. Wanneer serieuze problemen optreden in de toekomst blijft de mogelijkheid bestaan de CO₂ vooralsnog vrij te laten en grotendeels terug te keren naar de oorspronkelijke situatie.

8.2 Leemten in informatie

Leemten in informatie ontstaan door gebrek aan data, ervaring of kennis. Voor dit initiatief kunnen deze worden verkleind door het vergaren van additionele data, wat leidt tot een vergroting van kennis en ervaring. Onderstaand worden de leemten in informatie in detail beschreven.

Geologische en productiedata

Voorafgaand aan de gasproductie uit L10-ALBE heeft een uitgebreide exploratiefase plaatsgevonden waarin het gebied zo nauwkeurig mogelijk in kaart is gebracht. Deze fase is uitgevoerd door Neptune Energy en het eigendom is sindsdien in hun bezit.

Het MER is gebaseerd op de aanwezige informatie van Neptune Energy. Echter is het mogelijk dat aanvullende informatie beschikbaar komt na aanpassing van de putten. Daarnaast kan aanvullende informatie worden verkregen als nieuwe onderzoeken worden uitgevoerd ter completering.

Putintegriteit en -productiviteit

Voor de kosteneffectiviteit en het hergebruik van materialen ligt de voorkeur bij het hergebruik van bestaande putten voor de injectie van CO₂. Echter worden voor L10-ALBE alle injectieputten nieuw geboord. Hierbij is het van belang een duidelijk beeld te verkrijgen van de huidige status van de putten en de kwaliteit van de plug in al verlaten putten.

De injectiviteit van de putten is van groot belang voor het injectieproces. Dit is sterk afhankelijk van zowel de eigenschappen van het gesteente en de eigenschappen van de put. Om een verwachting van de injectiviteit te kunnen schetsen voorafgaand aan de injectie, vindt een testperiode plaats. Deze testperiode wordt aangevuld door gedetailleerde modellering van de CO₂-injectie.

Langs de putwand kunnen micro-annuli ontstaan die een uitdaging vormen voor de putintegriteit. Echter, tijdens het injectieproces en ook daarna op lange termijn, blijft de druk onderaan de put te allen tijde lager dan de hydrostatische druk, wat het risico op CO₂-migratie verkleint. Daardoor zal er geen opwaartse lekkage langs de putwand plaatsvinden.

Bij de afsluiting van het reservoir worden de putten zo goed mogelijk afgesloten om het lekkagerisico via de binnenkant van de put te minimaliseren. Technisch gezien is dit goed mogelijk omdat dergelijke afsluitingsmechanismen al in meerdere putten zijn toegepast. Echter is dit nog niet eerder uitgevoerd bij een met CO₂ gevuld reservoir. Deze toepassing dient daarom na afsluiting getoetst te worden.

Modellering

Binnen de olie- en gasindustrie zijn door jaren ervaring modellen gerealiseerd die inzichtelijk maken hoe olie en gas zich door een reservoir bewegen tijdens de winning. Dankzij de aanwezige gedetailleerde kennis is het daarnaast mogelijk de injectie van stoom, water of gas in een reservoir te modelleren.

De ervaringen met CO₂-modellen zijn echter veel minder uitgebreid. Met het verkrijgen van nieuwe gegevens kunnen deze modellen steeds meer worden getoetst waardoor geleidelijk aan steeds nauwkeurigere en betrouwbaardere modellen gerealiseerd kunnen worden. Deze ervaringen zijn belangrijke leerpunten voor nieuwe CCS-projecten.

Monitoring

Er is onderscheid gemaakt tussen vier monitordeelgebieden, te weten:

- Operationeel: hieronder vallen alle gemeten parameters die nodig zijn om binnen de nauwgezette operationele grenzen van het systeem te blijven opereren.
- Verspreiding van CO₂ in het opslagvoorkomen L10-ALBE: hieronder vallen de gemeten parameters die gebruikt worden om te signaleren of het gedrag van de in het opslagvoorkomen geïnjecteerde CO₂ en van het opslagvoorkomen in lijn is met het op basis van de dynamische en geomechanische modellen voorspelde gedrag.
- Lekkage paden: hieronder vallen de activiteiten die uitgevoerd worden om de in de risicoanalyse geïdentificeerde potentiële lekkage paden te monitoren.

- Omgeving en milieu: hieronder vallen monitoring activiteiten naar mogelijke lekkage van CO₂ uit het systeem en de impact daarvan op de omgeving en het milieu als ook seismiciteit.

Vooraf voor alle metingen die verband houden met glasvezel technologie geldt, dat de ervaring beperkt is. Een voorbeeld is de toepassing voor micro-seismische (passieve) monitoring.

Het seismisch netwerk van het KNMI is voldoende om te controleren dat geen seismiciteit met een magnitude van >2,5 optreedt. Dergelijke magnitudes worden ook niet verwacht uit de modellen. Seismiciteit zal eveneens getracht worden te meten met DAS vanuit de injectieputten. De haalbaarheid hiervan is momenteel nog niet duidelijk en van meerdere factoren afhankelijk.

9 Literatuur

CE Delft en De Gemeyn. (2018). *Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie.*

Duin, E. J. T., Doornenbal, J. C., Rijkers, R. H. B., Verbeek, J. W., Wong, Th. E. (2006). Subsurface structure of the Netherlands – results of recent onshore and offshore mapping. *Geosciences.*

Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. (2017). *Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie.*

Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (2022). *Seismische meetstations.* Opgehaald van KNMI: <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>

Ministerie van Economische Zaken. (2021). *Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag.*

Mitigation of Climate Change. (2022). *IPCC rapportage.*

Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association. (2009). *Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage.*

Overheid.nl. (2022). *Mijnbouwwet.*

Porthos. (2021). *P18-2 CO₂ opslag vergunning.*

TNO en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). (2022). *Nederlandse Olie- en Gasportaal.* Opgehaald van NLOG: www.nlog.nl

RAPPORT

Opslag diepe ondergrond Shell K14


Aramis CO₂-transport en -opslaginfrastructuur

Klant: Shell Exploration and Production (107) B.V.; Shell Gas & Power Development B.V.

Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2017

Status: 01/Definitief

Datum: 9 februari 2024

	CCS-ARAMIS Project	
	Environment Impact Assessment – Baseline report	
	Document No.	ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2017
	Document Title	Storage K14
	Revision	Final 4.0

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85
3068 AX Rotterdam
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 90 00 **T**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Opslag diepe ondergrond Shell K14

Ondertitel: Opslag diepe ondergrond K14
Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2017
Status: 01/Definitief
Datum: 9 februari 2024
Projectnaam: MER CCS Aramis
Projectnummer: BH8744

Classificatie

Projectgerelateerd

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever. Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Inhoud

1	Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in K14_FA	1
1.1	Opbouw van het MER Aramis	1
1.2	Uitgangspunten	2
1.2.1	Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond	2
1.2.2	Locatieselectie	2
1.3	Opbouw van dit deelrapport	7
1.4	Gehanteerde definities	7
2	Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag	8
2.1	Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet	8
2.2	Europese regelgeving: CCS Directive	9
2.3	Internationale regelgeving: OSPAR	9
3	Ervaringen met CCS-projecten	10
3.1	De toepassing van CCS in Nederland	10
3.1.1	AMESCO-project	10
3.1.2	CCS-Pilot K12-B	10
3.1.3	CCS Barendrecht: MER	11
3.1.4	ROAD P18: MER	11
3.1.5	ROAD Q16-Maas	11
3.1.6	CCS Porthos	11
3.2	Internationale ervaringen	12
3.3	Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten	13
4	Geologische opbouw en gaswinning gasveld K14-FA	15
4.1	Opbouw van de ondergrond	15
4.2	Geologische opbouw	17
4.3	Aanwezige breukzones	19
4.3.1	Mogelijke communicatie langs de randbreuken	21
4.3.2	Mogelijke communicatie langs breuken in deklagen en overburden	23
4.3.3	Actieve breuken tijdens gaswinning	23
4.4	Aanwezige infrastructuur	24
4.5	Putten en gasproductie	25
4.5.1	Status van de putten	26
4.5.2	Gasproductie	27
4.6	Autonome en andere ontwikkelingen	28
5	CO₂-opslag in het K14-FA reservoir	29
5.1	Beschrijving van opslagcomplex K14-FA	29

5.1.1	Verticale afsluiting	30
5.1.2	Horizontale afsluiting	31
5.1.3	Toekomstige situatie putten	32
5.2	Methodiek modellering	33
5.2.1	CO ₂ -injectie simulatiemodellen	33
5.2.2	Putmodellen	34
5.2.3	Bevindingen modellering	35
5.3	Effecten op de diepe ondergrond	35
5.3.1	Mechanische veranderingen	35
5.3.2	Chemische veranderingen	38
5.3.3	Thermische veranderingen	41
5.3.4	Invloed op nabijgelegen gesteenten – primair gesteente binnen opslagcomplex	43
5.4	Effecten op de biosfeer	45
5.4.1	Bodembeweging	45
5.4.2	Bodemtrilling (risico van aardbeving)	45
5.4.3	Effecten op biosfeer K14-FA	46
5.5	Samenvatting MER-beoordeling	47
6	Risicoanalyse lekkage CO₂	49
6.1	Methodiek risicoanalyse	49
6.1.1	Bow-tie methodiek	49
6.1.2	Risicomatrix	51
6.2	Lekkagescenario 1: Lekkage via de putten	52
6.2.1	Beschrijving scenario	52
6.2.2	Bedreigingen en consequenties	53
6.2.3	Risico in K14-FA	54
6.3	Lekkagescenario 2: Door de afsluitende bovenlaag	56
6.3.1	Beschrijving scenario	56
6.3.2	Bedreigingen en consequenties	57
6.3.3	Risico in K14-FA	57
6.4	Lekkagescenario 3: Langs breuken	59
6.4.1	Beschrijving scenario	59
6.4.2	Bedreigingen en consequenties	59
6.4.3	Risico in K14-FA	60
6.5	Lekkagescenario 4: Via het overstromingspunt	61
6.5.1	Beschrijving scenario	61
6.5.2	Bedreigingen en consequenties	61
6.5.3	Risico in K14-FA	62
6.6	Conclusie lekkagescenario's	63
7	Monitoring	65
7.1	Inleiding	65
7.2	Opzet van het monitoringsplan	66

7.3	Ontwerp van het monitoringsplan	66
7.4	Meetprogramma	67
8	Leemte in kennis en informatie	69
8.1	Leemten in kennis	69
8.2	Leemten in informatie	69
9	Literatuur	71

1 Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in K14_FA

Dit rapport beschrijft de opslag van CO₂ in de diepe ondergrond voor het gasveld K14-FA, in het kader van het CCS Aramis initiatief. Dit omvat de huidige wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag en een beschrijving van de opbouw van de diepe ondergrond. Aan de hand van deze geologische beschrijving, het gedrag tijdens gasproductie en de modellering van effecten wordt een beschrijving gegeven van de verwachte milieueffecten ten gevolge van de geplande CO₂-opslag in het veld.

1.1 Opbouw van het MER Aramis

Voor het Aramis initiatief is een gecombineerde ProjectMER / PlanMER opgesteld. Het MER bestaat uit een Samenvattend hoofdrapport, voorzien van een Publiekssamenvatting. Ter onderbouwing van het Samenvattend hoofdrapport zijn drie deelrapporten opgesteld met:

- de Technische beschrijving van Aramis;
- de Milieueffecten; en
- de beschrijving van Opslag diepe ondergrond.

Voor de beschrijving van de opslag diepe ondergrond is per te benutten opslagveld een aparte rapportage opgesteld.

Dit rapport betreft het deelrapport Opslag diepe ondergrond van Shell initiatief voor opslag van CO₂ in het K14-FA opslagvoorkomen. Bevindingen uit dit deelrapport zijn overgenomen in het deelrapport Milieueffecten, in zoverre er effecten op de bovenliggende biosfeer optreden, en in het Samenvattend hoofdrapport.



Figuur 1.1: Overzicht rapportagestructuur MER Aramis

1.2 Uitgangspunten

1.2.1 Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond

De biosfeer is het gedeelte van de aarde waar leven mogelijk is en omvat de bodem, het oppervlaktewater en de atmosfeer. In de milieuwetgeving is de biosfeer in de diepte afgebakend tot 500 meter diepte. Dit betekent dat activiteiten tot 500 meter diepte worden getoetst volgens de milieuwetgeving. Voor activiteiten beneden 500 meter diepte geldt de mijnbouwwetgeving. Als gevolg hiervan wordt olie op een kilometer diepte gezien als een delfstof die gewonnen kan worden, maar het voorkomen van olie op twee meter diepte wordt gezien als een verontreiniging en dient gesaneerd te worden.

Omdat de opslag van CO₂ op meer dan 500 meter diepte plaatsvindt, zou dit betekenen dat deze activiteit niet onder het MER valt. Toch is het om meerdere redenen zinvol deze veranderingen inzichtelijk te maken in het MER. Het vormt de mogelijkheid om via het MER aan betrokkenen uit te leggen wat er precies in de ondergrond gebeurt en er zo voor te zorgen dat er inzicht is in de keuzes, onzekerheden, mogelijk gevolgen en mitigerende maatregelen. Daarnaast kan het zijn dat indirect als gevolg van CO₂ opslag er wel degelijk effecten kunnen optreden in de bovenliggende lagen van de biosfeer, binnen de operationele omstandigheden of ten gevolge van een ongewenste gebeurtenis (calamiteit).

De methodiek die is gebruikt in dit rapport voor de beoordeling van de ondergrondse CO₂ opslag is gebaseerd op de voorgestelde aanpak van AMESCO¹, die ook is toegepast bij MER CCS Barendrecht, MER CCS ROAD en MER CCS Porthos. Deze methodiek is voorheen door de commissie voor de m.e.r. beoordeeld als inzichtelijk voor een CCS-project. Suggesties uit de adviezen van de commissie zijn in de aanpak van dit MER meegenomen.

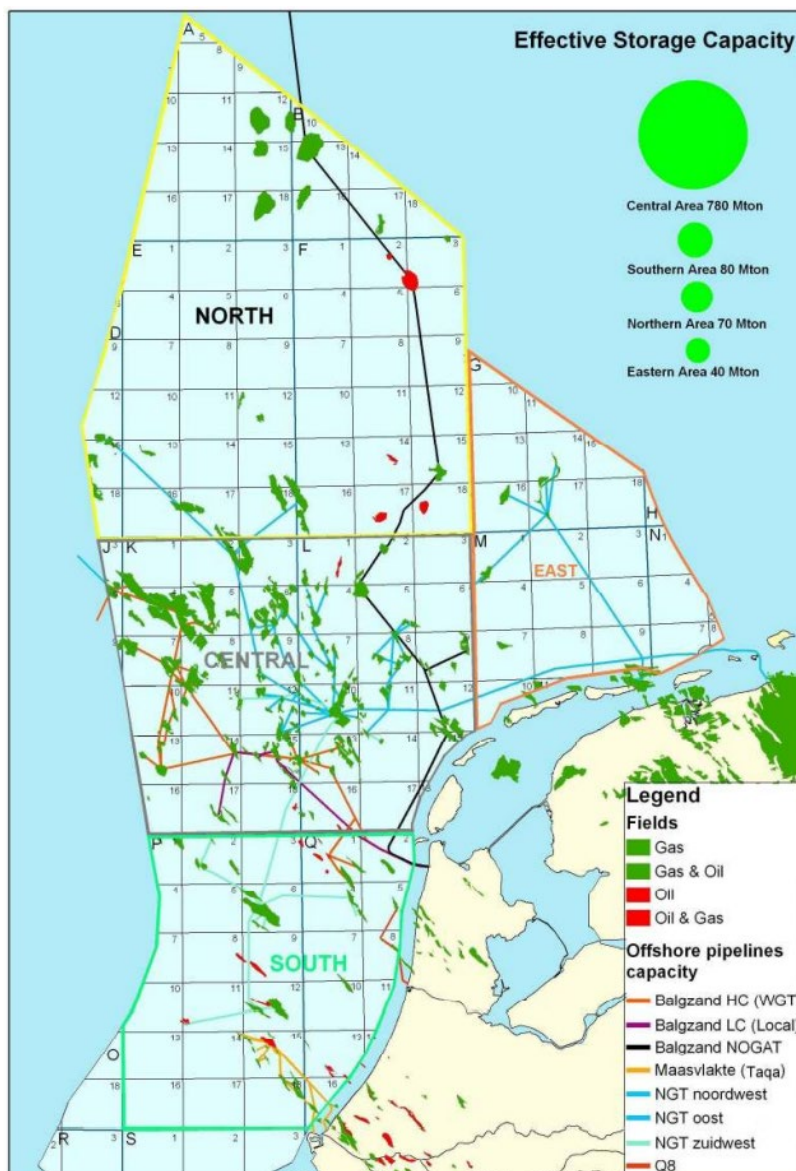
1.2.2 Locatieselectie

Voor het ontwerp van een CO₂ opslagproject zoals in het Aramis initiatief is het van belang dat een nauwkeurige selectie van de opslaglocatie plaatsvindt en dat hierbij de kennis uit eerdere onderzoeken en projecten mee wordt genomen. Hierna volgt een beschrijving van hoe tot de geselecteerde opslaglocaties is gekomen en welke kennis hierbij van toepassing is.

Locatiegeschiktheid

De Nederlandse ervaringen in de olie- en gasindustrie vormen een solide basis voor de uitvoering van CCS in de regio. Er is veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en er is een groot aantal uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. De grootste dichtheid aan beschikbare velden bevindt zich in het centrale deel van de Nederlandse offshore (zie figuur 1.2), ook wel de K- en L-blokken genoemd. Vanwege dit grote opslagpotentieel is de locatie van de Aramis infrastructuur een efficiënte en logische keuze.

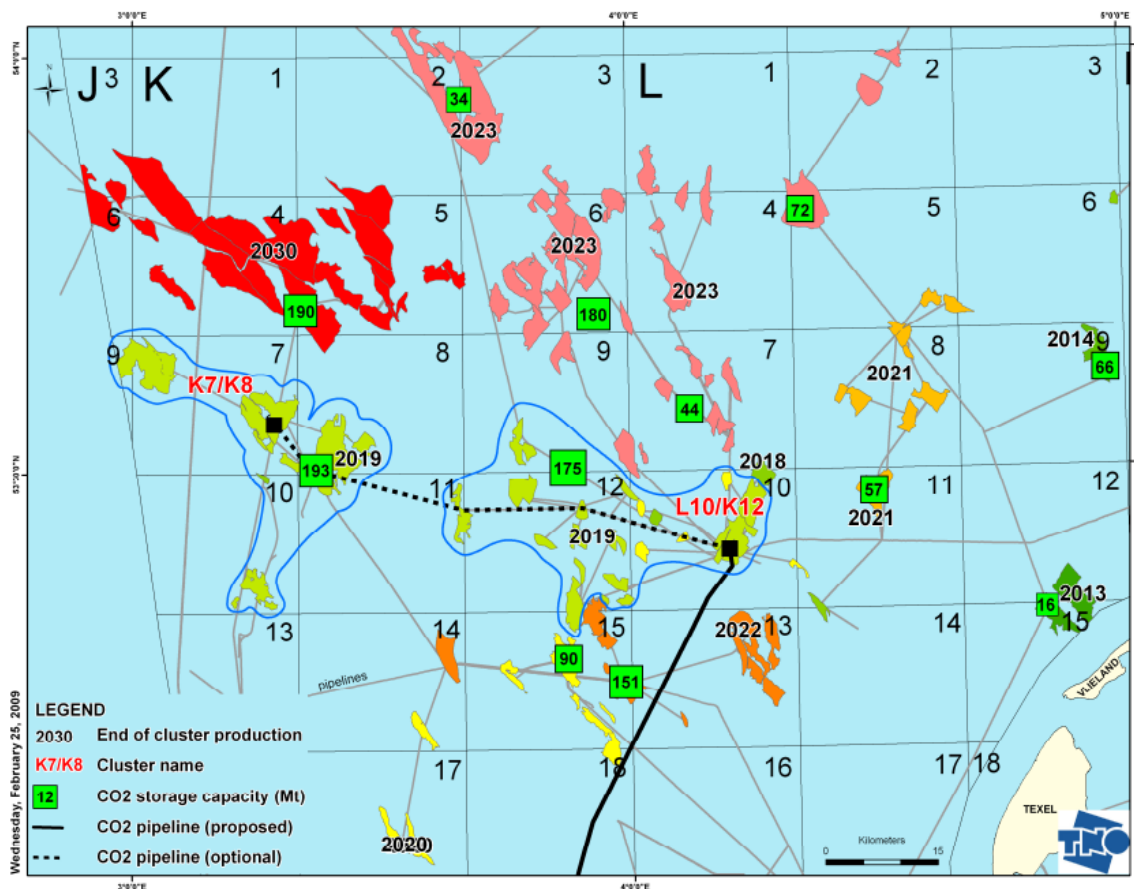
¹ AMESCO-project: Algemene Milieu Effecten Studie CO₂-slag (2007)



Figuur 1.2: Overzicht van de aanwezige olie- en gasvelden in de Nederlandse offshore²

Dit opslagpotentieel is in detail uitgewerkt in figuur 1.3. Deze kaart geeft een indicatie van het CO₂-opslagpotentieel in lege gasvelden in de K- en L-blokken. Locaties met groot opslagpotentieel zijn hierin zichtbaar in bijvoorbeeld de blokken K6, L10/K12, K7/K8, K14 en K15.

² Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009



Figuur 1.3: Indicatieve kaart van de theoretische CO₂-opslagcapaciteit in de K- en L-blokken³. De jaartallen van de productieafsluiting is variabel afhankelijk van de actuele gasvraag en energietransitie.

Daarbij komt dat er een hoge dichtheid aan industriële clusters met een hoge CO₂ uitstoot die veel dicht bij de kust liggen (figuur 1.4). De potentie voor CCS in Nederland is tevens gebleken uit meerdere studies^{4,5,6}. De hoge uitstoot maakt verduurzaming van de industrie tot prioriteit. Echter, een deel bestaat uit moeilijk te verduurzamen industrieën, waarvoor nog geen nieuwe, duurzamere oplossingen beschikbaar zijn. In rapporten van het Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) en het Internationale Energie Agentschap (IEA)⁷ is aangetoond dat voor deze industrieën de permanente opslag van CO₂ een noodzakelijke (tussen)oplossing is. De afvang en ondergrondse opslag van vrijkomende CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) uit deze industrieën beperkt de hoeveelheid broeikasgassen die in de atmosfeer terecht komt. Het is echter wel van belang dat de geleverde CO₂ aan de randvoorwaarden voor CCS voldoet. De grootschalige inzet van CCS is ook in het huidige regeerakkoord (2022) aangemerkt als belangrijke klimaatmaatregel.

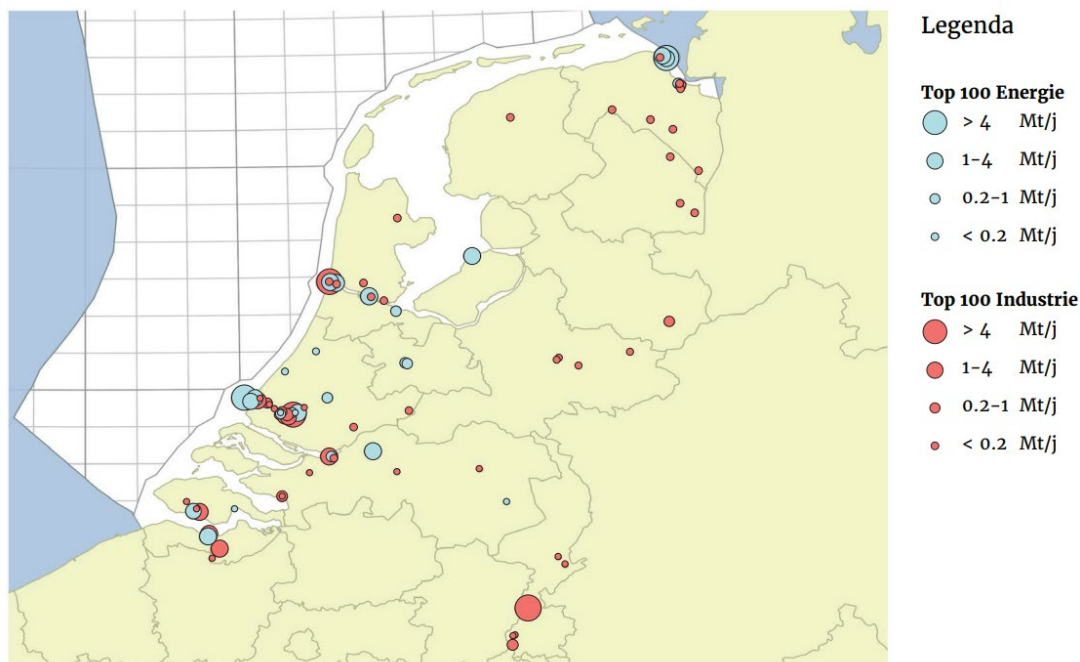
³ Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009

⁴ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

⁵ Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeyn, maart 2018.

⁶ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

⁷ IPCC rapportage 2022, Mitigation of Climate Change



Figuur 1.4: ETS locaties met meer dan 100.000 ton CO₂-uitstoot per jaar (blauw voor energie en rood voor industrie) ⁸

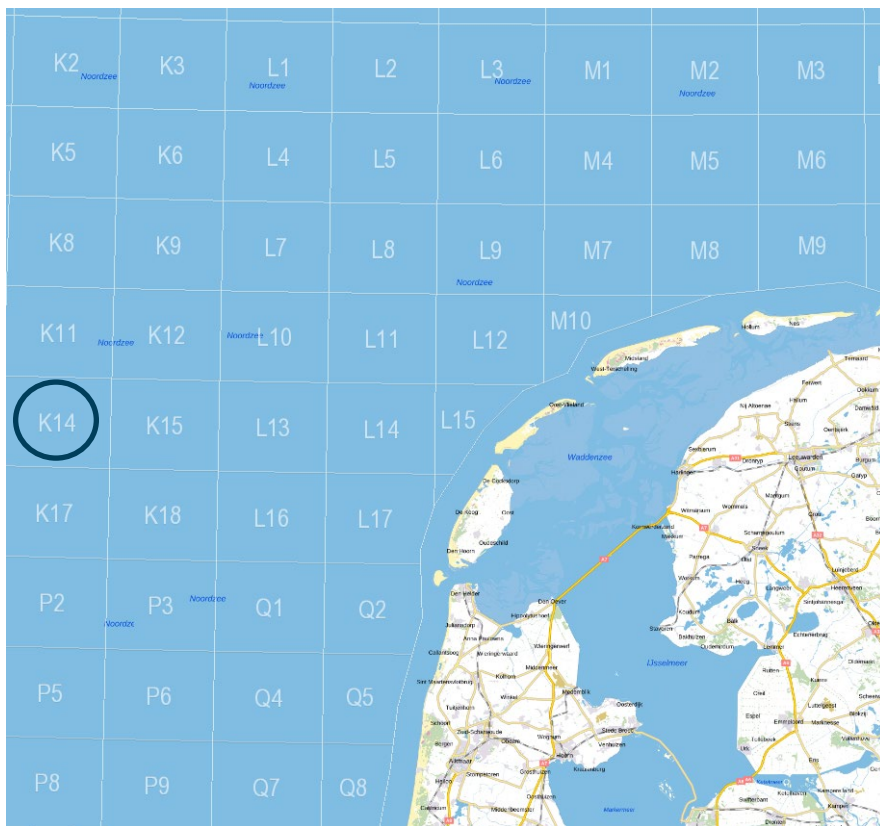
Selectiecriteria

In het Rijksbeleid is beschreven dat CO₂ opslag alleen plaats kan vinden onder zee en niet onder land. Daarom zijn verschillende locaties op zee in kaart gebracht die zouden kunnen worden gebruikt als opslaglocatie voor CO₂. In de voorfase van dit project zijn potentiële opslaglocaties geselecteerd op basis van vijf criteria:

- Gebruik, de voorkeur gaat uit naar een veld waarvan de opslagpartij al gebruiker is of in ruime mate voldoende bekend mee is.
- Opslagcapaciteit, er moet voldoende capaciteit beschikbaar zijn zodat de CO₂ gedurende een periode van tientallen jaren onder een continue toevoer kan plaatsvinden.
- Beschikbaarheid, de velden moeten tijdig uit geproduceerd en beschikbaar voor opslag zijn.
- Hoeveelheid en kwaliteit van verlaten putten in het veld, omdat de aanwezigheid van verlaten putten met lage integriteit het risico op lekkage vergroot.
- Reservoirkwaliteit, omdat het reservoirgesteente de juiste eigenschappen moet hebben voor opslag, zoals injectiviteit en permeabiliteit.

Met inachtneming van deze vijf criteria is Shell tot de selectie van K14-FA gekomen (zie figuur 1.5).

⁸ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, door EBN en Gasunie, november 2017



Figuur 1.5: Overzicht ligging veld voor CO₂-opslag

Informatie afkomstig uit eerdere onderzoeken en projecten

Informatie en kennis opgedaan bij eerdere onderzoeken en projecten zijn van waarde in het maken van afgewogen besluiten met betrekking tot CO₂-opslag, omdat de eerder geleerde lessen worden meegenomen in de realisatie van het nieuwe project. Vanuit de wetgeving heerst de verplichting de integriteit van de opslag te garanderen. Bij de recente CCS-projecten CCS ROAD en CCS Porthos is tevens duidelijk geworden dat dit onderwerp speciaal aandacht vraagt. De integriteit moet op de lange termijn gegarandeerd kunnen worden, en is sterk afhankelijk van de mogelijke thermische effecten mechanische of chemische effecten die optreden als gevolg van CO₂-injectie. Er is een methodiek ontwikkeld voor het in beeld brengen van risico's van lekkage en seismische activiteit. De kennis uit voorgaande projecten is ingebracht in het Aramis project.

Door de modellering van de druk en temperatuur in het ondergrondse reservoir en in de putten is het mogelijk om de stroming van het CO₂-gasmengsel van de injectieputten door het reservoir in kaart te brengen. Daarmee wordt een goed inzicht verkregen van de randvoorwaarden voor een veilige opslag van CO₂ in de Nederlandse ondergrond. Hiermee wordt de gewenste injectiestrategie vast- en waar nodig bijgesteld om zo de te verwachten processen goed te sturen en daarmee geassocieerde risico's te beperken.

Voor de vergunningaanvraag zijn de modelstudies gebruikt, conform afstemming met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en haar adviseur Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

1.3 Opbouw van dit deelrapport

Het doel van dit deelrapport is het duidelijk in kaart brengen van de gevolgen en risico's in zowel de diepe ondergrond en de biosfeer als gevolg van de CO₂-opslag. Dit wordt beschreven door middel van de volgende onderdelen:

- De relevante wet- en regelgeving die van toepassing is op projecten in de diepe ondergrond en specifiek CCS-projecten. Dit bevat zowel Nederlandse als internationale wet- en regelgeving (hoofdstuk 2);
- Ervaringen met CCS-projecten in binnen- en buitenland (hoofdstuk 3);
- Een gedetailleerde beschrijving van de ondergrond in het desbetreffende opslagvoorkomen. Dit bevat zowel de gesteenten als de ondergrondse structuren (hoofdstuk 4);
- Plannen, modellen en studies met betrekking tot de opslag van CO₂ in het opslagvoorkomen. Hiermee worden de risico's beschreven en infrastructuur gepland die moet worden aangepast of afgesloten voor de wijziging van gasproductie- naar opslagvoorkomen (hoofdstuk 5);
- Beschrijving van de risico's als gevolg van CO₂-opslag en hoe de monitoring van deze risico's plaatsvindt (hoofdstuk 6 en 7);
- Leemten in kennis en informatie in bovenstaande beschrijvingen (hoofdstuk 8).

1.4 Gehanteerde definities

Omdat er onderscheid wordt gemaakt tussen enkele veelvoorkomende definities in dit rapport, wordt hier uitgegaan van de definities die zijn vastgelegd in de Mijnbouwwet (artikel 1) en de CCS Richtlijn (artikel 3). Dit betreft de definities voor opslagvoorkomen en -complex en voor lekkage en migratie. Daarnaast wordt het onderscheid tussen risico en effect hieronder beschreven. Om de begrippen te verduidelijken worden de volgende definities gehanteerd:

- "lekkage": het weglekken van CO₂ uit het opslagcomplex.
- "migratie": de beweging van CO₂ binnen het opslagcomplex.
- "risico": de kans dat een potentieel gevaar resulteert in een daadwerkelijk incident en de ernst van het letsel of de schade die dit tot gevolg heeft (risico = kans * effect)
- "effect": een verandering, uitwerking, invloed op de omgeving als direct gevolg van een handeling of project.
- "opslagvoorkomen": een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag. Volgens de CCS Richtlijn bestaat het opslagvoorkomen uit de volgende drie onderdelen:
 - de geologische formatie waarin CO₂ wordt opgeslagen;
 - de injectieputten, van het puttenhoofd tot de onderkant van de put;
 - de injectiefaciliteit, deze is gelegen aan het oppervlak (een platform).
- "opslagcomplex": opslagvoorkomen voor CO₂, de putten en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan. (In de CCS Richtlijn is hieraan toegevoegd: dat wil zeggen omliggende opslagformaties die CO₂ kunnen gaan bevatten). Dit is een gevolg van migratie en heeft twee mogelijke oorzaken.
 - 1 Effecten van buiten de opslaglocatie, zoals CO₂-opslag of andere activiteiten noemen in omringende formaties.
 - 2 Effecten vanuit de opslaglocatie zelf, zoals bijvoorbeeld migratie.
- "opslaglocatie": een omschreven volumegebied binnen een geologische formatie, dat gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO₂ en bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten⁹. Het gedeelte van de opslaglocatie dat zich in de biosfeer bevindt, is daarnaast m.e.r.-plichtig.

⁹De Mijnbouwwet definieert opslagvoorkomen: een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag

2 Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op zowel de Nederlandse als internationale wetgeving rondom CO₂-opslag. In Nederland is deze regelgeving vormgegeven in de Mijnbouwwet, op Europees niveau is dit middels de CCS Directive en op grotere schaal het OSPAR-verdrag.

2.1 Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet

In de Mijnbouwwet staat dat voor CO₂-opslag in de diepe ondergrond een opslagvergunning noodzakelijk is. Het bevoegd gezag voor de aanvraag van een opslagvergunning is de Minister van Economische Zaken en Klimaat.

Zes maanden voor de start van de operatie moet de gehele opslagvergunning worden goedgekeurd door het bevoegd gezag. De opslagvergunning bestaat uit o.a. vier separate plannen:

- Risicobeheersplan;
- Plan voor corrigerende maatregelen¹⁰;
- Voorlopig plan voor afsluiting;
- Monitoringsplan.

Artikel 31b is onder meer relevant voor de aanvraag voor de opslagvergunning voor CO₂-opslag. Deze luidt als volgt:

Artikel 31b - Mijnbouwwet

Een aanvraag om een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ omvat ten minste de volgende onderwerpen:

- a. het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied,
- b. een karakterisering van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex en een beoordeling van de verwachte veiligheid van de opslag,
- c. de technische en financiële mogelijkheden van de aanvrager,
- d. de totale hoeveelheid CO₂ die zal worden opgeslagen,
- e. de toekomstige bronnen van CO₂ en transportmethoden,
- f. de samenstelling van de CO₂-stroom,
- g. de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO₂,
- h. de ligging van het voorkomen waar CO₂ zal worden opgeslagen,
- i. risicobeheer,
- j. monitoring,
- k. afsluiting,
- l. corrigerende maatregelen,
- m. bodembeweging, en
- n. een omschrijving van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden en een bewijs dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk wordt gesteld voordat met de opslag van CO₂ wordt aangevangen.

¹⁰ *Corrigerende maatregelen treden in werking als de meetwaarden buiten de vooraf opgestelde bandbreedte komen. Dit in tegenstelling tot mitigerende maatregelen die vooraf worden genomen om te voorkomen dat een bepaald effect kan optreden of het effect te beperken.*

Na afronding van de CO₂-injectieperiode moet aan de condities worden voldaan die zijn beschreven in artikel 31j.

2.2 Europese regelgeving: CCS Directive

Sinds 2009 is binnen de Europese Unie het CCS Directive geïmplementeerd. Dit bevat regelgeving voor de toepassingen van CCS binnen de EU, en beschrijft bijvoorbeeld benodigde informatie voor de opslagvergunningaanvraag. De invulling en implementatie van deze regelgeving is op enkele punten door individuele landen zelf te bepalen. In Nederland is de CCS Directive opgenomen in de Mijnbouwwet, zoals eerder beschreven in paragraaf 2.1.

De ontwerpvergunningen voor CCS-projecten binnen de EU worden door de EU getoetst om zo consistentie te waarborgen. Hiervoor wordt een Engelstalige versie van de ontwerpvergunning opgestuurd door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Deze toetsing duurt vier maanden vanaf de beantwoording van verduidelijkende vragen.

Na indiening van de vergunningaanvraag wordt deze gepubliceerd in de Staatscourant en krijgen derden gedurende 3 maanden¹¹ de kans een concurrerend verzoek voor CO₂-opslag in te dienen.

2.3 Internationale regelgeving: OSPAR

Het OSPAR Verdrag is opgesteld met het doel bescherming te bieden aan het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan. De bescherming van het mariene milieu wordt gewaarborgd door middel van internationale samenwerking. De doelstellingen van het verdrag luiden als volgt:

- het voorkomen en beëindigen van de verontreiniging van het mariene milieu;
- het beschermen van het zeegebied tegen de nadelige effecten van menselijke activiteiten teneinde de gezondheid van de mens te beschermen en het mariene ecosysteem in stand te houden en, wanneer uitvoerbaar, aangetaste zeegebieden te herstellen.

Het streven is het verkrijgen van een “duurzaam beheer” van het gebied. Dit houdt in "een zodanig beheer van menselijke activiteiten dat het mariene ecosysteem het rechtmatig gebruik van de zee kan blijven dragen en kan blijven voorzien in de behoeften van de huidige en toekomstige generaties".

Om dit duurzame beheer te bereiken moeten enkele principes worden toegepast. Deze zijn:

- het voorzorgsbeginsel (neem preventieve maatregelen als er een redelijk vermoeden is dat er een nadelige impact op het milieu zal zijn);
- het beginsel de vervuiler betaalt;
- de beste beschikbare technieken, beste milieupraktijk en schone technologie aanwenden.

¹¹ *Mijnbouwwet artikel 26b3 : tot dertien weken na de dag van plaatsing van de uitnodiging in de Staatscourant.*

3 Ervaringen met CCS-projecten

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op eerdere ervaringen met CCS in Nederland en internationaal. Eerst wordt ingegaan op de beschikbare ervaringen in Nederland. Vervolgens wordt een overzicht gegeven van internationale CCS-projecten.

3.1 De toepassing van CCS in Nederland

Ondanks de kleine hoeveelheid daadwerkelijk opgeslagen CO₂, lijken de omstandigheden in Nederland heel geschikt voor CCS. Dankzij de olie- en gasindustrie is er veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en zijn er in het offshore gebied veel uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. Daarnaast is er een hoge dichtheid aan industriële clusters waar veel CO₂ wordt geproduceerd, en die veelal dicht bij de kust liggen. Er zijn al meerdere verkennende studies^{12,13,14} uitgevoerd naar de haalbaarheid van CCS-toepassingen in Nederland, waaruit tevens de potentie voor CCS is gebleken. Onderstaand is een overzicht gegeven van eerdere projecten, die van nut zijn voor het Aramis initiatief.

3.1.1 AMESCO-project

Doel van het AMESCO-project (Algemene Milieu Effecten Studie voor CO₂ Opslag) is inzicht geven op de centrale vragen die beantwoord moeten worden in een MER voor een CO₂-opslagproject. Het project heeft geresulteerd in een generieke MER die is gepresenteerd in het AMESCO rapport in 2007 en is voorgelegd aan de commissie voor de m.e.r.. Mede door dit project is consensus ontstaan bij een groep van verschillende bevoegde gezagen en initiatiefnemers (zoals het Rijk, provincies en energiebedrijven). De methodiek die in het AMESCO rapport is voorgesteld bestaat uit twee onderdelen:

- 1 Overzicht van veranderingen in de ondergrond, met mogelijke doorwerking naar de biosfeer;
 - Chemische, mechanische en/of thermische veranderingen, inclusief mogelijke bodemstijging;
 - Beperking gebruik van het reservoir en beperking gebruik omliggende formaties.
- 2 Overzicht van mogelijke risico's voor de biosfeer als gevolg van lekkage:
 - Detecteren van verschillende migratie- en lekroutes;
 - Toepassing van de bow-tie analyse voor de beschreven mogelijke lekroutes.

3.1.2 CCS-Pilot K12-B

Sinds 2004 vindt het eerste Nederlandse CO₂-injectie project plaats in het K12-B gasveld. Dit is tevens het eerste project wereldwijd waar gewonnen CO₂ terug geïnjecteerd wordt. Het gas dat uit dit veld werd geproduceerd, bevatte 13% CO₂ en was daarmee niet geschikt voor transport naar land. Initieel werd de CO₂ hier afgeblazen naar de atmosfeer, maar met behulp van de CRUST-subsidieregeling voor energiebesparing en -technieken, werd het CO₂ afgevangen terug het reservoir ingeleid door middel van een compressorsysteem. Per jaar werd hier sinds 2004 0,12 Mton CO₂ geïnjecteerd onder beheer van het toenmalige Gaz de France (later GDF SUEZ en ENGIE).

¹² Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

¹³ Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeyn, maart 2018.

¹⁴ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

3.1.3 CCS Barendrecht: MER

De AMESCO methodiek is na afronding van het project toegepast door Shell voor het CCS Barendrecht project. Dit zou een demonstratieproject voor CCS in een leeg geproduceerd gasveld zijn. Bij de projectlocatie zijn de CO₂ emissie-, afvang- en injectielocatie dicht bij elkaar en vond afvang van CO₂ al plaats (voor afnemers), wat het een geschikte CCS locatie maakte. Het MER voor CCS Barendrecht is in 2008 ingediend en ontving een positief advies van de commissie voor de m.e.r., Het project is uiteindelijk stopgezet omdat de steun vanuit betrokken ministeries en lokaal B&W werd teruggetrokken wegens weerstand vanuit de lokale bevolking.

3.1.4 ROAD P18: MER

Het ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject) is een CCS demonstratieproject. Het initiatief is in 2009 gestart door de bedrijven E.ON (tegenwoordig Uniper) en Electrabel (tegenwoordig Engie). Hierin werd samengewerkt op het transportonderdeel met GDF SUEZ (tegenwoordig Neptune Energy) en op het opslagonderdeel met TAQA. Voor de opslag werd gekozen voor het leeg geproduceerde gasveld P18-4, dat onder beheer is van TAQA. Dit veld is gelegen op 20 kilometer van de Nederlandse kustlijn.

Het ROAD demonstratieproject was initieel bedoeld om jaarlijks 1,1 megaton CO₂ op te slaan, en is ontworpen op uitbreiding van het transportnetwerk. De aan te leggen leiding was namelijk in staat 5 Mton per jaar te transporteren onder hoge druk.

Het MER ROAD is ingediend in juni 2011 en goedgekeurd door de commissie voor de m.e.r.. Dit MER is ondersteunend geweest in de verleende vergunningen, waarvan de afvang- en opslagvergunningen onherroepelijk zijn.

Na afronding van het MER en de vergunningaanvragen is gebleken dat het CCS ROAD project niet rendabel zou zijn als gevolg van de lage CO₂-prijzen. Hierna is gezocht naar een goedkopere uitvoering.

3.1.5 ROAD Q16-Maas

Het goedkopere alternatief voor het P18-4 opslagvoorkomen werd gevonden in het Q16-Maas veld. Dit is in beheer van Oranje-Nassau Energie B.V. (ONE). Gezien deze locatie slechts enkele kilometers van de kust gelegen is en het vanuit een landlocatie is aangeboord, zijn de transportkosten aanzienlijk lager.

Voor het Q16-Maas gasveld is het voornemen eerst de druk in het reservoir dusdanig te verlagen dat er CO₂-opslagcapaciteit ontstaat. Hiervoor wordt de productiecapaciteit initieel verhoogd door de boring van een tweede put. Zodra er voldoende opslagcapaciteit beschikbaar is, wordt één van de twee putten gewijzigd van productie- naar injectieput.

De bestemde CO₂ bron voor het ROAD project waren de emissies van bestaande kolencentrales uit Rotterdam. Echter zijn met het politieke besluit tot sluiting van de kolencentrales in 2030 de benodigde investeringen niet zinvol geacht en is het ROAD project gestopt. Het MER voor het ROAD Q16-Maas project is nooit voltooid.

3.1.6 CCS Porthos

Het CCS Porthos initiatief heeft het voornemen CO₂ transport te realiseren in de Rotterdamse haven naar een compressorlocatie, vanaf waar het 20 km offshore wordt getransporteerd naar een bestaand platform en wordt opgeslagen in de lege P18-gasvelden.

Voor CCS Porthos worden meerdere CO₂-leveranciers voorzien, die ruim 2 Mton CO₂ per jaar via de verzamelleiding in het havengebied aanleveren aan het compressorstation. De verzamelleiding heeft een grotere capaciteit, tot maximaal 10 Mton CO₂ per jaar. Bij het compressorstation wordt de druk verhoogd van circa 35 bar naar 80 tot 100 bar, voor transport naar het platform P18-A. Hier wordt gebruik gemaakt van aangepaste gasproductieputten, waarmee CO₂ in de velden P18-2, P18-4 en P18-6 wordt geïnjecteerd. De opslagcapaciteit in de P18-velden wordt geraamd op circa 37 Mton, zodat CCS Porthos ruim 15 jaar operationeel kan zijn.

Voor het initiatief zijn de vergunningsaanvragen en het MER in 2020 ingediend. De benodigde vergunningen zijn inmiddels onherroepelijk verklaard.

3.2 Internationale ervaringen

Grofweg wordt CCS onderscheiden in vijf toepassingen:

- Ter stimulatie van olie- of gaswinning;
- CO₂-afvang direct bij de winlocatie voor fossiele brandstof (zoals bij K12-B);
- CO₂-afvang bij energiecentrales (zoals kolencentrales);
- CO₂-afvang bij de industrie d.m.v. CO₂-afvanginstallaties;
- Voor de productie van blauwe waterstof, waarbij CO₂ vrijkomt als bijproduct.

Het Global CCS Institute meldt in 2021 dat er al 27 CCS-projecten volledig operationeel zijn in een breed scala aan sectoren zoals de cement- en staalindustrie, waterstofproductie en afvang direct uit de lucht. Uit deze internationale projecten kan veel kennis worden opgedaan die nuttig is voor het Aramis initiatief. Er volgt onderstaand een beschrijving van enkele internationale projecten die relevante kennisbronnen zijn.

Gorgon CCS (Australië) – opslag in een aquifer onder land

Het Gorgon project vangt CO₂ af die vrijkomt bij het vloeibaar maken van aardgas in de Gorgon LNG plant. Sinds 2019 wordt de CO₂ hier afgevangen en getransporteerd, waarna opslag plaatsvindt in een aquifer op 2 kilometer diepte. Dit gebeurt onder Barrow Island door middel van 9 putten verdeeld over drie injectielocaties. Momenteel is het project nog aan het opschalen, maar wanneer het volledig operationeel is bedraagt de opslagcapaciteit 3,4 tot 4 Mton per jaar. Tot op heden (augustus 2019 tot juli 2022) is 6 Mton CO₂ geïnjecteerd, maar de uiteindelijke verwachting is dat ruim 100 Mton CO₂ opgeslagen wordt gedurende een injectieperiode van 40 jaar.

Quest CCS (Canada) – opslag in een aquifer onder land

Het Canadese Quest project slaat CO₂ uit een raffinageinstallatie op in een aquifer. De CO₂ bron is de Scotford Upgrader van Shell, waar oliën uit olie-zanden geschikt worden gemaakt voor raffinage. Hier wordt CO₂ uit het proces afgevangen en over een afstand van 65 kilometer getransporteerd naar de opslaglocatie. Dit is een geologische formatie op ruim twee kilometer diepte. Het Quest CCS-project heeft tot eind 2020 cumulatief 6 Mton CO₂ geïnjecteerd.

Sleipner (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het langstlopende opslagproject ter wereld vindt al sinds 1996 plaats in het Sleipner veld. Hier vindt aardgasproductie plaats met 9% CO₂ in het gas. Daarom wordt hier de CO₂ gescheiden van het aardgas door middel van aminen, waarna het wordt opgeslagen in een aquifer. Deze aquifer bestaat uit ruim 200 meter dikke zandstenen waarin naar verwachting de opslag van 600 Mton CO₂ plaats kan vinden. Na ruim 25 jaar van opslag is gebleken uit seismische data dat geen lekkage plaatsvindt naar bovenliggende lagen.

In ontwikkeling: The Acorn Project (Schotland) – opslag in een leeg gasveld onder zee

Het Acorn Project heeft de ambitie CO₂ af te vangen bij de St Fergus gas terminal in Schotland. Bij deze terminal komt 35% van het gas uit het Verenigd Koninkrijk aan land en gedistribueerd via een divers stelsel van pijpleidingen. Het transport vindt plaats via de Goldeneye pijpleiding en vervoert de CO₂ 100 km offshore naar de Acorn CO₂ storage site.

De initiële injectiecapaciteit van het project wordt ongeveer 800,000 ton CO₂ per jaar, maar de totale transportcapaciteit van de Goldeneye pijpleiding is 5 miljoen ton per jaar. Andere opslagvelden zouden daarmee aan kunnen sluiten op de Goldeneye pijpleiding.

De opslagcapaciteit van de Acorn CO₂ storage site is verwacht op 30 Mt CO₂. Opslag vindt plaats in zandsteen gesteente dat voorheen in gebruik is geweest als productieveld. Hiermee is de geschiktheid van de permeabiliteit, het dynamische gedrag van het reservoir en de integriteit van het afsluitende gesteente bewezen. Ook zijn de verlaten putten dusdanig goed afgesloten dat het risico op lekkage klein is.

Ambitie van het project is om het gas dat bij de St Fergus terminal aanlandt, in de toekomst om te vormen naar waterstof. Deze waterstof wordt dan gemengd met aardgas en gezamenlijk wordt dit landinwaarts getransporteerd om zo de CO₂ emissies te verlagen. Dit begint met een mix van 2% waterstof en kan oplopen tot 20% waterstof

In ontwikkeling: Northern Lights (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het Noorse Northern Lights project is een open CO₂-transport en -opslag systeem waarbij bedrijven CO₂ aanleveren op de verzamelterminal, waar het op druk gebracht wordt en vanaf waar het 100 km door het Oslo fjord en verder offshore wordt gebracht en daar in een aquifer wordt opgeslagen. Het Northern Lights consortium bestaat uit Equinor, Shell en Total.

Het doel voor het Northern Lights project is jaarlijks 1.5 miljoen ton CO₂ op te slaan. Hiervan is 0.8 miljoen ton gereserveerd voor de cementfabriek Norcem en voor de afvalenergiecentrale Fortum Oslo Varme. Ambitie is de opslagcapaciteit op te schalen wanneer de vraag vanuit Europa groeit.

3.3 Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten

De ervaringen uit Nederlandse en internationale CCS-projecten hebben geleid tot waardevolle bevindingen over de ondergrondse opslag van CO₂. Deze bevindingen helpen het initiatief technische gezien te optimaliseren, maar ook met milieurisico's en het betrekken van de lokale bevolking.

In de Nederlandse CCS-projecten wordt gewerkt aan de opslag van CO₂ in lege gasvelden. Er zijn nog geen Nederlandse projecten operationeel, maar ook uit onvoltooide projecten zijn veel lessen geleerd over de aandachtspunten en mogelijke obstakels. Bij CCS Barendrecht betreft dit de zorgen en het actief betrekken van lokale bevolking en uit het ROAD project de kosteneffectiviteit en benodigde projectfinanciering. In het kader van het AMESCO project zijn uitgebreide studies uitgevoerd over de mogelijke milieueffecten als gevolg van de ondergrondse opslag van CO₂. Deze studies staan tot op heden aan de basis van Nederlandse CCS-projecten.

Het Nederlandse CCS pilot project K12-B is het eerste project wereldwijd waar gewonnen CO₂ terug geïnjecteerd wordt in het gasveld. In dit project wordt de CO₂-injectie nauwkeurig gemonitord waardoor waardevolle ervaringen worden opgedaan voor de injectiestrategie en uitdagingen bij de injectie van CO₂. Dit is bijvoorbeeld belangrijk voor de optredende faseovergangen en temperatuurverschillen.

De meeste internationale CCS-projecten werken met de opslag van CO₂ in aquifers. De opslag in aquifers verschilt aanzienlijk van de opslag in lege gasvelden, omdat het opslagvoorkomen in lege gasvelden sterker afgebakend is en verspreiding door aquifers ongecontroleerder verloopt. Ondanks dit verschil in opslaglocatie zijn er veel gelijkenissen in de projecten.

In het Gorgon CCS-project wordt seismiciteit geobserveerd als gevolg van de CO₂-injectie. De bevindingen uit dit project zijn daarom van belang voor andere CCS-projecten, omdat geïnduceerde seismiciteit te allen tijden vermeden wordt.

In het Sleipner veld vindt al bijna 30 jaar CO₂ injectie plaats op grote schaal. Ondanks dat dit opslag in een aquifer betreft, is de lange termijn ervaring van dit project waardevol. Uit seismische data is gebleken dat er gedurende deze opslagperiode geen lekkage plaats heeft gevonden bij dit project.

Ervaringen uit in werking zijnde CCS-projecten kunnen een waardevolle bijdrage leveren voor de realisatie van toekomstige projecten. Data met betrekking tot de werking van CO₂-injectieputten en hun integriteit kunnen bijvoorbeeld bijdragen aan het toekomstige putontwerp, en geologische data over thermisch scheurvorming en de reactivatie van breuken kunnen leiden tot een verfijnde injectiestrategie. Momenteel is nog maar weinig publieke data beschikbaar over de in werking zijnde CCS-projecten. Dit maakt dat de lessen die geleerd zijn uit andere CCS-projecten beperkt zijn. In de toekomst zouden de projectresultaten elders van grote waarde zijn voor de realisatie van nieuwe projecten.

