Hoofdrapport Seismic Hazard Analyse

Geothermie WarmteStad Groningen

Q-con GmbH

if

Hoofdrapport Seismic Hazard Analyse

Geothermie WarmteStad Groningen

Engineering the earth

Hoofdrapport Seismic Hazard Analyse

Geothermie WarmteStad Groningen

Opdrachtgever **WarmteStad**
Griffeweg 99
Postbus 1
9723 DV GRONINGEN
T 050 367 8746 | E p.corzaan@WarmteStad.nl
Contactpersoon: de heer P. Corzaan

Adviseur **IF Technology bv**
Velperweg 37
Postbus 605
6800 AP ARNHEM
T 026 3535 555| E b.pittens@iftechnology.nl
Contactpersoon: de heer B.M. Pittens

Colofon **Auteur:** **de B. Drijver, B.M. Pittens**
Versie: Definitief 1.0
Gecontroleerd door: de heer N. Buik
Vrijgegeven door: de heer B.M. Pittens

Paraaf:

Inhoudsopgave

Samenvatting.....5

1 Inleiding 7
1.1 Geothermie WarmteStad Groningen..... 7
1.2 Onderzoek naar seismiciteit door IF en Q-con..... 7
1.3 Aanpak onderzoek en uitgevoerde deelonderzoeken 8
1.4 Hoofdrapport 10

2 Quick Scan Analyse 11
2.1 Welke mechanismen zijn van belang 11
2.1.1 Drukverlagingen..... 11
2.1.2 Drukverhogingen (injectiedruk) 12
2.1.3 Afkoeling 12
2.2 Aanpak quick scan 12
2.3 Het geothermie systeem 13
2.3.1 De putlocaties 13
2.3.2 Operationele aspecten..... 14
2.4 Geologie, natuurlijke seismiciteit en breuken 15
2.5 Invloed van naastgelegen gasvelden 16
2.6 Resultaten quick scan 17

3 Evaluatie non-depleted scenario 19
3.1 Worstcase scenario’s bepalen voor non-depleted 19
3.2 Resultaten reservoir modellering 21
3.2.1 Drukveranderingen door de geothermische operatie 21
3.2.2 Temperatuurveranderingen door de geothermische operatie 24
3.3 Overschrijding drempelwaarde 25
3.4 Evaluatie van de kans op seismiciteit en magnitudes 26
3.5 Mitigatie mogelijkheden (TLS-systeem) 27

4 Evaluatie depleted scenario 30
4.1 Verwachting t.a.v. de mate van depletion 30
4.2 Depletie en geothermische operatie 30
4.2.1 Twee mechanismen..... 30
4.2.2 Combinatie van depletie en een geothermische operatie 31
4.2.3 Ervaringen van de NAM van injectie in een depleted reservoir..... 31

4.3 Invloed van de mate van depletie 32
4.4 Onderzoeksmogelijkheden naar het depleted scenario 33

5 Conclusies en aanbevelingen 35
5.1 Conclusies 35
5.2 Toelichting conclusies non-depleted scenario..... 35
5.3 Toelichting conclusies en aanbevelingen depleted scenario..... 36

Bijlage 1 Rapportage reservoirmodellering

Bijlage 2 Geomechanische Evaluatie

Bijlage 3 Evaluatie seismisch risico en mitigerende maatregelen

Samenvatting

WarmteStad BV is voornemens een geothermie systeem te realiseren om duurzame warmte te kunnen leveren aan het toekomstige Warmtenet Noordwest. Eén van de risico's die WarmteStad wil uitsluiten is het risico op seismiciteit als gevolg van haar geothermische operatie.

IF Technology en Q-con hebben in opdracht van WarmteStad een onderzoek uitgevoerd om de kans op seismiciteit te evalueren. Belangrijkste vragen zijn of er seismiciteit kan optreden en of dat risico met beheersmaatregelen kan worden gemitigeerd.

Er zijn twee belangrijke scenario's voor het reservoirblok waarin het geothermisch systeem gerealiseerd wordt. Uit het onderzoek blijkt dat deze scenario's apart van elkaar benaderd moeten worden:

- non-depleted: in het reservoirblok heerst de oorspronkelijke reservoir druk, er is geen sprake van beïnvloeding door het Groningen gasveld.
- depleted: in het reservoirblok is (enige mate van) drukdaling opgetreden als gevolg van de gasproductie in het Groningen gasveld.

Onze verwachting is dat er niet of nauwelijks beïnvloeding door het Groningen gasveld is (non-depleted). Om hierover zekerheid te krijgen zou een put geboord moeten worden tot in het reservoir.

Het non-depleted scenario is op een kwantitatieve manier uitgewerkt volgens bestaande en gebruikelijke methoden. Het depleted scenario is kwalitatief uitgewerkt, omdat door de unieke combinatie van mechanismen (depletie én geothermische operatie) die bestaande en gebruikelijke methoden niet bruikbaar zijn.

De conclusie voor het non-depleted scenario is dat de kans op seismiciteit minimaal is. Mocht seismiciteit toch optreden, dan kan worden ingegrepen ruim voordat de seismiciteit ongewenste gevolgen heeft. Daardoor is er in dit scenario geen sprake van een veiligheidsrisico. Hiervoor dient dan een beproefd monitoring systeem ingericht worden, een zogenaamd "Traffic Light System" (TLS).

Binnen de scope van dit onderzoek geldt dat voor het depleted scenario de kwantificering van de effecten door de unieke combinatie van mechanismen niet mogelijk is. Met de kwalitatieve benadering, welke binnen dit onderzoek voor het depleted scenario is gehanteerd, is het niet mogelijk een TLS te ontwerpen dat geschikt is om het risico op

seismiciteit te mitigeren. In de bestaande opzet van een TLS kan een dergelijk monitoring systeem op voorhand ook geen uitsluitsel geven over de oorzaak van de eventuele seismiciteit: depletie door het Groningen gasveld en/of de geothermische operatie (wie is verantwoordelijk?). Hierbij is van belang dat WarmteStad geen invloed heeft op de depletie als gevolg van de gaswinning.

De verwachting is echter dat een kleine depletie niet of nauwelijks extra risico oplevert. Echter, omdat het niet kwantificeerbaar is kan geen onderbouwde maximale depletie aangeven worden, waarbij het risico op seismiciteit klein geacht wordt en waarbij een TLS zou kunnen werken. De ervaringen van de NAM onderbouwen de verwachting dat de kans op seismiciteit bij injectie in depleted reservoirs klein is.

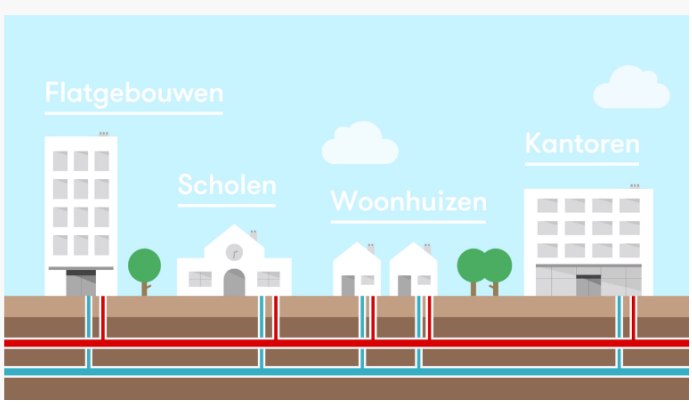
Wij adviseren een vervolgonderzoek te starten in samenwerking met seismiciteits-experts van het Groningen gasveld (zoals TNO) en een evaluatie uit te voeren van de NAM ervaringen met betrekking tot de injectie in depleted reservoirs. Een dergelijk onderzoek is gecompliceerd, echter beide zouden meer uitsluitsel kunnen geven.

1

Inleiding

1.1 Geothermie WarmteStad Groningen

In Groningen is men voornemens het Warmtenet Noordwest te realiseren. Met het Warmtenet Noordwest kan duurzame en lokale warmte worden geleverd aan meer dan 10.000 huishoudens en wordt jaarlijks 19.800 ton CO_2 bespaard. De warmte wordt geleverd door heet water uit de diepe ondergrond, geothermie of aardwarmte genoemd.
Het warmtenet is een project van WarmteStad, het gezamenlijke duurzame nutsbedrijf van gemeente Groningen en Waterbedrijf Groningen. Het is de bedoeling om in 2018 de eerste warmte te leveren aan vooral woningen in Paddepoel en Selwerd en aan kennisinstellingen op Zernike.



Op basis van reeds uitgevoerde onderzoeken blijkt dat geothermie in Groningen technisch haalbaar is, maar dat er nog wel onzekerheden en risico's zijn. In de huidige fase van de projectontwikkeling wil WarmteStad die risico's beter in kaart brengen. Eén van de mogelijke risico's is het veroorzaken van seismiciteit tijdens de operationele fase, zogenaamde "induced seismicity".

1.2 Onderzoek naar seismiciteit door IF en Q-con

In opdracht van WarmteStad heeft IF Technology in samenwerking met Q-con een onderzoek uitgevoerd naar de risico's op seismiciteit als gevolg van geothermie. Het adviesbureau IF Technology is een specialist op het gebied van energie en ondergrond. IF heeft diverse geothermie studies uitgevoerd en realisaties begeleidt. Het Duitse adviesbureau Q-con is een specialist op het gebied van seismische studies en seismische monitoring. Q-con is betrokken bij de seismische monitoring van een aantal Nederlandse geothermie projecten.

Het doel van het onderzoek was een analyse naar de kans op het voorkomen van seismiciteit als gevolg van de geothermische operatie (de hiervoor gebruikte Engelse benaming is Seismic Hazard Analysis: SHA).

Het uitgangspunt is dat een analyse wordt uitgevoerd van de kans dat de seismiciteit zich voordoet. De bovengrondse gevolgen van deze eventuele seismiciteit, zoals schade of veiligheidsrisico's maken geen onderdeel uit van de analyse. Het achterliggende idee is dat significante seismiciteit moet worden voorkomen en daarmee ook de daaraan gekoppelde risico's.

Buiten de scope van de opdracht zijn de maximaal verwachte magnitudes in worstcase situaties berekend en zijn de mogelijkheden geëvalueerd om eventuele risico's op seismiciteit middels beheersmaatregelen (Traffic Light System) te mitigeren.

1.3 Aanpak onderzoek en uitgevoerde deelonderzoeken

IF en Q-con hebben in eerste instantie een quick scan uitgevoerd op de voorgenomen geothermische operatie door WarmteStad. Op basis van deze quick scan zijn een aantal aandachtspunten en scenario's vastgesteld.

Voor het reservoirblok, waarin het geothermisch systeem wordt gerealiseerd, zijn twee belangrijke reservoirdruk scenario's onderscheiden:

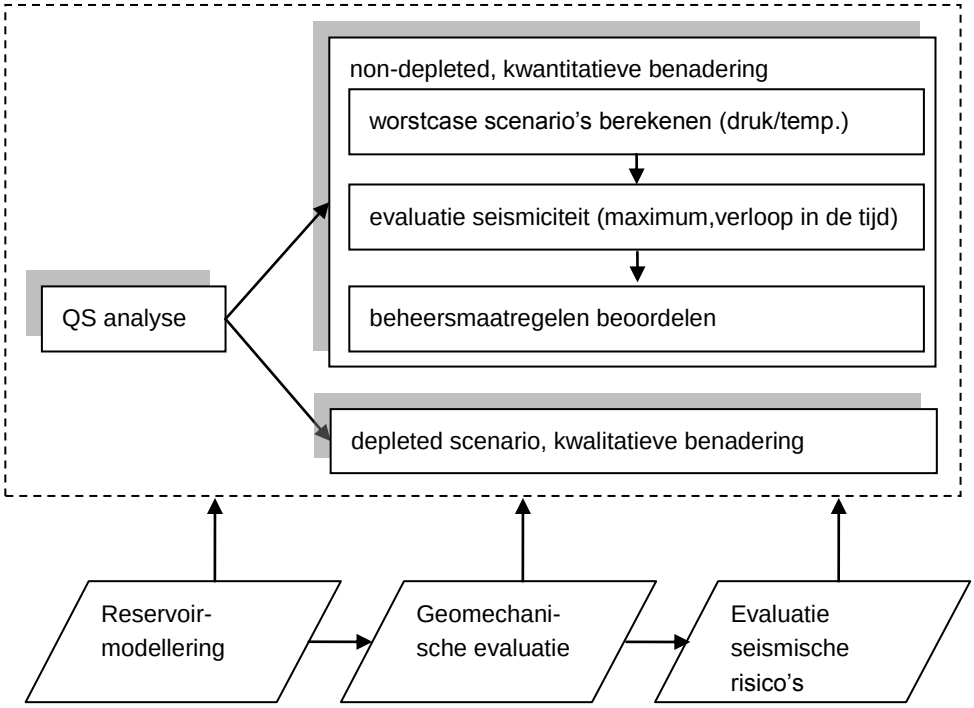
- non-depleted: in het reservoirblok heerst de oorspronkelijke reservoir druk, er is geen sprake van beïnvloeding door het Groningen gasveld.
- depleted: in het reservoirblok is drukdaling opgetreden als gevolg van de gasproductie in het Groningen gasveld.

Het non-depleted scenario is uitgewerkt volgens bestaande en gebruikelijke methoden: De worstcase situaties voor het non-depleted scenario zijn gekwantificeerd. Op basis van die resultaten is bepaald of seismiciteit kan optreden en of de eventuele risico's gemitigeerd kunnen worden door middel van een Traffic Light System (monitoring op seismiciteit in combinatie met beheersmaatregelen als enige mate van seismiciteit wordt waargenomen).

Het depleted scenario is kwalitatief uitgewerkt.

In het hoofdrapport is gebruik gemaakt van de resultaten uit 3 verschillende deelonderzoeken:

- Reservoir modellering:
  Dit onderzoek zou oorspronkelijk worden uitgevoerd door de RUG. Om praktische redenen heeft IF dit in overleg met de RUG en WarmteStad middels een aanvullende opdracht zelf uitgevoerd. Dit onderzoek was nodig om de maximaal verwachte druk- en temperatuurveranderingen als gevolg van de geothermische operatie te berekenen. Daarnaast is in dit deelonderzoek een analyse gemaakt van de aanwezigheid en doorlatendheid van de breuken.
- Geomechanische evaluatie:
  Deze evaluatie is bedoeld om te bepalen hoe kritisch het breuksysteem rondom het projectgebied is en vanaf welke stressverandering de breuken in het projectgebied gereactiveerd kunnen worden en daarmee seismiciteit kunnen veroorzaken.
- Evaluatie van de seismische risico's en mitigerende maatregelen.
  Op basis van de resultaten uit de bovengenoemde deelonderzoeken, literatuur, ervaringskentallen en algemeen toegepaste protocollen is een analyse gemaakt van:
  - de kans op seismiciteit,
  - de maximale seismiciteit in de worstcase situatie en
  - de mogelijkheden om dit risico te mitigeren.



1.4 Hoofdrapport

De voorliggende rapportage is het hoofdrapport. In dit hoofdrapport zijn de belangrijkste stappen in het onderzoek en de belangrijkste resultaten en conclusies verwoord. De genoemde deelonderzoeken zijn apart gerapporteerd en opgenomen als bijlagen bij het hoofdrapport.

De bedoeling van het hoofdrapport is dat WarmteStad in één goed leesbaar rapport de belangrijkste informatie kan terugvinden. Dit betekent dat niet alle details uit de deelonderzoeken zijn opgenomen in het hoofdrapport. Die zijn te vinden in de bijlagen.

2

Quick Scan Analyse

2.1 Welke mechanismen zijn van belang

Seismiciteit wordt veroorzaakt door verschuivingen van geologische afzettingen of gesteentes langs een breukvlak. Bestaande breuken zijn zwakke plekken in het gesteente. Voor de vorming van een nieuwe breuk moet het gesteente eerst worden gebroken. Daardoor is voor de vorming van een nieuwe breuk meer kracht nodig, dan voor het reactiveren van een bestaande breuk. Als er seismiciteit wordt veroorzaakt, dan gaat het daarom vrijwel altijd om het reactiveren van bestaande breuken. Bij het reactiveren van bestaande breuken door menselijk ingrijpen (zogenaamde geïnduceerde seismiciteit) zijn er twee belangrijke oorzaken:

2.1.1 Drukverlagingen

Als gevolg van drukdaling kan samendrukking van het reservoir optreden, ook wel compactie genoemd. Ter plaatse van de breuken kunnen daardoor spanningen ontstaan, zeker als er een groot verschil in zettingen nabij een breuk ontstaat (differentiële compactie). Als deze spanningen te ver oplopen, dan kan dat leiden verschuivingen langs het breukvlak en de hiermee gepaard gaande seismiciteit.

Ervaringen

Uit onderzoek naar het optreden van seismiciteit door drukdalingen bij gaswinningen in Nederland blijkt dat alleen bij drukdalingen groter dan 28% van de initiële reservoirdruk seismiciteit is waargenomen (van Thienen-Visser et al., 2012). In het Groningen gasveld ligt deze grens aanzienlijk hoger, namelijk op 54% (van Wees et al., 2015).

Vertaling naar geothermie WarmteStad Groningen

In seismische analyses voor geothermie projecten wordt meestal geen focus gelegd op de drukdaling als gevolg van de productie. De drukdaling is in de meeste gevallen te beperkt om een mechanisme als “differentiële compactie” te veroorzaken.

Op basis van de ervaringsgetallen is voor de locatie van het geothermie minimaal een drukdaling van ruim 100 bar (28%) of 200 bar (54%) nodig voordat seismiciteit veroorzaakt zou kunnen worden. De drukdaling bij 200 m³/uur is volgens de Doubletcalc berekeningen van TNO (2015) in een ongunstig scenario (P90) 50 bar in de productieput. Bij de breuken op enige afstand van de productieput is de drukdaling echter al aanzienlijk minder. Hieruit volgt dat de drukdalingen die worden veroorzaakt door het beoogde geothermie systeem geen seismiciteit zullen veroorzaken als gevolg van “differentiële compactie”.

2.1.2 Drukverhogingen (injectiedruk)

Bij een verhoging van de waterdruk in een breuk kunnen beide zijden van het breukvlak als het ware uit elkaar worden geduwd en wordt de weerstand tegen verschuiving langs het breukvlak verlaagd. Door het verhogen van de waterdruk in de breuk kan verschuiving langs de breuk en dus seismiciteit optreden.
Voor seismiciteit analyses bij geothermie projecten wordt dan ook de focus gelegd op dit mechanisme.

2.1.3 Afkoeling

In de injectieput wordt afgekoeld water geretourneerd. Dit kan gevolgen hebben voor de spanningen op de breuken. Dit is nog niet meegenomen in deze quick scan en is verder uiteengezet in paragraaf 3.2.2.

2.2 Aanpak quick scan

Voor de quick scan naar het risico op seismiciteit bij een op geothermische operatie zijn de beschreven ervaringen door Evans et al. (2012) als uitgangspunt genomen.
De ervaringen met geïnduceerd seismiciteit bij het injecteren van vloeistoffen in het kader van geothermie en CO_2-opslag in Europa zijn door hem beschreven. Hierbij is voor 41 locaties verspreid over Europa onderzocht in hoeverre seismiciteit is waargenomen. In de publicatie wordt geconstateerd dat:

- de kans op seismiciteit toeneemt als er sprake is van netto injectie: meer injecteren dan oppompen (en hoe groter de netto geïnfiltreerde hoeveelheid, hoe groter de kans);
- er geen voelbare seismiciteit is waargenomen op locaties met een lage natuurlijke seismiciteit;
- de kans op seismiciteit groter is bij injectie dichtbij of in een breukzone;
- op alle locaties met injectie in kristallijn gesteente seismiciteit is waargenomen (meestal niet schadelijk);
- in sedimentaire formaties op slechts 4 van de 25 locaties seismiciteit is waargenomen. Alle 4 de locaties injecteren in kalksteen. Van deze 4 locaties liggen er 3 in seismisch actief gebied en op de andere locatie wordt geïnjecteerd in een breuk direct boven de kristallijne basis;
- bij de 7 projecten waarbij wordt onttrokken en geïnfiltreerd (geen netto injectie) in zandsteen reservoirs is geen seismiciteit waargenomen;
- bij netto injectie in van zandsteen reservoirs (reservoir stimulatie) zijn alleen zeer lage magnitudes (< 0) gemeten.

Naast de ervaringen beschreven door Evans et al. zijn door Zoback (2012) richtlijnen beschreven om het risico op seismiciteit bij de injectie van restwater te beheersen. De belangrijkste adviezen zijn om niet te injecteren in actieve breukzones (komt overeen met constatering Evans et al) en de injectiedruk te beperken. Daarnaast wordt aangegeven een seismologisch meetnetwerk te installeren, en beheersmaatregelen vast te stellen die worden uitgevoerd als een bepaalde mate van seismiciteit wordt gemeten. Hierbij is het uitgangspunt dat de seismiciteit in eerste instantie zeer zwak is en geleidelijk in sterkte toeneemt. Als een vooraf gestelde sterkte wordt overschreden dan wordt ingegrepen om te voorkomen dat ongewenste gevolgen optreden.

Samengevat zijn de belangrijkste indicatoren die de kans op seismiciteit verhogen:

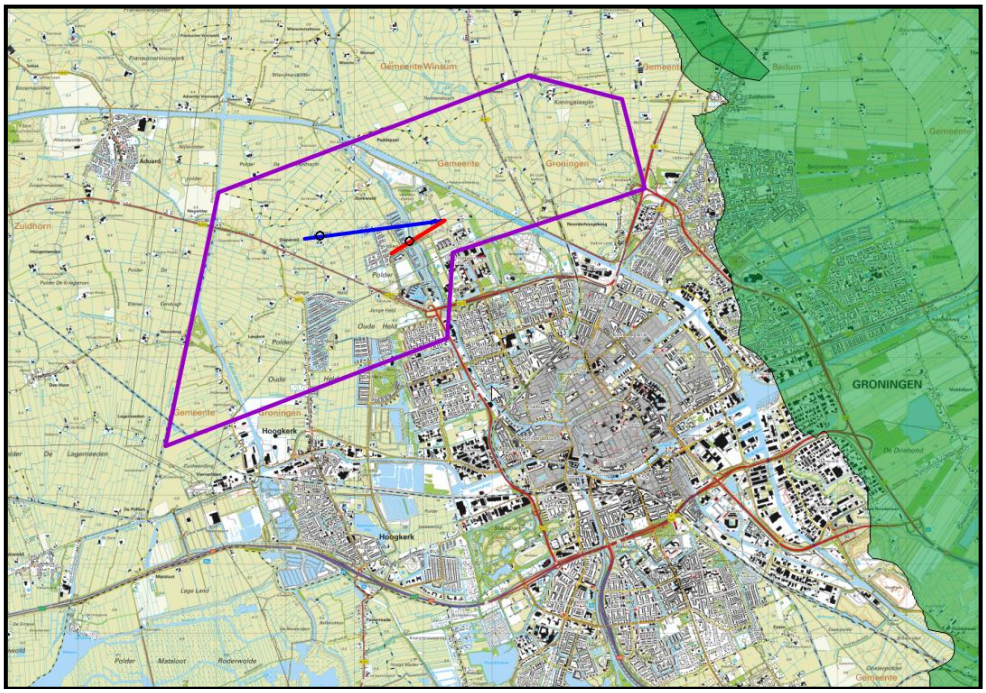
- tektonisch actief gebied;
- injectie direct in een breuk;
- netto injectie (dus minder oppompen dan injecteren)
- injectie in een kristallijn gesteente (weinig risico in een sedimentaire afzetting zoals een zandsteen);
- hoge injectiedrukken.

In het vervolg van deze paragraaf is op quick scan niveau het project geëvalueerd naar deze risico indicatoren die seismiciteit door de geothermische operatie kunnen veroorzaken.

2.3 Het geothermie systeem

2.3.1 De putlocaties

Om de winning van aardwarmte mogelijk te maken worden twee putten aangelegd tot een diepte van ongeveer 3,5 km. De put die wordt gebruikt voor het onttrekken van het hete water wordt de producer (productieput) genoemd. De put die wordt gebruikt voor het terugvoeren van het afgekoelde water wordt de injector (injectieput) genoemd. De locaties en de beoogde boortrajecten van de putten zijn weergegeven in Figuur 1 (de ondergrondse locaties van de putten komen uit het detail ontwerp (WEP, 2014)).



Figuur 1
Beoogde boortrajecten van de producer (rode lijn) en injector (blauwe lijn). Beide boringen worden vanaf dezelfde oppervlaktelocatie gestart. De zwarte cirkels op beide lijnen laten zien waar de bovenkant van het reservoir wordt aangeboord.
Het gebied van de opsporings-vergunning is paars omlijnd. Het groene gebied oostelijk van de stad is het Groningen gasveld.

2.3.2 Operationele aspecten

WarmteStad Groningen heeft aangegeven dat het systeem is uitgelegd op maximaal 200 m³/h, maar de werkelijke debieten gedurende de geothermische operatie variëren. De opgepompte hoeveelheden zijn gelijk aan de geïnjecteerde hoeveelheden (er is geen sprake van netto injectie). Het systeem zal worden geëxploiteerd voor tenminste 30 jaar, waarbij het uiteindelijk de bedoeling is om zoveel mogelijk uren te draaien gedurende het jaar. De onttrekkingstemperatuur uit het reservoir is ca. 120 °C. De retourtemperatuur kan variëren en bedraagt minimaal 35 °C.

Op basis van eerder uitgevoerd onderzoek (TNO en Panterra) is geconcludeerd dat de injectiedrukken en verlagingen in de productieput redelijk groot zijn. Bij een P50 scenario (gemiddelde geologische eigenschappen) zijn in deze eerder uitgevoerde onderzoeken injectiedrukken berekend van ca. 165 bar bij een debiet van 230 m³ per uur. Bij een P90 scenario (slechte geologische eigenschappen van het reservoir) zullen vergelijkbare injectiedrukken optreden bij een debiet van 160 m³ per uur. Deze informatie bevestigt dat de doorlatendheid van het reservoir niet erg goed is en dat daardoor relatief hoge

injectiedrukken nodig zijn tijdens geothermische operatie. Een hoge injectiedruk betekent meer kans op invloed nabij de breuken en dus op seismiciteit.

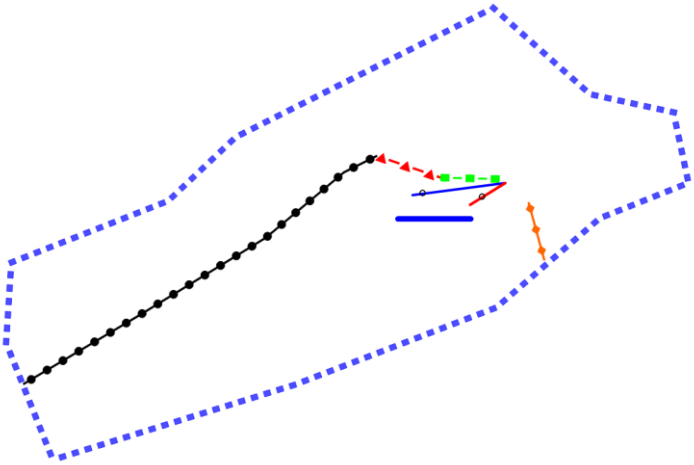
2.4 Geologie, natuurlijke seismiciteit en breuken

De warmte wordt gewonnen uit de Slochteren formatie. Dit is een zandsteen reservoir. Het is een vergelijkbaar reservoir als het reservoir van het Groningen Gasveld ten oosten van de projectlocatie.

Het geothermische project wordt in een niet-tektonisch actief gebied gerealiseerd. Natuurlijke seismiciteit komt hier niet voor.
De breuken in de directe omgeving lijken niet kritisch gestrest. Men spreekt van een lage “slip tendency”, ofwel de breuken hebben een lage neiging om te gaan schuiven.

Het reservoirblok waarin de geothermie operatie plaatsvindt, is met breuken gescheiden van de naastgelegen reservoirs. Dit zijn de grotere breuken. De grotere breuken liggen ver verwijderd van de putlocaties, derhalve wordt geen invloed van het geothermie systeem verwacht op die grote breuken.

Figuur 2
Ligging van de grote breuken rondom het reservoirblok, waarin de geothermische operatie plaats vind (buitenste geblokte blauwe lijn) en de kleinere breuken binnen het reservoirblok (overige lijnen).



Binnen het reservoirblok liggen kleinere breuken. Deze breuken liggen nog op redelijke afstand tot de putten, maar worden mogelijk wel beïnvloed door de drukveranderingen die plaatsvinden als gevolg van de geothermische operatie (met name de breuken in het rood, groen en doorgetrokken blauw in figuur 2). Op basis van onze breuk analyse is het niet waarschijnlijk dat water direct in of zeer nabij een bestaande breuk geïnjecteerd wordt.

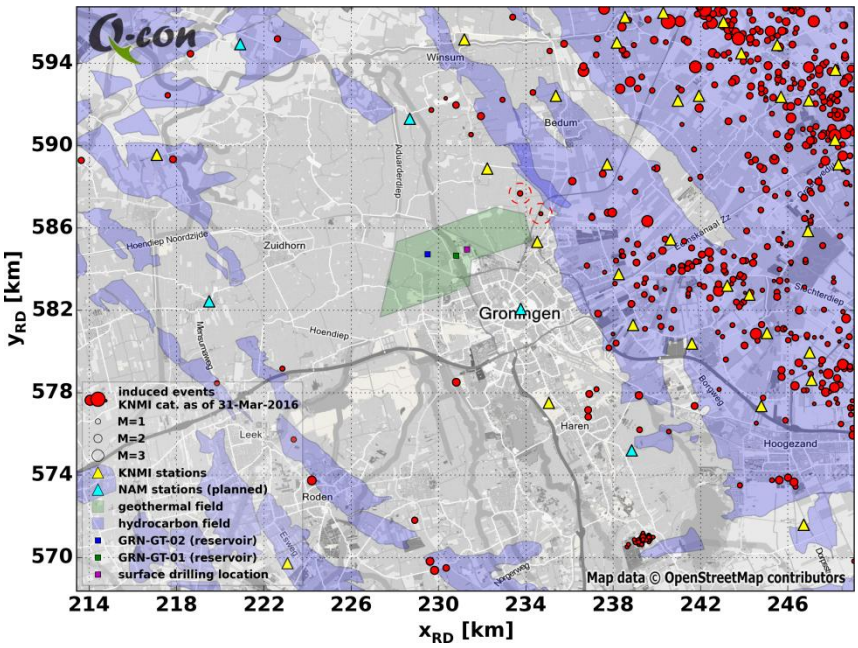
Op basis van de breuken analyse kan verder gesteld worden dat de breuken geen compartimentalisatie zullen veroorzaken, waarbij de injectie en de productie volledig van elkaar gescheiden worden. Er zal altijd drukcommunicatie zijn tussen de injectie en de productieput. Hieruit kan geconcludeerd worden, dat er geen netto injectie kan plaatsvinden in een door breuken begrenst compartiment.

2.5 Invloed van naastgelegen gasvelden

Ten oosten van het reservoirblok waarin de geothermische operatie plaatsvindt, ligt het Groningen Gasveld. Door de NAM wordt nog volop gas gewonnen uit dit gasveld. Op twee manieren kan het gasveld invloed uitoefenen op de geothermische operatie:

1) De gasproductie gaat gepaard met seismiciteit. Die seismiciteit kan ook voelbaar zijn in het geothermisch reservoirblok. Het is van belang dat er onderscheid gemaakt kan worden tussen eventuele seismiciteit die vanuit het Groningen gasveld is ontstaan en seismiciteit die is veroorzaakt in het reservoirblok zelf.

Figuur 3
Overzicht van door de gaswinning geïnduceerde seismiciteit



De bronlocaties voor seismiciteit liggen op grotere afstand van het geothermisch projectgebied. Verwacht mag worden dat bij een goed ontworpen monitoringssysteem de seismiciteit in het geothermisch projectgebied kan worden onderscheiden van de seismiciteit als gevolg van het Groningen gasveld.

2) Door de gasproductie wordt de druk in het Groningen gasveld verlaagd. Indien de grote breuken tussen het geothermisch reservoirblok en het Groningen gasveld enigszins permeabel zijn, dan ontstaat er een soort systeem van communicerende vaten. De druk in het geothermisch reservoirblok kan om die reden ook gedaald zijn. Er zijn geen rechtstreekse metingen in het geothermische reservoirblok beschikbaar. Uit een eerdere expertpanel discussie door TNO, RUG en WarmteStad is geconcludeerd dat een bepaalde mate van depletie niet nauwkeurig te bepalen is.
Met de combinatie van depletie en een geothermische operatie is geen ervaring. De te verwachte effecten zijn niet goed kwantificeerbaar en een reguliere ontwerp voor het monitoring beheerssysteem TLS (“Traffic Light System”: een monitoringsbeheerssystemen) is hiervoor niet zomaar toepasbaar. Dit depleted scenario is derhalve als een apart scenario behandeld in hoofdstuk 4.

Opmerkelijk zijn wel de twee metingen ten noordoosten van de projectlocatie waar een niet voelbare seismiciteit is gemeten van 0,96 en 0,53 magnitude (met stippellijnen omcirkeld in figuur 3). De metingen liggen net buiten het Groningen gasveld, in een klein reservoirblok net boven het geothermisch reservoirblok. Het is onduidelijk of die bronmetingen door onnauwkeurigheid eigenlijk binnen het gasveld hadden moeten liggen, of dat het mogelijk een randeffect is op of in de grote breuk van het gasveld of dat er mogelijk toch significante depletie in dit blok naast het Groningen reservoir heeft plaatsgevonden welke die seismiciteit heeft kunnen veroorzaken.

Ten westen ligt het kleinere Pasop gasveld. Dit gasveld is niet meer in productie. Op basis van de ontrokken hoeveelheden gas is nagerekend dat de effecten op de rest van het reservoirblok slechts minimaal kunnen zijn. Er kan daarom geen significante depletie in het geothermisch reservoir blok ontstaan als gevolg van de productie uit dit gasveld.

2.6 Resultaten quick scan

Op basis van de quick scan wordt het risico op seismiciteit over het algemeen laag ingeschat, vergelijkbaar met andere Nederlandse geothermie projecten:

- In Groningen is sprake van een (zeer) lage natuurlijke seismiciteit.

- Er wordt niet direct geïnjecteerd in een breukzone;
- Er is geen sprake van netto injectie;
- Er is geen sprake van injectie in een kristallijn gesteente. Het betreft een sedimentaire afzetting: een zandsteen.

Risico verhogende aandachtspunten in dit project zijn:

- Een hoge injectiedruk als gevolg van een relatief slecht doorlatend reservoir in combinatie met hoge debieten. Hierdoor is de kans op stressveranderingen op de nabijgelegen breuken groter;
- De invloed van het naastgelegen Groningen gasveld en dan met name de kans dat hierdoor depletion in het geothermisch reservoirblok kan zijn opgetreden of nog kan optreden. Het is op basis van de huidige kennis en informatie niet mogelijk om de eventuele effecten van een combinatie van depletion en geothermische operatie te kwantificeren.

