

Datum 19 oktober 2018
Referentie 20181019/66238/NB
Betreft Hoogweg injectiedruk en geïnduceerde seismiciteit
Auteur 
Gecontroleerd door 

1 INLEIDING

Het doel van deze notitie is tweeledig.

Injectiedruk

Eenzijds is deze notitie bedoeld om aan te tonen dat een hogere injectiedruk dan berekend op basis van het SodM protocol toelaatbaar is, zonder dat de kans op het ontstaan van een fracture in het reservoir toeneemt. Verder wordt aangetoond dat indien er toch een fracture ontstaat, het zeer onwaarschijnlijk is dat deze naar ondieper gelegen lagen doorgroeit. Hoogweg wil dat de hogere injectiedruk als grenswaarde wordt opgenomen in de WABO vergunning.

Om dit aan te tonen wordt gebruik gemaakt van een locatie specifieke frac-gradiënt en de poro-/thermo-elastische theorie. Verder zijn een aantal FIT metingen toegevoegd die aangeven dat in de laag boven het reservoir een veel hogere spanning aanwezig is dan in het reservoir.

Geïnduceerde seismiciteit

Anderzijds wordt aangetoond het risico op geïnduceerde seismiciteit als gevolg van het geothermie systeem minimaal is. Dit bewijs dient ter aanvulling op de eerder uitgevoerde quickscan seismiciteit (IF Technology 2017b).

Voor deze onderbouwing wordt gebruik gemaakt van reservoirsimulaties en een stress analyse.

2 INJECTIEDRUK

2.1 Protocol SodM

Het protocol van SodM is als volgt:

$$\text{WHP}^1 [\text{bar}] = \text{diepte} [\text{mTVD}] * (0,135 [\text{bar/m}] - \text{druk gradiënt injectiewater} [\text{bar/m}])$$

Om de hydraulische gradiënt van het injectiewater te berekenen is de dichtheid van het geïnjecteerde water nodig. Bij een temperatuur van 20 tot 35 °C en een TDS van 188.000 ppm wordt een dichtheid van circa 1.145 kg/m³ berekend (Batzle en Wang 1992). Deze dichtheid resulteert in een drukgradiënt van 0,112 bar/m.

Op basis van het SodM protocol wordt voor de injectieputten (LTG-GT-02 en LTG-GT-03) bij een reservoirdiepte van 1.720 mTVD een maximale toelaatbare WHP van circa 40 bar berekend.

¹ WHP is Well Head Pressure

In alle berekeningen van de WHP zijn de dynamische drukverliezen in de put niet meegenomen. Deze dynamische drukverliezen mogen nog bij de WHP opgeteld worden, omdat deze niet bijdragen aan de injectiedruk op reservoirniveau. In onderstaande tabel zijn de dynamische verliezen, berekend bij verschillende debieten, weergegeven. Voor de berekening is uitgegaan van LTG-GT-02.

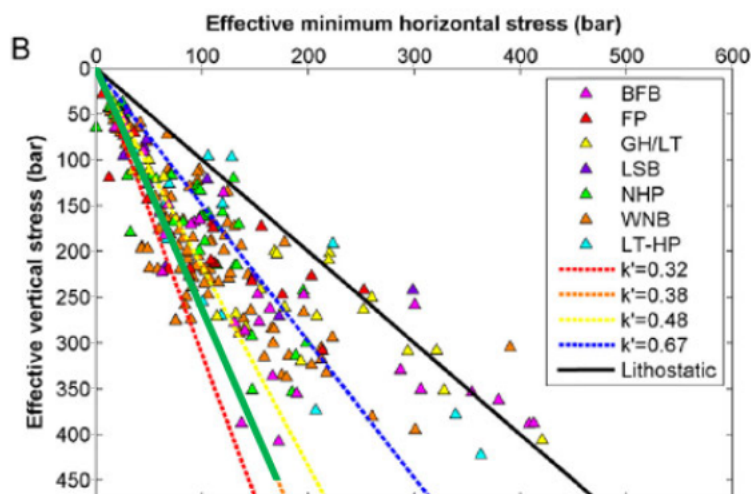
Tabel 1 | Drukverlies bij verschillende debieten (berekend voor LTG-GT-02)

Debiet [m ³ /h]	dP [bar]	Debiet [m ³ /h]	dP [bar]	Debiet [m ³ /h]	dP [bar]
100	0,5	200	1,9	300	4,3
125	0,8	225	2,4	325	5,0
150	1,1	250	3,0	350	5,8
175	1,5	275	3,6		

2.2 Minimale horizontale stress gradiënt met temperatuurcorrectie

Met het SodM protocol wordt berekend bij welke WHP een frac in het reservoir kan ontstaan. Een frac ontstaat indien poriedruk groter is de minimale horizontale stress (S_{hmin}). De S_{hmin} kan overschreden worden door de toename van de poriedruk als gevolg van de injectie en door afname van S_{hmin} als gevolg van afkoeling van het reservoir door het koude geïnjecteerde water.

Om de S_{hmin} in het reservoir te bepalen is gebruik gemaakt van diverse literatuur (Van Wees e.a. 2014; Van Eijs R. 2015). Zie Figuur 1 voor de data van Van Wees. In de data van het figuur is de poroelastische effect niet meegenomen. Het figuur geeft de verhouding tussen de effectieve S_{hmin} (S_{hmin}') en de effectieve verticale stress (S_v'). Uit het figuur blijkt dat voor deze regio de minimale verhouding tussen de S_{hmin}' en de S_v' ongeveer 0.38 bedraagt (dikke groene lijn). Bij een poriedruk van 182 bar, het reservoir is 10 bar over-pressured (IF Technology 2018), bedraagt S_v' op een diepte van 1.720 mTVD circa 196 bar (bij een verticale drukgradiënt van 22 MPa/km). De verhouding van 0,38 geeft bij een S_v' van 196 bar een S_{hmin}' van 75 bar en een minimale S_{hmin} -gradiënt van 0,149 bar/m ($S_{hmin}' + P_p / 1.720$).



