



Winningsplan

Opdrachtgever: Green Well Westland B.V.
Van Ockenburghlaan 20
2675 SB HONSELERSDIJK

Adviesbureau: AAB Nederland
Horti Business Center
Jupiter 420
2675 LX HONSELERSDIJK
+31 (0) 174 637 637
info@aabnl.nl
www.aabnl.nl

Behandeld door: [REDACTED]
[REDACTED]@aabnl.nl

Plaats en datum: Honselersdijk, 4 oktober 2021
Revisie: 16 augustus 2019
Revisie: 8 oktober 2021

Projectcode: 009600-211008-DR-winningsplan GWW-D1.docx

Inhoud

1.	Inleiding.....	3
1.1	Wettelijk kader.....	3
1.2	Verantwoorde winning, veilig voor mens en milieu	4
1.3	Procedure en Publiekscommunicatie	4
2.	Locatie en beschrijving van het geothermisch systeem	5
2.1	Locatie van het geothermisch systeem.....	5
2.2	Beschrijving van geothermisch systeem	7
3.	Boorgegevens.....	8
3.1	Putinformatie	8
3.2	Aquiferkarakteristiek	12
3.3	Geologie in vergunningsgebied	13
3.4	Temperatuur Reservoir.....	15
3.5	Formatiewaterkarakteristiek	16
4.	Interferentie	17
5.	Wijze van winning.....	19
5.1	Beschrijving winning	19
5.2	Duur van winning	23
5.3	Toekomstige ontwikkeling	23
6.	Bodembeweging.....	24
6.1	Bodemtrilling- Quick-Scan.....	24
6.2	Nadelige gevolgen omgeving.....	25
7.	Bijlagen.....	27

1. Inleiding

Conform de mijnbouwregelgeving bestaat voor iedere operator de verplichting tot het hebben van een winningsplan. Dit geldt ook voor het winnen van geothermie.

In onderhavig document wordt door de operator Green Well Westland invulling gegeven aan deze verplichting. Hierbij wordt een korte omschrijving gegeven van de winningslocatie (zowel boven- als ondergronds), de wijze van winnen (volumes, bijvangst, techniek) en van de potentiële risico's voor de omgeving.

De wet- en regelgeving met betrekking tot aardwarmte wordt de komende jaren aangepast. Het zelfstandig winningsplan komt naar verwachting te vervallen en zal vervangen worden door een compleet geïntegreerd ontwikkelingsplan.

Tot die tijd kan gewonnen worden op basis van een tijdelijk winningsplan. Dit wordt in tijdelijk beleid vanuit het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat vastgelegd.

1.1 Wettelijk kader

Het winningsplan betreft slechts die elementen die onder de Mijnbouwwet vallen en die te maken hebben met de ondergrondse winning en de gevolgen van het winnen van aardwarmte, zoals beschreven in Mbw art 35. Het bovengrondse systeem valt vergunning technisch onder de WABO.

Het winnen van delfstoffen en aardwarmte vanuit een voorkomen geschiedt ex artikel 34, eerste lid, van de Mijnbouwwet overeenkomstig een winningsplan, dat bij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat wordt ingediend.

De minister van EZK kan zijn instemming met het opgestelde winningsplan slechts geheel of gedeeltelijk weigeren (art 36 Mbw):

- a) indien het in het winningsplan aangeduide gebied door Onze Minister niet geschikt wordt geacht voor de in het winningsplan vermelde activiteit om reden van het belang van de veiligheid voor omwonenden of het voorkomen van schade aan gebouwen of infrastructurele werken of de functionaliteit daarvan;
- b) in het belang van het planmatig gebruik of beheer van delfstoffen, aardwarmte, andere natuurlijke rijkdommen, waaronder grondwater met het oog op de winning van drinkwater, of mogelijkheden tot het opslaan van stoffen;
- c) indien nadelige gevolgen voor het milieu ontstaan, of;
- d) indien nadelige gevolgen voor de natuur worden veroorzaakt.

In het winningsplan wordt onder meer aangegeven welke de voorgenomen jaarlijkse winning is gedurende de looptijd van het plan (art 35 Mbw). Als een voorgesteld winningsplan de instemming van de Minister van Economische Zaken en Klimaat heeft gekregen, zal de winning overeenkomstig het plan plaats moeten vinden. Het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) houdt hier toezicht op.

Voor delfstoffen wordt nadere invulling van de artikelen 34-38 Mbw gegeven in de artikelen 24 en 25 van het Mijnbouwbesluit (Mbb). Ook al zijn de artikelen in het Mbb niet gespecificeerd voor de winning van aardwarmte, kunnen ze op onderdelen van wel worden gebruikt voor dit tijdelijke winningsplan.



Conform de Mijnbouw wetten en regels moet er een onderbouwd en goed gedocumenteerd plan overlegd worden waarin inzichtelijke gemaakt wordt hoe de productie in de toekomst ter hand genomen wordt. Het winningsplan kan als een vervolg rapportage op de garantiefonds/SDE+ rapportage gezien worden die meegroeit met de maturatie van het aardwarmte project en de kennis van de ondergrond.

Er dient per geothermisch systeem één winningsplan aangeleverd te worden. De voorlopige definitie van een geothermisch systeem is:

Het geheel aan geologische en technische componenten, tezamen met de besturings- en monitoringscomponenten, waardoor het warme productiewater en vervolgens het koude injectiewater stroomt waarbij het geheel als een gesloten systeem acteert, teneinde energie/warmte uit deze waterstroom te extraheren.

De duur van de winning is van vele factoren afhankelijk: juridische, economische, installatietechnische en geotechnische.

1.2 Verantwoorde winning, veilig voor mens en milieu

Green Well Westland beschikt over een VG zorgsysteem waaronder aardwarmte gewonnen wordt. Onderdeel van dit systeem is een putintegriteitsdocument en een assetmanagementdocument. Hiermee wordt een veilige, verantwoorde winning optimaal gegarandeerd.

