

AANVULLING 1 - zaaknummer V-31186 - d.d. 25 oktober 2023

“Actualisatie winningsplan Schoonebeek-Gas”

Deze bijlage bevat de aanvullende gegevens die het ministerie van Economische Zaken en Klimaat middels mail d.d. 26 september 2023 heeft verzocht op te sturen.

Hieronder een overzicht van de gevraagde aanvullingen

Appendix A. Vragen EZK/SodM & Antwoord NAM

REFERENTIE DOCUMENTEN:

Appendix B:

**Uitwerking Waterinjectie Protocol Injectie van het Schoonebeek
oliewater in het Schoonebeek gasveld, April 2023, EP202303201029**

Inclusief

**Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico's Waterinjectie
Schoonebeek Zechstein- Report, April 2023. EP202303201028;**

Appendix C:

**Waterinjectie Management Plan 2023 waterinjectie Schoonebeek-
zechstein April 2023 rapport: EP202303201027.**

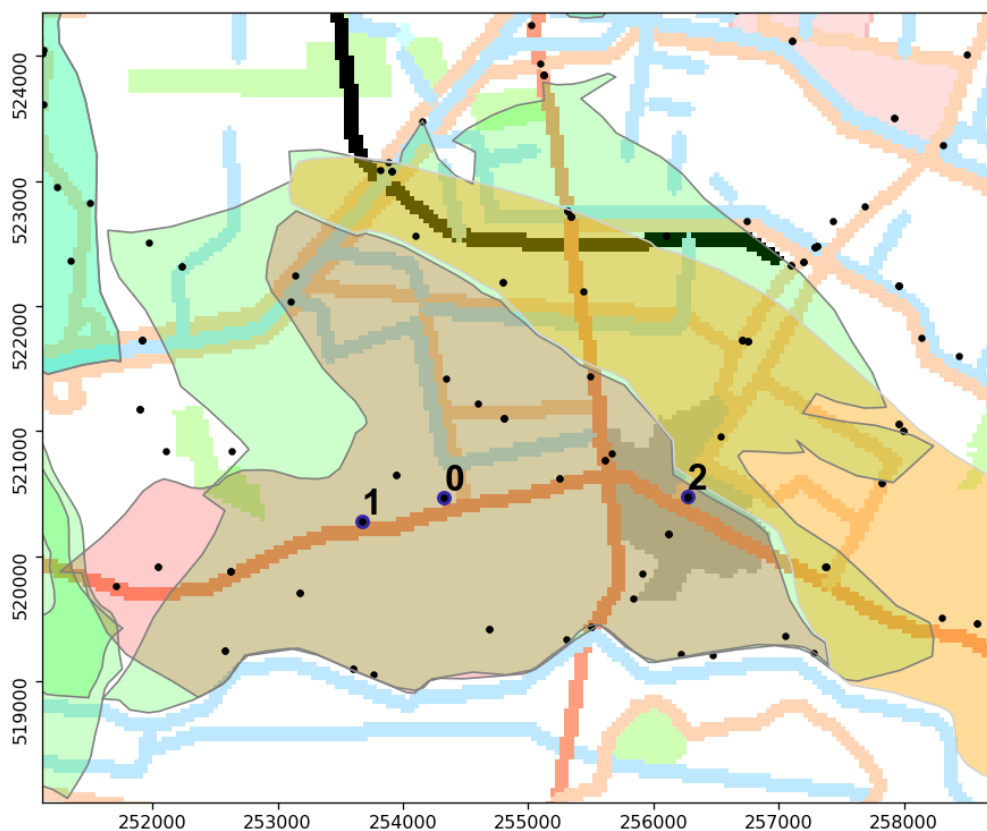
Appendix A. Vragen TNO/SodM & Antwoord NAM

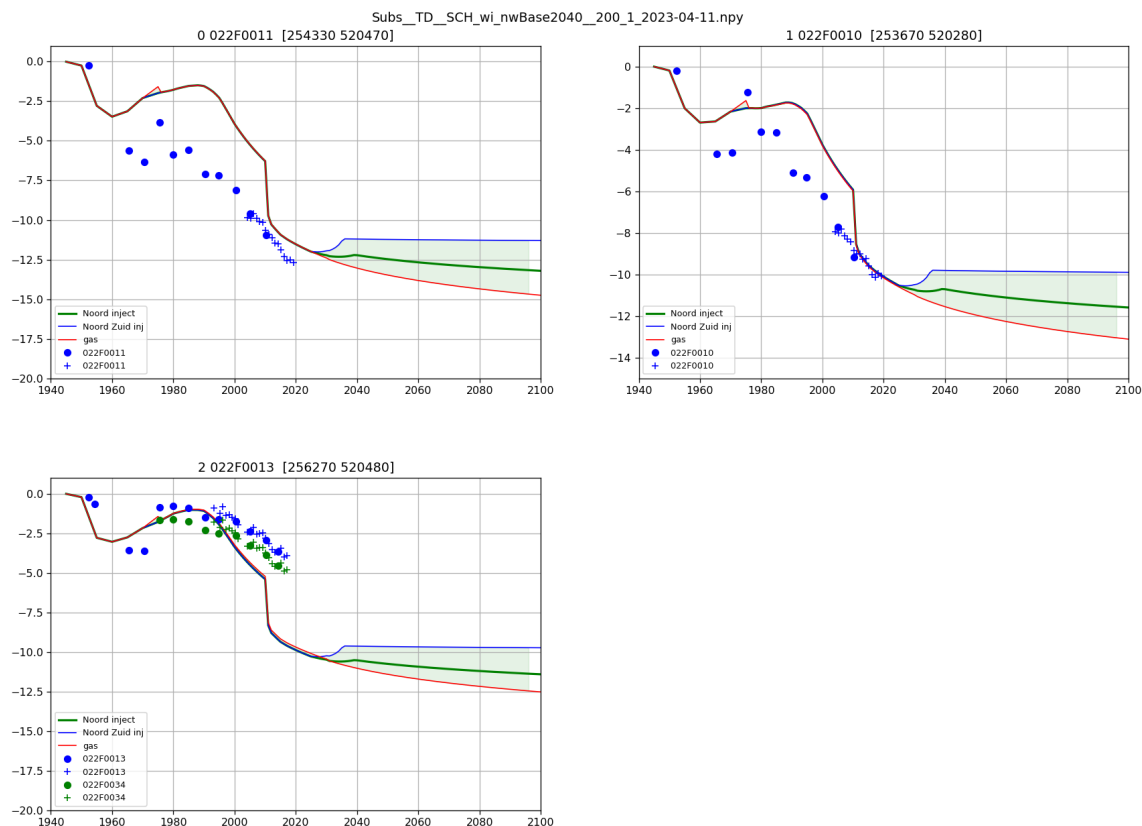
TNO Vragen

TNO Vraag 1:

Bodemdaling: TNO-AGE mist bij de huidige aanvraag de vergelijking tussen model en observaties om te beoordelen of de kalibratie een goede inschatting van de parameters geeft. TNO-AGE adviseert NAM de vergelijkingen tussen observaties en resultaten van het gekalibreerd model te presenteren.

Antwoord NAM:





Bovenstaande kaart toont de locaties voor 3 punten boven het veld waarvoor de bodemdaling in de tijd is uitgewerkt, zie de drie tijdsprofielen. Voor de bodemdalingsberekening is gebruik gemaakt van het bodemdalingsmodel uit het vigerende winningsplan Schoonebeek olie (2008) en een nieuw bodemdalingsmodel voor Schoonebeek gas. Het bodemdalingsmodel voor Schoonebeek olie betreft een instantaan elastisch model. Dit gedrag zorgt ervoor dat de gemodelleerde bodemdaling weer omhoogkomt rond 1980, de periode waarin de druk in het Schoonebeek olieveld weer toeneemt. Na het jaar 2000 is de productie van olie tijdelijk gestopt en daarmee vormt de periode 2000-2010 de beste mogelijkheid om het bodemdalingsmodel van Schoonebeek gas te kalibreren. Deze passing is alleen mogelijk wanneer een tijdsafhankelijk compactiemodel wordt gekozen. NAM heeft daarom gekozen voor een passing met het RTCiM compactiemodel.

De snelle daling die plaatsvindt in 2011 is een gevolg van het drukprofiel volgens het vigerende Schoonebeek olieveld winningsplan en de instantane reactie van het elastisch compactiemodel van het olieveld.

Na 2023 zijn in de tijdseries drie bodemdalingsscenario's zichtbaar. De rode lijn toont de bodemdaling wanneer alleen gas wordt gewonnen en geen waterinjectie plaatsvindt. De groene lijn toont een scenario waarbij er gas wordt gewonnen en er injectie van water plaatsvindt in het noordelijke deel van het veld. De blauwe lijn toont het scenario waarin er ook injectie zal plaatsvinden in het zuidelijke deel van het veld.

TNO Vraag 2:

Rol Schoonebeek olieveld: TNO-AGE merkt op dat het vigerende Schoonebeek oliewinningsplan uit 2008 meldt dat de nog te verwachten bodemdaling zal worden bereikt omstreeks het jaar 2040, en <

5 cm zal bedragen. TNO-AGE merkt op dat het onduidelijk is wat de bijdrage van Schoonebeek Olie over tijd bedraagt. Voornamelijk of de bodemdaling reeds heeft plaatsgevonden of dat er nog bodemdaling door veroorzaakt kan worden.

Antwoord NAM:

Het vigerende winningsplan voor Schoonebeek olie komt uit 2008. Zoals aangegeven in het vorige antwoord, wordt een elastisch model gebruikt voor de berekeningen van de bodemdaling. Bij de herontwikkeling vindt, volgens het vigerende winningsplan, rond het jaar 2011 een snelle drukdaling plaats in het Schoonebeek olieveld. Daarna stabiliseert de druk. Na 2011 zal er dus geen bodemdaling meer worden veroorzaakt door Schoonebeek olie.

TNO Vraag 3:

Validiteit RTiCM model op Zechstein carbonaten: Het RTiCM model is gebaseerd op compactie experimenten op zandstenen uit de Rotliegend formatie. In hoeverre is het toepasbaar op Zechstein carbonaten? TNO-AGE adviseert om de operator de gekozen modelparameters en daaruit voortvloeiende bodemdalingsprognose van het Zechstein carbonaat reservoirgesteente te onderbouwen, onafhankelijk van instemming met extra gaswinning van dit winningsplan. Immers de extra gaswinning van de huidige aanvraag heeft nauwelijks invloed op de extra uiteindelijke bodemdaling terwijl de uiteindelijke maximale bodemdalingsprognose door gaswinning sowieso belangrijk blijft. Een goede onderbouwing zal ondersteunt moeten worden met onderzoek naar het elastisch en kruipgedrag van deze carbonaat gesteenten. TNO-AGE schat in dat de operator voor dit onderzoek in alle redelijkheid een tijdsperiode van enkele jaren nodig zal hebben.

Antwoord NAM:

Het RTCiM model is ook gebruikt voor het Harlingen veld van Vermilion en voor het de Wijk tuffite veld. Het model wordt dus breder ingezet dan alleen voor de Rotliegend velden. In het algemeen beschrijft het RTCiM de bodemdaling beter dan de compactiemodellen die NAM in het verleden heeft gebruikt: lineair, bi-lineair en time-decay.

Het RTCiM beschrijft de vertraagde en doorgaande compactie dat zich door vertaalt naar de bodemdaling. Echter de waargenomen vertraagde en doorgaande bodemdaling boven veel gasvelden kan ook worden veroorzaakt door andere tijdsafhankelijke processen, zoals bv zoutkruip en diffusie van druk in slecht(er) doorlatend gesteente.

Het is niet mogelijk om al deze processen kwantitatief te ontrafelen. NAM heeft ervoor gekozen om voor de meeste velden deze mogelijke processen te verdisconteren in het RTCiM compactiegedrag. Zoals als eerder is beschreven leunt NAM voor de bodemdalingskalibratie van het Schoonebeek gasveld sterk op de gemeten bodemdaling in periode 2000-2010 waarin de oliewinning gestopt was. Wanneer deze gemeten bodemdaling volledig werd veroorzaakt door de productie van Schoonebeek gas, kan deze alleen maar gepast worden met RTCiM, waarbij een relatief hoge waarde van de gekalibreerde b-waarde zorgt voor een significante doorgaande bodemdaling in de toekomst.

SodM vragen;

SodM Vraag 1:

Voor een integrale afweging van de ondergrondse risico's als gevolg van de gecombineerde activiteiten van gaswinning-en-waterinjectie heeft SodM zowel overkoepelende analyse van risico's als detailstudies nodig naar de verspreiding van het injectiewater in het gedepleteerde 'fractured-carbonate' reservoir. Deze informatie is elders door de NAM gedocumenteerd, SodM vraagt daarom dat de volgende rapporten deel van de aanvraag zijn:

- Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico's Waterinjectie Schoonebeek Zechstein-Report, April 2023. EP202303201028;
- uitwerking Waterinjectie Protocol Injectie van het Schoonebeek oliewater in het Schoonebeek gasveld, April 2023, EP202303201029 .

Antwoord NAM:

Tijdens het overleg d.d. 17 oktober jl. is afgesproken om deze documenten als REFERENTIE documenten toe te voegen. Zie Appendix B voor deze referentie documenten.

SodM Vraag 2:

In bovengenoemde rapporten, EP202303201028 en EP202303201029, geeft de NAM toelichting op het risico van zoutoplossing door verwijzing naar de NAM studie "Halite dissolution modelling of water injection into Carbonate gas reservoirs with a Halite seal, December 2014". Indien de NAM meent dat deze studie van toepassing is voor de beschrijving van de integriteit de afsluitende het Schoonebeek-ZE-gasveld dient het halite dissolution rapport te worden toegevoegd aan de aanvraag, en hoe dit van toepassing is voor de Schoonebeek Gas winningsplanaanvraag.

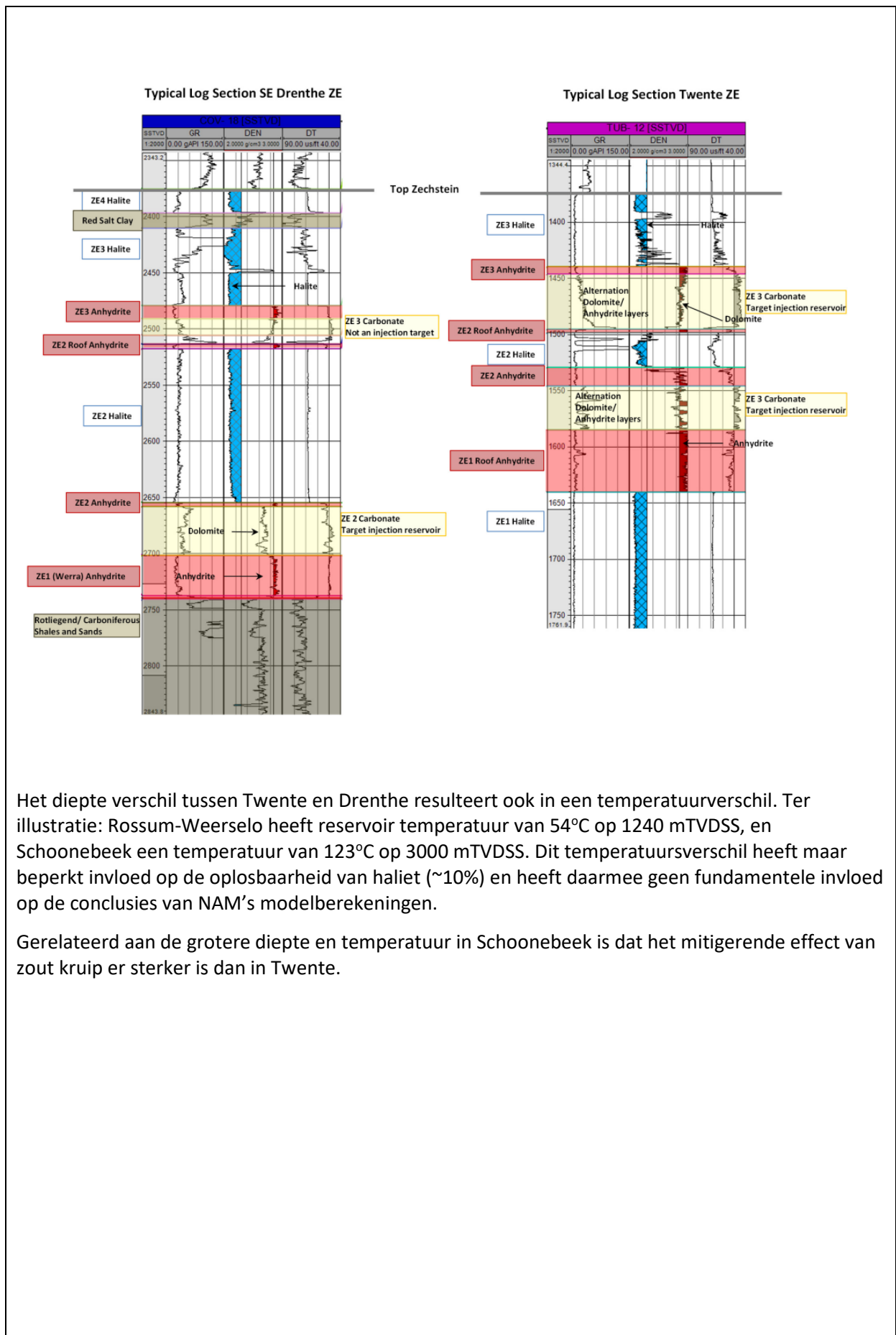
Antwoord NAM:

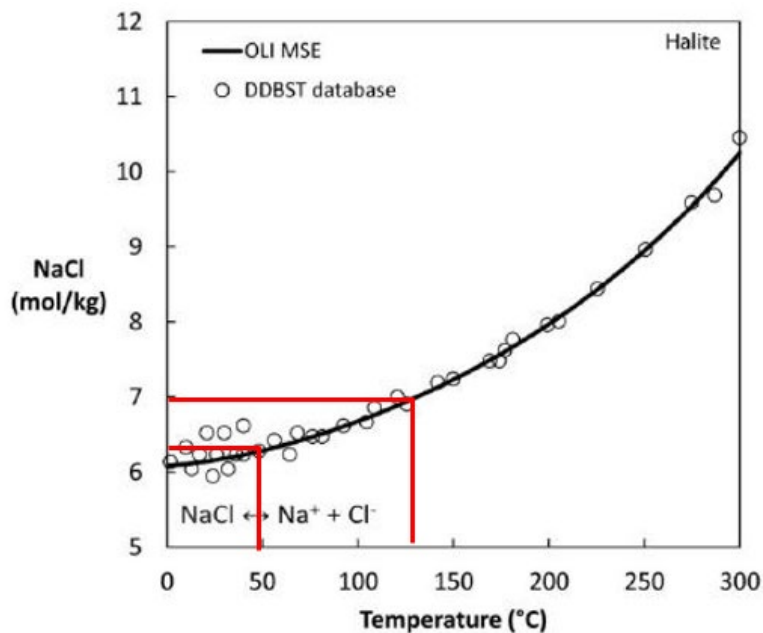
De genoemde "Halite dissolution modelling" studie (EP201310203080) beschrijft hoe zoutoplossing alleen kan plaatsvinden als aan twee heel specifieke condities voldaan kan worden:

- 1) het injectiewater moet in direct contact kunnen komen met het zout
- 2) het injectiewater moet in voldoende mate langs het zout kunnen doorstormen om steeds weer "vers" (niet zout verzadigd) water aan te voeren.

Er worden scenario's geïdentificeerd waar dit theoretisch zou kunnen gebeuren. Deze generieke scenario's zijn zowel van toepassing in Twente als in Schoonebeek. Het beheersen van de risico's voor deze scenario's in het specifieke geval van Schoonebeek wordt beschreven aan de hand van de bow-tie diagrammen in rapport EP202303201028, waar de barrières en mitigerende maatregelen worden uiteengezet.

Ten aanzien van de toepasbaarheid van EP201310203080 voor het Schoonebeek Zechstein gasveld kan worden opgemerkt dat het Zechstein pakket is afgezet in meerdere opeenvolgende depositionele evaporiet cycli over een groot gebied (de Zechsteinzee strekte zich uit van het oosten van Groot-Brittannië tot in het oosten van Polen) waardoor er hoge laterale continuïteit is. Onderstaande figuur vergelijkt een type log voor Drenthe (COV-18) met een type log voor Twente (TUB-12) en laat deze laterale continuïteit duidelijk zien. Ook de afsluitende Zechstein 2 Anhydriet laag (ZE22A) is duidelijk regionaal correleerbaar. De huidige dieptes van het Zechstein pakket zijn in Drenthe zo'n 1-2 km dieper dan in Twente.





The solubility of halite as a function of temperature at P_{sat}

In Drenthe zijn meer breuken. Daarom is kwantificering minimale afstand tot breuken noodzakelijk: Simulatie laat zien dat 140 m acceptabel is bij 2500 m³/d. Dit is een worst case want de volgende mitigerende elementen zijn niet meegenomen:

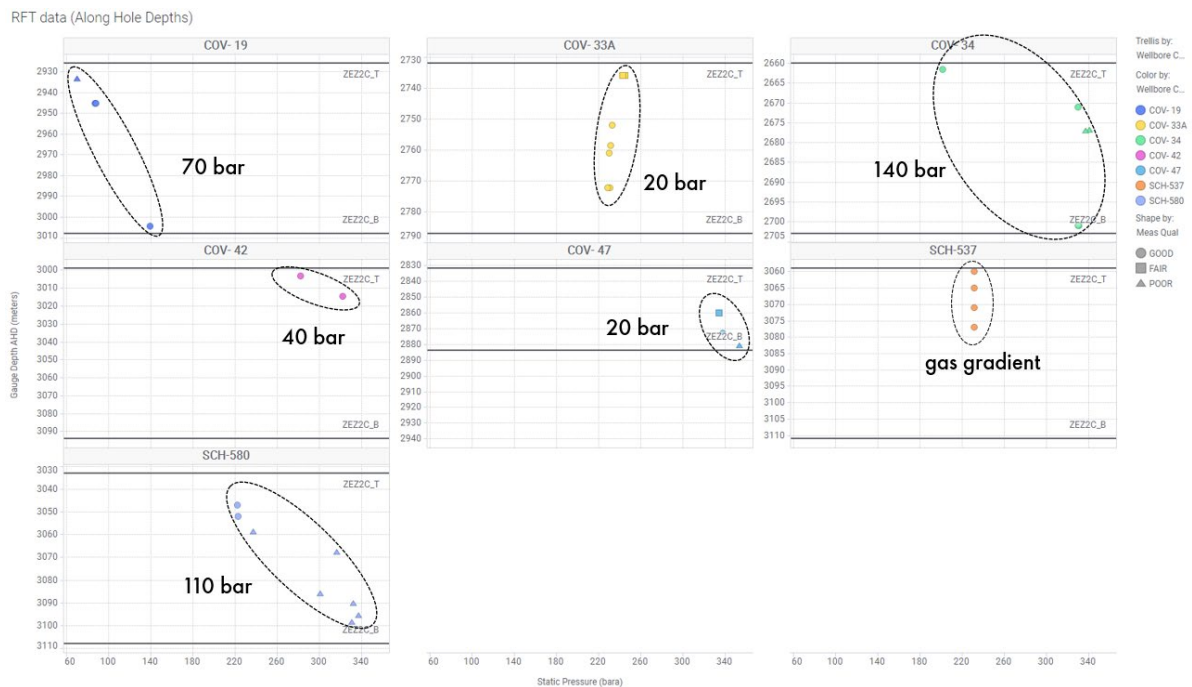
- Bij breuken zijn de natural fractures gevuld met zout waardoor contact tussen injectiewater en haliet sterk vertraagd wordt.
- Bij breuken is de dominante fracture oriëntatie parallel aan de breuken. Effective permeabiliteit in de richting van breuken is daardoor zeer laag. Contact tussen injectiewater en haliet word hierdoor sterk vertraagd.
- Indien injectiewater toch het zout bereikt en er een kleine holte ontstaat, dan wordt deze holte direct weer gevuld door zout kruip. De druk in het zout is immers veel hoger dan de druk in het water. Zout kruip werkt vooral in Drenthe door de diepere ligging. In Twente speelt dit een kleinere rol, maar de Twente velden zijn ook minder verbruikt.

De aangevraagde put locaties voor de nieuwe water injectie putten in het Schoonebeek Zechstein reservoir zijn echter geoptimaliseerd voor de (maximale) afstand tot breuken, waardoor deze afstand enkele honderden meters bedraagt.

Een verschil tussen Twente en Drenthe is de afwezigheid in Drenthe van anhydriet binnen het Zechstein 2 carbonaat pakket. De aanwezigheid van deze anhydrietlagen resulteerde in Twente tot veel barrières voor verticale stroming. In Drenthe zijn dergelijk contrasten in lithofacies minder aanwezig, wat een impact heeft op de verticale permeabiliteit, derhalve een hogere kv/kh in Drenthe. In sectie 5.3 van de "Uitwerking Waterinjectie Protocol" wordt de kv/kh binnen het Zechstein 2 carbonaat pakket in Drenthe als volgt beschreven:

Als gevolg van de gelaagdheid zal de grootschalige verticale permeabiliteit naar verwachting laag zijn, $K_v/K_h < 0.01$. Op schaal van de gelaagdheid zal in de verbrokkelde lagen de verticale permeabiliteit naar verwachting rond de $K_v/K_h = 1$ liggen.

De grootschalige verticale permeabiliteitscontrasten die resulteren in een lagere K_v/K_h voor het gehele pakket zijn zichtbaar in de regionale RFT data, die tijdens de depletie fase grote verticale drukverschillen laat zien binnen het Zechstein 2 Carbonaat reservoir.



De “Halite dissolution modelling” studie (EP201310203080) beschouwt een range aan K_v/K_h realisaties, inclusief het $K_v/K_h=1$ scenario. Figuur 5-12 laat zien dat de hoeveelheid zout die op de lange termijn oplost (20,000+ jaar) niet substantieel verschilt tussen de twee onderzochte scenarios van diffusie ($k_v/k_h=10^{-3}$) en convectie ($k_v/k_h = 1$). NAM concludeert hieruit dat er geen substantieel verschil is tussen Twente en Drenthe voor het risico van zoutoplossing voor de lange termijn.

- In Twente is de k_v zeer laag waardoor convectie pas na 7000 tot 75000 intreedt. In Drenthe is de k_v tot 3 ordes van grootte hoger. Dit heeft geen impact op injectie tijdschaal. Ook bij hoge k_v komt convectie pas na duizenden jaren op gang. Dat komt doordat er eerst voldoende diffusie bij breuken moet optreden om de dichtheid verschillen te creëren die nodig zijn voor convectie.
- Mocht al het water verzadigd raken dan kan maximaal een laag van slechts 25cm zout opgelost worden. Aangezien het zout tientallen tot honderden meters dik is vormt dit geen bedreiging voor de integriteit van het afdekkende gesteente.
- Sterk gelokaliseerde zout oplossing of caverne vorming is zeer onwaarschijnlijk. Omdat de druk in het injectiewater lager is dan in het zout, vullen eventueel ontstane gaten weer snel door zout kruip. Dit zout wordt onttrokken uit de wijde omgeving, waardoor een zeer klein en zeer uitgestrekt dalingseffect ontstaat.
- Sterk gelokaliseerde oplossing op de crest van het veld (na de injectie fase) is zeer onwaarschijnlijk omdat deze beschermd wordt door de aanwezigheid van een gas kussen. Waardoor eventuele oplossing gedistribueerd wordt over grote flank gebieden.

Mogelijke lange termijneffecten (tienduizenden jaren) van zoutoplossing op bodemdaling zoals beschreven in de NAM-studie voor Twente "Subsidence caused by Halite dissolution due to water injection into depleted Carbonate gas reservoirs encased in Halite, Nov 2016, EP201310204177" biedt ook een benadering voor Drenthe. Het Tubbergen reservoir in de studie is vergelijkbaar in oppervlakte met het Schoonebeek reservoir. De voorgenomen waterinjectie in het Schoonebeek Zechstein reservoir (33 mln m3) is vergelijkbaar met de studie voor Tubbergen (29 mln m3). Doordat het Schoonebeek Zechstein reservoir zich op bijna twee keer zo grote diepte bevindt als Tubbergen, zal in Schoonebeek de bodemdalingsskom lateraal uitgestrekter zijn, met een kleinere maximale bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingsskom. Voorgenoemde laterale continuïteit van de Zechstein laagpakketten heeft zowel in Tubbergen als in Schoonebeek de afsluitende Zechstein 2 Anhydriet laag (ZE22A) direct boven het Zechstein 2 Carbonaat reservoir (anhydriet is bij de reservoir condities niet in water oplosbaar).

Een belangrijk verschil tussen Tubbergen en Schoonebeek is dat in Schoonebeek zich geen halietaalag bevindt aan de onderkant van de Zechstein 2 Carbonaat. Dit is wel aangenomen in de studie, welke laat zien dat juist deze ondergelegen halietaalag het meest vatbaar is voor zoutoplossing.

SodM Vraag 3:

Voor de beoordeling van de risico's van waterinjectie (in het gasveld) heeft SodM voor een integrale beoordeling toelichting nodig van de beheersmaatregelen die de NAM zal nemen en die doorgaans in een Waterinjectie Management Plan zijn uitgewerkt. SodM is bekend met een beheersplan waarin beheersmaatregelen nader zijn onderbouwd en ziet dit als een noodzakelijk deel van de aanvraag zodat beoordeling mogelijk is:

- Waterinjectie Management Plan 2023 waterinjectie Schoonebeek-zechstein April 2023 rapport: EP202303201027.

Antwoord NAM:

Tijdens het overleg d.d. 17 oktober jl. is afgesproken om deze documenten als REFERENTIE documenten toe te voegen. Zie Appendix C voor dit referentie document.

SodM Vraag 4:

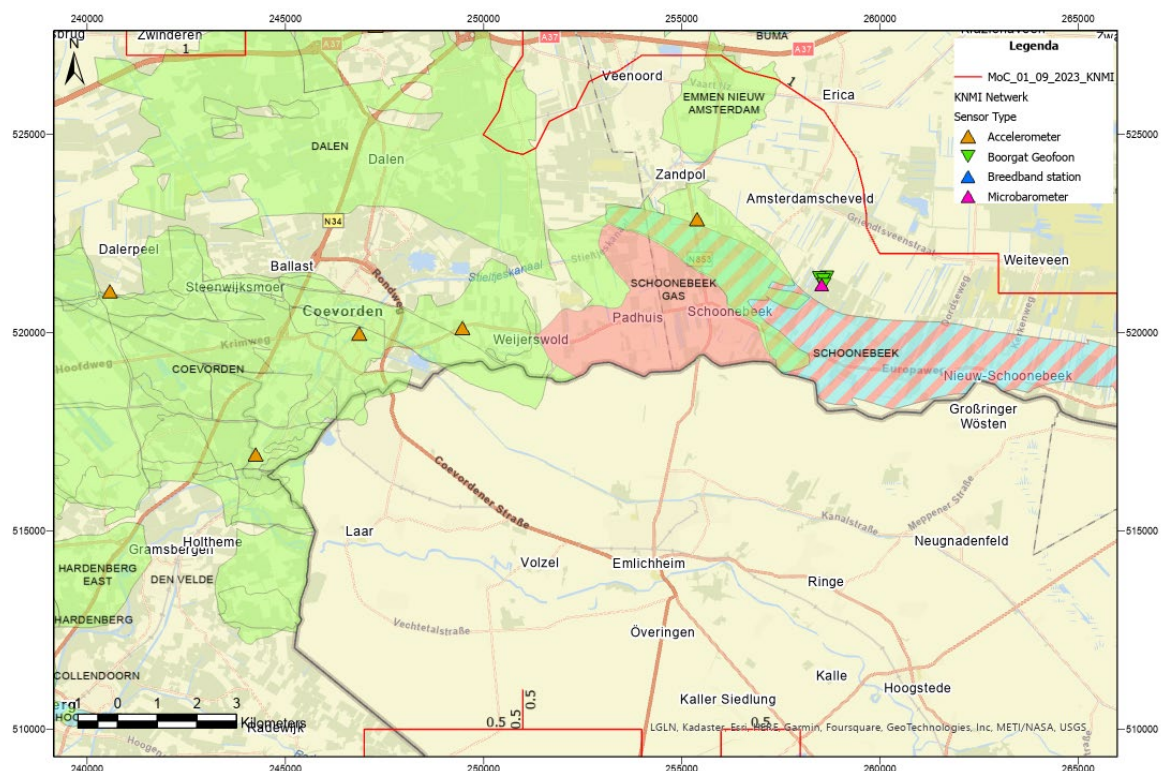
SodM heeft voor de beoordeling van de risico's en voor toekomstig toezicht één integraal seismisch risicobeheersplan nodig waarin de maatregelen voor de risicobeheersing als gevolg van gaswinning én als gevolg van de waterinjectie zijn beschreven. Wel geeft de NAM in het rapport "Seismic Threat Assessment for Schoonebeek-Zechstein Water injection, EP202304200850" specificaties van beheersmaatregelen. Echter SodM heeft integratie nodig van deze voorstellen in een concreet integraal uitgewerkt seismisch risicobeheersplan. Zonder zo'n plan kan SodM geen beoordeling geven van de risico's en doeltreffendheid van beheersmaatregelen.

Antwoord NAM:

NAM heeft in het ingediende winningsplan en WABO voorgesteld om het generieke seismische risicobeheersplan te gebruiken voor de gecombineerde gaswinning en waterinjectie (link). Dit plan laat onder meer in één overzichtelijke tabel zien wat de te nemen acties zijn na een aardbeving van een bepaalde magnitude (het zogenaamde verkeerslicht). Een eerdere versie van dit plan is goedgekeurd door SodM. In veel gevallen zal de actie zijn dat het seismisch risicobeheersteam (SRBT) het hypocentrum zal vergelijken met de activiteiten in het veld. Bij bevingen $2,0 < M \leq 3,0$ zullen er

aanbevelingen voor beheersmaatregelen worden gemaakt. Eventueel ingrijpen in de productie en/of injectie gaat in overleg met SodM, zoals voorgesteld in het beheersplan. Ook zijn er nu al maatregelen voorgesteld die het risico op bevingen zullen verkleinen. De locaties van de injectieputten zijn mede bepaald op basis van een zo groot mogelijke afstand tot de bestaande breuken.

NAM is ook van mening dat het gebruik van één generiek beheersplan de transparantie naar het publiek zal vergroten. Het bestaan van meerdere beheersplannen in Nederland is in NAM's optiek, niet wenselijk. Tegelijkertijd wordt onderkend dat het hier om een relatief nieuwe activiteit gaat in de ondergrond, nl. het injecteren van grote volumes water, terwijl de gasproductie uit het reservoir wordt gecontinueerd. NAM heeft het seismisch netwerk in de afgelopen jaren uitgebreid waarbij het KNMI recentelijk heeft geconcludeerd dat de "magnitude of completeness" (Moc) boven het veld tussen de $M=0,5$ en $M=1,0$ ligt (zie onderstaande kaart, rode contourlijnen). Dit netwerk zal verder worden uitgebreid in 2024 met als doel een Moc waarde van 0,5 te verkrijgen boven het gehele veld. NAM zal tevens het Schoonebeek gasveld apart beschrijven in het generieke seismisch risicobeheersplan en een apart niveau van escalatie definiëren voor bevingen tussen $M=0,5$ en $M=1,5$.



SodM Vraag 5:

De aanvraag bevat toelichting (H. 6.10 Winningsplan) over de samenstelling van de stoffen die in het gasveld worden (terug)gebracht, een Tabel 6-6 met de Kwantitatieve samenstelling injectiewater met een bovengrens. Voor de risico inschatting van integriteit van het reservoir kan een van de gegeven componenten niet (alleen) de maximale waarden maar ook een ondergrens van de concentratie van belang zijn. Bijv. voor het risico van aantasting van bovenliggende zoutlaag is het gewenst dat toelichting wordt gegeven over de mate waarin een lagere concentratie dan de verwachtingswaarde wel/geen extra risico geeft. Meerdere beheersmaatregelen tegen zoutoplossing van de afsluiting zijn mogelijk, het beheersen van een ondergrens is daar mogelijk één van. Als de NAM zich aan een ondergrens van zoutconcentratie committeert dan dient die gespecificeerd te worden. En wanneer de

NAM meent dat dat voor risicobeheersing niet nodig is, dan dient daar uitleg over te worden gegeven bij de specificatie van samenstelling in het winningsplan.

Antwoord NAM: (Dit antwoord is eerder per mail d.d. 14-9-2023 verstuurd aan EZK)

Het zoutgehalte in het productie/injectie-water daalt als gevolg van de stoominjectie in het olieveld. Het is gezakt van initieel 85,000 mg/l naar 25,000 mg/l en gaat op termijn richting de 10,000 mg/l (Total Dissolved Solids). Het maximaal oplossend vermogen ligt een orde grootte hoger. Derhalve voorziet NAM dat het effect van het inzetten van een realistisch uitvoerbare ondergrens zeer beperkt zal zijn op het risico van aantasting van bovenliggende zoutlaag, zeker in verhouding tot de effecten van andere mitigerende maatregelen, zoals beschreven in sectie 8.3 van de “Uitwerking Waterinjectie Protocol” (april 2023, EP202303201029) en samengevat in Appendix F (Overkoepelende Risico Analyse) op basis van een bow-tie analyse voor het haliet oplosrisico. Derhalve zet NAM in op beperking van het risico door de andere (genomen) maatregelen.

De positionering van de putten in het reservoir is geoptimaliseerd voor een grote afstand tot de breukvlakken. Derhalve wordt het risico van zoutoplossing beperkt doordat de reservoirlocaties voor nieuwe putten een homogene laag anhydriet aan de bovenzijde hebben, zodat het injectiewater niet in contact komt met de bovenliggende zoutlagen. Anhydriet vormt op grotere diepte een goede afschermende laag tussen het kalkgesteente en de Zechstein zoutlagen: bij de drukken die heersen op de reservoirdiepte is anhydriet stabiel en is het zeer slecht oplosbaar in water.

Door de positionering van de putten in het reservoir geldt ook dat de stroomsnelheid van het injectiewater bij het breukoppervlak zeer gering is. Bij een breukzone kan er lateraal contact zijn tussen het injectiereservoir en de zoutlagen. De invasie van zout uit tegenoverliggende zoutformatie(s) gejuuxtaponeerd aan het reservoir heeft er veelal voor gezorgd dat cementatie van de poriën en fractures langs verbrekkingen heeft plaats gevonden. Dit heeft ertoe geleid dat er zich een impermeabele zone langs de breukzone heeft gevormd die stroming van geïnjecteerd water belemmert. Zoutoplossing bij stilstaand water is beperkt, doordat het zout alleen in oplossing gaat in het water in de directe omgeving van het zout. Er vormt zich een zone met verzadigd zoutwater, die zich slechts via een zeer traag diffusieproces verder uitspreidt als er geen waterstroming is. Nabij de injectieput vindt de snelste waterstroming plaats, en hoe verder weg van de put hoe langzamer het water stroomt. Door de reservoirlocaties van de nieuwe putten te kiezen op geruime afstand van de breukzones wordt het risico op zoutoplossing langs breukvlakken geminimaliseerd. Modelberekeningen voor Twente geven aan dat een diffusieproces geleidelijk aan optreedt over een periode van zo’n 10.000 jaar.

De reservoirs en zoutlagen bevinden zich bij het gasveld Schoonebeek op ongeveer 3 km diepte. Doordat het zout zich onder hoge druk gedraagt als een dikke vloeistof, stroomt dit langzaam in de richting van mogelijke plekken van zoutoplossing. Deze ‘zoutkruip’ kan aan de oppervlakte leiden tot zeer lichte bodemdaling, maar bevindt zich op te grote diepte om tot lokale verzakkingen en zinkgaten te leiden.

Appendix B:

**Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico's Waterinjectie
Schoonebeek Zechstein- Report, April 2023. EP202303201028;**

Appendix C:

**Uitwerking Waterinjectie Protocol Injectie van het Schoonebeek
oliewater in het Schoonebeek gasveld, April 2023, EP202303201029**

Appendix D:

**Waterinjectie Management Plan 2023 waterinjectie Schoonebeek-
zechstein April 2023 rapport: EP202303201027.**



Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.

Uitwerking Waterinjectie Protocol

Injectie van het Schoonebeek oliewater in het Schoonebeek gasveld

Date: April 2023

EP number: EP202303201029

This document is the property of Nederlandse Aardolie Maatschappij, and the copyright therein is vested in Nederlandse Aardolie Maatschappij. All rights reserved. Neither the whole nor any part of this document may be disclosed to others or reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form by any means (electronic, mechanical, reprographic recording or otherwise) without prior written consent of the copyright owner.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	5
1.1	Doel	5
1.2	Scope	5
2	Beschrijving van te injecteren stromen.....	6
2.1	Procesbeschrijving.....	6
2.2	Hoeveelheid injectiewater	6
2.3	Samenstelling injectiewater	7
2.3.1	Mijnbouwhulpstoffen.....	11
2.3.2	Extern verwerkte vloeistoffen	12
3	Kwaliteit van injectiewaterwater in relatie met injectiviteit.....	13
3.1	H ₂ S vorming door sulfaatreducerende bacteriën.....	13
3.2	Kleizwelling.....	13
3.3	Aanslagvorming	13
3.4	Gesuspendeerde Vaste Stoffen	14
4	Beschrijving injectieputten (ontwerp en constructie).....	15
4.1	Oppervlaktelocaties van de nieuwe injectieputten	15
4.2	Reservoirlocaties van de nieuwe injectieputten	15
4.3	Putontwerp.....	18
4.4	Corrosiebeschermingsmaatregelen	19
4.5	Puttraject	20
4.6	X-mas tree	21
4.7	Eventueel thermische effecten door injectie van gekoeld water (krimpscheuren).....	21
5	Beschrijving van het injectie reservoir en de afdichtende lagen	22
5.1	Regionaal overzicht	22
5.2	Reservoirbeschrijving	23
5.2.1	Diepte contourkaart	24
5.2.2	Afdekkende lagen.....	25
5.3	Permeabiliteit en porositeit	26
5.4	Geschatte in-situ spanningen	31
5.5	Samenstelling formatiewater Schoonebeek gasveld	32
6	Procesdrukken vergeleken met de fracture drukken.....	33
6.1	Maximale bovengrondse injectiedruk.....	33
6.1.1	Sterkte van de afdichtende laag.....	33
6.1.2	Materiaalselectie	34
6.2	Maximale reservoir druk	35

6.2.1	Initiële druk (en temperatuur)	35
6.2.2	Huidige reservoirdruk.....	35
6.2.3	SCH-447 abandonnering.....	35
6.3	Injectiecapaciteit – volumes.....	38
6.3.1	Cumulatieve gasproductie en wateropslagcapaciteit	38
6.3.2	Intra-reservoir communicatie.....	41
6.3.3	Samenvatting waterinjectieopslagcapaciteit	47
6.3.4	Injectiedruk verloop	47
6.4	Injectiecapaciteit – debiet	49
6.5	Procedure en verwachte drukken bij injectiviteitsproblemen.....	50
6.5.1	Injectie met injectiepomp	50
6.5.2	Injectie zonder injectiepomp.....	51
6.6	Injectie onder fracturing condities	51
6.6.1	Initiële spanning reservoirgesteente.....	51
6.6.2	Impact van depletie	51
6.6.3	Impact van afkoeling	52
6.7	Samenvatting limieten	53
7	Beschrijving test- en monitoringsplan.....	54
8	Operationele onderwerpen.....	55
8.1	Voortgang gaswinning en gaswaterinjectie	55
8.2	Beheersing van reservoir permeabiliteit.....	55
8.2.1	Putstimulatie	56
8.2.2	Injectie onder fracking condities	56
8.3	Haliel oplosrisico	56
8.3.1	Oplosmechanisme en consequenties.....	56
8.3.2	Zoutoplossing langs breukvlakken	57
8.3.3	Zoutoplossing langs de put.....	58
8.3.4	Monitoring en bijsturen	59
8.4	Aardbevingsrisico	60
9	Beschouwing over de eindfase.....	62
10	Jaarlijkse rapportage meetresultaten en evaluatie.....	63
11	Referenties	64
	Appendix A Gebruikte termen en afkortingen.....	65
	Appendix B Reservoir druk verloop op putniveau als gevolg van productie en injectie.....	66
	Appendix C Reservoir opslagcapaciteit	69
C.1	Uitsplitsing van de volumes.....	69

C.2 Waterproductie	70
Appendix D Water injectie in fractured reservoirs.....	71
Appendix E Seismic Threat Assessment	
Appendix F Overkoepelende Risico Analyse	

1 Inleiding

1.1 Doel

Bij de winning van olie uit het Schoonebeek olieveld op zo'n 800 meter diepte wordt ook water meegeproduceerd. Dit rapport beschrijft het proces en de waarborgen voor het veilig injecteren van dit zogeheten injectiewater in het Schoonebeek gasveld op zo'n 3 kilometer diepte. Er wordt momenteel al injectiewater geïnjecteerd in het Schoonebeek gasveld, dit betreft water dat wordt meegeproduceerd bij de gaswinning in Oost-Nederland. Dit gebeurt aan de zuidkant van het gasreservoir. De injectie van het productiewater afkomstig van het olieveld vindt plaats aan de noordkant van het gasreservoir, waardoor beide injectiewaterstromen geen significante invloed op elkaar uitoefenen.

Het doel van dit rapport is om nadere invulling te geven aan het Waterinjectie Protocol, Referentie [1]. Dit protocol bevat alle relevante onderdelen die nodig zijn voor de vergunningsverlening van het injecteren van injectiewater in de diepe ondergrond, in dit geval het gasveld Schoonebeek.

In het algemeen geldt dat injectie van waterstromen die vrijkomen bij de winning van olie en gas, vooral plaatsvindt in uitgeproduceerde of nog producerende olie- of gasvelden. Het feit dat in deze velden olie of gas, onder druk, heeft kunnen accumuleren betekent per definitie dat er boven deze velden een op geologische tijd (miljoenen jaren) afsluitende laag aanwezig is. De injectie-activiteiten mogen deze van nature aanwezige afscherming niet aantasten.

Er zijn vele alternatieven voor de verwerking van productiewater bestudeerd. Adviesbureau RoyalhaskoningDHV heeft in 2016 [2] en 2022 [3] deze alternatieven uitvoerig beschreven in tweetal evaluatierapporten. Daarin wordt een CE-afweging¹ gedocumenteerd waaruit blijkt dat waterinjectie in het Schoonebeek Zechstein gasreservoir de beste verwerkingstechniek is voor het productiewater dat vrijkomt bij de oliewinning in Schoonebeek. Voor een veilige bedrijfsvoering maakt zowel het oliewinningsproces als het waterinjectieproces gebruik van een aantal mijnbouwhulpstoffen, welke daardoor ook (deels) in de waterstroom terecht komen die in het Schoonebeek gasveld wordt geïnjecteerd.

1.2 Scope

Voor het injectiewater van de oliewinning wordt verwacht dat er in totaal vier waterinjectie putten benodigd zijn. Het gaat om twee nieuw te boren putten op inrichting Schoonebeek 447 (SCH447) en twee nieuwe putten op inrichting Schoonebeek 313 (SCH313).

Dit rapport is opgesteld volgens Bijlage 4 van het "Convenant Werkgroep Injectie Productiewater", met navenante hoofdstukindeling. In dit document wordt een . (punt) gebruikt als scheidingsteken voor duizendtallen en een , (komma) voor decimalen.

¹ Om tot een overzichtelijke afweging te komen van de opties hoe met het Schoonebeek productiewater om te gaan, is door NAM in 2004 aan het bedrijf CE in Delft gevraagd een afwegingsmethodiek op te stellen. Dit heeft geleid tot de zogeheten CE-methodiek. Bij het opstellen van deze afwegingsmethodiek zijn vertegenwoordigers van de provincies Drenthe en Groningen betrokken geweest (Met water de diepte in. Afwegingsmethodiek voor vergunningen rond de diepe injectie van waterstromen van olie- en gaswinning, CE, 2004, Delft).

2 Beschrijving van te injecteren stromen

2.1 Procesbeschrijving

Ten behoeve van de winning van olie uit het olieveld Schoonebeek zijn door NAM verspreid in de omgeving van Schoonebeek 18 oliewinlocaties (inclusief stoominjectie), een warmtekrachtcentrale (WKC) en een olie-behandelingsinstallatie (OBI) gerealiseerd rond 2010. De oliewinlocaties zijn met een bovengronds leidingnetwerk verbonden met de WKC/OBI.

Om de olie beter winbaar (vloeibaarder) te maken wordt stoom gebruikt. De stoom wordt geproduceerd en met een stoomleiding naar de oliewinlocaties getransporteerd. Op de oliewinlocaties wordt de stoom in het olieveld Schoonebeek geïnjecteerd. Voor stoominjectie wordt water gebruikt dat afkomstig is van de ultrapuurwaterfabriek in Nieuw-Amsterdam.

Tijdens de winning van olie op de oliewinlocaties komt een mengsel van olie, gas en productiewater naar boven. Deze stromen worden in de olie-behandelingsinstallatie (OBI) van elkaar gescheiden. De behandelde olie wordt via een ondergrondse olietransportleiding afgevoerd naar een overslagstation in het Duitse Rühlermoor met als uiteindelijke bestemming een raffinaderij in het Duitse Lingen. Het met de olie meegeproduceerde gas wordt gebruikt in de warmtekrachtcentrale voor het produceren van stoom.

Het afgescheiden water (hierna te noemen injectiewater) zal via een ondergrondse waterinjectietransportleiding worden afgevoerd naar de bestaande NAM-inrichtingen Schoonebeek 313 en -447 (en mogelijk -580). Op deze locaties wordt het injectiewater geïnjecteerd in de diepe ondergrond van het Schoonebeek gasveld op circa 3 kilometer beneden het maaiveld (Zechstein gasreservoir). Om de injectiewaterstroom te kunnen injecteren worden deze bestaande gaswinningslocaties uitgebreid met de benodigde waterinjectiefaciliteiten².

2.2 Hoeveelheid injectiewater

Als onderdeel van de herontwikkeling van het Schoonebeek olieveld is in het Field Development Plan (FDP) uit 2006, Referentie [4], een piekwaterproductie geraamd van ongeveer 12.000 m³ injectiewater per dag, met vervolgens een plateau tussen de 6.000 en 8.000 m³ injectiewater per dag. In 2011 is gestart met de productie, en in de periode tot 2015 is de waterproductie geleidelijk opgebouwd tot ongeveer 4.500 m³/d. Het injectiewater is via een waterinjectietransportleiding overgebracht naar een aantal lege gasvelden in Twente en aldaar geïnjecteerd. Na vervanging van een deel van de waterinjectietransportleiding is de transportcapaciteit van deze leiding gelimiteerd tot ongeveer 3.000 m³/d (2016-2021). Hierdoor is ook de olieproductie ver achtergebleven ten opzichte van de verwachting in het FDP.

De cumulatieve hoeveelheid productiewater over de periode 2010 tot 2040 is in het FDP geraamd tussen de 80 en 110 mln m³. Volgens plan zou dit injectiewater geïnjecteerd worden in gedepleteerde gasvelden. Initieel zijn de Twentse velden Rossum-Weerselo, Tubbergen en Tubbergen-Mander in gebruik genomen. Omdat deze velden fysiek niet het volledige volume productiewater kunnen bergen voorzagt het FDP reeds in een latere fase van injectie in gasvelden dicht bij het Schoonebeek olieveld. Door capaciteitsbeperkingen van de genoemde transportleiding naar Twente en de afnemende beschikbaarheid van het aantal waterinjectieputten in Twente heeft

² Locatie SCH447 is momenteel al een waterinjectielocatie

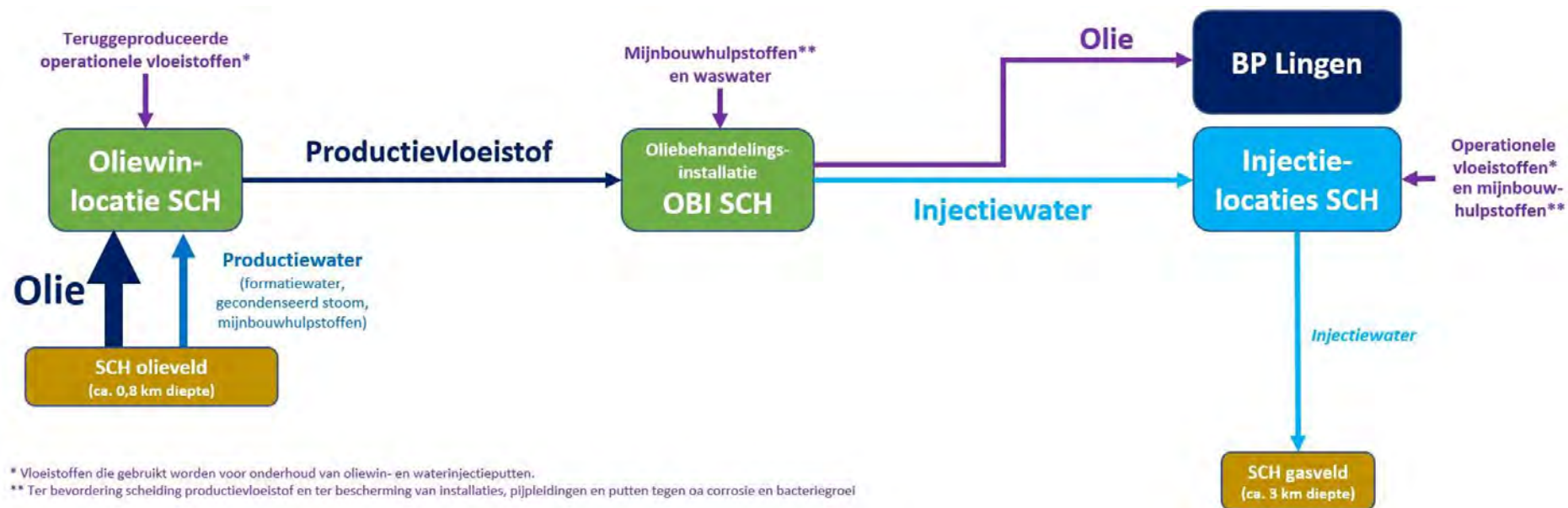
NAM inmiddels onderzocht welke gasvelden er in de nabijheid van de oliewinning geschikte en beschikbaar zijn voor een lange termijn oplossing, waardoor de restrictie in de olieproductie kan worden weggenomen. Technisch werk heeft uitgewezen dat het Schoonebeek gasveld de meest geschikte kandidaat is van de gasvelden die in de nabijheid van Schoonebeek liggen.

Sectie 6.3 beschrijft de opslagcapaciteit van het Schoonebeek gasveld. Deze is ontstaan als gevolg van de hoeveelheid geproduceerd gas, maar vanwege geologische onzekerheden zal de daadwerkelijke opslagcapaciteit voor water in de praktijk moeten blijken. De injectie van water zal bovendien worden gelimiteerd door drukgrenzen zoals beschreven in hoofdstuk 6.

Het is de verwachting dat tegen het einde van de olieveldontwikkeling er nog een optimalisatiefase mogelijk is. Injectie blijft nodig tot het einde van de olieveldontwikkeling om vloeistofinstroom naar de productieputten te bewerkstelligen, maar warmte (stoom) die op de laatste productiedag wordt geïnjecteerd zal niet meer in staat zijn om instroom van olie naar een productieput te bevorderen. In deze optimalisatiefase kan mogelijk worden overgeschakeld van stoominjectie naar herinjectie van het productiewater in het oliereservoir, waardoor er op dat moment minder tot geen behoefte meer zal zijn aan opslag van het productiewater in het Schoonebeek gasveld.

2.3 Samenstelling injectiewater

In onderstaande Figuur 2-1 is de herkomst van het injectiewater weergegeven. Voor het gasveld Schoonebeek is reeds een vergunning met grenswaarden van het injectiewater afgegeven. In de aanvraag van de revisievergunning (kenmerk DGETM-EM/14054621, 8 april 2014) is in paragraaf 3.1.3 een tabel opgenomen met de kwantitatieve samenstelling van het injectiewater dat in het gasveld van Schoonebeek geïnjecteerd mag worden via injectieput SCH-597. Deze tabel met de kwantitatieve samenstelling van het injectiewater is in voorliggend rapport weergegeven als Tabel 2-1.



Figuur 2-1: Vloeistofstromen oliewinning Schoonebeek

Tabel 2-1: Kwantitatieve samenstelling injectiewater (conform vergunning kenmerk DGETM-EM/14054621, 8 april 2014)

Parameter	Eenheid	Gemiddelde waarde	Verwachte maximale waarde
pH (eenheden)	-	6.0	4.0 - 9.0
Temperatuur	°C	30	40
Natrium (Na ⁺)	mg/l	48000	90000
Calcium (Ca ²⁺)	mg/l	22000	40000
Magnesium (Mg ²⁺)	mg/l	1325	5000
Barium (Ba ²⁺)	mg/l	30	100
IJzer (totaal: Fe ²⁺ en Fe ³⁺)	mg/l	40	200
Kalium (K ⁺)	mg/l	1200	3000
Strontium (Sr ²⁺)	mg/l	950	2000
Mangaan (Mg)	mg/l	12	50
Chloride (Cl)	mg/l	115000	200000
Sulfaat (SO ₄ ²⁻)	mg/l	170	2500
Cadmium (Cd)	mg/l	<0.01	1
Cobalt (Co)	mg/l	<0.1	1
Chroom (Cr)	mg/l	0.045	1
Koper (Cu)	mg/l	<0.03	5
Kwik (Hg)	mg/l	0.002	1
Lood (Pb)	mg/l	0.13	10
Nikkel (Ni)	mg/l	<0.03	0.5
Zink (Zn)	mg/l	10	200
Glycolen	mg/l	351	5000
Methanol	mg/l	296	32000
Koolwaterstoffen inclusief aromaten	mg/l	740	5000
Koolwaterstoffen exclusief aromaten	mg/l	407	5000
Schuimmiddel	mg/l	100	2000
Schuimaafbreker	mg/l	10	500
Corrosieremmer	mg/l	140	1000
Anti-aanslagvloeistof	mg/l	127	1000
Biocide	mg/l	<10	2000
Zwavelwaterstofbinder	mg/l	500	5000
Zuurstofbinder	mg/l	100	1000
Splitser	mg/l	26	500
Paraffine remmer	mg/l	0	100

Het productiewater bestaat hoofdzakelijk uit formatiewater, gecondenseerde stoom (beiden afkomstig van de olie-winlocaties) en mijnbouwhulpstoffen die gebruikt zijn bij de oliewinning.

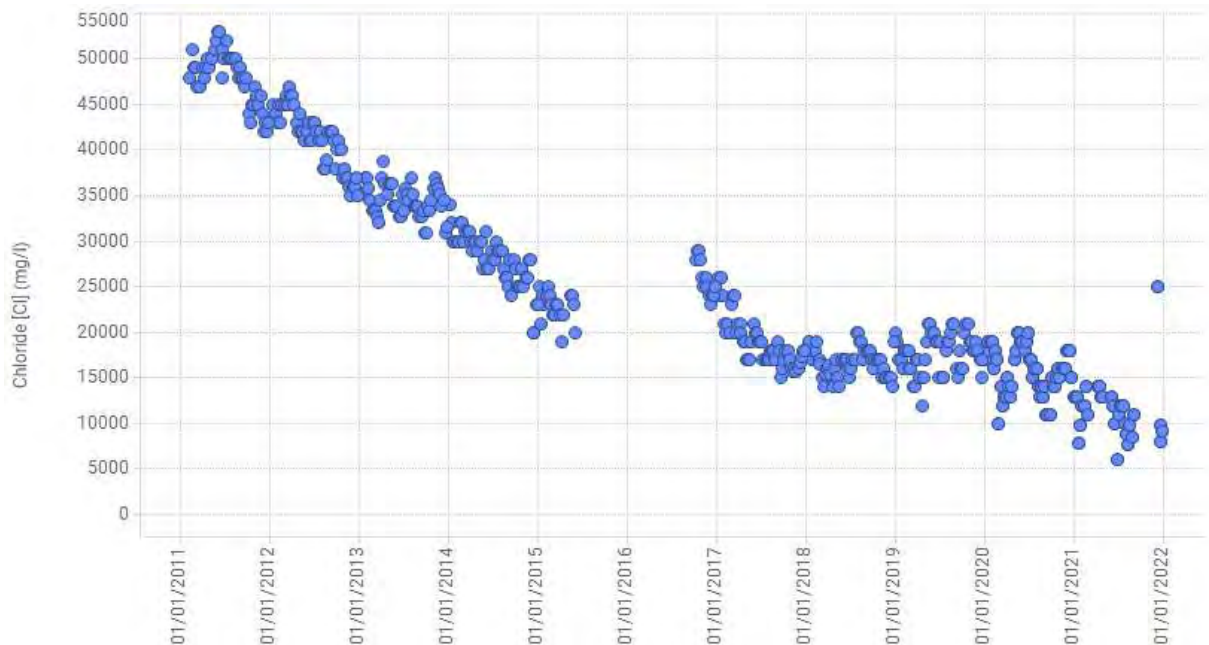
Formatiewater

Formatiewater is water dat van nature aanwezig is in een geologisch poreus gesteente in de diepe ondergrond (buiten de biosfeer). Het formatiewater in het Schoonebeek olieveld (Bentheim Zandsteen laagpakket) bevat van nature een hoge concentratie aan zouten.

Gecondenseerde stoom

Bij het oliewinningsproces wordt stoom geïnjecteerd in het oliereservoir dat grotendeels condenseert tot water. Hierdoor wordt het zoute formatiewater geleidelijk verdund, en neemt het zoutgehalte van het productiewater af in de loop der tijd, zie Figuur 2-2. Het beoogde effect van de

stoominjectie is het verhogen van de temperatuur van de olie waardoor deze makkelijker naar de productieputten stroomt. Naast zout bevinden zich van nature nog andere stoffen in het geproduceerde water, zoals bijvoorbeeld resten olie, enkele metalen en gassen zoals koolstofdioxide (CO_2) en zwavelwaterstof (H_2S). Als gevolg van het opwarmen van het veld vormt zich extra zwavelwaterstof en kooldioxide en verandert de oplosbaarheid van koolwaterstoffen in het water.



Figuur 2-2: Dalend zoutgehalte (Chloride) over tijd in het injectiewater – wekelijkse analyseresultaten (bron: Jaarrapportages 2011-2021).

Mijnbouwhulpstoffen

Voor een optimale en veilige oliewinning, waar onder bescherming van de installaties en leidingen en het op specificatie brengen van olie en water, worden mijnbouwhulpstoffen toegepast (sectie 2.3.1).

Waswater

Waswater is een combinatie van ketelspuiwater en ultrapuur water en wordt in de OBI toegevoegd om het zoutgehalte van de olie te verlagen. Het ketelspuiwater bevat een beperkte hoeveelheid hulpstoffen zoals anti-aanslagvloeistof, anti-corrosievloeistof en zuurstofbinder.

Teruggeproduceerde operationele vloeistoffen

Voor het operationeel houden van de oliewinning wordt onderhoud gepleegd aan de verschillende olieproductieputten. Daarbij wordt incidenteel gebruik gemaakt van doodpompvloeistof en/of putstimulatievloeistof. Putstimulatievloeistoffen zijn samengesteld uit water, zuren, koolwaterstoffen en additieven (zie sectie 0).

De doodpomp- en putstimulatievloeistof worden met name bij onderhoudswerkzaamheden in de oliewinputten gebracht en na gebruik teruggeproduceerd. Samen met het opgepompte vloeistofmengsel (olie, water en gas) wordt het naar de OBI afgevoerd, waar de in wateroplosbare componenten in het injectiewater terecht komen.

2.3.1 Mijnbouwhulpstoffen

Op verschillende plaatsen in het Schoonebeek oliewinproces worden mijnbouwhulpstoffen toegevoegd om met hun werkzame effect op de te behandelen vloeistof/gasmengsels en installaties een optimale en veilige oliewinning te waarborgen. Deze mijnbouwhulpstoffen komen bij de behandeling van de olie gedeeltelijk of geheel in het afgescheiden injectiewater terecht. In Tabel 2-2 staat een overzicht van de toegepaste mijnbouwhulpstoffen die in het injectiewater terecht kunnen komen. Onderstaand volgt een beschrijving van deze mijnbouwhulpstoffen.

Tabel 2-2: Mijnbouwhulpstoffen

Type	Productnaam	Waar toegepast
Corrosieremmer	MEKOR 6701	OBI
	AMERCOR 8730	OBI
	CORR10941A	OBI
Anti-aanslagvloeistof	DREWPHOS 3333	OBI
	SCAL12501A	OBI
Zuurstofbinder	OSCV20019A	OBI
Splitser (emulsiebreker)	EMBR23344A	OBI/Oliewinlocaties
Zwavelwaterstofbinder	HSCV10229A	Oliewinlocaties
Biocide	XC85293A	Waterinjectielocaties

Corrosieremmer (Anti-corrosievloeistof)

NAM streeft ernaar om voor de injectieputten en installaties zoveel mogelijk van corrosiebestendige materialen te gebruiken, zodat het gebruik van anti-corrosievloeistof geminimaliseerd kan worden. Sommige onderdelen moeten wel worden beschermd tegen corrosie. De anti-corrosievloeistof komt volledig in het injectiewater terecht.

Anti-aanslagvloeistof

Anti-aanslagvloeistof wordt gebruikt om de vorming van aanslag, zoals carbonaten en sulfaten te voorkomen of reduceren (zie sectie 3.3). Anti-aanslagmiddel wordt tijdelijk gebruikt bij het opstarten van nieuwe waterinjectieputten. Aanvankelijk is de reservoir temperatuur nog hoog, en als het injectiewater in contact komt met het formatiewater dient precipitatie van aanslag te worden voorkomen. Na verloop van tijd daalt de reservoirtemperatuur in de nabijheid van de injectieputten als gevolg van de geïnjecteerde volumes (koudere) water, en daalt het risico op aanslagvorming. Het risico vermindert ook naarmate het zoutgehalte van het injectiewater daalt over de tijd. Anti-aanslagvloeistof komt volledig in het injectiewater terecht.

