

Datum 14 oktober 2019
 Referentie 20191014/66238/NB
 Betreft Aanvaardbare Injectiedrukken Hoogweg bij verschillende temperaturen met verwerking
 commentaar SodM
 Auteur 
 Gecontroleerd door 

1 INLEIDING

Naar aanleiding van een notitie over de maximaal toelaatbare injectiedruk voor het geothermiesysteem van Hoogweg in Luttelgeest (IF Technology 2019), heeft in mei 2019 een overleg bij SodM plaatsgevonden. Tijdens dit overleg heeft SodM een aantal aanvullende vragen gesteld om meer duidelijkheid te krijgen over kans en de risico's ten aanzien van het optreden van scheurvorming direct rondom de injectieputten en het optreden van geïnduceerde seismiteit.

Belangrijkste vragen/opmerkingen SodM bij de vorige notitie waren:

- Wat zijn de gevolgen indien er wel tensile failure optreedt ?
- Uitgebreidere toelichting berekeningswijze. Toevoegen formules;
- Poro-elastisch effect mag niet meegenomen worden in de afsluitende laag;
- Meenemen FIT's van de LTG-GT putten;
- Temperatureffecten meenemen in berekeningen geïnduceerde seismiteit;
- Aangeven welke veiligheidsmarges zijn gehanteerd.

In deze notitie wordt ingegaan op de gestelde vragen van SodM. Verder bevat deze notitie een korte samenvatting van de vorige notities:

- Aanvaardbare Injectiedrukken Hoogweg bij verschillende temperaturen, februari 2019 (IF Technology 2019)
- Hoogweg injectiedruk en geïnduceerde seismiteit, oktober 2018 (IF Technology 2018b)

1.1 Samenvatting Notitie 2018

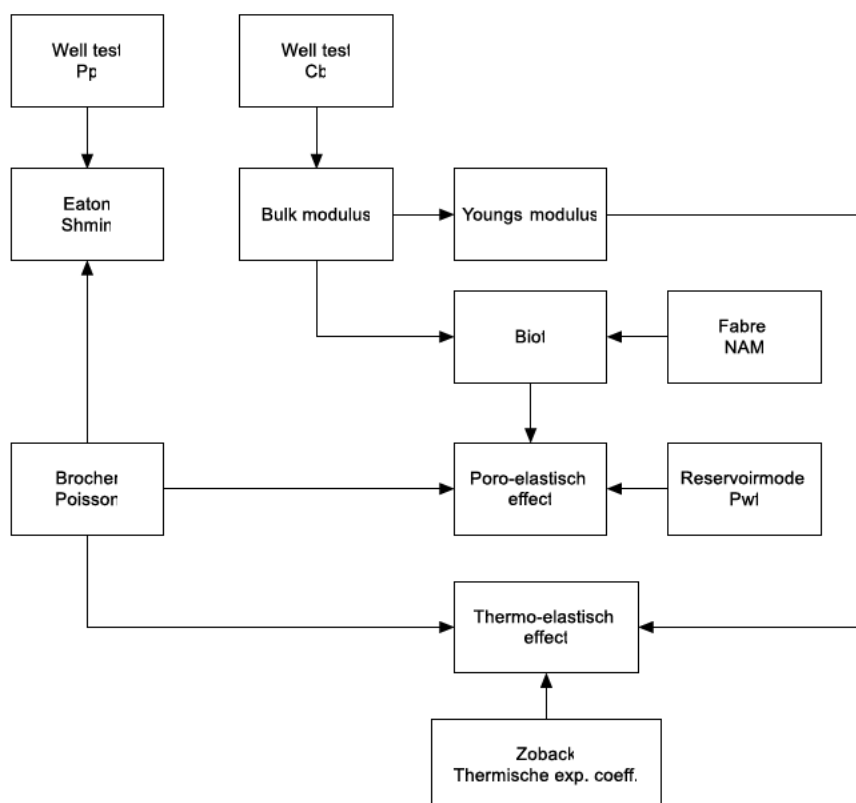
In de notitie van 2018 zijn de uitgangspunten zoals weergegeven in Tabel 1 gehanteerd. Het poro-elastische (dGP) en het thermo-elastische effect (dGT) in die notitie zijn berekend op basis van kentallen. Deze kentallen waren respectievelijk 0,5 bar/bar en 1,0 bar/°C.

Tabel 1 | Uitgangspunten zoals gehanteerd in de notitie van oktober 2018.

Parameter	Waarde	Eenheid
Diop _{te}	1.720	[mTVD]
Verticale drukgradiënt	22	[MPa/km]
Poriedruk	182	[bar]
Sv'	196	[bar]
Shmin'/Sv'	0,38	[-]
Shmin'	75	[bar]
Temperatuurverschil	42	[°C]
Thermo-elastische effect (1,0 bar/°C)	42	[bar]
Poro-elastisch effect (0,5 bar/bar)	33	[bar]
Maximaal toelaatbare injectiedruk op reservoirmiveau	66	[bar]
Druk volledige gevulde injector	11	[bar]

Maximale toelaatbare statische WHP ¹	55	[bar]
Gewenste statische WHP	50	[bar]
Dynamisch drukverlies bij 350 m ³ /h	6	[bar]

In de notitie van februari zijn dGP en dGT specifiek voor de projectlocatie bepaald. In bijlage 2 staat een overzicht van de gebruikte empirische relaties en gebruikte formules. Een beschrijving van hoe de verschillende formules en relaties samenhangen is weergegeven in Figuur 1.



Figuur 1 | Schema workflow.

