

# **-Stimulatie in Ultradiepe Geothermie, een Verkenning-**

## **Rapport voor EBN**

Datum: Juni, 2016

Door:

Kees van der Hoorn / Hans de Pater

Fenix Consulting Delft BV  
Kalfjeslaan 54, 2623 AJ Delft  
The Netherlands

### **DISCLAIMER**

**Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:**

- **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.**

# Inhoudsopgave

<b>LIJST VAN FIGUREN.....</b>	<b>II</b>
<b>LIJST VAN TABELLEN .....</b>	<b>II</b>
<b>1 INTRODUCTIE .....</b>	<b>1</b>
<b>2 ERVARING IN HP/HT STIMULATIE.....</b>	<b>2</b>
Ervaring in geothermie.....	2
Ervaring in de olie- en gasindustrie.....	4
<b>3 PLAY VS STIMULATIE .....</b>	<b>5</b>
<b>4 STIMULATIE PUTAFWERKING .....</b>	<b>9</b>
<b>5 DATA ACQUISITIE EN MONITORING.....</b>	<b>9</b>
<b>6 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN .....</b>	<b>11</b>
Figuren en Tabellen.....	13
Referenties.....	16

## Lijst van Figuren

Figuur 1	UDG plays volgens TNO/EBN .....	13
Figuur 2	Natural fracture network conceptueel model en resultaat .....	13
Figuur 3	Vergelijking tussen concepten natural fracture netwerk en planar fracture systeem....	13
Figuur 4	Planar fracture system conceptueel model en resultaat – Realistische fractures .....	14
Figuur 5	Planar fracture system conceptueel model en resultaat – Extreme fractures.....	14
Figuur 6	Twee mogelijkheden om een 4 ½ inch frac string aan te sluiten op een 7 inch liner en een 4 ½ inch liner.....	14

## Lijst van Tabellen

Tabel 1	Ondergrondse concepten voor stimulatie volgens Fenix .....	15
Tabel 2	Resultaten play vs stimulatie.....	15
Tabel 3	Model parameters voor matrix plays scenarios.....	16
Tabel 4	Model parameters voor fracture plays scenarios.....	16

# 1 Introductie

EBN en TNO zijn gevraagd door het ministerie van Economische Zaken een verkenning te maken van de mogelijkheden om UltraDiepe Geothermie (UDG) te ontwikkelen in Nederland. De grote onzekerheid in het debiet wat potentieel onttrokken kan worden vormt een hindernis in de succesvolle ontwikkeling van UDG. Fenix is gevraagd te onderzoeken wat de rol van reservoirstimulatie kan zijn bij het ontwikkelen van verschillende ondergrondse plays voor UDG en welke debieten realistisch geacht kunnen worden na toepassing van stimulatie.

Bij Ultradiepe Geothermie wordt gekeken naar reservoirs, gelegen op een diepte groter dan 4,000 m, omdat voor de industriële warmtevraag een minimumtemperatuur van 120 deg C gewenst is. De temperatuurvraag kan eventueel zo hoog zijn als 250 deg C. Uit de indicatieve business case van EBN blijkt dat debieten van 150, 300 en 450 m<sup>3</sup>/u – afhankelijk van andere randvoorwaarden - die over een periode van 15 tot 25 jaar geleverd kunnen worden, nodig zijn voor een economisch rendabel project.

In Nederland zijn inmiddels meer dan tien conventionele geothermie systemen (< 3,000 m diepte) die soortgelijke debieten rondcirculeren door een poreus medium tussen een injector en een producer, weliswaar bij een lagere temperatuur. Een van de belangrijkste implicaties van het verschil in diepte tussen conventionele geothermie en UDG is de natuurlijke doorlatendheid (permeabiliteit) van het reservoirgesteente. Deze neemt normaliter af met de diepte waardoor deze te laag kan zijn om een gewenst debiet te realiseren. In dit geval kan stimulatie worden ingezet in de injectiviteit of productiviteit van een put te verhogen. In reservoirs waar de stroming niet plaatsvindt door het poreuze medium, maar door een netwerk van fractures, kan stimulatie worden ingezet om de conductiviteit van dit netwerk te verhogen. In reservoirs waar een natuurlijke doorlatendheid niet aanwezig is, als poreus medium noch als fracture netwerk, kan stimulatie worden ingezet om een netwerk te creëren of om een injectieput met een productieput te verbinden. In hierboven genoemde opties wordt uitgegaan van een lage reservoirpermeabiliteit. In het geval van een aanwezige hoog-permeabele breuk- of karstzone, kan stimulatie ook dienen om de put met deze zone te verbinden.

Stimulatie kan op verschillende manieren worden toegepast. Het meest bekend is hydraulische stimulatie waarbij onder hoge druk vloeistof en proppant wordt geïnjecteerd om een scheur te creëren en open te houden. Voor bepaalde reservoirs kan dit proces ook plaatsvinden zonder gebruik van proppant, in dat geval spreekt men van *waterfracturing*. In bepaalde reservoirs kan zuur geïnjecteerd worden om een scheur te creëren of om een gedeelte van het gesteente rond de put op te lossen. Thermische stimulatie vindt plaats wanneer een temperatuurverschil bestaat tussen het (koude) geïnjecteerde water en het (hete) reservoirgesteente. Het gebruik van innovatieve stimulatietechnieken als *fishbones* en *radial drilling* wordt slechts summier behandeld, omdat deze nog geen weg hebben gevonden naar commerciële toepassing op grotere dieptes. Andere vormen van stimulatie (akoestisch, elektrisch, cryogeen en explosief) zijn experimenteel van aard of worden zeer beperkt en in uitzonderlijke situaties in de praktijk toegepast.

In deze studie wordt allereerst een overzicht gegeven van ervaringen met stimulatie in HP/HT (High Pressure/High Temperature) reservoirs, zowel in Ultradiepe Geothermie wereldwijd, alsook in de olie- en gasindustrie. Daarna wordt, per potentieel aanwezige UDG play of concept in de Nederlandse ondergrond, een *most likely* stimulatietechniek gekozen. Deze keuze wordt beargumenteerd op basis van voor en tegens. Voor iedere combinatie van play en stimulatietechniek wordt een indicatie gegeven van de te verwachten kosten en de te verwachten risico's. Daarnaast wordt op basis van analoge gevallen of op basis van enkele rekenvoorbeelden een inschatting gemaakt van het te verwachten debiet onder gestelde randvoorwaarden. Deze kunnen onder gestelde randvoorwaarden als input gebruikt worden voor het doorrekenen van een business case voor de verschillende plays. Aansluitend wordt een overzicht gegeven van beschikbare en aanbevolen stimulatie completions, met bijbehorend een indicatie van de toepasbaarheid van deze completions en bijbehorende technologie onder HP/HT-omstandigheden. Afsluitend wordt beschreven welke methoden en instrumenten kunnen of moeten worden ingezet om data te verzamelen en seismiciteit te monitoren. Hierbij wordt allereerst uitgegaan van acquisitie en monitoring ten behoeve van uitvoering van stimulatie in een bekend reservoir met als doel onmiddellijke exploitatie en warmtewinning. Vervolgens wordt uitgegaan van een geboorde put als zogenoemde *pilot hole* of onderzoeksput, waarbij data acquisitie voor toekomstige

projecten prioriteit heeft. In dit geval moet rekening gehouden worden met aanzienlijk meer acquisitie en monitoring.

## 2 Ervaring in HP/HT Stimulatie

### Ervaring in geothermie

Conventionele geothermie wordt inmiddels in Nederland op meer dan tien locaties commercieel toegepast. Het gaat hierbij om reservoirs op dieptes tussen 1,500 tot 3,000 m met temperaturen tussen 60 en 90 deg C. Vrijwel alle reservoirs bestaan uit poreuze zandstenen met een hoge permeabiliteit en significante dikte. Een uitzondering is het reservoir in Californië, Limburg, waar het reservoir bestaat uit een verkarste of verbreukte kalksteen. Door de hoge transmissibiliteit van deze reservoirs kan een significant debiet worden gecirculeerd tussen de injector en producer, die zich beiden in dezelfde formatie bevinden. De putafstand tussen injector en producer wordt vaak bepaald door de progressie van het afkoelingsfront rondom de injector over de looptijd van het geothermisch doublet. Deze progressie, en het te behalen debiet, zijn goed te voorspellen bij stroming door een poreus medium waarvan de horizontale verbreiding bekend is van seismiek, en de reservoir eigenschappen bekend zijn van nabijgelegen olie- en gasboringen in dezelfde reservoirs. Deze kennis ontbreekt beneden een diepte van 4,000 m. Op dit moment is er nog geen ervaring in Nederland met diepere geothermie. Er staat er een geothermieboring gepland voor 2017 naar een diepte van ~4,000 m.

In het buitenland is er wel ervaring met geothermie op grotere diepte. Breede et al (2013) geven een overzicht van EGS (Enhanced Geothermal Systems) projecten. Vijf á tien projecten bevinden zich op een diepte in de buurt van, of dieper dan 4,000 m, waarvan enkele projecten een commerciële toepassing hebben (bijvoorbeeld Dürrnhaar, Sauerlach en Traunreut in Duitsland). De overige projecten bevinden zich in een onderzoeksfase. Er zijn mogelijk meer projecten die commercieel draaien, hiervan is echter in de literatuur weinig tot niets terug te vinden. Wat nu volgt is een overzicht van de projecten waarvan de reservoirs zich in de buurt van, of dieper dan 4,000 m bevinden en waarin stimulatie is toegepast. Voor deze projecten wordt een beschrijving gegeven van de reservoir karakteristieken en van de behaalde debieten en toegepaste stimulatietechnieken.