4 Geologische opbouw en gaswinning gasveld K14-FA

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de opbouw van de ondergrond, het reservoir en de productie die heeft plaatsgevonden uit het reservoir in de afgelopen decennia. Hierbij wordt de reservoirkennis beschreven die is opgedaan gedurende de periode van gaswinning.

De geologische eigenschappen van het K14-FA veld maken het reservoir geschikt voor de opslag van CO₂. Het veld is vrijwel leeg geproduceerd en heeft naar verwachting een goede injectiviteit en voldoende opslagcapaciteit voor de opslag van CO₂. Het gasveld is daarnaast goed afgesloten waardoor geen CO₂ kan ontsnappen naar buiten het opslagcomplex. De afsluiting van het veld wordt gevormd door (in de verticale richting) een afsluitend gesteente met afdichtende eigenschappen, en (in de laterale richting) breukzones die het afsluitende gesteente lateraal tegen het reservoir plaatst. Deze verticale en laterale afdichtingen maken CO₂-migratie buiten het opslagcomplex niet mogelijk.

Dit hoofdstuk beschrijft de geologische lagen in de directe omgeving van het reservoir en hun eigenschappen die van belang zijn voor de opslag van CO₂. Er volgt een korte omschrijving van de winningsgeschiedenis en aanwezige infrastructuur.

4.1 Opbouw van de ondergrond

Het petroleum systeem bestaat uit een brongesteente, de gasvoorkomens en het afsluitende gesteente. Het brongesteente is het gesteente waar het gas wordt gevormd uit kolenlagen en waar de temperatuur en druk dusdanig hoog zijn dat methaangas gevormd wordt. Deze gasvoorkomens worden vastgehouden in (reservoir)gesteenten onder een afsluitend gesteente, waar de verticale migratie stremt. De opslag van CO₂ vindt plaats in het reservoirgesteente.

Brongesteente

Het aardgas in het K14-FA is afkomstig uit de steenkoollagen van het Carboon. Door de complexiteit van de geologische geschiedenis in het gebied is het niet geheel bekend wanneer de condities van de koollagen juist waren voor de vorming van gas en wanneer de migratie van het gas naar de reservoirstructuren heeft plaatsgevonden.

Reservoirgesteente

De Slochteren Formatie is het belangrijkste gashoudende reservoir en bevat twee producerende intervallen: De Boven-Slochteren en Onder-Slochteren laagpakketten. Deze twee laagpakketten worden van elkaar gescheiden door het slecht tot niet-producerende Ameland Laagpakket. De gemiddelde dikte van de Boven-Slochteren formatie is 108 meter en van de Onder-Slochteren formatie 91 meter.

Het Ameland laagpakket bestaat uit kleiige siltsteen, waardoor het een slecht-doorlatende laag binnen het reservoir vormt. Door zijn siltige/zandige aard is de Ameland-laag niet volledig afsluitend, en daarom is de mate van drukcommunicatie tussen de Boven en Onder-Slochteren onzeker.

De zandsteenlagen van de Onder-Slochteren Formatie zijn geschikte reservoirgesteenten die direct boven het brongesteente liggen. Hierdoor kon het gas via de zandsteenlagen zich eenvoudig door het reservoirgesteente verplaatsen.

Tabel 4.1. Formaties van het reservoirgesteente

Reservoirzone	Gemiddelde dikte (m)	Opmerkingen
1. Ten Boer	15	Slecht doorlatende laag
2. Boven-Slochteren	108	
3. Ameland	30	Slecht doorlatende laag binnen het reservoir
4. Onder-Slochteren	91	

Afsluitend gesteente

De formaties boven op het reservoirgesteente in K14-FA hebben uitstekende afsluitende eigenschappen wat bewezen is door het feit dat deze gedurende miljoenen jaren het aardgas effectief ingesloten hebben. De primaire afsluitende lagen van het opslagvoorkomen zijn de Ten Boer formatie en de Zechstein Groep.

De Zechstein Groep is over het gehele gebied van het reservoir aanwezig, maar de dikte ervan is zeer variabel vanwege verschillen in zoutdikte (veroorzaakt door halokinese). In het midden van het K14-FA-veld is de Zechstein ca. 700 meter dik en vormt het een zoutrug, dit is duidelijk zichtbaar in Figuur 4.1. Het wordt dunner naar de zuidelijke (< 50 meter) en noordelijke (ca. 185 meter) flanken van de rug. Ook in het gebied met dunnere Zechstein zullen minimaal meerdere meters afsluitend haliet (steenzout) en anhydriet aanwezig zijn.

Uit seismische gegevens blijkt dat de Zechstein Groep aanwezig is over het gehele opslagcomplex. De anhydriet in de Zechstein zorgt voor een continue en competente afsluitende laag direct boven het Rotliegend-interval. Hoewel de dikte van de Zechstein Formatie wisselt over het hele reservoir, is er een halietlaag van minimaal 100 meter dik aanwezig in het gehele K14-FA gebied, met uitzondering van de zuidelijke flank. Onderzoeken naar zout-samensmeltingen (welds) tonen aan dat tijdens halokinese een dunne laag zout overblijft, omdat de viskeuze weerstand in het vernauwende zoutlichaam een verdere zoutvloeit voorkomt.

Elders in het K-blok hebben putpenetraties haliet aangetoond met een dikte van 10-20 meter, die een bewezen afsluitende laag vormde in gasvelden die analoog zijn aan K14-FA. Bovendien heeft het dunnere Zechstein gesteente in het zuiden van K14-FA bewezen effectief te zijn in het afsluiten van een gaskolom van meer dan 200 meter. In het zeer onwaarschijnlijke geval van CO₂-migratie door de primaire afsluitende laag plaatsvindt, zal de bovenliggende kleisteen van de Onder-Bontzandsteen Formatie als secundaire afsluitende laag fungeren.

Overburden (bovenliggende lagen)

Boven de afsluitende gesteenten bevinden zich dikke kleisteenpakketten die worden afgewisseld met zandsteen en kalklagen. Dit zijn afzettingen uit het Trias, Jura, Krijt en Tertiair. Het geheel van afzettingen boven de reservoirs wordt ook wel aangeduid als de overburden.

In hoofdstuk 5.1 wordt nader ingegaan op deze bovenliggende lagen en de mate waarin hiermee migratie of lekkage van CO₂ uit de reservoirs wordt voorkomen.

Toetsing ondiepe gasvoorkomens

De diepe ondergrond is in beeld gebracht met behulp van 3D seismische profielen. Deze kunnen aanwijzingen geven dat er gas aanwezig is in gesteentelagen. Dergelijke aanwijzingen worden ook wel anomalieën genoemd. Op veel plaatsen in Nederland, zowel op land als onder de zeebodem, worden anomalieën in ondiepe gesteentelagen aangetroffen.

Dit kan wijzen op gas, indien aanwezig, dat gevormd kan zijn door bacteriën (moerasgas is hiervan een voorbeeld), maar kan ook afkomstig zijn uit de dieper gelegen lagen en naar boven zijn gemigreerd. Zeer kleine hoeveelheden gas opgelost in grondwater kunnen al aanzienlijke anomalieën in de seismiek opleveren, wat deze goed inzichtelijk maakt.

In de meeste putten die zijn geboord in het gebied van het opslagcomplex zijn kleine hoeveelheden gas gemeten in de Noordzee formaties. Het is onwaarschijnlijk dat deze aanwezigheid van ondiep gas wijst op migratieroutes via breuken van Carboon-gas via de Zechstein-, Trias- en Noordzee-lagen. De aanwezigheid van ondiep biogeen gas in de Noordzee Groep komt veel voor in de Nederlandse offshore, voornamelijk op het niveau van de Onder- en Midden-Noordzee Groep. Ondiep gas onder het K14-FA-platform is vermoedelijk gerelateerd aan organisch materiaal (veen) op dieptes tussen ca. 400 – 700 m. In de voormalige productieput K14-FA-102 zijn tijdens het boren in het Onder-Jura kleine hoeveelheden gas gedetecteerd, daarom kan niet volledig worden uitgesloten dat breuken in de overburden kunnen fungeren als migratiepaden voor gas uit diepere bronnen zoals de Posidoniaschalie uit de Jura. In de risicoanalyse in hoofdstuk 6 worden de risico's van verticale migratie verder toegelicht.

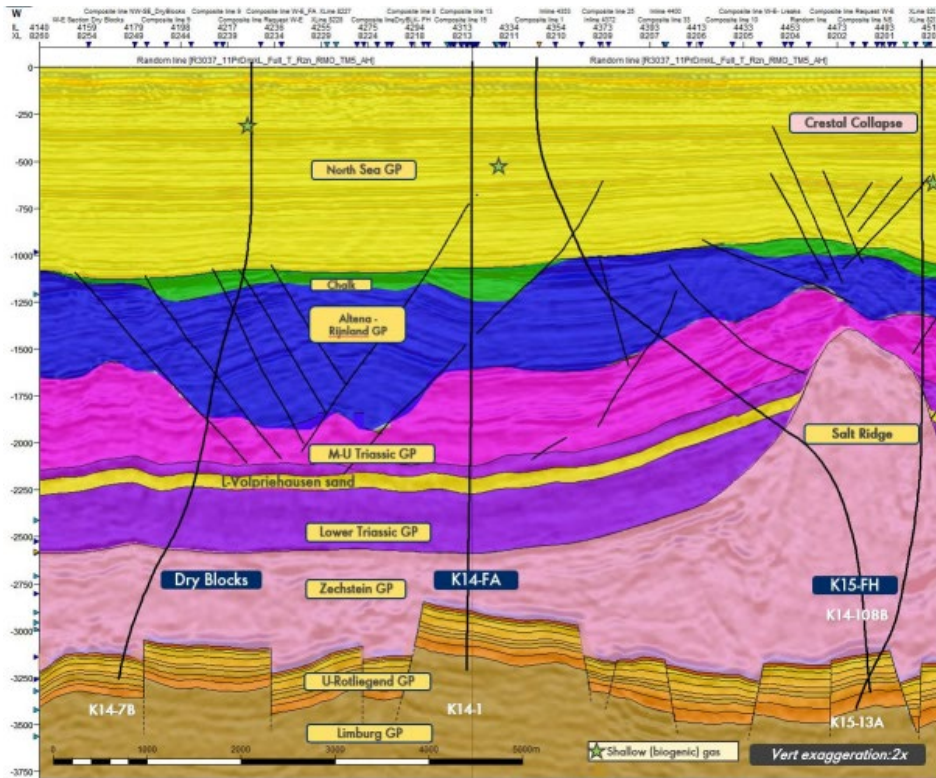
Het K14-7B-gebied bevindt zich ten westen van de het K14-FA reservoir. Uit migratiemodellering bleek dat er geen koolwaterstoffen van Carboon brongesteente het K14-7B-gebied hebben bereikt. In het onwaarschijnlijke geval dat CO₂ naar dit gebied zou migreren, zullen de in de Rotliegend aanwezige breuken niet als migratiepaden fungeren, vanwege de aanwezigheid van een ca. 500 m dikke afsluitende Zechstein Formatie. Het is onwaarschijnlijk dat de afsluitende laag is verbroken en daarom heeft het ondiepe gas dat in de K14-7B-put is gedetecteerd hoogstwaarschijnlijk een biogene oorsprong. Dit toont de biogene oorsprong van ondiep gas bij het K14-FA reservoir.

4.2 Geologische opbouw

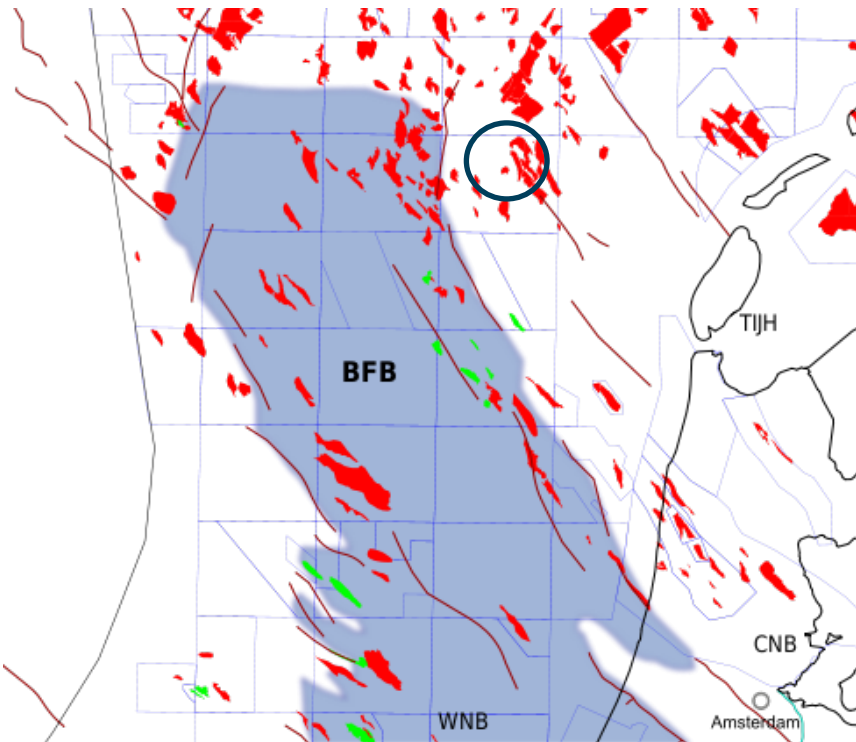
Figuur 4.1 geeft een West-Oost doorsnede weer van de structuren in de ondergrond en de locatie van K14-FA. De voornaamste structuren worden gevormd door breuken ter hoogte van het Rotliegend reservoir (tinten geel en oranje) en zoutdiapieren van de Zechstein groep (in roze).

Het K14-FA reservoir bevindt zich in een regio die geologisch wordt aangeduid als de *Broad Fourteens Basin*, Figuur 4.2 geeft de locatie van K14-FA in de *Broad Fourteens Basin* weer. De bodemopbouw (lithostratigrafie) van het *Broad Fourteens Basin* ter hoogte van het K14-FA reservoir is weergegeven in tabel 4.2. De opeenvolging van lagen wordt onderverdeeld naar hun ouderdom, met de jongste-ondiepeste lagen als eerste en de oudste-diepeste lagen als laatste.

Het K14-FA reservoir maakt onderdeel uit van de Boven Rotliegend Groep die onderverdeeld is in de Ten Boer, Boven- en Onder Slochteren en Ameland laagpakketen. De boven Rotliegend groep is een lithostratigrafische eenheid die is afgezet in het Zuidelijke Perm Bekken zo'n 280 miljoen jaar geleden. De afsluitende gesteenten van het reservoir zijn de kleistenen van de Ten Boer formatie en de steenzout lagen van de Zechstein Formatie. De bovenkant van het reservoir ligt op een diepte van ca. 2800 meter. Het K14-FA veld is een Noord-Noordwest-Zuid-Zuidoost georiënteerd, door breuken omringd horstblok met een lengte van ca. 9 km en een maximale breedte van ca. 3 km.



Figuur 4.1: Seismische W-O dwarsdoorsnede met structuren in de ondergrond rond het K14-FA veld (Bron: Shell).



Figuur 4.2: Locatie Broad Fourteens Basin (BFB) met K14-FA reservoir omcirkeld

Tabel 4.2. Beknopt overzicht van de ondergrondopbouw bij K14-FA

Tijdperk	Onderkant	Bovenkant	Gemiddelde dikte	Beschrijving
Tertiair	1000-1100 m	-30 m onder zeeniveau	1000-1100m	Het Tertiair bestaat uit zanden en kleien van de <i>Noordzee Supergroep</i> . De Onder en Midden Noordzee Groepen bevatten voornamelijk kleien die zijn afgezet in een marien milieu. De Boven Noordzee Groep bevat zanden die zijn afgezet in een ondiep marien milieu.
Krijt	1100-1300	1000-1100 m	0 – 200m	De formaties in het Krijt bevatten mergelachtige kalken aan de top en kleien naar de basis toe. Deze formaties zijn op sommige locaties volledig weg geërodeerd.
Jura	1800 – 2000m	1100-1200	600 – 900m	De Jura bestaat uit de Altena groep. De formaties bestaan voornamelijk uit klei of kleisteen met opwaarts een toenemende hoeveelheid mergelige kalkstenen met plaatselijk enkele mergel inschakelingen.
Trias	2500 – 2700 m	1500 – 1800 m	600 – 900m	De Boven-Trias bestaat uit meerdere afsluitende lagen in de Röt- en Keuper-formaties. Bovendien is in het Onder-Trias de Onder-Volprieausen Zandsteen (RBMVL) geïdentificeerd als retentie-/bufferzone in het onwaarschijnlijke scenario van CO ₂ -migratie uit het opslagvoorkomen
Perm	3100 – 3600	2500 – 2700 m	500 – 800 m	De afdekkende laag in het Perm is de <i>Zechstein Groep</i> , bestaande uit een opeenvolging van evaporieten en carbonaten van 500 – 700 m dik. Het volgende pakket bestaat overwegend uit zandsteen van de Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten. Dit gesteente heeft een dikte van 200 – 240 m in het K14 reservoir.
Carboon	n.a.	3100 – 3600	n.a.	De top van het Carboon werd aangetroffen op een diepte van 3100 – 3600 m.

4.3 Aanwezige breukzones

Het relevante gasreservoir is deel van een horsten en slenken systeem en wordt gescheiden van omliggende reservoirs door breuken. Een dergelijk systeem ontstaat wanneer bij de extensie van het gesteente een opeenvolging van belendende, hoge blokken (horsten) en afschuivende, lage blokken (slenken) ontstaat. Aan de hand van lokale seismiek en boringen is een goed beeld verkregen van de ligging en de aard de aanwezige breuken.

Breuksystemen in de Rotliegend in de omgeving van K14-FA hebben een dominante NW–ZO oriëntatie en lopen horizontaal tientallen kilometers door. Deze breuksystemen volgen de trends van de breuksystemen van de diepe ondergrond (basement) die verband houden met de Siluur- tot Vroeg-Devoon Caledonische Orogenese. Schuine schuifbreuken resulteerden in het ontstaan van grote NO-ZW en NW-ZO geconjugeerde breukstelsels. Er bestonden al breukpatronen voordat het Rotliegend-interval is afgezet.

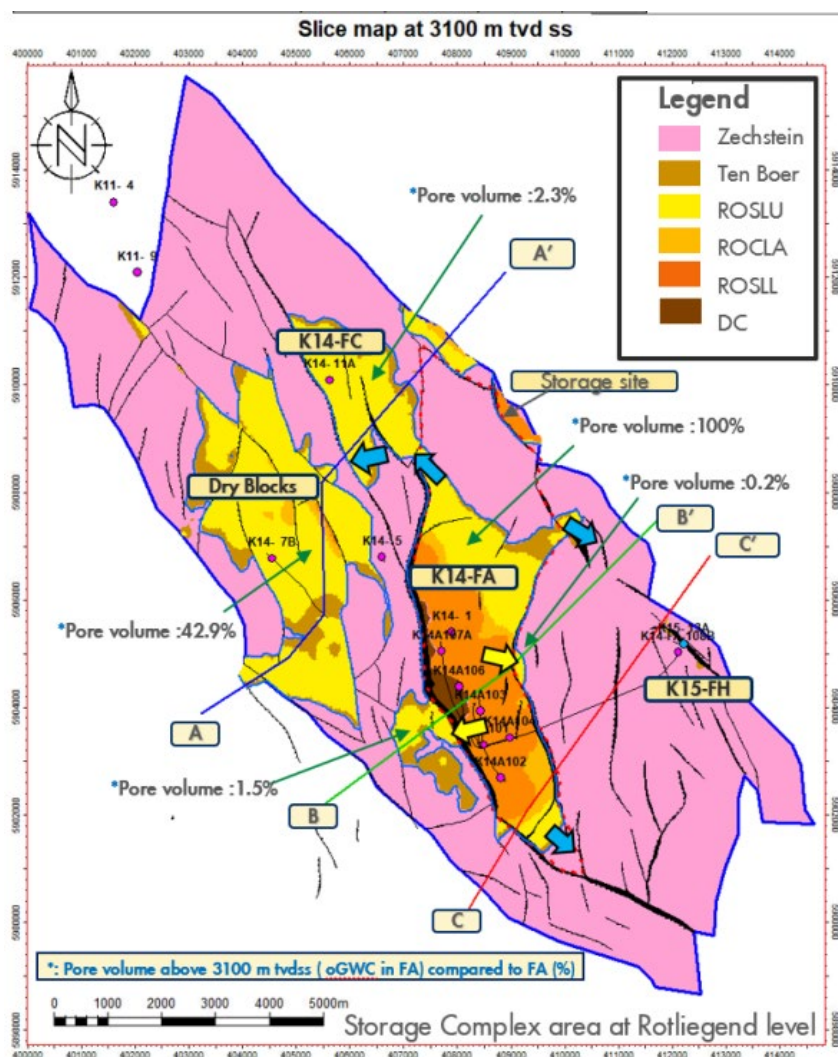
De afdichtingskwaliteit van de begrenzende breuken is beoordeeld op basis van een analyse van de eigenschappen van gesteentelagen die tegen elkaar liggen aan weerszijde van de breuk (d.w.z. juxtapositie) en op basis van drukanalyses van de omliggende velden.

Het K14-FA opslagcomplex wordt begrensd door normale (afschuivings)breuken, waardoor het Onder-Slochteren wordt gescheiden van de naastgelegen zones. Hierdoor ligt het K14-FA Onder-Slochteren reservoir grotendeels tegen deklagen van de Zechstein aan. Dit vormt zo de zijdelingse/laterale afsluiting van het veld en het CO₂-opslagcomplex. Om dit goed in beeld te brengen is een doorsnede op 3100 meter diepte weergegeven in figuur 4.3 met daarin zichtbaar het opslag reservoir en de omliggende

Zechstein formatie. In deze figuur is duidelijk zichtbaar hoe het opslagcomplex K14-FA ondieper gelegen is dan de omliggende gesteenten.

Het gas in het reservoir wordt vastgehouden in zogeheten structurele "traps". Extensie van het gebied heeft geleid tot de vorming van een opeenvolging van horsten (hogen) en slenken (lagen) in de gesteenten onder de Zechstein Formatie.

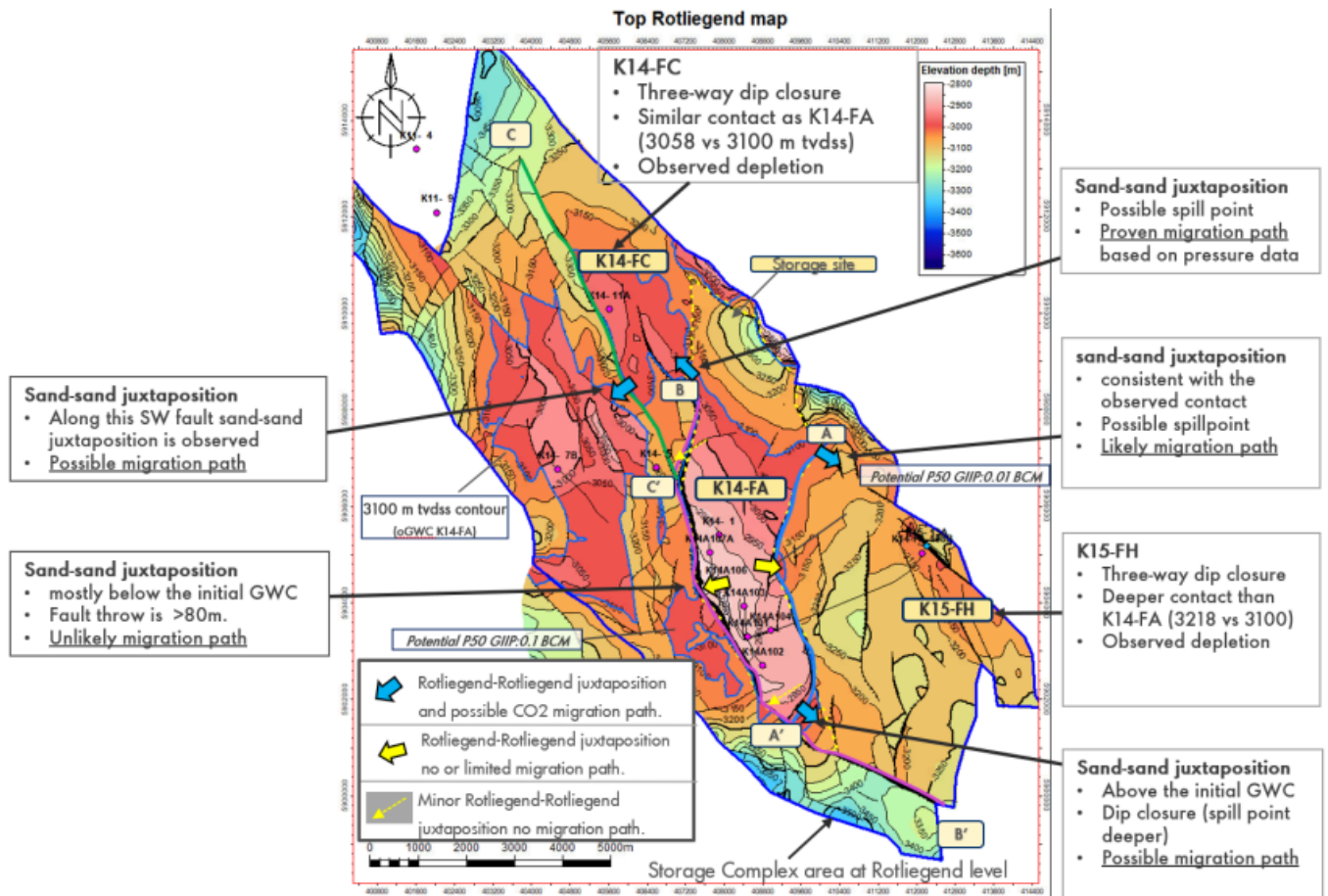
Het gas, dat lichter is dan water, migreert naar de hogen waar het tegengehouden wordt door het bovenliggende afsluitende gesteente. Aan de zijkanten wordt het gas tegengehouden bij breuken, waarlangs de kleisteen en evaporieten (voornamelijk steenzout) van de afsluitende gesteenten (in de slenken) direct naast het reservoirgesteente (in het horstblok) is verplaatst.



Figuur 4.3: Horizontale doorsnede kaart op 3100 meter (GWC). Blauwen pijlen tonen de mogelijke migratiepaden uit het opslagvoorkomen. Gele pijlen tonen locaties waar de kans op migratie klein is.

Het K14-FA reservoir wordt afgesloten door drie randbreuken. Er zijn twee randbreuken aan de oostelijke en westelijke zijden van het reservoir die in zuidelijke richting naar elkaar toe lopen. Deze twee breuken sluiten het reservoir aan de oost-, zuid- en west- kant van het reservoir af. Aan de noordkant van het reservoir dipt het reservoir waardoor de noordelijke randbreuk onder het gas-water contact (GWC) ligt. Hierdoor is gasmigratie aan deze zijde niet mogelijk.

De breukzones aan de oostelijke en westelijke zijden van het reservoir vormen lokaal een potentieel lekkagerisico in locaties waar het reservoirgesteente aan weerszijden van de breuk in contact met elkaar staat. Bij toename van de reservoirdruk bij CO₂ injectie kan dit een risico vormen. Deze breukzones zijn weergegeven in figuren 4.3 en 4.4 en worden in detail beschreven in de volgende paragraaf.



Figuur 4.4: Top-Rotliegend dieptekaart (in meters)

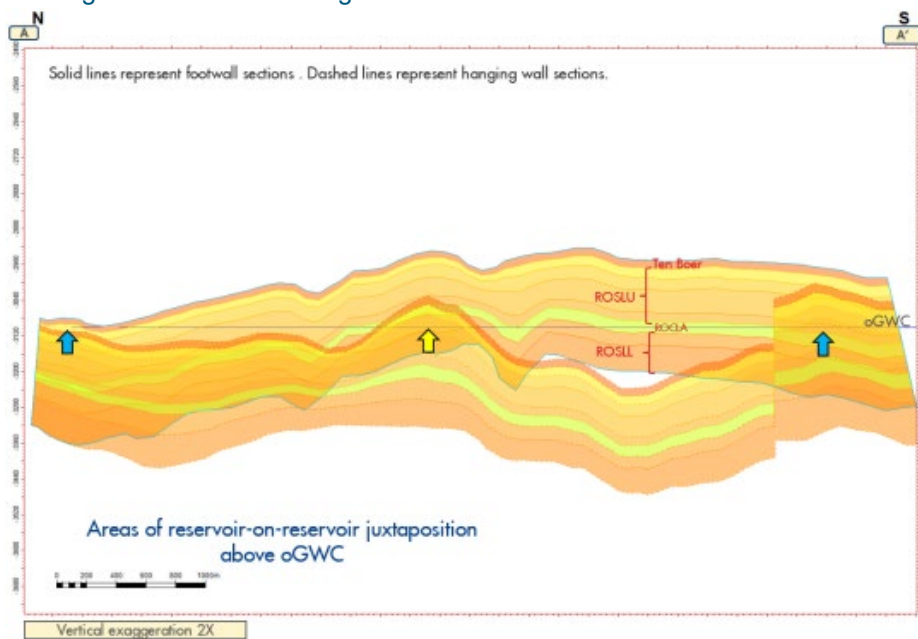
4.3.1 Mogelijke communicatie langs de randbreuken

Over het algemeen hebben de normale breuken een dusdanige verplaatsing teweeggebracht dat het reservoirgesteente in het horst blok grenst aan de afsluitende gesteenten in het slenk blok dat ernaast ligt. Deze breuken vormen daarmee de afsluiting van het reservoir. Bij twee breuken liggen lokaal echter het Rotliegend van het veld K14-FA via een breuk tegen het Rotliegend buiten het K14-FA veld. Bij deze twee breuken zijn er aanwijzingen met drukcommunicatie met blokken buiten het K14-FA reservoir, namelijk met K15-FH en K14-FC.

Breuk ten oosten van K14-FA

Deze breukzone plaatst lokaal de Rotliegend Formatie van het K14-FA blok tegen de Rotliegend Formatie buiten het complex. De Allan diagram langs deze breuk (figuur 4.5) laat zien dat boven het GWC langs deze breuk enkele gebieden zijn waar Rotliegend reservoirs naast elkaar liggen (ook wel een juxtapositie). De blauwe pijlen tonen de mogelijke CO₂-migratiepaden naar gebieden buiten het K14-FA opslagvoorkomen. Dit is waar breuken aflopen naar de randen in het noorden en zuiden. Op deze locaties hebben de kleinste breukbewegingen (minste afzetting) plaatsgevonden met daarmee de minste cataclase en derhalve de minste breukafdichting wordt verwacht. De gele pijlen geven gebieden aan waar reservoirgesteenten naast elkaar liggen en waar de breukbewegingen relatief groot zijn geweest en de kans op CO₂-migratie laag is.

Uit dynamische modellering en drukanalyses blijkt dat de connectiviteit tussen K14-FA en het K15-FH blok (ten oosten) minimaal is, wat impliceert dat de oostelijke randbreuken van K14-FA grotendeels afdichtend zijn. Dit is ook het geval in gebieden waar connectiviteit zou worden verwacht op basis van de analyse van de zand-zand juxtapositie, bijvoorbeeld bij de hoger gelegen delen van de K14-FA-structuur (aangegeven met de gele pijlen). In deze gebieden is de verticale breukbeweging groot geweest. Dit heeft geleid tot cataclase gerelateerde afdichtingsbreuken.

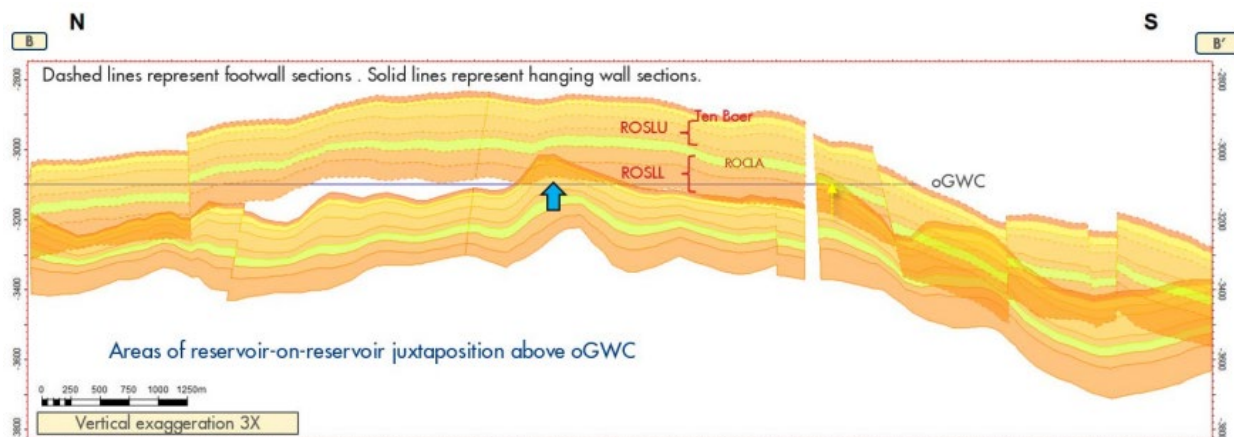


Figuur 4.5: Juxtapositie breuk ten oosten van K14-FA toont de gebieden waar Rotliegend naast elkaar ligt boven of dichtbij het oGWC. Deze worden aangegeven met pijlen. Blauwen pijlen tonen de mogelijke migratiepaden uit het opslagvoorkomen. Gele pijlen tonen locaties waar de kans op migratie klein is.

Breuk ten westen van K14-FA

Deze breukzone plaatst lokaal de Rotliegend Formatie van het K14-FA blok tegen rotliegend formatie buiten het complex. Allan-diagram langs deze breuk laat zien dat boven het oGWC langs deze breuk enkele gebieden zijn waar Rotliegend reservoirs naast elkaar liggen (d.w.z. juxtapositie) (Figuur 4.6). De blauwe pijlen tonen de mogelijke CO₂-migratiepaden naar gebieden buiten het K14-FA opslagvoorkomen. Dit is waar breuken aflopen naar de randen in het noorden en zuiden. Op deze locaties hebben de kleinste breukbewegingen plaatsgevonden met daarmee de minste cataclase. Hier wordt derhalve de minste breukafdichting verwacht. De gele pijlen geven gebieden aan waar reservoirs naast elkaar liggen en waar de breukbewegingen relatief groot zijn geweest en de kans op CO₂-migratie laag is.

Uit dynamische modellering en drukanalyses blijkt dat de connectiviteit tussen K14-FA en het K14-FC blok ten westen zeer beperkt is. Dit impliceert dat de westelijke randbreuken van K14-FA hoofdzakelijk afdichtend zijn. Dit is ook het geval in gebieden waar connectiviteit zou worden verwacht op basis van analyse van zand-zand juxtapositie, bijvoorbeeld bij de hoger gelegen delen van de K14-FA-structuur (gebieden aangegeven met de gele pijlen). In deze gebieden is de verticale breukbeweging groot geweest. Dit heeft geleid tot cataclase gerelateerde afdichtingsbreuken.



Figuur 4.6: Juxtapositie breuk ten westen van K14-FA toont het gebied waar Rotliegend naast elkaar ligt boven of dichtbij het GWC. Dit gebied wordt aangegeven met de blauwe pijl.

4.3.2 Mogelijke communicatie langs breuken in deklagen en overburden

Wanneer breuken of scheuren doorlopen in de deklagen of zelfs in de overburden, vormen deze een risico op lekkage uit het reservoir. Lekkage uit het opslagvoorkomen via breuken wordt niet als een realistisch risico beschouwd, vanwege de aanwezigheid van de afsluitende Zechsteinlaag. Op de Zechstein ligt de Onder-Bontzandsteen Formatie, die als secundaire afsluitende laag fungeert. Deze laag bestaat uit een ca. 300 m dik schaliepakket aan de randen van de K14-FA Zechstein zoutrug. Zelfs in het zeer onwaarschijnlijke geval dat CO₂ uit het Rotliegend reservoir zou migreren naar het Onder-Volpriehausen Zandsteen laagpakket, zal deze fungeren als een opslagbuffer en zal het verdere migratie naar ondiepere eenheden voorkomen of in ieder geval vertragen. Uit putgegevens blijkt dat deze ondiepere lagen tot aan de Noordzee Groep voornamelijk bestaan uit schalie met kleine dunne tussenliggende lagen van zand en evaporiet. Deze schalie zal fungeren als afsluitende lagen die de CO₂-migratie in verticale richting belemmeren.

Er zijn geen breuken waargenomen die vanuit de overburden de hele Zechstein doorkruisen en een verbinding maken met het Rotliegend reservoir. Er is echter één duidelijke breuk in kaart gebracht in het zuidelijke deel van het veld, die zich naar beneden uitstrekt tot in de Zechstein-groep. Hoewel de breuk dicht bij de bovenkant van de Rotliegend eindigt, heeft hij geen lek in de afsluitende laag veroorzaakt. Het is bewezen dat de afsluitende laag effectief genoeg is om gedurende meer dan 65 miljoen jaar een gaskolom van ca. 220 meter tegen te houden.

4.3.3 Actieve breuken tijdens gaswinning

De productie van gas en de daarmee geïnduceerde drukverlaging in het reservoir kan leiden tot de reactivatie van bestaande breuken. De kleine breukbewegingen die hierbij plaats vinden, kunnen resulteren in aardschokken. Deze aardschokken worden in Nederland geregistreerd door het KNMI.

Er zijn slechts enkele aardbevingen waargenomen door het KNMI in het Nederlandse offshore gebied. De seismische meetstations van het KNMI meten trillingen met een magnitude groter dan 2 en zo veel mogelijk kleinere trillingen¹⁵. Daarom is het mogelijk dat lichte aardbevingen in het Nederlandse offshore gebied onopgemerkt zijn gebleven. In het K14-FA is tot op heden geen seismische activiteit gemeten die kan worden toegeschreven aan gasproductie uit dit reservoir.

Tijdens de productiefase zijn bij het veld geen aardbevingen groter dan een magnitude (M) van 2,2 geregistreerd, maar uit veel geomechanische onderzoeken naar geïnduceerde seismiciteit is bekend dat met verdere depletie de schuifspanningen toenemen, waardoor de breuken dichterbij mogelijke reactivering komen. Ook zijn bij andere velden in de bredere regio enkele geïnduceerde aardbevingen geregistreerd. Op basis van de berekening van het breukoppervlak voor de grootste breuk in het K14-FA gebied is de theoretische maximale magnitude van een seismische gebeurtenis $M=4,3$. Hierbij wordt uitgegaan van een kritisch gespannen breuk als gevolg van depletie door productie die tijdens de injectiefase wordt getriggert door afkoeling of drukverhoging. Als zodanig kan dit scenario worden beschouwd als een worst-case scenario. Een geïnduceerd seismisch event met een maximum magnitude van 4,3 wordt niet geacht schade toe te brengen aan het afsluitende gesteente of de offshore-installaties en in het verlengde daarvan is de kans op milieuschade onwaarschijnlijk geacht en is het restrisico laag. Echter, gezien het belang van deze potentiële gebeurtenis is er een risico analyse op basis van een vlinderdasmogel ontwikkeld om de preventie- en mitigatiemaatregelen te evalueren.

De hoogste breukreactiveringsspanningen worden waargenomen tijdens depletie, waarbij de modellen aangeven dat delen van de westelijke en oostelijke randbreuken in K14-FA opnieuw gereactiveerd zouden kunnen worden. Deze mogelijke reactivering is niet bevestigd met de waarneming van seismiciteit.

Er is geen bewijs van breuklekkage tijdens de depletie, en de verwachte stabilisatie van breuken tijdens de CO₂-injectie zal de kans op reactivering en daarmee mogelijke lekkage verder te beperken. Volgens de modellen wordt de zuidelijke randbreuk niet gereactiveerd tijdens de depletiefase. Tijdens de injectie leidt een toename van de poriedruk tot een afname van de effectieve normale spanning en een afname van de afschuifspanning, waardoor de breuken zich juist stabiliseren ten opzichte van de depletiefase. De impact van afkoeling op de breukstabiliteit is verder onderzocht met behulp van een conservatief scenario van afkoeling tot maximaal 20°C over het gehele veld, waardoor de schuifspanning toeneemt. Het effect is echter dusdanig beperkt dat de stabiliteit van de randbreuken niet significant wordt beïnvloed.

4.4 Aanwezige infrastructuur

Een duidelijke terminologie is van belang in de rapportage. Daarom wordt in deze rapportage bij verwijzing gebruik gemaakt van een gestandaardiseerde codering¹⁶, zoals weergegeven in tabel 4.2. Voor de opsporing en winning van delfstoffen is het Nederlands Continentaal Plat (NCP) op de Noordzee opgedeeld in blokken (zoals weergegeven in figuur 1.1). Voor deze (deel-)blokken kunnen winningsvergunningen worden verleend voor delfstoffen zoals aardolie en aardgas.

Deze vergunningsaanvraag betreft het K14-FA opslagvoorkomen gelegen in het gebied van de huidige K14a winningsvergunning voor koolwaterstoffen, momenteel geopereerd door de Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM).

De voorgenomen opslaglocatie voor het Aramis-project is gelegen in het K14 blok op de Noordzee. In het K14 blok zal de beoogde CO₂-opslag plaats vinden in het K14-FA gasveld. Het opslagvoorkomen K14-FA ligt volledig boven het gas-watercontact.

¹⁵ Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (z.d.). Seismische meetstations. KNMI. Geraadpleegd op 26 juli 2022, van <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>

¹⁶ Er worden verschillende coderingen toegepast in de onderliggende rapporten en bij de centrale database NLOG.

In het K14-FA veld zijn in totaal zeven putten geboord vanaf het K14-FA platform. Het gaat hierbij om één exploratieput en zes productieputten. Van de zes productieputten is er nog één in gebruik voor productie en één voor waterinjectie.

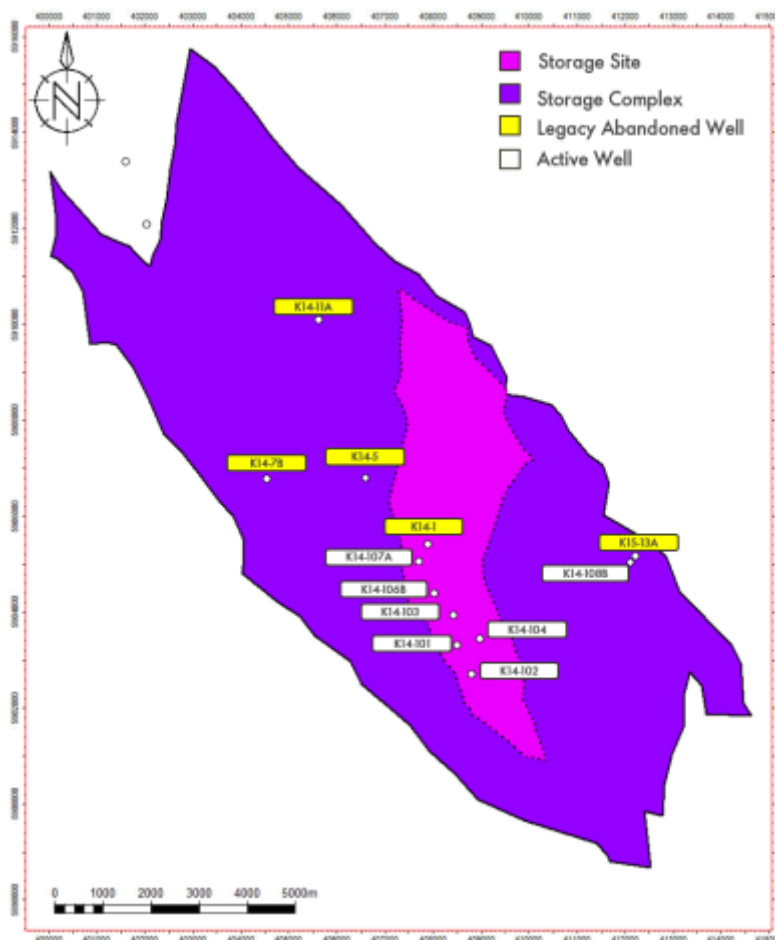
In onderstaande tabel is expliciet weergegeven welke namen in dit MER zijn gebruikt en waar deze namen naar verwijzen. Ook wordt in deze tabel weergegeven wanneer de putten zijn geboord en wat hun huidige status is.

Tabel 4.3. Overzicht van terminologie en codering van het blok, veld, de vergunningen en de putten

Onderdeel	Naam in dit MER	Toelichting
Blok	K14	Verwijst naar het K14 blok op de Noordzee
Veld	K14-FA	Verwijst naar het K14-FA gasveld en de beoogde CO ₂ opslag
Platform	K14-FA-platform	Verwijst naar het K14-FA platform vanaf waar de putten zijn geboord
Winningsvergunningen	K14a	Vergunninghouder NAM
Putten	K14-1	Geboord in 1970, Afgesloten exploratieput
	K14-FA-101	Geboord in 1974, Productieput
	K14-FA-102	Geboord in 1975, Stilgelegde productieput
	K14-FA-103	Geboord in 1976, Waterinjectieput
	K14-FA-104	Geboord in 1976, Stilgelegde productieput en waterinjectieput
	K14-FA-106B	Geboord in 1976, Stilgelegde productieput
	K14-FA-107A	Geboord in 1977, Stilgelegde productieput

4.5 Putten en gasproductie

Het opslagcomplex bevat in totaal dertien putten (figuur 4.7) en tweeëntwintig boorgaten inclusief aftakkingen.



Figuur 4.7: Putten in het opslagvoorkomen en -complex

De zeven putten in het K14-FA reservoir zijn geboord over een tijdspanne van zeven jaar. Hieronder volgt een beschrijving van de status van de putten en de gasproductie die uit deze putten heeft plaatsgevonden.

4.5.1 Status van de putten

Het K14-FA veld is ontwikkeld door zes putten die zijn geboord vanaf het K14-FA-platform en geïnstalleerd boven de put K14-4. Momenteel produceren 2 putten gas, 3 putten zijn stilgelegd en 1 put wordt gebruikt om geproduceerd water te injecteren. Een van de putten (K14-FA-105) heeft het reservoir niet bereikt en is boven het reservoir afgesloten. Tabel 4.3 geeft een overzicht van de putten in het K14-FA veld.

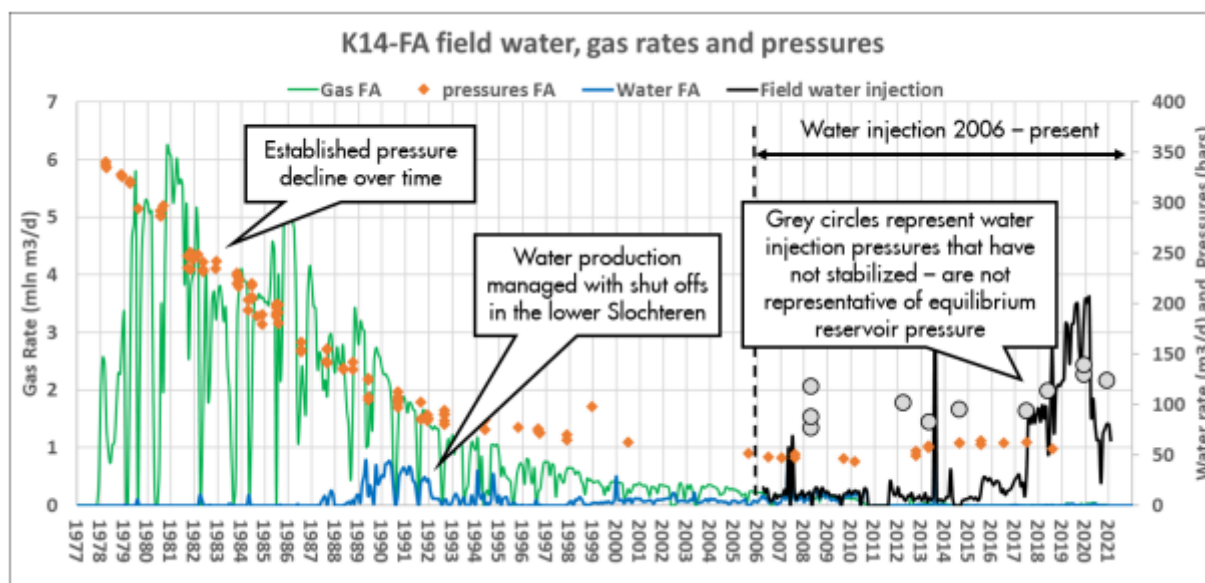
Tabel 4.4. Overzicht van naamgeving, jaar van de boring en status van de putten in K14-FA

Naam put	Jaar boring	Status put
K14-1	1970	Afgesloten exploratieput
K14-FA-101	1974	Productieput
K14-FA-102	1975	Stilgelegde productieput
K14-FA-103	1976	Waterinjectieput
K14-FA-104	1976	Stilgelegde productieput en waterinjectieput
K14-FA-106B	1976	Stilgelegde productieput
K14-FA-107A	1977	Stilgelegde productieput

4.5.2 Gasproductie

Het K14-FA gasveld is in 1970 ontdekt door put K14-1, die in het Boven-Rotliegend 200 m gashoudend zand aantrof. Evaluatieput K14-4, geboord eind 1974, bevestigde een gaskolom van 220 m en een gas-watercontact (GWC) op 3100 m. Het oorspronkelijk aanwezige gas volume (gas-initially-in-place, GIIP) is gebaseerd op het 3D statische model en wordt geschat op 19,1 bcm terwijl op basis van P over Z-analyse deze wordt geschat op 21,5 bcm. Het veld is sinds 1977 in productie en op 1-1-2022 was er ongeveer 17 bcm gas geproduceerd. De reservoirdruk is tijdens productie afgenomen van de initiële reservoirdruk van 341,7 bar naar de huidige reservoirdruk van 55 bar.

Het K14-FA veld is momenteel een producerend gasveld. Op de flanken van het veld wordt geproduceerd water uit het K14-FA veld en de andere platforms/velden die met het K14-FA-1C-platform zijn verbonden, geïnjecteerd in het Rotliegend reservoir via de voormalige productieput K14-FA-103. Het K14-FA-1C-platform heeft een centrale functie voor gasverwerking, compressie en export voor gasvelden in het gebied.



Figuur 4.8: Historische productie uit reservoir K14-FA.

4.6 Autonome en andere ontwikkelingen

Voor de MER-toetsing van het Aramis initiatief is het van belang de toekomstige ontwikkelingen nauwkeurig in beeld te brengen. Deze ontwikkelingen zijn van belang tijdens de aanleg en operationele fase van het initiatief.

Autonome ontwikkelingen

De voornaamste verandering in de diepe ondergrond van het K14-FA opslagcomplex is het stopzetten van de gaswinning. De huidige vergunninghouder (NAM) en de aanvrager zijn overeengekomen dat de NAM de gasproductie en de herinjectie van geproduceerd water van/naar het K14-FA-reservoir zal staken en in de verschillende lagen in het afdichtende Zechstein gesteente pluggen zal plaatsen. Tevens zal de NAM alle putten die het K14-FA reservoir penetreren en alle putten boven het K14-FA reservoir die niet de beoogde diepte hebben bereikt, afsluiten in overeenstemming met het formeel goedgekeurde plan voor het afsluiten van de put en tot tevredenheid van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

Overige ontwikkelingen

Bij de te maken keuzes is rekening gehouden met de overige ontwikkelingen op de Noordzee. Dit heeft voornamelijk te maken met de keuzes voor platforms en leidingtracés. Voor de diepe ondergrond dient rekening gehouden te worden met de mogelijkheid van andere benuttingsfuncties, zoals buffering van waterstof. Gezien de hoeveelheid gasvelden die in de nabije toekomst beschikbaar komt en het premature stadium waarin onderzoek naar de mogelijke opslag van waterstof zich bevindt, is er gekozen dat het K14-FA complex gebruikt kan worden voor CO₂-opslag.

5 CO₂-opslag in het K14-FA reservoir

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe CO₂-injectie en opslag mogelijk is in het K14-FA reservoir. Hierbij wordt de geschiktheid van de reservoirs voor CO₂-opslag beschreven, welke is bepaald door de aanwezigheid van structuren die het opslagcomplex verticaal en lateraal afsluiten. Met behulp van meerdere modellen is nagegaan hoe de CO₂-opslag plaats vindt. Tot slot worden de mogelijke effecten van CO₂-opslag behandeld.

Het K14-FA veld is momenteel in gebruik voor de productie van aardgas. Begin 2022 is ongeveer 17 bcm geproduceerd, wat gelijk is aan 89% van het initiële volume aardgas in het veld. Voorafgaand aan de start van CO₂-injectie zal alle productie uit het K14-FA veld worden gestopt. CO₂-injectie in het veld is gepland om in 2027 te beginnen. Hiervoor worden nieuwe putten geboord en platforms gebouwd. Daarnaast wordt gebruik gemaakt van modellen om de effecten van CO₂-opslag in K14-FA nauwkeurig in beeld te brengen. In dit hoofdstuk worden de bevindingen hieruit beschreven.

5.1 Beschrijving van opslagcomplex K14-FA

Het verschil tussen de definities opslagvoorkomen en opslagcomplex is in detail beschreven in paragraaf 1.4.