2 BEPALING GEOMECHANISCHE PARAMETERS EN BEREKENGEN, FEBRUARI 2019

2.1 Poisson's ratio

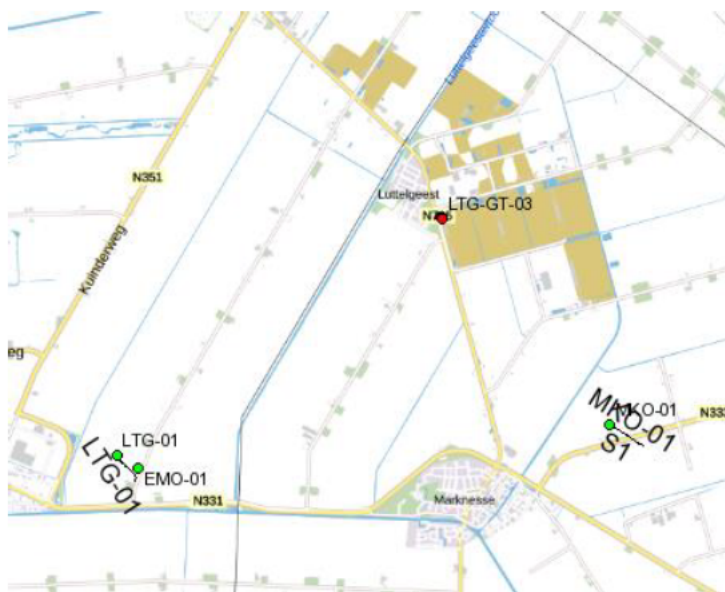
Een indicatie van de Poisson's ratio kan verkregen worden door de compressie snelheid (V_p) om te rekenen naar een Poisson's ratio met behulp van de empirische relatie van Brocher (Brocher 2005).

Op basis van deze relatie wordt een gemiddelde Poisson's ratio voor het reservoir van 0,29 berekend (zie bijlage 1). Voor deze berekening is de sonic log van MKO-01-S1 gebruikt. Zie Figuur 2 voor de topografische ligging van MKO-01-S1. In deze put ligt het reservoir op vergelijkbare diepte als op de projectlocatie. Ook is de dikte ongeveer gelijk.

De berekende Poisson's ratio (0,29) is hoger dan in de vorige notitie over de toelaatbare WHP is aangehouden. In die notitie is een waarde van 0,28 aangehouden. Een hogere Poisson's ratio

¹ Statische WHP is WHP zonder dynamische drukverliezen

resulteert volgens Eaton (Eaton 1969) in een Shmin' van 80 bar. Deze Shmin' is hoger dan de waarde waar in deze (en vorige) notitie vanuit gegaan wordt. De gehanteerde waarde voor Shmin' is gebaseerd op een publicatie van Van Wees (Van Wees e.a. 2014). De verwachting is dat de gehanteerde waarde voor Shmin' deze aan de conservatieve kant is.



Figuur 2 | Ligging van MKO-01-S1.

2.2 Young's modulus en Biot coëfficiënt

Op basis van de uit de puttest afgeleide compressibiliteit (IF Technology 2018a) van het gehele reservoir (matrix + water) kan de bulk modulus berekend worden. Een reservoir compressibiliteit van 0,12 1/GPa geeft een bulk modulus van 8,4 GPa. Deze bulk modulus resulteert in een Young's modulus van 10,6 GPa.

De Biot coëfficiënt (β) is berekend met een empirische relatie van Fabre en Gustkiewicz (Fabre en Gustkiewicz 1997). Deze empirische relatie geeft bij een gemiddelde reservoir porositeit van 0,22 een Biot coëfficiënt van 0,84. Deze waarde komt goed overeen met de Biot coëfficiënt die berekend wordt met een door de NAM afgeleide relatie (van Eijs en van der Wal 2017). De NAM relatie geeft een Biot coëfficiënt van 0,88. Op basis van de relatie: $\beta = 1 - (K_s / K_b)$, wordt een Biot coëfficiënt berekend van 0,84. Voor de verdere berekeningen wordt een gemiddelde Biot coëfficiënt van 0,85 aangehouden.

2.3 Berekeningen

De Poisson's ratio (0,29) in combinatie met de Biot coëfficiënt (0,85) geeft een poro-elastisch effect van 0,5 bar/bar.

Er bestaan verschillende relaties om het thermo-elastische effect te berekenen. Een van de meest gebruikte is de relatie afgeleid door Perkins en Gonzales (Perkins en Gonzalez 1985). In Tabel 1 staan de uitgangspunten voor de berekening van de WHP waarbij scheurvorming verwacht wordt. In de tabel staat ook aangegeven waar de uitgangspunten op gebaseerd zijn. Gezien het feit dat veel waarden gebaseerd zijn op metingen en fysisch relaties, is de onzekerheid relatief klein.

Tabel 2 | Uitgangspunten berekening maximaal toelaatbare well head pressure.

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Porositeit	0,22	[-]	Waarde uit SDE rapport
Shmin'	75	[bar]	Zie tabel 1, conservatieve waarde
Poisson's ratio (v)	0,29	[-]	Relatie van Brocher
Compressibiliteit reservoir (Cb)	0,12	[1/GPa]	Waarde uit puttesten
Bulk Modulus (Kb)	8,4	[GPa]	Compressibiliteit reservoir, $K=1/C_m$
Young's Modulus (E)	10,6	[GPa]	Bulk modulus, $K=E/3(1-2v)$
Biot coëfficiënt (B)	0,85	[-]	Gemiddelde van een drietal relaties
Thermische expansie coëfficiënt (α)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	[1/°C]	Waarde uit Zoback (Zoback 2008)
Poro-elastisch effect (A _p)	0,50	[bar/bar]	Relatie uit Zoback
Thermo-elastisch effect (A _T)	0,76	[bar/°C]	Relatie van Perkins en Gonzales

In Tabel 3 zijn de resultaten van de berekening van de maximaal toegestane injectiedruk ter hoogte van de well head (WHP) weergegeven voor injectietemperaturen variërend van 10 tot 35°C. Deze resultaten zijn berekend door middel van de volgende relatie:

$$WHP = ((Shmin' - dGT) / (-A_p + 1)) - \text{injectiedruk gevulde injector}$$

De in de tabel gepresenteerde WHP zijn zonder dynamische drukverliezen.

Tabel 3 | Berekeningsresultaten bij verschillende injectietemperaturen.