1.3 Procedure en Publiekscommunicatie

Naast de reeds bestaande wettelijke adviseurs SodM en de Technische commissie bodembescherming (hierna: Tcbb), worden op grond van de gewijzigde Mbw ook de provincie, gemeenten, waterschappen en de Mijnsraad in de gelegenheid gesteld om advies te geven. Bij nieuwe winningsplannen is afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht (Awb) van toepassing verklaard, waardoor de mogelijkheid van het indienen van zienswijzen bestaat. Op deze wijze is getracht het burgerperspectief nadrukkelijk mee te nemen in de besluitvorming. Nieuwe winningsplannen liggen (als onderdeel van de procedure ter goedkeuring) ter inzage voor het publiek.



2. Locatie en beschrijving van het geothermisch systeem

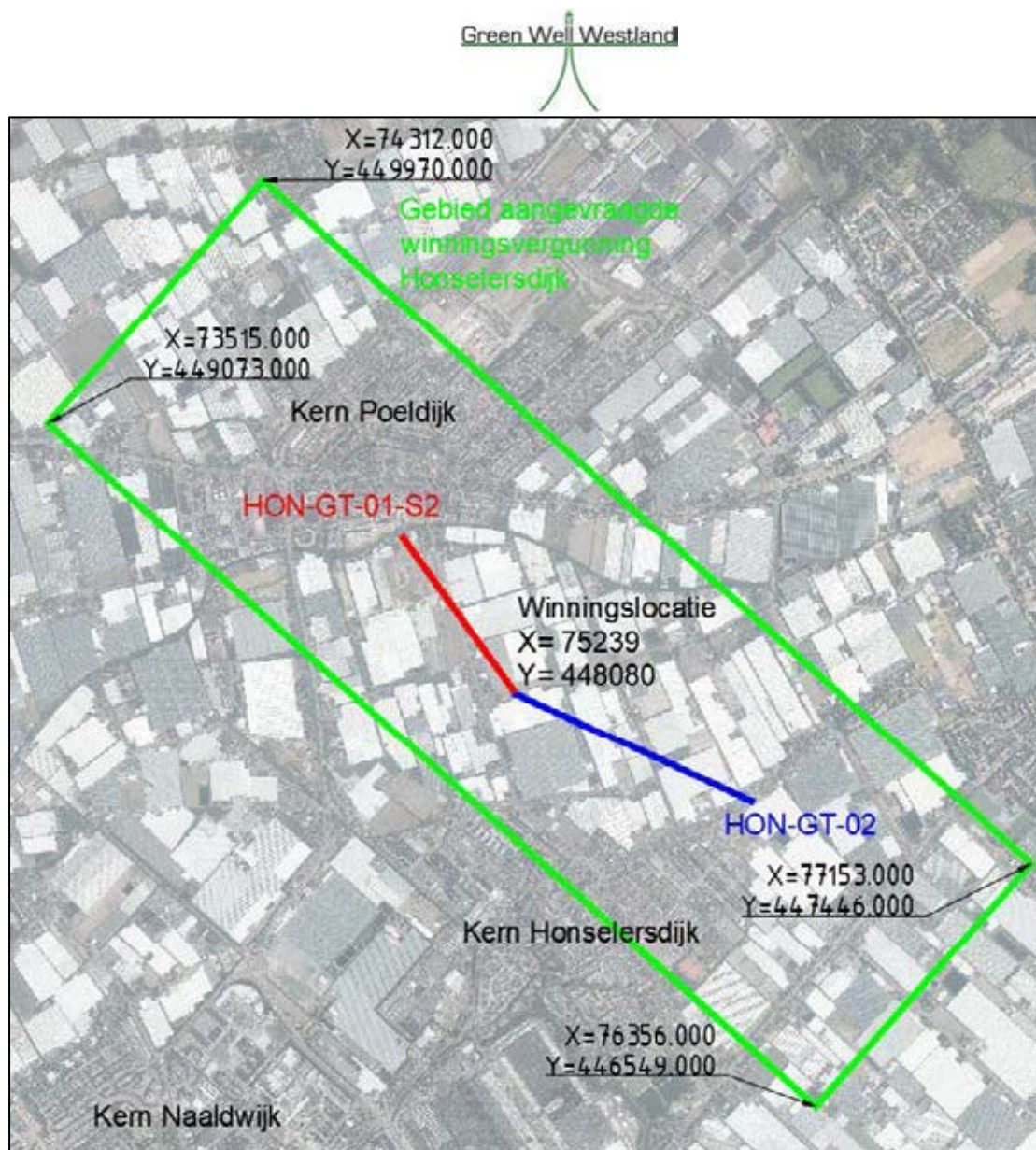
2.1 Locatie van het geothermisch systeem

De bovengrondse locatie van het geothermisch systeem van Green Well Westland is gelegen aan de Van Ockenburghlaan in Honselersdijk binnen de Gemeente Westland (figuur 1).



Figuur 1: Locatie geothermisch systeem (bovengronds)

De producer en injector zijn geboord binnen het opsporingsgebied Honselersdijk. Dit gebied heeft een oppervlakte van 4,56 km² en is volledig gelegen binnen de gemeente Westland tussen de kernen Poeldijk en Honselersdijk. Begin 2013 is de winningsvergunning aangevraagd voor het gebied zoals weergegeven in figuur 2. Hierin is tevens te zien hoe dit gebied zich verhoudt tot de bovengrondse locatie.