Figuur 1 | Leak off test data van onshore Nederland (van Wees et al, 2014), zonder poroelastisch effect. Verhouding voor Luttelgeest is dikke groene lijn (0.38). Gebaseerd op de rode driehoeken (Friesland Platform).

Van Eijs geeft voor Groningen een minimale verhouding tussen S_v' en S_{hmin}' van 0,42 en een S_{hmin} -gradiënt van 0,160 bar/m. In deze notitie wordt een gradiënt van 0,149 bar/m gehanteerd.

Een volledig met koude brine gevulde injector geeft op reservoirniveau een netto injectiedruk (P_{net}) van 11 bar ($(0,112 \text{ bar/m} * 1.720 \text{ mTVD}) - 182 \text{ bar}$). Een S_{hmin}' van 75 bar resulteert dan in een maximaal toelaatbare WHP van 64 bar.

De afkoeling van het reservoir geeft ook een stressverandering (thermo-elastische effect). Deze stressverandering moet in mindering gebracht worden op de berekende WHP. Daarnaast veroorzaakt poriedruktoename een stressverandering (poro-elastische effect) die opgeteld moet worden bij de WHP. Het thermo-elastische en het poro-elastische effect heffen elkaar dus deels op.

Uit literatuur blijkt dat door het lange termijn thermo-elastische effect de toelaatbare WHP voor het Slochteren met maximaal 1 bar/ $^{\circ}\text{C}$ afneemt (Guenot A. en Santarelli F.J. 1989; Pepin e.a. 2004; Harsh, A. 2017).

Volgens de literatuur neemt door het poro-elastische effect de WHP met minimaal 0,5 bar/bar injectiedruk (dP) toe (Harsh, A. 2017; Zoback 2008). Het poro-elastische effect kan ook berekend worden door middel van een Poisson's ratio en een Biot coëfficiënt. Een Biot coëfficiënt van 0,80 en een Poisson's ratio van 0,28 geven een poro elastisch effect van 0,5 bar/bar. Een hogere Biot coëfficiënt resulteert in een hoger poro-elastisch effect, en een lagere Poisson's ratio resulteert ook in een hoger poro elastisch effect. Verwacht wordt dat de gehanteerd Biot coëfficiënt niet lager zal zijn dan de gehanteerde 0,8 (eerder hoger) en ook de Poisson's ratio zal waarschijnlijk niet hoger zijn.

De initiële reservoirtemperatuur bedraagt ongeveer 77 $^{\circ}\text{C}$. Bij een afkoeling tot de referentietemperatuur van 35 $^{\circ}\text{C}$, bedraagt de temperatuursprong (dT) 42 $^{\circ}\text{C}$. Deze dT geeft bij een thermo-elastisch effect van maximaal 1 $^{\circ}\text{C}$ /bar een afname van de toelaatbare WHP van 42 bar.

S_{hmin}' is 75 bar. Als gevolg van het thermo-elastische effect neemt deze af tot 33 bar (75 bar - 42 bar). De druk waarmee geïnjecteerd wordt veroorzaakt enerzijds een afname van S_{hmin}' (Mohr cirkel schuift naar links), maar het poro-elastische effect zorgt voor compenserend effect. Bij een poro-elastisch effect van 0,5 bar/bar, kan met 66 bar (33 bar - 66 bar + 0,5 bar/bar * 66 bar = 0) op reservoirniveau geïnjecteerd worden. De maximaal toelaatbare WHP bedraagt bij deze uitgangspunten 55 bar (66 bar - 11 bar).

In Tabel 2 staat een samenvatting van de uitgangspunten en resultaten.

Tabel 2 | Samenvatting uitgangspunten en resultaten.

Parameter	Waarde	Eenheid
Diepte	1.720	mTVD
Verticale druk gradiënt	22	MPa/km
Poriedruk	182	Bar
S_v'	196	bar

Shmin' / Sv'	0,38	-
Shmin'	75	Bar
Afkoeling	42	°C
Thermo elastische effect (1,0 bar/°C]	42	Bar
Poro-elastisch effect (0,5 bar/bar)	33	Bar
Maximaal toelaatbare injectiedruk op reservoirniveau	66	Bar
Druk volledige gevulde injector	11	Bar
Maximale toelaatbare statische WHP ²	55	Bar
Gewenste statische WHP	50	Bar
Dynamisch drukverlies bij 350 m3/h	6	Bar

De maximaal toelaatbare WHP is 55 bar en de door Hoogweg gewenste WHP is 50 bar. Dit betekent dat er 5 bar marge overblijft.

Bij de gewenste statische WHP van 50 bar moeten de dynamische drukverliezen in de injectieput nog opgeteld worden. Deze drukverliezen zijn afhankelijk van het te injecteren debiet, maar zijn maximaal 6 bar (bij 350 m3/h). De gewenste WHP komt hiermee op 56 bar.

3 FORMATIE STERKTE VAN LAGEN BOVEN HET RESERVOIR

Naast het voorkomen van het ontstaan van een frac in het reservoir, mag indien een frac toch ontstaat deze niet naar ondieper gelegen lagen doorgroeien. Uit de uitgevoerde FIT testen (LTG-GT-01, LTG-GT-02 en LTG-GT-03) blijkt dat de lagen die direct boven het reservoir gelegen zijn, een hogere Shmin hebben dan het reservoir zelf. In bijlage 1 zijn de FIT's weergegeven. In deze bijlage is tevens de lithostratigrafisch kolom van LTG-GT-02 opgenomen. Van de drie FIT's is die van LTG-GT-03 met de laagste druk uitgevoerd. Deze druk was 79 bar (surface pressure) welke aanzienlijk hoger is dan de gewenste WHP van 50 bar.

Gezien de hogere stress in de boven het reservoir gelegen laag wordt niet verwacht dat een eventueel ontstane frac naar boven doorgroeit.