Opslagvoorkomen

Het opslagvoorkomen is het gedeelte van de ondergrond dat gebruikt wordt voor de opslag. Het opslagvoorkomen (de storage site) wordt in Figuur 5.1 aangegeven door de lichtpaarse polygoon. Dit bestaat uit de volgende structuren:

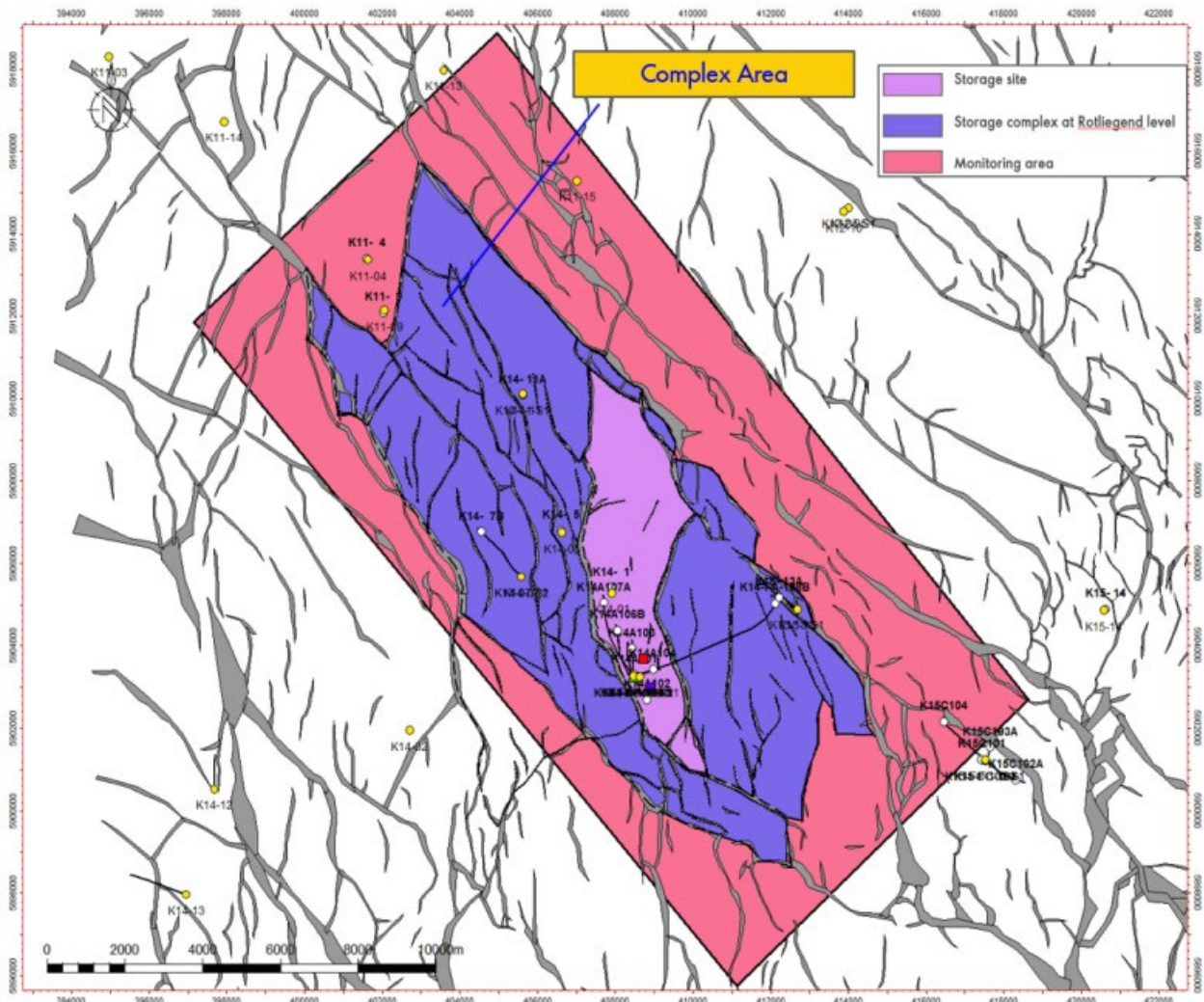
- De Boven Rotliegend Groep van het K14-FA gasveld (waarin CO₂ zal worden geïnjecteerd) en het rechtstreeks daarmee verbonden watervoerende deel in het K14-FA breukblok;
- De geplande injectiefaciliteiten (d.w.z., de injectieputten, tot en met de putmonden)
- De bestaande putten in het opslagvoorkomen tot en met de primair afsluitende laag.

Opslagcomplex

In figuur 5.1 wordt ook het opslagcomplex weergegeven (storage complex). Het donkerpaarse gebied geeft de omvang op Rotliegend-niveau aan. Het K14-FA-opslagcomplex wordt gedefinieerd als het opslagvoorkomen, plus:

- De Zechstein Groep. Dit is de afsluitende laag van het opslagvoorkomen;
- De bovenste 125 m van het Carboon onder het opslagreservoir;
- Een secundair insluitingssysteem, bestaande uit
 - De Rotliegend- en Zechstein-groepen en de bovenste 125 m van het Carboon in het breukblok rondom het opslagvoorkomen, inclusief de K14-FC en K15-FH velden, en de droge breukblokken ten westen van K14-FA en K14-FC

De bovenste 125 meter van het Carboon maken deel uit van het opslagcomplex aangezien CO₂ invloed kan hebben op de onderburden. De redenering hiervoor is tweedelig. Ten eerste laat het dynamisch model zien dat CO₂ maximaal 100 m onder het oorspronkelijk gas water contact (GWC) zou kunnen migreren, dit is 125 m onder het hoogste punt van de structuur op Carboon niveau. Migratie zal overigens met name plaatsvinden in de Rotliegend reservoirs en is de kans op migratie naar het Carboon klein vanwege de slechte reservoir eigenschappen hiervan. Ook zal door het drijfvermogen CO₂ eerder naar boven bewegen dan naar de onderburden. Ten tweede laat een gevoeligheidsstudie met het thermisch-geomechanische model zien dat afkoeling van het Carboon kan plaatsvinden in maximaal de bovenste 70 meter. De gedepleteerde K14-FC- en K15-FH-velden, zijn toegevoegd aan het opslagvoorkomen vanwege drukcommunicatie met het K14-FA-veld.



Figuur 5.1: Definitie van het opslagvoorkomen en opslagcomplex. N.B. het monitoringsgebied (rood op de kaart) loopt ver door naar het oosten om eventuele CO₂ lekkage te kunnen monitoren

Onderstaand volgt een beschrijving van de verschillende structuren waaruit het opslagcomplex K14-FA bestaat, en welke structuren de verticale en horizontale afsluiting vormen.

5.1.1 Verticale afsluiting

Het integraal opslagcomplex K14-FA bestaat uit alle gebieden die mogelijk in aanraking komen met de in het opslagvoorkomen geïnjecteerde CO₂. De injectie vindt plaats in het Boven- en Onder-Slochteren Laagpakket. Het opslagcomplex is verticaal afgesloten door de primaire deklaag (primary seal), dat bestaat uit de gesteenten van de Zechstein Groep. Uit historische (productie)data en seismiek is gebleken dat door deze gesteenten geen migratie van gas plaatsvindt.

In onderstaande tabel 5.1 volgt een compleet overzicht van dit integrale opslagcomplex en de bovenliggende lagen, die een totale dikte van ruim 2.5 kilometer hebben. De geologische formaties van het opslagcomplex zijn in oranje-geel gemarkeerd en liggen tussen de 2580 en 3500 meter diepte.

Tabel 5.1. Eigenschappen van de geologische eenheden in opslagcomplex K14-FA en bovenliggende eenheden.

Eenheid No	Tijd	Stratigrafische eenheid	Dikte* [m]	Diepte top* mTVDss
1	Tertiair	Noordzee Supergroep	1075	0
2	Krijt	Rijnland Groep	185	1075
3	Jura	Altena Groep	330	1260
4	Trias	Upper-Germanic Trias Groep	480	1590
5	Trias	Lower-Germanic Trias Groep	510	2070
Afsluitende gesteenten (primaire deklaag)				
6	Perm	Zechstein Groep	324	2580
Reservoir				
7	Perm	Ten Boer Laagpakket	15	2904
8	Perm	Boven-Slochteren Laagpakket	112	2919
9	Perm	Ameland Laagpakket	24	3031
10	Perm	Onder-Slochteren Laagpakket	91	3055
Basis				
11	Carboon	Limburg Groep	> 125	3146

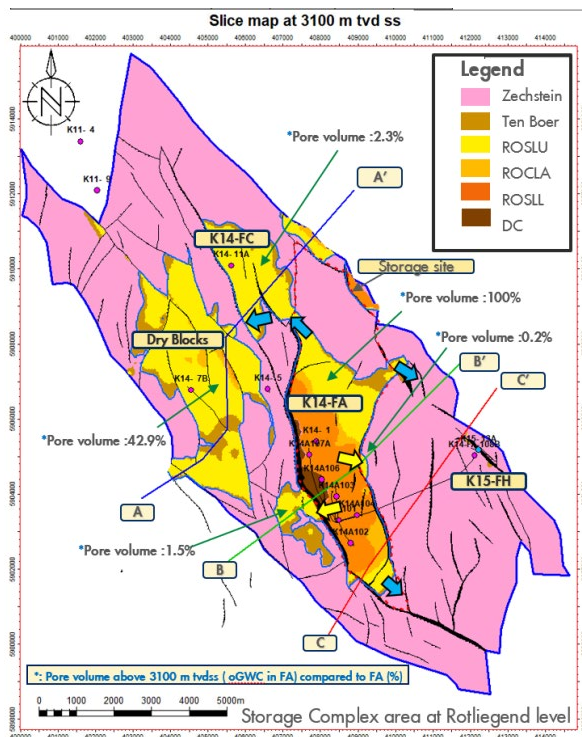
Toelichting

* Dikte en diepte zijn gebaseerd op de put K14-1 aangezien deze put alle eenheden tot aan de basis van het Carboon doorboort.

Naast de primaire deklaag is voor de verticale afsluiting van het opslagcomplex het risico van lekkage van CO₂ langs de eerder geboorde putten belangrijk. De kwaliteit van de putten om lekkage buiten de put te voorkomen, wordt ook wel de putintegriteit genoemd, en wordt gegarandeerd door middel van technische, operationele en organisatorische oplossingen. De integriteitsstatus van de bestaande putten zal in hoofdstuk 6 nader worden beschreven.

5.1.2 Horizontale afsluiting

De horizontale afsluiting van het K14-FA opslagvoorkomen is gevormd door drie grote randbreuken op het Rotliegend-niveau. Door verplaatsing langs deze breuken wordt het reservoirgesteente in het opslagcomplex grotendeels tegen de afdichtende gesteenten van de Zechstein Formatie aangezet, waardoor deze breuken lateraal goed afgesloten zijn. Om dit goed in beeld te brengen is een doorsnede op 3100 m tvd weergegeven in figuur 5.2 met daarin zichtbaar het opslagvoorkomen en de omliggende Zechstein formatie. In dit figuur is duidelijk zichtbaar hoe het opslagcomplex K14-FA tegen de afdichtende gesteente van de Zechstein Formatie is aangezet. Langs de randbreuken aan de oostelijke en westelijke zijde van het reservoir is dit niet overal het geval, daarom heeft verdiepend onderzoek plaatsgevonden naar de afsluitende eigenschappen van deze twee breukzones.



Figuur 5.2: Horizontale doorsnedekaart op 3100m tvdss (GWC)

5.1.3 Toekomstige situatie putten

Er zijn gedetailleerde onderzoeken uitgevoerd naar de haalbaarheid van het hergebruik van de bestaande NAM-putten en het K14-FA-platform voor CO₂-injectie. Er is geconcludeerd dat vanuit het oogpunt van veiligheid, betrouwbaarheid en kosten een 'greenfield-concept' (d.w.z. een nieuw injectieplatform en nieuwe injectieputten) de voorkeur geniet boven het 'hergebruikconcept'.

Onderstaande tabellen tonen een overzicht van de putten die momenteel aanwezig zijn in het opslagvoorkomen en -complex.

Tabel 5.2. Huidige en toekomstige status van de putten in opslagvoorkomen

Put	Huidige status	Opmerking	Plan voor toekomst
K14-1	Afgesloten	Exploratieput	Geen actie
K14-FA-101	Productie	-	Afsluiten
K14-FA-102	Stilgelegd	Voormalige productieput	Afsluiten
K14-FA-103	Water injectie	Voormalige productieput	Afsluiten
K14-FA-104	Stilgelegd	Voormalige productieput en water injectieput	Afsluiten
K14-FA-106B	Stilgelegd	Voormalige productieput	Afsluiten
K14-FA-107A	Stilgelegd	-	Afsluiten

Tabel 5.3. Huidige en toekomstige status van de putten in opslagcomplex

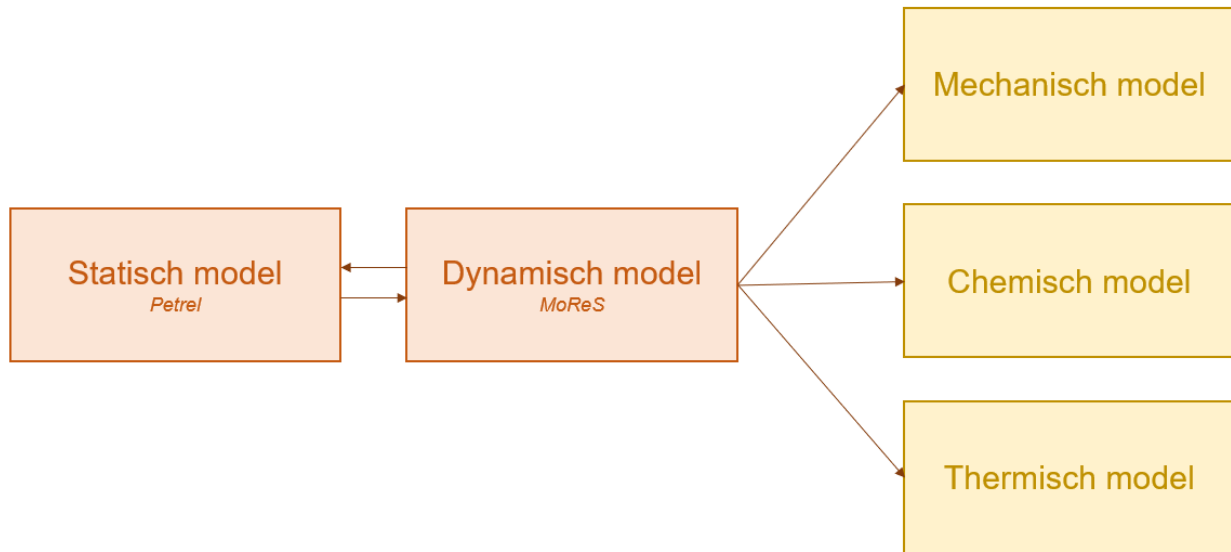
Veld	Put	Huidige status	Opmerking	Plan voor toekomst
K14-FA	K14-FA-105b	Opgeschort	Eindigt in Trias	Afsluiten
K14-FC	K14-11A	Afgesloten	Exploratieput	Geen actie
K15-FH	K15-13A	Afgesloten	Exploratieput	Geen actie
K15-FH	K14-FA-108B	Stilgelegd	Voormalige productieput	Hergebruik als water injectieput
Droog blok	K14-5	Afgesloten	Exploratieput	Geen actie
Droog blok	K14-7B	Afgesloten	Exploratieput	Geen actie

5.2 Methodiek modellering

5.2.1 CO₂-injectie simulatiemodellen

Het hoofddoel van modellering van de ondergrond is om goed te begrijpen wat er met de CO₂ gebeurt ten tijde en na beëindiging van injectie. De relevante processen moeten goed worden begrepen, met name de migratie van de CO₂-pluim, de CO₂-insluitingsmechanismen en de wijziging van de reservoir eigenschappen als gevolg van interactie tussen gesteente en vloeistof (CO₂). Er is veel informatie beschikbaar over het K14-FA opslagvoorkomen door de beschikbaarheid van seismische profielen, (proef)boringen en de productie van aardgas. Deze informatie is verwerkt tot ondergrondmodellen waarmee de CO₂-injectie is gesimuleerd.

De processen die relevant zijn voor geologische CO₂-opslag vinden zowel plaats op porieschaal (bijv. interactie tussen gesteente en vloeistof) als op reservoirschaal (bijv. pluimmigratie). Het begrijpen van de interactie tussen alle relevante processen op deze verschillende onderzoeksschalen (ruimtelijk en temporeel) is niet eenvoudig. De tijdsafhankelijke koppeling van deze chemische en fysische processen in een modelleringstool wordt vaak "reactieve stromingsmodellering" genoemd. Momenteel bestaat er geen enkel modelleringsinstrument dat alle processen die nodig zijn voor reactieve transportmodellering tegelijkertijd kan modelleren. De K14-FA modelleringstrategie is om meerdere softwaretools te gebruiken in een poging om de processen zoveel mogelijk te ontkoppelen als technisch verantwoord is. Voor elke ontwikkelingsbeslissing of onzekerheidsanalyse wordt het instrument geselecteerd dat het meest geschikt is om het specifieke onderwerp aan te pakken. Figuur 5.3 geeft de onderlinge samenhang weer van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht.



Figuur 5.3. Overzicht van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht

Statisch model

De ondergrondse structuren zijn weergegeven in een geologisch model. Voor het statische model zijn alle beschikbare gegevens van de exploratie-, evaluatie- en productieputten in het modelgebied gebruikt. Deze informatie wordt ruimtelijk opgeschaald naar 3D modellen door middel van het programma Petrel. Dit resulteert het opslagcomplexmodel op het niveau van het Rotliegend-reservoir, dat het gebied van de K14-FA-, FC- en K15-FH-velden en de directe omgeving bestrijkt, en het overburden-model. Het overburden model is niet opgenomen in een dynamisch model voor volledige veldsimulatie.

Dynamisch model

Uit de productie- en testdata worden de drukverdelingen in het reservoir berekend en opgeschaald in combinatie met het statische model. Hierbij vormt het statische model, samen met de verzamelde productie- en testdata, de input voor het creëren van een dynamisch model. Shell maakt gebruik van hun interne dynamische simulatietool (MoReS) om dit dynamische model te ontwikkelen. Het dynamische model maakt het mogelijk om de verwachte drukverdeling te simuleren als gevolg van CO₂-injectie.

Aanvullend op het statisch en dynamisch model zijn een mechanisch, geochemisch en thermisch model ontwikkeld door middel van tools van Shell. Deze modellen geven een beschrijving van het geomechanische gedrag over tijd als gevolg van de verwachte veranderingen in druk en temperatuur.

5.2.2 Putmodellen

In vergelijking met andere CCS-projecten is de permeabiliteit-dikte (kH) relatief laag. De lage kH maakt het K14-FA storage-project relatief gevoelig voor de reservoir permeabiliteit en/of vermindering van de permeabiliteit in de directe omgeving van de put. Mogelijke mechanismen van permeabiliteitverlaging in de directe omgeving van de put zijn formatieschade ontstaan door het boren van de put, hydraatvorming en haliet neerslag (precipitatie), en onzuiverheden (d.w.z. corrosieproducten, verontreinigingen) in de CO₂ die de perforaties/het reservoirgesteente rondom de put kunnen verstopten. Met behulp van een injectiviteit en flow assurance studie zijn deze mogelijke mechanismen inzichtelijk gemaakt.

5.2.3 Bevindingen modellering

De modellen vormen de basis voor de risico-inventarisatie van de CO₂-opslag in het K14-FA opslagvoorkomen. Hierbij wordt nadrukkelijk gekeken naar het risico op lekkage en migratie uit het opslagvoorkomen. Deze modellen maken het mogelijk om de voorwaarden te schetsen waaronder CO₂-opslag veilig plaats kan vinden in K14-FA.

Verschillende gekalibreerde realisaties van de ondergrond zijn verkregen door het variëren van belangrijke onzekerheden, zoals het oorspronkelijke gas volume in situ, de reservoir permeabiliteit, de verticale connectiviteit en de watermobiliteit. Deze realisaties zijn vervolgens gebruikt om verschillende CO₂ injectiescenario's te simuleren om de onzekerheid in de CO₂ opslagcapaciteit en de maximale omvang van de pluim migratie in te schatten.

De opslagcapaciteit wordt beoordeeld in termen van opslag efficiëntie; deze wordt gedefinieerd als een fractie van de maximale theoretische opslagcapaciteit. Het theoretische maximum is de berekende massa CO₂ die het geproduceerde gasvolume kan vervangen bij de oorspronkelijke reservoir omstandigheden, dit maximum is berekend op 47 Mt CO₂. De opslagefficiëntie van K14-FA varieert van 71% tot 91% met een base scenario van 85%. Dit komt neer op een CO₂-opslagcapaciteit van 34 tot 43 Mt met 40 Mt opslagcapaciteit in het base scenario.

Het is de bedoeling om de opslagefficiëntie te maximaliseren en tegelijkertijd de risico's op verlies van insluiting te minimaliseren. In de praktijk betekent dit het vullen van het K14FA opslagvoorkomen tot maximaal de oorspronkelijke reservoirdruk en het oorspronkelijke gas-watercontact. De druk in het reservoir blijft ten allen tijden onder de hydrostatische druk. Tegen het einde van de injectie periode migreert een kleine fractie (<6%) van CO₂ tijdelijk onder het oorspronkelijke gas-watercontact in het watervoerende deel van het K14-FA opslagvoorkomen. De pluim beperkt zich tot dit watervoerende gedeelte van het K14-FA-veld en migreert niet naar elders.

5.3 Effecten op de diepe ondergrond

De injectie van CO₂ heeft diverse effecten op de diepe ondergrond. Hieronder vallen mechanische, chemische en thermische veranderingen. Daarnaast zijn er mogelijke gevolgen voor de bovenliggende lagen en worden andere doeleinden van de reservoirs uitgesloten.

Deze effecten zijn in deze paragraaf beschreven en getoetst aan het K14-FA complex voor de verschillende fases van het initiatief. Dit zijn de aanlegfase, injectiefase, afsluitende fase, de lange termijn en bijzondere omstandigheden. Onder bijzondere omstandigheden vallen bijvoorbeeld calamiteiten, ongeplande put interventies (workovers) en een afwijkende druk en temperatuur in de put. Dergelijke situaties vallen onder de zwart gekleurde categorie van het Monitoringsplan (zie figuur 7.2 en voor nadere uitleg hoofdstuk 7).

5.3.1 Mechanische veranderingen

5.3.1.1 Mechanische effecten

Als gevolg van de productie van aardgas uit het reservoir is druk afgenomen van de oorspronkelijke druk (ongeveer 343 bar) tot de huidige druk in het reservoir (ongeveer 55 bar). Bij CO₂-injectie neemt de druk in het opslagcomplex weer toe en zal de temperatuur in de nabijheid van de injectieputten afnemen. Deze twee factoren, druk en temperatuur, kunnen leiden tot de vorming en (re)activatie van scheuren in het gesteente. Toenemende druk in het reservoir kan daarnaast leiden tot bodemstijging aan het oppervlak.

Breukbewegingen

De onderzoeken naar breukbewegingen als gevolg CO₂-injectie zijn uitgevoerd in het kader van het CATO^{17,18}, ROAD¹⁹ en Porthos²⁰ project. Daarnaast heeft Shell specifiek voor het K14-FA veld een uitgebreide geomechanische analyse uitgevoerd. Deze onderzoeken hebben uitgewezen dat tijdens injectie de breuken zich juist stabiliseren ten opzichte van de depletiefase, het risico op breukbewegingen is daarom zeer klein.

Bodemstijging

De toenemende reservoirdruk als gevolg van CO₂-injectie leidt mogelijk tot bodemstijging. Deze bodemstijging is echter complex bij een veld waaruit voorheen gasproductie heeft plaatsgevonden. Bij een leeg geproduceerd gasveld heeft de depletie van het reservoir en bijbehorende compactie (samendrukking van gesteente) in het verleden naar waarschijnlijkheid geleid tot bodemdaling. Deze bodemdaling wordt gedeeltelijk of geheel opgeheven door de bodemstijging als gevolg van injectie. Daarom moet de bodemstijging relatief tot het oorspronkelijke maaiveldniveau worden gezien.

De bodemdaling door gaswinning en opwaartse verplaatsing (terugvering) als gevolg van CO₂-injectie voor het Aramis K14-FA-project wordt berekend met het Rate Type Compaction Model (RTCiM). Het bodemdalingsmodel omvat het K14-FA-veld en de naburige velden K15-FH en K14-FC, en gebruikt de drukinvoer als drijvende parameter in de berekening van de compactie. In het compactiemodel worden zowel de elastische response als de plastische effecten van compressie op het reservoirgesteente meegenomen. Het is aannemelijk dat een gedeelte van de compactie permanent is omdat het gesteente niet helemaal terug zal keren naar zijn oorspronkelijke staat.

Bij gebrek aan registratie van bodemdaling in het verleden is het moeilijk te zeggen hoeveel daling heeft plaats gevonden. Wel is het mogelijk aan te nemen dat de bodemdaling gebeurt in een schijfvormig gebied met een doorsnede van verschillende kilometers en met de maximale bodemdaling in het midden van deze schijf. Een maximale daling van de zeebodem van minder dan 10 cm wordt gezien als geringe daling zonder consequenties voor de omgeving, oftewel het platform, de leidingen, en het milieu. Dit is omdat de mate van daling beperkt is en de beweging geleidelijk aan (over tientallen jaren) plaatsvindt. De daling zal gezien de ligging ook gecompenseerd worden door sedimentatie.

5.3.1.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van mechanische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de mechanische effecten in het opslagcomplex zijn criteria opgesteld voor de effectbeoordeling. In de beoordeling worden de effecten beoordeeld ten opzichte van de initiële situatie. Hierbij is de referentiesituatie het vrijwel uitgeproduceerde gasreservoir, waarin de druk sterk is gedaald ten opzichte van de natuurlijke situatie. Deze drukdaling heeft geleid tot spanning tussen het reservoir en zijn omgeving, omdat het drukverschil tussen beiden toegenomen is. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de scores. Omdat positieve effecten in sommige situaties niet mogelijk zijn, is hierbij de beoordeling beschreven als 'n.v.t.' (niet van toepassing). Er wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen de veranderingen van de geologische structuur en het mogelijke herstel naar de natuurlijke situatie (de situatie voor gaswinning).

¹⁷CATO is een afkorting van CO₂ Afvang, Transport en Opslag.

¹⁸CATO2 (2011): Feasibility study P18 (final report). Vandeweyer et al. (CATO2-WP3.01-D06), 2011

¹⁹ROAD (2011): Technical Transport & Storage basis for MER and Permitting reports, 2010, ROAD, 5 mei 2011; RD-T+S-MCP-REP-P-0010

²⁰TAQA, EBN (2021): Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2

Tabel 5.3-1 Kwalitatieve beoordeling mechanische effecten

Score	Geologische structuur	Herstel naar natuurlijke situatie
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	Volledig herstel natuurlijke situatie
+	n.v.t.	Gedeeltelijk herstel natuurlijke situatie
0	Geen effect	Geen effect
-	Wel mechanische effecten, geen aantasting van gesteentestructuur	Risico op overschrijding initiële druk
--	Gecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Lichte overschrijding initiële druk
---	Ongecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Overschrijding initiële druk

5.3.1.3 Mechanische effecten K14-FA

De mechanische veranderingen in K14-FA worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.3-2.

Aanlegfase

In de aanlegfase vindt geen injectie van CO₂ plaats, waardoor veranderingen in de ondergrond niet optreden. De geologische structuur wordt niet aangetast en de natuurlijke situatie wordt niet hersteld of verslechterd. De score is neutraal.

Injectiefase

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir geleidelijk toe, wat leidt tot mechanische veranderingen in het gesteente. In de studie naar mechanische effecten zijn vier volgende belangrijke risico's geïdentificeerd en beoordeeld:

- Insluitingsverlies (afname van structurele afsluiting) door scheurvorming in de deklaag in het veld;
- Insluitingsverlies door vergrote gereactiveerde doorlatendheid van breuken in het veld;
- Geïnduceerde seismiciteit (bodembeweging door ondergrondse activiteiten) tijdens CO₂-injectie;
- Verticale gronddeformatie (reservoir compactie/bodemdaling).

Het risico op insluitingsverlies door scheurvorming in de deklaag is beoordeeld als nihil. Het evalueren van de minimale horizontale spanning en de drukontwikkeling in het reservoir leidt tot de conclusie dat de afsluitende Zechstein zijn integriteit behoudt bij blootstelling aan de injectiedruk en temperaturen. Scheurvorming in de deklaag ontstaat wanneer de druk hoger is dan de minimale horizontale spanning. De druk in de Zechstein wordt nooit hoger dan de minimale horizontale spanning.

Het risico op insluitingsverlies door vergrote gereactiveerde doorlatendheid van breuken in het veld is tevens beoordeeld als nihil. Tijdens de injectie leidt een toename van de poriedruk tot een afname van de effectieve normale spanning en een afname van de afschuifspanning, waardoor de breuken zich juist stabiliseren ten opzichte van de depletiefase. Er is geen bewijs van breuklekkage tijdens de depletie, en de verwachte stabilisatie van breuken tijdens de CO₂-injectie zal de kans op reactivering en daarmee mogelijke lekkage verder beperken. De score is daarom licht positief.

Het risico op geïnduceerde seismiciteit tijdens injectie is beoordeeld als laag. Er zijn tijdens de verleden gasproductie geen seismische activiteiten waargenomen. Op basis van de berekening van het breukoppervlak voor de grootste breuk in het K14-FA gebied is de theoretische maximale magnitude van een seismische gebeurtenis M=4,3.

Hierbij wordt uitgegaan van een kritisch gespannen breuk als gevolg van depletie door productie die tijdens de injectiefase wordt getriggert door afkoeling of drukverhoging. Als zodanig kan dit scenario worden beschouwd als een worst-case scenario. Over het algemeen zal een aardbeving van $M=4,3$ niet leiden tot een PGV (Peak Ground Velocity, groundbeweging) die verlies van insluiting van een industriële installatie of faciliteit kan veroorzaken. De kans dat seismische gebeurtenis van deze magnitude is tevens nihil, de score is daarom neutraal.

De impact van verticale gronddeformatie op het milieu is beoordeeld door middel van een modellering van de verleden en verwachte bodemdaling. Tijdens gasproductie heeft bodemdaling plaatsgevonden maar is deze niet geregistreerd. Naar verwachting is de maximale bodemdaling na voltooiing van de gasproductie zo'n 10 cm boven het centrum van het veld. De opwaartse verplaatsing te verwachten tijdens CO_2 -injectie is 4 cm boven het centrum van het veld. Aangezien de bodemstijging net als de bodemdaling tijdens de gasproductie geleidelijk plaatsvindt wordt er daarom een licht positieve score toegekend.

Afsluitingsfase

Na afsluiting van de injectiefase en de putten worden de drukverschillen uit de injectiefase opgeheven. De situatie stabiliseert en er vinden geen mechanische veranderingen meer plaats. De druk in het reservoir aan het eind van de injectiefase zal onder de initiële reservoirdruk blijven. Dit maakt het een neutraal effect.

Lange termijn

Op de lange termijn zal de spanning in het opslagcomplex stabiliseren en nemen de mechanische veranderingen af. Deze stabilisatie is niet van invloed op het gesteente, dus dit is een neutraal effect.

Bijzondere omstandigheden

De injectie van CO_2 wordt uitgevoerd onder temperatuur en druk condities waarbij CO_2 vloeibaar blijft. Dit zogeheten kritische punt is voor CO_2 bij 73 bar en $31^\circ C$. Wanneer hiervan afgeweken wordt, bijvoorbeeld in het geval van een calamiteit, neemt het risico op beschadigingen aan het gesteente en de put toe. Een verhoogde druk of temperatuur kan bijvoorbeeld leiden tot additionele (thermische of mechanische) scheurvorming in het gesteente of tot de vorming van haarscheurtjes (micro-annuli) in de cementering van de put. Dit is een negatief effect.

Tabel 5.3-2. Beoordeling mechanische effecten

Mechanische verandering in fase	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	+	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Bijzondere omstandigheden	--	--

5.3.2 Chemische veranderingen

5.3.2.1 Chemische effecten

Chemische effecten kunnen optreden doordat de CO_2 in combinatie met het formatiewater reageert met het gas of gesteente dat al aanwezig is in de ondergrond. Dit kan gebeuren op tijdschaal van enkele seconden, maar kan ook oplopen tot duizenden jaren. De chemische reacties kunnen de materialen van de putten aantasten of leiden tot een verlaagde injectiviteit. Tevens kan de gesteentestructuur aangetast worden, en daarmee de integriteit van de afdekkende lagen.

Het geïnjecteerde CO₂-gasmengsel bestaat voor minimaal 95% uit CO₂ en het resterende percentage bestaat uit andere stoffen. Deze stoffen kunnen invloed hebben op de chemische reacties die plaats vinden. Daarnaast hebben deze mogelijk effect op de faseovergang van het CO₂-gasmengsel naar de in formatiewater opgeloste CO₂. Het formatiewater zit in de poriën in het reservoirgesteente.

Chemische reacties in het reservoirgesteente

Chemische reacties kunnen op de korte termijn vooral leiden tot een daling van de zuurgraad (pH) als gevolg van de oplossing van CO₂ in het formatiewater. Dit kan leiden tot een pH daling naar minimaal 3,5. De volgende chemische reacties vinden hierbij plaats:



Op een termijn van jaren tot enkele decennia zorgen de trage oplosreacties van mineralen voor een lichte stijging in de pH (minimaal 4,2). Dit zijn de mineralen die maximaal 5% van het CO₂-gasmengsel opmaken, en zijn bijvoorbeeld carbonaten en sulfaten. Door de kleine hoeveelheid mineralen leidt dit tot een kleine toename in porositeit.

Op de lange termijn, gelijk de geologische tijdschaal, bereikt het systeem een thermodynamisch evenwicht. Hierdoor kunnen bepaalde mineralen neerslaan. Door de neerslag kan compactie van het reservoirgesteente plaatsvinden, wat de porositeit weer doet afnemen (met 0,3pp (percentage-punt)).

Chemische reacties in het afsluitende gesteente

De afsluitende eigenschappen van de afdekklagen en de beperkte beschikbaarheid van formatiewater leiden tot een minimale invloed van de chemische reacties tussen de geïnjecteerde CO₂ en het afsluitende gesteente. Als het al mogelijk is dat de CO₂ het afsluitende gesteente binnen kan dringen, dan gaat dit middels een zeer lokaal en sterk vertraagd migratieproces. Dit proces vindt dan ook enkel plaats langs het grensvlak tussen het reservoirgesteente en het afsluitende gesteente.

De chemische processen die plaats vinden op het grensvlak van het afsluitende gesteente zijn vergelijkbaar met die in het reservoirgesteente. De oplossing van CO₂ in het formatiewater kan leiden tot een pH-daling naar minimaal 3,2. Op de middellange termijn (jaren tot decennia) stijgt deze weer naar minimaal 4,3. Op de lange termijn zal de porositeitstoename beperkter zijn dan in het reservoirgesteente.

5.3.2.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van chemische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de chemische effecten in het opslagcomplex zijn scores opgesteld voor de effectbeoordeling. Omdat de injectie van CO₂ in het reservoir een chemisch effect op zich is, worden de scores bepaald door de soort reacties en het effect van de reacties op de gesteentestructuur. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de beoordelingscriteria.

Tabel 5.3-3. Kwalitatieve beoordeling chemische effecten

Score	Chemische effecten
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Chemische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties
---	Ontoelaatbare chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties

5.3.2.2 Chemische effecten K14-FA

De chemische veranderingen in K14-FA worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.3-4.

Aanlegfase

In de aanlegfase vinden geen chemische veranderingen plaats in het opslagcomplex omdat nog geen injectie plaatsvindt. Deze score is daarom neutraal.

Injectiefase, afsluitende fase en lange termijn

De chemische veranderingen in K14-FA vinden plaats vanaf het moment dat de injectie start. Deze veranderingen zijn chemische reacties die plaats vinden op tijdschalen van enkele seconden tot op de geologische tijdschaal, daarom zijn de injectie, afsluitende en lange termijn fasen gezamenlijk beoordeeld.

Ter beoordeling van de chemische veranderingen zijn geochemische batchsimulaties bij relevante temperatuur- en drukomstandigheden uitgevoerd. Simulaties zijn gebruikt om de gevolgen te berekenen van verhoogde CO₂-niveaus in contact met anhydriet van de Zechstein formatie.

Met de injectie van CO₂ in het reservoir kunnen enkele mineralen oplossen, terwijl andere mineralen ontstaan door chemische reacties. Ook daalt de pH tot licht zure omstandigheden, waardoor enkele reacties plaats kunnen vinden. Deze reacties kunnen geen significant nadelig effect hebben op de injectiviteit en integriteit van het reservoir en de afsluiting.

In de afsluitende laag van de Zechstein formatie zal gedeeltelijke oplossing van enkele mineralen van het anhydriet plaats vinden. Deze hoeveelheden zijn zeer klein en zullen leiden tot een minimale verandering in porositeit. Dit wordt beschouwd als een zeer gering effect en daarom wordt de geochemische impact van CO₂-injectie op de afsluitende laag verwaarloosbaar geacht. Gezien de dikte van de deklaag boven het reservoirgesteente vormt dit geen probleem voor de afdichting van het reservoir.

Chemische veranderingen kunnen plaats vinden, maar zijn niet verstorend. De score op de beoordelingscriteria voor chemische effecten is licht negatief.

Bijzondere omstandigheden

Ook bij modellering met de minst gunstige omstandigheden (zoals het negeren van koeffecten waardoor minerale reacties vertraagd worden) worden geen aanzienlijke schadelijke effecten verwacht wat betreft de injectiviteit en integriteit van het K14-FA opslagcomplex en zijn afsluiting. Daarom is deze beoordeling ook licht negatief.

Tabel 5.3-4. Beoordeling chemische effecten

Chemische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	-
Afsluitfase	-
Lange termijn	-
Bijzondere omstandigheden	-

5.3.3 Thermische veranderingen

5.3.3.1 Thermische effecten

Thermische effecten treden op door het temperatuurverschil tussen het geïnjecteerde CO₂ en de omgeving waar het zich in bevindt. Gedurende de injectie is er een grote variatie in temperatuur van de omgeving, omdat deze toeneemt met diepte. De temperatuurgradiënt in de ondergrond is grofweg +30°C per kilometer diepte, waardoor de temperatuur in een reservoir op enkele kilometers diepte vaak rond de 100°C is. De temperatuur van de geïnjecteerde CO₂ is veel lager, waardoor een lokale temperatuurverlaging ontstaat rond de injectieput en langs het stroompad van de CO₂. Deze lokale verlaging van temperatuur wordt ook wel het koudefront genoemd. De thermische veranderingen in het reservoir kunnen gevolgen hebben voor de integriteit en stabiliteit. Elk van deze effecten wordt onderstaand in detail beschreven.

Effecten op opslagcomplex

Door koud CO₂ te injecteren in een relatief warm gesteente kunnen kleine scheurtjes gevormd worden in het reservoirgesteente, een proces dat ook wel “thermal fracking” wordt genoemd. Als injectie wordt voortgezet, kunnen deze scheurtjes gaan groeien door het gesteente heen, waardoor grotere scheuren worden gevormd. Deze scheuren ontstaan parallel aan de richting waarin de CO₂ zich verplaatst, dus horizontaal door het reservoir heen. Met de vorming van deze breuken wordt de permeabiliteit en injectiviteit van het opslagcomplex verhoogd. Breukvorming in de verticale richting moet worden voorkomen, omdat dit de integriteit van het opslagvoorkomen zou kunnen benadelen.

Effecten op stabiliteit

Wanneer het koudefront een breukzone bereikt, neemt de thermische spanning toe en vergroot dit de kans op reactivatie van de breuken. Om het kleine risico op reactivatie zo veel mogelijk te minimaliseren, is het belangrijk dat het koudefront niet de breukzone bereikt. De injectiestrategie is daarom bepaald aan de hand van modelberekeningen waarin thermische effecten op de breukzone worden voorkomen. De mitigerende maatregelen hiervoor worden nader beschreven in hoofdstuk 6.

Effecten op putintegriteit

De thermische veranderingen in het reservoir en de put heffen zich op de langere termijn op, waardoor de effecten tijdelijk en lokaal zijn. De effecten kunnen echter wel permanente gevolgen hebben die ook op de lange termijn gevolgen hebben voor de putintegriteit. Zo kunnen de temperatuurverschillen in de put leiden tot veranderingen van het materiaal, met de vorming van micro-annuli in de cementering en andere beschadigingen aan de casing. De effecten van deze beschadigingen op de putintegriteit zijn beschreven in hoofdstuk 6.

5.3.3.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

De thermische veranderingen die plaats vinden in het opslagcomplex zijn ongewenste effecten. Om deze effecten te beoordelen zijn de scores in de onderstaande tabel opgesteld. Hierin is het effect van de CO₂-injectie op het reservoirgesteente opgenomen.

Tabel 5.3-5. Kwalitatieve beoordeling thermische effecten

Score	Thermische effecten
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Thermische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste effecten, mogelijk permanent
---	Ontoelaatbare effecten, zeker permanent

5.3.3.2 Thermische effecten K14-FA

De thermische veranderingen in K14-FA worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.3-6.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en vinden er dus geen thermische veranderingen plaats in de ondergrond. De score voor deze fase is daarom neutraal.

Injectiefase

De thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie zijn tijdelijk en vinden zeer lokaal rondom de put plaats. Het is voor de faseovergang van de CO₂ van belang dat de temperatuur boven de 15°C blijft in het reservoir. Om dit te garanderen is de injectiestrategie dusdanig ontworpen dat dit ook onder normale operationele omstandigheden en bij een injectietemperatuur aan het oppervlak van minimaal 0°C nog het geval is.

Injectie van koude CO₂ leidt op een bepaald moment tijdens de levensduur van het project onder bijna alle geëvalueerde omstandigheden tot het ontstaan en voortplanting van thermisch geïnduceerde breuken in het Boven-Slochteren.

De simulatieresultaten laten aan het einde van de injectiefase temperatuurverlagingen zien tot een radius van 400 m in de meest permeabele laag, en dat de gecreëerde scheur zich binnen de belangrijkste afgekoelde zone in de Boven-Slochteren reservoir bevindt. De Ten Boer schalielaag is voor alle gesimuleerde scenario's een effectieve barrière voor scheurvorming naar de bovenliggende primaire afsluitlaag (d.w.z. Zechstein), aangezien de voorspelde temperatuurverlagingen in de Ten Boer beperkt zijn in vergelijking met die in de Boven-Slochteren. De integriteit van de primaire afsluitlaag van het opslagcomplex wordt daardoor niet aangetast door thermisch geïnduceerde scheurvorming.

Lateraal wordt voorspeld dat de scheur zich binnen het reservoir zal voortplanten tot een maximale lengte van 140 m aan weerszijden van de injector, met een gemiddelde van ongeveer 115 m. Vanuit het oogpunt van putplanning worden de putten op ten minste 400 m afstand van andere putten (in de scheurrichting) gepland.

Thermische veranderingen hebben geen invloed op de integriteit van het afsluitlaag van het opslagvoorkomen door de aanwezigheid van de Ten Boer formatie. De thermische veranderingen vormen een risico voor de putintegriteit wanneer de druk lokaal rondom de put boven de hydrostatische druk uitkomt. Als dit het geval is, kunnen de thermische veranderingen leiden tot aantasting van het cement en de vorming van micro-annuli. Hierdoor neemt de putintegriteit af, maar de injectiviteit in het reservoirgesteente neemt toe. De score is daarom licht negatief.

Afsluitfase

In de afsluitfase worden de injectieputten afgesloten en wordt de CO₂-injectie in het reservoir stopgezet, waardoor er geen thermische veranderingen meer plaats vinden in het reservoir. De score is daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn leiden de thermische veranderingen tot een stabiele temperatuur in het reservoir. De geïnjecteerde CO₂ warmt op tot de omgevingstemperatuur (rond de 100°C) waardoor de druk in het reservoir iets toeneemt. Deze druktoename is opgenomen in de veiligheidsmarge van de maximaal toegestane einddruk na afsluiting van het reservoir. Daarom is de score voor de lange termijn neutraal.

Bijzondere omstandigheden

Onder bijzondere omstandigheden kunnen in het geval van calamiteiten, zoals een blow-out, de kritische grenzen voor temperatuur en druk tijdelijk worden overschreden. Hierbij ontstaan risico's op beschadigingen van het gesteente en de putmaterialen. Dit zijn negatieve effecten.

Tabel 5.3-6. Beoordeling thermische effecten

Thermische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	-
Afsluitfase	0
Lange termijn	0
Bijzondere omstandigheden	--

5.3.4 Invloed op nabijgelegen gesteenten – primair gesteente binnen opslagcomplex

De CO₂ wordt permanent opgeslagen in het reservoir, waardoor het niet mogelijk is dit reservoir voor andere doeleinden te gebruiken in de toekomst. De afsluitende eigenschappen van het reservoir zijn van belang om migratie van CO₂ naar nabijgelegen gesteentelagen te voorkomen. Deze eigenschappen zijn daarom nauwkeurig geanalyseerd en beoordeeld. Migratie is ongewenst gezien de vervuiling van de ondergrond en omdat nabijgelegen reservoirs minder geschikt voor gebruik kunnen worden door de verontreiniging. Deze reservoirs zijn veelal in bezit van andere operators. Het is onwenselijk dat er CO₂ belandt in gebieden die in gebruik zijn omdat de reservoirs onbruikbaar kunnen worden.

5.3.4.1 Kwalitatieve beoordeling effecten

De migratie van CO₂ naar bovenliggende lagen en eventueel naar nabijgelegen gasreservoirs zorgt voor verontreiniging en is daarom een ongewenst effect. In de onderstaande tabel is de beoordeling van de veranderingen in nabijgelegen gesteenten en de beperking in het gebruik van omliggende reservoirs weergegeven.

Tabel 5.3-7. Kwalitatieve beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Score	Risico op migratie	Beperking in gebruik van omliggende reservoirs
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	n.v.t.
+	n.v.t.	n.v.t.
0	Geen effect	Geen effect
-	Risico op migratie van CO ₂ naar bovenliggende lagen	Tijdelijke uitsluiting van andere doeleinden
--	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ mogelijk wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	Permanente uitsluiting van andere doeleinden
---	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	n.v.t.

5.3.4.2 Invloed op nabijgelegen gesteenten K14-FA

De invloed van injectie in K14-FA op nabijgelegen gesteenten wordt hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.3-8.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op nabijgelegen gesteenten of andere doeleinden van het reservoirgesteente. De score is neutraal. Omdat injectie nog niet is gestart, zijn beperkingen in het gebruik van omliggende reservoirs niet van toepassing. De score is neutraal.

Injectiefase, afsluitfase en lange termijn

De invloed van injectie op nabijgelegen gesteenten is op meerdere tijdschalen van toepassing. De beoordeling kan het best over langere termijn worden gedaan, dus zijn deze drie fasen gezamenlijk beoordeeld.

Het risico op migratie van CO₂ buiten het opslagcomplex is nader uitgewerkt in hoofdstuk 6. De beoordeling hier is dat het risico op migratie klein is, daarom wordt hier een neutrale score toegekend.

De CO₂ wordt permanent opgeslagen in het reservoir, waardoor het niet mogelijk is dit reservoir voor andere doeleinden te gebruiken in de toekomst. De score voor de beperking van andere doeleinden is daarom negatief.

Bijzondere omstandigheden

In het geval van calamiteiten, zoals beschadigingen aan de putintegriteit, neemt het risico op CO₂ migratie toe, zoals uitgewerkt is in hoofdstuk 6. De score voor de invloed op nabijgelegen gesteenten onder bijzondere omstandigheden is licht negatief.

De benutting van het reservoir voor andere doeleinden is niet van toepassing, daarom is deze score neutraal.

Tabel 5.3-8. Beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Verandering in nabij gesteenten in fase	Migratie	Andere doeleinden
Aanlegfase	0	
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Bijzondere omstandigheden	-	0

5.4 Effecten op de biosfeer

De biosfeer betreft de ondergrond tot 500 meter diepte. De injectie van CO₂ in de diepe ondergrond heeft mogelijk effect op de stabiliteit van het gesteente, waardoor bodembewegingen en bodemtrillingen (aardbevingen) plaats kunnen vinden. Deze bodembewegingen en -trillingen kunnen ook effect hebben op de biosfeer.

5.4.1 Bodembeweging

Bodemdaling die in het verleden heeft plaatsgenomen als gevolg van gaswinning zal naar verwachting gedeeltelijk worden opgeheven als gevolg van CO₂-injectie. Het effect van de mogelijke bodemstijging scoort positief omdat de oorspronkelijke situatie gedeeltelijk wordt hersteld, maar dit heeft, net als in de productie/bodemdalingsfase een minimaal effect op het milieu.

5.4.2 Bodemtrilling (risico van aardbeving)

De drukveranderingen die plaats vinden in het reservoir kunnen leiden tot bodemtrillingen (aardbevingen). Deze trillingen kunnen een resultaat zijn van de gaswinning die voorheen uit het reservoir plaats vond, of ze kunnen een resultaat zijn van CO₂-injectie. In het gebied rond K14-FA is tot op heden geen seismische activiteit waargenomen met een magnitude groter dan de detectielimiet van M=2 en er zijn geen incidenten gerapporteerd.

Het risico op trillingen als gevolg van CO₂-injectie kan optreden door de mechanische, chemische en thermische veranderingen die plaats vinden in de ondergrond.

Mechanische reactivatie

Zowel gasproductie als CO₂-injectie leiden tot drukveranderingen in een reservoir. Als deze drukveranderingen een breukzone bereiken, kan dit leiden tot verplaatsingen langs de breuk. Hierdoor kan de doorlatendheid van de breukzone zowel lager als hoger worden als gevolg van de drukverandering.

Chemische reactivatie

Met de CO₂-injectie raakt het poriënwater gesatureerd met CO₂, dit verhoogd de hoeveelheid mineralen die in oplossing gaan, zoals carbonaat. In de breukzone kan de oplossing van mineralen leiden tot een toename in porositeit of een verlaagde weerstand tegen verplaatsing (de sterkte van de breukzone) van het gesteente. Dit kan effect hebben op de gasdichtheid van de breuk, maar ook op de sterkte en stabiliteit. Dit betekent dat de injectie kan leiden tot een vervorming van het reservoir en zijn spanningsveld, wat kan leiden tot reactivatie van breuken.

Thermische reactivatie

De geïnjecteerde CO₂ heeft een hoge druk en lage temperatuur. Hierdoor ontstaat bij injectie een koudefront dat zich met de migratie van de CO₂ door het reservoir beweegt. Wanneer dit een breukzone bereikt, ontstaat een thermisch geïnduceerde verandering van de spanning op deze breukzone. Dit is geen directe aanleiding tot reactivatie, maar vergroot wel de kans daar op. Om dit risico te vermijden, is het van belang dat het koudefront niet de breukzone bereikt. Dit wordt gedaan door middel van het opstellen van een gedetailleerde injectiestrategie.

De effecten worden beoordeeld met de beoordelingscriteria in de tabel hieronder.

Tabel 5.3-9. Kwalitatieve beoordeling effecten op de biosfeer

Score	Bodembeweging	Bodemtrilling (aardbeving)
+++	Volledig herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
++	Gedeeltelijk herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
+	Tot stilstand brengen van bodemdaling	Vermindering kans op trilling
0	Geen effect	Geen effect
-	Meetbaar effect	Meetbaar effect
--	Gevolgen duidelijk merkbaar	Gevolgen duidelijk merkbaar
---	Gevolgen onacceptabel	Risico trillingen onaanvaardbaar

5.4.3 Effecten op biosfeer K14-FA

De invloeden van CO₂-injectie in K14-FA op de biosfeer worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is ook weergegeven in tabel 5.3-10.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase vindt nog geen CO₂-injectie plaats in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op de biosfeer. In het verleden heeft gaswinning plaatsgevonden in het reservoir, waarbij geen seismische activiteit is gemeten door het KNMI. Het risico bodembeweging en bodemtrillingen in de aanlegfase is daarom klein. Omdat er geen effecten zijn, zijn beide scores neutraal in de tabel.

Injectiefase en afsluitfase

Tijdens en na de injectie van CO₂ kan de veranderende druk leiden tot een lichte opwaartse beweging van de zeebodem. Hierdoor vindt een gedeeltelijk herstel naar de oorspronkelijke situatie plaats. Deze opwaartse beweging heeft geen effect op de aanwezige installaties en infrastructuur. De score voor bodembeweging is daarom positief.

De kans op trillingen is nihil door de nauwkeurig opgestelde injectiestrategie. De scores voor deze effecten zijn daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn zal het effect van de opwaartse beweging op het milieu nihil blijven. De score voor dit risico is neutraal.

Het risico op bodemtrillingen neemt op de lange termijn af omdat de CO₂-migratie door het opslagcomplex heen zorgt voor een opheffing van het drukverschil. De score voor bodemtrillingen is daarom licht positief.

Bijzondere omstandigheden

Onder bijzondere omstandigheden nemen de effecten van bodembewegingen niet significant toe. Dit maakt de score voor bodembewegingen neutraal. De kans op een aardbeving van geringe kracht (magnitude ~1.5) neemt toe onder bijzondere omstandigheden. Op basis van de berekening van het breukoppervlak voor de grootste breuk in het gebied rond K14-FA is de theoretische maximale magnitude van een seismische gebeurtenis 4,3. Dit is alleen voorgekomen bij gebruik van maximale parameters die zeer onwaarschijnlijk zijn, de kans dat een dergelijke gebeurtenis voorneemt is nihil. De daaropvolgende groundbewegingscontouren die op basis van deze maximale magnitude zijn berekend, geven aan dat het risico op schade aan huizen (onshore) verwaarloosbaar is. Deze trillingen zullen daarnaast niet leiden tot schade aan de installatie en faciliteiten of tot CO₂-lekkage uit het reservoir. De score voor dit risico is beoordeeld als licht negatief.

Tabel 5.3-10 Beoordeling effecten op de biosfeer

Verandering in de biosfeer in fase	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	+	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Bijzondere omstandigheden	0	-

5.5 Samenvatting MER-beoordeling

In tabel 5.5 zijn de risicobeoordelingen van de mogelijke veranderingen als gevolg van het project samengevat. Deze zijn in voorgaande paragrafen nauwkeurig beschreven en verklaart. Uit de tabel blijkt dat onder normale operationele omstandigheden er:

- Voornamelijk neutrale scores zijn gegeven;
- Een positieve score is voor de mechanische verandering, omdat door gaswinning ontstane onderdruk in het reservoir deels wordt opgeheven. Hierdoor vindt een gedeeltelijk herstel naar de oorspronkelijke situatie plaats. Daarnaast zorgt CO₂-injectie voor een stabilisatie van de bestaande breuken in het opslagvoorkomen;
- Chemische veranderingen optreden maar deze geen versturende werking hebben;
- Een negatieve score is voor de thermische veranderingen in de injectiefase. Dit wordt veroorzaakt door het koudefront dat ontstaat door de lage temperatuur van de geïnjecteerde CO₂;
- Beperkingen zijn voor het toekomstig gebruik van het reservoir. Het reservoir is door de opslag niet meer geschikt voor andere doeleinden;
- Op de lange termijn een vermindering van het risico op aardbevingen plaatsvindt.