#### Mauerstetten

Mauerstetten is een van de projecten in Zuid-Duitsland dat zich bevindt in een kalksteenreservoir dat verkarst ofwel verbreukt is en daardoor een hogere permeabiliteit heeft dan de primaire matrixpermeabiliteit. Het reservoir bevindt zich op een diepte van 3,700 tot 4,100 m bij een temperatuur van 125 deg C. Er is tijdens het boren karst aangetroffen, maar de holttes waren opgevuld met overliggende sedimenten en er hebben zich geen significante mud losses voorgedaan tijdens het boren. Er is onder druk een zuur geïnjecteerd met als doel de injectiviteit te verhogen, maar dit heeft geen effect gehad (Schrage et al, 2012). Verdere stimulatie stond wel gepland maar resultaten daarvan zijn niet gepubliceerd.

#### Gross Schönebeck

Dit is een onderzoeksproject in de buurt van Berlijn in twee reservoirs: een zandsteen met een permeabiliteit van 10 tot 100 mD en een vulkanisch gesteente dat zeer ondoorlatend is. Deze bevinden zich op een diepte van 4,100 m bij een temperatuur van 145 deg C. In beide formaties is stimulatie toegepast (Zimmermann et al, 2008; 2009). In het vulkanisch gesteente is tijdens een waterfrac een totaal van 13,000 m<sup>3</sup> water en 24 MT zand geïnjecteerd. Dit gebeurde bij een debiet van 540 m<sup>3</sup>/u bij 550 bar WHP. Deze behandeling eindigde met een lek aan de putkop. Gementen seismiciteit lag tussen -1 en 1.8. In de zandsteen zijn twee propped fracs uitgevoerd waarbij twee keer 500 m<sup>3</sup> cross-linked vloeistof en 100 MT 20/40 proppant is geïnjecteerd. Dit gebeurde bij een rate van 220 m<sup>3</sup>/u bij 300 bar WHP. In de zandsteen is ook 10 m<sup>3</sup> HCl geïnjecteerd met coiled tubing als acid wash. Er is geen bruikbare data beschikbaar van productietesten of circulatietesten die zijn uitgevoerd na de stimulatie, waardoor het effect van de behandeling onbekend is.

#### Soultz-sous-Fôrets

In de Rijnvallei in Duitsland en Frankrijk bevinden zich meerdere diepe geothermie projecten waarvan dat in Soultz-sous-Fôrets al onderzocht wordt sinds de jaren 70. Het reservoir bestaat uit een verbreukte graniet met een zeer lage primaire permeabiliteit. Het reservoir bevindt zich op dieptes tussen 3,500 en 5,000 m en de temperatuur is maximaal 200 deg C. Er zijn meerdere stimulaties uitgevoerd (Genter et al, 2010; 2012). Drie

putten – GSK-2, 3 en 4 – zijn hydraulisch gestimuleerd met water. De toename in injectiviteit is een factor 1.5 tot 20. Dezelfde putten zijn ook gestimuleerd met zuur; de toename in injectiviteit is een factor 1.1 tot 1.3. Maximale microseismische waarneming tijdens stimulatie was 2.9ML.

Na de stimulaties is een serie circulatietesten uitgevoerd. Er is 100,000 m<sup>3</sup> tot 500,000 m<sup>3</sup> gecirculeerd per test bij een WHP van 20 tot 50 bar. Het gecirculeerde debiet is nooit hoger geweest dan 90 m<sup>3</sup>/u. De productietemperatuur is tijdens deze testen redelijk constant. Tracer tests laten zien dat slechts 2 tot 25% van het geïnjecteerde water weer geproduceerd wordt. Dit leidt tot de conclusie dat de productie hoofdzakelijk komt van verbreukte zones buiten het circulatiepad tussen injector en producer.

### **Landau & Insheim**

Hoewel deze projecten zich bevinden tussen de 3,000 en 4,000 m zijn het twee projecten die commercieel ontwikkeld zijn in verbreukte graniet reservoirs. In ieder geval in Landau is de producer geboord in een breukzone. De injector is gestimuleerd (Breede et al, 2013), maar hier is geen gedetailleerde informatie over beschikbaar. Beide projecten circuleren een debiet tot 300 m<sup>3</sup>/u.

### **Habanero**

Het reservoir in dit project in Australië bevindt zich op 4,200 tot 4,400 m diepte bij een temperatuur tot 240 deg C. Het reservoirgesteente is vulkanisch en zeer ondoorlatend. Er zijn in twee putten waterfrac behandelingen uitgevoerd waarbij telkens 20,000 tot 34,000 m<sup>3</sup> water is geïnjecteerd bij een rate van 220 m<sup>3</sup>/u tegen 500 bar WHP. De put doorkruist een grote breuk, de ‘Habanero Fault’, waarin het grootste gedeelte van het water is geïnjecteerd. Ondanks dit is een microseismische wolk met een horizontaal oppervlak van 4 km<sup>2</sup> en een verticale verbreiding van 150 m gemeten tijdens en na de stimulatie behandelingen (McMahon & Baisch, 2015). Gemeten seismiciteit lag tussen -1.6 en 3.

Tijdens een circulatietest is maximaal 70 m<sup>3</sup>/u rondgepompt met 110 bar druk op de injector (Hogarth & Bour, 2015). Een ESP in de productieput was niet nodig, omdat het reservoir significant overpressured is. Het project is onlangs gestopt omdat er geen commerciële toepassing mogelijk was.

### **Paralana**

Dit project in Australië bevindt zich in een combinatie van sedimenten en zeer ondoorlatend vulkanisch gesteente dat sterk verbreukt is. Het reservoir bevindt zich op een diepte van 4,000 m bij een temperatuur van 190 deg C. Meerdere breuken zijn doorkruist tijdens het boren. Ook hier is een waterfrac behandeling uitgevoerd waarbij 30,000 m<sup>3</sup> water is geïnjecteerd in de sedimenten liggende op de basement, over een periode van vijf dagen met een debiet van 110 m<sup>3</sup>/u bij een WHP van 600 bar (Reid et al, 2010). Gemeten seismiciteit lag tussen -0.6 en 2.5.

Er is geen data beschikbaar van eventueel uitgevoerde circulatietesten na de stimulatie.

### **Basel**

Het project in Basel bevindt zich in zeer ondoorlatend vulkanisch gesteente, op een diepte van 4,400 m. Het reservoir bevindt zich in de nabijheid van meerdere relatief grote breuken. Tijdens waterfrac behandelingen is in totaal 11,570 m<sup>3</sup> water geïnjecteerd over een periode van zes dagen. Onverwacht hoge seismiciteit (meerdere events tussen 3.0 en 3.4ML) trad op zowel tijdens de injectie als na shut-in (Håring et al, 2008) waardoor het project is gestopt. De hoogte van de magnitude van de seismiciteit kan verklaard worden door reactivatie van nabijgelegen kritische breuken. Dergelijke kritisch gespannen breuken komen in grote delen van Nederland niet voor.

### **Sankt Gallen**

In Sankt Gallen bevindt het reservoir zich op 4,000 m diepte. Anders dan in Basel betreft het hier een sedimentair gesteente, dat gesitueerd is op basement gesteente. In 2013 trad een gas kick op na injectie van 700 m<sup>3</sup> water tijdens een injectietest, waarna een seismisch event met een magnitude van 3.5ML optrad (Moeck et al, 2015). De ligging van het reservoir op basement gesteente heeft hierbij een grote rol gespeeld. Bij (re)-activatie van breuken in basement gesteenten kunnen dergelijke magnitudes verwacht worden. Een dergelijke geologische situatie, waarbij een permeabel reservoir is gesitueerd op een basement gesteente, komt in Nederland niet voor.

## **Ervaring in de olie- en gasindustrie**

Stimulatie in de diepe geothermie is uitgevoerd tot maximaal 5,000 m diepte en voornamelijk in de vorm van waterfracking. Propped fracs zijn alleen uitgevoerd in Gross Schönebeck. Er is daarom ook gekeken naar stimulatie op grotere diepte in de olie- en gasindustrie. De focus ligt hier voornamelijk bij propped fracs en acid fracs, omdat deze technieken in de diepe geothermie weinig toegepast zijn.

Propped fracs worden in de olie- en gasindustrie op grote schaal succesvol en veilig toegepast. Ook dieper dan 4,000 m is er veel ervaring met deze techniek. Er zijn wel extra uitdagingen bij toepassing op grote diepte en bij hoge temperaturen. Een van de grootste aandachtspunten is de stabiliteit en afbraak van de viskeuze (crosslinked) gel die de proppant door de fracture transporteert. Instabiliteit van de vloeistof wordt veroorzaakt doordat de sterkte van de verbinding tussen de polymeren en de crosslinkers afneemt bij hogere temperaturen. Dit kan worden tegengegaan door een koude vloeistof te injecteren alvorens de pad te pompen (Prakash et al, 2014). Ook kunnen speciale vloeistoffen gebruikt worden die synthetische polymeren en non-borate crosslinkers gebruiken, welke minder gevoelig zijn voor hoge temperaturen (Funkhouser et al, 2010). Deze vloeistoffen hebben doorgaans een hogere kostprijs dan conventionele vloeistoffen. Deze technologie wordt nog verder ontwikkeld en kan in de toekomst mogelijk goedkoper aangeboden worden. Crosslinked vloeistoffen voor het gebruik in propped fracture behandeling zijn momenteel tot temperaturen van 230 deg C beschikbaar, volgens de websites van de verschillende service companies.

Een ander aandachtspunt is de hoge sluitdruk op grotere diepte. Dit betekent dat zowel de benodigde druk voor initiatie van de fracture, alsook de druk die de formatie op de proppant uitoefent na shut-in, significant hoger zullen zijn. De hoge benodigde druk aan oppervlak kan soms worden tegen gegaan door een vloeistof te gebruiken met een hoge dichtheid (Li et al, 2015). Toch kan een operationeel gevolg zijn dat grotere pompen en een sterkere casing nodig zijn tijdens de frac job met implicaties voor kosten. Een hogere druk op de proppant na sluiten van de fractures kan als gevolg hebben dat proppant verbrijzelt, met een lagere conductiviteit en fines migratie als gevolg (Lolon et al, 2008). Dit kan worden tegen gegaan door een sterkere proppant te gebruiken. Dit heeft mogelijk hogere kosten tot gevolg.