4 RESERVOIRBEREKENINGEN

Op basis van het geologische model (IF Technology 2017a) en de resultaten van de uitgevoerde puttesten (IF Technology 2018) is een reservoirmodel opgezet. Het model is opgezet in DoubletCalc2D.

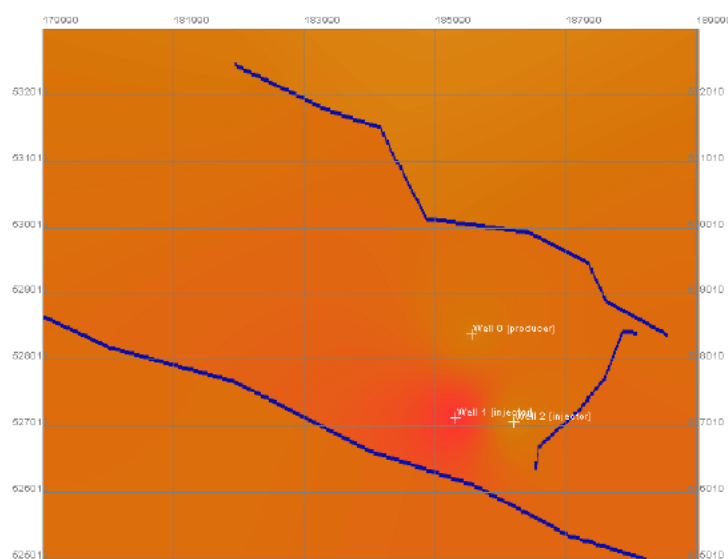
De permeabiliteiten en diktes in het model zijn gebaseerd op de resultaten van de interferentie puttesten, zie Figuur 2. Op basis van de getallen in het figuur zijn een dikte en een permeabiliteit grid gemaakt. Deze zijn weergegeven in bijlage 2. Voor het vervaardigen van de grids is een Inverse Distance ta a Power (2) gridding methode gebruikt. Deze methode is gebruikt gezien het beperkte aantal datapunten waardoor meer statische methoden niet toepasbaar zijn. Tevens is het een exacte gridding methode. Bij het gridden zijn de in het gebied aanwezige breuken meegenomen, zie Figuur 3.

² Statistische WHP is WHP zonder dynamische drukverliezen

Well	Test	Gross Thickness [m]	Transmissivity [m ² /d] / [Dm]	Permeability [mD]	Storativity 10 ⁻⁴ [-]	Skin
LTG-GT-01	Clean out	80	35 / 23	292	0.70	-
	Step test		34 / 23	284	0.70	-
LTG-GT-02	Step test	66	44 / 29	445	0.70	-
	Interference with LTG-GT-03		32 / 21	324	0.64	-
	Interference with LTG-GT-01		33 / 22	334	0.90	-
LTG-GT-03	Clean out	71	28 / 19	263	0.70	2.5
	Step + interference with LTG-GT-02 and LTG-GT-01		30 / 20	282	0.70	2.5

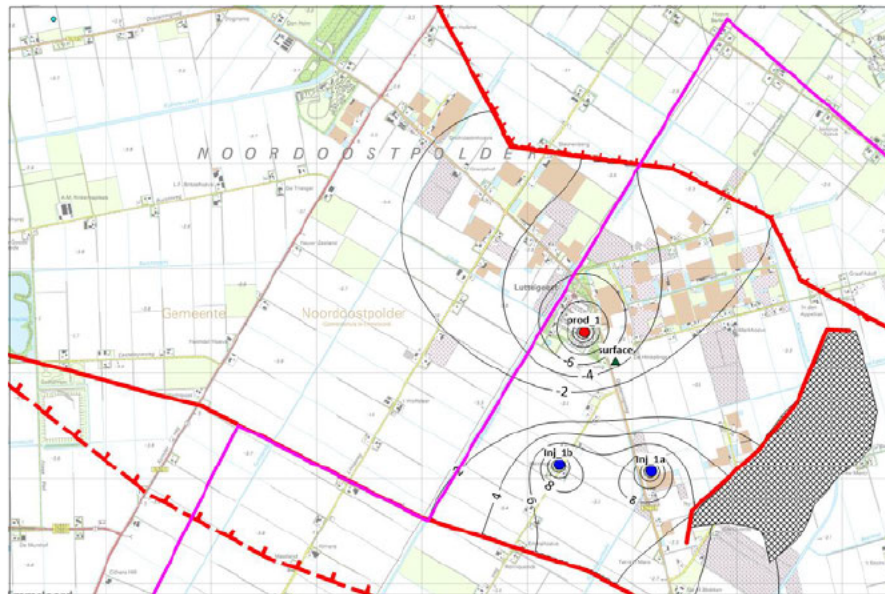
Figuur 2 | Resultaten puttesten (IF Technology 2018).

De permeabiliteit in de directe omgeving van LTG-GT-02 is hoger dan de gemiddelde permeabiliteit tussen de putten. Dit effect is verdisconteert in een negatieve skin van -2.0 bij de put. Deze skin is berekend door middel van een relatie opgesteld door Cinco-Ley en Samaniego (Cinco-Ley en Samaniego 1981). Vervolgens zijn de door het model berekende drukverandering bij de put getoetst aan de gemeten drukverandering tijdens de pompproef. Deze komen goed overeen. Doordat in het reservoirmodel de breuken zijn toegevoegd, komt de berekende skin voor LTG-GT-03 te vervallen. Deze skin was benodigd omdat de breuken niet fysiek in de pompproefinterpretatie software meegenomen konden worden.