De risico's zijn ook beoordeeld onder bijzondere omstandigheden. Deze beoordelingen zijn neutraal tot negatief.

Tabel 5.5. Tabel met risicobeoordelingen van de veranderingen als gevolg van het project

Mechanische veranderingen	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	+	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Bijzondere omstandigheden	--	--
Chemische veranderingen	0-	
Aanlegfase	0	
Injectiefase	-	
Afsluitfase	-	
Lange termijn	-	
Bijzondere omstandigheden	-	
Thermische veranderingen	0	
Aanlegfase	0	
Injectiefase	-	
Afsluitfase	0	
Lange termijn	0	
Bijzondere omstandigheden	--	
Invloed op nabijgelegen gesteenten	Migratie/lekkage	Andere doeleinden
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Bijzondere omstandigheden	-	0
Effecten op de biosfeer	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	+	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Bijzondere omstandigheden	0	-

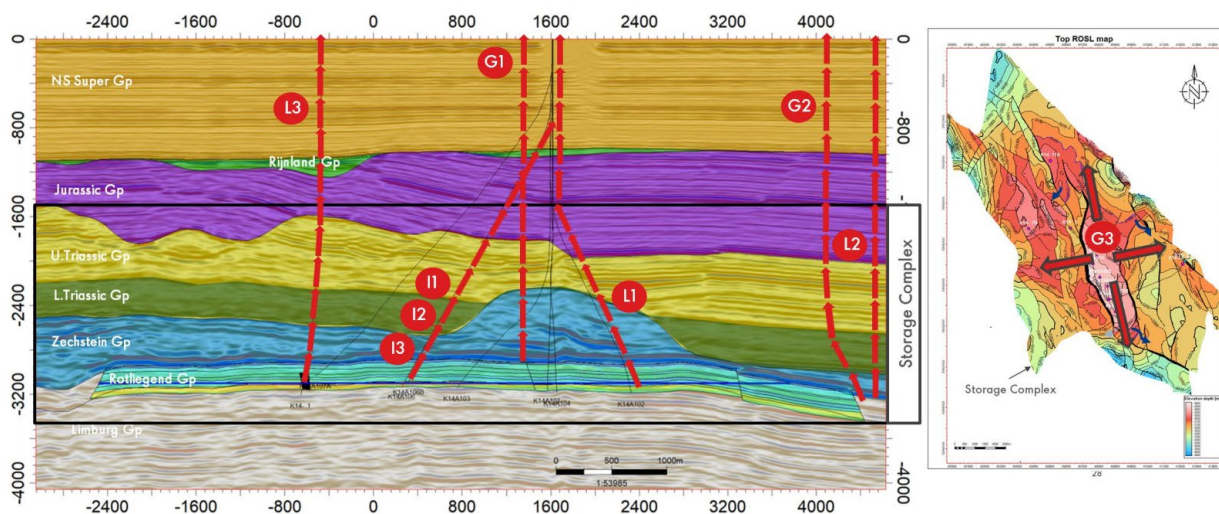
6 Risicoanalyse lekkage CO₂

Het risico op lekkage van CO₂ van het reservoir naar de biosfeer wordt beschreven in het volgende hoofdstuk. Er volgt een omschrijving van de omstandigheden waaronder de lekkages optreden en van de waarschijnlijkheid, bedreigingen en consequenties van CO₂-lekkage.

6.1 Methodiek risicoanalyse

Om het risico op lekkage concreet te analyseren, is het van belang onderscheid te maken tussen de verschillende manieren waarop lekkage plaats kan vinden. De CO₂ kan namelijk via meerdere routes ontsnappen uit het reservoir en in de biosfeer terecht komen. De volgende potentiële lekkagescenario's zijn vastgesteld:

- Lekkage langs de putwand oude putten (L1, L2 & L3 in figuur 6.1);
- Lekkage langs de putwand van de vier injectieputten (I1, I2 & I3 in figuur 6.1);
- Lekkage door het afsluitende gesteente (G1 in figuur 6.1);
- Lekkage langs breuken (G2 & G3 in figuur 6.1);
- Lekkage via het overstromingspunt (G3 in figuur 6.1);



Figuur 6.1: CO₂ migratiepaden

Elk potentieel lekkagescenario wordt volgens een vast stramen onderzocht. Eerst worden de mogelijke lekkagescenario's beschreven. Vervolgens wordt per scenario met behulp van de bow-tie risicoanalyse de kans op voorkomen en beperken beoordeeld. Tot slot wordt het resterend risico per scenario in de risicomatrix weergegeven.

6.1.1 Bow-tie methodiek

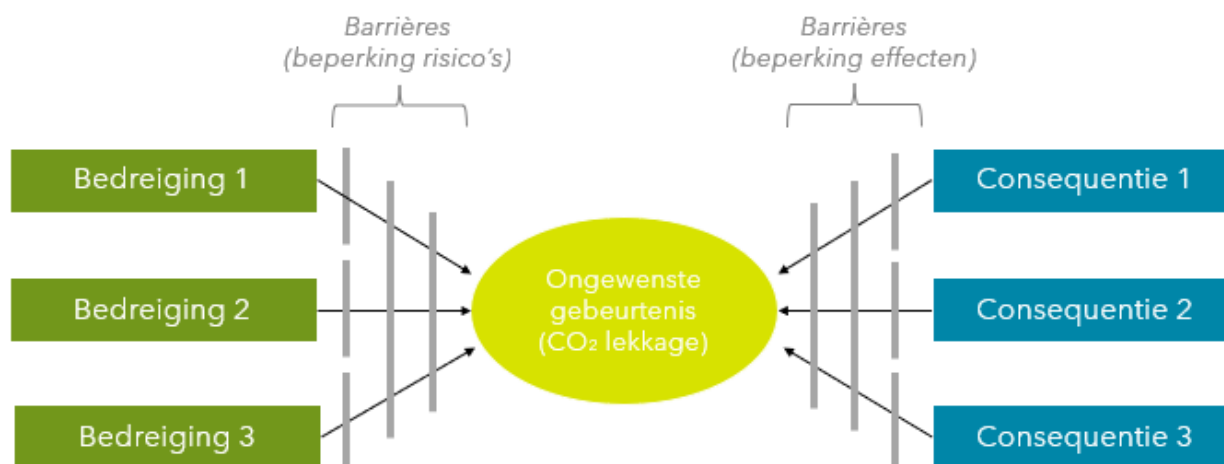
Een bowtie-analyse biedt een gemakkelijk te begrijpen visualisatie van de relaties tussen (1) de oorzaken van ongewenste gebeurtenissen; (2) de escalatie van dergelijke gebeurtenissen naar een reeks mogelijke gevolgen; (3) de barrières die voorkomen dat de gebeurtenis plaatsvindt en (4) de barrières die zijn ingesteld om de gevolgen te beperken.

Het gebruik van de bowtie methodiek bevordert een gestructureerde beoordeling van de risicoscenario's en biedt de zekerheid dat risico's zijn begrepen en worden beheerst. Bovendien kan deze methodiek hiaten in risicobeheersing aan het licht brengen welke een focus voor corrigerende maatregelen moeten zijn.

De bowtie-analyse omvat het opbouwen van een gedetailleerde bowtie-diagram (zie bijv. figuur 6.2) die de relaties laat zien tussen de oorzaken en gevolgen van een ongewenste gebeurtenis. Het bevat daarnaast de risicobeperking die de aanwezige preventieve en mitigerende barrières bieden. De bowtie-analyse in de risicobeoordeling van insluiting voor de CO₂-opslag in K14-FA biedt een grondige beoordeling van de mogelijke lekkagepaden van CO₂ uit het opslagcomplex, en een gedetailleerde beschrijving van de bestaande barrières om lekkage tegen te gaan.

De eerste stap in de bowtie-analyse identificeert de oorzaak (de bedreiging). Als de controle hierover verloren gaat, kan er mogelijk schade optreden. Dit verlies van controle wordt weergegeven als de ongewenste gebeurtenis in het midden van het bowtie-diagram (figuur 6.2). Deze ongewenste gebeurtenis leidt tot de consequenties, die rechts zijn weergegeven.

Voor deze risicobeoordeling van insluiting is de oorzaak CO₂-injectie en de ongewenste gebeurtenis in het midden van de bowtie wordt gedefinieerd als verplaatsing van CO₂ buiten de grenzen van het opslagcomplex (oftewel "lekkage").



Figuur 6.2: Schematische weergave van de bow-tie methodiek

De hoofdstukken 6 en 7 van dit Deelrapport Diepe ondergrond beschrijven de verschillende onderdelen van de bow-tie methodiek (bedreigingen, barrières, ongewenste gebeurtenissen en consequenties). Hierbij ligt de focus op de ongewenste lekkage van CO₂. Hoofdstuk 6 beschrijft de kans op vier verschillende lekkagescenario's ('consequenties' in figuur 6.2) aan de hand van zogeheten risicomatrices. In de risicomatrices wordt de kans beoordeeld met inachtneming van geïmplementeerde barrières om bedreigingen tegen te gaan.

Deze beoordeling wordt voor elk van de mogelijke lekkagescenario's gedaan door middel van de volgende stappen:

- 1 Beschrijving van het lekkagescenario;
- 2 Beschrijving van de bedreigingen en consequenties;
- 3 Beschrijving van de specifieke situatie in K14-FA;
- 4 Inschatting van de kans dat de situatie zich voordoet in K14-FA;

- 5 Overzicht van mitigerende maatregelen, monitoring en beheersmaatregelen;
- 6 Beschrijving van het resterende risico in K14-FA.

6.1.2 Risicomatrix

Voor ieder lekkagescenario volgt een beschrijving van de omstandigheden waaronder ze plaatsvinden, de bedreigingen, consequenties en mitigerende maatregelen bij het plaatsvinden van lekkage. Het resterende risico wordt weergegeven in de risicomatrix, waarin de waarschijnlijkheid van de lekkage wordt afgezet tegen de gevolgen (zie het voorbeeld in figuur 6.3). De risicomatrices worden in paragraaf 6.6 behandeld per projectfase om zo te bepalen of er met deze risico's verantwoord CO₂ opgeslagen kan worden.

MATE VAN IMPACT	GEVOLGEN	WAARSCHIJNLIJKHEID					
		A*	A	B	C	D	E
		Uiterst onwaarschijnlijk	Zeer onwaarschijnlijk	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Vrijwel zeker
0	Geen						
1	Gering						
2	Klein						
3	Matig						
4	Groot						
5	Zeer groot						

Figuur 6.3: Risicomatrix toegepast op CO₂-opslag

As indeling van de risicomatrix

Op de verticale as van de risicomatrix staan de potentiële gevolgen van lekkage. In het geval dat een zeer kleine hoeveelheid CO₂ uit het reservoir lekt, zijn de gevolgen minimaal. Als het echter gaat om een grotere hoeveelheid CO₂ die het oppervlak bereikt, heeft dit mogelijk nadelige gevolgen voor de biosfeer. De as is ingedeeld van geen tot zeer groot risico:

0. Geen: geen gevolgen;
1. Geringe gevolgen: geringe schade, beperkt tot binnen de locatie;
2. Klein: Meetbaar, kleine schade, maar geen blijvend effect;
3. Matig: Meetbaar, beperkte schade die aanhoudt of moet worden opgeruimd;
4. Groot: Meetbaar, ernstige schade die maatregelen vereisen;
5. Zeer groot: Meetbaar, aanhoudende ernstige schade.

Op de horizontale as staat de waarschijnlijkheid van het voordoen van lekkage. Dit is afhankelijk van de veiligheidsfactoren en de initiële integriteit van het reservoir. De initiële integriteit van een reservoir betekent de beginsituatie, dus zoals deze van nature was voor gasproductie plaats vond. Een voorbeeld van een veiligheidsfactor is het opvullen van het reservoir tot een lagere druk dan de oorspronkelijke druk. Hierdoor neemt de afstand tot de omgevingsdruk toe, wat betekent dat de veiligheidsfactor vergroot is. De waarschijnlijkheid is ingedeeld van uiterst onwaarschijnlijk tot vrijwel zeker:

- A*. Uiterst onwaarschijnlijk: geen gepubliceerde informatie;
- A. Zeer onwaarschijnlijk: Is elders zeer weinig voorgekomen;
- B. Onwaarschijnlijk: Is elders voorgekomen;
- C. Mogelijk: Kan voorkomen indien geen interventie plaatsvindt;
- D. Waarschijnlijk: Is hier voorgekomen;
- E. Vrijwel zeker: Is hier meer dan eens voorgekomen.

Kleurindeling risicomatrix

De kleuren van de matrix geven een indicatie van de aanvaardbaarheid van het risico voor elk scenario (licht- en donkerblauw: aanvaardbaar, geel: toelaatbaar en rood: onaanvaardbaar). Deze kleuren worden gebruikt om voor de vier scenario's het risico op lekkage te identificeren. Het lage risico (licht- en donkerblauw in figuur 6.3) betekent dat het aanvaardbaar is. Omdat de lekkage van CO₂ ongewenst is, moeten alle lekkagerisico's minimaal 'laag' zijn voor de injectie begint.

Het midden risico (geel in figuur 6.3) betekent dat monitoring noodzakelijk is voor tijdige detectie van risico's en het zeker stellen van veiligheidsfactoren. Door monitoring is het mogelijk de aanwezigheid van mogelijke lekkageoorzaken tijdig vast te stellen. Bij een midden risico is tevens monitoring nabij gevoelige objecten noodzakelijk en moet het mogelijk zijn om het lekkagepad richting het oppervlak te monitoren als daar aanleiding voor is.

Een hoog risico scenario (rood in figuur 6.3) wordt niet geaccepteerd binnen het project. Mocht er een hoog risico geïdentificeerd worden in de risicoanalyse, dan wordt aanvullend onderzoek verricht om te controleren of het risico inderdaad hoog is, of dat het met de beschikbaarheid van meer gedetailleerde informatie toch verlaagd kan worden. Als dit niet het geval is, worden beheersmaatregelen toegepast om het risico tot midden of zelfs laag te reduceren.

6.2 Lekkagescenario 1: Lekkage via de putten

6.2.1 Beschrijving scenario

Putten en boorgaten kunnen leiden tot potentiële lekpaden voor reservoirvloeistoffen, omdat tijdens het boorproces van het boorgat door de afsluitlaag wordt geboord. De geïnstalleerde putafsluiting is mogelijk niet zo robuust als de oorspronkelijke afsluitlaag. De putten in het K14-reservoir vormen in potentie een directe verbinding tussen het reservoir waarin CO₂ is opgeslagen en de biosfeer. Migratie of lekkage zou kunnen optreden door de put, of langs de putwand. Om vast te stellen dat het gebied rond het K14-FA-veld geschikt is als opslagvoorkomen voor CO₂, zijn mogelijke putgerelateerde lekpaden en barrières in verband met alle putten en boorgaten in het opslagcomplex onderzocht.

Er wordt bij dit lekkagescenario onderscheid gemaakt tussen lekkage door de put heen (via de putmond) en langs de putwand (naar de overburden). Beide risico's zijn beoordeeld voor de fase tijdens en na CO₂-injectie. Tijdens CO₂-injectie zou CO₂ lekkage door de put heen tevens voor kunnen komen in de vorm van een blow-out.

Maatregelen bij geplande injectieputten

Omdat via de put het reservoir in directe verbinding staat met het oppervlak (de zeebodem) worden standaard barrières geplaatst om lekkage door of langs de put(wand) te voorkomen. De kwaliteit van het putmateriaal is hierbij van belang, in het bijzonder ter hoogte van de afdichtende gesteentelagen. Bij gebruik van de juiste materialen vormt de cementering tussen de putverbuizing en de gesteentelagen een ondoordringbare barrière voor de CO₂ in het reservoir.

Voor de injectie van CO₂ worden nieuwe putten gebruikt. Hiervoor is het van belang enkele preventieve maatregelen te nemen. Dit betreft de volgende stappen:

- Controle op de kwaliteit en de dikte van het cement. Dit wordt gedaan met bijvoorbeeld druktesten en ultrasone geluidsmetingen;
- Indien noodzakelijk worden reparaties uitgevoerd aan het cement. Hiervoor zijn twee reparatieopties mogelijk, namelijk door middel van perforaties en cement squeeze injectie, of door de verbuizing/cement/formatie weg te frezen en een afdichting te plaatsen;
- Meting van de wanddikte van de verbuizing en liner. Indien deze niet voldoende dik is, worden herstelwerkzaamheden uitgevoerd;
- Aanbrengen van nieuwe tubing en putafwerking.

Afsluiting van de putten

Na voltooiing van de CO₂-injectie en bij het abandonneren van bestaande putten is het van belang de putten veilig af te sluiten. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van de isolatiestrategie voor de ondergrond.

In deze isolatiestrategie zijn de volgende onderdelen opgenomen:

- De primaire barrière wordt geplaatst over de effectieve en zekere afsluitende lagen in de Zechstein;
- Er wordt een secundaire barrière aangebracht over de effectieve en zekere afdichtingen in het Boven-Germaanse Trias, indien van toepassing;
- Aan de oppervlakte wordt een omgevingsplug geplaatst volgens de interne normen van Shell en NOGEPA Standaarden (Element NL).

6.2.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Het risico op lekkage via de put of langs de putwand neemt toe bij een lagere kwaliteit van de putten of de putafsluiting. Mechanische, chemische of thermische processen kunnen een nadelig effect hebben op de kwaliteit van de putmaterialen en afsluiting. Om deze reden is gekozen voor nieuwe putten specifiek ontworpen voor CO₂ injectie.

Mechanische bedreigingen

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir toe. De druk is door de gasproductie uit het reservoir afgenomen tot 55 bar en neemt door CO₂-injectie weer toen tot een maximale einddruk van 338 bar. Deze drukverhoging kan leiden tot de vorming van micro-annuli in de cementering van de putwand, waardoor deze beschadigd raakt. Daarnaast kan CO₂-injectie in een gedepleteerd reservoir rondom de put leiden tot een significante temperatuurdaling waarbij de temperatuur zelfs tot beneden de nul graden kan dalen. De gevolgen van deze temperatuurdaling worden nader besproken bij de thermische bedreigingen. Na beëindiging van de injectiefase zal de druk in het reservoir stabiliseren waardoor de mechanische bedreigingen niet meer optreden.

Chemische bedreigingen

Na injectie in het reservoirgesteente zal de CO₂ gedeeltelijk oplossen in het formatiewater waardoor onder andere de zuurgraad van het water gaat veranderen. Hierdoor kunnen reacties optreden met mineralen uit het reservoirgesteente (bijvoorbeeld evaporieten of carbonaten) en met de putmaterialen. Deze chemische reacties kunnen plaatsvinden op de korte termijn (dagen tot maanden) of op de lange termijn (geologische tijdschaal). De putintegriteit kan afnemen door corrosie van het staal of door chemische vertering van het cement.

Thermische bedreigingen

De CO₂ wordt offshore getransporteerd in vloeibare fase. Hiervoor wordt het op hoge druk en op lage temperatuur gebracht. De temperatuur in het reservoir is echter ruim boven de 100°C en, aan het eind van de gasproductie fase, op lage druk. De initiële temperatuur en de temperatuuurdaling als gevolg van het uitstromen in het lage druk reservoir zorgen voor een groot temperatuurverschil tussen de CO₂ en zijn omgevingstemperatuur. Dit temperatuurverschil kan leiden tot het ongelijkmatig uitzetten of krimpen van de putmaterialen en tot bevriezing van het water in de cementporiën. Dit kan leiden tot schade aan de putonderdelen en de integriteit van de put cementatie. Bij de vorming van micro-annuli in de cementering kan een migratieroute voor de CO₂ worden gevormd. Na beëindiging van de CO₂-injectie komt de temperatuur langzaam in evenwicht met de omgevingstemperatuur van het reservoir. Hierdoor verdwijnt het risico, maar blijven de ontstane gevolgen merkbaar aan de putintegriteit.

Consequenties

Bij migratie langs de putwand komt de CO₂ in hoger gelegen gesteenten terecht. Wanneer de CO₂ in bovenliggende lagen terecht komt, geldt dit als lekkage. In hoeverre de CO₂ opgeslagen blijft nabij het afsluitende gesteente of juist verder door de ondergrond migreert, is afhankelijk van de eigenschappen van de lokale bovenliggende gesteentelagen. Bij lekkage van de CO₂ via de put is het mogelijk dat deze ontsnapt naar de atmosfeer.

6.2.3 Risico in K14-FA

Het opslagcomplex bevat in totaal dertien putten en tweeëntwintig boorgaten inclusief aftakkingen. Zes van deze putten zijn productie- of waterinjectieputten in het opslagvoorkomen die voordat de injectie begint zullen worden afgesloten. Eén productieput bevindt zich buiten het opslagvoorkomen in het veld K15-FH. Deze put (K14-FA-108B) zal niet worden afgesloten voordat de injectie wordt begonnen, en zal onder de verantwoordelijkheid van de huidige exploitant blijven. K14-FA-105 is een stopgezette put die nooit dieper is gekomen dan de Boven-Trias (d.w.z. boven de Volprieausen- en Rotliegend-reservoirs). De andere putten zijn al afgesloten. In het K14-FA-veld zullen vier nieuwe putten voor CO₂-injectie worden geboord.

De putten in het K14-FA opslagcomplex staan in directe verbinding met de zeebodem, waardoor deze een vergroot lekkagerisico vormen. In de risico analyse is rekening gehouden met de volgende groepen van puttype en -status:

- De injectieputten tijdens de injectieperiode;
- De injectieperiode nadat ze zijn afgesloten;
- Afgesloten putten binnen het opslagcomplex;
- Afgesloten exploratieput K14-1.

Tijdens de screening van de integriteit van de putten is put K14-1 geïdentificeerd als de enige niet-toegankelijke put binnen het K14-FA-opslagvoorkomen; deze is daarom afzonderlijk beoordeeld. Voor de put K14-FA-104 is een workover vereist om een obstructie (fish) te verwijderen.

Waarschijnlijkheid

Tijdens injectiefase

In het K14-FA opslagvoorkomen worden vier nieuwe injectieputten geboord. Tijdens de injectiefase kan er lekkage plaatsvinden zowel “externe” lekpaden langs de put en “interne” lekpaden door de put zelf.

Het is zeer onwaarschijnlijk dat tijdens de injectiefase van het project CO₂ uit het opslagcomplex zal ontsnappen via lekpaden buiten de verbuizing van een injectieput. Dit is het gevolg van het CO₂-specifieke putontwerp, de hoogwaardige uitvoering van het boren en de completion (het klaar maken van de put voor injectie), en de toepassing van beheersmaatregelen voor putintegriteit, gecombineerd met monitoring in de put en aan het oppervlak en de corrigerende maatregelen. Het voorkomen van zelfafdichtende kleilagen vergroot de onwaarschijnlijkheid van lekpaden langs de put. Lekkage door een zogeheten blow-out wordt als onwaarschijnlijk beschouwd (in overeenstemming met de ervaring in de sector). Dit wordt tevens voorkomen door ten alle tijden actieve barrières te hebben die onafhankelijk in werking zijn. Eén van deze barrières zijn de ondergrondse afsluiters die de put kunnen afsluiten in het uitzonderlijke geval dat CO₂ naar het oppervlakte migreert door de put.

Al verlaten en afgesloten putten

Oude putten binnen het opslagcomplex en injectieputten na injectie worden op dezelfde wijze afgesloten. Na het afsluiten van de putten bestaat er het risico dat lekkage plaatsvindt langs de putwand of door de put zelf.

Het is zeer onwaarschijnlijk dat CO₂ uit het opslagcomplex zal ontsnappen via een afgesloten put. Het ontwerp voor het afsluiten van de bestaande putten in het opslagvoorkomen en de nieuwe injectieputten zal aan de vereisten tegen CO₂-lekkage voldoen. Dit betreft de juiste plaatsing van de pluggen en mogelijk herstel van de cementkwaliteit van de put. Het is de bedoeling om voor alle putten ter hoogte van het primaire afsluitende gesteente een competente barrière van gesteente-naar-gesteente te plaatsen, en op basis van een risicoanalyse per put eventueel ook een mitigerende barrière ter hoogte van het Onder-Germaanse Trias.

Voor putten buiten het opslagcomplex is de kans dat CO₂ uit het complex kan ontsnappen uiterst onwaarschijnlijk. Dit komt omdat er in die gebieden geen CO₂-injectie plaatsvindt.

Exploratieput K14-1

Exploratieput K14-1 (in het veld K14-FA) is in 1970 geboord en afgesloten. Hoewel er positieve aanwijzingen voor een goede isolatie zijn, voldoen de beschikbare gegevens niet aan de huidige afsluitingscriteria. Bovendien is de put niet langer toegankelijk omdat de putmond is verwijderd, waardoor er een "schone zeebodem" is achtergebleven. In tegenstelling tot andere afgesloten putten in het opslagcomplex (Tabel 5.2 & 5.3), die ook ontoegankelijk zijn, bevindt K14-1 zich binnen het opslagvoorkomen en zal dus rechtstreeks aan de opgeslagen CO₂ worden blootgesteld. Daarom wordt deze put los beoordeeld.

Het is zeer onwaarschijnlijk dat CO₂ via de K14-1-put uit het opslagcomplex zal ontsnappen. De barrières binnen (de afsluitingsplug) en buiten (de cementering) de put worden beoordeeld en zijn van voldoende kwaliteit. Deze conclusies worden ondersteund door het feit dat tot op heden geen lekkage (van koolwaterstofgas) is waargenomen.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

De risico's op lekkage via of langs de put worden zo veel mogelijk beperkt door middel van mitigerende maatregelen. Deze zijn van toepassing in de aanlegfase, operationele fase en na afsluiting van de putten.

Allereerst worden de putten zodanig aangepast dat ze geschikt zijn voor CO₂-injectie. Hiervoor wordt aanvullen onderzoek verricht naar de kwaliteit van de putcementatie en de wanddikte. Tijdens de gebruiksfase worden beheersmaatregelen toegepast in het kader van monitoring en controle van de druktoename in het reservoir. Het uitgebreide monitoringsplan is opgenomen in hoofdstuk 7 van dit rapport.

Bij het afsluiten van de putten worden pluggen geplaatst op diverse diepten ter afdichting van het reservoir. Daarnaast is het van belang dat de einddruk in het reservoir na afsluiting lager is dan de hydrostatische druk. Wanneer de druk in de bovenliggende lagen groter is dan in het reservoir, kan het CO₂ niet het reservoir uit migreren.

Risico-inschatting

Om het risico op lekkage langs of door de put minimaal te houden, is het van belang de kwaliteit van de cementatie te waarborgen en waar mogelijk te verbeteren. Dit wordt uitgevoerd door middel van de mitigerende maatregelen en het risicobeheersplan. Op de lange termijn kan de integriteit van de putten voldoende worden gewaarborgd, wat betekent dat de risico's klein zijn en voornamelijk aanwezig zijn tijdens de injectieperiode (circa 25 jaar). Hierbij is het van belang de aanpassingen bij het afdichten en verlaten van de putten zorgvuldig uit te voeren, om zo het risico op lekkage ook na de injectieperiode te waarborgen. De risicomatrix voor putlekkage geeft daarom aan de waarschijnlijkheid laag is en de hoeveelheid CO₂ dat weglekt verwaarloosbaar is.

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.4.

MATE VAN IMPACT	GEVOLGEN	WAARSCHIJNLIJKHEID					
		A*	A	B	C	D	E
		Uiterst onwaarschijnlijk	Zeer onwaarschijnlijk	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Vrijwel zeker
0	Geen						
1	Gering		3	4			
2	Klein		1				
3	Matig			2			
4	Groot						
5	Zeer groot						

Figuur 6.4: Risicomatrix voor lekkage via of langs de putten in K14-FA (ALARP rest risico). Hierin is (1) de risicoanalyse voor de nieuwe injectieputten tijdens injectie, (2) de risicoanalyse voor lekkage via injectieputten tijdens workovers, (3) de risicoanalyse voor de nog af te sluiten putten, (4) de risicoanalyse voor put K14-1.

6.3 Lekkagescenario 2: Door de afsluitende bovenlaag

6.3.1 Beschrijving scenario

Door het optreden van mechanische, chemische en thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie in het reservoir kan de integriteit van het afsluitende gesteente aangetast worden. Het afsluitende gesteente heeft miljoenen jarenlang als barrière gewerkt waardoor het aardgas afgesloten bleef in het reservoir. Lekkagepaden kunnen echter in de bovenlaag ontstaan door de vorming van scheurtjes (ook wel 'thermofracking'), via reeds bestaande breuken of door diffusie. Deze risico's kunnen resulteren in mogelijke migratieroutes van het reservoir richting de bovenliggende lagen en de biosfeer.

6.3.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De integriteit van het afsluitende gesteente kan afnemen door het optreden van mechanische, chemische of thermische bedreigingen. Deze zijn hieronder nader toegelicht.

Mechanische bedreigingen

De winning van aardgas heeft de reservoirdruk verlaagd van 342 bar naar 55 bar. De druk zal weer toenemen door de injectie van CO₂, tot een maximale einddruk van 338 bar. Door deze beneden de hydrostatische druk te houden, is een veiligheidsmarge ingecalculeerd. Lokale drukveranderingen kunnen echter ontstaan door gesteente heterogeniteit, dichtheidsveranderingen, faseveranderingen en hoge injectiedebieten. De (lokaal) verhoogde druk in het reservoir heeft invloed op de integriteit van het afsluitende gesteente.

Chemische bedreigingen

Bij de oplossing van CO₂ in het poriënwater kunnen chemische reacties optreden met het reservoirgesteente of het gesteente van het afsluitende gesteente. Deze reacties kunnen leiden tot een verhoogde doorlaatbaarheid van het afsluitende gesteente waardoor de integriteit afneemt.

Thermische bedreigingen

Met de injectie van koude CO₂ treden thermische veranderingen op in het reservoir die een mogelijke bedreiging vormen voor de integriteit van het reservoir. Het grote temperatuurverschil dat ontstaat tussen de CO₂ en de omgevingstemperatuur kan leiden tot het optreden van trekspanningen in het afsluitende gesteente. Hierdoor kunnen microbreuken gevormd worden in de bovenlaag.

Consequenties

Het optreden van de voorheen beschreven mechanische, chemische en thermische bedreigingen hebben als consequentie dat de CO₂ het reservoir uit migreert en zich in de bovenliggende lagen gaat bevinden. Vanaf hier is het mogelijk dat de CO₂ zich verder opwaarts beweegt of wordt ingevangen in het poriënwater in één van de lagen.

6.3.3 Risico in K14-FA

De deklaag van het opslagcomplex K14-FA bestaat uit de Zechstein Groep. De Zechstein Groep vormt een robuuste barrière tegen verticale lekkage van CO₂.

Waarschijnlijkheid

Om de waarschijnlijkheid van CO₂-lekkage uit K14-FA door het afsluitende gesteente te analyseren, worden de mechanische, chemische en thermische bedreigingen in K14-FA beschreven.

Mechanische bedreigingen in K14-FA

De thermische of drukgerelateerde spanning als gevolg van injectie of het opvullen van het opslagvoorkomen kan theoretisch gezien nieuwe scheuren in het afsluitende gesteente veroorzaken (zoals bijv. het geval was in Tordis (Noorwegen) en Frade (Brazilië)).

Geomechanische modellering voor K14-FA laat zien dat mechanisch of thermisch geïnduceerde scheurvorming van het primaire afsluitende gesteente niet wordt verwacht als gevolg van CO₂-opslag. In de Zechstein Groep is de vorming van een fracture network theoretisch gezien niet mogelijk door het voorkomen van haliet (steenzout), wat een zelfdichtende werking heeft.

Door het ontwerp van de injectiefaciliteiten is de maximaal bereikbare druk in de injectieputten aanzienlijk lager (485 bar) dan de scheurvormingsgradiënt van de haliet formaties in het afsluitende gesteente (620 bar). Daardoor is het onmogelijk om het afsluitende gesteente mechanisch te breken. In de praktijk zal tijdens de operationele fase de injectiedruk in de put nog lager zijn.

Er bestaat een kleine kans dat lokaal, in het zuiden van het veld K14-FA, het afsluitende gesteente alleen uit anhydriet bestaat. Dit gebied zal echter alleen aan de gemiddelde reservoirdruk worden blootgesteld, omdat de injectiedruk in de buurt van de injectieputten over enkele honderden meters afneemt. De maximale druk waar dit gebied aan blootgesteld kan worden is te allen tijden beneden hydrostatische druk. Operationeel gezien zal de gemiddelde reservoirdruk onder de initiële (pre-productie) reservoirdruk worden gehouden, die het afsluitende gesteente op die locatie al gedurende geologische tijdschalen heeft weerstaan. De plaatsing van de putten uit de buurt van de gebieden waar het Zechstein afsluitende gesteente minder dik is, is een belangrijke technische barrière.

Naleving van de vastgestelde limieten voor de druk in de put en de gemiddelde reservoirdruk (via het totaal geïnjecteerde volume) is een belangrijke operationele barrière om gedeeltelijke scheurvorming van het primaire afsluitende gesteente te voorkomen. Deze limieten worden gedefinieerd op basis van de geomechanische analyse en zullen worden gemonitord door drukmeters aan de oppervlakte en in de put.

Chemische bedreigingen in K14-FA

Zure vloeistoffen, waaronder CO₂, kunnen reageren met mineralen en daardoor leiden tot een verandering in de doorlaatbaarheid van de afsluitende laag. Een chemische reactie kan alleen optreden als er met CO₂ verzadigd water aanwezig is dat het afsluitende gesteente binnendringt. Deze chemische interactie is beperkt tot een minimum omdat het afsluitende gesteente praktisch ondoordringbaar is voor water en CO₂. Elke chemische interactie die kan optreden (ervan uitgaande dat er water aanwezig is) zou oneindig traag plaatsvinden en beperkt zijn tot de basis van het afsluitende gesteente, waar een verwaarloosbare hoeveelheid anhydriet in de oplossing wordt opgenomen.

De CO₂-injectie wordt beperkt tot de Boven- en Onder-Slochteren. Het slecht doorlatende Ten Boer-Laagpakket (tussen de Slochteren en de basis van het afsluitende gesteente) bevat koolwaterstof waardoor slechts een minimale hoeveelheid CO₂ in de Ten Boer zal migreren. Opgeteld wordt de verticale stroming van CO₂ als gevolg van chemische aantasting van het afsluitende gesteente uiterst onwaarschijnlijk geacht.

Thermische bedreigingen in K14-FA

In de buurt van de put is het waarschijnlijk dat thermisch geïnduceerde scheurvorming in het reservoir optreedt, maar het is onwaarschijnlijk dat dit invloed zal hebben op het afsluitende gesteente, omdat de lage permeabiliteit van het Ten Boer-Laagpakket fungeert als een thermisch isolerende laag tussen het Zechstein en de geïnjecteerde CO₂ in het Slochteren gesteente. De afkoeling in de Ten Boer is zeer beperkt en de thermisch geïnduceerde scheurvorming in het reservoir blijft beperkt tot de koele zone rondom de put. De injectiestrategie bevat geen injectie in de Ten Boer, wat een belangrijke technische barrière vormt.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks het kleine risico op lekkage door het afsluitende gesteente is het belangrijk de omstandigheden in het reservoir nauwkeurig te controleren door middel van een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan. Voornamelijk de injectiedruk en de einddruk in het reservoir is van belang, omdat deze niet boven de initiële reservoirdruk uit mag komen. Het behouden van een hogere druk in de deklaag dan in het reservoir zorgt er voor dat CO₂ niet het reservoir uit migreert.

Daarnaast worden de temperatuur en de chemische samenstelling van de CO₂ gecontroleerd om chemische en thermische effecten uit te sluiten.

Risico-inschatting

Het risico op lekkage door het afsluitende gesteente is onder normale omstandigheden verwaarloosbaar klein. Het afsluitende gesteente heeft uitstekende eigenschappen om voldoende bescherming te bieden tegen lekkage. Daarnaast wordt de integriteit van de deklaag niet nadelig beïnvloed door de chemische veranderingen. Met inachtneming van de beheersmaatregelen heeft dit geleid tot onderstaande inschatting van het restrisico (ALARP).

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.5.

MATE VAN IMPACT	GEVOLGEN	WAARSCHIJNLIJKHEID					
		A*	A	B	C	D	E
		Uiterst onwaarschijnlijk	Zeer onwaarschijnlijk	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Vrijwel zeker
0	Geen						
1	Gering						
2	Klein						
3	Matig						
4	Groot						
5	Zeer groot						

Figuur 6.5: Risicomatrix voor lekkage door het afsluitende gesteente van K14-FA (ALARP rest risico). Hierin is (1) de initiële risicoanalyse met inachtneming van de mitigerende maatregelen, (2) is de risicoanalyse in het geval chemische reacties of mechanische of thermische effecten optreden.

6.4 Lekkagescenario 3: Langs breuken

6.4.1 Beschrijving scenario

Lekkage kan voorkomen langs breuken wanneer deze door mechanische, chemische of thermische bedreigingen niet meer gasdicht zijn. De breuken die in het reservoir aanwezig zijn, hebben in het verleden niet geleid tot het ontsnappen van aardgas. Hieruit kan worden geconcludeerd dat deze gasdicht zijn. Het is dus de vraag of dit beïnvloed is door de gasproductie en in hoeverre dit beïnvloed zal worden door de CO₂-injectie.

6.4.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De ondoorlaatbaarheid van de breuken kan worden beïnvloed door twee mogelijke bedreigingen. Zo kunnen er veranderingen in de breukzone optreden door chemische reacties of kan reactivatie van de breuken plaats vinden door mechanische of thermische veranderingen.

Consequenties

De consequenties van lekkage langs een breuk zijn sterk afhankelijk van de desbetreffende breukzone. De hoeveelheid CO₂ die kan lekken via de breuk hangt af van de doorlaatbaarheid, de chemische reactiviteit en de afmetingen van de breuk en het ontstane spanningsverschil door mechanische en thermische veranderingen. Zo is het lekkagerisico groter bij breuken die doorlopen tot dicht bij de zeebodem dan bij breuken van kleine omvang die zich op grote diepte bevinden.

6.4.3 Risico in K14-FA

Het K14-FA veld sluit aan de oost- en westzijde tegen grote randbreuken die de grenzen van het opslagcomplex op Rotliegend-niveau bepalen. De verplaatsing die langs deze breuken heeft plaatsgevonden heeft gezorgd voor het afdichtende vermogen van de breuken, waardoor CO₂ niet langs deze breuken zal ontsnappen.

Waarschijnlijkheid

Momenteel is er een gasveld aanwezig in K14-FA en er is in de geologische geschiedenis geen bewijs van lekkage langs de breuken waargenomen. Het feit dat er nu geen breuken lekken maakt het zeer onwaarschijnlijk dat lekkage van CO₂ langs de breuken plaats zal vinden.

Mechanische bedreigingen in K14-FA

Shell heeft een stabiliteitsanalyse uitgevoerd van de breuken van het veld. Uit de analyse is gebleken dat de injectie van CO₂ in het veld leidt tot een toename van de poriedruk en daarmee tot een afname van de effectieve normale spanning en van de afschuifspanning. Hierdoor stabiliseren de breuken zich ten opzichte van de depletiefase. Door de verwachte stabilisatie van breuken tijdens de CO₂-injectie zal de kans op reactivering van de breuken afnemen. Het risico op mogelijke lekkage als het gevolg van seismiteit geïnduceerd door CO₂-injectie is beoordeeld als zeer laag.

Chemische bedreigingen in K14-FA

Shell heeft de mechanisch-chemische effecten van CO₂ injectie in het K14-FA veld in kaart gebracht. Hieruit is geconcludeerd dat de door CO₂ geïnduceerde mineralogische veranderingen in het K14-reservoir een verwaarloosbaar effect hebben op zowel de bulkgesteente mechanische eigenschappen als de wrijvingssterkte en -stabiliteit van breukgesteenten.

Thermische bedreigingen in K14-FA

De impact van afkoeling op de breukstabiliteit is verder onderzocht met behulp van een conservatief scenario van afkoeling tot maximaal 20°C over het gehele veld, waardoor de schuifspanning toeneemt. Het effect is echter te beperkt om de stabiliteit van de randbreuken significant te beïnvloeden.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks dat het risico op lekkage via grensbreuken zeer laag is, is het van belang onbekende risico's uit te sluiten door de situatie nauwkeurig te controleren. Dit kan gedaan worden via een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan. Om mogelijke breukvorming of -reactivatie tijdig vast te stellen is het daarnaast van belang een seismische nulmeting uit te voeren alvorens injectie begint. De seismische nulmeting maakt het mogelijk om de actuele situatie te toetsen aan de begin situatie.

Risico-inschatting

De integriteit van de grensbreuken is voldoende gebleken uit de productiehistorie van het aardgasveld. Naar verwachting neemt de spanning op de breukzone door de injectie van CO₂ af, waardoor de breuken zich stabiliseren en het risico op reactivatie kleiner wordt. Monitoring wordt daarnaast ingezet om het lekkagerisico tijdig te detecteren.

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.6.

MATE VAN IMPACT	GEVOLGEN	WAARSCHIJNLIJKHEID					
		A*	A	B	C	D	E
		Uiterst onwaarschijnlijk	Zeer onwaarschijnlijk	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Vrijwel zeker
0	Geen						
1	Gering		1				
2	Klein						
3	Matig						
4	Groot						
5	Zeer groot						

Figuur 6.6: Risicomatrix voor lekkage door de grensbreuken van K14-FA (ALARP rest risico). Hierin is (1) de initiële risicoanalyse met inachtneming van de mitigerende maatregelen voor de oostelijke en westelijke breukzones, (2). De rode pijl geeft de risicoanalyse in het geval chemische reacties of mechanische of thermische effecten optreden.

6.5 Lekkagescenario 4: Via het overstromingspunt

6.5.1 Beschrijving scenario

De laterale afmetingen van het reservoir worden bepaald door de natuurlijke architectuur en/of de begrenzing door breuken. Deze natuurlijke architectuur kan bijvoorbeeld begrensd worden door een zadelpunt (ook wel 'spill point' of het natuurlijke overstromingspunt) van de driedimensionale reservoirstructuur. Bij opslag voorbij het zadelpunt van het reservoir wordt de opslagcapaciteit overschreden. Hierdoor kan CO₂ uit het reservoir weg migreren.

6.5.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Lekkage van CO₂ via het overstromingspunt van het reservoir kan veroorzaakt worden door vier mogelijke bedreigingen. Allereerst kan de opslagcapaciteit van het reservoir zijn overschreden. Hierdoor neemt de druk in het reservoir toe en kan de CO₂ zich lateraal gaan verspreiden tot voorbij het overstromingspunt.

Ten tweede kunnen de heterogene eigenschappen van het reservoir ervoor zorgen dat de drukopbouw ongelijkmatig in het reservoir plaatsvindt. De opbouwende druk kan ertoe leiden dat de CO₂ langs het overstromingspunt geperst worden. Dergelijke vloeistofstromingen in het reservoir worden ook wel voorkeursstromen genoemd.

Als er water aanwezig is in het reservoir en dit water onderhevig is aan stromingen, is het mogelijk dat de CO₂ oplost in het water en het zich via ondergrondse stromingen langs het overstromingspunt migreert.

Bij de aanwezigheid of doorgaande gasgeneratie kan de druk in het reservoir toenemen wanneer CO₂ en aardgas gaan mengen. Bij een dergelijke druktoename kan de CO₂ langs het overstromingspunt geperst worden.

Consequenties

Bij migratie van CO₂ langs het overstromingspunt zal het zich in nabijgelegen gesteentelagen gaan bevinden die van zichzelf geen natuurlijke begrenzing hebben. Het gedrag en de verspreiding van de CO₂ na lekkage is oncontroleerbaar en kan leiden tot mogelijke lekkage richting de oppervlakte.

Wanneer lekkage van CO₂ via het natuurlijke overstromingspunt plaatsvindt, zal dit uiteindelijk gaan om een tijdelijke lekkage van beperkte hoeveelheden CO₂.

6.5.3 Risico in K14-FA

Ondanks dat er geen ondergrondse scenario's zijn geïdentificeerd waarin wordt voorspeld dat laterale lekkage via een overstromingspunt zal optreden, is het scenario wel onderworpen aan een bow-tie analyse.

Waarschijnlijkheid

Het natuurlijke overstromingspunt van K14-FA ligt op 3100 meter, dit is onder het gas-water contact. Het waargenomen gas-water contact in het K15-FH-veld, ten oosten van K14-FA, is aanzienlijk dieper (>100 m) dan het contact in K14-FA, wat wijst op een veel dieper overstromingspunt. Dynamische modellering heeft aangetoond dat CO₂-migratie op meer dan honderd meter onder het oorspronkelijke gas-water contact van K14-FA uiterst onwaarschijnlijk is.

Het waargenomen gas-water contact in het K14-FC-veld, ten noordwesten van K14-FA, ligt iets ondieper dan in K14-FA. Er is daarnaast aangetoond dat het veld in drukverbinding met K14-FA staat. Laterale migratie van CO₂ buiten de K14-FC-structuur is uiterst onwaarschijnlijk gezien het dieper gelegen overstromingspunt van dit veld.

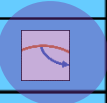
Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

De injectiestrategie is dusdanig ontworpen dat de migratie van CO₂ gereguleerd blijft binnen het opslagvoorkomen, en lekkage via het overstromingspunt wordt voorkomen.

Het risico op migratie uit het opslagvoorkomen via een mogelijk overstromingspunt wordt gecontroleerd door de afstand van de injectieputten tot de het overstromingspunt, het injectiedebiet, de snelheid waarmee het CO₂-front zich verplaatst en het totale geïnjecteerde CO₂-volume. In aanvulling op injectie binnen de operationele limieten wordt de ontwikkeling van de CO₂-pluim door het opslagvoorkomen heen gemonitord. Detectie van onregelmatigheden (zoals verandering in de drukgradiënt en toename van micro-seismiciteit), zal tot onderzoek, aanvullende monitoring en/of corrigerende maatregelen leiden.

Risico-inschatting

Het risico van laterale lekkage uit het K14-FA opslagcomplex is zeer onwaarschijnlijk. Volgens dynamische modeleringen is het waarschijnlijk dat er CO₂ migratie gaat optreden, het CO₂ blijft in dit geval wel binnen het opslagcomplex. Het risico dat CO₂ buiten het opslagcomplex migreert heeft een lage waarschijnlijkheid en als het al plaatsvindt, heeft het een kleine impact van CO₂-lekkage. Dit is ook terug te zien in de risicomatrix in figuur 6.7.

MATE VAN IMPACT	GEVOLGEN	WAARSCHIJNLIJKHEID					
		A*	A	B	C	D	E
		Uiterst onwaarschijnlijk	Zeer onwaarschijnlijk	Onwaarschijnlijk	Mogelijk	Waarschijnlijk	Vrijwel zeker
0	Geen						
1	Gering						
2	Klein						
3	Matig						
4	Groot						
5	Zeer groot						

Figuur 6.7: Risicomatrix voor lekkage via het overstromingspunt van K14-FA (ALARP rest risico)

6.6 Conclusie lekkagescenario's

De vier lekkagescenario's zijn beschreven en beoordeeld voor de situatie in K14-FA door middel van de risicomatrices. Hiermee zijn de mogelijke lekkagepaden in beeld gebracht, de waarschijnlijkheid dat lekkage via een bepaald lekkagepad optreedt en de impact die deze lekkage zou hebben wanneer het plaatsvindt. Met inachtneming van de preventieve en mitigerende beheersmaatregelen zoals geïdentificeerd door Shell is de kans op lekkage uit het K14-FA opslagcomplex zeer onwaarschijnlijk en, mocht dit onverhoopt toch gebeuren, zal de impact gering zijn. Hierbij zijn enkele aandachtspunten belangrijk en deze zijn onderstaand beschreven per fase van het project.

Aanlegfase

In de aanlegfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- De nieuwe injectieputten moeten worden ontworpen als zijnde CO₂-injectieputten op de putintegriteit te verzekeren. Hierbij worden CO₂-geschikte materialen gebruikt en wordt de geschikte kwaliteit en wanddikte van de cementatie toegepast;
- Onder- en bovengrondse afsluiters en aansluitingen moeten worden geïnstalleerd om de controle en veiligheid te waarborgen. Sub-surface veiligheidskleppen kunnen de put afsluiten in geval van lekkages of werkzaamheden om CO₂-lekkage naar de oppervlakte te voorkomen.

Injectiefase

In de injectiefase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Monitoring in de putten om zorg te dragen voor een gecontroleerde CO₂-injectie. Mochten de meetwaarden afwijken van de verwachte waarden (uit de modelberekeningen), wordt aan de hand van het monitoringsplan bepaald welke actie noodzakelijk is;
- De reservoirdruk wordt gecontroleerd en mag niet stijgen tot boven de hydrostatische druk. Deze wordt mede gereguleerd door een gecontroleerde injectiedruk. Hiermee wordt het risico op lekkage geminimaliseerd.

Afsluitingsfase

In de afsluitingsfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Bij afsluiting worden de standaardprocedures gevolgd voor afdichting en verlating van de putten. Hierbij worden cementproppen ('plugs') geplaatst waardoor de CO₂ niet via de put naar het maaiveld kan migreren. Additioneel wordt ter hoogte van het afsluitende gesteente een zogeheten pannenkoekplug geplaatst;
 - De kwaliteit van de gebruikte putmaterialen dient ook op de lange termijn te worden gewaarborgd om de putintegriteit te garanderen.

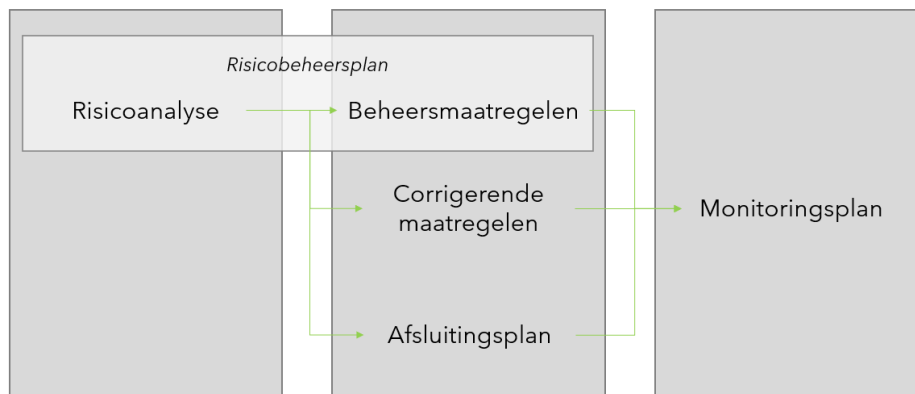
Bovenstaande aandachtsgebieden worden ondersteund door een uitgebreid monitoringsplan dat de gehele levenscyclus beslaat van het opslagproject, van de pre-injectieperiode tot de post-injectieperiode (een periode van 20 jaar waarin faciliteiten worden ontmanteld en verlaten) en de post-overdrachtsperiode (verondersteld een periode van 30 jaar). Zie voor het monitoringsplan ook hoofdstuk 7.

7 Monitoring

7.1 Inleiding

In de voorgaande hoofdstukken is een overzicht gegeven van het technische werk dat is gedaan ter beoordeling van het opslagcomplex. Dit beschrijft de maatregelen die een veilige en langdurige opslag van CO₂ in het leeg geproduceerde K14-FA gasveld verzekeren. Vervolgens zijn de risico's beschreven die gemoeid zijn met de opslag van CO₂ en de (verwachte) bijbehorende effecten. Tijdens de injectiefase zal duidelijk worden welke van de verwachte effecten daadwerkelijk optreden. Hiervoor is het monitoringsprogramma van belang.

Zoals vastgesteld in de Mijnbouwwet worden bij de opslagvergunningaanvraag vier plannen ingediend. Deze plannen hebben het gezamenlijke doel de opslag van CO₂ zo veilig en gecontroleerd mogelijk plaats te laten vinden. Dit zijn het risicobeheersplan, het monitoringsplan, het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan (figuur 7.1). De uitgebreide risicobeoordeling van de ondergrond die voor dit project is uitgevoerd, vormt het uitgangspunt voor het monitoringsplan en voor het plan van corrigerende maatregelen. Het plan voor het afsluiten van putten en faciliteiten wordt uiteengezet in het voorlopig afsluitingsplan. De plannen voor monitoring, corrigerende maatregelen en voorlopige afsluiting vormen samen actieve barrières in het risicobeheersplan. Het plan met corrigerende maatregelen wordt alleen bij uitzondering uitgevoerd; het zal naar verwachting niet nodig zijn en maakt geen deel uit van de normale activiteiten. Gedurende het project kunnen inzichten die worden verkregen uit het monitoren en de kalibratie van dynamische modellen leiden tot aanpassingen van het risicobeheersplan en de bijbehorende plannen.



Figuur 7.1: Overzicht van de in te dienen plannen en hun onderlinge relatie

Het offshore verkrijgen van monitoringsgegevens is een kostbaar proces, wat het extra belangrijk maakt om afgewogen keuzes te maken in de intensiteit en timing van het monitoringsprogramma. Het monitoringsplan wordt mede afgestemd op de EU Emission Trading System (ETS) voorwaarden. Hierbij ligt de nadruk op het registreren van mogelijke lekkage uit het opslagcomplex.

7.2 Opzet van het monitoringsplan

Het monitoringsplan is opgesteld om vast te stellen dat het injectieproces zich afspeelt binnen de afgesproken operationele condities, dat de verspreiding van CO₂ in het opslagcomplex plaatsvindt conform de voorspellingen en voor het beheersen en minimaliseren van de risico's. Het monitoringsplan wordt aangepast aan het specifieke risicoprofiel van elke projectfase, te weten:

- Pre-injectiefase, fase voor de injectie van CO₂;
- Injectiefase, fase waarin CO₂ wordt geïnjecteerd in het reservoir;
- Post-injectiefase, fase voor het opbouwen van bewijsmateriaal voor de volledige en permanente insluiting;
- Fase na afsluiting, fase waarin het opslagvoorkomen permanent wordt afgesloten door het abandonneren van de putten waarbij ook de injectiefaciliteiten worden verwijderd;
- Fase na overdracht, fase waarin het opslagvoorkomen en de aansprakelijkheid worden overgedragen aan het bevoegd gezag voor beheer op lange termijn.