Zuurstofbinder

Zuurstofbinder wordt toegepast om vrij zuurstof uit het water te verwijderen en daardoor de corrosiviteit van het water te verlagen. Zuurstofbinder wordt geïnjecteerd in het injectiewater. Deze zuurstofbinder komt volledig in het injectiewater terecht.

Splitser (emulsiebreker)

Een emulsiebreker bevordert het scheidingsproces van moeilijk te scheiden emulsies en wordt aan het olie/water mengsel toegevoegd. De emulsiebreker komt vrijwel volledig in de afgescheiden olie terecht en niet in het injectiewater.

Zwavelwaterstofbinder

Het opgepompte mengsel van olie, water en gas bevat zwavelwaterstof (H_2S , ook wel aangeduid als waterstofsulfide). Dit is een corrosief gas dat onder bepaalde omstandigheden schade aan productieleidingen kan inleiden. De zwavelwaterstofbinder reduceert het H_2S -gehalte in het geproduceerde mengsel, om schade te voorkomen.

Biocide

Een biocide remt en/of voorkomt de groei van bacteriën, die zich in het injectiewater kunnen ontwikkelen. Deze bacteriën kunnen corrosie veroorzaken door de afvalstoffen die zij produceren of zij kunnen met hun biomassa de permeabiliteit van de formatie verminderen. De biocide komt volledig in het injectiewater terecht.

2.3.2 Extern verwerkte vloeistoffen

Niet tot de injectiewater samenstelling behorend maar wel aanwezige waterstromen betreffen spoel- en spuitwater en hemelwater.

Spoel- en spuitwater

Spoel- en spuitwater komen vrij bij het reinigen en afpersen/testen van installatieonderdelen en leidingen en bij het schoonspuiten van de locatie WKC/OBI. Het spoel- en spuitwater van de WKC/OBI wordt opgevangen in een afvoersysteem dat continu verontreinigd kan zijn. Het verontreinigd water uit dit systeem wordt niet door het OBI productiesysteem geleid, maar apart gehouden en separaat afgevoerd naar een externe verwerker.

Hemelwater

De olie-winlocaties zijn rondom voorzien van een betonnen afvoergotensysteem (milieugoten). De afvoergoten monden uit in wateropvangbakken. Deze waterbakken dienen voor de opvang van hemelwater afkomstig van de verharding. In geval het opvangen hemelwater verontreinigd is wordt het door middel van tankauto's afgevoerd naar een erkende verwerker.

3 Kwaliteit van injectiewaterwater in relatie met injectiviteit

Bij het injecteren van water in het Schoonebeek gasveld (Zechstein reservoir) dient te worden voorkomen dat er ongewenste geochemische processen in de ondergrond optreden tussen het formatiewater in het gasreservoir en het injectiewater uit het oliereservoir. Het Zechstein formatiewater wordt beschreven in sectie 5.5, en het injectiewater in sectie 2.3. Waterinjectie in een reservoir kan leiden tot verschillende (geo)chemische processen, die ongewenste gevolgen voor de permeabiliteit en daarmee de injectiviteit van het reservoir kunnen hebben. Deze processen zijn:

- H₂S-vorming door sulfaatreducerende bacteriën.
- Kleizwelling
- Aanslagvorming

3.1 H₂S vorming door sulfaatreducerende bacteriën

Een mogelijk (geo)chemisch proces is sulfaatreductie door de aanwezigheid van sulfaatreducerende bacteriën (SRB). Als SRB in het injectiewater aanwezig zijn en sulfaathoudend water geïnjecteerd wordt, kunnen SRB zich in de leidingen en het reservoir ontwikkelen. De aanwezigheid van SRB heeft H₂S-productie tot gevolg, wat – indien aanwezig in voldoende hoge concentraties – kan leiden tot corrosie van de hoogwaardig stalen leidingen en de tubing en tot neerslag van onoplosbare metaalsulfiden zoals, o.a ijzersulfide. Deze metaalsulfiden en de biomassa van de SRB kunnen poriën in het gesteente afsluiten en daardoor de permeabiliteit van de formatie verminderen. Periodiek wordt het water gecontroleerd op de aanwezigheid van bacteriën. Door preventief behandelen (o.a. biocide toevoegen) en periodiek controleren is de kans minimaal dat zich SRB in het injectiewater ontwikkelen en in het reservoir terecht komen.

3.2 Kleizwelling

Als kleirijke formaties worden blootgesteld aan het injectiewater kan kleizwelling optreden. Sommige kleimineralen, voornamelijk smectiet en illiet, hebben de eigenschap om met water te reageren en daarbij te zwellen. Dit speelt geen rol bij carbonaatgesteente van het injectiereservoir en kleizwelling zal derhalve de injectiviteit niet beïnvloeden.

3.3 Aanslagvorming

Het mengen van Schoonebeek injectiewater met het Zechstein-formatiewater zou kunnen leiden tot aanslagvorming in de poriën van het reservoir; vergelijkbaar met bijvoorbeeld de vorming van ketelsteen in een theeketel. Deze aanslag kan behalve door menging van het productiewater met het formatiewater ook ontstaan doordat het (relatief koude) injectiewater in het reservoir opwarmt naar de reservoirtemperatuur. Aanslagvorming houdt in dat er een neerslag ontstaat, die de permeabiliteit van het reservoir negatief kan beïnvloeden. De kans op neerslagvorming wordt kleiner naarmate het zoutgehalte in het injectiewater lager wordt door menging met gecondenseerd stoom. Uit voorzorg wordt gedurende de eerste maanden op de Schoonebeek OBI anti-aanslagvloeistof geïnjecteerd om aanslagvorming in het reservoir te voorkomen.

3.4 Gesuspendeerde Vaste Stoffen

Er bevinden zich gesuspendeerde vaste deeltjes ($>5\mu\text{m}$) in het injectiewater. Deze deeltjes (zgn “Total Suspended Solids”) hebben bij de historische injectieputten in het fractured Zechstein reservoir niet tot waarneembare afname van de injectiviteit geleid en dit wordt hier ook niet verwacht.

4 Beschrijving injectieputten (ontwerp en constructie)

De verwachting is dat er in totaal vier nieuwe waterinjectieputten benodigd zijn. Deze nieuwe putten worden speciaal ontworpen en geoptimaliseerd voor waterinjectie volgens de laatste stand der techniek.

4.1 Oppervlaktelocaties van de nieuwe injectieputten

Voor het boren van de nieuwe waterinjectieputten worden twee bestaande oppervlaktelocaties gebruikt, de bestaande NAM-inrichtingen SCH313 en SCH447, zie Figuur 5-4.

In het geval dat in de toekomst mocht blijken dat de totaal benodigde injectiecapaciteit niet gerealiseerd kan worden op deze twee locaties, dan kunnen optioneel twee extra putten geboord worden vanaf de bestaande locatie SCH-580.

4.2 Reservoirlocaties van de nieuwe injectieputten

Er zijn verschillende overwegingen voor het bepalen van de optimale injectielocatie in het reservoir:

- ☐ De injectiviteit (doorlatendheid van het gesteente),
- ☐ Het te verwachten opslagvolume
- ☐ Het risico op seismiteit
- ☐ Het risico op hallet-oplossing
- ☐ Een produceerbaar gasvolume dat mogelijk niet gewonnen kan worden als gevolg van waterinjectie

Met name de risico's op seismiteit en hallet-oplossing zijn gerelateerd aan de nabijheid van breuken. In Figuur 4-1 is de laterale onzekerheid in de locatie van de gekarteerde breuken aangegeven in grijs (de breedte van deze band hangt samen met de onzekerheid van het seismische signaal, en wordt geschat op 75 meter). Daar omheen wordt een 140 meter brede risicozone voor hallet oplossing aangegeven in paars (zie sectie 8.3). Buiten deze gearceerde zones zijn mogelijke globale reservoirlocaties aangegeven:

- ☐ FE Flank-East
- ☐ FW Flank-West
- ☐ C Crestal (top van de structuur)
- ☐ S South

Er is een redelijke correlatie tussen de productiviteit van bestaande historische gasputten en de verwachte waterinjectiviteit (sectie 6.4). De hoogste injectiviteit wordt verwacht op de crestal locaties dicht bij de bestaande gasputten. Ook is dicht bij de bestaande putten de kans het hoogst dat er een goede reservoir verbinding wordt aangetroffen met de ontstane opslagruimte als gevolg van de gasproductie uit die putten. Echter, deze locaties bevinden zich het dichtste bij de grote oostwestbreuk, en lopen daardoor het grootste risico op seismiteit en hallet-oplossing. Daarom is gekozen voor flank locaties. Vanwege de verwachte opslagvolumes (sectie 6.3) en injectiviteit (sectie 6.4) heeft het de voorkeur om injectie te starten in de westelijke helft van het noordelijke blok. De bijbehorende reservoirlocaties zijn het makkelijkst aan te boren vanaf inrichting SCH313.

Het is ook belangrijk om de tijdsfactor te betrekken in de afwegingen. Het olieveld is momenteel ingesloten, en het reservoir koelt af. Het is derhalve van groot belang om de productie snel op te starten. Inrichting SCH313 heeft momenteel geen waterinjectiebestemming. Daarvoor is een wijziging van het bestemmingsplan nodig die enige tijd in beslag zal nemen. Inrichting SCH447 daarentegen is al wel een waterinjectielocatie. Hier wordt het geassocieerde water van de gasproductie van het Ten Arlo systeem opgeslagen (momenteel via put SCH-597). Daarom wordt primair gepland voor reservoirlocaties die bereikbaar zijn vanaf de inrichting SCH447 : de FE1 en FE2 locaties. Binnen deze globale reservoirlocaties worden target boxes voor drilling gedefinieerd waarbij de afstand tot de breuken verder kan worden geoptimaliseerd, Appendix E. Na het boren vanaf de SCH447 locatie kunnen op dezelfde wijze vanaf de inrichting SCH313 de FW1 en FW2 reservoirlocaties worden aangeboord.

De FE1 en de FE2 locaties in het gasreservoir kunnen technisch gezien ook worden aangeboord vanaf de SCH580 locatie. De locaties FW1 en FW2 zijn technisch gezien zeer complex om vanaf SCH580 aan te boren, gezien de grote laterale afstand.

4.3 Putontwerp

Figuur 4-2 geeft een overzicht van het concept put-ontwerp. De nieuwe putten worden gecompleteerd met een tubing van minimaal 3,5" en waar mogelijk geoptimaliseerd naar een grotere diameter op basis van de injectie-capaciteit van het reservoir.

De uiteindelijke completering van de reservoirsectie wordt beïnvloed door het boorproces. Bij grote verliezen van boorspoeling tijdens het boren bestaat de mogelijkheid op een onvolledige cementatie van de liner, en heeft een pre-drilled liner de voorkeur. In dat geval kunnen swellable packers extra bescherming bieden direct onder de casing schoen. Als er geen significante verliezen zijn kan er wel een goede cementering plaatsvinden tot aan de schoen van de 7" liner en kan worden gekozen voor een gecementeerde en geperforeerde 5" liner.

De overige metalen casings (met uitzondering van de tubing en de conductor) zijn tijdens het boorproces op hun plek vastgecementeerd en voorkomen daardoor dat er vloeistoftransport tussen de verschillende gesteenteformaties plaatsvindt. Tijdens het boorproces wordt door middel van druktesten vastgesteld dat de afsluitende werking behouden blijft.

De 7" liner schoen wordt gezet in de anhydrietlaag (ZE22A) boven het injectiereservoir (ZE22C). De schoen is het sterkste deel van de cementatie en biedt extra bescherming tegen het ontstaan van een micro-annulus vanuit de ZE22C naar de bovenliggende halielagen.

Formation	SCH-4471		(m FVD RT)	(m AHT)	Incl	Item
		Wellhead and X-tree				Cameron Type FH 4-18" SK with FLS valves
	Conductor 30"		80	80	0	Tubing hanger
						Casing hangers
						Conductor hammered
						Tubing 5" 18# SM2535 VAM TOP
		Nipple with MCX Valve	110	110	0	Nipple
						MCX Valve
	13-3/8" casing		622	625	15	Casing 13.375" 72# P110 VAM21
						5" 13# L80-11 DuoGrip
		Liner hanger 7"		2142		
						Liner hanger 7" Versaflex
	9-5/8" casing		1723	2192	49	Casing 9.5/8" 53.5# L80-11 VAM21
		Top 7-5/8 MUST Base 7-5/8 MUST				Liner 7.5/8" 55.3# L80-11 VAM MUST
		Top 7-5/8 MUST Base 7-5/8 MUST				
		Liner hanger 5" (50m inside 7")		3892		Liner hanger 5" Versaflex with Ratch Latch System
				3920		Nipple profile
	7" x 7-5/8" liner		2673	3942	49	Liner 7" 32# L801 VAMTHT
				3942		FW Wrapper valve Holding pressure from above
						Swell packer on 5" liner (8ft PUP)
						Liner 5" 18# SM2535 VAM TOP
						Sealbare extension (stab-in)
						5" liner shoe
	5" liner Well TD 6" hole		3023 3024	4170 4171	49	

Figuur 4-2: Concept put-ontwerp voor nieuwe injectoren (deze completie neemt aan dat er tijdens het boorproces wordt gekozen voor een pre-drilled liner).

4.4 Corrosiebeschermingsmaatregelen

De toegepaste materialen worden zodanig gekozen dat het risico op corrosie wordt geminimaliseerd. Hierdoor kan het gebruik van de mijnbouwhulpstof anti-corrosievloeistof worden geminimaliseerd.

Om de installaties en waterinjectieputten te beschermen tegen corrosie en eventueel daaruit voortkomende lekkage wordt gebruik gemaakt van corrosie-bestendige materialen. Het leidingwerk dat de OBI met de waterinjectiepompen op de waterinjectielocaties verbindt wordt volledig uitgevoerd in Glassfibre Reinforced Epoxy (GRE). Op de waterinjectielocaties is het leidingwerk dat de injectiepomp met de injectieput verbindt in hoogwaardig staal uitgevoerd om de de pompdruk te kunnen weerstaan. Gegeven het H₂S gehalte in het gasveld (~2.000 ppm H₂S) is er een risico op het inleiden van corrosieschade aan de flowleiding als tijdens een injectiestop er wat zuurgas terugstroomt uit het reservoir de injectieput in en kan accumuleren in een zwanenhals stuk van de flowleiding aan de injectieput. Dit risico wordt ondervangen door dit deel van de flowleiding te maken van Alloy 625 cladde Carbon Steel.

Eventuele zuurstofintrede bij de putten zal worden tegengegaan door middel van een terugslagklep die in het puthoofd van de waterinjectieputten geïnstalleerd zal worden. Iets lager, in de tubing,

wordt een mechanische veiligheidsklep in de put geïnstalleerd die opengaat als er van bovenaf wordt geïnjecteerd in de put, en deze sluit automatisch als niet gepompt wordt.

Door gebruik te maken van tubing die aan de binnenzijde met GRE is bekleed wordt het staal afgeschermd van mogelijk corrosieve injectievloeistoffen. Echter, het bovenste stuk van de tubing vanaf de X-mas tree tot aan de veiligheidsklep wordt uitgevoerd in hoogwaardig staal, om goede toegang tot de klep te garanderen zonder dat er een risico ontstaat op het beschadigen van de tubing (het voorkomen van krassen op de GRE bekleding). Hierdoor kan de veiligheidsklep worden verwijderd ten behoeve van het nemen van b.v. een echometer shot voor periodieke reservoir surveillance, en nadien worden teruggeplaatst alvorens de put weer in bedrijf te nemen.

Een risico van GRE bekleding is dat bij downhole put-interventies (voor bijvoorbeeld integriteit logging) krassen kunnen ontstaan in de GRE bekleding, waardoor de onderliggende Carbon Steel tubing wordt blootgesteld aan mogelijk aanwezige corrosieve stoffen.

Beneden de packer (onder in de 7" liner) wordt gekozen voor corrosiebestendig, hoogwaardig staal (Corrosion Resistant Alloys, CRA).

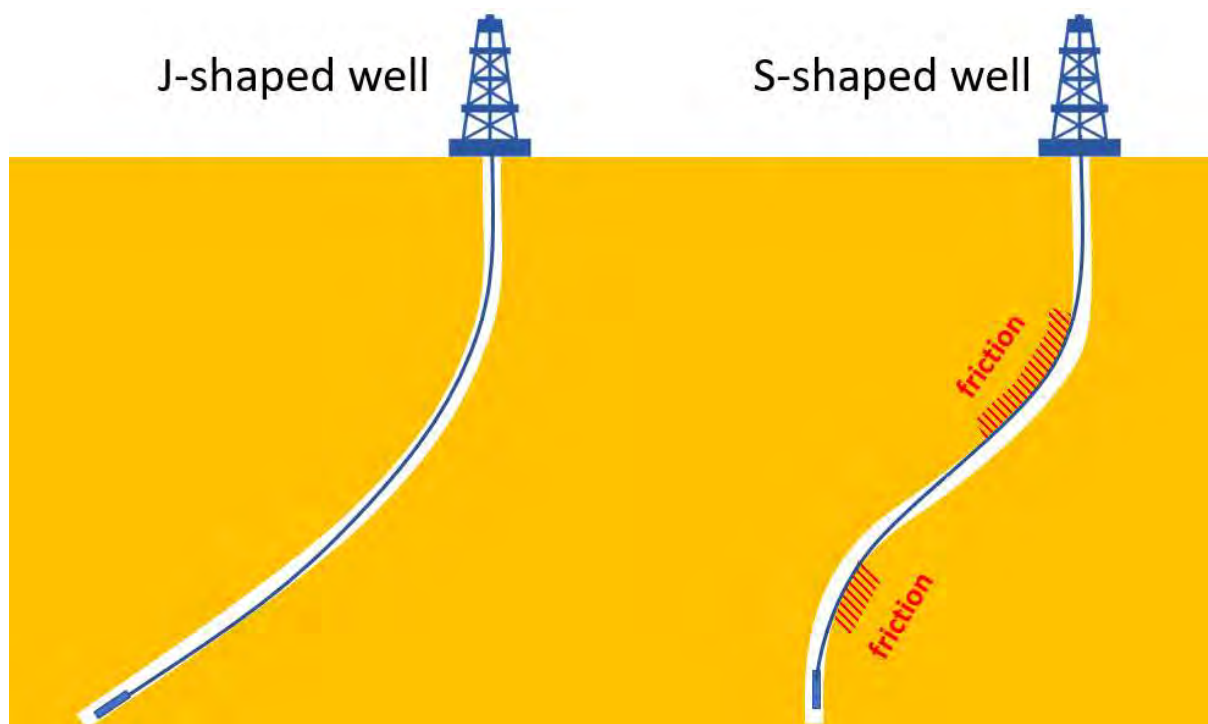
Specifiek voor monitoring en bewaking op eventuele lekkage in de putten worden er Maximum Allowable Annulus Surface Pressures (MAASP) berekend voor de A-annulus van de nieuwe putten. Op 80% van de MAASP wordt een High Pressure Alarm (HPA) ingesteld binnen het DCS-systeem. Bij een overschrijding van de HPA krijgt de operator een alarm in de controlekamer (als onderdeel van het regelsysteem). Tevens wordt er op de A-annulus een Minimum Annulus Pressure (MinAP) gedefinieerd, dat ook een alarm geeft bij overschrijding.

Op een staaloppervlak kan door aanwezigheid van een SRB-kolonie (sectie 3.1) pitcorrosie optreden. Om pitcorrosie van metalen te voorkomen wordt het water periodiek gecontroleerd op de aanwezigheid van bacteriën. Door preventief behandelen en periodiek controleren is de kans minimaal dat zich SRB in het injectiewater ontwikkelt.

4.5 Puttraject

In het geval er een noodzaak is tot wireline interventies in de GRE tubing bestaat er een kans dat de GRE tubing beschadigd raakt. Om dit te voorkomen wordt gekozen voor een J-vormig puttraject. Bij het omhoogtrekken van de toolstring tijdens wireline logging geeft dit minder frictie ten opzichte van een S-vormig puttraject, Figuur 4-3. Dit biedt echter geen volledige zekerheid, de noodzaak blijft bestaan om het aantal logging interventies te minimaliseren.

Bij de gekozen combinaties van oppervlakte- en reservoirlocaties blijft de laterale step-out en derhalve putdeviatie (hoek met de verticaal) beperkt. Het is daarom mogelijk met wireline tot onder in de put te komen, interventies zijn niet afhankelijk van coiled tubing voor interventies (coiled tubing interventies hebben een groter risico om de GRE te beschadigen).



Figuur 4-3: Het boren van J-vormige putten is een mitigatie tegen het beschadigen van GRE tubing in het geval van downhole wireline interventies.

4.6 X-mas tree

De X-mas tree is het gedeelte van de bovengrondse putafwerking dat zich tussen de casings en de flowleiding bevindt. Het doel van de X-mas tree is de flowleiding te kunnen afsluiten van de put met een met de hand te bedienen afsluiter, of met de automatische bovengrondse veiligheidsafsluiter (SSV) die op elk gewenst moment op afstand hydraulisch kan worden gesloten. Om de afsluiters te kunnen bedienen is een hydraulische eenheid opgesteld bestaande uit een hydraulische oliepomp en een oliereservoir. Tevens is de X-mas tree op de waterinjectieput voorzien van een doodpompaansluiting. Dit is een bovengrondse aansluiting om in noodgevallen doodpompvloeistof in de waterinjectieput te kunnen brengen.

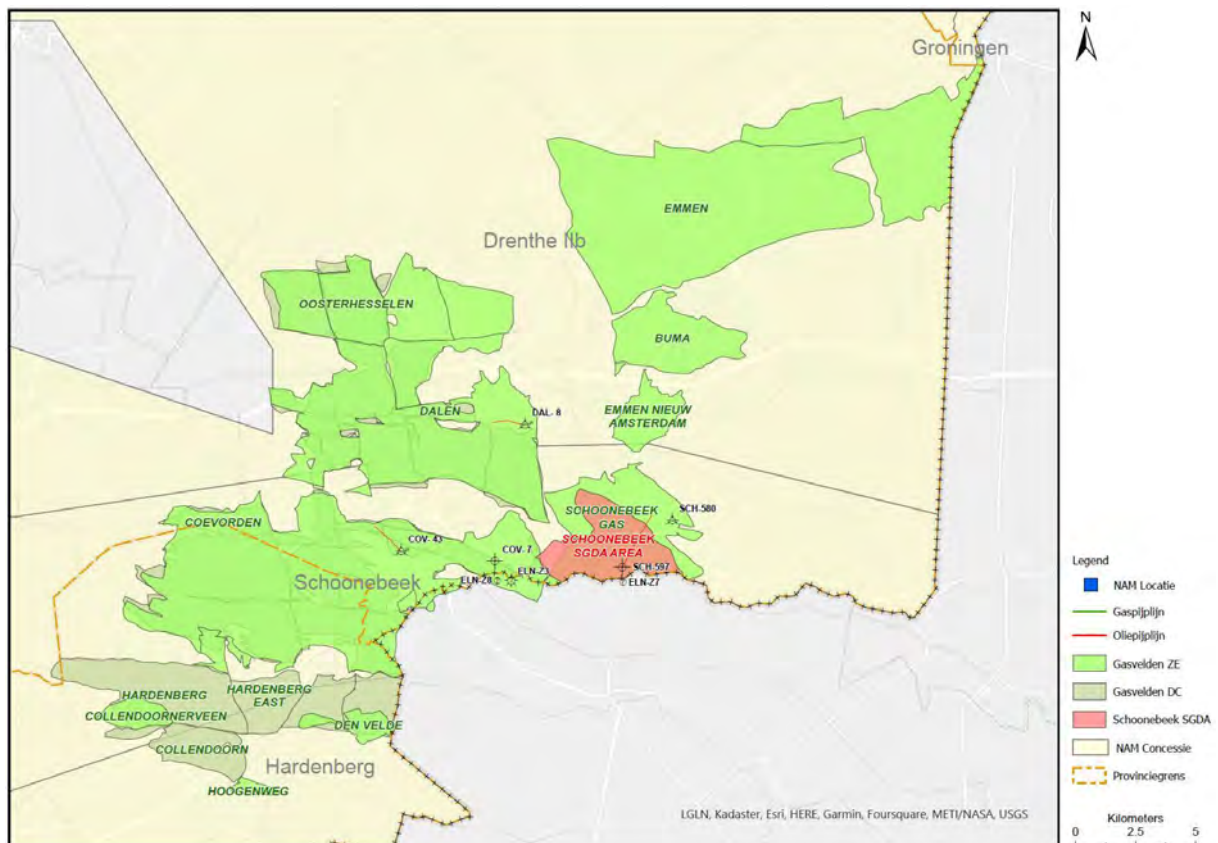
4.7 Eventueel thermische effecten door injectie van gekoeld water (krimpscheuren)

Door het temperatuurcontrast tussen het injectiewater en het reservoirgesteente zal er afkoeling optreden in het reservoir. Ook bovengelegen formaties kunnen een geringe mate van afkoeling ondervinden door conductie vanuit de put en vanuit het afgekoelde reservoir. Omdat conductie een traag proces is zal dit effect relatief beperkt blijven. Navenante afname in de minimale spanning van het gesteente is groter in het afgekoelde reservoirgesteente. Hierdoor blijft het reservoirgesteente het zwakste, en wordt de fracture gradient van de caprock niet overschreden, zie sectie 6.6.

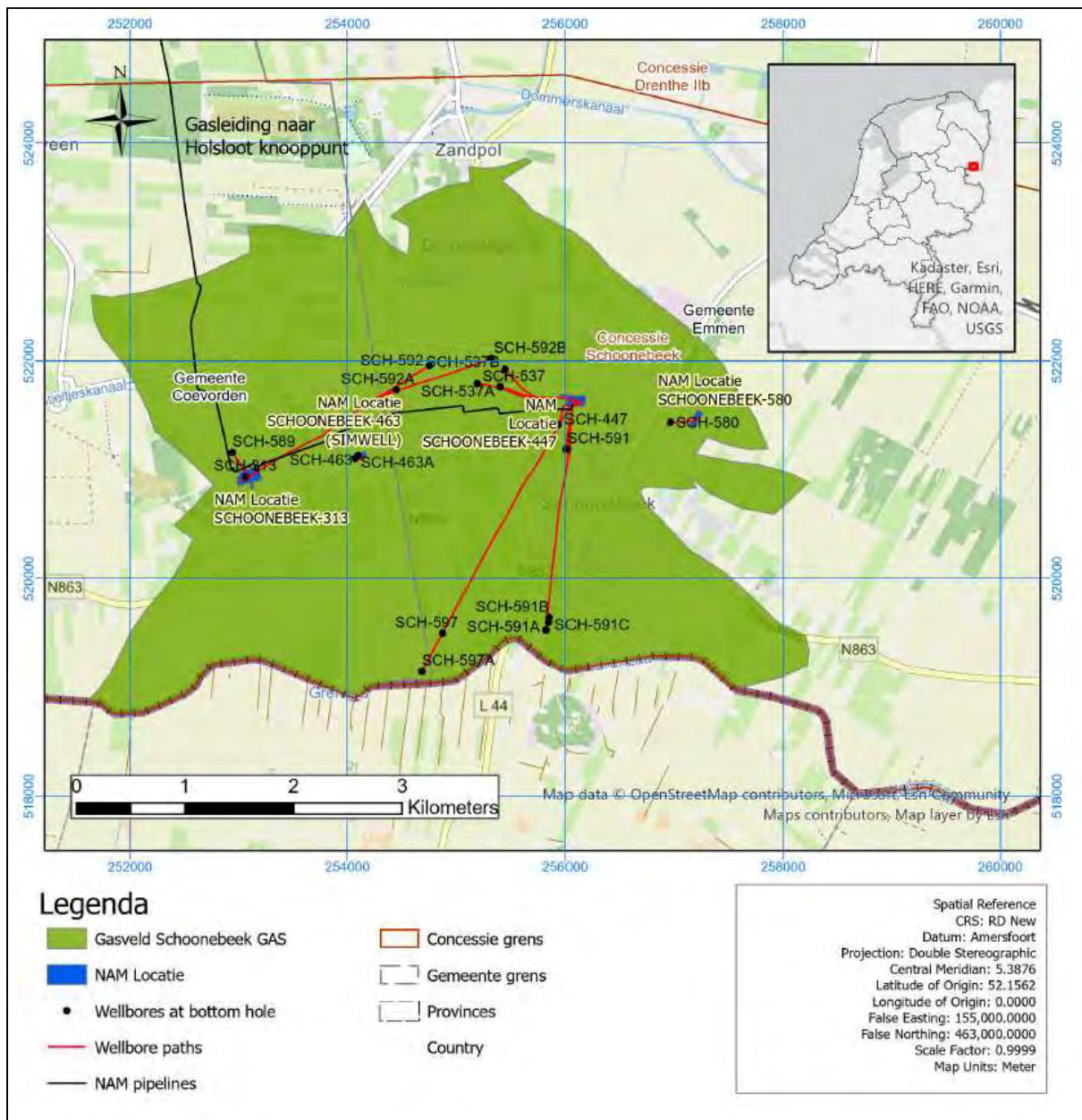
5 Beschrijving van het injectie reservoir en de afdichtende lagen

5.1 Regionaal overzicht

Een regionaal overzicht van de gasvelden die produceren uit de Zechstein 2 Carbonaat (ZE2C) is gegeven in Figuur 5-1. Dit reservoirgesteente komt voor in een groot deel van Oost- en Noord-Nederland. De kwaliteit van het reservoir varieert sterk en is gerelateerd aan het afzettingsmilieu van de carbonaten en de aan- of afwezigheid van natuurlijke scheurtjes of “fractures”. Tijdens de productiefase is er geen drukcommunicatie geobserveerd tussen het Schoonebeek ZE2C veld en de omringende ZE2C velden die gelijktijdig produceren of produceerden.



Figuur 5-1: Regionale overzichtskaart van de velden in Zuid-Oost Drenthe, met (historische) waterinjectieputten aangegeven. Gasvelden in de Zechstein formaties in lichtgroen, velden in de Limburg Groep in olijfgroen, en het Schoonebeek SGDA olieveld in rood (het olieveld ligt boven het Schoonebeek gasveld).

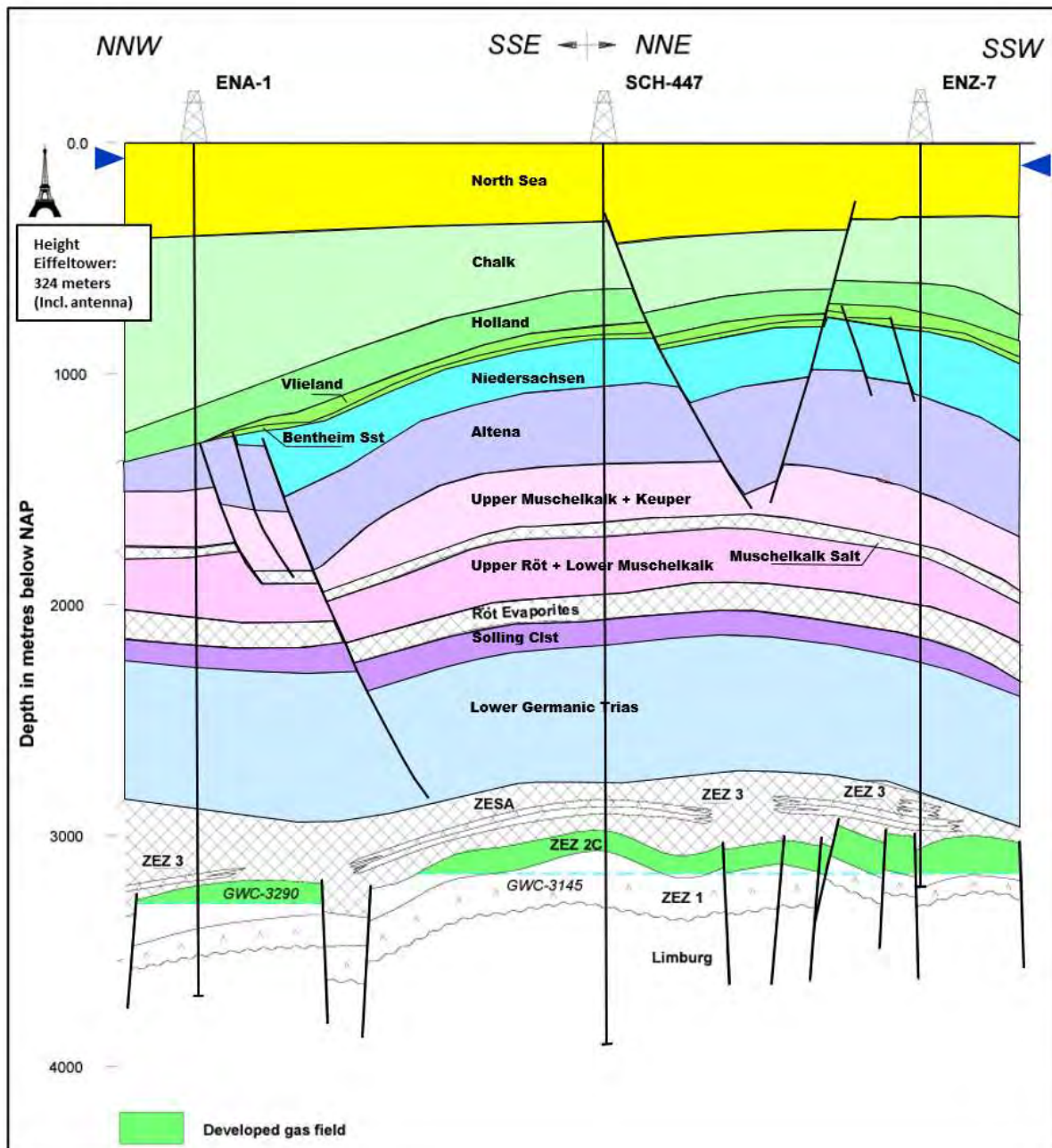


Figuur 5-2: Detailkaart van het Schoonebeek gasveld, inclusief infrastructuur. Pijpleidingen zijn aangegeven in het zwart, putten in rood.

5.2 Reservoirbeschrijving

Het gasvoerende reservoir van het Schoonebeek gasveld behoort tot de Zechstein Groep die gevormd is tijdens het Boven-Perm tijdperk (zie ook schema aan de linkerzijde van Figuur 6-2). Deze groep bestaat uit evaporitische- (voornamelijk anhydriet en haliet) en kalksteenafzettingen (afwisseling van calciet en dolomiet). De dolomitische kalksteenlagen van het ZE22C Laagpakket vormen het reservoir, Figuur 5-3, met een laagdikte van 70-200 m. Aan de onderkant is de kalksteen begrensd door de Zechstein 1 anhydriet (ZEZ1A) met een variabele dikte van 150-250 m. Aan de bovenkant van de kalksteen bevindt zich de Zechstein 2 anhydriet (ongeveer 6 m dik, ZEZ2A), die tussen de kalksteen en het bovenliggende Zechstein zout (200-300 m, ZESA) ligt en waarin zich fragmenten van de Zechstein 3 cyclus bevinden. In Schoonebeek is het ZE23C Laagpakket erg dun

danwel niet aanwezig, of sterk verbroken en van dermate slechte kwaliteit ("tight") dat deze niet is aangeboord voor gasproductie. Het gas is gevormd in de steenkoollagen van de Limburg groep en via bovenliggende poreuze zandsteenlagen en breuken gemigreerd naar de bovenliggende Zechstein kalksteenlagen. Het Schoonebeek gasveld bevindt zich in een complexe anticlinale structuur, die opgedeeld is in een aantal breukblokken.



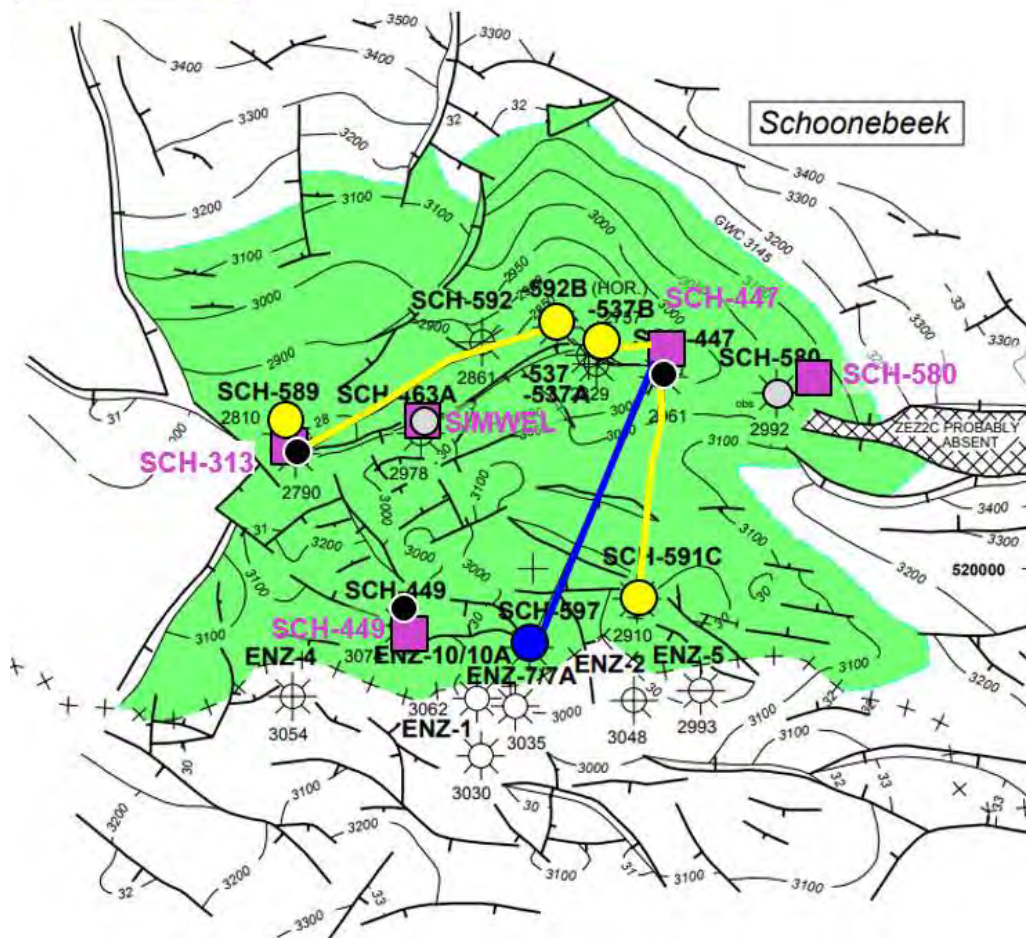
Figuur 5-3: Geologische doorsnede door het Schoonebeek gasveld en boven- en onderliggende gesteentelagen.

5.2.1 Diepte contourkaart

Figuur 5-4 geeft een overzichtkaart van het Schoonebeek gasveld. Er zijn in totaal 10 putten geboord in de accumulatie (en meerdere side-tracks), waarvan er inmiddels 3 zijn geabandonneerd en 2

gesuspendeerd. De oostwestbreuk net ten zuiden van de putten SCH-589/592/537 deelt het veld in twee stukken op: een hoger gelegen noordelijk blok, en een afgeschoven zuidelijk blok.

producing	suspended	injector	abandoned
SCH-537B	SCH-463A	SCH-597A	SCH-313
SCH-589	SCH-580		SCH-447 (subs.)
SCH-591C			SCH-449
SCH-592B			

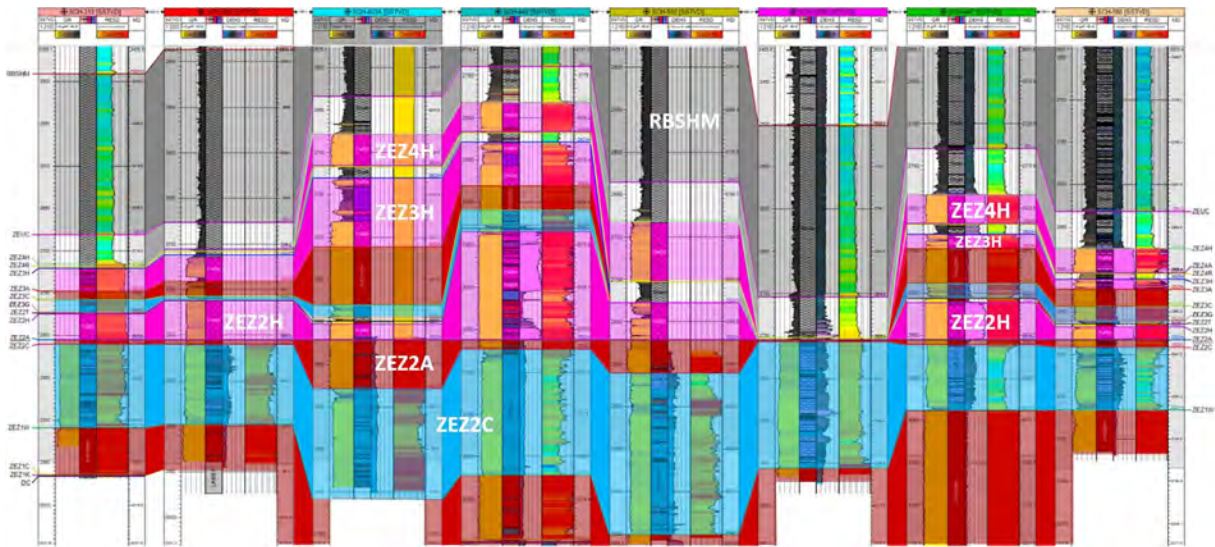


Figuur 5-4: Schoonebeek gasveld, top Zechstein 2C kaart met oppervlaktelocaties in paars, bestaande gasputten in geel en bestaande waterinjector in blauw.

5.2.2 Afdekkende lagen

Het reservoir in het Schoonebeek gasveld bestaat uit het Z2 Carbonaat Laagpakket dat deel uitmaakt van de Z2 Formatie, in de Zechstein Groep. De afsluitende laag wordt gevormd door een laag van impermeabel anhydriet, gevolgd door een dik pakket van voornamelijk impermeabel haliet met een aantal eveneens impermeabele (zout)kleipakketten. Figuur 5-5 laat zien hoe de bovenkant van het

Zechstein pakket wordt gevormd door een discordantie³, waar bovenop de impermeabele Hoofd-Kleistein Formatie (RBSM) van de Onder-Germaanse Trias Groep van zo'n 200m dikte is afgezet. Op plaatsen waar het Zechstein pakket verder is afgeërodeerd is het mogelijk dat de anhydriet/haliet laag ontbreekt (in SCH-537B werd 3m anhydriet aangetroffen). De afdekkende laag wordt op die plekken gevormd door de Hoofd-Kleistein Formatie. De aangetroffen afdekkende laag op de injectielocaties limiteert de maximale injectiedruk (sectie 6.1). De seismiek laat zien dat op de gekozen reservoirlocaties (sectie 4.2) er geen grote erosie van de Zechstein is geweest, hier is een anhydriet/haliet seal aanwezig.



Figuur 5-5: Correlatie panel met het reservoirgesteente (ZE2C), de bovenliggende anhydrietlaag (ZE2A), meerdere halietlagen (ZE2H/ZE3H/ZE4H) en de Hoofd-Kleistein Formatie (RBSM).

5.3 Permeabiliteit en porositeit

In onderstaande

³ Bij een discordantie is er eerst een periode van erosie geweest voordat er weer nieuwe geologische lagen zijn afgezet, ierdoor kan een stuk van de stratigrafie ontbreken.

Tabel 5-1 zijn de reservoir eigenschappen van het producerende reservoirgesteente weergegeven op basis van de putdata rondom de gekozen reservoirlocaties (sectie 4.2). De verhouding van het (gashoudend) poriënvolume ten opzichte van het totale gesteentevolume is aangegeven met de porositeit. De mate van doorlatendheid van het gesteente wordt aangeduid met permeabiliteit. In het geval van de ZEZ2 Carbonaat gaat dit hier om permeabiliteit van de matrix. Daarnaast is er van nature een fracture-netwerk aanwezig dat de produceerbaarheid domineert.

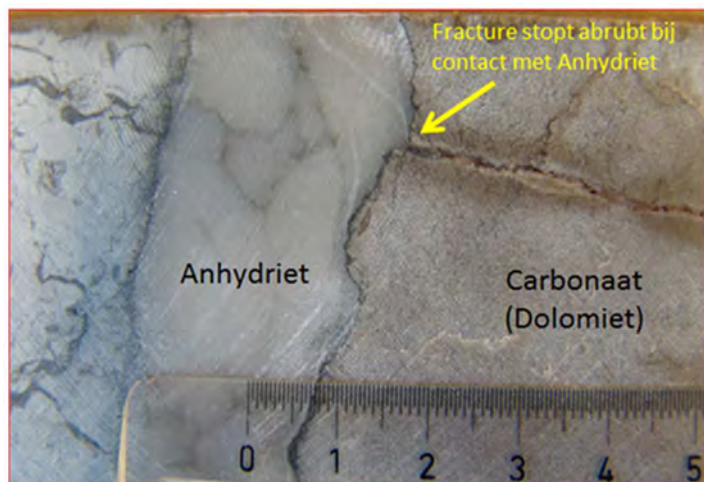
Tabel 5-1 geeft de gemeten waarden voor de putten in het Schoonebeek gas voorkomen. Daarnaast is het gewogen gemiddelde gegeven; de gemeten waarden laat een grote range zien.

Tabel 5-1: Maximale gemeten reservoirdikte in verticale meters, gemiddelde fractie van net reservoir in de formatie (NtG), gemiddelde porositeit en permeabiliteit van netto reservoir in het voorkomen.

Put	Reservoir Formatie	Reservoirdikte (m TV)	Net-to-Gross (%)	Porositeit (%)	Permeabiliteit (mD)
SCH-589	Zechstein 2 Carbonaat	87	100	6	*
SCH-463A	Zechstein 2 Carbonaat	123	100	3	
SCH-449	Zechstein 2 Carbonaat	148	100	1	
SCH-580	Zechstein 2 Carbonaat	73	100	9	
SCH-537	Zechstein 2 Carbonaat	42	100	10	
SCH-592	Zechstein 2 Carbonaat	192	100	5	1 mD
Schoonebeek Gas	Zechstein 2 Carbonaat	111	100	5	

*) De permeabiliteit varieert sterk tussen de slecht doorlaatbare matrix en open fractures.

De reden dat het carbonaatgesteente gasvoerend en doorlaatbaar is voor gas, is dat de matrix van het gesteente een zekere mate van porositeit (voor gasopslag) en permeabiliteit (doorlaatbaarheid voor gas) heeft. Vervolgens wordt de doorlaatbaarheid voor gas nog eens versterkt door de aanwezigheid van een netwerk van natuurlijke “fractures” oftewel scheurtjes. De aanwezigheid van deze natuurlijke “fractures” is een functie van de plasticiteit van het gesteente (hoe plastischer het gesteente, hoe minder fractures). Aangezien anhydriet vele malen plastischer is dan het gasvoerende carbonaat, zijn hier minder “fractures” aanwezig. Figuur 5-6 illustreert hoe, op het grensvlak tussen Anhydriet (lichtblauw/grijs) en Carbonaat (grijsbruin) een typische fracture abrupt stopt. Dit maakt anhydriet, als goed afdichtend en niet oplosbaar materiaal, tot een natuurlijke barrière. Deze barrière zorgt er tevens voor dat injectiewater niet in aanraking kan komen met de bovenliggende steenzoutlagen, waarmee oplossing van die lagen wordt voorkomen.



Figuur 5-6: Foto van een boorkern met het grensvlak tussen carbonaat en anhydrietgesteente.

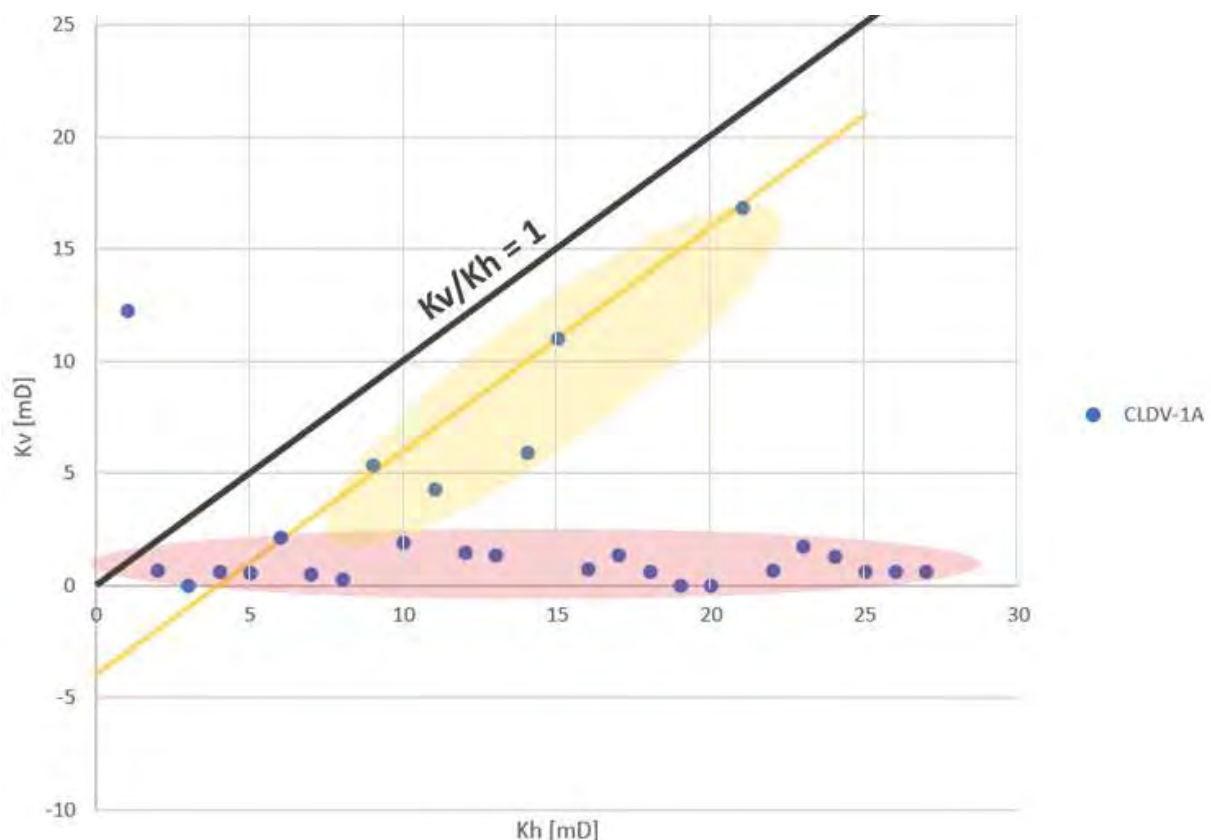
Alleen in de buurt van breuken, waar gesteentelagen ten opzichte van elkaar verzet zijn, zou een situatie voor kunnen komen waarbij het injectiereservoir in direct contact staat met steenzout. Boorputgegevens laten echter zien dat de natuurlijke “fractures” in het carbonaatgesteente, dicht tegen het zout, gevuld zijn met zout. De verwachting is dat dit ook geldt op de delen van het reservoir dicht bij een dergelijke breuk en dat daarmee de permeabiliteit sterk verminderd wordt. Dit houdt in dat het injectie water nauwelijks kan stromen waardoor zoutoplossing heel erg vertraagd wordt. Het relatief zoete water dat tot stilstand komt tegen een dichte fracture zal verzadigd raken met zout, waardoor verdere oplossing stopt.

Samenvattend zijn de geologische omstandigheden zodanig dat de kans dat injectiewater al stromend in contact kan komen met het steenzout uiterst klein zal zijn. De overall aanwezige laag van

onoplosbare en goed afdichtende anhydriet vormt een natuurlijke barriere die het injectiereservoir zowel naar boven als beneden toe scheidt van het steenzout.

Boorkernen uit Schoonebeek-Zechstein putten laten zien dat fractures een beperkte verticale lengte hebben, en deels gevuld met calciëet. Binnen het regionale Zechstein carbonaatsysteem is verticale permeabiliteit alleen gemeten op boorkernen uit put CLDV-1A. Dit betreft een oöliet, en is kenmerkend voor het carbonaatplatform aan de oostflank van het Schoonebeek veld. Er lijken twee verschillende K_v/K_h trends te bestaan binnen de relatief beperkte dataset, Figuur 5. Eén set verticale permeabiliteiten is consistent laag, tot zo'n 2 mD, ongeacht de horizontale permeabiliteit. Een tweede trend is stijgend maar blijft consistent onder de $K_v/K_h=1$ lijn. De gemiddelden voor de K_v/K_h lopen uiteen van 0,63 (arithmetisch) tot 0,09 (geometrisch) tot 0,01 (harmonisch).

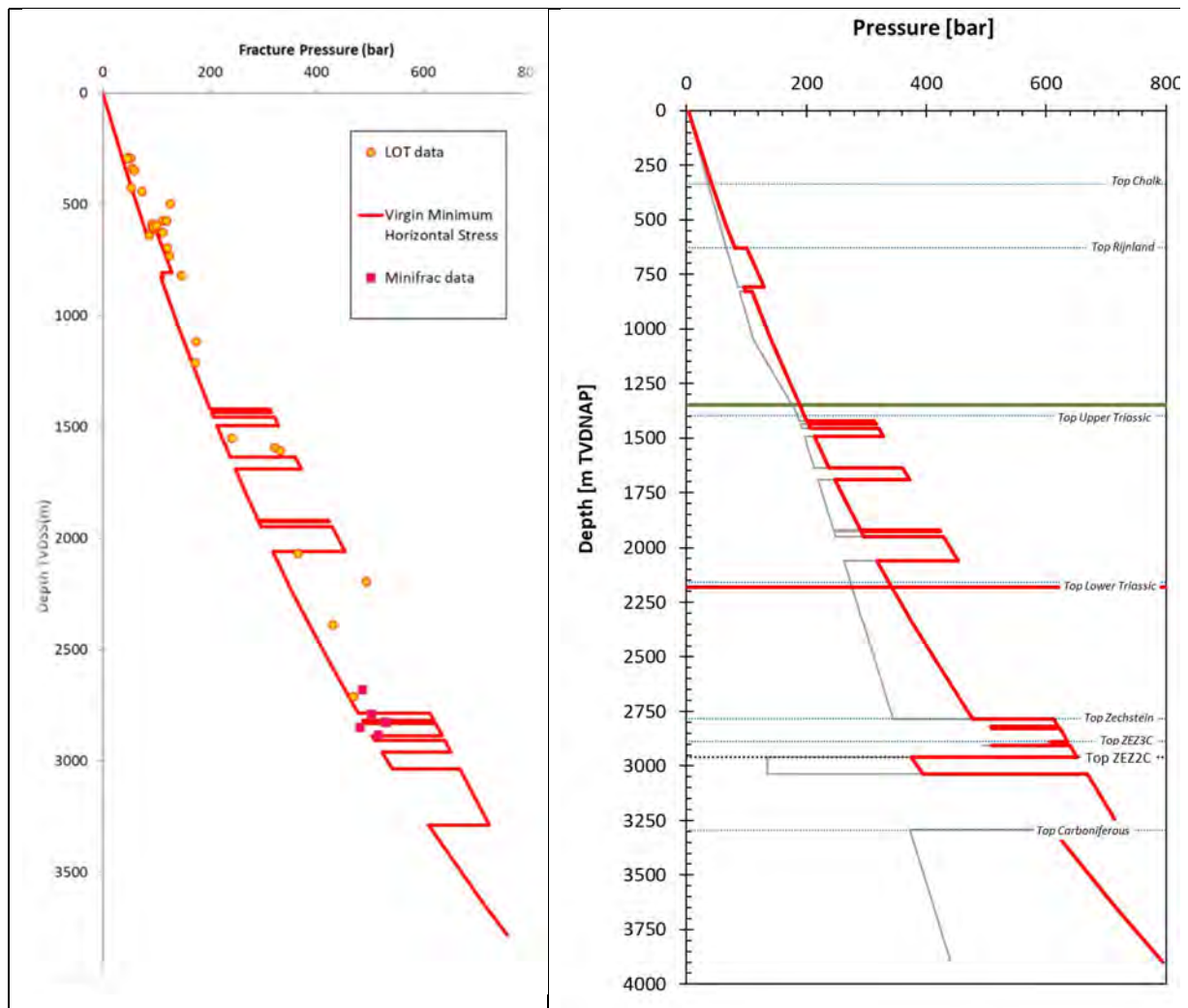
De westflank van het Schoonebeek veld kent een andere carbonaat-facies, de platformrand. Deze facies is te zien in de kernen van bijvoorbeeld SCH-313 en bestaat uit een afwisseling van intacte carbonaatlagen, verbroken carbonaatlagen (kleinschalige fractures, cm tot dm schaal) met solide carbonaatlagen (mudstones). In de mudstones komen vooral kortere, op stylolieten eindigende fractures voor. De carbonaten zijn gedolomitiseerd als gevolg van de grote diepte waarop de lagen zich bevinden. Als gevolg van de gelaagdheid zal de grootschalige verticale permeabiliteit naar verwachting laag zijn, $K_v/K_h < 0.01$. Op schaal van de gelaagdheid zal in de verbrokkelde lagen de verticale permeabiliteit naar verwachting rond de $K_v/K_h = 1$ liggen. De verbrokkelde lagen tonen een latere cementatie die de brokstukken met elkaar verbindt.



Figuur 5-7: K_v/K_h metingen voor put CLDV-1A.

5.4 Geschatte in-situ spanningen

De in-situ spanning in het gesteente is belangrijk om de maximale injectiedruk te kunnen bepalen. De minimale horizontale spanning van de afdekkende laag mag niet worden overschreden door de ondergrondse injectiedruk. De geschatte in-situ spanningen voor het Schoonebeek gasveld zijn gebaseerd op regionale LOT en minifrac data (Figuur 5-8, links) en op de poriedruk (Figuur 5-8, rechts). In de rechter figuur is ook het effect van de depletie op de spanning meegenomen. Boven het Zechstein injectiereservoir (ZE22C) worden de afsluitende lagen gevormd door Zechstein anhydriet- en halietlagen. De spanning in deze lagen is gelijk aan de verticale spanning vanwege de viskeuze eigenschappen van dit gesteente. Voor de bepaling van de gradiënt (0,22 bar/m) voor de verticale spanning is uitgegaan van een gemiddelde dichtheid van gesteente in de ondergrond. Dit betekent dat het afdichtend gesteente een hoge horizontale spanning heeft. De implicaties hiervan worden verder behandeld in hoofdstuk 6.



Figuur 5-8: Links: regionale LOT data en minifrac data en de inschatting van de minimale horizontale spanning. Rechts: Minimale horizontale spanning (rode lijn) en poriedruk (grijze lijn). Het effect van de drukdaling op de spanning in het reservoir is hier duidelijk zichtbaar.

5.5 Samenstelling formatiewater Schoonebeek gasveld

De samenstelling van het formatiewater van het Schoonebeek gasveld (Zechstein reservoir) is gegeven in Tabel 5-2. Deze lijst omvat alleen de gemeten parameters, en is geen volledige beschrijving van het formatiewater.

Tabel 5-2: Samenstelling van het formatiewater van het reservoir

Parameter	Eenheid	Concentratie formatiewater (gemiddelde van diverse analyses)
pH (eenheden)	-	4,8
Natrium (Na^+)	mg/l	47000
Calcium (Ca^{2+})	mg/l	24500
Magnesium (Mg^{2+})	mg/l	2400
Barium (Ba^{2+})	mg/l	35
IJzer (totaal: Fe^{2+} en Fe^{3+})	mg/l	15
Kalium (K^+)	mg/l	1160
Strontium (Sr^{2+})	mg/l	750
Mangaan (Mg)	mg/l	18
Chloride (Cl)	mg/l	125000
Sulfaat (SO_4^{2-})	mg/l	50
Chroom (Cr)	mg/l	0,040
Kwik (Hg)	mg/l	0,0092
Lood (Pb)	mg/l	1,4
Zink (Zn)	mg/l	2570

6 Procesdrukken vergeleken met de fracture drukken

Dit hoofdstuk beschrijft de injectiedrukken, injectiedebieten en cumulatieve injectievolumes.

Regionaal (Drenthe, Twente, Duitsland) is er inmiddels ervaring opgedaan met een twintigtal waterinjectieputten in Zechstein formaties. Dit zijn met name voormalige gasproductieputten die zijn geconverteerd naar waterinjectoren. Er is een redelijke correlatie gevonden tussen de gasproductiviteit en de waterinjectiviteit. De gasproductiviteit laat zich echter moeilijk vooraf voorspellen in Zechstein reservoirs. In Oost-Nederland is een honderdtal gasproductieputten geboord in de Zechstein, met een sterk uiteenlopende gasproductiviteit. Vanwege de geologische variabiliteit van het reservoirgesteente blijken empirische data waardevoller dan modelleerstudies.

Op basis van de Zechstein waterinjectie ervaring en de gasproductiviteit van de putten in het noordelijke reservoirblok van het Schoonebeek veld wordt een redelijke waterinjectiviteit verwacht voor de geselecteerde reservoir targets. Het injectiereservoir ligt relatief diep (zo'n 3 kilometer), waardoor (tijdens injectie) een volledige waterkolom vanaf het reservoir tot aan de X-mas tree grofweg zou leiden tot een druk van 300 bar op reservoir diepte. Dit zou gegeven de huidige reservoirdruk (~80 bar) een flinke overdruk betekenen. Daarom wordt verwacht dat initieel de injectieputten "sub-hydrostatisch" zullen zijn: het water ondervindt aan het maaiveld geen tegendruk vanuit het reservoir, zie Appendix D. Voor deze fase bestaat de mogelijkheid om het injectiewater langs de injectiepompen te leiden.

De reservoirlocaties zijn dusdanig gekozen dat zich geen breuken bevinden tussen de reservoirlocaties en grote (historische) gasproductieputten in de nabijheid. Dit biedt een hoge mate van waarschijnlijkheid dat de gekozen putlocaties in een goede hydraulische communicatie staan met een significant, gedepleteerd reservoirvolume. Bij aanvang van de injectie is dit reservoirvolume gevuld met gas op een lage druk en met een erg hoge compressibiliteit. Hierdoor wordt aanvankelijk maar een geringe drukstijging verwacht als functie van de cumulatieve waterinjectie. Door het sterk niet-lineaire karakter van de gascompressibiliteit als functie van de druk worden hoge reservoirdrukken pas verwacht als het verbonden reservoirvolume een hoge vullingsgraad bereikt (sectie 6.3.4).

6.1 Maximale bovengrondse injectiedruk

De maximale bovengrondse injectiedruk wordt zo gekozen dat de minimale spanning van de afsluitende laag niet wordt overschreden. De materiaalsterkte van de injectieinrichting is echter zelfs nog lager gekozen (maximaal 250 barg), waardoor deze effectief de limiet in injectiedruk vormt en de integriteit van de afsluitende laag geborgd is.

6.1.1 Sterkte van de afdichtende laag

De injectiedruk bovengronds wordt gelimiteerd om te voorkomen dat de injectiedruk op reservoir niveau groter kan zijn dan de minimale in-situ spanning van de afdichtende laag. De maximale bovengrondse injectiedruk is derhalve berekend op basis van de minimale horizontale spanning van de afsluitende laag (sectie 5.4):

$$THPi_{max} = \nabla S_{hmin_seal} \times TVD_{bottom\ seal} - \Delta P_{hyd} + \Delta P_{fric}$$

waarbij:

$$THPi_{max} \quad \text{Bovengrondse injectiedruk limiet (bar)}$$

∇_{Shmin_seal}	Minimale in-situ spanningsgradient van de afdichtende (zout/anhydriet) laag boven het water opslag reservoir (bar/m)
$TVD_{bottom\ seal}$	Verticale diepte van de onderkant van de afdichtende laag, ofwel de top van het water opslag reservoir (mTVD)
ΔP_{hyd}	Hydrostatische kolom (bar)
$\Delta P_{hyd} = \nabla_{water} \times TVD_{bottom\ seal}$	
∇_{water}	Water gradient (bar/m)
ΔP_{fric}	Drukval door wrijving in de tubing (bar)

Door de wrijving in de tubing niet mee te nemen wordt een extra veiligheidsmarge ingebouwd. Zoals beschreven in sectie 5.2.2 wordt op de gekozen reservoirlocaties de afsluitende bovenlaag van het reservoir gevormd door de Zechstein Halië (een zoutlaag) en Anhydriet, met een minimale spanning van 0,22 bar/m (sectie 5.4). De maximale injectiedruk op reservoir diepte volgt uit:

$$\nabla_{Shmin_seal} \times TVD_{bottom\ seal}$$

Tabel 6-1 geeft de bijbehorende waarden, hierbij wordt gewerkt met een conservatieve (ondiepe) reservoirdiepte van 2.900m (zie Figuur 4-1). Na aftrek van de hydrostatische kolom (waarbij $\nabla_{water} = 0,103$ bar/m voor het injectiewater) volgt de maximale injectiedruk bovengronds.

Tabel 6-1: Maximale injectiedruk per put op basis van de sterkte van de afdichtende laag

Put	Reservoir Diepte (mTVD)	Maximale injectiedruk op reservoir diepte (bar)	Maximale bovengrondse injectiedruk (bar)
SCH-4473 (FE2)	2.900	638	339
SCH-4474 (FE1)	2.900	638	339
SCH-3132 (FW1)	2.900	638	339
SCH-3133 (FW2)	2.900	638	339

6.1.2 Materiaalselectie

Voor de leiding van de injectiepomp op de waterinjectielocatie naar de X-mas tree is vanwege materiaalselectie criteria gekozen voor Alloy 625 cladde Carbon Steel (class 1500). Dit materiaal heeft een maximale ontwerpdruk van 250 barg, wat de maximale bovengrondse druk navenant begrensd.