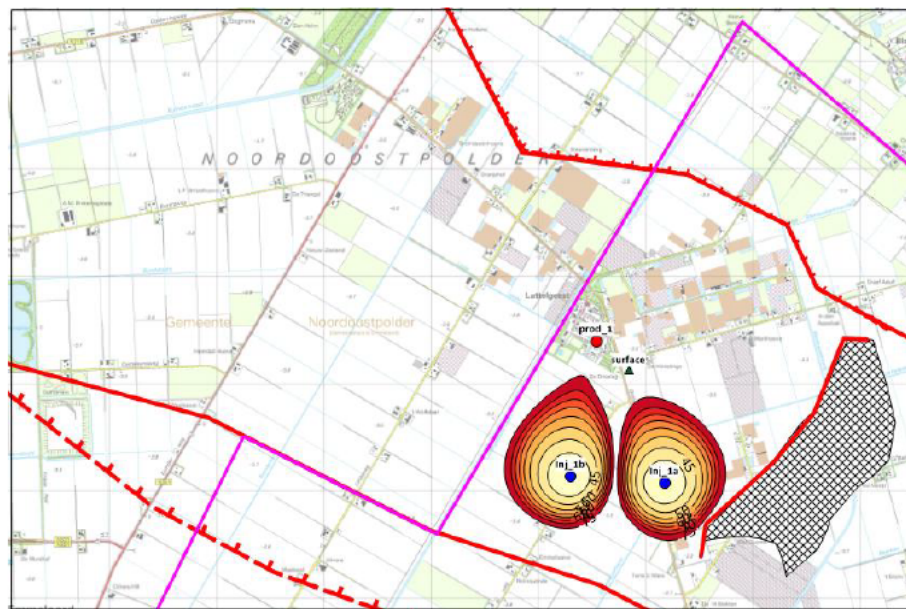


Figuur 3 | Permeabiliteit [mD] reservoirmodel en opgenomen breuken

In Figuur 4 en Figuur 5 zijn respectievelijk de berekende druk- en temperatuursveranderingen weergegeven. De berekende druk- en temperatuursverandering zijn berekend voor het volcontinueu onttrekken en injecteren van een debiet van 350 m³/h voor een periode van 30 jaar. De weergegeven effecten zijn hierdoor een overschatting van de werkelijk optredende effecten.



Figuur 4 | Berekende drukveranderingen [bar] na 30 jaar; bij 350 m³/h, 8.760 h per jaar produceren en 175 m³/h per injectieput injecteren. In het figuur wordt LTG-GT-03 aangeduid met inj_1a en LTG-GT-02 met inj_1b. prod_1 is LTG-GT-01. De paarse lijn is de grens van de OV van Hoogweg.



Figuur 5 | Berekende temperatuursinvloed [°C] na 30 jaar; bij 350 m³/h, 8.760 h per jaar produceren en 175 m³/h per injectieput injecteren. In het figuur wordt LTG-GT-03 aangeduid met inj_1a en LTG-GT-02 met inj_1b. prod_1 is LTG-GT-01. De paarse lijn is de grens van de OV van Hoogweg.

In Tabel 3 staat een overzicht van de berekeningsresultaten van de belangrijkste drukveranderingen.

Tabel 3 | Overzicht belangrijkste drukveranderingen na 30 jaar bij 350 m³/h.

locatie	Drukverandering [bar]
LTG-GT-01	-41
LTG-GT-02	+30
LTG-GT-03	+42
Breuk aan de zuidzijde	+7
Breuk/erosiegebied aan de oostzijde	+6

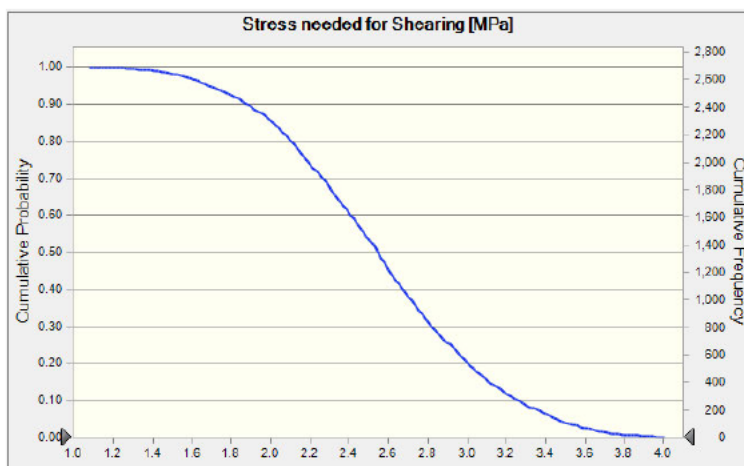
5 GEINDUCEERDE SEISMICITEIT

Op basis van de resultaten van de reservoirberekeningen is een inschatting gemaakt van de kans op het induceren van seismiciteit bij de breuk aan de zuidzijde van de projectlocatie. Deze breuk ligt namelijk het meest kritisch in het stressveld terwijl de maximale drukverhoging vergelijkbaar is aan die bij de breuk aan de oostzijde. De uitgangspunten voor de analyse staan weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 | Uitgangspunten analyse optreden geïnduceerde seismiciteit.

Parameter	Minimum	Gemiddelde	Maximum	Eenheid	Bron
Richting stress veld	300	315	330	°	(Mechelse E. 2017)
Sv gradiënt	0,210	0,220	0,230	Bar/m	(Van Wees e.a. 2014)
Sh min gradiënt	0,145	0,150	0,160	Bar/m	(Van Wees e.a. 2014)
Factor Shmin SHmax	1,1	1,2	1,3	-	(Van Eijs R. 2015)
Poriedruk	180	182	184	Bar	(IF Technology 2018)
Diepte top reservoir	1.710	1.720	1.750	mTVD	(IF Technology 2018)
Azimut breuk zuidzijde	326	332	338	°	(IF Technology 2017a)
Dip breuk zuidzijde	65	75	80	°	(IF Technology 2017a)
Frictie breuk	0,55	0,60	0,65	-	(Zoback 2008)

Op basis van de getallen in Tabel 4 is een MonteCarlo analyse uitgevoerd om te bepalen welke stressverandering minimaal benodigd is om de breuk aan de zuidzijde te laten glijden. In Figuur 6 staan de resultaten van de MonteCarlo analyse weergegeven.