Andere implicaties van grotere diepte zijn het meer isotroop worden van de stress. Bij afwezigheid van stress barrières wordt de controle over de frac dimensies bemoeilijkt, zeker wanneer het doel is om een significante fracture lengte te creëren (Ely et al, 2003). In sommige gevallen kan de sluitdruk (of initiatiedruk) zelfs dichtbij de overburden druk komen te liggen.

Acid fracs worden hier ook behandeld omdat deze onder meer conventionele omstandigheden in kalksteen reservoirs een goede stimulatie kandidaat zouden zijn. Echter, bij hogere temperaturen en hogere druk wordt succesvolle toepassing van acid fracs problematisch. De hogere temperatuur van het reservoir zorgt voor een versnelde reactie tussen het zuur en de formatie. Dit heeft tot gevolg dat het bereiken van significante frac lengtes problematisch is. In een carbonaat in China op 4,500 m diepte en bij 130 deg C zijn slechts half-lengtes behaald van minder dan 50 m (Li et al, 2009). Wanneer een reservoir verbreekt is en de leakoff van het zuur plaatsvindt over een groter oppervlak, zal dit effect nog verder versterkt worden. Er zijn verschillende projecten waarin wordt getracht de reactietijd bij hogere temperaturen te vertragen door een andere vloeistofsamenstelling te gebruiken, maar succesvolle toepassingen zijn moeilijk vindbaar op dieptes beneden 4,000 m. Op de websites van service companies worden acid frac systemen en vloeistoffen aangeboden tot temperaturen van 130 deg C, significant lager dan de maximumtemperatuur in het aanbod in crosslinked vloeistoffen voor propped fractures. Een ander risico is het verlies van conductiviteit als gevolg van de hoge sluitdruk. Omdat er geen proppant wordt gebruikt om de frac open te houden, moeten de geëtste wanden van de frac de sluitdruk vanuit de formatie weerstaan. Dit kan, ondanks de hardheid van sommige carbonaten, leiden tot afname van de wijde van de frac en daarmee verlies van conductiviteit (Oliveira et al, 2014; Li et al, 2009).

Voor ervaringen op het gebied van waterfracking kan gekeken worden naar de schaliegasindustrie. Hier worden grote hoeveelheden water geïnjecteerd, vaak met relatief lage proppant concentratie. Hoewel de meeste schaliegasformaties zich ondieper dan 4,000 m bevinden, zijn er enkele formaties die dieper liggen. De Haynesville en Woodford formaties komen voor tot 4,000 m diepte en de Mancos formatie tot 4,600 m diepte.

In alle formaties wordt waterfracking toegepast; in formatie met een hogere kleiconcentratie worden ook wel hybride fracs toegepast. Verwacht wordt dat de toepasbaarheid van de gebruikte vloeistoffen en toevoegingen ook op grotere dieptes en bijbehorende temperaturen geldt, omdat de vloeistof samenstelling doorgaans simpeler is als die in propped fracture behandelingen. In de schaliegasindustrie wordt soms het concept *zipperfrac* toegepast. In dit geval worden twee parallel gelegen horizontale secties om en om gestimuleerd om het stressveld in het nabijgelegen gebied zodanig te beïnvloeden dat de volgende stimulatie een meer complex karakter moet krijgen. Deze techniek kan mogelijk interessant zijn bij het stimuleren van een verbreukt reservoir vanuit meerdere horizontale putten.

Thermische stimulatie is een fenomeen dat optreedt wanneer het reservoirgesteente significant wordt afgekoeld. Dit heeft als gevolg dat gesteentespanning afneemt in de afgekoelde zone waardoor bij een relatief lage overdruk fractures kunnen worden geïnitieerd. De injectiedruk tijdens conventionele waterinjectie is relatief laag vergeleken met de injectiedruk tijdens hydraulische stimulatie. Dit fenomeen vindt plaats rond iedere put waar koud water wordt geïnjecteerd in een heet gesteente, echter de mate van afkoeling en de geomechanische gesteente-eigenschappen bepalen in hoeverre de spanning in het gesteente wordt gereduceerd. Het toenemen van de injectiviteitsindex met tijd is in water-injectieputten in de olie- en gasindustrie een bekend fenomeen.

Doordat gewerkt wordt in steeds uitdagender wordende reservoirs en omstandigheden blijven nieuwe technologieën zich ontwikkelen. *Channel fracturing* is een relatief nieuwe technologie in het propped fracture domein. Hierbij wordt niet continue, maar in pulsen, proppant aan de vloeistof toegevoegd. Het resultaat is dat de fracture niet compleet gevuld is met proppant, maar zones met en zonder proppant afgewisseld worden. Deze techniek vereist een competent gesteente dat niet sluit in de zones zonder proppant. Het grote voordeel is dat de volumes proppant en daarmee kosten significant afnemen. Dit zou vooral interessant kunnen zijn in scenario's waarbij meerdere propped fractures geplaatst moeten worden.

Een ontwikkeling die mogelijk interessant is voor scenarios waarbij *waterfracking* de aangewezen stimulatietechniek is, is het gebruik van extreem lichte proppant. Het gebruik van normale proppant in combinatie met laag visceuze vloeistoffen is problematisch omdat deze dan moeilijk in suspensie wordt gehouden. Soms is het gebruik van proppant toch gewenst in *waterfracking* om conductiviteit te garanderen. In dit geval kunnen deze zeer lichte proppants uitkomst bieden. Deze techniek komt vanuit de schaliegasindustrie en wordt vooral toegepast in minder diepe reservoirs. Op grotere diepte is een hogere sterkte van de proppant vereist, iets wat conflicteert met het lichter maken van de proppant. Hierin wordt momenteel echter grote vooruitgang geboekt en kan in de toekomst interessant zijn voor de geothermische industrie.

### 3 Play vs Stimulatie

Parallel aan deze studie is een studie uitgevoerd door TNO naar de verschillende UDG plays in Nederland. Figuur 1 geeft de definitie van de UDG plays weer volgens TNO. Op basis van ondergrondse stimulatieconcepten is een vergelijkbare play definitie opgesteld door Fenix. Deze definitie is weergegeven in Tabel 1. Voor iedere play waarbij stimulatie waarschijnlijk wordt geacht, is een *most likely* stimulatietechniek gekozen. Deze wordt beschreven aan de hand van een aantal parameters: het verwachte debiet onder bepaalde, realistisch geachte, randvoorwaarden; potentiële risico's; kostenindicatie; effect over tijd. De genoemde debieten en kosten in de hoofdstuk zijn indicatief en afhankelijk van de opgestelde randvoorwaarden. Tabel 2 geeft een beknopt overzicht van de resultaten. Deze zullen hieronder per play uitvoerig worden beschreven.

#### **Karst**

Deze play is potentieel aanwezig in de kalkstenen van het Vroeg-Carboon (Dinantien) en wordt gekenmerkt door oplossingsverschijnselen in de laag-permeabele kalksteen. Deze zorgen voor een lokale verhoging van de permeabiliteit waardoor mogelijk hoge debieten kunnen worden gerealiseerd. Het poreuze medium moet zelf in staan zijn het beoogde debiet te faciliteren.

Stimulatie kan hier toegepast worden om de put te verbinden met een conductieve verkarste zone. In een kalksteen is een acid frac hiervoor de meest effectieve en goedkope oplossing. Echter, zoals beschreven in het vorige hoofdstuk is de lengte van een gecreëerde acid frac bij hogere temperaturen hoogstens enkele tientallen meters. Bij temperaturen boven 130 deg C moeten mogelijk speciale vloeistoffen ontwikkeld worden om dergelijke lengtes te behalen. Een ander risico is het verlies van conductiviteit over tijd als gevolg van het sluiten van de fracture. Tijdens een typische acid frac job in de Noordzee wordt 150-300 m<sup>3</sup> aan zuur (HCl) en toevoegingen geïnjecteerd (soms crosslinkers). De kosten hiervan liggen tussen de 0.1 en 0.2M€. De kosten kunnen oplopen wanneer speciale vloeistoffen, en mogelijk grotere volumes, vereist zijn om voldoende frac-lengte te bereiken onder hoge temperaturen.

### **Breuk**

Deze play kan aanwezig zijn in elke formatie en lithologie en wordt gekenmerkt door een verbreukte zone rond een grote geologische breuk die tientallen meters breed kan zijn. Deze breuken doorsnijden vaak meerdere formaties en hebben een verzet van tientallen tot honderden meters. De combinatie van poreus medium en *fissured* medium moet zelf in staat zijn het beoogde debiet te faciliteren.

Hoewel in dit geval stimulatie zou kunnen dienen om de put met een dergelijke zone te verbinden, is dit mogelijk niet gewenst. Er bestaat een verhoogd risico op ongewenste seismiciteit bij injectie in de nabijheid van een grote breuk. De potentie en magnitude van de seismiciteit is afhankelijk van vele factoren. Onder andere geologische omstandigheden heeft injectie in (de nabijheid van) breuken in UDG-projecten in Basel en Sankt Gallen tot seismiciteit met magnitudes boven 3ML geleid. In Basel vond dit plaats tijdens en na een grootschalige waterfrac behandeling; in Sankt Gallen na een relatief kleine injectietest. Het Staatstoezicht op de Mijnen heeft reeds strikte richtlijnen opgesteld met betrekking tot injectie in breuken.