6.2 Maximale reservoir druk

De maximale reservoir druk wordt gelimiteerd als gevolg van de abandonnering van put SCH-447 (zie paragraaf 6.2.36.2.3).

6.2.1 Initiële druk (en temperatuur)

De initiële reservoir druk in de Schoonebeek gasveld bedraagt 358 bar op datum niveau (3000 mTVDSS).

De initiële reservoir temperatuur op datum is 123°C.

6.2.2 Huidige reservoirdruk

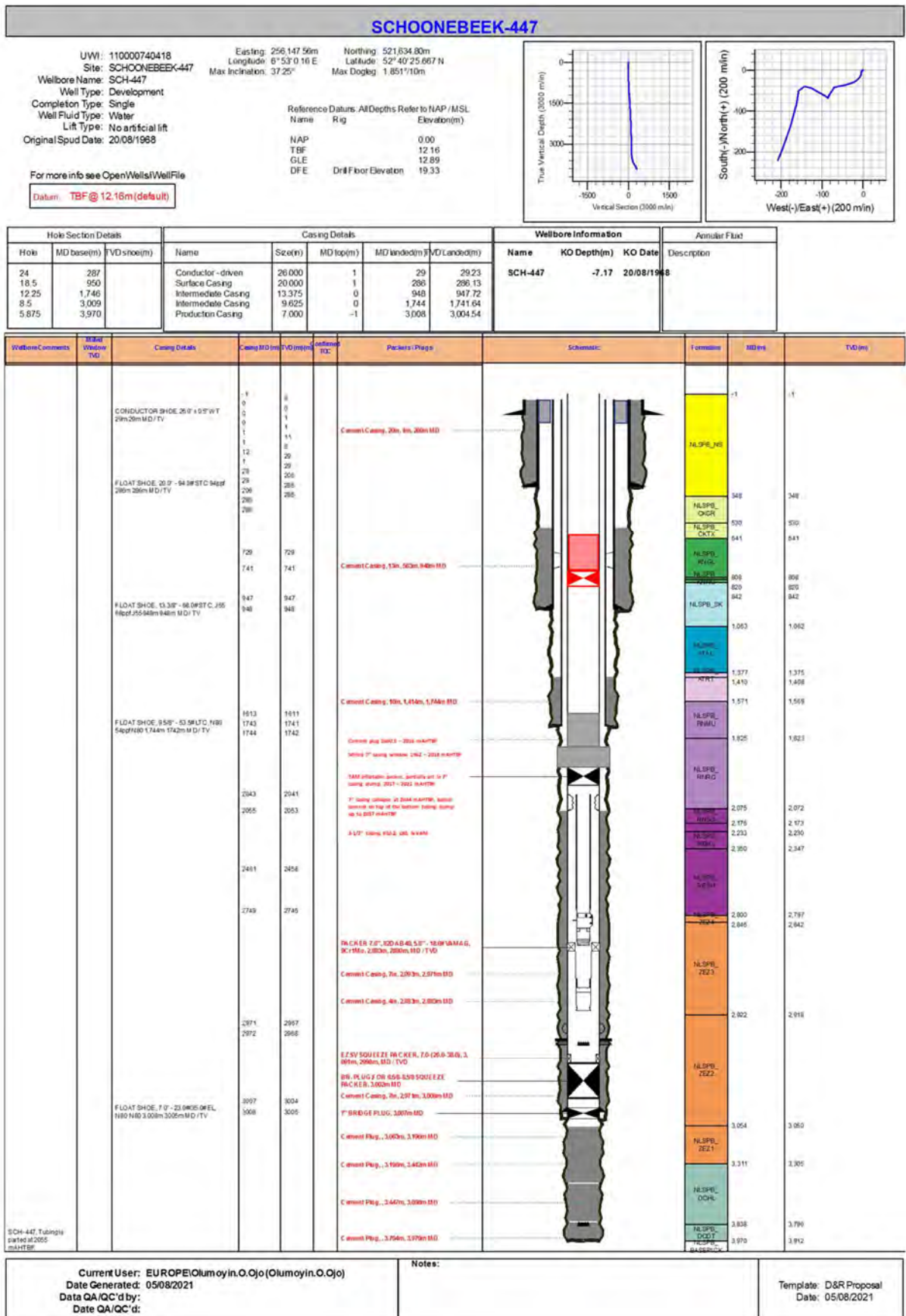
De huidige reservoirdruk is rond de 80 bar op datumniveau (3.000 mTVDSS), zoals te zien op de SPG drukmetingen in Figuur 6-7 aan de rechterzijde. Recente SPG drukmetingen zijn met name uitgevoerd in de waterinjectieputten SCH-597, SCH-580 en EM-NZ7, waar lokaal enige mate van drukverhoging optreedt.

6.2.3 SCH-447 abandonnering

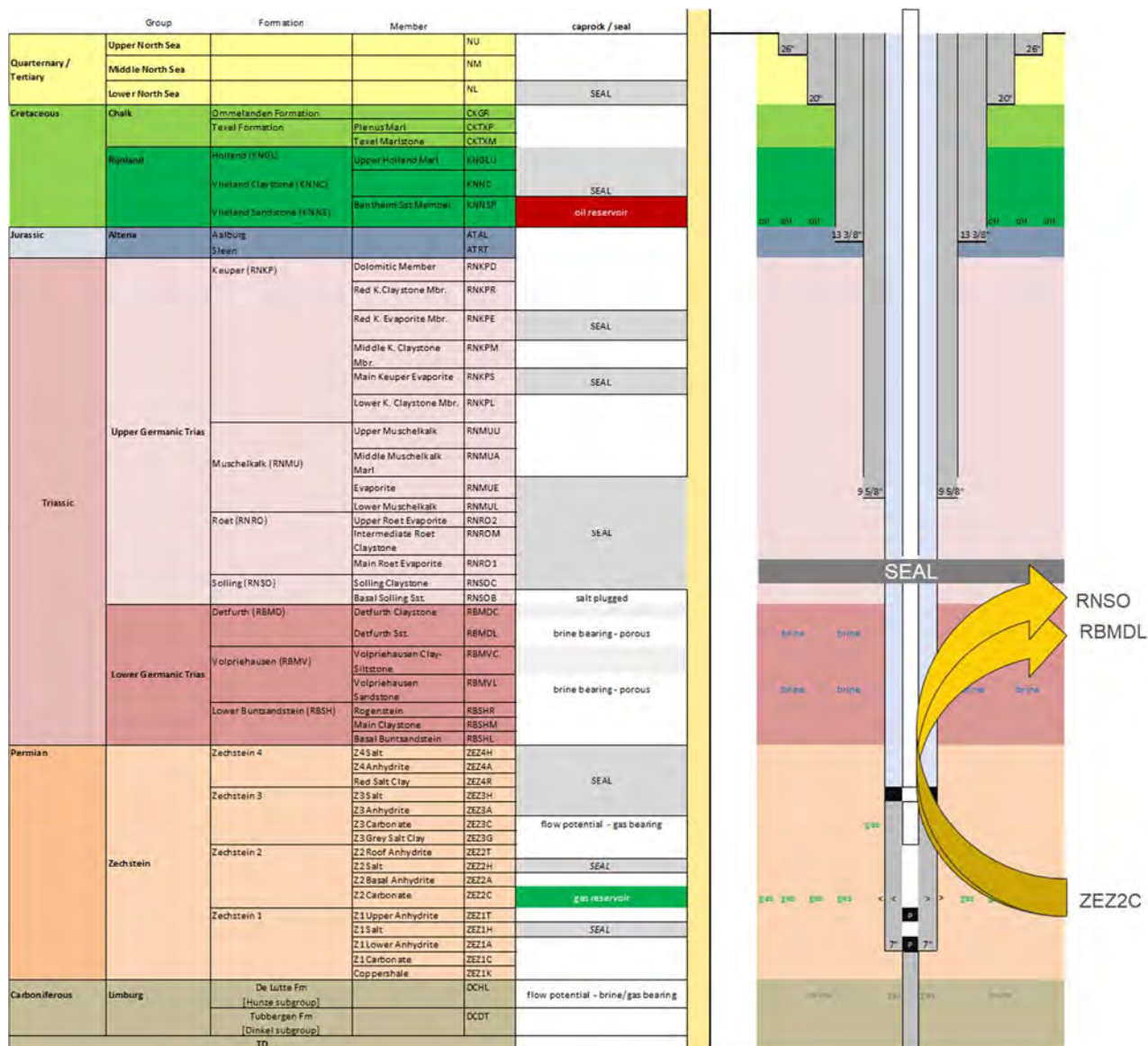
Het abandonneren van put SCH-447 is van invloed op de maximale reservoirdruk in het Schoonebeek gasveld. Als onderdeel van de abandonnering van put SCH-447 is de diepste plug boven het reservoir geplaatst op de Röt Formatie (RNRO) (Figuur 6-1). De zwakste formaties onder de diepste plug zijn de Solling (RNSO) en de Detfurth Claystone (RBMDC). In het theoretische geval dat de casing en het cement in de toekomst falen zou er een hydraulische connectie kunnen ontstaan tussen de ZE22C en de zwakste formatie, Figuur 6-2. Daarom wordt de reservoir abandonneringsdruk in de ZE22C begrensd door de fracture gradiënt van de Solling en de Detfurth, minus een tussengelegen gaskolom, hetgeen neerkomt op 335 bar op datum niveau (3.000 mTVDSS), zie Figuur 6-3.

Als extra veiligheidsmarge zal injectie worden gestopt zodra het reservoir hydrostatische druk bereikt. Uitgaand van een hydrostatische gradiënt van 1.06 bar/10m (formatiewater) komt dit neer op 318 bar op datum niveau (3.000m TVDSS⁴).

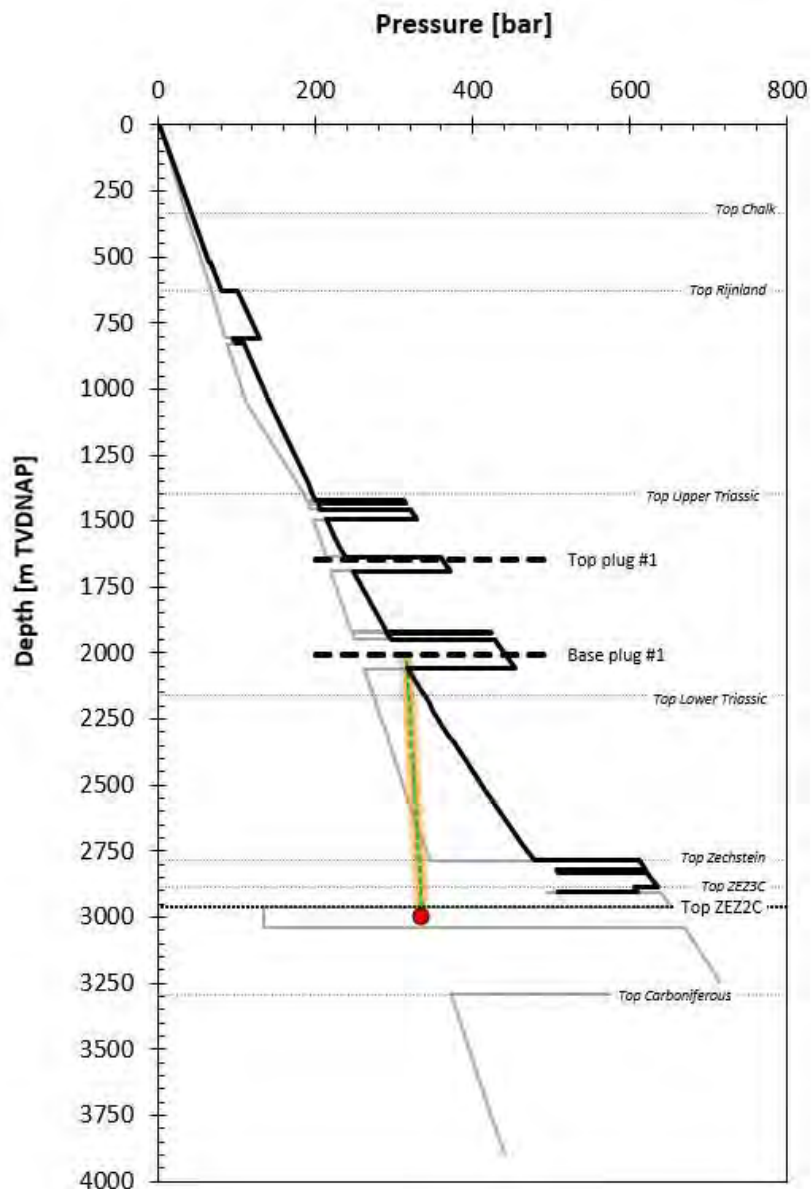
⁴ Hierbij wordt niet meegerekend dat het maaiveld zo'n 10m boven NAP ligt, daarbij hoort een hydrostatische kolom van 319 bar.



Figuur 6-1: Well status diagram SCH-447, in rood de geplande plug op het Bentheim Zandsteen laagpakket (verwacht 2023).



Figuur 6-2: Schematisch overzicht van de geologische formaties in SCH-447, de putconfiguratie, en het pad van de minste weerstand onder de plug in het geval van casing/cement bond falen.



Figuur 6-3: Maximale ZE22C reservoirdruk op basis van bovenliggende formatiesterktes. Gas gradient vanaf de top van het ZE22C reservoir. Plugdiepte van de diepste plug (Plug no. 1) aangegeven over de sectie.

6.3 Injectiecapaciteit – volumes

Het waterinjectieopslagvolume wordt voornamelijk bepaald door:

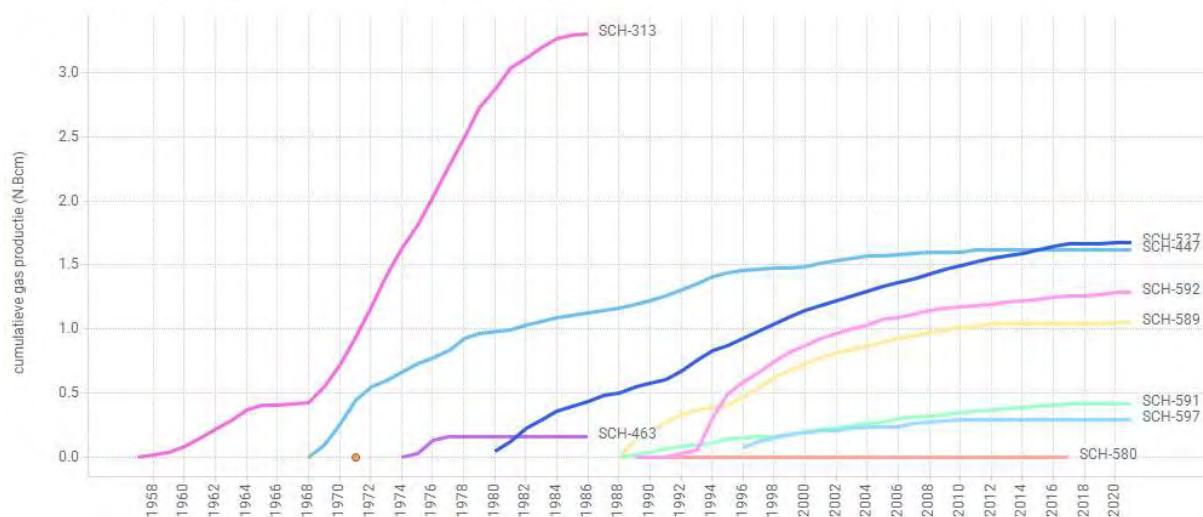
- ☐ De cumulatieve hoeveelheid geproduceerd gas uit de verschillende putten, alsmede de geproduceerde en geïnjecteerde hoeveelheden water
- ☐ Hoe de putten onderling via het reservoir zijn verbonden
- ☐ De maximale injectiedruk

6.3.1 Cumulatieve gasproductie en wateropslagcapaciteit

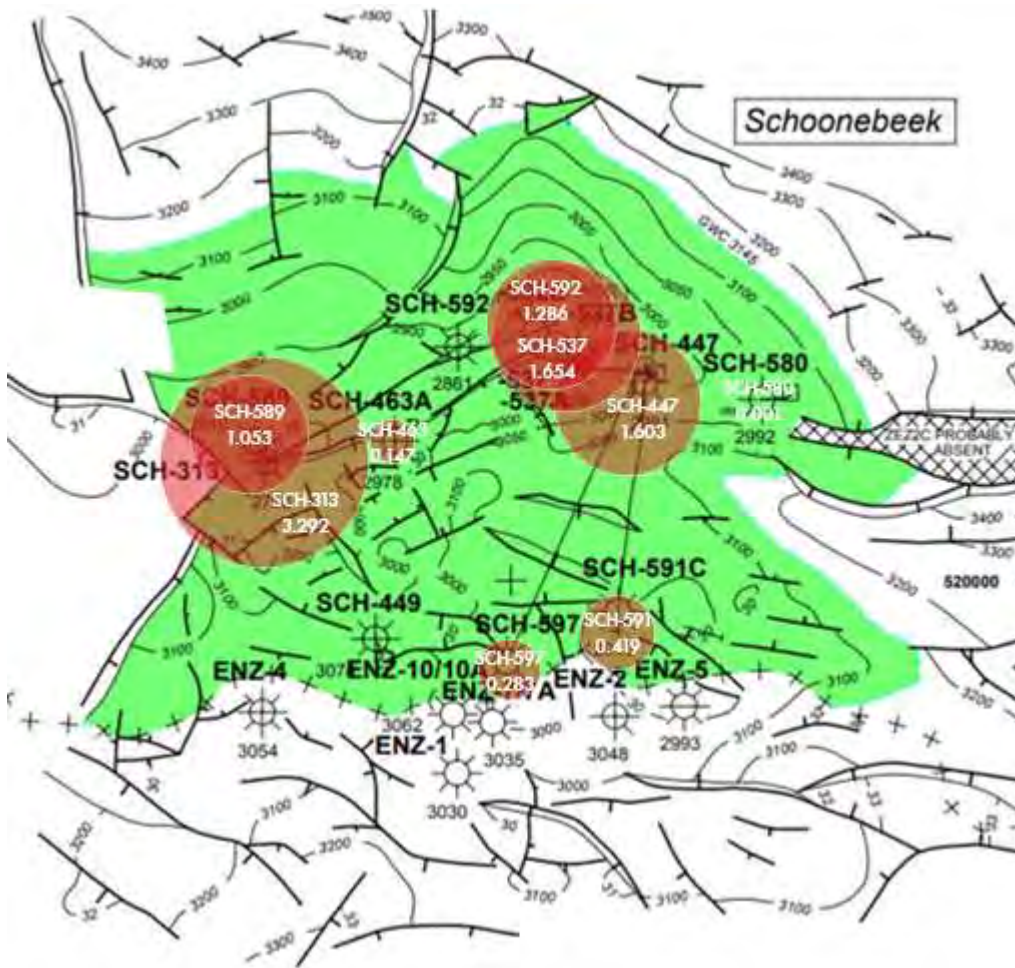
De cumulatieve gasproductie over tijd is per put weergegeven in Figuur 6-4. Figuur 6-5 geeft de cumulatieve gasproductie (per 30/4/2021) weer als een bubbel plot op de reservoirkaart. Hieruit blijkt duidelijk dat de cumulatieve productie uit het hoog gelegen noordblok beduidend hoger ligt

dan de gezamenlijke productie van de putten in het laag gelegen zuidblok, waar alleen productie uit put SCH-447 net ten zuiden van de Oost-West breuk in de buurt komt van de productie van de noordelijke putten.

Schoonebeek Zechstein - Cumulatieve gas productie (N.Bcm)



Figuur 6-4: Cumulatieve gasproductie per put in N.Bcm



Figuur 6-5: Bubble plot van de cumulatieve gasproductie per put (miljard N.m³)

De respectievelijke cumulatieve gasproductie hoeveelheden zijn vermeld in Tabel 6-2, waarbij een onderverdeling is aangebracht tussen de geproduceerde volumes uit het omhoog geschoven noordelijk blok, en het afgeschoven zuidelijk blok. Tabel 6-2 laat zien dat grofweg 75% van de geproduceerde gas volumes uit het noordblok is geproduceerd.

De wateropslagvolumes zijn berekend volgens:

$$\text{Water opslag volume [mln m}^3\text{]} = \frac{\text{Cumulatieve gas productie [N. Bcm]}}{\text{Gas Expansie Factor } \left[\frac{\text{N.m}^3}{\text{R.m}^3} \right]} \times 1.000 \left[\frac{\text{mln m}^3}{\text{Bcm}} \right]$$

waarbij:

$$\text{Gas Expansie Factor} = 230 \text{ N.m}^3/\text{R.m}^3$$

Vervolgens wordt er verrekend voor de geproduceerde en geïnjecteerde watervolumes, zoals beschreven in 0. De resulterende reservoir voidage getallen zoals aangegeven in Tabel 6-2 worden gegeven voor het hele veld (meest rechter kolom), maar worden ook onderverdeeld in Noord en

Zuid, en binnen Noord onderverdeeld in West en Oost. Deze logica wordt verder besproken in paragraaf 6.3.2.

Tabel 6-2: Cumulatieve gasproductie per 30/4/2021, en bijbehorende wateropslagvolumes. De (ondergronds) geabandonneerde putten zijn aangegeven in rood, de suspended put SCH-463 in grijs, de water injectie put SCH-597 in blauw, en de beschikbare putten in wit.

		Put	cum. gas productie (N.Bcm)	opslag capaciteit (mln m3)	incr. water productie (mln m3)	cum. water injectie (mln m3)	opslag capaciteit (mln m3)	West/Oost	Noord/Zuid	Totale Veld
Noord	West	SCH-589	1,053	4,58	1,20		5,8	20,1	33,0	43,5
		SCH-313	3,292	14,31	0,00		14,3			
	Oost	SCH-592	1,286	5,59	0,49		6,1	12,9		
		SCH-580	0,001	0,00	0,00	0,36	-0,4			
		SCH-537	1,654	7,19	0,01		7,2			
Zuid		SCH-447	1,603	6,97	0,13	0,00	7,1		10,5	
		SCH-463	0,147	0,64	0,00		0,6			
		SCH-591	0,419	1,82	0,00		1,8			
		SCH-597	0,283	1,23	0,02	0,33	0,9			

6.3.2 Intra-reservoir communicatie

Voor het analyseren in welke mate er compartimentalisatie optreedt tijdens de waterinjectiefase kan worden gekeken naar het historische gedrag. Figuur 6-6 geeft een overzicht met gasproductie en waterinjectie debieten (beide in R.m3/d) van alle putten, vergeleken met de gemeten reservoirdrukken. In Figuur 6-7 wordt een onderscheid gemaakt tussen de putten aan de noord- en zuidkant van de breuk. Appendix A geeft dezelfde visualisatie op putniveau.

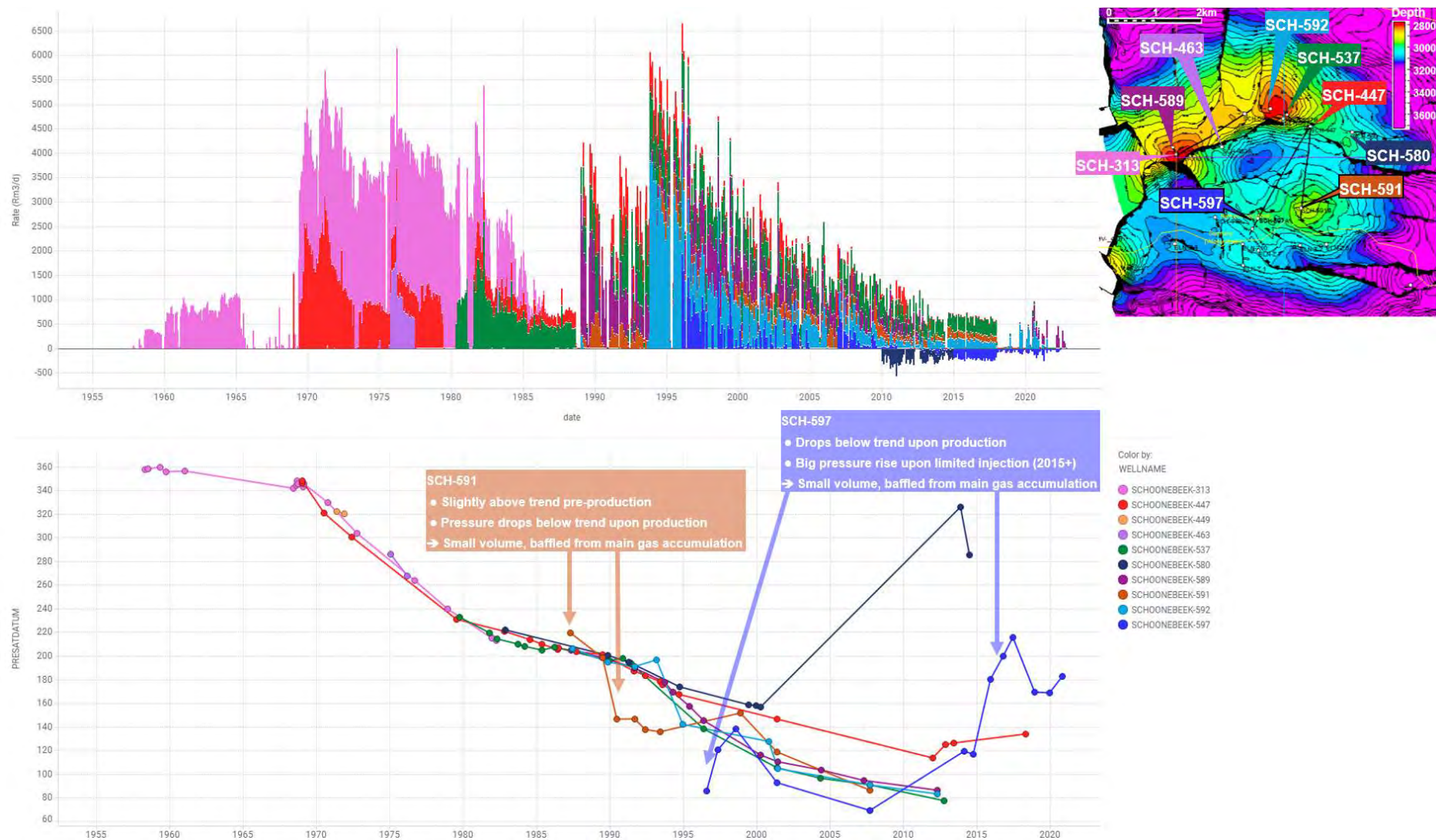
Noord-Zuid connectie

Zoals beschreven in sectie 5.2 is het reservoir door een duidelijke oostwestbreuk onderverdeeld in een noord- en een zuidblok. De gasdepletiefase laat zien dat er enige mate van drukcommunicatie is tussen beide blokken.

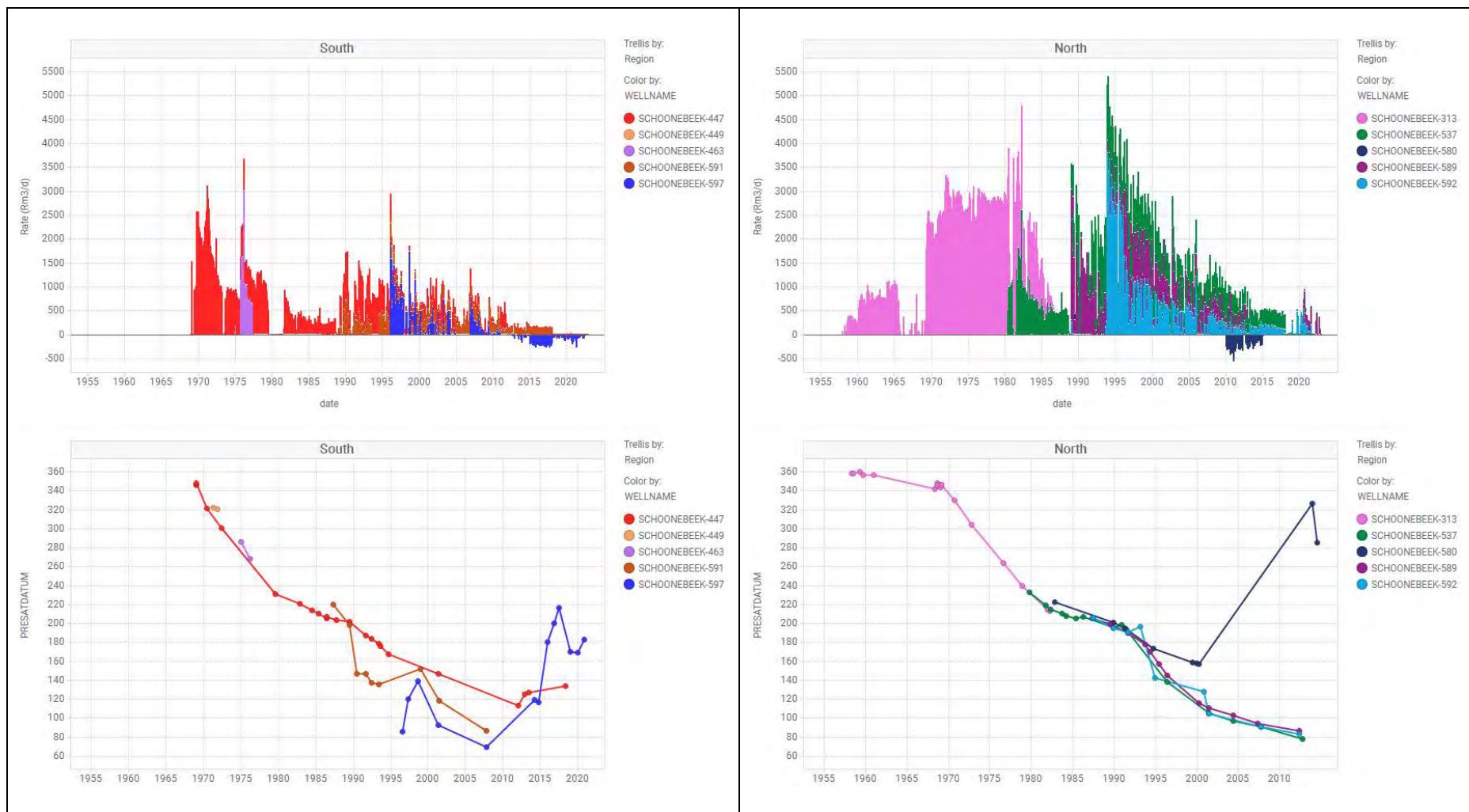
- ☐ De putten aan de noordzijde van de breuk laten een gedeelde druk trend zien, afgezien van put SCH-580
- ☐ SCH-580 ligt relatief geïsoleerd van de andere putten in het noordblok, lager op de oostflank. Er is geen noemenswaardige gasproductie gerealiseerd (0.01 N.Bcm), wat aantoont dat de put niet is verbonden via het fracture network met de andere producers. Dit blijkt ook uit de waterinjectie in SCH-580, die een slechte drukverbinding met de andere putten in het noordblok laat zien.
- ☐ De druk in put SCH-447 in het zuidblok ligt begin jaren '70 (hoge productie) iets lager dan de druktrend in het noordblok, en begin jaren 2000 (lage productie) juist wat hoger.
- ☐ Put SCH-591 ligt relatief ver van de andere putten in een local high. De put ziet na het boren licht hogere drukken dan in de andere putten, en tijdens periodes met productie wat lagere drukken dan de trend van andere putten. Dit toont aan dat de druk lokaal wat kan afwijken van de algemeen waargenomen trend in het veld.

- In put SCH-597 zakt de druk in 1996 wat weg ten opzichte van de andere putten tijdens hoge productie, en komt weer wat terug bij lagere productie. Als gevolg van waterinjectie in deze put sinds 2012 loopt de druk flink op in vergelijking met andere metingen in het zuidblok.
- De Duitse putten op de zuidflank van de structuur zijn grotendeels van de Schoonebeek putten afgezonderd door een zadelstructuur, en laten een andere druktrend zien⁵.

⁵ Met Wintershall–DEA, de operator aan de Duitse zijde, worden gegevens uitgewisseld op vertrouwelijke basis, wat NAM in staat stelt om de eventuele effecten van waterinjectie op de Duitse kant te monitoren.



Figuur 6-6: Reservoir drukontwikkeling als gevolg van de historische gasproductie en waterinjectie in de verschillende putten. Bovenste paneel: gasproductie in R.m3/d en waterinjectie in R.m3/d. Onderste paneel: reservoirdruk op datum niveau (3.000 mTVDS).



Figuur 6-7: Reservoir drukontwikkeling uitgesplitst tussen zuid (links) en noord (rechts)

Noord-Oost / Noord-West connectie

Figuur 5-4 laat zien dat het noordblok bestaat uit twee duidelijke lokale toppen aan de west- en oostkant, al dan niet gescheiden door een breuk. De productie/druk analyse in Figuur 6-7 laat zien dat de putten aan weerszijden grofweg dezelfde druk trend volgen.

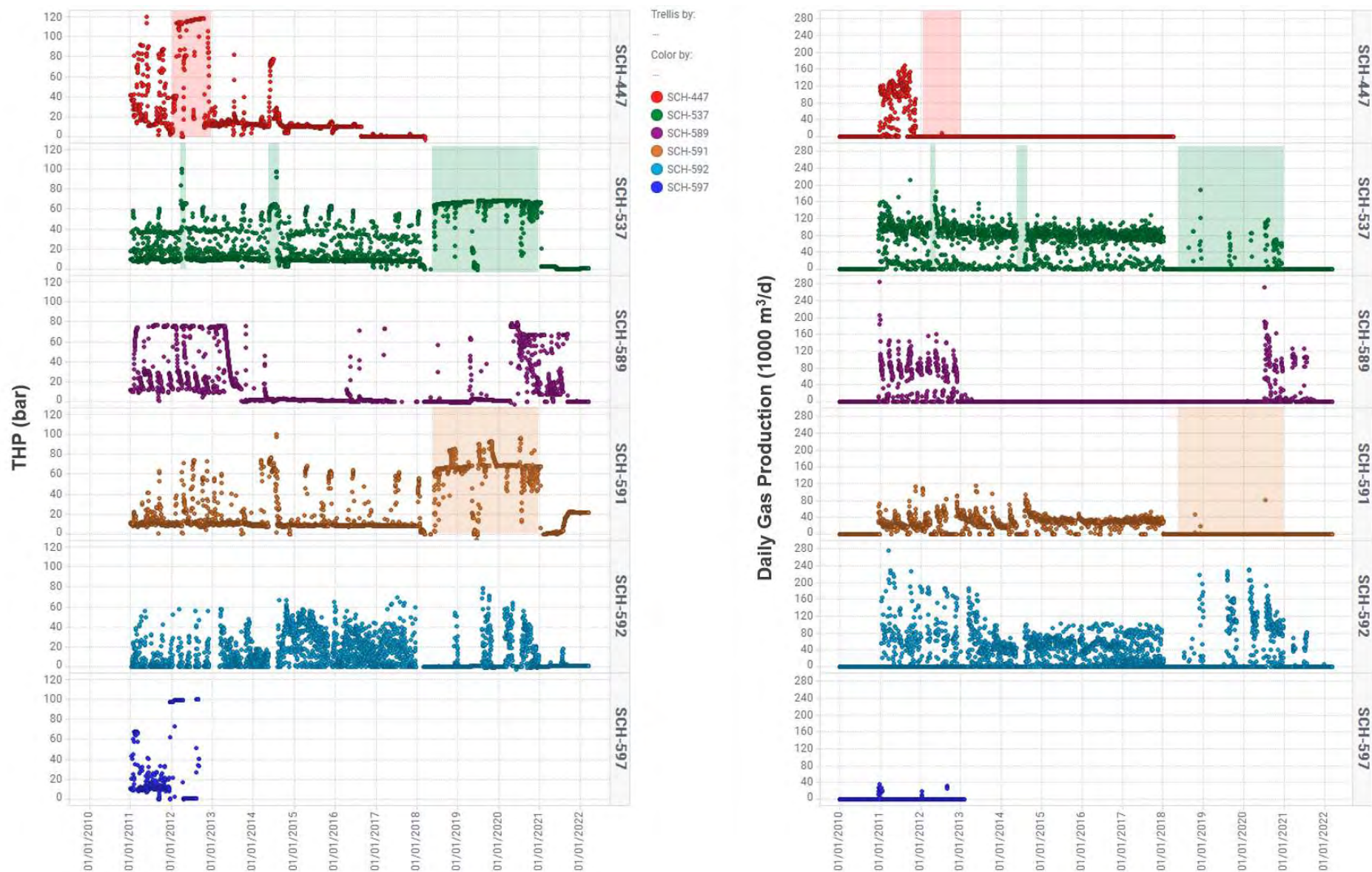
Figuur 6-8 geeft een overzicht per put van de gealloceerde dagelijkse gasproductie en de bovengrondse drukken (Tubing Head Pressures, THP). Met gekleurde vlakken zijn perioden aangegeven van weinig tot geen injectie, waarbij de ingesloten THP drukken duidelijke trends laten zien die de reservoirdruk volgen (minus een gas kolom).

In Figuur 6-9 worden bovengrondse drukken (THP) van de verschillende putten direct met elkaar vergeleken op een hogere data resolutie, op basis van de realtime drukmeter data. Door de data te filteren wordt het beeld duidelijker (onderste paneel). Met hulplijnen worden de trends in CITHP per put gemarkeerd, waarin enige mate van deviatie is te zien. Er zijn verschillende observaties te maken:

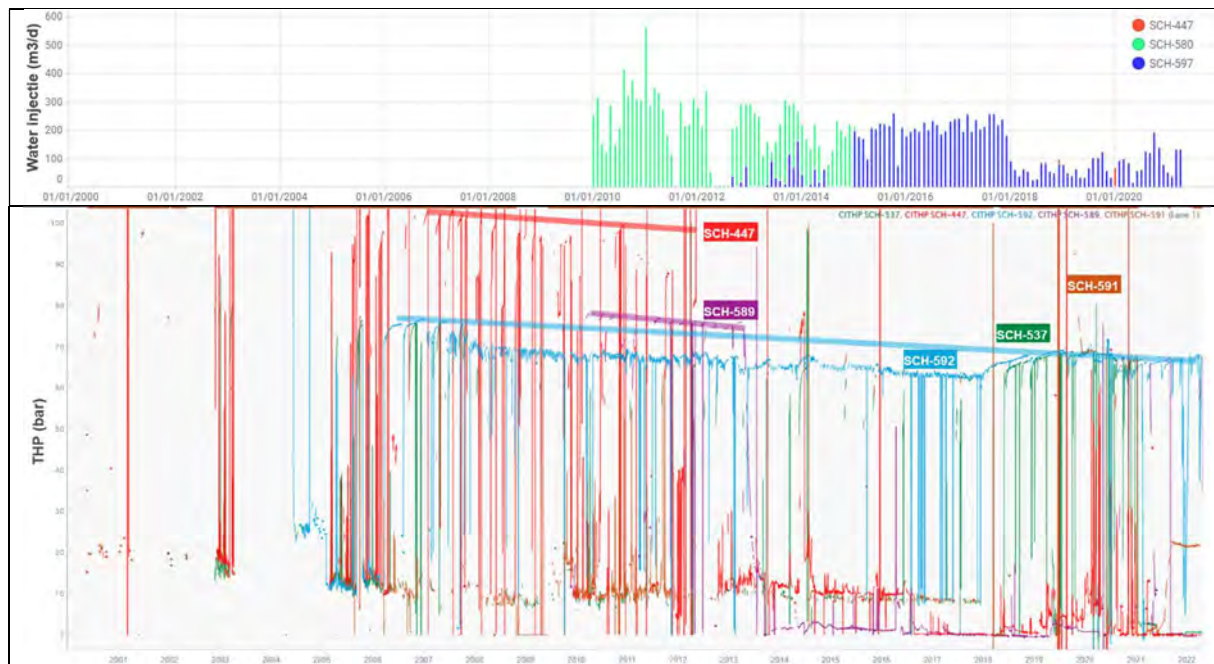
- Met name put SCH-447 in het zuidelijke blok wijkt af van de druk trends in de putten in het noordelijke blok.
- In put SCH-592 is duidelijk het verschil te zien tussen de periode van 2008 tot en met 2017, en de aangrenzende periodes. Tijdens eerstgenoemde periode werd de put intensief geproduceerd met dagelijkse intermitterende productie. Bijbehorende CITHP data liggen zo'n 5 bar lager dan in de aangrenzende periodes, waarin de CITHP langere opbouw periodes kent. Hieruit blijkt een locale verlaging in reservoirdruk gedurende gas productie, een indicatie van een wat gematigde effectieve reservoir permeabiliteit.
- In de periode 2010-2013 laat put SCH-589 een beduidend hogere CITHP trend zien dan SCH-592, maar ook hoger dan de SCH-592 trend bij langere Closed-In periodes. Dit kan wijzen op een deels belemmerde communicatie tussen de noordwest (SCH-589) en noordzuid (SCH-592) structuur.
- Sinds de sluiting van de GZI (januari 2018) is de gasproductie flink afgenomen en convergeren de noordelijke (SCH-592/537) en zuidelijke (SCH-591) CITHP trends, hetgeen drukcommunicatie aantoont.

Zeker initieel zal de mobiliteit van geïnjecteerd water beduidend lager liggen dan die van gas, door relatieve permeabiliteitseffecten. Op termijn kunnen delen van de structuur gevuld worden met water. Gegeven voorgenoemde observaties over intra-reservoir communicatie is het nu dus nog niet mogelijk exact te voorspellen hoe het reservoir zich dynamisch gaat gedragen bij waterinjectie. In volgorde van afnemende waarschijnlijkheid:

- 1) De noordwest en noordoost accumulaties volgen eigen druk trends als functie van het cumulatief geïnjecteerde watervolume.
- 2) De noordwest en noordoost accumulaties volgen een gezamenlijke druk trend als functie van het cumulatief geïnjecteerde watervolume.
- 3) Het zuidblok volgt de stijgende druk in het noordblok als gevolg van de injectie aldaar.



Figuur 6-8: Overzicht per put van de dagelijks gealloceerde gasproductie (rechts) en de bijbehorende THP (links)



Figuur 6-9: Overzicht van maandelijks gealloceerde injectiedebieten per put (boven) en de realtime THP data van de verschillende Schoonebeek putten (onder).

6.3.3 Samenvatting waterinjectieopslagcapaciteit

Er is onzekerheid in de reservoirconnectiviteit tijdens waterinjectie, zoals benoemd in sectie 6.3.2. Bij zeer goede reservoirconnectiviteit zou de volledige opslagcapaciteit van het reservoir kunnen worden benut door middel van injectie in een enkele put. Er wordt voor de verwachtingswaarde echter van uit gegaan dat een dergelijke goede reservoirconnectiviteit geldt binnen het noordwestblok, respectievelijk binnen het noordoostblok. Gegeven dat het noordwestblok wordt aangeboord vanuit locatie SCH313 en het noordoostblok vanuit locatie SCH447, wordt de volumeverdeling aangevraagd in lijn met Tabel 6-2, zoals samengevat in Tabel 6-3.

Tabel 6-3: Opslagcapaciteit per oppervlaktelocatie.

Locatie	Opslagcapaciteit (mln m3)
SCH313	20,1
SCH447	12,9

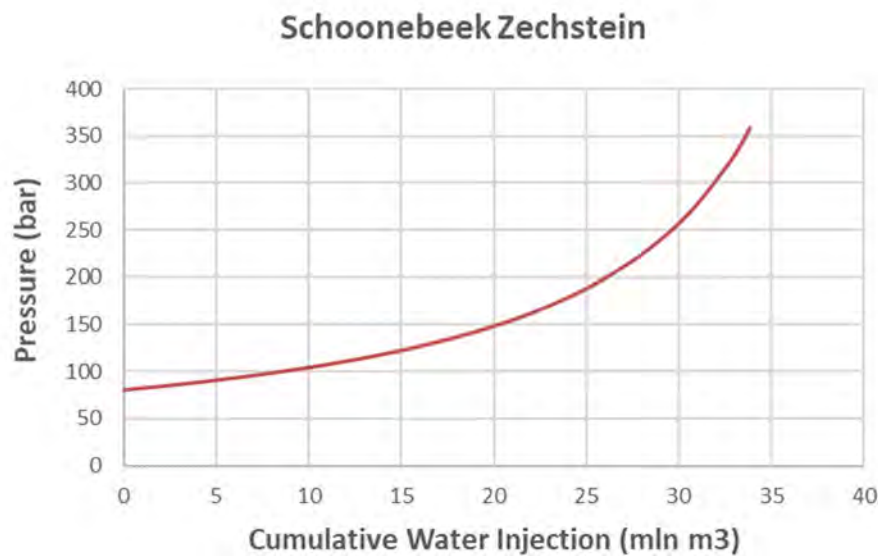
Bij tegenvallende reservoirconnectiviteit zal de injectie worden beperkt door de druklimieten. De maximale reservoirdruk is beschreven in sectie 6.2.

6.3.4 Injectiedruk verloop

Binnen het verbonden netwerk van bestaande fractures is de doorlatendheid zeer hoog, en vindt dus een snelle drukequilibratie plaats. Echter, op plekken waar geen fractures zijn, of waar deze niet onderling verbonden zijn, gaat de druktransductie via het slecht doorlatende matrix gesteente. De

viscositeit van water ligt zo'n 1 tot 2 ordes van grootte hoger dan die van gas. Ook spelen saturatie-afhankelijke relatieve permeabiliteitseffecten een rol. Het kan daarom niet worden uitgesloten dat de waterinjectie fase tragere drukequilibratie zal laten zien dan de gasproductie fase.

Voor aaneengesloten delen van het reservoir met een goede intra-reservoir communicatie zal de drukopbouw, als functie van het verbonden gashoudende gesteente volume, oplopen met het cumulatief geïnjecteerde water volume. De injectie van het water comprimeert het overgebleven gas in het reservoir. Omdat de gas compressibiliteit een niet-lineaire functie is van de druk, is dit een sterk niet-lineair proces (Figuur 6-10).

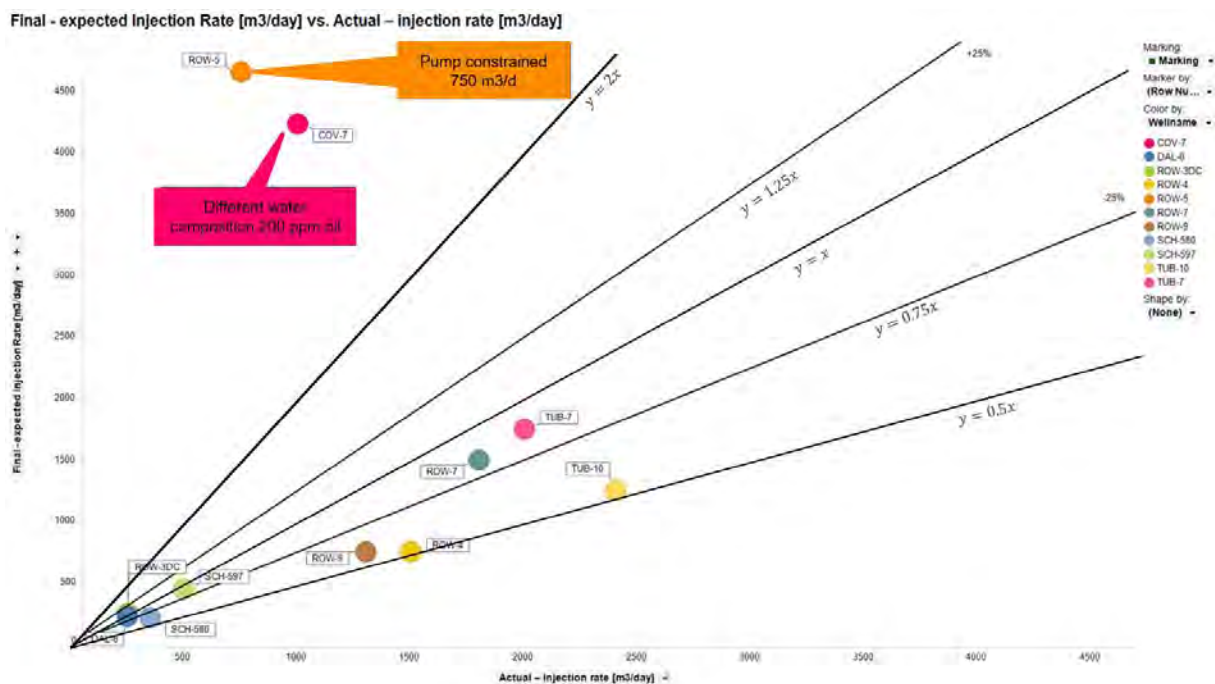


Figuur 6-10: Reservoir drukopbouw als functie van het cumulatieve waterinjectievolume

6.4 Injectiecapaciteit – debiet

In Referentie [6] wordt een methode beschreven voor het inschatten van het waterinjectiedebiet van putten op basis van de historische gasproductiecapaciteit. Evaluatie van de bestaande Zechstein waterinjectieputten (allen geconverteerde gas productieputten) toont een redelijke correlatie aan van de gerealiseerde waterinjectiecapaciteit met deze verwachtingswaarde, zoals weergegeven in Figuur 6-11 (waarbij COV-7 en ROW-5 zijn geïdentificeerd als outliers). De maximale waterinjectiedebieten van de geconverteerde putten vallen grofweg binnen een factor 2 van de verwachte modelwaarde, waarbij de werkelijke injectiewaarden typisch hoger zijn dan de verwachtingswaarden.

Tabel 6-4 geeft een overzicht van de verwachtingswaardes voor de bestaande Schoonebeek Zechstein putten in de buurt van de beoogde injectielocaties van de nieuw te boren putten. Op basis van Tabel 6-4 is het verwachte injectiedebiet voor een nieuw te boren put 1.750 m³/d. Gegeven de geobserveerde onzekerheidsmarge in Figuur 6-11 is het maximaal verwachte injectiedebiet 3.500 m³/d. Tabel 6-5 geeft een overzicht van de waardes voor elke nieuwe put.



Figuur 6-11: Gerealiseerde waterinjectiedebieten versus de verwachte modelwaarde, Referentie [6].

Tabel 6-4: Verwachte waterinjectiecapaciteit uit Tabel 6 en Tabel 7 van Referentie [6].

Locatie	Putnaam	Put status	Uitendelijke – verwachte injectiedebiet [m3/dag]
SCH313	SCH-589	Producer	2.000
SCH313	SCH-592	Producer	1.750
SCH447	SCH-447	Suspended	1.750
SCH447	SCH-537	Producer	1.500

Tabel 6-5: Verwachtingswaarde waterinjectiecapaciteit en maximaal verwachte injectiedebiet waarden.

Oppervlakte Locatie	Reservoir Locatie	Put	Verwacht Injectiedebiet [m3/d]	Maximaal Verwacht Injectiedebiet [m3/d]
SCH447	FE2	SCH-4473	1.750	3.500
SCH447	FE1	SCH-4474	1.750	3.500
SCH313	FW1	SCH-3132	1.750	3.500
SCH313	FW2	SCH-3133	1.750	3.500

6.5 Procedure en verwachte drukken bij injectiviteitsproblemen

De injectiedrukken en –debieten per individuele put worden realtime gemeten. De data worden opgeslagen in een database, die (gedurende de werkweek) gemonitord wordt door een Production Programmer die de drukken vergelijkt met de druklimieten.

Gedurende injectie kan de injectiedruk oplopen doordat de injectiviteit vermindert (bijvoorbeeld doordat de fracture oppluigt of doordat de bodem van de put omhoog komt, dwz dat vaste deeltjes door ophoping onderin de put de perforaties (deels) blokkeren). In dat geval zullen er herstelwerkzaamheden uitgevoerd worden (bijvoorbeeld door het uitvoeren van een zuurstimulatie of het uitschonen van de put – het uitspoelen van vaste deeltjes onderin de put) zoals beschreven in het Waterinjectie Management Plan.

In het geval van injectiviteitsproblemen in een put zal de volumestroom in de put afnemen danwel tot stilstand komen. Hierdoor ontstaat er een druktoename aan de X-mas tree. Drukbeveiliging en -beveiligingen hebben als functie om de put en de X-mas tree te beschermen. Daarnaast zorgen de bovengrondse drukbeveiliging en -beveiligingen ervoor dat de druk in het reservoir nabij de put niet hoger wordt dan de minimale horizontale spanning van de afsluitende formatie boven het injectiereservoir.

6.5.1 Injectie met injectiepomp

Het is de verwachting dat bij aanvang van de injectie er geen injectiepompdruk op locatie benodigd is (sectie 6.5.2). De geselecteerde pompkarakteristiek is zodanig gekozen dat deze aansluit na die initiële injectiefase: de pomp is gedimensioneerd voor een hoog debiet en een lage druk, en is als zodanig fysiek niet in staat om de druk limiet (sectie 6.1) te bereiken.

Het injectiedebiet wordt met een regelklep achter de injectiepomp en middels toerental van deze pomp geregeld waarbij de injectiedruk wordt bewaakt en beveiligd.

Wanneer er een afname van reservoir injectiviteit optreedt, dan zal het debiet over de pomp teruglopen en bij het bereiken van de minimumdebietinstelling van de pomp krijgt de operator een alarm.

Op de flowleiding naar de injectieput is een drukkewaking aanwezig (als onderdeel van het regelsysteem). Deze grijpt in op de pompregeling zodat de injectiedruk tot die insteldruk beperkt blijft. Ook krijgt de operator een alarm. De insteldruk is gebruikelijk 90% van de druklimiet. De operator kan indien nodig het injectiedebiet (en dus ook de bijbehorende injectiedruk) verlagen.

Daarnaast is er op de flowleiding naar de injectieput een instrumentele hogedrukbeveiliging (als onderdeel van het beveiligingssysteem). Deze stopt de injectiepomp, sluit de afsluiters en alarmeert de operator.

Mocht in de toekomst worden gekozen voor een andere pomp met een karakteristiek die in staat is om de maximale druk te overschrijden, dan zal worden voorzien in een ultieme beschermingsmaatregel in de vorm van een mechanische hogedrukbeveiliging (Pressure Safety Valve) die achter de pomp en regelklep gemonteerd wordt.

6.5.2 Injectie zonder injectiepomp

In het geval van waterinjectie waarbij de injectiepomp op de putlocatie niet actief is (free-flow injectie) wordt het injectiedebiet enkel met de regelklep geregeld.

Bij de injectie zonder injectiepomp bestaat er geen minimum debiet maar de waterexportpompen op de OBI hebben een recirculeermogelijkheid en ondervangen daarmee eventuele totale stagnatie van de waterafvoer op de putlocaties. In deze situatie kan de druk op de injectieput oplopen tot de maximale druk van de OBI waterexportpompen (40 barg) welke ver beneden de maximale putlimiet is.

6.6 Injectie onder fracturing condities

6.6.1 Initiële spanning reservoirgesteente

Het ZE22C reservoirgesteente is een carbonaatgesteente met natuurlijk aanwezige scheuren (naturally fractured). Toen het reservoir nog op initiële druk was gold dat deze scheuren groter konden worden wanneer de injectiedruk groter werd dan de initiële spanning. De initiële minimale spanning (S_{hmin_ini}) gradiënt voor het reservoir wordt geschat op 0,18 bar/m op basis van hydraulische stimulaties in naburige putten.

6.6.2 Impact van depletie

Bovenstaande gradiënt geldt bij de initiële druk, maar is verminderd als gevolg van reservoirdepletie, de reservoir druk is afgenomen van 358 bar initieel naar een huidig niveau van 80 bar op een datum niveau van 3.000mTVDSS. Een inschatting van de huidige minimale horizontale spanning kan worden gemaakt met behulp van een depletieconstante. De depletieconstante wordt bepaald door de afname van de spanning bij een bepaalde drukdaling. Voor de Slochteren Formatie ligt deze waarde rond de 0,6 op basis van puttesten. Voor de ZE22C wordt deze geschat op basis van stimulaties in een aantal Coevorden putten, Referentie [7]. Deze testen laten een geringere afhankelijkheid zien tussen de spanning en de drukdaling, waarbij een

schatting van 0,4 beter past bij deze observaties. Door de geringe hoeveelheid data wordt er vastgehouden aan een onzekerheidsbandbreedte tussen 0,4 en 0,6 met 0,6 als meest conservatieve waarde. Wanneer de druk toeneemt door waterinjectie zal de spanning deels weer terugkomen. Hiervoor wordt aangenomen dat deze 50% reversibel is.

De huidige minimale spanning (S_{hmin_depl}) door de gaswinning is:

$$\begin{aligned} S_{hmin_depl} &= S_{hmin_ini} - 0,6 \times (\Delta P) \\ &= 540 - 0,6 \times (358 - 80) = 373 \text{ bar} \end{aligned}$$

of een gradiënt van 0,124 bar/m.

Door dit effect wordt de sterkte van het reservoirgesteente verder verlaagd, en ligt deze ver beneden die van de afdichtende lagen (sectie 5.2.2):

- Zechstein Anhydriet/Haliet seal (ZEZ2H): 0,22 bar/m

Het is derhalve mogelijk om in het reservoir te injecteren onder fracturing condities zonder de caprock te beschadigen, zie Figuur 6-12.



Figuur 6-12: Reservoir fracture gradient als functie van de reservoirdruk (donkerblauw) vergeleken met de initiële fracture gradient (lichtblauw) en de fracture gradient van de caprock (ZEZ2C in magenta). De reservoir fracture gradient neemt toe als functie van de druk als gevolg van de deels reversibele spanning.

6.6.3 Impact van afkoeling

Gegeven het temperatuurscontrast tussen het injectie water (20-40 °C) en het reservoir (123 °C) zal de minimale horizontale spanning verder afnemen. Door afkoeling zullen de spanningen afnemen in met name het reservoir. Door diffusie zal ook de temperatuur en spanning beperkt afnemen in de bovenliggende lagen, waarbij het effect sterk niet-lineair afneemt met de diepte. De afdichtende lagen zijn dik genoeg om de integriteit te allen tijde te bewaren. Wanneer de injectie zal plaatsvinden onder fracturing condities zullen de scheuren zich ontwikkelen in het Zechstein reservoir, omdat de spanning in deze laag het meest verlaagd is door zowel de drukdaling als de koeling.

6.7 Samenvatting limieten

De maximale reservoirdruk als gevolg van injectie wordt begrensd op 318 bar op datum niveau (3.000mTVDSS).

De put injectiedrukken zijn dusdanig vastgesteld dat het geïnjecteerde injectiewater niet zal doorbreken naar bovenliggende formaties. Hierbij is ervoor gezorgd dat de ondergrondse putdruk, ter hoogte van het reservoir, niet hoger zal zijn dan de minimale horizontale spanning van de afsluitende bovenliggende halielaag. Op basis van formatie sterkte berekeningen is de minimale horizontale spanning van deze halielaag vastgesteld op 638 bar. Voor de materiaalsterkte van de leiding tussen de injectiepomp en de put is gekozen voor 250 barg. Een bovengrondse druk van 250 barg correspondeert met een ondergrondse putdruk van maximaal 549 bar⁶, waardoor er een veiligheidsmarge is ingebouwd ten aanzien van de afsluitende laag.

Bij het bereiken van de alarm- of beveiligingsdruk (ten hoogste 250 barg), of bij afwijkende druktrends wordt het injecteren stil gelegd en zal onderzocht worden of er integriteitsproblemen zijn. Door het ontwerp en de implementatie van de procesbeheersing, alsmede het insluitend vermogen van de bovenliggende en omringende aardlagen, wordt voorkomen dat het injectiewater in de biosfeer terecht komt.

Tabel 6-6: Samenvatting putlimieten.

Put	Bovengrondse druk limiet (barg)	Maximaal verwacht Injectiedebiet (m3/d)
SCH-4473 (FE2)	250	3.500
SCH-4474 (FE1)	250	3.500
SCH-3132 (FW1)	250	3.500
SCH-3133 (FW2)	250	3.500

⁶ Voor een reservoirdiepte van 2900mTVD en een watergradient van 0.103 bar/m, zie sectie 6.1.

7 Beschrijving test- en monitoringsplan

Het test- en monitoringsplan is vastgelegd in het Waterinjectie Management Plan, Referentie [8].

De belangrijkste ondergrondse risico's die geassocieerd zijn met waterinjectie in het Schoonebeek gasveld worden beschreven in de Overkoepelende Risico Analyse, Appendix F. Er wordt gebruik gemaakt van de bow-tie methodiek voor een systematische analyse van bedreigingen die ongewenste gebeurtenissen kunnen veroorzaken, en de mogelijke consequenties van de gebeurtenissen. Barrières moeten voorkomen dat een bedreiging leidt tot een ongewenste gebeurtenis. De surveillance zoals vastgelegd in het Waterinjectie Management Plan is onderdeel van deze beheersmaatregelen.

8 Operationele onderwerpen

8.1 Voortgang gaswinning en gaswaterinjectie

Ten tijde van de herontwikkeling van het Schoonebeek olieveld werd er nog tot zo'n 300.000 m³/d gas geproduceerd uit het Schoonebeek gasveld, en is ervoor gekozen om het injectiewater op te slaan in gasvelden in Twente die al waren uitgeproduceerd. Sinds de operatie van de Gas Zuiverings Installatie (GZI) in Emmen economisch onrendabel werd en deze begin 2018 werd gesloten, is het overgebleven gasproductie potentieel van het Schoonebeek gasveld zeer beperkt. Door het relatief hoge zwavelwaterstof (H₂S)-gehalte in het Schoonebeek gasveld is zeer beperkt capaciteit binnen het overgebleven productiesysteem om dit te verwerken. De putten met het laagste H₂S gehalte (SCH-589 en SCH-592) kunnen nog af en toe worden geproduceerd, maar deze hebben verbinding gemaakt met het aquifer. Hierdoor loopt de waterfractie steeds op, waardoor gasproductie alleen intermitterend kan plaatsvinden.

Gegeven de specifieke reservoirstructuur en omvang van het Schoonebeek gasveld verwacht NAM dat het mogelijk is om de gasproductie voortgang te laten vinden nadat injectie van het water afkomstig van oliewinning is gestart. Hier is al op beperkte schaal ervaring mee opgedaan. Het water dat wordt meegeproduceerd als onderdeel van NAM's gaswinning in Oost-Nederland wordt vanaf 2010 geïnjecteerd in het Schoonebeek gasveld. Injectie van dit "gaswater" vindt momenteel plaats aan de zuidkant van het Schoonebeek gasveld in put SCH-597⁷ op locatie SCH-447 en in put ENZ-7 (in Duitsland), welke zijn afgeschermd van de gasproductieputten door breuken en laaggelegen delen van het reservoir. In een eerder stadium, van 2010-2014, werd 0,36 miljoen m³ gaswater geïnjecteerd in put SCH-580, welke laag op de oostflank ligt van het noordelijke deel van het gasveld, ver weg van de gas productieputten. Er heeft geen waterdoorbraak naar de naastgelegen gasproductieput (SCH-537) plaatsgevonden. De gasproductie is afgenomen sinds het sluiten van de GZI in 2018, waardoor navenant de gaswaterinjectie is afgenomen van rond de 200 m³/dag in de periode 2010-2017 tot zo'n 60 m³/dag. Het injectiedebiet van het oliewater is zo'n twee ordegrottes hoger dan het injectiedebiet van het gaswater, waardoor het risico op waterdoorslag als gevolg van de oliewaterinjectie ook hoger is. Hier staat tegenover dat de injectielocaties zodanig gekozen zijn dat het risico op waterdoorslag met name naar de beste gasproductieput (SCH-537) beperkt is: de reservoirlocaties voor de nieuwe injectieputten bevinden zich zo'n 100 tot 200m dieper op de structuur, en op minstens enkele honderden meters laterale afstand. Ook kan de waterinjectie ook productieverhogend werken: als gevolg van injectie zal de druk in het gasreservoir oplopen, waar de gasproductieputten baat bij hebben.

8.2 Beheersing van reservoir permeabiliteit

De procesvoering moet dusdanig worden uitgevoerd dat de huidige permeabiliteit van het injectiereservoir in stand blijft danwel wordt verhoogd. De injectiecapaciteit van een waterinjectieput kan verbeterd worden door het bevorderen van de permeabiliteit van het reservoirgesteente in de directe omgeving van de waterinjectieput.

⁷ Put SCH-597 wordt door integriteitsproblemen sinds juni 2022 niet meer gebruikt voor waterinjectie. NAM voert herstelwerkzaamheden en metingen uit teneinde de put weer in gebruik te kunnen nemen.

Hiertoe worden de volgende methoden toegepast:

- ☐ Putstimulatie met zuur
- ☐ Fracturing

8.2.1 Putstimulatie

Putstimulatie is een behandelingstechniek waarbij vloeistof in het reservoir wordt gepompt met het doel permeabiliteit van het reservoirgesteente te bevorderen. De samenstelling van putstimulatievloeistof wordt afgestemd op de eigenschappen van het reservoirgesteente. Voor het Zechstein carbonaatreservoir wordt putstimulatie met zuur toegepast.

Putstimulatievloeistoffen zijn samengesteld uit onderstaande componenten:

- Schuimremmers en suspensie bevorderende middelen
- Anti-corrosievloeistof
- Ammoniumchloride
- Zuur (zoutzuur)
- Ontvettingsmiddel

De putstimulatievloeistof die gebruikt wordt voor het verbeteren van de permeabiliteit van het Zechstein carbonaatreservoir wordt op de inrichting in het reservoir geïnjecteerd en niet teruggeproduceerd. De putstimulatievloeistof zal nadat het is uitgereageerd opmengen met het geïnjecteerde injectiewater en het van nature aanwezige formatiewater. De opgemengde putstimulatievloeistof blijft in het Zechstein carbonaatreservoir achter.