Figuur 2: Locatie geothermisch systeem (ondergronds)

Aangezien de winningsvergunning nog niet beschikt is door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, is nog onbekend wat de winningstermijn zal zijn. De verwachting is dat die zal aansluiten bij gelijksoortige vergunningen en daarmee 35 jaar zal bedragen vanaf het moment van verlenen. Dit winningsplan geldt voor een overeenkomstige termijn.

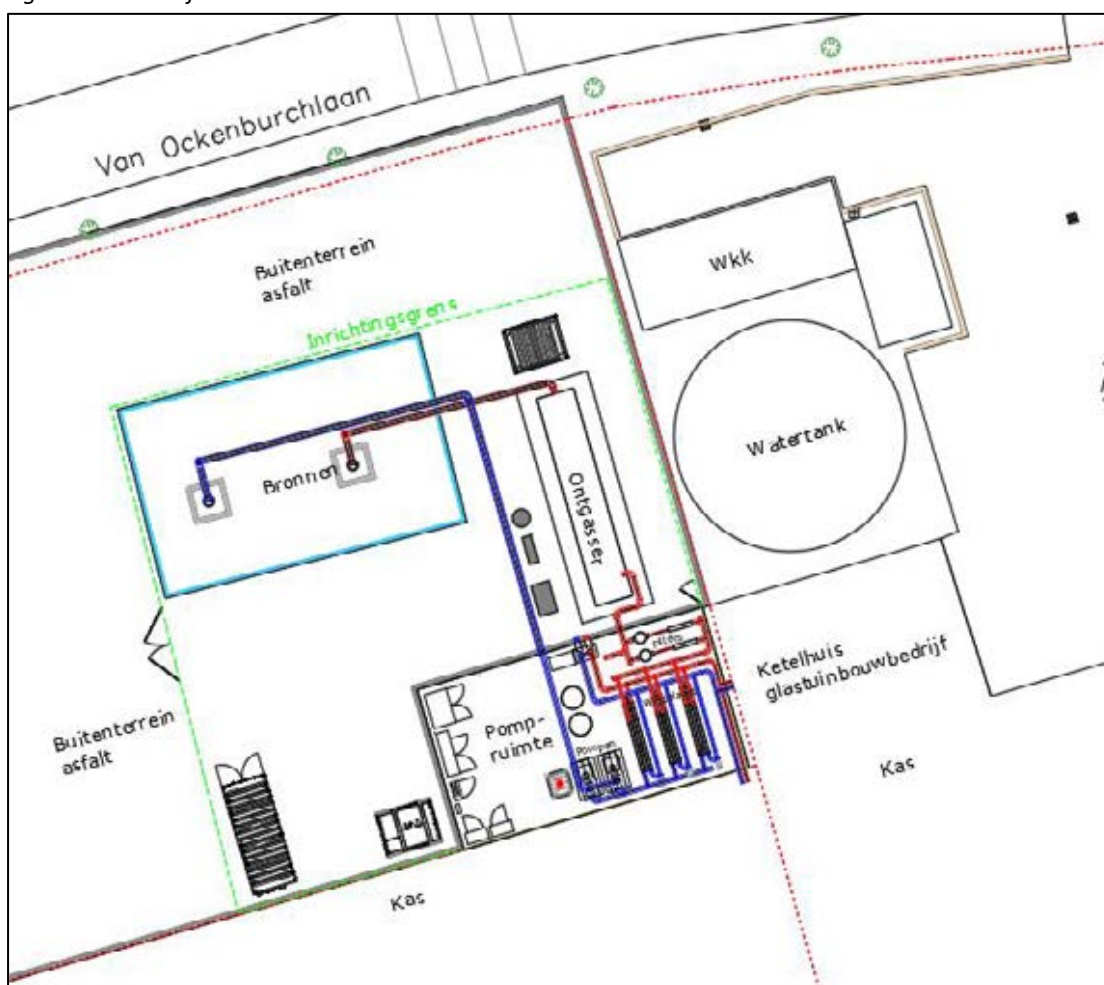
2.2 Beschrijving van geothermisch systeem

Het mijnbouwwerk van operator Green Well Westland bestaat grofweg uit twee bronnen die bovengronds afgewerkt zijn door middel een well head en middels leidingwerk verbonden zijn met de bovengrondse installaties. Een deel van deze installaties is buiten opgesteld zoals de ontgassertank en de fakkel. De overige installaties zoals de filters, warmtewisselaars en pompen zijn in de pompruimte opgesteld. In bijlage 1 is het volledige P&ID opgenomen.

Figuur 3 geeft een fotoweergave van de mijnbouwlocatie, figuur 4 een weergave van de gehele inrichting inclusief aanduidingen van de omliggende bouwwerken en terreinen.



Figuur 3: Foto mijnbouwwerk



Figuur 4: Plattegrond inrichting

3. Boorgegevens

3.1 Putinformatie

In 2012 zijn de putten HON-GT-01 en HON-GT-02 geboord, waarbij bij put 01 een side track is geboord. Het doublet is vervolgens in productie gegaan. In 2015 is een nieuwe side track geboord in de productieput (HON-GT-01-S2). In tabel 1 zijn de gegevens van de beide putten weergegeven.

Putnaam	HON-GT-01-S2	HON-GT-02
Type put	Productie	Injectie
Spuddatum	19-06-2015 (side track)	13-03-2012
Completie datum	30-06-2015	08-05-2012
X (RD) oppervlaktelocatie	75242.8	75235.1
Y (RD) oppervlaktelocatie	448081.0	448079.1
X (RD) einddiepte	74823.2	76126.1
Y (RD) einddiepte	448655.5	447672.1
Einddiepte (m AH)	2615 m	3031.08 m
Eind diepte (mTVD)	2419 m	2726.45 m

Tabel 1: Algemene putinformatie

De verbuizingsschema's van beide putten zijn opgenomen in de End of Well Reports (EOWR). In bijlage 4 zijn de EOWR's van HON-GT-02 en HON-GT-01-S2 bijgevoegd.