Voor de verdere SHA is besloten om de twee scenario's "non-depleted" en "depleted" los van elkaar te behandelen. In Hoofdstuk 3 wordt het non-depleted scenario uitgewerkt volgens bestaande en gebruikelijke methoden. De worstcase situaties voor het non-depleted scenario worden gekwantificeerd. Op basis van die resultaten is bepaald of seismiciteit kan optreden en of de eventuele risico's gemitigeerd kunnen worden door middel van een Traffic Light System (monitoring op seismiciteit in combinatie met beheersmaatregelen als enige mate van seismiciteit wordt waargenomen).
Het depleted scenario is kwalitatief uitgewerkt in hoofdstuk 4.

3

Evaluatie non-depleted scenario

3.1 Worstcase scenario's bepalen voor non-depleted

Om te bepalen of seismiciteit kan voorkomen is het van belang worstcase situaties te definiëren, welke theoretisch zouden kunnen voorkomen. Daarna is het van belang om te bepalen of er voor de theoretische worstcase situaties beheersmaatregelen kunnen worden opgesteld.

Voor het bepalen van de worstcase situaties bij het non-depleted scenario dienen voor drie soorten parameters uitgangspunten bepaald te worden:

- operationele parameters,
- bodem- en modelparameters,
- geomechanische parameters.

Operationele parameters

In overleg met WarmteStad zijn de volgende belangrijkste operationele parameters bepaald voor het model:

- debiet: 200 m³/uur;
- retourtemperatuur: 35˚C;
- max. aantal draaiuren per jaar: 8000 uur/jaar;
- Levensduur: 30 jaar.

Het debiet van 200 m³/uur is het maximale debiet dat het systeem technisch continu zou kunnen draaien. Het is echter een theoretische situatie, want WarmteStad heeft aangegeven dat tijdens de ingroeifase (steeds meer klanten aansluiten) dit debiet nog niet wordt gehaald. Ook dag en nacht en seizoenen (zomer, winter) zorgen ervoor dat maar een beperkte periode van het jaar gedurende enige tijd met maximale capaciteit water opgepompt gaat worden.

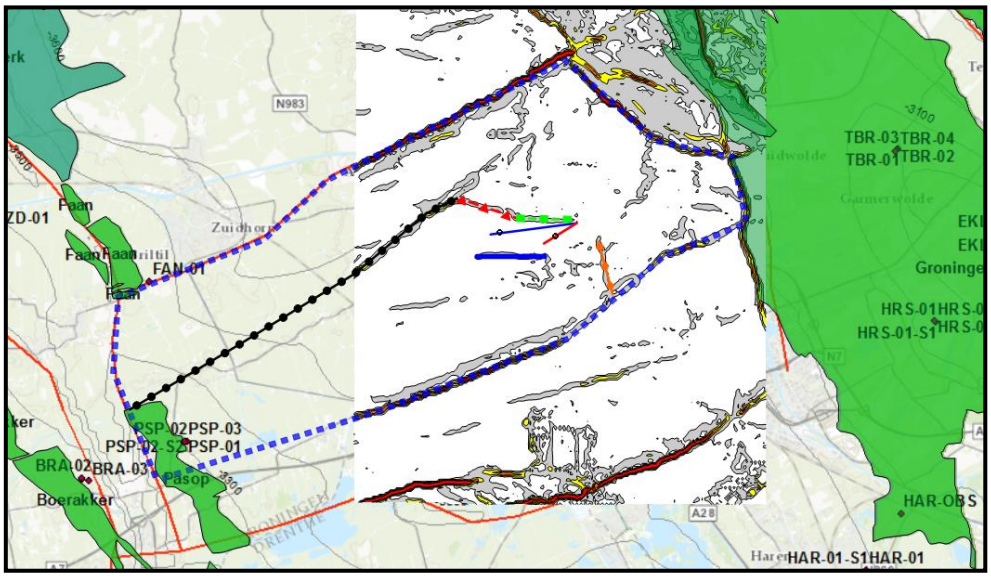
Geologische en modelmatige parameters

De volgende bodemparameters zijn gebruikt:

- Het reservoirblok waarin het geothermisch systeem wordt gerealiseerd is begrensd door grote breuken welke ondoorlatend zijn. Voor de drukberekeningen is dit een worstcase situatie.
- De transmissiviteit is gelijk aan de P90 waarde: 4,5 Dm. Dit is conform de door TNO bepaalde P90 (90% kans dat de werkelijke transmissiviteit hoger is).
- De dikte van het reservoir is gelijk aan de minimaal verwachte dikte: 240 m. Dit is conform de informatie van Panterra en TNO.

- De diepte van de top van het reservoir ligt op 3.400 m, hetgeen de meest reële waarde is. Dit is conform de informatie van Panterra en TNO.
- De initiële temperatuur in het reservoir bedraagt 120 ˚C.

De invloed van de geothermisch operatie treedt vooral op bij de breuken direct naast de putten. Dit zijn kleinere breuken dan de grote breuken die het hele reservoirblok omsluiten. In de onderstaande figuur zijn de grote afsluitende breuken met een blauwe stippellijn weergegeven, de overige kleinere breuken in het reservoir blok hebben een andere kleur (zwart, rood, groen, oranje en dikke blauwe lijn).



Figuur 4 Modelgrenzen en 5 breuken binnen het modelgebied die in het reservoirmodel zijn opgenomen. De productieput is rood en de injectieput is blauw met een cirkeltje ter hoogte van het punt waar de put het reservoir in gaat. Groene arceringen zijn gasvelden.

De druk veranderingen door de geothermische operatie nabij de kleine breuken (met name rood, groen en dikke blauwe lijn) zijn vooral afhankelijk van de doorlatendheid van die kleine breuken. Hiervoor zijn verschillende scenario's doorgerekend

- gesloten breuken: ook alle kleine breuken zijn gesloten. Dit scenario is niet waarschijnlijk, maar kan niet worden uitgesloten;
- deels gesloten breuken: een deel van de kleine breuken zal of enigszins doorlatend zijn en/of breuken zijn niet continu. Dit scenario is het meest waarschijnlijk en is in lijn met door de NAM gerapporteerde situatie in het Groningen gasveld;

- open breuken: de breuken zijn volledig permeabel. In dit scenario is ervan uitgegaan dat de breuken even permeabel zijn als het reservoir zelf. Dit is het minst kritisch, omdat er dan geen extra drukopbouw tussen de breuken optreedt.

Geomechanische parameters

De geomechanische evaluatie bestaat uit de volgende onderdelen:

- een evaluatie van het breuksysteem: is het een seismisch kritisch systeem?;
- het bepalen van een theoretische drempelwaarde: welke stressverandering zou seismiciteit kunnen veroorzaken?;
- bepalen of bij de berekende drukveranderingen (reservoirmodellering) de stress nabij de breuk zodanig verandert, dat de drempelwaarde wordt overschreden.

Uit de geomechanische evaluatie is geconcludeerd dat het van nature geen tektonisch actief gebied is (zie Quick Scan) en dus geen seismisch kritisch systeem.

Seismiciteit ontstaat als gevolg van het schuiven van breuken. In een niet-tektonisch actief gebied mag verwacht worden dat de schuifweerstand die de breuk op zijn plaats houdt ruim voldoende is om verschuiving te voorkomen. Als een breuk wel kritisch gestresst is, dan zou een geringe stress- ofwel drukverandering al seismiciteit kunnen veroorzaken. In natuurlijke tektonisch actieve gebieden zijn breuken wel kritisch gestresst en kunnen kleine veranderingen in de ondergrond al seismiciteit veroorzaken als gevolg van kleinere of grotere breukbewegingen.

Voor het bepalen van de drempelwaarde waarbij een breuk zou kunnen gaan schuiven zijn geomechanische berekeningen uitgevoerd. Hiervoor kunnen enkele paramaters eenduidig bepaald worden, maar voor andere parameters dienen aannames gemaakt te worden. Voor het bepalen van de drempelwaarde zijn de meest kritische parameter aannames gebruikt. Dit is een conservatieve aanname voor een niet-tektonsich actief gebied.

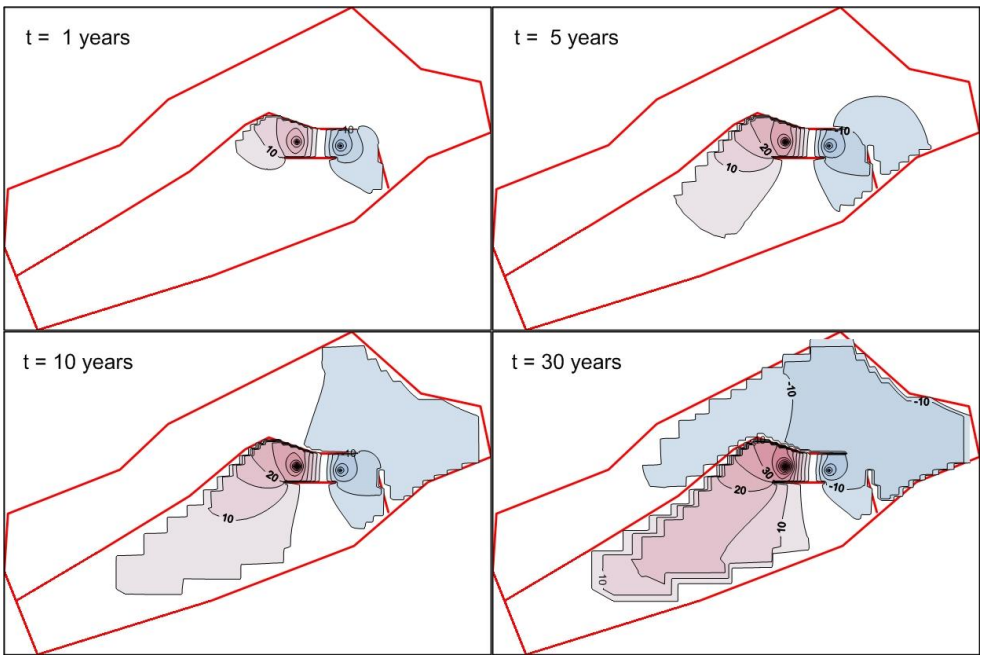
3.2 Resultaten reservoir modellering

3.2.1 Drukveranderingen door de geothermische operatie

Ter hoogte van de productieput wordt het drukniveau verlaagd. Ter hoogte van de injectieput wordt het drukniveau verhoogd. De invloed van drukverlaging door het geothermisch systeem geeft geen verhoogd risico op seismiciteit. Dit is ook zeer beperkt als het vergeleken wordt met bijvoorbeeld de drukverlagingen die zijn opgetreden in het Groningen gasveld.

Voor de analyse van de kans op seismiciteit is vooral de drukverhoging nabij de injectieput van belang (zie hoofdstuk 2). Deze drukverhoging zorgt voor een verlaging van de schuifweerstand in de breuk en verhoogt daardoor de kans op seismiciteit.

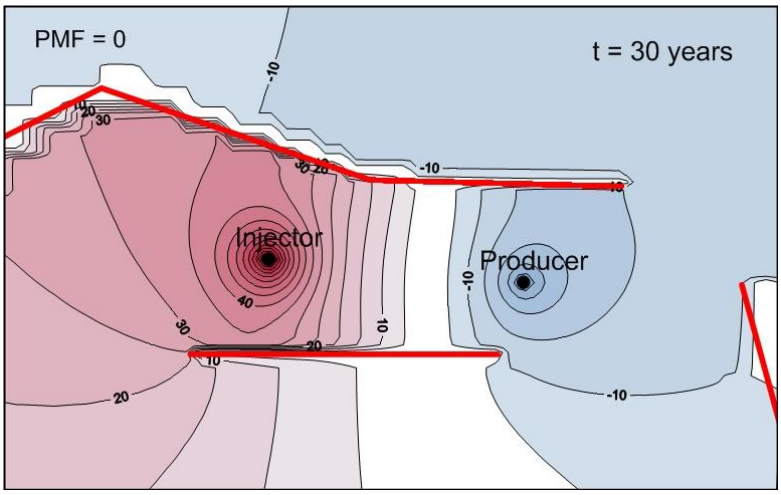
De drukveranderingen worden groter gedurende de geothermische operatie, zie onderstaande figuur. Dit is een weergave waarin de drukveranderingen in het meest ongunstige (en tevens meest onwaarschijnlijke) scenario zijn weergegeven.



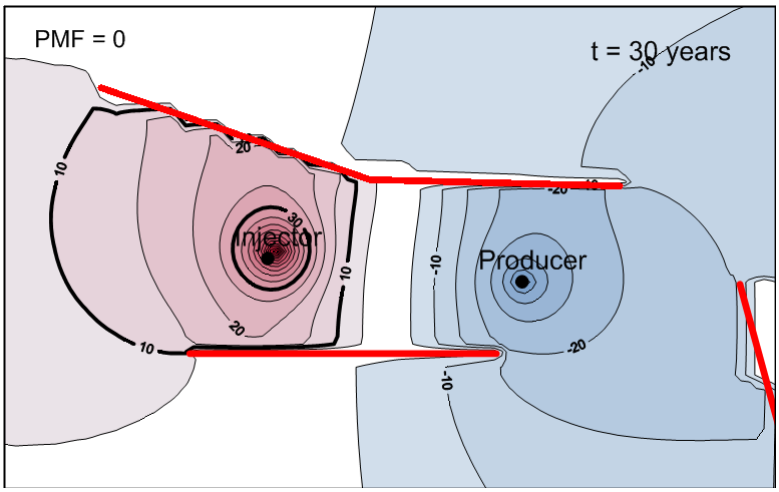
Figuur 5
Voor het scenario met ondoorlatende kleine breuken berekende drukveranderingen [bar] 1, 5, 10 en 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem.

Na 30 jaar is er dus sprake van de grootste drukverandering nabij de breuken. Voor het worstcase scenario van ondoorlatende breuken, het meer waarschijnlijke scenario met deels doorlatende breuken en een gunstig scenario met geheel doorlatende breuken is de berekende maximale drukverandering na 30 jaar in de onderstaande figuren weergegeven.

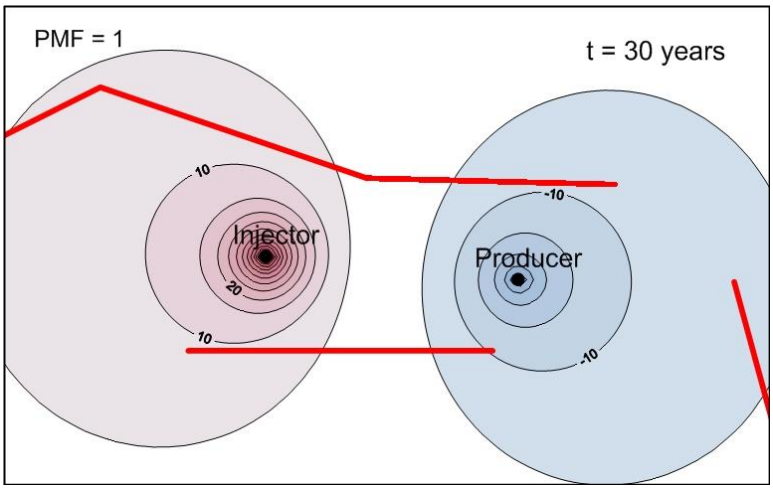
Figuur 6
Voor scenario "ondoorlatende breuken" berekende drukveranderingen [bar] 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem



Figuur 7
Ten opzichte van het scenario "ondoorlatende breuken" is de meest westelijk gelegen breuk verwijderd. De overige breuken zijn ook hier ondoorlatend. Weergegeven zijn de berekende drukveranderingen [bar] 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem



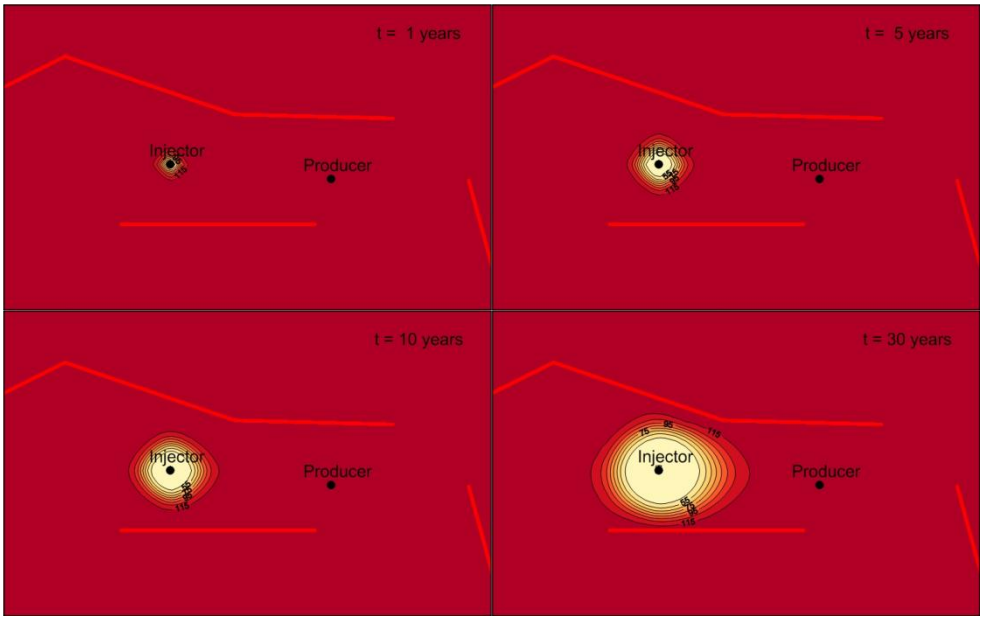
Figuur 8
Voor scenario "doorlatende breuken" berekende drukveranderingen [bar] 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem



Geconcludeerd kan worden dat in het meest ongunstige geval de drukveranderingen circa 30 bar zijn in het niet waarschijnlijke scenario dat de breuken geheel ondoorlatend zijn. En in het geval van deels doorlatende breuken de drukveranderingen circa 20 bar zijn. Deze informatie is gebruikt voor de vervolg analyses.

3.2.2 Temperatuurveranderingen door de geothermische operatie

De productieput onttrekt warm reservoirwater uit het reservoirblok. Na afgifte van de warmte wordt het water afgekoeld tot 35˚C en weer geïnjecteerd in de injectieput. Gedurende de 30 jaar exploitatie ontstaat hierdoor een steeds groter wordende koude bel in het reservoir.



Figuur 9 Bovenaanzicht met de berekende temperaturen [°C] in het midden van het reservoir voor het scenario met ondoorlatende breuken. Weergegeven zijn de temperaturen 1, 5, 10 en 30 jaar na opstarten van het geothermie systeem. De initiële temperatuur in het reservoir is 120 °C.

Dit is een zeer onwaarschijnlijke case voor over 30 jaar, aangezien de hoeveelheid geïnjecteerd koud water sterk overschat is. Het blijkt echter dat de koude bel niet of nauwelijks tot aan de breuken zal reiken en dus geen directe invloed zal hebben.

Eén aspect is hierin echter niet meegenomen: thermische compactie van het reservoir. Door de afkoeling zal het reservoir ook krimpen. Dit levert ook stress veranderingen op. Deze stress veranderingen nemen echter veel langzamer toe dan de drukveranderingen door het injecteren van water. Deze thermische contractie is binnen deze QS niet meegenomen, aangezien de beheersmaatregel (TLS-systeem) ontworpen moet worden op de veel sneller toenemende de drukveranderingen door injectie.

3.3 Overschrijding drempelwaarde

De drukveranderingen worden omgerekend naar stress veranderingen bij de breuk. Om druk- en stressveranderingen van elkaar te onderscheiden wordt voor de drukveranderingen met eenheden “bar” gewerkt en voor de stressveranderingen met de eenheid “MPa”.

Op basis van geomechanische evaluatie is berekend dat voor het schuiven van een breuk de stress veranderingen een drempelwaarde moeten overschrijven van meer dan 1,9 MPa (en bij zeer conservatieve aannames maar onwaarschijnlijke situatie 1,2 MPa). Dit is een conservatieve aanname voor een niet-tektonisch actief gebied. Kleine wijzigingen in die aannames leiden al snel tot grenswaarden van groter dan 3 MPa.

Op basis van de berekende druk veranderingen (zie 3.2) zijn met geomechanische berekeningen de stress veranderingen bij de breuken berekend. In het worstcase scenario met gesloten breuken (maximaal 30 bar drukverandering), blijkt dat de stressveranderingen bij de breuk maximaal 1,4 MPa bedragen. Dit betekent dat de berekende stressveranderingen 0,6 MPa onder de conservatieve drempelwaarde van 1,9 MPa blijven en 0,2 MPa boven de onwaarschijnlijke worstcase drempelwaarde van 1,2 MPa. Op basis van deze geomechanische berekeningen kan gesteld worden dat alleen in de onwaarschijnlijke worstcase situatie de drempelwaarde zou kunnen worden overschreden. Zie voor de geomechanische berekeningen bijlage 2.

Voor het bepalen van de mogelijkheden om de seismiciteit met beheersmaatregelen te voorkomen is uitgegaan van een nog lagere grenswaarde: 1MPa (zie ook bijlage 3). Ook op basis van literatuur en ervaringsgetallen uit andere projecten en gebieden, blijkt dit een conservatieve aanname voor niet-tektonisch actieve gebieden.

3.4 Evaluatie van de kans op seismiciteit en magnitudes

Zoals geconcludeerd uit de Quick Scan, is de kans op seismiciteit klein in het non-depleted scenario. Zelfs in de gevallen waarbij worstcase parameters (operationele, bodem- en geomechanische parameters) gebruikt worden en benodigde aannames conservatief ingeschat worden, lijkt seismiciteit niet waarschijnlijk.

Voor het onwaarschijnlijke (theoretische) geval dat in het non-depleted scenario toch seismiciteit optreedt is een maximale seismiciteit van 3,2 Magnitudes berekend als het gehele breukvlak van de meest kritische breuk in één keer verschuift. Ook dit is onwaarschijnlijk. Voorafgaand aan een maximale seismiciteit van 3,2 Magnitude, zullen bevingen met een kleinere magnitude voorafgaan. Deze seismiciteit is te monitoren en te mitigreren met een TLS (Traffic Light System) (zie. 3.5).

In de literatuur zijn nog cases uit het buitenland bekend van directe injectie in breuksystemen, waarbij een seismiciteit van 3,5 Magnitudes opgetreden zijn. Op basis van

onze analyses achten we injectie direct in een breuk onwaarschijnlijk aangezien geen breuken direct ter hoogte van de injectieput zijn aangetroffen in onze analyse en zelfs de grotere breuk die wel is aangetroffen niet verder komt dan een magnitude 3,2. Mochten er toch kleine breukjes aanwezig zijn, dan zal het gaan om relatief kleine oppervlaktes die verschuiven, waardoor de bijbehorende maximale magnitude beperkt blijft.

3.5 Mitigatie mogelijkheden (TLS-systeem)

In het niet waarschijnlijke geval dat alsnog seismiciteit gaat optreden in de non-depleted situatie, is het van belang dat deze gemitigeerd kan worden. Een algemeen toegepaste maatregel om de sterkte van de eventuele seismiciteit bij injectie te beheersen/mitigeren, is het TLS (Traffic Light System).

De juiste werking van het TLS is met name gelegen in het feit dat door injectie de druk en dus de stress bij de breuken geleidelijk verandert. Die seismiciteit (als die al optreedt) zal zich dan ook opbouwen in de tijd van zeer lage magnitudes naar hogere magnitudes. Door die seismiciteit nauwkeurig te monitoren, kan ingegrepen worden ruim voordat de seismiciteit een vooraf bepaalde sterkte bereikt.

Door Q-con is een basis ontwerp voor een TLS monitoringssysteem gemaakt, waarbij is aangetoond dat een dergelijk systeem voldoende nauwkeurig kan meten. Hiervoor is uitgegaan van 5 meetstations. Dit is inclusief extra stations die nodig zijn om de redundantie te borgen (stel er valt een station uit). Het is sterk aan te bevelen om de monitoring in eigen hand te houden als WarmtStad, zodat WarmteStad niet afhankelijk is van andere partijen (KNMI) om aan te tonen dat een seismische activiteit niet het gevolg is van het geothermie systeem. Om kosten te reduceren zou het combineren met meetstations van derden nog wel een mogelijkheid zijn. De bestaande meetstations van de KNMI lijken niet geschikt om de seismiciteit voldoende nauwkeurig te kunnen meten en lokaliseren.

Figuur 10
Traffic Light System: voorstel van de grenswaarden en hieraan gekoppelde acties

TLS Status			
Definition	$M_w < 0.9$	$0.9 <= M_w < 2.0$	$M_w \geq 2.0$
Actions	regular operations	– higher alert level – no increase of injection rate – report to regulator	– stop operations – immediately report to regulator – expert panel convenes

Als onderdeel van het TLS dient naast het monitoren ook bepaald te worden wanneer ingegrepen moet worden. Een voorbeeld hiervan is opgenomen in Figuur 10. Hierbij is ervan uitgegaan dat de operatie door kan gaan, zolang blijkt dat er geen voelbare seismiciteit optreedt (M_w=1,4). De operatie dient te worden gestopt indien seismiciteit gemeten wordt die schade kan veroorzaken (M_w=2,5). Tussen die waarden dient in ieder geval het debiet niet verhoogd te worden en moet gerapporteerd worden aan SodM.
De niveau's waarbij dan ingegrepen moet worden liggen echter lager. Dit komt omdat er rekening gehouden dient te worden met zogenaamde "post-seismicity" ofwel "trailing effect". Dit is een toename van de sterkte van de seismiciteit die nog kan optreden na het stoppen van het systeem. Voor de toename van de sterkte van de seismiciteit is 0,5 aangehouden, wat volgt uit de praktijkervaring dat de "post-seismicity" toename van de magnitude maximaal M=0,5 bedraagt.

Met het ontworpen TLS is een algemeen gebruikte beheersmaatregel uitgewerkt, welke eventuele risico's op ongewenst sterke seismiciteit voorkomt. Onze verwachting is dat SodM akkoord zal gaan met deze niveau's. De niveau's van ingrijpen kunnen aangepast worden. Met de hier voorgestelde instelling kan het geothermie systeem echter veilig bedreven worden, zonder dat er vaak operationeel ingegrepen moet worden door bijvoorbeeld seismiciteit in het Groningen gasveld. Kritischer afstellen kan operationeel betekenen dat sneller overgegaan moet worden tot het beperken van het debiet, terwijl dit veiligheidstechnisch eigenlijk nog niet nodig is.

Het TLS zorgt naast een veilige bedrijfsvoering ook voor de mogelijkheid om seismiciteit in of direct nabij het Groningen gasveld te kunnen onderscheiden van de seismiciteit rondom de projectlocatie. Dit is van belang om de verantwoordelijkheid van bepaalde seismiciteit direct te kunnen bepalen en het is van belang omdat de geothermische bedrijfsvoering bij eventuele seismiciteit niet aangepast hoeft te worden, indien aangetoond wordt dat die uit het Groningen gasveld komt.

4

Evaluatie depleted scenario

In het onderstaande is een kwalitatieve beschouwing gerapporteerd in het geval het geothermisch reservoirblok (deels) depleted is als gevolg van de gasproductie in het Groningen gasveld.

4.1 Verwachting t.a.v. de mate van depletion

De mate van depletie hangt af van de doorlatendheid van de grote breuken die de reservoirs van het Groningen gasveld en die van het geothermisch reservoirblok scheiden. Ondoorlatende breuken voorkomen dat de drukdaling (depletie) in het Groningen gasveld communiceert met naastgelegen breukblokken en dus ook daar voor depletie zorgen.

Op basis van de beperkte beschikbare informatiebronnen die er zijn, wordt verwacht dat de depletie niet of minimaal aanwezig is.

- Sauwerd en Pasop putten zijn geboord in jaren ’90. Er is direct na het boren geen depletie gemeten, ondanks de reeds significante drukdalingen in het Groningen gasveld toentertijd. Opgemerkt dient te worden dat deze gasputten niet in hetzelfde reservoir blok liggen als het geothermieproject. De ligging ten opzichte van het Groningen gasveld is wel vergelijkbaar.
- Aanwijzingen dat breuken rondom gasvelden ondoorlatend zijn: de PAS-01 put staat niet in contact met de rest van het geologisch blok a.g.v. (bijna) ondoorlatende breuken. Onttrokken gas hoeveelheden kunnen anders niet de gerapporteerde drukdaling verklaren.
- In het laatste winningsplan van Groningen Gasveld wordt voor het reservoir blok van het geothermie systeem geen of nauwelijks depletie gerapporteerd in de komende 5 jaar.

Om meer zekerheid over de mate van depletie te krijgen zou een put gemaakt moeten worden tot in het reservoir.

4.2 Depletie en geothermische operatie

4.2.1 Twee mechanismen

Het mechanisme van injectie gerelateerde seismiciteit, hetgeen optreed bij geothermische operatie, is bekend: drukopbouw leidt tot een langzaam kritischer wordende situatie waarin de potentie voor seismiciteit zou kunnen toenemen. Het risico kan gemitigeerd worden, omdat de opbouw in seismiciteit gemonitoord kan worden, waardoor er op tijd (voordat grenswaarden worden overschreden) gestopt kan worden, voordat ernstige seismiciteit kan

optreden. Een voorbeeld is hierbij het non-depleted scenario zoals omschreven in paragraaf H3.

Het mechanisme van differentiële compactie, het werkingsmechanisme dat seismiciteit veroorzaakt na gasproductie, is minder eenduidig. Het is niet exact bekend hoe en of de seismiciteit zich in de tijd opbouwt en welke drempelwaarden overschreden moeten worden om seismiciteit te veroorzaken.
Risico's op seismiciteit bij het Groningen gasveld worden vooral empirisch en statistisch bepaald. Zo is de ervaring dat boven 28% depletie (ca. 100 bar drukdaling) als gevolg van gaswinning seismiciteit kan ontstaan. In het Groningen gasveld treedt dit pas vanaf 54% depletie (ca. 190 bar) op.

4.2.2 Combinatie van depletie en een geothermische operatie

In het geval van depletie in het geothermische reservoirblok vinden beide mechanismen tegelijkertijd plaats. Binnen de scope van ons onderzoek moeten wij vaststellen dat het niet mogelijk is de gecombineerde effecten te kwantificeren. Voor differentiële compactie is dat bij voorbaat al moeilijk (zie 4.2.1), maar het is ook onbekend hoeveel invloed een geothermische operatie in het depleted scenario heeft op bijvoorbeeld de opbouw van seismiciteit in de tijd en op de drempelwaarde waarbij seismiciteit zal optreden.
Binnen de scope van dit onderzoek, kan niet aangetoond worden dat een TLS het risico op significante seismiciteit kan mitigeren.
Indien er wel een mogelijkheid gevonden wordt om een TLS te ontwerpen dat dit risico kan mitigeren, dan kan een reguliere opzet van het TLS nog niet vaststellen welk mechanisme het meeste bijdraagt aan een eventuele opbouw van seismiciteit in de tijd. Is de NAM met name verantwoordelijk voor een noodzakelijke stop n.a.v. de gemeten oplopende seismiciteit of is WarmteStad hiervoor verantwoordelijk? Ofwel is oplopende depletie of is de geothermische operatie de trigger die de gemeten seismiciteit veroorzaakt? Een reguliere TLS opzet zal niet kunnen vaststellen welk mechanisme het meeste bijdraagt. Daarnaast kan WarmteStad de productie van de NAM (en de depletie als gevolg daarvan) niet beïnvloeden en kan dus feitelijk niet actief reageren op signaalwaarden van het TLS.

4.2.3 Ervaringen van de NAM van injectie in een depleted reservoir

De NAM heeft voor de injectie van water in drie lege gasvelden in Twente onderzoek gedaan naar de mogelijke seismiciteit die daarvan het gevolg kan zijn. Dit is met name relevant voor de situatie dat sprake zou zijn van depletie als gevolg van beïnvloeding door het Groningen gasveld. In het addendum hierover (NAM, 2015) wordt gesteld:

Wereldwijd is gebleken dat waterinjectie in incidentele gevallen aardbevingen kan veroorzaken. Studies hebben aangegeven dat dergelijke aardbevingen voornamelijk gerelateerd zijn aan gevallen waarbij de reservoirdruk uitstijgt tot boven de oorspronkelijke reservoirdruk, iets wat in Nederland niet gebeurt omdat in vergunningen druklimieten zijn opgenomen. In Nederland wordt door NAM al tientallen jaren zonder problemen water geïnjecteerd op diverse locaties (by. Borgsweer, Pernis, Rotterdam, Schoonebeek). Er is in Nederland slechts 1 geval bekend waarbij vermoedelijk door waterinjectie een lichte aardbeving heeft plaatsgevonden. Dit was in november 2009 nabij Weststellingwerf in een gasveld van Vermilion. Deze beving had een kracht van 2,8 op de schaal van Richter.

Ook als wel sprake is van drukdalingen (depletie) door de gaswinning lijkt de kans op seismiciteit door drukverhogingen gering. Belangrijk is wel dat er in het enige geregistreerde geval van seismiciteit direct sprake was van een beving met een kracht van 2,8 op de schaal van Richter. Het is niet bekend of er middels monitoring sprake is geweest van “voorwaarschuwingen” in de vorm van bevingen met kleinere magnitudes. Dit betekent dat niet bekend is of beheersmaatregelen in deze situatie zouden hebben gewerkt.

Belangrijke conclusie van het onderzoek van de NAM is dus dat de combinatie van depletie en injectie in de meeste gevallen niet heeft geleidt tot seismiciteit (althans niet gemeten). De NAM gebruikt voor de waterinjectie in depleted reservoirs een TLS. Of een dergelijk TLS ook werkt, zoals bedoeld in de geothermische operatie, kan echter niet worden geconcludeerd op basis van deze gegevens. Verder speelt bij de combinatie van depletie en geothermische operatie niet alleen het aspect injectie maar ook de extra drukverlaging als gevolg van het oppompen van water uit de productieput. Dit is geen mechanisme dat een rol speelt bij de injectie in depleted gasvelden door de NAM.

4.3 Invloed van de mate van depletie

Omdat de gevolgen van de combinatie van beide systemen niet gekwantificeerd kunnen worden, kan er geen theoretisch onderbouwde minimale depletie worden bepaald, waarbij de invloed van de depletie verwaarloosbaar is en het TLS systeem conform een non-depleted scenario gebruikt zou kunnen worden.

Gesteld kan worden dat het risico bij meer dan 100 bar depletie als gevolg van enkel het mechanisme differentiële compactie al dermate hoog is, dat het ongewenst is om daarnaast een geothermisch systeem te ontwikkelen.

Binnen de scope van dit onderzoek kan niet uitgesloten worden dat bij een depletie van minder dan 100 bar, de combinatie van beide systemen seismiciteit zouden kunnen veroorzaken, welke niet te mitigeren is. De verwachting is echter dat een kleine depletie niet of nauwelijks extra risico oplevert, maar omdat het binnen de scope van dit onderzoek niet kwantificeerbaar is, kan geen onderbouwde grenswaarde aangeven worden.