8.2.2 Injectie onder fracking condities

Injectie onder fracking condities (sectie 6.6) is een behandelingstechniek waarbij de injectiedruk wordt opgevoerd. Door de injectiedruk op te voeren wordt de permeabiliteit van het reservoir vergroot.

De NAM doet dit binnen de randvoorwaarden ter waarborging van de integriteit van de afsluitende bovenlaag van het reservoir. De bovengrondse injectiedruk zal niet boven de in sectie 6.7 gestelde limiet uitkomen. Dit wordt door verschillende maatregelen gegarandeerd zoals beschreven in sectie 6.5.

8.3 Haliet oplosrisico

8.3.1 Oplosmechanisme en consequenties

Het injectiereservoir bevindt zich in een kalksteenformatie binnen de gesteentelagen van de Zechstein Groep. Boven deze kalkformatie komen Zechstein zoutlagen voor (haliet), welke oplosbaar zijn in water. Tussen het injectiereservoir en de bovenliggende zoutlaag bevindt zich een lateraal continue en ondoordringbare anhydrietlaag die verhindert dat het niet-zoutverzadigde injectiewater in contact komt met het zout. Er zijn ook breuken aanwezig, waarbij langs de breukzone haliet mogelijk in contact staat met het reservoir. Als het niet-verzadigde injectiewater toch in direct contact zou komen met deze zoutlaag (of bovenliggende zoutlagen), kan er zout in oplossing gaan. Bij stroming van niet-verzadigd injectiewater langs de zoutlagen kan geleidelijk aan steeds meer zout in oplossing gaan. Als veel zout in oplossing gaat, kan er een oplossingsholte ontstaan in de zoutlagen die gevuld is met zoutwater. De druk in de directe omgeving van een dergelijke ruimte kan ertoe leiden dat deze wordt samengedrukt. De reservoirs en zoutlagen bevinden zich bij het gasveld

Schoonebeek op ongeveer 3 km diepte. Doordat het zout zich onder hoge druk gedraagt als een dikke vloeistof, stroomt dit zeer langzaam in de richting van deze holtes. Deze 'zoutkruip' kan aan de oppervlakte leiden tot zeer lichte bodemdaling, maar bevindt zich op te grote diepte om tot lokale verzakkingen en zinkgaten te leiden.

Direct boven het Zechstein pakket bevindt zich het impermeabele Hoofd-Kleistein Laagpakket van zo'n 200 meter dikte, wat mogelijk al onderdeel uitmaakt van de afsluitende laag van het injectiereservoir (sectie 5.2.2). Hierdoor is er geen risico dat het injectiewater als gevolg van zoutoplossing verder naar boven toe kan migreren.

8.3.2 Zoutoplossing langs breukvlakken

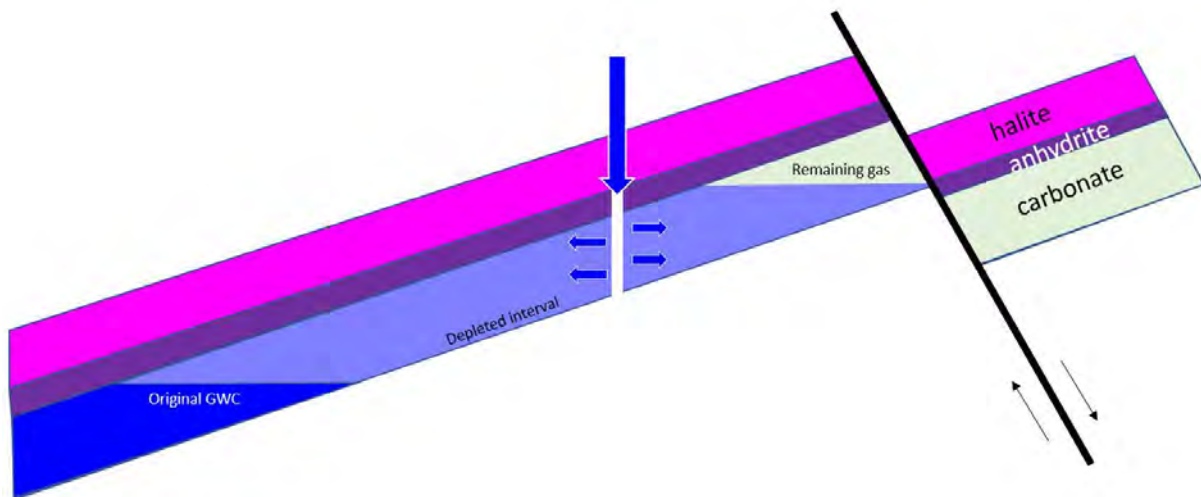
Het risico van zoutoplossing wordt beperkt door de reservoirlocaties voor nieuwe putten te selecteren met een homogene laag anhydriet aan de bovenzijde, zodat het injectiewater niet in contact komt met de bovenliggende zoutlagen (sectie 5.2.2). Anhydriet vormt op grotere diepte een goede afschermende laag tussen het kalkgesteente en de Zechstein zoutlagen: bij de drukken die heersen op de reservoirdiepte is anhydriet stabiel en is het zeer slecht oplosbaar in water.

Bij een breukzone kan er lateraal contact zijn tussen het injectiereservoir en de zoutlagen. Er bevindt zich in Schoonebeek geen hallet onder het ZE2C reservoir, dus alleen bij injectie in een opgeschoven blok is er een risico dat het injectiewater wordt blootgesteld aan hallet in het tegenoverliggende afgeschoven blok (Figuur 8-1). De invasie van zout uit tegenoverliggende zoutformatie(s) gejuxtaponeerd aan het reservoir heeft er veelal voor gezorgd dat cementatie van de poriën en fractures langs verbreukingen heeft plaats gevonden. Dit heeft ertoe geleid dat er zich een impermeabele zone langs de breukzone heeft gevormd die stroming van geïnjecteerd water belemmert. Zoutoplossing bij stilstaand water is beperkt, doordat het zout alleen in oplossing gaat in het water in de directe omgeving van het zout. Er vormt zich een zone met verzadigd zoutwater, die zich slechts via een zeer traag diffusieproces verder uitspreidt als er geen waterstroming is. Nabij de injectieput vindt de snelste waterstroming plaats, en hoe verder weg van de put hoe langzamer het water stroomt. De verplaatsingssnelheid van het injectiewater neemt grofweg omgekeerd evenredig af met de afstand tot de put (Figuur 8-2). Door de reservoirlocaties van de nieuwe putten te kiezen op geruime afstand van de breukzones wordt het risico op zoutoplossing langs breukvlakken geminimaliseerd (sectie 4.2).

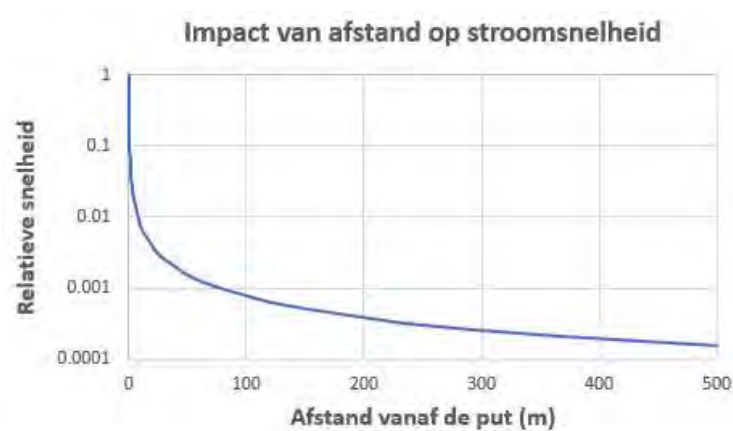
Modelberekeningen voor Twente geven aan dat een diffusieproces geleidelijk aan optreedt over een periode van zo'n 10.000 jaar, Referentie [10]. Bij een hoge verticale reservoirpermeabiliteit kan er verticale waterstroming ontstaan in het reservoir: verzadigd zoutwater kan door de grotere dichtheid naar beneden bewegen, waardoor niet verzadigd zoutwater via convectie omhoog beweegt naar de zoutlaag, en verdere zoutoplossing kan plaatsvinden. In aanvulling op de berekeningen van de Herafweging 2016, Referentie [2], heeft NAM berekeningen laten uitvoeren door het Shell onderzoekslaboratorium naar Zechstein reservoirs in Drenthe, waaronder het Schoonebeek gasveld. Hier is de verticale permeabiliteit relatief hoger dan in Twente, zie sectie 5.3. Dit heeft geen impact op de injectietijdschaal, ook bij de hogere verticale permeabiliteit komt convectie pas na duizenden jaren op gang. Dat komt doordat er eerst voldoende diffusie bij breuken moet optreden om de dichtheidsverschillen te creëren die nodig zijn voor convectie. Uit de berekeningen blijkt dat ook bij een veel hogere verticale doorlatendheid de maximale hoeveelheid zout die op de lange termijn kan oplossen (20.000+ jaar) niet substantieel afwijkt van de berekeningen uit de Herafweging 2016.

De putlocaties worden geoptimaliseerd voor de afstand tot de breuken, Appendix E. Daarmee wordt het risico op zoutoplossing langs breukvlakken zo klein mogelijk gemaakt.

Een bow-tie analyse voor het haliet oplosrisico langs breukvlakken staat beschreven in de Overkoepelende Risico Analyse, Appendix F.



Figuur 8-1: Schematisch zij-aanzicht van waterinjectie in Zechstein reservoir



Figuur 8-2: Impact van de afstand vanaf de put op de stroomsnelheid bij aanname van incompressibele vloeistof en homogene isotrope reservoir eigenschappen (semi-log schaal).

8.3.3 Zoutoplossing langs de put

Er is ook een mechanisme mogelijk waarbij water zich direct achter de putwand langs omhoog begeeft richting de halietlaag. Hiervoor worden twee mogelijke oorzaken gegeven in Referentie [11].

Een mogelijke oorzaak voor dit mechanisme is een drukverschil en diensgevolge stroming tussen de ZE22C en de ZE23C via een micro-annulus in/langs het cement waardoor de tussengelegen halietlaag kan oplossen. Dit mechanisme is niet van toepassing in Schoonebeek: in Schoonebeek is de ZE23C formatie erg dun danwel niet aanwezig, sterk verbroken en van dermate slechte kwaliteit ("tight") dat deze niet als productie reservoir is gebruikt.

De andere mogelijke oorzaak is een mechanisme waarbij onverzadigd injectiewater telkens bij het opstarten van injectie achter de perforaties ook een weg naar boven vindt. Bij het stoppen van injectie zakt het water in de omgeving van de put naar diepere plekken in het reservoir toe, en wordt vervangen door gas. Tijdens dit proces kan ook het water dat omhoog was geperst weer wegstromen. Als dit water ver genoeg omhoog wordt geperst door een slechte cement bond, kan bij elke keer na een injectiestop de halietlaag opnieuw aan onverzadigd water worden blootgesteld.

Door het plaatsen van de 7" liner schoen in de ZE22A wordt de beste cementatie aangebracht tussen het ZE22C injectiereservoir en de bovenliggende halietlagen. Deze ontwerpkeuze voorkomt dat de kwaliteit van de cementatie over de ZE22A beïnvloed wordt door eventuele verliezen tijdens de cementatie (het weglekken van cement de ZE22C formatie in), waardoor de kwaliteit van de cementatie over de bovengelegen ZE22A beïnvloed zou kunnen worden. Een tweede mitigerende maatregel is om de keuze voor de uiteindelijke reservoir completie afhankelijk te maken van de ervaringen tijdens het boren. Bij grote verliezen van boorspoeling tijdens het boren bestaat ook de mogelijkheid van een onvolledige cementatie van de liner, en heeft een pre-drilled liner de voorkeur. In dat geval kunnen zwelbare pakkingen (swellable packers) direct onder de casing schoen extra bescherming bieden voor de casing schoen. Als er geen significante verliezen zijn kan er wel een goede cementering plaatsvinden tot aan de schoen van de 7" liner en kan worden gekozen voor een gecementeerde en geperforeerde 5" liner.

Een bow-tie analyse voor het haliet oplosrisico langs de put staat beschreven in de Overkoepelende Risico Analyse, Appendix F.

8.3.4 Monitoring en bijsturen

In het MER 2006 is een risicoanalyse uitgevoerd, Referentie [12], waarin aandacht werd besteed aan het mogelijk oplossen van de afdekkende steenzoutlaag als deze in aanraking zou komen met het injectiewater. Dit zou kunnen leiden tot het vrijkomen van injectiewater en/of tot bodemdaling. Het MER concludeerde destijds dat deze zoutlagen nauwelijks zullen oplossen in het injectiewater en dat er geen bodemdaling of trillingen als gevolg van waterinjectie worden verwacht, zolang de gemiddelde reservoirdruk beneden de oorspronkelijke reservoirdruk blijft.

Om hierover aanvullend inzicht te verkrijgen, is op verzoek van SodM in 2015 een uitgebreidere serie onderzoeken gedaan. SodM heeft vervolgens de onderzoeksrapporten laten beoordelen door internationale experts van de US Geological Survey en de universiteiten van Clausthal en Parijs (ParisTech). Deze hebben de conclusies van NAM bevestigd. SodM stelt dat er een groot aantal aanwijzingen is dat waterinjectie in gasvelden veilig en verantwoord kan plaatsvinden. Daarnaast heeft TNO in 2016 op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken een additionele verificatie uitgevoerd met betrekking tot het risico op zoutoplossing en aardbevingen. TNO kan zich vinden in de onderzoeksresultaten van NAM.

Ook is kennis verkregen over oplossing van zoutlagen in enkele putten van het Rossum-Weerselo voorkomen. Problemen bij put ROW-2 (gebroken casing) en ROW-4 (meetonregelmatigheid die mogelijk wijst op beperkte aantasting van haliet) in hebben niet geleid tot verspreiding van stoffen in de biosfeer of tot enig gevaar voor mens en milieu.

SodM geeft in haar brief van 26 september 2022 (Betreft Beoordeling aanvullend onderzoek ROW-4 en overkoepelende risicoanalyse waterinjectie Twente) aan dat:

- SodM onderschrijft de conclusie van de NAM dat de pekkel achter de casing veroorzaakt is door zoutoplossing. Er zijn twee mogelijke scenario's die dergelijke beperkte zoutoplossing hebben kunnen veroorzaken.
- Het risico van beperkte zoutoplossing is reeds beschreven en acceptabel geacht in de risico-inschatting uit 2018. Met de kennis uit het ROW-4 onderzoek kan de NAM zoutoplossing langs de put eerder opmerken en beheersen door de betreffende put uit gebruik te nemen.
- Nadat duidelijk werd dat er sprake was van pekkel achter de casing, heeft de NAM de waterinjectie injectie in de put stilgelegd. De vastgestelde zoutoplossing langs de put heeft dan ook niet geleid tot gevolgen voor mens en milieu.
- Bij de overige putten heeft de NAM geen pekkel achter de casing gemeten. De NAM heeft haar monitoringsprogramma aangescherpt zodat dergelijke zoutoplossing eerder gedetecteerd wordt.

SodM oordeelt dat de waterinjectie in de putten ROW-5 en ROW-7 veilig plaats kan vinden. Wanneer de NAM van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) een instemmingsbesluit op het aangescherpte WMP ontvangt, is aan alle door SodM gestelde voorwaarden voldaan voor eventuele heropstart van de waterinjectie in Twente. Put ROW-4 zal door NAM niet meer worden gebruikt voor waterinjectie. De huidige zoutoplossing vormt geen risico voor mens en milieu. SodM draagt de NAM op een herhaalmeting te doen naar de zoutoplossing bij ROW-4, om het verloop ervan beter te begrijpen. Pas na goedkeuring van SodM mag ROW-4 definitief gesloten worden.

Er zijn verschillende beheersmaatregelen geïmplementeerd die eventuele problemen voorkomen, danwel vroegtijdige detectie ten doel hebben en de mogelijkheid van verdere escalatie minimaliseren, zoals beschreven in de bow-tie analyse van het Haliëtoplosrisico in de Overkoepelende Risico Analyse, Appendix F, en in het Waterinjectie Management Plan, Referentie [8].

8.4 Aardbevingsrisico

Er is beperkt seismiteit waargenomen in de regio. Door gaswinning en waterinjectie kan een geologische breuk kritisch gespannen raken waardoor er wat verschuiving kan optreden langs het breukvlak met een beving tot gevolg. In het Seismic Threat Assessment wordt het aardbevingsrisico geanalyseerd, Appendix E. Er zijn geen bevingen geregistreerd als gevolg van de activiteiten in het olievel. In het Schoonebeek gasveld en de omliggende gasvelden vindt gaswinning plaats sinds de jaren '50, en waterinjectie sinds de jaren '80 waarbij in totaal acht putten zijn gebruikt voor waterinjectie op verschillende momenten. Er is een tiental lichte bevingen gemeten in het Schoonebeek gasveld en de omliggende gasvelden ($M=0,8$ tot $2,2$). De meeste bevingen zijn gerelateerd aan de gaswinning, bij één beving kan zowel gaswinning als waterinjectie een rol hebben gespeeld.

In het Seismic Threat Assessment worden thermische veranderingen gezien als een risicofactor bij waterinjectie. Door de grote warmtecapaciteit van het reservoir blijft de zone van afkoeling relatief dicht bij de injectieput. De reservoirlocaties voor de nieuwe putten worden geoptimaliseerd voor de afstand tot de breuken. Daarmee wordt het risico op seismische activiteit door reactivatie van breukzones als gevolg van waterinjectie in het gesteente zo klein mogelijk gemaakt.

Gegeven het geringe aantal historisch gemeten aardbevingen zijn er onvoldoende gegevens beschikbaar om een statistisch voorspellend model op te stellen. NAM schat de kans op significante aardbevingen zeer laag. In het Seismisch Risicobeheersplan, Referentie [13], zijn de beheersmaatregelen vastgelegd die worden genomen indien aardbevingen bij het Schoonebeek

gasveld worden gedetecteerd. Bij een aardbeving met $M=3,0$ of hoger zal NAM de operaties in het gasveld stoppen.

Een bow-tie analyse van het aardbevingsrisico staat beschreven in de Overkoepelende Risico Analyse, Appendix F.

9 Beschouwing over de eindfase

NAM voorziet geen noodzaak tot een specifieke put abandonneerstrategie voor de waterinjectieputten, deze zullen op een vergelijkbare manier worden geabandonneerd als de gasproductieputten in het Schoonebeek gasveld.

10 Jaarlijkse rapportage meetresultaten en evaluatie

In het Waterinjectie Management Plan, Referentie [8], is vastgelegd welke informatie wordt gemeten en met welke frequentie, alsmede wanneer informatie aan het bevoegd gezag wordt gerapporteerd. De meeste meetresultaten wordt in een jaarrapportage opgenomen, waaronder eventuele bijzonderheden (incidenten, lekkages etc). In de 6-jaarlijkse evaluatie rapporten wordt ook een evaluatie gemaakt van de metingen en worden deze vergeleken met de waarden verkregen die uitmodelberekeningen, zoals de verwachte fracture drukken.

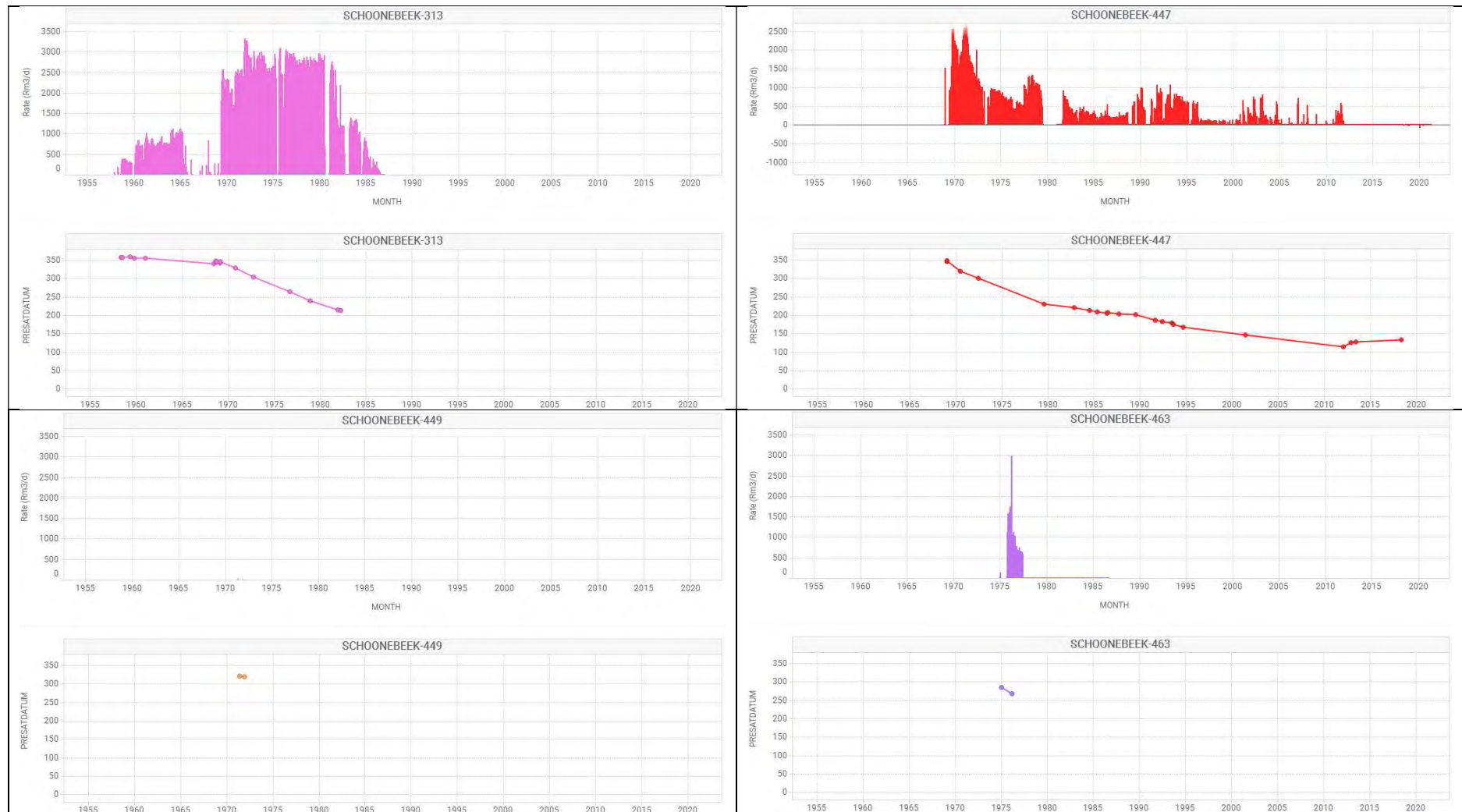
11 Referenties

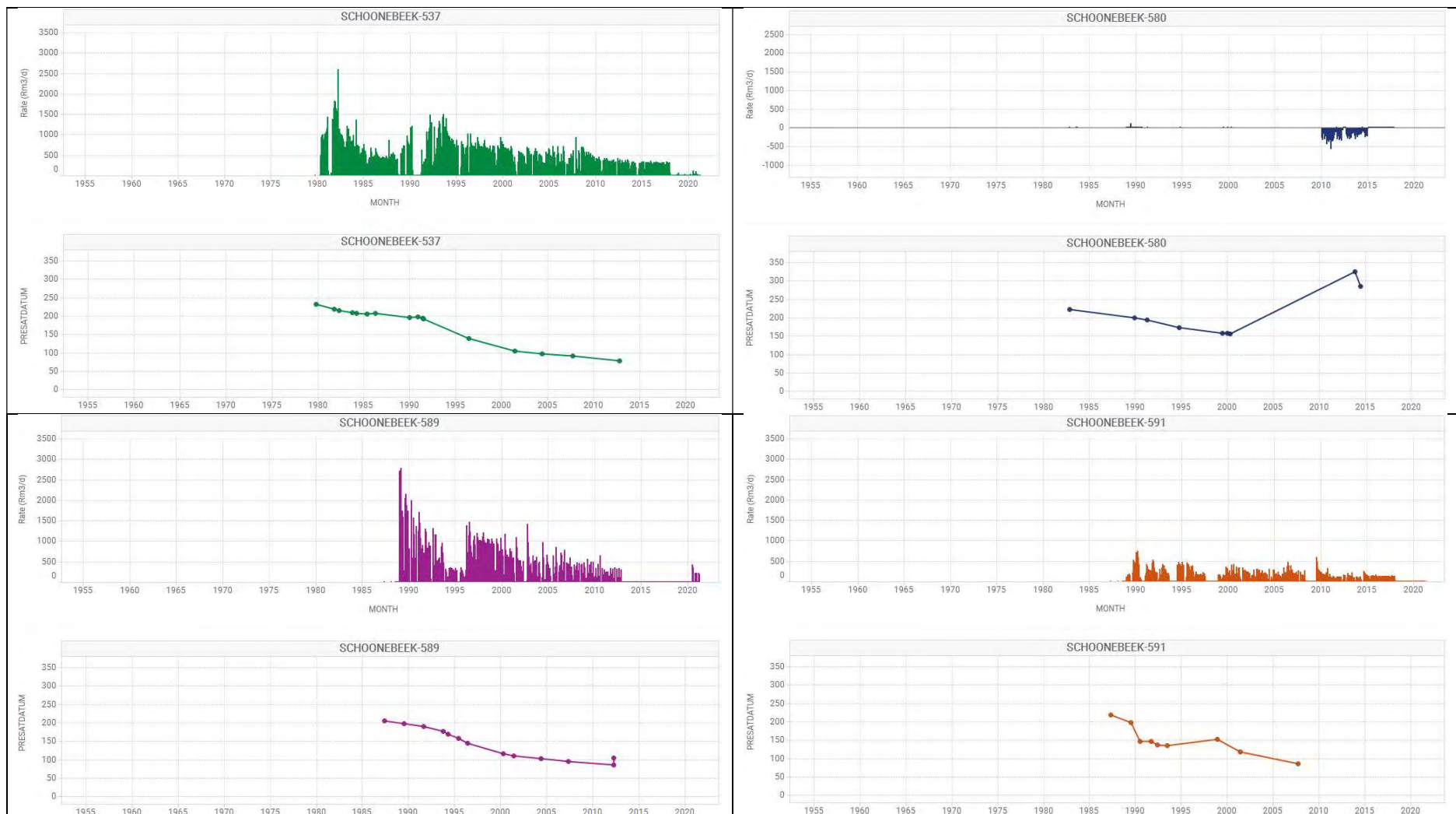
- [1] SodM, Werkgroep injectie productiewater, Convenant werkgroep injectie productiewater, 2005.
- [2] RoyalHaskoningDHV, „Herafweging verwerking productiewater Schoonebeek - Integraal eindrapport,” 12 december 2016.
- [3] RoyalHaskoningDHV, Herafweging verwerking productiewater Schoonebeek 2022 Eindrapportage, 27 juni 2022.
- [4] NAM, „Schoonebeek Oilfield Redevelopment - Updates to the Field Development Plan,” June 2006.
- [5] NAM, „Schoonebeek Water Injection Phase II,” NAM, 7/11/2015.
- [6] NAM, „Possible ZE2C and DC stresses in the Coevorden-21(A) well,” 1/12/2012.
- [7] NAM, Waterinjectie Management Plan 2023 - Schoonebeek-Zechstein, April 2023.
- [8] NAM, Halite dissolution modelling of water injection into Carbonate gas reservoirs with a Halite seal, December 2014.
- [9] NAM, „ROW-4 onderzoek,” juli 2022.
- [10] Haskoning Nederland B.V., Milieueffectrapportage Herontwikkeling olieveld Schoonebeek, 31 maart 2006.
- [11] NAM, „Seismisch risico voor “kleine velden”. Onshore velden, exclusief het Groningen gasveld en ondergrondse gasopslag Norg,” 2017.
- [12] P. Weijermans en G. Warren, „Dynamic Modelling of Produced Water Reinjection in Depleted Naturally Fractured Gas Fields,” 2006.
- [13] NAM, Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico’s Waterinjectie Schoonebeek Zechstein, April 2023.
- [14] NAM, Seismic Threat Assessment - Schoonebeek-Zechstein Water Injection, April 2023.

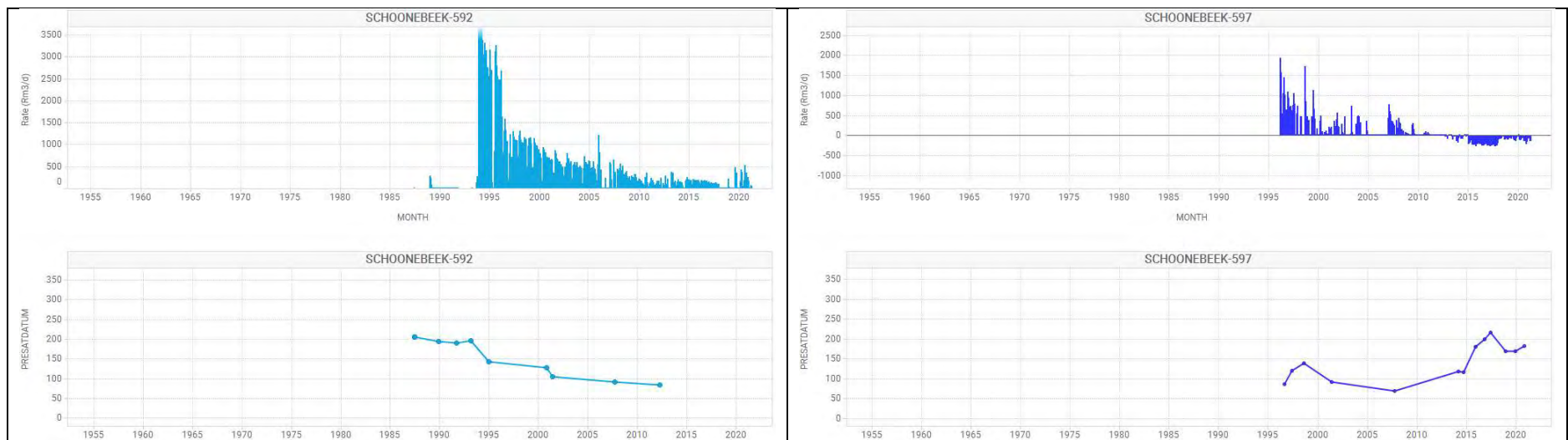
Appendix A Gebruikte termen en afkortingen

AFKORTING	BETEKENIS
EURAL	Europese Afvalstoffenlijst
Gaswater	Het water dat wordt meegeproduceerd als onderdeel van de gaswinning in Oost Nederland
GZI	Gas Zuiverings Installatie
haliet	Steenzout/keukenzout
MER	Milieu Effect Rapportage
Mor	Ministeriële Regeling Omgevingsrecht
NRB	Nederlandse richtlijn Bodembescherming
OBI	Olie-behandelingsinstallatie
OBM	Oil Based Mud
Oliewater	Het water dat wordt meegeproduceerd als onderdeel van de Schoonebeek oliewinning.
RIE	Richtlijn Industriële Emissies
SC-SSSV	Surface Controlled, Sub Surface Safety Valve
SSV	Surface Safety Valve
VCM	Versa Clean Mud
Wabo	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht
Wm	Wet milieubeheer
Wn	Wet natuurbescherming
Wtw	Waterwet

Appendix B Reservoir druk verloop op putniveau als gevolg van productie en injectie







Appendix C Reservoir opslagcapaciteit

C.1 Uitsplitsing van de volumes

Tabel C-1 geeft een overzicht van de geproduceerde en geïnjecteerde volumes en resulterende reservoir opslag capaciteit, uitgesplitst volgens de beschrijving in 6.3.2. De geproduceerde watervolumes worden onderverdeeld in waterdamp bij initiele condities (geen extra opslag ruimte) en geproduceerd formatiewater (extra opslag ruimte) zoals uitgelegd in paragraaf C.2.

Tabel C-1: Geproduceerde en geïnjecteerde volumes en resulterende opslagcapaciteit.

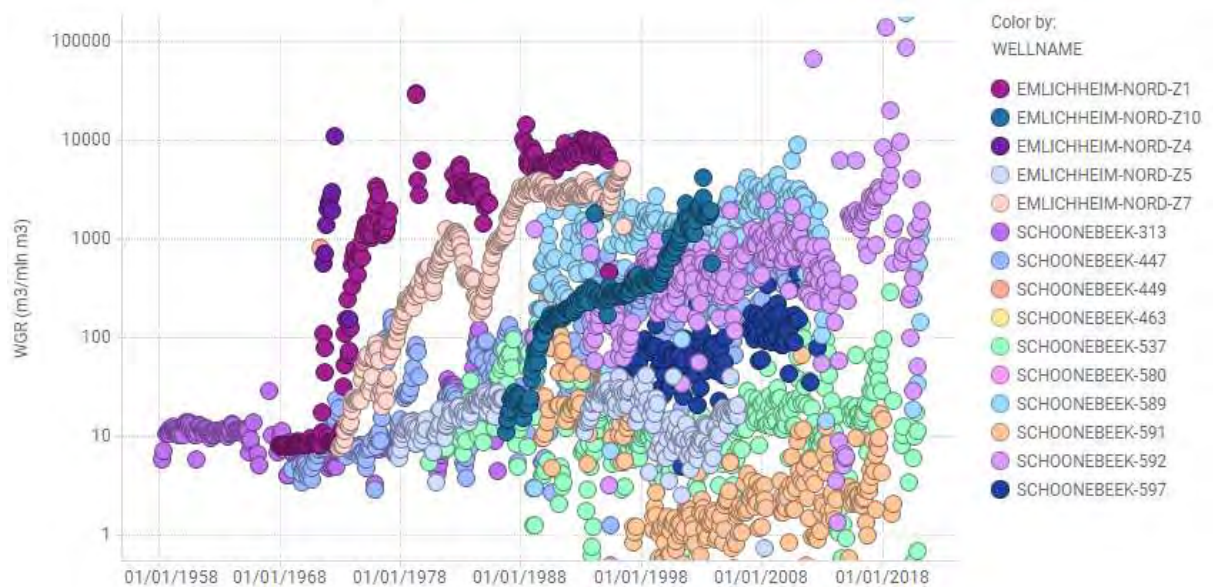
		Put	cum. gas productie (N.Bcm)	opslag capaciteit (mln m ³)	80% opslag capaciteit (mln m ³)						water damp (initiele condities) (mln m ³)	cum. water productie (mln m ³)	incr. water productie (mln m ³)	cum. water injectie (mln m ³)	opslag capaciteit (mln m ³)
Noord	West	SCH-589	1.053	4.58	3.7						0.01	1.22	1.20		5.8
		SCH-313	3.292	14.31	11.5						0.03	0.03	0.00		14.3
	Oost	SCH-592	1.286	5.59	4.5						0.01	0.51	0.49		6.1
		SCH-580	0.001	0.00	0.0						0.00	0.00	0.00	0.36	-0.4
		SCH-537	1.654	7.19	5.8						0.02	0.03	0.01		7.2
Zuid		SCH-447	1.603	6.97	5.6						0.02	0.14	0.13	0.00	7.1
		SCH-463	0.147	0.64	0.5						0.00	0.01	0.00		0.6
		SCH-591	0.419	1.82	1.5						0.00	0.01	0.00		1.8
		SCH-597	0.283	1.23	1.0						0.00	0.02	0.02	0.33	0.9

Put	West/Oost	Noord/Zuid	Totale Veld
5.8	20.1	33.0	43.5
6.1	12.9		
		10.5	

C.2 Waterproductie

De initiële Water-Gas-Ratio is ongeveer $10 \text{ m}^3/\text{mln m}^3$ als gevolg van waterdamp in het gas, Figuur C-1. Het vermogen van reservoir gas om waterdamp op te nemen is een functie van de druk en temperatuur (en het zoutgehalte van het water), vergelijkbaar met luchtvochtigheid. Als gevolg van deze waterdamp stijgt de verwachte Water-Gas-Ratio geleidelijk bij afnemende reservoir druk (de reservoir temperatuur neemt niet significant af door de grote warmtecapaciteit van het reservoir). Echter, de daadwerkelijk gealloceerde Water-Gas-Ratios van de verschillende putten laten stijgingen zien die ver boven deze verwachting liggen. Dit is het gevolg van de productie van formatiewater (water dat vanuit het aquifer de put wordt ingezogenen meegeproduceerd).

Het formatiewater dat wordt meegeproduceerd creëert significante extra reservoir opslagcapaciteit, de waterdamp (bij initiële condities) die is meegeproduceerd zat al in de gasfase en biedt derhalve geen extra opslagcapaciteit.



Figuur C-1: Geproduceerde Water-Gas-Ratio per put (logaritmische schaal)

Appendix D Water injectie in fractured reservoirs

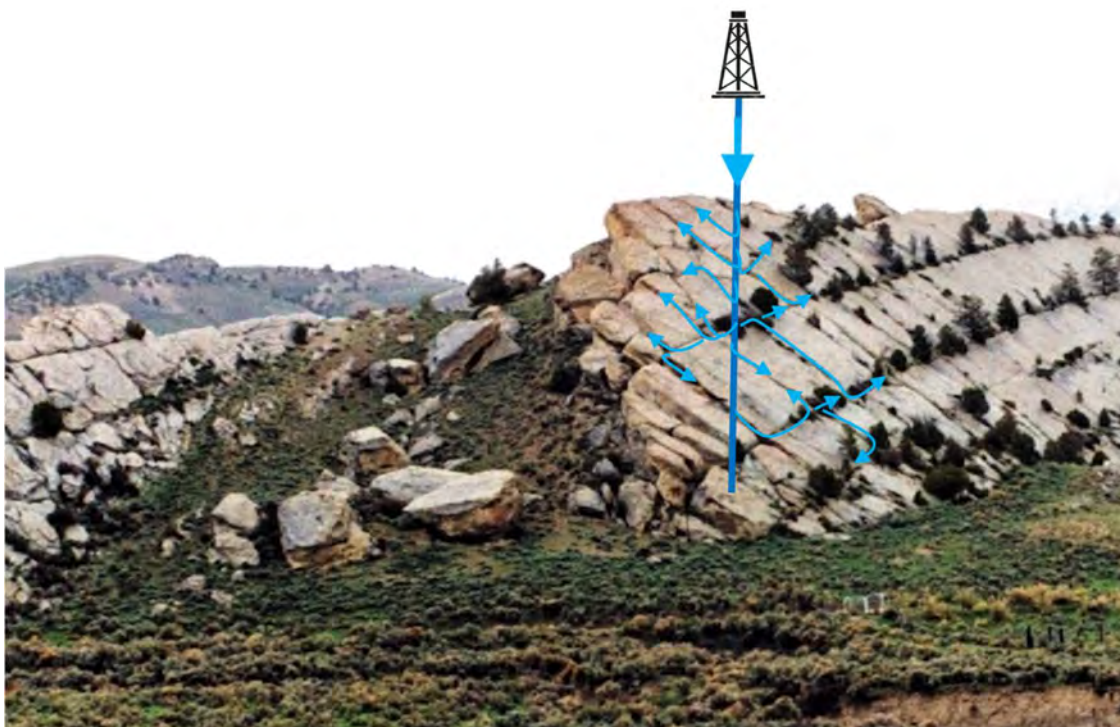
Als onderdeel van de Schoonebeek Redevelopment FDP is er veel studiewerk gedaan naar het voorspellen van het reservoirgedrag van waterinjectieputten. Het technische subsurface werk dat ten grondslag ligt aan de injectie predictie is deels uitgevoerd door Horizon Energy Partners, en gepubliceerd in SPE publicaties, Referentie [14].

Met theoretische modellen is een beschrijving gemaakt van de verschillende dynamische effecten die zich gelijktijdig afspelen tijdens waterinjectie in een gedepleteerd gasveld:

- ☐ Niet-lineaire reservoir re-pressuring effect,
- ☐ temperatuur-afhankelijke waterviscositeit,
- ☐ gas PVT effecten,
- ☐ mogelijke injectie onder fracturing condities met poriendruk afhankelijke spanning,
- ☐ prestatiecurve van de pomp
- ☐ injectiviteit index

Figuur D-1 en Figuur D-2 geven een schematisch overzicht van waterinjectie in een gas-gevuld reservoir van slecht doorlatend gesteente met een natuurlijk fracture network. Initieel zal water hoofdzakelijk in het verbonden netwerk van natuurlijke fractures stromen (zeer hoge permeabiliteiten). Wanneer dat network is gevuld en op druk gezet, wordt het water de poriën ingeperst van het reservoirgesteente (zeer lage permeabiliteiten). De dynamiek van voortdurende injectie worden gedomineerd door dit laatste proces, waarbij het netwerk van natuurlijke fractures een enorme oppervlakte aan matrixgesteente toegankelijk maakt waar het water ingeperst kan worden (vele malen groter dan het gesteente direct rondom de put-perforatie).

Gegeven dat de mobiliteit van water typisch grofweg 2 ordegrottes lager is dan de mobiliteit van gas, is equilibratie van de reservoir druk via het matrixgesteente (weg van het verbonden fracture network) een trager proces voor watergevuuld gesteente dan voor gasgevuuld gesteente.



Figuur D-1: Schematische weergave van injectie in een fracture network (geprojecteerd op een afbeelding van een geologische ontsluiting)

Quick injection into the connected natural fracture network	Slow leak-off of water into the (relatively tight) matrix rock

Figuur D-2: Schematische weergave van injectie in een fractured reservoir

Als een eerste orde benadering wordt het theoretische reservoir gedrag tijdens waterinjectie beschreven door:

$$\text{Injectivity Index} = Q / \Delta P_{\text{inj}}$$

Inflow Equation: $FBHP = P_R + \Delta P_{inj} = P_R + Q / II$

beschrijft stroming en vanuit de bodem van de put (Bottom Hole) het reservoir in

Outflow Equation: $FBHP = FTHP + \Delta \rho gh - \Delta p_{friction}$

beschrijft stroming vanuit de top van de put (Tubing Head) tree naar de bodem van de put

De bovengrondse druk tijdens injectie (Flowing Tubing Head Pressure) kan worden omgeschreven als functie van het injectiedebiet:

$$FTHP = P_R + Q / II - \Delta \rho gh + \Delta p_{friction}$$

danwel kan het injectiedebiet worden uitgedrukt als functie van de FTHP:

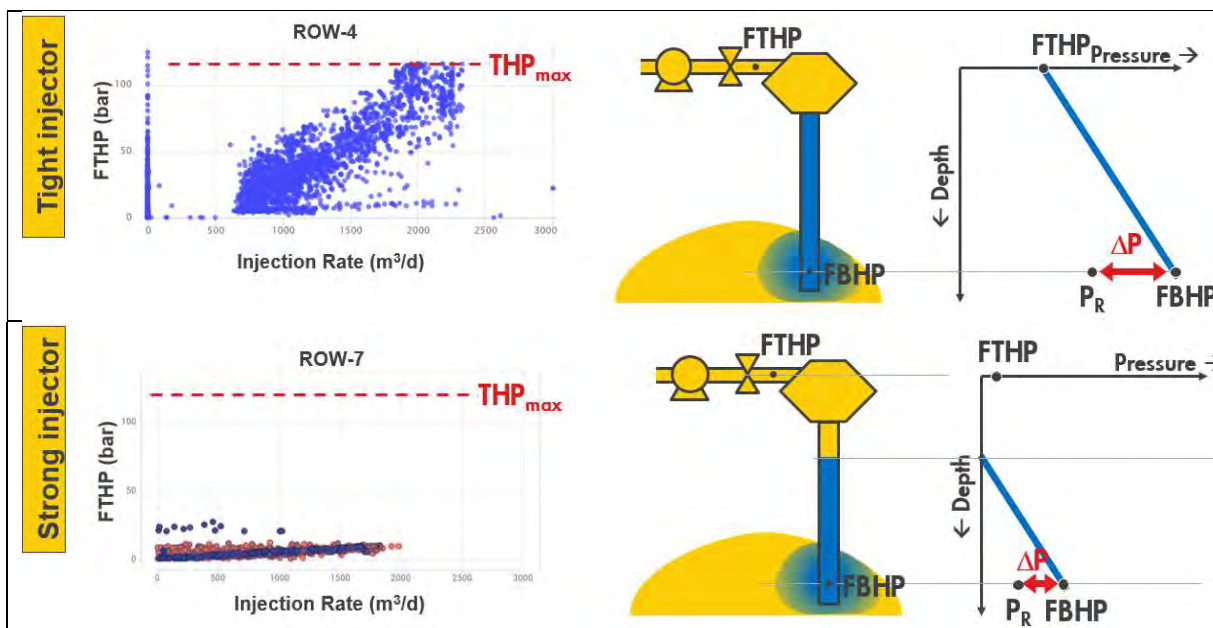
$$Q = (FTHP - P_R + \Delta \rho gh - \Delta p_{friction}) \times II$$

Uit de inflow vergelijking blijkt dat voor een erg lage reservoirdruk in combinatie met een zeer hoge Injectiviteits Index (en dus een erg lage ΔP_{inj}) er een zeer lage reservoirinjectiedruk heerst (bottom hole flowing pressure, FBHP). In deze situatie kan de FBHP zelfs te laag zijn om een volledige waterkolom naar de oppervlakte te kunnen dragen.

Bij een dergelijke sterke injectieput lijkt bovengronds het water de put in te vallen, in plaats van dat het de put in moet worden geperst. Het is bovengronds zelfs niet eens mogelijk om water het reservoir in te persen, er ontbreekt een volledige waterkolom. Voor de bestaande injectieputten in Twente (ROW/TUB/TUM), zijn injectiepompen geïnstalleerd zonder free-flow bypass. Injectie kan derhalve alleen plaatsvinden als de pomp draait. Omdat het reservoir bovengronds geen tegendruk levert, moet een regelklep achter de pomp die tegendruk bieden om zodoende pomp binnen diens werkgebied te houden. De relatie tussen druk en debiet aan de X-mas tree wordt gedomineerd door het gecombineerde effect van de pomp en de regelklep (voor een hoger debiet wordt de regelklep verder geopend en/of het toerental van de pomp verhoogd, waardoor de drukval over de regelklep afneemt en de THP toeneemt).

Op basis van observaties bij de historische injectieputten kan een onderverdeling worden gemaakt tussen sterke en zwakke injectieputten (schematisch overzicht in Figuur D-3) met de volgende karakteristieken:

- Sterke injectieputten (ROW-2/5/7/9)
 - Tijdens de eerste injectiefase zijn sterke injectieputten sub-hydrostatic. De FBHP is dermate laag dat er geen volledige waterkolom naar de oppervlakte kan worden gedragen
 - o Relatief lage P_R (als gevolg van een groot/goed-verbonden reservoir volume)
 - o Relatief grote II (er is slechts een kleine ΔP benodigd om het water van onder in de put het reservoir in te persen)
- Zwakke injectieputten (ROW-4)
 - Dergelijke putten hebben vanaf de start van de injectie een relatief hoge FBHP nodig (welke een volledige waterkolom naar de oppervlakte kan dragen)
 - o Relatief hoge P_R (slecht verbinding met verder weg in het reservoir)
 - o Lage II (een grote ΔP is benodigd om het water het reservoir in te persen)



Figuur D-3: Schematisch overzicht van reservoirinjectiviteit voor zwakke versus sterke injectieputten (wrijving in de tubing is verwaarloosbaar).

Appendix E Seismic Threat Assessment



April 2023

Report: EP202304200850

Nederlandse Aardolie Maatschappij

**Seismic Threat Assessment
for
Schoonebeek-Zechstein Water Injection**

This document is the property of Nederlandse Aardolie Maatschappij, and the copyright therein is vested in Nederlandse Aardolie Maatschappij. All rights reserved. Neither the whole nor any part of this document may be disclosed to others or reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form by any means (electronic, mechanical, reprographic recording or otherwise) without prior written consent of the copyright owner.

Contents

1	Introduction and aim of the study	4
2	Main mechanisms that can cause induced seismicity.....	5
2.1	Mechanism 1: Increase of shear stress during depletion	5
2.2	Mechanism 2: Field wide pressure increase combined with a hysteresis effect.....	6
2.3	Mechanism 3: Near well bore thermal cooling leading to contraction of the rock.....	7
2.4	Mechanism 4: Near well bore pressure increase in a fault.....	8
2.5	Mechanism 5: Chemical weakening of the strength of a fault	9
3	Overview of historical water injection and possible relation with earthquakes	10
3.1	Possible spatial relation between earthquakes and injection activity.....	10
3.2	Possible temporal relation between earthquakes and injection activity	12
3.3	Detailed analysis of historical injectors.....	12
3.3.1	Methodology to estimate the pressure and temperature front.....	13
3.3.2	COV-7.....	15
3.3.3	ENZ-3	18
3.3.4	ENZ-8	18
3.3.5	DAL-8	18
3.3.6	COV-43.....	20
3.3.7	SCH-580	21
3.3.8	SCH-597	23
3.3.9	ENZ-7	25
3.4	General conclusions on the historical injectors	26
4	Threat assessment of the future water injection candidates	27
4.1	Reservoir injection targets	27
4.2	Methodology to calculate maximum earthquake magnitude	29
4.3	North-Eastern block water injection plan	30
4.3.1	Mapped faults and features vs. new well locations.....	30
4.3.2	Schoonebeek-4474 (FE1).....	30
4.3.3	Schoonebeek-4473 (FE2).....	32
4.4	North-Western block water injection plan.....	34
4.4.1	Mapped faults and features vs. new well locations.....	34
4.4.2	Schoonebeek-3132 (FW1)	35
4.4.3	Schoonebeek-3133 (FW2)	37
4.5	Assessment of the seismic threat for the injection candidates	39
4.5.1	Likelihood of possible earthquakes.....	39
4.5.2	Overall seismic threat.....	40

4.5.3	Discussion: the usefulness of a geomechanical 3D model	40
5	Recommendations for monitoring and control of induced seismicity in Drenthe.....	42
5.1	Recommendations for seismic monitoring	42
5.2	Recommendations for control of induced seismicity.....	43
5.2.1	Mitigating actions proposed for water injection induced seismicity (Schoonebeek area) 44	
6	Conclusions.....	45
7	References.....	46

1 Introduction and aim of the study

This report describes the possible seismic risk related to the planned future injection of produced water from the Schoonebeek oil field into the depleted Schoonebeek Zechstein gas field. The report also provides recommendations on how to manage this risk through a seismic monitoring and a response protocol.

In Schoonebeek, heavy oil is produced using steam injection. The steam is generated using effluent water from the Emmen sewage treatment plant. The produced water is separated from the oil and injected into depleted gas fields. Up until recently, the Twente Zechstein gas fields have been used for this purpose. However, new water disposal locations are required, for which the Schoonebeek Zechstein gas reservoir has been identified.

In the Schoonebeek Zechstein reservoir as well as in Zechstein gas fields in the vicinity, induced earthquakes have occurred, indicating that faults in the region may be critically stressed and as such, could potentially be reactivated during water injection. Data from all fields in the vicinity with a history of water injection have been used to assess the likelihood of water injection causing these earthquakes.

In Chapter 2 we introduce the main physical mechanisms that can cause induced seismicity and their relevance for the Schoonebeek water injection. Chapter 3 reviews the historical injection (and depletion) activity of several fields in the vicinity and addresses the potential learnings to provide a better understanding of the induced earthquakes. Chapter 4 provides a detailed evaluation of the future injection candidates. Finally, Chapter 5 outlines recommendations for monitoring and control to increase the knowledge on the relation between earthquakes and water injection.

2 Main mechanisms that can cause induced seismicity

There are a few existing NAM documents that describe the induced seismicity risk related to Schoonebeek produced water injection. A mechanism-based assessment is described in NAM (2016a) while a seismic risk assessment based on the state supervision of mines guideline (SodM, 2016) is documented in NAM (2016b). Building on these documents, the possible mechanisms for stress perturbation during the injection and depletion activities in the Drenthe fields are listed below. The possible induced seismicity that could occur as a result of depletion is important to consider because gas production is still possible in the future during the injection phase¹.

The relevant mechanisms that connect to both injection and production will be illustrated by Mohr-Circles with input parameters listed in Table 1. The listed parameters are used for both production and re-injection related mechanisms. The Mohr-circles represent a stress state where the radius of the circle is determined by the value of the maximum and minimum principal stress. It is assumed that the maximum principal stress is aligned with the vertical direction in the subsurface.

The Mohr-circles are for illustrative purposes only and illustrate a setting for a fault with no offset. Faults with offset will create a varying shear stress profile along the fault with maximum values exceeding the values that can be deduced from the figures. On the other hand, a Mohr-circle that exceeds a strength criterium does not necessarily represent a situation where an earthquake is being created. An illustrative strength criterium is visualised by the blue line in the figures. The values of the in-situ stress and strength of the faults are not constrained by measurements and are likely to be accompanied by a large variation. Moreover, an earthquake requires a weakening mechanism that precedes the earthquake rupture. Given this complex physical behaviour and the uncertainty of the parameter values, even complex geomechanical models are not successful in predicting earthquakes.

Table 1: Input parameters for the Mohr-circle assessment (for illustrative purposes)

parameter	value	unit
Vertical total stress (S_v)	57	MPa
Minimum total stress (S_h)	47	MPa
Initial pore pressure (P)	32	MPa
Gamma depletion= $\Delta S_h / \Delta P$	0.5	-
Gamma injection	0.3	-
Friction angle	30	°
Pore pressure after production	13	MPa
Pore pressure after injection	20	MPa
Coefficient of linear thermal expansion (α_T)	4.5E-06	1/°C
Young's modulus (E)	40000	MPa
Poisson's ratio (ν)	0.25	-
Change in temperature due to cooling	50	°C

2.1 Mechanism 1: Increase of shear stress during depletion

Depletion induced earthquakes are observed above several Dutch gas fields where the production of gas leads to a possible increase of shear stress on existing faults in the reservoir causing fault reactivation and induced earthquakes. Examples of fields where earthquakes were induced by this mechanism are Roswinkel, Bergermeer and Groningen.

¹ The current plan is to inject in SCH-589 and SCH-592, hence SCH-537 and SCH-591 remain available for production.

The small earthquakes, recorded above the Zechstein fields in Drenthe, demonstrate a magnitude ranging up to $M=2.2$. Recorded earthquakes, induced by reservoir depletion, are shown in Figure 3-1.

As production can continue during the phase of Schoonebeek produced water injection, it is foreseen that this mechanism forms the largest threat for new earthquakes in the future in these fields.

These earthquakes demonstrate as well that some of the faults, in and bounding the reservoir, reached a critical state where small stress perturbations can lead to renewed seismic activity. With the assumed parameters from Table 1, the shear stress increases with depletion dictated by the value for the poro-elastic constant (γ), see figure 1. The red circle visualises the ambient stress before any production, while the purple circle visualises the effective stress after 190 bar depletion. The value for the γ is deduced from an overview of reported instantaneous shut-in pressures from hydraulic stimulations (Ref. 12). COV-2 and COV-35 gave high values for the S_h gradient of 2 bar/10m, while the reservoir was depleted with 200 bar. These observations point to a low value for the γ . Also, TNO (2016) noted that a high value for γ is unlikely in the ZEZ2C reservoirs. A value of 0.5 is used in the Mohr-Coulomb examples.

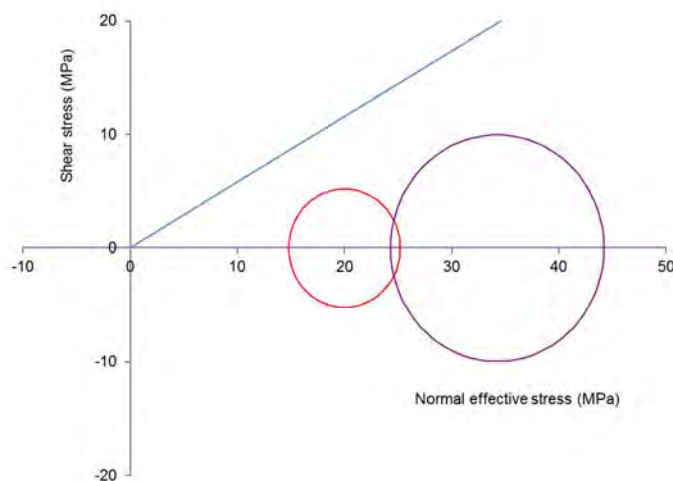


Figure 2-1: Increase of shear stress due to depletion of the reservoir. The red circle visualizes the ambient effective stress situation, while the purple circle expresses the new effective stress situation after depletion.

2.2 Mechanism 2: Field wide pressure increase combined with a hysteresis effect

As described in the previous section, it is likely that a decrease of pressure leads to the increase of the shear stress along existing faults. In the case of poro-elasticity and pressure restoration, the stress path would revert to its initial condition (red circle) with a decrease of the shear stress as a result. In other words, injection can lead to a stress situation that is less critical for fault reactivation. It is however likely that the carbonate reservoirs deform during depletion with partial plastic behaviour, with permanent deformation and stress change as a result. This also affects the value for the γ during injection and Figure 2-2 shows the effect of this assumption on the Mohr-Circle. An assumed value of 0.3 for the γ during injection results in a higher shear stress (green circle) when compared to a fully elastic response.

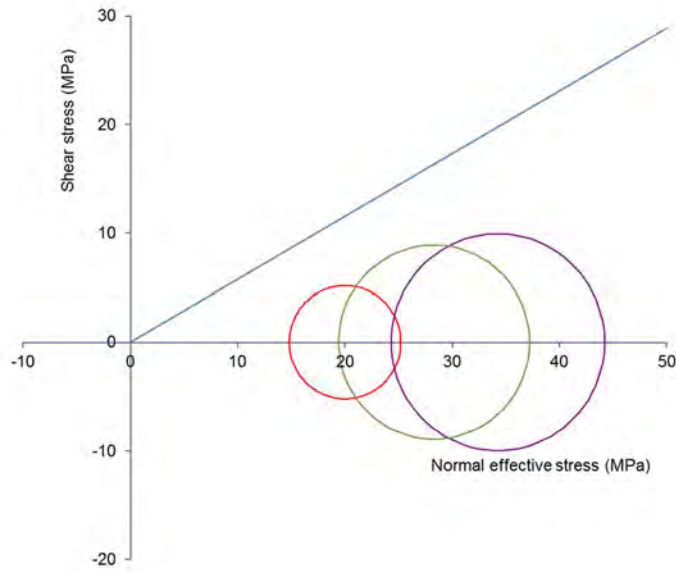


Figure 2-2: Change in effective normal stress and shear stress in case of re-pressurization (green circle)

Combined effect of active depletion and injection

As mentioned before, production will continue during the period of water injection. This may create a situation where pressure decreases at one side of the fault and pressure increases at the other side with possible different stress paths on the shared fault, then the stress paths shown in the Mohr-Circle diagrams.

2.3 Mechanism 3: Near well bore thermal cooling leading to contraction of the rock

Besides the change in pressure, also the stresses in the reservoir can be changed by cooling by the relatively cold injection water. The change in horizontal stress for an infinite plate that is constrained in the horizontal direction but free in the direction normal to it (z-direction). This situation is regarded as a worst case and is described by:

$$\Delta S_h = \frac{\alpha_T E}{1 - \nu} \Delta T$$

There is no direct measurement available for the coefficient of linear thermal expansion of the Zechstein reservoir rock. The value used in the Mohr-circle example in Figure 2-3 is based on experimental results on American limestones described by Frye (1967). The figure shows a significant effect on the stress evolution for the condition with only temperature increase. Figure 2-4 shows the combined effect of both the increase in pressures and the increase in temperature.

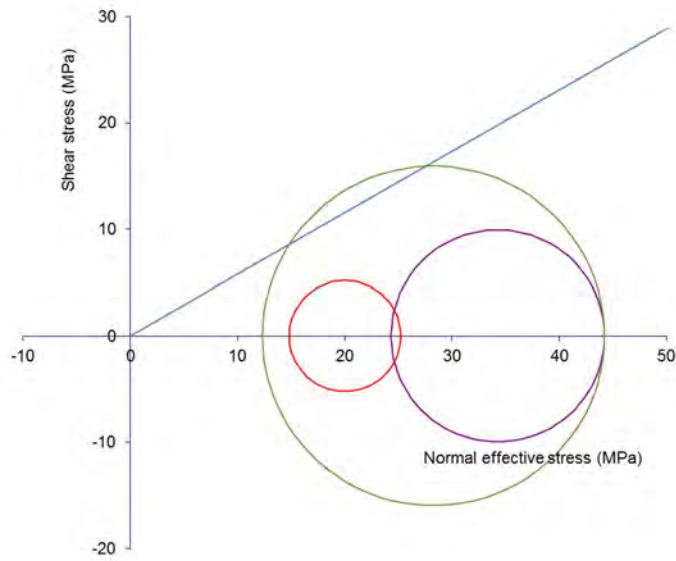


Figure 2-3: Effect of 50 °C cooling on the stress in the reservoir (green circle) after a phase of gas production and hence depletion (purple circle)

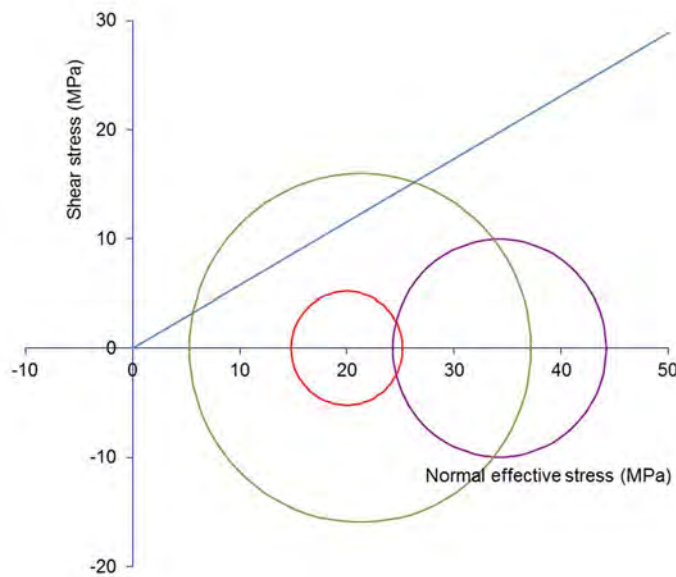


Figure 2-4: Effect of 50 °C cooling on the stress in the reservoir, combined with pressure increase of 7 MPa.

Figure 2-3 and Figure 2-4 demonstrate that temperature changes, induced by the fluid injection, have the largest impact on the shear stress and therefore possible fault reactivation.

2.4 Mechanism 4: Near well bore pressure increase in a fault

The fluid pressure inside a fault might increase more than the pressure in the host rock in the case when the permeability in the fault is relatively high and when a conductive path from the injection well to the fault exists. This combination causes a direct decrease of the effective normal stresses on the fault resulting in a shift of the Mohr circle. The effect of a relative pore pressure increase of 7 MPa in the fault is illustrated in Figure 2-5. The Mohr-circle shifts to the left with an effective normal stress reduction of 7 MPa.

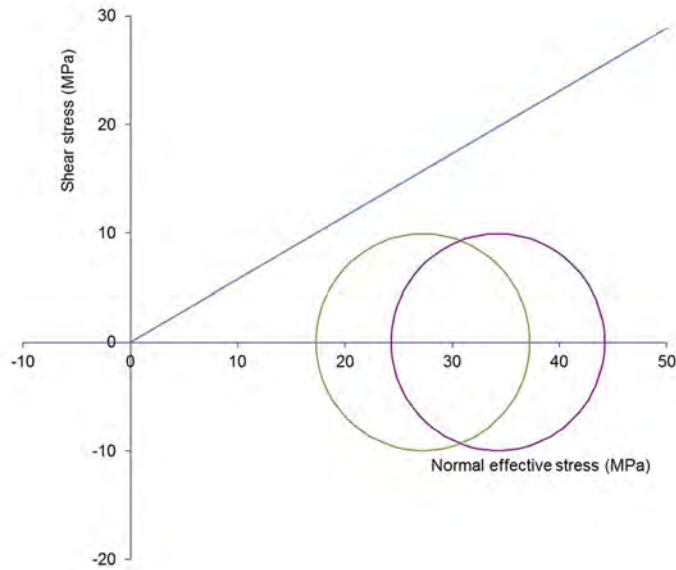


Figure 2-5: Effect of a relative increase of 7 MPa in the fault.

2.5 Mechanism 5: Chemical weakening of the strength of a fault

Fault lubrication and/or a decrease in capillary pressures are two mechanisms that are connected to the Hoeve earthquake (Friesland, the Netherlands) in 2009 (Bois et al. ,2013). This earthquake occurred in a depleted gas field that was used for the injection of produced water. Rates of injected water are very low resulting in low values for both the pressure increase and temperature increase, leaving weakening of the fault as the most plausible mechanism. Figure 2-6 shows an example where chemical weakening is translated into a reduction of the friction angle of the fault (red dashed line).

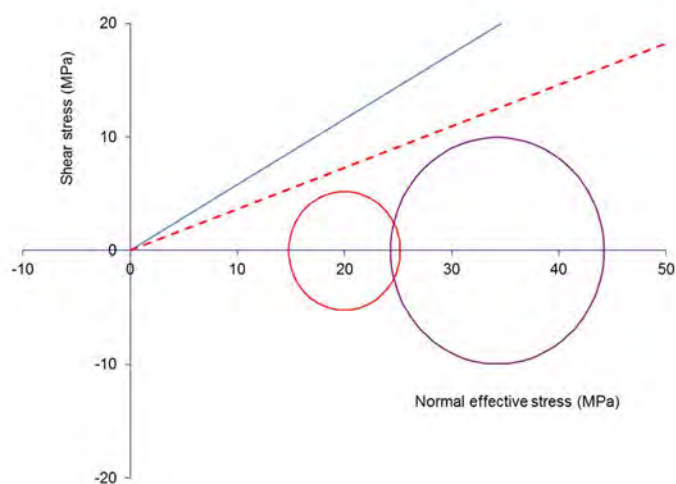


Figure 2-6: Effect of chemical weakening (reduction of the friction in a fault represented by the red dashed line) of a fault

3 Overview of historical water injection and possible relation with earthquakes

In this chapter, the relation between gas production, water injection and earthquakes in the vicinity of the Schoonebeek Zechstein reservoir is explored.