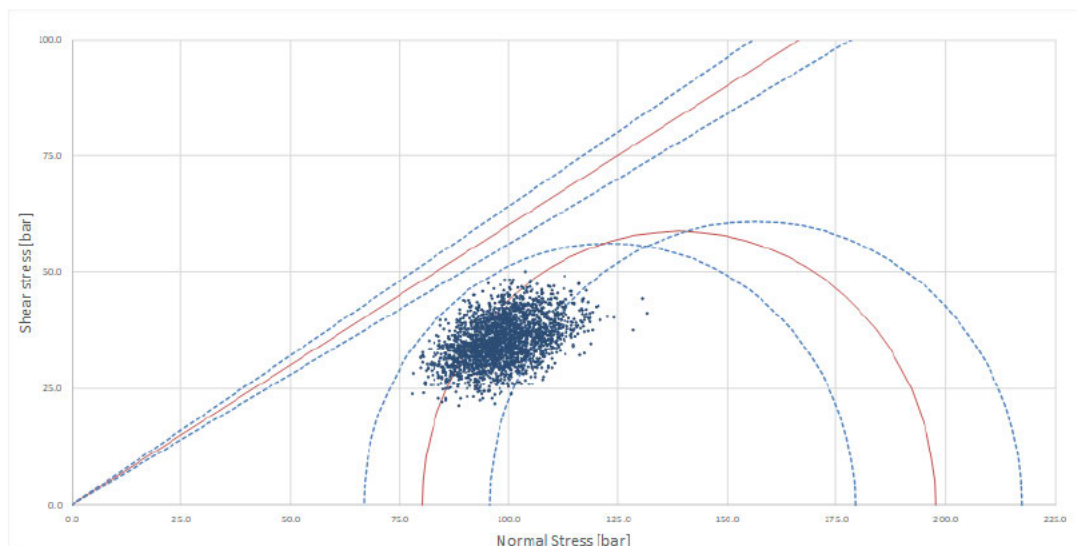
Figuur 6 | Resultaat MonteCarlo berekening voor het bepalen van de benodigde stressverandering voor het veroorzaken van shear failure bij de zuidelijk gelegen breuk. Verticale as Probability, horizontale as stress in MPa.

Uit de analyse blijkt dat de kans op het veroorzaken van geïnduceerde seismiteit bij een stressverandering kleiner dan 19 bar minder is dan 10%. Bij de berekende stressverandering van 7 bar bestaat volgens de analyse geen verhoogde kans op het induceren van seismiteit.

In Figuur 7 zijn de Mohr cirkels gebaseerd op de resultaten van de MonteCarlo analyse weergegeven. In het figuur worden drie Mohr cirkels weergegeven: 1) een worst case scenario gebaseerd op de minimale S'_{min} en de minimale S_v' ; 2) Een gemiddeld scenario gebaseerd op de gemiddelde waarden en een; 3) maximaal scenario. Opgemerkt moet worden dat de gekoppelde waarden van S'_{min} en S_v' geen relatie met elkaar hebben. Ze worden onafhankelijk van elkaar berekend. S_v' op basis van een diepte en een overburden pressure gradiënt. Beide met een eigen onzekerheid. S'_{min} wordt berekend op basis van een frac-gradiënt met bepaalde onzekerheid.

Het shear failure criterium is gebaseerd op minimale, gemiddelde en maximale frictie coëfficiënt.

De principle stresses zijn berekend op basis van de mogelijke azimuths van het stress veld, de oriëntatie van de breuken, mogelijke dips van de breuken en alle mogelijk combinaties van S'_{min} , S'_{Max} en S_v' . Uit Figuur 7 blijkt dat geen van de realisaties het failure criterium overschrijdt.



Figuur 7 | Mohr cirkel voor de minimale, gemiddelde en maximale case van de MonteCarlo analyse.

Het eventuele positieve effect van de poro-elastische effect is in de analyse niet meegenomen.

Op basis van de uitgevoerde berekeningen worden geconcludeerd dat er bij de berekende drukverandering geen verhoogd risico op het induceren van seismiciteit is.

De uitgevoerde berekeningen onderbouwen de conclusie van de eerder uitgevoerd quickscan naar het risico op seismiciteit (IF Technology 2017b).

6 OPERATIONELE EFFECTEN EN BEHEERSMAATREGELEN

Op het moment dat in het reservoir aan frac ontstaat neemt de benodigde injectiedruk bij een gelijk debiet direct af. Deze plotselinge drukafname is goed te monitoren door middel van de drukopnemers welke in het systeem aanwezig zijn.

De maximaal ontwerpdruk van de geïnstalleerde injectiepomp en injectieleiding is 63 bar. De maximaal haalbare druk in de injectieleiding is 60 bar (44 bar van de injectiepomp + 16 bar voordruk). Het systeem wordt begrenst door een maximale WHP in te stellen. Dit betekent dat de ESP terug getoerd wordt indien de maximaal toelaatbare WHP benaderd wordt. Het terug toeren van de ESP resulteert in een lager debiet, hetgeen ook de dynamische drukverliezen in de put doet afnemen.

Gezien er geen verhoogd risico op het induceren van seismiciteit is, zijn voor het monitoren van seismiciteit geen voorzieningen opgenomen.

7 CONCLUSIES

Volgens het SodM-protocol bedraagt de maximaal toelaatbare WHP 40 bar. Uit de uitgevoerde studie en berekeningen blijkt dat een WHP van 55 bar toelaatbaar is. Verder blijkt uit de uitgevoerde FIT's dat indien een frac in het reservoir ontstaat het zeer onwaarschijnlijk is dat deze naar boven toe groeit.

Op basis van de resultaten van de studie is geconstateerd dat de maximaal toelaatbare statische WHP 55 bar bedraagt. De door Hoogweg gewenste statische WHP is 50 bar. Dit betekent dat er 5 bar marge overblijft voor eventuele tegenvallers. Bij de gewenste statische WHP van 50 bar moeten de dynamische drukverliezen in de injectieput nog opgeteld worden. Deze drukverliezen zijn afhankelijk van het te injecteren debiet, maar zijn maximaal 6 bar (bij 350 m³/h). De gewenste dynamische WHP komt hiermee op 56 bar.