T _{injectie} [°C]	Dichtheid [kg/m ³]	dT [°C]	dGT [bar]	P _{injector} [bar]	WHP [bar]
10	1146	67	51	11	37
15	1146	62	47	11	44
20	1144	57	43	11	52
25	1143	52	40	11	60
30	1141	47	36	10	68
35	1139	42	32	10	76

3

FIT'S LTG-GT PUTTEN

In de putten zijn formatie integriteit testen uitgevoerd (zie bijlage 3, en Tabel 4). De testen zijn uitgevoerd vlak boven het reservoir op een diepte die varieert tussen de 1.700 en 1.727 mTVD. De gemeten surface pressures varieerde tussen de 85 en 100 bar. Geen van de testen heeft een leak-off laten zien. De poriedruk in het reservoir bedraagt 192 bar (IF Technology 2018a). Dit is 7 bar hoger dan in de vorige notities aangenomen is (zie Tabel 1). Dit betekent dat het reservoir lichtelijk over-pressured is.

Tabel 4 | FIT's LTG-GT putten.

Put	Diepte [mTVD]	Surface pressure [bar]	Mud gewicht [s.g.]	Bottom hole pressure [bar]
LTG-GT-01	1.704	85	1.27	297
LTG-GT-02	1.727	100	1.23	308
LTG-GT-03	1.700	90	1.24	296

Als aangenomen wordt dat deze druk ook geldt voor de direct boven het reservoir gelegen laag, komt de minimale netto bottom hole pressure op 104 bar. Dit betekent dat S_{hmin} ook minimaal 104 bar bedraagt.

Op basis van het berekende stress profiel (zie Figuur 4) wordt in de laag direct boven het reservoir een S_{hmin} verwacht van 80 bar. Dit is 24 bar lager dan waarmee tijdens de FIT's getest is. Dit kan het volgende betekenen:

- 1) het verschil tussen de S_{hmin} in het reservoir en de bovengelige laag is groter dan berekend;
- 2) het verschil blijft gelijk maar beide stressen zijn groter dan berekend.

In het eerste geval zal een tensile frac die mogelijk in het reservoir ontstaat niet zomaar naar boven groeien. In het tweede geval is een grotere druk nodig om een tensile frac te creëren.

Opgemerkt moet worden dat bij de bepalingen van S_{hmin} in deze notitie de Biot coëfficiënt niet meegenomen is. Indien deze wel meegenomen wordt, volgens de relatie van Anderson (Anderson, 1973), de S_{hmin} 105 bar :

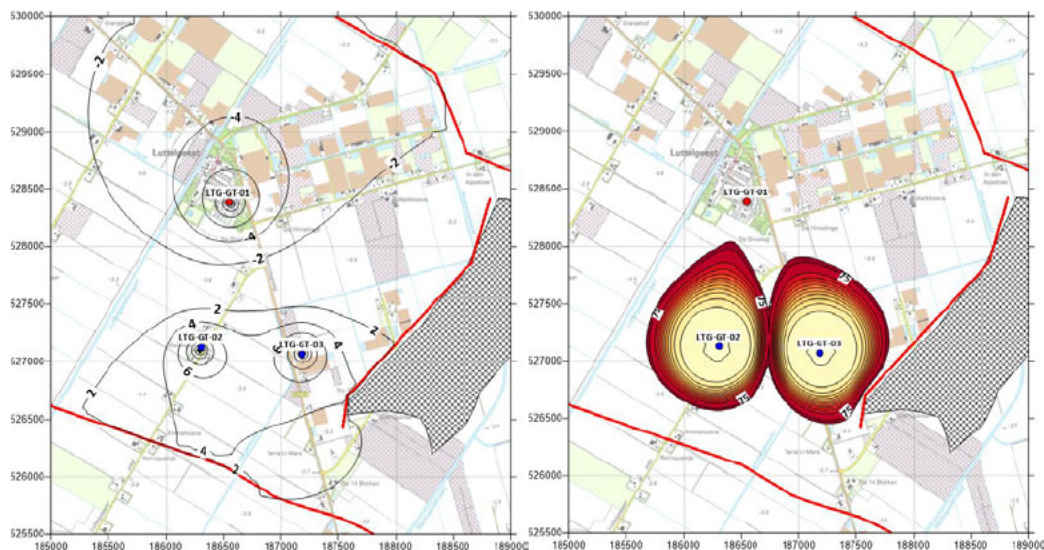
$$\sigma_h = \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_v - \alpha P_w) + \alpha P_w$$

Dit is aanzienlijk hoger dan de gehanteerde S_{hmin} in de berekeningen, maar meer in lijn met de minimale S_{hmin} waarde die de FIT's opgeleverd hebben.

4 RESERVOIRBEREKENINGEN

4.1 Druk- en temperatuursveranderingen bij breuken

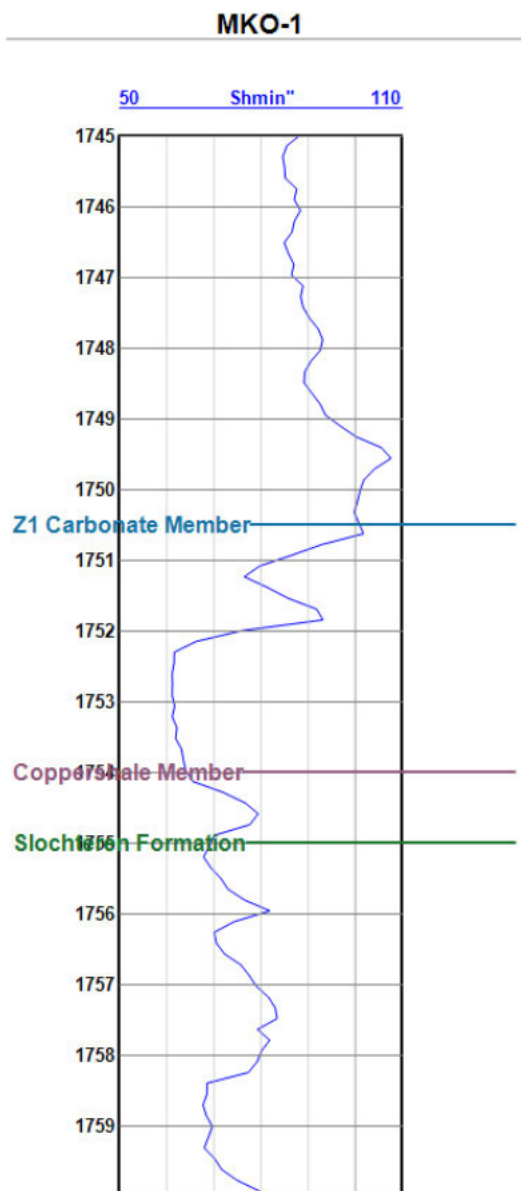
Op basis van een 3D reservoir model is berekend wat de druk- en temperatuursveranderingen in het reservoir na 30 jaar zijn. Hiervoor is een volcontinue pompregime van 350 m³/h met een injectietemperatuur van 20°C aangehouden. In de praktijk zal het verpompte volume kleiner zijn, en de gemiddelde injectietemperatuur hoger. Voor de berekeningen is een homogeen en isotroop reservoir aangehouden. De reservoirparameters zijn gebaseerd op het gemiddelde van de uitgevoerde putproeven. Dit betekent een bruto reservoirdikte van 70 m, en een permeabiliteit van 300 mD. De breuken zijn als ondoorlatend beschouwd. In Figuur 3 zijn de berekeningsresultaten weergegeven. Uit de berekeningen blijkt dat na 30 jaar productie de drukverandering bij de breuken maximaal 4 bar bedraagt, en de temperatuursverandering maximaal 3°C.