Gas production in this region, in the southwest of Drenthe, started in 1950's and has continued until present day (2023). The gas has been produced from two reservoirs, the deepest being in the Carboniferous and the shallowest being the Zechstein Carbonate. The oil production in Schoonebeek is from the shallower layers in the Rijnland, from the Bentheim Sandstone.

Earthquakes in the region have first been observed in 1991, after which a regional seismic monitoring network was installed in 1995. This network allowed registration of earthquakes above $M = 1.5$. Figure 3-1 shows an overview of the level of magnitude completeness (MoC) with time. This level is valid for the northern part of the Netherlands including the region of SE Drenthe. Since 1986, this level was at least $M=2.5$. Recently (since 2020) additional accelerometers were installed resulting in a significant improvement of the network with a MoC between 0.5 and 1.

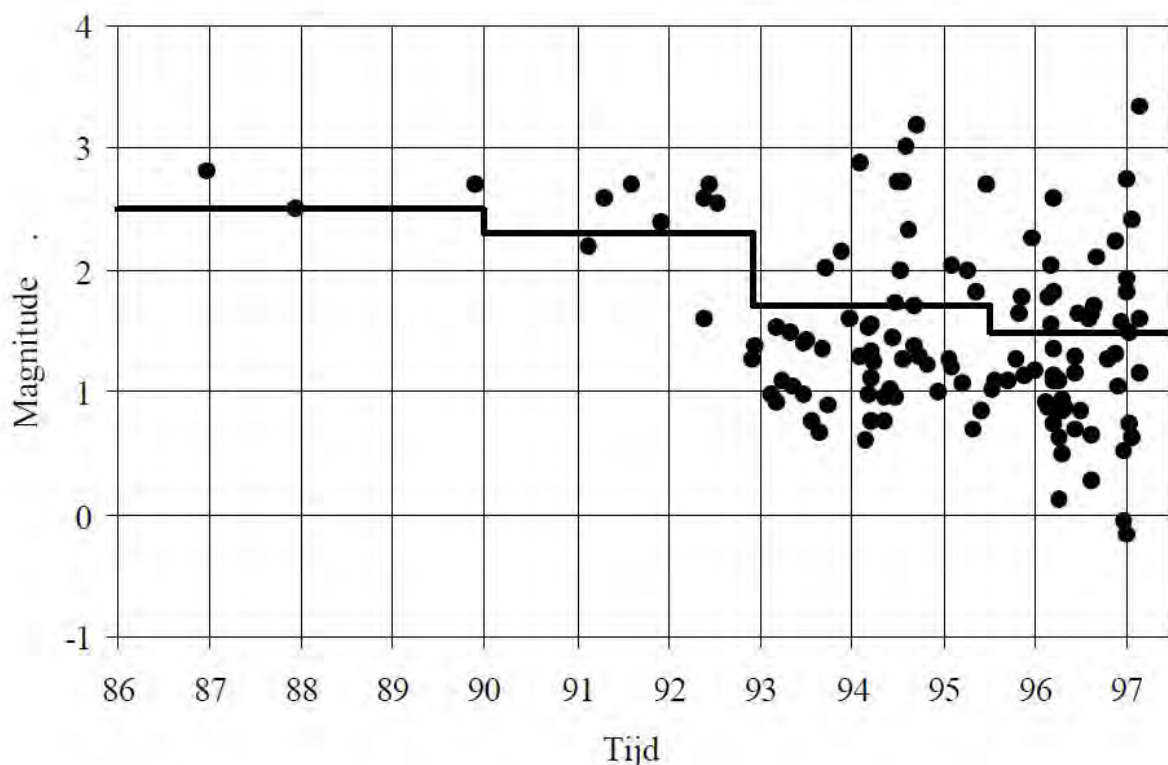


Figure 3-1: Level of magnitude completeness for the seismic network in the northern part of the Netherlands (including Groningen) as a function of time (Ref. 3). The earthquake catalogue is complete for earthquakes above the solid black line.

3.1 Possible spatial relation between earthquakes and injection activity

The first tremor that could be related to the gas production was observed near Emmen in 1991 and was linked to the gas production of the Emmen Zechstein gas reservoir. The seismic network was improved in 1995 and since that time 28 small events, with a maximum of $M=2.3$, were recorded above the Zechstein fields in the southeast of Drenthe. There is a clear correlation between gas production and the occurrence of tremors. Most of the events were recorded above the Emmen

Analysis has been performed on the development of water, pressure and temperature fronts associated with water injection. The arrival of these fronts at nearby faults is investigated, as well as any possible relation to earthquakes observed in the area. To allow for an analysis of historical injection vs. faults in the area around the well, a detailed fault interpretation was carried out within a 1 km radius around the historical, current and future candidate injector wells.

Temperature and pressure fronts are calculated using the reservoir properties and amount of water injected, see section 3.3.1. These fronts are then compared with the distance to the nearest faults. The occurrence or the absence of a tremor when a front arrives at a fault can give insight into the mechanisms described in chapter 2. If it is observed that the water/pressure front passed the fault distance without any observation of earthquakes, we can conclude that mechanisms 2 and 5 did not induce an earthquake. If the same is observed for the temperature front, we can conclude that also mechanism 3 did not induce an earthquake. Mechanism 4 is excluded from this analysis because none of the water injectors directly penetrates a fault. Mechanism 1 is not considered because this mechanism is associated with gas production and depletion rather than water injection (see chapter 2).

3.3.1 Methodology to estimate the pressure and temperature front

Water/pressure front

Dynamic simulation analysis shows that increase in the reservoir pressure is primarily seen in the water flooded part of a depleted gas reservoir. Beyond the water flooded part of the reservoir the impact on the reservoir pressure is relatively small (Figure 3-4). This is mainly due to mobility difference between gas and water which is driven mainly by viscosity difference and to some extent relative permeability. Due to its higher viscosity (lower mobility), the flow velocity of water in a reservoir is much smaller than for gas. As such, the pressure and water fronts have been assumed to be same for the analysis.

The water/pressure front has been calculated by calculating the size of the cylinder needed to accommodate the volume of water injected in the reservoir layer. Net to gross, porosity, connate water saturation and residual gas saturation has been used in the calculation to discount the volume of the reservoir that cannot be occupied by the injected water. The reservoir properties for the injectors used in the calculations is listed in Table 3.

Temperature front

For the calculation of the temperature front the methodology used for evaluating water injection in Twente fields has been applied (TNO 2016). The temperature front is calculated by the volume of reservoir rock needed to heat the injected water to reservoir temperature. The volumetric heat of water and rock used for the calculation is listed below.

Volumetric heat capacity of water,	KJ/m ³ /K	4200
Volumetric heat capacity of rock,	KJ/m ³ /K	2000

This methodology has been used for the pressure and temperature front calculation of each injector and has been referred later in this report in various sections.

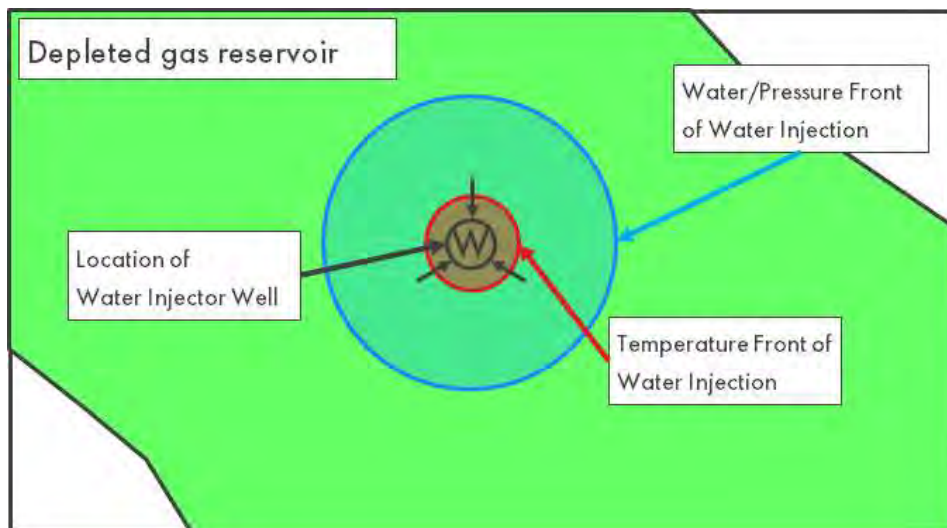


Figure 3-3: Schematic representation of temperature and water/pressure fronts due to water injection in a gas field.

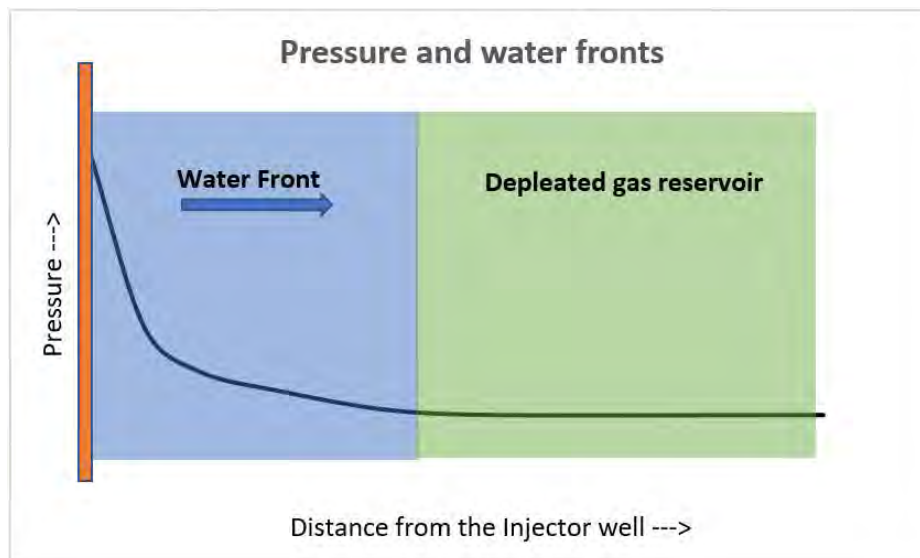


Figure 3-4: Explanation pressure and water fronts

For each water injector a map is created showing the temperature and water/pressure fronts and the detailed fault interpretation. There may appear to be small discrepancies between the map view versus the recorded distance between the injection well and nearby faults. This is because faults and well trajectories are not vertical. The distances between wells and nearby faults were recorded by measuring the shortest distance in 3D space between the well trajectory in the reservoir and the fault plane. The data is compiled in Table 3.

For each water injector a plot is created showing the pressure and temperature front advancing over time with the amount of water injected. This allows a rough assessment at what point in time a water/pressure or temperature front has passed a fault.

It should be noted that this method has its limitations. The water/pressure and temperature fronts may not behave in a concentric manner. A front may pass a fault or be stopped by a fault, depending on juxtaposition or the sealing nature of the fault rock. A 3D simulation model can potentially capture such phenomena but is unlikely to yield better insight given the uncertainty on input parameters such as fault transmissibility and the fault position uncertainty (2 sigma is ca 50 meter).

The radial modelling approach provides a good assessment of the possible correlation between earthquakes, pressures fronts, and temperature fronts, based on first principles.

Table 3: Input parameter values for calculation on water injection radius.

Parameters	Current/Historical Injectors								New Injectors			
	COV-7	DAL-8	COV-43	SCH-580	SCH-597	ENZ-3	ENZ-7	ENZ-8	SCH-4473 (FE2)	SCH-4474 (FE1)	SCH-3132 (FW1)	SCH-3133 (FW2)
Injection temperature (deg C)	20	20	20	20	20	*			40	40	40	40
Rock temperature (deg C)	106	110	106	123	123				123	123	123	123
Total Porosity (%)	7.9	2.6	7.9	2.7	2.7				7	7	7	7
Height (m)	70	72	70	73	70				105	105	105	105
NTG	0.85	1	0.5	0.8	0.8				1	1	1	1
Connate Water Saturation	0.24	0.2	0.25	0.2	0.2				0.2	0.2	0.2	0.2
Residual Gas Saturation	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1				0.1	0.1	0.1	0.1
Distance from Fault 1	130	200	155	70	72				237	415	571	492
Distance from Fault 2	560	450	340	120	445				536	745	882	832
Radius of water front, m	394	559	118	323	293				1028	1028	1283	1283
Radius of temperature front, m	125	111	29	58	53				286	286	357	357
Cum Water Injection, Mln m3	1.5	1.3	0.1	0.4	0.3				12.9	12.9	20.1	20.1
Cum gas production (Jun 2019), Mln Nm3	1072	26	0	1	283							
Expansion Factor (Nm3/Rm3)	232	249	232	230	230							
Cum gas production (Jun 2019), Mln Rm3	4.60	0.10	0.00	0.00	1.20							

*) Data is available for wells ENZ-3, ENZ-7 and ENZ-8. However, given that data is exchanged on a confidential basis with the operator on the German side (Wintershall-DEA), NAM is not allowed to share these data in the public domain.

3.3.2 COV-7

COV-7 was drilled in 1971 to appraise the ZEZ2C and Limburg in the eastern part of the Coevorden field, see Figure 3-5. Three sidetracks were required to reach TD as the main bore drilled through a fault gap into the DC, missing the ZEZ2C entirely (Figure 3-5 and Figure 3-6). Gas production in the period 1971 to 1984 reached around 1.2 BCM, reservoir pressure was declined from 333 bar to 84 bar. Water injection started in 1988 and 1.51 Mln m³ of water was injected up until 1994 with injection rates up to 1000 m³/day. In Jan 1994, pressure had built up to 369 bar at reference level 2750 m TVDNAP. The volume available for injection for the well had almost been reached, and further injection was only possible on an intermittent basis due to local pressure build up. A review was conducted in 1994 and the well was abandoned in 1995.

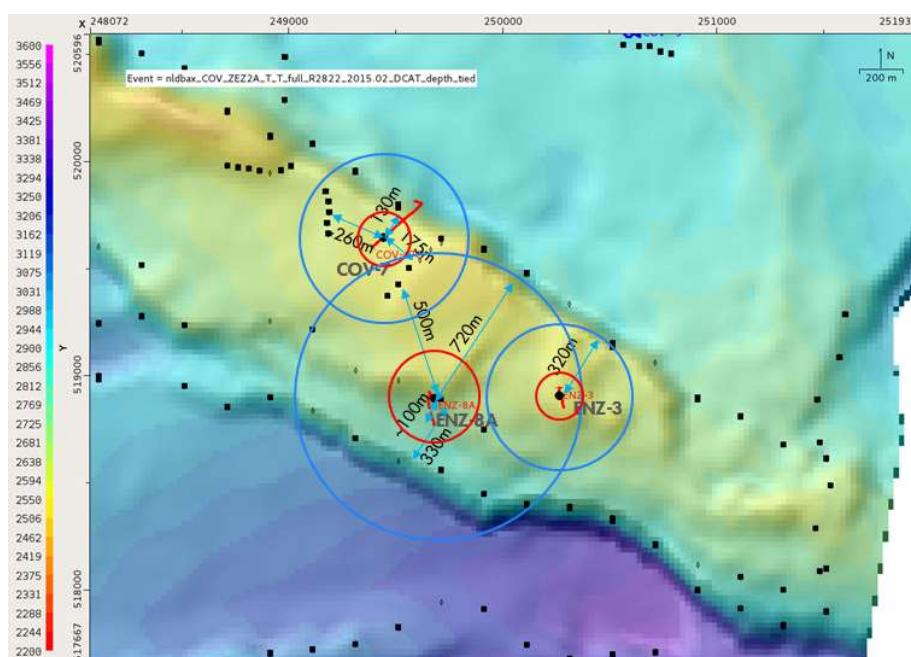


Figure 3-5: Top ZEZ2A structure map of the Coevorden East/Emlichheim Field area around wells COV-7C, ENZ-8A and ENZ-3 showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue).

Detailed mapping indicated the closest fault to be at 130 m from the wellbore COV-7C toward the northeast, controlled by the main bore (COV-7) which encountered that fault. This gives a good control of the fault location compared to the point of injection. Additional faults are found at 175 and 260 m distance.

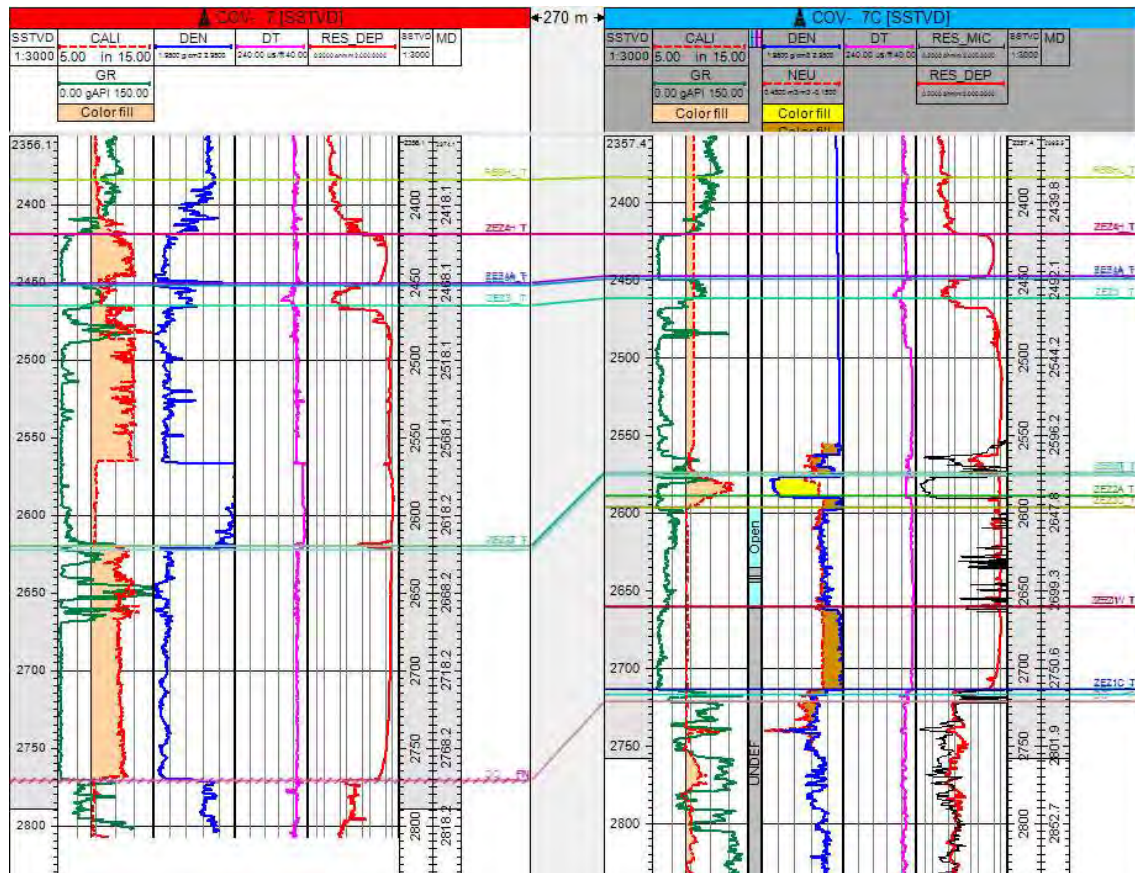


Figure 3-6: Correlation panel showing COV-7 and COV-7C. Note the main wellbore drilled a fault gap and missed the target ZE22C entirely. it was therefore sidetracked, and COV-7C encountered the target ZE22C as per plan.

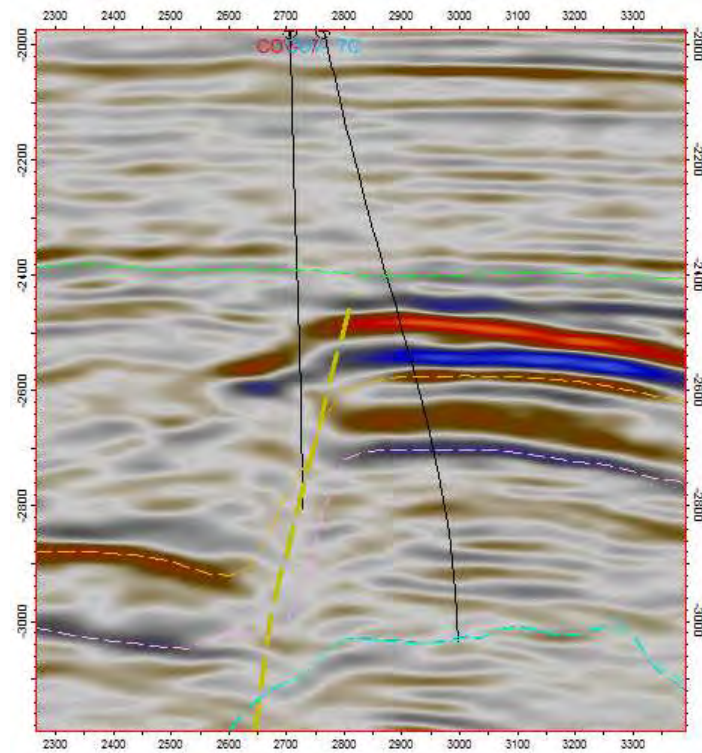


Figure 3-7: An SW-NE X-section through COV-7 and COV-7C on the seismic. The ZE_Z_T is indicated in green dashed line, the ZE_Z2A is indicated in the orange dashed line and the DC_T in the pink dashed line.

The Coevorden-7 injector well had 6+ years of injection, from 1988 until 1994, see Figure 3-8. During the injection period the pressure front has reached the nearest fault at 130 m at an early stage, most likely around 1988/1989. The other two faults (at 175 and 260m distance) were reached in the early nineties. As shown in Figure 3-8, the temperature front may have reached the nearest fault.

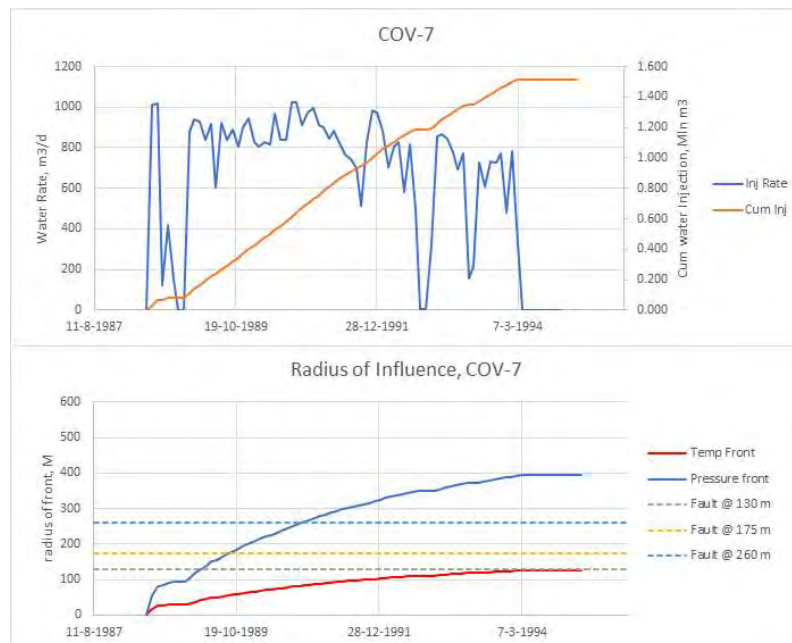


Figure 3-8: Injection history of the COV-7 well and the radius of influence of the injected water vs. the faults at closest proximity to the well.

During the period of injection, no earthquakes were recorded in the area, despite the injection of a significant volume of water and the water front arriving at multiple faults. It should be noted that tremors below $M=2.5$ could not be registered at the time of injection in COV-7.

Two small earth tremors were recorded long after water injection had ceased: in 1997 ($M=1.2$) and 2006 ($M=0.8$). These are most likely linked to continued gas production from the Coevorden or Schoonebeek fields (see also Table 2).

3.3.3 ENZ-3

ENZ-3 and ENZ-8 are operated by Wintershall-DEA and injected disposal water during the 1980's.

The ENZ-3 well sits on the edge of the seismic survey. As a consequence, the reservoir is poorly imaged. The distance to the nearest faults is around 320m to the northeast and 340m to the southwest (Figure 3-5).

NAM shares production and injection data with the Emlichheim operator under a confidentiality agreement. The methodology as described in section 3.3.1 was applied, which indicates that the temperature front did not pass any faults, but the water/pressure front has crossed multiple faults without causing seismic activity.

During the period of injection, no earthquakes were recorded in the area, despite the injection of a significant volume of water. It should be noted that tremors below $M=2.5$ could not be registered at the time of injection in ENZ-3.

Two small earth tremors were recorded long after water injection had ceased: in 1997 ($M=1.2$) and 2006 ($M=0.8$). These are most likely linked to continued gas production from the Coevorden or Schoonebeek fields (see also Table 2).

3.3.4 ENZ-8

ENZ-3 and ENZ-8 are operated by Wintershall-DEA and injected disposal water during the 1980's.

The ENZ-8 well sits on the edge of the seismic survey. As a consequence, the reservoir is poorly imaged. The distance to the nearest faults is around 100m to the southwest. More faults are present 330m to the southwest, 500m to the northwest and 720m to the northeast (Figure 3-5).

NAM shares production and injection data with the Emlichheim operator under a confidentiality agreement. The methodology as described in section 3.3.1 was applied.

During the period of injection, no earthquakes were recorded in the area, despite the injection of a significant volume of water, the water/pressure front arriving at multiple faults, and the temperature front arriving at the closest fault. It should be noted that tremors below $M=2.5$ could not be registered at the time of injection in ENZ-8.

Two small earth tremors were recorded long after water injection had ceased: in 1997 ($M=1.2$) and 2006 ($M=0.8$). These are most likely linked to continued gas production from the Coevorden or Schoonebeek fields (see also Table 2).

3.3.5 DAL-8

The well Dalen-8 is drilled towards the eastern flank of the field, see Figure 3-9. The well was drilled in 1981 and gas production started in 1989. Initially the well did not produce due to poor inflow and

only after an acid frac a flow rate of 80 k Nm³/day @ THP 80 bar was achieved. Total gas production from DAL-8 is 26 Mln Nm³. In 1997, when the reservoir pressure had declined to 65 bar from initial reservoir pressure of 377 bar, DAL-8 was converted to a water disposal well in the DAL-East B block.

A total volume of 1.54 Mln m³ of produced water from East area wells was injected in the wellbore of DAL-8, see Figure 3-11. In 2011 the Bottom Hole Pressure (BHP) had climbed to 515 bar, 138 bar above the initial reservoir pressure. Due to the high fracture pressure of the halite cap rock above, there was no threat for seal breach. It was decided to close-in the well and stop further injection. The bottom hole pressure has declined over time and was measured at 403 bar in 2018.

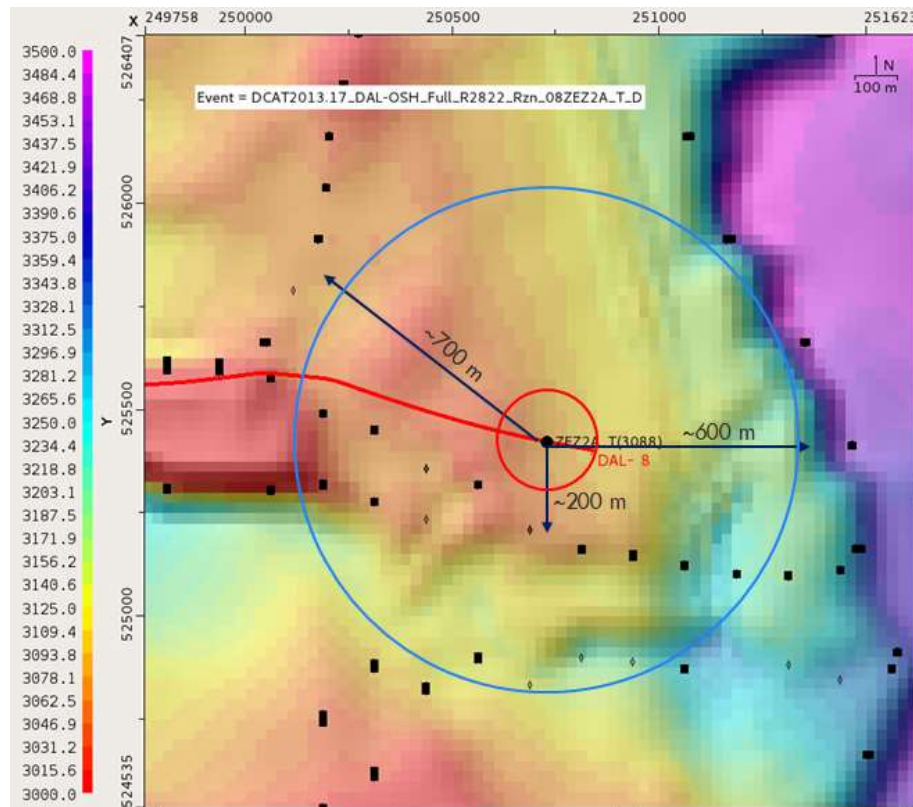


Figure 3-9: Top ZE22A structure map of the DAL-8 region showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue).

DAL-8 is drilled into the Southwest corner of a ZE22C block. The clear southern block-bounding fault is mapped at 200 m away (Figure 3-10). Additional faults are mapped 600m to the east and 700m to the northwest.

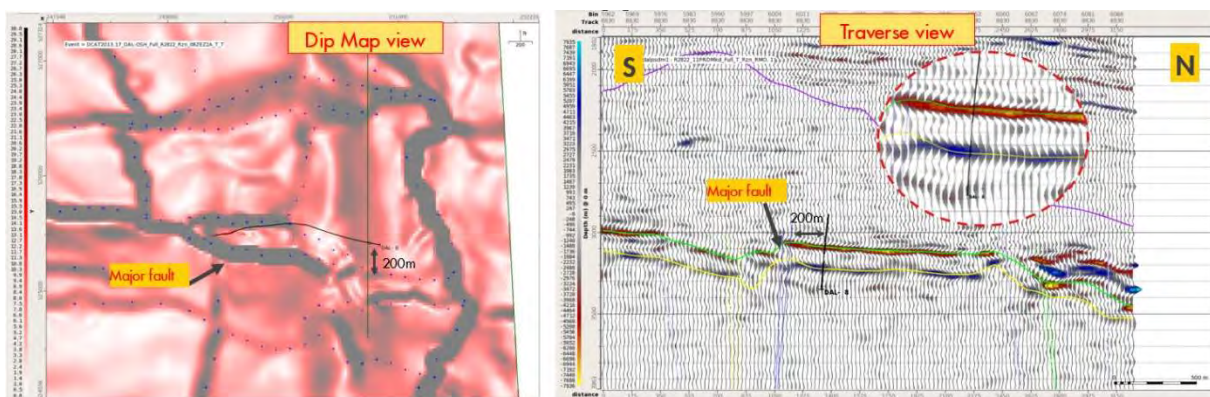


Figure 3-10: Dip map and seismic section showing fault at 200 m.

The Dalen-8 injector well had 14+ years of injection, from 1997 until 2011, see Figure 3-11. During the injection period the pressure front has reached the nearest fault at 200 m at an early stage, most likely around 1998. As shown in Figure 3-11, the temperature front has not reached the nearest fault.

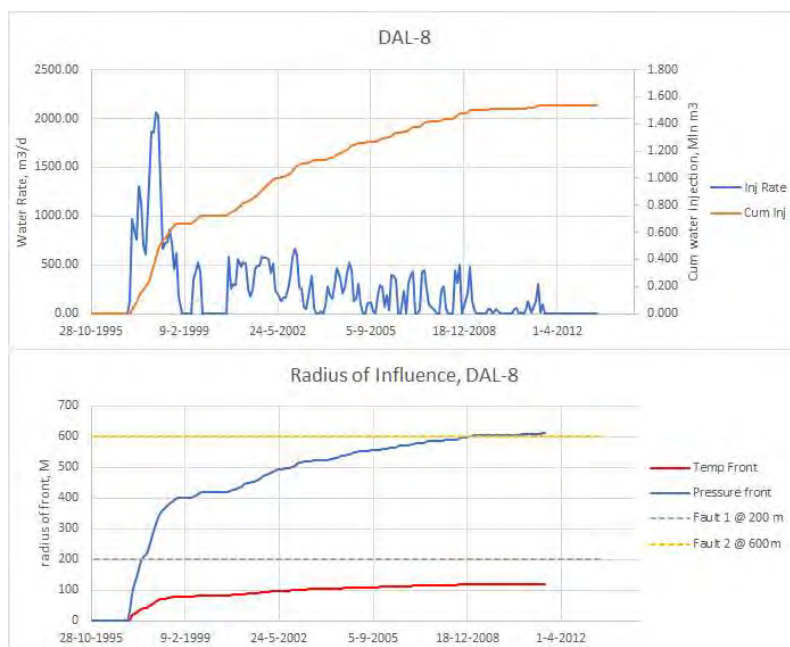


Figure 3-11: Injection history of the DAL-8 well and the radius of influence of the injected water vs. the faults at closest proximity to the well.

During the period of injection, no earthquakes were recorded that can be related to water injection in DAL-8 (see paragraphs 3.1 and 3.2), despite the injection of a significant volume of water and the water/pressure front reaching at least 1 fault.

3.3.6 COV-43

COV-43 was drilled in 1985 and converted to a water injector in 1988, see Figure 3-12. COV-43 well did not produce any gas. The well was found to be depleted to 127 bar (SPG from 1987) mainly due to gas production from COV-7 well. A total of 0.08 Mln m³ of water was injected in this well, see Figure 3-13. This is a small amount in comparison to the other wells.

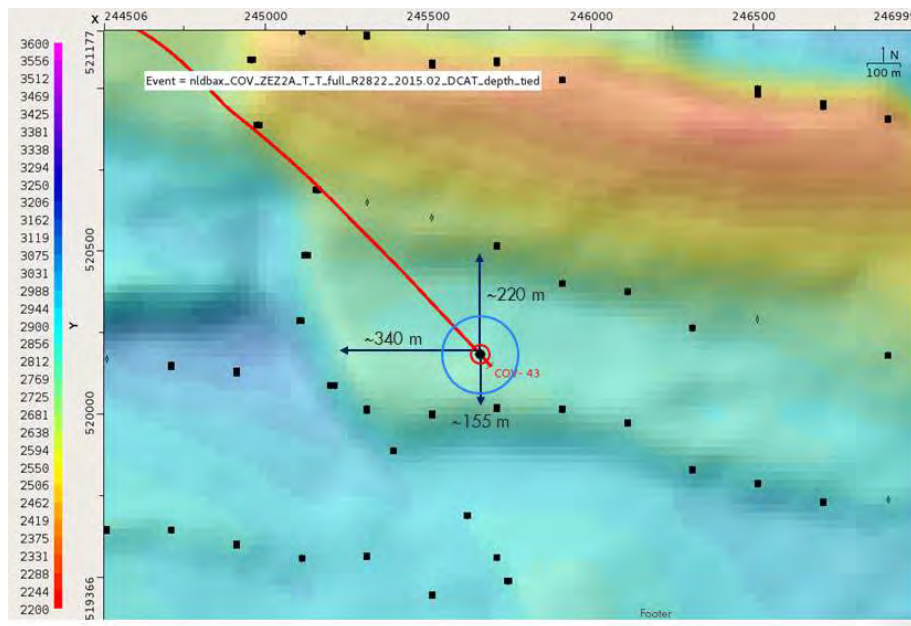


Figure 3-12: ZE22A_T structure map of the Coevorden Field area around well COV-43, showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue).

The well is relatively close to a fault, the nearest fault being located at 155 m to the south of the well entry in the Zechstein. No earthquakes have been observed near the well. Due to the small injected volume, it is expected that none of the faults have seen the pressure and temperature fronts as shown in Figure 3-13.

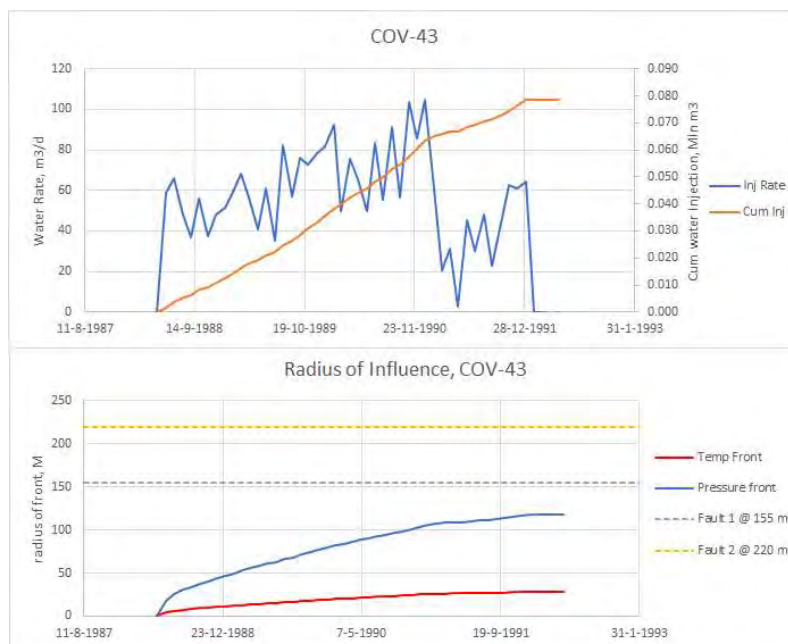


Figure 3-13: Injection history of the COV-43 well and the radius of influence of the injected water vs. the faults at closest proximity to the well.

3.3.7 SCH-580

SCH-580 was converted to a water injector in 2009 and injection started in 2010. This well hardly produced any gas (less than 1 Mln Nm³). Before the start of injection, an SPG was taken in year 2000 and observed depletion to 157 bar from initial reservoir pressure of 358 bar. This depletion was mainly due to the production from other wells in the Schoonebeek gas field. A total water volume of

0.36 mln m³ was injected until end 2014, when a tubing leak was detected. The well was suspended awaiting a workover/sidetrack.

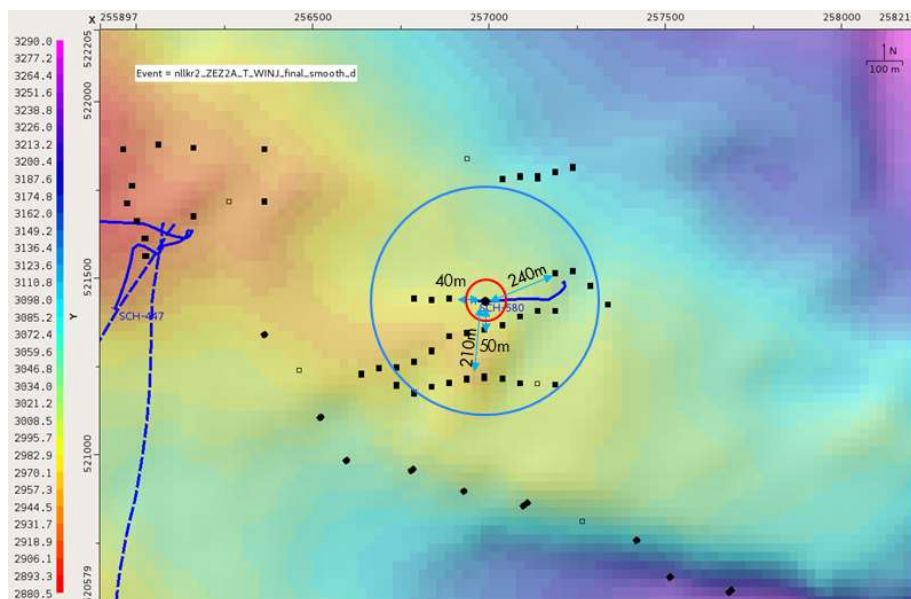


Figure 3-14: ZEZ2A_T structure map of the Schoonebeek Field area around well SCH-580 showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue).

For SCH-580, multiple nearby faults have been mapped. To the northwest an antithetic fault is mapped which tips out approximately 40m away from the well (Figure 3-15). To the south a clear block bounding fault is mapped 50 m away from the wellbore. Additional faults are mapped to the south and north-east.

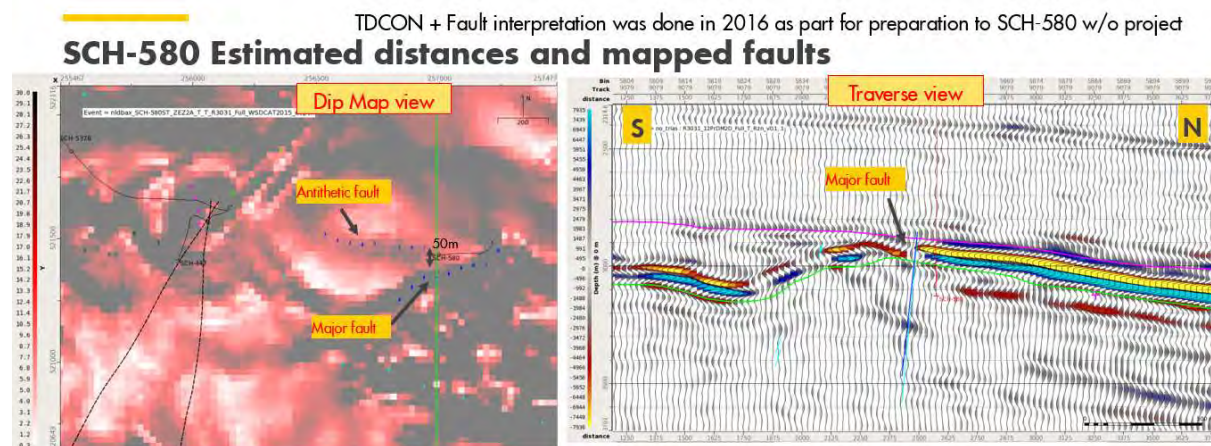


Figure 3-15: SCH-580 with multiple faults mapped.

The Schoonebeek-580 injector well had 5 years of injection, from 2010 until 2014, see Figure 3-16. During the injection period the pressure front has reached multiple faults at 40, 50, 210 and 240 meter. As shown in Figure 3-16, the temperature front has likely passed the nearest two faults.

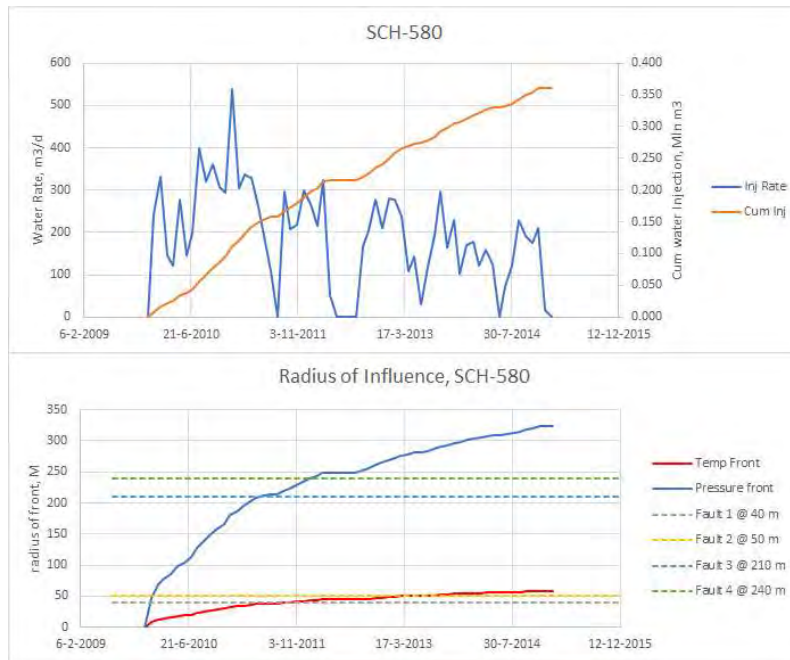


Figure 3-16: Injection history of the SCH-580 well and the radius of influence of the injected water vs. the faults at closest proximity to the well.

During the period of injection, no earthquakes were recorded that can be related to water injection in SCH-580 (see paragraphs 3.1 and 3.2), despite the water/pressure front reaching multiple faults and the temperature front likely reaching two faults.

Two small earthquakes were observed in the SCH-580 area well before and after water injection ($M=1.3$ in 1994 and $M=1.2$ in 2017). These are associated with gas production and depletion in the area.

3.3.8 SCH-597

SCH-597 was drilled in 1995 as a long horizontal in SW direction, at about 2.5 km away from SCH-580, see Figure 3-17. The part of the well that drilled into the reservoir is marked on the map. This well produced around 1.2 BCM of gas between 1996 to 2011 before being converted into a water injector. An SPG taken in Sept 2007 showed a depletion to 69 bar reservoir pressure from 358 bar initial pressure. From 2012 till Oct 2019 the SCH-597 well has injected around 0.33 Mln m^3 of water into the reservoir. Water injection has increased the reservoir pressure to 216 bar at datum (3000 m TVDSS), as measured by June 2017 SPG. Due to reduction in the injection volumes, the last SPG from 2018 measured the reservoir pressure at 170 bar.

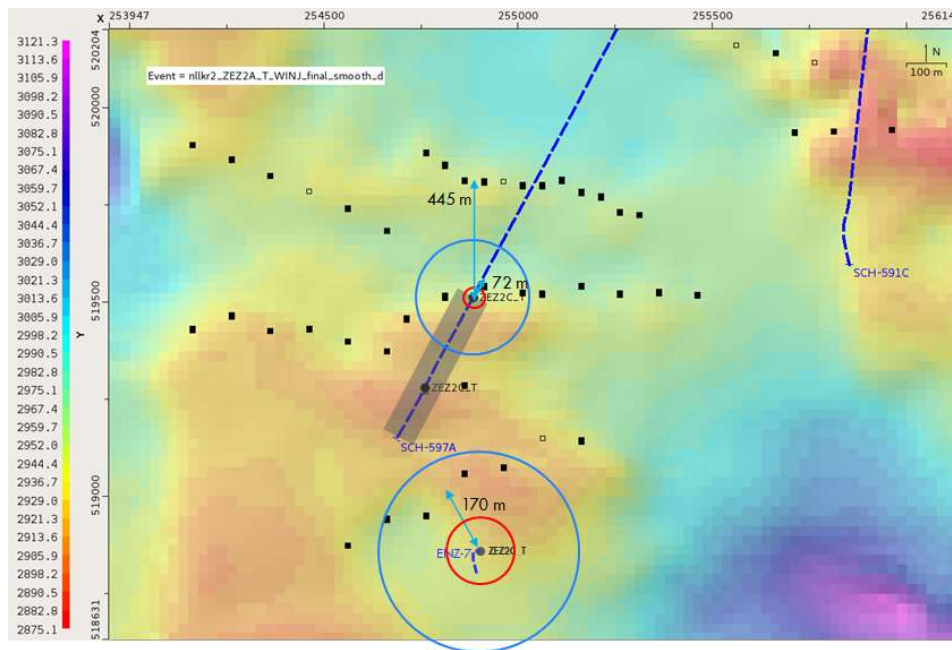


Figure 3-17: ZEZ2A_T structure map of the Schoonebeek Field area around well SCH-597, showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue). Reservoir section of well shown by dashed area.

Schoonebeek-597 is located in an area with several faults, the nearest being at a distance of 72 m northeast of the location where the well enters the reservoir (“heel” of the well). Towards the south there is a fault at a distance of about 200 m from the end point of the well (“toe” of the well).

The Schoonebeek-597 injector well had 10+ years of injection, from 2011 until 2021, see Figure 3-18. Given the long horizontal section of the well, an analysis using a radial model has limitations. Assuming injection would be restricted to a single point along the horizontal section, the water/pressure front would reach a distance of 314 m away from the injection point. The temperature front would reach a distance of 57 m. Based on this and on the locations of the faults it is likely that the water/pressure front has passed at least 1 fault, and that the temperature front has not.

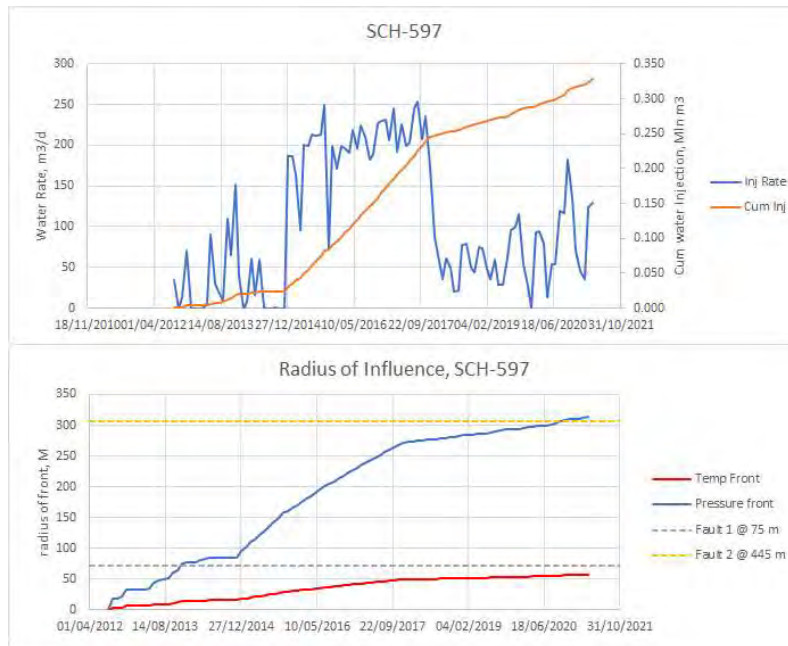


Figure 3-18: Injection history of the SCH-597 well and the radius of influence of the injected water vs. the faults at closest proximity to the well.

Two small earthquakes were observed in the SCH-597 & ENZ-7 area. The first one occurred well before the start of water injection ($M=1.3$ in 1994) and therefore is related to gas production and depletion. The epicentre of the 2018 tremor ($M=1.1$) is located close to ongoing gas production in the German part of the Schoonebeek field. But since it is located only 2 km away from the toe of SCH-597, a relation with water injection cannot be completely ruled out.

3.3.9 ENZ-7

ENZ-7 is operated by Wintershall-DEA and injects disposal water since 2013 until now (Apr-2023). NAM shares production and injection data with the Emlichheim operator under a confidentiality agreement.

The ENZ-7 well is located about 300 m South of the SCH-597 well. The distance to the nearest fault is around 170 m to the Northwest (Figure 3-17).

The methodology as described in section 3.3.1 was applied, which indicates that the temperature front did not pass any faults, but the water/pressure front has crossed the nearest fault.

Two small earthquakes were observed in the ENZ-7 & SCH-597 area. The first one occurred well before the start of water injection ($M=1.3$ in 1994) and therefore is related to gas production and depletion. The epicentre of the 2018 tremor ($M=1.1$) is located close to ongoing gas production in the German part of the Schoonebeek field. But since it is located less than 2 km away from ENZ-7, a relation with water injection cannot be completely ruled out.

3.4 General conclusions on the historical injectors

Analysis of earthquakes in the area around historical injectors does not provide evidence of a link between water injection and the occurrence of earthquakes in the region. To the contrary: there is a clear correlation between gas production and the occurrence of small tremors.

Further analysis of potential tremor mechanisms (see chapter 2) in relation to the historic water injection activities has yielded the following conclusions:

- Pressure increase (mechanism 2) and water front arrival (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes in COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults), SCH-597 (likely 1 fault) and EN-Z (1 fault), although monitoring sensitivity was limited during injection in COV-7 and ENZ-8. As such, ***the probability that mechanisms 2 and 5 may lead to earthquakes in future candidate water injectors is considered low.***
- Temperature front arrival (mechanism 3) has not led to the registration of earthquakes in ENZ-8 (1 fault) and SCH-580 (likely 2 faults), although monitoring sensitivity was limited during injection in ENZ-8. As such, ***the probability that mechanism 3 may lead to earthquakes in future candidate water injectors is considered low.*** However, the general mechanical assessment showed that the temperature reduction has the largest impact on stress changes and possible fault reactivation.
- Pressure increase in a fault (mechanism 4) is avoided by avoiding reservoir injection locations that directly penetrate a fault. As such, ***the (mitigated) probability that mechanism 4 may lead to earthquakes in future candidate water injectors is considered low.***

4 Threat assessment of the future water injection candidates

This chapter assesses the possible seismic risk related to the planned future injection of produced water from the Schoonebeek oil field into the depleted Schoonebeek Zechstein gas field.

4.1 Reservoir injection targets

The Schoonebeek field can be split into 3 different segments. The North and South part of the field are separated by the main fault, which runs East to West. The Northern part of the field is split into two parts, where the Eastern part is dominated by platform facies and the Western part is dominated by slope facies. A fault has been picked in-between, which may also be a seismic feature from the transition from platform to slope.

The field was screened for suitable injection locations with regards to their proximity to faults. Figure 4-1 gives the top reservoir map, whereby the lateral uncertainty in the fault positions is indicated as a grey band. Around that, a purple band indicates a 140m zone, related to halite dissolution risks (Ref. 16). Potential injection target areas outside of the shaded bands are indicated on the map:

- FE Flank-East
- FW Flank-West
- C Crestal (top of the structure)
- S South

The selection of the actual injection targets was based on various considerations, including expected water injectivity and storage capacity. In selected reservoir targets are all located on the flank, which is favorable with respect to seismicity and halite dissolution risks. New wells will be drilled to reach these reservoir locations. The Flank-East targets (FE1 and FE2) will be drilled first, subsequently the Flank-West targets will be drilled (FW1 and FW2).

In case these flank targets do not meet the injectivity and storage requirements, a sidetrack may be required to one of the crestal targets as marked on the map by “C” targets, or alternatively to the “S” target in the South part of the field, nearby to the SCH-447 well.

As these wells still need to be drilled, the target boxes sketched on the map (Figure) are relatively large, capturing the uncertainty related to design and execution of new wells.

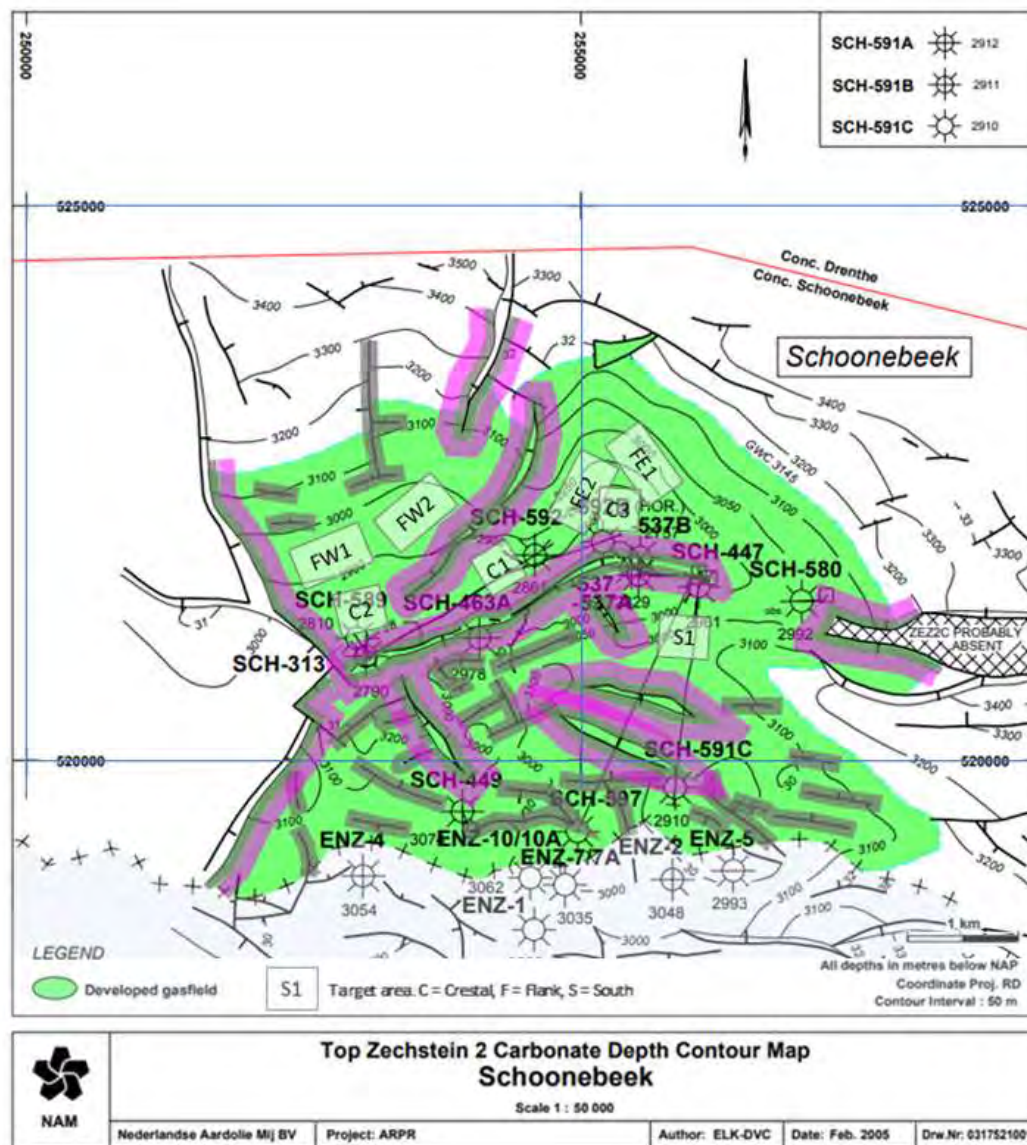


Figure 4-1: Location of future water injection candidates in the Schoonebeek gas field. The target areas for the new water injection wells are marked by the boxes.

The future wells have been assessed in the same way as the historical injector wells using the methodology as described in section 3.3.1, which allows for comparison of the future injectors to the historical injectors. Detailed mapping of nearby faults and modelling of temperature and water/pressure fronts have been performed. The possible maximum magnitude is assessed based on the locations of the wells, the injection volume and the proximity to the faults.

The expected injection volumes are based on the voidage created by the gas production wells. Analysis of the intra-reservoir communication during the historic gas production (Ref. 16) suggests a high probability that the North-East and North-West part of the field respectively share a joint drainage area, i.e. a well-connected part of the reservoir. It is expected that FW1 and FW2 targets both have access to the entire storage volume in the North-West block, and that the FE1 and FE2 targets both have access to the entire storage volume in the North-East block. The expected water storage capacities are:

- North-West block (FW1, FW2): 20.1 mln m³
- North-East block (FE1, FE2): 12.9 mln m³

Note that the injection is limited by pressure constraints (Ref. 16), so the ultimate injected volume could prove to be lower in the future.

The exact split in injection volumes between the two wells within each block is hard to predict at this point, given the uncertainty in the exact injectivity of the wells and future well availability. Therefore, in the seismic risk assessment it is assumed that the water injection front is shared between the two wells in each block. The water circle is plotted centered between the two wells. For the temperature circles, the full injection volume for the entire block is projected on each well individually, to check the maximum distance of the temperature front against the presence of nearby faults.

4.2 Methodology to calculate maximum earthquake magnitude

Most likely, the water will not be able to cross the central fault, since for most of the fault plane, the offset on the fault is fully offsetting the ZE22C carbonate layer. Although the waterfront is drawn as a circle, the actual displacement in the reservoir may be somewhat different. The circle approach does allow for the calculation of the maximum earthquake magnitude.

The combination of the top of structure maps with the maximum radius of both the temperature and water/pressure front is used to quantify the maximum earthquake magnitude that can be induced by possible stress perturbations from the injection activity. This assessment excludes other underlying causes, e.g. triggered earthquakes and earthquakes induced by further depletion. The main input for the assessment is the fault length (or area when it is multiplied by the reservoir thickness) that is possibly being influenced by stress perturbations as a result of temperature and/or pressure changes. The possible perturbed fault area is larger for possible pressure changes than for possible temperature changes because the influence radius of water/pressure front is always larger. Only the faults within the radius of influence are assessed.

The longest fault is used to assess maximum magnitude. Ref. 13 shows that the seismic moment (M_0) can be calculated by multiplying the fault area (A) by the shear modulus (G) and slip displacement (u):

$$M_0 = A \cdot G \cdot u$$

This can be rewritten to:

$$M_0 = \frac{3\pi}{8} \Delta\sigma(w^2L)$$

Where $\Delta\sigma$ is the stress drop during the rupture or the release of shear stress, w is the width or height of the rupture plane and L the length of the rupture area. A conservative estimate of the maximum seismic moment is made when we assume that the width is given by the reservoir thickness and the length by the maximum fault length within the blue circle. A similar approach is followed by the regulatory guideline (Ref. 14). This reference advises to use a conservative value of 5MPa as value for the stress drop.

Finally, the seismic moment can be translated in a seismic magnitude via (Ref. 15):

$$\text{Log}_{10}M_0 = 9.1 + 1.5M$$

4.3 North-Eastern block water injection plan

4.3.1 Mapped faults and features vs. new well locations

For the Eastern block, multiple faults have been mapped. To the Northwest of SCH-592B, an antithetic fault is mapped which tips out approximately 230m away from the well (Figure 4-2). To the South the main fault is mapped 285 m away from the wellbore. Additional faults are mapped to the South and North-east.

The large-scale target boxes for the new eastern water injection wells are plotted on the map in Figure 4-2, showing the distance from the target area for each well vs. the faults that are mapped.

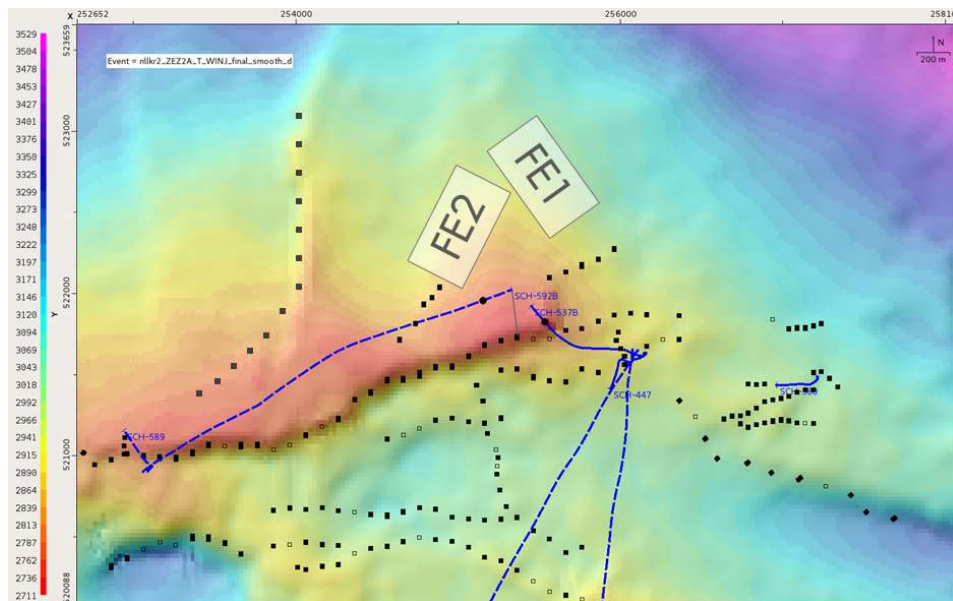


Figure 4-2: Map view of the ZE22A_T for the Eastern part of the Northern block of the Schoonebeek field, showing the target boxes for the new water injection wells in the Eastern Flank (FE1 and FE2). The structure is controlled by existing wells SCH-592B and SCH-537B.

4.3.2 Schoonebeek-4474 (FE1)

The SCH-4474 well is to be drilled into the eastern flank of the main tilted fault block of northern part of the Schoonebeek anticline. SCH-4474 is planned as a deviated well, penetrating the ZE22C reservoir some 700 m North-northeast of the SCH-537 well in target box FE1.

The nearest (minor) fault is mapped some 415 m to the Southeast. The newly re-processed seismic dataset (R2822) combined with control point SCH-537B show that the distance to the main fault is 745 m to the South (Figure 4-3).

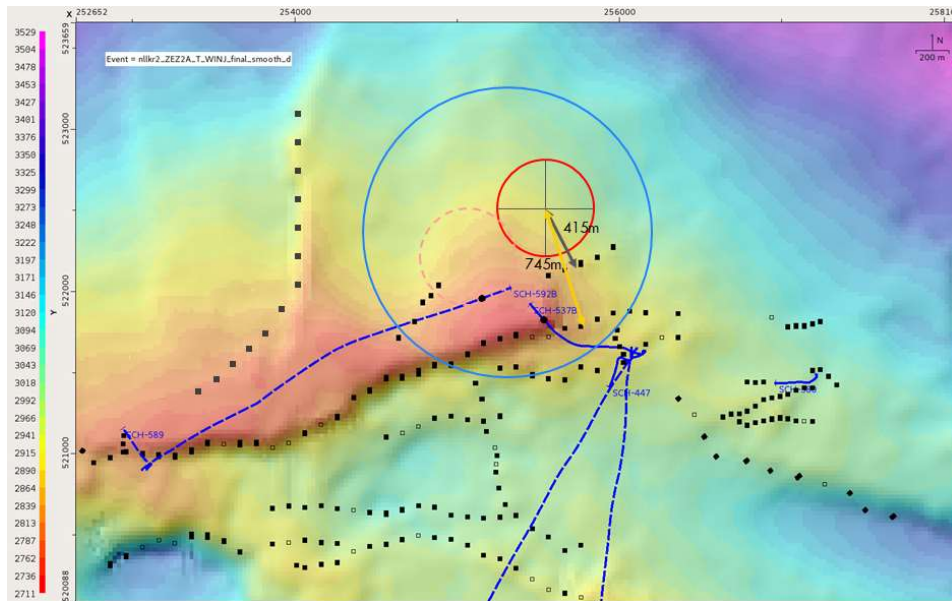


Figure 4-3: ZEZ2A_T structure map of the area around future well SCH-4474 showing nearby faults (black dots), distances to the nearest faults, expected temperature front (red) and expected water front (blue).