Daarnaast geldt dat een minimale depletie een aanwijzing is voor voortdurende depletie in de tijd. De depletie in het reservoir blok kan toenemen in de tijd als gevolg van een vertragingsfactor tussen het reservoir blok en het Groningen gasveld of als gevolg van een gewijzigde productie strategie van de NAM in het Groningen gasveld. Dus een depletieniveau lager dan de gestelde ondergrenswaarde in het eerste jaar kan gedurende de 30 jaar exploitatie alsnog overschreden worden

4.4 Onderzoeksmogelijkheden naar het depleted scenario

Kan het depleted scenario op een andere wijze gekwantificeerd worden om het risico en de mitigerende mogelijkheden voor dit scenario alsnog vast te stellen?
De scope van een dergelijk onderzoek zou vastgesteld moeten worden in samenwerking met seismiciteits-experts van het Groningen gasveld (TNO). Hierbij spelen de volgende vragen:

- Op welke wijze kan gekomen worden tot een goed onderbouwd theoretische model waarin beide mechanismen een rol spelen (differentiële compactie en geothermische operatie)?;
- Welke scenario's kunnen met dit model worden berekend en welke scenario's leiden tot de worstcases, waarbij het risico door een beheersmaatregel gemitigeerd moet kunnen worden? Kan met deze scenario's een grenswaarde voor depletie worden bepaald?;
- Is het mogelijk beheersmaatregelen te ontwikkelen (bijvoorbeeld TLS en monitoring depletie) die dit risico kunnen mitigeren gedurende 30 jaar exploitatie?

Een dergelijk onderzoek is gecompliceerd en de doorlooptijd zal minimaal een aantal maanden bedragen. Voorafgaand aan het onderzoek is het aan te bevelen de haalbaarheid ervan in te schatten met eenzelfde team van experts.

De ervaringen en monitoring gegevens van de NAM bij de injectie in depleted gasvelden zou een belangrijke bijdrage kunnen leveren aan dit onderzoek (zie 4.2.3). Op basis van

jarenlange ervaring blijkt dat op een enkel geval na de injectie in de depleted gasvelden geen significante seismiciteit hebben veroorzaakt.

5

Conclusies en aanbevelingen

5.1 Conclusies

Bij het bepalen van de kans op seismiciteit en de mogelijkheden om de risico's te mitigeren is in het onderzoek onderscheid gemaakt tussen 2 scenario's.

- Non-depleted scenario: in dit scenario is er geen drukdaling in het reservoir blok van het geothermisch systeem als gevolg van de drukdaling in het naastgelegen Groningen gasveld;
- Depleted scenario: in dit scenario is er drukdaling in het reservoir blok omdat de grote breuken tussen het reservoir blok en het Groningen gasveld enigszins doorlatend zijn. De drukdaling in het Groningen gasveld zorgt daardoor ook voor drukdalingen in de aangrenzende reservoirs.

Onze verwachting is dat er niet of nauwelijks beïnvloeding door het Groningen gasveld is (non-depleted).

In het kort kunnen wij de volgende conclusies trekken:

- Non-depleted scenario: de kans op seismiciteit is minimaal en mocht seismiciteit toch optreden, dan kan ruim op tijd worden ingegrepen voordat de seismiciteit gevolgen kan hebben.
- Depleted scenario: in dit scenario is het niet mogelijk uitspraken te doen over de kans op seismiciteit en over hoe die seismiciteit zich in de tijd zou kunnen opbouwen. Met de kwalitatieve benadering, welke binnen dit onderzoek voor het depleted scenario is gehanteerd, is het niet mogelijk om een TLS-systeem te ontwikkelen om het risico op seismiciteit te mitigeren.

In het onderstaande zijn de conclusies verder toegelicht.

5.2 Toelichting conclusies non-depleted scenario

De kans dat seismiciteit optreedt in een non-depleted scenario is klein. Alleen als meerdere ongunstige aannames worden gedaan (denk aan ongunstige aannames voor de operationele inzet van het geothermie systeem en de geologische en geomechanische eigenschappen van het reservoir) kan seismiciteit optreden. De kans dat al deze ongunstige aannames gelijktijdig optreden is klein. Daarnaast geldt ook nog dat bij dergelijke tegenvallende reservoir eigenschappen de operationele inzet van het geothermische doublet naar beneden zal worden bijgesteld. Dat betekent dat de kans dat seismiciteit optreedt in een non-depleted scenario klein is.

Mocht ondanks de kleine kans seismiciteit toch optreden, dan zal dat in eerste instantie niet voelbaar zijn en vervolgens stapsgewijs in sterkte toenemen. Door het inrichten van een monitoring systeem, kan de seismiciteit continu worden gemeten. Als er seismiciteit wordt gemeten en de sterkte daarvan toeneemt, dan kan veilig worden ingegrepen voordat een vooraf gekozen niveau van seismiciteit optreedt. Dit systeem is bekend als een “traffic light system” (TLS) en is wereldwijd erkend als methode om seismiciteit te beheersen.

5.3 Toelichting conclusies en aanbevelingen depleted scenario

Voor dit scenario spelen meerdere mechanismen tegelijk die seismiciteit kunnen veroorzaken: drukverlaging (door de depletie als gevolg van de productie in het Groningen gasveld en door het oppompen van water uit de productieput) en drukverhoging (door injectie van koud water in de injectieput).

Binnen de scope van dit onderzoek is geen kwantificering mogelijk van de effecten van de combinatie van deze mechanismen. Met de kwalitatieve benadering, welke binnen dit onderzoek voor het depleted scenario is gehanteerd, is het niet mogelijk een TLS te ontwerpen dat geschikt is om het risico op seismiciteit te mitigeren.

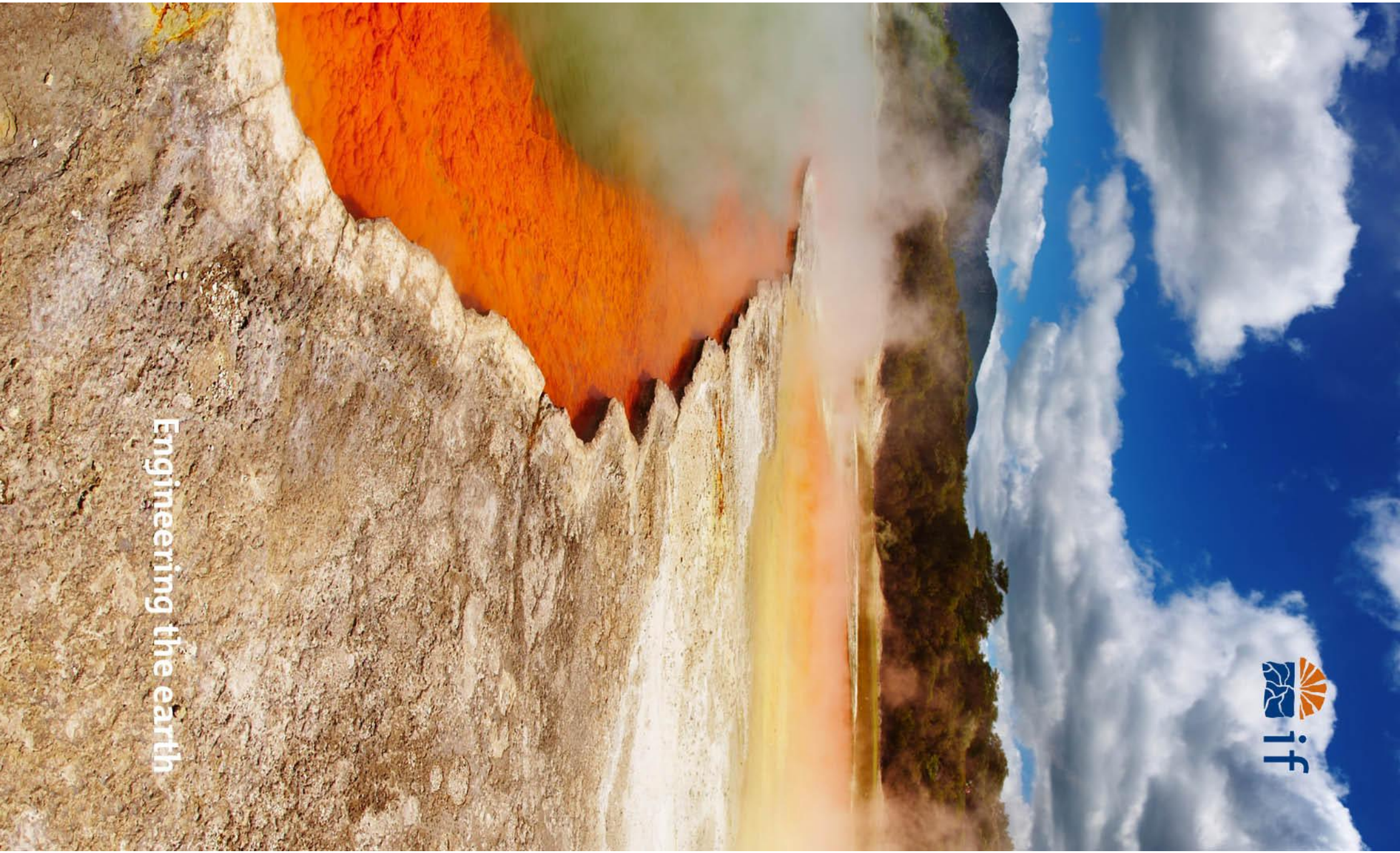
De verwachting is echter dat een kleine depletie niet of nauwelijks extra risico oplevert. Echter, omdat het niet kwantificeerbaar is kan geen onderbouwde maximale depletie aangeven worden. De ervaringen van de NAM onderbouwen de verwachting dat de kans op seismiciteit bij injectie in depleted reservoirs klein is.

Een regulier TLS monitoring systeem geeft ook geen uitsluitsel over de oorzaak van de eventuele seismiciteit: depletie door het Groningen gasveld en/of de geothermische operatie (wie is verantwoordelijk?). Hierbij is van belang dat WarmteStad geen invloed heeft op de depletie als gevolg van de gaswinning.

Een vervolgonderzoek in samenwerking met seismiciteits-experts van het Groningen gasveld en een evaluatie van de NAM ervaringen in de injectie in depleted reservoirs zou meer uitsluitsel kunnen geven. Een dergelijk onderzoek is gecompliceerd en de doorlooptijd zal minimaal een aantal maanden bedragen. Voorafgaand aan het onderzoek is het aan te bevelen de haalbaarheid ervan in te schatten met eenzelfde team van experts.

Bijlage 1

Rapportage reservoirmodellering



Reservoirmodellering

WarmteStad Groningen

Engineering the earth

Reservoirmodellering

WarmteStad Groningen

Reservoirmodellering

WarmteStad Groningen

Opdrachtgever **Warmtestad**
Griffeweg 99
Postbus 1
9723 DV GRONINGEN
T 050 367 8746 | E p.corzaan@WarmteStad.nl
Contactpersoon: de heer P. Corzaan

Adviseur **IF Technology bv**
Velperweg 37
Postbus 605
6800 AP ARNHEM
T 026 3535 555 | E b.pittens@iftechnology.nl
Contactpersoon: de heer B.M. Pittens

Colofon

Auteur:	**de heer B.C. Drijver**
Versie:	Definitief 1.0
Gecontroleerd door:	de heer B.M. Pittens
Vrijgegeven door:	de heer B.M. Pittens

Paraaf:

Inhoudsopgave

1 Inleiding 4

2 Reservoirmodellering 6
2.1 Modelgebied 6
2.1.1 Begrenzing in horizontale richting 6
2.1.2 Begrenzing in verticale richting 10
2.2 Breuken binnen het modelgebied 11
2.3 Eigenschappen van de modellagen 12
2.3.1 Transmissiviteit reservoir 12
2.3.2 Dikte reservoir 16
2.3.3 Overige eigenschappen 16
2.4 Geothermie systeem 19

3 Resultaten reservoirmodellering 20
3.1 Validatie software 20
3.2 Scenario's 20
3.3 Berekende temperaturen 21
3.4 Berekende drukveranderingen 23
3.5 Evaluatie resultaten 27

Bijlage 1 Dwarsdoorsnedes diepte top Slochteren

1

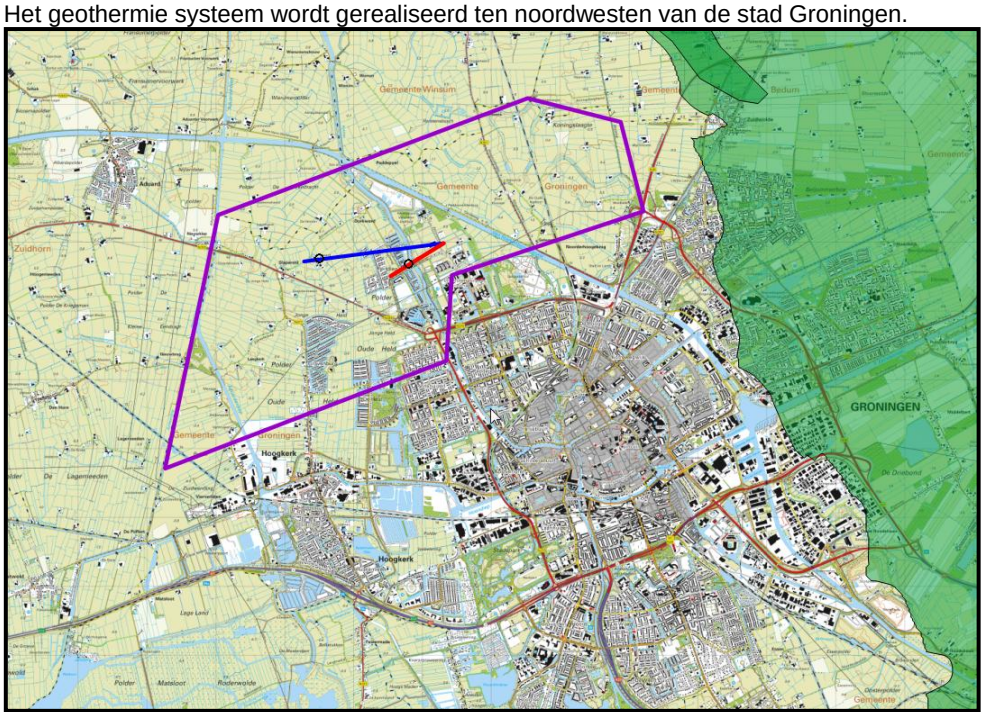
Inleiding

Algemeen

In opdracht van WarmteStad hebben IF Technology en Q-con een onderzoek gedaan naar de risico's op seismiciteit door geothermie in Groningen. Een onderdeel van dit onderzoek was een reservoirmodellering. Dit onderdeel is nader uitgewerkt in het onderliggende rapport.

Onderzoek naar seismiciteit door geothermie in Groningen

Het geothermie systeem wordt gerealiseerd ten noordwesten van de stad Groningen.



Figuur 1
Gebied van de opsporingsvergunning (paars omlijnd) en de beoogde boortrajecten van de producer (rode lijn) en injector (blauwe lijn). Het groene gebied oostelijk van de stad is het Groningen gasveld.

Dit geothermie systeem zou warmte moeten gaan winnen uit de Slochteren Formatie. Uit de Slochteren Formatie wordt in verschillende gasvelden in de omgeving ook aardgas gewonnen. Als gevolg van de gaswinning zijn in de regio vele aardbevingen opgetreden, vooral in het gebied van het Groningen gasveld. Belangrijke vragen voor het beoogde geothermie systeem zijn dan ook:

1) Of er aardbevingen veroorzaakt zouden kunnen worden.
2) Hoe sterk die eventuele aardbevingen dan zouden kunnen zijn.
3) In hoeverre eventuele aardbevingen te voorkomen of te beperken zijn.

Om deze vragen te kunnen beantwoorden is een reservoirmodel gemaakt, waarmee de maximaal te verwachten effecten van het geothermie systeem zijn berekend. Het voorliggende rapport geeft een beschrijving van het reservoirmodel en de uitkomsten daarvan. De vertaling van de resultaten naar de kans op aardbevingen, de sterkte daarvan en de mogelijkheden om deze te voorkomen of te beperken zijn beschreven in een separaat rapport van Q-Con.

2

Reservoirmodellering

2.1 Modelgebied

De belangrijkste informatie die is gebruikt voor het opstellen van het reservoirmodel is:

- Geothermal Energy in Groningen - Geological Investigation (Groot Geologisch Onderzoek Groningen) (Panterra, 2014).
- Advies aanvraag Garantieregeling AARDO4001 Aardwarmte ZernikeGeo (TNO, 2015).
- Reservoirmodel Slochteren Formatie van de Rijks Universiteit Groningen (RUG) (2015).
- Regionale kartering van de diepe ondergrond (v2 DGM-diep voor de breuken en v4 DGM-diep voor dieptes en diktes) voor de gebieden buiten het modelgebied van het model van de RUG

Daarnaast is gebruik gemaakt van een aantal geologische studies voor het Groningen Gasveld (TNO, 2013; NAM, 2013; NAM, 2015; Van Thienen-Visser en Breunese, 2015; NAM, 2016).

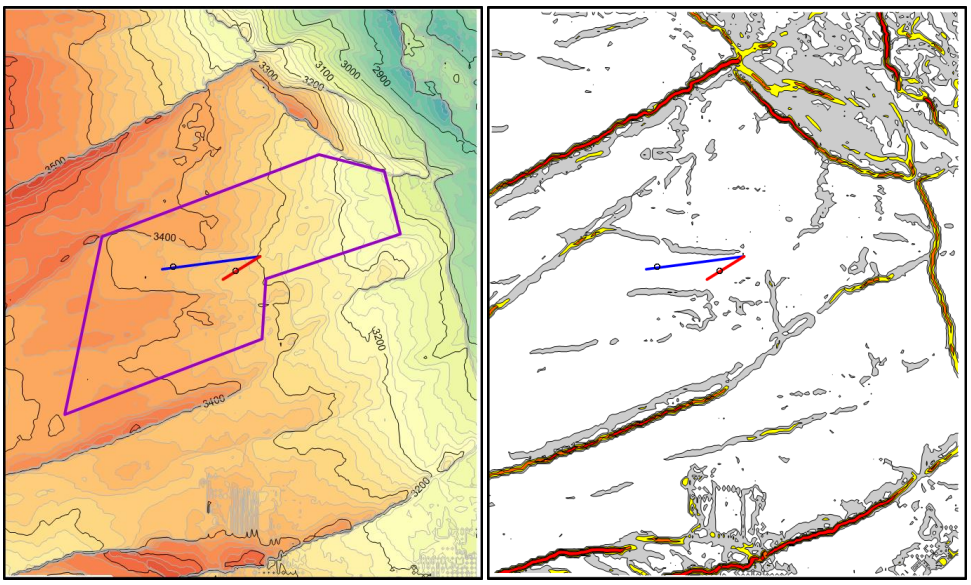
2.1.1 Begrenzing in horizontale richting

Om de grootte van het modelgebied te kunnen bepalen is in eerste instantie gebruik gemaakt van het reservoirmodel van de Rijks Universiteit Groningen (RUG). Het model van de RUG is gebaseerd op gegevens van bestaande boringen en 3D-seismiek. Het model van de RUG is door ons gecontroleerd en als betrouwbaar beoordeeld. Figuur 2 toont de diepte van de top van de Slochteren Formatie zoals die in het model van de RUG is opgenomen. Tevens is voor de top van de Slochteren Formatie het “hellingspercentage” in beeld gebracht. In deze “hellingskaart” zijn duidelijk de plaatsen te zien waar de diepte van de top van het reservoir sterk verandert. Op deze plaatsen bevinden zich breuken, waarlangs verschuivingen zijn opgetreden. De meest felgekleurde lijnen tonen de locaties van de breuken met het grootste (verticale) verzet.

Figuur 2

Links:
Diepte van de top van de Slochteren Formatie [m].

Rechts:
"Hellingspercentage" van het diepteniveau van de top van de Slochteren Formatie.



In bijlage 1 is een aantal dwarsdoorsneden opgenomen, waarin de diepte van de top van de Slochteren Formatie in beeld is gebracht. De verticale verplaatsing varieert van enkele tientallen meters (grijze lijnen) tot meer dan 100 meter (rode lijnen). De maximale verticale verplaatsing is ruim 200 m. Als gevolg van de versplaatsing die is opgetreden ter plaatse van deze breuken treedt beïnvloeding van de doorlatendheid van het reservoir op. In de richting loodrecht op de breukzone kan de doorlatendheid sterk zijn verlaagd, terwijl de doorlatendheid evenwijdig aan de breukzone juist sterk verhoogd kan zijn (zie Figuur 3). Ter plaatse van breuken kunnen daardoor barrières aanwezig zijn, die stroming tussen de reservoirblokken aan beide zijden van de breuk verhinderen.

De mate waarin barrières voor stroming ontstaan in breukzones is van vele factoren afhankelijk (b.v. de kleifractie in het breukvalk, de verplaatsing en de druk waarbij die verplaatsing is opgetreden). Over het algemeen zullen bij breuken met een relatief kleine verplaatsing minder stromingsbarrières ontstaan dan bij breuken met een relatief grote verplaatsing. De kans op de aanwezigheid van stromingsbarrières is dan ook het grootst bij de breuken waar de grootste verplaatsing is opgetreden.

Figuur 3
In een breukzone is sprake van een verhoogde concentratie aan breukjes/barsten in het gesteente, waardoor de doorlatendheid evenwijdig aan het breukvlak verhoogd is. Loodrecht kan de doorlatendheid echter juist sterk verlaagd zijn. De breukzone is tevens een zone waar het gesteente verzwakt is. Nieuwe verschuivingen kunnen daardoor veel makkelijker optreden ter plaatse van bestaande breuken dan op plaatsen waar nog geen breuken aanwezig zijn.

Bron: IEAGHG, 2015.

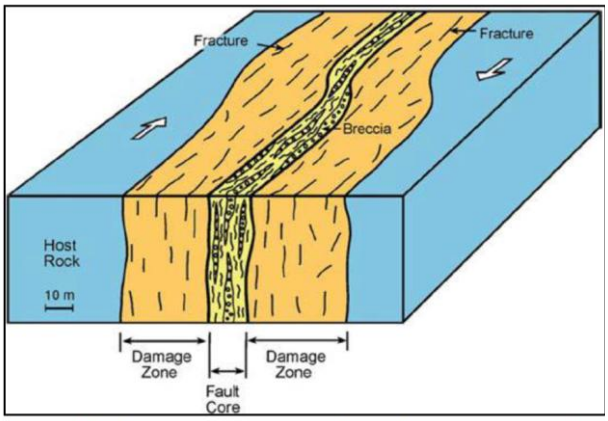


Figure 1 Schematic representation of a fault zone comprised of a fault core and damage zones in a strike-slip fault.

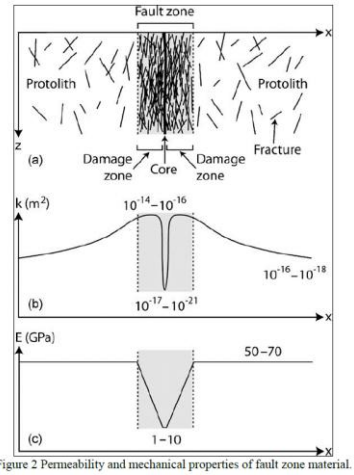


Figure 2 Permeability and mechanical properties of fault zone material.

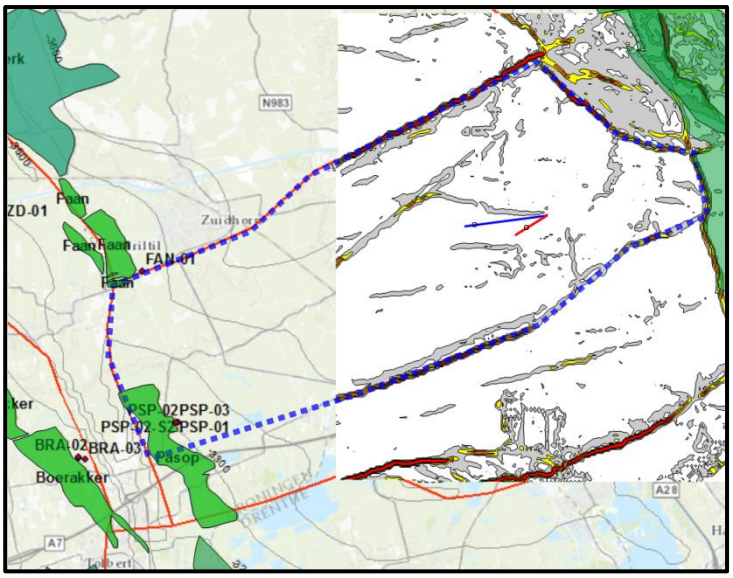
Volgens het meest recente winningsplan (NAM, 2016) is het duidelijk dat sprake is van drukcommunicatie tussen alle delen binnen het Groningen Gasveld, maar hinderen de breuken wel de stroming tussen de verschillende reservoirblokken. De belangrijkste breuken rond het reservoir blok waarin het geothermisch systeem beoogd is, worden in het meest recente model van de NAM als ondoorlatend beschouwd (zie Figuur 4, blauwe geblokte lijn).

Bij het meer westelijk gelegen Pasop gasveld, is bij een relatief beperkte gaswinning een grote drukdaling opgetreden. De meest waarschijnlijke verklaring is dat hier gas is gewonnen uit een relatief klein compartiment, dat begrensd is door ondoorlatende of slecht doorlatende breuken.

Verder is een aantal drukmetingen in de Slochteren Formatie beschikbaar in de omgeving van het Groningen gasveld (zie Figuur 11). Uit deze metingen blijkt dat er ten tijde van de metingen niet (of nauwelijks) sprake was van drukdalingen, terwijl er op dat moment al wel sprake was van een aanzienlijke drukdaling in het Groningen Gasveld (tussen de 100 en 200 bar). Ook dit wijst op de aanwezigheid van slecht doorlatende of ondoorlatende breuken.

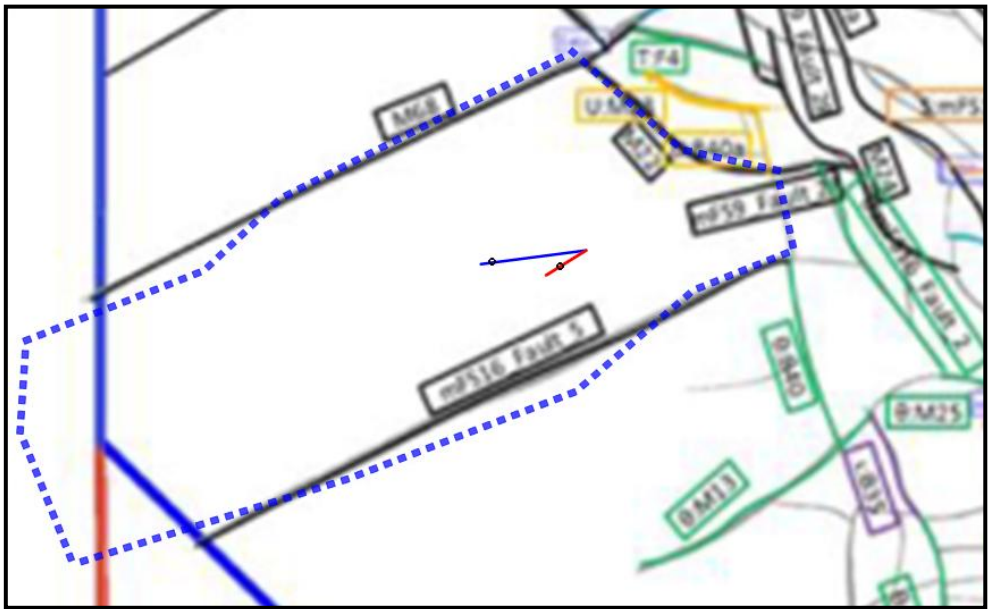
Op basis van bovenstaande informatie is voor het reservoirmodel aangenomen dat de breuken met de grootste verticale verplaatsing ondoorlatend zijn. Deze breuken vormen de

begrenzing van het reservoirmodel. Aangezien de effecten van het geothermie systeem kleiner zullen zijn als de breuken wel (enigszins) doorlatend zijn, wordt dit als een worst-case benadering beschouwd. Omdat voor het meest westelijk gelegen gedeelte van het reservoirmodel de detailinformatie ontbreekt (valt buiten het modelgebied van de RUG), is voor dit gedeelte van het gebied gebruik gemaakt van de gegevens uit de regionale kartering van TNO (v2 DGMdiep voor de breuken en v4 DGM-diep voor dieptes en diktes). De gekozen grens van het reservoirmodel is weergegeven in Figuur 4.



Figuur 4
Grens van het reservoirmodel (blauwe geblokte lijn). Rechts op de achtergrond de kaart met het "hellingspercentage", gebaseerd op het model van de RUG en links de regionale kartering van TNO (rode lijnen zijn de regionale breuken en zwarte lijnen de dieptecontouren van de top van de Slochteren Formatie).

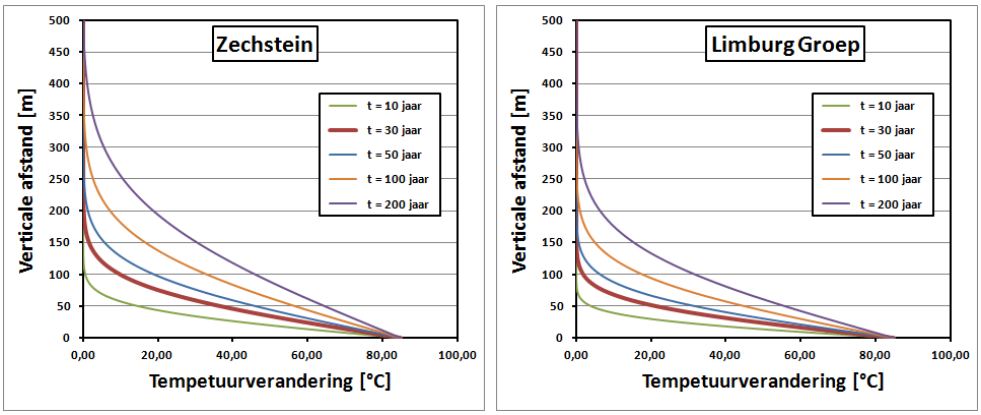
Ter controle is de begrenzing van het reservoirmodel vergeleken met breukenmodel van de NAM uit het recentelijk beschikbaar gekomen winningsplan voor het Groningen Gasveld (NAM, 2016). Uit blijkt dat de gekozen begrenzing van het reservoirmodel goed overeen komt met het breukenmodel van de NAM.



Figuur 5
Begrenzing van het reservoirmodel met als ondergrond de kaart met breuken uit het meest recente model van de NAM. De zwarte lijnen zijn breuken die in het model van de NAM als ondoorlatend zijn opgenomen. De dikke blauwe lijn is de grens van de breuken kaart van de NAM.
Bron: Winningsplan Groningen Gasveld, 2016.

2.1.2 Begrenzing in verticale richting

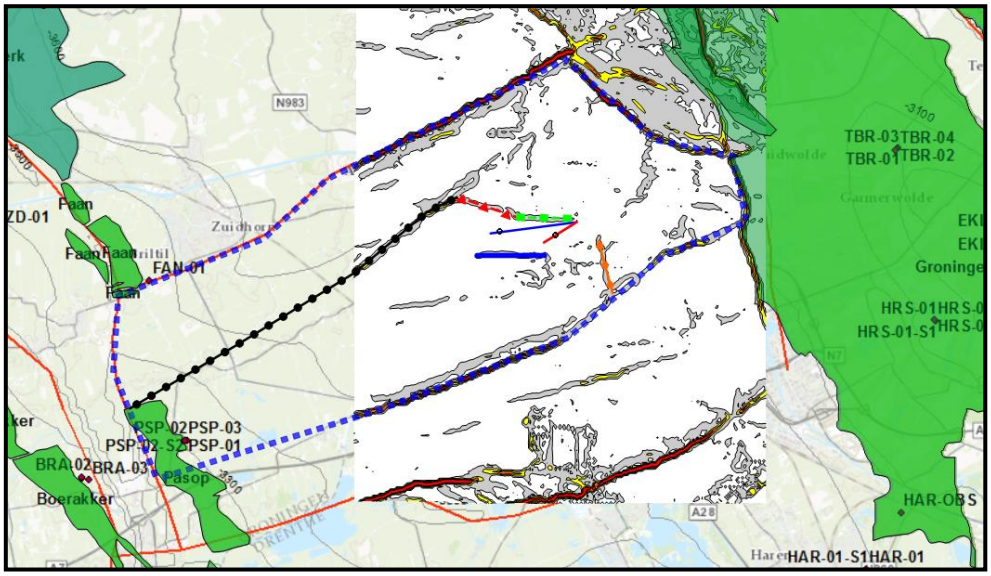
Om de begrenzing in verticale te kunnen bepalen zijn berekeningen uitgevoerd aan de temperatuurveranderingen als gevolg van warmtegeleiding. Hierbij is aangenomen dat de temperatuur in het reservoir plotseling daalt van de initiele reservoir temperatuur (120 °C) naar de infiltratietemperatuur (35 °C). Berekeningen zijn uitgevoerd voor de bovengelegen formatie (Zechstein zout) en de ondergelegen formatie (schalie van de Limburg Groep). Uit de resultaten van de berekeningen (Figuur 6) volgt dat de invloed op de temp na 30 jaar niet verder reikt dan 200 m van de top en de basis van het reservoir. Voor het reservoir model zijn de bovenzijde en onderzijde op 250 m van de top en de bases van het reservoir gekozen, zodat er na 30 jaar geen invloed zal zijn ter hoogte van de boven- en onderzijde van het model.



Figuur 6 Berekende temperatuurafname als gevolg van warmtegeleiding uitgezet tegen de verticale afstand tot het reservoir na een plotselinge temperatuurdaling van 85 °C in het reservoir. Links de berekeningen voor een steenzout formatie (Zechstein) en rechts voor een schalie (Limburg Group).

2.2 Breuken binnen het modelgebied

Binnen de grenzen van het reservoirmodel is een aantal breuken aanwezig met een kleinere verticale verplaatsing (zie Figuur 7).



Figuur 7 Modelgrenzen en 5 breuken binnen het modelgebied die in het reservoirmodel zijn opgenomen.

De waarnemingen van de NAM geven aan dat sprake is van drukcommunicatie tussen alle delen van het Groningen Gasveld. Binnen het Groningen Gasveld is volgens het beschikbare kaartmateriaal van de NAM een netwerk van kleinere breuken aanwezig (NAM, 2016). De waargenomen drukcommunicatie is alleen te verklaren als de kleinere breuken niet volledig ondoorlatend zijn. Hiervoor zijn verschillende mogelijkheden:

1) De kleinere breuken zijn overal enigszins doorlatend;
2) Een deel van de kleinere breuken is doorlatend en de anderen zijn ondoorlatend.
3) De breuken zijn plaatselijk doorlatend en voor het overige deel ondoorlatend.