Figuur 3 | Berekeningsresultaten reservoirmodel na 30 jaar (350 m³/h, 8760 h per jaar en Tinj. 20°C). Links berekende drukveranderingen in [bar], rechts berekende temperaturen in [°C].

4.2 Confinement

Op basis van het berekende stressprofiel (Figuur 4) en de resultaten van de FIT's wordt geconcludeerd dat het zeer onwaarschijnlijk is dat een eventuele ontstane scheur bij de putten doorgroeit naar boven.

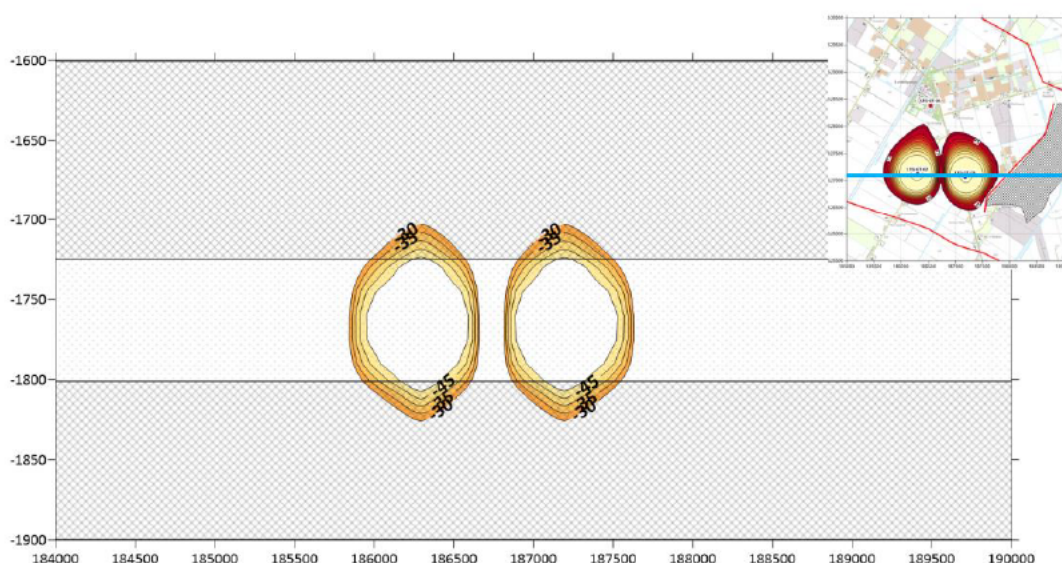


Figuur 4 | Berekend stress profiel op basis van MKO-01. Shmin is berekend door middel van Eaton en Poisson's ratio. De Poisson's ratio is afgeleid met Brocher. Shmin is effectieve stress in bar. De diepte is in mAH. De diepteligging van een aantal members is weergegeven.

Om het thermische effect mee te nemen zijn de temperatuursveranderingen in de laag direct boven het reservoir berekend, zie Figuur 5.

Bij een injectietemperatuur van 20°C bedraagt de afkoeling van de laag direct boven het reservoir 50°C. Bij deze bepaling is er vanuit gegaan dat een significant volume van de laag boven het reservoir een dergelijke afkoeling moet ondergaan. Een kleiner volume heeft een grotere afkoeling, maar het effect daarvan is kleiner.

Bij een thermo-elastisch effect van $0,76 \text{ bar}/^{\circ}\text{C}$ resulteert deze afkoeling in een spanningsverlies van 38 bar. Op basis van de FIT's is geconstateerd dat de Shmin minimaal 104 bar bedraagt. Dit betekent dat een injectiedruk aan de top van het reservoir van 66 bar toelaatbaar. De gewenste injectiedruk bij 20°C is 63 bar (zie Tabel 3; 52 bar WHP + 11 bar gevulde injector). Een dergelijke injectiedruk derhalve toelaatbaar zonder dat de integriteit van de laag boven het reservoir wordt aangetast.

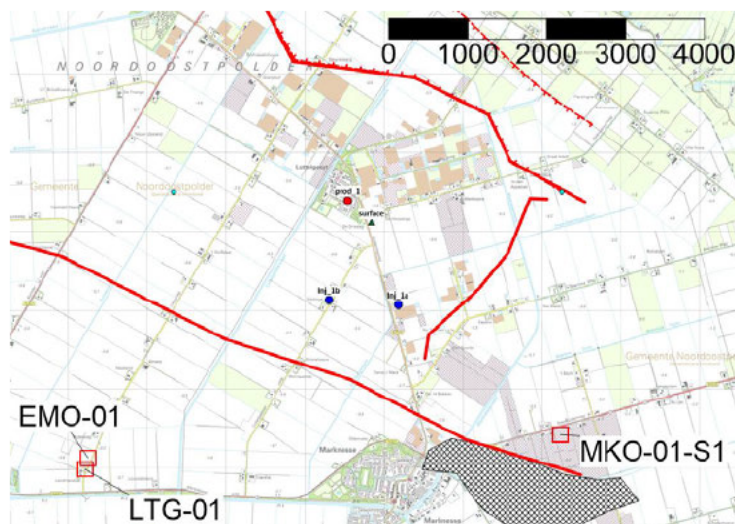


Figuur 5 | De berekende temperatuursveranderingen langs een dwarsdoorsnede langs de twee injectieputten (W-O, zie blauwe lijn op het kaartje rechtsboven). De verticale schaal is 10 maal groter dan de horizontale schaal.