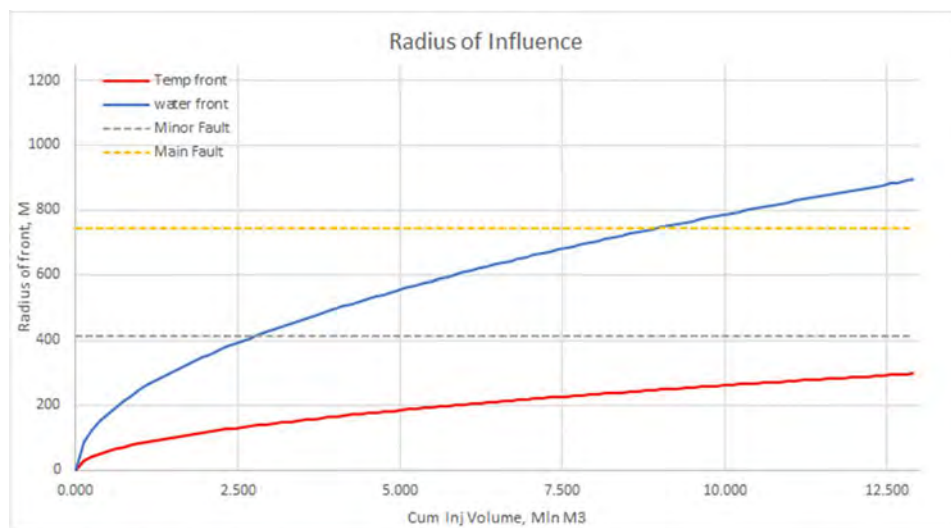


Figure 4-4: plot of influence radius of Pressure and Temperature vs. cumulative injected volume.

Based on radial water injection modelling, it is highly likely that the three nearest faults will be reached by the water/pressure front (Figure 4-3 and Figure 4-4).

As seen in analogue wells COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), the arrival of a pressure front (mechanism 2) and water front (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes. As such, the probability that mechanisms 2 and 5 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

Based on radial water injection modelling, it is not likely that any faults will be reached by the temperature front. As such, the probability that mechanism 3 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

The maximum length of the affected faults is indicated in Figure 4-5. The highest value is 1.17 km. Using the value of 105 m for the thickness of the reservoir, a maximum magnitude of $M=3.2$ is obtained.

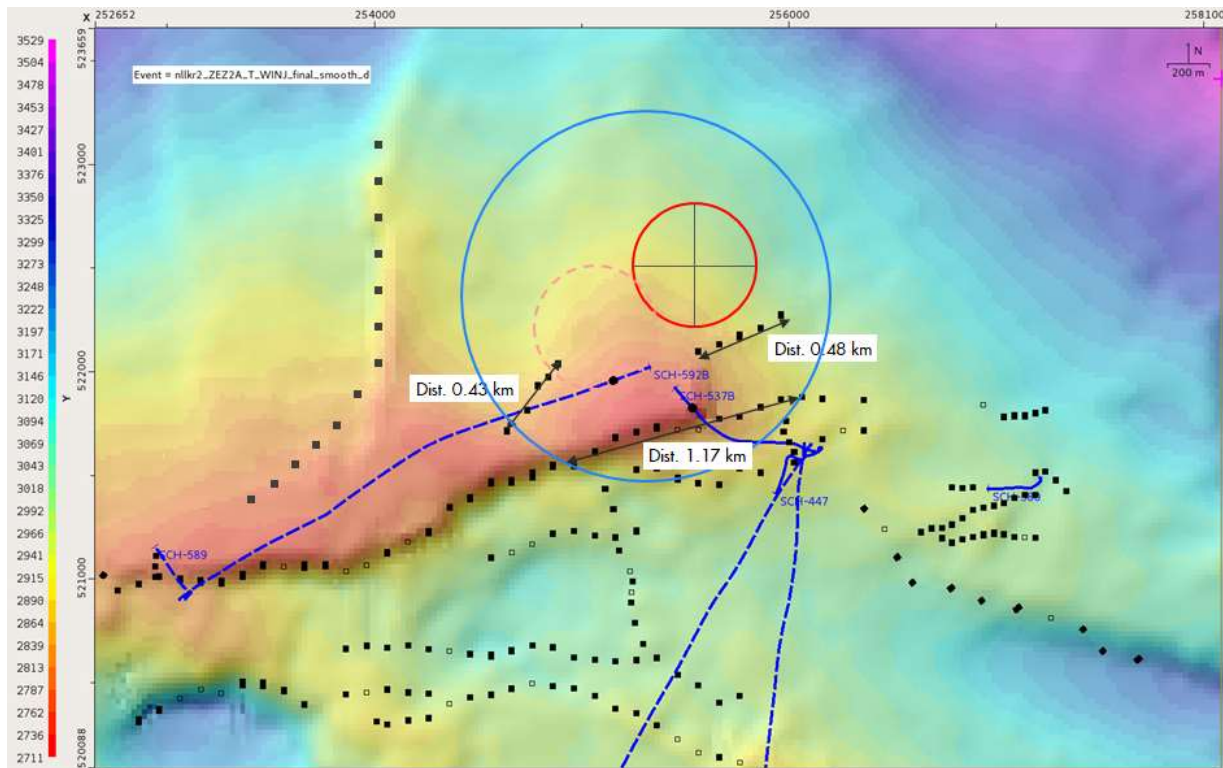


Figure 4-5: Measured fault lengths in the vicinity of the SCH-4474 well.

4.3.3 Schoonebeek-4473 (FE2)

SCH-4473 is to be drilled into the Eastern flank of the main tilted fault block of Northern part of the Schoonebeek anticline, Figure 4-1. SCH-4473 is planned as a deviated well, penetrating the ZEZ2C reservoir some 270 m North-Northwest of the SCH-592B well in target box FE2.

The closest fault to SCH-4473 found is at a distance of 237 m towards the Southeast and runs parallel to the sub-horizontal wells section in the reservoir. The Main fault is mapped at 536 m northwest of the heel of the well (entry point into the reservoir). The Main fault has been drilled by SCH-537 and SCH-537A wells, pinpointing the fault location in this region. See Figure 4-6 for a detailed map of the area around the planned well SCH-4473.

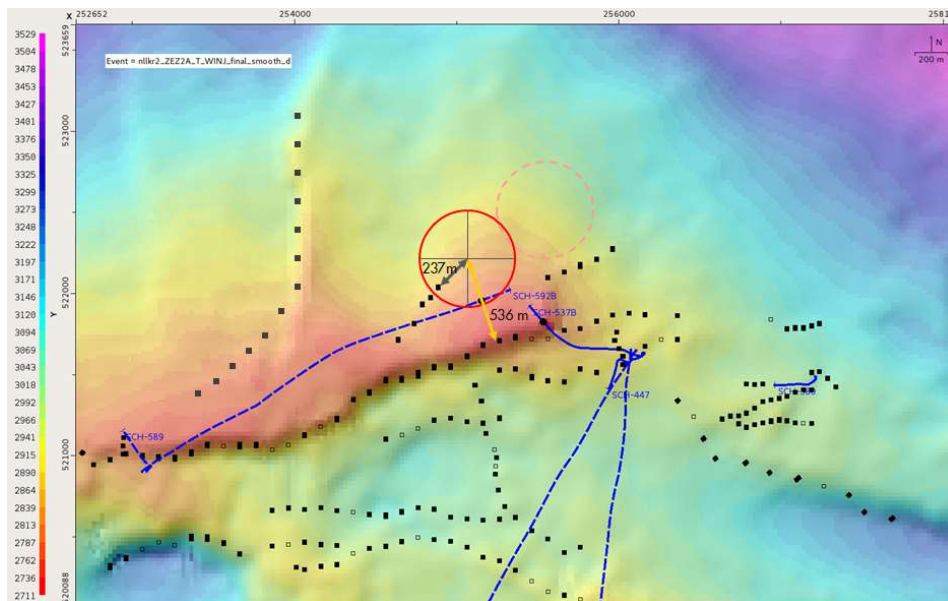


Figure 4-6: ZEZ2A_T structure map of the area around future well SCH-4473 showing nearby faults (black dots), distances to these faults, temperature front (red) and water/pressure front (blue).

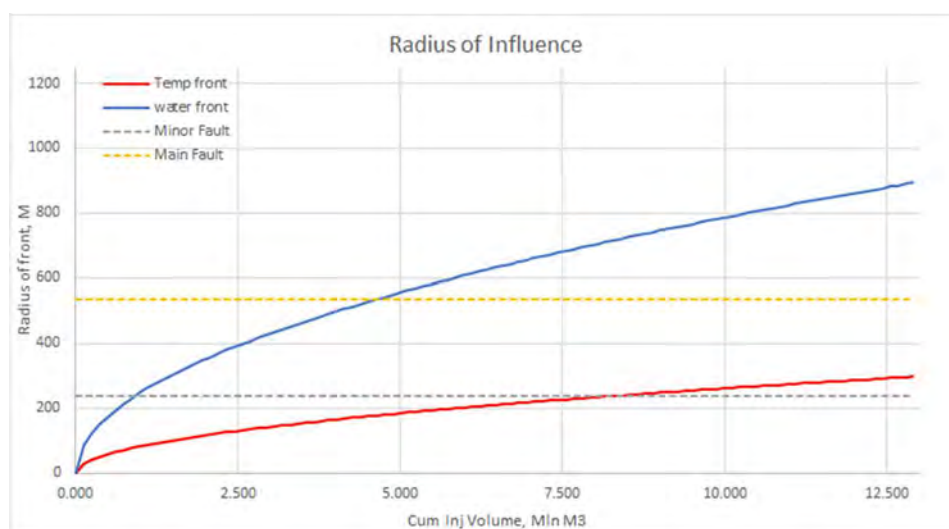


Figure 4-7: Plot of influence radius of Pressure and Temperature vs. cumulative injected volume.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest faults and the Main fault will be reached by the water/pressure front (Figure 4-6 and Figure 4-7).

As seen in analogue wells COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), the arrival of a pressure front (mechanism 2) and water front (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes. As such, the probability that mechanisms 2 and 5 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest fault will be reached by the temperature front (Figure 4-6 and Figure 4-7).

As seen in analogue wells ENZ-8 (1 fault) and SCH-580 (likely 2 faults), the arrival of a temperature front (mechanism 3) has not led to the registration of earthquakes. As such, the risk that mechanism 3 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

The maximum length of the affected faults is indicated in Figure 4-8. The highest value is 1.17 km. Using the value of 105 m for the thickness of the reservoir, a maximum magnitude of $M=3.2$ is obtained.

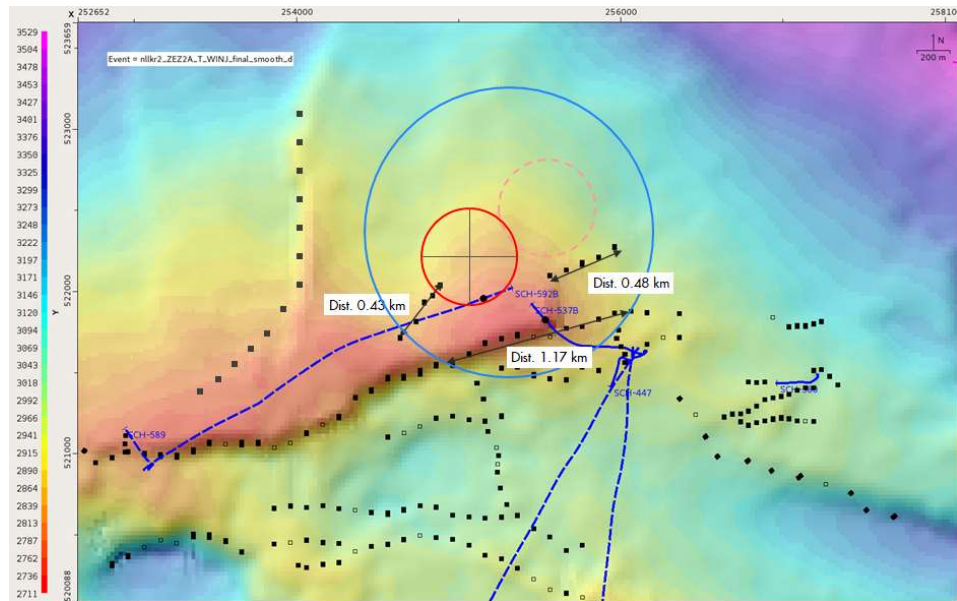


Figure 4-8: Measured fault lengths in the vicinity of the SCH-4473 well.

4.4 North-Western block water injection plan

4.4.1 Mapped faults and features vs. new well locations

For the Western block, multiple block-bounding faults have been mapped. To the South the Main fault is mapped at 135 m away from the wellbore. Additional faults are mapped to the Northeast (at 510 m distance) and to the West (600 m distance) of the existing wells SCH-313 and SCH-592.

The large-scale target boxes for the new water injection wells are plotted on the map in Figure 4-9 showing the distance from the target area for each well vs. the faults that are mapped.

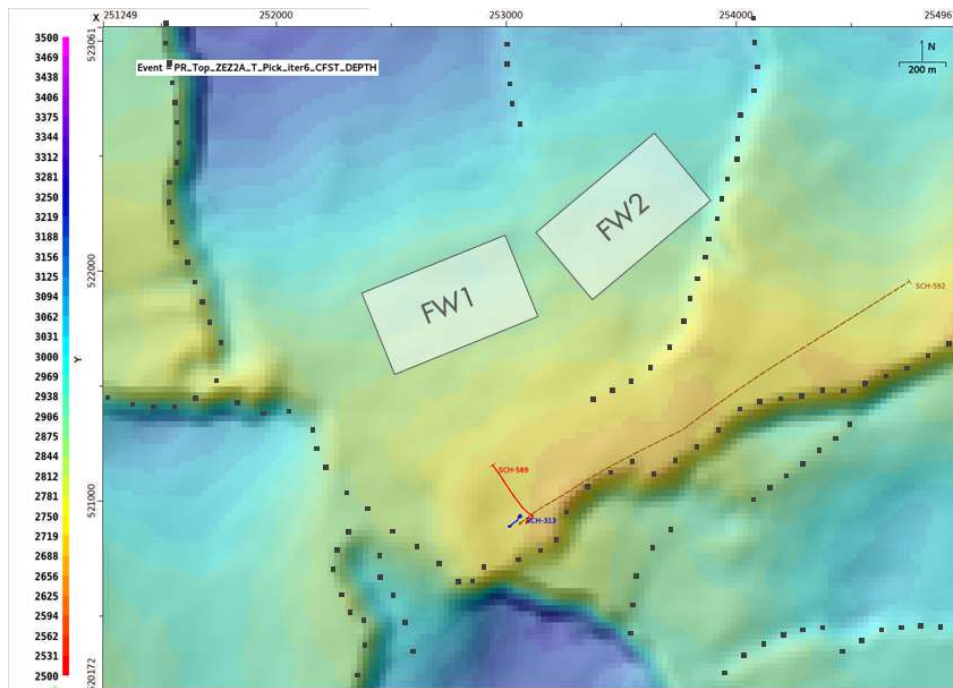


Figure 4-9: Map view of interpretation around SCH-589 and SCH-313, showing the target areas for the new water injection wells in the Western Flank (FW1 and FW2). The location of the Main fault is controlled by SCH-313 and SCH-463A.

4.4.2 Schoonebeek-3132 (FW1)

SCH-3132 is to be drilled into the Western flank of the main tilted fault block of Northern part of the Schoonebeek anticline. SCH-3132 is planned as a deviated well, penetrating the ZE22C reservoir some 750 m Northwest of the SCH-589 well in target box FW1.

The nearest (minor) fault is mapped some 571 m to the Southwest. The newly re-processed seismic dataset (R2822) combined with control point SCH-589 & SCH-313 show that the distance to the main fault is 882 m to the South-Southeast (Figure 4-10 and Figure 4-11).

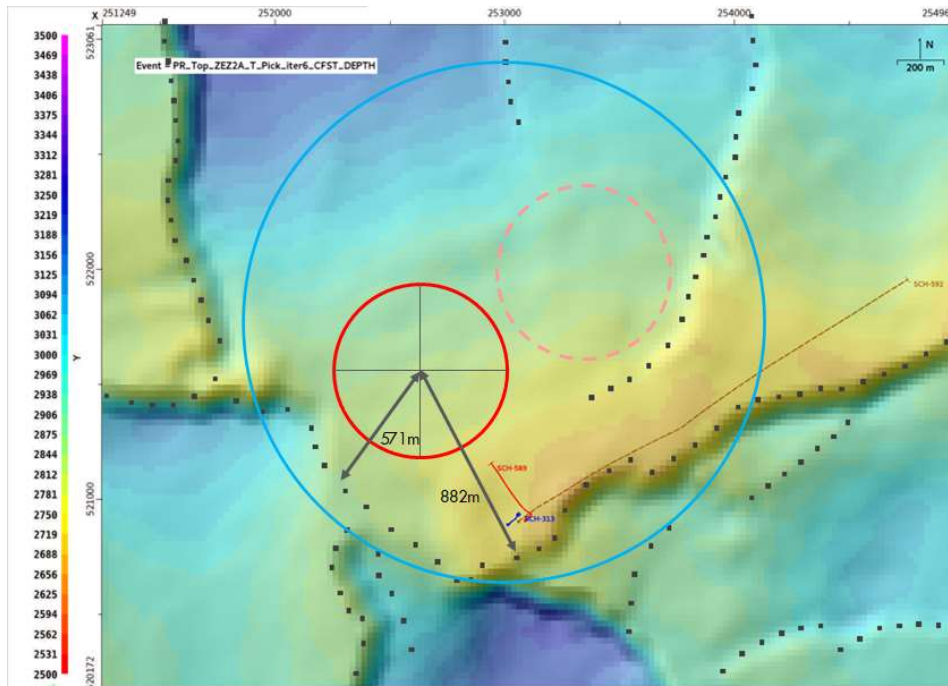


Figure 4-10: ZE22A_T structure map of the area around future well SCH-3132 showing nearby faults (black dots), distances to the nearest faults, expected temperature front (red) and expected water front (blue).

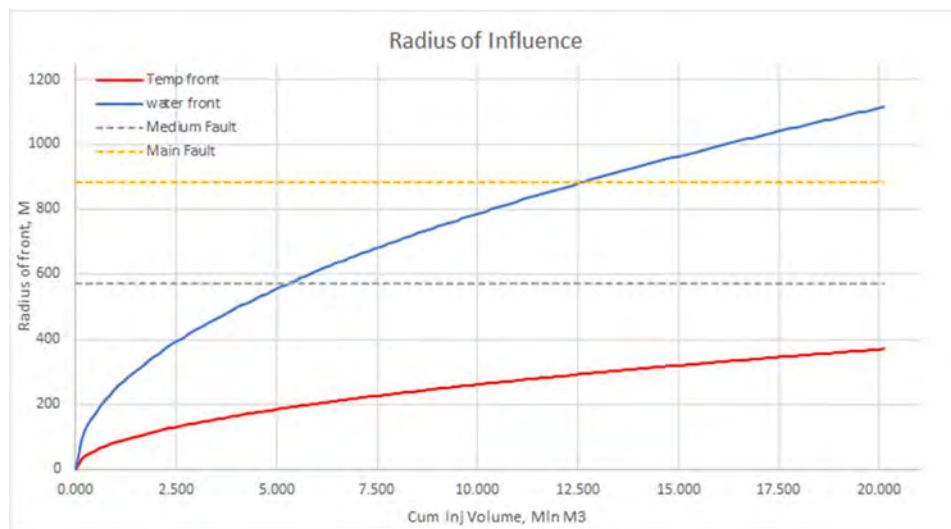


Figure 4-11: Plot of influence radius of Pressure and Temperature versus cumulative injected volume for well SCH-3132.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest faults and the Main fault will be reached by the water/pressure front (Figure 4-10 and Figure 4-11Figure 4-14).

As seen in analogue wells COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), the arrival of a pressure front (mechanism 2) and water front (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes. As such, the probability that mechanisms 2 and 5 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest fault will not be reached by the temperature front (Figure 4-10 and Figure 4-11). As such, the risk that mechanism 3 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

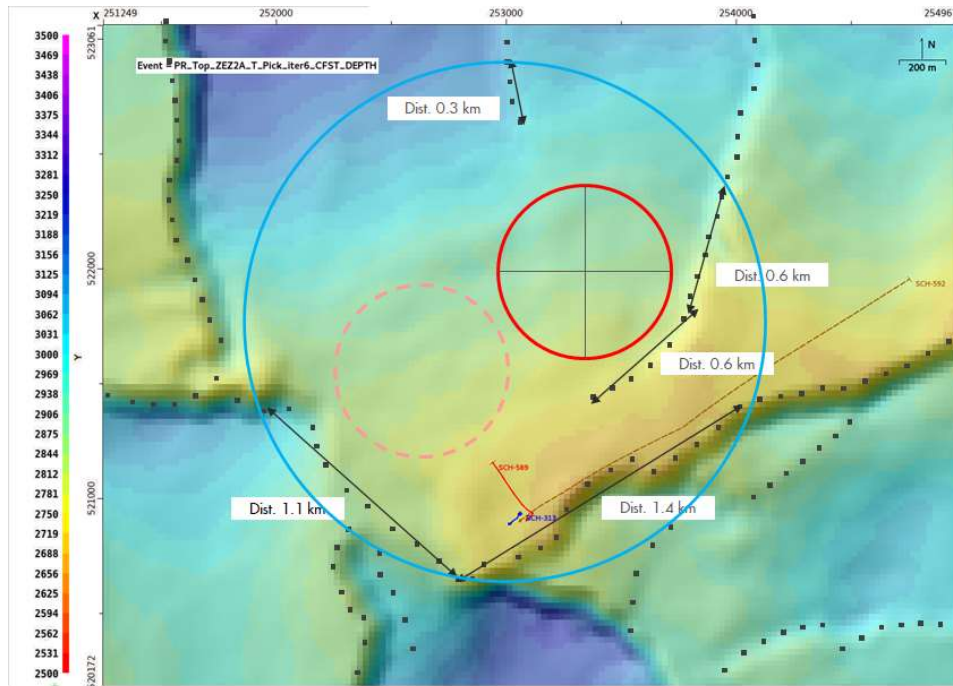


Figure 4-12: Measured fault lengths in the vicinity of the SCH-3313 well.

The maximum length of the affected faults is indicated in Figure 4-12. The highest value is 1.4 km. Using the value of 105 m for the thickness of the reservoir, a maximum magnitude of $M=3.2$ is obtained.

4.4.3 Schoonebeek-3133 (FW2)

SCH-3133 is to be drilled into the Western flank of the main tilted fault block of Northern part of the Schoonebeek anticline. SCH-3133 is planned as a deviated well, penetrating the ZEZ2C reservoir some 850 m North-Northeast of the SCH-589 well in target box FW2.

The nearest (minor) fault is mapped some 492 m to the southeast. The newly re-processed seismic dataset (R2822) combined with control point SCH-589, SCH-313 and SCH-463A show that the distance to the main fault is 832 m to the South-Southeast (Figure 4-13).

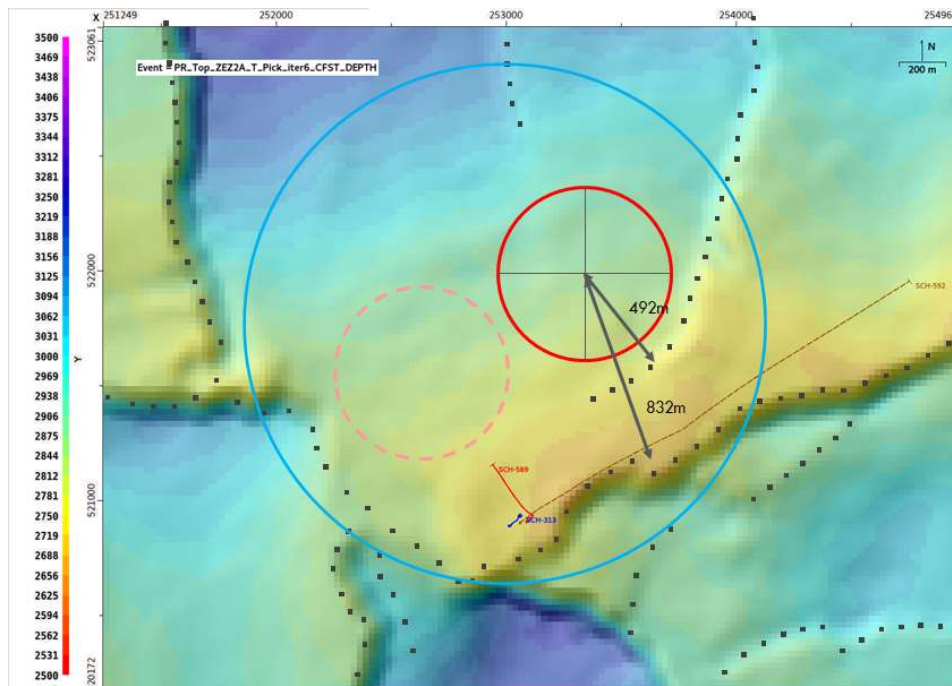


Figure 4-13: ZEZ2A_T structure map of the area around future well SCH-3133 showing nearby faults (black dots), distances to the nearest faults, expected temperature front (red) and expected water front (blue).

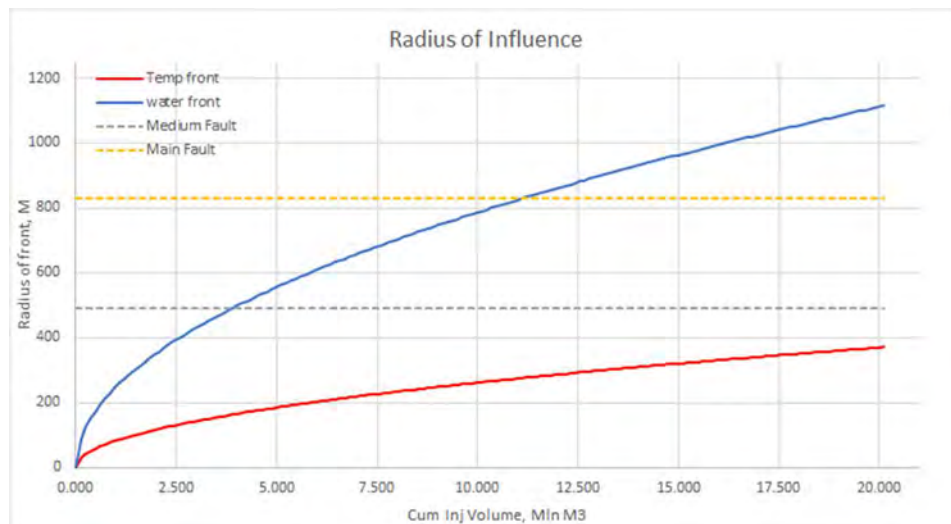


Figure 4-14: Plot of influence radius of Pressure and Temperature versus cumulative injected volume for well SCH-3133.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest faults and the Main fault will be reached by the water/pressure front (Figure 4-13 and Figure 4-14).

As seen in analogue wells COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), the arrival of a pressure front (mechanism 2) and water front (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes. As such, the probability that mechanisms 2 and 5 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

Based on radial water injection modelling, it is likely that the nearest fault will not be reached by the temperature front (Figure 4-13 and Figure 4-14). As such, the risk that mechanism 3 may lead to the reactivation of a fault and an associated earthquake is considered low.

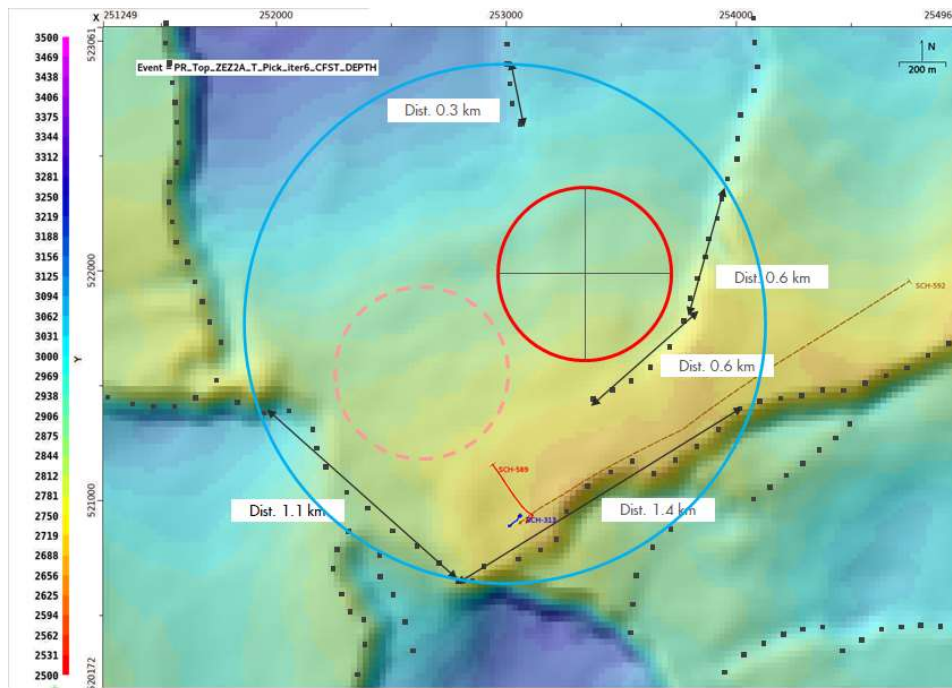


Figure 4-15: Measured fault lengths in the vicinity of the SCH-3313 well.

The maximum length of the affected faults is indicated in Figure 4-15. The highest value is 1.4 km. Using the value of 105 m for the thickness of the reservoir, a maximum magnitude of $M=3.2$ is obtained.

4.5 Assessment of the seismic threat for the injection candidates

4.5.1 Likelihood of possible earthquakes

The candidate water injection wells were screened for the presence of faults in the well logs. None of the candidate wells penetrate a fault in the reservoir section. As such, the probability that mechanism 4 (pressure increase in a fault) may lead to earthquakes in future candidate water injectors is considered low.

In all candidate water injection wells the water/pressure front is expected to arrive at multiple faults. Such arrivals have not led to the registration of any earthquakes near analogous historical water injection wells COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), although monitoring sensitivity was limited during injection in COV-7 and ENZ-8. It may be argued that the circle approach is not totally correct for the large, expected volumes of injected water. It is more likely and realistic that the waterfront will reach all boundaries of the northern block, including their boundary faults, rather than flowing across the southern boundary fault of the northern block. The same can be argued for the Coevorden East block that most likely was entirely filled through injection in wells ENZ-3, ENZ-8 and COV-7. As such, the probability that mechanisms 2 and 5 (water/pressure front arrival) may lead to earthquakes in future candidate water injectors is considered low.

Temperature front arrival (mechanism 3) has not led to the registration of any earthquakes near analogous historical water injection wells ENZ-8 (1 fault) and SCH-580 (likely 2 faults). The new injection locations are optimized away from faults. For the candidates wells it is expected that the

cooling front does not reach any mapped faults. As such, the probability that mechanism 3 (temperature front arrival) may lead to earthquakes in future candidate water injectors is also considered low.

4.5.2 Overall seismic threat

Chapter 2 shows that the stress perturbations are larger in the case of depletion (gas production) than in the case of increasing pressure (water injection) when comparing mechanism 1 with mechanism 2. Smaller perturbations correlate in general with a lower likelihood of seismicity. The cooling (mechanism 3) introduces large stress differences but in the forecasts for the candidate injectors, the area or volume of influence is relatively small. Also, the locations of the wells have been optimized to avoid stress perturbations due to this effect on the existing fault planes. Overall, it can be concluded that the likelihood and the severity of the seismic threat is smaller in the case of injection when compared to seismic threat that results from the gas production. During 25 years of monitoring above the Schoonebeek and its neighboring fields, 10 small induced events were recorded during the phase of gas production with a maximum magnitude of $M=2.2$. Having deduced that the seismic threat related to injection is lower as compared to production implies that the likelihood of earthquakes in these fields with a potential for damage is low during injection.

4.5.3 Discussion: the usefulness of a geomechanical 3D model

The question may arise whether a more detailed geomechanical analysis would help to further quantify the above statement on the low seismic threat. In general, a model would be helpful when it could constrain the uncertainty around a forecast of future seismicity during the period of injection. In principle this model should be based on physical concepts and should address the uncertainties of the parameters involved. Taking these ingredients into account, it is concluded for the Schoonebeek Zechstein reservoir that a more detailed geomechanical model is not helpful in constraining the uncertainty around the assessment of the seismic threat. This is further illustrated by the following arguments:

- The geomechanical rock parameters and stresses can be estimated from log data and well stimulations, respectively. The most important component is stress. The vertical stress follows from the integration of the density log over the depth. Information on the minimum principal stress can be obtained from pressure versus volume or time graphs of well stimulations. Several well stimulations have been carried out in the Coevorden area, whereby knowledge has also been obtained of the minimum principal stress (Ref. 12). All tests resulted in a value for the minimum principal stress that is close to the vertical stress. This means that the initial shear stress is close to zero, thus the furthest from fault reactivation.
Applied boundary conditions on a model, provide a regional trend, but the possible local variation is unaddressed, while it is probably the local variation that determines whether a fault will move or not. The uncertainty in the spatial distribution of the stress should be addressed by the model but is practically not possible.
- There is large uncertainty on the strength parameters and the pore pressure in the faults. For example, the characterization of the permeability of the rock and the faults is surrounded by uncertainty, especially in the areas surrounding the faults. The degree to which faults are filled with salt and associated permeability reduction is unknown. Data to constrain this parameterization of the model is limited and values are likely to vary spatially.

- The suitability of quasi-static mechanical models for the estimation of the seismic threat is insufficient. The seismic threat is characterized by the dynamic part described by a velocity weakening or slip weakening model. Evidence of reliable dynamic geomechanical models is limited as there are no known described cases where such models were validated with field data.
- There have been insufficient historic earthquakes to calibrate a model to an appropriate level for any predictive capability.
- The Schoonebeek Zechstein reservoir is complex in structure, whereby the fault offsets are difficult to map. The fault offset is a sensitive parameter for possible fault reactivation and this uncertainty can therefore only be addressed by multiple realizations of a model. The preparation of a single realization is already a very time-consuming activity, let alone the preparation of multiple realizations.

5 Recommendations for monitoring and control of induced seismicity in Drenthe

This chapter describes the seismic monitoring network in the region and outlines actions that can be taken once an event occurs. Furthermore, it describes a possible relation between the mechanisms described in chapter 2 and potential future occurrences of earthquakes.

5.1 Recommendations for seismic monitoring

The current KNMI seismic monitoring network can locate events with a magnitude of completeness between 0.5 and 1. This low magnitude has been achieved by recent improvements of the network in the area. Figure 5-1 shows the locations of the seismic stations. Most stations measure primarily the velocity at the surface. The measurements from 4 shallow borehole geophones result in an event magnitude and hypocentre. The network is owned and managed by the KNMI. All data, gathered by the instruments, are published on their website³. Recently, the KNMI published a map presenting the minimum earthquake magnitude that can be measured on a certain location (Figure 5-2). The map demonstrates the aforementioned minimum threshold between 0.5 and 1. The location accuracy can be further improved by re-location techniques like full wave inversion or updated hypocentre solutions (Spetzler et al., 2018, Ref. 7). The application of these techniques in Groningen demonstrated that most of the recorded events could be mapped on the existing reservoir faults.

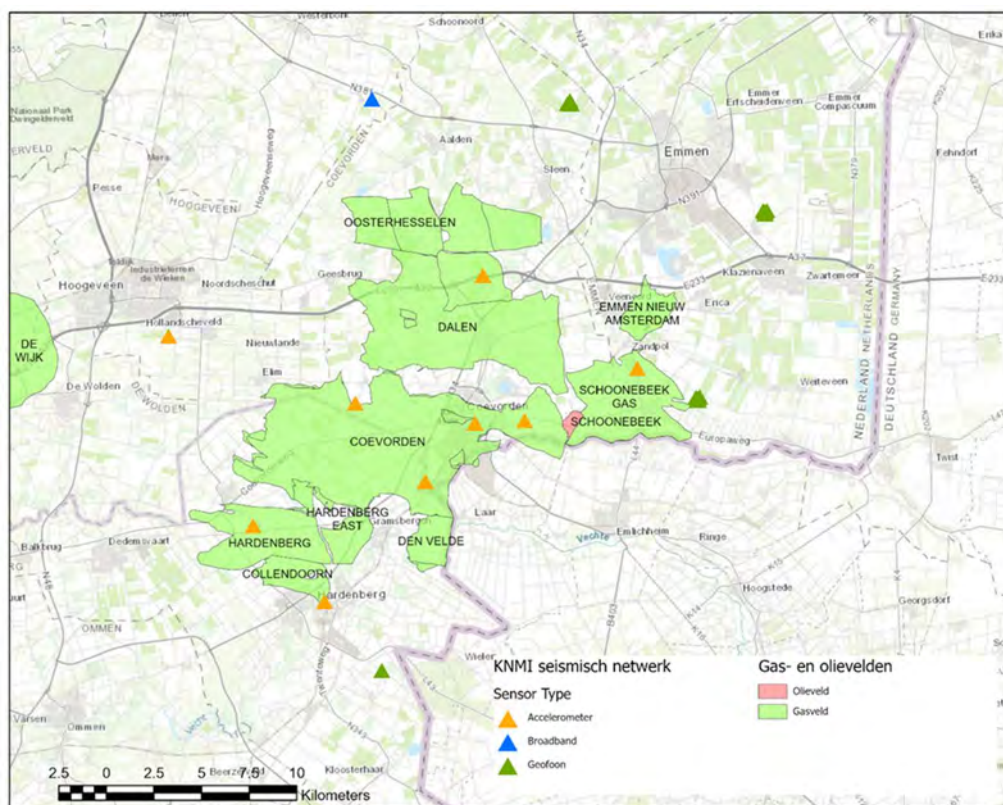


Figure 5-1: Seismic monitoring network in South-eastern Drenthe.

³ [KNMI - Live seismogrammen](https://www.knmi.nl/seismologie/live-seismogrammen)

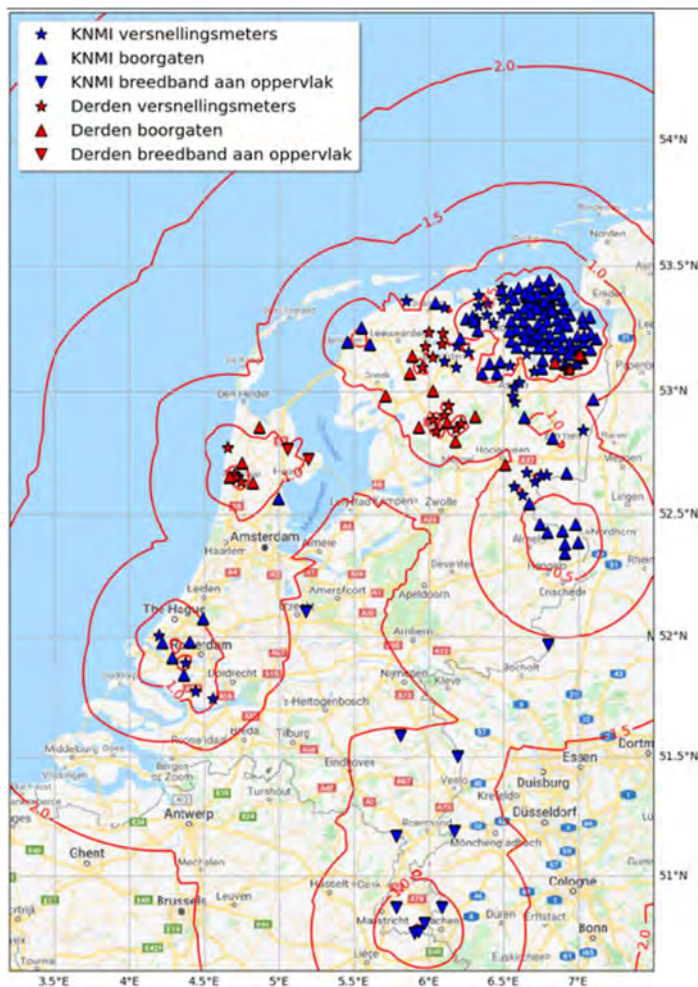


Figure 5-2: Seismic monitoring network in South-eastern Drenthe.

5.2 Recommendations for control of induced seismicity

A standard for control of induced seismicity is the implementation of a traffic light system (TLS). A TLS describes the actions when certain thresholds of measured values that relate to one or more event(s) are exceeded. The decision variables mostly used for induced seismicity are earthquake magnitude, peak ground acceleration and peak ground velocity. In some cases, a model is used with threshold values based on the output of a calibrated model. The ranges between the defined thresholds are visualised by colours following the colour scheme of a traffic light.

Currently the Schoonebeek gas field is subject to the seismic risk management plan for small fields onshore Netherlands (ref. 11), which can be found on the NAM website. With an increasing spatial presence of water injection in the field, in the event of an earthquake it becomes more difficult to ascertain whether the event is related to gas production or water injection. Given that there can only be a single prevailing plan for the field, it is proposed to apply that same plan for the Schoonebeek water injection as well, to avoid any ambiguity and to provide simplicity and clarity to the general public.

The seismic risk management plan explains what actions are taken when earthquakes are observed, using a TLS. The most concrete action mentioned is that the field is closed when an earthquake occurs with a magnitude greater than $M=3$. Other threshold magnitudes in the TLS result in studies to understand better the underlying mechanism (gas production versus water injection) and propose mitigation to reduce the seismic in the future (see next section).

5.2.1 Mitigating actions proposed for water injection induced seismicity (Schoonebeek area)

For the Schoonebeek-Zechstein water injection, we propose to define mitigating actions according to a possible mechanism that can be linked to the position of an event in the field and on a specific fault.

In Chapter 2, the following mechanisms were identified:

- | | |
|--------------|--|
| Mechanism 1. | Increase of shear stress during depletion. |
| Mechanism 2. | Field wide pressure increase combined with a hysteresis effect of the stress path. |
| Mechanism 3. | Near well bore thermal cooling leading to contraction of the rock. |
| Mechanism 4. | Near well bore pressure increase in a fault. |
| Mechanism 5. | Chemical weakening of the strength of a fault. |

The location of an observed tremor could reveal the mechanism that has caused it and if the possible mechanism has been identified.

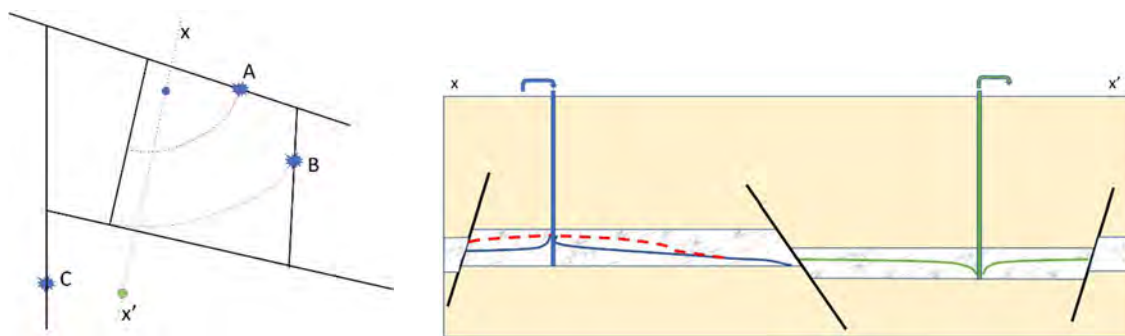


Figure 5-3: left, map view of a water injection well (blue dot) and a gas production well (green dot) in a fault block. The stars denote earthquake hypocentres and the black lines show the traces of the faults in the reservoir. Right: cross section A-A' through the field and through both the injector and producer. Blue and green lines show schematically a hypothetical pressure profile, while the red striped line shows a hypothetical temperature profile.

Figure 5-3 shows 3 hypothetical earthquake hypocentres. For each of the earthquakes, one or several mechanisms could be possibly linked to the event, which is determined by the location on the fault and the possible location of the temperature and water fronts at the specific timing of the event. For the locations in the figure we concluded:

- | | |
|-------------|--|
| Location A. | Earthquake close to cooling front; likely to be caused by cooling (Mechanism 3). |
| Location B. | Earthquake close to the water front, caused by stress hysteresis (Mechanism 2) and/or strength weakening (Mechanism 5) |
| Location C. | Earthquake out of the zone of influence from the injection well but in the zone of gas production likely to be caused by depletion (Mechanism 1). |

By knowing more on the mechanisms that could be related to an event, we will be able to propose dedicated actions that would reduce the risk of new earthquakes in the future. These actions will be based on the investigation of the fluid and temperature fronts, combined with the understanding of the existing fault structures. As an example, an earthquake with a magnitude of 2.0 close to the injector, occurring several days after the start of injection points to mechanism 4. Possible mitigating actions range from reduction of the injection rate to suspension of the well.

6 Conclusions

The main conclusions of this study are:

- The small seismic events that occurred in the vicinity of the Schoonebeek-Zechstein reservoir likely correlate with the production of gas in Dutch and German fields and not with the water injection activities in the same fields.
- Five different mechanisms are identified that can lead to induced earthquakes. Apart from depletion associated with gas production (mechanism 1), cooling of the rock due to water injection (mechanism 3) is considered to have the largest possible impact, i.e. larger than the impact of pore pressure increase (mechanism 2). However, the volume of cooled rock is significantly smaller than the volume of rock that will see an increase of the water saturation and/or an increase of the pore pressure. Injection directly into the fault rock (mechanism 4) is avoided by choosing target boxes at a large distance from the faults. Chemical weakening (mechanism 5) is relatively uncommon.
- From detailed analysis of the historic water injection wells in the region it can be concluded that:
 - Pressure front arrival (mechanism 2) and water front arrival (mechanism 5) has not led to the registration of any earthquakes in COV-7 (3 faults), ENZ-8 (3 faults), DAL-8 (1 fault), SCH-580 (4 faults) and SCH-597 (likely 1 fault), although monitoring sensitivity was limited during injection in COV-7 and ENZ-8.
 - Temperature front arrival (mechanism 3) has not led to the registration of earthquakes in ENZ-8 (1 fault) and SCH-580 (likely 2 faults), although monitoring sensitivity was limited during injection in ENZ-8.
- Detailed analysis of the candidate water injection wells was performed. The target boxes are selected with an objective to reduce the seismic threat. In 3 out of 4 cases it is demonstrated that the cooling zone will not reach a mapped fault. In one case the cooling front only passes a small fault. The water front will reach a larger area and therefore passes multiple faults. Based on historical observation the threat that arises from this mechanism is low.
- Mainly based on historical observation, it can be concluded that the likelihood and the severity of the seismic threat is smaller in the case of injection when compared to seismic threat that results from the gas production. During 25 years of monitoring above these fields, 10 small induced events were recorded during the phase of gas production with a maximum magnitude of $M=2.2$. A lower seismic threat in the case of injection would lead to the conclusion that the likelihood of earthquakes with a potential for damage is low during injection.
- Model outcomes demonstrate that the seismic monitoring network is adequate to monitor accurately events with magnitudes of $M \geq 1$. The theoretical MoC is somewhere between $M=0.5$ and $M=1$.
- The seismic monitoring network will enable a better understanding of the link between injection mechanisms and possible induced seismicity, improving potential decisions on mitigating actions.

7 References

1. Bois, A.P., Mohajerani, M., Dousi, N., & Harms, S. (2013). Inducing Earthquake By Injecting Water In A Gas Field: Water-weakening Effect. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166430-MS
2. Frye, J.C. (1967) Thermal expansion of certain Illinois limestones and dolomites. Illinois state geological survey.
<https://core.ac.uk/download/pdf/17355277.pdf>
3. [KNMI \(1998\) SEISMISCH RISICO IN NOORD-NEDERLAND.](http://bibliotheek.knmi.nl/knmipubTR/TR205.pdf)
<http://bibliotheek.knmi.nl/knmipubTR/TR205.pdf>
4. NAM (2016a) Seismic threat assessment for the potential injection and storage of produced water in the Drenthe Zechstein Carbonate reservoirs. Report number. EP201611202382
<https://www.commissiener.nl/projectdocumenten/00001381.pdf?documenttitle=Seismic%20threat%20assessment%20Schoonebeek%20produced%20wat.pdf>
5. NAM (2016b) Seismisch risico volgens de SRA-methode voor de voorkomens Schoonebeek ZE, Oosterhesselen ZE en Coevorden ZE. Report number. EP20161021051
<https://www.commissiener.nl/projectdocumenten/00001382.pdf?documenttitle=Seismisch%20risico%20volgens%20SRA%20methode.pdf>
6. NAM (2018) Schoonebeek waterinjectie - het nut van een geomechanisch model. EP201808200828
7. Spetzler, J., E. Ruigrok, and B. Dost (2018) Improved 3D hypocenter method for induced earthquakes in Groningen, Nederlands Aardwetenschappelijk Congres, March 15-16. Veldhoven, the Netherlands.
8. Staatstoezicht op de Mijnen (2016) methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning tijdelijke leidraad voor adressering mbb. 24.1.p, versie 1.2
9. TNO (2016) Begeleidende brief bij de notitie “Waterinjectie in Twentse gasvelden”. AGE 16-10.104
<https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/brieven/2017/02/03/waterinjectie-in-twentse-gasvelden/bijlage-1-beantwoording-vragen-over-weergave-gegevens-eindrapport-herevaluatie-verwerking-productiewater-schoonebeek.pdf>
10. Perkins, T.K. and Gonzalez, J.A. (1984) Changes in Earth Stresses Around a Wellbore Caused by Radially Symmetrical Pressure and Temperature Gradients
11. NAM (2017) Seismisch risico voor “kleine velden” (onshore gasvelden, exclusief het Groningen gasveld). Versie 2.1. <https://nam-onderzoeksrapporten.data-app.nl/reports/download/kleine-velden/nl/220febb2-2ff0-413d-9e1a-63bc9f0e3f13>
12. NAM (2012) Possible ZE2C and DC stresses in the Coevorden-21(A) well. EP201207210996.
13. Kanamori, H. (2001) Energy budget of earthquakes and seismic efficiency, in Earthquake Thermodynamics and Phase Transformations in the Earth’s Interior, edited by R. Teisseyre, pp.293-305, Academic, Wlatham, Mass.
14. SodM (2016) Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning.
https://www.nlog.nl/sites/default/files/fdb3cd42-ecba-49ce-969f-44318e9d1272_tijdelijke%20leidraad%20sra%20v1-2.pdf
15. Hanks, T., and H. Kanamori (1979), Moment magnitude scale, J. Geophys. Res. 84, 2348-2350.

16. NAM (2023). Uitwerking Waterinjectie Protocol - Injectie van het Schoonebeek oliewater in het Schoonebeek gasveld. EP202303201029

Appendix F Overkoepelende Risico Analyse

April 2023



Report: EP202303201028

Nederlandse Aardolie Maatschappij

Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico's Waterinjectie Schoonebeek Zechstein

This document is the property of Nederlandse Aardolie Maatschappij, and the copyright therein is vested in Nederlandse Aardolie Maatschappij. All rights reserved. Neither the whole nor any part of this document may be disclosed to others or reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form by any means (electronic, mechanical, reprographic recording or otherwise) without prior written consent of the copyright owner.

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
1 Introductie	5
1.1 <i>Geschiedenis van risico analyse voor Zechstein waterinjectie</i>	5
1.2 <i>Rapport indeling</i>	5
1.3 <i>Methodiek</i>	6
1.4 <i>Borging van de risico beheersmaatregelen</i>	6
2 Invloed water-injectie op reservoir-integriteit	7
2.1 <i>Chemische reacties</i>	7
2.2 <i>Mechanische veranderingen</i>	8
2.3 <i>Temperatuur</i>	8
2.4 <i>Conclusies</i>	8
3 Vrijkomen van injectiewater als gevolg van zoutoplossing	9
3.1 <i>Top event</i>	9
3.2 <i>Bow-tie analyse</i>	9
3.3 <i>Mogelijke oorzaken en barrières</i>	9
3.4 <i>Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen</i>	15
3.5 <i>Onafhankelijke expert reviews</i>	17
4 Geïnduceerde bevingen als gevolg van waterinjectie	18
4.1 <i>Top event</i>	18
4.2 <i>Bow-tie analyse</i>	18
4.3 <i>Mogelijke oorzaken en barrières</i>	18
4.4 <i>Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen</i>	19
5 Vrijkomen van water als gevolg van verminderde put-integriteit	21
5.1 <i>Top event</i>	21
5.2 <i>Bow-tie analyse</i>	21
5.3 <i>Mogelijke oorzaken en barrières</i>	21
5.4 <i>Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen</i>	24
6 Conclusies	26
7 Referenties	27
Appendix 1 Bow-tie analyse voor zoutoplossing	28
Appendix 2 Bow-tie voor geïnduceerde seismiek	30
Appendix 3 Bow-tie voor putlekkage tijdens waterinjectie (excl. zoutoplossingsrisico's)	31

DOCUMENT GESCHIEDENIS

Datum	Revisie	Reden
Maart 2023	1	Onderdeel van vergunningaanvraag

Samenvatting

In dit rapport wordt een analyse gepresenteerd van de belangrijkste ondergrondse risico's die geassocieerd zijn met injectie van het water dat wordt meegeproduceerd uit het Schoonebeek olieveld in het gedepleteerde Schoonebeek gasveld. Het betreft hier het risico op het vrijkomen van injectiewater en het risico voor bodembewegingen/-trillingen.

Het Schoonebeek gasveld is gelegen in de Zechstein formatie, net zoals bij NAM's waterinjectie in Twente. Hierdoor kan de kennis van 10 jaar waterinjectie in Twente worden gebruikt in deze analyse.

Ten behoeve van de herontwikkeling van het Schoonebeek olieveld is in 2009 een risicoanalyse als onderdeel van de Milieu Effect Rapportage (MER) uitgevoerd. In de MER is aandacht besteed aan het mogelijk oplossen van de afdekkende steenzoutlaag indien deze laag in aanraking zou komen met het injectiewater wat zou kunnen leiden tot het vrijkomen van injectie water en/of bodemdaling. Ook is aandacht besteed aan effecten van bodembewegingen (daling en trillingen) indien water geïnjecteerd wordt. De MER concludeert dat deze zoutlagen niet of nauwelijks zullen oplossen in het injectiewater en dat er geen bodemdaling of trillingen als gevolg van waterinjectie worden verwacht, zolang de gemiddelde reservoir druk beneden de oorspronkelijke reservoirdruk blijft.

Om hierover aanvullend inzicht te verkrijgen is op verzoek van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) in 2015 een uitgebreidere set onderzoeken gedaan. SodM heeft vervolgens de onderzoeksrapporten laten beoordelen door internationale experts van de US Geological Survey en de universiteiten van Clausthal en Parijs (ParisTech). Deze hebben de conclusies van NAM bevestigd. SodM stelt dat er een groot aantal aanwijzingen is dat waterinjectie in de ondergrond van Twente veilig en verantwoord kan gebeuren.

Daarnaast heeft TNO in 2016 op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken een additionele verificatie uitgevoerd met betrekking tot het risico op zoutoplossing en aardbevingen. TNO kan zich vinden in de onderzoeksresultaten van NAM.

Latere gebeurtenissen bij Twente putten ROW-2 (gebroken buitenbuis) en ROW-4 (meet onregelmatigheid die mogelijk wijst op beperkte aantasting van hallet) hebben niet geleid tot verspreiding van stoffen in de biosfeer of tot enig gevaar voor mens en milieu. Echter, de voorvallen hebben wel geleid tot een actualisatie van deze overkoepelende risico analyse en tot verbeteringen in het monitoring systeem vastgelegd in het Water Injectie Management Plan Twente, 2022. Het SodM concludeert in september 2022 dat waterinjectie in Twente (in de putten ROW-5 en ROW-7) veilig kan plaatsvinden.

Resumerend laat de risicoanalyse zien dat de beheersmaatregelen zoals vastgelegd voor Twente in de vergunning en in het Waterinjectie Management Plan Twente 2022 goed werken en dat alle waarborgen voor een veilig en verantwoord opereren van de waterinjectieputten aanwezig zijn.

Op basis van voorgenoemde ervaring in Twente kan preventie van grondwatervervuiling door het in de ondergrond ongecontroleerd vrijkomen van injectiewater alsmede lokale/regionale bodemdaling als gevolg van zoutoplossing op een goede manier preventief geborgd worden. Er zijn verschillende beheersmaatregelen die vroegtijdige detectie van eventuele problemen ten doel hebben en de mogelijkheid van verdere escalatie beogen te minimaliseren.

Ook de risicoanalyse rond de effecten van een door waterinjectie geïnduceerde aardbeving laat zien dat de waarborgen voor een veilig en verantwoord opereren van de waterinjectie aanwezig zijn. Een uitgebreide analyse van de belangrijkste parameters die zouden kunnen leiden tot een verhoogd bevingrisico hebben aangetoond dat dit risico als laag ingeschat wordt. Mocht zich onverhoopt toch een beving voordoen dan zal deze gedetecteerd worden door het seismische monitoring netwerk. Het seismische risicobeheersplan beschrijft de acties die genomen zullen worden in het onwaarschijnlijke geval van een beving met het doel om effecten te minimaliseren.

1 Introductie

Het productiewater dat vrijkomt bij de gaswinning in Oost Nederland is geïnjecteerd in de Zechstein formatie in zuidoost Drenthe, in gedepleteerde gasvelden Coevorden (tot 1994), Dalen (1996-2012) en Schoonebeek (sinds 2010). Het productiewater dat vrijkomt bij de oliewinning uit het Schoonebeek olieveld is sinds 2011 geïnjecteerd in de Zechstein formatie in Twente, in leeg geproduceerde gasvelden Tubbergen-Mander, Tubbergen en Rossum-Weerselo. Voorliggend rapport beschrijft een analyse van de belangrijkste ondergrondse risico's die geassocieerd zijn met injectie van dit "oliewater" in het Schoonebeek-Zechstein gasveld.

1.1 Geschiedenis van risico analyse voor Zechstein waterinjectie

De waterinjectie volumes die geassocieerd gaan met de olieproductie liggen significant hoger dan de gasproductie gerelateerde waterinjectievolumes. Ten behoeve van de herontwikkeling van het Schoonebeek olieveld is een risicoanalyse als onderdeel van de Milieu Effect Rapportage (MER) uitgevoerd. In de MER is aandacht besteed aan twee hoofdrisico's die betrekking hebben op waterinjectie in de diepe ondergrond:

1. Het mogelijk oplossen van de afdekkende steenzoutlaag indien deze laag in aanraking zou komen met het injectiewater wat zou kunnen leiden tot het vrijkomen van injectie water en/of bodemdaling. Dit wordt behandeld in Hoofdstuk 3.
2. Effecten van bodembewegingen (daling en trillingen) indien water geïnjecteerd wordt. Dit wordt behandeld in Hoofdstuk 4.

De MER concludeert dat deze zoutlagen niet of nauwelijks zullen oplossen in het injectiewater en dat er geen bodemdaling of trillingen als gevolg van waterinjectie worden verwacht, zolang de gemiddelde reservoir druk beneden de oorspronkelijke reservoirdruk blijft.

Om aanvullend inzicht te verkrijgen voor de hoofdrisico's in de Twente velden is op verzoek van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) een uitgebreidere set onderzoeken gedaan voor de waterinjectie. Deze onderzoeken zijn in 2015 afgerond, Referenties [1], [2], [3] en [4]. SodM heeft vervolgens de rapporten laten beoordelen door internationale experts van de US Geological Survey en de universiteiten van Clausthal en Parijs (ParisTech). Deze hebben de conclusies van NAM bevestigd (Ref 10). SodM stelt dat er een groot aantal aanwijzingen is dat waterinjectie in de Twente Zechstein gasreservoirs veilig en verantwoord kan gebeuren. Voorts heeft NAM nog 2 studies laten uitvoeren door TNO, Referenties [5] en [6], alsmede in-house studies, Referenties [7] en [8], en is sinds 2018 het Kennisprogramma over de Effecten van Mijnbouw ingesteld door de Minister van Economische Zaken. Het seismische risico wordt vooral bepaald door de depletiefase en niet door de injectiefase.

Tegelijk met de publicatie van de expert review heeft SodM aan NAM verzocht om een overzicht te maken, met een integrale risicoanalyse voor de verspreiding van stoffen, Referentie [9]. Dit heeft in 2015 geleid tot de eerste versie van een overkoepelende analyse van de ondergrondse risico's geassocieerd met waterinjectie in gedepleteerde Zechstein gasreservoirs. Hierin zijn de resultaten en conclusies van de verschillende onderzoeken samengevat en gecombineerd. Sindsdien is de risicoanalyse meerdere malen geactualiseerd. De kennis die op deze manier is vastgelegd op basis van 10 jaar waterinjectie ervaring in Twente vormt de basis voor de voorliggende risico analyse voor waterinjectie in het Schoonebeek Zechstein gasveld.

1.2 Rapport indeling

De verschillende risico's worden hoofdstuksgewijs behandeld in dit rapport. Hoofdstuk 2 beschrijft de invloed van water-injectie op de reservoir-integriteit. Dit hoofdstuk behandelt de integriteit van het Zechstein reservoir en de afdekkende anhydriet laag. In Hoofdstuk 3 wordt het risico beschreven van het vrijkomen van injectiewater als gevolg van oplossing van de steenzoutlaag die boven het injectiereservoir ligt. Hoofdstuk 4 behandelt geïnduceerde bevingen als gevolg van waterinjectie. En in Hoofdstuk 5 wordt het vrijkomen van water als gevolg van verminderde put-integriteit geaddresserd.

1.3 Methodiek

Om op een overzichtelijke wijze de risico-analyse te presenteren is gebruik gemaakt van de “bow-tie” methodiek (Figuur 1). Hierbij is een **ongewenste gebeurtenis** geïdentificeerd (midden), met de mogelijke **bedreigingen** die de gebeurtenissen kunnen veroorzaken (links) en de mogelijke **consequenties** van de gebeurtenissen (rechts). De **barrières** moeten voorkomen dat een bedreiging leidt tot een ongewenste gebeurtenis door middel van preventieve maatregelen (links), en dat de gevolgen van een gebeurtenis zoveel mogelijk beperkt worden door middel van reactieve **mitigatie** maatregelen (rechts).

De bow-tie analyse is in eerste instantie ontwikkeld voor Rossum-Weerselo, Tubbergen en Tubbergen-Mander, en is hier uitgewerkt voor het Schoonebeek gasveld.



Figuur 1: Bow tie methodiek voor risico analyse

1.4 Borging van de risico beheersmaatregelen

Voor risicobeheersing zijn monitoring en inspectie activiteiten van essentieel belang. Deze activiteiten worden vastgelegd en vervolgens geoperationaliseerd in het Water Injectie Management Plan voor waterinjectie in het Schoonebeek-Zechstein reservoir, Referentie [10].

Naar aanleiding van zorgen van omwonenden, berichten in de media en vragen vanuit de politiek, heeft de Minister van Economische Zaken een brief aan de Tweede Kamer gestuurd over de waterinjectie activiteiten in Twente, Referentie [11]. Daarin bevestigt hij dat zowel op het vlak van injectie-waterlekage, bevingen en bodemdaling er een uitgebreid en afdoende monitoringsprogramma is geïmplementeerd dat door toezicht van SodM binnen het vergunningskader voldoende waarborgen geeft voor Veiligheid en Milieu.

In 2021-2022 heeft NAM de risico's opnieuw in kaart gebracht, naar aanleiding van de onderzoeken en metingen als gevolg van een scheur in een buitenbuis van een injectieput, en de pekel die achter een buitenbuis is gemeten bij een andere injectieput. Op 26 september 2022 concludeert het SodM, Referentie [12], dat er in beide gevallen geen sprake was van schade voor mens en milieu, en dat de NAM de risicobeheersing van de injectie van productiewater in Twente op orde heeft op basis van het aangescherpte monitoringsplan voor Twente en de overkoepelende risico-analyse. Laatsgenoemde analyse vormt het startpunt voor de voorliggende overkoepelende risico analyse voor Schoonebeek.

2 Invloed water-injectie op reservoir-integriteit

Dit hoofdstuk behandelt de manier waarop, en mate waarin water-injectie kan leiden tot veranderingen in het reservoirgesteente en de mogelijke gevolgen van deze veranderingen (invloed op hoofd risico's). Hieronder wordt verstaan aantasting door:

- Chemische reacties
- Mechanische veranderingen
- Temperatuur

Het Zechstein reservoir bestaat hoofdzakelijk uit kalksteen maar bevat ook dunne laagjes anhydriet. Dit hoofdstuk heeft betrekking op de integriteit van het Zechstein reservoir en de afdekkende anhydriet laag. De integriteit van de afdekkende zout lagen ("reservoir containment") en het risico op verspreiding van stoffen wordt behandeld in hoofdstuk 3.

2.1 Chemische reacties

Wanneer het injectiewater of de mijnbouwhulpstoffen daarin, chemisch niet compatibel zijn met het reservoirgesteente of het daarin aanwezige formatiewater, dan kunnen er ongewenste chemische reacties optreden. Dit kan leiden tot het verstopt raken van het reservoir waardoor injectie bemoeilijkt wordt, of –in theorie– tot het oplossen van mineralen waaruit het reservoirgesteente is opgebouwd. In dit hoofdstuk worden de oorzaken en gevolgen van mogelijke geochemische incompatibiliteit weergegeven. Verder wordt er ingegaan op preventieve maatregelen om de kans op incompatibiliteit te verkleinen, alsmede reactieve maatregelen om de mogelijke gevolgen te beperken.

NAM heeft een lange ervaring met het injecteren van water in zowel zandsteen als kalksteenformaties en eventuele daarmee geassocieerde geochemische reacties. Tot dusver is het bij de NAM (en de olie-industrie wereldwijd) nog niet voorgekomen dat een reservoir "oplost". De mineralen waaruit de reservoirs bestaan (kalksteen en anhydriet), zijn niet of nauwelijks oplosbaar in het te injecteren water. Aanslagvorming wat kan leiden tot verstopping komt wel voor, en daar richt de risico analyse zich dan ook meestal op, Referentie [13].