Per fase zal in het monitoringsplan worden aangegeven wat de meetfrequentie is, welke parameters precies worden gemeten en welke technieken worden ingezet. Het monitoringsplan is onderverdeeld in de volgende onderdelen:

- Regulier monitoringsplan, refereert aan een reeks monitoringactiviteiten die gepland zijn om te worden uitgevoerd, tenzij er een overeengekomen update van het monitoringsplan is;
- Aanvullend monitoringsplan, refereert aan het plan dat is ontworpen om te reageren op onregelmatigheden die door het reguliere monitoringsplan worden geactiveerd. Het bestaat uit een reeks additionele monitoringactiviteiten die worden geactiveerd door bevindingen (bijv. significante onregelmatigheden).

7.3 Ontwerp van het monitoringsplan

Het ontwerp van het monitoringsplan voor CO₂-opslag in het K14-FA reservoir bouwt voort op de kennis die is opgedaan tijdens de karakterisering van de reservoirs en de omgeving, en de evaluatie van locatie-specifieke risico's. Het monitoringssysteem is geënt op de volgende monitoringsdoeleinden:

- Conformiteit, hierin wordt de consistentie tussen voorspellende modellen en monitoringgegevens vastgesteld om de doeltreffendheid op lange termijn van geologische opslag aan te geven;
- Integriteit van het opslagvoorkomen, hierin wordt ofwel bewijs voor de afwezigheid van insluitingsproblemen geleverd of activeert indien nodig vroegtijdige interventie om de veiligheid van de geologische opslag te waarborgen.

Het monitoringsplan is ontworpen om ervoor te zorgen dat barrières op een effectieve manier een gebeurtenis kunnen voorkomen, of de gevolgen van een potentiële gebeurtenis kunnen beperken. Daarom zijn de monitoringactiviteiten dusdanig ontworpen dat deze op het juiste moment relevante gegevens vastleggen om zo inzicht te krijgen en tijdige maatregelen te kunnen nemen.

Aandachtsgebied

Het gebied voor monitoring omvat de injectiefaciliteiten, het opslagcomplex (inclusief waar mogelijk de CO₂-pluim) en de omringende omgeving.

Terwijl bepaalde technologieën gegevens leveren die gericht zijn op putten (bv. downhole gauge, distributed sensor geïnstalleerd achter de tubing string), bieden andere technologieën 2D- of 3D-gegevens van een breder gebied (bv. seismometers van de oceaanbodem, seismisch onderzoek, multibeam echo-sounder). De combinatie van deze gegevenstypen worden gebruikt voor een uitgebreid monitorings-programma.

Voor effectieve monitoring strekt het aandachtsgebied zich zowel lateraal als verticaal uit tot buiten het opslagvoorkomen en opslagcomplex. Dit maakt het mogelijk om een pre-injectie baseline dataset over een groot gebied te verkrijgen dat buiten het opslagcomplex strekt. Op basis van risicobeoordelingen en de waarde van informatie kunnen herhalende ad-hoc onderzoeken plaatsvinden gericht op specifieke kleinere gebieden. De verkregen gegevens worden vergeleken met de pre-injectie gegevens voor een betere analyse. Het aandachtsgebied loopt door naar het noordoostelijke deel van het complex, om de migratie van CO₂ in dit gebied te controleren.

7.4 Meetprogramma

Als onderdeel van het monitoringsplan is een meetprogramma opgesteld voor zowel het bovengrondse (platform, leidingen, zeebodem) als het ondergrondse opslagdeel (reservoir en putten) van de CCS-keten. Deze opslag in de diepe ondergrond wordt uitgevoerd in combinatie met het integrale meetprogramma van de Aramis infrastructuur. Een aantal meetwaarden worden gekoppeld aan de metingen bij het compressorstation en deels bij de leveranciers. Dit betreft de druk-, temperatuur- en samenstellingsmetingen. De apparatuur die onderdeel is van het meetprogramma wordt geplaatst in de putten.

Het meetprogramma is een belangrijk middel om tijdig CO₂-lekkage uit het opslagcomplex te detecteren. De volgende metingen zijn gerelateerd aan mogelijke lekkage:

- Druk en temperatuur in de putten (zowel bovenin als onderin);
- Annulaire druk in de putten (om putwand lekkage te detecteren);
- Samenstelling van het te injecteren CO₂-mengsel;
- Volume geïnjecteerd CO₂ gebaseerd op een volumemeting;
- Herhalende seismische metingen kan CO₂-migratie uit het reservoir detecteren, zowel verticaal als lateraal;
- Ocean Bottom Seismometers (OBS) verbeteren de nauwkeurigheid van seismiciteit metingen en bieden een waarschuwing voor mogelijk grotere aardbevingen waardoor ze als veiliger worden geschouwd;
- Metingen van onregelmatigheden op de zeebodem.

Onderstaande tabel 7.1 geeft een overzicht van de in te zetten meetapparatuur of -methode per te verkrijgen informatie. Deze tabel geeft een indicatie van mogelijke monitoringsactiviteiten. Daarnaast wordt als onderdeel van de injectiestrategie een monitoringsplan opgesteld, waarin meer details worden uitgewerkt.

Tabel 7.1. Overzicht monitoringsactiviteiten diepe ondergrond (TNO, 2019)

		Meting apparatuur / methode	Toegepast in K14-FA
Injectieproces			
1	Injectie hoeveelheid	Flow meter	Ja
2	CO2 concentratie in gasmengsel	Monsters & analyses: online systeem	Ja
3	Samenstelling te injecteren gasmengsel	Monsters & analyses: aanvullende monsters voor kalibratie	Ja
4	Bepaling watergehalte	Meting water in gasmengsel	Ja
5	Onregelmatige emissies door lekkage, afblazen of incidenten	Combinatie van technieken	Ja
Putintegriteit			
6	Annulaire druk	Druk meter (met alarmeringsniveau)	Ja
7	Putintegriteit	Wireline Logging (selection of tool: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	Ja
8	Druk bovenin de putten	Druk meter	Ja
9	Temperatuur bovenin de put	Temperatuur meter	Ja
10	Plugintegriteit	Druk test en aanvullende inspecties	Ja
Reservoirintegriteit			
11	Reservoir druk, onderin de put gemeten	Druk meter	Ja
12	Reservoir temperatuur, onderin de put gemeten	Temperatuur meter (of DTS)	Ja
13	Stabiele druk meting gedurende periode zonder injectie	Druk meter tijdens shut-in	Ja
14	Stabiele temperatuur meting gedurende periode zonder injectie	Temperatuur meter (DTS) tijdens shut-in	Ja
15	Vermoedelijke lekkage	Oppervlakte seismische survey	Ja
Milieu monitoring			
16	Pockmarks aan de zeebodem	Multi-beam echosounding	Ja
17	Aanwezigheid van ondiep gas voorkomens of een gas schoorsteen in de ondiepe ondergrond	Baseline seismische data	Ja
18	Migratie paden voor gas in de ondiepe ondergrond	Time-lapse seismische data acquisitie (2D or 3D)	Ja
19	CO ₂ in de bodem in pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Ja
20	Detectie van belletjes bij de bovenkant van de put	Akoestische belletjes detector	ja

8 Leemte in kennis en informatie

De uitdagingen van het werk in de diepe ondergrond zitten voornamelijk in het omgaan met onzekerheden. Het omgaan met deze onzekerheden is ook van toepassing bij de olie- en gaswinning, waar inmiddels enkele decennia aan ervaringen zijn opgebouwd hoe hiermee omgegaan kan worden. Hetzelfde geldt voor het ondiepere gebruik van de ondergrond, zoals voor drinkwaterwinning. Om informatie over de ondergrond te vergaren wordt vertrouwd op informatie die is vergaard door middel van metingen in situ en op afstand van de locatie, waar gelijke omstandigheden aan het oppervlak te observeren zijn. Deze informatie leidt doorgaans tot een voldoende beeld van de ondergrondse omgeving en de impact van de werkzaamheden hierop. Er blijft hierbij sprake van resterende onzekerheden, ook al hoeft dit geen belemmering te vormen voor het gebruik van de ondergrond en besluitvorming. Dit hoofdstuk beschrijft de leemten in kennis en informatie die hebben geleid tot onzekerheden in dit rapport.

8.1 Leemten in kennis

Leemten in kennis ontstaan door onzekerheden over de omstandigheden in de diepe ondergrond. Data wordt vergaard door seismiek en putmetingen, welke worden opgeschaald naar driedimensionale modellen. In dit opschalingsproces worden aannames gedaan over de structuur van het reservoir en de heterogeniteit van de reservoir eigenschappen. Onderstaand worden de leemten in kennis in detail beschreven.

Modellering

De modellering is gebaseerd op data die in het verleden is vergaard en opgeschaald naar driedimensionale modellen. Dit is uitgevoerd met de beste inzichten en gebaseerd op productiedata uit het verleden, meetwaarden of aannames. De huidige modellen geven duidelijke inzichten in de lange termijn opslag en het lekkagerisico van de CO₂. Wanneer de injectiefase is gestart, kunnen de modellen verfijnd worden om zo te komen tot een geoptimaliseerde voorspelling van de CO₂-injectie.

Eigenschappen van CO₂

De druk, temperatuur, dichtheid en samenstelling van de CO₂ zijn van groot belang voor de hoeveelheid die kan worden opgeslagen. Omdat er nog geen ervaringen zijn met CO₂ afvang, transport en opslag op deze schaal, zijn de huidige aannames slechts gebaseerd op voorspellingen. In het MER wordt de gemiddelde verwachte situatie behandeld. Daarnaast zijn bijzondere omstandigheden in beeld gebracht om het effect van afwijkingen in de eigenschappen van de CO₂ inzichtelijk te maken.

Lange termijn effecten

Het voornemen van het Aramis initiatief is het permanent opslaan van de CO₂ in de diepe ondergrond. Er wordt daarom rekening gehouden met een oneindige opslagperiode. Dit is ook verwerkt in de lange termijn effecten die zijn beoordeeld, welke in de uitvoering zo veel mogelijk worden beperkt. Wanneer in het onwaarschijnlijke geval serieuze problemen optreden in de toekomst blijft de mogelijkheid bestaan de CO₂ vooralsnog vrij te laten en grotendeels terug te keren naar de oorspronkelijke situatie.

8.2 Leemten in informatie

Leemten in informatie ontstaan door gebrek aan data, ervaring of kennis. Voor dit initiatief kunnen deze worden verkleind door het vergaren van additionele data, wat leidt tot een vergroting van kennis en ervaring. Onderstaand worden de leemten in informatie in detail beschreven.

Injectiviteit

Voor de injectie van CO₂ gaat Shell gebruik maken van nieuwe putten. De injectiviteit van de putten is van groot belang voor het injectieproces. De injectiviteit is sterk afhankelijk van zowel de eigenschappen van het gesteente en de eigenschappen van de put. Door gebruik te maken van nieuwe putten kan Shell de putten dusdanig ontwerpen en selecteren dat de eigenschappen optimaal zijn voor CO₂ injectie. Uit gegevens van puttesten blijkt dat binnen het K14-FA opslagcomplex grote verschillen zijn in permeabiliteit.

Micro-annuli

Langs de putwand kunnen micro-annuli ontstaan die een uitdaging vormen die een mogelijke CO₂-migratieroute kan creëren. Op de lange termijn zal de druk in het opslagcomplex lager zijn dan in de bovenliggende lagen, waardoor er via de micro-annuli geen CO₂-migratie plaatsvindt. Tijdens het injectieproces zou de druk onderaan de put echter tijdelijk hoger kunnen zijn dan de hydrostatische druk. Aan de hand van berekeningen is een inschatting te maken van de hoeveelheid CO₂ die in het ongunstigste scenario langs de putwand migreert naar de bovenliggende lagen.

Afsluiting putten

Bestaande putten in het opslagvoorkomen en nieuwe putten voor CO₂-injectie worden bij de afsluiting van het reservoir zo goed mogelijk afgesloten om het lekkagerisico via de binnenkant van de put te minimaliseren. Bij afsluiting wordt in de bestaande en nieuwe putten een cementplug geplaatst in de productie casing om een barrière van gesteente tot gesteente te creëren. Indien nodig wordt er een secundaire afsluiting geplaatst in het Boven-Trias interval. Technisch gezien is dit goed mogelijk omdat dergelijke afsluitingsmechanismen al in meerdere putten zijn toegepast. Echter is dit nog niet eerder uitgevoerd bij een met CO₂ gevuld reservoir. Deze toepassing dient daarom na afsluiting getoetst te worden.

Modellering

Binnen de olie- en gasindustrie zijn door jarenlange ervaring modellen gerealiseerd die inzichtelijk maken hoe olie en gas zich door een reservoir bewegen tijdens de winning. Dankzij de gedetailleerde kennis die is opgedaan is het bovendien mogelijk de injectie van stoom, water of gas in een reservoir te modelleren.

De ervaringen met CO₂-modellen zijn echter veel minder uitgebreid. Met het verkrijgen van nieuwe gegevens kunnen de bestaande modellen worden getoetst waardoor geleidelijk aan steeds nauwkeurigere en betrouwbaardere modellen gerealiseerd kunnen worden. Deze ervaringen zijn belangrijke leerpunten voor nieuwe CCS-projecten.

9 Literatuur

CE Delft en De Gemeyn. (2018). *Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie.*

Duin, E. J. T., Doornenbal, J. C., Rijkers, R. H. B., Verbeek, J. W., Wong, Th. E. (2006). Subsurface structure of the Netherlands – results of recent onshore and offshore mapping. *Geosciences.*

Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. (2017). *Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie.*

Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (2022). *Seismische meetstations.* Opgehaald van KNMI: <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>

Ministerie van Economische Zaken. (2021). *Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag.*

Mitigation of Climate Change. (2022). *IPCC rapportage.*

Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association. (2009). *Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage.*

Overheid.nl. (2022). *Mijnbouwwet.*

Porthos. (2021). *P18-2 CO₂ opslagvergunning.*

TNO en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). (2022). *Nederlandse Olie- en Gasportaal.* Opgehaald van NLOG: www.nlog.nl

RAPPORT

Opslag diepe ondergrond in L04-A


Aramis CO₂-transport en -opslaginfrastructuur

Klant: TotalEnergies

Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2016

Status: 01/Definitief

Datum: 9 februari 2024

 ARAMIS	CCS-ARAMIS Project	
	Environment Impact Assessment – Baseline report	
	Document No.	ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2016
	Document Title	Storage L4-A
	Revision	Final 4.0

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85
3068 AX Rotterdam
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 90 00 **T**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Opslag diepe ondergrond in L04-A

Ondertitel: Opslag diepe ondergrond L04-A
Referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2016
Status: 01/Definitief
Datum: 9 februari 2024
Projectnaam: MER CCS Porthos
Projectnummer: BH8744

Classificatie

Projectgerelateerd



Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden veelevoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever. Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Inhoud

1	Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in L04-A	5
1.1	Opbouw van het MER Aramis	5
1.2	Uitgangspunten	5
1.2.1	Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond	5
1.2.2	Locatieselectie	6
1.3	Opbouw van dit deelrapport	11
1.4	Gehanteerde definities	11
2	Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag	12
2.1	Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet	12
2.2	Europese regelgeving: CCS Directive	13
2.3	Internationale regelgeving: OSPAR	13
3	Ervaringen met CCS-projecten	14
3.1	De toepassing van CCS in Nederland	14
3.1.1	AMESCO-project	14
3.1.2	CCS-Pilot K12-B	14
3.1.3	CCS Barendrecht: MER	15
3.1.4	ROAD P18: MER	15
3.1.5	ROAD Q16-Maas	15
3.1.6	CCS Porthos	15
3.2	Internationale ervaringen	16
3.3	Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten	17
4	Geologische opbouw en gaswinning gasveld L04-A	19
4.1	Opbouw van de ondergrond	19
4.2	Geologische opbouw	20
4.3	Aanwezige breukzones	23
4.4	Aanwezige infrastructuur	26
4.5	Putten en gasproductie	27
4.6	Toekomstige ontwikkelingen	28
5	CO₂-opslag in het L04-A reservoir	30
5.1	Beschrijving van opslagvoorkomen en opslagcomplex L04-A	30
5.1.1	Verticale afsluiting	31
5.1.2	Horizontale afsluiting	31
5.1.3	Toekomstige situatie putten	32
5.2	Methodiek modellering	33
5.2.1	CO ₂ -injectie simulatiemodellen	33

5.2.2	Putmodellen	34
5.2.3	Bevindingen modellering	34
5.3	Effecten op de diepe ondergrond	35
5.3.1	Mechanische veranderingen	35
5.3.2	Chemische veranderingen	38
5.3.3	Thermische veranderingen	40
5.3.4	Beperking toekomstig gebruik	42
5.4	Effecten op de biosfeer	44
5.4.1	Bodembeweging	44
5.4.2	Bodemtrilling (risico van aardbeving)	44
5.4.3	Effecten op biosfeer L04-A	45
5.5	Samenvatting MER-beoordeling	46
6	Risicoanalyse lekkage CO₂	48
6.1	Methodiek risicoanalyse	48
6.1.1	Bow-tie methodiek	49
6.1.2	Risicomatrix	50
6.2	Lekkagescenario 1: Langs de putwand	51
6.2.1	Beschrijving scenario	51
6.2.2	Bedreigingen en consequenties	52
6.2.3	Risico in L04-A	53
6.3	Lekkagescenario 2: Door het afsluitende gesteente	54
6.3.1	Beschrijving scenario	54
6.3.2	Bedreigingen en consequenties	55
6.3.3	Risico in L04-A	55
6.4	Lekkagescenario 3: Langs breuken	57
6.4.1	Beschrijving scenario	57
6.4.2	Bedreigingen en consequenties	57
6.4.3	Risico in L04-A	57
6.5	Lekkagescenario 4: Via het zadelpunt	59
6.5.1	Beschrijving scenario	59
6.5.2	Bedreigingen en consequenties	59
6.5.3	Risico in L04-A	60
6.6	Conclusie lekkagescenario's	60
7	Monitoring	62
7.1	Inleiding	62
7.2	Opzet van het monitoringsplan	62
7.3	Ontwerp van het monitoringsplan	63
7.4	Meetprogramma	64
8	Leemte in kennis en informatie	66
8.1	Leemten in kennis	66

8.2	Leemten in informatie	66
9	Literatuur	68

1 Inleiding deelrapport Opslag diepe ondergrond in L04-A

Dit rapport beschrijft de opslag van CO₂ in de diepe ondergrond voor het gasveld L04-A, in het kader van het CCS Aramis initiatief. Dit omvat de huidige wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag en een beschrijving van de opbouw van de diepe ondergrond. Aan de hand van deze geologische beschrijving, het gedrag tijdens gasproductie en de modellering van effecten wordt een beschrijving gegeven van de verwachte milieueffecten ten gevolge van de geplande CO₂-opslag in het veld.

1.1 Opbouw van het MER Aramis

Voor het Aramis initiatief is een gecombineerde ProjectMER / PlanMER opgesteld. Het MER bestaat uit een Samenvattend hoofdrapport, voorzien van een Publiekssamenvatting. Ter onderbouwing van het Samenvattend hoofdrapport zijn drie deelrapporten opgesteld met:

- de Technische beschrijving van Aramis;
- de Milieueffecten; en
- de beschrijving van Opslag diepe ondergrond.

Voor de beschrijving van de opslag diepe ondergrond is per te benutten opslagveld een aparte rapportage opgesteld.

Dit rapport betreft het deelrapport Opslag diepe ondergrond voor opslag van CO₂ in het L04-A opslagvoorkomen. Bevindingen uit dit deelrapport zijn overgenomen in het deelrapport Milieueffecten, in zoverre er effecten op de bovenliggende biosfeer optreden, en in het Samenvattend hoofdrapport.



Figuur 1.1: Overzicht rapportagestructuur MER Aramis

1.2 Uitgangspunten

1.2.1 Verschil tussen biosfeer en diepe ondergrond

De biosfeer is het gedeelte van de aarde waar leven mogelijk is en omvat de bodem, het oppervlaktewater en de atmosfeer. In de milieuwetgeving is de biosfeer in de diepte afgebakend tot 500 meter diepte. Dit

betekent dat activiteiten tot 500 meter diepte worden getoetst volgens de milieuwetgeving. Voor activiteiten beneden 500 meter diepte geldt de mijnbouwwetgeving. Als gevolg hiervan wordt olie op een kilometer diepte gezien als een delfstof die gewonnen kan worden, maar het voorkomen van olie op twee meter diepte wordt gezien als een verontreiniging en dient gesaneerd te worden.

Omdat de opslag van CO₂ op meer dan 500 meter diepte plaatsvindt, zou dit betekenen dat deze activiteit niet onder het MER valt. Toch is het om meerdere redenen zinvol deze veranderingen inzichtelijk te maken in het MER. Het vormt de mogelijkheid om via het MER aan betrokkenen uit te leggen wat er precies in de ondergrond gebeurt en er zo voor te zorgen dat er inzicht is in de keuzes, onzekerheden, mogelijk gevolgen en mitigerende maatregelen. Daarnaast kan het zijn dat indirect als gevolg van CO₂ opslag er wel degelijk effecten kunnen optreden in de bovenliggende lagen van de biosfeer, binnen de operationele omstandigheden of ten gevolge van een ongewenste gebeurtenis (calamiteit).

De methodiek die is gebruikt in dit rapport voor de beoordeling van de ondergrondse CO₂ opslag is gebaseerd op de voorgestelde aanpak van AMESCO¹, die ook is toegepast bij MER CCS Barendrecht, MER CCS ROAD en MER CCS Porthos. Deze methodiek is voorheen door de commissie voor de m.e.r. beoordeeld als inzichtelijk voor een CCS-project. Suggesties uit de adviezen van de commissie zijn in de aanpak van dit MER meegenomen.

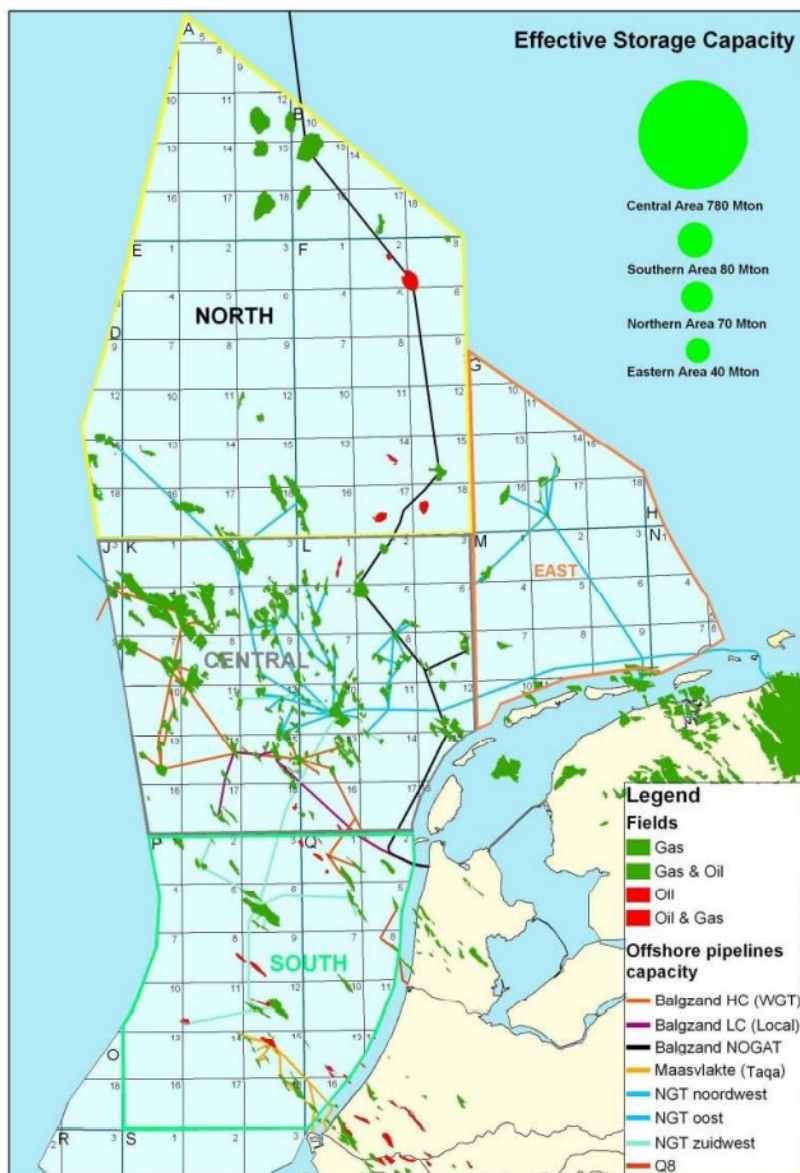
1.2.2 Locatieselectie

Voor het ontwerp van een CO₂ opslagproject zoals in het Aramis initiatief is het van belang dat een nauwkeurige selectie van de opslaglocatie plaatsvindt en dat hierbij de kennis uit eerdere onderzoeken en projecten mee wordt genomen. Hierna volgt een beschrijving van hoe tot de geselecteerde opslaglocaties is gekomen en welke kennis hierbij van toepassing is.

Locatiegeschiktheid

De Nederlandse ervaringen in de olie- en gasindustrie vormen een solide basis voor de uitvoering van CCS in de regio. Er is veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en er is een groot aantal uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. De grootste dichtheid aan beschikbare velden bevindt zich in het centrale deel van de Nederlandse offshore (zie figuur 1.2), ook wel de K- en L-blokken genoemd. Vanwege dit grote opslagpotentieel is de locatie van de Aramis infrastructuur een efficiënte en logische keuze.

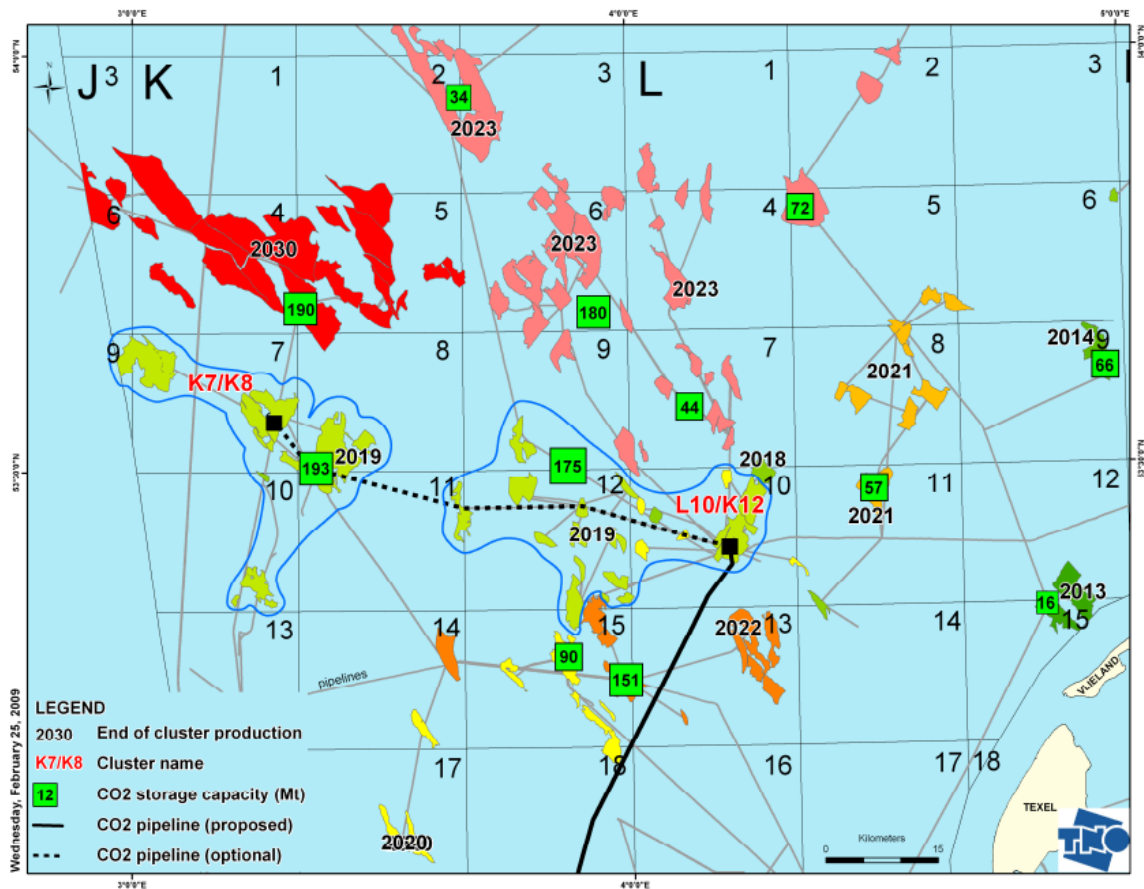
¹ AMESCO-project: Algemene Milieu Effecten Studie CO₂-opslag (2007)



Figuur 1.2: Overzicht van de aanwezige olie- en gasvelden in de Nederlandse offshore²

Dit opslagpotentieel is in detail uitgewerkt in figuur 1.3. Deze kaart geeft een indicatie van het CO₂-opslagpotentieel in lege gasvelden in de K- en L-blokken. Locaties met groot opslagpotentieel zijn hierin zichtbaar in bijvoorbeeld de blokken K6, L10/K12, K7/K8 en K15.

² Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009



Figuur 1.3: Indicatieve kaart van de theoretische CO₂-opslagcapaciteit in de K- en L-blokken³. De jaartallen van de productieafsluiting is variabel afhankelijk van de actuele gasvraag en energietransitie.

Daarbij komt dat er in Nederland een hoge dichtheid aan industriële clusters met een hoge CO₂ uitstoot is, die veelal dicht bij de kust liggen (figuur 1.4). De potentie voor CCS in Nederland is tevens gebleken uit meerdere studies^{4,5,6}. De hoge uitstoot maakt verduurzaming van de industrie tot prioriteit. Echter, een deel bestaat uit moeilijk te verduurzamen industrieën, waarvoor nog geen nieuwe, duurzamere oplossingen beschikbaar zijn. In rapporten van het Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) en het Internationale Energie Agentschap (IEA)⁷ is aangetoond dat voor het realiseren van de decarbonisatie doelen van deze industrieën de permanente opslag van CO₂ een noodzakelijke (tussen)oplossing is. De afvang en ondergrondse opslag van vrijkomende CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) uit deze industrieën beperkt de hoeveelheid broeikasgassen die in de atmosfeer terecht komt. Het is echter wel van belang dat de geleverde CO₂ aan de randvoorwaarden voor CCS voldoet. De grootschalige inzet van CCS is ook in het huidige regeerakkoord (2022) aangemerkt als belangrijke klimaatmaatregel.

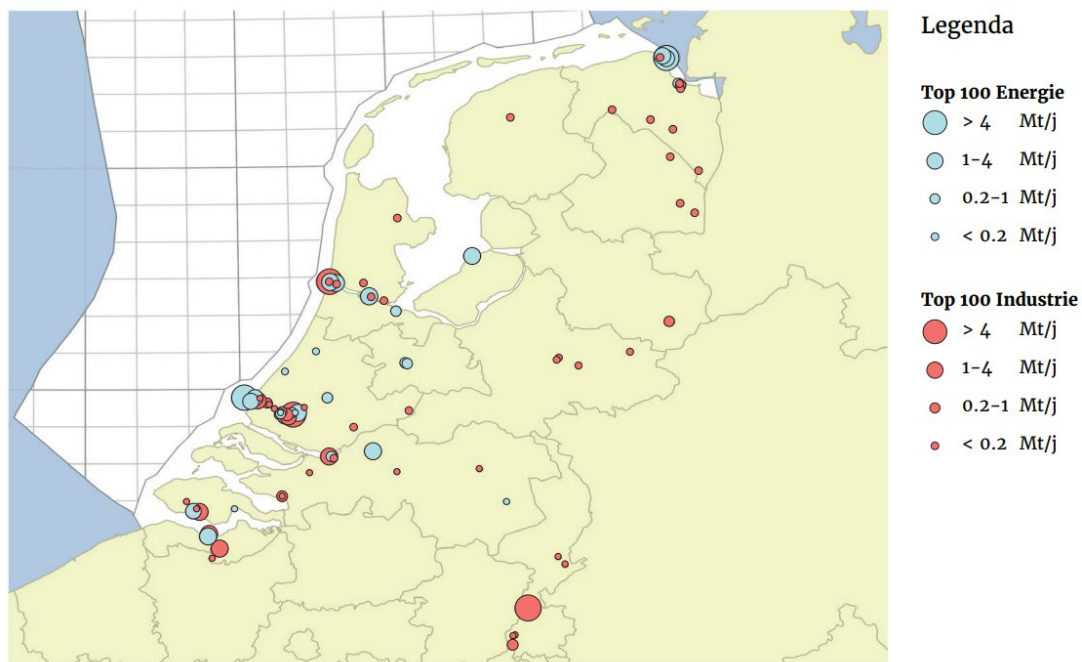
³ Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage, Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association, maart 2009

⁴ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

⁵ Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeent, maart 2018.

⁶ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

⁷ IPCC rapportage 2022, Mitigation of Climate Change



Figuur 1.4: ETS locaties met meer dan 0,1 Mton CO₂-uitstoot per jaar (blauw voor energie en rood voor industrie) ⁸

Selectiecriteria

In het Rijksbeleid is beschreven dat CO₂ opslag alleen plaats kan vinden onder zee en niet onder land. Daarom zijn verschillende locaties op zee in kaart gebracht die zouden kunnen worden gebruikt als opslaglocatie voor CO₂. In de voorfase van dit project zijn potentiële opslaglocaties geselecteerd op basis van vijf criteria:

- Gebruik, de voorkeur gaat uit naar een veld waarvan de opslagpartij al gebruiker is.
- Opslagcapaciteit, er moet voldoende capaciteit beschikbaar zijn zodat de CO₂ gedurende een periode van tientallen jaren onder een continue toevoer kan plaatsvinden.
- Beschikbaarheid, de velden moeten tijdig uitgeproduceerd en beschikbaar voor opslag zijn.
- Aantal en kwaliteit van verlaten putten in het veld, omdat de aanwezigheid van verlaten putten met lage integriteit het risico op lekkage vergroot.
- Reservoirkwaliteit, omdat het reservoirgesteente de juiste eigenschappen moet hebben voor opslag, zoals injectiviteit en permeabiliteit.

Met inachtneming van deze vijf criteria is TotalEnergies gekomen tot de selectie van de gasvelden in het L4 blok (zie figuur 1.5).

⁸ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, door EBN en Gasunie, november 2017



Figuur 1.5: Overzicht ligging veld voor CO₂-opslag

Informatie afkomstig uit eerdere onderzoeken en projecten

Informatie en kennis opgedaan bij eerdere onderzoeken en projecten zijn van waarde in het maken van afgewogen besluiten met betrekking tot CO₂-opslag, omdat de eerder geleerde lessen worden meegenomen in de realisatie van het nieuwe project. Vanuit de wetgeving heerst de verplichting de integriteit van de opslag te garanderen. Bij de recente CCS-projecten CCS ROAD en CCS Porthos is tevens duidelijk geworden dat dit onderwerp speciaal aandacht vraagt. De integriteit moet op de lange termijn gegarandeerd kunnen worden, en is sterk afhankelijk van de mogelijke thermische, mechanische of chemische effecten die optreden als gevolg van CO₂-injectie. Er is een methodiek ontwikkeld voor het in beeld brengen van risico's van lekkage en seismische activiteit. De kennis uit voorgaande projecten is ingebracht in het Aramis project.

Door de modellering van de druk en temperatuur in het ondergrondse reservoir en in de putten is het mogelijk om de stroming van het CO₂-gasmengsel van de injectieputten door het reservoir in kaart te brengen. Daarmee wordt een goed inzicht verkregen van de randvoorwaarden voor een veilige opslag van CO₂ in de Nederlandse ondergrond. Hiermee wordt de gewenste injectiestrategie vast- en waar nodig bijgesteld om zo de te verwachten processen goed te sturen en daarmee geassocieerde risico's te beperken.

Voor de vergunningaanvraag zijn de modelstudies gebruikt, conform afstemming met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en haar adviseur Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

1.3 Opbouw van dit deelrapport

Het doel van dit deelrapport is het duidelijk in kaart brengen van de gevolgen en risico's in zowel de diepe ondergrond en de biosfeer als gevolg van de CO₂-opslag. Dit wordt beschreven door middel van de volgende onderdelen:

- De relevante wet- en regelgeving die van toepassing is op projecten in de diepe ondergrond en specifiek CCS-projecten. Dit bevat zowel Nederlandse als internationale wet- en regelgeving (hoofdstuk 2);
- Ervaringen met CCS-projecten in binnen- en buitenland (hoofdstuk 3);
- Een gedetailleerde beschrijving van de ondergrond in het desbetreffende opslagvoorkomen. Dit bevat zowel de gesteenten als de ondergrondse structuren (hoofdstuk 4);
- Plannen, modellen en studies met betrekking tot de opslag van CO₂ in het opslagvoorkomen. Hiermee worden de risico's beschreven en infrastructuur gepland die moet worden aangepast of afgesloten voor de wijziging van gasproductie- naar opslagvoorkomen (hoofdstuk 5);
- Beschrijving van de risico's als gevolg van CO₂-opslag en hoe de monitoring van deze risico's plaatsvindt (hoofdstuk 6 en 7);
- Leemten in kennis en informatie in bovenstaande beschrijvingen (hoofdstuk 8).

1.4 Gehanteerde definities

Omdat er onderscheid wordt gemaakt tussen enkele veelvoorkomende definities in dit rapport, wordt hier uitgegaan van de definities die zijn vastgelegd in de Mijnbouwwet (artikel 1) en de CCS Richtlijn (artikel 3). Dit betreft de definities voor opslagvoorkomen en -complex en voor lekkage en migratie. Daarnaast wordt het onderscheid tussen risico en effect hieronder beschreven. Om de begrippen te verduidelijken worden de volgende definities gehanteerd:

- "lekkage": het weglekken van CO₂ uit het opslagcomplex.
- "migratie": de beweging van CO₂ binnen het opslagcomplex.
- "risico": de kans dat een potentieel gevaar resulteert in een daadwerkelijk incident en de ernst van het letsel of de schade die dit tot gevolg heeft (risico = kans * effect)
- "effect": een verandering, uitwerking, invloed op de omgeving als direct gevolg van een handeling of project.
- "opslagvoorkomen": een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag. Volgens de CCS Richtlijn bestaat het opslagvoorkomen uit de volgende drie onderdelen:
 - de geologische formatie waarin CO₂ wordt opgeslagen;
 - de injectieputten, van het puttenhoofd tot de onderkant van de put;
 - de injectiefaciliteit, deze is gelegen aan het oppervlak (een platform).
- "opslagcomplex": opslagvoorkomen voor CO₂, de putten en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan. (In de CCS Richtlijn is hieraan toegevoegd: dat wil zeggen omliggende opslagformaties die CO₂ kunnen gaan bevatten). Dit is een gevolg van migratie en heeft twee mogelijke oorzaken.
 1. Effecten van buiten de opslaglocatie, zoals CO₂-opslag of andere activiteiten noemen in omringende formaties.
 2. Effecten vanuit de opslaglocatie zelf, zoals bijvoorbeeld migratie.
- "opslaglocatie": een omschreven volumegebied binnen een geologische formatie, dat gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO₂ en bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten⁹. Het gedeelte van de opslaglocatie dat zich in de biosfeer bevindt, is daarnaast m.e.r.-plichtig.

⁹De Mijnbouwwet definieert opslagvoorkomen: een voorkomen dat gebruikt wordt voor opslag

2 Wet- en regelgeving voor ondergrondse opslag

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op zowel de Nederlandse als internationale wetgeving rondom CO₂-opslag. In Nederland is deze regelgeving vormgegeven in de Mijnbouwwet, op Europees niveau is dit middels de CCS Directive en op grotere schaal het OSPAR-verdrag.

2.1 Nederlandse wetgeving: Mijnbouwwet

In de Mijnbouwwet staat dat voor CO₂-opslag in de diepe ondergrond een opslagvergunning noodzakelijk is. Het bevoegd gezag voor de aanvraag van een opslagvergunning is de Minister van Economische Zaken en Klimaat.

Op grond van artikel 31c, sub 3 en 4, van de Mijnbouwwet, neemt de Minister binnen 10 maanden een besluit over de aanvraag. De besluittermijn kan met hoogstens 6 maanden worden verlengd. Van de beschikking van de vergunning wordt een mededeling gedaan in de Staatscourant.

Zes maanden voor de start van de operatie moet de gehele opslagvergunning worden goedgekeurd door het bevoegd gezag. De opslagvergunning bestaat o.a. uit vier separate plannen:

- Risicobeheersplan;
- Plan voor corrigerende maatregelen¹⁰;
- Voorlopig plan voor afsluiting;
- Monitoringsplan

Artikel 31b is onder meer relevant voor de aanvraag voor de opslagvergunning voor CO₂-opslag. Deze luidt als volgt:

Artikel 31b - Mijnbouwwet

Een aanvraag om een vergunning voor permanent opslaan van CO₂ omvat ten minste de volgende onderwerpen:

- a. het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied,
- b. een karakterisering van het opslagvoorkomen en het opslagcomplex en een beoordeling van de verwachte veiligheid van de opslag,
- c. de technische en financiële mogelijkheden van de aanvrager,
- d. de totale hoeveelheid CO₂ die zal worden opgeslagen,
- e. de toekomstige bronnen van CO₂ en transportmethoden,
- f. de samenstelling van de CO₂-stroom,
- g. de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO₂,
- h. de ligging van het voorkomen waar CO₂ zal worden opgeslagen,
- i. risicobeheer,
- j. monitoring,
- k. afsluiting,
- l. corrigerende maatregelen,
- m. bodembeweging, en
- n. een omschrijving van de financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening die gesteld zal worden en een bewijs dat deze rechtsgeldig en daadwerkelijk wordt gesteld voordat met de opslag van CO₂ wordt aangevangen.

¹⁰ *Corrigerende maatregelen treden in werking als de meetwaarden buiten de vooraf opgestelde bandbreedte komen. Dit in tegenstelling tot mitigerende maatregelen die vooraf worden genomen om te voorkomen dat een bepaald effect kan optreden of het effect te beperken.*

Na afronding van de CO₂-injectieperiode moet aan de condities worden voldaan die zijn beschreven in artikel 31j.

2.2 Europese regelgeving: CCS Directive

Sinds 2009 is binnen de Europese Unie het CCS Directive geïmplementeerd. Dit bevat regelgeving voor de toepassingen van CCS binnen de EU, en beschrijft bijvoorbeeld benodigde informatie voor de opslagvergunningaanvraag. De invulling en implementatie van deze regelgeving is op enkele punten door individuele landen zelf te bepalen. In Nederland is de CCS Directive opgenomen in de Mijnbouwwet, zoals eerder beschreven in paragraaf 2.1.

De ontwerpvergunningen voor CCS-projecten binnen de EU worden door de EU getoetst om zo consistentie te waarborgen. Hiervoor wordt een Engelstalige versie van de ontwerpvergunning opgestuurd door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Deze toetsing duurt vier maanden vanaf de beantwoording van verduidelijkende vragen.

2.3 Internationale regelgeving: OSPAR

Het OSPAR Verdrag is opgesteld met het doel bescherming te bieden aan het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan. De bescherming van het mariene milieu wordt gewaarborgd door middel van internationale samenwerking. De doelstellingen van het verdrag luiden als volgt:

- het voorkomen en beëindigen van de verontreiniging van het mariene milieu;
- het beschermen van het zeegebied tegen de nadelige effecten van menselijke activiteiten teneinde de gezondheid van de mens te beschermen en het mariene ecosysteem in stand te houden en, wanneer uitvoerbaar, aangetaste zeegebieden te herstellen.

Het streven is het verkrijgen van een "duurzaam beheer" van het gebied. Dit houdt in "een zodanig beheer van menselijke activiteiten dat het mariene ecosysteem het rechtmatig gebruik van de zee kan blijven dragen en kan blijven voorzien in de behoeften van de huidige en toekomstige generaties".

Om dit duurzame beheer te bereiken moeten enkele principes worden toegepast. Deze zijn:

- het voorzorgsbeginsel (neem preventieve maatregelen als er een redelijk vermoeden is dat er een nadelige impact op het milieu zal zijn);
- het beginsel de vervuiler betaalt;
- de beste beschikbare technieken, beste milieupraktijk en schone technologie aanwenden.

3 Ervaringen met CCS-projecten

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op eerdere ervaringen met CCS in Nederland en internationaal. Eerst wordt ingegaan op de beschikbare ervaringen in Nederland. Vervolgens wordt een overzicht gegeven van internationale CCS-projecten.

3.1 De toepassing van CCS in Nederland

Ondanks de kleine hoeveelheid daadwerkelijk opgeslagen CO₂, lijken de omstandigheden in Nederland heel geschikt voor CCS. Dankzij de olie- en gasindustrie is er veel kennis beschikbaar over de Nederlandse ondergrond en zijn er in het offshore gebied veel uitgeproduceerde gasvelden beschikbaar voor opslag. Daarnaast is er een hoge dichtheid aan industriële clusters waar veel CO₂ wordt geproduceerd, en die veelal dicht bij de kust liggen. Er zijn al meerdere verkennende studies^{11,12,13} uitgevoerd naar de haalbaarheid van CCS-toepassingen in Nederland, waaruit tevens de potentie voor CCS is gebleken. Onderstaand is een overzicht gegeven van eerdere projecten, die van nut zijn voor het Aramis initiatief.

3.1.1 AMESCO-project

Doel van het AMESCO-project (Algemene Milieu Effecten Studie voor CO₂ Opslag) is inzicht geven op de centrale vragen die beantwoord moeten worden in een MER voor een CO₂-opslagproject. Het project heeft geresulteerd in een generieke MER die is gepresenteerd in het AMESCO rapport in 2007 en is voorgelegd aan de commissie voor de m.e.r.. Mede door dit project is consensus ontstaan bij een groep van verschillende bevoegde gezagen en initiatiefnemers (zoals het Rijk, provincies en energiebedrijven). De methodiek die in het AMESCO rapport is voorgesteld bestaat uit twee onderdelen:

1. Overzicht van veranderingen in de ondergrond, met mogelijke doorwerking naar de biosfeer;
 - Chemische, mechanische en/of thermische veranderingen, inclusief mogelijke bodemstijging;
 - Beperking gebruik van het reservoir en beperking gebruik omliggende formaties.
2. Overzicht van mogelijke risico's voor de biosfeer als gevolg van lekkage:
 - Detecteren van verschillende migratie- en lekroutes;
 - Toepassing van de bow-tie analyse voor de beschreven mogelijke lekroutes.

3.1.2 CCS-Pilot K12-B

Sinds 2004 vond het eerste Nederlandse CO₂-injectie project plaats in het K12-B gasveld. Dit is tevens het eerste project wereldwijd waar gewonnen CO₂ terug geïnjecteerd wordt. Het gas dat uit dit veld werd geproduceerd, bevatte 13% CO₂ en was daarmee niet geschikt voor transport naar land. Initieel werd de CO₂ hier afgeblazen naar de atmosfeer, maar met behulp van de CRUST-subsidieregeling voor energiebesparing en -technieken, werd het CO₂ afgevangen en terug het reservoir ingeleid door middel van een compressorsysteem. Per jaar werd hier 0,12 Mton CO₂ geïnjecteerd onder beheer van het toenmalige Gaz de France (later GDF SUEZ en ENGIE).

¹¹ Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken, november 2017

¹² Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie, door CE Delft en De Gemeyn, maart 2018.

¹³ Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag, door Ministerie van Economische Zaken, juni 2021

3.1.3 CCS Barendrecht: MER

De AMESCO methodiek is na afronding van het project toegepast door Shell voor het CCS Barendrecht project. Dit zou een demonstratieproject voor CCS in een leeg geproduceerd gasveld zijn. Bij de projectlocatie zijn de CO₂ emissie-, afvang- en injectielocatie dicht bij elkaar en vond afvang van CO₂ al plaats (voor afnemers), wat het een geschikte CCS locatie maakte. Het MER voor CCS Barendrecht is in 2008 ingediend en ontving een positief advies van de commissie voor de m.e.r., Het project is uiteindelijk stopgezet omdat de steun vanuit betrokken ministeries werd teruggetrokken wegens weerstand vanuit de lokale bevolking.

3.1.4 ROAD P18: MER

Het ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject) is een CCS demonstratieproject. Het initiatief is in 2009 gestart door de bedrijven E.ON (tegenwoordig Uniper) en Electrabel (tegenwoordig Engie). Hierin werd samengewerkt op het transportonderdeel met GDF SUEZ (tegenwoordig Neptune Energy) en op het opslagonderdeel met TAQA. Voor de opslag werd gekozen voor het leeg geproduceerde gasveld P18-4, dat onder beheer is van TAQA. Dit veld is gelegen op 20 kilometer van de Nederlandse kustlijn.

Het ROAD demonstratieproject was initieel bedoeld om jaarlijks 1,1 Mton CO₂ op te slaan, en is ontworpen op uitbreiding van het transportnetwerk. De aan te leggen leiding was namelijk in staat 5 Mton per jaar te transporteren onder hoge druk.

Het MER ROAD is ingediend in juni 2011 en goedgekeurd door de commissie voor de m.e.r.. Dit MER is ondersteunend geweest in de verleende vergunningen, waarvan de afvang- en opslagvergunningen onherroepelijk zijn.

Na afronding van het MER en de vergunningaanvragen is gebleken dat het CCS ROAD project niet rendabel zou zijn als gevolg van de lage CO₂-prijzen. Hierna is gezocht naar een goedkopere uitvoering.

3.1.5 ROAD Q16-Maas

Het goedkopere alternatief voor het P18-4 opslagvoorkomen werd gevonden in het Q16-Maas veld. Dit is in beheer van Oranje-Nassau Energie B.V. (ONE). Gezien deze locatie slechts enkele kilometers van de kust gelegen is en het vanuit een landlocatie is aangeboord, zijn de transportkosten aanzienlijk lager.

Voor het Q16-Maas gasveld is het voornemen eerst de druk in het reservoir dusdanig te verlagen dat er CO₂-opslagcapaciteit ontstaat. Hiervoor wordt de productiecapaciteit initieel verhoogd door de boring van een tweede put. Zodra er voldoende opslagcapaciteit beschikbaar is, wordt één van de twee putten gewijzigd van productie- naar injectieput.

De bestemde CO₂ bron voor het ROAD project waren de emissies van bestaande kolencentrales uit Rotterdam. Echter zijn met het politieke besluit tot sluiting van de kolencentrales in 2030 de benodigde investeringen niet zinvol geacht en is het ROAD project gestopt. Het MER voor het ROAD Q16-Maas project is nooit voltooid.

3.1.6 CCS Porthos

Het CCS Porthos initiatief heeft het voornemen CO₂ transport te realiseren in de Rotterdamse haven naar een compressorlocatie, vanaf waar het 20 km offshore wordt getransporteerd naar een bestaand platform en wordt opgeslagen in de lege P18-gasvelden.

Voor CCS Porthos worden meerdere CO₂-leveranciers voorzien, die ruim 2 Mton CO₂ per jaar via de verzamelleiding in het havengebied aanleveren aan het compressorstation. De verzamelleiding heeft een grotere capaciteit, tot maximaal 10 Mton CO₂ per jaar. Bij het compressorstation wordt de druk verhoogd van circa 35 bar naar 80 tot 100 bar, voor transport naar het platform P18-A. Hier wordt gebruik gemaakt van aangepaste gasproductieputten, waarmee CO₂ in de velden P18-2, P18-4 en P18-6 wordt geïnjecteerd. De opslagcapaciteit in de P18-velden wordt geraamd op ongeveer 37 Mton, zodat CCS Porthos ruim 15 jaar operationeel kan zijn.

Voor het initiatief zijn de vergunningsaanvragen en het MER in 2020 ingediend. De benodigde vergunningen zijn inmiddels onherroepelijk verklaard.

3.2 Internationale ervaringen

Grofweg wordt CCS onderscheiden in vijf toepassingen:

- Ter stimulatie van olie- of gaswinning;
- CO₂-afvang direct bij de winlocatie voor fossiele brandstoffen (zoals bij K12-B);
- CO₂-afvang bij energiecentrales (zoals kolencentrales);
- CO₂-afvang bij de industrie d.m.v. CO₂-afvanginstallaties;
- Voor de productie van blauwe waterstof, waarbij CO₂ vrijkomt als bijproduct.

Het Global CCS Institute meldt in 2021 dat er al 27 CCS-projecten volledig operationeel zijn in een breed scala aan sectoren zoals de cement- en staalindustrie, waterstofproductie en afvang direct uit de lucht. Uit deze internationale projecten kan veel kennis worden opgedaan die nuttig is voor het Aramis initiatief. Er volgt onderstaand een beschrijving van enkele internationale projecten die relevante kennisbronnen zijn.

Gorgon CCS (Australië) – opslag in een aquifer onder land

Het Gorgon project vangt CO₂ af die vrijkomt bij het vloeibaar maken van aardgas in de Gorgon LNG plant. Sinds 2019 wordt de CO₂ hier afgevangen en getransporteerd, waarna opslag plaatsvindt in een aquifer op 2 kilometer diepte. Dit gebeurt onder Barrow Island door middel van 9 putten verdeeld over drie injectielocaties. Momenteel is het project nog aan het opschalen, maar wanneer het volledig operationeel is bedraagt de opslagcapaciteit 3,4 tot 4 Mton per jaar. Tot op heden (augustus 2019 tot juli 2022) is 6 Mton CO₂ geïnjecteerd, maar de uiteindelijke verwachting is dat ruim 100 Mton CO₂ opgeslagen wordt gedurende een injectieperiode van 40 jaar.

Quest CCS (Canada) – opslag in een aquifer onder land

Het Canadese Quest project slaat CO₂ uit een raffinage installatie op in een aquifer. De CO₂ bron is de Scotford Upgrader van Shell, waar oliën uit oliezanden geschikt worden gemaakt voor raffinage. Hier wordt CO₂ uit het proces afgevangen en over een afstand van 65 kilometer getransporteerd naar de opslaglocatie. Dit is een geologische formatie op ruim twee kilometer diepte. Het Quest CCS project heeft tot eind 2020 cumulatief 6 Mton CO₂ geïnjecteerd.