5 GEÏNDUCEERDE SEISMICITEIT

5.1 Geïnduceerde seismiciteit a.g.v tensile failure

De waarden in Tabel 3 geven aan bij welke WHP en injectietemperatuur scheurvorming van het reservoir kan optreden. Op het moment dat scheurvorming optreedt neemt de WHP af waardoor de scheur niet verder groeit. Het risico op geïnduceerde seismiciteit als gevolg van de scheurvorming is hierdoor zeer gering. Risicovolle geïnduceerde seismiciteit treedt namelijk pas op als de scheur doorgroeit naar een bestaande breuk. De kans hierop is gezien de afstand tot de aanwezige breuken zeer gering. In Figuur 6 is de ligging van de breuken in relatie tot de putlocaties weergegeven.



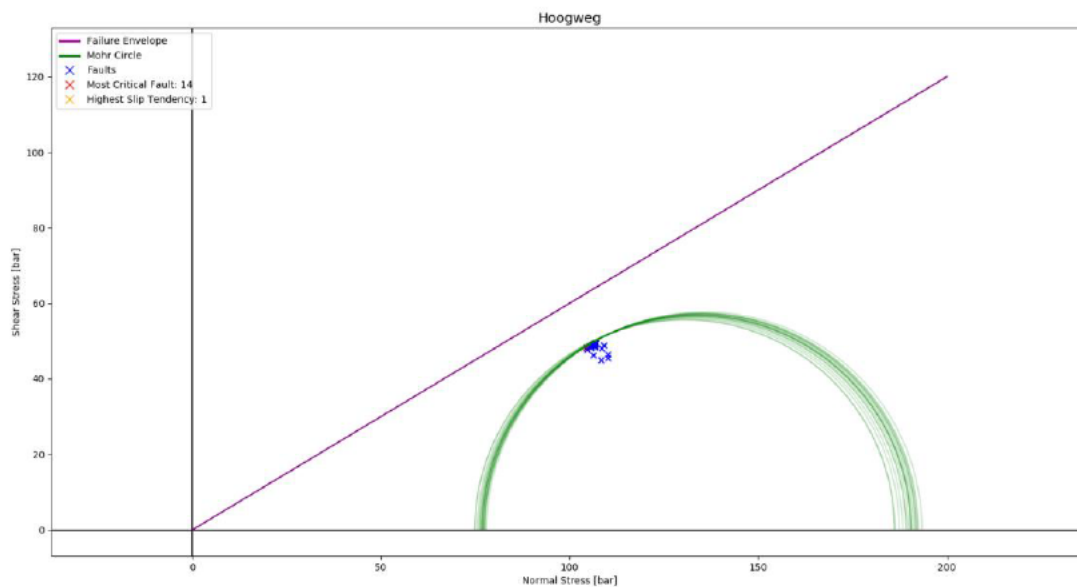
Figuur 6 | Ligging putten en breuken.

5.2 Geïnduceerde seismiciteit a.g.v. temperatuureffect

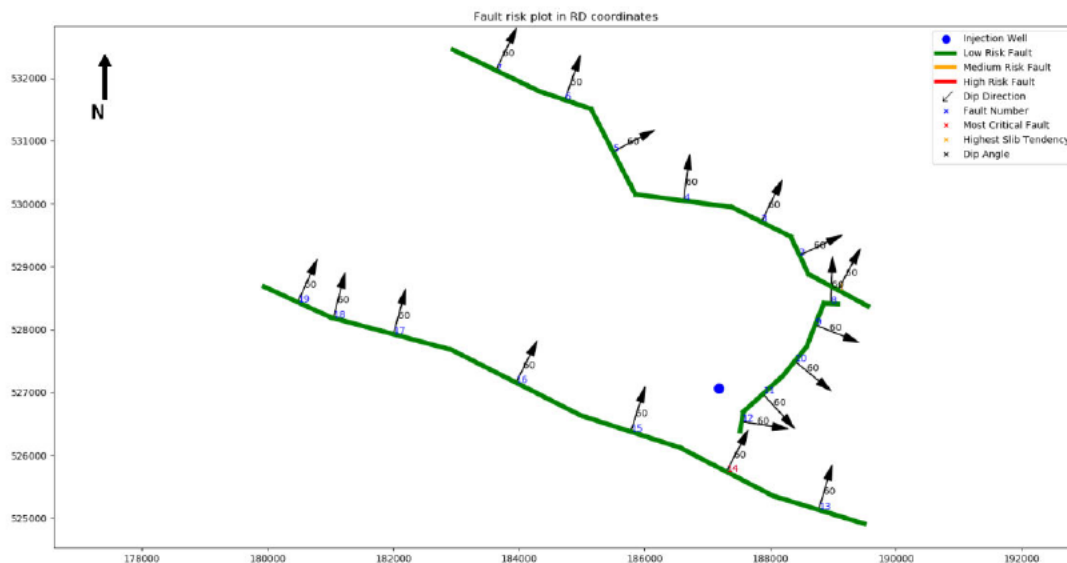
Door afkoeling van het reservoir is het mogelijk dat de spanning bij een breuk dusdanig afneemt, waardoor er bij een relatief kleine poriedruktoename geïnduceerde seismiciteit optreedt. Uit de reservoirberekeningen blijkt dat er bij de breuken een maximale drukverhoging van 4 bar optreedt. De maximale afkoeling bedraagt 3°C.

Op basis van de reservoirberekeningen is een uitgebreide stressanalyse uitgevoerd. De resultaten van deze analyse zijn weergegeven in een aantal figuren.