In de tabellen 2 en 3 zijn de dieptes opgenomen van de verschillende casings inclusief de posities van de liners, productietubing en screens. In de figuren 5 en 6 zijn deze gegevens gevisualiseerd.

De productieput is inmiddels gedeeltelijk voorzien van een scabliner (465 meter) en er is een inhibitorstring geïnstalleerd. Ook dit is in figuur 5 gevisualiseerd.

Element naam	Top (MD)	Base (MD)	Top (TVD)	Base (TVD)	Incl. (degr)	Staalsoort	Type koppelingen
Conductor	0	104	0	104	0	J55	-
Prod. tubing	0	334	0	334	0	L80	BTC
ESP	334	351	334	351	0	-	-
Casing 1	0	1103	0	1103	0	L80	TSH blue
Liner hanger 1	1022	1022	1022	1022	0	-	-
Casing 2	1022	2386	1022	2220	0-33	L80	VAGT
Scab liner	359	1456	-	-	0-33	P110	VAM
Expansion joint	1002	1014	1002	1014	0-33	L80	Travel Joint
Swell packer	1002	1004	1002	1004	0-33	-	-
Liner hanger 2	2354	2354	2193	2193	33	-	-
Blind pipe	2354	2530	2193	2345	32	L80	VAGT
Screen	2530	2592	2345	2400	28	L80 / AISI 316L	VAGT
Blank joints	2592	2606	2400	2410	32	L80	VAGT
Open hole	2606	2615	2410	2419	32	-	-

Tabel 2: Verbuizingsschema HON-GT-01-S2 (diepte referentie Tubing Hanger Spoel)

Element naam	Top (MD)	Base (MD)	Top (TVD)	Base (TVD)	Incl. (degr)	Staalsoort	Type koppelingen
Conductor	0	100	0	100	0	J55	-
Injectietubing	0	158	0	158	0	L80	VAGT
Casing 1	0	1122	0	1122	0	L80	TSH blue
Liner hanger 1	1034	1034	1034	1034	0	-	-
Casing 2	1034	2533	1034	2351	0-32	L80	VAGT
Liner hanger 2	2290	2290	2149	2149	32	-	-
Blind pipe	2290	2417	2149	2267	32	L80	VAGT
Screen	2417	2698	2267	2492	32	L80 / AISI 316L	VAGT
BHA	2698	2744	2492	2526	48	-	-
Open hole	2744	3041	2526	2736	48	-	-

Tabel 3: Verbuizingsschema HON-GT-02 (diepte referentie maaiveld)

Figuur 5: Schematische putconfiguratie HON-GT-01-S2

Item description	Well head and Xmastree HON-GT-02						
		Depth	Depth	Hole ID	Pipe OD	Collar OD	Pipe ID
		m tvd	m ah	in	in	in (nom)	in (drift)
Injection Well							
Master gate valve 7-1/16" 5K							
Master gate valve 7-1/16" 5K							
Tubing hanger							
Side valves 2-1/16" 5K							
Wellhead 13 5/8" 5K							
<u>Depth reference: Ground level</u>							
20", 84,4ppf, J55, Conductor		100	100	27,5	24	Welded	23
7", 29ppf, L80, VAGT		158	158		7	7,66	6,184 6,059
9 5/8 x 7" Liner Hanger + Packer		1034	1034	Top of liner			
9 5/8", 53,5ppf, L80, TSH Blue		1122	1122	12,25	9,625	10,63	8,535 8,379
7" x 4 1/2" Liner Hanger + Packer		2149	2290				
5 1/2", 12,6 ppf, L80, VAGT, Screens	Top Screens	2257	2417				
4 1/2", 126 ppf, L80, BTC, Basepipe		2351	2533	8,5	7	7,66	6,184 6,059
7", 29 ppf, L80, VAGT		2440	2590				
	Bottom Screens	2492	2698				
		2514	2664				
		2526	2744				
BHA							
Open Hole		2736	3041				

Figuur 6: Schematische putconfiguratie HON-GT-02

3.2 Aquiferkarakteristiek

Aansluitend op het boren van het doublet zijn welltesten uitgevoerd. Aan de hand van de resultaten van deze testen (o.a. productie, drukken, watersamenstelling) is een inschatting gemaakt van de daadwerkelijke aquiferkarakteristiek. In bijlage 2 zijn de welltestrapportages te vinden.

In tabel 3 is een inventarisatie van de resultaten daarvan weergegeven.