Sleipner (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het langstlopende opslagproject ter wereld vindt al sinds 1996 plaats in het Sleipner veld. Hier vindt aardgasproductie plaats met 9% CO₂ in het gas. Daarom wordt hier de CO₂ gescheiden van het aardgas door middel van aminen, waarna het wordt opgeslagen in een aquifer. Deze aquifer bestaat uit ruim 200 meter dikke zandstenen waarin naar verwachting de opslag van 600 Mton CO₂ plaats kan vinden.

Na ruim 25 jaar van opslag is gebleken uit seismische data dat geen lekkage plaatsvindt naar bovenliggende lagen.

In ontwikkeling: The Acorn Project (Schotland) – opslag in een leeg gasveld onder zee

Het Acorn Project heeft de ambitie CO₂ af te vangen bij de St Fergus gas terminal in Schotland. Bij deze terminal komt 35% van het gas uit het Verenigd Koninkrijk aan land en gedistribueerd via een divers stelsel van pijpleidingen. Het transport vindt plaats middels de Goldeneye pijpleiding en vervoert de CO₂ 100 km offshore naar de Acorn CO₂ storage site.

De initiële injectiecapaciteit van het project wordt ongeveer 0,8 Mton CO₂ per jaar, maar de totale transportcapaciteit van de Goldeneye pijpleiding is 5 Mton per jaar. Andere opslagvelden zouden daarmee aan kunnen sluiten op de Goldeneye pijpleiding.

De opslagcapaciteit van de Acorn CO₂ storage site is verwacht op 30 Mton CO₂. Opslag vindt plaats in zandsteen gesteente dat voorheen in gebruik is geweest als productieveld. Hiermee is de geschiktheid van de permeabiliteit, het dynamische gedrag van het reservoir en de integriteit van het afsluitende gesteente bewezen. Ook zijn de verlaten putten dusdanig goed afgesloten zodat het risico op lekkage klein is.

Ambitie van het project is om het gas dat bij de St Fergus terminal aanlandt, in de toekomst om te vormen naar waterstof. Deze waterstof wordt dan gemengd met aardgas en gezamenlijk wordt dit landinwaarts getransporteerd om zo de CO₂ emissies te verlagen. Dit begint met een mix van 2% waterstof en kan oplopen tot 20% waterstof

In ontwikkeling: Northern Lights (Noorwegen) – opslag in een aquifer onder zee

Het Noorse Northern Lights project is een open CO₂-transport en -opslag systeem waarbij bedrijven CO₂ aanleveren op de verzamelterminal, waar het op druk gebracht wordt en vanaf waar het 100 km door het Oslo fjord en verder offshore wordt gebracht en daar in een aquifer wordt opgeslagen. Het Northern Lights consortium bestaat uit Equinor, Shell en TotalEnergies.

Het doel voor het Northern Lights project is jaarlijks 1,5 Mton CO₂ op te slaan. Hiervan is 0,8 Mton gereserveerd voor de cementfabriek Norcem en voor de afvalenergiecentrale Fortum Oslo Varme. Ambitie is de opslagcapaciteit op te schalen wanneer de vraag vanuit Europa groeit.

3.3 Bevindingen uit Nederlandse en internationale projecten

De ervaringen uit Nederlandse en internationale CCS projecten hebben geleid tot waardevolle bevindingen over de ondergrondse opslag van CO₂. Deze bevindingen helpen het initiatief technisch gezien te optimaliseren, maar ook met milieurisico's en het betrekken van de lokale bevolking.

In de Nederlandse CCS projecten wordt gewerkt aan de opslag van CO₂ in lege gasvelden. Er zijn nog geen Nederlandse projecten operationeel, maar ook uit onvoltooide projecten zijn veel lessen geleerd over de aandachtspunten en mogelijke obstakels. Bij CCS Barendrecht betreft dit de zorgen en het actief betrekken van lokale bevolking en uit het ROAD project de kosteneffectiviteit en benodigde projectfinanciering. In het kader van het AMESCO project zijn uitgebreide studies uitgevoerd over de mogelijke milieueffecten als gevolg van de ondergrondse opslag van CO₂. Deze studies staan tot op heden aan de basis van Nederlandse CCS projecten.

Het Nederlandse CCS pilot project K12-B is het eerste project wereldwijd waar gewonnen CO₂ terug geïnjecteerd werd in het gasveld. In dit project werd de CO₂-injectie nauwkeurig gemonitord en zijn daarom waardevolle ervaringen opgedaan voor de injectiestrategie en uitdagingen bij de injectie van CO₂. Dit is bijvoorbeeld belangrijk voor de optredende faseovergangen en temperatuurverschillen.

De meeste internationale CCS-projecten werken met de opslag van CO₂ in aquifers. De opslag in aquifers verschilt aanzienlijk van de opslag in lege gasvelden, omdat het opslagvoorkomen in lege gasvelden sterker afgebakend is en verspreiding door aquifers ongecontroleerder verloopt. Ondanks dit verschil in opslaglocatie zijn er veel gelijkenissen in de projecten.

In het Gorgon CCS-project wordt seismiciteit geobserveerd als gevolg van de CO₂-injectie. De bevindingen uit dit project zijn daarom van belang voor andere CCS-projecten, omdat geïnduceerde seismiciteit te allen tijde vermeden wordt.

In het Sleipner veld vindt al bijna 30 jaar CO₂ injectie plaats op grote schaal. Ondanks dat dit opslag in een aquifer betreft, is de lange termijn ervaring van dit project waardevol. Uit seismische data is gebleken dat er gedurende deze opslagperiode geen lekkage plaats heeft gevonden bij dit project.

Ervaringen uit in werking zijnde CCS-projecten kunnen een waardevolle bijdrage leveren voor de realisatie van toekomstige projecten. Data met betrekking tot de werking van CO₂-injectieputten en hun integriteit kunnen bijvoorbeeld bijdragen aan het toekomstige putontwerp, en geologische data over thermisch scheurvorming en de reactivatie van breuken kunnen leiden tot een verfijnde injectiestrategie. Momenteel is nog maar weinig publieke data beschikbaar over de in werking zijnde CCS-projecten. Dit maakt dat de lessen die geleerd zijn uit andere CCS-projecten beperkt zijn. In de toekomst zouden de projectresultaten elders van grote waarde zijn voor de realisatie van nieuwe projecten.

4 Geologische opbouw en gaswinning gasveld L04-A

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de opbouw van de ondergrond, het reservoir en de productie die heeft plaatsgevonden uit het reservoir in de afgelopen decennia. Hierbij wordt de reservoirkennis beschreven die is opgedaan gedurende de periode van gaswinning.

Het veld L04-A vormt een geschikt reservoir voor de opslag van CO₂ door de geologische eigenschappen van het veld. Het veld is vrijwel leeg geproduceerd en heeft naar verwachting een goede injectiviteit en voldoende opslagcapaciteit voor de opslag van CO₂. Het gasveld is daarnaast goed afgesloten waardoor geen CO₂ kan ontsnappen naar buiten het opslagcomplex. De afsluiting van het veld wordt gevormd door (in de verticale richting) een afsluitend gesteente met afdichtende eigenschappen, en (in de laterale richting) breukzones die het afsluitende gesteente lateraal tegen het reservoir plaatst. Deze verticale en laterale afdichtingen maken CO₂-migratie buiten het opslagcomplex niet mogelijk.

Dit hoofdstuk beschrijft de opbouw van de ondergrond, de geologische lagen in de omgeving en hun eigenschappen die betrekking hebben op de opslag van CO₂. Er volgt een korte omschrijving van de winningsgeschiedenis en aanwezige infrastructuur.

4.1 Opbouw van de ondergrond

De opbouw van de ondergrond rondom het huidige gasveld omvat een petroleum systeem dat bestaat uit een brongesteente, de gasvoorkomens, en het afsluitende gesteente. Het brongesteente is het gesteente waar het gas wordt gevormd uit kolenlagen en waar de temperatuur en druk dusdanig hoog zijn dat methaangas gevormd wordt. Deze gasvoorkomens worden vastgehouden in (reservoir)gesteenten onder een afsluitend gesteente, waar de verticale migratie stremt. De opslag van CO₂ vindt plaats in het reservoirgesteente.

Brongesteente

Het aardgas in de L04-A velden is afkomstig uit de steenkoollagen van het Carboon. Door de complexiteit van de geologische geschiedenis in het gebied is het niet geheel bekend wanneer de condities van de koollagen juist waren voor de vorming van gas. Het gas bevindt zich niet in de steenkoollagen, maar het is gemigreerd naar de laag/lagen erboven (naar de zogenaamde reservoirstructuren). Het is niet bekend wanneer de migratie van het gas naar de reservoirstructuren heeft plaatsgevonden.

Reservoirgesteente

De zandsteenlagen van de Slochteren Formatie zijn door de geologische eigenschappen (met name porositeit en permeabiliteit) geschikte reservoirgesteenten die direct boven het brongesteente liggen, waardoor het gas via zandsteenlagen zich eenvoudig een weg kon vinden naar het reservoirgesteente. De Slochteren Formatie is de producerende formatie voor alle velden in het noordwestelijke deel van het Centraal Offshore Platform (COP). In het noorden van het COP, zoals in veld L04-A, omvat dit alleen het Onder-Slochteren reservoir. In het zuiden is ook het Boven-Slochteren reservoir aanwezig. De Slochteren zandlagen zijn in het zuiden dan ook dikker en verdunnen naar het noordelijk deel van het COP, waar ze uiteindelijk verdwijnen.

Afsluitend gesteente

De formaties boven op het reservoirgesteente in L04-A hebben beiden uitstekende afsluitende eigenschappen. Het is ondoorlaatbaar. Dit is bewezen door het feit dat deze gedurende miljoenen jaren het aardgas effectief ingesloten hebben. Het afsluitende gesteente direct boven het gasvoerende reservoir (de Slochteren Formatie) wordt gevormd door een dik pakket met voornamelijk kleistenen uit het Perm van de Silverpit Formatie. De gesteenten van deze formatie zijn 150 tot 300 m dik.

Boven op het afsluitende gesteente zorgt een 500 tot 1.100 m dik pakket van Perm evaporieten (steenzout en kalksteen/anhydriet), de Zechstein Formatie, voor aanvullende afsluiting.

Het gas in het reservoir wordt vastgehouden in zogeheten structurele "traps". Extensie van het gebied heeft geleid tot de vorming van een opeenvolging van horsten (hogen) en slenken (lagen) in de gesteenten onder de Zechstein Formatie.

Het gas, dat lichter is dan water, migreert naar de hogen waar het tegengehouden wordt door het afsluitende gesteente. Aan de zijkanen wordt het gas tegengehouden bij breuken, waarlangs de kleisteen en evaporieten van de afsluitende gesteenten (in het afschuivende blok) direct naast het reservoirgesteente (in het belendende blok) is verplaatst.

Overburden (bovenliggende lagen)

Boven de afsluitende gesteenten bevinden zich dikke kleipakketten die worden afgewisseld met zandsteen- en kalklagen. Dit zijn afzettingen uit het Trias, Krijt en Tertiair. Het geheel van afzettingen boven de reservoirs wordt ook wel aangeduid als de overburden.

In hoofdstukken 4.2 en 5.1 wordt nader ingegaan op deze bovenliggende lagen en de mate waarin hiermee migratie of lekkage van CO₂ uit de reservoirs wordt voorkomen.

Toetsing ondiepe gasvoorkomens

De diepe ondergrond is in beeld gebracht aan de hand van 3D seismische profielen. Deze kunnen aanwijzingen geven dat er gas aanwezig is in gesteentelagen. Vooral accumulaties van gas boven het Zechstein zout kunnen over het algemeen waargenomen worden. Hierbij geldt als grove vuistregel, hoe ondieper het gas, hoe beter het gedetecteerd kan worden met seismiek. Accumulaties van gas in de ondiepere ondergrond leiden tot een sterk seismisch signaal ten opzichte van het signaal op dezelfde dieptes waar geen gas zit. Migratie van gas leidt in de seismiek tot verstoringen in de seismische reacties. Dergelijke aanwijzingen worden ook wel anomalieën genoemd. Op veel plaatsen in Nederland, zowel op land als onder de zeebodem, worden anomalieën in ondiepe gesteentelagen aangetroffen. Dit kan wijzen op gas, indien aanwezig, dat gevormd kan zijn door bacteriën (moerasgas is hiervan een voorbeeld). Maar het gas kan ook afkomstig zijn uit de dieper gelegen lagen en dat naar boven is gemigreerd.

De seismiek over L04-A opslagcomplex laat geen anomalieën zien in het Perm reservoir Dit is bevestigd door de boringen, waarbij nergens gas is aangetroffen in ondiepere lagen. De afwezigheid van anomalieën die duiden op gasvoorkomens boven het reservoirgesteente toont aan hoe afsluitend de afsluitende gesteenten zijn. Deze afwezigheid in combinatie met het grote aantal velden in reservoirs gelegen onder de Silverpit en Zechstein Formaties, toont aan dat geen significante gasmigratie door de afsluitende gesteenten heeft plaatsgevonden, dus dat de afsluitende eigenschappen geschikt zijn voor de opslag van gassen in het onderliggende reservoir.

4.2 Geologische opbouw

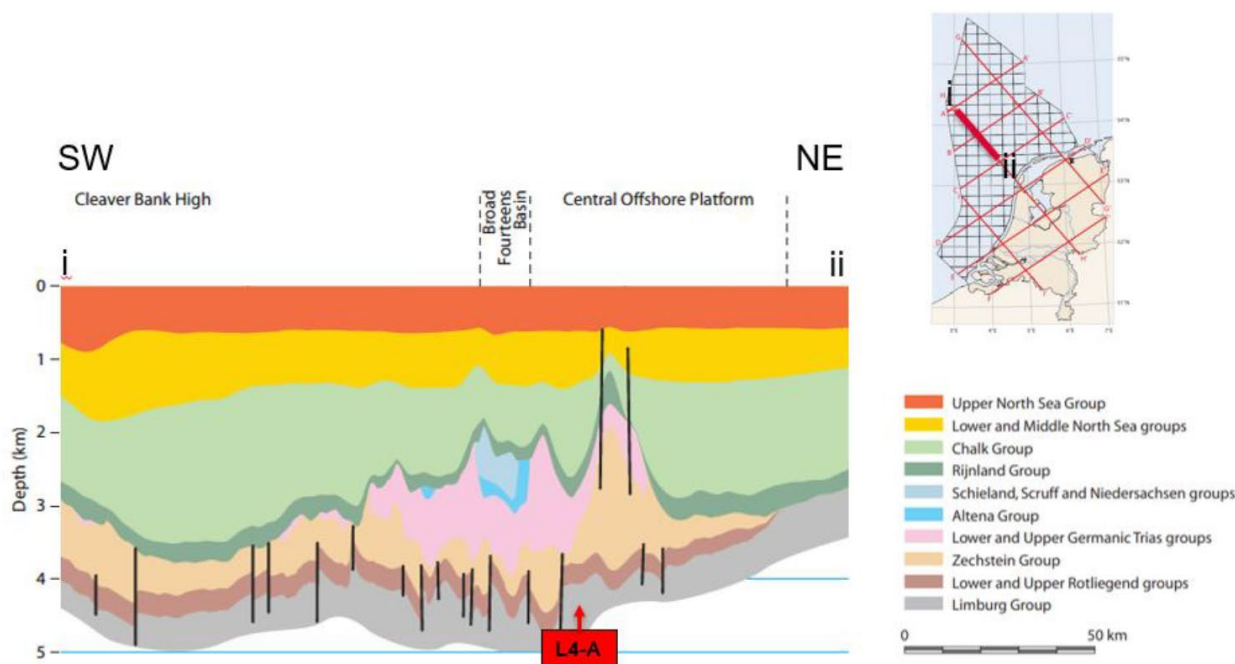
Afbeelding 4.1 geeft een Noordoost-Zuidwest geologische doorsnede weer van de structuren in de ondergrond en de grove locatie van L04-A. De voornaamste structuren in dit gebied worden gevormd door breuken ter hoogte van het Rotliegend reservoir (donkerbruin), zoutdiapieren van de Zechstein groep (in beige) en het slechts lokale voorkomen van de Schieland, Altena en Trias groepen (in blauw en roze).

De L4-reservoirs bevinden zich in een regio die geologisch wordt aangeduid als het Centrale Offshore Platform. De bodemopbouw (lithostratigrafie) van het Centrale Offshore Platform ter hoogte van de L4-reservoirs is weergegeven in tabel 4.1. De opeenvolging van lagen wordt onderverdeeld op hun ouderdom, met de jongste-ondiepste lagen als eerste en de oudste-diepte lagen als laatste.

Het L04-A reservoir bevindt zich op ongeveer 3.800 meter diepte, in geologische formaties die deel uitmaken van de Boven-Rotliegend Groep (de bruine laag in figuur 4.1). Dit is een lithostratigrafische eenheid die is afgezet in het Zuidelijke Perm Bekken zo'n 280 miljoen jaar geleden. De formatie van het reservoir is het Onder-Slochteren Laagpakket. De gesteente-eigenschappen van dit laagpakket maken het geschikt voor het vasthouden van gassen, wat ook is gebleken uit de miljoenen jaren van opslag van aardgas in het veld.

Boven het reservoirgesteente bevinden zich de Silverpit Formatie (deel van de Rotliegend Groep) en de Zechstein Groep (lichtbruin in figuur 4.1). Deze gesteenten bestaan uit evaporieten (voornamelijk steenzout) en schalies van 700 tot wel 1700 meter dikte, en daardoor zijn het afsluitende gesteenten. Dit betekent dat het gas in het reservoirgesteente hieronder vast wordt gehouden. Deze afsluitende eigenschappen zorgen, samen met de laterale afsluiting (door middel van breuken), voor een integere afsluiting van het reservoir. Daarmee wordt gas vastgehouden in het reservoirgesteente.

Dit overzicht is gebaseerd op informatie van het Nederlands Olie- en Gasportaal¹⁴, waarin de geologische opbouw in Nederland en de Nederlandse offshore gebieden in detail is uitgewerkt. De uitgebreide beschikbaarheid van publieke informatie over de Nederlandse ondergrond is afkomstig uit de olie- en gasector en van groot belang voor de realisatie van andere projecten in de diepe ondergrond, zoals de opslag van CO₂.



Figuur 4.1: Doorsnede van de structuren in de ondergrond rond het L4 veld. De locatie van deze doorsnede is weergegeven in de kaart rechtsboven. Bron: Duin et al., 2006¹⁵

¹⁴ TNO & Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). (n.d.). Nederlandse Olie- en Gasportaal. NLOG. Retrieved July 5, 2022, from <https://www.nlog.nl/>

¹⁵ Duin, E. J. T., Doornenbal, J. C., Rijkers, R. H. B., Verbeek, J. W., Wong, Th. E. Subsurface structure of the Netherlands – results of recent onshore and offshore mapping 2006, *Netherlands J. Geosciences*, 85(4), 245–276.

Tabel 4.1. Beknopt overzicht van de ondergrondopbouw van L04-A.

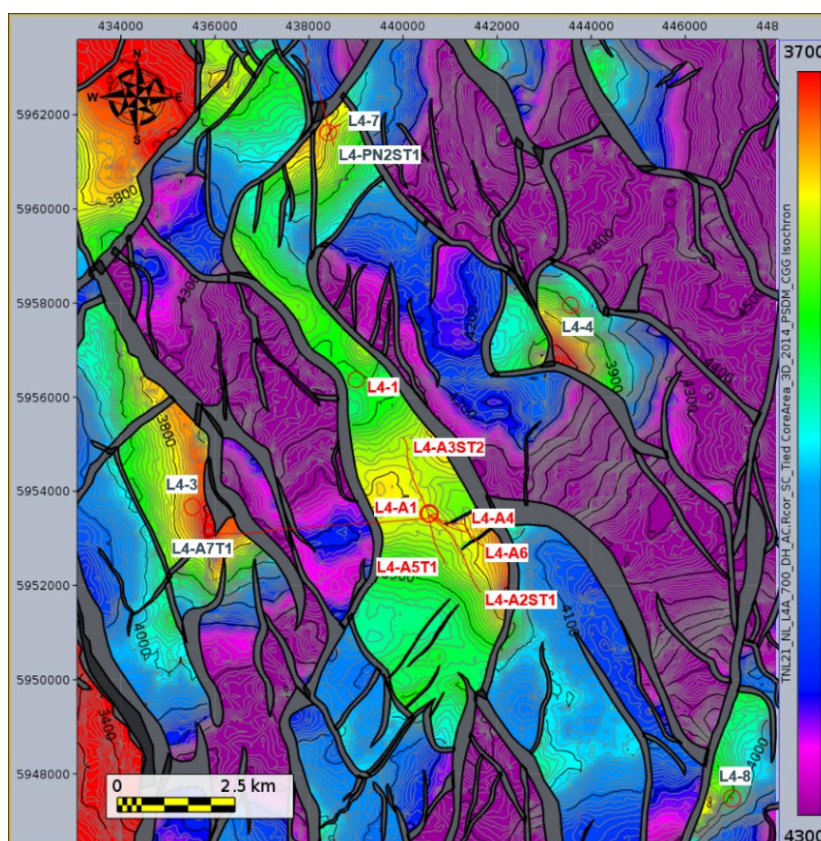
Tijdperk	Onderkant	Bovenkant	Gemiddelde dikte	Beschrijving
Tertiair	1.500 – 1.600 m	-30 m onder zeeniveau	1.500 – 1.600 m	Het Tertiair bestaat uit zanden en kleien van de <i>Noordzee Supergroep</i> . De Onder en Midden Noordzee Groepen bevatten voornamelijk kleien die zijn afgezet in een marien milieu. De Boven Noordzee Groep bevat zanden die zijn afgezet in een ondiep marien milieu.
Krijt	2.350 – 3.200 m	1.500 – 1.600 m	600 – 1.700 m	Het Krijt bestaat uit een viertal formaties: <i>Vlieland Kleisteen</i> , <i>Formatie van Holland</i> en <i>Formatie van Texel</i> . De formaties bestaan voornamelijk uit klei of kleisteen met opwaarts een toenemende hoeveelheid mergelige kalkstenen met plaatselijk enkele mergel inschakelingen.
Trias	2.400 – 2.700 m	2.200 – 2.500 m	200 m	Het Trias bevindt zich boven de L4 gasreservoirs en bestaat hier uit de <i>Onder-Bontzandsteen Formatie</i> , een zandsteenlaag die elders in gebruik is als gasreservoir.
Perm	3.800 – 4.300	2.600 – 3.100 m	700 – 1.700 m	In het Perm zijn twee formaties met geschikte afdekkende eigenschappen. De bovenste afdekkende laag is de <i>Zechstein Groep</i> , bestaande uit een opeenvolging van evaporieten van 500 – 1.100 m dik, waarbij de dikste voorkomens ontstaan zijn door zogeheten zout diapieren. De onderste afdekkende laag is de <i>Silverpit Formatie</i> , die bestaat uit schalies en een dikte heeft van 150 – 300 m. De afsluitende eigenschappen en dikte van het afsluitende gesteente zorgen ervoor dat gassen niet in de verticale richting kunnen ontsnappen uit het reservoirgesteente. Het volgende pakket bestaat overwegend uit zandsteen van het Onder-Slochteren Laagpakket. Dit gesteente heeft een dikte van 80 – 100 m in de L4-reservoirs en is aanzienlijk dikker ten zuiden van de L4-reservoirs. Deze formatie bestaat voornamelijk uit zandstenen met goede poreuze en permeabele eigenschappen, wat het een geschikt gesteente maakt om gas vast te houden.
Carboon	n.a.	3.800 – 4.300 m	n.a.	De top van het Carboon werd aangetroffen op een diepte van 3.800 – 4.300 m.

4.3 Aanwezige breukzones

Het relevante gasreservoir is deel van een horsten en slenken systeem en wordt gescheiden van omliggende reservoirs door breuken. Een dergelijk systeem ontstaat wanneer bij de extensie van het gesteente een opeenvolging van belendende, hoge blokken (horsten) en afschuivende, lage blokken (slenken) ontstaat. Aan de hand van lokale seismiek en boringen is een goed beeld verkregen van de ligging en de aard de aanwezige breuken.

Het al dan niet afdichtende karakter van deze randbreuken kan inzichtelijk gemaakt worden door het vergelijken van drukmetingen in het reservoir gedurende gasproductie. Deze metingen kunnen later worden geëxtrapoleerd naar de situatie waarin CO₂ wordt geïnjecteerd.

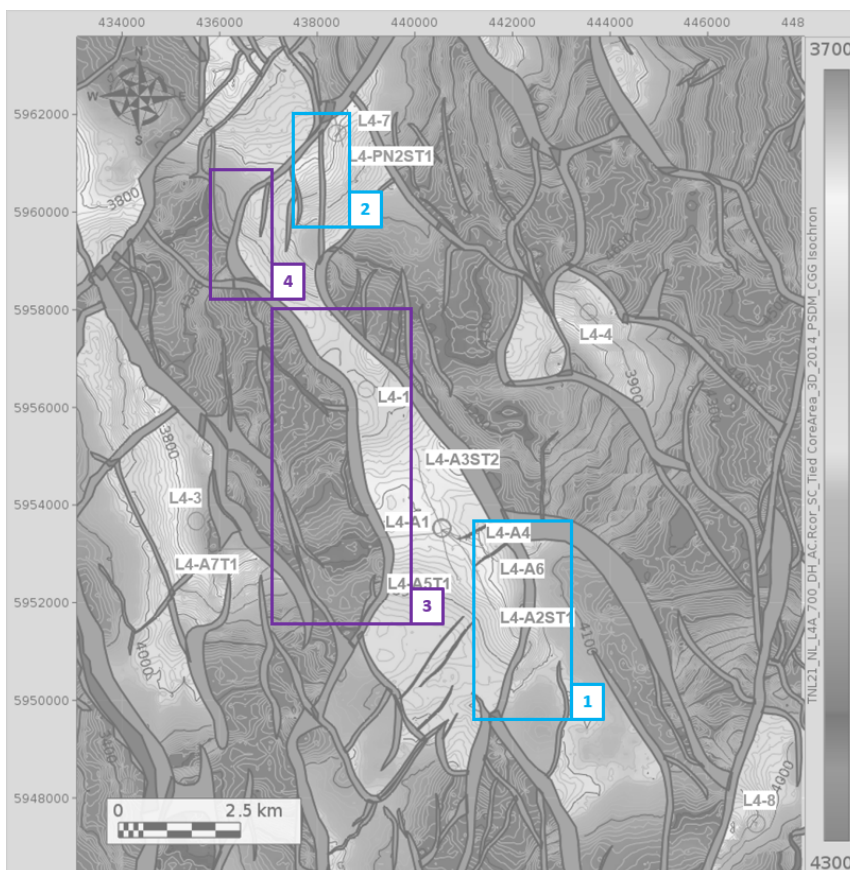
Het opslagcomplex van L04-A wordt begrensd door normale (afschuivings)breuken en wordt hierdoor gescheiden van de naastgelegen zones. Hierdoor ligt het L04-A Onder-Slochteren reservoir over het algemeen tegen deklagen van de Zechstein of Silverpit Formatie in het slenkblok aan. Dit vormt zo de zijdelingse/laterale afsluiting van het veld en het CO₂ opslagcomplex. Om dit goed in beeld te brengen is de diepte van de Hercynische Discordantie weergegeven in figuur 4.2. Dit vormt de basis van het opslagreservoir L04-A. In deze figuur is duidelijk zichtbaar hoe het opslagcomplex L04-A ondieper gelegen is dan de omliggende gesteenten.



Figuur 4.2: Putlocaties weergegeven op de Hercynische Discordantie (HD) dieptekaart (in meters). De HD representeert de basis van het opslagreservoir.

Onder de normale breuken worden vier afwijkende breukzones gedefinieerd, die zijn aangegeven in afbeelding 4.3. Deze breukzones vormen een potentieel lekkagerisico als gedurende de CO₂ injectie de druk in het reservoir weer gaat toenemen.

Dit omdat er ofwel zones in de breuk zijn waar Slochteren zandsteen aan weerszijde van de breuk met elkaar in contact staat (breukzones in blauw) of omdat breuken mogelijk naar boven doorlopen door de deklagen in de overburden (in paars). In 4.3.1. en 4.3.2 wordt onderbouwd dat dergelijke risico's zeer laag zijn.



Afbeelding 4.3: Hercynische Discordantie (HD) dieptekaart (in meters) met belangrijke breukzones in blauw en paars

4.3.1 Mogelijke communicatie langs de randbreuken

Over het algemeen hebben de normale breuken een dusdanige verplaatsing teweeggebracht dat ze het reservoir afsluiten doordat het reservoirgesteente in het belendende blok grenst aan de afsluitende gesteenten in het slenk blok dat ernaast ligt. Er zijn echter twee plaatsen waar Onder-Slochteren van het veld L04-A via een breuk tegen een Onder-Slochteren Formatie buiten het L04-A veld ligt.

Breuk ten zuidoosten van L04-A

Deze breukzone (zie zone 1 in figuur 4.3) plaatst lokaal Onder-Slochteren van L04-A tegen Onder-Slochteren van het aanliggende blok. Deze breuk wordt beschouwd als een normale breuk die naderhand omgedraaid is. "History matching" heeft aangetoond dat deze breuk afsluitend is. De grote hoeveelheid klei meer als gevolg van deze inverse verplaatsing heeft mogelijk geleid tot de afsluitende eigenschappen van de breuk.

Breuk tussen L04-A en L4-I

Deze breukzone (zone 2 in figuur 4.3) plaatst lokaal Onder-Slochteren van L04-A tegen Onder-Slochteren van gasveld L4-I. L4-I is een gasveld ten noordwesten van L04-A en ligt in hetzelfde reservoirgesteente. Het is dan ook zichtbaar dat beide reservoirs rond dezelfde diepte liggen (de kleur groen in figuur 4.2).

Omdat deze twee reservoirs slechts door een breuk gescheiden worden, is de potentiële connectie tussen de twee beoordeeld door middel van drukdata en productiehistorie. Op geologische tijdschaal is niet uit te sluiten dat CO₂ naar het L4-I blok migreert, vandaar dat L4-I onderdeel uitmaakt van het opslagcomplex. De verschillen in drukregime tonen aan dat de reservoirs L04-A en L4-I niet met elkaar in dynamische verbinding staan.

4.3.2 Breuken in deklagen en overburden

Wanneer breuken of scheuren doorlopen in de deklagen of zelfs in de overburden, vormen deze een risico voor lekkage uit het reservoir. Rond L04-A zijn twee plekken geïdentificeerd waar breuken naar boven toe doorlopen.

Westelijke breukzone van L04-A

Bij de westelijke grensbreuk van het L04-A reservoir (zone 3 in figuur 4.3) is de dikte van de Zechstein Formatie minder dan 20 m, maar ligt hierop direct een 200m dikke kleisteen laag van de Onder Bontzandsteen Formatie. Deze fungeert als een extra afdichtende laag. De randbreuk, die naar boven toe eindigt aan de basis van deze kleisteenlaag, is daardoor nog steeds goed afgedicht.

Noord-Zuid breukzone ten noorden van L04-A

Deze breukzone (zone 4 in figuur 4.3) is gelegen in een locatie waar de Zechstein Formatie minder dan 20 m dik is. Hierdoor is mogelijkwerwijs een verbinding ontstaan met de kleisteen uit de Onder Bontzandsteen Formatie. Hierboven is nog een vierde afdichtende laag aanwezig in de vorm van de kleisteen van de Vlieland Formatie. Deze combinatie maakt dat er geen aantoonbare lekkage langs deze breuk is opgetreden.

4.3.3 Actieve breuken tijdens gaswinning

De productie van gas en de daarmee geïnduceerde drukverlaging in het reservoir kan leiden tot de reactivatie van bestaande breuken. De kleine breukbewegingen die hierbij plaats vinden, kunnen resulteren in aardschokken. Deze aardschokken worden in Nederland geregistreerd door het KNMI.

Er zijn slechts enkele aardbevingen waargenomen door het KNMI in het Nederlandse offshore gebied. De seismische meetstations van het KNMI kunnen trillingen meten met een magnitude groter dan 2 op de schaal van Richter ¹⁶. Daarom is het mogelijk dat lichte aardbevingen in het Nederlandse offshore gebied onopgemerkt zijn gebleven. L04-A valt voor zeer lichte bevingen buiten het huidige meetgebied van de seismische stations van het KNMI. Het KNMI heeft het voornemen een offshore meetstation te plaatsen waardoor L04-A binnen het seismische meetgebied zal vallen.

Tijdens de gasproductiefase zijn in L04-A geen seismische events waargenomen en deze observatie is consistent met de resultaten van de geomechanische modellen die geen breuk-activatie/seismiciteit als gevolg van gasproductie uit het veld en compactie (inklinken) voorspellen. Deze modellen laten zien dat tijdens de CO₂-injectie fase wel een mogelijke toename van afschuifspanning ("shear strains") langs breuken kan plaats vinden. Er wordt ook rekening gehouden met een catastrofaal scenario met een significante breuk activatielengte, wat een maximale magnitude van 3,6 op zou kunnen leveren. Onder de operationele condities voor CO₂ is het zeer onaannemelijk dat deze breukactivatie wordt bereikt. Een geïnduceerd seismisch event met een maximum magnitude van 3,6 wordt niet geacht schade toe te brengen aan het afsluitende gesteente of de pijpleidingen en installaties ¹⁷ en in het verlengde daarvan

¹⁶ Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (z.d.). *Seismische meetstations. KNMI. Geraadpleegd op 26 juli 2022, van <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>*

¹⁷ *In regio's met sterke natuurlijke aardbevingen is waargenomen dat offshore constructies werden beschadigd door aardbevingen met een magnitude van meer dan 5 of 6 op de schaal van Richter of een PGA (Peak Ground Acceleration) van meer dan 30% g In*

is de kans op milieuschade onwaarschijnlijk geacht en is het restrisico laag. Echter, gezien het belang van deze potentiële gebeurtenis is er een risico analyse op basis van een vlinderdasmodel

4.4 Aanwezige infrastructuur

Een duidelijke terminologie is van belang in de rapportage. Daarom wordt in deze rapportage bij verwijzing gebruik gemaakt van een gestandaardiseerde codering¹⁸, zoals weergegeven in tabel 4.2. Voor de opsporing en winning van delfstoffen is het Nederlands Continentaal Plat (NCP) op de Noordzee opgedeeld in blokken (zoals weergegeven in figuur 1.2). Voor deze (deel-)blokken kunnen winningsvergunningen worden verleend, voor delfstoffen zoals aardolie en aardgas. De vergunningen voor het L04-A veld heten L4a en L4b.

In onderstaande tabel is expliciet weergegeven welke namen in dit MER zijn gebruikt en waar deze namen naar verwijzen. Ook wordt in deze tabel weergegeven wanneer de putten zijn geboord en wat hun huidige status is.

De voorgenomen opslaglocatie voor TotalEnergies voor het Aramis-project is gelegen in het L4 blok op de Noordzee (zie figuur 1.3). In dit blok vindt de beoogde CO₂-opslag plaats in het L04-A gasveld.

In het gasveld zijn putten geboord waarvoor geldt dat alle putten met A in de naam productieputten zijn die zijn geboord vanaf het L04-A platform. Het nummer achter de A is een volgorde nummer dat verwijst naar de putten, eerst A1, daarna A2, daarna A3 etc. Voor de putten L4-01, L4-02, L4-06 en L4-07 geldt dat dit exploratie- en evaluatieputten zijn waarmee het L04-A veld en andere velden/structuren in de omgeving in kaart zijn gebracht.

Tabel 4.2. Overzicht van terminologie en codering van het blok, veld, de vergunningen en de putten

Onderdeel	Naam in dit MER	Toelichting
Blok	L4	Verwijst naar het L4 blok op de Noordzee
Veld	L04-A	Verwijst naar het L04-A gasveld en de beoogde CO ₂ opslag
Platform	L4-A	Verwijst naar het L4-A platform vanaf waar de putten zijn geboord
Winningsvergunningen	L4a	Vergunninghouders TotalEnergies en Vermilion Energy
	L4b	Vergunninghouders TotalEnergies en Vermilion Energy
Putten	L4-01	Verlaten put
	L04-A-01 (voorheen L4-02)	Productieput
	L04-A-02	Verlaten put
	L04-A-03	Waterinjectieput
	L04-A-04	Productieput
	L04-A-05	Productieput
	L04-A-06	Productieput
	L04-A-07	Productieput

de ISO/API-normen voor offshore constructies worden aanduidingen gebruikt op basis van historische seismiciteit, waarbij Regio 1 (de classificatie voor het Noordzeegebied) een aardbevingsactiviteit heeft met een PGA van minder dan 10% g. (bron: Porthos, P18-2 CO₂ opslag vergunning, 2021)

¹⁸ Er worden verschillende coderingen toegepast in de onderliggende rapporten en bij de centrale database NLOG.

4.5 Putten en gasproductie

De acht putten in het L04-A veld zijn geboord over een tijdspanne van ruim 20 jaar. Hieronder volgt een beschrijving van de status van de putten en de gasproductie die uit deze putten heeft plaatsgevonden.

4.5.1 Status van de putten

Het L04-A gasveld is ontdekt met de put L4-01, welke is geboord in 1974. Vervolgens werd de evaluatieput L4-02 (nu L04-A1) geboord op de top van het veld, waar het productieplatform zou komen. Deze put is vervolgens aan het platform teruggekoppeld als de L04-A1 productieput. In de jaren erna zijn vanaf het L4-A platform nog vijf productieputten geboord ten behoeve van de productiecapaciteit.

De exploratieput L04-01 is verlaten na voltooiing van de werkzaamheden. De put L04-A2 is gedeeltelijk geabandonneerd omdat een ongewenst obstakel in de put vast is komen te zitten en er niet uit gehaald kon worden. Het onderste gedeelte van L04-A02 is geabandonneerd. Vanaf het bovenste gedeelte is een sidetrack geboord, L04-A-07, die van het naastgelegen L04-D gasveld produceert. Het L04-D gasveld ligt buiten het toekomstige L04-A CO₂ opslagcomplex.

Tabel 4.3. Overzicht van naamgeving, jaar van de boring en status van de putten op het L4-A platform

Naam put	Jaar boring	Status put
L04-01	1974	Verlaten
L04-A-01 (voorheen L4-02)	1979	Productie
L04-A-02	1981	Verlaten
L04-A-03	1981-1982	Waterinjectieput
L04-A-04	1984	Productie
L04-A-05	1986	Productieput
L04-A-06	1986	Productie
L04-A-07	2012	Productie (slot recovery van L04-A02)

4.5.2 Gasproductie

Het opslagcomplex bestaat uit een aaneengesloten compartiment. Het vrije waterniveau ("FWL" = free water level) in het L04-A reservoir is bepaald aan de hand van de L04-01 put en deze ligt naar schatting op 3895 m.

Sinds de aanvang van productie uit L04-A is de druk gemeten in het reservoir. Deze data tonen een lineaire trend tot 2008, wat betekent dat het reservoir een voornamelijk homogeen productiemechanisme heeft. Vanaf 2008 is er een lichte afwijking van die trend geconstateerd. Deze geeft aan dat er een vertraging is in de drukcommunicatie tussen de centrale en het noordelijke deel van het veld. Daardoor stroomt het gas vanuit het noordelijke deel van het veld met enige vertraging naar de productieputten in het centrale deel van het veld. Dit kan een effect zijn van de afstand al dan niet in combinatie met variaties in de reservoirkwaliteit.

De initiële druk in het reservoir, op ongeveer 3.800 meter diepte, was 448 bar. Door gasproductie is de druk in het reservoir afgenomen, en naar verwachting bedraagt deze bij aanvang van de CO₂-injectie nog 20 bar.

Winningsgeschiedenis

De jaarlijkse gasproductie van L04-A is te zien in de grafiek van figuur 4.4. Op 1-1-2022 was de totale productie 18,3 miljard standaard m³. Hiermee is meer dan 95% van het aanwezige gas in het reservoir gewonnen.

Productie van veld L04-A begon in 1983 met drie gasproductieputten. In de drie daaropvolgende jaren zijn er drie gas producerende putten bijgeboord, waarna de productie ging dalen (zie figuur 4.4). Het productiemechanisme was primaire depletie, enkel geholpen door toenemende compressieniveaus op het platform. Er is in deze periode geen productie van formatiewater waargenomen, enkel condenswater.

Door de inzet van een stimuleringscampagne in 1996/1997 is de productiviteit enigszins verbeterd. Sindsdien is met de inzet van zuigdrukverlagingen en de plaatsing van een boostercompressor gepoogd productie op te voeren.

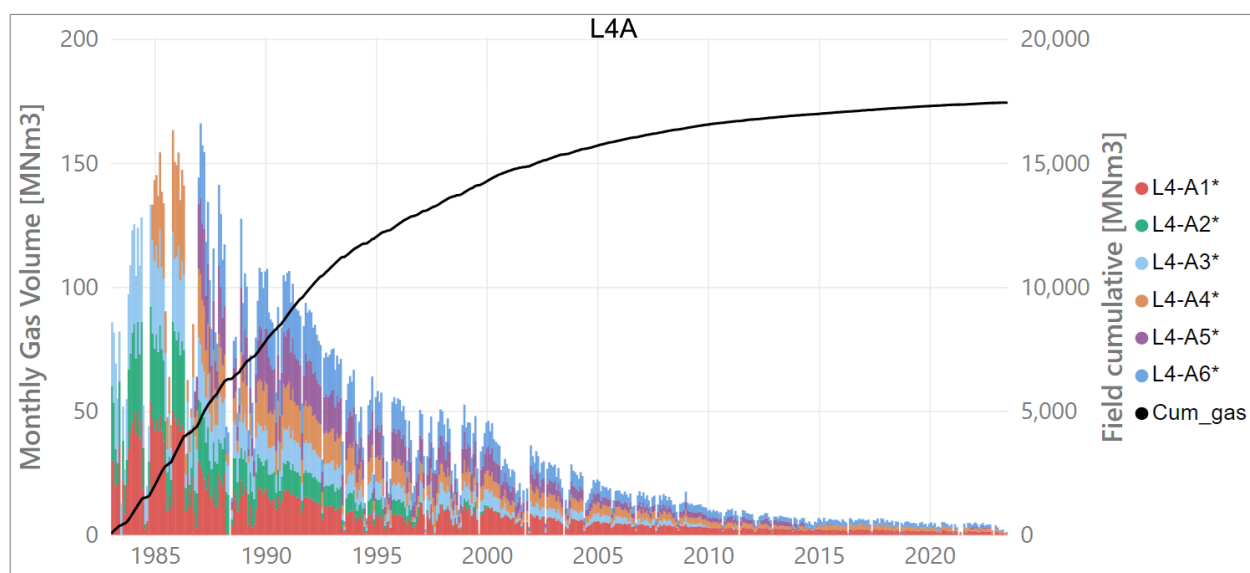


Fig. 4.4: Historische productie uit reservoir L04-A.

4.6 Toekomstige ontwikkelingen

Voor de MER-toetsing van het Aramis initiatief is het van belang de toekomstige ontwikkelingen nauwkeurig in beeld te brengen. Deze ontwikkelingen zijn van belang tijdens de aanleg en operationele fase van het initiatief.

Ondergrondse ontwikkelingen

De voornaamste verandering in de diepe ondergrond van het L04-A opslagcomplex is het stopzetten van de gaswinning. Dit heeft tot gevolg dat de bestaande putten niet meer worden ingezet voor productie, nieuwe injectieputten worden geboord en oude putten worden geabandonneerd. Omdat de druk met CO₂-injectie toeneemt, is het van toenemend belang de integriteit van de nieuwe en bestaande putten te waarborgen en dat deze voldoen aan de nieuwe omstandigheden. In geval van hergebruik van bestaande putten worden deze gesidetrackt en voorzien van nieuwe materialen die gecertificeerd worden voor CO₂ injectie. Het ongebruikte deel van de putten dat de caprock penitreert wordt met een cementplug afgesloten. Nieuwe injectieputten worden volledig volgens de CO₂ injectiestandaard ontworpen.

De aanpassing van het platform, de putten en de aanleg van nieuwe CO₂ verbindingsleidingen (spurlines) zijn onderdeel van het Aramis initiatief.

Bovengrondse ontwikkelingen

Bij de projectontwikkeling is rekening gehouden met de overige ontwikkelingen op de Noordzee. Dit heeft voornamelijk te maken met de keuzes voor platforms en leidingtracés. Voor de diepe ondergrond dient rekening gehouden te worden met de mogelijkheid van andere benuttingsfuncties, zoals buffering van waterstof. Gezien de hoeveelheid gasvelden die in de nabije toekomst beschikbaar komt en het premature stadium waarin onderzoek naar de mogelijke opslag van waterstof zich bevindt, is er gekozen dat het L04-A complex gebruikt kan worden voor CO₂-opslag.

5 CO₂-opslag in het L04-A reservoir

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe CO₂-injectie en opslag mogelijk is in het L04-A reservoir. Hierbij wordt de geschiktheid van de reservoirs voor CO₂-opslag beschreven, welke is bepaald door de aanwezigheid van structuren die het opslagcomplex verticaal en lateraal afsluiten. Met behulp van meerdere modellen is nagegaan hoe de CO₂-opslag kan plaatsvinden. De gebruikte modellen worden beschreven en nader toegelicht in de als bijlage toegevoegde rapporten. Tot slot worden de mogelijke effecten van CO₂-opslag behandeld.

Het L04-A veld is momenteel in gebruik voor de productie van aardgas. Begin 2022 is 18,3 miljard standaard m³ geproduceerd, wat gelijk is aan 95% van het initiële volume aardgas in het veld. De productie wordt stopgezet in 2025 en CO₂-injectie is gepland in 2028 te beginnen. Hiervoor moeten aanpassingen worden gemaakt aan de transportinfrastructuur, platforms en putten. Daarnaast wordt gebruik gemaakt van modellen om de effecten van CO₂-opslag in L04-A nauwkeurig in beeld te brengen. In dit hoofdstuk worden de bevindingen hieruit beschreven.

5.1 Beschrijving van opslagvoorkomen en opslagcomplex L04-A

Het verschil tussen de definities opslagvoorkomen en opslagcomplex is in detail beschreven in paragraaf 1.4.

Opslagvoorkomen

Het opslagvoorkomen is het gedeelte van de ondergrond dat gebruikt wordt voor de opslag. Dit bestaat uit de volgende structuren:

- Het reservoir, bestaande uit het Onder-Slochteren Laagpakket;
- De putten L4-01, L04-A1, L04-A2, L04-A3, L04-A4, L04-A5 en L04-A6 met hun sidetracks tot aan de afsluiter op het platform en de toekomstige nieuwe injectieputten L04-A8 en L04-A9.

Opslagcomplex

Het opslagcomplex omvat het opslagvoorkomen, de putten en het omliggende geografische domein dat van invloed kan zijn op de integriteit en veiligheid van de opslag (de secundaire insluitingsformaties). Dit is dus uitgebreider dan de definitie van het opslag voorkomen en bestaat uit de volgende structuren:

- Het reservoir, het Onder-Slochteren Laagpakket, aan de onderkant begrensd door de Hercynische discordantie;
- De putten L4-01, L04-A1, L04-A2, L04-A3, L04-A4, L04-A5 en L04-A6 met hun sidetracks tot aan de afsluiter op het platform en de toekomstige nieuwe injectieputten L04-A8 en L04-A9;
- Het aangrenzende L04-I reservoir (aangemerkt als secundaire insluitingsformatie) en daarin gelegen putten L04-07 en L04-PN2-ST1;
- De afsluitende gesteenten, de Zechstein Groep en de Silverpit Formatie.

De CO₂ verspreidt zich binnen het reservoirgesteente daar waar de poriën met gas gevuld zijn of waren, en verspreid zich niet onder het oorspronkelijke gas water contact. Het onderliggende Carboon gesteente bestaat uit schaliegesteente dat onder het gas water contact ligt. Dit gesteente is aangeboord in sommige L04-A putten en er is geen stroming gedetecteerd.

De naastgelegen breukblokken kunnen geen CO₂ gaan bevatten omdat deze dieper liggen dan het reservoirgesteente en gelegen zijn onder het gas water contact. Daarom maken de onderliggende gesteenten en de breukzones geen deel uit van het opslagcomplex.

Onderstaand volgt een beschrijving van de verschillende structuren waaruit het opslagcomplex L04-A bestaat, en welke structuren de verticale en horizontale afsluiting vormen.

5.1.1 Verticale afsluiting

Het integraal opslagcomplex L04-A bestaat uit alle gebieden die mogelijk in aanraking komen met de in het opslagvoorkomen geïnjecteerde CO₂. De injectie vindt plaats in het Onder-Slochteren Laagpakket. Het opslagcomplex is verticaal afgesloten door de 'primary seal', dat bestaat uit de gesteenten van de Silverpit Formatie en de Zechstein Groep. Uit historische (productie)data en seismiek is gebleken dat door deze gesteenten geen migratie van gas plaatsvindt.

In onderstaande tabel 5.1 volgt een compleet overzicht van dit integrale opslagcomplex en de bovenliggende lagen, die een totale dikte van ruim 3 kilometer hebben. De geologische formaties van het opslagcomplex zijn in oranje-geel gemarkeerd en liggen tussen de 3.000 en 3.900 meter diepte.

Tabel 5.1. Eigenschappen van de geologische eenheden in opslagcomplex L04-A en bovenliggende eenheden.

Eenheid No	Tijd	Stratigrafische eenheid	Dikte* [m]	Diepte top* mTVDss
1	Tertiair	Noordzee Supergroep	1548	0
2	Krijt	Krijtkalk Groep	968	1548
3	Krijt	Formatie van Texel	119	2516
4	Krijt	Formatie van Holland	58	2636
5	Krijt	Vlieland Kleisteen Formatie	17	2694
6	Trias	Onder-Bontzandsteen Formatie	329	2711
Afsluitende gesteenten (primary seal)				
7	Perm	Zechstein Groep	471	3047
8	Perm	Silverpit Formatie	273	3511
Reservoir				
9	Perm	Onder-Slochteren Laagpakket	77	3784
Basis				
10	Carboon	Limburg Groep	> 29	3861

Toelichting

* Dikte en diepte zijn gebaseerd op de put L04-A-01 aangezien deze put alle eenheden tot aan de basis van het Carboon doorboort.

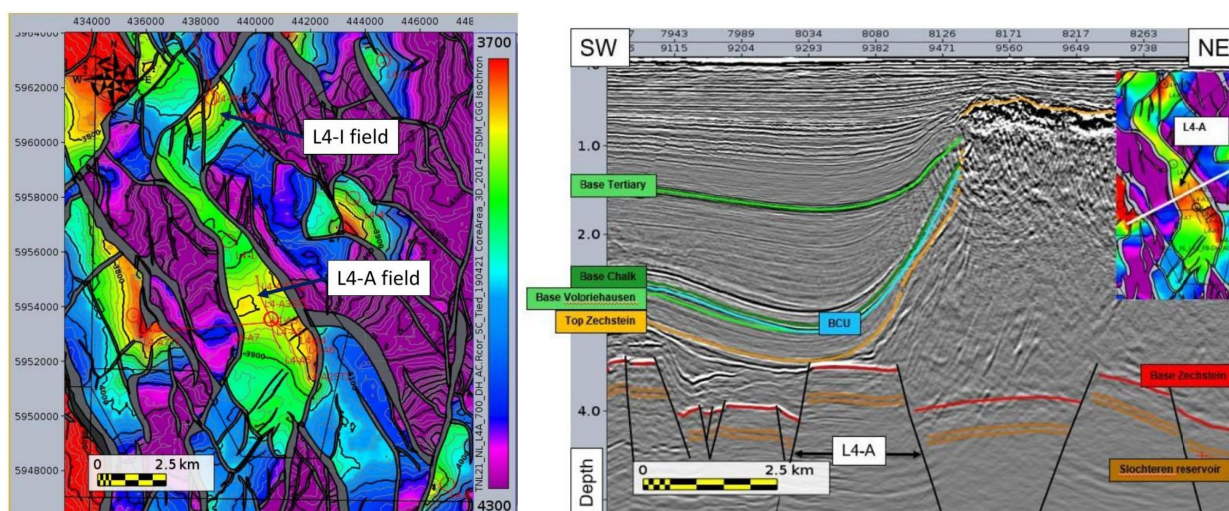
** Dichtheid van het gesteente is gebaseerd op de gebruikelijke waarde van de verschillende lithologiën.

Naast het primary seal is voor de verticale afsluiting van het opslagcomplex het risico van lekkage van CO₂ langs de eerder geboorde putten belangrijk. De kwaliteit van de putten om lekkage buiten de put te voorkomen, wordt ook wel de putintegriteit genoemd, en wordt gegarandeerd door middel van technische, operationele en organisatorische oplossingen. De integriteitsstatus van de putten in L04-A wordt in hoofdstuk 6 nader beschreven.

5.1.2 Horizontale afsluiting

De horizontale afsluiting van het L04-A opslagcomplex is gevormd door de aanwezige randbreuken. Door verplaatsing langs deze breuken wordt het reservoirgesteente in het opslagcomplex tegen de afdichtende gesteenten van de Silverpit en Zechstein Formaties aangezet, waardoor deze breuken lateraal goed afgesloten zijn.

Op twee plekken langs de randbreuken is dit niet het geval, maar uit productiedata is gebleken dat deze voldoende afsluitend zijn. Daarnaast wordt de injectiedruk gemaximeerd op hydrostatische druk. Hiermee wordt het risico op lekkage geminimaliseerd.



Figuur 5.1. Hoogtekaart van de top van de reservoirstructuur in de omgeving van het L04-A veld (links) en de interpretatie van de reservoirstructuur in een ZW-NO seismische doorsnede (rechts)

5.1.3 Toekomstige situatie putten

Het hergebruik van bestaande putten door gebruik te maken van sidetracks voor een CCS-project is afhankelijk van de putintegriteit en injectiecapaciteit. Van de vijf platformputten van L04-A die nog niet verlaten zijn, is de integriteit van drie putten goed. Dit betekent dat de kwaliteit van de cementering van de put door de Slochteren, Silverpit en Zechstein formaties goed is. De integere putten zijn de L04-A1, L04-A3 en L04-A4 en deze worden hergebruikt als CO₂-injectieput. Daarnaast worden er twee nieuwe putten geboord waarmee er injectie kan plaatsvinden in vier putten.

De risicobeoordeling in deze rapportage is gebaseerd op de putten zoals in tabel 5.2.