In Figuur 7 is de stresssituatie bij iedere breuk in het gebied weergegeven. Bij de weergegeven stresssituatie is het effect van de druk- en temperatuurveranderingen meegenomen. De kruisjes in het figuur geven de stress loodrecht op en evenwijdig aan de breukvlakken weer. De positie van de kruisjes is afhankelijk van de oriëntatie van de breuk ten opzichte van het stressveld en van de hellingshoek van de breuk. Uit de analyse blijkt dat geen van de breuken dicht tegen shear failure aan zit. De meest kritische breuk is breuk 14 (rood in Figuur 8). Voor deze breuk wordt daarom een Monte Carlo analyse uitgevoerd.



Figuur 7 | Mohr cirkels van de stress situatie bij verschillende de breuken beïnvloed door het geothermische systeem. De kruisjes geven de principle stresses op verschillende breukvlakken weer.



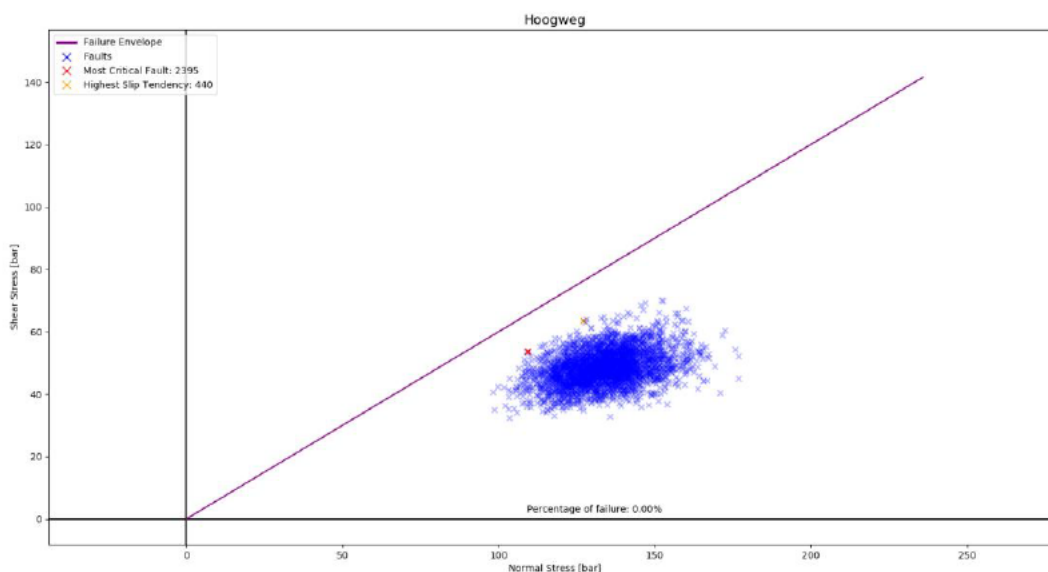
Figuur 8 | Overzicht geanalyseerde breuken en ligging meest kritische breuk (nr. 14, in rood).

Voor de Monte Carlo analyse zijn de waarden van de afgeleide geomechanische parameters en de uitkomsten van het reservoirmodel gevarieerd binnen de verwachte standaarddeviaties. In Tabel 5 staan de uitgangspunten voor de Monte Carlo analyse.

Tabel 5 | Uitgangspunten Monte Carlo analyse kans op geïnduceerde seismiteit bij breuk 14.

Parameter	Mean	STD	Eenheid
Poisson	0,29	0,02	[-]
Biot	0,85	0,02	[-]
Young	10,6	1,0	[GPa]
Over-burden gradiënt	0,22	0,01	[bar/m]
Afkoeling	3,0	1,0	[°C]
Drukverandering	4,0	1,0	[bar]
Shear failure criterium	0,6	-	[-]

In Figuur 9 zijn de resultaten van de Monte Carlo Analyse weergegeven. Uit de analyse blijkt dat het meest kritische punt op 11 bar afstand van het shear failure criterium ligt (normal stress 109 bar, shear stress 54 bar). Indien een shear failure criterium van 0,5 gehanteerd wordt, bedraagt het verschil nog 1 bar. Dit verschil is niet groot, maar de waarschijnlijkheid dat een breuk een dergelijke lage frictie heeft is zeer klein en wordt daarom verwaarloosbaar geacht.



Figuur 9 | Monte Carlo analyse geïnduceerde seismiteit.

6 CONCLUSIES

In deze studie is geanalyseerd of er alg gevolg van het geothermische systeem te Luttelgeest een kans bestaat dat er tensile dan wel shear failure optreedt.

Voor de analyse zijn diverse berekeningen uitgevoerd op basis van 'harde' putdata en diverse minder harde empirische relaties.

- Uit de FIT's blijkt dat een Sh_{min} van minimaal 104 bar op reservoirniveau een realistische verwachting is.
- Een gewenste injectiedruk van 63 bar bij 20°C (zie Tabel 3; 52 bar WHP + 11 bar gevulde injector), is 41 bar lager dan de minimaal verwachte Sh_{min} .
- De afkoeling van de laag direct boven het reservoir bedraagt 50°C. Bij het berekende thermische effect van 0,76 bar/°C is er nog 3 bar marge. De afkoeling neemt af naarmate

de afstand tot het reservoir groter wordt, en daarmee ook de stressverandering als gevolg van deze afkoeling. Hierdoor neemt de kans dat een eventuele ontstane tensile fracture verticaal verder groeit af.

Op basis van het voorgaande wordt verwacht dat een eventuele tensile fracture in het reservoir, niet tot ver buiten het reservoir naar boven zal groeien.