Het productiewater uit het Schoonebeek olie-veld dat wordt geïnjecteerd in de Zechstein reservoirs heeft een met het Zechstein formatiewater overeenkomstige samenstelling, waardoor er geen gevaar bestaat voor reacties met het Zechstein reservoirgesteente, Referentie [13]. Ook de pH van het injectiewater is dusdanig hoog dat het Zechstein reservoirgesteente niet zal oplossen.

Incompatibiliteit van productiewater met het Zechstein formatiewater zou kunnen leiden tot het neerslaan van onoplosbare zouten. Dit verschijnsel kan plaatsvinden wanneer twee waterstromen worden gemengd en/of verandering van condities zoals bijvoorbeeld pH, druk en/of temperatuur optreedt. Mogelijk gevormde neerslag kan leiden tot verminderde injectiviteit doordat gesteenteporiën verstopt kunnen raken. Doordat deze neerslagvorming gebaseerd is op fysische en chemische eigenschappen, kunnen deze door thermodynamische modellen worden voorspeld. Deze laten zien dat het risico van neerslagvorming in het Zechstein reservoir laag is, Referentie [13]. Mogelijkerwijs kunnen kleine hoeveelheden bariumsulfaat neergeslagen worden. Dit is te voorkomen door een antibarium-sulfaataanslagvloeistof toe te voegen.

Verder zijn de in het injectiewater voorkomende mijnbouwhulpstoffen onderzocht met betrekking tot chemische interactie met het Zechstein reservoirgesteente en formatiewater, Referentie [13]. De mijnbouwhulpstoffen zijn commercieel ontwikkeld, waarbij alleen de leverancier de precieze samenstelling kent. Hoewel NAM de precieze samenstelling niet kent zijn in het algemeen de werkzame bestanddelen wel bekend en deze verschillen vaak weinig tussen de producten van verschillende leveranciers. Aan de hand van risico-kaarten beschrijft de leverancier verder de veiligheidsaspecten. Dit is volgens wettelijke voorschriften, waarbij SodM toezicht en controle houdt. Daarbij krijgt SodM inzage in additionele gegevens van de leverancier. Het is zodoende niet mogelijk voor de NAM om de precieze samenstelling van de mijnbouwhulpstoffen te benoemen, maar wel de mate waarin de stoffen gevaarlijk of schadelijk kunnen zijn.

De mijnbouwhulpstoffen zijn in de toegepaste concentraties compatibel met het Zechstein reservoirgesteente en formatiewater. De meeste mijnbouwhulpstoffen zijn niet reactief. Ze hechten zich bijvoorbeeld aan materialen en zorgen zodoende voor een beschermende laag. De H₂S binder is wel

reactief met H₂S, maar de reactie producten die in het injectiewater voorkomen zijn niet reactief. De zuurstof binder kan aanslag vormen met componenten in het formatiewater, maar de hoeveelheden zijn dusdanig klein dat het verwachte effect verwaarloosbaar is. De mijnbouwhulpstoffen hebben geen impact op het Zechstein reservoirgesteente zoals oplossing of chemische reacties met mineralen. Degradatie van mijnbouwhulpstoffen wordt niet verwacht, want dat zou tevens de functionaliteit van de stoffen verminderen, wat aan het licht zou zijn gekomen in het chemicaliën selectieproces.

Mochten er toch onverwachte reacties plaatsvinden, dan zal dat merkbaar zijn door veranderingen in de injectiviteit. Het verstopt raken van poriën zal gepaard gaan met toenemende injectiedruk. Injectiedrukken moeten regelmatig geëvalueerd worden, conform het waterinjectie management plan (sectie 1.4). Op basis daarvan kan de dosering van aanslagremmer aangepast worden. Indien de injectie druk onverwacht zo hoog oploopt dat de mechanische integriteit van de afdekkende lagen in het geding komt, dan zal vanuit de controlekamer de injectie stopgezet worden. In het onwaarschijnlijke geval dat er niet ingegrepen wordt, zal een beveiliging in het pompsysteem ervoor zorgen dat de pomp automatisch afslaat mocht de maximale injectiedruk overschreden worden (zie ook hoofdstuk 3, 4, en 5).

2.2 Mechanische veranderingen

Bij waterinjectie kan de injectiviteit van een reservoir worden verbeterd door een hogere injectiedruk toe te passen, waarmee scheuren in het reservoir ontstaan. Dankzij de scheuren kan het water beter het reservoir instromen. Deze manier van werken wordt aangeduid als injectie onder “fracture conditions”. In de Schoonebeek waterinjectie-vergunningsaanvraag wordt voorzien in de mogelijkheid om met deze methode water te injecteren. Echter, de ervaring in Twente leert dat op die plekken waar in het verleden een hoge gasproductie capaciteit is gezien, het reservoir ook snel water kan opnemen door de scheuren die van nature al aanwezig zijn in het Zechstein kalksteen reservoir, Referentie [14]. Het is de verwachting dat injectie onder fracture-condities in de Zechstein kalksteen reservoirs niet nodig zal zijn.

Mocht injectie onder fracture conditions toch plaatsvinden, dan moet de scheurvorming beperkt blijven tot de kalksteen. De onder- en bovenliggende anhydriet en zoutlagen hebben een hogere minimale horizontale spanning, waardoor scheurvorming daar alleen kan optreden bij een nog hogere druk. Om de integriteit van de afsluitende lagen te garanderen is daarom een druklimiet gesteld op de injectiepompen (zie hoofdstuk 3 en 5). Tevens wordt niet geïnjecteerd in of dichtbij breuken om het risico op aardbevingen te minimaliseren (zie hoofdstuk 4).

2.3 Temperatuur

Het is een bekend gegeven in de literatuur, dat injecteren van koud water in warme reservoirs kan leiden tot thermische scheuren van het reservoirgesteente. Injectie onder “fracture-condities” zoals hierboven beschreven kan mogelijk plaatsvinden op een lagere injectiedruk dan initieel verwacht zou worden.

Zoals boven beschreven wordt in de Schoonebeek waterinjectie vergunningsaanvraag voorzien in de mogelijkheid om met deze methode water te injecteren. De bijbehorende beheersmaatregelen zoals die in Twente geïmplementeerd zijn worden ook bij Schoonebeek geïmplementeerd.

2.4 Conclusies

Aantasting van het reservoir en afdichtende anhydriet door chemische reacties wordt niet verwacht. Mogelijk kunnen er (thermische) scheuren in het reservoirgesteente ontstaan tijdens injectie (injectie onder fracture conditions). In de waterinjectie-vergunningen wordt voorzien in deze mogelijkheid. Mechanische veranderingen in de afdichtende anhydriet lagen worden voorkomen door het opleggen van een injectiedruk limiet.

3 Vrijkomen van injectiewater als gevolg van zoutoplossing

3.1 Top event

Het injectie reservoir bestaat uit kalksteen. Daar overheen ligt een laag ondoordringbaar anhydriet, gevolgd door een pakket ondoordringbaar steenzout (haliet). Daarna volgt nog zo'n 3000 meter aan klei en zandsteen pakketten. De anhydriet laag en het steenzout vormen de afdichtende laag die gedurende miljoenen jaren het gas tegengehouden hebben. Deze afdichtende lagen zorgen er ook voor dat het injectiewater goed opgeborgen blijft en niet naar boven kan komen.

LOSS OF CONTAINMENT due to salt dissolution

Het oplossen van de afdichtende steenzout laag is een risico dat zou kunnen leiden tot de verspreiding van het injectiewater, in het uiterste geval tot in het grondwater binnen de biosfeer (zone tot maximaal 500 meter diepte). Daarnaast bestaat de zorg dat het oplossen van zout zou kunnen leiden tot cavernes, welke uit zouten kunnen groeien tot sinkholes aan het oppervlak. Dergelijke cavernes zouden ook een ontsnapingsroute bieden voor het nog in het reservoir aanwezige gas.

Zout-concentratie

Het injectiewater is zout, maar niet verzadigd met zout. Volledig met zout verzadigd water heeft een zoutgehalte van ongeveer 300 g/l. Het zoutgehalte van het injectiewater is veel lager. Het injectiewater is afkomstig uit Schoonebeek waar het als productiewater vrijkomt bij de oliewinning. In Schoonebeek wordt stoom geïnjecteerd om de stroperige olie te verwarmen en zo de winning te bevorderen. De stoom condenseert in het olie reservoir waar het zich mengt met het aanwezige zoute formatiewater. Dit watermengsel komt mee naar boven met de oliewinning als productiewater. Doordat er steeds meer gecondenseerd stoom bij komt, neemt het zoutgehalte van het productiewater in de loop der tijd af. Het zoutgehalte was bij aanvang ongeveer 90 g/l. In 2015 was het water ongeveer even zout als zeewater (ongeveer 34 g/l). De verwachting is dat het zoutgehalte verder zal afnemen naar ongeveer 10 g/l. Het Schoonebeek productiewater wordt in het Zechstein 2C kalksteen reservoir geïnjecteerd. Het zoutgehalte van het injectiewater is bepalend voor het vermogen van het water om zout op te lossen. In de modelleringen, Referentie [1], is de conservatieve aanname gedaan dat het injectiewater altijd een zoutgehalte heeft van 1 g/l. Derhalve is de afname van het zoutgehalte en de toenemende capaciteit van het injectiewater om zout op te lossen al meegenomen in de analyse.

3.2 Bow-tie analyse

Appendix 1 laat een bow-tie analyse zien van de mogelijke oorzaken en gevolgen die op zouden kunnen treden mocht oplossing van steenzout plaatsvinden. Daarnaast zijn de barrières en beschermende maatregelen genoemd die zowel in het voortraject (voor aanvang van waterinjectie) als ook naderhand genomen zijn dan wel uitgevoerd zouden kunnen worden mocht lekkage geconstateerd worden. De mogelijke dreigingen linksboven in de bow-tie analyse zijn geassocieerd met mogelijke oplossing van zout ter hoogte van het reservoir, direct bij de injectieputten. De mogelijke dreigingen linksonder zijn geassocieerd met mogelijke oplossing van zout in het reservoir ver bij de injectieput vandaan.

De bow-tie analyse is primair ontwikkeld voor de velden in Twente (Rossum-Weerselo, Tubbergen en Tubbergen-Mander) en is hier uitgewerkt voor het Schoonebeek gasveld.

3.3 Mogelijke oorzaken en barrières

Op basis van uitgebreide modelleringen is aangetoond dat zoutoplossing alleen waarschijnlijk is als tegelijkertijd aan twee zeer specifieke condities voldaan wordt, Referentie [1]:

1. het injectiewater moet in direct contact kunnen komen met het steenzout
2. het injectiewater moet in voldoende mate langs het steenzout kunnen doorstromen om steeds weer "vers" (niet zout verzadigd) water aan te voeren.

Uit een beschouwing van de putten, waarin het water wordt geïnjecteerd, in samenhang met de geologie van de injectiereservoirs (carbonaatlagen) en afdichtende lagen (anhydriet en steenzout lagen) in de diepe ondergrond, Referentie [1] en [2], zijn slechts een paar scenario's geïdentificeerd, waarbij in theorie injectiewater langs het zout zou kunnen stromen:

1. Langs de put
2. Dichtbij de put
3. In het veld

Deze scenario's zijn in de onderstaande paragrafen uitgewerkt.

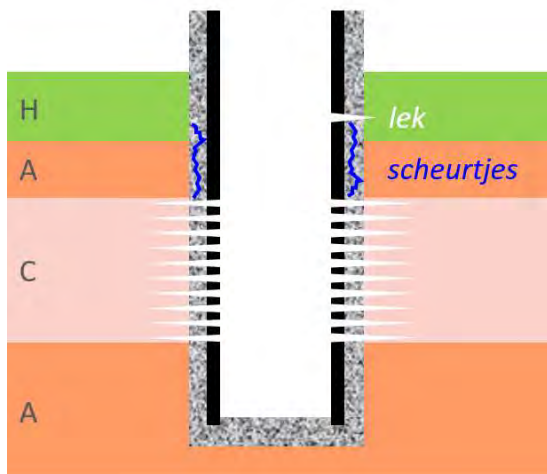
3.3.1 Risico van zoutoplossing langs de put

Dit risico is te vinden linksboven in de bow-tie ('at the wellbore') in Appendix 1.

Threat: fresh water can contact Halite via hole in the liner below the packer

Threat: from perforations fresh water can reach Halite via a flowpath (i.e. crack in cement) behind production liner

Direct rondom een put zou injectiewater dat op diepte van de carbonaatlaag (C) wordt geïnjecteerd via mogelijke scheurtjes in het cement (als deze van een slechte kwaliteit is) rondom de verbuizing naar de bovenliggende steenzoutlaag (H) kunnen stromen. Daarnaast kan het injectiewater ook in contact komen met het zout als er een lek in de ondergrondse verbuizing is ontstaan (zie Figuur 2). Elk afzonderlijk kunnen deze situaties niet tot grootschalige zoutoplossing leiden, omdat het niet verzadigde injectiewater niet rond kan stromen. Het water raakt daardoor snel verzadigd en kan niet nog meer zout oplossen. Slechts bij een continu stromingspad, bijvoorbeeld door een combinatie van voorgenoemde twee situaties kan mogelijk wel aantasting van de zoutlaag ontstaan.



Figuur 2: Schematische weergave van een scenario waarbij dichtbij de put injectie water in contact zou kunnen komen met het steenzout of haliet (H): via injectie in het Carbonaat (C), waarna het via mogelijke scheurtjes in slechte kwaliteit cement rondom de verbuizing langs de anhydrietlaag (A) en het haliet stroomt, dan wel via een lek in de verbuizing op diepte van het haliet, waarna het weglekt naar het Carbonaat

Barrier: Corrosion below the packer is prevented by using high grade steel (CRA).

Oxygen corrosion can be prevented by avoiding the introduction of oxygen upstream and (if required) using oxygen scavenger and injection valves (Ch 5)

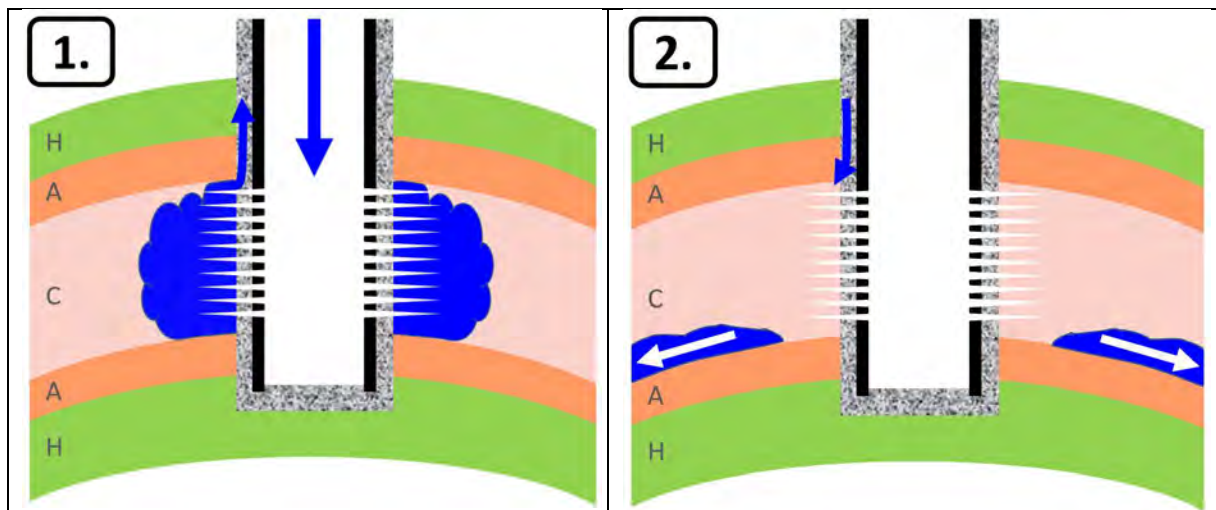
Een gat in de verbuizing als gevolg van corrosie wordt voorkomen door de materiaalkeuze van de nieuwe putten. De putverbuizing onder de packer wordt beschermd tegen corrosie door beneden de packer (liner hanger van de 5" in de 7") gebruik te maken van corrosiebestendig, hoogwaardig staal (Corrosion Resistant Alloys, CRA). Hoofdstuk 5 beschrijft hoe de putintegriteit ook wordt beschermd door het voorkomen van het binnendringen van zuurstof in het systeem.

In put ROW-4 in Twente is lokaal pekkel aangetroffen aan de buitenkant van de put tussen de buitenbuis en de aangrenzende zoutlaag, zonder een gat in de verbuizing onder de packer, Referentie [15].

Barrier: Absence of ZE3C reservoir, no commingled injection.

Een mogelijke verklaring voor de observaties in ROW-4 ligt in het feit dat deze put in twee carbonaatlagen tegelijk injecteerde; de pekkel is geobserveerd in de tussenliggende halietaag. Mogelijk heeft er cross-flow plaatsgevonden tussen de twee injectie reservoirs achter de casing via een micro-annulus als gevolg van een dynamisch drukverschil tijdens injectie. Het bestaan van een dergelijke micro annulus is niet uit te sluiten. Het debiet zal echter zeer laag zijn waardoor eventuele zout oplossing beperkt wordt (de observaties zijn te verklaren met minder dan 1 liter per dag). Dit mechanisme is niet van toepassing in Schoonebeek. In het Schoonebeek gasveld bevindt zich namelijk slechts één injectie reservoir waardoor er geen sprake kan zijn van cross flow tussen twee injectie reservoirs. De ZEZ3C formatie is erg dun danwel niet aanwezig, sterk verbroken en van dermate slechte kwaliteit ("tight") dat deze niet als productie reservoir is gebruikt.

Een andere mogelijke oorzaak voor de aantasting van haliet kan liggen in het starten/stoppen van injectie (door bijvoorbeeld onderhoudswerkzaamheden). Hierdoor ondergaat een put thermische cycli: afkoeling door het koude injectiewater, opwarming tijdens stops. Hoewel dit kleine effecten zijn is het op termijn niet uit te sluiten dat de cement bond wordt aangetast, of dat er barstjes in het cement ontstaan. Hierdoor kan een micro-annulus ontstaan achter de casing, waardoor er injectiewater (laag zoutgehalte) in aanraking kan komen met de haliet. Zie Figuur 3. Tijdens injectie wordt het injectiewater een micro-annulus ingeperst (1). Bij een injectie stop zakt het water onder invloed van zwaartekracht weg uit de near-wellbore area, naar lager gelegen delen van het reservoir (2). Het water draineert uit de micro-annulus. Omdat het onverzadigde injectiewater niet continue rond kan stromen leidt dit mechanisme niet tot grootschalige zoutoplossing.

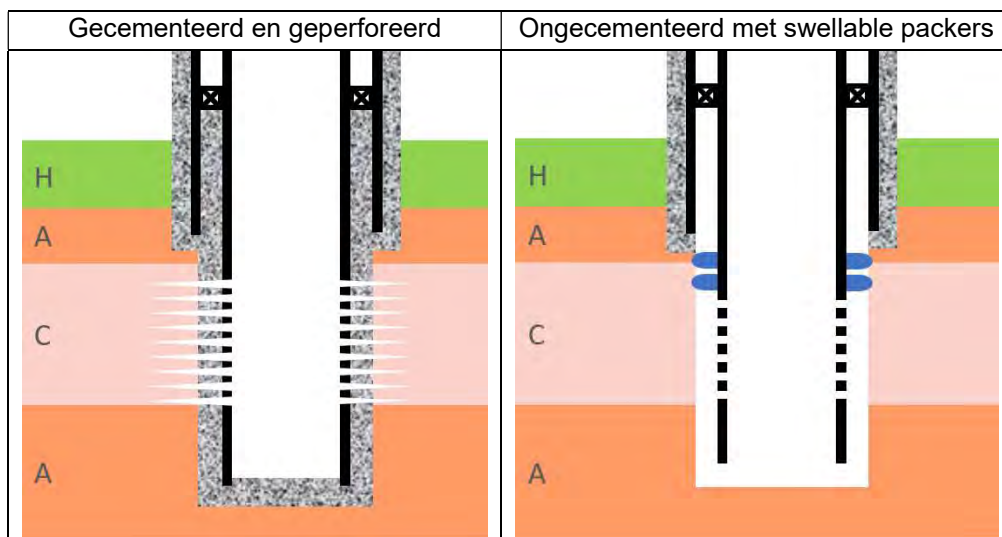


Figuur 3: Mogelijke oorzaak van pekkel achter verbuizing in put ROW-4. Tijdens injectie wordt het injectiewater een micro-annulus ingeperst (1). Bij een injectie stop zakt het water onder invloed van zwaartekracht weg uit de near-wellbore area, naar lager gelegen delen van het reservoir (2). Het water draineert uit de micro-annulus.

Barrier: ensure good cementation of the halite layer by setting the casing shoe in the anhydrite layer between the carbonate injection reservoir and the halite layer.

Barrier: optimize reservoir completion to protect 7" casing shoe.

Door het plaatsen van de 7" liner schoen in de ZEZ2A wordt de beste cementatie aangebracht tussen het ZEZ2C injectiereservoir en de bovenliggende halietaag. Deze ontwerpkeuze voorkomt dat de kwaliteit van de cementatie over de ZEZ2A beïnvloed wordt door eventuele verliezen tijdens de cementatie (het weglekken van cement de ZEZ2C formatie in), waardoor de kwaliteit van de cementatie over de bovengelegen ZEZ2A beïnvloed zou kunnen worden. Een tweede mitigerende maatregel is om de keuze voor de uiteindelijke reservoir completie afhankelijk te maken van de ervaringen tijdens het boren, Figuur 4. Bij grote verliezen van boorspoeling tijdens het boren bestaat ook de mogelijkheid van een onvolledige cementatie van de liner, en heeft een niet-gecementeerde liner de voorkeur. In dat geval kunnen zwelbare pakkingen (swellable packers) direct onder de casing schoen extra bescherming bieden voor de casing schoen. Als er geen significante verliezen zijn kan er wel een goede cementering plaatsvinden tot aan de schoen van de 7" liner en kan worden gekozen voor een gecementeerde en geperforeerde 5" liner.



Figuur 4: Verschillende reservoir completion opties afhankelijk van het boorproces.

Barrier: Water will follow the path of least resistance. As long as the perforations are open and accessible (injection pressure monitoring), it is unlikely that water will choose a path through/along the halite

Indien er een lekpad ontstaat naar het haliet, dan zal het water bij voorkeur het pad van de minste weerstand kiezen: de perforaties. Zolang deze toegankelijk zijn zal nagenoeg al het water via de perforaties stromen, waardoor eventuele zout oplossing beperkt wordt. Toegang van het water tot de perforaties wordt gecontroleerd middels het monitoren van de RealTime injectiedrukken en –debieten.

Threat: fresh water reaches Halite via induced fracture near wellbore

Barrier: strong Anhydrite layer is present between Halite and ZeZ-Carbonates that is well correlatable across the injection reservoirs

Barrier: surface injection pressure limit prevents that fracture pressure in Anhydrite is reached

Barrier: Carbonate is naturally fractured and due to depletion these fractures are filled with water at relative low pressure compared to fracturing pressure of Anhydrite

Barrier: Carbonate contains a natural fracture network that results in a high leak-off rate when a fracture in the carbonate reaches the Anhydrite preventing frac growth into it

De vorming van hydraulisch geïnduceerde fractures in het anhydriet is bijzonder onwaarschijnlijk omdat de reservoirdruk relatief laag is terwijl het natuurlijke fracture netwerk in het carbonaat reservoir zeer gemakkelijk water opneemt en afvoert. Continue monitoring van de injectiedruk is daarom van belang om zeker te stellen dat de perforaties open zijn. De injectiedruk wordt continu gemonitord op de injectiepompen, Referentie [10]. Deze zijn uitgerust met een druk begrenzing, waardoor de druk niet hoger kan worden dan scheurvormingsdruk in de afdichtende lagen. Hierdoor wordt de kans op mogelijke scheurvorming in de onder en bovenliggende afdichtende anhydrietlagen sterk gereduceerd. Bovendien wordt ervoor gezorgd dat de gemiddelde druk in het reservoir niet boven de oorspronkelijke reservoirdruk uitkomt, Referentie [10]. Indien de druk sterk afwijkt van de verwachte druk zullen de modellen geëvalueerd worden, met name m.b.t. de validiteit van onderliggende gegevens en aannames over put configuratie, reservoir eigenschappen en reservoir dimensies.

3.3.2 Risico van zoutoplossing dicht bij de put

Dit risico is verder uitgewerkt links midden in de bow-tie in Appendix 1.

Threat: fresh water reaches Halite via natural fracture network in ZeZ's

Barrier: above the ZeZ-Carbonate an Anhydrite layer is present that prevents contact between the Halite and the Carbonate

Aan de boven- en onderkant van het carbonaat reservoir kan het injectiewater niet in contact komen met het haliet. Op basis van vele boorputgegevens kan worden aangetoond dat het carbonaat gasreservoirs overal aan de bovenzijde gescheiden worden van het steenzout door een onoplosbare anhydrietlaag. Er bevindt zich ook een dergelijke anhydrietlaag onder het carbonaat, maar in zuidoost

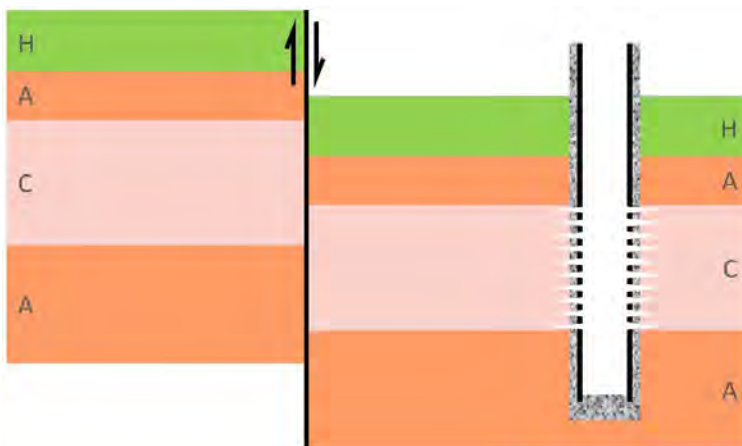
Drenthe bevindt zich geen steenzout onder het reservoir. De bovenste anhydrietlaag vormt een perfecte afsluiting (barrière) die er ook gedurende vele miljoenen jaren voor gezorgd heeft dat het gas in deze reservoirs opgesloten is gebleven. Als er in het gesteente geen breuken aanwezig zijn, dan kan op afstand van de put door de aanwezigheid van onoplosbare anhydrietlagen tussen het carbonaat en het steenzout geen contact ontstaan tussen het injectiewater en het steenzout.

Threat: fresh water flows via natural fracture network into juxtaposed Halite and flows away from it via another fracture network

Barrier: optimize injection locations away from faults. The further away from the well, the lower the water velocity and, hence, speed of salt dissolution

Alleen in de buurt van breuken is een situatie mogelijk waarbij het injectiewater in contact zou kunnen komen met het steenzout (zie Figuur 5) doordat de verschillende lagen aan weerszijde van en langs de breuk in diepte zijn verschoven. Om stroming van injectiewater langs breuken te beperken dient er voldoende afstand te zijn tussen injectieputten en breuken. Gedetailleerde simulatie modellen, Referentie [1], laten zien dat met een injectiesnelheid van 2500 m³/d gedurende 20 jaar (cumulatief geïnjecteerd volume van 15 mln m³) een afstand van 140 meter tussen put en breuk voldoende is om het risico van zout oplossing langs breuken te beperken.

Wanneer het injectiewater in het reservoir komt, mengt het zich met het reeds aanwezige zeer zoute formatiewater. Hoe verder bij de put vandaan, hoe hoger het zout gehalte en hoe lager het vermogen van het water om zout op te lossen. Wanneer het water bij de put wegstroomt, neemt tevens de stromingssnelheid af. Dit leidt ook tot een afname van de snelheid waarmee zout langs een breuk eventueel op zou kunnen lossen.



Figuur 5: Als de carbonaat laag (C) op afstand van de put door verschuiving langs de breuk in diepte overlapt met het haliet (H) zou injectiewater in direct contact met het haliet kunnen komen

NB: in zuidoost Drenthe bevindt er zich geen haliet onder het reservoir

Barrier: near the halite, the natural fractures are filled with salt, delaying contact with the juxtaposed halite

In de buurt van breuken zijn de natuurlijk voorkomende scheuren in het kalksteen reservoir gevuld met zout, Referentie [16]. Hierdoor wordt het contact van het injectiewater met de Zechstein haliet formatie sterk vertraagd.

Barrier: Each well is connected to extensive ZeZ-Carbonate fractured network. Resulting pressure build-up when water reaches a juxtaposed Halite will cause the water to disappear into another connected network

Zelfs wanneer er direct contact zou zijn tussen het injectiewater in het zout, dan nog zou het water het pad van de minste weerstand kiezen: de van nature voorkomende open scheuren in het kalksteen reservoir.

Barrier: low effective kv/kh inside ZeZ-Carbonate slows salt dissolution as salt saturated water mainly moves away from juxtaposed Halite in a horizontal direction

Door de lagere effectieve verticale permeabiliteit in het carbonaat reservoir, Referentie [16], kan water dat in contact is geweest met haliet alleen in horizontale richting wegstromen. Deze additionele factor zorgt voor een verdere reductie van de snelheid waarmee zout opgelost kan worden.

Barrier: as there is no halite below the reservoir this mechanism does not play a role in downthrown fault juxtapositions

In het Schoonebeek gasveld bevindt het zout zich uitsluitend boven het reservoir en niet onder het reservoir. Daarmee is het risico op zout oplossing bij breuken lager dan in Twente.

3.3.3 Risico van zoutoplossing in het veld

Dit risico is verder uitgewerkt linksonder in de bow-tie van Appendix 1.

Threat: cross-flow ZEZ2C/ZEZ3C allows fresh water to run past ZEZ2H

Barrier: as there is no ZEZ3C there is no risk of cross flow from ZEZ2C to ZEZ3C

In het Schoonebeek gasveld speelt het cross flow scenario langs een breukvlak geen rol omdat er slechts één injectie reservoir aanwezig is.

Threat: fresh water flows via fracture network across bottom of ZeZ-carbonate into juxtaposed ZeZ-carbonate and flows away from it via same fracture network

Barrier: as there is no halite below the reservoir this mechanism does not play a role

In het Schoonebeek gasveld geldt dit scenario niet omdat zich daar geen haliel onder het carbonaat reservoir bevindt.

Threat: water assembles in flanks of reservoir where over time a convection cell is set up dissolving overlying juxtaposed Halite. Consequently, saline water flows downwards and fresh water rises

Barrier: convection can only start when sufficient juxtaposed halite has dissolved through diffusion, which is a very slow process (tens of thousands of years)

Na verloop van tijd is het injectie reservoir vol. Dit kan enkele jaren tot enkele tientallen jaren duren. Daarna worden de putten opgeruimd en stopt de stroming in het reservoir. De primaire barrière tussen het opgeslagen injectiewater en het haliel is de tussenliggende onoplosbare anhydriet laag. Indien er toch ergens contact is tussen het stilstaande injectiewater en het haliel (bijvoorbeeld bij een breuk), dan kan dit haliel in eerste instantie alleen oplossen door diffusie, wat een zeer traag proces is. Model berekeningen laten zien dat het tienduizenden jaren duurt voordat er voldoende haliel opgelost kan zijn om een convectie stroom op gang te brengen, Referentie [1], die tot verdere oplossing zou kunnen leiden.

Barrier: low kv/kh in rock matrix and in faults significantly slows convection

De eigenschappen van het reservoir zijn zodanig dat water makkelijk horizontaal door de lagen kan stromen, maar slechts beperkt verticaal kan stromen. Op het carbonaatplatform aan de oostflank van het Schoonebeek veld wordt op basis van regionale data een lage Kv/Kh verwacht. De westflank van het Schoonebeek veld kent een andere carbonaat-facies, de platformrand. Als gevolg van de gelaagdheid zal de grootschalige verticale permeabiliteit naar verwachting laag zijn. Zie Referentie [16]. De beperkte verticale stroming maakt dat verdere oplossing door convectie, als het al op zou kunnen treden, ook zeer langzaam verloopt, in de orde van duizenden tot tienduizenden jaren, Referentie [1].

Barrier: if present, the remaining reservoir gas will accumulate at top reservoir preventing contact of fresh water with Halite

Na injectie zal het nog in het reservoir aanwezige gas migreren naar de top van het reservoir terwijl het water naar beneden zakt. Mocht er toch lokaal contact zijn tussen het reservoir en het haliel daar boven, dan kan het gas een barrière vormen tussen het injectiewater en het haliel. Hierdoor wordt zout oplossing op de hoger gelegen delen van het injectie reservoir bemoeilijkt. Dit mechanisme zorgt er tevens voor dat ontsnapping van gas naar hoger gelegen lagen als gevolg van zout oplossing fysisch onrealistisch wordt geacht.

Barrier: Injected water will be distributed effectively across the fractured Carbonate such that only a small amount of water is present to form a convection cell

Als convectie toch op gang zou komen, dan wordt verwacht dat het een lokaal fenomeen is, bijvoorbeeld bij een breuk. In de directe omgeving van zo'n breuk is de hoeveelheid water beperkt. Het is zeer onwaarschijnlijk dat een significante hoeveelheid zout zal oplossen binnen een relevante tijdschaal ten gevolge van waterinjectie in de Zechstein kalksteen reservoirs.

3.4 Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen

Verschillende risicoscenario's zijn beschreven, waaronder het scenario dat tijdens de waterinjectie lekkage plaatsvindt vanuit de injectieput (zie ook hoofdstuk 5) of vanuit het reservoir in de directe omgeving van de injectieput (dit hoofdstuk). De conclusie daarbij is dat migratie van injectiewater via of nabij de put als scenario niet geheel ondenkbaar is. In de navolgende paragrafen is dit verder uitgewerkt. Hierbij is gekeken naar een drietal mogelijke gevolgen:

1. Verspreiding van stoffen resulterend in grondwatervervuiling
2. Ontsnapping van gas naar het maaiveld
3. Sterke lokale bodemdaling in de vorm van sinkholes

Daarnaast zijn scenario's bekeken waarbij zoutoplossing plaats zou kunnen vinden in het veld ver bij de injectieputten vandaan. Het is zeer onwaarschijnlijk dat daar een grote hoeveelheid zout zal oplossen binnen een relevante tijdschaal. Om de mogelijke gevolgen in het geval van extreme zoutoplossing te testen zijn modelberekeningen verricht aan een van de Twente reservoirs (Tubbergen) waarbij aangenomen is dat overal het Carbonaat reservoir direct in contact staat met het steenzout zodat een maximale (niet realistische) zoutoplossings situatie nagebootst wordt, Referentie [3]. Die studies laten zien dat in het meest extreme geval op een termijn van duizenden jaren zoutoplossing zou kunnen optreden. Hierbij wordt minder dan 1% van het totale volume van de zoutlaag boven het reservoir opgelost, wat inhoudt dat zelfs in dit extreme scenario de integriteit van de afdekkende zoutlaag gegarandeerd blijft. De studie laat ook zien dat deze bodemdaling zich zal manifesteren aan het oppervlak als een geleidelijke komvormige verzakking met een diameter van ongeveer 5 kilometer die op zijn diepste punt een diepte heeft van ca. 12-14 cm. Er is geen sprake van lokale verzakkingen. Gezien de zeer lange tijdsduur (duizenden jaren) en de relatief beperkte effecten is dit scenario niet verder uitgewerkt.

3.4.1 Verspreiding van stoffen

Mitigation: small cavities formed by salt dissolution are quickly filled by salt creep. Salt is derived from a wider area, so that the halite seal remains intact

Op de diepte van de injectiereservoirs is het steenzout plastisch. De druk in het plastische zout is altijd hoger dan de druk in het injectiewater. Indien er ondanks alles toch holten in het zout ontstaan bij of nabij een injectieput, dan zullen deze weer gevuld worden door zout kruip, waarbij zout toestroomt vanuit de wijde omgeving. De eventueel gevormde holte wordt dus weer 'dichtgedrukt', waardoor zich geen grote holte kan vormen. De vorming van cavernes of sinkholes aan het oppervlak wordt door dit verschijnsel fysisch onrealistisch geacht, Referentie [17]. Hierdoor worden geen lokale verzakkingen verwacht en blijft de afdekkende werking van het zout intact. Dit effect is relatief sterk in het Schoonebeek gasveld omdat de snelheid van zout kruip hoger is op grotere diepte (en gerelateerde hogere temperatuur).

Mitigation: average reservoir pressure is kept below hydrostatic. In case the halite seal is breached, leakage will be in the opposite direction. i.e. from the overburden into the reservoir.

De gemiddelde druk in het reservoir blijft ten alle tijden onder de oorspronkelijke druk en ook beneden de hydrostatische druk, Referentie [16]. In het onwaarschijnlijke geval dat de afdekkende haliet-laag toch doorbroken wordt, zal in de meeste gevallen lekkage in omgekeerde richting plaatsvinden: van de hoger gelegen hydrostatische zandsteen lagen naar het onder lagere druk staande kalksteen injectie reservoir.

Mitigation: Entire gasfield is overlain by laterally extensive Main Claystone Formation (RBSM) which is 200m thick and may already act as caprock in places where the anhydrite/halite caprock could be absent (eroded by angular unconformity)

De bovenkant van het Zechstein pakket wordt gevormd door een discordantie¹, waar bovenop de Hoofd-Kleistein Formatie van zo'n 200m dikte is afgezet. Op plaatsen waar het Zechstein pakket verder is

¹ Bij een discordantie is er eerst een periode van erosie geweest voordat er weer nieuwe geologische lagen zijn afgezet, ierdoor kan een stuk van de stratigrafie ontbreken.

afgeërodeerd is het mogelijk dat de anhydriet/haliet laag ontbreekt (in SCH-537B werd 3m anhydriet aangetroffen). De afdekkende laag wordt op die plekken gevormd door de impermeabele Hoofd-Kleistein Formatie.

Mitigation: a thick package of claystones in the Lower Triassic/Bunter formation above the Zechstein halite formation is secondary seal that prevents upward migration into the biosphere

Indien de druk in het gelekte injectiewater toch hydrostatisch of hoger zou zijn, dan vormen de hoger gelegen kleistein lagen van het onder Trias (Bunter formatie) een bewezen afdekkende laag van duizenden meters tussen het injectiewater (~3000m diep) en de biosfeer (<500m diep). Deze en de hierop volgende barrières gelden ook voor eventuele lekkage door de verbuizing van putten (zie hoofdstuk 5).

Mitigation: laterally extensive sandstone layers between the Lower Triassic/Bunter claystone will accommodate water, thereby relieving overpressure and removing the mechanism behind further upward migration.

Mitigation: additional claystone layers in the Triassic, Jurassic, and Cretaceous provide barriers against injection water migration into fresh groundwater bearing layers

Zelfs als een of enkele van deze kleilagen door onverwacht hoge druk doorbroken zouden worden, dan kan het water opgevangen worden in de lateraal uitgestrekte zandsteen lagen in de Bunter formation, waarmee de druk afneemt en de kans op verdere doorbraak naar hoger gelegen lagen ook afneemt. Ook in de bovenste 500 meter (biosfeer) komen veel afdekkende klei/kleistein lagen voor.

Consequence: loss of containment resulting in widespread contamination of groundwater or drinkwater

Mocht er ondank alles toch injectiewater in het grondwater terecht komen dan moet met het volgende rekening worden gehouden:

- Het productiewater komt vanuit een hogere druk in een gebied met lagere druk, waardoor stoffen in de gasfase kunnen vrijkomen en een emissie veroorzaken van mogelijk brandbare gassen en ook van broeikasgassen
- Er zitten afbreekbare componenten in, zoals aromatische koolwaterstoffen en minerale olie. Dit afbreken zal niet plaatsvinden op grote diepte, door het ontbreken van zuurstof en nutriënten, maar wel als het productiewater naar de oppervlakte komt waar het grondwater zuurstofrijker is. Het kan ook worden gestimuleerd door middel van het toedienen van nutriënten en zuurstof.
- De stoffen zoals aromatische koolwaterstoffen en minerale olie zijn gevaarlijk voor mens, dier en plant. Zout heeft invloed op micro-organismen en planten.
- Tevens kunnen in het productiewater toegevoegde stoffen aanwezig zijn die niet of nauwelijks afbreken, zoals inhibitors. Voor deze stoffen dient een specifieke inventarisatie te worden uitgevoerd.

Mitigation: Groundwater velocity is very low, usually a few meters per year

Mitigation: groundwater monitoring is performed around all well locations so that contamination is detected in a timely manner

De verontreiniging kan zich zowel horizontaal als verticaal verplaatsen. Dit is mede afhankelijk van eventuele onttrekkingen in de omgeving en het volume water dat vrijkomt. Grondwaterstroming is relatief traag, in de regel een paar meter per jaar. Lokaal zijn hogere snelheden wel mogelijk. De verspreiding zal zodoende pas na een aantal jaren wat grotere afmetingen hebben. Hoe sneller de verontreiniging wordt ontdekt, des te effectiever kan de verontreiniging worden gesaneerd. In de omgeving van iedere putlocatie staan peilbuizen waar het grondwater gemonitord wordt. Indien een verontreiniging gevonden wordt, kan sanering plaatsvinden.

Mitigation: Remediation can take place by extracting groundwater and reinjection after treatment

Sanering van een diepe grondwaterverontreiniging bestaat er over het algemeen uit dat het water uit de omgeving wordt onttrokken. Afhankelijk van de kwetsbaarheid van de omgeving voor verlaging van stijghoogten, kan dit in combinatie met retourbemaling worden uitgevoerd.

3.4.2 Ontsnapping van gas en bodemdaling

Consequence: loss of containment resulting in gas release to surface

Consequence: significant localized subsidence due to sinkholes, leading to damage to buildings, infrastructure or environment

Naast het risico op verontreiniging van grondwater bestaat de zorg dat het oplossen van zout zou kunnen leiden tot cavernes, welke uit zouden kunnen groeien tot sinkholes aan het oppervlak. Dergelijke cavernes zouden ook een ontsnappingsroute bieden voor het nog in het reservoir aanwezige gas. De vorming van cavernes of sinkholes aan het oppervlak is bijzonder onwaarschijnlijk en wordt door TNO fysisch onrealistisch geacht, Referentie [17]. Desondanks is het scenario onder verder uitgewerkt.

Mitigation: gas has the tendency to migrate to the top, pushing water downward, thereby inhibiting upward salt dissolution

Gas zal door de lagere dichtheid naar boven te stijgen, waarbij het water naar beneden geduwd wordt. Daarmee wordt opwaartse zout oplossing bemoeilijkt. Zodoende wordt ook de kans op gas-migratie naar hoger gelegen lagen sterk gereduceerd. Bovendien gelden de bovengenoemde barrières voor injectie water (relatief lage drukken en afdichtende kleisteenlagen) tevens voor gas.

Mitigation: In the unrealistic case that a salt cavern is formed, upward growth will stop at the top of the Zechstein salt. This is overlain by a package of >1000m claystones and sandstones. In case of collapse and upward cavern migration, the cavern size will reduce significantly.

In een hypothetische situatie dat er toch een zout caverne zou ontstaan, dan kan deze niet verder groeien dan de top van de Zechstein haliet formatie op een diepte van zo'n 3000 meter in Schoonebeek. Indien een dergelijke caverne in zou storten, dan migreert de caverne naar boven. Tijdens deze migratie zal het volume sterk afnemen.

Mitigation: perform satellite (InSar) measurements to detect and measure subsidence in time

Mitigation: reduce or stop injection rate in wells/fields where unacceptable subsidence is measured

Door middel van Insar monitoring is het mogelijk om vroegtijdig kleine bodembewegingen te detecteren. Zodoende zou het hypothetische ontstaan van een sinkhole vroegtijdig opgemerkt kunnen worden zodat maatregelen getroffen kunnen worden zoals het stoppen van waterinjectie.

3.5 Onafhankelijke expert reviews

De NAM rapporten over zout oplossing risico, Referenties [1] [2] en [3], zijn door SodM onderworpen aan onafhankelijke reviews door de universiteiten van Clausthal en Parijs (ParisTech), Referentie [9]:

Conclusie review prof. Hou, Clausthal m.b.t. de zoutrapporten:

"Based on my review of all three reports, it can be concluded that the study assumptions are conservative or even too conservative; modelling approaches and conclusions are logic, realistic and acceptable; the long term stability of the halite seal (e.g. cavern development, breach of confinement) due to the halite dissolution in the low salt-saturated injection water is confirmed; and the reported large scale volumes of fresh water injection in the Zechstein carbonate reservoirs (ZEZ2C & ZEZ3C) can be a sustainable safe operation in the long-term (more than 1,000 years)."

Conclusies review team Dr Bruel, Parijs m.b.t. de zoutrapporten:

"Our feeling is that the safety of the long-term storage is not questioned"

"A common survey consisting in (of) water wells monitoring combined with time series of satellite-based measurements of the surface deformation will be sufficient in the early phase to ensure that the storage behaves as expected."

Daarnaast heeft TNO op verzoek van het ministerie van economische zaken een additionele verificatie uitgevoerd, Referentie [17]. Conclusies van TNO m.b.t. zoutoplossing:

"Het is zeer onwaarschijnlijk, dat een caverne van significant grootte zal worden gevormd door het oplossen van zout ten gevolge van waterinjectie in de Twentevelden"

"In het onwaarschijnlijke geval, dat een grote hoeveelheid zout wordt opgelost, blijven de effecten aan het maaiveld beperkt tot geleidelijke bodemdaling in de orde van 10 cm (gebaseerd op het Rossum-Weerselo veld). Bij de andere velden zal dit kleiner zijn, vanwege de lagere volumes van geïnjecteerd water"

4 Geïnduceerde bevingen als gevolg van waterinjectie

4.1 Top event

UNWANTED SEISMIC EVENT due to water injection

Aardbevingen of trillingen kunnen ontstaan door spanningsveranderingen door productie of injectie in de diepe ondergrond. Vooral injectie nabij bestaande breukzones kan leiden tot beweging van deze breuken, wat wordt aangeduid als re-activatie van de breukzone. De bewegende gesteentelagen kunnen trillingen en aardbevingen veroorzaken.

Aardbeving studies

In de MER in 2006 is al aandacht besteed aan de effecten van bodembewegingen (daling en trillingen) indien water geïnjecteerd wordt. De MER concludeerde dat de injectiereservoirs in Twente niet eerder seismisch actief zijn geweest en dat, zolang de gemiddelde reservoir druk beneden de oorspronkelijke reservoirdruk blijft, er dan ook geen trillingen als gevolg van waterinjectie worden verwacht. Het feit dat 11 jaar waterinjectie in Twente niet tot aardbevingen heeft geleid is in overeenstemming met de conclusies uit de MER.

Als onderdeel van het Tussenrapport van de 2016 Herevalatie waterinjectie, Referentie [18], is een kwalitatieve analyse gemaakt van de seismische dreiging in verschillende velden in zuidoost Drenthe, Referentie [19]. Referentie [20] geeft een analyse van de seismische dreiging in Schoonebeek. De hoofdconclusie is dat het seismisch risico bij waterinjectie lager wordt ingeschat dan tijdens de gasproductiefase. In het Schoonebeek gasveld en de omliggende gasvelden is een tiental lichte aardbevingen ($M=0,8$ tot $2,2$) geregistreerd tijdens de historische gasproductie en waterinjectie. Hierdoor is de seismische dreiging iets hoger dan in Twente, waar zowel tijdens de gasproductie fase als gedurende de 10 jaar van waterinjectie geen enkele beving is geregistreerd. Ook is in Schoonebeek het temperatuurverschil tussen het reservoirgesteente en het injectiewater groter dan in Twente, en zijn de breuken groter. Echter, omdat het Schoonebeek gasveld zo'n 2 kilometer dieper is gelegen dan de Twente velden zal de impact van mogelijke bevingen op de bovengrond in Schoonebeek kleiner zijn. Onder de 10 geregistreerde aardbevingen waren 3 voelbare aardbevingen², alle gesitueerd in het Coevorden veld, alle tijdens een periode waarin alleen gas werd gewonnen en geen water werd geïnjecteerd. Gedurende meer dan 10 jaar waterinjectie in respectievelijk de velden Coevorden, Dalen, en Schoonebeek is er slechts 1 aardbeving geregistreerd die zowel temporeel als spatieel gerelateerd zou kunnen worden aan waterinjectie.

4.2 Bow-tie analyse

Appendix 2 laat een bow-tie analyse zien van de mogelijke oorzaken en gevolgen die ten grondslag liggen aan een onverwachte beving als gevolg van waterinjectie. De meest extreme uitkomst zou kunnen zijn dat er schade aan gebouwen en infrastructuur op zou kunnen treden. In de bow-tie voor aardbevingen wordt ook verwezen naar een studie van Zoback [21], die richtlijnen geeft om het seismisch risico te beheersen tijdens waterinjectie in de ondergrond.

4.3 Mogelijke oorzaken en barrières

Threat: pressure increase leads to seismicity

Wereldwijd is gebleken dat waterinjectie slechts in incidentele gevallen aardbevingen veroorzaakt. Uit een door TNO uitgevoerde vergelijking van velden waar door waterinjectie wel bodemtrillingen zijn voorgekomen, blijkt dat in nagenoeg al deze gevallen de druk in het reservoir gedurende de injectie was toegenomen tot niveaus die boven de oorspronkelijke druk van het veld liggen, Referentie [22].

Barrier: Carry-out regular reservoir pressure measurements in each well to avoid that initial reservoir pressure is exceeded.

Barrier: wells are shut-in or injection is reduced in case reservoir pressure appears to increase to rapidly or is close to initial reservoir pressure

² Voelbare aardbevingen hebben een magnitude boven $M=1,5$.

Bij de waterinjectie in Nederland schrijven de verleende vergunningen voor dat de gemiddelde reservoirdruk onder de oorspronkelijke reservoirdruk dient te blijven. Deze vergunningsvoorwaarde en de monitoring die op basis hiervan plaatsvindt, Referentie [10], zijn belangrijke voorzorgsmaatregelen om dit risico te beperken en te monitoren. Indien een situatie met onverwacht hoge injectiedrukken ontstaat, zullen de modellen geëvalueerd worden, met name m.b.t. de validiteit van onderliggende gegevens en aannames over put configuratie, reservoir eigenschappen en reservoir-dimensies. Op basis hiervan wordt de injectiesnelheid teruggenomen of wordt de put ingesloten.

Zolang de druk beneden de initiële druk blijft is de kans op aardbevingen laag. Echter, ook bij lagere drukken is het “triggeren” van aardbevingen niet geheel uit te sluiten. De kans daarop hangt af van de spanningstoestand van het reservoirgesteente. Om een aardbeving te genereren moet een breukvlak in de diepe ondergrond in een kritieke spanningstoestand komen. Gedurende meer dan 10 jaar water injectie in de velden Schoonebeek, Coevorden en Dalen waarbij ca 10 mln m3 water is geïnjecteerd (vergelijkbaar met Twente) is er slechts 1 aardbeving geregistreerd die zowel temporeel als spatieel gerelateerd zou kunnen worden aan waterinjectie, Referentie [20].

Threat: direct injection of water into faults leads to seismicity.

Een andere factor die bijdraagt aan het risico voor aardbevingen is als direct in of in de directe nabijheid van grote en tektonisch actieve breuken geïnjecteerd wordt. In de wijde omgeving van Zuidoost Drenthe is nog nooit een natuurlijke aardbeving geregistreerd. Breuken in de diepe ondergrond zijn niet herkenbaar in de topografie aan het maaiveld. Omgekeerd zijn duidelijke langgerekte hoogteverschillen zoals de Hondsrug niet gerelateerd aan breuken, Referentie [23].

Barrier: avoid that injection occurs directly into a fault. Improve seismic network

De kans op aardbevingen wordt verder teruggedrongen door de nieuwe injectielocaties dusdanig te optimaliseren dat die niet in of nabij breuken staan, Referentie [20]. Sinds 2020 zijn er additionele accelerometers geïnstalleerd waardoor het meetnetwerk significant is verbeterd. De nauwkeurigheid rondom de bepaling van mogelijke epicentra is hiermee verbeterd, waardoor het duidelijker zal worden welke breuken actief zijn in het geval van mogelijke aardbevingen.

Threat: cold water leading to thermal stresses and inducing seismicity

Barrier: legacy shows no seismicity related to cold water injection in the Netherlands

Barrier: optimize injection locations and associated cooling zone away from faults

Een derde factor die mogelijk van belang is, is het temperatuurverschil tussen het injectiewater en de reservoirtemperatuur. Als dit temperatuurverschil groot is, zou het koude water mogelijk tot spanningssituaties in het reservoir kunnen leiden, wat breuken instabiel zou kunnen maken. Vanwege de diepere ligging van het Schoonebeek Zechstein reservoir is het temperatuurverschil daar groter dan in Twente. In Referentie [20] is daarom verder gekeken naar het effect van temperatuur op de mogelijke verklaring van bevingen in het verleden door waterinjectie. Uit de studie blijkt dat de zone van afkoeling beperkt blijft en dat de kleine bevingen die zijn waargenomen in Zuidoost Drenthe verklaard kunnen worden door de gasproductie en niet door de waterinjectie. De nieuwe injectielocaties zijn geoptimaliseerd om de zone van afkoeling op afstand van breuken te plaatsen.

Threat: poor understanding of physics and input parameters

Barrier: install improved seismic and accelerometer network

Barrier: calibrate model with best available information and actual data measured when an event occurred

Het begrip van de bovengenoemde bedreigingen en de effectiviteit van de genoemde barrières is afhankelijk van het begrip van de ondergrond. Daarom is rond Schoonebeek het seismisch monitoring uitgebreid met 7 additionele accelerometers. De minimale sterkte van de bevingen die door dit netwerk kan worden geregistreerd ligt tussen de $M=0,5$ en $M=1,0$.

Eventuele lichte trillingen die niet tot schade leiden kunnen wel gebruikt worden om het begrip van de ondergrond te vergroten, Referentie [24]. Met een beter begrip van de relatie tussen frequentie van bevingen en magnitude, kunnen de andere barrières verder versterkt worden zodat de kans op een top event met een hogere magnitude verder gereduceerd wordt.

4.4 Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen

Consequence: damage to buildings and environment; safety

Mitigation: Maintain protocol ('traffic light'-system) defining actions to be taken in time when event with a certain magnitude is detected.
Mitigation: adjust injection volume into wells/reservoirs that show high reservoir pressure or reservoir pressure increase. In case an event with $M > 3$ is measured, water injection will be stopped.

Gegeven het geringe aantal historisch gemeten aardbevingen zijn er onvoldoende gegevens beschikbaar om een statistisch voorspellend model op te stellen. NAM schat de kans op significante aardbevingen zeer laag.

Eventuele metingen met het geofoonnetwerk zijn gekoppeld aan het seismisch risico beheerssysteem zoals vastgelegd in het seismisch risicobeheersplan. Hierin worden de acties genoemd die NAM zal uitvoeren na een observatie van een beving met een bepaalde magnitude. Omdat het Schoonebeek veld reeds seismisch actief is, kan in het geval van een toekomstige aardbeving in het Schoonebeek veld nooit met volledige zekerheid worden vastgesteld of de beving het gevolg is van waterinjectie, of nog als gevolg van (eerdere) gasproductie. Met het Seismisch Risicobeheersplan voor de kleine velden onshore, Referentie [24], is er één vigerend beheersplan wat voor beide oorzaken wordt toegepast. In het Seismisch Risicobeheersplan is vastgelegd dat bij een aardbeving groter dan $M=3,0$ NAM de operaties in het gasveld zal stoppen.

Mogelijke schade wordt afgehandeld via de onafhankelijke commissie mijnbouwschade³.

³ <https://www.commissiemijnbouwschade.nl/>

5 Vrijkomen van water als gevolg van verminderde put-integriteit

5.1 Top event

Putlekkage Tijdens water injectie

5.2 Bow-tie analyse

Voor de injectie van het productiewater dat vrijkomt bij de oliewinning uit het Schoonebeek olieveld in het Schoonebeek gasveld worden nieuwe waterinjectie putten geboord. Om het risico van putlekkage in kaart te brengen is er een bow-tie analyse gedaan. Appendix 3 laat de bow-tie analyse zien van de mogelijke oorzaken en gevolgen die van toepassing kunnen zijn bij een scenario met put-lekkage tijdens waterinjectie. De oorzaken en gevolgen die specifiek betrekking hebben op het oplossen van steenzout ten gevolge van een put-lekkage zijn in deze analyse buiten beschouwing gelaten omdat deze risico's in een aparte analyse beschouwd zijn (Hoofdstuk 3 en Appendix 1). Naast de mogelijke oorzaken en gevolgen zijn de barrières en beschermende maatregelen beschreven waardoor de risico's van put-lekkage tijdens waterinjectie geminimaliseerd worden.

5.3 Mogelijke oorzaken en barrières

Barrière: Lekkage naar de ondergrond wordt voorkomen door een of meerdere metalen buiswanden van de vaste putconstructie.

Waterinjectie geschiedt via putten die zijn opgebouwd uit meerdere metalen buizen die door cement op hun plaats worden gehouden. Binnen deze vaste put-constructie bevindt zich een vervangbare injectiebuis waardoor het water daadwerkelijk geïnjecteerd wordt. Aan de onderkant van de injectiebuis verzorgt de packer een afdichting tussen de injectiebuis en de vaste putconstructie. De packer bevindt zich vlak boven het injectiereservoir. De put heeft over het injectiereservoir typisch 1 metalen verbuizing die toegang biedt tot het reservoir via gaten (perforaties). Door de putconstructie zoals hierboven beschreven wordt het grondwater in de ondiepe ondergrond door 3 of 4 metalen buiswanden gescheiden van het injectiewater. Figuur 6 toont een schematische weergave van een typische putconfiguratie voor waterinjectie.

Lekkende afsluiter

Lekkende wellhead

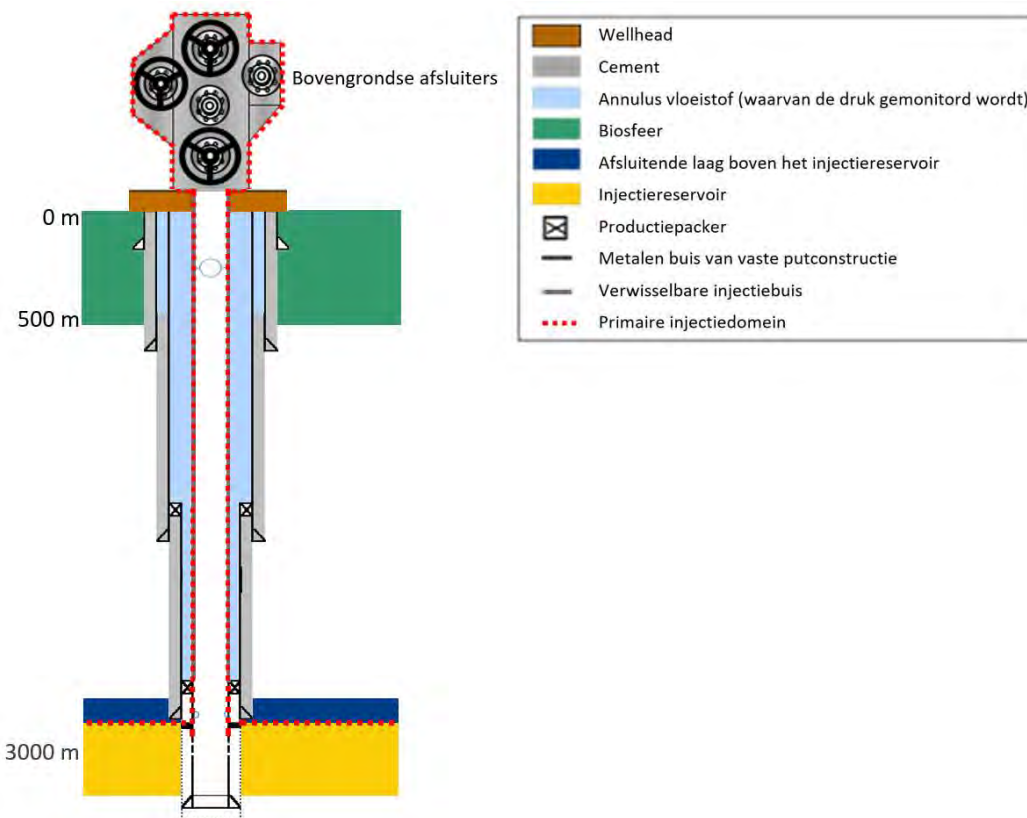
Lekkende injectiebuis door corrosive

Lekkende packer, SPM of SSD

Casing lekkage (i.e. squeezing salt of tectonische breuk activiteit)

Liner/casing lekkage onder de packer door corrosie

In de bow-tie analyse zijn de initiële dreigingen gedefinieerd als een lekkage van een van de onderdelen in het primaire injectiedomein (rode stippellijn in Figuur 6). Van boven tot onder wordt er onderscheid gemaakt in lekkages van afsluiters, de wellhead, de productiebuis, de packer, de vaste putconstructie onder de packer en de afsluitende laag van het injectiereservoir. Deze dreigingen zijn beschreven in de linkerkant van de bow-tie.



Figuur 6: Schematische weergave van een typische putconstructie

De beheersingsmaatregelen voor de risico's bij de nieuwe waterinjectieputten zijn veelal hetzelfde als voor NAM's bestaande productie- en injectieputten. Alle (waterinjectie)putten zijn geconstrueerd volgens interne standaarden en worden zodanig geopereerd dat de putintegriteit gewaarborgd wordt. De door NAM gehanteerde standaarden zijn consistent met en in vele gevallen zelfs strenger dan de geldende wettelijke voorschriften en richtlijnen.

Barrière: Jaarlijkse inspectie en onderhoud (WIT)

Barrière: 2 Jaarlijkse inspectie en onderhoud (SIT)

Barrière: In de X-mastree en wellhead worden meerdere barrières gehanteerd, waardoor het falen van een barrière niet leidt tot een externe lekkage

Bovengrondse lekkages bij de put worden voorkomen door regelmatige inspecties en onderhoud aan de afsluiters en aan de wellhead. Daarbij is het ontwerp zodanig dat er altijd meerdere barrières bestaan (bijvoorbeeld dubbele afdichtingen) zodat het falen van 1 afdichting niet kan leiden tot een externe lekkage.

Barrière: Het binnentreden van zuurstof wordt voorkomen, bijvoorbeeld door gebruik van injectiekleppen

Barrière: Corrosie boven de packer wordt voorkomen door gebruik te maken van corrosiebestendige GRE tubing.

Barrière: Corrosie onder de packer wordt voorkomen door gebruik te maken van corrosiebestendig, hoogwaardig staal (CRA).

In een waterinjectieput worden de materialen blootgesteld aan andere vloeistoffen en operationele condities dan in een gasproductieput. Dit heeft met name consequenties voor risico's die gerelateerd zijn aan corrosie. Ondergrondse putlekkage wordt voorkomen door het minimaliseren van de kans op corrosie. Hiertoe worden maatregelen getroffen om de hoeveelheid opgeloste zuurstof in het injectiewater te minimaliseren en het intreden van zuurstof in de put zo veel mogelijk te voorkomen (zoals bijvoorbeeld het gebruik van injectiekleppen). Bij het boren en completeren van een nieuwe injectieput wordt de materiaalkeuze afgestemd op het corrosierisico. Boven de packer wordt de productie tubing bekleed met Glassfibre Reinforced Epoxy (GRE). De putverbuizing onder de packer wordt beschermd tegen corrosie door beneden de packer (onder in de 7" liner) gebruik te maken van corrosiebestendig, hoogwaardig staal (Corrosion Resistant Alloys, CRA).

Als er onverhoopt toch een lekkage van de injectiebuis optreedt, dan wordt een lekkage van productiewater naar de ondergrond voorkomen door de eerdergenoemde meerwandige constructie van de put. Pas als er meerdere barrières tegelijkertijd falen kan dit leiden tot een externe putlekkage.

Lekkage door scheurvorming in het afsluitende gesteente van het injectiereservoir.

Zie linkerzijde bow-tie "loss of containment due to salt dissolution"

Lekkage door scheurvorming in het afsluitende gesteente van het injectiereservoir wordt voorkomen door met een gecontroleerde dynamische injectiedruk rond de put in het reservoir te werken. De druk waarbij mogelijke scheurvorming in de afsluitende laag boven het reservoir kan optreden wordt berekend aan de hand van geomechanische eigenschappen van het gesteente. Op basis daarvan wordt de maximale dynamische injectiedruk berekend. Om veilige operaties te garanderen wordt een lagere maximaal toegestane druk bepaald door een ruime veiligheidsmarge aan te nemen. Deze maximale ondergrondse injectiedruk wordt vervolgens vertaald naar een maximale bovengrondse injectiedruk. Een beveiliging in het pompsysteem zal ervoor zorgen dat de pomp automatisch afslaat mocht deze maximale injectiedruk overschreden worden. Indien er onverwacht toch een scheur door het afsluitende anhydriet ontstaat komt het injectiewater in contact met het Zechstein haliet, wat kan leiden tot het oplossen van zout. Dit scenario is verder uitgewerkt in hoofdstuk 3 en de bijbehorende bow-tie in appendix 1.