Tabel 5.2. Huidige en toekomstige status van de putten in L04-A opslagcomplex

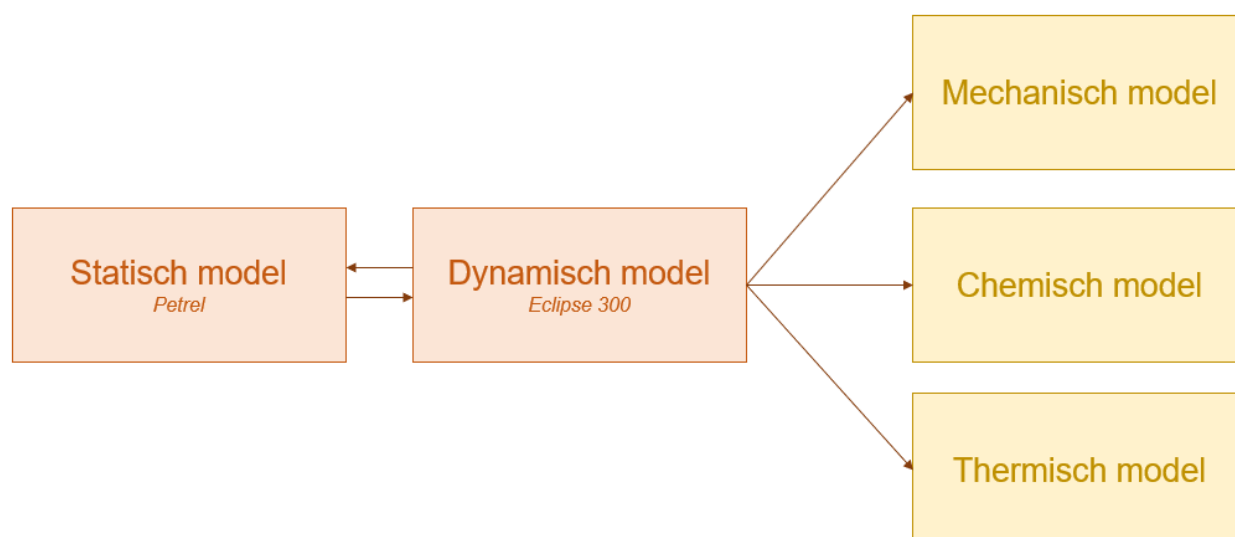
Put	Huidige status	Toekomstige status putten
L04-01	Verlaten	Permanente verlating
L04-A-01 (voorheen L4-02)	Productie	CO ₂ -injectieput (sidetrack L04-A-01-ST)
L04-A-02	Verlaten	Permanente verlating
L04-A-02-S1	Verlaten	Permanente verlating
L04-A-03	Opgeschort	Niet in gebruik
L04-A-03-S1	Opgeschort	Niet in gebruik
L04-A-03-S2	Waterinjectieput	CO ₂ -injectieput (slot recovery redrill als L04-A9)
L04-A-04	Productie	CO ₂ -injectieput (slot recovery redrill als L04-A8) (back-up)
L04-A-05	Opgeschort	Permanente verlating
L04-A-05-S1	Productie	CO ₂ -injectieput (sidetrack L04-A-05-ST)
L04-A-06	Productie	Monitoring

Put	Huidige status	Toekomstige status putten
L04-07	Verlaten	Permanente verlaten
L04-PN2-ST1	Productie	Niet in gebruik

5.2 Methodiek modellering

5.2.1 CO₂-injectie simulatiemodellen

Er is veel informatie beschikbaar over het L04-A opslagvoorkomen door de beschikbaarheid van seismische profielen, (proef)boringen en de productie van aardgas. Deze informatie is verwerkt tot ondergrondmodellen waarmee de CO₂-injectie is gesimuleerd. Figuur 5.2 geeft de onderlinge samenhang weer van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht.



Figuur 5.2: Overzicht van de verschillende modellen waarmee de CO₂-injectie in beeld is gebracht

De informatie over de ondergrondse lagen en structuren is verkregen uit de seismische profielen en boringen die zijn verricht. Deze informatie wordt ruimtelijk opgeschaald naar een 3D model door middel van het programma Petrel. Dit resulteert in het statisch model van de diepe ondergrond.

Uit de productie- en testdata worden de drukverdelingen in het reservoir berekend en opgeschaald in combinatie met het statisch model. Op deze manier vormt het statisch model samen met de productie- en testdata de input voor het dynamisch model dat wordt gemaakt in Eclipse 300. Dit dynamisch model kan worden gebruikt om de nieuwe drukverdeling als gevolg van CO₂-injectie te simuleren.

Aanvullend op het statisch en dynamisch model zijn een mechanisch, (geo-)chemisch en thermisch model ontwikkeld door middel van tools van TotalEnergies. Deze modellen geven een beschrijving van het geomechanische gedrag over tijd als gevolg van de verwachte veranderingen in druk en temperatuur.

Aanvullend op deze modellen wordt een integraal model gebruikt waarin de gemeten injectiviteit en temperatuur worden geïntegreerd in het dynamisch model. Hiermee kan de verspreiding van de CO₂ door het opslagvoorkomen heen nauwkeurig worden gesimuleerd.

5.2.2 Putmodellen

Naast het gedrag van CO₂ in het reservoir is het van belang het gedrag in de injectieput inzichtelijk te maken. De temperatuur-, druk- en fase-eigenschappen van CO₂ zijn sterk variabel door het verschil in diepte en temperatuur in de put. Daarnaast hebben deze eigenschappen invloed op de injectiviteit van de CO₂. Om dit inzichtelijk te maken, is een flow assurance studie uitgevoerd. Deze studie houdt naast de benodigde injectiedruk en -temperatuur ook rekening met de neerslag en vorming van ongewenste stoffen in het gasmengsel.

5.2.3 Bevindingen modellering

De in figuur 5.2 beschreven modellen vormen de basis voor de risico-inventarisatie van de CO₂-opslag in het L04-A opslagvoorkomen. Hierbij wordt nadrukkelijk gekeken naar het risico op lekkage en migratie uit het opslagvoorkomen. Deze modellen maken het mogelijk om de voorwaarden te schetsen waaronder CO₂-opslag veilig plaats kan vinden in L04-A.

Gezien het L04-A gasveld bij de start van CO₂-injectie bijna leeg geproduceerd is, is de reservoirdruk onderaan de put erg laag. De CO₂ wordt echter geïnjecteerd op lage temperatuur en onder een druk van 150 bar, zodat het in vloeibare fase het opslagvoorkomen betreedt. Ten opzichte van de omgevingstemperatuur in het reservoir van ongeveer 120°C, is de temperatuur van de CO₂ relatief koud wanneer het geïnjecteerd wordt (afhankelijk van de zeebodemtemperatuur tussen de 4°C en 16°C). Als gevolg van de uitzetting van de CO₂ ontstaat er een koude zone rondom de injectieput. Aan de rand van deze koude zone bevindt zich een overgangszone waarin de CO₂ overgaat van een vloeibare fase naar een gasfase. Met de voortgaande injectie neemt de reservoirdruk geleidelijk toe. Als de reservoirdruk hoger dan 75 bar wordt, kan de CO₂ het reservoir instromen zonder dat er een faseovergang plaatsvindt tijdens de injectie. Hierdoor neemt de afkoeling af.

De reservoirdruk was voor de aanvang van de gasproductie 448 bar, en is door de gasproductie afgenomen tot de huidige druk van 20 bar. Met de injectie van CO₂ neemt de reservoirdruk geleidelijk toe. Om veiligheidsmarges te behouden is de maximale einddruk in het reservoir ruim beneden de originele reservoirdruk, op 377,5 bar. Berekeningen hebben aangetoond dat dit de hydrostatische reservoirdruk is, dit is ook wel de vloeistofdruk uitgeoefend door een waterkolom. Onder hydrostatische reservoirdruk vindt geen opwaartse migratie plaats van vloeistoffen. Om de kans op migratie langs de put te beperken, wordt daarom een maximale injectiedruk onderaan de put in het reservoir van 377,5 bar aangehouden.

Uit historische drukdata is gebleken dat de homogeniteit van het reservoir afwijkt in het noordelijk deel. Hier beweegt de vloeistof zich moeizamer door het reservoir. Bij CO₂-injectie treedt naar verwachting in dit gedeelte ook een vertraging op in de verspreiding van de CO₂ door het opslagcomplex.

5.3 Effecten op de diepe ondergrond

De injectie van CO₂ heeft diverse effecten op de diepe ondergrond. Hieronder vallen mechanische, chemische en thermische veranderingen. Daarnaast zijn er mogelijke gevolgen voor de bovenliggende lagen en worden andere doeleinden van de reservoirs uitgesloten.

Deze effecten zijn in deze paragraaf beschreven en getoetst aan het L04-A complex voor de verschillende fases van het initiatief. Dit zijn de aanlegfase, injectiefase, afsluitende fase, de lange termijn en afwijkende omstandigheden. Onder afwijkende omstandigheden vallen bijvoorbeeld calamiteiten, ongeplande put interventies (workovers) en een afwijkende druk en temperatuur in de put. Dergelijke situaties vallen onder de zwart gekleurde categorie van het Monitoringsplan (zie figuur 7.2 en voor nadere uitleg hoofdstuk 7).

5.3.1 Mechanische veranderingen

5.3.1.1 Mechanische effecten

Als gevolg van de productie van aardgas uit het reservoir is druk afgenomen van de oorspronkelijke druk (ongeveer 448 bar) tot de huidige druk in het reservoir (ongeveer 20 bar). Bij CO₂-injectie neemt de druk in het opslagcomplex weer toe en neemt de temperatuur in de nabijheid van de injectieputten af. Deze twee factoren, druk en temperatuur, kunnen leiden tot de vorming en (re)activatie van scheuren in het gesteente. Toenemende druk in het reservoir kan daarnaast leiden tot bodemstijging aan het oppervlak.

Breukbewegingen

De onderzoeken naar breukbewegingen als gevolg CO₂-injectie zijn uitgevoerd in het kader van het CATO^{19,20}, ROAD²¹ en Porthos²² project. Daarnaast heeft TotalEnergies specifiek voor het L04-A veld een uitgebreide geomechanische analyse uitgevoerd. Deze onderzoeken hebben uitgewezen dat wanneer injectie niet direct bij een breukzone plaatsvindt, het risico voor breukreactie zeer klein is.

Bodemstijging

De toenemende reservoirdruk als gevolg van CO₂-injectie leidt mogelijk tot bodemstijging. Deze bodemstijging is echter complex bij een veld waaruit voorheen gasproductie heeft plaatsgevonden. Bij een leeg geproduceerd gasveld heeft de drukdaling van het reservoir en bijbehorende compactie (samendrukking van gesteente) in het verleden naar waarschijnlijkheid geleid tot bodemdaling. Deze bodemdaling wordt gedeeltelijk of geheel opgeheven door de bodemstijging als gevolg van injectie. Daarom moet de bodemstijging relatief tot het oorspronkelijke maaiveldniveau worden gezien.

Bij gebrek aan registratie van bodemdaling in het verleden is het moeilijk te zeggen hoeveel daling heeft plaatsgevonden. Wel is het mogelijk aan te nemen dat de bodemdaling gebeurt in een schijfvormig gebied met de maximale bodemdaling in het midden van deze schijf. Een bodemdaling van de zeebodem van minder dan 10 cm wordt gezien als geringe daling zonder consequenties voor de omgeving, oftewel het platform en de leidingen. Dit is omdat de mate van daling beperkt is en de beweging geleidelijk aan plaatsvindt.

De bodemstijging als gevolg van injectie berekend en blijft beperkt tot enkele centimeters. Dit is gedaan voor twee situaties, namelijk dat de compactie niet permanent is, doordat het gesteente elastisch is, of dat de compactie wel permanent is. Het is aannemelijk dat een gedeelte van de compactie permanent is omdat het gesteente niet helemaal terugkeert naar zijn oorspronkelijke staat.

¹⁹CATO is een afkorting van CO₂ Afvang, Transport en Opslag.

²⁰CATO2 (2011): Feasibility study P18 (final report). Vandeweyer et al. (CATO2-WP3.01-D06), 2011

²¹ROAD (2011): Technical Transport & Storage basis for MER and Permitting reports, 2010, ROAD, 5 mei 2011; RD-T+S-MCP-REP-P-0010

²²TAQA, EBN (2021): Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2

5.3.1.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van mechanische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de mechanische effecten in het opslagcomplex zijn criteria opgesteld voor de effectbeoordeling. In de beoordeling worden de effecten beoordeeld ten opzichte van de initiële situatie. Hierbij is de referentiesituatie het vrijwel leeg geproduceerde gasreservoir, waarin de druk sterk is gedaald ten opzichte van de natuurlijke situatie. Deze drukdaling heeft geleid tot spanning tussen het reservoir en zijn omgeving, omdat het drukverschil tussen beiden toegenomen is. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de scores. De beoordeling 'n.v.t.' (niet van toepassing) is voor sommige situaties waar positieve effecten niet mogelijk zijn. Er wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen de veranderingen van de geologische structuur en het mogelijke herstel naar de natuurlijke situatie (de situatie voor gaswinning).

Tabel 5.3. Kwalitatieve beoordeling mechanische effecten

Score	Geologische structuur	Herstel naar natuurlijke situatie
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	Volledig herstel natuurlijke situatie
+	n.v.t.	Gedeeltelijk herstel natuurlijke situatie
0	Geen effect	Geen effect
-	Wel mechanische effecten, geen aantasting van gesteentestructuur	Risico op overschrijding initiële druk
--	Gecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Lichte overschrijding initiële druk
---	Ongecontroleerde aantasting gesteentestructuur	Overschrijding initiële druk

5.3.1.3 Mechanische effecten L04-A

De mechanische veranderingen in het L04-A reservoir worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.4.

Aanlegfase

In de aanlegfase vinden geen veranderingen in druk of temperatuur plaats in het opslagcomplex omdat nog geen injectie plaatsvindt. Deze score is daarom neutraal.

Injectiefase

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir lokaal toe, wat leidt tot mechanische veranderingen in het gesteente. In de studie naar mechanische effecten zijn vier volgende belangrijke risico's geïdentificeerd en beoordeeld:

- Insluitingsverlies (afname van structurele afsluiting) door scheurvorming in de deklaag in het veld;
- Insluitingsverlies door vergrote gereactiveerde doorlatendheid van breuken in het veld;
- Geïnduceerde seismiciteit (bodembeweging door ondergrondse activiteiten) tijdens CO₂-injectie;
- Verticale gronddeformatie (reservoir compactie/bodemdaling).

Het risico op insluitingsverlies door scheurvorming in de deklaag is beoordeeld als uiterst laag. De vereiste druk om scheurvorming in de Silverpit Formatie (primaire deklaag) te laten ontstaan is 478 bar, waar de maximale injectiedruk voor de putten in L04-A 377,5 bar is.

Het risico op insluitingsverlies door vergrote gereactiveerde doorlatendheid van breuken in het veld is ook beoordeeld als uiterst laag. Om dit te beoordelen is een risicoanalyse uitgevoerd voor de gereactiveerde doorlatendheid tijdens gasproductie en CO₂-injectie. Hieruit is geconcludeerd dat er in de minst gunstige situatie een beperkt risico is op plaatselijke destabilisatie van breuken in of grenzend aan het reservoir. Het is daarnaast zeer onwaarschijnlijk dat deze zones buiten het reservoir in de deklaag reiken en er daardoor lekkagepaden kunnen vormen.

Het risico op geïnduceerde seismiciteit tijdens injectie is beoordeeld als laag. Modelmatig is er een maximale magnitude van 3,6 doorgerekend. Op basis van de fysieke parameters het meest onwaarschijnlijke scenario. Hierbij treden geen effecten op voor de omgeving. Er zijn tijdens de verleden gasproductie geen seismische activiteiten waargenomen. Voor de injectiefase is een risicobepaling met betrekking tot seismiciteit uitgevoerd. Hieruit is geconcludeerd dat tijdens de injectiefase seismische bewegingen met magnitude >1.5 zeer onwaarschijnlijk zijn, met een bovengrens van magnitude 2.5. Dit soort magnitudes kunnen niet leiden tot een verlies van integriteit van het opslagreservoir of van de oppervlakte installaties.

De impact van verticale gronddeformatie op het milieu is beoordeeld door middel van een modellering van de verleden en verwachte bodemdaling. Tijdens gasproductie heeft bodemdaling plaatsgevonden maar deze is niet geregistreerd. Naar verwachting is de maximale bodemdaling na voltooiing van de gasproductie zo'n 6 cm boven het centrum van het veld, en de compactie van het reservoir maximaal 17 cm. De compactie neemt met de injectie van CO₂ in eerste instantie toe in gebied nabij de injectieputten (gedomineerd door het koelingseffect), maar neemt af in gebieden verder van de putten (gedomineerd door druktoename). Zelfs met toenemende compactie is de impact aan het oppervlak beperkt en heeft dit geen impact op de aanwezige infrastructuur. Deze bodemdaling wordt gedeeltelijk of geheel opgeheven door de bodemstijging als gevolg van injectie, welke in L04-A naar verwachting maximaal enkele centimeters bedraagt. Deze opheffing is als een positief effect.

De lage tot zeer lage risicobeoordelingen leiden tot een neutrale en licht positieve ranking in de score voor mechanische effecten.

Afsluitingsfase

Na afsluiting van de injectiefase en de putten worden de drukverschillen uit de injectiefase opgeheven. De situatie stabiliseert en er vinden geen mechanische veranderingen meer plaats. Dit maakt het een neutraal effect. Door onder de initiële reservoirdruk te blijven, is ook het risico op geïnduceerde seismiciteit of gronddeformatie laag.

Lange termijn

Op de lange termijn stabiliseert de spanning tussen het opslagcomplex en zijn omgeving en nemen de mechanische veranderingen af. Deze stabilisatie is niet van invloed op het gesteente, dus dit is een neutraal effect.

Afwijkende omstandigheden

De injectie van CO₂ wordt uitgevoerd onder temperatuur en druk condities waarbij CO₂ vloeibaar blijft. Dit zogeheten kritische punt is voor CO₂ bij 73 bar en 31°C. Wanneer hiervan afgeweken wordt, bijvoorbeeld in het geval van een calamiteit, neemt het risico op beschadigingen aan het gesteente en de put toe. Een verhoogde druk of temperatuur kan bijvoorbeeld leiden tot additionele (thermische of mechanische) scheurvorming in het gesteente of tot de vorming van haarscheurtjes (micro-annuli) in de cementering van de put. Dit is een negatief effect.

Tabel 5.4. Beoordeling mechanische effecten

Mechanische verandering in fase	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Afwijkende omstandigheden	-	-

5.3.2 Chemische veranderingen

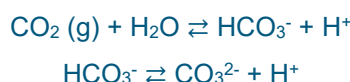
5.3.2.1 Chemische effecten

Chemische effecten kunnen optreden doordat de CO₂ in combinatie met het formatiewater reageert met het gas of gesteente dat al aanwezig is in de ondergrond. Dit kan gebeuren op tijdschaal van enkele seconden, maar kan ook oplopen tot duizenden jaren. De chemische reacties kunnen de materialen van de putten aantasten of leiden tot een verlaagde injectiviteit. Tevens kan de gesteentestructuur aangetast worden, en daarmee de integriteit van de afdekkende lagen.

Het geïnjecteerde CO₂-gasmengsel bestaat voor minimaal 95% uit CO₂ en het resterende percentage bestaat uit andere stoffen. Deze stoffen kunnen invloed hebben op de chemische reacties die plaats vinden. Daarnaast hebben deze mogelijk effect op de faseovergang van het CO₂-gasmengsel naar de in formatiewater opgeloste CO₂. Het formatiewater zit in de poriën in het reservoirgesteente.

Chemische reacties in het reservoirgesteente

Chemische reacties kunnen op de korte termijn vooral leiden tot een daling van de zuurgraad (pH) als gevolg van de oplossing van CO₂ in het formatiewater. Dit kan leiden tot een pH daling naar minimaal 3,5. De volgende chemische reacties vinden hierbij plaats:



Op een termijn van jaren tot enkele decennia zorgen de trage oplosreacties van mineralen voor een lichte stijging in de pH (minimaal 4,2 t.o.v. 3,5 op de korte termijn). Dit zijn de mineralen die maximaal 5% van het CO₂-gasmengsel opmaken, en zijn bijvoorbeeld carbonaten en sulfaten. Door de kleine hoeveelheid mineralen leidt dit tot een kleine toename in porositeit.

Op de lange termijn, gelijk de geologische tijdschaal, bereikt het systeem een thermodynamisch evenwicht. Hierdoor kunnen bepaalde mineralen neerslaan. Door de neerslag kan compactie van het reservoirgesteente plaatsvinden, wat de porositeit weer doet afnemen (met 0,3pp (percentage-punt)).

Chemische reacties in het afsluitende gesteente

De afsluitende eigenschappen van de afdeklagen en de beperkte beschikbaarheid van formatiewater leiden tot een minimale invloed van de chemische reacties tussen de geïnjecteerde CO₂ en het afsluitende gesteente. Als het al mogelijk is dat de CO₂ het afsluitende gesteente binnen kan dringen, dan gaat dit middels een zeer lokaal en sterk vertraagd migratieproces. Dit proces vindt dan ook enkel plaats langs het grensvlak tussen het reservoirgesteente en het afsluitende gesteente.

De chemische processen die plaats vinden op het grensvlak van het afsluitende gesteente zijn vergelijkbaar met die in het reservoirgesteente. De oplossing van CO₂ in het formatiewater kan leiden tot een pH-daling naar minimaal 3,2. Op de middellange termijn (jaren tot decennia) stijgt deze weer naar minimaal 4,3. Op de lange termijn is de porositeitstoename beperkter dan in het reservoirgesteente

5.3.2.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

Het optreden van chemische effecten als gevolg van activiteiten in de diepe ondergrond is een ongewenste gebeurtenis. Ter beoordeling van de chemische effecten in het opslagcomplex zijn scores opgesteld voor de effectbeoordeling. Omdat de injectie van CO₂ in het reservoir een chemisch effect op zich is, worden de scores bepaald door de soort reacties en het effect van de reacties op de gesteentestructuur. Onderstaande tabel geeft de beschrijving van de beoordelingscriteria.

Tabel 5.5. Kwalitatieve beoordeling chemische effecten

Score	Geologische structuur
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Chemische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties
---	Ontoelaatbare chemische reacties en/of effecten veroorzaakt door chemische reacties

5.3.2.3 Chemische effecten L04-A

De chemische veranderingen in L04-A worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.6.

Aanlegfase

In de aanlegfase vinden geen chemische veranderingen plaats in het opslagcomplex omdat nog geen injectie plaatsvindt. Deze score is daarom neutraal.

Injectiefase, afsluitende fase en lange termijn

De chemische veranderingen in L04-A vinden plaats vanaf het moment dat de injectie start. Deze veranderingen zijn chemische reacties die plaats vinden op tijdschalen van enkele seconden tot op de geologische tijdschaal, daarom zijn de injectie, afsluitende en lange termijn fasen gezamenlijk beoordeeld.

Ter beoordeling van de chemische veranderingen zijn geochemische batchreactiesimulaties bij relevante temperatuur- en drukomstandigheden uitgevoerd. Dit modelleert de omstandigheden en eigenschappen van het reservoir om zo de chemische effecten te reconstrueren.

Met de injectie van CO₂ in het reservoir kunnen enkele mineralen oplossen, terwijl andere mineralen ontstaan door chemische reacties. Ook daalt de pH tot licht zure omstandigheden, waardoor enkele reacties plaats kunnen vinden. Deze reacties kunnen geen significant nadelig effect hebben op de injectiviteit en integriteit van het reservoir en de afsluiting.

In de afsluitende laag van de Silverpit Formatie vindt gedeeltelijke oplossing van enkele mineralen plaats (calciet en chloriet), maar ook de precipitatie van carbonaatmineralen. Naar verwachting hebben deze reacties invloed op enkel de eerste tientallen centimeters van de deklaag. Gezien de dikte van de deklaag (meer dan 200m) boven het reservoirgesteente vormt dit geen probleem voor de afdichting van het reservoir.

Chemische veranderingen kunnen plaats vinden, maar zijn niet verstorend. De score op de beoordelingscriteria voor chemische effecten is licht negatief.

Afwijkende omstandigheden

Ook bij modellering met de minst gunstige omstandigheden (zoals het negeren van koeffecten waardoor minerale reacties vertraagd worden) worden geen aanzienlijke schadelijke effecten verwacht wat betreft de injectiviteit en integriteit van het L04-A opslagcomplex en zijn afsluiting. Daarom is deze beoordeling ook licht negatief.

Tabel 5.6 Beoordeling chemische effecten

Chemische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	-
Afsluitfase	-
Lange termijn	-
Afwijkende omstandigheden	-

5.3.3 Thermische veranderingen

5.3.3.1 Thermische effecten

Thermische effecten treden op door het temperatuurverschil tussen het geïnjecteerde CO₂ en de omgeving waar het zich in bevindt. Gedurende de injectie is er een grote variatie in temperatuur van de omgeving, omdat deze toeneemt met diepte. De temperatuurgradiënt in de ondergrond is grofweg +30°C per kilometer diepte, waardoor de temperatuur in een reservoir op enkele kilometers diepte vaak rond de 100°C is. De temperatuur van de geïnjecteerde CO₂ is veel lager, waardoor een lokale temperatuurverlaging ontstaan rond de injectieput en langs het stroompad van de CO₂. Deze lokale verlaging van temperatuur wordt ook wel het koudefront genoemd. De thermische veranderingen in het reservoir kunnen gevolgen hebben voor de integriteit en stabiliteit. Elk van deze effecten wordt onderstaand in detail beschreven.

Effecten op opslagcomplex

Door koud CO₂ te injecteren in een relatief warm gesteente kunnen kleine scheurtjes gevormd worden in het reservoirgesteente, een proces dat ook wel “thermal fracking” wordt genoemd. Als injectie wordt voortgezet, kunnen deze scheurtjes gaan groeien door het gesteente heen, waardoor grotere scheuren worden gevormd. Deze scheuren ontstaan parallel aan de richting waarin de CO₂ zich verplaatst, dus horizontaal door het reservoir heen. Met de vorming van deze breuken wordt de permeabiliteit en injectiviteit van het opslagcomplex verhoogd. Breukvorming in de verticale richting moet worden voorkomen, omdat dit de integriteit van het opslagvoorkomen zou kunnen benadelen.

Effecten op stabiliteit

Wanneer het koudefront een breukzone bereikt, neemt de thermische spanning toe en vergroot dit de kans op reactivatie van de breuken. Om het kleine risico op reactivatie zo veel mogelijk te minimaliseren, is het belangrijk dat het koudefront niet de breukzone bereikt.

De injectiestrategie is daarom bepaald aan de hand van modelberekeningen waarin thermische effecten op de breukzone worden voorkomen. De mitigerende maatregelen hiervoor worden nader beschreven in hoofdstuk 6.

Effecten op putintegriteit

De thermische veranderingen in het reservoir en de put heffen zich op de langere termijn op, waardoor de effecten tijdelijk en lokaal zijn. De effecten kunnen echter wel permanente gevolgen hebben die ook op de lange termijn gevolgen hebben voor de putintegriteit. Zo kunnen de temperatuurverschillen in de put leiden tot veranderingen van het materiaal, met de vorming van micro-annuli in de cementering en andere beschadigingen aan de verbuizing. De effecten van deze beschadigingen op de putintegriteit zijn beschreven in hoofdstuk 6.

5.3.3.2 Kwalitatieve beoordeling effecten

De thermische veranderingen die plaatsvinden in het opslagcomplex zijn ongewenste effecten. Om deze effecten te beoordelen zijn de scores in de onderstaande tabel opgesteld. Hierin is het effect van de CO₂-injectie op het reservoirgesteente opgenomen.

Tabel 5.7. Kwalitatieve beoordeling thermische effecten

Score	Geologische structuur
+++	n.v.t.
++	n.v.t.
+	n.v.t.
0	Geen effect
-	Thermische effecten, niet verstorend
--	Ongewenste effecten, mogelijk permanent
---	Ontoelaatbare effecten, zeker permanent

5.3.3.3 Thermische effecten L04-A

De thermische veranderingen in L04-A worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.8.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en vinden er dus geen thermische veranderingen plaats in de ondergrond. De score voor thermische effecten is daarom neutraal.

Injectiefase

De thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie zijn tijdelijk en vinden zeer lokaal rondom de put plaats. Het is voor de faseovergang van de CO₂ van belang dat de temperatuur boven de 15°C blijft in het reservoir. Om dit te garanderen is de injectiestrategie dusdanig ontworpen dat dit ook onder normale operationele omstandigheden en bij een injectietemperatuur aan het oppervlak van minimaal 40°C nog het geval is.

De thermische veranderingen vormen een risico voor de putintegriteit wanneer de druk lokaal rondom de put boven de hydrostatische druk uitkomt. Dit is mogelijk tijdens de injectiefase. Als dit voorkomt, kunnen de thermische veranderingen leiden tot aantasting van het cement en de vorming van micro-annuli. Hierdoor neemt de putintegriteit af maar de injectiviteit neemt toe. De score is daarom licht negatief.

De reservoirkoeling is beoordeeld om het risico op thermisch fracken te berekenen. Hieruit is gebleken dat de reservoirkoeling beperkt is tot een straal van maximaal 450 meter rond de injectieputten en het risico op thermisch fracken laag is (<10%). Bovendien voorspellen de modellen dat thermische scheuren voornamelijk in het reservoir kunnen voorkomen en breukvorming in de verticale richting (in de afdekkende lagen) beperkt blijft. Breukvorming in de verticale richting moet worden voorkomen, omdat dit integriteit van het opslagvoorkomen kan benadelen.

Afsluitfase

In de afsluitfase worden de injectieputten afgesloten en wordt de CO₂-injectie in het reservoir stopgezet, waardoor er geen thermische veranderingen meer plaats vinden in het reservoir. De score is daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn leiden de thermische veranderingen tot een stabiele temperatuur in het reservoir. De geïnjecteerde CO₂ warmt op tot de omgevingstemperatuur (rond de 100°C) waardoor de druk in het reservoir iets toeneemt. Deze druktoename is opgenomen in de veiligheidsmarge van de maximaal toegestane einddruk na afsluiting van het reservoir. Daarom is de score voor de lange termijn neutraal.

Afwijkende omstandigheden

Onder afwijkende omstandigheden kunnen in het geval van calamiteiten, zoals een blow-out, de kritische grenzen voor temperatuur en druk tijdelijk worden overschreden. Hierbij ontstaan risico's op beschadigingen van het gesteente en de putmaterialen. Dit zijn negatieve effecten.

Tabel 5.8. Beoordeling thermische effecten

Thermische verandering in fase	Score
Aanlegfase	0
Injectiefase	--
Afsluitfase	0
Lange termijn	0
Afwijkende omstandigheden	--

5.3.4 Beperking toekomstig gebruik

De CO₂ wordt permanent opgeslagen in het reservoir, waardoor het niet mogelijk is dit reservoir voor andere doeleinden te gebruiken in de toekomst. De afsluitende eigenschappen van het reservoir zijn van belang om migratie van CO₂ naar nabijgelegen gesteentelagen te voorkomen. Deze eigenschappen zijn daarom nauwkeurig geanalyseerd en beoordeeld. Migratie is ongewenst vanwege de verontreiniging van de ondergrond en het risico dat nabijgelegen reservoirs minder geschikt worden voor gebruik als gevolg van de vervuiling. Deze reservoirs zijn veelal in bezit van andere operators. Het is onwenselijk dat er CO₂ belandt in gebieden die in gebruik zijn omdat de reservoirs onbruikbaar kunnen worden.

5.3.4.1 Kwalitatieve beoordeling effecten

De migratie van CO₂ naar bovenliggende lagen en eventueel naar nabijgelegen gasreservoirs zorgt voor verontreiniging en is daarom een ongewenst effect. In de onderstaande tabel is de beoordeling van de veranderingen in nabijgelegen gesteenten en de beperking in het gebruik van omliggende reservoirs weergegeven.

Tabel 5.9. Kwalitatieve beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Score	Risico op migratie	Beperking in gebruik van omliggende reservoirs
+++	n.v.t.	n.v.t.
++	n.v.t.	n.v.t.
+	n.v.t.	n.v.t.
0	Geen effect	Geen effect
-	Risico op migratie van CO ₂ naar bovenliggende lagen	Tijdelijke uitsluiting van andere doeleinden
--	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ mogelijk wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	Permanente uitsluiting van andere doeleinden
---	Migratie / lekkage van CO ₂ naar bovenliggende lagen, waarbij CO ₂ wordt ingevangen in andere olie- of gasreservoirs	n.v.t.

5.3.4.2 Invloed op nabijgelegen gesteenten L04-A

De invloed van injectie in L04-A op nabijgelegen gesteenten wordt hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is weergegeven in tabel 5.10.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase wordt nog geen CO₂ geïnjecteerd in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op nabijgelegen gesteenten of andere doeleinden van het reservoirgesteente. De score is neutraal. Omdat injectie nog niet is gestart, zijn beperkingen in het gebruik van omliggende reservoirs niet van toepassing. De score is neutraal.

Injectiefase, afsluitfase en lange termijn

De invloed van injectie op nabijgelegen gesteenten is op meerdere tijdschalen van toepassing. De beoordeling kan het best over langere termijn worden gedaan, dus zijn deze drie fasen gezamenlijk beoordeeld.

Het risico op migratie van CO₂ naar nabijgelegen gesteenten is nader uitgewerkt in hoofdstuk 6. De beoordeling hier is dat het risico op migratie klein is, daarom wordt hier een neutrale score toegekend.

De CO₂ wordt permanent opgeslagen in het reservoir, waardoor het niet mogelijk is dit reservoir voor andere doeleinden te gebruiken in de toekomst. De score voor de beperking van andere doeleinden is daarom negatief.

Afwijkende omstandigheden

In het geval van calamiteiten, zoals beschadigingen aan de putintegriteit, neemt het risico op CO₂ migratie toe, zoals uitgewerkt is in hoofdstuk 6. De score voor de invloed op nabijgelegen gesteenten onder afwijkende omstandigheden is licht negatief.

De benutting van het reservoir voor andere doeleinden is niet van toepassing, daarom is deze score neutraal.

Tabel 5.10. Beoordeling effecten op nabijgelegen gesteenten

Verandering in nabij gesteenten in fase	Migratie	Beperking gebruik
Aanlegfase	0	
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Afwijkende omstandigheden	-	0

5.4 Effecten op de biosfeer

De biosfeer betreft de ondergrond tot 500 meter diepte. De injectie van CO₂ in de diepe ondergrond (op ca. 3 km diepte) heeft mogelijk effect op de stabiliteit van het gesteente, waardoor bodembewegingen en bodemtrillingen (aardbevingen) plaats kunnen vinden. Deze bodembewegingen en -trillingen hebben ook effect op de biosfeer.

5.4.1 Bodembeweging

De effecten van CO₂-injectie op de bodembeweging zijn beschreven in paragraaf 5.3.1. Hierin is beschreven dat de bodemdaling door gaswinning in het verleden naar verwachting gedeeltelijk of geheel wordt opgeheven als gevolg van de CO₂-injectie. Het effect van mogelijke bodemstijging scoort positief omdat de oorspronkelijke situatie (gedeeltelijk) wordt hersteld, maar dit heeft, net als in de productie/bodemdalingsfase een minimaal effect op het milieu.

5.4.2 Bodemtrilling (risico van aardbeving)

De drukveranderingen die plaatsvinden in het reservoir kunnen leiden tot bodemtrillingen (aardbevingen). Deze trillingen kunnen een resultaat zijn van de gaswinning die voorheen uit het reservoir plaatsvond, of ze kunnen een resultaat zijn van CO₂-injectie. In het Centrale Offshore Platform is tot op heden zeer beperkte seismische activiteit waargenomen en er zijn geen incidenten gerapporteerd.

Het risico op trillingen als gevolg van CO₂-injectie kan optreden door de mechanische, chemische en thermische veranderingen die plaats vinden in de ondergrond.

Mechanische reactivatie

Zowel gasproductie als CO₂-injectie leiden tot drukveranderingen in een reservoir. Als deze drukveranderingen een breukzone bereiken, kan dit leiden tot verplaatsingen langs de breuk. Hierdoor kan de doorlatendheid van de breukzone zowel lager als hoger worden als gevolg van de drukverandering.

Chemische reactivatie

Met de CO₂-injectie raakt het poriënwater gesatureerd met CO₂, dit verhoogt de hoeveelheid mineralen die in oplossing gaan, zoals carbonaat. In de breukzone kan de oplossing van mineralen leiden tot een toename in porositeit of een verlaagde weerstand tegen verplaatsing (de sterkte van de breukzone) van het gesteente. Dit kan effect hebben op de gasdichtheid van de breuk, maar ook op de sterkte en stabiliteit. Dit betekent dat de injectie kan leiden tot een vervorming van het reservoir en zijn spanningsveld, wat kan leiden tot reactivatie van breuken.

Thermische reactivatie

De geïnjecteerde CO₂ heeft een hoge druk en lage temperatuur. Hierdoor ontstaat bij injectie een koudefront dat zich met de migratie van de CO₂ door het reservoir beweegt. Wanneer dit een breukzone bereikt, ontstaat een thermisch geïnduceerde verandering van de spanning op deze breukzone. Dit is geen directe aanleiding tot reactivatie, maar vergroot wel de kans daarop. Om dit risico te vermijden, is het van belang dat het koudefront niet de breukzone bereikt. Dit wordt gedaan door middel van het opstellen van een gedetailleerde injectiestrategie.

De effecten worden beoordeeld met de beoordelingscriteria in de tabel hieronder.

Tabel 5.11. Kwalitatieve beoordeling effecten op de biosfeer

Score	Bodembeweging	Bodemtrilling (aardbeving)
+++	Volledig herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
++	Gedeeltelijk herstel oorspronkelijke situatie (opheffen eerdere bodemdaling)	n.v.t.
+	Tot stilstand brengen van bodemdaling	Vermindering kans op trilling
0	Geen effect	Geen effect
-	Meetbaar effect	Meetbaar effect
--	Gevolgen duidelijk merkbaar	Gevolgen duidelijk merkbaar
---	Gevolgen onacceptabel	Risico trillingen onaanvaardbaar

5.4.3 Effecten op biosfeer L04-A

De invloeden van CO₂-injectie in L04-A op de biosfeer worden hieronder beschreven en beoordeeld per projectfase. De beoordeling is ook weergegeven in tabel 5.12.

Aanlegfase

Tijdens de aanlegfase vindt nog geen CO₂-injectie plaats in het reservoir en dit heeft dus ook geen invloed op de biosfeer. In het verleden heeft gaswinning plaatsgevonden in het reservoir, waarbij geen seismische activiteit is gemeten door het KNMI. Het risico op bodembeweging en bodemtrillingen in de aanlegfase is daarom klein. Omdat er geen effecten zijn, zijn beide scores neutraal in de tabel.

Injectiefase en afsluitfase

Tijdens en na de injectie van CO₂ kan de veranderende druk leiden tot een lichte opwaartse beweging van de zeebodem. Deze opwaartse beweging heeft geen effect op de aanwezige installaties en infrastructuur. De kans op trillingen is nihil door de nauwkeurig opgestelde injectiestrategie. De scores voor beide effecten zijn daarom neutraal.

Lange termijn

Op de lange termijn blijft het effect van de opwaartse beweging op het milieu nihil. De score voor dit risico is neutraal.

Het risico op bodemtrillingen neemt op de lange termijn af omdat de CO₂-migratie door het opslagcomplex heen zorgt voor een opheffing van het drukverschil. De score voor bodemtrillingen is daarom licht positief.

Afwijkende omstandigheden

Onder afwijkende omstandigheden nemen de effecten van bodembewegingen niet significant toe. Dit maakt de score voor bodembewegingen neutraal. Dit is alleen voorgekomen bij modellering van extreme scenario's, welke zeer onwaarschijnlijk zijn. Modelmatig is er een maximale magnitude van 3,6 doorgerekend. Op basis van de fysieke parameters het meest onwaarschijnlijke scenario. Hierbij treden geen effecten op voor de omgeving. Deze trillingen kunnen daarnaast niet leiden tot vloedgolven of CO₂-lekkage uit het reservoir. De score voor dit risico is beoordeeld als licht negatief.

Tabel 5.12. Beoordeling effecten op de biosfeer

Verandering in de biosfeer in fase	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Afwijkende omstandigheden	0	-

5.5 Samenvatting MER-beoordeling

In tabel 5.13 zijn de risicobeoordelingen van de mogelijke veranderingen als gevolg van het project samengevat. Deze zijn in voorgaande paragrafen nauwkeurig beschreven en verklaart. Uit de tabel blijkt dat onder normale operationele omstandigheden er:

- Voornamelijk neutrale scores zijn gegeven;
- Een positieve score is voor de mechanische verandering, omdat door gaswinning ontstane onderdruk in het reservoir deels wordt opgeheven. Hierdoor vindt een gedeeltelijk herstel naar de oorspronkelijke situatie plaats;
- Chemische veranderingen optreden maar deze geen versturende werking hebben;
- Een negatieve score is voor de thermische veranderingen in de injectiefase. Dit wordt veroorzaakt door het koudefront dat ontstaat door de lage temperatuur van de geïnjecteerde CO₂;
- Beperkingen zijn voor het toekomstig gebruik van het reservoir. Het reservoir is door de opslag niet meer geschikt voor andere doeleinden;
- Op de lange termijn een vermindering van het risico op aardbevingen plaatsvindt.

De risico's zijn ook beoordeeld onder afwijkende omstandigheden. Deze beoordelingen zijn neutraal tot negatief.

Tabel 5.13. Tabel met risicobeoordelingen van de veranderingen als gevolg van het project

Mechanische veranderingen	Geologische structuur	Herstel
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	+
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	0
Afwijkende omstandigheden	-	-
Chemische veranderingen	0-	
Aanlegfase	0	
Injectiefase	-	
Afsluitfase	-	
Lange termijn	-	
Afwijkende omstandigheden	-	
Thermische veranderingen	0	
Aanlegfase	0	
Injectiefase	--	
Afsluitfase	0	
Lange termijn	0	
Afwijkende omstandigheden	--	
Invloed op nabijgelegen gesteenten	Migratie/lekkage	Andere doeleinden
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	--
Afsluitfase	0	--
Lange termijn	0	--
Afwijkende omstandigheden	-	0
Effecten op de biosfeer	Bodembeweging	Bodemtrilling
Aanlegfase	0	0
Injectiefase	0	0
Afsluitfase	0	0
Lange termijn	0	+
Afwijkende omstandigheden	0	-

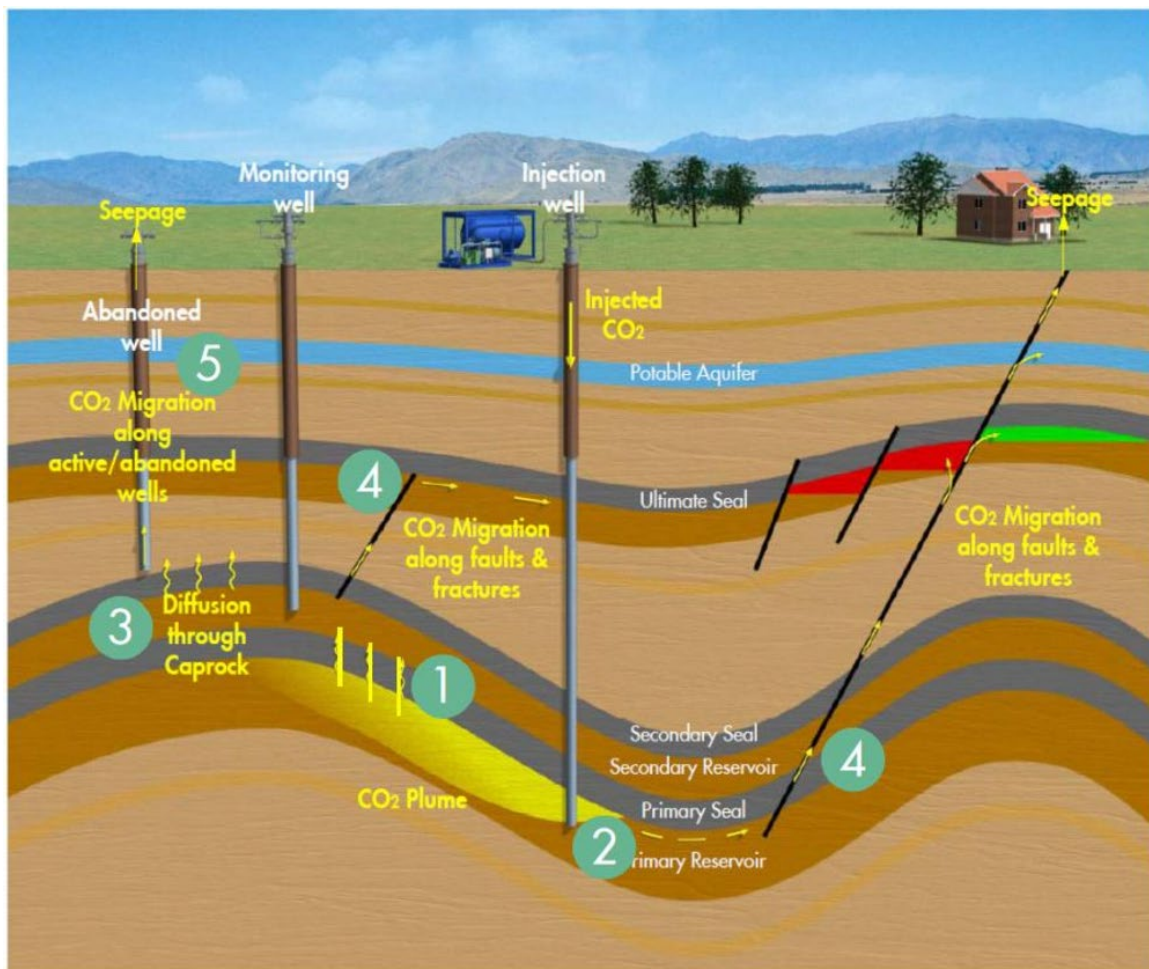
6 Risicoanalyse lekkage CO₂

Het risico op lekkage van CO₂ van het reservoir naar de biosfeer wordt beschreven in het volgende hoofdstuk. Er volgt een omschrijving van de omstandigheden waaronder de lekkages optreden en van de waarschijnlijkheid, bedreigingen en consequenties van CO₂-lekkage.

6.1 Methodiek risicoanalyse

Om het risico op lekkage concreet te analyseren, is het van belang onderscheid te maken tussen de verschillende manieren waarop lekkage plaats kan vinden. De CO₂ kan namelijk via meerdere routes ontsnappen uit het reservoir en in de biosfeer terecht komen. De potentiële lekkagescenario's zijn in verleden studies vastgesteld (zie ook figuur 6.1):

- Lekkage langs de putwand;
- Lekkage door het afsluitende gesteente;
- Lekkage langs breuken;
- Lekkage via het zadelpunt.

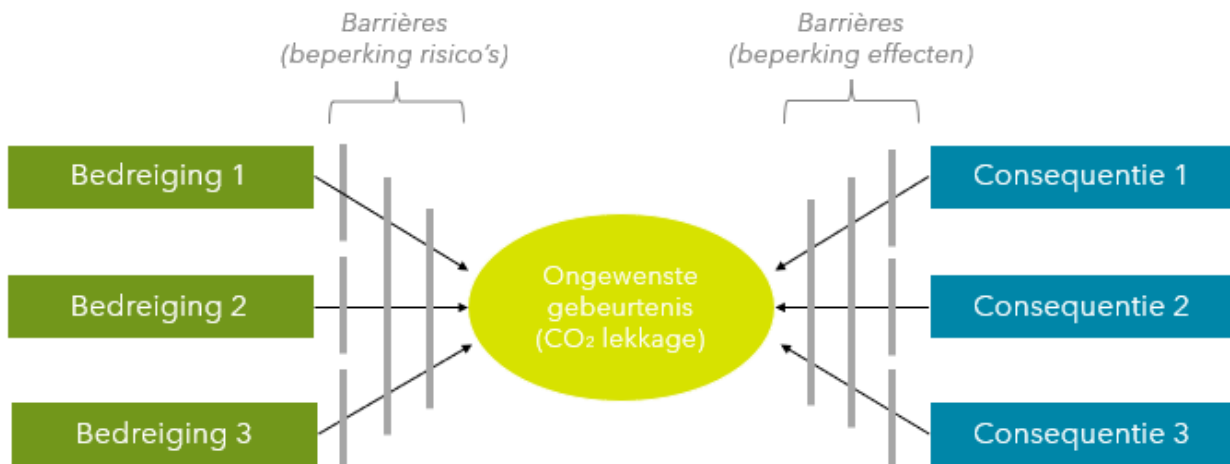


Figuur 6.1: Mogelijk lekkagepaden bij de opslag van CO₂ © 2023 TotalEnergies

De beoordeling van deze risico's aan de hand van de risicomatrix is beschreven in de volgende paragrafen. Het uitgangspunt in deze aanvraag van beoordeelde risico's is dat het gaat om een worst-case restructie (na toepassing van de beheersmaatregelen).

6.1.1 Bow-tie methodiek

De risicoanalyse wordt bij de vergunningaanvragen uitgevoerd met de bow-tie of vlinderdas methodiek. Dit is een kwalitatieve methode voor risicoanalyse die gebaseerd is op scenario denken. Een schematische weergave van de bow-tie methodiek is weergegeven in afbeelding 6.2.



Figuur 6.2: Schematische weergave van de bow-tie methodiek

De bow-tie methodiek wordt gebruikt om mogelijke oorzaken en gevolgen van een ongewenste gebeurtenis in beeld te brengen. De ongewenste gebeurtenis staat hierbij centraal. De oorzaken die kunnen leiden tot het optreden van de ongewenste gebeurtenis (bedreigingen) staan links, en de gevolgen als de ongewenste gebeurtenis optreedt (consequenties) staan aan de rechter kant. De barrières beperken het risico dat de ongewenste gebeurtenis zich voordoet (preventieve maatregelen) en de gevolgen (mitigerende maatregelen) die het met zich meebrengt.

De hoofdstukken 6 en 7 van dit Deelrapport Diepe ondergrond beschrijven de verschillende onderdelen van de bow-tie methodiek (bedreigingen, barrières, ongewenste gebeurtenissen en consequenties). Hierbij ligt de focus op de ongewenste lekkage van CO₂. Hoofdstuk 6 beschrijft de kans op vier verschillende lekkagescenario's ('consequenties' in figuur 6.2) aan de hand van zogeheten risicomatrices. In de risicomatrices wordt de kans beoordeeld met inachtneming van geïmplementeerde barrières om bedreigingen tegen te gaan.

Deze beoordeling wordt voor elk van de mogelijke lekkagescenario's gedaan via de volgende stappen:

1. Beschrijving van het lekkagescenario;
2. Beschrijving van de bedreigingen en consequenties;
3. Beschrijving van de specifieke situatie in L04-A;
4. Inschatting van de kans dat de situatie zich voordoet in L04-A;
5. Overzicht van mitigerende maatregelen, monitoring en beheersmaatregelen;
6. Beschrijving van het resterende risico in L04-A.

6.1.2 Risicomatrix

Voor de vier lekkagescenario's volgt een beschrijving van de omstandigheden waaronder ze plaatsvinden, de bedreigingen, consequenties en mitigerende maatregelen bij het plaatsvinden van lekkage. Het resterende risico wordt weergegeven in de risicomatrix, waarin de waarschijnlijkheid van de lekkage wordt afgezet tegen de gevolgen (zie het voorbeeld in figuur 6.3). De risicomatrices worden in paragraaf 6.6 behandeld per projectfase om zo te bepalen of er met deze risico's verantwoord CO₂ opgeslagen kan worden.

		Severity of Consequence						
		A	B	C	D	E	F	
		Minor	Moderate	Serious	Very Serious	Catastrophic	Disastrous	
Likelihood of Occurrence	6	Very Likely	A6	B6	C6	D6	E6	F6
	5	Likely	A5	B5	C5	D5	E5	F5
	4	Unlikely	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	3	Very Unlikely	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	2	Extremely Unlikely	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	1	Remote	A1	B1	C1	D1	E1	F1

Figuur 6.3: Risicomatrix toegepast op CO₂-opslag ²³

As indeling van de risicomatrix

Op de horizontale as van de risicomatrix staan de potentiële gevolgen van lekkage. In het geval dat een zeer kleine hoeveelheid CO₂ uit het reservoir lekt, zijn de gevolgen minimaal. Als het echter gaat om een grotere hoeveelheid CO₂ die het oppervlak bereikt, heeft dit mogelijk nadelige gevolgen voor de biosfeer. De as is ingedeeld van verwaarloosbaar tot zeer groot risico:

1. Mineur: Niet meetbaar, geen invloed op biosfeer;
2. Gematigd: Meetbaar, geen invloed op biosfeer;
3. Serieus: Meetbaar, mogelijk kleine invloed op biosfeer;
4. Zeer serieus: Meetbaar, significante gevolgen, mogelijk invloed op biosfeer;
5. Catastrofisch: Meetbaar, nadelige invloed op biosfeer;
6. Desastreuus: Meetbaar, grootschalige invloed op biosfeer.

Op de verticale as staat de waarschijnlijkheid van het voordoen van lekkage. Dit is afhankelijk van de veiligheidsfactoren en de initiële integriteit van het reservoir. De initiële integriteit van een reservoir betekent de beginsituatie, dus zoals deze van nature was voor gasproductie plaats vond. Een voorbeeld van een veiligheidsfactor is het opvullen van het reservoir tot een lagere druk dan de oorspronkelijke druk. Hierdoor neemt de afstand tot de omgevingsdruk toe, wat betekent dat de veiligheidsfactor vergroot is. De waarschijnlijkheid is ingedeeld van zeer laag tot zeer hoog:

1. Verwaarloosbaar: Theoretisch gezien mogelijk, niet plausibele gebeurtenis;
2. Zeer laag: Bewezen initiële integriteit, hoge veiligheidsfactoren;
3. Laag: Geen bewezen initiële integriteit, hoge veiligheidsfactoren;
4. Midden: Bewezen initiële integriteit, geen hoge veiligheidsfactoren;
5. Hoog: Geen bewezen initiële integriteit, geen hoge veiligheidsfactoren;
6. Zeer hoog: Geen bewezen initiële integriteit, geen tot kleine veiligheidsfactoren.