Voor de doorlatendheid van de kleinere breuken zijn dan ook verschillende aannames mogelijk. Om een idee te krijgen van de invloed van verschillende aannames op de uitkomsten, zijn hiervoor meerdere scenario´s doorgerekend:

1) Alle breuken binnen het modelgebied zijn ondoorlatend. Dit scenario wordt als onwaarschijnlijk beschouwd, maar is niet volledig uitgesloten.
2) De breuk aan de westzijde (lijn met zwarte bolletjes in Figuur 7) is doorlatend en de overige breuken zijn volledig ondoorlatend. Dit wordt als realistisch ongunstig scenario beschouwd.
3) Alle breuken zijn enigszins doorlatend, waarbij voor de permeabiliteit van de betreffende cellen in het model vermenigvuldigingsfactoren zijn gebruikt variërend van 0,001% (vrijwel ondoorlatend) tot 10% (redelijk doorlatend). Ook dit wordt als het meest realistische scenario gezien. Het is echter niet duidelijk welk van de vermenigvuldigingsfactoren nu precies het meest realistische beeld oplevert.
4) De doorlatendheid van de breuken is gelijk aan de doorlatendheid van het reservoir. Aangezien de grotere breuken de stroming tussen verschillende reservoirblokken hinderen of blokkeren, is de verwachting dat de kleinere breuken ook een verlaagde doorlatendheid hebben. Dit scenario lijkt daarom minder waarschijnlijk, maar is niet uit te sluiten.

2.3 Eigenschappen van de modellagen

2.3.1 Transmissiviteit reservoir

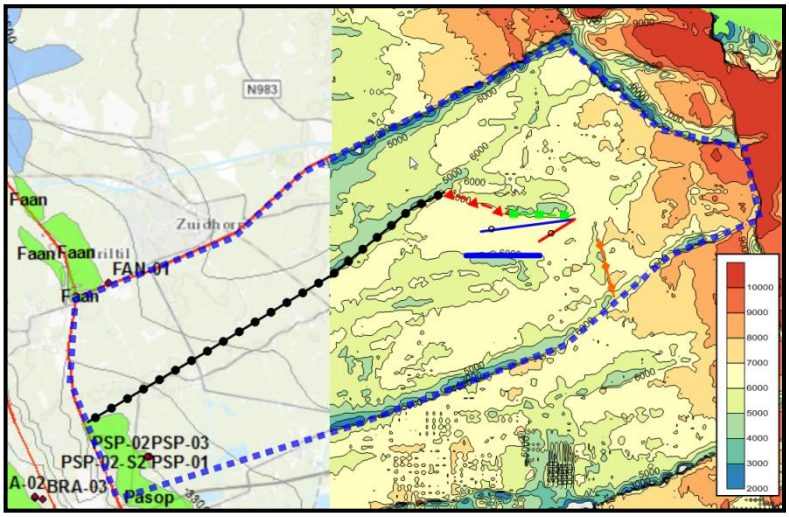
De eigenschappen van het reservoir zijn voor het overgrote deel gebaseerd op de rapporten van Panterra (Panterra, 2014) en TNO (TNO, 2015) en het reservoirmodel van de RUG. Door verschillende gegevens te combineren is een kaart gemaakt met de te verwachten transmissiviteit (dit is de gemiddelde permeabiliteit van het reservoir

vermenigvuldigd met de dikte van het reservoir: hoe hoger de transmissiviteit, hoe makkelijker het water door het reservoir kan stromen) berekend:

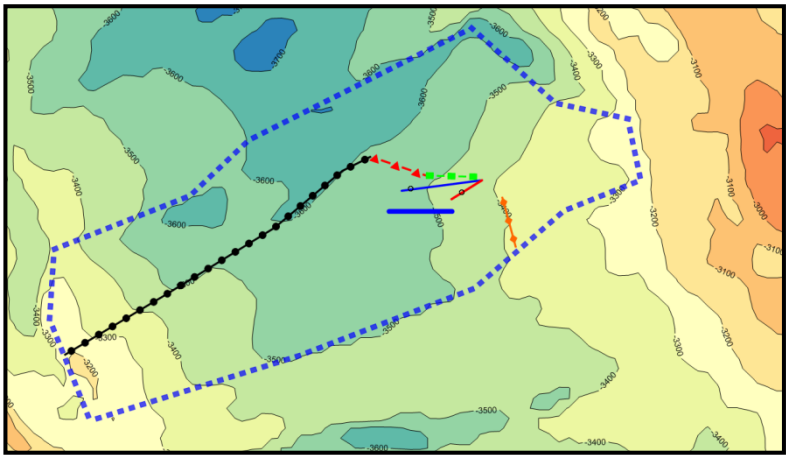
- De diepte van de top en de basis van de Slochteren Formatie zijn afkomstig uit het reservoirmodel van de RUG (het verschil geeft de dikte van de Slochteren Formatie);
- De dikte van de slecht doorlatende kleirijke laag aan de top van de Slochteren Formatie (Ten Boer Member) is berekend aan de hand van de gegevens uit het rapport van Panterra (dikte Slochteren Formatie – dikte Ten Boer Member = effectieve dikte van het te gebruiken reservoir);
- De relaties tussen (1) de diepte van het midden van het reservoir en de gemiddelde porositeit en (2) de gemiddelde porositeit en de gemiddelde permeabiliteit uit het rapport van TNO zijn gebruikt om de te verwachten gemiddelde permeabiliteit van het reservoir te schatten.

Figuur 8 toont de berekende transmissiviteit voor het gebied waarvan de gegevens uit het model van de RUG beschikbaar zijn. Hieruit blijkt dat de te verwachten transmissiviteit in de omgeving van de beoogde ondergrondse putlocaties redelijk constant is (tussen 6 en 7 Dm). Doordat het reservoir bij de oostelijke randen van het gekozen modelgebied minder diep ligt (wat leidt tot een hogere permeabiliteit), is de transmissiviteit hier duidelijk hoger. Omdat het reservoir ook in het meest westelijke deel van het gekozen modelgebied minder diep ligt (zie Figuur 9), wordt ook daar een hogere transmissiviteit verwacht.

Figuur 8
Te verwachten transmissiviteit van het reservoir [mDm].



Figuur 9
Diepte [m] van de top van de Slochteren Formatie volgens v4 DGMdiep.



In het reservoirmodel is aangenomen dat de transmissiviteit over het gehele gebied gelijk is aan de transmissiviteit ter plaatse van het geothermie systeem. Aangezien de effecten vooral zullen optreden in de directe omgeving van de putten is dit een goede benadering voor het berekenen van de effecten van het geothermie systeem. Omdat de gemiddelde transmissiviteit in het modelgebied hoger is dan ter plaatse van het geothermie systeem, zullen de berekende effecten wat groter zijn, dan in werkelijkheid (worst-case benadering).

Om te voorkomen dat de effecten van het geothermie systeem worden onderschat is in het reservoirmodel uitgegaan van de P90 waarde van de transmissiviteit uit de Doubletcalc berekeningen van TNO (4,5 Dm).

Transmissiviteit sublagen

In het rapport van Panterra (2014) is het reservoir onderverdeeld in een aantal sublagen en zijn de eigenschappen van de verschillende sublagen ingeschat. In het rapport van TNO is aangegeven dat deze opdeling van het reservoir in sublagen van belang is om mee te nemen in de reservoirmodellering. In het reservoirmodel is het reservoir daarom opgedeeld in een aantal sublagen. De zeven lagen uit het rapport van Panterra zijn in het reservoirmodel teruggebracht naar drie lagen (Figuur 10). Hierbij is als criterium aangehouden dat de permeabiliteit van de samen te voegen lagen vergelijkbaar moet zijn.

Figuur 10 Eigenschappen van de deellagen die in het onderzoek van Panterra (2014) zijn onderscheiden. De gekleurde blokken geven aan welke deellagen zijn samengevoegd tot één modellaag in het reservoirmodel.
K = permeabiliteit.
T = Transmissiviteit.

Table 6.5 Arithmetic field averages per zone for all analysed wells as described in Section 6.2.2 and for the total Slochteren Formation (ROSL total). A cut-off of PHIE ≥ 10% was applied to discriminate net sand from gross interval thickness.

Zone Name	Gross [m]	Net Sand [m]	N/G [%]	PHIT [%]	PHIE [%]	K_{P90} — K_{P50} — K_{P10} [mD]	T_{P90} — T_{P50} — T_{P10} [mDm]
RO-7-SLU	28.5	27.5	96.4	18.9	17.2	1 — 5 — 18	34 — 130 — 492
RO-6-SLU	27.1	25.3	93.5	18.7	17.2	19 — 61 — 194	482 — 1538 — 4909
RO-5-SLL	36.7	33.8	92.1	17.9	16.6	19 — 59 — 190	628 — 2006 — 6404
RO-4-SLL	43.2	42.8	99.2	19.6	18.5	21 — 70 — 229	907 — 2980 — 9795
RO-3-SLL	25.6	23.5	91.7	18	17.1	17 — 57 — 187	407 — 1337 — 4393
RO-2-SLL	33	30	90.9	18.4	17.5	5 — 18 — 70	140 — 544 — 2111
RO-1-SLL	25.1	13.1	52	15.5	14.9	5 — 16 — 52	63 — 207 — 681
ROSL total	219.1	195.9	89.4	18.5	17.3	14 — 45 — 147	2661 — 8742 — 28786

Uit Figuur 10 blijkt dat het overgrote deel van de totale transmissiviteit aanwezig is in de middelste deellaag (waarin RO-3-SLL, RO-4-SLL, RO-5-SLL en RO-6- SLU zijn samengevoegd). Tabel 1 toont een overzicht van de meest relevante gegevens over de transmissiviteit van de drie deellagen van het reservoirmodel. Op basis hiervan is de volgende verdeling aangehouden:

Bovenste deellaag: 1,5% van de totale P90 transmissiviteit = 0,06 Dm
Middelste deellaag: 90,5% van de totale P90 transmissiviteit = 4,07 Dm
Onderste deellaag: 8,0% van de totale P90 transmissiviteit = 0,36 Dm

Tabel 1 Samenvatting van de beschikbare informatie over de transmissiviteit van de verschillende deellagen in het reservoirmodel. De gegevens zijn gebaseerd op de informatie uit het rapport van Panterra (2014).

		P90 Transmissiviteit	P50 Transmissiviteit
Data Panterra (gemiddelde)	Bovenste deellaag	0,03 Dm (1,3%)	0,13 Dm (1,5%)
	Middelste deellaag	2,42 Dm (91,1%)	7,86 Dm (89,9%)
	Onderste deellaag	0,20 Dm (7,6%)	0,75 Dm (8,6%)
SAU-01 (dichtstbij-zijnde put)	Bovenste deellaag	0,02 Dm (1,5%)	0,08 Dm (1,7%)
	Middelste deellaag	1,21 Dm (90,7%)	3,91 Dm (89,9%)
	Onderste deellaag	0,10 Dm (7,8%)	0,37 Dm (8,4%)

2.3.2 Dikte reservoir

Dikte reservoir

Voor de dikte van het reservoir is uitgegaan van de minimale waarde uit het rapport van Panterra (2014), namelijk 240 meter. Deze minimale waarde is bevestigd door TNO. Door deze minimale waarde aan te houden, zal de koude bel (die ontstaat door het infiltreren van het afgekoelde water) zich sneller verspreiden in het reservoir en zal het invloedsgebied na een bepaalde tijd zich verder uitstrekken in horizontale richting. De kans op beïnvloeding bij breuken is daardoor groter, zodat sprake is van een worst-case benadering.

Dikte deellagen

Op basis van de data uit het rapport van Panterra (2014) is voor de locatie van de putten bepaald welk aandeel van de totale dikte bij de verschillende deellagen hoort. Door dit percentage vervolgens toe te passen op de totale aangehouden dikte, is de dikte van de deellagen in het model bepaald (waarden in meest rechtse kolom).

Tabel 2
Informatie over het aandeel van de verschillende deellagen op de totale dikte van het reservoir en aangehouden diktes in het reservoirmodel.

	Verkregen via interpolatie	Gemiddelde van putten in de omgeving	SAU-01	Gebruikt in reservoirmodel	
Bovenste deellaag	16%	13%	24%	18%	40 m
Middelste deellaag	58%	61%	53%	57%	140 m
Onderste deellaag	27%	26%	22%	25%	60 m

2.3.3 Overige eigenschappen

Porositeit

Volgens het onderzoek van TNO ligt de porositeit van het reservoir tussen 13 en 18%. In het reservoirmodel is ervoor gekozen om uit te gaan van de minimale waarde van 13%. Dit betekent dat de thermische effecten zich in het model relatief snel zullen verbreiden, waardoor het thermisch invloedsgebied na 30 jaar relatief groot zal zijn (worst-case benadering).

Bergingscoëfficiënt

De bergingscoëfficiënt van het reservoir bepaalt hoe snel de drukveranderingen in het reservoir reageren op de onttrekking en infiltratie door het geothermie systeem. Hoe lager

de bergingscoëfficiënt, hoe sneller de drukveranderingen zich zullen verspreiden. De bergingscoëfficiënt (*S*) kan als volgt worden berekend:

$$S = \rho g D(\alpha + n\beta)$$

, waarin *ρ* de dichtheid van het water is, *g* de valversnelling (9,81 m/s^2), *D* de dikte van het reservoir, *α* de samendrukbaarheid van het poreuze gesteente, *n* de porositeit en *β* de samendrukbaarheid van water. In het model is voor *α* een waarde van 3,5*10^{-10} gebruikt (Horne, 1990).

Thermische eigenschappen

De warmtecapaciteit van het reservoir wordt bepaald door de porositeit van het reservoir en de warmtecapaciteiten van het water en het gesteente (de korrels). In het reservoirmodel is de warmtecapaciteit van het gesteente opgegeven.

De warmtegeleidingcoëfficiënt van het reservoir is geschat op basis van de porositeit (Revil, 2000) en nog iets naar beneden bijgesteld omdat de zandsteen ook een laag percentage klei bevat.

Tabel 3 geeft een overzicht van de aangehouden warmtecapaciteiten, warmtegeleidingcoëfficiënten en de overige eigenschappen van de modellagen.

Tabel 3
Overzicht van de aangehouden eigenschappen van de lagen in het reservoirmodel.

Modellaag	Diepte	Permeabiliteit	Porositeit	Warmtecapaciteit korrelskelet	Warmtegeleidings-coëfficiënt
	[m]	[mD]	[%]	[MJ/(m³ ºC)]	[W/(m ºC)]
Zechstein	3175 - 3355	0,001	8	1,9	3,2
Ten Boer	3355 - 3425	0,001	8	2,3	2,1
RO-7	3425 - 3465	1,5	13	2,0	4,5
RO-3-6	3465 - 3605	29	13	2,0	4,5
RO-1-2	3605 - 3665	6	8	2,0	4,5
Limburg Groep	3665 - 3915	0,001	8	2,3	2,1

Temperatuur

In overeenstemming met de verwachtingen van Panterra en TNO is voor het reservoirmodel uitgegaan van een gemiddelde reservoir temperatuur van 120 °C.

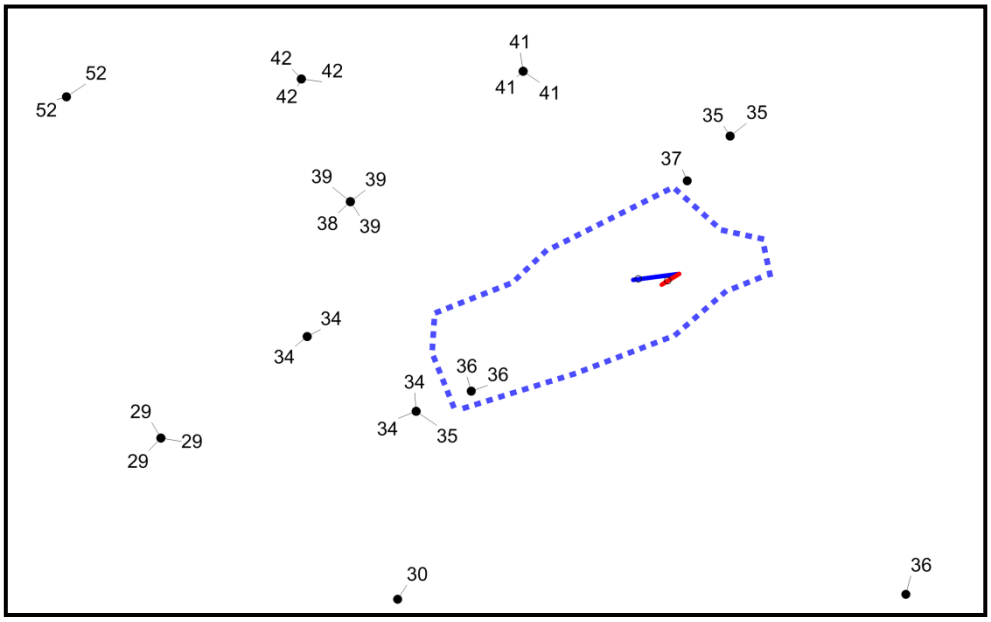
Zoutgehalte

Voor het zoutgehalte van het water in het reservoir is 250 gram per liter aangehouden (Panterra, 2014 en TNO, 2015).

Druk in het reservoir

Op basis van de database met drukmetingen die beschikbaar zijn op het Nederlands Olie en Gas Portaal (NLOG) is een kaart gemaakt van de overdruk in het reservoir (voorafgaande aan eventuele winning van gas of olie uit de betreffende putten). Hierbij zijn alleen de drukmetingen gebruikt die als betrouwbaar zijn aangemerkt. Het vermoeden bestaat dat er op dit moment niet of nauwelijks sprake is van drukdaling ten opzichte van de oorspronkelijke situatie (zie hoofdrapport). In het reservoirmodel is daarom uitgegaan van een overdruk van 37 bar. Als de werkelijke druk anders is, dan heeft dat geen gevolgen voor de uitkomsten van het reservoir model: de berekende veranderingen van de drukken en temperaturen blijven gelijk.

Figuur 11 Gemeten overdrukken [bar] in de omgeving. Het modelgebied is weergegeven met de blauwe geblokte lijn.



2.4 Geothermie systeem

Voor de berekeningen aan het geothermie systeem zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- voor de ondergrondse locaties van de putten is uitgegaan van de locaties uit het detail ontwerp (WEP, 2014);
- het maximale debiet van het systeem is 200 m³/uur;
- elk jaar maakt het systeem 8.000 vollasturen (dat betekent dat het systeem in het model nagenoeg het gehele jaar op volle capaciteit draait);
- het systeem is gedurende 30 jaar in bedrijf;
- de temperatuur van het geïnfiltreerde water is 35 °C.

3 Resultaten reservoirmodellering

3.1 Validatie software

De berekeningen zijn uitgevoerd met het softwarepakket HSTWin3D (Kipp, 1998). Voordeel van HSTWin3D is dat dit softwarepakket relatief eenvoudig is, waardoor snel kan worden gewerkt. Nadeel is dat dit de mogelijkheden van dit softwarepakket minder uitgebreid zijn dan van andere softwarepakketten. Om er zeker van te zijn dat de resultaten van HSTWin3D overeen komen met de resultaten van andere, meer uitgebreide softwarepakketten is als eerste stap een validatie uitgevoerd door de resultaten van HSTWin3D te vergelijken met de resultaten van het softwarepakket Petrasim (Thunderhead Engineering, 2015). Beide softwarepakketten zijn gemaakt (en gevalideerd) voor het uitvoeren van berekeningen aan transport van warmte en water in poreuze gesteenten. Als met beide programma's dezelfde situatie wordt doorgerekend, blijken de resultaten inderdaad (vrijwel) overeen te komen.

3.2 Scenario's

De effecten van het geothermie systeem zijn berekend voor een aantal scenario's (zie ook paragraaf 2.2):

Scenario 1) Alle breuken binnen het modelgebied zijn ondoorlatend. Dit scenario wordt als onwaarschijnlijk beschouwd, maar kan niet volledig worden uitgesloten.

Scenario 2) De breuk aan de westzijde (lijn met zwarte bolletjes in Figuur 7) is doorlatend en de overige breuken zijn volledig ondoorlatend. Dit wordt als realistisch ongunstig scenario beschouwd.

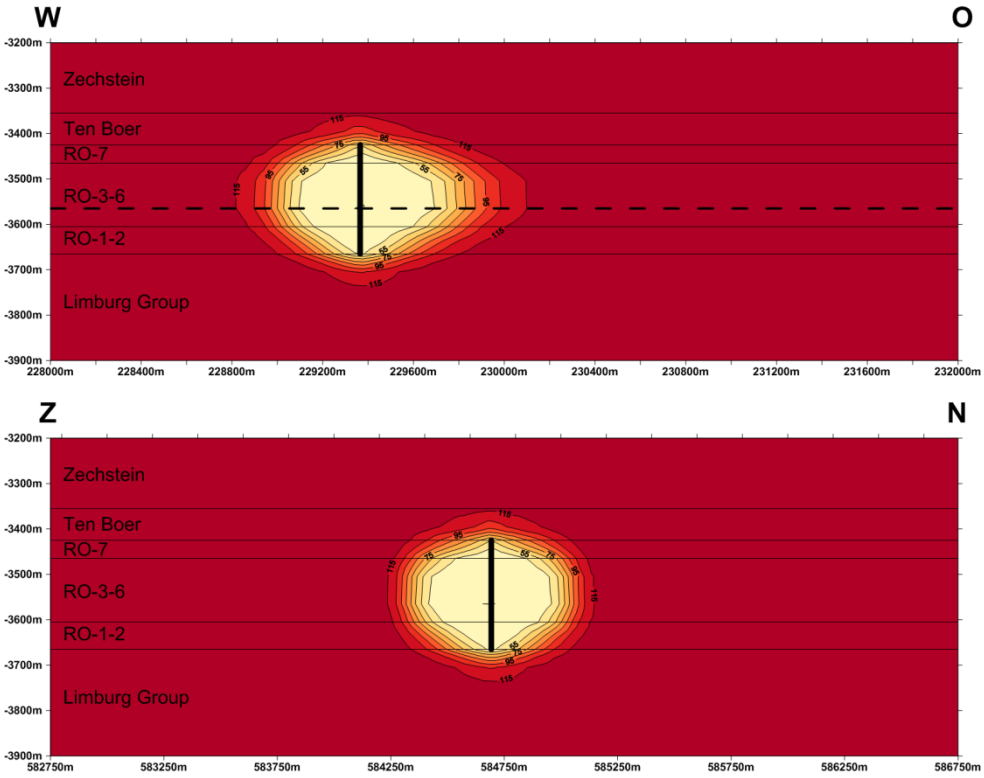
Scenario 3) Alle breuken zijn enigszins doorlatend (of plaatselijk doorlatend en plaatselijk ondoorlatend). Voor de permeabiliteit van de betreffende cellen in het model zijn vermenigvuldigingsfactoren zijn gebruikt variërend van 0,001% (vrijwel ondoorlatend) tot 10% (redelijk doorlatend). Dit wordt als het meest realistische scenario gezien. Het is echter niet duidelijk welk van de vermenigvuldigingsfactoren nu precies het meest realistische beeld oplevert.

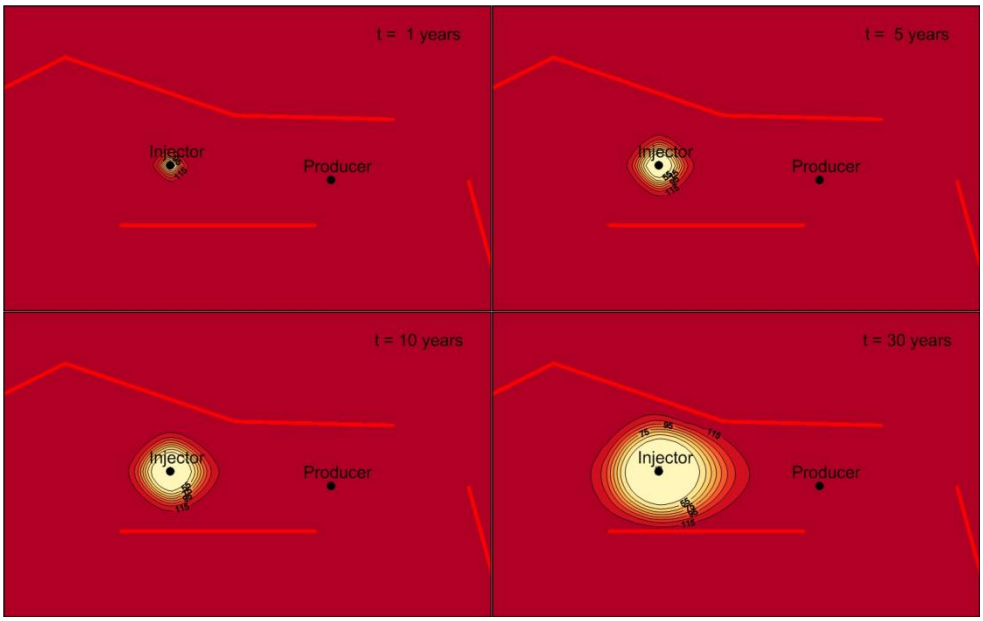
Scenario 4) De doorlatendheid van de breuken is gelijk aan de doorlatendheid van het reservoir. Aangezien de grotere breuken de stroming tussen verschillende reservoirblokken hinderen of blokkeren, is de verwachting dat de kleinere breuken ook een verlaagde doorlatendheid hebben. Dit scenario lijkt daarom minder waarschijnlijk, maar is niet uitgesloten.

3.3 Berekende temperaturen

De voor scenario 1 berekende temperaturen na 30 jaar geothermie zijn weergegeven in Figuur 12 (dwarsdoorsneden) en Figuur 13 (bovenaanzicht).

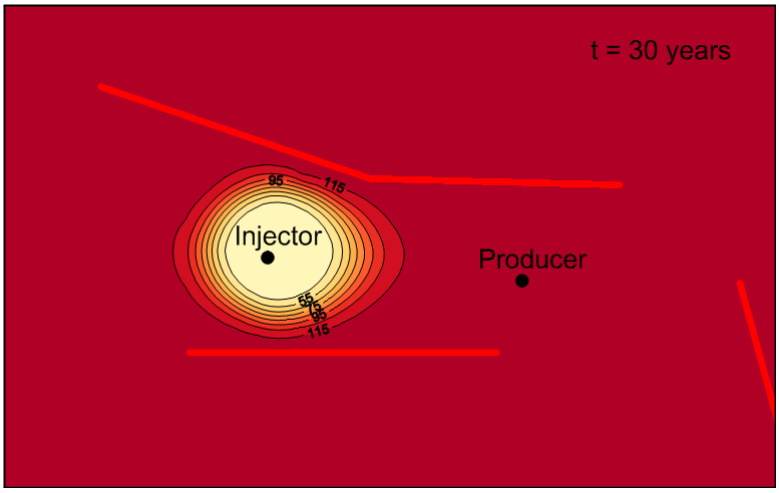
Figuur 12 Berekende temperaturen [°C] voor scenario 1, 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem. De horizontale stippellijn in de bovenste dwarsdoorsnede toont de diepte van het horizontale dwarsdoorsnedes.



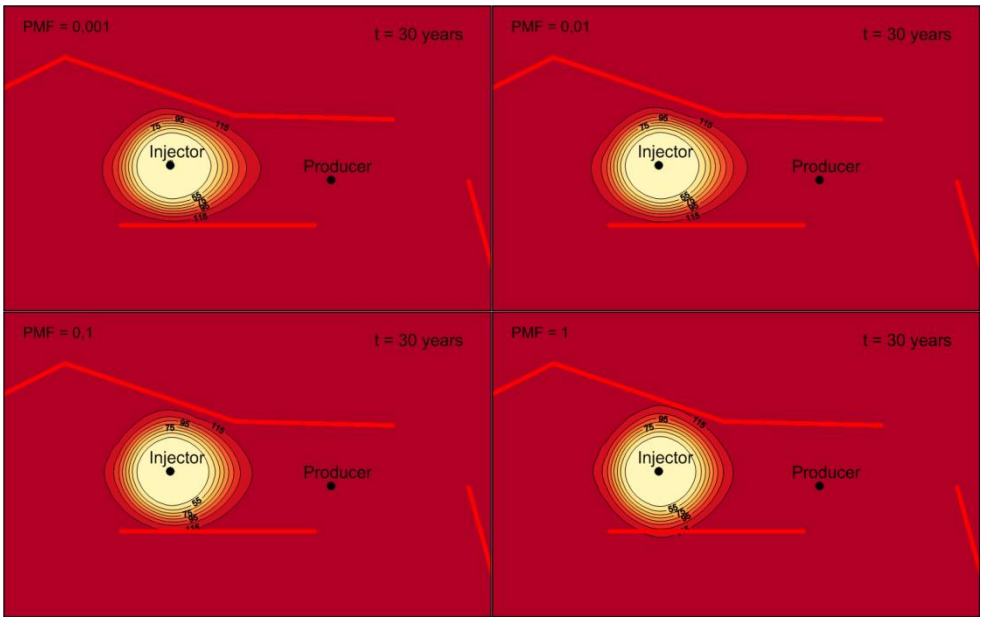


Figuur 13 Bovenaanzicht met de berekende temperaturen [°C] in het midden van het reservoir voor scenario 1. Weergegeven zijn de temperaturen 1, 5, 10 en 30 jaar na opstarten van het geothermie systeem. De initiële temperatuur in het reservoir is 120 °C. Het contourinterval is 5 °C. De buitenste contourlijn toont de begrenzing van het gebied waarbinnen meer dan 5 °C afkoeling is berekend.

De voor scenario 2 berekende temperatuur na 30 jaar (bovenaanzicht) is weergegeven in



Figuur 14 Berekende temperatuur na 30 jaar in het midden van het reservoir voor scenario 2.



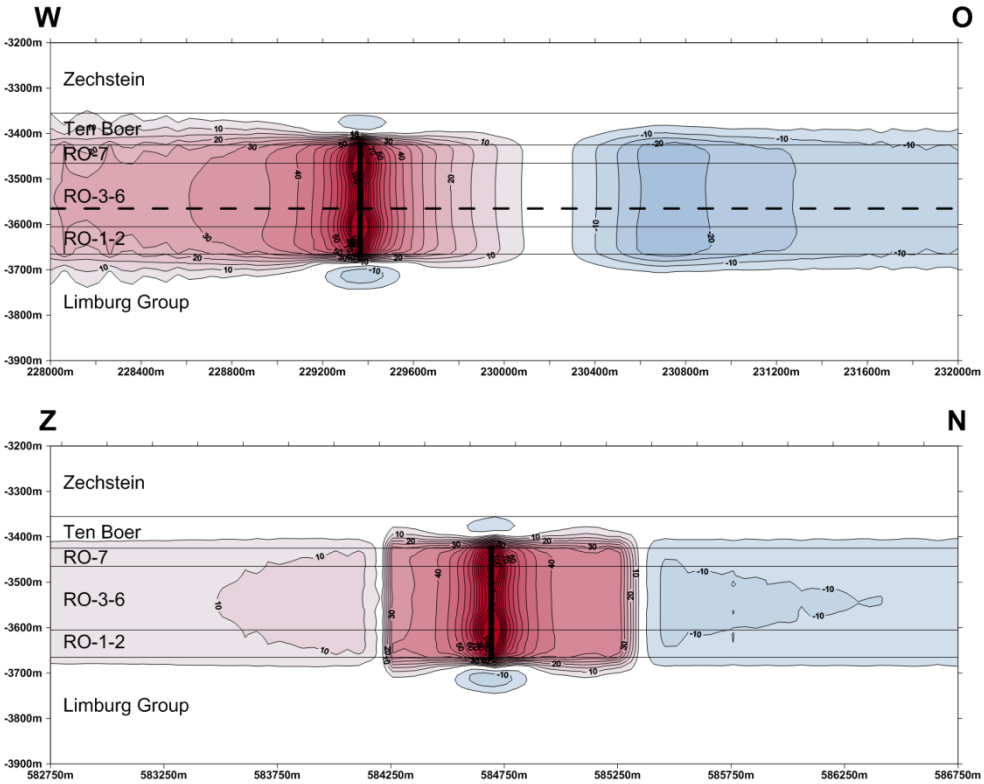
Figuur 15 Berekende temperatuur na 30 jaar in het midden van het reservoir voor de scenario's 3 en 4. PMF staat voor de "Permeability Multiplication Factor" die is gehanteerd voor de cellen waar de breuken doorheen lopen. Bij PMF 0,001 is de permeabiliteit in de betreffende cellen dus 0,1% van de oorspronkelijke permeabiliteit. Bij PMF 1 is de permeabiliteit van de cellen met de breuken gelijk aan die van de overige cellen (scenario 4).

Uit de berekeningen blijkt, dat de temperatuurinvloed in de meeste scenario's niet tot aan de breuken reikt. Alleen in de scenario's met doorlatende (scenario 4) of redelijke doorlatende breuken (scenario 3 met vermenigvuldigingsfactor 10%) is na 30 jaar bij de zuidelijk gelegen breuk een invloed van 5 à 10 °C berekend.

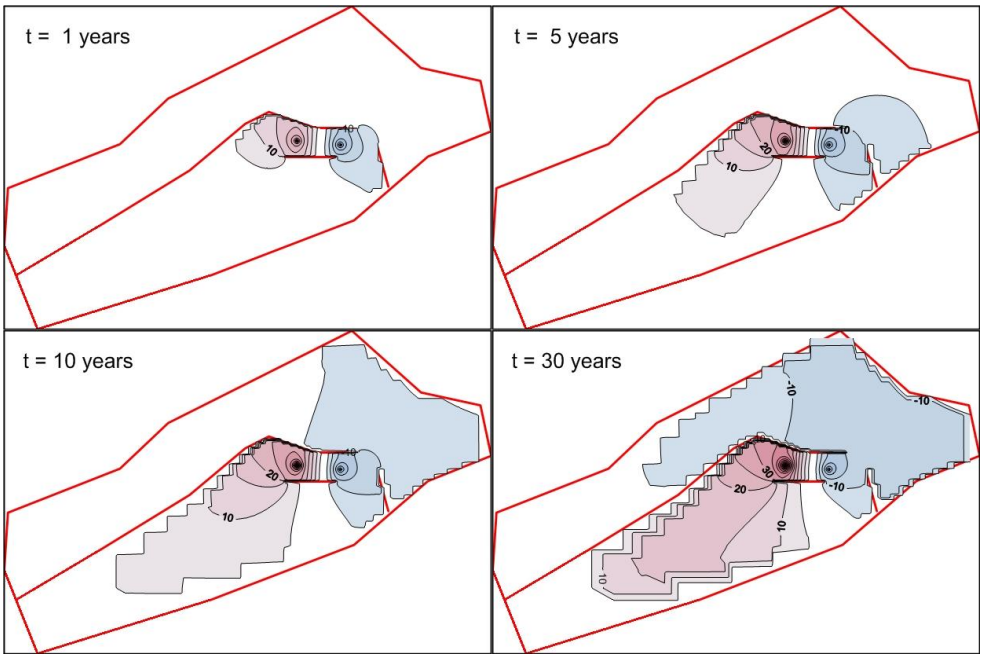
3.4 Berekende drukveranderingen

Figuur 16 toont voor scenario 1 twee dwarsdoorsneden met de berekende drukveranderingen na 30 jaar. In de omgeving van de putten is er niet of nauwelijks variatie in verticale richting in de berekende drukveranderingen: op elke locatie zijn de berekende drukveranderingen over de gehele dikte van het reservoir (vrijwel) gelijk. Op grotere afstanden van de putten neemt de variatie in de berekende drukveranderingen in verticale richting toe.