### **Matrix**

Deze play kan aanwezig zijn in zandstenen van verschillende ouderdom en wordt gekenmerkt door stroming door een poreus medium. Deze play is vergelijkbaar met reservoirs waarin conventionele geothermie wordt toegepast, zij het dat de permeabiliteit van het gesteente afneemt op grotere dieptes. Waar in conventionele geothermie reservoirs de permeabiliteit typisch een waarde heeft van honderden milli-Darcies, is de verwachte permeabiliteit op diepte van 4,000 tot 7,000 m hoogstens 1 tot 20 mD (bron: TNO). Deze gas-permeabiliteit gemeten onder oppervlaktecondities dient nog te worden gecorrigeerd met een factor 2 tot 10 om tot een water-permeabiliteit onder in-situ omstandigheden te komen. In deze studie zijn twee scenario doorgerkend, voor in-situ water-permeabiliteiten van 1 en 10 mD, welke als optimistisch kunnen worden beschouwd. Gelijk aan conventionele geothermie wordt het poreuze medium geacht het beoogde debiet te faciliteren. Dit betekent bij dergelijk lage permeabiliteiten dat een significant volume aan reservoir gebruikt moet worden. Uit de simulaties zal blijken dat hiervoor ofwel meerdere verticale putten, of een horizontale put benodigd is. Stimulatie moet worden toegepast om de productiviteit en injectiviteit van de putten te verhogen en mogelijk ook om injectie dan wel productie over de gehele gross reservoirdikte te garanderen (in het geval van horizontale putten).

De meest effectieve methode om de PI/II van een put te verhogen in een zandsteenreservoir is een propped fracture. Er zijn berekeningen uitgevoerd met simpele modellen om het potentiële debiet door het reservoir te berekenen, en om de productiviteit van een put voor en na stimulatie te berekenen. In Tabel 3 staan de randvoorwaarden die hiervoor gebruikt zijn. Er wordt aangenomen dat de genoemde putafstanden groot genoeg zijn om thermische doorbaak te voorkomen. Als de putten dichterbij elkaar worden geplaatst, wordt het berekende debiet hoger. Een hoger debiet is ook mogelijk bij een lagere putdruk bij de producer. Of dit mogelijk is, hangt af van het putmodel en de pompverliezen. Dit is niet doorgerkend. Aangenomen put ID is 4"; aangenomen water viscositeit is 0.25 cP.

Door het reservoir met een permeabiliteit van 10 mD kan onder gestelde randvoorwaarden een debiet van 270 m<sup>3</sup>/u worden gecirculeerd. Een verticale ongestimuleerde put produceert bij een bottomhole onderdruk van 50 bar een debiet van 47 m<sup>3</sup>/u. Eenzelfde put met een enkele propped fracture over de gehele reservoirdikte produceert bij eenzelfde onderdruk een debiet van 80 m<sup>3</sup>/u. Wanneer het een homogeen reservoir betreft met kv/kh=1, kan een enkele horizontale put over de gehele reservoirbreedte mogelijk genoeg zijn om het debiet van 270 m<sup>3</sup>/u te produceren. Aannemelijker is het dat het reservoir enige gelaagdheid bevat en de kv/kh veel



kleiner is dan 1. In dit geval zijn ofwel drie verticale putten met propped fractures, ofwel een enkele horizontale put met drie propped fractures nodig om het debiet van 270 m<sup>3</sup>/u te produceren.

Door het reservoir met een permeabiliteit van 1 mD kan onder gestelde randvoorwaarden een debiet van 90 m<sup>3</sup>/u worden gecirculeerd. Een verticale ongestimuleerde put produceert bij een bottomhole onderdruk van 100 bar een debiet van 11 m<sup>3</sup>/u. Eenzelfde put met een enkele propped fracture over de gehele reservoirdikte produceert bij eenzelfde onderdruk een debiet van 18 m<sup>3</sup>/u. Bij een dergelijk lage permeabiliteit lijkt dit concept niet voor de hand te liggen – gezien het, voor een positieve business case, minimale door EBN benodigde debiet van ongeveer 150 m<sup>3</sup>/u.

Het voordeel van deze play is dat stroming door een poreus medium beter voorspelbaar is dan door een verbreukt medium. Bovendien is de verbreiding van een reservoir met enige zekerheid te bepalen aan de hand van seismiek. Het risico op een thermische doorbraak is in dit scenario ook laag. Het risico op het voorkomen van significante micro-seismiciteit is bij propped fracturing zeer beperkt. Bij het gebruik van sterke (keramische) proppant is het risico op verbrijzelen van proppant klein. Het risico op *embedment* is relatief klein omdat er, in tegenstelling tot de meeste olie- en gasreservoirs, geen depletie plaatsvindt en er dus een relatief kleine drawdown is. Het verstopping van een proppant pack kan een risico zijn in een injector; hierdoor kan de conductiviteit over tijd afnemen. Een extra risico op conductiviteitsafname met tijd kan voorkomen door reacties tussen proppant en de formatie of het formatiewater. Bij hoge druk en hoge temperatuur is dit risico op diagenese, afhankelijk van het type proppant, aanzienlijk. Deze factoren zorgen ervoor dat niet uitgesloten kan worden dat een herfracturing behandeling uitgevoerd moet worden binnen de levensduur van het geothermisch doublet.

Er wordt verwacht 500-1000 m<sup>3</sup> aan vloeistof en ~200 MT proppant gebruikt te worden voor het creëren van een propped fracture voor de producer, met een hoogte van 100 m en een half-lengte van 200 m. Kosten hiervoor worden ingeschat tussen 0.5 en 0.8M€. Daarnaast zijn er bijkomende kosten voor de mobilisatie en gebruik van een frac spread: 0.2 tot 0.5M€. Gemiddeld komen de kosten per propped fracture hierbij op 1M€. De injector zal gestimuleerd worden door afkoeling van het reservoir, maar als *contingency* zijn ook kosten voor eventuele hydraulische stimulatie van de injector opgenomen. Deze worden geraamd op 0.3M€ per fracture omdat door de additionele thermische stimulatie minder grote fractures geplaatst hoeven worden.

### **Natural fractured network**

Deze play kan in zowel klastisch gesteente als carbonaten voorkomen en wordt gekenmerkt door een verbreukt medium. Stroming vindt voornamelijk plaats door fractures. Een dergelijk fractured network kan reeds aanwezig zijn in het gesteente, maar kan onder bepaalde omstandigheden ook door stimulatie gecreëerd worden. Hoewel er vaak een preferentiële richting is waarin fractures propageren, kan zo'n network fractures bevatten met verschillende oriëntaties hetgeen een effect heeft op de conductiviteit van deze fractures. Er is geen informatie met betrekking tot strike, dip en dichtheid van eventueel aanwezige fracture networken in Nederlandse UDG-formaties. Op grotere diepte zijn voor zover bekend alleen in boring LTG-01 verticale, conductieve fractures aangetroffen in kalkstenen van het Vroeg-Carboon, in zones waar ook significante mud losses zijn opgetreden. Theoretisch heeft een formatie met een hoog potentieel om veel scheuren te openen en een relatief lage differentiële horizontale spanning een grotere kans op aanwezigheid of het creëren van een complex fracture network. Ook het gebruik van laag-viskeuze vloeistoffen en het pompen met een hoge rate kunnen hieraan bijdragen. Hoewel er operationeel gezien bepaalde parameters gestuurd kunnen worden, kan op basis van beschikbare data onzeker of een complex fracture network gecreëerd kan worden in de potentiële Nederlandse UDG-formaties, maar het is wel degelijk mogelijk.

De kans dat een natuurlijk aanwezig fracture network een debiet van minstens 150 m<sup>3</sup>/u kan faciliteren zonder stimulatie wordt klein geacht. In UDG plays in verbreukte granieten (Soultz, Habanero, Paralana) is altijd stimulatie toegepast om de conductiviteit van het bestaande systeem te verhogen. De hiervoor gebruikte stimulatietechniek is *waterfracturing*. Hierbij worden onder hoge druk grote volumes water geïnjecteerd, met minimale hoeveelheden toevoegingen en weinig tot geen proppant. Omdat geen proppant wordt gebruikt, moet de conductiviteit ontstaan doordat oneffenheden op de breukvlakken de fractures openhouden na de shut-in. In analoge verbreukte UDG-formaties zoals die hierboven genoemd, vond stimulatie plaats langs een grote *open-hole* sectie in een (semi)verticale put waardoor vaak slechts enkele grotere fractures gestimuleerd

worden. Om een significant debiet te produceren/injecteren gaat het er om het contactoppervlak tussen put en reservoir zo groot mogelijk te maken. Daarom is stimulatie in geïsoleerde secties in een (verticale dan wel horizontale) put gewenst. In hoeverre het mogelijk is om circulatie tussen twee putten door een fracture netwerk te realiseren, is hoogst onzeker.

Als indicatie is met een numeriek model doorgerekend welke debiet gecirculeerd kan worden door een systeem van fractures dat drie horizontale putten van 3,000 m lang met elkaar verbindt, zonder dat er thermische doorbaak in de producer optreedt. In dit geval bevindt de producer zich in het midden en beide injectoren aan de buitenkant. Er is geen stroming door de matrix zoals aangenomen in deze play. Warmte-uitwisseling tussen gesteente en vloeistof in de fracture vindt plaats door conductie. Tabel 4 bevat een omschrijving van de aannames en randvoorwaarden van dit model. Het model bevat 100 planar fractures die de putten met elkaar verbinden. Dit is genomen als analoog voor stroming door een fracture netwerk. Thermische interferentie tussen fractures is niet meegenomen. Onder de beschreven randvoorwaarden is een debiet van 180 m<sup>3</sup>/u haalbaar bij een dergelijke putafstand aangenomen dat er een gesloten systeem is. Figuur 2 toont het conceptueel model en resulterende temperatuurontwikkeling in de fracture. Deze berekening dient als houvast voor een dergelijk gestimuleerd volume. Tot nu toe is uit fracture netwerken in UDG in Soultz en Habanero maximaal 90 m<sup>3</sup>/u geproduceerd. Echter, dit waren verticale putten en het waren geen gesloten systemen.