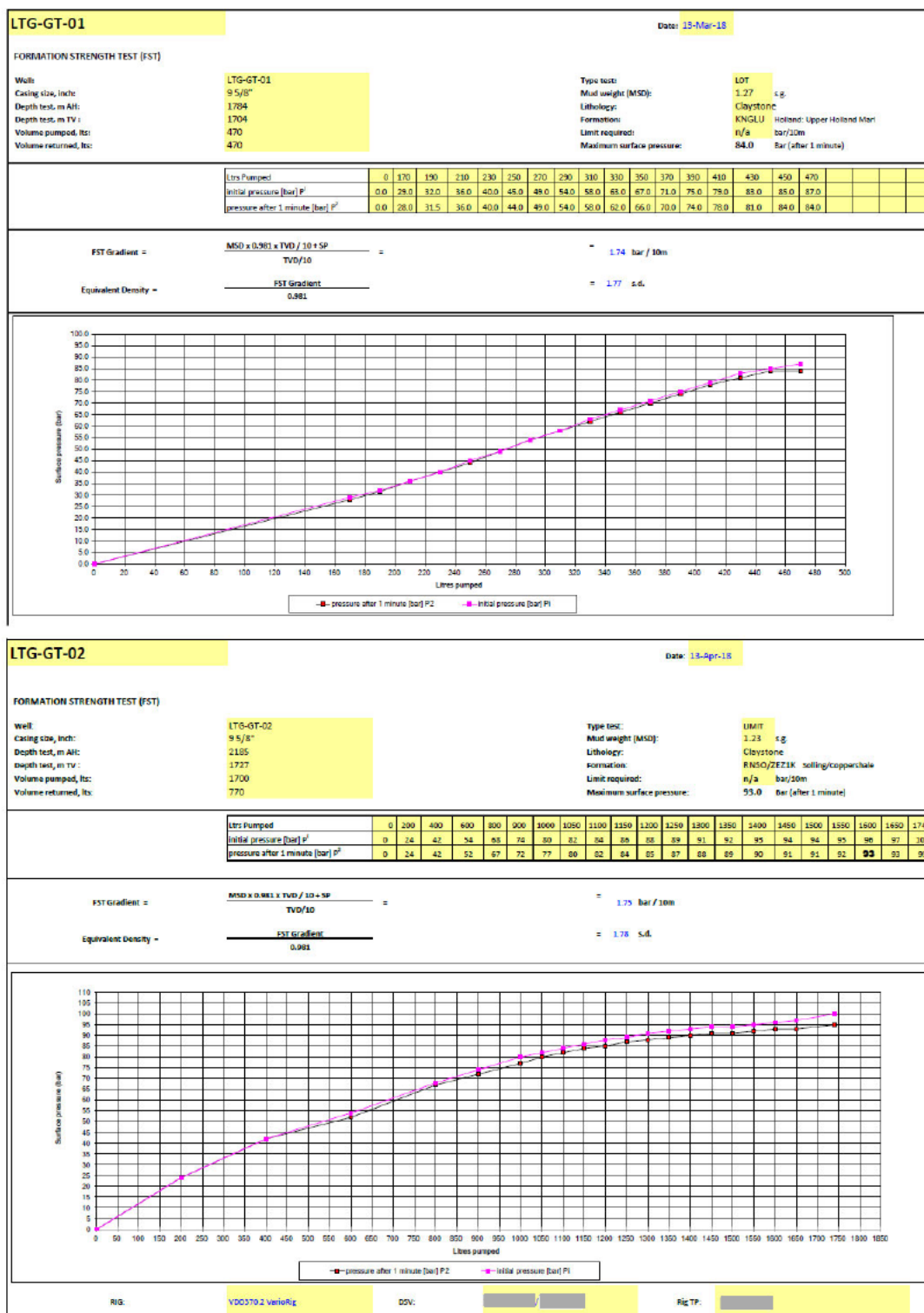
Uit de uitgevoerde reservoirberekeningen blijkt dat het risico op geïndiceerde seismiteit als gevolg van het geothermische systeem niet verhoogd wordt.