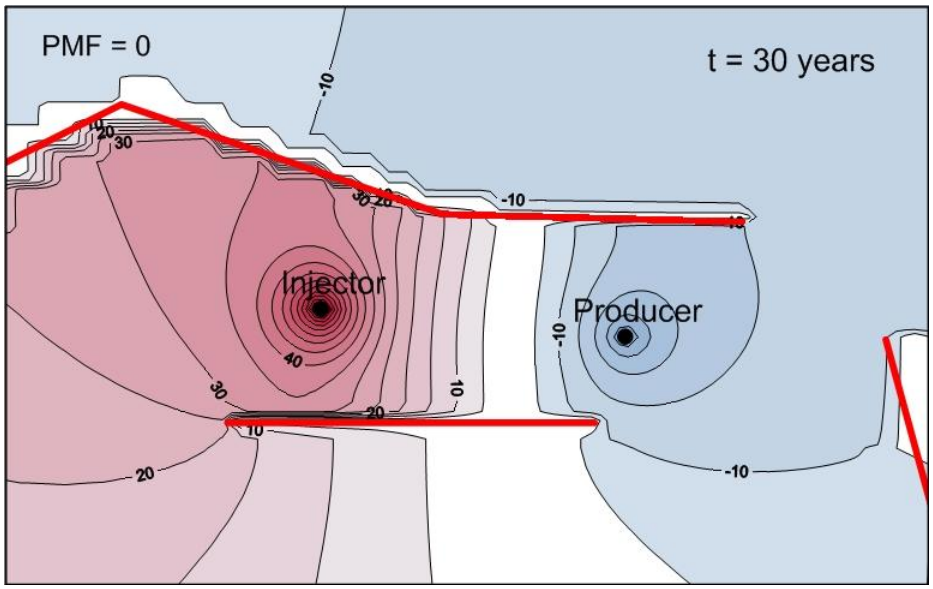
Figuur 16 Berekende drukveranderingen [bar] voor scenario 1, 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem. De horizontale stippellijn in de bovenste dwarsdoorsnede toont de diepte van het horizontale dwarsdoorsneden.



In Figuur 17 zijn voor scenario 1 de berekende drukveranderingen na 1, 5, 10 en 30 jaar geothermie weergegeven in het horizontale vlak, halverwege het reservoir. In verhouding tot de temperatuurveranderingen (zie Figuur 13) verspreiden de drukveranderingen zich veel sneller en strekken deze zich na 30 jaar veel verder uit. Bij de breuken in de omgeving van de putten is er dus veel sneller sprake van invloed op de druk dan op de temperatuur. In Figuur 18 is het gebied in de omgeving van de putten uitvergroot en zijn nogmaals de berekende drukveranderingen na 30 jaar geothermie weergegeven.

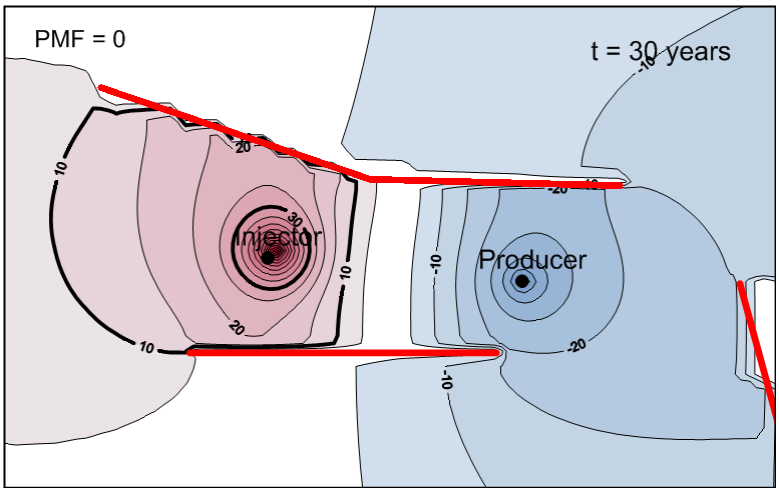


Figuur 17
Voor scenario 1 berekende drukveranderingen [bar] 1, 5, 10 en 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem. Het contourinterval is 5 bar. De buitenste contourlijn toont de begrenzing van het gebied waarbinnen meer dan 5 bar drukverandering is berekend. Negatieve waarden staan voor een drukverlaging en positieve waarden voor de drukverhoging.

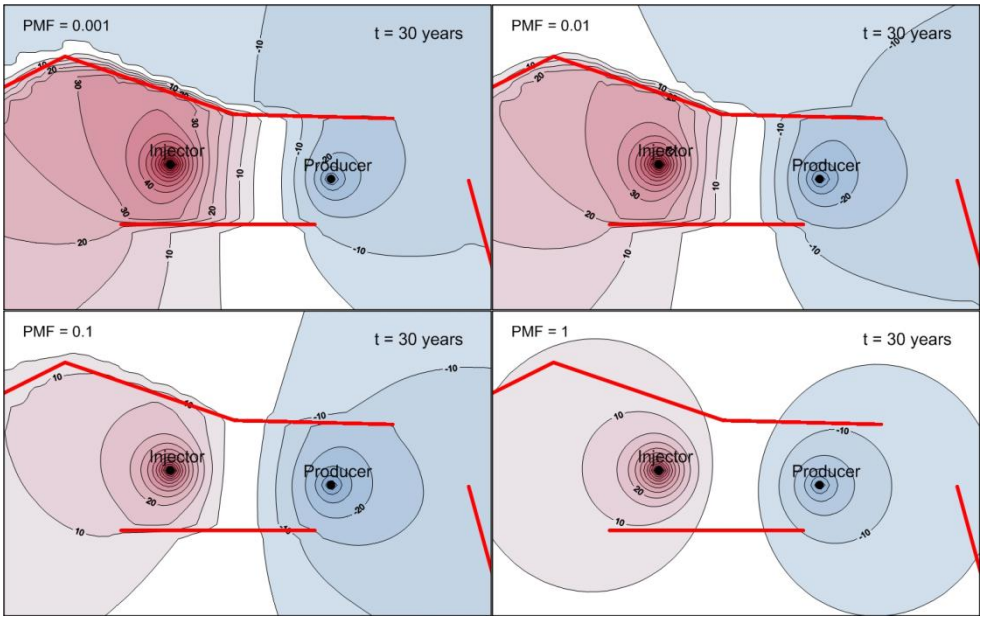


Figuur 18
Voor scenario 1 berekende drukveranderingen [bar] 30 jaar na het opstarten van het geothermie systeem (uitvergroting gebied rondom putten geothermie systeem).

In scenario 2 (Figuur 19) is de breuk aan de westzijde als volledig doorlatend aangenomen, waardoor er een veel betere druk communicatie mogelijk is tussen het gebied ten noorden en ten zuiden van de breuken noordelijk van de putten. Hierdoor nemen de berekende maximale drukveranderingen bij de putten en bij de breuken aanzienlijk af ten opzichte van scenario 1. In de scenario's 3 en 4 (Figuur 20) is de westelijk gelegen breuk wel aanwezig, maar zijn de breuken enigszins doorlatend of geheel doorlatend. Zoals te verwachten, blijkt uit de berekeningen blijkt dat de berekende drukveranderingen afnemen bij toenemende doorlatendheid van de breuken. Als de doorlatendheid van de cellen waarin de breuken aanwezig zijn 0,1% is van de doorlatendheid van het reservoir, dan lijken de resultaten in de omgeving van de putten sterk op de resultaten bij ondoorlatende breuken (scenario 1).



Figuur 19 Berekende drukveranderingen na 30 jaar voor scenario 2.



Figuur 20 Berekende drukveranderingen [bar] na 30 jaar in het midden van het reservoir voor de scenario's 3 en 4. PMF staat voor de "Permeability Multiplication Factor" die is gehanteerd voor de cellen waar de breuken doorheen lopen. Bij PMF 0,001 is de permeabiliteit in de betreffende cellen dus 0,1% van de oorspronkelijke permeabiliteit. Bij PMF 1 is de permeabiliteit van de cellen met de breuken gelijk aan die van de overige cellen (scenario 4).

3.5 Evaluatie resultaten

De berekende invloed van het geothermie systeem is bedoeld als input voor de geomechanische analyse en de "Seismic Hazard Assessment" (SHA). In het kader van de reservoirmodellering zijn verschillende scenario's doorgerekend. Als input voor de geomechanische analyse en de SHA is gekozen voor een worst-case benadering door gebruik te maken van de resultaten van scenario 1. Daarnaast is ook een wat minder ongunstige (meer realistische) benadering gebruikt, door ook de resultaten van scenario 2 door te rekenen.

In het rapport van de geomechanische analyse is een inschatting gemaakt van de stressveranderingen die nodig zijn om de breuken in de omgeving van het geothermie systeem te reactiveren. Daarnaast zijn voor de meest kritische breuk de veroorzaakte stressveranderingen berekend, op basis druk- en temperatuurveranderingen die met het reservoirmodel zijn berekend.

De ontwikkeling van de maximale sterkte van de eventuele seismiciteit die onder worst-case omstandigheden zou kunnen optreden, is door Q-con berekend. Op basis van de

resultaten is nagegaan of het mogelijk is om de seismiciteit te beheersen door gebruik te maken van een “Traffic Light System” (TLS) (zie deelrapport Q-con).

Een belangrijke kanttekening bij de berekende effecten is dat deze afhankelijk zijn van de gekozen uitgangspunten. Door de uitgangspunten te wijzigen kunnen daardoor ook de te verwachten effecten worden beïnvloed. Een eenvoudig voorbeeld is dat de druk- en temperatuurveranderingen kunnen worden beperkt door het maximale debiet van het systeem te verlagen. Een andere mogelijkheid om de drukveranderingen in de omgeving van de putten te beperken is door de afstand tussen de putten te verkleinen. De locaties waar de druk- en temperatuurveranderingen optreden kunnen worden beïnvloed door de locaties van de putten te veranderen: bijvoorbeeld door het verwisselen van de producer en de injector. Dit betekent dat er mogelijkheden zijn om het ontwerp aan te passen en daarmee de invloed op de omgeving en de daaraan gekoppelde kans op seismiciteit te beperken.

Tot slot is van belang dat de situatie met betrekking tot de doorlatendheid van de breuken in de omgeving onzeker is en dat deze van invloed is op de kans op seismiciteit. Als de eerste put is aangelegd, dan kan hierover meer zekerheid worden verkregen door een productietest uit te voeren.

Literatuur

Horne (1990). Modern well test analysis - A computer-aided approach..

IEAGHG (2015). Criteria of Fault Geomechanical Stability during a Pressure Build-up. Ref. 2015/04, April. 2015.

Kipp, K.L. (1998). HST3D: A computer code for simulation of heat and solute transport in three-dimensional groundwater flow systems. USGS, Water-Resources Investigation. 1998Report 86-4095.

NAM (2013). Winningsplan Groningen 2013.

NAM (2015). Hazard and Risk Assessment for Induced Seismicity in Groningen. Interim Update November 2015. Report nr. EP201511200172.

NAM (2016). Technical Addendum to the Winningsplan Groningen 2016. Production, Subsidence, Induced Earthquakes and Seismic Hazard and Risk Assessment in the Groningen Field. Part I - Summary & Production.

Panterra (2014). Geothermal Energy in Groningen - Geological Investigation (Groot Geologisch Onderzoek Groningen). Panterra G1111.

Thunderhead Engineering (2015). User manual Petrasim 2015.

TNO (2013). Toetsing van de bodemdalingsprognoses en seismische hazard ten gevolge van gaswinning van het Groningen gasveld. Rapportnr. TNO 2013 R11953.

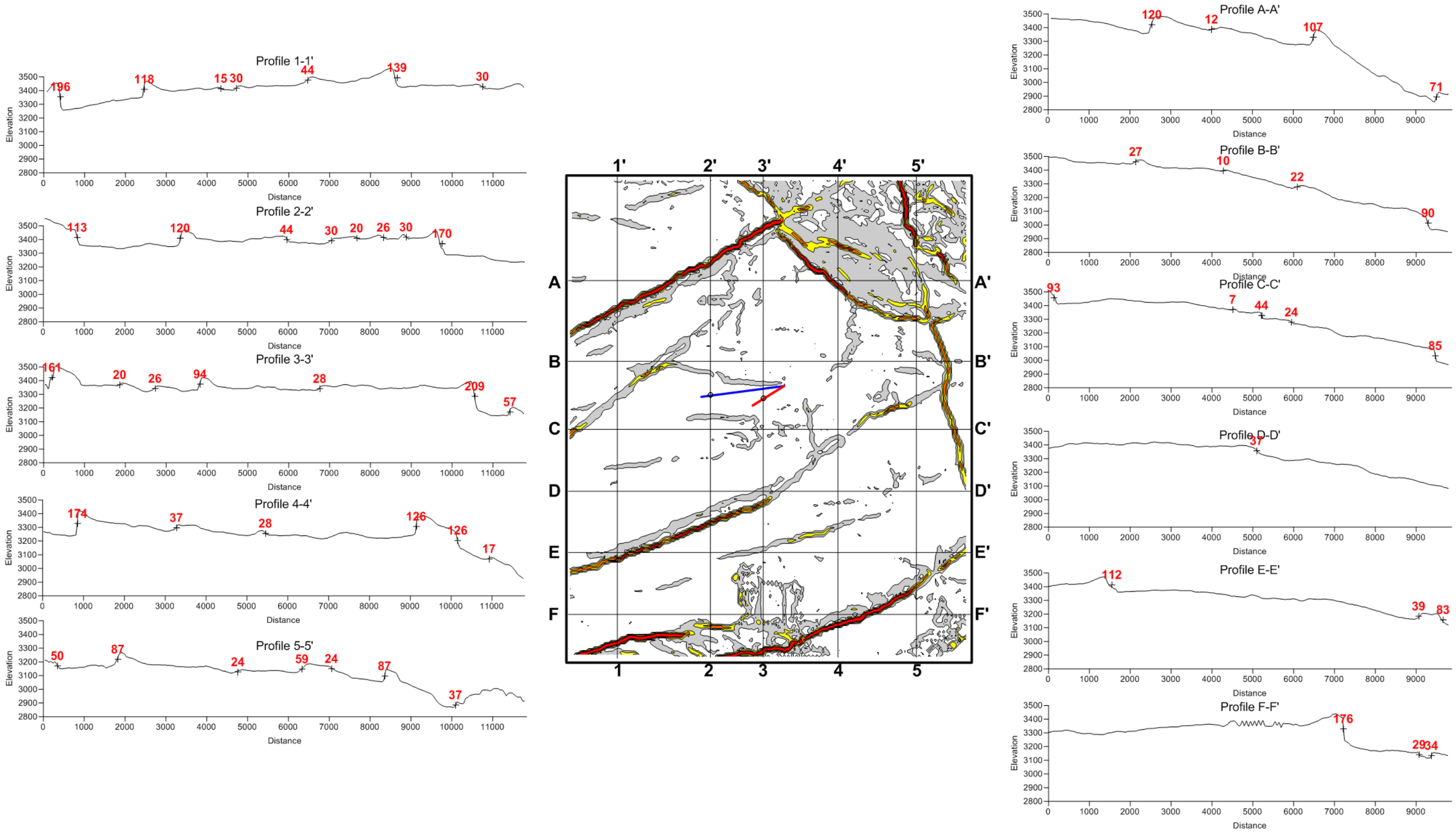
TNO (2015). Advies aanvraag Garantieregeling AARD04001 Aardwarmte ZernikeGeo. Referentie AGE 15-10.008.

Van Thienen-Visser and Breunese (2015). Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments.

Well Engineering Partners (2014). Geothermal Project Groningen - GRN-GT-01 & GRN-GT-02 Detailed Design. Version 2.1, 27-10-2014.

Bijlage 1

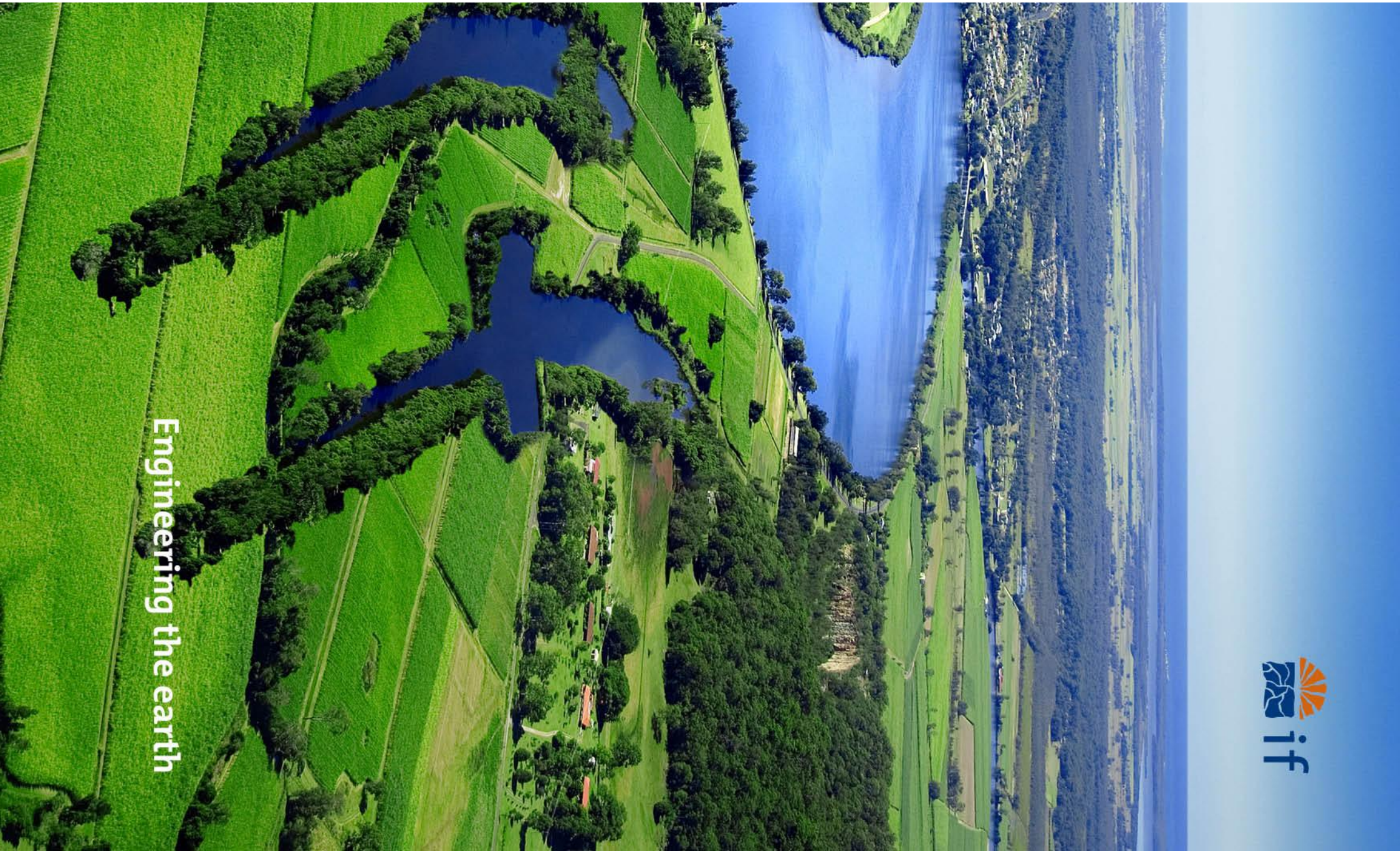
Dwarsdoorsnedes diepte top Slochteren



Dwarsdoorsnedes, waarop de diepte van de top van de Slochteren Formatie in beeld is gebracht. Voor de belangrijkste breuken is het verticale verzet in meters weergegeven in de dwarsprofielen (rode getallen). Bij de rode lijnen is sprake van een verzet van minimaal 100 meter. Bij de oranje lijnen is dat minimaal 80 meter en bij de grijze lijnen gaat het om enkele tientallen meters.

Bijlage 2

Geomechanische Evaluatie



Geomechanische Evaluatie

Geothermie WarmteStad Groningen

Engineering the earth

Geomechanische Evaluatie

Geothermie WarmteStad Groningen

Geomechanische Evaluatie

Geothermie WarmteStad Groningen

Opdrachtgever **WarmteStad**
Griffeweg 99
Postbus 1
9723 DV GRONINGEN
T 050 367 8746 | E p.corzaan@WarmteStad.nl
Contactpersoon: de heer P. Corzaan

Adviseur **IF Technology bv**
Velperweg 37
Postbus 605
6800 AP ARNHEM
T 026 3535 555| E b.pittens@iftechnology.nl
Contactpersoon: de heer B.M. Pittens

Colofon

Auteur:	**de heer N.A. Buik**
Versie:	concept 1.0
Gecontroleerd door:	de heer B.C. Drijver
Vrijgegeven door:	de heer B.M. Pittens

Paraaf:

Geomechanische evaluatie

Inhoudsopgave

1 Stress situatie en breuk oriëntatie 2
1.1 Initiële stress situatie 2
1.2 Richting van het regionale stressveld 3
1.3 Magnitudes initieel aanwezige stress componenten 3
1.4 Young's modulus en frictie coëfficiënt 5
1.5 Breukoriëntatie en -reactivatie 7

2 Poro- en thermo-elastische analyse 12
2.1 Effect van koud water infiltratie 12
2.2 Gevoeligheidsanalyse 15
2.3 Discussie 16

3 Referenties 18

1

Stress situatie en breuk oriëntatie

1.1 Initiële stress situatie

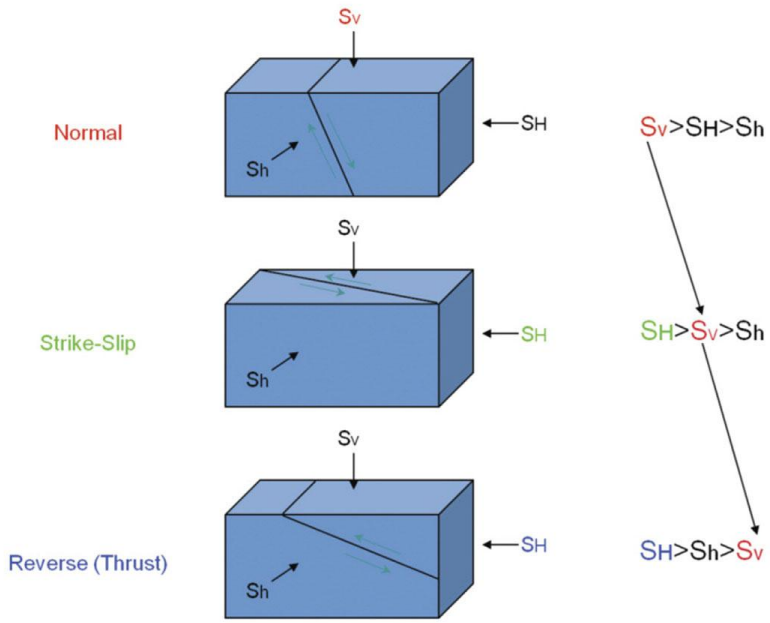
Om te bepalen of er een risico bestaat dat aanwezige breuken gereactiveerd worden door de effecten van het geothermische systeem is het van belang om de initiële stresssituatie in de ondergrond rondom de projectlocatie te bepalen. Hierbij wordt onderscheid gemaakt in drie verschillende stressen: Sv, SHmax en Shmin. Belangrijk is om op te merken dat de initiële stress situatie alleen bepaald kan worden voor de situatie dat er geen depletie van het reservoir is opgetreden.

Sv is de stress in verticale richting en wordt bepaald door het gewicht van de lagen die zich boven het reservoir bevinden.

SHmax is de maximale horizontale stress. De richting wordt bepaald aan de hand van borehole break-out analyses (Zoback, 2008). Indien er geen metingen aanwezig zijn, moeten om de grootte te bepalen diverse aannames gedaan worden. Hierdoor kan alleen een minimale en een maximale waarde bepaald worden (Zoback, 2008).

Shmin is de minimale horizontale stress. Algemeen aangenomen wordt dat deze loodrecht op de maximale horizontale stress staat (Zoback, 2008). De grootte wordt bepaald aan de hand van empirische relaties of aan de hand van leak-off tests.

De onderlinge grootte van de stress componenten bepaalt wat voor soort breuken in het gebied aanwezig zijn. In Figuur 1 is dit schematisch weergegeven.



Figuur 1 Schematische weergaven van relatie tussen stress componenten en breuk-regime.

1.2 Richting van het regionale stressveld

Op basis van een borehole break-out analyse in de boring NOR-45 is bepaald dat de richting van de maximale horizontale stress 335 (+/-10) NW bedraagt. Deze richting komt goed overeen met andere in Noord-Oost Nederland uitgevoerde borehole break-out analyses (Frikken, 1996; NAM, 2013; Rondeel H. E., Everaars J. S. L., 1993).

1.3 Magnitudes initieel aanwezige stress componenten

Sv is bepaald aan de hand van density logs uit omliggende olie en gas boringen (zie Tabel 1). Omdat de diepte van deze olie en gas boringen niet overeenkomen met de diepte van het reservoir ter plaatse van de projectlocatie, is Sv omgerekend naar een gemiddelde verticale stress gradiënt. Deze verticale stress gradiënt is vervolgens gebruikt om de verticale stress op de diepte van het reservoir bij de projectlocatie te berekenen. Bij het bepalen van de gradiënt zijn alleen olie en gas boringen gebruikt die qua geologisch opbouw vergelijkbaar zijn met de geologische opbouw op de projectlocatie. De berekende gemiddelde verticale stress gradiënt bedraagt 23,2 MPa/km. Bij een reservoirdiepte van 3.450 m resulteert dit in een Sv van 80,0 MPa.

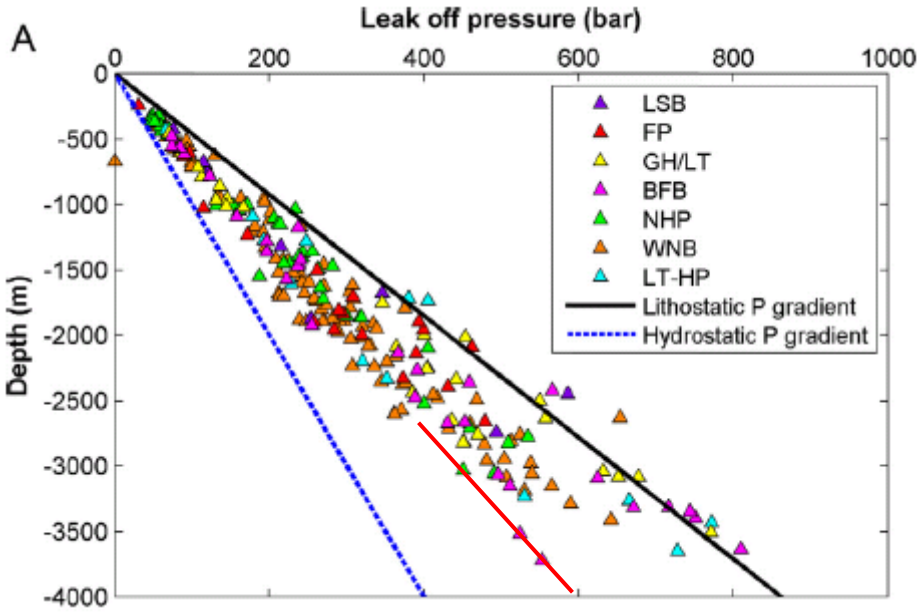
Tabel 1
Overzicht gebruikte boringen.

Well	X-RD	Y-RD	Break-out	Vp	Vs	density	Depth Slochteren [mTVDss]
HRS-01	239787	582633		x		x	2922-3096
NOR-31	224877	567927		x	x	x	2650-2804
NOR-04	223053	569855	x	x		x	2667-2828
NOR-01	226213	565591		x		x	2888-2953
SAU-01	231687	589103		x		x	3228-3490
BRA-01	219718	578926		x		x	2890-3094

Voor het bepalen van Shmin is gebruikt gemaakt van de relatie van Eaton (Eaton, 1969) en van leak-off test data. Voor het gebruik van de relatie van Eaton is een Poisson's ratio nodig. Op basis van Vp en Vs data (Mavko et al., 2011) is een Poisson's ratio berekend van 0,24 +/- 0,01. Bij deze Poisson's ratio bedraagt de Shmin 51,8 MPa.

In Figuur 2 is een overzicht van leak-off data weergegeven. Dit figuur is integraal overgenomen uit een publicatie van van Wees et al. (Van Wees et al., 2014). De leak-off data geeft aan bij welke druk het reservoir bezwijkt. Een regressie lijn door de datapunten geeft de frac gradiënt. Op basis van de regressielijn door de datapunten ter hoogte van het reservoir kan de minimale Shmin bepaald worden. De frac gradiënt ter hoogte van het reservoir bedraagt (rode lijn in het figuur) 15 MPa/km. Bij een diepte van 3.450 m bedraagt Shmin 52,5 MPa. Deze waarde komt redelijk overeen met de waarde berekend op basis van de relatie van Eaton. Voor de berekeningen is daarom een Shmin van 52,0 MPa gehanteerd.

Figuur 2
Leak-off test data. (van Wees et al., 2014) Rode lijn is frac gradiënt ter hoogte van het reservoir.



De SHmax is bepaald met een relatie die beschreven wordt in Zoback (Zoback, 2008). Uit deze relatie volg dat de maximale waarde van Shmax voor een normal faulting regime ongeveer 78 MPa is. Deze berekende waarde komt goed overeen met de bewering van Frikken (Mulders, F.M.M, 2003) dat Sv~SHmax. In het technische addendum van het Winningsplan van Groningen 2013 (NAM, 2013) staat dat SHmax ongeveer 10% hoger is dan Shmin. Dit betekent dat SHmax rond de 57 MPa zou zijn. Dit is een grote afwijking ten opzichte van de berekende SHmax van 78 MPa. Dit kan goed verklaard worden doordat de ene waarde de ondergrens is, en de andere waarde de bovengrens. Om het effect van SHmax inzichtelijk te maken zullen de berekeningen in deze bijlage met beide waarden uitgevoerd worden. Opgemerkt moet worden dat verwacht wordt dat de lage waarde meer representatief is, aangezien deze op en aantal indirecte metingen gebaseerd is (NAM, 2013).

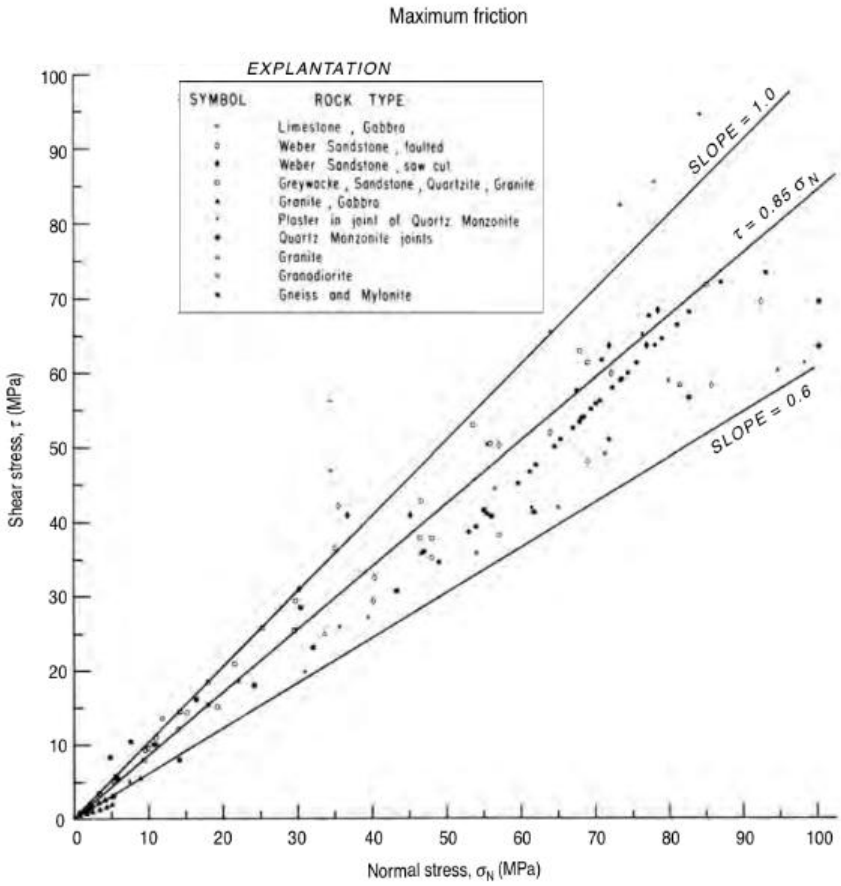
1.4 Young's modulus en frictie coëfficiënt

Een andere belangrijke parameter voor de geomechanische berekeningen is de Young's modulus. In het addendum op het Winningsplan van Groningen (NAM, 2013) staat een relatie tussen de porositeit en de Young's modulus. Op basis van deze relatie wordt een

Young's modulus van 15 GPa (13% porositeit) berekend, met een onzekerheid van ongeveer 5 GPa.

Voordat een breuk gereactiveerd kan worden moet er een bepaalde interne wrijving overwonnen worden. Dit wordt de frictie coëfficiënt genoemd. Als er geen data beschikbaar is, dan is het gebruikelijk om 0,6 aan te houden (Zoback, 2008). Uit metingen blijkt dat dit een conservatieve aanname is (zie Figuur 3).

Figuur 3
Frictie coëfficiënt.



Tabel 2 Samenvatting geomechanische parameters.

Paramater	Gehanteerde waarde	Gehanteerde onzekerheid
Richting maximale horizontale stress [°]	335 NW	+/- 10
Sv [MPa]	81,2	Geen onzekerheid meegenomen
SHmax [MPa]	57,0 en 78,0	Beide waardes zullen worden gebruikt
Shmin [MPa]	52,0	alleen worst case inschatting gebruikt
Young's modulus [GPa]	15,0	+/- 5
Poisson's ratio [-]	0,24	+/- 0,01
Frictie coëfficiënt [-]	0,60	alleen worst case inschatting gebruikt
Pore pressure	38,6[1]	+/- 0,5 MPa
Thermische exp. coeff. [1/°C]	$1*10^{-5}$	Geen.