Kosten voor *waterfracking* zijn moeilijk in te schatten. Of een bestaand netwerk gestimuleerd moet worden, dan wel een complex netwerk gecreëerd moet worden heeft implicaties voor de kosten. Deze kunnen variëren tussen 0.1 en 5.0M€. Een belangrijk aandachtspunt bij dit type stimulatie is het monitoren van micro-seismiciteit. Daarentegen is er een consensus aan het groeien in de industrie dat waterfrac stimulatie in dit type play noodzakelijk is en dus micro-seismiciteit induceert. Deze micro-seismiciteit is niet te vergelijken met re-activatie van kritisch gespannen breuken zoals is voorgekomen in de projecten in Basel en Sankt Gallen. De te verwachten maximale magnitude is dan ook kleiner. Deze micro-seismiciteit beperkt zich doorgaans tot vele events met magnitudes beneden 1ML maar kan in enkele gevallen lokaal tot wel magnitude 3 zijn. Een ander risico is verlies van fracture conductiviteit over tijd. Over het algemeen kan gesteld worden dat bij waterfracs de kans op conductiviteitsafname groter is dan bij propped fracs, omdat minder proppant wordt gebruikt. Het behoud van conductiviteit is hier afhankelijk van de sterkte van de formatie in plaats van de sterkte van de proppant pack. Ook hier kan niet uitgesloten worden dat een herfracturing behandeling uitgevoerd moet worden binnen de levensduur van het geothermisch doublet.

### **Planar fracture systeem**

Dit concept wordt net als het fracture netwerk gekenmerkt door stroming door fractures. Het onderscheidt zich van het fracture netwerk doordat alle fractures in dit concept dezelfde oriëntatie hebben. Figuur 3 laat het verschil in concept zien (Meier et al, 2015). Deze stimulatietechniek is gelijk aan de enkele propped fracture zoals deze in de matrix play voorkomt, alleen in dit geval dienen de fractures als stromingspad tussen de putten en zijn er tientallen van deze fractures nodig om een significant debiet te circuleren. Het voordeel van een dergelijk concept is dat het stromingspad van de vloeistof beter voorspelbaar is vergeleken met een fracture netwerk, en dan conductiviteit gegarandeerd is door het plaatsen van proppant. In hoeverre een geïnduceerde fracture een planar danwel complex gedrag vertoont is afhankelijk van operationele parameters (vloeistofkeuze, pompschema, proppant plugs) maar ook van gesteente-eigenschappen.

Tabel 4 geeft ook voor dit concept de randvoorwaarden aan voor de berekeningen met het numerieke model. Het model bevat 20 planar fractures die de putten met elkaar verbinden. In het meest realistische scenario hebben gecreëerde fractures een hoogte van 100 m en half-lengte van 200 m. Het pompen van een dergelijke propped fracture wordt haalbaar geacht, hoewel het 50 m omhoog transporteren van proppant vanuit een horizontale put uitdagend zal zijn. In dit geval kan een debiet van 60 m<sup>3</sup>/u gecirculeerd worden, waarbij na twintig jaar een kleine afname van de productietemperatuur wordt berekend (Figuur 4). Scenario's met grotere fractures zijn ook doorgerekend, en verklaren optimistische resultaten in andere studies, maar wordt niet haalbaar geacht. Een debiet van 180 m<sup>3</sup>/u is – alleen theoretisch - haalbaar bij fracture met een drie keer zo grote hoogte (of lengte), zoals zichtbaar in Figuur 5.

Dit concept is meermaals beschreven in de literatuur, en wordt tegenwoordig zelfs omschreven als '*soft stimulation*' maar is nog nooit toegepast. De kosten van de 20 propped fractures zijn significant. Wanneer de kosten voor een enkele propped fracture worden aangenomen zoals beschreven in de matrix play, komen deze in totaal voor deze play op 20M€. Hoewel thermische doorbaak in dit concept theoretisch gezien gemakkelijk te voorspellen is, kan het controleren van het debiet per fracture problematisch zijn. Er zijn *control valve* systemen die downhole het debiet per interval kunnen reguleren, maar een dergelijk systeem verhoogt de kosten en het is onbekend of deze werkzaam zijn bij hoge temperaturen en bij deze debieten voor stroming in scheuren in plaats van de gebruikelijke toepassing in poreuze reservoirs.

## 4 Stimulatie Putafwerking

Volgens TNO en Wellspec is de meest aannemelijk putmaat in het reservoir 7 inch (OD). Om verschillende redenen wordt een speciale completion aangeraden voor het stimuleren van een reservoir. Het gebruik van een frac string biedt meer mogelijkheden met betrekking tot injecteren onder hoge druk en isolatie van een of meerdere intervallen in de reservoirsectie van de put. De frac string is een tubing met een diameter van, in dit geval waarschijnlijk 4 ½ of 5 ½ inch. Door de kleinere diameter is de tubing bestand tegen een hogere injectiedruk dan de 7 inch liner. Bovendien kan er een tegendruk uitgeoefend worden op de annulaire ruimte tussen de tubing en de casing. Deze methode wordt veelvuldig toegepast bij hydraulische stimulatie.

Wanneer een 4 ½ inch frac string in een 7 inch liner op reservoirdiepte eindigt, wordt de deze sectie geïsoleerd door middel van een packer (Figuur 66). Een 4 ½ inch frac string kan op deze manier eventueel ook aangesloten worden op een 5 ½ inch liner. Wanneer ook de laatste liner een maat heeft van 4 ½ inch, kan de frac string ook hierop worden aangesloten met behulp van een *seal bore assembly* (Figuur 66). Bij deze grote diepte zijn speciale packers en *seal bore assemblies* nodig die bestand zijn tegen de hoge temperatuur. Service companies bieden packers aan die functioneel zijn voor de combinatie 4 ½ inch frac string met 7 inch liner; deze zijn tenminste werkzaam tot temperaturen van 160 deg C. Bij nog hogere temperaturen zullen mogelijk speciale producten ontwikkeld moeten worden. *Seal bore assemblies* worden geadverteerd tot temperaturen van 300 deg C.

Wanneer meerdere intervallen in het reservoir om de beurt moeten worden gestimuleerd is het noodzakelijk om deze afzonderlijk van elkaar te kunnen isoleren. Dit gebeurt door middel van *bridge* of proppant plugs. De meest betrouwbare manier om verschillende intervallen in een put te stimuleren is volgens de *plug and perf* methode. Stimulatie vangt aan bij het interval het verst verwijderd van de wellhead. Dit interval wordt geperforeerd en vervolgens gestimuleerd. Hierna wordt deze zone afgesloten met een bridge plug die met een wireline wordt geïnstalleerd, of wordt er een significante hoeveelheid proppant underdisplaced waardoor deze als plug functioneert. Vervolgens wordt het volgende interval geperforeerd en gestimuleerd, waarna deze procedure herhaald wordt. Wanneer alle intervallen gestimuleerd zijn, worden ofwel de proppant plugs uit gecirculeerd met coiled tubing, ofwel de bridge plugs uitgeoerd met coiled tubing.

Een andere manier om meerdere intervallen te stimuleren is het gebruik van een bottom hole assembly met *frac sleeves*. Deze techniek is toepasbaar zowel in open hole als cased hole. Deze sleeves worden geopend met coiled tubing of door het injecteren van een bal, waarbij straddle packers die in de completion zitten worden gebruikt om intervallen te isoleren. Het voordeel hiervan is dat veel tijd wordt bespaard. Het gebruik van lange coiled tubing op deze dieptes kan in dit geval echter problematisch en kostbaar zijn. Systemen waarbij een bal wordt geïnjecteerd zijn gevoelig voor achtergebleven proppant en worden normaliter vooral gebruikt in combinatie met acid frags. Een techniek die nog verder ontwikkeld zou kunnen worden is het pompen van een pil die een gecreëerde fracture blokkeert, waarna stimulatie van een ander interval plaats kan vinden. Deze pillen lossen, net als de ballen in een ball drop system, na verloop van tijd weer op. Het nadeel is dat weinig controle plaatsvindt over welk interval gestimuleerd wordt.

## 5 Data Acquisitie en Monitoring

Dit hoofdstuk focust op data acquisitie en monitoring ten behoeve van stimulatie en staat los van de acquisitie van data voor het lokaliseren en karakteriseren van het reservoir. Bij dit laatste moet gedacht worden aan het

schieten van nieuwe seismiek of het reprocessen van bestaande (rauwe) seismische data, en het loggen en kernen van een put wanneer deze eenmaal geboord is.

De mate waarin data acquisitie en monitoring voor stimulatie wordt toegepast is sterk afhankelijk van het doel van het project. Enerzijds kan het doel zijn het boren van een *pilot hole* ten behoeve van onderzoek, het aantonen dat een bepaald concept toepasbaar is, en het verkleinen van ondergrondse onzekerheden voor toekomstige projecten. Data acquisitie en monitoring heeft in dit geval als doel het verzamelen van tot dan toe onbekende parameters en het uitvoeren van testen om het potentieel van het concept aan te tonen. Dit heeft op het gebied van data acquisitie en monitoring voor stimulatie de grootste implicaties voor de fracture netwerk play.

Anderzijds kan het doel zijn het boren van een doublet/triplet ten behoeve van warmtewinning en exploitatie van het geothermische reservoir. Afhankelijk van de locatie van het project is kennis over het reservoir wel of niet beschikbaar, maar het concept van ontwikkeling is bewezen. Het doel van de data acquisitie en monitoring is het optimaliseren van een stimulatieontwerp en het garanderen van veilige operaties. Afhankelijk van de bekendheid van het reservoir op locatie moeten mogelijk ook fracture zones gelokaliseerd worden, en een stressprofiel en reservoirparameters bepaald worden. De opzet van een data acquisitie- en monitoringsprogramma is in dit geval beperkter en daardoor minder kostbaar.