Liner/casing lekkage onder de packer (i.e. squeezing salts, interbed slip)

Zie linkerzijde bow-tie "loss of containment due to salt dissolution"

Tijdens reparatiewerkzaamheden aan put ROW-2 in 2021 is geconstateerd dat de buitenbuis ter hoogte van het bovenste van de twee injectiereservoirs is gescheurd. Hierbij is de binnenbuis intact gebleven en is er geen injectiewater gelekt. Er is geen gevaar geweest voor mens en milieu. Wel is gebleken dat het monitoring systeem onvoldoende was toegerust om het defect te detecteren. Daarom is het monitoring systeem verder aangescherpt om sneller en nauwkeuriger interventies te kunnen doen na afwijkingen in metingen. Dit behelst het continu handhaven van positieve druk op de ringruimte tussen binnen- en buitenverbuizing. Verlies van deze druk initieert een alarm en onderzoek naar oorzaak. Tevens wordt jaarlijks het vloeistofniveau in annulaire ruimte tussen binnen- en buitenbuis gemeten. Deze verbeteringen zijn vastgelegd in het water injectie management plan, Referentie [10].

Casing lekkage (interne corrosie)

Barrière: Lage pH annulus vloeistof (thermodynamische bescherming)

Barrière: Monitoren van vloeistof niveau in de annulus

Barrière: Lekkage naar de ondergrond wordt voorkomen door een of meerdere metalen buiswanden van de vaste putconstructie.

Wintershall-DEA opereert het Emlichheim olieveld, de zuidelijke extensie van het Schoonebeek veld in Duitsland. Medio 2019 werd bekend dat Wintershall-DEA via één van hun water injectie putten (EMLH-132), in het ergste geval tot zo'n 220.000 m3 injectiewater had verloren in de ondiepe biosfeer. Door galvanische corrosie waren gaten ontstaan in de binnen- en buitenverbuizing, deze lekkage was langere tijd onopgemerkt gebleven. Het NAM putontwerp kent meer verbuizingen over de ondiepe ondergrond dan de EMLH-132 put, waardoor een lek zoals bij EMLH-132 niet tot een lekkage naar de ondiepe biosfeer zou leiden. NAM houdt zich aan de beheersmaatregelen van de water injectie putten die zijn overeengekomen met SodM en zijn vastgelegd in Referentie [10]. Vergeleken met het beheer van Wintershall-DEA ten tijde van voor de 2019 lekkage hanteert NAM een aantal maatregelen die een lekkage in de ondiepe ondergrond in NAM injectieputten zeer onwaarschijnlijk maken. Zo wordt een annulus vloeistof met een hoge pH gebruikt om corrosie te voorkomen (thermodynamische bescherming), worden jaarlijks metingen verricht aan de integriteit van de binnenbuis, en worden putten uit voorzorg buiten gebruik genomen wanneer een onregelmatigheid aangetroffen wordt in de metingen.

Casing lekkage (i.e. squeezing salt of tectonische breuk activiteit)

Barrière: Materiaal keuze (i.e. MUST casing standaard sinds 1979)

Tijdens abandonment werkzaamheden op de Schoonebeek-447 put (SCH-447) in maart 2021 bleken zowel de casing (buitenste buis) als ook de tubing (binnenste buis; opvoer serie van olie) in de put dermate vervormd te zijn dat er geen diepere toegang in de put mogelijk was. Schoonebeek-447 is sinds 2012 uit productie. NAM heeft een onderzoek naar de oorzaak uitgevoerd middels een zogenoemde 'Root Cause Analysis', Referentie [25]. Algemeen kan worden geconcludeerd dat het bij SCH-447 gaat

om vervorming van de casing en tubing ter hoogte van het geologisch aanwezige natuurlijke zout in de bodem ('Röt-zoutpakket') op een diepte van circa 2km. Deze vervorming is hoogstwaarschijnlijk op die diepte ontstaan door zoutvloeï. Zoutvloeï is een langzaam proces onder invloed van temperatuur en geologische drukverschillen. Door vloeï van het zout tegen de buitenkant van de casing heeft het de buitenbuis van SCH-447 plaatselijk ingedrukt en uiteindelijk ook de tubing. De krachten tengevolge van deze beweging zijn in later geboorde putten gemitigeerd door de toepassing van dubbele en/of zwaardere verbuizing; alle putten in de nabijheid van SCH-447 dateren van na 1974 en zijn met een dubbele buitenbuis uitgevoerd en sinds 1979 voorzien van extra versterkte casing ('MUST casing') ter hoogte van het Röt-zoutpakket.

5.4 Mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen

Consequentie: Verontreiniging van grondwater en oppervlakte water

Als er een externe putlekkage optreedt, dat wil zeggen een lekkage door de buitenste barrière, kan er injectiewater in de ondergrond komen of op de injectielocatie. Er wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen verontreiniging van oppervlaktewater, verontreiniging van de biosfeer (<500 meter diep) en lekkage in de diepe ondergrond.

Mitigatie: Kleine lekkages worden opgevangen op locatie (putkelder en hoekbak) zodat oppervlakte water niet direct wordt verontreinigd. Door locatie bezoeken van operators kunnen lekkages tijdig worden opgemerkt.

Verontreiniging van oppervlaktewater kan optreden door een lekkage aan het oppervlak. Zoals eerder beschreven, wordt een bovengrondse lekkage bij de put door meerdere barrières voorkomen. Mocht er onverhoopt toch een lekkage ontstaan, dan word deze in eerste instantie opgevangen door de putkelder, en vervolgens in een gesloten systeem van afwateringsgoten die uitkomen op een verzamel reservoir (de hoekbak) op locatie. De locatie vloer is vloeïstofkerend wat lekkage door de vloer heen voorkomt. Door frequente locatie-bezoeken van operators kunnen bovengrondse lekkages tijdig worden opgemerkt, voordat verontreiniging van de omgeving buiten de locatie kan optreden.

Mitigatie: Grondwaterstroming is relatief traag. In de omgeving van iedere putlocatie staan peilbuizen waar het grondwater gemonitord wordt. Indien een verontreiniging gevonden wordt, kan sanering plaatsvinden.

Voor het geval dat er onverhoopt toch injectiewater buiten de locatie terecht komt wordt het grondwater gemonitord met peilbuizen. Grondwaterstroming is relatief traag, in de regel een paar meter per jaar. Lokaal zijn hogere snelheden wel mogelijk. De verspreiding zal zodoende pas na een aantal jaren wat grotere afmetingen hebben. Hoe sneller de verontreiniging wordt ontdekt, des te effectiever kan de verontreiniging worden gesaneerd. In de omgeving van iedere putlocatie bevinden zich peilbuizen waar het grondwater gemonitord wordt. Indien een verontreiniging gevonden wordt, kan sanering plaatsvinden.

Mitigatie: Annulaire drukken worden actief gemonitord zodat een eventuele lekkage wordt geïdentificeerd. Als een onacceptabele putintegriteit wordt geobserveerd wordt de put ingesloten en gerepareerd of zelfs vroegtijdig verlaten.

Voor ondergrondse lekkages geldt dat door de dubbelwandige constructie van de put, waarbij de druk tussen de verschillende verbuizingen (de annuli) gemonitord wordt, interne lekkages vroegtijdig opgemerkt kunnen worden. Alle annulaire drukken worden gemonitord. Als een interne lekkage opgemerkt wordt zal de waterinjectie van de betreffende put tijdelijk of permanent gestopt worden. Indien er ondanks alles toch een externe lekkage boven de packer ontstaat, dan kan het water uiteindelijk in de biosfeer terecht komen. Dit scenario is verder uitgewerkt in hoofdstuk 3 en de bijbehorende bow-tie in appendix 1.

Zie rechterzijde bow-tie "loss of containment due to salt dissolution"

Mogelijke lekkages beneden de packer kunnen niet opgemerkt worden door middel van veranderende annulaire drukken. Het putontwerp is geoptimaliseerd om dergelijke lekkages te voorkomen. Indien er onverwacht toch een lekkage beneden de packer ontstaat, dan komt het injectiewater in contact met het Zechstein haliet, wat kan leiden tot het oplossen van zout. Ook dit scenario is verder uitgewerkt in hoofdstuk 3 en de bijbehorende bow-tie in appendix 1.

Monitoring

De frequentie van monitoring activiteiten is opgenomen in het Water Injectie Management Plan, Referentie [10].

Selectie van putten en materialen

Bij het gebruik van bestaande gasproductieputten die worden geconverteerd voor waterinjectie in Schoonebeek zal putintegriteit meegenomen worden als selectiecriterium. De integriteit wordt gecontroleerd door middel van metingen en analyse. Vervangbare onderdelen kunnen worden aangepast voor waterinjectie, echter de bestaande casing/liner kan niet worden vervangen. Voor de start van waterinjectie zal de operating envelope van de put opnieuw bepaald worden voor de nieuwe injectiecondities. Als een put een (beheerst) integriteitsprobleem heeft, zal het risico onder de nieuwe omstandigheden (injectie) opnieuw in kaart gebracht moeten worden, voordat de waterinjectie gestart wordt.

Voor nieuw te boren waterinjectie putten kan het ontwerp worden geoptimaliseerd voor de gebruiksperiode (i.e. cement, materiaalkeuze).

6 Conclusies

Ten behoeve van de herontwikkeling van het Schoonebeek olieveld is in 2009 een risicoanalyse als onderdeel van de Milieu Effect Rapportage (MER) uitgevoerd. In de MER is aandacht besteed aan het mogelijk oplossen van de afdekkende steenzoutlaag indien deze laag in aanraking zou komen met het injectiewater wat zou kunnen leiden tot het vrijkomen van injectie water en/of bodemdaling. Ook is aandacht besteed aan effecten van bodembewegingen (daling en trillingen) indien water geïnjecteerd wordt. De MER concludeert dat deze zoutlagen niet of nauwelijks zullen oplossen in het injectiewater en dat er geen bodemdaling of trillingen als gevolg van waterinjectie worden verwacht, zolang de gemiddelde reservoir druk beneden de oorspronkelijke reservoirdruk blijft.

Om hierover aanvullend inzicht te verkrijgen is op verzoek van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) in 2015 een uitgebreidere set onderzoeken gedaan. SodM heeft vervolgens de onderzoeksrapporten laten beoordelen door internationale experts van de US Geological Survey en de universiteiten van Clausthal en Parijs (ParisTech). Deze hebben de conclusies van NAM bevestigd. SodM stelt dat er een groot aantal aanwijzingen is dat waterinjectie in de ondergrond van Twente veilig en verantwoord kan gebeuren.

Daarnaast heeft TNO in 2016 op verzoek van het ministerie van economische zaken een additionele verificatie uitgevoerd m.b.t. het risico op zoutoplossing en aardbevingen. TNO kan zich vinden in de onderzoeksresultaten van NAM.

Latere gebeurtenissen bij put ROW-2 (gebroken buitenbuis) en ROW-4 (meet onregelmatigheid die wijst op beperkte aantasting van haliet) hebben niet geleid tot verspreiding van stoffen in de biosfeer of tot enig gevaar voor mens en milieu. Echter, de voorvallen hebben wel geleid tot een actualisatie van deze overkoepelende risico analyse en tot verbeteringen in het monitoring systeem vastgelegd in het Water Injectie Management Plan.

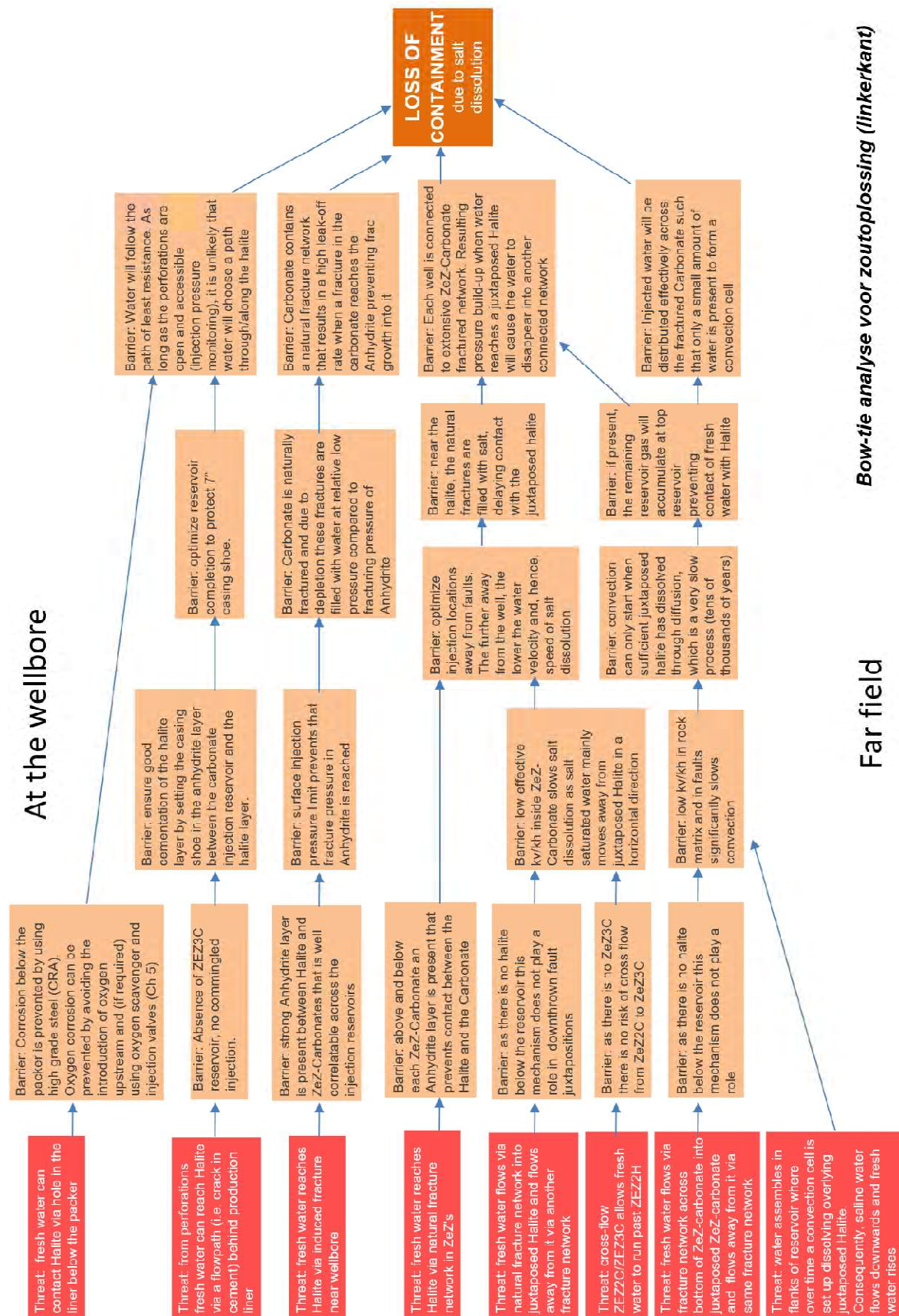
Voorliggende risicoanalyse voor injectie van het productiewater uit het Schoonebeek olieveld in het Schoonebeek-Zechstein gasveld geeft een overzicht van de beheersmaatregelen zoals vastgelegd in de vergunning en het Waterinjectie Management Plan met alle waarborgen voor een veilig en verantwoord opereren van de waterinjectieputten.

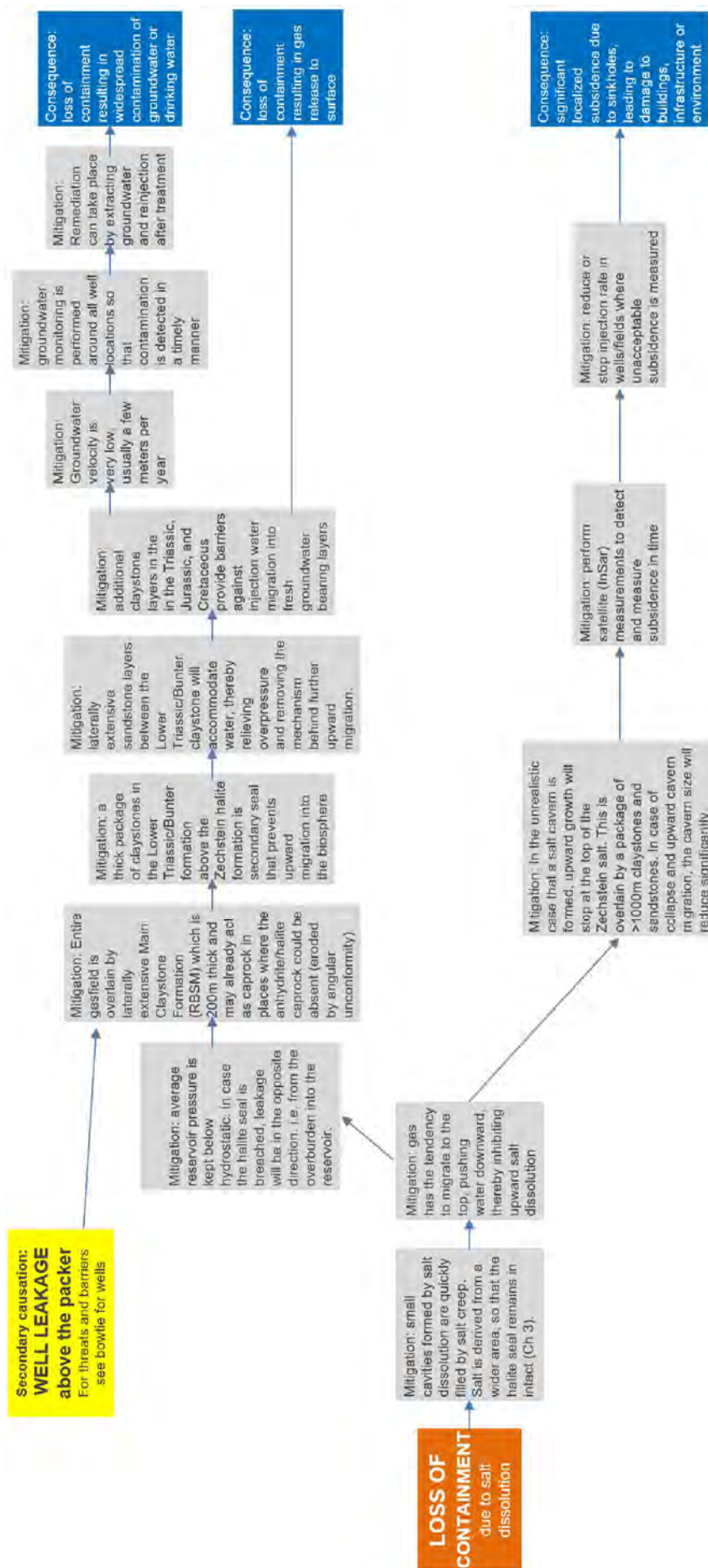
Dit houdt in dat preventie van grondwatervervuiling door het in de ondergrond ongecontroleerd vrijkomen van injectiewater alsmede lokale/regionale bodemdaling als gevolg van zoutoplossing op een goede manier preventief geborgd worden. Er zijn verschillende beheersmaatregelen geïmplementeerd die vroegtijdige detectie van eventuele problemen ten doel hebben en de mogelijkheid van verdere escalatie beogen te minimaliseren.

Ook de risicoanalyse rond de effecten van een door waterinjectie geïnduceerde aardbeving laat zien dat de waarborgen voor een veilig en verantwoord opereren van de waterinjectie aanwezig zijn. Een uitgebreide analyse van de belangrijkste parameters die zouden kunnen leiden tot een verhoogd bevingsrisico hebben aangetoond dat dit risico als laag ingeschat wordt, de vier lichte aardbevingen ($M \leq 1,4$) die tot op heden zijn geregistreerd in het Schoonebeek veld correleren met redelijke tot absolute waarschijnlijkheid aan de gasproductie. Mocht zich een beving voordoen dan wordt deze gedetecteerd door het seismische monitoring netwerk. Het seismische risicobeheersplan beschrijft de acties die vervolgens genomen worden met het doel om effecten te minimaliseren.

7 Referenties

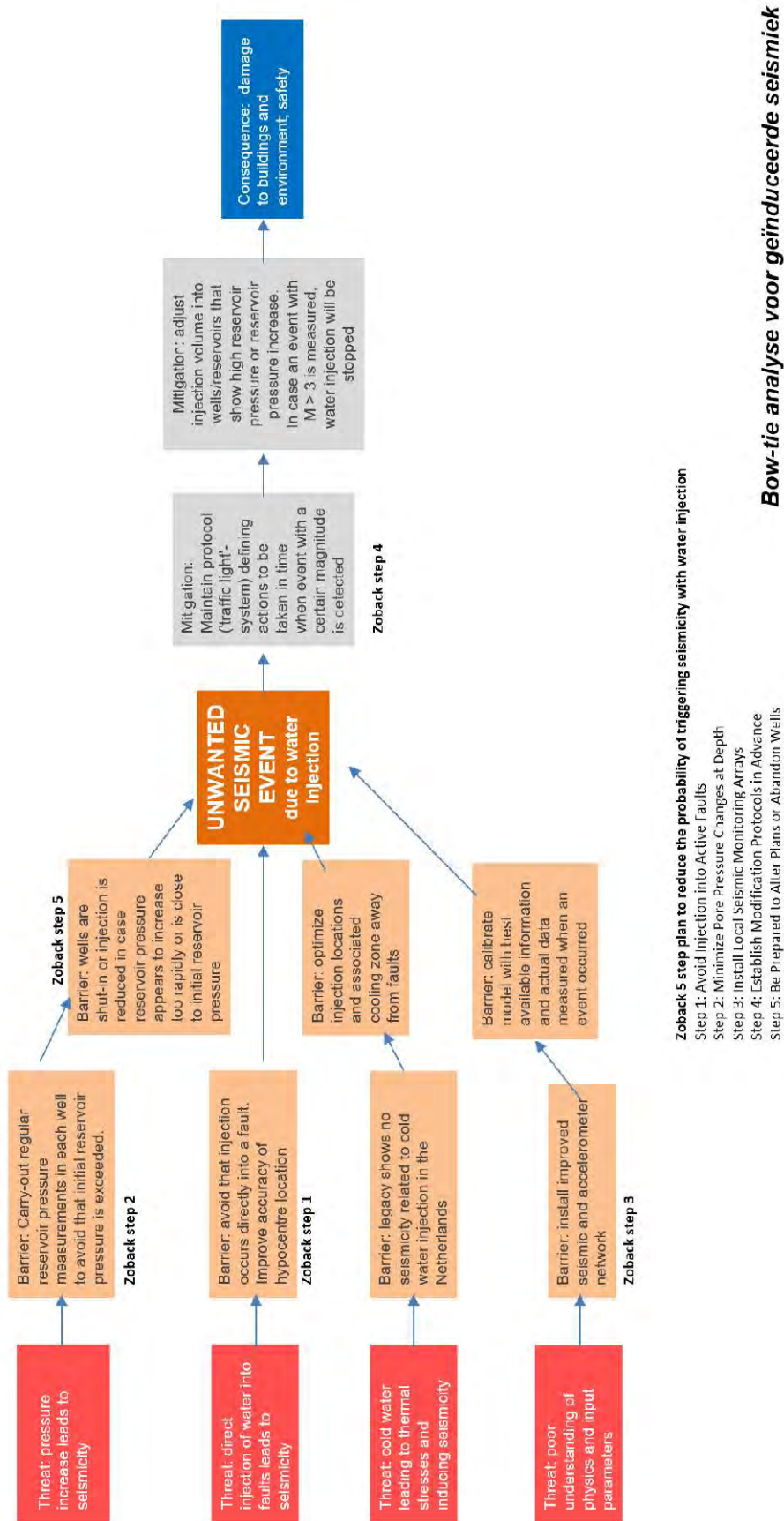
- [1] NAM, Halite dissolution modelling of water injection into Carbonate gas reservoirs with a Halite seal, December 2014.
- [2] NAM, Geology description of Twente Gas Fields: Tubbergen, Tubbergen-Mander and Rossum-Weerselo, 2014 (2016 revisie).
- [3] NAM, Subsidence caused by Halite dissolution due to water injection into depleted Carbonate gas reservoirs encased in Halite, 2014 (2016 revisie).
- [4] NAM, Threat assessment for induced seismicity in the Twente water disposal fields, 2015 (2016 revisie).
- [5] TNO, Description and analysis of field cases of injection in The Netherlands, 5 november 2015.
- [6] TNO, Geomechanical modelling of the effects of (nitrogen) injection on fault stability in a reservoir, representative for a typical Rotliegend reservoir in the northern part of The Netherlands, 11 November 2015.
- [7] NAM, Norg UGS fault reactivation study and implications for seismic threat, October 2016.
- [8] Groningen Pressure Maintenance Study - Progress Report, February 2016.
- [9] SodM, Reviews NAM rapporten m.b.t. 'Risico's zoutoplossing' en 'Seismic threat analysis', juni 2016.
- [10] NAM, Waterinjectie Management Plan 2023 - Schoonebeek-Zechstein, Maart 2023.
- [11] Minister van Economische Zaken, Kamerbrief: Injectie van productiewater bij olie- en gaswinning, 27 Maart 2015.
- [12] SodM, Brief aan NAM: Beoordeling aanvullend onderzoek ROW-4 en overkoepelende risicoanalyse waterinjectie Twente, 26 september 2022.
- [13] NAM, Geochemical compatibility of Schoonebeek oil field production water with Zechstein reservoirs, Dec 2016.
- [14] NAM, Technical evaluation of Twente water injection wells ROW3, ROW4, ROW7, ROW9, TUB7 and TUB10 3 years after start of injection, 2015.
- [15] NAM, „ROW-4 onderzoek,” 22 juli 2022.
- [16] NAM, Uitwerking Waterinjectie Protocol - Injectie van het Schoonebeek oliewater in het Schoonebeek gasveld, Maart 2023.
- [17] TNO AGE, Waterinjectie in Twentse gasvelden, 2016.
- [18] Royal Haskoning DHV, Herafweging verwerking productiewater Schoonebeek, Tussenrapport alternatievenafweging, Juni 2016.
- [19] NAM, Note for file: seismic threat assessment for the potential injection and storage of produced water in the Drenthe Zechstein Carbonate reservoirs, November 2016.
- [20] NAM, Seismic Threat Assessment - Schoonebeek-Zechstein Water Injection, March 2023.
- [21] M. Zoback, Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. ARMA e-NEWSLETTER SPRING 2012, Volume 1, Issue 2.
- [22] TNO, Literature review on Injection-Related Induced Seismicity and its relevance to Nitrogen Injection, 2014.
- [23] R. Van Balen, R. Houtgast en S. Cloetingh, Neotectonics of the Netherlands. Quaternary Science Reviews, 24, 439-454, 2005.
- [24] NAM, Seismisch risico voor “kleine velden” (onshore gasvelden, exclusief het Groningen gasveld en ondergrondse gasopslag Norg).
- [25] NAM, Onderzoek SCH-447 Incident - Root Cause Analysis, April 2022.
- [26] NAM, „Eindrapportage onderzoek toedracht scheur put ROW-2,” 31/3/2022.





Bow-tie analyse voor zoutoplossing (rechterkant)

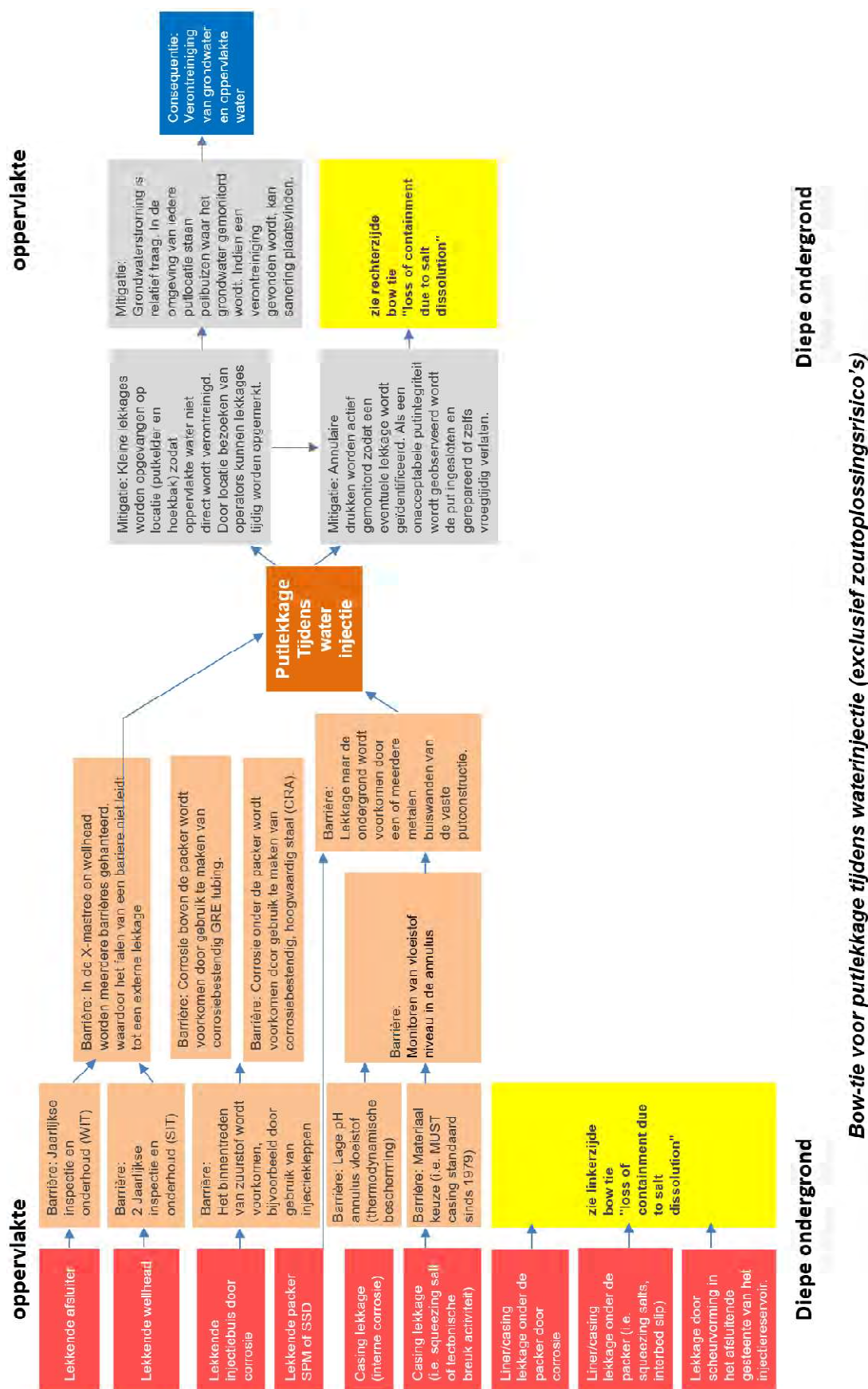
Appendix 2 Bow-tie voor geïnduceerde seismiek



Bow-tie analyse voor geïnduceerde seismiek

Appendix 3

Bow-tie voor putlekkage tijdens waterinjectie (excl. zoutoplossingsrisico's)



April 2023



Report: EP202303201027

Nederlandse Aardolie Maatschappij

Waterinjectie Management Plan 2023
Waterinjectie Schoonebeek-Zechstein

This document is the property of Nederlandse Aardolie Maatschappij, and the copyright therein is vested in Nederlandse Aardolie Maatschappij. All rights reserved. Neither the whole nor any part of this document may be disclosed to others or reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form by any means (electronic, mechanical, reprographic recording or otherwise) without prior written consent of the copyright owner.

Inhoudsopgave

1.	Inleiding	3
1.1	Waterinjectie activiteiten	3
1.2	Waterinjectie Management Plan (WMP)	3
1.3	Rapport indeling	3
2.	Integriteit van afsluitende bovenlaag: druklimieten	4
3.	Monitoring en rapportage van waterinjectie	5
3.1	Implicaties putontwerp	5
3.2	Overzicht van monitoring en rapportage	5
3.3	Zes-jaarlijkse evaluatie van de injectie.....	10
3.4	Jaarrapportage	11
4.	Kalibratie van modellering	12
5.	Kwaliteitsborging	13
6.	Gebruikte Termen en Afkortingen	14
7.	Referenties	15

1. Inleiding

1.1 Waterinjectie activiteiten

Sinds 2011 wint NAM opnieuw olie uit het olieveld Schoonebeek. Bij het omhoogpompen van de olie komt ook water en gas mee naar boven. Het mengsel van deze vloeistofstromen wordt op de oliebehandelingsinstallatie van elkaar gescheiden. Vervolgens wordt de olie geëxporteerd naar een olieraffinaderij in Lingen, wordt het gas gebruikt bij de productie van stoom en wordt het water (ook wel productiewater of injectiewater genoemd) via ondergrondse leidingen naar grotendeels leeggeproduceerde aardgasvelden getransporteerd. Hier wordt het productiewater geïnjecteerd in een aantal waterinjectieputten. Dit gebeurde van 2011 tot 2021 in Twente in voormalige gasproductieputten in de velden Tubbergen-Mander, Rossum-Weerselo en Tubbergen. Dit voorliggende rapport beschrijft injectie in het Zechstein reservoir van het Schoonebeek veld met nieuwe putten die specifiek zijn ontworpen voor waterinjectie.

In het Schoonebeek Zechstein reservoir is sinds 2010 injectiewater geïnjecteerd, dit betreft het productiewater dat wordt meegeproduceerd met de gaswinning in Oost Nederland. Hiervoor zijn verschillende injectieputten gebruikt. De inrichting SCH447 heeft een geldige omgevingsvergunning (kenmerk DGETM-EM/14054621, d.d. 8 april 2014) om dit injectiewater te mogen injecteren. De reeds vergunde waterinjectie op SCH-447 is als zodanig geen onderdeel van het voorliggende document. In dit document wordt alleen de injectie in de nieuw te boren injectieputten in het gasveld Schoonebeek nader beschreven. Voor de injectie in deze nieuwe injectieputten zijn nieuwe vergunningen nodig en zal dit Water Management Plan (WMP) onderdeel zijn van die benodigde vergunningsaanvragen.

1.2 Waterinjectie Management Plan (WMP)

Gedurende de injectie van het injectiewater is het belangrijk dat de integriteit van de putten, het gasreservoir en de afsluitende bovenlaag gewaarborgd wordt. In het Waterinjectie Management Plan (WMP) dat onderdeel is van de verleende omgevingsvergunning zijn hiervoor specifieke parameters opgenomen. Deze parameters kunnen in de loop der tijd wijzigen indien nieuwe inzichten daarvoor aanleiding geven. Indien daarvan sprake is zal het WMP geactualiseerd worden en ter goedkeuring voorgelegd worden aan het bevoegd gezag.

Er is in 2009 voor het eerst een WMP opgesteld als onderdeel van de waterinjectievergunningen voor Twente om de activiteiten die nodig zijn voor het waarborgen van de integriteit vast te leggen. Dit WMP is ook uitgebreid getoetst door de Raad van State (kenmerk 201004639/1/M1, 201004671/1/M1 en 201006944/1/M1 d.d. 27 juli 2011). In overleg met Staatstoezicht op de Mijn (SodM) is er in 2018 een actualisatie van het WMP voor Twente opgesteld. Naar aanleiding van de bevindingen in waterinjectieputten Rossum-Weerselo 2 en 4 in de periode 2021-2022 heeft de laatste actualisatie in 2022 plaatsgevonden en heeft EZK hierop instemming verleend (kenmerk PDGGO-DTDO / V-18181, d.d. 27-10-2022). De leerpunten uit Twente zijn meegenomen in dit voorliggende WMP voor injectie van productiewater uit het Schoonebeek olieveld in het Schoonebeek Zechstein gasreservoir.

1.3 Rapport indeling

In hoofdstuk 2 worden de druklimieten ter waarborging van de integriteit van de bovenlaag besproken. Hoofdstuk 3 behandelt de monitoring van de waterinjectie en rapportage aan het bevoegd gezag. Hoofdstuk 4 bespreekt de kalibratie van de modellering. Kwaliteitsborging wordt behandeld in hoofdstuk 5.

2. Integriteit van afsluitende bovenlaag: druklimieten

Druklimieten en maximum injectie debieten

De reservoirlaag waarin geïnjecteerd wordt is de Zechstein 2 Carbonaat, welke behoort tot de Zechstein Groep. De afsluitende bovenlaag van dit gasreservoir wordt gevormd door Anhydriet en Haliet (een steenzoutlaag). Op plaatsen waar het Zechstein pakket is afgeërodeerd in de geologische tijd is het mogelijk dat de anhydriet/haliet laag ontbreekt en dat de afdekkende laag op die plekken wordt gevormd door de Hoofd-Kleistein Formatie. Met seismiek is vastgesteld dat op de gekozen injectielocaties het Anhydriet/Haliet de afsluitende laag vormt. Op basis van de formatiesterkte van deze afsluitende bovenlagen zijn bovengrondse druklimieten per put uitgerekend. De toegepaste bovengrondse druklimiet (zie Tabel 1) is echter nog zo'n 25% lager als gevolg van de materiaalselectie voor de flowleiding van de injectiepomp naar het spuitkruis (X-mas tree) bovenop de injectieput. Indien de bovengrondse injectiepomp de genoemde druklimieten bereikt, dan wordt de pomp automatisch afgezet.

Het maximaal verwacht injectiedebiet is vastgesteld op basis van een empirisch model, dat is gekalibreerd op basis van de ervaringen met een twintigtal waterinjectoren in Zechstein formaties in de regio (Drenthe, Twente, Duitsland). Dit zijn met name voormalige gasproductieputten die zijn geconverteerd naar waterinjectoren. Er is een redelijke correlatie gevonden tussen de gasproductiviteit en de waterinjectiviteit. De gasproductiviteit laat zich echter moeilijk vooraf voorspellen in Zechstein reservoirs. In Oost-Nederland is een honderdtal gasproductieputten geboord in de Zechstein, met een sterk uiteenlopende gasproductiviteit. Vanwege de geologische variabiliteit van het reservoirgesteente blijken empirische data waardevoller dan modelleerstudies.

Tabel 1: Bovengrondse druklimieten voor waterinjectieputten op de locaties SCH-447 en SCH-313.

Locatie	Put	Reservoir Diepte (mTVSS)	Bovengrondse druk limiet (bar)	Maximaal verwacht Injectiedebiet (m3/d)
SCH-447	SCH-4473 (FE2)	2900	250	3500
SCH-477	SCH-4474 (FE1)	2900	250	3500
SCH-313	SCH-3132 (FW1)	2900	250	3500
SCH313	SCH-3133 (FW2)	2900	250	3500

De sterkte van het reservoirgesteente is lager dan die van de afsluitende laag. Daarom is het binnen de gestelde druklimieten mogelijk om te injecteren in het reservoir onder "fracturing condities" zonder de afsluitende laag te beschadigen. De kans dat er onder "fracturing condities" wordt geïnjecteerd is echter klein, gebaseerd op de ervaring met waterinjectie in het Zechstein carbonaat in Twente. Tijdens het ontwerp van de Schoonebeek herontwikkeling was de verwachting dat injectie van productiewater in de reservoirs zou plaatsvinden onder "fracturing" condities. Dit is ook beschreven in de vergunningsaanvragen destijds voor Twente en ook zo vergund. Echter in Twente zijn sinds de start van waterinjectie in 2011 meerdere injectiviteitstesten ("Step-Rate Tests", SRT) uitgevoerd welke duidelijke aanwijzingen geven dat het injectiewater in het reservoir wordt opgenomen in het natuurlijk netwerk van bestaande scheuren in het Zechstein carbonaat. Dit betekent dus dat de injectie niet plaatsvindt onder "fracturing" condities, maar dat de injectie drukken lager liggen dan de injectiedruk waarbij "fracturing" van het gesteente zou plaatsvinden.

De maximale reservoirdruk bedraagt 335 bar op datum niveau (3000mTVDSS) als gevolg van de ondiepe SCH-447 abandonment plug. Als extra veiligheidsmarge wordt injectie echter al eerder gestopt, bij een reservoirdruk van 318 bar op datum niveau, wanneer het reservoir de hydrostatische druk bereikt (uitgaande van een hydrostatische gradiënt van 1,06 bar/10m).

3. Monitoring en rapportage van waterinjectie

3.1 Implicaties putontwerp

Voor de injectie van water uit het Schoonebeek olieveld in het Schoonebeek gasveld wordt gebruik gemaakt van nieuwe putten. Het putontwerp en de materiaalselectie zijn hiervoor geoptimaliseerd [1]. Het risico dat het injectiewater zich achter de verbuizing langs richting de halietlagen kan bewegen is lager dan in Twente doordat er in Schoonebeek slechts sprake is van één carbonaat injectiereservoir, in plaats van twee zoals in Twente. Door de 7" liner schoen te plaatsen in de anhydriet laag direct boven het injectiereservoir wordt de kans op het oplossen van de bovengelige halietlagen verder geminimaliseerd. Deze schoen wordt verder beschermd door de uiteindelijke completering van de reservoirsectie afhankelijk te maken van het boorproces. Bij grote verliezen van boorspoeling tijdens het boren van de reservoirsectie bestaat de mogelijkheid op een onvolledige cementatie van de 5" liner, en heeft een ongecementeerde liner de voorkeur. In dat geval bieden swellable packers extra bescherming direct onder de casing schoen. Als er geen significante verliezen zijn kan er wel een goede cementering plaatsvinden tot aan de schoen van de 7" liner en kan worden gekozen voor een gecementeerde en geperforeerde 5" liner. Onder de packer wordt gekozen voor corrosiebestendig, hoogwaardig staal (Corrosion Resistant Alloys, CRA).

De tubing wordt uitgevoerd met een Glassfibre Reinforced Epoxy (GRE) bekleding aan de binnenkant, die het koolstof-staal afschermt van mogelijk corrosieve injectievloeistoffen. Het bovenste stuk van de tubing vanaf de wellhead tot aan de veiligheidsklep wordt uitgevoerd in hoogwaardig roestvast staal, om goede toegang tot de klep te garanderen zonder dat er een risico ontstaat op het beschadigen van de GRE bekleding van de tubing. De GRE bekleding is namelijk gevoelig voor krassen, en als het onderliggende metaal blootgesteld wordt kan corrosie optreden. Door de specifieke materiaalkeuzes van de nieuwe injectieputten is het risico op corrosie zo goed als uitgesloten, waardoor de logging frequentie omlaag kan. Tegelijkertijd geeft elke logging interventie kans op het beschadigen van de GRE bescherm laag aan de binnenzijde van de tubing, wat het risico op mogelijke corrosie juist verhoogt. Een eventuele lekkage zal worden gemonitord door de A-annulus druk bewaking alsmede door vloeistofmetingen in de A-annulus, maar het is beter om dit te voorkomen.

Er is binnen de Shell groep en de olie- en gasindustrie in het algemeen geruime ervaring met interventies op putten met GRE beklede tubing door middel van wireline (slickline of braided line) of Coiled Tubing. Er wordt in het algemeen aanbevolen om het aantal slickline interventies te minimaliseren. Braided line geeft veel slechtere ervaringen met het beschadigen van de GRE bekleding, en Coiled Tubing moet ideaal gezien geheel worden vermeden. Hierdoor worden met een keuze voor GRE beklede tubing de mogelijkheden tot downhole metingen beperkt. Op slickline kunnen alleen meetinstrumenten met batterijen en geheugen worden afgelaten, meetinstrumenten die elektrische voeding en RealTime datatransport nodig hebben zijn gebonden aan braided line.

In een productie- of injectieput kunnen vaste stoffen (zoals zand) onder in de put accumuleren. De "bodem" van de put (zg. "Hold-Up Depth" of HUD) kan dus omhoogkomen. De diepte van de bodem wordt bepaald door een gewicht aan slickline in de put af te laten. Zodra dit gewicht op de bodem van de put landt zal het gewicht, dat wordt gemeten aan het oppervlak, instantaan afnemen. Op basis van deze metingen kan het injectie model worden aangepast en wordt bepaald of de put uitgeschoond moet worden.

Echter, op basis van de metingen in Twente worden geen problemen verwacht met het stijgen van de HUD (bij putten in de Twente Zechstein velden was de HUD stabiel tijdens zowel de gasproductie fase als tijdens de waterinjectiefase). Door het aanbrengen van enige accumulatie ruimte onder het reservoir (zg. rat hole) wordt hier ook een mitigatie voor aangebracht.

In het geval de putbodem toch omhoogkomt kan het gevolg zijn dat (het onderste deel van) het injectiereservoir niet langer beschikbaar is voor opname van het injectiewater. Dit veroorzaakt een afwijking in de relatie tussen de oppervlakte-injectiedruk en het debiet, wat wordt opgemerkt door de Production Programmer. In dit geval kan overwogen worden of een downhole interventie noodzakelijk is.

3.2 Overzicht van monitoring en rapportage

Tijdens waterinjectie worden een aantal parameters frequent gemonitord en gemeten. Onderstaande Tabel 2 laat zien welke parameters dit zijn, met welke frequentie dit gebeurt, en de (mogelijke) acties die uit de analyse van deze testen kunnen volgen. De monitoring activiteiten die genoemd worden in de bow-tie diagrammen van de Overkoepelende Risico Analyse [2] worden ook vermeld in Tabel 2.

Vervolgens wordt aangegeven waar de data wordt gerapporteerd. Er zijn twee periodieke rapportages, de zes-jaarlijkse evaluatie van de injectie (sectie 3.3) en de jaarrapportage (sectie 3.4). Afwijkende observaties

worden opgenomen in de jaarrapportage als daar aanleiding voor is. Contractor rapporten met meetresultaten worden gedeeld met SodM.

Tabel 2: Overzicht van surveillance activiteiten en testen die uitgevoerd worden tijdens waterinjectie

	Activiteit	Frequentie	(Mogelijke) follow-up	Rapportage
1.	Meting van injectiedebiet en –oppervlakedruk	Real-Time	Vergelijking met en handhaving van druklimieten Kalibratie van modellering	Jaar gemiddelden en volumes in de Jaarrapportage.
2.	Analyse van waterkwaliteit/ samenstelling	1×/week (beknopte analyse), 1/maand (uitgebreide analyse)	Aanpassing waterbehandeling op OBI Kalibratie van modellering	Jaarrapportage
3.	Meting van reservoirdruk (echo-meting)	1×/jaar	Kalibratie van modellering	Jaarrapportage & 6-jarlijks evaluatierapport
4.	Meting van bodem put (Hold-Up Depth)	Incidenteel (bij afnemende injectiviteit)	Uitdiepen van de put	6-jarlijks evaluatierapport
5.	Meting van vloeistofniveau in annulaire ruimte tussen binnen- en buitenbuis	1×/jaar	Nader onderzoek indien onregelmatigheid wordt waargenomen	Jaarrapportage & 6-jarlijks evaluatierapport
6.	Meting van annulaire drukken en observatie van afwijkingen	Continu	Druk aflaten of aanvullen om die in het interval maximaal toegestane / minimaal benodigde druk te handhaven. Indien nodig, nader onderzoek en herstelwerkzaamheden	Jaarrapportage & 6-jarlijks evaluatierapport Opvullen/aflaten gerapporteerd in eWIMS
7.	Inspectie en onderhoud van putrand en spuitkruis	1×/jaar	Herstelwerkzaamheden	eWIMS
8.	Locatiebezoek van operators voor visuele inspectie	1×/week aan locaties met actieve injectoren, 1×/maand aan locaties met ingesloten injectoren	Handmatig ingrijpen, herstelwerkzaamheden	Niet van toepassing Genoteerd in URL Logboek.
9.	Injectiviteitstesten	Bij aanvang injectie, daarna incidenteel	Kalibratie van modellering Indien nodig, herstelwerkzaamheden zoals b.v. zuurstimulatie	Jaarrapportage & 6-jarlijks evaluatierapport
10.	Fall-off testen	Bij aanvang injectie,	Kalibratie van modellering	Jaarrapportage & 6-jarlijks evaluatierapport

		daarna incidenteel bij waarneming van onregelmatigheden		
11.	Hoeveelheid van toegevoegde mijnbouwhulpstoffen	Berekening obv partitionering actieve component	Aanpassen injectie mijnbouwhulpstoffen	Jaarrapportage
12.	Meting van seismiciteit met netwerk van geofoons en accelerometers	Continu	Opvolging in overeenstemming met seismisch risicobeheersplan water injectie kleine velden onshore [3] (zonodig herzien van modellen en nemen van mitigerende maatregelen).	KNMI website. NAM rapportage volgens het seismisch risicobeheersplan
13.	Satelliet (InSar) metingen van bodemniveau	1x/jaar	Kalibratie van modellering	Rapportage in lijn met frequentie Meetregister Zuid-Oost Drenthe (volgens Meetplan, actuele frequentie 1 keer per 5 jaar)
14.	Monitoring van grondwater rond putlocaties d.m.v. peilbuizen	Jaarlijkse bemonstering en analyse	Bijwerken van de opgestelde bodemrisicoanalyse	Analyseresultaten beheerd door contractor (Arcadis)

Ad 1) Meting van Injectiedebiet en –druk

De injectiedrukken en –debieten per individuele put worden real-time gemeten. De data worden opgeslagen in een database, die (gedurende de werkweek) dagelijks gemonitord wordt door een Production Programmer die de drukken vergelijkt met de druklimieten zoals deze beschreven zijn in hoofdstuk 2.

Om het vergelijken van de actuele injectiedrukken met de opgegeven druklimieten te vergemakkelijken, is er een “exception based surveillance” procedure opgezet waarbij een alarm wordt gegeven wanneer de actuele injectiedruk groter wordt dan 90% van de druklimiet. Indien nodig zal het injectiedebiet (en dus ook de bijbehorende injectiedruk) verlaagd worden. Mocht de druk toch oplopen dan wordt de pomp automatisch afgezet zodra de actuele druk de druklimiet bereikt.

Ad 2) Analyse van Waterkwaliteit/samenstelling

Tijdens injectie wordt de samenstelling van het injectie water regelmatig gecontroleerd. De analyse van de waterkwaliteit vindt plaats zoals de omgevingsvergunning zal aangegeven. De monsternames en analyses worden uitgevoerd onder verantwoordelijkheid van het NAM laboratorium.

In het Schoonebeek olieveld worden mijnbouwhulpstoffen toegevoegd, waarbij gestuurd wordt op de technisch minimaal benodigde dosering om overdosering zoveel mogelijk te vermijden. De toegepaste hoeveelheden mijnbouwhulpstoffen die terechtkomen in het injectie water worden in de jaarrapportage vermeld.

Ad 3) Meting van reservoir druk

Eens per jaar wordt de reservoirdruk gemeten terwijl er geen water geïnjecteerd wordt, door het meten van het waterniveau in de tubing met een echometer (dit voorkomt een wireline trip bij een SPG meting). Mocht het na verloop van tijd niet langer mogelijk zijn om een deugdelijke echometer meting te doen (bijvoorbeeld door aankoeken van olieresten in de tubing), dan wordt er 1 maal per 2 jaar een downhole meting gedaan met bijvoorbeeld een SPG (Static Pressure Gradient).

Ad 4) Meting van bodem put

Het is niet de verwachting dat een HUD meting nodig is (sectie 3.1). In het geval er wordt overgegaan tot downhole reservoir druk metingen op slickline dan kan ook de HUD worden bepaald.

Ad 5) Meting van vloeistofniveau in annulaire ruimte tussen binnen- en buitenbuis

Op grond van de ervaring in ROW-2 is het WMP uitgebreid met een jaarlijkse meting van het vloeistof niveau in de annulaire ruimte tussen de injectiebuis en de productieverbuizing. Momenteel zijn de Echometer en Stikstof PV=C metingen de gangbare en meest efficiënte methoden om vloeistof metingen te verrichten. Een verandering van het vloeistof niveau in de annulaire ruimte kan wijzen op een integriteitsprobleem.

Ad 6) Meting van annulaire drukken en observatie van afwijkingen

Er is een wekelijkse routine om annulusdrukken te inspecteren en zonodig worden de annulaire ruimtes bijgevuld met N2 om de drukken boven de 2 bar te brengen. Annuli drukken worden geregistreerd via een DCS en PI, alarmen worden via de Schoonebeek controlekamer doorgegeven aan Operaties. De waterinjectieputten hebben een 'Maximum Allowable Annulus Surface Pressure' (MAASP) en 'High Pressure Alarm' (HPA) voor de annuli en tevens een 'Minimal Annulus Pressure' (MinAP) alarm op de A-annulus om afwijkende drukken op tijd te kunnen opmerken. Bij drukken hoger dan de HPA of lager dan de MinAP krijgt de operator een alarm volgt onderzoek naar de druk in de annulus. De ervaring leert dat schommelingen van drukken als gevolg van injectie-activiteiten veelvuldig voorkomen (bijvoorbeeld door temperatuur-effecten). De dienstdoende Operator kan besluiten dat verder onderzoek vereist is en een verzoek plaatsen in het systeem.

Jaarlijks wordt er een vloeistof-meting uitgevoerd in de annuli (Ad 5). Deze directe meting geeft meer, en beter te vertrouwen informatie over de integriteit van de put dan drukken alleen. In aanvulling op deze

jaarlijkse metingen wordt met geautomatiseerde signaal-analyse de RealTime drukdata op anomalieën gescreend. Hiermee worden triggers gegenereerd voor additionele, ad-hoc vloeistofmetingen.

Ad 9-10) Injectiviteitstesten / Fall-off testen

Bij aanvang van injectie wordt er eenmalig op slickline memory gauges afgehangen onder in de put, en worden er injectiviteitstesten en fall-off testen gedaan.

Het is de verwachting dat er niet onder “fracturing” condities wordt geïnjecteerd, zoals geobserveerd in Twente. Wanneer dit wel gebeurt kan de tubinghead druk worden geconverteerd naar downhole druk voor surveillance van injectiviteit, met behulp van een frictiemodel van de tubing dat is gekalibreerd op basis van de initiële downhole metingen.

Uit de vergelijking van de actuele drukken en injectiedebieten met de gemodelleerde waarden kan tevens bepaald worden of de aanwezige scheuren in het reservoirgesteente langzaam verstopt raken. Mocht dit het geval zijn dan kan een zuurstimulatie worden uitgevoerd (HCl). Ervaring uit het verleden in dezelfde type gasreservoirs laat zien dat deze stimulaties succesvol zijn in het herstellen van de injectiviteit.

Ad 12) Meting van seismiciteit met netwerk van geofoons en accelerometers

Er zijn tijdens de gasproductie fase drie aardbevingen met een magnitude onder de 1,5 geregistreerd in het Schoonebeek Zechstein gasveld (23/9/1994 met magnitude 1.3, 14/12/2002 met magnitude 1.4, 25/11/2017 met magnitude 1.2). Aardbevingen met deze magnitudes zijn aan het maaiveld in principe niet voelbaar en veroorzaken geen schade. In de afgelopen jaren is het seismisch netwerk in Zuidoost Drenthe sterk uitgebreid. Boven en rondom de gasvelden in Zuidoost Drenthe zijn 14 seismische stations geïnstalleerd. Het merendeel van de stations bestaan uit accelerometers of versnellingsmeters, deze seismische stations worden beheerd door het KNMI. De grens voor de meting van de minimale magnitude ligt in Zuidoost Drenthe tussen de $M=0,5$ en $1,0$ (dus ook niet voelbare bevingen). Bevingen worden niet verwacht. Voor het geval dat zich toch een beving voor zou doen heeft NAM een seismisch risicobeheerssysteem, zoals beschreven in het Seismisch Risicobeheersplan [3]. Indien er tegen de verwachting in toch een beving wordt geregistreerd, dan zal een analyse uitgevoerd worden. De plaats van de aardbeving wordt vergeleken met het geologische model, de locatie van putten en breuken. Indien nodig worden geologische modellen herzien en worden mitigerende maatregelen genomen zoals het verminderen van waterinjectie.

Ad 13) Satelliet (InSar) metingen van bodemniveau

De bodembeweging boven het Schoonebeek veld wordt 5-jaarlijks gemonitord door middel van InSAR satellieten (met beschikbare beelden sinds 2010). Indien coherente afwijkingen worden waargenomen in de tijd in de omgeving van de injectie putten van meer dan 2 centimeter zal de oorzaak hiervan worden onderzocht. In geval de oorzaak toe te wijzen is aan de waterinjectie, zal de inzet van mitigerende maatregelen worden beoordeeld.

Ad 14) Monitoring van grondwater rond putlocaties d.m.v. peilbuizen

Het grondwater wordt jaarlijks bemonsterd en geanalyseerd door een instelling die daartoe is erkend op grond van het Besluit Bodemkwaliteit; de analyseresultaten worden ten minste tien jaar bewaard en kunnen te allen tijde worden getoond aan de controlerende ambtenaren van het bevoegd gezag. Bemonstering en analyse vindt plaats conform NEN 5740. Het monitoringsysteem is ingericht en wordt beheerd conform de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming.

3.3 Evaluatie van de injectie

Vóór de start van de waterinjectie zijn analyses gemaakt van de verwachte connectie van de injectieputten met het injectie reservoir, de ontwikkeling van de reservoir druk tijdens injectie en de uiteindelijke opslagcapaciteit. Om accurate modellering te verkrijgen en te behouden worden verschillende parameters voor en tijdens injectie nauwgezet gemeten. Aan de hand van de verzamelde injectiegegevens wordt de modellering geëvalueerd en gekalibreerd. De resultaten van deze evaluatie worden met het bevoegd gezag gedeeld.

3.4 Jaarrapportage

Jaarlijks worden de waterkwantiteit (hoeveelheid geïnjecteerd water) alsmede de waterkwaliteit (samenstelling van het injectiewater) en mijnbouwhulpstoffen gerapporteerd aan het bevoegd gezag. De waterinjectie parameters (injectiedruk, reservoirdruk, volume en debiet) worden in het vervolg gerapporteerd op de wijze zoals aangegeven in Tabel 3.

De resultaten van de overige monitoring en surveillance activiteiten zoals vermeld in Tabel 2 zullen alleen in de jaarlijkse rapportage besproken worden als daar aanleiding toe is, in geval van afwijkingen van de normale situatie.

Tabel 3: Waterinjectie parameters.

	Pompdruk limiet	Actuele pompdruk	Maximale injectie debiet	Gemiddelde injectiedebiet	Cumulatief geïnjecteerd volume aan einde injectiejaar	Actuele reservoir druk (@3000 mTVss)	Verwachte reservoirdruk bij huidige cumulatieve injectie	Actuele vullings- graad
	bar	bar	m3/d	m3/d	mln m3	bar	bar	%
Voor aanvang gasproductie								
Bij aanvang waterinjectie					0.000			
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
Verwachte uiteindelijke situatie								

4. Kalibratie van modellering

Gedurende de waterinjectie is het belangrijk om de modellering regelmatig te kalibreren. Hiervoor worden op regelmatige basismetingen en testen uitgevoerd zoals beschreven in Tabel 2. De data die hierbij verkregen worden, zijn onder te verdelen in 2 groepen.

De eerste groep betreft dagelijkse metingen van de injectiedrukken en –debieten en wekelijkse waterkwaliteitsmetingen. Deze data wordt op een dagelijkse danwel wekelijkse basis gemonitord om injectie binnen de vergunde limieten te waarborgen. Tevens kan deze data worden gebruikt om te bepalen of onder “fracturing” condities wordt geïnjecteerd.

De tweede groep bestaat uit metingen van de reservoir druk, de bodem van de put en injectiviteits- en fall-off testen. Deze data worden jaarlijks danwel incidenteel verkregen en worden (samen met de eerste groep data) gebruikt om de waterinjectie modellering jaarlijks te evalueren.

Fracture model

Vooralsnog wordt in geen van de huidige injectieputten injectie verwacht onder “fracturing condities”. Mocht dit in de toekomst veranderen dan kan, wanneer voldoende data beschikbaar is, een fracture model gekalibreerd worden. Regelmatige kalibratie is met name belangrijk wanneer onder “fracturing” condities wordt geïnjecteerd. De belangrijkste parameters die voor eventuele kalibratie worden gebruikt zijn:

- Dimensies van de gecreëerde lokale scheuren (indien aanwezig en meetbaar)
- Reservoir druk
- Minimale totale horizontale spanning van het injectiereservoir (indien meetbaar)

De dimensies van de gecreëerde lokale scheuren worden bepaald met behulp van fall-off testen. Bij deze testen wordt de injectie stop gezet en de afname van de injectiedruk als functie van de tijd gemeten. Op basis van deze data kan een afschatting gemaakt worden van de hoogte en laterale omvang van de lokale scheuren. Met betrekking tot de Zechstein Carbonaat reservoirs kan hierbij ook bepaald worden of de lokaal gecreëerde scheuren verbinding hebben kunnen maken met de breuken die van nature al aanwezig zijn in deze reservoirs. Dit is belangrijke informatie voor de verdere kalibratie van het waterinjectie model.

De minimale horizontale spanning van het injectiereservoir wordt verkregen uit een “step-rate” test die onderdeel uitmaakt van de injectiviteitstest. Deze spanning, die voor een groot gedeelte de benodigde injectiedruk bepaalt, zal oplopen naarmate de reservoir druk oploopt. De mate waarin dit gebeurt wordt bepaald door de “depletie constante”. Door de genoemde step rate test uit te voeren wordt deze depletie constante nauwkeurig bepaald en daarmee het injectiemodel verder gekalibreerd.

Reservoir druk model

De reservoir druk zal toenemen naarmate injectie voortduurt. De snelheid waarmee de reservoir druk toeneemt, hangt af van het reservoirvolume dat verbonden is met de put. Het reservoirvolume dat met de put verbonden is, kan groter zijn indien nabijgelegen putten ook uit hetzelfde, onderling verbonden reservoir gesteente gas hebben geproduceerd. De reservoir druk in combinatie met de cumulatieve hoeveelheid geïnjecteerd water is derhalve een belangrijke parameter voor de kalibratie van de injectie modellering.

5. Kwaliteitsborging

Voor NAM is veiligheid en gezondheid van burens, medewerkers en aannemers samen met de zorg voor het milieu heel belangrijk. De installaties en activiteiten moeten daarvoor aan de strengste eisen voldoen. Assurance activiteiten en inspecties zijn belangrijk om eventuele verbeteringen door te voeren

Bij NAM is het Veiligheids- en Milieubeheerssysteem volledig geïntegreerd in het bedrijfsvoeringssysteem en beschreven in de zogenoemde RIGG-documenten (Rapport inzake Grote Gevaren), die worden beoordeeld door SodM.

Meer specifiek is het milieuzorgsysteem (EMS) van NAM, dat sinds 1996 is gecertificeerd volgens de norm NEN-EN ISO14001. Het milieuzorgsysteem staat voor een systematische beheersing van de milieuaspecten die een bepaalde mate van risico met zich meebrengen. Verstoring van bodem en ondergrond, inclusief waterinjectie, is door de NAM onderkend als een belangrijk milieuaspect, waarvoor procedures, werkinstructies en voorliggend Waterinjectie Management Plan zijn opgesteld. Het auditsysteem is trapsgewijs opgebouwd en bestaat uit interne en externe audits.

Bij interne audits wordt nagegaan of het bedrijfsvoeringssysteem werkt zoals het bedoeld is. Voorbeelden zijn:

- Systeemaudits door Shell Internal Audit op bijvoorbeeld de processen UPMB 18 “Manage Geomatics” (inclusief waterinjectie in voormalige gas reservoirs), AMS 2.2.3 “Perform WRFM” en AMS 2.2.4 “Ensure Safe Production”;
- Het controleren van de werking en kwaliteit van het Water Management Plan door middel van “peer reviews”. Hierbij worden reviews uitgevoerd op het Schoonebeek waterinjectie systeem door teams, die andere waterinjectie systemen binnen NAM aansturen. Met betrekking tot de verificatie van de waterinjectie modellen wordt opgemerkt dat hierin ook Shell Research als expertisecentrum wordt betrokken;
- Interne milieuzorgaudits (EMS audits), waarbij onder andere het functioneren van de verschillende elementen van het milieuzorgsysteem en de werking van de procedures, werkinstructies en injectieprotocollen wordt gecontroleerd.

Externe audits en inspecties worden door onafhankelijke en gekwalificeerde instellingen uitgevoerd. Deze audits en inspecties vinden plaats in het kader van ISO14001 en in het kader van de toezichthoudende taak door SodM. Om het ISO14001 certificaat te behouden wordt elk jaar een audit uitgevoerd door een extern bedrijf. Het geïdentificeerde milieu-aspect “waterinjectie” en de beheersing hiervan kan deel uitmaken van deze audit.

De aanbevelingen uit audits en reviews worden opgenomen en opgevolgd in een NAM-database systeem (Radar). De opvolging van de aanbevelingen wordt door het NAM management beoordeeld en bewaakt.

6. Gebruikte Termen en Afkortingen

AMS	Asset Management System
CBL	Cement Bond Logging, instrument om de kwaliteit van de cementatie van de boorgatverbuizing te meten.
CRA	Corrosion Resistant Alloys
Echometer	Een echometer wordt aan de oppervlakte aangesloten op de put. Het geeft een geluidspuls, en meet de weerkaatsing van de geluidspuls in de tijd, waardoor de diepte van het vloeistofcontact in de put kan worden uitgerekend.
EMS	Environmental Management System
eWIMS	Electronic Well Integrity Management System
GRE	Glassfibre Reinforced Epoxy
HCl	Zoutzuur
HPA	High Pressure Alarm
HUD	Hold-Up Depth
InSar	Interferometric synthetic-aperture radar
ISO	International Organization for Standardization
MAASP	Maximum Allowable Annulus Surface Pressure
MinAP	Minimal Annulus Pressure
OBI	Olie Behandelings Installatie
ORA	Overkoepelende Risico Analyse
SPG	Static Pressure Gradient
SRT	Step-Rate Test, injectiviteitstest
WRFM	Well, Reservoir & Facility Management
WMP	Waterinjectie Management Plan

7. Referenties

- [1] Nederlandse Aardolie Maatschappij, Uitwerking Waterinjectie Protocol - Injectie van het Schoonebeek oliewater in het Schoonebeek gasveld, April 2023.
- [2] Nederlandse Aardolie Maatschappij, Overkoepelende Analyse Ondergrondse Risico's Waterinjectie Schoonebeek Zechstein, April 2023.
- [3] Nederlandse Aardolie Maatschappij, Seismisch risico voor "kleine velden" (onshore gasvelden, exclusief het Groningen gasveld en ondergrondse gasopslag Norg).