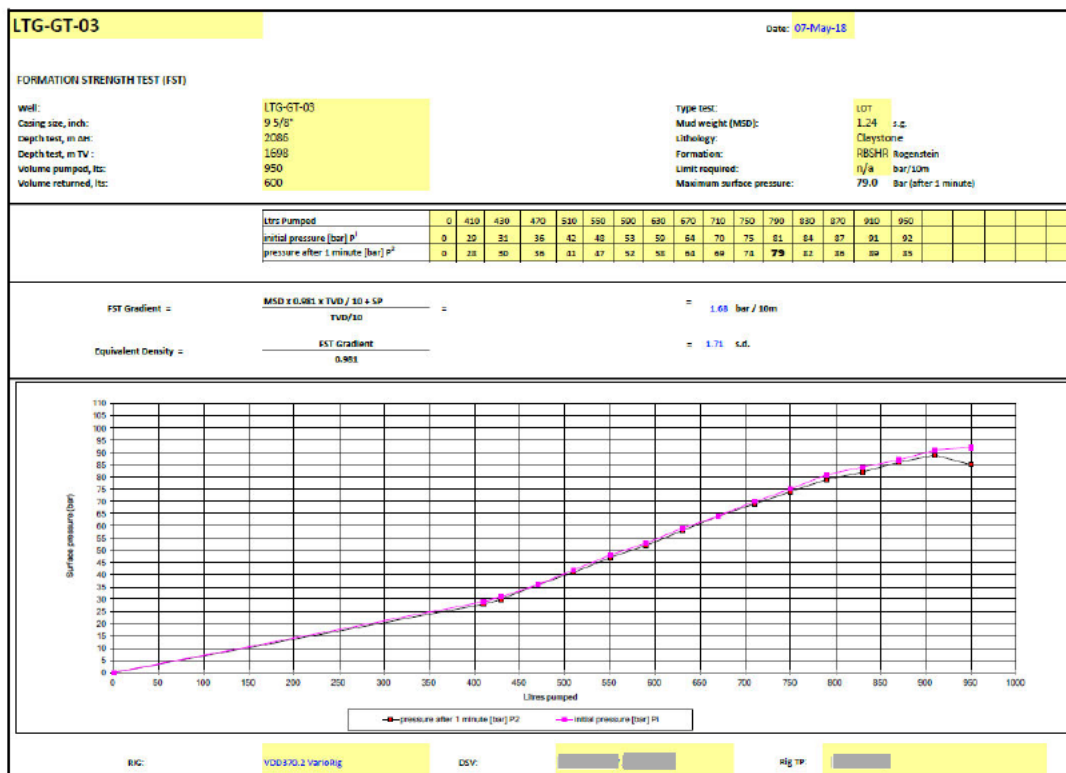
8

LITERATUUR

- Batzle, Michael, en Zhijing Wang. 1992. "Seismic properties of pore fluids", november.
- Cinco-Ley, H., en F. Samaniego. 1981. "In-situ stress field and mechanics of fault reactivation in the Gediz Graben, Western Turkey".
- Guenot A., en Santarelli F.J. 1989. *Influence of mud temperature on deep borehole behaviour*. Rotterdam: Balkema.
- Harsh, A. 2017. "Semi-Analytical Modeling of Water Injection Under Fracturing Conditions by Capturing Effects of Formation Damage Mechanisms to Predict Fracture Propagation". TU Delft.
- IF Technology. 2017a. "SDE+ Application Hoogweg Paprikakwekerijen".
- . 2017b. "Quicksan for Potential of Inducing Seismicity, Hoogweg Paprikakwekerijen".
- . 2018. "Well test Hoogweg".
- Mechelse E. 2017. "The in-situ stress field in the Netherlands: Regional trends, local deviations and an analysis of the stress regimes in the northeast of the Netherlands". TU Delft.
- Pepin, G., M. Gonzalez, B. Bloys, J. Lofton, J. Schmidt, C. Naquin, en S. Ellis. 2004. "Effect of drilling fluid temperature on Fracture gradient: field measurements and model predictions". In , 9. Houston, Texas.
- Van Eijs R. 2015. "Neotectonic Stresses in the Permian Slochteren Formation of the Groningen Field".
- 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, M.D. 2008. *Reservoir geomechanics*. New York: Cambridge University Press.