Wanneer stimulatie betreft het pompen van een of enkele propped fractures, staat de mate van data acquisitie en monitoring min of meer los van de drie projectdoelen zoals hierboven beschreven. Deze vorm van stimulatie is een bewezen techniek die routinematig uitgevoerd kan worden in vrijwel iedere formatie. Data acquisitie bestaat in dit geval uit het uitvoeren van een injectietest in het betreffende reservoir. Tijdens deze test wordt een klein volume vloeistof geïnjecteerd. De vloeistof kan vanaf het oppervlak geïnjecteerd worden door de frac completion, maar kan ook vanuit een kamer in een downhole Stress Test Tool komen. Het hoofddoel hiervan is het bepalen van de sluitdruk van de fracture en de reservoirpermeabiliteit. Deze parameters controleren de geometrie van de te creëren propped fracture en bepalen grotendeels het ontwerp van de behandeling. Een druksensor op reservoirniveau is vereist voor een accurate analyse van het drukverloop tijdens en na deze test. De kosten van een injectietest zijn een fractie van de totale stimulatiekosten. Het risico op geïnduceerde seismiciteit is minimaal. Het monitoren hiervan wordt normaliter niet uitgevoerd bij een propped fracture behandeling. Dit hoofdstuk richt zich dan ook voornamelijk op acquisitie en monitoring in het geval van een fracture netwerk concept.

### **Reservoir onbekend; concept moet worden bewezen– *pilot hole***

Wanneer een put geboord wordt in een onbekend reservoir waarin het concept van ontwikkeling nog moet worden bewezen, moet zoveel mogelijk data worden verzameld om het effect van een stimulatiebehandeling te begrijpen. Uiteraard moeten reservoir eigenschappen bepaald worden door logs te runnen en te kernen. Specifieker voor stimulatie is het bepalen van de relatie tussen aangeboorde fracture zones en de extensie en stimulatie van deze zones verder van de put. Om de aanwezigheid van conductieve fracture zones aan te tonen in een put moeten image logs gerund en geïnterpreteerd worden. Deze kunnen vergeleken worden met zones met mud losses, vergrote caliper width en toename in *rate of penetration*. Ook kunnen temperatuur en spinner logs gerund worden om natuurlijke inflow vanuit deze zones vast te stellen. Vervolgens moet worden bepaald wat het effect is van stimulatie van deze zones op grotere afstand van de put. De grootte van het gestimuleerde volume is bepalend zijn voor het potentieel te circuleren debiet en de orientatie is bepalend voor de locatie van de tweede of derde put. Het gedetailleerd karteren van een gecreëerd of gestimuleerd fracture netwerk gebeurt idealiter door middel van micro-seismische monitoring op reservoirniveau tijdens injectie- en circulatietesten. Interpretatie van drukveranderingen tijdens deze testen levert informatie op over de gecreëerde fractures, maar micro-seismische monitoring is de beste bron voor het bepalen van het effect op macro-schaal. Dit betekent idealiter dat geofoons worden geïnstalleerd op dieptes vlak boven en onder het reservoir, in tenminste twee monitoringsputten. Micro-seismiciteit als gevolg van stimulatie van een fracture netwerk is vervolgens meetbaar tot magnitudes van ongeveer -3ML. Een dergelijk systeem is, door het moeten boren van monitoringsputten, zeer kostbaar. Oppervlakte tiltmeters kunnen ook minimale veranderingen in het aardoppervlak als gevolg van ondergrondse deformaties meten, maar de resolutie van dergelijke apparatuur neemt af met diepte. Deze techniek is toegepast tot dieptes van 5,000 m. Deze toepassing is significant goedkoper dan monitoring op reservoirniveau. Om het effect van de stimulatiebehandeling vast te stellen,

wordt hierna een injectietest uitgevoerd om de toename in injectiviteit te bepalen. Er kunnen ook opnieuw productielogs gerund worden om vast te stellen welke intervallen de grootste bijdrage leveren.

### **Reservoir onbekend; concept bewezen**

Wanneer een doublet of triplet geboord wordt op een nieuwe locatie, maar het concept van ontwikkeling is al wel bewezen in eerdere projecten, ligt de focus op het karakteriseren van het reservoir en het lokaliseren van de conductieve fracture zones. Micro-seismische monitoring op reservoirniveau, ten behoeve van het bepalen van het gestimuleerd volume is niet meer nodig. Continue monitoring van seismiciteit is wel vereist, niet alleen bij stimulatie maar ook bij circulatie, maar het doel van de monitoring is in dit geval om controle te houden over de mate van seismiciteit, en het kunnen aanpassen van de operaties aan ontstane situaties. Hierbij kan gedacht worden aan een stoplichtsysteem zoals werkzaam in sommige gasopslagprojecten. De doel van de meetapparatuur is hierbij het meten van relatief hoge seismische magnitudes ( $>1M$ ). In dit geval volstaan enkele geofoons geïnstalleerd aan het oppervlak boven de ondergrondse locatie. De installatie van een dergelijk systeem is relatief goedkoop. Hierbij moet gedacht worden aan 50,000 tot 100,000€.

In een onbekend reservoir moeten fracture zones gelokaliseerd worden en de richting van de maximale horizontale stress vastgesteld worden om de locatie van de tweede put te bepalen. Het lokaliseren van conductieve fracture zones gebeurt weer door het runnen van image logs in combinatie met aanwijzingen uit het boorproces (mud losses, een vergrote caliper width, en een toename in ROP). De combinatie van image logs en borehole breakouts geeft indicaties voor de orientatie van de maximale horizontale stress. De combinatie van een dipole sonic log en injectietesten geeft een nauwkeurige indicatie van de absolute sluitdruk en het relatieve verticale stressprofiel.

### **Reservoir bekend; concept bewezen**

Wanneer een doublet of triplet geboord wordt in een bekend reservoir met aanwezig fracture netwerk, met als doel onmiddellijke exploitatie van een dergelijk systeem ligt de focus van de data acquisitie op het optimaliseren van een stimulatieontwerp en het garanderen van veilige operaties. Er wordt in dit geval vanuit gegaan dat zones met mud losses, vergrote caliper en toename in ROP overeenstemmen met conductieve fracture zones.. De richting van de maximale horizontale stress is bekend. Optimalisatie van het stimulatieontwerp gebeurt middels het uitvoeren van injectietesten. Microseismische monitoring aan het oppervlak vindt plaats tijdens en na stimulatie om veilige operaties te garanderen.

### **Veiligheid, gezondheid en milieu**

In februari 2016 is een rapport uitgebracht door het Staatstoezicht op de Mijnen, uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, over de toepassing van fracking, de mogelijke consequenties en beoordeling daarvan (SodM, 2016). In dit rapport worden de techniek van fracking en scenario's waarbij werkzaamheden kunnen leiden tot negatieve consequenties voor mens en milieu beschreven. Ook wordt uiteengezet welk toezicht en welke beheersmaatregelen van toepassing zijn. Het Staatstoezicht op de Mijnen komt tot de conclusie dat, voor zover bekend, er als gevolg van alle fracwerkzaamheden in Nederland, geen nadelige gevolgen voor mens en milieu zijn opgetreden.

## **6 Conclusies en Aanbevelingen**

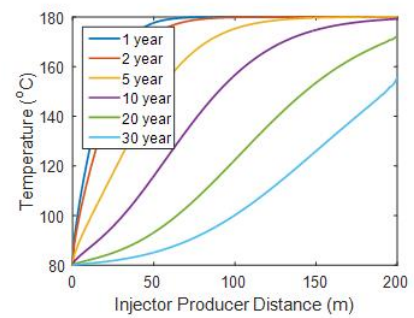
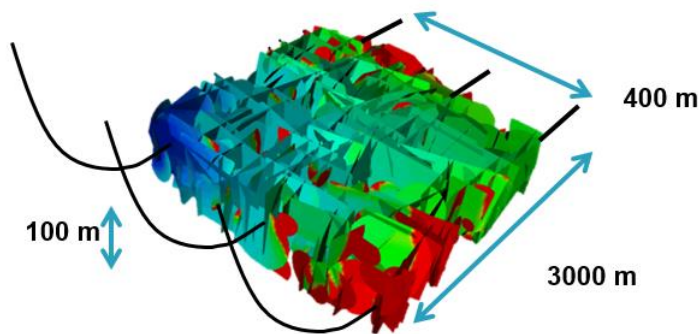
- Commerciële UDG-projecten op grote diepte ( $>4,000$ ) zijn alleen ontwikkeld in verbruikte of verkarste kalksteen reservoirs in Zuid-Duitsland waarbij geen of weinig stimulatie is toegepast.
- Bijna alle andere R&D-projecten op grote diepte bevinden zich in zeer ondoorlatend kristallijn gesteente waar waterfracturing de meest voorkomende vorm van stimulatie is. De injectiviteitstoename als gevolg van stimulatie in dit type reservoir varieert sterk.
- In de olie- en gasindustrie is veel ervaring met succesvolle toepassing van propped en waterfracturing stimulatie op dieptes groter dan 4,000 m. Voor toepassing bij temperaturen tot 200 deg C zijn speciale vloeistoffen beschikbaar.
- Het pompen van een acid fracture bij temperaturen boven 130 deg C is ongewoon omdat de lengte van de fracture beperkt zal blijven tot hoogstens enkele tientallen meters. Bovendien is er een verhoogd risico op afname van conductiviteit met de tijd bij dergelijk hoge drukken.