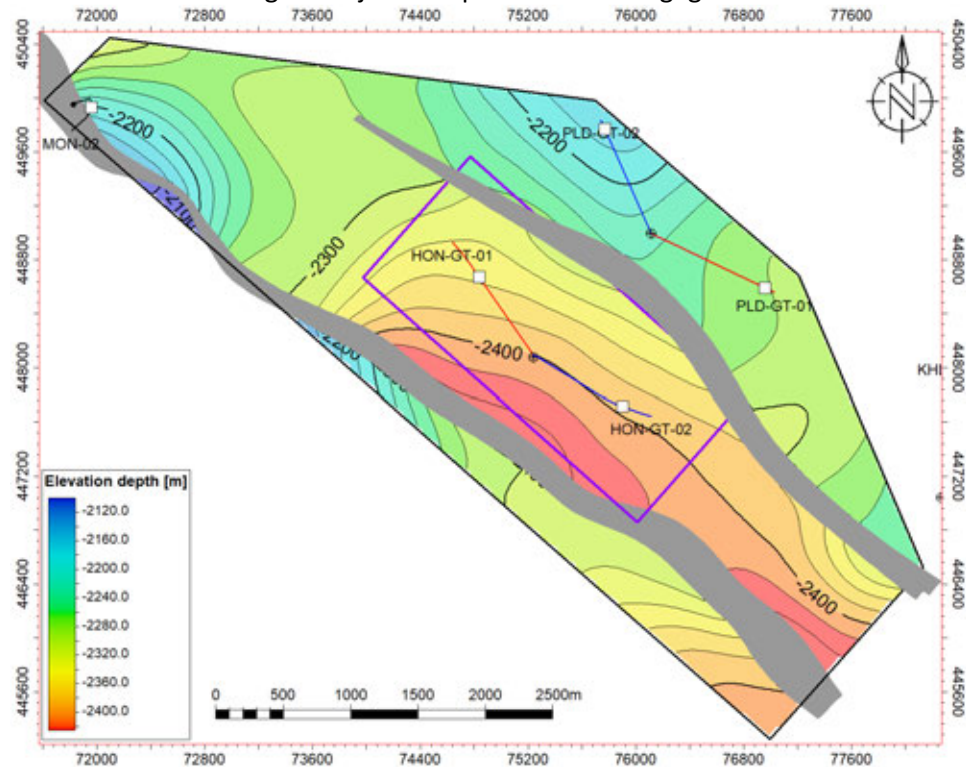
Parameter	HON-GT-01-S2	HON-GT-02
Diepte top aquifer (m MD)	2560	2590
Diepte top aquifer (m TVD)	2366	2440
Diepte basis aquifer (m MD)	2614	2664
Diepte basis aquifer (m TVD)	2418	2514
Bruto Dikte (m)	52	74
Netto-Bruto (-)	0,3	0,8
Porositeit (%)	16,3 (gem)	16,5 (gem)
Permeabiliteitsdikte (Dm) uit puttest	14 - 25	6 - 11
Permeabiliteit (mD) uit puttest	110 - 200	65 - 220
Skin welltest (-)	-0,4	-0,4
Temperatuur mid-reservoir (°C)	92	95
Reservoir druk top aquifer (bar)	255	-
Geothermisch gradiënt (°C / m)	0,033	0,033
Oppervlaktetemperatuur (°C)	11	11

Tabel 3: Aquiferkarakteristieken GT-01-S2 (Delft Zandsteen Mbr)

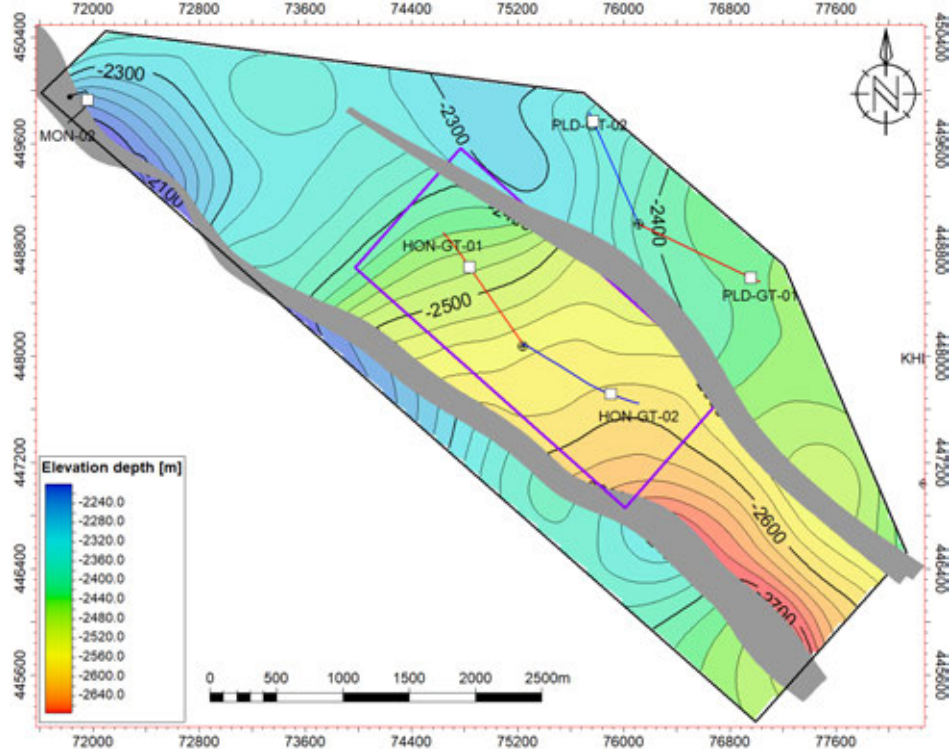
3.3 Geologie in vergunningsgebied

Diepte kaarten en breuken

In de onderstaande figuren zijn de dieptekaarten weergegeven.



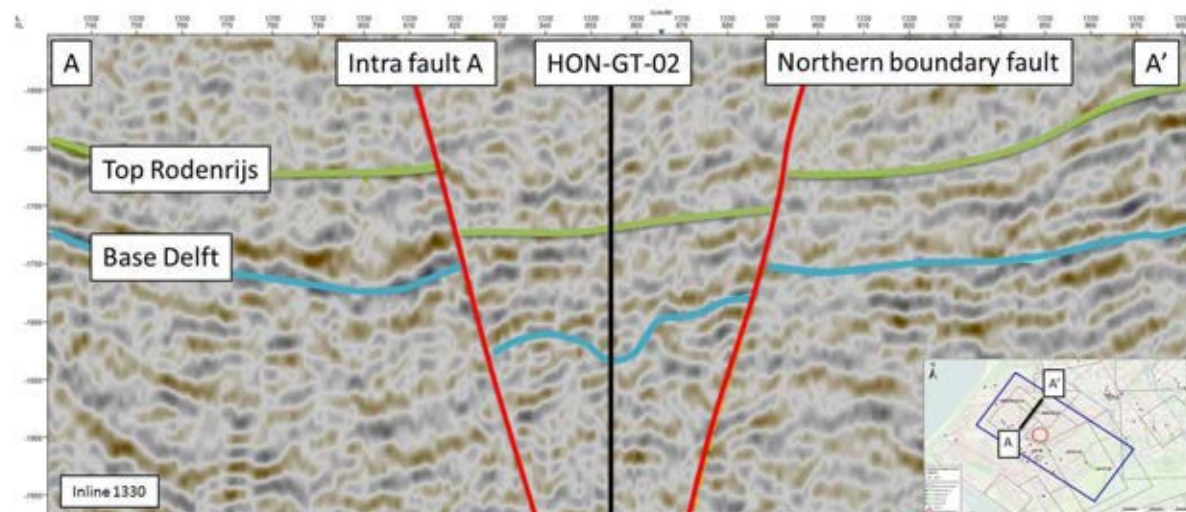
Figuur 7: Dieptekaart top reservoir van het bestaande HON-GT-01-S2 en -02 doublet.