BIJLAGE 1 FIT'S LUTTELGEEST

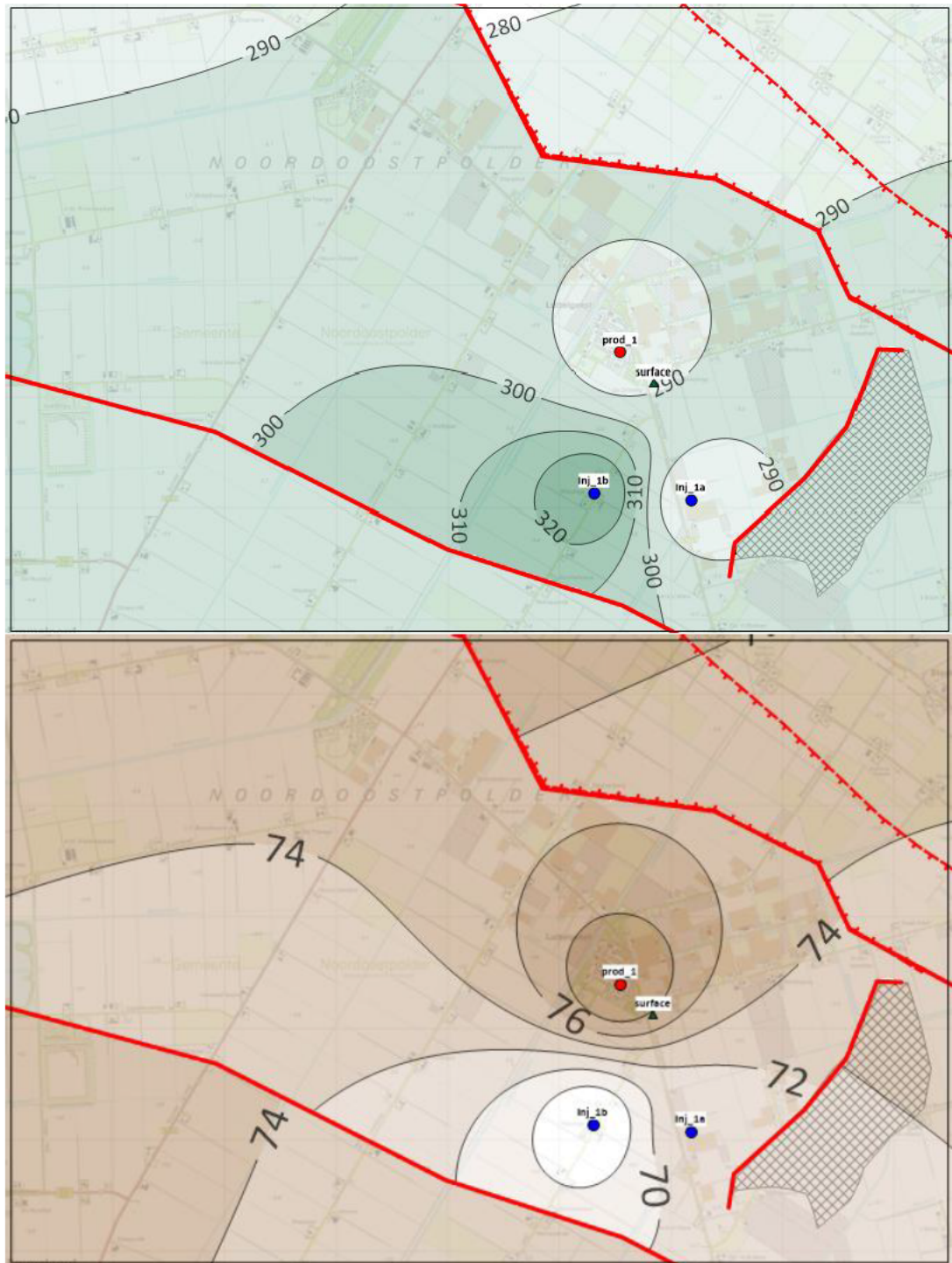




Lithostratigraphic Column Luttelgeest LTG-GT-02							Expected depth (m)		Actual depth (m)	
Str.	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	TV-RT	AH-RT	TV-RT	AH-RT
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	Diverse ¹	Holocene-Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some thin layers of gray or greenish-grey, silty clays.	8,7	8,7	8,7	8,7
			Maassluis NUMS	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, grey to dark grey clay containing shells, lignite and mica.	192	192	no gamma 1 24" conductor shoe @ 225m	
			Oostervliet NIOT	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and grey and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	280	280	314,5	314,5
			Breda NLBA	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	509	515	458	460
	Middle North Sea NE	Tertiary	Rupel NIRF	Oligocene (Rupelian - Early Chattian)	Rupel Clay NIRFC	Clays that become more silty towards basin and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the sapropels layers.	622	612	534,5	541,5
				Eocene-Oligocene (Priabonian - Rupelian)	Vessem NIRFV	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or pyrite nodules commonly occur at the base.	666	684	667	684
	Lower North Sea NL		Donges NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Assa NLFFS	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	668	687	668,5	686
				Early to Middle Eocene (Priabonian to Lutetian)	Brussels sand NLFFS	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	792	831	788,5	826
				Early Eocene (Priabonian)	Ieper NLFFI	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	889	850	896,5	957,5
					Basal Dongen Tuffite NLFFI	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark-grey and red-brown clays.	1074	1176	1067,5	1176,5
		Londen NLFC	Late Paleocene (Thanetian)	Londen Clay NLFC	Generally dark-green, hard, blocky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1078	1179	1070,5	1175	
Mesozoic	Chalk OK	Cretaceous	Ekofisk OKFK	Upper Cretaceous (Danian)		White, chalky limestones containing rare white and grey nodular and bedded chert layers, and thin, grey to green clay laminae. Some glauconite can occur in the basal interval.	-	-	1114,5	1229 12 3/8" shoe @ 1276m
			Ommelanden OKOR	Turonian to Maastrichtian		Succession of white, yellowish-white or light-grey, fine grained limestones, in places argillaceous. Layers of chert can be very common over thick intervals, especially at the base section. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1117	1229	1155	1280
			Texel OKTX	Cenomanian	Plenus Marl OKTXP	Dark-grey, partly black, calcareous, laminated claystone, its thickness generally does not exceed a couple of metres.	1602	1966	1585,5	1941
					Texel Marlstone OKTXM	White to light-grey (locally pinkish) limestones, marls and marly chalks. Firm to moderately hard but locally silty, plastic, soft, and sticky!	1604	1969	1588	1945
	Rijnland RN		Holland RNDL	Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl RNDLU	Light to medium grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top. Locally silty, plastic, soft, and sticky! Trace Pyrite.	1644	2038	1648,5	2049
			Lower Germanic Trias RB	Triassic	Lower Buntsandstein RBBS	Latest Permian - early Silesian	Rogenstein RBBSR	A succession of red-brown to green silty, sometimes anhydritic claystones with regular intercalation of up to 1 m thick oolite beds in the small-scale cycles. (Note: top of high gamma peak at base was at 2185m, base at 2189m; 12 1/4" section TD was at 2185m)	1680	2099
Paleozoic	Upper Rotliegend RO	Permian	Siochteren ROSL	Lower Permian (Saxonian)		Sequence of white to pink and pale red-brown (occ. yellow or grey) sandstones with subordinate amounts of intercalated dark red, red-brown or green-grey silty claystones. Unconsolidated to hard (siliceous or anhydritic cement). Locally a conglomeratic base is present.	1705	2142	1730	2189
	Limburg LC	Carboniferous	Raarlo LCCR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and grey or buff, very fine- to fine-grained, fairly- to poorly-sorted, argillaceous or silty sandstone beds. At the top a dark red, sandy claystone sequence is present.	1770	2253	1796	2302
RT to GL = 8,7m; GL = 3,62m below NAP							1779	2268	1806	2320

TD (13-04-2018)

BIJLAGE 2 PERMEABILITEIT [MD] EN DIKTE GRID [M]



BIJLAGE 3 INPUT RESERVOIRMODEL

REGION OF INTEREST			
xmin	180000.0 m	nx	501.0 -
xmax	190000.0 m	ny	401.0 -
ymin	525000.0 m		
ymax	533000.0 m		
grid geometry	none use grid view		

AQUIFER PROPERTIES			
initial temperature	77.0 C	none use grid view	
aquifer depth	1760.0 m	none use grid view	
(cell) thickness	70.0 m	dikte InvDistPow ASCII.grd use value view	
porosity	0.2 -	none use grid view	
net to gross	1.0 -	none use grid view	
actnum	1.0 -	none use grid view	
permeability in xdir	280.0 mDarcy	wdefault_v2 perm.grd use value view	
permeability in ydir	280.0 mDarcy	wdefault_v2 perm.grd use value view	
water salinity	185000.0 ppm		

CALCULATION SETTINGS	
time end production	30.0 yrs
time end analysis	30.0 yrs
output interval	10.0 yrs
output/calculation interval after production	250.0 yrs

	Well 0	Well 1	Well 2	
name				remove well add well
x	186546.0	186306.0	187183.0	m
y	528389.0	527128.0	527067.0	m
well diameter	9.5	8.5	8.5	inch
well skin	0.0	-2.0	1.7	-
well excess pressure	30.0	30.0	30.0	bar
well (inj) temperature	-1.0	35.0	35.0	C
well flow rate	-350.0	175.0	175.0	m3/h
pressure constraint	no ▾			