- Overige stimulatiemethoden als speciale boortechneken zijn, vooral op grote diepte, nog in een ontwikkelstadium. Toepassing in een onbekend reservoir in een uitdagende HP/HT-omgeving lijkt daarom op korte termijn niet voor de hand te liggen.
- In het geval van macro-schaal stroming door de poreuze matrix (analoog aan conventionele geothermie) is de reservoir transmissibiliteit de kritische parameter voor het potentieel te circuleren debiet. Bij permeabiliteiten beneden de 10 mD moeten ofwel horizontale putten geboord worden, ofwel meerdere verticale putten gestimuleerd worden met propped fractures om het minimale debiet van 150 m<sup>3</sup>/u te kunnen injecteren/producen. De laterale extensie van het reservoir bepaald samen met de transmissibiliteit of dit debiet ook door het reservoir van put naar put gecirculeerd kan worden.
  - De voorspelbaarheid van het potentiële debiet is relatief groot wanneer gegevens over het reservoir beschikbaar komen.
  - Het risico op een thermische doorbraak is relatief klein.
  - Kosten van propped fracture stimulatie zijn relatief hoog vergeleken met andere stimulatie methoden.
- In het geval van macro-schaal stroming door fractures is het debiet sterk afhankelijk van het gestimuleerde volume. Stimulatie van een bestaand fracture netwerk dan wel het creëren van een fracture netwerk vindt plaats door het pompen van waterfracs, mogelijk met kleine hoeveelheden proppant.
  - De kosten van een waterfrac stimulatie zijn relatief laag vergeleken met andere methoden.
  - De onzekerheid in het te injecteren/producen en circuleren debiet is relatief hoog.
  - Het risico op thermische doorbraak is relatief groot.
  - Geïnduceerde microseismiciteit is verbonden met dit type stimulatie/play.
- Het creëren van een planar fracture systeem dat een significant debiet kan circuleren lijkt excessief hoge kosten met zich mee te brengen. Het risico op thermische doorbaak is significant wanneer weinig controle op het debiet per gecreëerde fracture kan worden uitgeoefend.
- Het pompen van een hydraulische stimulatie behandeling vindt idealiter plaats door een 4 ½ inch frac string, welke compatibel is met zowel een 4 ½ inch als 7 inch laatste putsectie.
- Het gebruik van packers en seal bore assemblies tijdens een stimulatie behandeling is tot een temperatuur van tenminste 160 deg C geen probleem.
- Wanneer gestimuleerd wordt met waterfracs (in een fractured reservoir), moet monitoring van micro-seismiciteit altijd plaatsvinden vanuit het perspectief van veiligheid. Deze monitoring kan worden uitgevoerd vanaf het oppervlak waarbij de kosten van een meetsysteem gering zijn.
- Afhankelijk van het doel van het project kan monitoring van micro-seismiciteit ook plaatsvinden om het begrip van het gestimuleerde volume te vergroten om ondergrondse onzekerheden voor toekomstige projecten te verkleinen. In dit geval vindt monitoring idealiter plaats vanuit monitoringsputten op reservoirniveau, waardoor de kosten van een meetsysteem sterk zullen toenemen.
- Voor iedere stimulatie behandeling moet tenminste een injectietest worden uitgevoerd. De mate waarin verdere data acquisitie wordt uitgevoerd is sterk afhankelijk van het doel van het project.

## Figuren en Tabellen

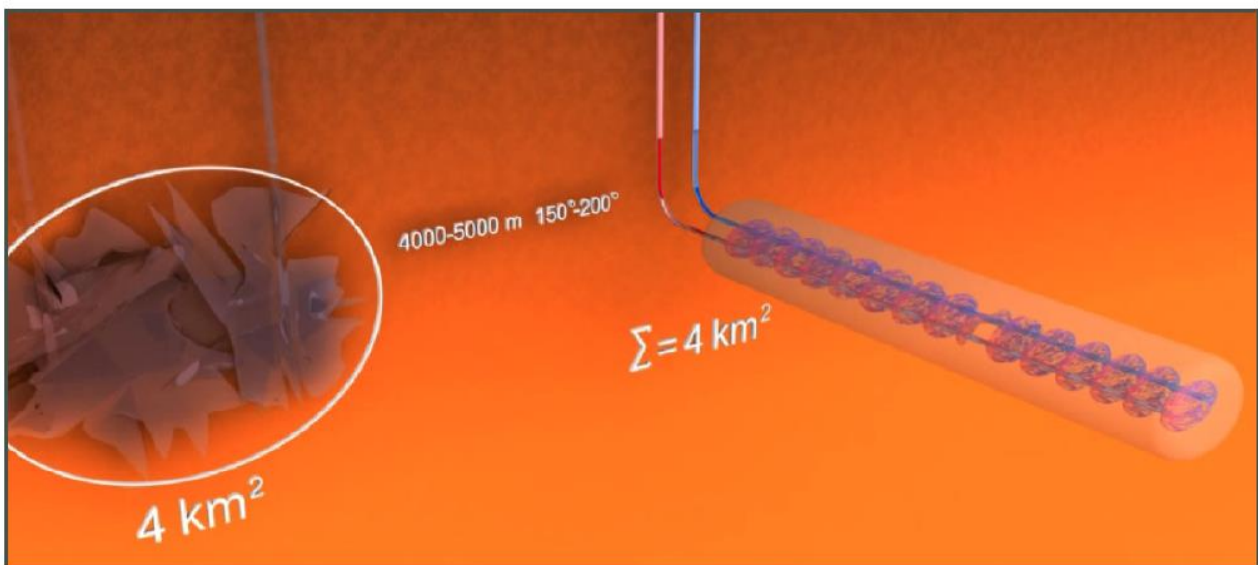
	Breuksystemen <i>Natuurlijk (gestimuleerd)</i>		Karst <i>Natuurlijk (gestimuleerd)</i>		Natural fractured reservoirs <i>Natuurlijk (gestimuleerd)</i>		Matrix <i>Gestimuleerd</i>	
Kalk	Dinantien	Devoon	Dinantien	Devoon	Dinantien	Devoon	Dinantien	Devoon
Zand	Trias	Rotliegend	Komt niet voor		Trias	Rotliegend	Trias	Rotliegend
	Carboon	Devoon			Carboon	Devoon	Carboon	Devoon
Klei	Carboon	Dinantien			Carboon	Dinantien	Carboon	Dinantien
	Devoon	....	Devoon	....	Devoon	....	Devoon	....