²³ ALARP bij het medium risico niveau staat voor 'as low as reasonable possible'

Kleurindeling risicomatrix

De risicomatrix is ingedeeld in drie kleuren: groen, oranje en rood. Deze kleuren worden gebruikt om voor de vier scenario's het risico op lekkage te identificeren. Het lage risico (groen in figuur 6.3) betekent dat het acceptabel is en lekkage op tijd kan worden gedetecteerd en/of dat het dankzij monitoring mogelijk is om tijdig maatregelen te nemen bij lekkage. Omdat de lekkage van CO₂ ongewenst is, moeten alle lekkagerisico's minimaal 'laag' zijn voor de injectie begint.

Het midden risico (oranje in figuur 6.3) betekent dat monitoring noodzakelijk is voor tijdige detectie van risico's en het zeker stellen van veiligheidsfactoren. Door monitoring is het mogelijk de aanwezigheid van mogelijke lekkageoorzaken tijdig vast te stellen. Bij een midden risico is tevens monitoring nabij gevoelige objecten noodzakelijk en moet het mogelijk zijn om het lekkage pad richting het oppervlak te monitoren indien daar aanleiding voor is.

Een hoog risico scenario (rood in figuur 6.3) wordt niet geaccepteerd binnen het project. Mocht er een hoog risico geïdentificeerd worden in de risicoanalyse, dan wordt aanvullend onderzoek verricht om te controleren of het risico inderdaad hoog is, of dat het met de beschikbaarheid van meer gedetailleerde informatie toch verlaagd kan worden. Als dit niet het geval is, worden beheersmaatregelen toegepast om het risico tot midden of zelfs laag te reduceren.

6.2 Lekkagescenario 1: Langs de putwand

6.2.1 Beschrijving scenario

Het boren van putten leidt in potentie tot een directe verbinding tussen de biosfeer en het reservoir waarin CO₂ is opgeslagen. Voor de aanvang van CO₂-injectie zijn er al putten geboord voor gaswinning uit het reservoir. Bestaande putten die niet worden ingezet voor CO₂-injectie worden op dezelfde wijze afgesloten als de injectieputten na afronding van de CO₂-injectiefase. Voor de injectie van CO₂ in L04-A worden bestaande putten gebruikt

Er wordt bij dit lekkagescenario onderscheid gemaakt tussen lekkage door de put heen en langs de putwand. Beide risico's zijn beoordeeld voor de fase tijdens en na CO₂-injectie. Tijdens CO₂-injectie zou CO₂ lekkage door de put heen voor kunnen komen in de vorm van een blow-out. Dit risico is beschreven in het Samenvattend Hoofdrapport onder de mogelijke incidenten.

Maatregelen bij gereedmaken van de putten

Omdat via de put het reservoir in directe verbinding staat met het oppervlak (de zeebodem) worden standaard barrières geplaatst om lekkage door of langs de put(wand) te voorkomen. De kwaliteit van het putmateriaal is hierbij van belang, in het bijzonder ter hoogte van de afdichtende gesteentelagen. Bij gebruik van de juiste materialen vormt de cementering tussen de putverbuizing en de gesteentelagen een ondoordringbare barrière voor de CO₂ in het reservoir.

Voor de injectie van CO₂ wordt gebruik gemaakt van bestaande putten die gesidetrackt worden waarbij de sidetracks specifiek voor CO₂ injectie ontworpen zijn. Hiervoor moeten aanpassingen aan de put worden gedaan voor de start van injectie. Hierbij worden de volgende stappen doorlopen:

- Controle op de kwaliteit en de dikte van het cement. Dit wordt gedaan met bijvoorbeeld druktesten en ultrasone geluidsmetingen;
- Indien noodzakelijk worden reparaties uitgevoerd aan het cement. Hiervoor zijn twee reparatieopties mogelijk, namelijk door middel van perforaties en cement injectie (cement squeeze), of door de verbuizing/cement/formatie weg te frezen en een afdichting te plaatsen;

- Meting van de wanddikte van de casing en liner. Als deze niet voldoende dik is, worden herstelwerkzaamheden uitgevoerd;
- Aanbrengen van nieuwe tubing en putafwerking.

Afsluiting van de putten

Na voltooiing van de CO₂-injectie en bij het abandonneren van bestaande putten is het van belang de putten veilig af te sluiten. Hiervoor zijn protocollen opgesteld waarmee de integriteit gewaarborgd moet worden.

Allereerst wordt de binnenkant van de put opgedeeld in secties die elk worden opgevuld met een cementprop (een 'plug'). Hiermee wordt migratie van CO₂ door de binnenkant van de put voorkomen. Vervolgens wordt een pannenkoekplug ('fullbore formation plug') aangebracht ter hoogte van het afsluitende gesteente. Dit is een cementlaag met een dikte van minstens 50 meter. Doordat de druk subhydrostatisch blijft en als er geen micro-annuli geconstateerd zijn, is het de verwachting dat de cementlaag voldoende afsluit. Mocht dit niet het geval zijn, dan wordt de putbuis op deze locatie weg gefreesd en rock to rock cementering toegepast om zo het risico op lekkage langs de putwand te minimaliseren.

6.2.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Het risico op lekkage via de put of langs de putwand neemt toe bij een lagere kwaliteit van de putten of de putafsluiting. Mechanische, chemische of thermische processen kunnen een nadelig effect hebben op de kwaliteit van de putmaterialen en afsluiting. Om deze reden wordt gekozen voor nieuwe putten en sidetracks in bestaande putten specifiek ontworpen voor CO₂ injectie.

Mechanische bedreigingen

Tijdens de injectiefase neemt de druk in het reservoir toe. De druk is door de gasproductie uit het reservoir afgenomen tot 20 bar en neemt door CO₂-injectie weer toe tot een maximale einddruk van 377,5 bar. Deze drukverhoging kan leiden tot de vorming van micro-annuli in de cementering van de putwand, waardoor deze beschadigd raakt. Daarnaast kan CO₂-injectie in een gedepleteerd reservoir rondom de put tot een significante temperatuurdaling leiden waarbij de temperatuur zelfs tot beneden de nul graden kan dalen. De gevolgen van deze temperatuurdaling worden nader besproken bij de thermische bedreigingen. Na beëindiging van de injectiefase stabiliseert de druk in het reservoir waardoor de mechanische bedreigingen niet meer optreden.

Chemische bedreigingen

Na injectie in het reservoirgesteente lost de CO₂ gedeeltelijk op in het formatiewater waardoor onder andere de zuurgraad van het water gaat veranderen. Hierdoor kunnen reacties optreden met mineralen uit het reservoirgesteente (bijvoorbeeld evaporieten of carbonaten) en met de putmaterialen. Deze chemische reacties kunnen plaatsvinden op de korte termijn (dagen tot maanden) of op de lange termijn (geologische tijdschaal). De putintegriteit kan afnemen door corrosie van het staal of door chemische vertering van het cement.

Thermische bedreigingen

De CO₂ wordt offshore getransporteerd in vloeibare fase. Hiervoor wordt het op hoge druk en op lage temperatuur gebracht. De temperatuur in het reservoir is echter ruim boven de 100°C en, aan het eind van de gasproductie fase, op lage druk. De initiële temperatuur en de temperatuurdaling als gevolg van het uitstromen in het lage druk reservoir zorgen voor een groot temperatuurverschil tussen de CO₂ en zijn omgevingstemperatuur.

Dit temperatuurverschil kan leiden tot het ongelijkmatig uitzetten of krimpen van de putmaterialen en tot bevrozing van het water in de cementporeën. Dit kan leiden tot schade aan de putonderdelen en de integriteit van de put cementatie. Bij de vorming van micro-annuli in de cementering kan een migratieroute voor de CO₂ worden gevormd. Na beëindiging van de CO₂-injectie komt de temperatuur langzaam aan in evenwicht met de omgevingstemperatuur van het reservoir. Hierdoor verdwijnt het risico, maar blijven de ontstane gevolgen merkbaar aan de putintegriteit.

Consequenties

Bij migratie langs de putwand komt de CO₂ in hoger gelegen gesteenten terecht. Wanneer de CO₂ in bovenliggende lagen terecht komt, geldt dit als lekkage. In hoeverre de CO₂ opgeslagen blijft nabij het afsluitende gesteente of juist verder door de ondergrond migreert, is afhankelijk van de eigenschappen van de lokale bovenliggende gesteentelagen. Bij lekkage van de CO₂ via de put is het mogelijk dat deze ontsnapt naar de atmosfeer.

6.2.3 Risico in L04-A

De putten in het L04-A opslagcomplex staan in directe verbinding met de zeebodem, waardoor deze een vergroot lekkagerisico vormen. Dit risico wordt onderstaand beoordeeld voor vier categorieën. Eerst volgt een beoordeling van het risico tijdens de injectieperiode en nadat deze is afgerond en de putten zijn verlaten. Daarnaast worden de monitoringsputten beoordeeld, en de reeds afgesloten en verlaten put L04-A2.

Waarschijnlijkheid

Tijdens de injectiefase

Bij het converteren van putten worden alle primaire barrière-elementen vervangen door materialen die geschikt zijn voor CO₂. In alle injectieputten wordt instrumentatie aangebracht om lekkage tijdig te kunnen detecteren. Als dit het geval is, worden standaardtechnieken gebruikt voor de putreparatie. Door deze maatregelen en monitoringstechnieken is CO₂-lekkage langs de putwand zeer onwaarschijnlijk met een laag risico voor het milieu.

Na verlating en afsluiting van de put

Voor de verlating en afsluiting van de injectieputten geldt dezelfde methodiek als voor de putten die voor aanvang van CO₂-injectie worden afgesloten. Hiervoor is de gestandaardiseerde aanpak van TotalEnergies van toepassing, waarbij tevens de geologische integriteit van de deklaag wordt hersteld. Hierdoor is CO₂-lekkage langs de putwand zeer onwaarschijnlijk en heeft het een laag risico voor het milieu.

Monitoringsputten

De put L04-A6 is geselecteerd om te worden gebruikt als monitoringsput. Dit is bepaald op basis van de putintegriteit. Bij het aanpassen van de put worden alle primaire barrière-elementen vervangen door materialen die geschikt zijn voor CO₂. Daarnaast wordt een tijdelijke cementplug van circa 100 m dikte over de Zechstein laag geplaatst om effectieve afdichting te waarborgen. Hiervoor wordt een cementintegriteitslog uitgevoerd om de integriteit van het annulair cement te bevestigen en mogelijk wordt de verbuizing uitgefreesd voor een wand-tot-wand cementatie. Boven de tijdelijke cementplug worden drukmeters aangebracht die aan het oppervlak afleesbaar zijn. Deze monitoren de aanwezigheid van CO₂. Gezamenlijk zorgen deze maatregelen voor een zeer onwaarschijnlijk lekkagerisico met een laag milieurisico.

Al verlaten en afgesloten putten

De legacy put L04-A2 is al tijdens gasproductie verlaten en afgesloten.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

De risico's op lekkage via of langs de put worden zo veel mogelijk beperkt door middel van mitigerende maatregelen. Deze zijn van toepassing in de aanlegfase, operationele fase en na afsluiting van de putten.

Allereerst worden de putten zodanig aangepast dat ze geschikt zijn voor CO₂-injectie. Hiervoor wordt aanvullen onderzoek verricht naar de kwaliteit van de putcementatie en de wanddikte. Tijdens de gebruiksfase worden beheersmaatregelen toegepast in het kader van monitoring en controle van de druktoename in het reservoir. Het uitgebreide monitoringsplan is opgenomen in hoofdstuk 7 van dit rapport. Bij het afsluiten van de putten worden pluggen geplaatst op diverse diepten ter afdichting van het reservoir. Daarnaast is het plan om de einddruk in het reservoir na afsluiting lager te houden dan de hydrostatische druk. Wanneer de druk in de bovenliggende lagen groter is dan in het reservoir, kan het CO₂ niet het reservoir uit migreren. Een eventuele beslissing op tot hogere drukken te injecteren wordt pas genomen als dit, op basis van feitelijke ervaringen en metingen tijdens de injectiefase in L-04A aantoonbaar veilig is.

Risico-inschatting

Om het risico op lekkage langs of door de put minimaal te houden, is het van belang de kwaliteit van de cementatie te waarborgen en waar mogelijk te verbeteren. Dit wordt uitgevoerd door middel van de mitigerende maatregelen en het risicobeheersplan. Op de lange termijn kan de integriteit van de putten voldoende worden gewaarborgd, wat betekent dat de risico's klein zijn en voornamelijk aanwezig zijn tijdens de injectieperiode (circa 25 jaar). Hierbij is het van belang de aanpassingen bij het afdichten en verlaten van de putten zorgvuldig uit te voeren, om zo het risico op lekkage ook na de injectieperiode te waarborgen. De risicomatrix voor putlekkage geeft daarom aan de waarschijnlijkheid laag is en de hoeveelheid CO₂ dat weglekt verwaarloosbaar is.

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.4.

		Severity of Consequence						
		A	B	C	D	E	F	
		Minor	Moderate	Serious	Very Serious	Catastrophic	Disastrous	
Likelihood of Occurrence	6	Very Likely	A6	B6	C6	D6	E6	F6
	5	Likely	A5	B5	C5	D5	E5	F5
	4	Unlikely	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	3	Very Unlikely	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	2	Extremely Unlikely	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	1	Remote	A1	B1	C1	D1	E1	F1

Figuur 6.4: Risicomatrix voor lekkage via of langs de putten in L04-A (ALARP rest risico). Hierin is (1) de risicoanalyse voor L04-A1, L04-A3, L04-A4, L04-A5 en L04-A7, (2) is de risicoanalyse voor L04-A6 en (3) is de risicoanalyse voor L04-A2.

6.3 Lekkagescenario 2: Door het afsluitende gesteente

6.3.1 Beschrijving scenario

Door het optreden van mechanische, chemische en thermische veranderingen als gevolg van CO₂-injectie in het reservoir kan de integriteit van het afsluitende gesteente aangetast worden. Het afsluitende gesteente heeft miljoenen jarenlang als barrière gewerkt waardoor het aardgas afgesloten bleef in het reservoir.

Lekkagepaden kunnen echter in de bovenlaag ontstaan door de vorming van scheurtjes (ook wel 'thermofracking'), via reeds bestaande breuken of door diffusie. Deze risico's kunnen resulteren in mogelijke migratieroutes van het reservoir richting de bovenliggende lagen en de biosfeer.

6.3.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De integriteit van het afsluitende gesteente kan afnemen door het optreden van mechanische, chemische of thermische bedreigingen. Deze zijn hieronder nader toegelicht.

Mechanische bedreigingen

De winning van aardgas heeft de reservoirdruk verlaagd van 448 bar naar 20 bar. De druk neemt weer toe door de injectie van CO₂, tot een maximale einddruk van 377,5 bar (uit voorzorg gegeven putintegriteit). Door deze beneden de hydrostatische druk te houden, is een veiligheidsmarge ingecalculeerd. Lokale drukveranderingen kunnen echter ontstaan door gesteente heterogeniteit, dichtheidsveranderingen, faseveranderingen en hoge injectiedebieten. De (lokaal) verhoogde druk in het reservoir heeft invloed op de integriteit van het afsluitende gesteente.

Chemische bedreigingen

Bij de oplossing van CO₂ in het poriënwater kunnen chemische reacties optreden met het reservoirgesteente of het gesteente van het afsluitende gesteente. Deze reacties kunnen leiden tot een verhoogde doorlaatbaarheid van het afsluitende gesteente waardoor de integriteit afneemt.

Thermische bedreigingen

Met de injectie van koude CO₂ treden thermische veranderingen op in het reservoir die een mogelijke bedreiging vormen voor de integriteit van het reservoir. Het grote temperatuurverschil dat ontstaat tussen de CO₂ en de omgevingstemperatuur kan leiden tot het optreden van trekspanningen in het afsluitende gesteente. Hierdoor kunnen microbreuken gevormd worden in de bovenlaag.

Consequenties

Het optreden van de voorheen beschreven mechanische, chemische en thermische bedreigingen hebben als consequentie dat de CO₂ het reservoir uit migreert en zich in de bovenliggende lagen gaat bevinden. Vanaf hier is het mogelijk dat de CO₂ zich verder opwaarts beweegt of wordt ingevangen in het poriënwater in één van de lagen.

6.3.3 Risico in L04-A

De deklaag van het opslagcomplex L04-A bestaat uit de Silverpit Formatie en de Zechstein Groep. Samen vormen de schalies van de Silverpit Formatie en de evaporieten van de Zechstein Groep een robuuste barrière tegen verticale lekkage van CO₂.

Waarschijnlijkheid

Om de waarschijnlijkheid van CO₂-lekkage uit L04-A door het afsluitende gesteente te analyseren, worden de mechanische, chemische en thermische bedreigingen in L04-A beschreven.

Mechanische bedreigingen in L04-A

De aanwezigheid van het L04-A gasveld betekent dat er van oorsprong geen fracture netwerken in de Silverpit Formatie aanwezig zijn. In de Zechstein Groep is de vorming van een fracture-netwerk niet mogelijk door het voorkomen van haliet (steen-zout), wat een zelfdichtende werking heeft.

Het risico op scheurvorming als gevolg van de veranderingen in het reservoir dient echter ook te worden beoordeeld. TotalEnergies heeft een geomechanische modellering uitgevoerd om het risico op thermische of drukgerelateerde scheurvorming te beoordelen ten tijde van de gas productie fase, de CO₂-injectiefase en in de periode na insluiting. De conclusie uit de modellering is dat de vorming van mechanisch geïnduceerde scheuren in de afsluitende bovenlaag niet mogelijk is omdat de druk ten tijde van de CO₂-injectie niet oploopt tot boven de originele reservoirdruk. Mocht scheurvorming toch optreden, dan vindt dit plaats in de zwakste formatie, in dit geval het reservoir. Het mechanische contrast tussen het reservoir en de bovenliggende afdichtende lagen is zodanig dat dit een barrière vormt. Daarnaast vormt de naleving van de gedefinieerde injectielimieten (max. 377.5 bar injectiedruk in het reservoir op 3750m diepte (TVDss)) een belangrijke barrière voor het voorkomen van scheuren in het afsluitende gesteente. Onder de meest negatieve condities treedt het thermisch op tot 70 meter in de (Silverpit) deklaag. Hierbij wordt geen scheurvorming in de deklaag berekend. De gehele deklaag (Silverpit + Zechstein) is minimaal 220 meter dik. Dit houdt in dat er ten alle tijde een zeer grote veiligheidsmarge is.

Chemische bedreigingen in L04-A

Chemische reacties tussen de geïnjecteerde CO₂ en de mineralen in de deklaag kunnen leiden tot verzwakking of perforatie van de afdichtende bovenlaag. TotalEnergies heeft een speciale geochemische studie uitgevoerd. Hieruit volgde de verwachting dat het met CO₂ verzadigde water de deklaag niet oplost. In feite is de zure vloeistof naar verwachting zelfbufferend en enkel het gesteente direct boven het opslagreservoir beïnvloeden. De vorming en neerslag van carbonaat leidt tot een afdichting van poreuze ruimtes en daarmee de verdere migratie van CO₂ voorkomen.

Het risico op diffusie en capillaire stroming door het afsluitende gesteente heen wordt onwaarschijnlijk geacht. Diffusie is een achtergrondproces dat constant plaatsvindt op oneindig lage snelheid, over geologische tijdschalen heen. De snelheid van de capillaire stroming is afhankelijk van de dikte van de laag, de permeabiliteit en het drukverschil. Modelleringen geven aan dat CO₂-diffusie op deze manier over een periode van 2000 jaar beperkt blijft tot circa 5 meter in de Silverpit deklaag. Daarom wordt dit lekkagescenario onwaarschijnlijk geacht.

Thermische bedreigingen in L04-A

TotalEnergies heeft een geomechanische modellering uitgevoerd om het risico op thermische of drukgerelateerde scheurvorming te beoordelen. De vorming van thermisch geïnduceerde scheuren is even onwaarschijnlijk bevonden als die van mechanische geïnduceerde scheuren.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks het kleine risico op lekkage door het afsluitende gesteente is het belangrijk de omstandigheden in het reservoir nauwkeurig te controleren middels een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan. Voornamelijk de injectiedruk en de einddruk in het reservoir is van belang, omdat deze niet boven de initiële reservoirdruk uit mag komen. Het behouden van een hogere druk in de deklaag dan in het reservoir zorgt er voor dat CO₂ niet het reservoir uit migreert. Daarnaast worden de temperatuur en de chemische samenstelling van de CO₂ gecontroleerd om chemische en thermische effecten uit te sluiten.

Risico-inschatting

Het risico op lekkage door het afsluitende gesteente is onder normale omstandigheden verwaarloosbaar klein. Het afsluitende gesteente heeft uitstekende eigenschappen om voldoende bescherming te bieden tegen lekkage. Daarnaast wordt de integriteit van de deklaag niet nadelig beïnvloed door de chemische veranderingen. Met inachtneming van de beheersmaatregelen heeft dit geleid tot onderstaande inschatting van het restrisico (ALARP).

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.5.

		Severity of Consequence						
		A	B	C	D	E	F	
		Minor	Moderate	Serious	Very Serious	Catastrophic	Disastrous	
Likelihood of Occurrence	6	Very Likely	A6	B6	C6	D6	E6	F6
	5	Likely	A5	B5	C5	D5	E5	F5
	4	Unlikely	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	3	Very Unlikely	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	2	Extremely Unlikely	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	1	Remote	A1	B1	C1	D1	E1	F1

Figuur 6.5: Risicomatrix voor lekkage door het afsluitende gesteente van L04-A (ALARP rest risico). Hierin is (1) de initiële risicoanalyse met inachtneming van de mitigerende maatregelen, (2) is de risicoanalyse in het geval chemische reacties of mechanische of thermische effecten optreden.

6.4 Lekkagescenario 3: Langs breuken

6.4.1 Beschrijving scenario

Lekkage kan voorkomen langs breuken wanneer deze door mechanische, chemische of thermische bedreigingen niet meer gasdicht zijn. De breuken die in het reservoir aanwezig zijn, hebben in het verleden niet geleid tot het ontsnappen van aardgas. Hieruit kan worden geconcludeerd dat deze gasdicht zijn. Het is de vraag of de afdichtende eigenschappen van de breuken beïnvloed is door de gasproductie en in hoeverre dit beïnvloed wordt door de CO₂-injectie.

6.4.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

De ondoorlaatbaarheid van de breuken kan worden beïnvloed door twee mogelijke bedreigingen. Zo kunnen er veranderingen in de breukzone optreden door chemische reacties of kan reactivatie van de breuken plaats vinden door mechanische of thermische veranderingen.

Consequenties

De consequenties van lekkage langs een breuk zijn sterk afhankelijk van de desbetreffende breukzone. De hoeveelheid CO₂ die kan lekken via de breuk hangt af van de doorlaatbaarheid, de chemische reactiviteit en de afmetingen van de breuk en het ontstane spanningsverschil door mechanische en thermische veranderingen. Zo is het lekkagerisico groter bij breuken die doorlopen tot dicht bij de zeebodem dan bij breuken van kleine omvang die zich op grote diepte bevinden.

6.4.3 Risico in L04-A

Het opslagcomplex L04-A wordt lateraal begrenst door afdichtende breuken. De verplaatsing die langs deze breuken heeft plaatsgevonden heeft gezorgd voor het afdichtende vermogen van de breuken, waardoor CO₂ niet langs deze breuken ontsnapt.

Waarschijnlijkheid

Momenteel is er een gasveld aanwezig in L04-A en er is in de geologische geschiedenis geen bewijs van lekkage langs de breuken waargenomen. Het feit dat er nu geen breuken lekken maakt het zeer onwaarschijnlijk dat lekkage van CO₂ langs de breuken plaatsvindt.

Mechanische bedreigingen in L04-A

TotalEnergies heeft een stabiliteitsanalyse uitgevoerd van de breuken in die fases van het veld (pre-productie, post-productie en post-injectie). Hieruit is beoordeeld dat zowel de waarschijnlijkheid en de ernst van seismiciteit geïnduceerd door CO₂-injectie zeer laag is. Geen van de grensbreuken bleek in elk van de drie fases kritisch belast te zijn.

De injectieputten zijn gesitueerd op afstand van de grensbreuken, waardoor thermische en druk effecten bij de breuken beperkt zijn tot een minimum. Reactivering van de grensbreuken zou alleen mogelijk zijn bij het ver overschrijden van de maximale injectiedruk en -volume. Mocht dit toch het geval zijn, dan wordt de breukzone vooralsnog afgesloten door de deklaag (vanwege de Zechstein halieten).

Chemische bedreigingen in L04-A

TotalEnergies heeft een reactieve transportstudie uitgevoerd om het risico op reactivatie van de breukzone door chemische reacties te beoordelen. Hieruit is geconcludeerd dat de chemische reacties in de breukzone kunnen leiden tot een verbeterde geleidbaarheid en een "smerend effect" van CO₂, waardoor reactivatie mogelijk zou kunnen zijn. De penetratiesnelheid van de chemische stoffen door de breukzones zou echter vooralsnog extreem laag zijn, waardoor het effect in het ergste geval nog beperkt blijft.

Thermische bedreigingen in L04-A

De afstand van de grensbreuken tot de injectieputten maakt dat thermische effecten beperkt zijn. Zoals bij *Mechanische bedreigingen in L04-A* is beschreven, is dit een minimaal risico dat niet mogelijk is onder normale omstandigheden.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks dat het risico op lekkage via grensbreuken zeer laag is, is het van belang onbekende risico's uit te sluiten door de situatie nauwkeurig te controleren. Dit kan gedaan worden via een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan. Als onderdeel hiervan wordt de put L04-A6 gebruikt als monitoringsput. Hierdoor kunnen metingen worden uitgevoerd op afstand van de injectieputten. Om mogelijke breukvorming of -reactivatie tijdig vast te stellen is het daarnaast van belang een seismische nulmeting uit te voeren alvorens injectie begint.

Risico-inschatting

De integriteit van de grensbreuken is voldoende gebleken uit de productiehistorie van het aardgasveld. Naar verwachting neemt de spanning op de breukzone door de injectie van CO₂ af, waardoor het risico op reactivatie kleiner wordt. Monitoring wordt daarnaast ingezet om het lekkagerisico tijdig te detecteren.

De risicomatrix is weergegeven in figuur 6.6.

		Severity of Consequence						
		A	B	C	D	E	F	
		Minor	Moderate	Serious	Very Serious	Catastrophic	Disastrous	
Likelihood of Occurrence	6	Very Likely	A6	B6	C6	D6	E6	F6
	5	Likely	A5	B5	C5	D5	E5	F5
	4	Unlikely	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	3	Very Unlikely	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	2	Extremely Unlikely	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	1	Remote	A1	B1	C1	D1	E1	F1

Figuur 6.6: Risicomatrix voor lekkage door de grensbreuken van L04-A (ALARP rest risico). Hierin is (1) de initiële risicoanalyse met inachtneming van de mitigerende maatregelen voor de zuidoostelijke en zuidwestelijke breukzones, (2) de risicoanalyse voor de noordelijkwestelijke breukzone, (3) de risicoanalyse voor de grensbreuk met L4-I. De rode pijlen geven de risicoanalyse in het geval chemische reacties of mechanische of thermische effecten optreden.

6.5 Lekkagescenario 4: Via het zadelpunt

6.5.1 Beschrijving scenario

De laterale afmetingen van het reservoir worden bepaald door de natuurlijk architectuur en/of de begrenzing door breuken. Deze natuurlijke architectuur kan bijvoorbeeld begrensd worden door een zadelpunt (ook wel 'spill point' of het natuurlijke overstromingspunt) van de driedimensionale reservoirstructuur. Bij opslag voorbij het zadelpunt van het reservoir wordt de opslagcapaciteit overschreden. Hierdoor kan CO₂ uit het reservoir weg migreren.

6.5.2 Bedreigingen en consequenties

Bedreigingen

Lekkage van CO₂ via het zadelpunt van het reservoir kan veroorzaakt worden door vier mogelijke bedreigingen. Allereerst kan de opslagcapaciteit van het reservoir zijn overschreden. Hierdoor neemt de druk in het reservoir toe en kan de CO₂ zich lateraal gaan verspreiden tot voorbij het zadelpunt.

Ten tweede kunnen de heterogene eigenschappen van het reservoir ervoor zorgen dat de drukopbouw ongelijkmatig in het reservoir plaatsvindt. De opbouwende druk kan ertoe leiden dat de CO₂ langs het zadelpunt geperst worden. Dergelijke vloeistofstromingen in het reservoir worden ook wel voorkeursstromen genoemd.

Als er water aanwezig is in het reservoir en dit water onderhevig is aan stromingen, is het mogelijk dat de CO₂ oplost in het water en het zich via ondergrondse stromingen langs het zadelpunt migreert.

Bij de aanwezigheid of doorgaande gasgeneratie kan de druk in het reservoir toenemen wanneer CO₂ en aardgas gaan mengen. Bij een dergelijke druktoename kan de CO₂ langs het zadelpunt geperst worden.

Consequenties

Bij migratie van CO₂ langs het zadelpunt gaat het zich in nabijgelegen gesteentelagen bevinden die van zichzelf geen natuurlijke begrenzing hebben. Het gedrag en de verspreiding van de CO₂ na lekkage is oncontroleerbaar en kan leiden tot mogelijke lekkage richting de oppervlakte.

Wanneer lekkage van CO₂ via het natuurlijke zadelpunt plaatsvindt, gaat dit uiteindelijk om een tijdelijke lekkage van beperkte hoeveelheden CO₂.

6.5.3 Risico in L04-A

Ondanks dat er geen ondergrondse scenario's zijn geïdentificeerd waarin wordt voorspeld dat laterale lekkage via een zadelpunt optreedt is het scenario wel onderworpen aan een vlinderdasanalyse.

Waarschijnlijkheid

Het natuurlijke zadelpunt van L04-A ligt op ~200 meter onder het gas-water contact. Daarmee ligt het buiten het opslagcomplex, wat de waarschijnlijkheid van lekkage via deze weg minimaal maakt.

Mitigerende maatregelen, monitoring en risicobeheersplan

Ondanks dat het risico op lekkage via grensbreuken zeer laag is, is het van belang onbekende risico's uit te sluiten door de situatie nauwkeurig te controleren. Dit kan gedaan worden via een op maat gemaakt risicobeheersplan en monitoringsplan.

Risico-inschatting

Het risico van laterale lekkage uit het L04-A opslagcomplex heeft een lage waarschijnlijkheid en als het al plaatsvindt, heeft het een kleine impact van CO₂-lekkage. Dit is ook terug te zien in de risicomatrix in figuur 6.7.

		Severity of Consequence						
		A	B	C	D	E	F	
		Minor	Moderate	Serious	Very Serious	Catastrophic	Disastrous	
Likelihood of Occurrence	6	Very Likely	A6	B6	C6	D6	E6	F6
	5	Likely	A5	B5	C5	D5	E5	F5
	4	Unlikely	A4	B4	C4	D4	E4	F4
	3	Very Unlikely	A3	B3	C3	D3	E3	F3
	2	Extremely Unlikely	A2	B2	C2	D2	E2	F2
	1	Remote	A1	B1	C1	D1	E1	F1

Figuur 6.7: Risicomatrix voor lekkage via het zadelpunt van L04-A (ALARP rest risico)

6.6 Conclusie lekkagescenario's

De vier lekkagescenario's zijn beschreven en beoordeeld voor de situatie in L04-A door middel van de risicomatrices. Hiermee zijn de mogelijke lekkagepaden in beeld gebracht, de waarschijnlijkheid dat lekkage via een bepaald lekkagepad optreedt en de impact die deze lekkage zou hebben wanneer het plaatsvindt. Met inachtneming van de preventieve en mitigerende beheersmaatregelen zoals geïdentificeerd door TotalEnergies is de kans op lekkage uit het L04-A opslagcomplex zeer onwaarschijnlijk en, mocht dit onverhoopt toch gebeuren, is de impact gering. Hierbij zijn enkele aandachtspunten belangrijk en deze zijn onderstaand beschreven per fase van het project.

Aanlegfase

In de aanlegfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Aanpassing van de putten zodat deze geschikt zijn als CO₂-injectieputten. Hierbij worden de materialen aangepast naar CO₂-geschikte materialen en worden de kwaliteit en wanddikte van de cementatie gecontroleerd;
- Indien nodig worden cementreparaties of herstelwerkzaamheden uitgevoerd aan de buitenkant van de put;
- Er wordt een nieuwe opvoerserie en putafwerking aangebracht;
- Put-specifieke aanpassingen, bijvoorbeeld ten aanzien van de packer en de wellhead.

Injectiefase

In de injectiefase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

- Monitoring in de putten om zorg te dragen voor een gecontroleerde CO₂-injectie. Mochten de meetwaarden afwijken van de verwachte waarden (uit de modelberekeningen), wordt aan de hand van het monitoringsplan bepaald welke actie noodzakelijk is;
- De reservoirdruk wordt gecontroleerd en mag niet stijgen tot boven de hydrostatische druk. Deze wordt mede gereguleerd door een gecontroleerde injectiedruk. Hiermee wordt het risico op lekkage geminimaliseerd.

Afsluitingsfase

In de afsluitingsfase moeten de volgende maatregelen en aandachtspunten mee worden genomen:

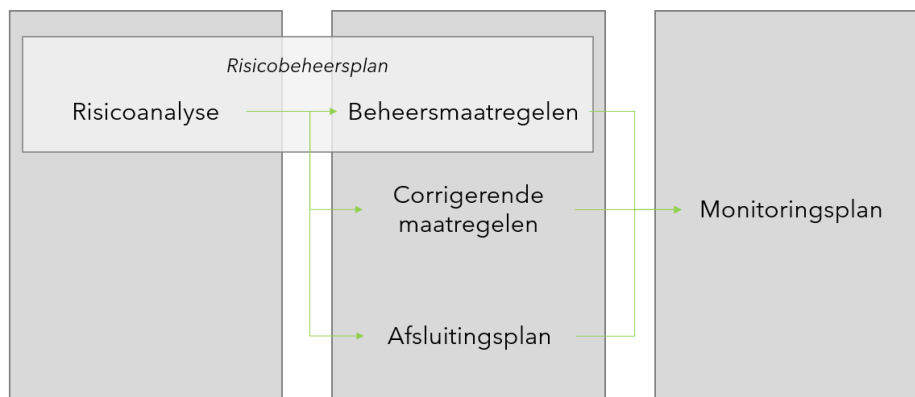
- Bij afsluiting worden de standaardprocedures gevolgd voor afdichting en verlating van de putten. Hierbij worden cementproppen ('plugs') geplaatst waardoor de CO₂ niet via de put naar het maaiveld kan migreren. Additioneel wordt ter hoogte van het afsluitende gesteente een zogeheten pannenkoekplug geplaatst;
- De kwaliteit van de gebruikte putmaterialen dient ook op de lange termijn te worden gewaarborgd om de putintegriteit te garanderen.

Bovenstaande aandachtsgebieden worden ondersteund door een uitgebreid monitoringsplan dat de gehele levenscyclus beslaat van het opslagproject, van de pre-injectieperiode tot de post-injectieperiode (een periode van 20 jaar waarin faciliteiten worden ontmanteld en verlaten) en de post-overdrachtsperiode (verondersteld een periode van 30 jaar). Zie voor het monitoringsplan ook hoofdstuk 7.

7 Monitoring

7.1 Inleiding

Zoals vastgesteld in de Mijnbouwwet worden bij de opslagvergunningaanvraag vier plannen ingediend. Deze plannen hebben het gezamenlijke doel de opslag van CO₂ zo veilig en gecontroleerd mogelijk plaats te laten vinden. Dit zijn het risicobeheersplan, het monitoringsplan, het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan (zie figuur 7.1). Het risicobeheersplan bestaat uit een risicoanalyse (risk assessment) en de risico beheersmaatregelen (riskmanagement). De risicoanalyse vormt de basis voor het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan. Het monitoringsplan is opgesteld op basis van deze plannen en het risicobeheersplan en in afstemming met als toezichhouder het Staatstoezicht op de Mijnen.



Figuur 7.1: Overzicht van de in te dienen plannen en hun onderlinge relatie

In voorgaande hoofdstukken is het belang van monitoring naar voren gekomen. Het is een essentieel onderdeel omdat het de omstandigheden in het reservoir en de omgeving controleert en daarmee risico's kan voorkomen en minimaliseren. Naast de risico parameters worden ook operationele parameters gemeten, zodat de operator sturing kan geven aan het injectieproces binnen de vooraf vastgestelde bandbreedten.

Het offshore verkrijgen van monitoringsgegevens is een kostbaar proces, wat het extra belangrijk maakt om afgewogen keuzes te maken in de intensiteit en timing van het monitoringsprogramma. Het monitoringsplan wordt mede afgestemd op de EU Emission Trading System (ETS) voorwaarden. Hierbij ligt de nadruk op het registreren van mogelijke lekkage uit het opslagcomplex.

7.2 Opzet van het monitoringsplan

Het monitoringsplan is opgesteld om vast te stellen dat het injectieproces zich afspeelt binnen de afgesproken operationele condities, dat de verspreiding van CO₂ in het opslagcomplex plaatsvindt conform de voorspellingen en voor het beheersen en minimaliseren van de risico's. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende onderdelen:

- Verplichte monitoring, voor het periodiek of continu monitoren van aspecten gericht op CO₂-migratie of potentiële lekpaden;
- Noodzakelijke monitoring, voor items die cruciaal zijn voor de integriteit en operationele processen;
- Contingent monitoring, aanvullende monitoring toegepast op de detectie van significante afwijkingen.

De onderdelen van het monitoringsplan worden behandeld voor de gehele levenscyclus van het project. Hieronder valt de pre-injectiefase, de injectieperiode (van 25 jaar), de afsluitingsperiode (van 20 jaar) en de post-overdrachtsperiode (verondersteld 30 jaar). Na afsluiting wordt het gevulde reservoir overgedragen aan de overheid zodra een aantoonbaar stabiele situatie is bereikt. Ook na deze overdracht worden de ontwikkelingen in het reservoir op de lange termijn periodiek gevolgd.

De verplichte en noodzakelijke monitoringelementen die voor het L04-A opslagcomplex zijn geïdentificeerd en het doel er van zijn de volgende:

- Druk, temperatuur, flowrate en vloeistofsamenstelling langs het volledige injectiesysteem, voor CO₂-migratie in het opslagcomplex;
- Passieve seismiek om (micro-)seismiciteit te monitoren, voor de structurele integriteit;
- Milieuonderzoeken, voor veranderingen in het ecosysteem en CO₂-lekkage;
- CO₂-detectors op het platform om lekkage te detecteren.

Naast deze verplichte en noodzakelijke monitoringelementen zijn 16 aanvullende monitoringelementen geïdentificeerd in geval van een significante deviatie. Hieronder vallen additionele 3D seismische onderzoeken, putlogging, milieuonderzoeken, bemonstering, in situ metingen en inspecties van de bovengrondse faciliteiten, zoals met een infraroodcamera.

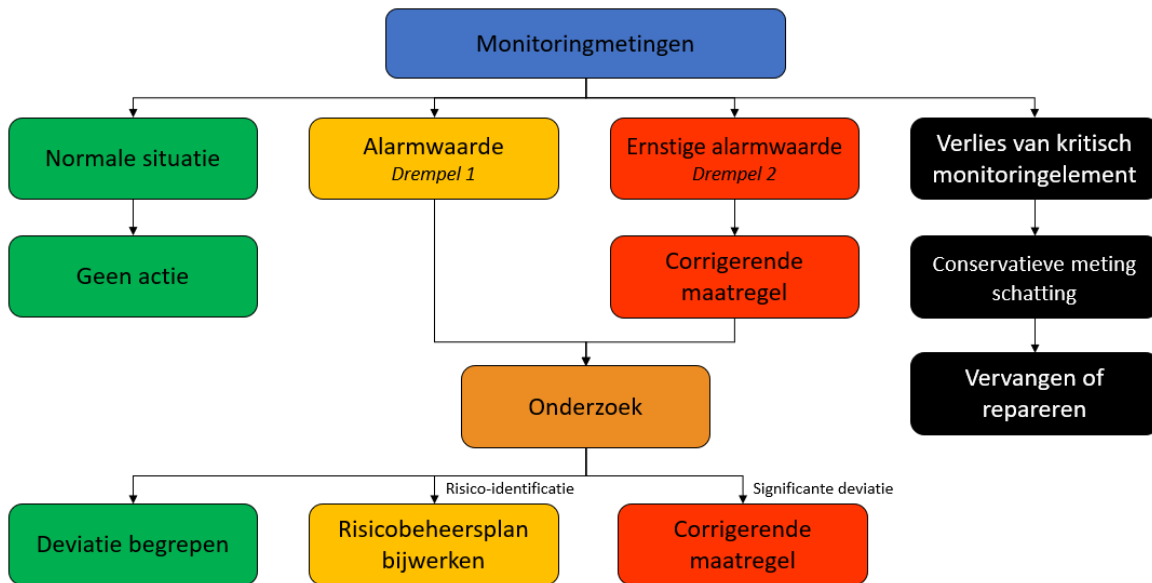
7.3 Ontwerp van het monitoringsplan

Het monitoringsplan is ontworpen met inachtneming van de voorwaarden en doelstellingen die gesteld zijn. Het plan richt zich op het aanpassen van de modelprojecties aan de hand van afwijkingen binnen de onzekerheidsmarge. Afhankelijk van de ernst van de afwijkingen worden aanvullende metingen verricht of corrigerende maatregelen getroffen. Het proces dat wordt gevolgd in het monitoringsplan is weergegeven in figuur 7.2.

In het monitoringsplan wordt onderscheid gemaakt tussen drie beoordelingen per onderdeel van het plan. Dit gaat volgens drie zones uit het zogeheten stoplichtmodel:

- Groen – normale operationele bandbreedte van gemeten waarde. De opslag vindt plaats conform verwachting dus er vinden geen aanvullende handelingen plaats;
- Oranje – signaalwaarde. Bandbreedte van waarden is anders dan verwacht maar wel veilig, dit vraagt om extra aandacht om de oorzaak vast te stellen. Mitigerende handelingen en contingent monitoring vinden plaats afhankelijk van de omstandigheden;
- Rood – actiewaarde. Waarden wijken ernstig af of overschrijden veiligheidslimieten waardoor injectie beperkt of afgebroken wordt tot de oorzaak en consequenties duidelijk zijn. Op dit niveau moeten corrigerende maatregelen worden genomen.
- Zwart – calamiteit. Het optreden van een calamiteit valt buiten het reguliere monitoringsplan. Een incident kan leiden tot het verlies van een kritisch monitoringselement en leidt daarom tot een vervanging of reparatie in de installatie.

Het uitgebreide monitoringplan wordt opgesteld voor de start van CO₂-injectie en vervolgens minimaal elke 5 jaar geactualiseerd.



Figuur 7.2: Monitoringsplan procesbeschrijving

7.4 Meetprogramma

Als onderdeel van het monitoringsplan is een meetprogramma opgesteld voor zowel het bovengrondse (platform, leidingen, zeebodem) als het ondergrondse opslagdeel (reservoir en putten) van de CCS-keten. Deze opslag in de diepe ondergrond wordt uitgevoerd in combinatie met het integrale meetprogramma van de Aramis infrastructuur. Een aantal meetwaarden worden gekoppeld aan de metingen bij het compressorstation en deels bij de leveranciers. Dit betreft de druk-, temperatuur- en samenstellingsmetingen.

De apparatuur die onderdeel is van het meetprogramma wordt geplaatst in de putten. Daarnaast wordt één put (L04-A6) ingezet als monitoringput, waardoor informatie kan worden verkregen op afstand van de injectieputten.

Het meetprogramma is een belangrijk middel om tijdig CO₂-lekkage uit het opslagcomplex te detecteren. De volgende metingen zijn gerelateerd aan mogelijke lekkage:

- Druk en temperatuur in de putten (zowel bovenin als onderin);
- Annulaire druk in de putten (om putwand lekkage te detecteren);
- Samenstelling van het te injecteren CO₂-mengsel;
- Volume geïnjecteerd CO₂ gebaseerd op een volumemeting;
- Metingen van onregelmatigheden op de zeebodem.

Onderstaande tabel 7.1 geeft een overzicht van de in te zetten meetapparatuur of -methode per te verkrijgen informatie. Deze tabel geeft een indicatie van mogelijke monitoringsactiviteiten. Daarnaast wordt als onderdeel van de injectiestrategie een monitoringsplan opgesteld, waarin meer details worden uitgewerkt.

Tabel 7.1. Overzicht monitoringsactiviteiten diepe ondergrond (TNO, 2019)

		Meting apparatuur / methode	Toegepast in L04-A
Injectieproces			
1	Injectie hoeveelheid	Flow meter	Ja
2	CO2 concentratie in gasmengsel	Monsters & analyses: online systeem	Nee
3	Samenstelling te injecteren gasmengsel	Monsters & analyses: aanvullende monsters voor kalibratie	Nee
4	Bepaling watergehalte	Meting water in gasmengsel	Ja
5	Onregelmatige emissies door lekkage, afblazen of incidenten	Combinatie van technieken	Ja (op jaarlijkse basis, niet continu)
Putintegriteit			
6	Annulaire druk	Druk meter (met alarmeringsniveau)	Ja
7	Putintegriteit	Wireline Logging (selection of tool: CBL, PMIT, EMIT, USIT, WAF, optical)	Ja, bij aanleiding
8	Druk bovenin de putten	Druk meter	Ja
9	Temperatuur bovenin de put	Temperatuur meter	Ja
10	Plugintegriteit	Druk test en aanvullende inspecties	Ja
Reservoirintegriteit			
11	Reservoir druk, onderin de put gemeten	Druk meter	Ja
12	Reservoir temperatuur, onderin de put gemeten	Temperatuur meter (of DTS)	Ja
13	Stabiele druk meting gedurende periode zonder injectie	Druk meter tijdens shut-in	Ja
14	Stabiele temperatuur meting gedurende periode zonder injectie	Temperatuur meter (DTS) tijdens shut-in	Ja, tijdens shut-down
15	Vermoedelijke lekkage	Oppervlakte seismische survey	Ja
Milieu monitoring			
16	Pockmarks aan de zeebodem	Multi-beam echosounding	Nee
17	Aanwezigheid van ondiep gas voorkomens of een gas schoorsteen in de ondiepe ondergrond	Baseline seismische data	Ja
18	Migratie paden voor gas in de ondiepe ondergrond	Time-lapse seismische data acquisitie (2D or 3D)	Ja
19	CO ₂ in de bodem in pockmarks	Gas samples using vibrocore + lab analysis	Nee
20	Detectie van belletjes bij de bovenkant van de put	Visuele en akoestische observatie	Ja, plus infraroodmeting

8 Leemte in kennis en informatie

De uitdagingen van het werk in de diepe ondergrond zitten voornamelijk in het omgaan met onzekerheden. Het omgaan met deze onzekerheden is ook van toepassing bij de olie- en gaswinning, waar inmiddels enkele decennia aan ervaringen zijn opgebouwd hoe hiermee omgegaan kan worden. Hetzelfde geldt voor het ondiepere gebruik van de ondergrond, zoals voor drinkwaterwinning. Om informatie over de ondergrond te vergaren wordt vertrouwd op informatie die is vergaard door middel van metingen in situ en op afstand van de locatie, waar gelijke omstandigheden aan het oppervlak te observeren zijn. Deze informatie leidt doorgaans tot een voldoende beeld van de ondergrondse omgeving en de impact van de werkzaamheden hierop. Er blijft hierbij sprake van resterende onzekerheden, ook al hoeft dit geen belemmering te vormen voor het gebruik van de ondergrond. Dit hoofdstuk beschrijft de leemten in kennis en informatie die hebben geleid tot onzekerheden in dit rapport.

8.1 Leemten in kennis

Leemten in kennis ontstaan door onzekerheden over de omstandigheden in de diepe ondergrond. Data wordt vergaard door seismiek en putmetingen, welke worden opgeschaald naar driedimensionale modellen. In dit opschalingsproces worden aannames gedaan over de structuur van het reservoir en de heterogeniteit van de reservoir eigenschappen. Er lopen momenteel verschillende studies binnen TotalEnergies en als onderdeel van Joint Industry Projects (JIP's). Het doel van deze studies is om leemten in kennis te reduceren. Onderstaand worden de leemten in kennis in detail beschreven.

Modellering

De modellering is gebaseerd op data die in het verleden is vergaard en opgeschaald naar driedimensionale modellen. Dit is uitgevoerd met de beste inzichten en gebaseerd op productiedata uit het verleden, meetwaarden of aannames. De huidige modellen geven duidelijke inzichten in de lange termijn opslag en het lekkagerisico van de CO₂. Wanneer de injectiefase is gestart, kunnen de modellen verfijnd worden om zo te komen tot een geoptimaliseerde voorspelling van de CO₂-injectie.

Eigenschappen van CO₂

De druk, temperatuur, dichtheid en samenstelling van de CO₂ zijn van groot belang voor de hoeveelheid die kan worden opgeslagen. Omdat er nog geen ervaringen zijn met CO₂ afvang, transport en opslag op deze schaal, zijn de huidige aannames slechts gebaseerd op voorspellingen. In het MER wordt de gemiddelde verwachte situatie behandeld. Daarnaast zijn afwijkende omstandigheden in beeld gebracht om het effect van afwijkingen in de eigenschappen van de CO₂ inzichtelijk te maken.

Lange termijn effecten

Het voornemen van het Aramis initiatief is het permanent opslaan van de CO₂ in de diepe ondergrond. Er wordt daarom rekening gehouden met een oneindige opslagperiode. Dit is ook verwerkt in de lange termijn effecten die zijn beoordeeld, welke in de uitvoering zo veel mogelijk worden beperkt. Wanneer serieuze problemen optreden in de toekomst blijft de mogelijkheid bestaan de CO₂ vooralsnog vrij te laten en grotendeels terug te keren naar de oorspronkelijke situatie.

8.2 Leemten in informatie

Leemten in informatie ontstaan door gebrek aan data, ervaring of kennis. Voor dit initiatief kunnen deze worden verkleind door het vergaren van additionele data, wat leidt tot een vergroting van kennis en ervaring. Onderstaand worden de leemten in informatie in detail beschreven.

Geologische en productiedata

Voorafgaand aan de gasproductie uit L04-A heeft een uitgebreide exploratiefase plaatsgevonden waarin het gebied zo nauwkeurig mogelijk in kaart is gebracht. Deze fase is uitgevoerd door TotalEnergies en het eigendom is sindsdien in hun bezit.

Het MER is gebaseerd op de aanwezige informatie van TotalEnergies. Echter is het mogelijk dat aanvullende informatie beschikbaar komt na aanpassing van de putten. Daarnaast kan aanvullende informatie worden verkregen als nieuwe onderzoeken worden uitgevoerd ter completering.

Putintegriteit en -injectiviteit

Voor de kosteneffectiviteit en het hergebruik van materialen ligt de voorkeur bij het hergebruik van bestaande putten door gebruik te maken van sidetracks voor de injectie van CO₂. Hierbij is het van belang een duidelijk beeld te verkrijgen van de huidige status van de putten en hoe deze mogelijk veranderen tijdens en na CO₂-injectie.

De injectiviteit van de putten is van groot belang voor het injectieproces. Dit is sterk afhankelijk van zowel de eigenschappen van het gesteente en de eigenschappen van de put. Om een verwachting van de injectiviteit te kunnen schetsen voorafgaand aan de injectie, vindt een testperiode plaats. Deze testperiode wordt aangevuld door gedetailleerde modellering van de CO₂-injectie.

Langs de putwand kunnen micro-annuli ontstaan die een uitdaging vormen voor de putintegriteit. Op de lange termijn is de druk in het opslagcomplex lager zijn dan in de bovenliggende lagen, waardoor er via de micro-annuli geen CO₂-migratie plaatsvindt. Tijdens het injectieproces zou de druk onderaan de put tijdelijk hoger kunnen zijn dan de hydrostatische druk, wat het risico vergroot. Met berekeningen is het mogelijk een inschatting te maken van de hoeveelheid CO₂ die in het ongunstigste lekkagescenario langs de putwand migreert.

Bij de afsluiting van het reservoir worden de putten zo goed mogelijk afgesloten om het lekkagerisico via de binnenkant van de put te minimaliseren. Technisch gezien is dit goed mogelijk omdat dergelijke afsluitingsmechanismen al in meerdere putten zijn toegepast. Echter is dit nog niet eerder uitgevoerd bij een met CO₂ gevuld reservoir. Deze toepassing dient daarom na afsluiting getoetst te worden.

Modellering

Binnen de olie- en gasindustrie zijn door jaren ervaring modellen gerealiseerd die inzichtelijk maken hoe olie en gas zich door een reservoir bewegen tijdens de winning. Dankzij de aanwezige gedetailleerde kennis is het daarnaast mogelijk de injectie van stoom, water of gas in een reservoir te modelleren.

De ervaringen met CO₂-modellen zijn echter veel minder uitgebreid. Met het verkrijgen van nieuwe gegevens kunnen deze modellen steeds meer worden getoetst waardoor geleidelijk aan steeds nauwkeurigere en betrouwbaardere modellen gerealiseerd kunnen worden. Deze ervaringen zijn belangrijke leerpunten voor nieuwe CCS-projecten.

9 Literatuur

CE Delft en De Gemeyn. (2018). *Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie.*

Duin, E. J. T., Doornenbal, J. C., Rijkers, R. H. B., Verbeek, J. W., Wong, Th. E. (2006). Subsurface structure of the Netherlands – results of recent onshore and offshore mapping. *Geosciences.*

Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. (2017). *Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie.*

Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. (2022). *Seismische meetstations.* Opgehaald van KNMI: <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-meetstations>

Ministerie van Economische Zaken. (2021). *Ruimtelijke Verkenning van CO₂-transport en -opslag.*

Mitigation of Climate Change. (2022). *IPCC rapportage.*

Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association. (2009). *Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf. Phase 2: Costs of transport and storage.*

Overheid.nl. (2022). *Mijnbouwwet.*

Porthos. (2021). *P18-2 CO₂ opslag vergunning.*

TNO en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). (2022). *Nederlandse Olie- en Gasportaal.* Opgehaald van NLOG: www.nlog.nl