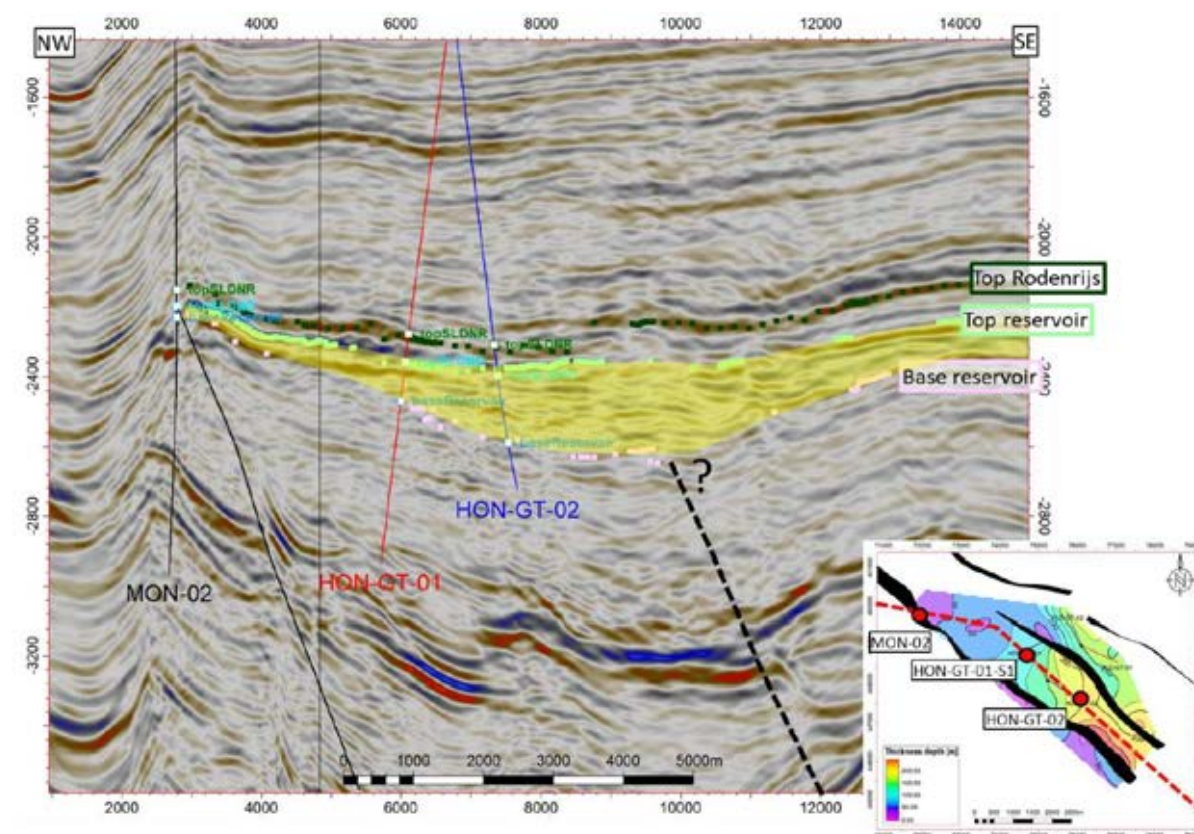
Figuur 8: Dieptekaart base reservoir van het bestaande HON-GT-01-S2 en -02 doublet

Seismiek en Breuken

In de onderstaande afbeelding zijn doorsneden door de concessie weergegeven in de seismiek. In figuur 7, 8 en 9 is te zien dat in Z-N richting er 2 breuken zijn in het concessie gebied. 1 ten zuidelijk van de boring HON-GT-02 en een breuk ten noorden daarvan.



Figuur 9: Seismische doorsnede A-A' (Z-N)