**Figuur 1** Mogelijke UDG plays volgens TNO/EBN

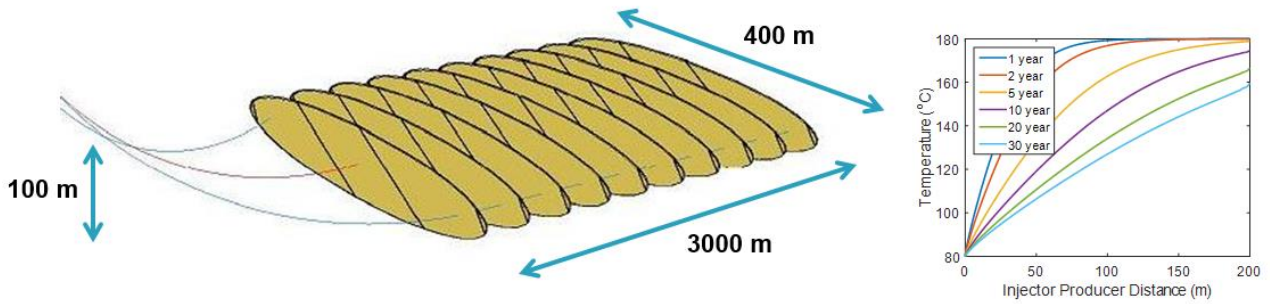


**100 fracs; 180 m<sup>3</sup>/h**

**Figuur 2** Natural fracture network conceptueel model en resultaat

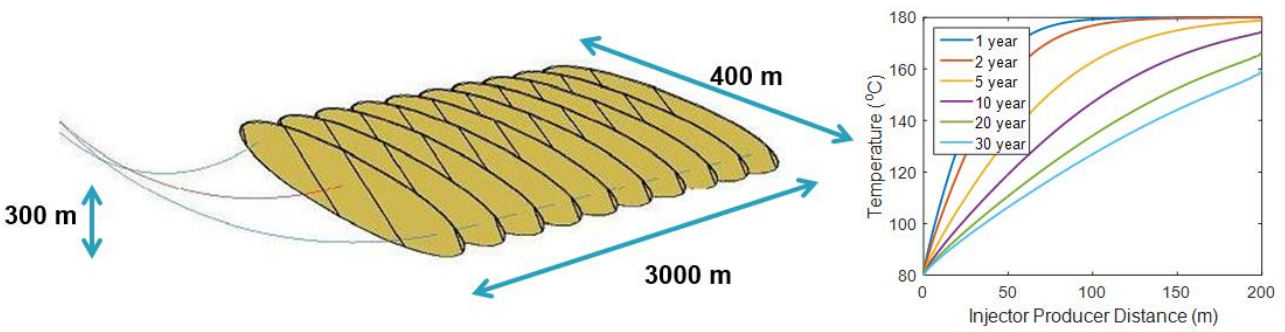


**Figuur 3** Vergelijking tussen concepten natural fracture netwerk en planar fracture systeem (Bron: Meier et al, 2015)



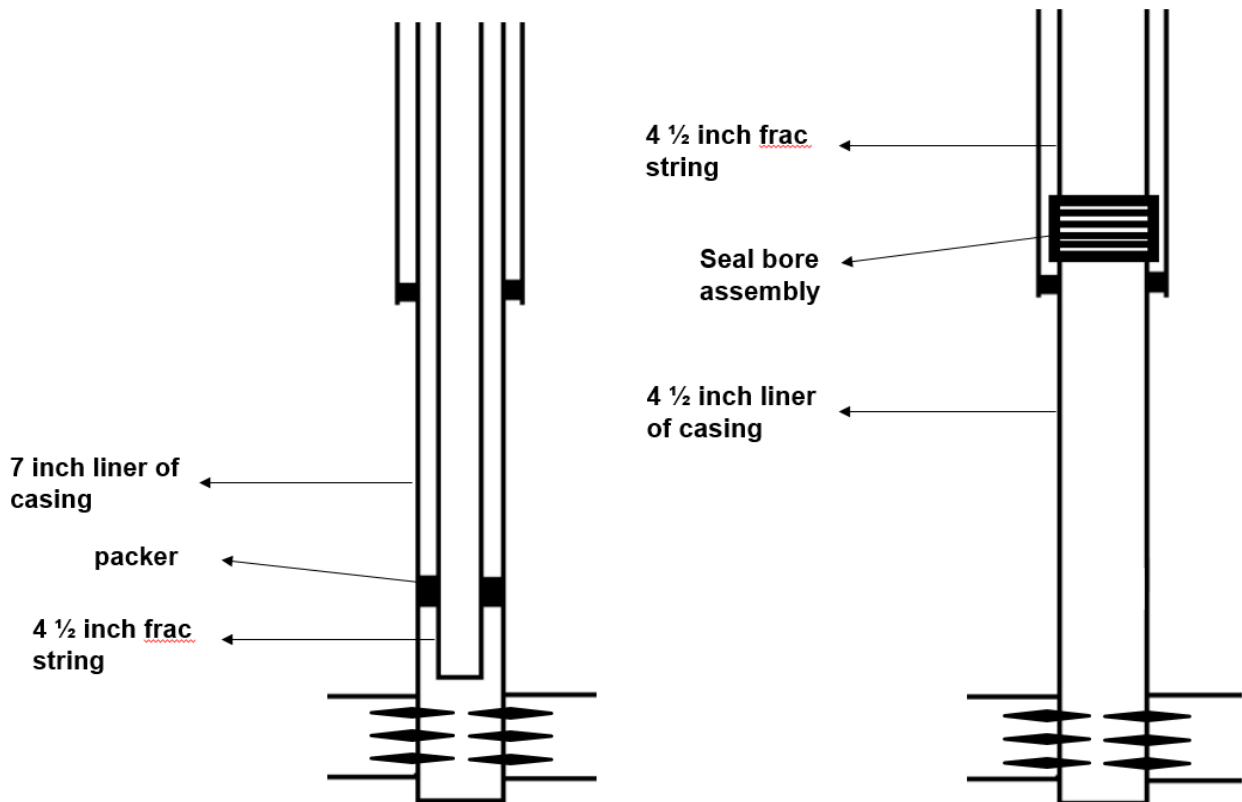
**20 fracs; 60 m<sup>3</sup>/h**

**Figuur 4 Planar fracture system conceptueel model en resultaat – Realistische fractures**



**20 fracs; 180 m<sup>3</sup>/h**

**Figuur 5 Planar fracture system conceptueel model en resultaat – Extreme fractures**



**Figuur 6 Twee mogelijkheden om een 4 1/2 inch frac string aan te sluiten op een 7 inch liner en een 4 1/2 inch liner**



Play	Karst	Poreus/ Fissures	Poreus	Natural Fractured Network (Bestaand)	Natural Fractured Network (Gecreëerd)	Planar Fracture Systeem (Gecreëerd)
<b>Stroming door</b>	Poreus medium	Poreus medium incl. fractures	Poreus medium	Fractures		
<b>Permeabiliteitsrange*</b>	100-1000 mD	100-1000 mD	1-20 mD	1-1000 mD	<0.01 mD	<0.01 mD
<b>Lithologie</b>	Kalksteen	Kalksteen/ siliciclastica	Siliciclastica	Kalksteen/ siliciclastica	Kalksteen/ siliciclastica	Kalksteen/ siliciclastica

**Tabel 1** Ondergrondse concepten voor stimulatie volgens Fenix. \*Gaspermeabiliteiten onder surface condities.

Play	Karst	Breuk	Poreuze Matrix	Fractured Network (Bestaand)	Fractured Network (Gecreëerd)	Planar Fracture Systeem (Gecreëerd)
<b>Stroming door</b>	Poreus medium	Poreus medium incl. fractures	Poreus medium	Fractures		
<b>Permeabiliteitsrange*</b>	100-1000 mD	100-1000 mD	1-20 mD	1-1000 mD	<0.01 mD	<0.01 mD
<b>Primaire stimulatie-techniek</b>	Acid fracture	-	Propped fracture	Waterfrac	Waterfrac	Propped fracture
<b>Doel stimulatie</b>	Verbinden met bestaand conductief systeem	-	P/II verhoging	Verbinden met bestaand conductief systeem	Creëren conductief systeem	Creëren conductief systeem
<b>'Realistisch' haalbaar debiet</b>	-	-	10 mD: 270 m <sup>3</sup> /h voor 2x drie propped fracs; 1 mD: 90 m <sup>3</sup> /h voor 2x vijf propped fracs	90 m <sup>3</sup> /h (analogen: Sultz, Habanero, Paralana)	180 m <sup>3</sup> /h voor triplet met 100 waterfracs	60 m <sup>3</sup> /h voor triplet met 20 propped fracs
<b>Indicatie kosten stimulatie M€</b>	0.1	-	0.7-1.3 per frac (producer) 0.3 per frac (injector)	0.1-0.5	0.5-5	Twintig propped fracs: 20

**Tabel 2** Resultaten play vs stimulatie. \*Gaspermeabiliteiten onder surface condities.

Scenario	Gross reservoirdikte (m)	Breedte reservoir (m)	Putafstand (m)	Drukval over putafstand (bar)	Drawdown productieput (bar)	Skin equivalent voor propped fracture (-)
<b>1 mD</b>	100	3,000	1,000	200	100	-4
<b>10 mD</b>	100	3,000	1,500	100	50	-4

**Tabel 3** Model parameters voor matrix play scenarios

Scenario	Reservoirdikte/ fracture hoogte (m)	Reservoir temperatuur (deg C)	Injectie- temperatuur (deg C)	Aantal fractures (-)	Fracture spacing (m)	Warmte- uitwisseling coëfficiënt (W/m <sup>2</sup> K)	Warmte- capaciteit gesteente (W/mK)
Natural fracture netwerk	100	180	80	100	30	10	2.5
Planar fracture systeem	100	180	80	20	150	10	2.5

**Tabel 4 Model parameters voor fracture plays scenarios**

## Referenties

- Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X., Falcone, G. (2013). A Systematic Review of Enhanced (Or Engineered) Geothermal Systems: Past, Present and Future. *Geothermal Energy* 2013, 1:4.
- Ely, J. W., Martin, M. A., Duenas, J. J., Trythall, J. R. (2003). Enhanced Fracture Stimulation in the Deep Morrow Sandstone in Western Oklahoma. *SPE* 2003.
- Funkhouser, G. P., Holtsclaw, J., Blevins, J. (2010). Hydraulic Fracturing under Extreme HPHT Conditions: Successful Application of a New Synthetic Fluid in South Texas Gas Wells. *SPE* 132173
- Genter, A., Cuenot, N., Goerke, X., Melchert, B., Sanjuan, B., Scheiber, J. (2012). Status of the Soultz Geothermal Project During Exploitation Between 2010 and 2012. Thirty-seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University.
- Genter, A., Cuenot, N., Goerke, X., Graff, J.J., Krall, G., Schindler, M., Ravier, G. (2012). Current Status of the EGS Soultz Geothermal Project. *Proceedings World Geothermal Congress, Bali*.
- Häring, M.O., Schanz, U., Ladner, F., Dyer, B.C. (2008). Characterisation of the Basel 1 Enhanced Geothermal System. *Geothermics* 37, p. 469-495.
- Hogarth, R.A., Bour, D. (2015). Flow Performance of the Habanero EGS Closed Loop. *World Geothermal Congress 2015*.
- Lolon, E., Mayerhofer, M. J., Garcia, I., Durey, D. A., Byrd, A.C., Rhodes, R. D. (2008). Integrated Fracture and Production Modeling Study in the Bossier Sands, North Louisiana. *SPE* 115467.
- Li, Y., Xu, J., Yan, F., Zeng, S., Cheng, X., Zhang, F. (2015). Hydraulic Fracturing in HPHT Deep Naturally Fractured Reservoir in China. *SPE* 176070.
- Li, Y., Wang, Y., Cheng, X., Che, M., Zhang, F., Peng, J. (2009). Propped Fracturing in High Temperature Deep Carbonate Reservoir. *SPE* 118858.
- McMahon, A., Baisch, S. (2015). Seismicity Associated with the Stimulation of the Enhanced Geothermal System at Habanero, Australia. *World Geothermal Congress*.
- Meier, P. M., Rodríguez, A. A., Bethmann, F. (2015). Lessons Learned from Basel: New EGS Projects in Switzerland Using Multistage Stimulation and a Probabilistic Traffic Light System for the Reduction of Seismic Risk. *World Geothermal Congress*.

Moeck, I., Bloch, T., Graf, R., Heuberger, S., Kuhn, P., Naef, H., Sonderegger, M., Uhlig, S., Wolfgramm, M. (2015). The St. Gallen Project: Development of Fault Controlled Geothermal Systems in Urban Areas. World Geothermal Congress.

Oliveira, T. J. L., Neumann, L. F., Azevedo, C. T. (2014). Acid or Propped Fracturing in Deep Carbonates? Experiments and Field Results. SPE 168129.

Prakash, C., Achalpurkar, M. P., Uppuluri, R. (2014). Performance Evaluation of High Temperature Fracturing Fluid. SPE 171710.

Reid, P.W., McAllister, L., Messeiller, M. (2010). Status of the Paralana 2 Hydraulic Stimulation Program. 7<sup>th</sup> SA Explorers Conference.

Schrage, C., Bems, C., Kreuter, H., Hild, S., Volland, S. (2012). Overview of the Enhanced Geothermal Energy Project in Mauerstetten, Germany.

Staatstoezicht op de Mijnen (2016). Resultaten inventarisatie fracking; De toepassing van fracking, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan.

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2016/02/01/resultaten-inventarisatie-fracking>

Zimmermann, G., Blöcher, G., Reinicke, A., Moeck, I., Kwiatek, G., Brandt, W., Saadat, A., Huenges, E. (2009). Enhanced Geothermal Systems (EGS) – Case Study Gross Schönebeck.

Zimmermann, G., Reinicke, A., Brandt, A., Blöcher, G., Milsch, H., Holl, H., Moeck, I., Schulte, T., Saadat, A., Huenges, E. (2008). Results of Stimulation Treatments at the Geothermal Research Wells in Gross Schönebeck/Germany. Thirty-third workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University.