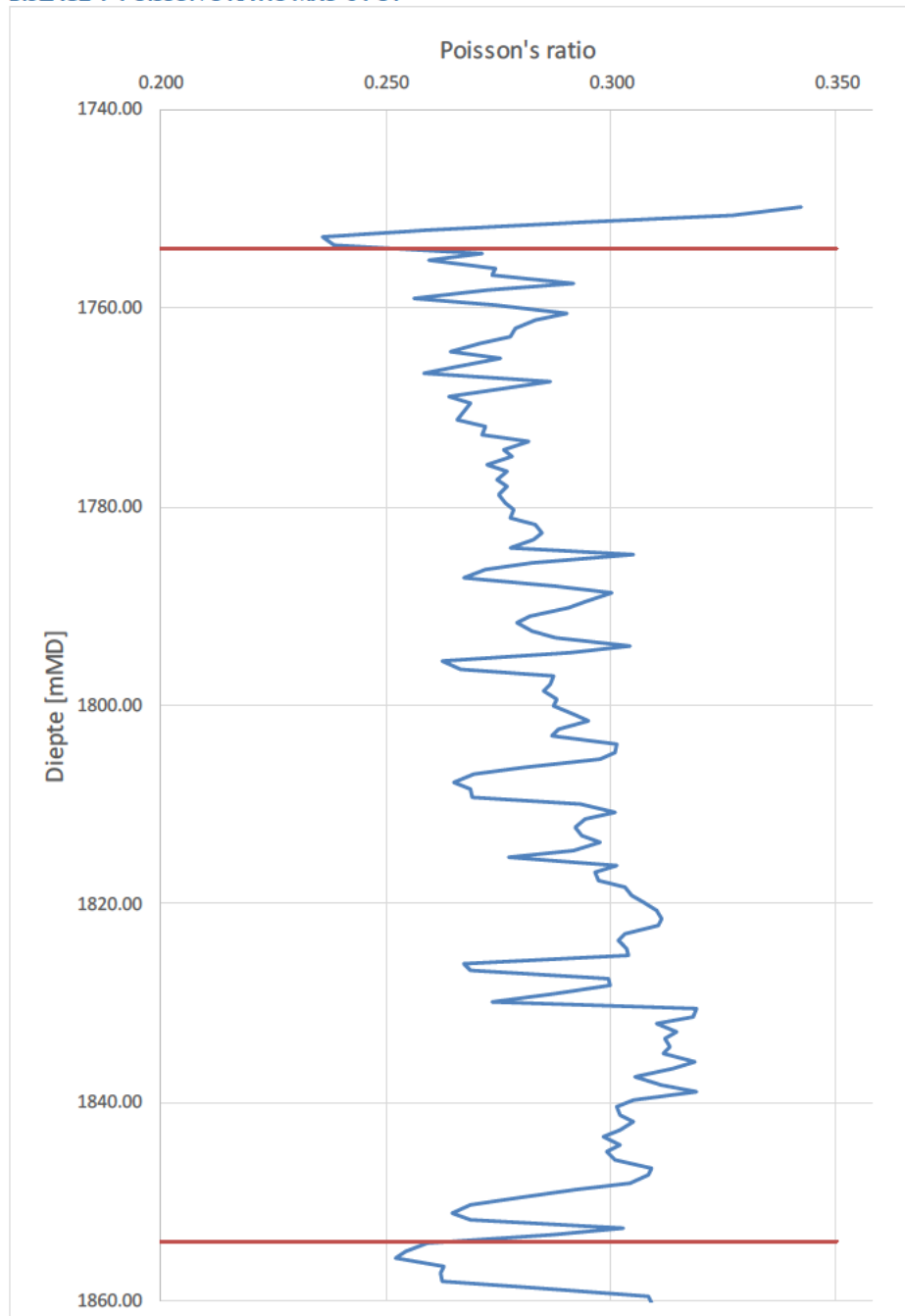
Om de kans op het induceren van seismiteit te berekenen is een uitgebreide analyse uitgevoerd. Uit de uitgevoerde analyse blijkt dat zelfs in het worst case geval seismiteit niet geïnduceerd wordt.

De injectiedrukken weergegeven in Tabel 3 kunnen dus veilig toegepast worden.

7 LITERATUUR

- Brocher, T. 2005. "Empirical Relations between Elastic Wavespeeds and Density in the Earth's Crust".
- Eaton, B.A. 1969. "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations". SPE-2163-PA, oktober. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>.
- Eijs, Rob M.H.E. van, en Onno van der Wal. 2017. "Field-Wide Reservoir Compressibility Estimation through Inversion of Subsidence Data above the Groningen Gas Field". *Netherlands Journal of Geosciences* 96 (05): s117-29. <https://doi.org/10.1017/njg.2017.30>.
- Fabre, D., en J. Gustkiewicz. 1997. "Poroelastic Properties of Limestones and Sandstones under Hydrostatic Conditions". *Int. J. Rock Mech.*
- IF Technology. 2018a. "Well test Hoogweg".
- . 2018b. "Hoogweg injectiedruk en geïnduceerde seismiteit".
- . 2019. "Aanvaardbare Injectiedrukken Hoogweg bij verschillende Temperaturen".
- Osif, T., L. 1988. "The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water". SPE.
- Perkins, T.K., en J.A. Gonzalez. 1985. "The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing". *Society of Petroleum Engineers Journal* 25 (1): 78-88.
- Van Wees, J.D., L. Buijze, K. Van Thienen-Visser, M. Nepveu, B.B.T. Wassing, B. Orlic, en P.A. Fokker. 2014. "Geomechanics response and induced seismicity during gas field depletion in the Netherlands". *Analysis of Induced Seismicity in Geothermal Operations* 52 (0): 206-19. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.05.004>.
- Zoback. 2008. *Reservoir geomechanics*. New York: Cambridge University Press.