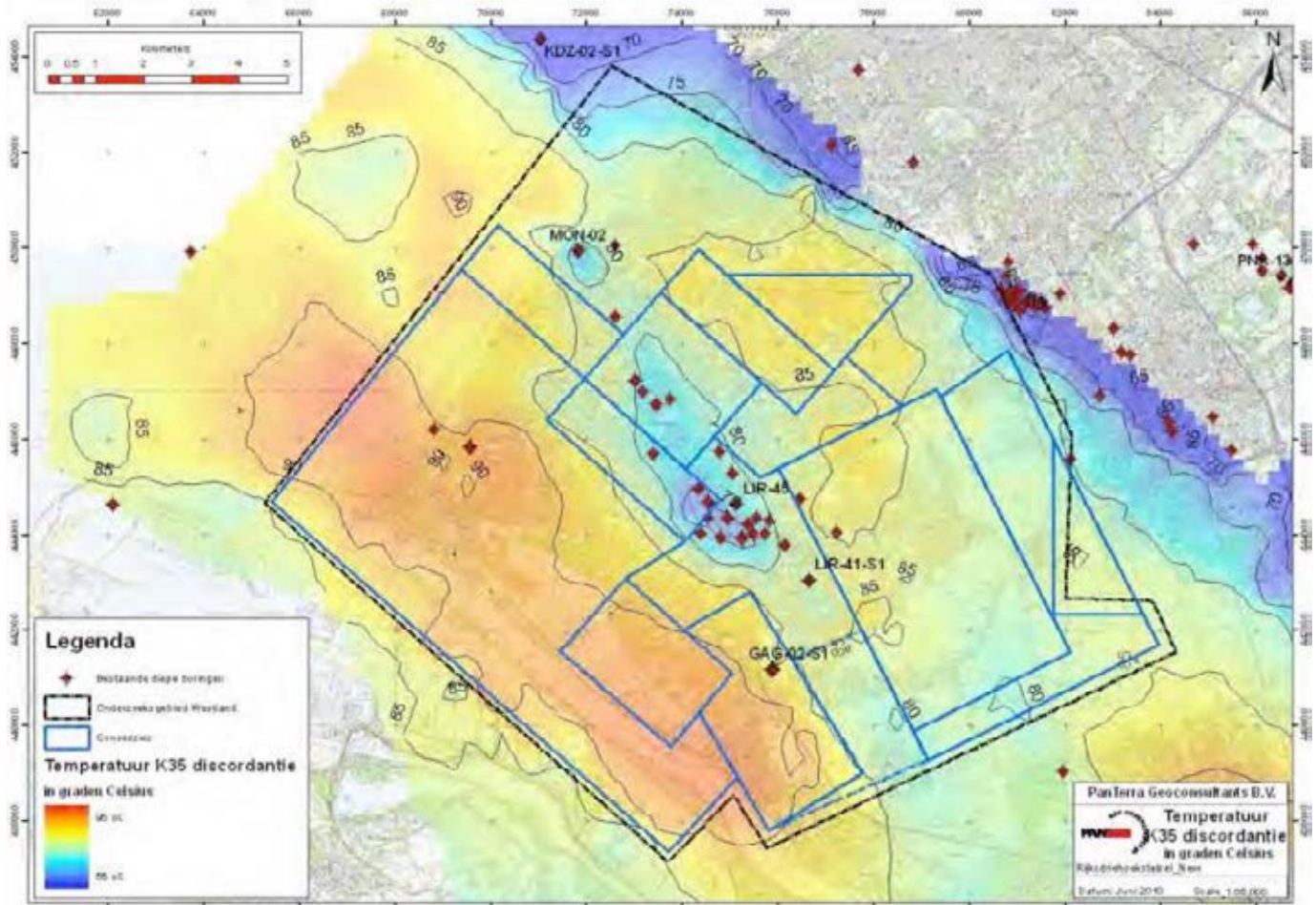


Figuur 10: 'Ties' van de putten MON-02, HON-GT-01 en HON-GT-02. Het reservoir (geel) wordt dikker naar het zuidoosten en vormt een komvormige structuur (2D-perspectief).



3.4 Temperatuur Reservoir

In het geologisch onderzoek voor het boren was de verwachting dat de geothermische gradiënt 3.3 °C/100m zou zijn. Uit de welltest resultaten en productie is gebleken dat de temperatuur van het geothermische water opgemeten voor de reservoir niveau 90,2 graden Celsius (reservoir temperatuur)



Figuur 11: Temperatuurkaart van het formatie water van de K35 discordantie. Ten noorden van de De Lier boringen geeft deze kaart de temperatuur van de top van de Delft zandsteen weer en ten zuiden van de top van de Alblasserdam Mbr. De temperaturen variëren tussen de 70 °C en 95 °C.

3.5 Formatiewaterkarakteristiek

Tijdens de puttesten zijn water- en gasmonsters genomen van het formatiewater.

De resultaten daarvan zijn samengevat in onderstaande tabellen 4 en 5. De volledige weergave van de resultaten inclusief de wijze van bemonstering is opgenomen in bijlage 2.

Parameter	HON-GT-01-S2	HON-GT-02
Salinity (mg/l)	123224	127539
Density (g/l)	1075	1090
Gas/fluid (m ³ /m ³)	0,8 - 1,0	2,2 - 2,8
Conductivity (mS/cm)	145	148
PH (-)	6,0	6,5
Anorganische Componenten	(mg/l)	(mg/l)
Li ⁺	5,28	5,6
Na ⁺	38800	40000
K ⁺	458	421
Ca ²⁺	6190	7080
Mg ²⁺	983	894
Sr ²⁺	373	399
Ba ²⁺	8,24	8,6
Fe ²⁺	72,1	81
Mn ²⁺	1,67	1,58
NH ₄ ⁺	76,7	61,9
Cl ⁻	75710	78020
HCO ₃ ⁻	151	166
SO ₄ ²⁻	200	189
NO ₃ ⁻	<0,5	<0,2
Br ⁻	194	201
I ⁻	1,0	9,9
F ⁻	<1,0	<0,2

Tabel 4: Formatiewater karakteristieken.