[1]Reservoirdruk 35,0 MPa + 3,6 MPa overdruk (non-depleted).
[2]Waarde afkomstig uit (Zoback, 2008).

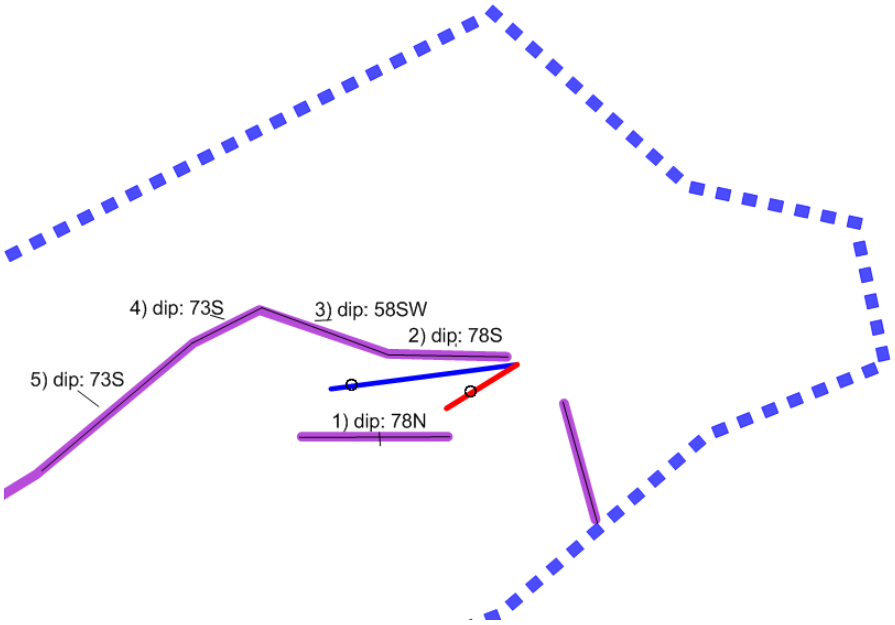
1.5 Breukoriëntatie en -reactivatie

De stabiliteit van de breuken wordt bepaald door hun oriëntatie (strike) in het stressveld een door de hellingshoek ten opzichte van de horizontaal (dip). Deze parameters zijn bepaald voor de breuken die zich het dichts bij de projectlocatie bevinden(zie Tabel 3 en Figuur 4).

Tabel 3 Data breuksegmenten.

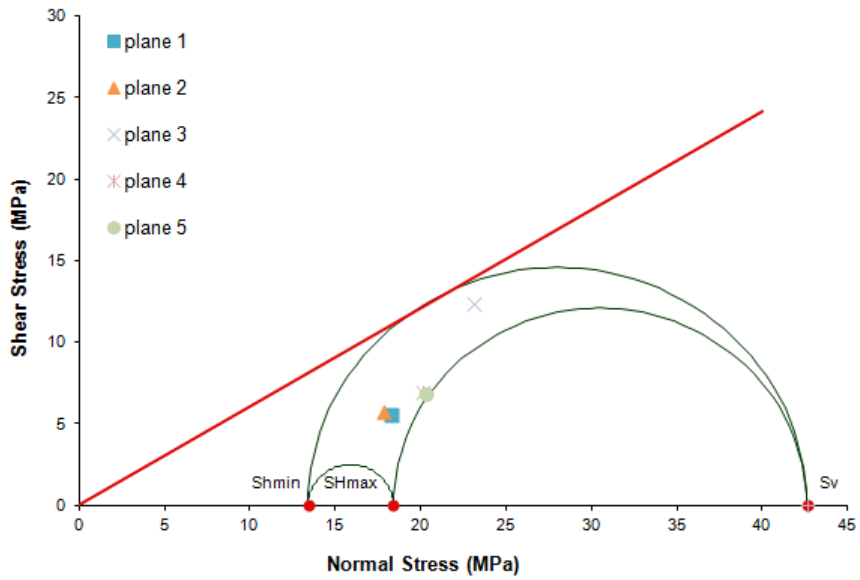
Breuksegment	Strike [°]	Dip en richting [°]
1	90	78N
2	95	78S
3	110	58SW
4	255	73S
5	230	73S

Figuur 4
Locatie breuksegmenten.

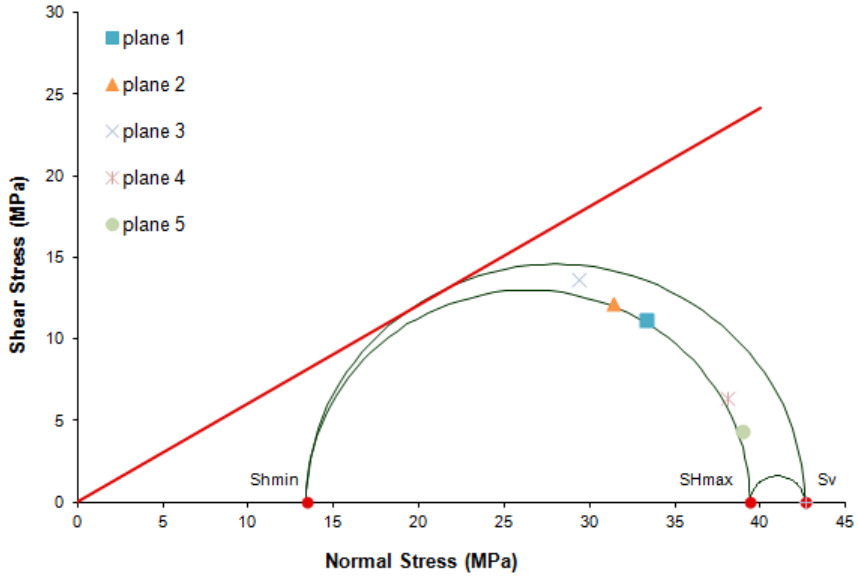


De stressverandering die nodig is om een breuk te reactiveren kan berekend worden met het Mohr-Coulomb criterium. In onderstaande twee figuren (Figuur 5 en Figuur 6) is dit voor twee situaties uitgewerkt. In beide figuren is uitgegaan van een poriedruk van 38,6 MPa.

Figuur 5
Mohr-Coulomb criterium voor een SHmax van 57 MPa.



Figuur 6
Mohr-Coulomb criterium voor een SHmax van 78 MPa.



In Tabel 4 staat de berekende reactivatie stress voor de verschillende breuksegmenten. Uit de tabel blijkt dat breuk segment 3 het meest kritisch gestrest is. Van de twee doorgerekende situaties is de situatie met een en SHmax van 57 MPa het meest kritisch. Zoals reeds opgemerkt is dit ook de meest aannemelijke situatie.

Tabel 4
Reactivatie stress.

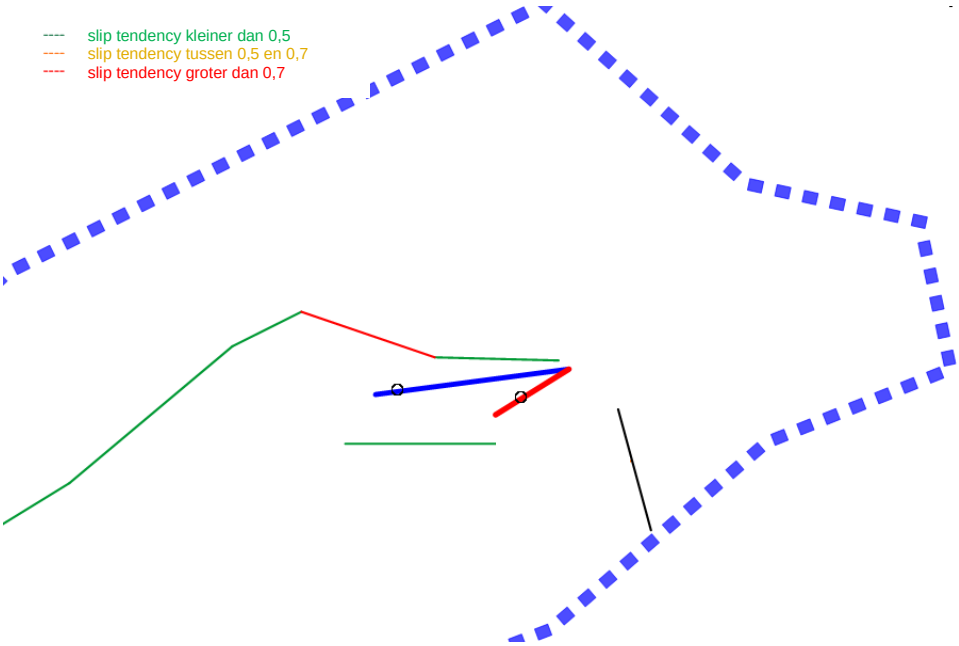
Breuksegment	Benodigde stress voor reactivatie [MPa], SHmax: 57 [MPa]	Benodigde stress voor reactivatie [MPa], SHmax: 78 [MPa]
1	5,8	11,2
2	5,4	8,8
3	1,9	5,4
4	5,5	19,0
5	5,3	16,5

Van de parameters genoemd in Tabel 2 spelen met name de overdruk in het reservoir, de oriëntatie van het stress veld, en de dip van de breuk een belangrijke rol. Een dip van 60° is het meest kritisch. Uit Tabel 4 blijkt dat het meest kritische breuksegment (nr 3) een dip van bijna 60° heeft en dat de benodigde stress voor reactivatie 1,9 MPa is. Het verhogen van de dip van dit breuksegment tot 60° heeft geen invloed op de benodigde stress voor breuk reactivatie.

Indien de poriedruk met 0,5 MPa verhoogd wordt en de stressveld oriëntatie wordt gewijzigd naar 325°, neemt de benodigde stress voor breuk reactivatie af tot 1,2 MPa. De poriedruk verhoging heeft de meeste invloed. In de berekeningen is voor Shmin en de frictie coëfficiënt een minimale waarde aangehouden. Dit betekent dat in werkelijkheid een hogere stressverandering benodigd is om de breuk te reactiveren dan is berekend. Een verhoging van Shmin naar 53,0 MPa (was 52,0 MPa) en een van de frictie coëfficiënt naar 0,65 (was 0,6) verhoogt de breuk reactivatie stress naar 3 MPa.

Een andere manier om te bepalen hoe kritisch breuken gestresst zijn is om de slip tendency van de breuk te berekenen (Neves et al., 2009). Hoe hoger de slip tendency hoe makkelijker de breuk gereactiveerd kan worden. In Figuur 7 zijn de berekende waarden voor de slip tendency weergegeven. Uit dit figuur blijkt dat breuk segment 3 wederom het meest kritisch is.

Figuur 7
Slip tendency breuken.



2

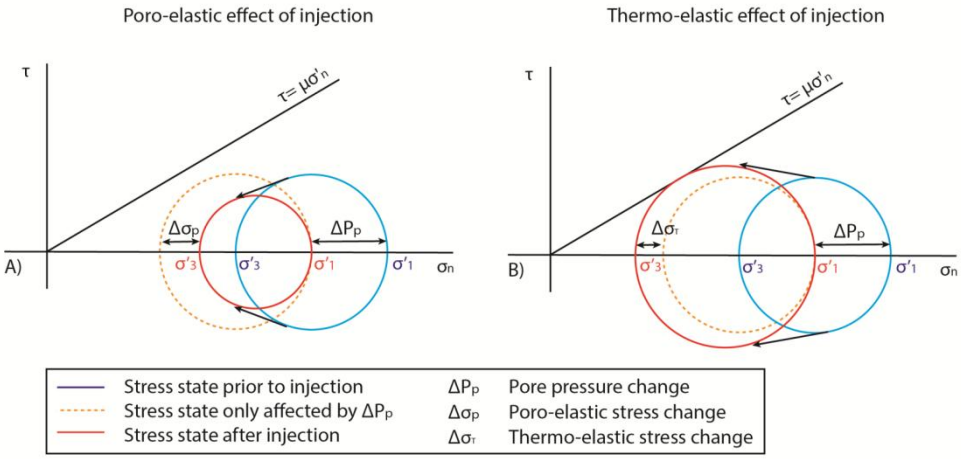
Poro- en thermo-elastische analyse

2.1 Effect van koud water infiltratie

Door de infiltratie van koud water treedt krimp van het gesteente op en daardoor verandert de ondergrondse stress situatie. In Figuur 8 is schematisch weergegeven wat er met de Mohr cirkel gebeurd op het moment dat koud water geïnfiltreerd wordt. De volgende processen kunnen onderscheiden worden (TNO, 2014):

1. Door de drukverhoging als gevolg van de infiltratie schuift de Mohr cirkel in zijn geheel naar links. De cirkel komt hierdoor dichter bij het failure criterium te liggen.
2. Door de temperatuur verlaging, wordt Shmin kleiner, waardoor de cirkel groter wordt. Ook hierdoor komt de cirkel dichter bij failure.
3. Door de verhoging van de poriedruk neemt het volume toe, waardoor de Shmin toeneemt, en de cirkel kleiner wordt. De cirkel komt daardoor verder van het failure criterium te liggen.

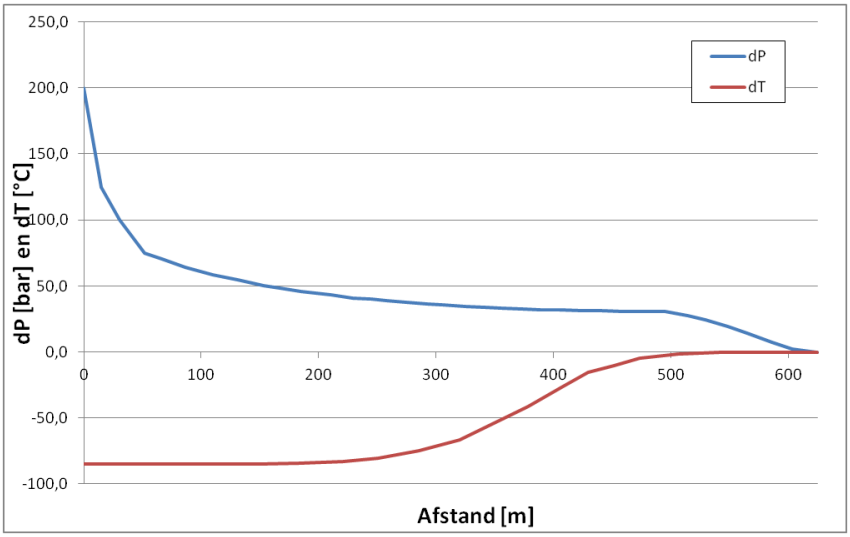
Figuur 8 Schematische effect van koud water infiltratie op de Mohr cirkel.



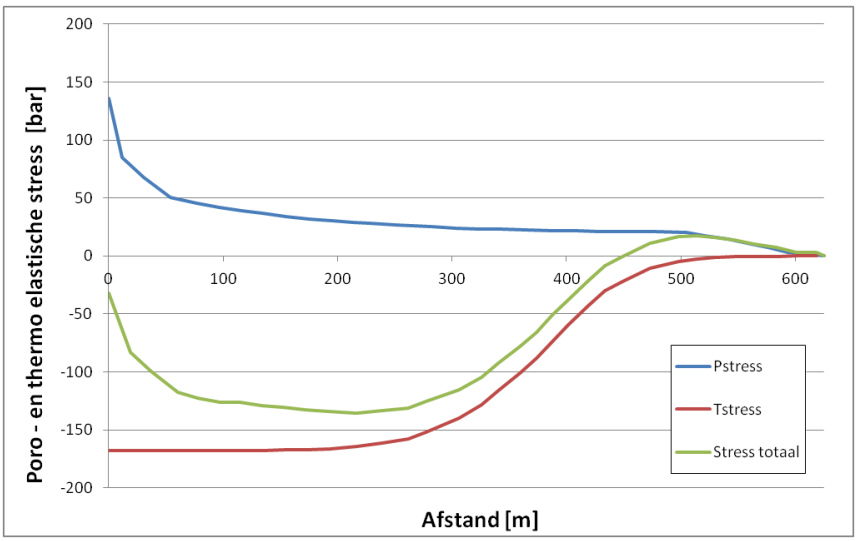
Op basis van de resultaten van de reservoirberekeningen zijn de poro- thermo-elastische berekeningen voor 2 scenario's uitgewerkt: 1) Gesloten breuken en 2) Deels gesloten breuken. De berekeningen zijn uitgevoerd voor een profiellijn die loopt vanaf de infiltratieput tot loodrecht op te meest kritische breuk. Dit is de kortste afstand tot de breuk en geeft de maximale effecten. In de profiellijn is de breuk gelegen op circa 550 m afstand. De berekeningen zijn gebaseerd op de vergelijkingen beschreven in (TNO, 2015, 2014). De waardes uit Tabel 2 zijn gebruikt als uitgangspunt voor de berekeningen.

In Figuur 9 en Figuur 10 zijn de resultaten van het “gesloten breuk” scenario weergegeven (situatie na 30 jaar).

Figuur 9
Berekende druk- en temperatuur veranderingen voor het “gesloten breuk” scenario.



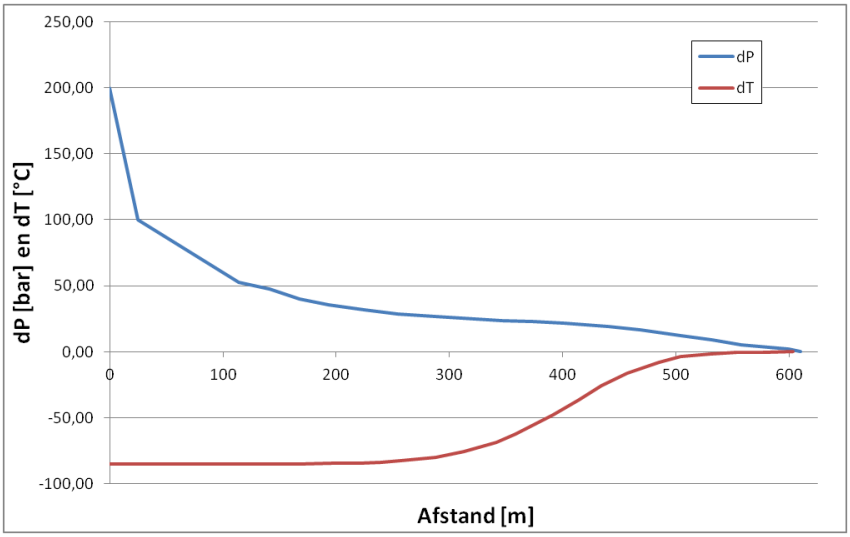
Figuur 10
poro- en thermo-elastische stressverandering voor het “gesloten breuk” scenario.



Uit Figuur 9 en Figuur 10 is af te lezen dat de poriedrukverhoging bij de breuk ongeveer 3 MPa bedraagt, het gecombineerde poro- thermo-elastische effect geeft een positief effect van 1,6 MPa. Dit betekent dat er een netto stressverandering van 1,4 MPa bij de breuk optreedt. Volgens het Mohr-Coulomb criterium is de reactivatie stress van het meest kritische breuksegment 1,9 MPa. Alleen bij worst-case aannames (reactivatie stress is dan 1,2 MPa) zou er dan reactivatie kunnen optreden.

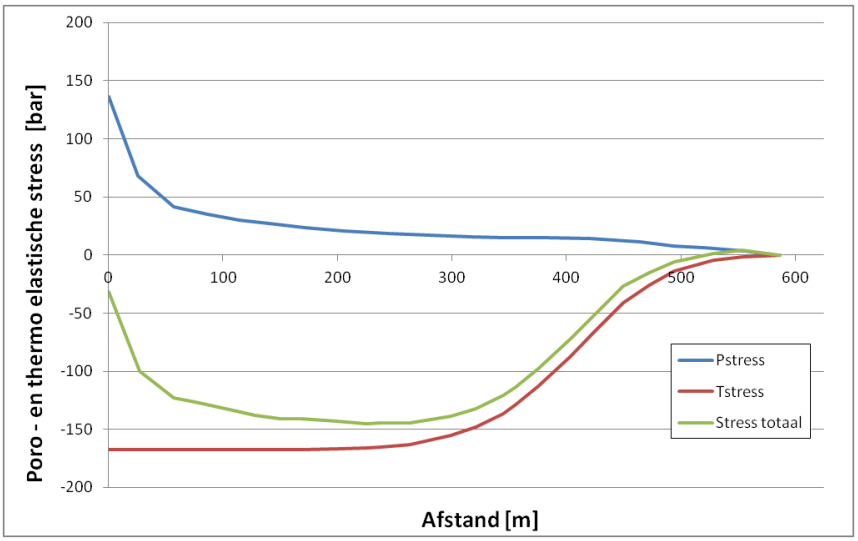
In Figuur 11 en Figuur 12 zijn de berekeningsresultaten voor het “deels gesloten breuk” scenario weergegeven. Uit Figuur 11 blijkt dat de drukveranderingen die optreden kleiner zijn dan in het gesloten breukscenario. De thermische effecten zijn min-of-meer gelijk.

Figuur 11
Berekende druk- en temperatuur veranderingen voor het “deels gesloten breuk” scenario.



Uit Figuur 12 blijkt dat er in dit scenario bijna geen effecten bij de breuk optreden.

Figuur 12 poro- en thermo-elastische verandering voor het "deels gesloten breuk" scenario.



Uit de berekeningen blijk dat er een poriedrukverhoging van circa 1 MPa bij de meest kritische breuk optreedt. Een deel van deze verhoging wordt gecompenseerd door de poro-elastische stress verandering (0,1 MPa). De netto stressverandering bij de breuk bedraagt hierdoor 0,9 MPa. Aangezien deze netto stressverandering kleiner is dan de verwachtte reactivatie stress (1,9 MPa) en ook kleiner dan de worst-case waarde (1,2 MPa). Er is daarom geen reactivatie te verwachten.

2.2 Gevoeligheidsanalyse

Thermo-elastische stress kan berekend worden met behulp van eq. 1 (TNO, 2015). Uit de vergelijking blijkt dat de thermische stress lineair afhankelijk is van alle parameters.

Figuur 13 Overgenomen uit (TNO, 2015)

$$\Delta\sigma_{thermal} = \alpha \cdot \frac{E}{(1-v)} \cdot \left(T_{init_res} - T_{cooling}\right) \qquad \text{eq. 1}$$

where:

α	thermal expansion coefficient
E	Young's modulus
v	Poisson's ratio
T_{init_res}	initial temperature of the reservoir
$T_{cooling}$	new temperature caused by injection of the cold fluid.

De spreiding in de Poisson's ratio heeft gezien de geringe spreiding in de onzekerheid geen significant effect op de berekeningsresultaten. Een verhoging van de Young's modulus resulteert in een hogere thermische stress. De ingeschatte hoogste waarde van de Young's modulus resulteert is een verhoging van de thermische stress met 30%.

Uit onderstaande relatie blijkt dat de poro-elastische stress, naast de drukverandering, alleen afhankelijk is van de Poisson's ratio. De onzekerheid in deze relatie is hierdoor niet groot.

Figuur 14 Overgenomen uit (TNO, 2015)

$$\sigma_{poro} = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \cdot (P_f - P_{in}) = C \cdot (P_f - P_{initial}) \qquad \text{eq. 6}$$

where:

$\sigma_{h,min}$ minimum horizontal stress
σ_{poro} poro-elastic stress
$\sigma_{th,tan}$ tangential component of the thermal stress
C constant (based on Poisson ratio ν)

2.3 Discussie en conclusie

De poriedruk heeft een grote invloed op de positie van de Mohr-cirkel en heeft ook invloed op de poro-elastische stress. De invloed van het geothermie systeem op de poriedruk wordt bepaald door de dikte en de permeabiliteit (is transmissiviteit) van het reservoir. De permeabiliteit kent een grote onzekerheid. Alle berekeningen zijn uitgevoerd met een zeer lage waarde van de transmissiviteit (P90: 90% kans dat de werkelijke transmissiviteit hoger is). De berekeningsresultaten geven hierdoor waarschijnlijk een overschatting van de werkelijk optredende effecten.

Uit metingen (Pepin et al., 2004) blijkt dat de werkelijk optredende thermo-elastische stress veranderingen in de prakrijk een stuk kleiner zijn dan op basis van de theoretische relatie berekend wordt. Pepin komt op basis van metingen met een thermische beïnvloeding van 0,3 bar/ °C, terwijl een beïnvloeding van 2 bar/°C berekend wordt. De methode van (Perkins and Gonzalez, 1985) kan worden gebruikt om hiervoor deels te corrigeren. Door de correctie methode toe te passen nemen de berekende thermo-elastische stress veranderingen met ongeveer 20% af.

In de berekeningen is nog geen rekeningen gehouden met het mogelijk optreden van contractie van het reservoir als gevolg van de krimp van het reservoir dicht bij de injectie put.

Op basis van de uitgevoerde worst case berekeningen wordt ingeschat dat de kans klein is dat geïnduceerde seismiciteit als gevolg van de effecten van geothermische systeem optreedt.

3

Referenties

Eaton, B.A., 1969. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. SPE-2163-PA. doi:10.2118/2163-PA

Frikken, H., W., 1996. Sub-horizontal drilling: remedy for under performing Rotliegend gasfields, L13block, central offshore Netherlands.

Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2011. The Rock Physics Handbook, second. ed. Cambridge University Press.

Mulders, F.M.M, 2003. Modelling of stress development and fault slip in and around a producing gas reservoir.

NAM, 2013. Technical Addendum to the Winningsplan Groningen 2013 Subsidence, Induced Earthquakes and Seismic Hazard Analysis in the Groningen Field.

Neves, Paiva, Luis, 2009. Software for slip-tendency analysis in 3D: A plug-in for Coulomb.

Pepin, G., Gonzalez, M., Bloys, B., Lofton, J., Schmidt, J., Naquin, C., Ellis, S., 2004. Effect of drilling fluid temperature on Fracture gradient: field measurements and model predictions. Presented at the the 6th North America Rock Mechanics Symposium, Houston, Texas, p. 9.

Perkins, T.K., Gonzalez, J.A., 1985. The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing. Soc. Pet. Eng. J. 25, 78–88.

Rondeel H. E., Everaars J. S. L., 1993. Spanning in Noordoost Nederland: Een break- out analyse: Bijdrage in het multidisciplinair onderzoek naar de relatie tussen aardbevingen en gaswinning.

TNO, 2015. Thermal fracturing due to low injection temperatures in geothermal doublets.

TNO, 2014. Literature review on Injection-Related Induced Seismicity and its relevance to Nitrogen Injection.

Van Wees, J.D., Buijze, L., Van Thienen-Visser, K., Nepveu, M., Wassing, B.B.T., Orlic, B., Fokker, P.A., 2014. Geomechanics response and induced seismicity during gas field depletion in the Netherlands. Anal. Induc. Seism. Geotherm. Oper. 52, 206–219. doi:10.1016/j.geothermics.2014.05.004

Zoback, M.D., 2008. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, New York.

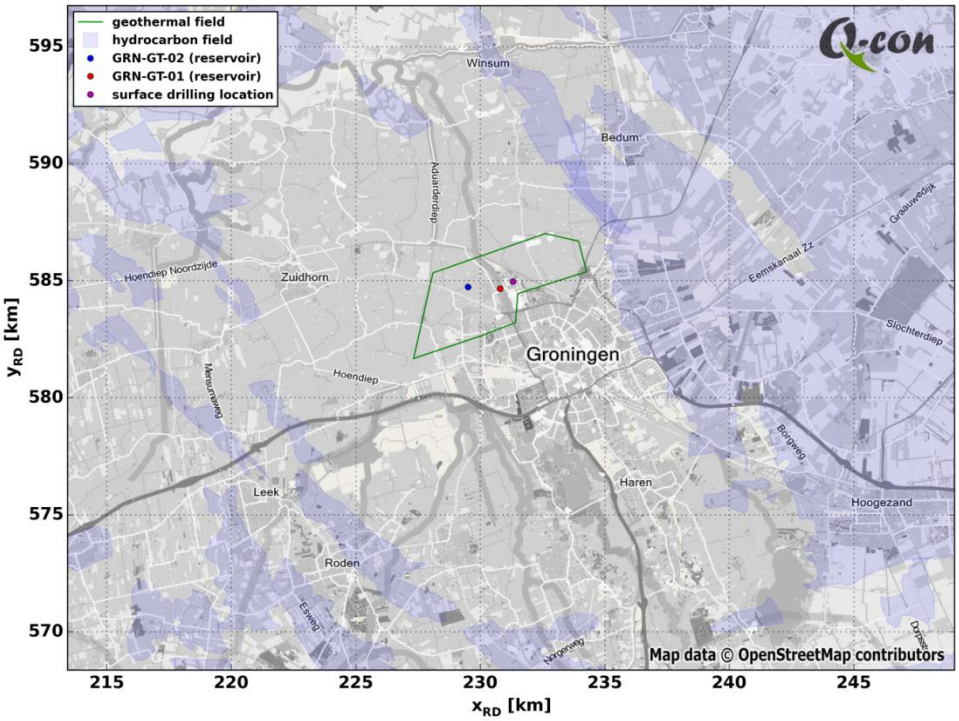
Bijlage 3

Evaluatie seismisch risico en mitigerende maatregelen

SHA Geothermal Project Groningen

Q-con GmbH

Geothermal reservoir engineering



IF001

COPYRIGHT: This report has been prepared for the internal use of IF Technology. The concepts and information contained in this document may not be published or given to third-parties without written approval of Q-con GmbH.

DISCLAIMER: Neither Q-con GmbH nor any person acting on behalf of Q-con GmbH:

- Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or
- Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report**.**

Report title:	SHA Geothermal Project Groningen
Author(s):	R. Vörös, H. Stang, C. Koch
Report date:	31st May 2016
Project:	Warmtestad
Prepared for:	IF Technology
Version:	160531
Archive No.:	IF001

Contents

1 Summary 4
2 Theoretical Aspects of Induced Seismicity 5
2.1 Physical Mechanisms of Induced Seismicity..... 5
2.2 Earthquake Strength 5
2.3 Mechanisms of Geothermal Reservoir Seismicity 6
3 Geothermal Project Groningen 10
3.1 Location 10
3.2 System Design..... 10
3.3 Background Seismicity..... 11
4 Seismic Hazard 14
4.1 Metrics..... 14
4.2 PGV Scenario Simulations 15
4.3 Stress Changes Associated with Geothermal Operations 15
4.4 Maximum Magnitude and Trailing Effects..... 15
4.5 Induced Seismicity Associated with Gas Production 16
5 Hazard Scenarios 19
5.1 Non-Depleted Case 19
5.2 Non-Depleted Case - Hidden Fault..... 23
5.3 False Association..... 24
6 Mitigation Measures 25
6.1 Traffic Light System (TLS)..... 26
6.2 Expert Panel..... 27
6.3 Seismic Monitoring Network 28
References 31

1 SUMMARY

A seismic hazard analysis is conducted for the planned geothermal system in the Groningen-2 concession, located in close proximity to the Groningen gas field. The physics of induced seismicity is well understood and, based on physical models, a deterministic approach is pursued. Subsurface parameter constellations are subject to uncertainties which are addressed by introducing different hazard scenarios.

First, we describe the physical mechanisms of induced seismicity with a focus on geothermal reservoirs. Characteristic features of reservoir seismicity are outlined that serve as a basis for risk mitigation based on a traffic light system (TLS).

For the seismic hazard we distinguish between contributions driven by (1) geothermal activities and (2) depletion of the nearby Groningen gas field. The hazard scenario related to geothermal activity is based on the assumption of negligible stress interference from the depleting Groningen gas field ('non depleted case'). A quantitative hazard assessment is performed for this scenario. Numerical simulations of stress perturbations related to operating the geothermal system are performed to estimate the maximum magnitude of induced reservoir events.

Numerical simulation results indicate that the occurrence of noticeable seismicity on the mapped faults is unlikely if hydro-geological conditions are as expected. For the extreme case of a compartmentalized reservoir, implying almost impermeable faults on a large scale, a potential maximum magnitude of M_w=3.2 for reservoir seismicity is estimated. In the hypothetical extreme case of an unknown, critically stressed fault in the immediate vicinity of the injection well, the maximum event magnitude may exceed the level of M_w=3.5. A risk mitigation scheme based on a TLS in combination with seismic monitoring is developed to constrain the seismic hazard to acceptable levels even in these hypothetical cases.

Hazard scenarios associated with the ongoing depletion of the Groningen gas field are strongly depending on future gas production patterns. Reservoir depletion in the gas field is a non-stationary process and associated induced seismicity cannot be reliably predicted for the 30 year's lifetime of a geothermal facility. Therefore, we restrict our hazard assessment to a qualitative discussion of the dominating effects.

2 THEORETICAL ASPECTS OF INDUCED SEISMICITY

2.1 Physical Mechanisms of Induced Seismicity

The phenomenon of man-made seismicity is known from different energy technologies such as mining, oil and gas exploitation, water impoundment and from geothermal reservoirs (National Research Council (NRC), 2012). The physical mechanisms underlying the induced seismicity are controlled by stress changes in the subsurface caused by anthropogenic activities.

If stress changes act on a pre-existing fracture or similar zone of weakness, seismicity may occur on the fracture if the shear stress exceeds the fracture strength. Let τ and σ_n denote the shear and normal stress resolved on a fracture plane, p_{fl} the *in situ* fluid pressure, μ the coefficient of friction and c_0 cohesion, then shear slippage occurs on the fracture if (e.g. Zoback, 2007):

Equation 1: $\tau > \mu \cdot (\sigma_n - P_{fl}) + c_0.$

Stress perturbations can be described by Coulomb stress changes *ΔCS*, which can be defined as (Scholz, 2002):

Equation 2: $\Delta CS = \Delta\tau - \mu \cdot (\Delta\sigma_n - \Delta p_{fl}),$

with $\Delta\tau$, $\Delta\sigma_n$, and Δp_{fl} denoting changes of shear-stress, normal-stress and fluid pressure, respectively. Positive *ΔCS* values increase the tendency to failure of a fracture.

The occurrence of perceptible induced seismicity requires several conditions:

1. Shear-stresses need to be resolved on an existing shearing plane in the subsurface, e.g. a critically stressed fault.
2. The shearing plane needs to be mechanically strong enough to support high shear-stresses, implying a significant strength of the associated rocks. Seismic energy is only released if the hardness of the rocks is sufficiently large to allow for an almost instantaneous failure. Sedimentary rocks usually exhibit a smaller strength compared to crystalline rock (e.g. Abdullah, 2006). This could explain why (noticeable) seismicity caused by geothermal operations typically occurs in the crystalline rock (e.g. Evans et al., 2011).
3. The dimensions of the critically stressed fault need to be large enough to host a perceptible earthquake (see the following section).