BIJLAGE 1 POISSON'S RATIO MKO-01-S1



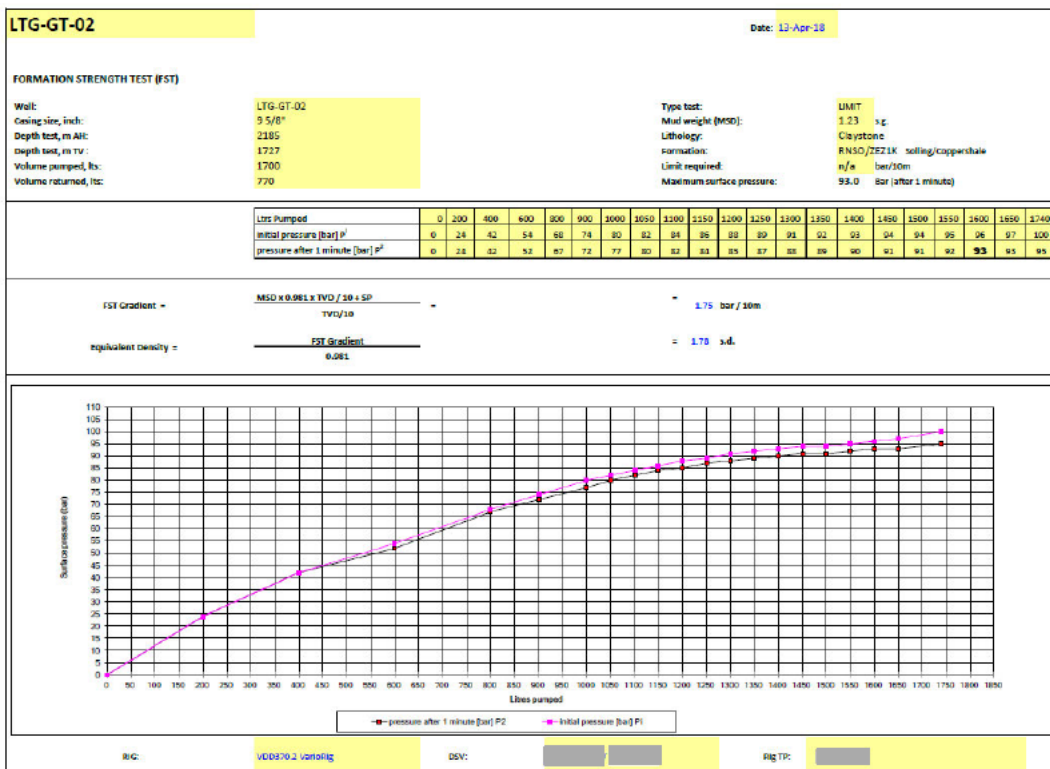
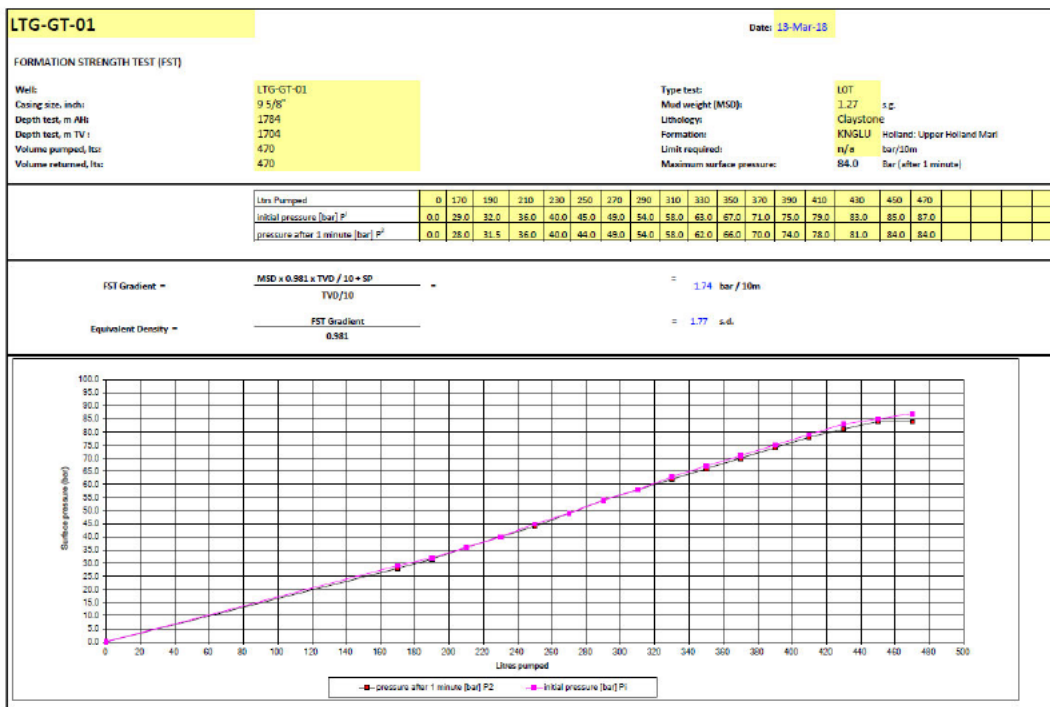
BIJLAGE 2 GEBRUIKTE FORMULES

Parameter	Bron	Formule	Eenheid
Shmin	Eaton, 1969	$Shmin = (v / (1 - v)) * (Sv - Pw) + Pw$	Bar
Poisson	Brocher, 2015	$v = 0.8835 - 0.315Vp + 0.049Vp^2 - 0.0024Vp^3$	-
Biot	Fabre, 1997	$B = 0,00000766*(\Phi*100)^3 - 0,00121*(\Phi*100)^2 + 0,0611*(\Phi*100)$	-
	NAM, 2017	$B = -5,2879*\Phi^2 + 3,2045*\Phi + 0,4275$	-
	Zoback, 2008	$B = 1 - (K_s / K_b)$	-
Bulk modulus	Zoback, 2008	$K_b = 1 / C_b$	GPa
			GPa
Young modulus	Zoback, 2008	$E = 3 K_b (1 - 2v)$	GPa
Ap	Zoback, 2008	$Ap = B((1 - 2v) / (1 - v)) Pwf$	bar/bar
At	Perkins, 1985	$At = E*\alpha*\Delta T / (1 - v)$	bar/°C

Vp	compressive snelheid [km/s]
Φ	porositeit [-]
Pp	Poriedruk [bar]
Pwf	poriedrukverandering [bar]
Cb	Compressibiliteit reservoir [1/GPa]
Cf	Compressibiliteit brine; 0,31 [1/GPa]
Ap	poro-elastisch effect [bar/bar]
At	thermo-elastisch effect [bar/°C]
α	Thermische expansie coëfficiënt; 10^{-5} [1/°C]
Ks	Bulk modulus sand; 40 [GPa]

Compressibiliteit van water berekend door middel van Osif (Osif, T., L. 1988)

BIJLAGE 3 FIT'S LTG-GT PUTTEN



IF Technology **Creating energy**