2.2 Earthquake Strength

The strength of an induced earthquake is controlled by the dimension of the shearing plane on which the earthquake occurs:

Equation 3: $M_0=G\cdot A\cdot d,$

where M_0 is the seismic moment, G denotes shearing modulus, A is the area of the shearing plane, and d is the average slip occurring on the shearing plane. Simple mechanical considerations reveal that the shear slip displacement d cannot become arbitrary large, but is limited by (1) the capacity of the surrounding rock to absorb deformation, and (2) by the amount of shear stress driving the failure process. Therefore, the dominating parameter controlling the strength of an induced event is the area A of the associated shearing plane.

Several empirical relationships exist to convert seismic moment to earthquake magnitude. Following Hanks & Kanamori (1979), we use

Equation 4: $M_w=2/3\cdot log(M_0)-6.1$

for the determination of the moment magnitude M_w.

As an example, the source dimensions of an earthquake with magnitude M_w=2 (M_w=3) are in the order of 0.02 km^2 (0.2 km^2).

2.3 Mechanisms of Geothermal Reservoir Seismicity

Different physical mechanisms may induce seismicity in geothermal reservoirs according to section 2.1. These include elevated pore pressure due to water injection, thermally induced stresses (thermal reservoir compaction) and stresses associated with water-level drawdown.

In situ pore pressure increase may be caused by hydraulic stimulation operations as well as by fluid circulation prior to reaching quasi-stationary hydraulic conditions. For the geothermal concept under consideration, no (large scale) hydraulic stimulations are considered and the focus of the current study is on hydraulic overpressure associated with fluid circulation.

There exist only few documented cases of induced seismicity interpreted as being caused by overpressures from mass balanced geothermal circulations. These include the geothermal system at Unterhaching (Germany), where a maximum magnitude of M_L=2.4 occurred (Megies & Wassermann, 2014) as well as the geothermal system at Landau (Germany) with a maximum event magnitude of M_L=2.7 (Bönnemann et al., 2010). In both systems, noticeable seismicity occurred after several years of operating the geothermal system.

Typical observations of geothermal reservoir seismicity include:

- The Kaiser-Effect, implying that induced seismicity occurs only at those locations in a reservoir, where previously experienced *in situ* fluid pressures are exceeded (e.g. Baisch et al., 2009). The Kaiser-Effect follows directly from the Mohr-Coulomb failure criterion (Baisch & Harjes, 2003).
- A systematic (temporal) increase of the maximum magnitude of the induced seismicity (Figure 1). This characteristic forms the basis for implementing a 'Traffic Light System' for risk mitigation (Bommer et al., 2006).
- The occurrence of seismic activity after stopping fluid injection/circulation (post-injection seismicity, ‘trailing effect’), with the largest magnitude event frequently

occurring after shut-in (Figure 2; Baisch et al., 2006; 2010). The largest trailing effect was observed after the stimulation of the DHM geothermal reservoir at Basel (Switzerland). Here, a post-injection magnitude increase of 0.5 M_w magnitude units has been observed.

The second process that could lead to induced seismicity in a doublet system is the thermal contraction of reservoir rock causing stress perturbations on nearby faults. In general, it is difficult to unambiguously attribute observed seismicity to thermal contraction. Therefore, no empirical data base exists for this type of seismicity which can only be addressed by physical models.

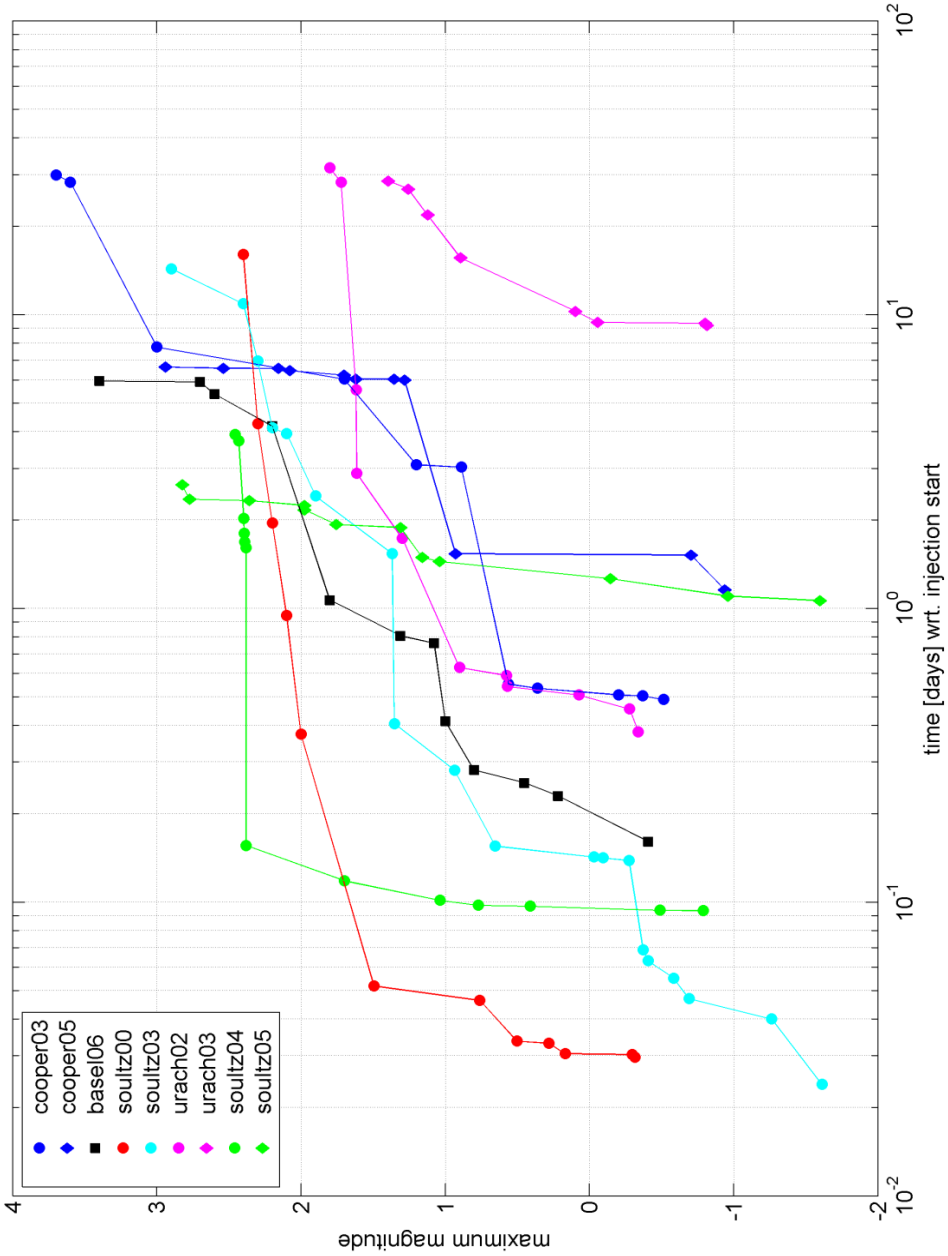


Figure 1: Maximum event magnitude as a function of injection time during hydraulic stimulation at different geothermal sites. Multiple stimulations of a well are indicated by using the same color and diamond symbols for indicating re-stimulation. Note that data points are generated whenever previous maximum magnitudes are exceeded. Thus, a large number of data points indicate a gradual increase of the maximum event magnitude. Figure taken from Baisch et al., 2009

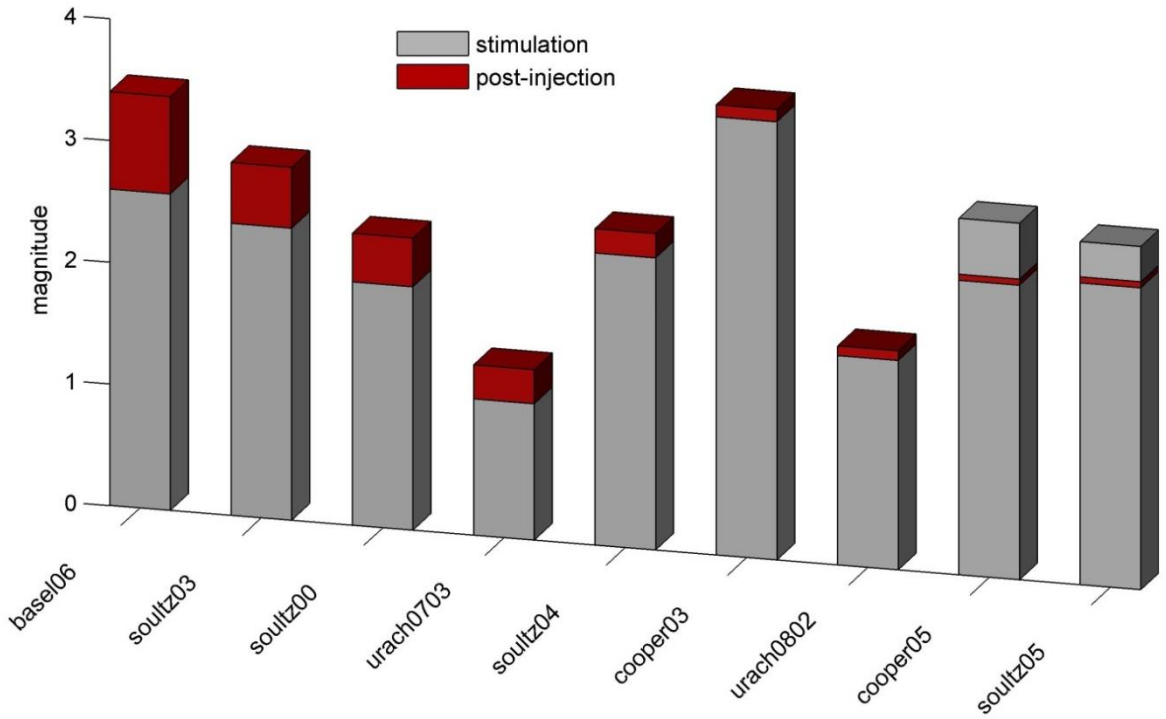


Figure 2: Observed event magnitudes during hydraulic stimulation (grey) and during the post-injection period (red) at the geothermal sites shown in Figure 1. The data have been sorted according to the difference between injection and post-injection magnitudes. The largest difference is observed at the geothermal reservoir at Basel (Switzerland), where the post-injection magnitude exceeds previous event magnitudes by 0.8 units (M_L) corresponding to 0.5 units (M_w). In two projects ('cooper05' and 'soultz05'), the largest magnitude event occurred already during stimulation. Figure is taken from Baisch et al., 2009.

3 GEOTHERMAL PROJECT GRONINGEN

3.1 Location

The proposed geothermal facility in the Groningen-2 concession area is located in the North of the town of Groningen (Figure 3). Towards the East, the concession area extends close to the boundary of the Groningen gas field.

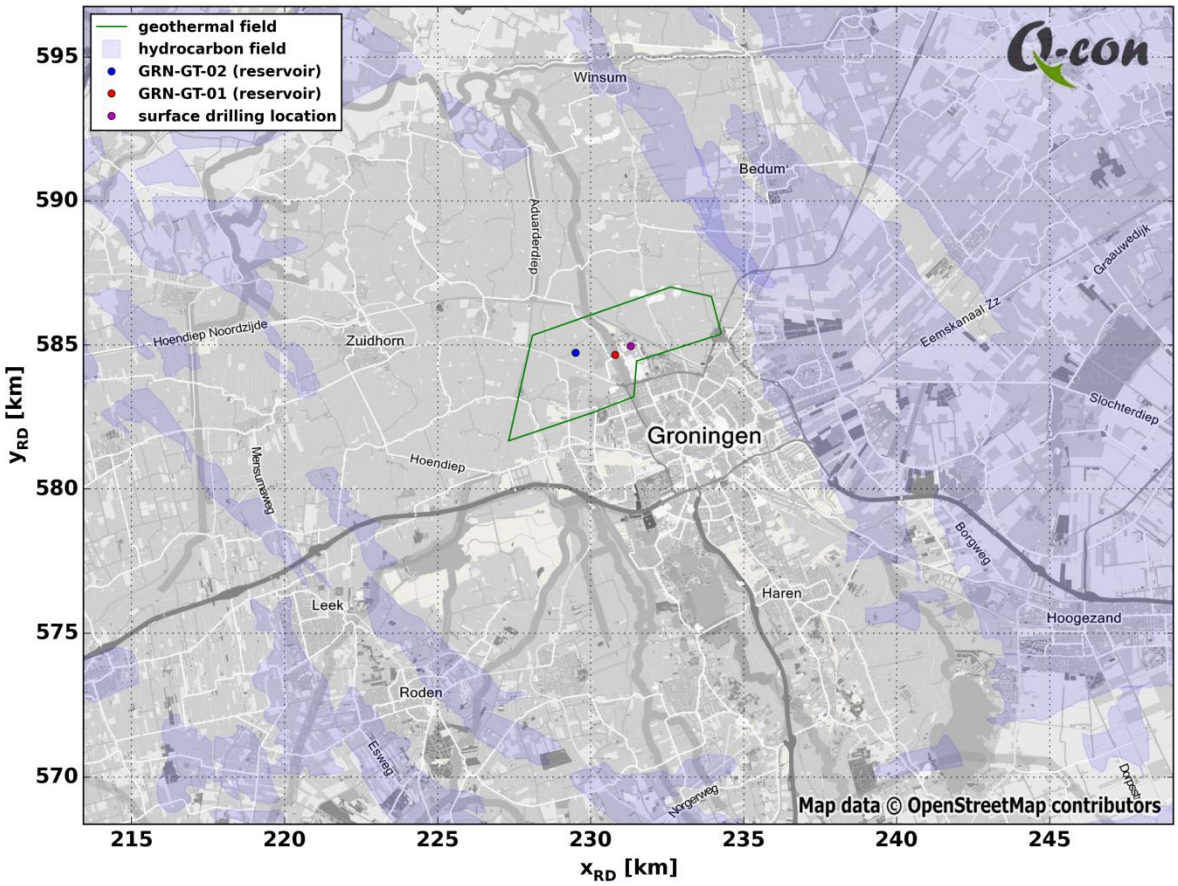


Figure 3: Outline of the geothermal field (Gronigen-2 concession) in the North of the town of Groningen (green). Locations of the planned production (GRN-GT-01) and injection well (GRN-GT-02) intersections with the top reservoir are shown. Adjacent gas fields are outlined by blue patches with the large Groningen gas field towards the East. RD coordinates in km.

3.2 System Design

The geothermal facility is supposed to supply heating for approximately 3,000 houses. The planned geothermal system consists of a doublet targeting the Permian Slochteren formation as the main aquifer. This is the same formation from which gas is produced in the Groningen field. The reservoir horizon is expected at a depth between 3.2-3.5 km. Spacing between production and re-injection well is designed to be 1.3 km at reservoir level. The doublet shall

be operated in a mass-balanced circulation mode with cooled water being re-injected into the same reservoir formation. No extended reservoir stimulation operations are foreseen. Production temperature from the Slochteren formation is estimated at 120 °C. A circulation rate of at least 200 m^3/hrs and re-injection temperature of 35 °C is envisaged (PanTerra, 2014).

3.3 Background Seismicity

Natural seismicity in the Netherlands is mainly restricted to the South of the country, where faults are active (Dost & Haak, 2007). Accordingly, there has been no known natural seismicity at the geothermal site (KNMI seismic catalogue as of March, 2016).

In comparison, a large number of induced events related to gas production have been registered in the vicinity of the geothermal concession (Figure 5). These are related to gas production from the Groningen field towards the East of the planned geothermal site.

Seismicity in the north-eastern part of the Netherlands has been monitored by KNMI since 1996 with an accelerometer station network (17 stations in 2004, Dost et al., 2004). Upgrading of the network started in 2014 with accelerometers installed at some 70 locations (NAM, 2015; Figure 5). The estimated magnitude of completeness of the 1996 network is determined as M_L=1.5 assuming $M_L \approx M_w$ (NAM, 2015), although this assumption is currently reviewed by KNMI (B. Dost, pers. comm. Feb. 2016). Hypocenter location uncertainties are provided by KNMI on a generic, event-independent basis with ±500 m uncertainty in lateral directions and ±1000 m vertically. For Groningen seismicity, earthquakes are routinely located assuming a fixed depth of 3,000 m. Only after the recent upgrade of the network, hypocentral depth is estimated from the data. However, catalogued earthquake data referred to in the current study is generally based on a fixed depth assumption.

Figure 5 shows the seismicity distribution in the vicinity of the geothermal concession. Seismicity is most pronounced in the center of the Groningen gas field, where also the largest magnitude M_w=3.6 earthquake occurred (Huizinge earthquake, Dost & Kraaijpoel, 2013). Seismicity has migrated also in the western direction beyond the Groningen gas field. Some of these events are quite close (within 1.5 km) to the geothermal concession. Other fields towards the West of the geothermal concession show little or no seismicity at all.

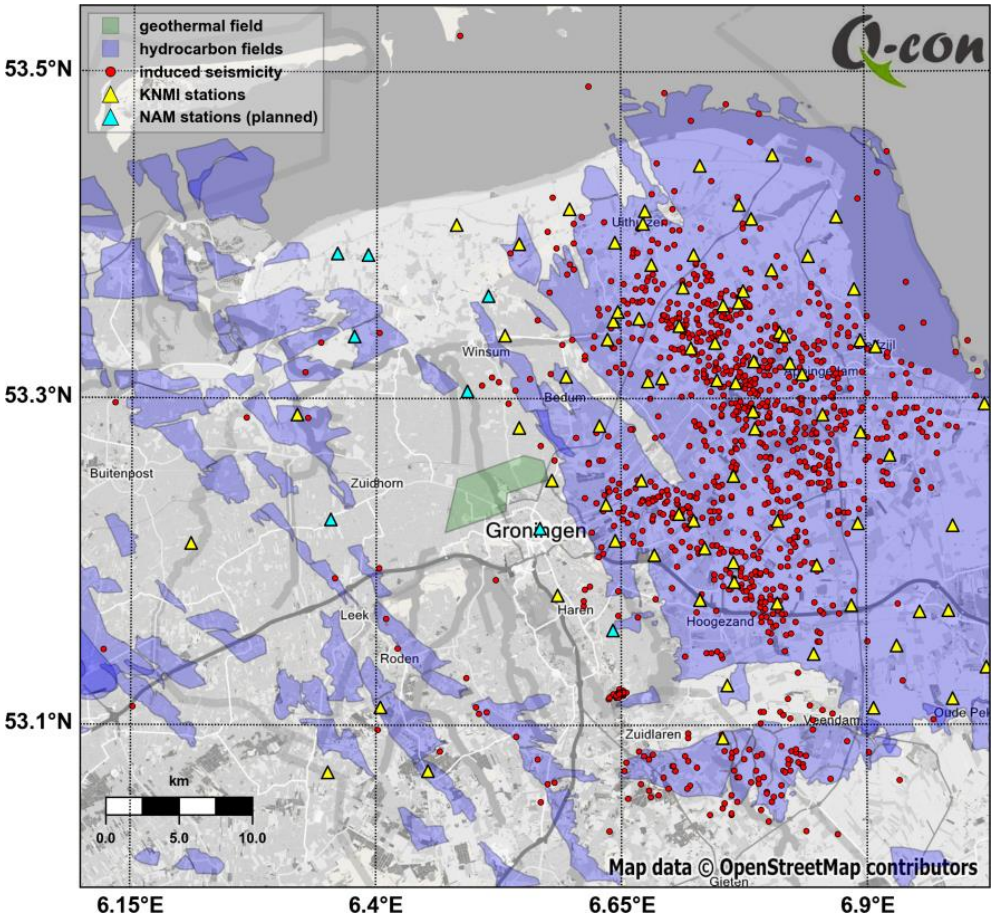


Figure 4: Induced seismicity (red dots) related to hydrocarbon fields (blue patches) in the vicinity of the geothermal concession (green patch). KNMI catalogue of induced seismic events as of March 2016. The largest seismic activity is related to the Groningen field towards the East of the planned geothermal site. Yellow triangles denote the KNMI station network. Light blue triangles denote planned locations of the NAM stations. Only the location of the nearest settlement is known for these stations. The stations have been positioned at the center of the respective settlement for displaying purposes. Data for NAM stations kindly provided by E. Kuperus, Shell (March 2016).

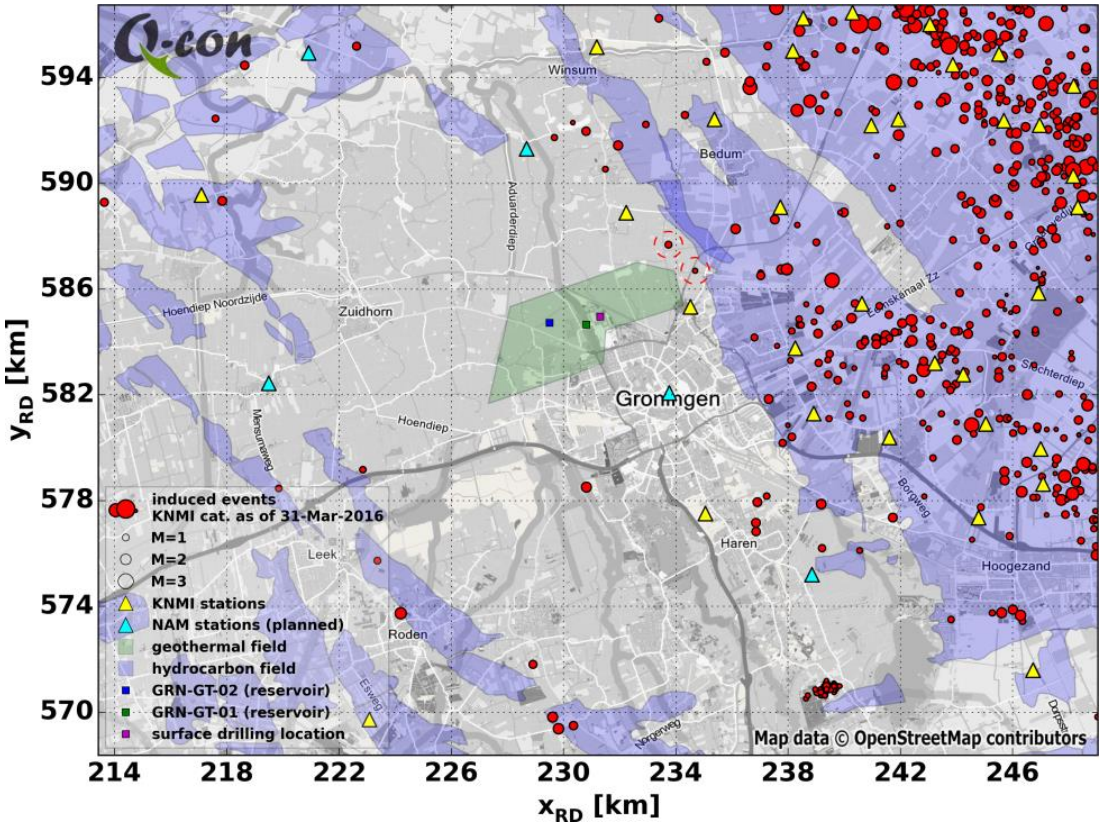


Figure 5: A close up view of Figure 4 demonstrates the migration of gas-production related seismicity towards the eastern rim of the geothermal concession. Dashed red circles denote location uncertainty in lateral direction for events closest to the geothermal concession. RD-coordinates in km.

4 SEISMIC HAZARD

Two different sources drive the induced seismicity hazard for the geothermal project:

S1: subsurface stress changes associated with geothermal operations may cause induced seismicity,

S2: subsurface stress changes associated with depletion of the nearby gas field may cause seismicity in the geothermal reservoir.

Subsurface processes and induced seismicity risks associated with geothermal activities (**S1**) are reasonably well understood (NRC, 2012) and it is widely accepted that these risks are manageable with mitigation measures as described in chapter 6. Consequently, scenarios where geothermal activities drive the seismic hazard are investigated quantitatively by numerical simulations (sections 5.1 and 5.2).

From a geothermal developer's perspective, the seismic hazard associated with the Groningen gas field (**S2**) can be interpreted as a 'background hazard'. As a complicating factor, predictions of the background hazard over the typical 30 years' lifetime of a geothermal reservoir are highly uncertain. In particular, the non-stationarity of induced seismicity as well as its response to changes in the gas production pattern is not well understood yet (NAM, 2015). Furthermore, future production strategies are highly uncertain (NAM, 2015). Therefore, the hazard assessment for scenarios, where seismicity is related to gas production is performed in a qualitative way (section 4.5).

4.1 Metrics

Seismic hazard assessments are frequently based on peak ground vibrations (PGV) or on peak ground accelerations (PGA, or spectral acceleration, SA). For natural earthquakes, PGA is the most common metric. This is different for induced seismicity, where the focus is on higher frequency signals and PGV is considered a better damage indicator than PGA (e.g. Bommer et al., 2006). Additionally, PGV can be directly compared to engineering standards, providing guidelines at what vibration level damage to buildings and other installations starts to occur. For example, damage to ordinary buildings is considered to be unlikely for PGV < 3 mm/s (SBR, 2010) and human perceptibility is expected to start at 0.3-0.5 mm/s.

For the current study we have chosen PGV as the most suitable metric for seismic hazard. We note, however, that a recent risk analysis for induced seismicity in the nearby Groningen gas reservoir is based on spectral acceleration in combination with signal duration (Bommer et al., 2016). The underlying probabilistic approach requires model predictions to be as precise as possible and does not permit conservative assumptions. This is quite different in the current context, where conservative assumptions are an adequate measure for implementing safety margins, thus allowing to use the more simple and robust PGV parameter.

4.2 PGV Scenario Simulations

From the numerical simulations of stress perturbations performed in subsequent sections, maximum earthquake magnitudes are obtained for different hazard scenarios. These can be related to vibration amplitudes using ground motion prediction equations (GMPE).

Currently, site-specific GMPEs are derived for the Groningen gas field (Bommer et al., 2016). These, however, are based on spectral acceleration and cannot be used in the current context (compare the discussion in the previous section). Instead, we use GMPEs derived from a global data set of induced seismicity (Douglas et al., 2013) to estimate magnitude thresholds above which reservoir earthquakes at 3.5 km depth could become perceptible or cause damage[1]. Our results are approximately consistent with predictions from the GMPEs of Dost et al. (2004), which were used in an earlier version of the seismic risk analysis conducted for the Groningen gas field (so called V0 GMPEs, NAM 2013)

Associated thresholds at the epicenter are

- $M_w \approx M_L = 1.4$ for perceptibility,
- $M_w \approx M_L = 2.5$ for the lowest damage level (PGV=3 mm/s).

4.3 Stress Changes Associated with Geothermal Operations

To consider the hazard associated with geothermal operations (**S1**), the stress changes on mapped faults ΔCS (Equation 2) related to operating the geothermal system are numerically simulated for different scenarios in chapter 5. The simulations are based on conservative reservoir parameters (P90) according to the business case. Simulations include extreme scenarios based on parameter combinations at the extreme end of previous observations. These result in larger stress perturbations and thus in a larger seismic hazard compared to the expected case. The extreme case scenarios account for parameter uncertainties of the geomechanical subsurface model.

In the context of operating a geothermal system, fluid pressure changes Δp_{fl} as well as changes in shear stresses $\Delta\tau$ contribute to ΔCS (section 2.3). Analyzing the spatial extension of ΔCS resolved on the faults, maximum magnitudes are estimated. These estimates are based on an a priori assumed lower triggering threshold (section 4.4). Furthermore, our results notably depend on the assumption of undisturbed, regional stress conditions in the reservoir, which is referred to as the 'Non-Depleted Case' in the following.

4.4 Maximum Magnitude and Trailing Effects

To relate Coulomb stress changes ΔCS to the magnitude of induced earthquakes, the triggering threshold above which seismic failure occurs has to be known. This threshold is depending on details of initial stress conditions and fault properties (e.g. cohesion) and is generally unknown.

[1] Assuming near surface Vs30=200 m/s, peak frequencies around 10 Hz and a depth of 3.5 km.

For seismicity induced by fluid injections into the geothermal reservoir at Soultz-sous-Forêts, Baria et al. (2004) estimate a triggering threshold value of 3 MPa, which is consistent with numerical simulations of hydraulic overpressures in other EGS reservoirs (e.g. Cooper Basin, Baisch et al., 2015). A global lower bound value for a triggering threshold, however, does not exist as the lower bound value is location and time-dependent and can become arbitrarily small during the nucleation process of tectonic earthquakes. In principle, stress perturbations, such as dynamic stresses associated with passing waves from natural earthquakes place a lower limit to the triggering threshold. These stress perturbations can be as large as 1 MPa (Hill, 2008), but are depending on geometrical details of the receiver fault and therefore do not define a strict lower limit.

In the current study we assume a lower triggering threshold of 1 MPa which we consider to be conservative, in particular given the lack of natural seismic activity in the area. For comparison, TNO (van Eijs, 2006, table 2) has estimated a minimum depletion of 112 bar required for producing stress perturbations that are sufficiently large to induce reservoir seismicity in gas producing fields.

The trailing effect describes the occurrence of seismic activity after fluid injection (stimulation, circulation, well testing) has been terminated (section 2.3). As the largest magnitudes frequently occur after shut-in, the potential increase of event magnitudes must be accounted for when defining the TLS thresholds. After shut-In, further mitigation measures for reducing maximum magnitudes will be limited.

The magnitude increase of reservoir seismicity after shut-in depends on the level of previous maximum magnitudes. For the magnitude range considered in this study, the additional increase by 0.5 magnitude units (M_w) observed in the Basel project (section 2.3) can be taken as an indicative value. This is the largest magnitude increase during shut-in that has been observed so far in geothermal stimulation operations and is considered conservative in the context of seismic risk mitigation.

4.5 Induced Seismicity Associated with Gas Production

The gas production in the Groningen field has resulted in significant reservoir seismicity. Induced seismic events up to magnitude M_w=3.6 occurred in the past, causing non-structural material damage (NAM, 2015). Almost 1,000 induced events with magnitudes have been associated with the Groningen gas reservoir (KNMI catalogue as of March 2016), some located outside the boundaries of the Groningen field. Depletion of the gas reservoir, causing differential compaction, has been identified as the causative factor for reservoir seismicity (e.g. *Bourne et al., 2014*).

The seismic risk associated with gas production in Groningen has been investigated in extensive studies by NAM and others (e.g. NAM 2013, NAM 2015). Results from the NAM studies cannot be applied in the current context for several reasons, though. First, the NAM studies do not extend over the geothermal concession area. Second, seismic risk determined in these studies refers to the cumulative impact of seismicity occurring anywhere in the Groningen gas field. A seismic risk evaluated for a given location includes contributions from

seismicity occurring underneath this location but also from larger magnitude events occurring at other, more distant locations (Figure 6). However, only the seismic risk associated with the given location is relevant in the context of the geothermal system.

Both of the above factors could in principle be obtained from the NAM risk assessment. The risk assessment, however, follows an evidence based approach, i.e. is based on previous experience. Risk forecasts are only calibrated for the immediate future and the forecasting capabilities over the lifetime of the geothermal system (~30 years) are limited.

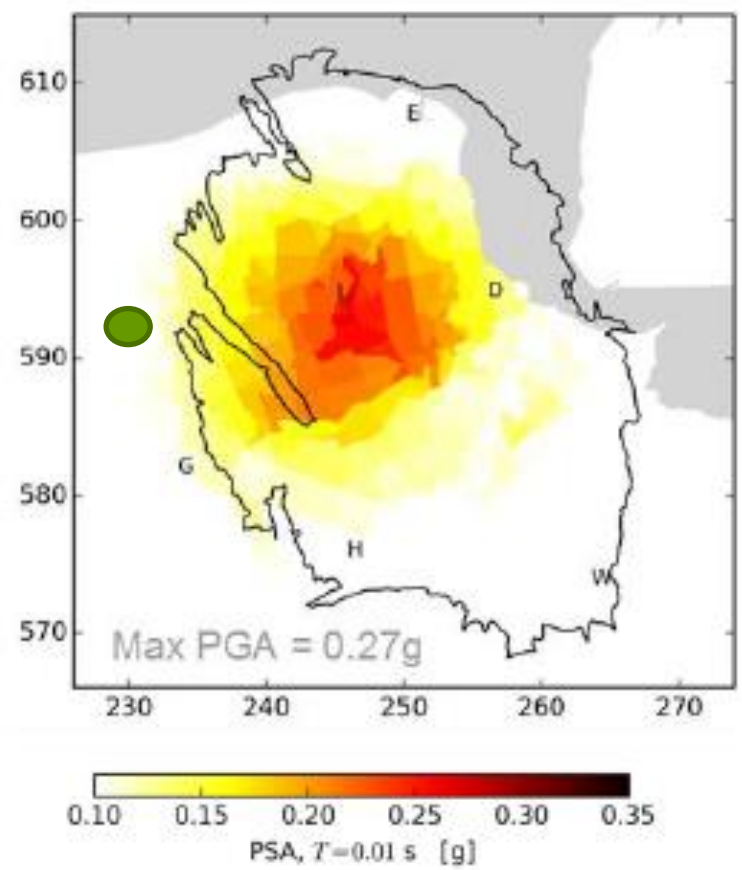


Figure 6: Example hazard map for a specific production scenario (33 bcm/year) for the time interval 1-2016 until 1-2021 as given in NAM study (NAM, 2015). Map shows spectral acceleration for 0.01s period The location of the Geothermal concession area is overlain in green.

The deformation process in the gas reservoir may cause stress interference with the geothermal reservoir. Two interference mechanisms need to be considered in the context of the current study:

- poro-elastic stresses resulting from compaction in the Groningen gas reservoir,
- (partial) depletion inside the geothermal reservoir.

Poro-elastic stresses are reflected by a subsidence pattern extending beyond the gas field into the geothermal concession. The associated stress perturbations, however, do not result in differential compaction but in a spatially continuous stress change. To first order, this does not result in an increase of Coulomb stress changes. Hence, this mechanism is not further considered here.

A (partial) depletion of the geothermal reservoir occurs if hydraulic connectivity has been established with the gas reservoir. Whether such a connection exists is unclear at this stage. Depletion may result in differential compaction and significant distortions of the local stress conditions, undermining our previous assumption that no critically stressed structures exist close to the geothermal reservoir. A stress threshold, as defined in section 4.4 cannot be estimated in a depleted scenario. In an extreme case, already minor stress perturbations in the subsurface have the potential to induce seismicity.

The occurrence of seismicity close to the eastern boundary of the geothermal concession (Figure 5) might indicate a hydraulic connection between both reservoirs. The time lag between production in the Groningen gas field and depletion in the geothermal reservoir is unknown. Depletion may even lag many years behind, in which case the geothermal reservoir is only partly depleted. In this scenario it cannot be ruled out that ongoing depletion may cause seismic activity in the geothermal reservoir in the future, even without geothermal activities.

It needs to be kept in mind that seismicity frequently starts only after a certain depletion threshold is exceeded (in the order of 10 MPa, section 4.3). Therefore, the current lack of seismicity in the geothermal reservoir does not necessarily imply that ongoing depletion will not cause seismic activity in the future.

The main concern is not the seismic risk itself, but the impossibility to quantify the risk over the coming 30 years. Currently, seismicity in the Groningen field is most pronounced in the central part of the field and there are no indications yet that significant seismicity will occur at the geothermal location in the future.

5 HAZARD SCENARIOS

The hazard related to geothermal activities (S1, non-depleted reservoir) is covered in sections 5.1 and 5.2 in a quantitative approach. The hazard with respect to interference from the adjacent gas field (S2, partially or fully depleted reservoir) is dealt with in a generic approach in section 5.3.

5.1 Non-Depleted Case

In order to quantify stress perturbations related to geothermal operations, simulations based on a numerical reservoir model have been conducted. Expected reservoir parameter and a circulation rate of 200 m^3/hrs served as input parameters for the simulation runs.

Initially, fluid pressure changes and the resulting effect on fault criticality are considered (see section 2.1). There exists large uncertainty with respect to the geomechanical parameters of the faults. Assuming a non-depleted reservoir, the faults at the outer boundaries of the numerical model must be impermeable to avoid hydraulic connectivity with adjacent, depleted gas reservoirs. The hydro-mechanical parameter of the remaining faults within the geothermal reservoir, however, may vary between the extreme cases of impermeable and conductive. To account for this uncertainty, three different scenarios are considered: In the 'open fault' scenario (OF), faults are assigned the same properties as the reservoir. In the 'closed fault' scenario (CF), faults are impermeable. The 'partly closed fault' scenario (PCF) considers the previous closed fault scenario where fault structures are discontinuous and/or slightly permeable.

The pressure distribution in the geothermal reservoir after 30 years of continuous circulation has been computed for the different scenarios. The resulting distribution for the OF-scenario is shown in Figure 7 and for the CF-scenario in Figure 8.

Considering a threshold of at least 1 MPa for reservoir seismicity (section 4.4), permeable faults result in a low seismic hazard as the threshold value has not been exceeded anywhere on the mapped faults (Figure 7). This is also true when assuming higher fault permeabilities which further reduce the overall pressure level.

Decreasing permeabilities on the faults, however, leads to compartmentalization and an increasing pressure level. In the extreme case of impermeable faults, large segments of the faults in the vicinity of the doublet are exposed to an overpressure above 3 MPa (Figure 8).

At this point it should be noted that an extreme pressure distribution as depicted in Figure 8 only occurs if a compartmentalization of the geothermal reservoir due to impermeable faults exists. Such a compartmentalization confines the increased fluid pressure levels around the injection well. There is no possibility of pressure leveling because of restricted flow paths. To demonstrate this, the PCF-scenario has been simulated (Figure 9). The compartmentalization barriers are now partly permeable resulting in a significantly smaller level of overpressure on the faults.

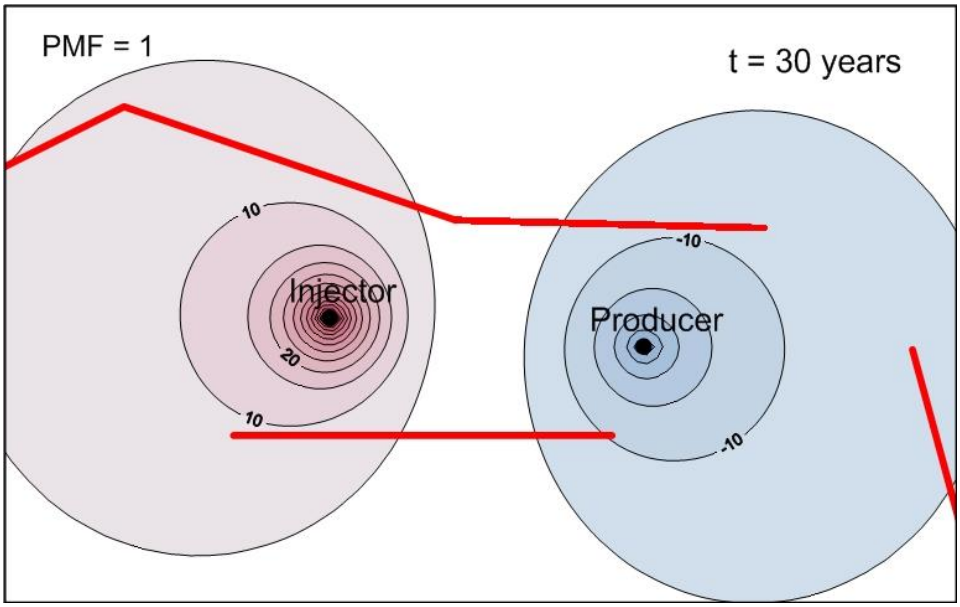


Figure 7: Pressure distribution (isobars in bar) after 30 years of continuous circulations assuming identical hydro-mechanical fault and reservoir rock parameter (OF-scenario). Red lines denote fault trajectories in the vicinity of the doublet system at reservoir level.

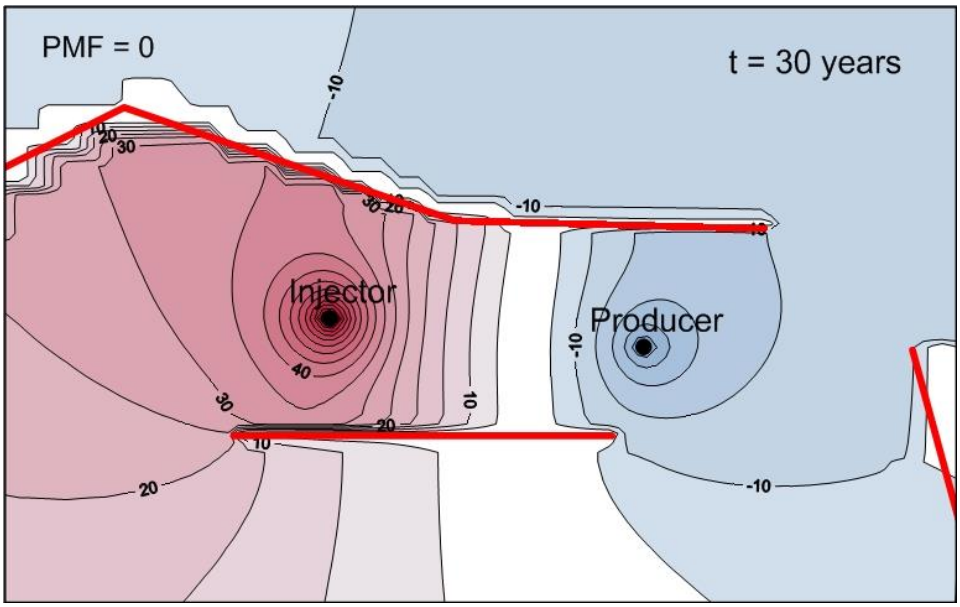


Figure 8: Pressure distribution (isobars in bar) after 30 years of continuous circulations assuming impermeable faults within the geothermal reservoir (CF-scenario). Red lines denote fault trajectories in the vicinity of the doublet system at reservoir level.

The simulation results demonstrate that an increased seismic hazard related to increased fluid pressure levels only exists if the faults within the geothermal reservoir exhibit a low permeability compared the reservoir rock. Exposures of larger fault segments well above the threshold value of 1 MPa are possible only if the mapped faults are practically impermeable over the complete fault extension.

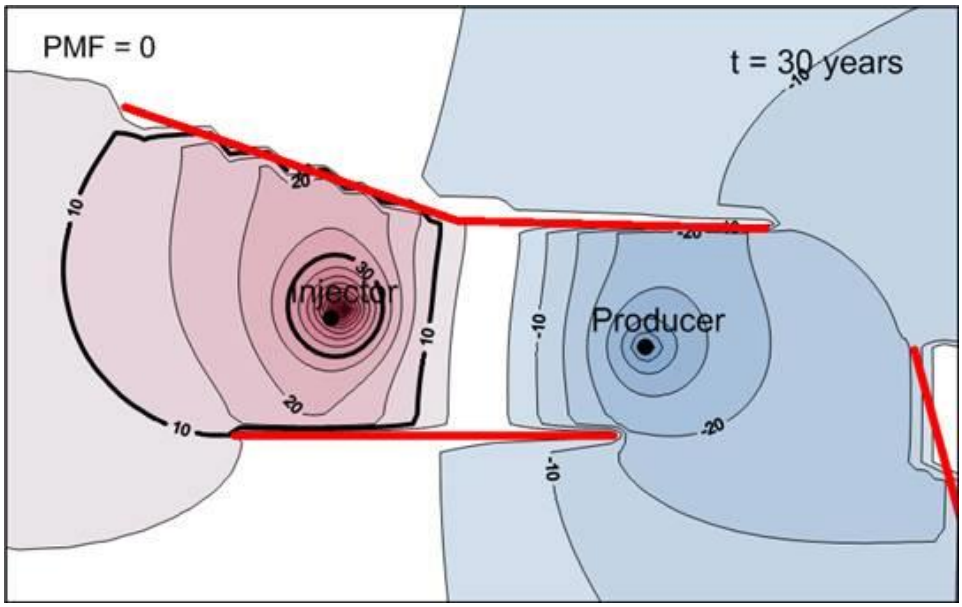


Figure 9: Pressure distribution after 30 years of continuous circulation for the PCF-scenario. In this simulation, the western part of the fault north of the doublet was assumed to be permeable.

Besides larger fault strength, a completely impermeable fault also implies that the fluid pressure on the fault will not (noticeably) change due to geothermal operations. Accordingly, Coulomb stress changes (Equation 2) driven by fluid overpressure become negligible in this scenario. From a seismic hazard perspective, the impermeable fault scenario can be considered less critical despite the higher level of overpressures in the geothermal reservoir.

Observations in comparable environments indicate a low potential for inducing seismicity by fluid overpressure. E.g. in the Horstberg research project (Northern Germany), high pressure (30 MPa) injection of >20,000 m^3 of water into a Buntsandstein reservoir did not result in measurable seismicity. Similar experience was made in the GeneSys project (Hannover, Germany). In the Gross-Schönebeck geothermal project (Northern Germany), stimulation of the Rotliegend with ~13,000 m^3 of fluid caused only minor seismicity (M_w<=-1). This could be explained by the rheological behavior of sandstones (compare section 2.1) and the associated lack of critically stressed faults.

Acknowledging uncertainties regarding rheological conditions, the maximum strength of induced seismicity can be estimated for the hypothetical case that the reservoir fault is critically stressed. Considering the fault segment that is most critically oriented in the current stress regime (fault segment north of the doublet striking NNW) and an assumed stress drop of 1 MPa, a maximum magnitude of M_w~3.2 is obtained assuming that the entire fault segment shears.

To further substantiate the estimated slip area for the maximum potential reservoir seismicity strength, the necessary, additional overpressure has been calculated to obtain critical stress

levels on the other fault segments. Here, overpressures in the order of 4 MPa are obtained

Based on the fault area subjected to a certain pressure level ('triggering threshold'), the temporal evolution of the maximum earthquake strength was calculated (Figure 10). Strength of seismicity increases with time and allows for sufficient reaction time in the order of days before reaching critical levels (see section 6.1).

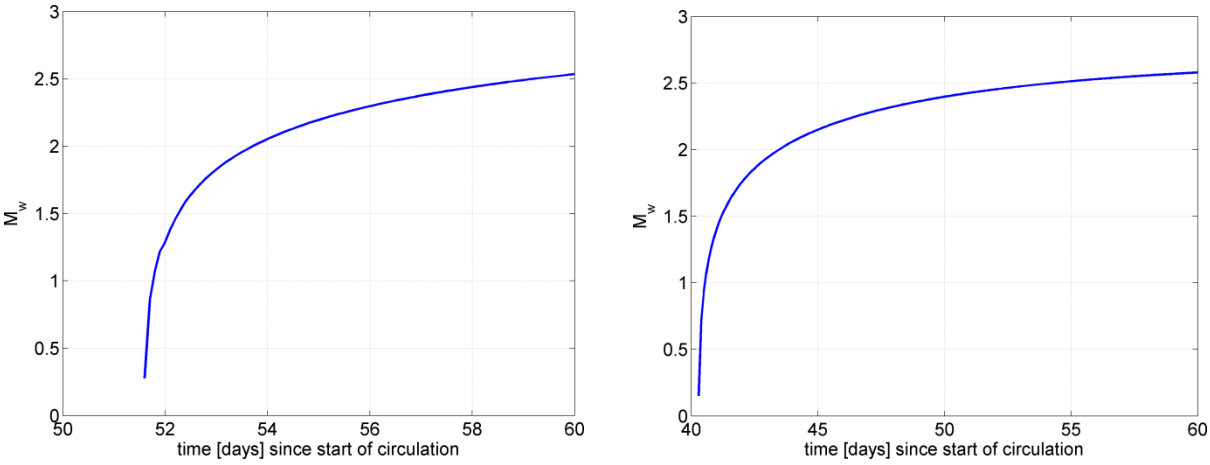


Figure 10: Increase of potential reservoir seismicity strength with time on northern (left) and southern (right) fault close to injector. Magnitude values are based on patch sizes on the faults exposed to overpressures above 1 MPa and a corresponding stress drop of 1 MPa.

Another potential source for reservoir seismicity is related to stress perturbations caused by contraction of the reservoir rock. When circulating fluid, the cold injected fluid causes a volumetric cooling of the reservoir rock that originates at the injection point and increases in size over time. The corresponding cooling pattern has been computed for 30 years of circulation and is depicted in Figure 11. The faults closest to the injection well are not exposed to significant temperature changes within the time frame considered here.

In previous hazard studies, the cumulative stress impact of a contracting geothermal reservoir was numerically simulated to estimate Coulomb stress changes on natural faults in the far-field (e.g. Baisch et al., 2009 SERIANEX). It was demonstrated that stresses change slowly over the lifetime of the geothermal system. For the current fault geometry we did not explicitly simulate the evolution of thermal contraction stresses. Due to the fault kink, the maximum magnitude for an event occurring in the reservoir is limited to the level of M_w=3.2 and the gradual buildup of contraction related stresses is independent of the fault geometry. Therefore, the TLS defined in the chapter 6 is considered an effective mitigation measure.

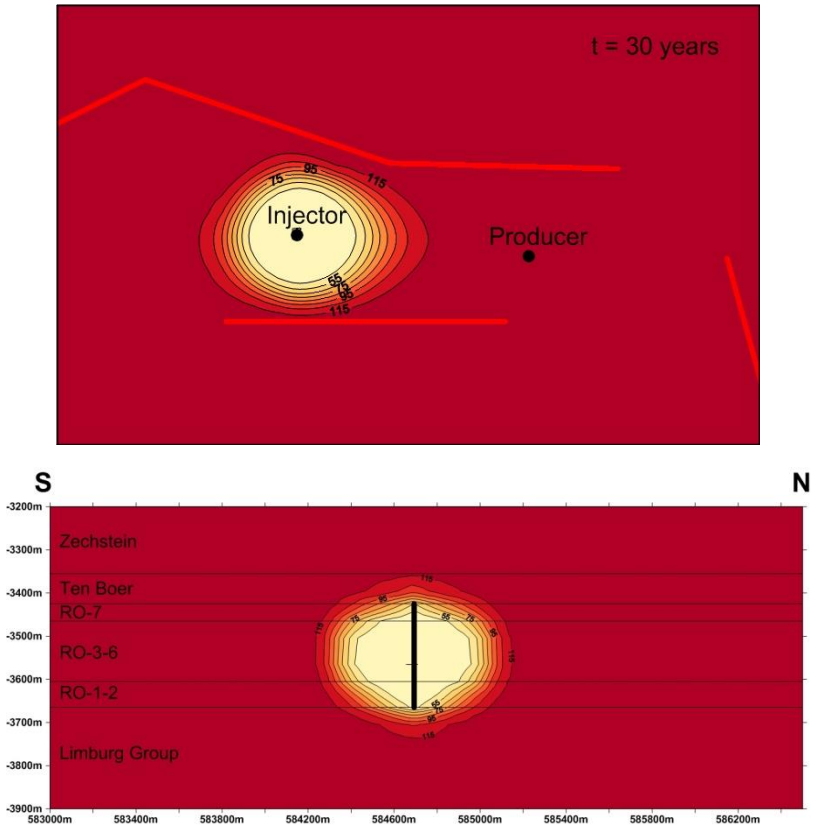


Figure 11: Cooled reservoir rock around the injection well after 30 years of circulation. The lower image displays an North-South depth section, the upper image a plane view of the cooling pattern, including the fault trajectories at reservoir level.

5.2 Non-Depleted Case - Hidden Fault

This hazard scenario presumes the existence of a seismogenic structure (fault) in the vicinity of the injection well that has not been mapped ('hidden fault'). In a hypothetical extreme case, geothermal fluid is directly injected into a seismogenic fault. In this case, the strength of the induced seismicity tends to scale with the injected volume. In principle, the maximum possible earthquake magnitude can be estimated from generic, numerical models (e.g. Baisch et al, 2010). Without calibration, the forecasting capabilities of such an approach, however, are limited.

Experience with injection directly into a critically stressed fault exists from the geothermal project at St. Gallen. There, a well was drilled into a seismically active fault patch, which hosted two natural earthquakes over the last 30 years (Diehl et al., 2013). During injection operations into the geothermal well, a magnitude M_w=3.5 earthquake was induced.

We consider this data example to define the extreme limit of a seismicity response when injecting into a critically stressed fault. For the North of the Netherlands, however, the existence of such a critically stressed fault is considered unlikely.

5.3 False Association

A severe project risk is given when seismicity caused by gas production is falsely associated with the geothermal reservoir. A prerequisite to discriminate against gas production related seismicity is a spatial separation of the sources causing the seismicity. If these sources (and hence the related seismic event locations) have converged spatially (as described in section 4.5), the risk of false association is inevitable. More importantly, risk mitigation measures cannot take effect in this scenario. These have been defined for one source (geothermal) but do not affect the other, gas production related source.

6 MITIGATION MEASURES

Risk mitigation in the context of reservoir seismicity is achieved by defining a Traffic Light System (TLS) of which seismic monitoring is an essential part (Bommer, 2006). A TLS is built upon the characteristic increase of the strength of reservoir seismicity with time (section 2.3). This facilitates operational reaction schemes to avoid a potential escalation of reservoir seismicity.

For the reasons outlined in 4.5, it has to be noted that mitigation measures described here apply only to the non-depleted scenario (sections 5.1 and 5.2). In case of a (partially) depleted reservoir, risk mitigation based on a TLS may not necessarily work.

Different requirements for the seismic monitoring exist for the different project phases. The 'critical' phase includes the drilling of the wells and the time frame, where non-steady state stress conditions prevail in the geothermal reservoir. Especially in the initial phase, the largest Coulomb stress changes occur and the reservoir is tested for its seismicity response for the first time. A quick response time is necessary, at least with the start of fluid injection operations, to initiate timely reaction measures, like termination of the current operation. In this phase, a real time monitoring is required.

Once steady-state conditions set in, less stringent requirements can be defined[2]. The time frame for reaction measures can be extended as the strength of potential reservoir seismicity in this phase increases over a larger time scale. Primary causes of reservoir seismicity may be stress perturbations on faults caused by either thermal contraction or increased fluid pressures at the outer rim of the reservoir. Response time in this phase may be defined depending on whether reservoir seismicity has occurred and the scale and activity rate of events.

Potential TLS response time based on experience from other geothermal projects are given in Table 1. Drilling through a fault is considered potentially critical. However, fluid losses during drilling have, to our knowledge, not caused significant reservoir seismicity so far. A response time of one day is thus appropriate. A response within a day is also suggested during circulation in the quasi-stationary phase if reservoir seismicity has occurred that exhibits a tendency of increasing scale and rate. Otherwise, a next business day response is sufficient.

[2] The time at which the system becomes quasi-stationary may be determined more precisely after initial reservoir parameter results have been obtained after drilling.

operation	TLS response time
drilling into fault	24 h
testing, injection	real-time
circulation, initial phase	real-time
circulation, quasi stationary (minute or no reservoir seismicity)	72 h
circulation, quasi stationary (reservoir seismicity)	24 h

Table 1: Response time for the TLS.

6.1 Traffic Light System (TLS)

Although the previous analysis demonstrates that the seismic hazard associated with the geothermal operations is low, a TLS will be implemented as a control and protective measure.

Geothermal operations will be aborted if the strength of induced seismicity exceeds a pre-defined threshold value. The basis for the TLS is the systematic increase of earthquake strength with the duration of (re-)injection operations (compare chapter 2). The operation of the TLS requires seismic real-time monitoring according to the specifications given in section 6.3. A limiting factor for operating a TLS is the 'trailing effect' (section 2.3), which needs to be considered when defining TLS threshold values. Based on previous experience, we estimate that a post-operational increase of the earthquake magnitude of 0.5 M_w magnitude units is the upper limit of what could be expected.

The proposed TLS considers the threshold values of M_w=1.4 for the lowest level of perceptibility and M_w=2.5 for the lowest level at which material damage at sensitive buildings is considered possible (section 4.2). To avoid potential damage, the threshold for the termination of operation criterion ('red') considers a conservative value for a maximum trailing effect of ΔM_w=0.5 (section 2.3). The threshold for a higher alertness status ('yellow') is chosen such that the TLS is in 'yellow'-mode in case seismicity reaches the estimated level of perceptibility. Here, we conservatively assume the same trailing effect as for the damage level.

The flow chart in Table 2 summarizes the TLS. To account for hypocenter location errors, the TLS applies to all earthquakes within an epicentral distance of 3 km from the injection point.

TLS Status			
Definition	$M_w < 0.9$	$0.9 <= M_w < 2.0$	$M_w \geq 2.0$
Actions	regular operations	– higher alert level – no increase of injection rate – report to regulator	– stop operations – immediately report to regulator – expert panel convenes

Table 2: TLS design. See text for details.

6.2 Expert Panel

It is recommended to establish an Expert Panel for managing 'unforeseeable events', in particular if a TLS event has occurred. The Expert Panel should include representatives from

- SodM,
- the project developer WarmteStad B.V.,
- KNMI,
- and NAM.

6.3 Seismic Monitoring Network

The sensitivity and localization accuracy of a seismic observation network is basically determined by the number of monitoring stations and their spatial distribution as well as the type of instruments used. For a monitoring network to comply with the requirements stipulated by the proposed traffic light system (section 6.1), the following recommendations are given:

- A minimum number of 5 stations should be operated. An optimized station geometry depends on the number of stations included in the network and can be modelled as part of the network design. Nominal 2σ epicenter location errors should be at the level of 500 m or less throughout the region of interest (i.e. covering 2 km radius around the injection well as well as the closest faults).
- The location of the stations should exhibit a comparatively low level of background noise. The detection threshold for reservoir earthquakes should be approx. M_w=0.
- To facilitate the detection of secondary seismic waves, 3-component seismometers should be utilized.
- The eigenfrequency of the seismometers should be ≤1 Hz.
- The instrumental registration should be based upon an absolute time base (GPS synchronization). The sampling frequency should be at least 100 Hz.
- Data should be recorded time continuously on a 24 bit acquisition system.
- Real-time data access is required.

These requirements are only partly fulfilled by the existing KNMI station network (see Figure 5). In particular, the KNMI network does not have sufficient coverage to adequately determine locations of seismicity originating in the geothermal reservoir. Also the required detection threshold cannot be achieved at the geothermal site with the existing network. An additional limitation is given by station outages due to technical issues. Station uptime cannot be guaranteed by KNMI (B. Dost, pers. com. March 2016). Further stations planned to be installed by NAM (Figure 5) increase the station coverage near the geothermal site. Due to the current uncertainties regarding station locations and time line for installation, these stations cannot be considered at this stage, however.

Taking these factors into account, we recommend installing a designated local seismic network at the site. Data of the existing KNMI/NAM stations might be integrated whenever it appears necessary, but the basic station network should be operated independently by WarmteStad.

An example for a local network configuration is shown in Figure 12 and Figure 13. The configuration has been determined by desktop analysis only and should not be considered as a final recommendation.

The characteristics of the network demonstrate a sufficiently low detection threshold (M_w =0) centered at the injection well GT-02 (Figure 12). Also the modelled horizontal location accuracy (Figure 13) in this region is adequate for discriminating against seismicity in the Groningen gas field.

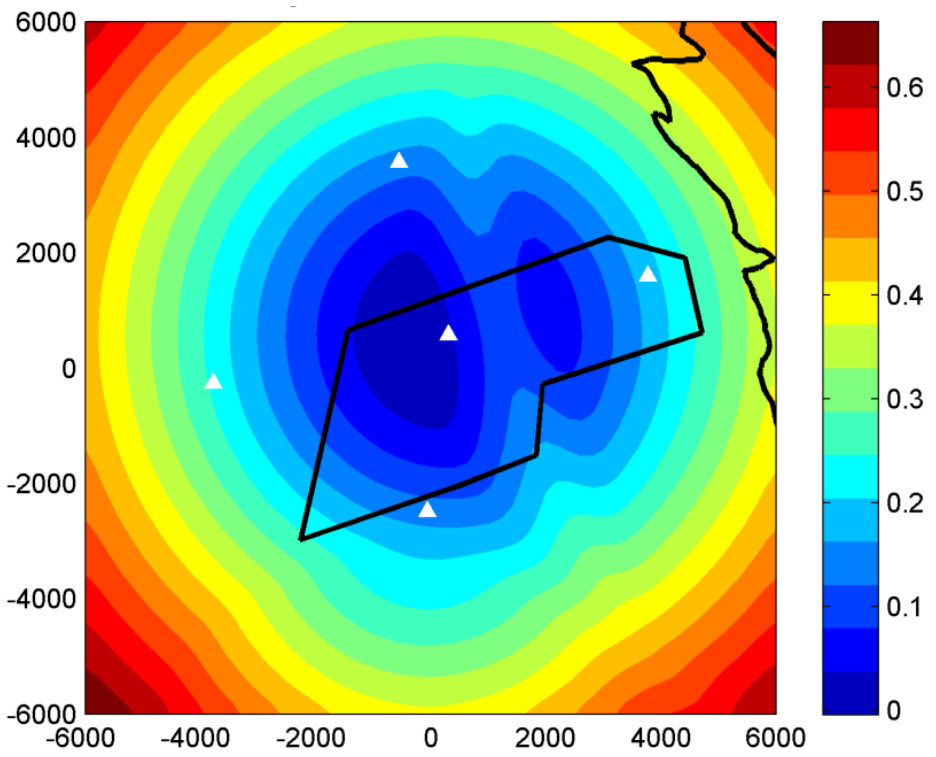


Figure 12: Simulated detection threshold for a possible station network geometry (white triangles). Color scale denotes moment magnitudes Mw. The data is based on conservative noise estimates at the station locations and a weak soil assumption (vs30<=200m/s). Event depth is assumed at 3.5 km. Black polygon in the center outlines geothermal concession Groningen-2, coordinates in m relative to intersection of GT-02 with Top-Slochteren.

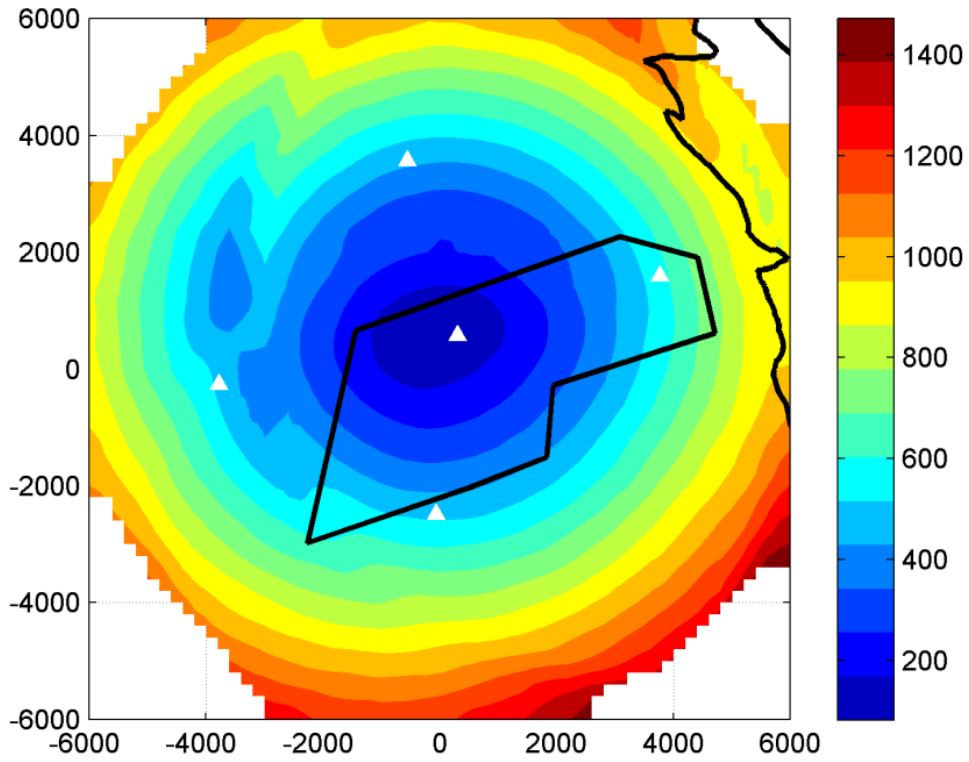


Figure 13: Simulated location error in the horizontal direction (2σ) of reservoir events in m for proposed potential station network geometry (white triangles) according to color scale. The data is based on conservative noise estimates at the station locations and a weak soil assumption (vs30<=200m/s). Event depth is assumed at 3.5 km. Black polygon in the center outlines geothermal concession Groningen-2, coordinates in m relative to intersection of GT-02 with Top-Slochteren.

REFERENCES

Abdullah, R. A., 2006. A study on stress-strain behaviour of granite and sandstone using closed-circuit servo-controlled testing machine, Master thesis, Universiti Teknologi Malaysia.

Baisch, S., and H.-P.Harjes, 2003. A model for fluid injection induced seismicity at the KTB. *Geophys. Jour. Int*., **152**, 160-170.

Baisch, S., Weidler, R., Vörös, R., and R. Jung, 2006. A conceptual model for post-injection seismicity at Soultz-sous-Forêts. *Geothermal Resources Council*, Trans., Vol. 30, 601-606.

Baisch, S., Carbon, D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., and R. Vörös, 2009. Deep Heat Mining Basel - Seismic Risk Analysis. *SERIANEX study prepared for the Departement für Wirtschaft, Soziales und Umwelt des Kantons Basel-Stadt, Amt für Umwelt und Energie*, 553 pages.

Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R., and R. Schellschmidt, 2010. A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 47, 405-413 DOI 10.1016/j.ijrmms.2009.10.001*

Baisch, S., Rothert, E., Stang, H., Vörös, R., Koch, C., and A. McMahon, 2015. Continued geothermal reservoir stimulation experiments in the Cooper Basin (Australia). *Bull. Seism. Soc. Amer.*, **105**, 198-209.

Baria, R., Michelet, S., Baumgärtner, J., Byer, B., Gerard, A., Nicholls, J., Hettkamp, T., Teza, D., Soma, N. Asanuma, H., Garnish, J., and T. 2004. Microseismic monitoring of the world's largest potential HDR reservoir. Proceedings, 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 26-28, 2004.

Bönnemann, C., Schmidt, B., Ritter, J., Gestermann, N., Plenefisch, T. and U. Wegler, 2010. Das seismische Ereignis bei Landau. Abschlussbericht der Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothermaler Geothermie, 54 Seiten.

Bommer, J. J., Oates, S., Cepeda, J. M., Lindholm, C., Bird, J., Torres, R., Marroquin, G., and J. Rivas, 2006. Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project. *Eng. Geol.*, **83**, 287-306.

Bommer, J. J., Dost, B., Edwards, B., Stafford, P. J., von Elk, J., Doornhof, D., and M. Ntinalexis, 2016. Developing an Application-Specific Ground-Motion-Model for Induce Seismicity*. Bull. Seism. Soc. Amer.*, **106**, 158-173.

Bourne, S.J., Oates, S.J., van Elk, J. and D. Doornhof, 2014. A seismological model for earthquakes induced by fluid extraction from a subsurface reservoir. *Jour. Geophys. Res.: Solid Earth* **119**(12).

Diehl, T., Kraft, T., Kissling, E., Deichmann, N., Wiemer, S., Clinton, J., Haslinger, F., and F. Waldhauser, 2013. Near-real-time high-precision relocation of induced seismicity in the geothermal system below Sankt Gallen (Switzerland), Poster presented at the AGU 2013.

Dost, B., van Eck, T and H. Haak, 2004. Scaling of peak ground acceleration and peak ground velocity recorded in the Netherlands. Boll. Geof. Teor. Appl., **45**, 153-168.

Dost, B. & H. W. Haak, 2007. Natural and induced sismicity. Geology of the Netherlands. Edited by Th.E. Wong, D.A.J. Batjes & J. de Jager, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, 223-239.

Dost, B., and D. Kraaijpoel, 2013. The August 16, 2012 earthquake near Huizinge (Groningen). KNMI report.

Douglas, J., Edwards, B., Cabrera, B. M., Convertito, V. Tramelli, A., Kraaijpoel, D., Maercklin, N., Sharma, N., and G. De Natale, 2013. Predicting Ground Motion from Induced Earthquakes in Geothermal Areas. *Bull. Seism. Soc. Amer.*, doi:10.1785/0120120197.

Evans, K., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N., and F. Moia, 2011. A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO_2 reservoirs in Europe, *Geothermics*.

Hanks, T. C. & H. Kanamori, 1979. A moment magnitude scale, *Jour. Geophys. Res*. **84** 2348-2350.

Hill, D. P., 2008. Dynamic Stresses, Coulomb Failure, and Remote Triggering, *Bull. Seism. Soc. Amer.* **98**(1) 66-92.

Megies, T., and J. Wassermann, 2014. Microseismicity observed at a non-pressure-stimulated geothermal power plant. **Geothermics**. doi.10.1016/j.geothermics.2014.01.002.

NAM, 2013. Technical Addendum to the Winningsplan Groningen 2013 Subsidence, Induced Earthquakes and Seismic Hazard Analysis in the Groningen Field. NAM report, November 2013, 243 pages.

References

NAM, 2015. Hazard and Risk Assessment for Induced Seismicity in Groningen Interim Update November 2015. NAM report, November 2015, 159 pages.

NRC (U.S. National Research Council), 2012. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. The National Academic Press.

PanTerra, 2014. Geothermal Energy in Groningen – Geological Investigation. PanTerra Report G1111, 99 pages.

SBR, 2010. Schade aan Gebouwen, Deel A uit de Meet– en beoordelingsrichtijn: Trillingen.

Scholz, C. H., 2002. The Mechanics of Earthquakes and Faulting, Cambridge University Press, 2nd Edition.

Van Eijs, R.M.H.E., Mulders, F. M. M., Nepveu, M., Kenter, C. J., and B.C. Scheffers, 2006. Correlation between hydrocarbon reservoir properties and induced seismicity in the Netherlands. Engineering *Geology,* **84**, 99-111.

Zoback, Mark D., 2007. Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press.