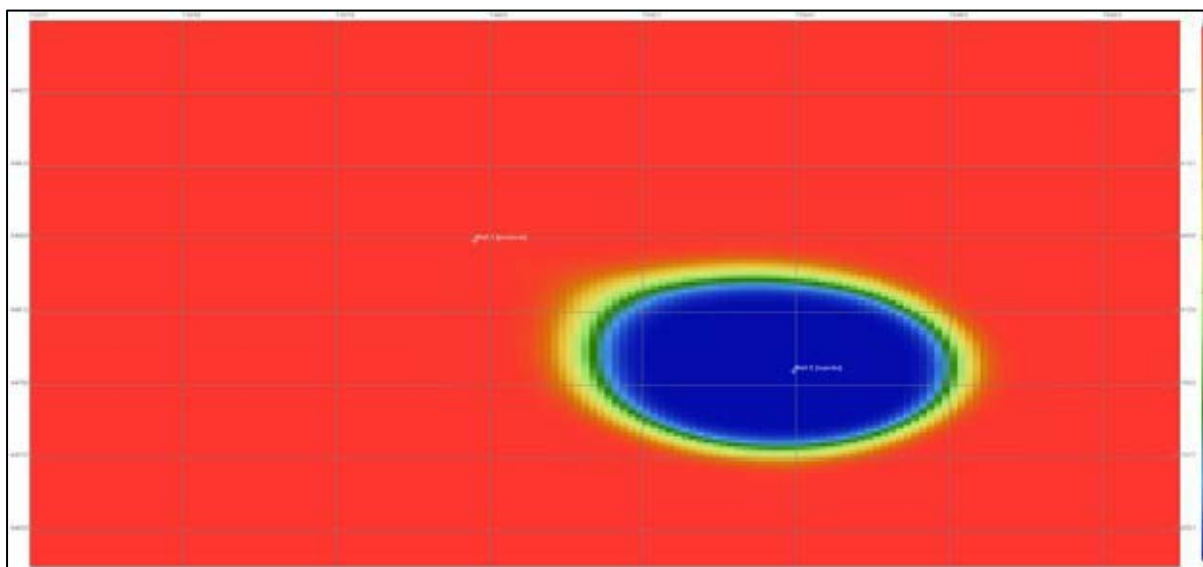
	HON-GT-01-S2	HON-GT-02
Organische Componenten	(%)	(%)
CH ₃	75	84
CO ₂	20	10,5
CH ₄	3	3,5
N ₂	2	2
H ₂ S	0	0

Tabel 5: Karakterisatie gasen en koolwaterstof inhoud.

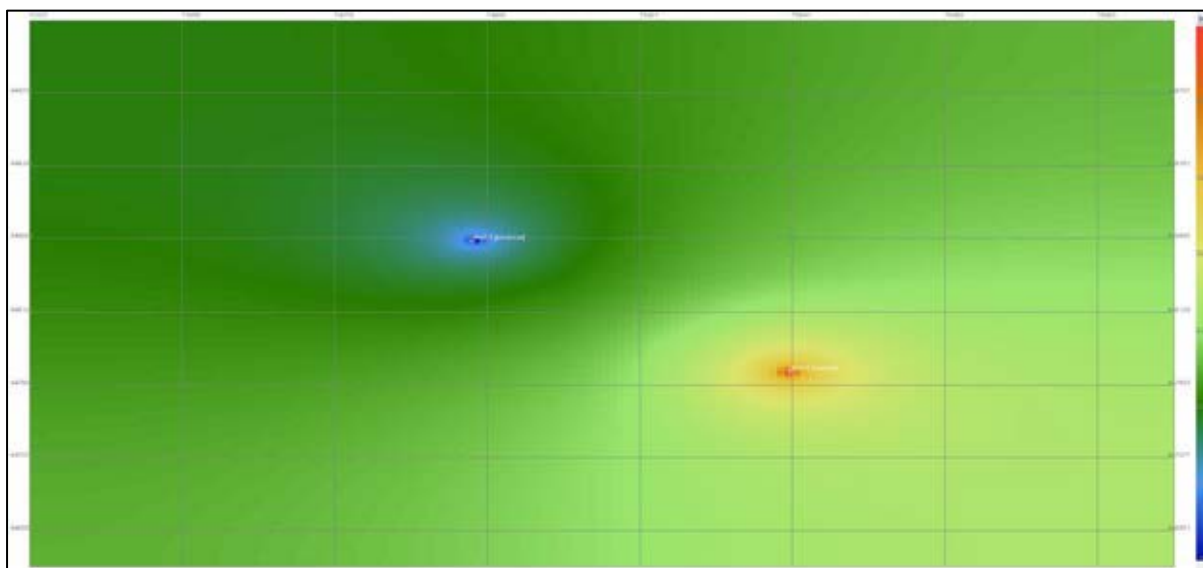
4. Interferentie

Reservoirmodellering

Op basis van de aquifer karakteristieken beschreven in voorgaande paragrafen is een reservoir model gemaakt met behulp van DoubletCalc. 2D. Met het model is een simulatie uitgevoerd en de resultaten zijn weergegeven in de figuren 12 en 13.



Figuur 12: Temperatuurdistributie eind van de winningsperiode (35 jaar)



Figuur 13: Druk distributie 35 jaar

Green Well Westland heeft met omliggende geothermieoperators een interferentieovereenkomst getekend. Hierin is vastgelegd dat de partijen elkaar voorzien van alle benodigde data om interferentie te kunnen inschatten en eventueel vaststellen. Daarnaast is in deze overeenkomst vastgelegd op welke wijze er zal worden omgegaan met een vermoeden van negatieve interferentie.

De vergunning is gesitueerd in een half graben tussen horstblokken. De horstblokken in het gebied waren allemaal geboord voor koolwaterstoffen. In de buurt van het geplande doublet zijn meerdere olie- en gasvelden aanwezig, zie tabel 6.

Field	Hydrocarbon type	Status	Reservoir
De Lier	Oil & Gas	Producing	De Lier Member/Holland Greensand Member
Gaag	Gas	Producing	Bunter
Maasdijk	Gas	Producing	Bunter
Rijswijk	Oil & Gas	Abandoned	De Lier Member/Rijswijk Member

Tabel 6: Koolwaterstof reservoirs in de omgeving

De Gaag en Maasdijk velden produceren gas uit het Trias Buntsandstein, het De Lier-veld en het verlaten Rijswijk-veld hebben olie en gas in Lagere Krijtzanden.

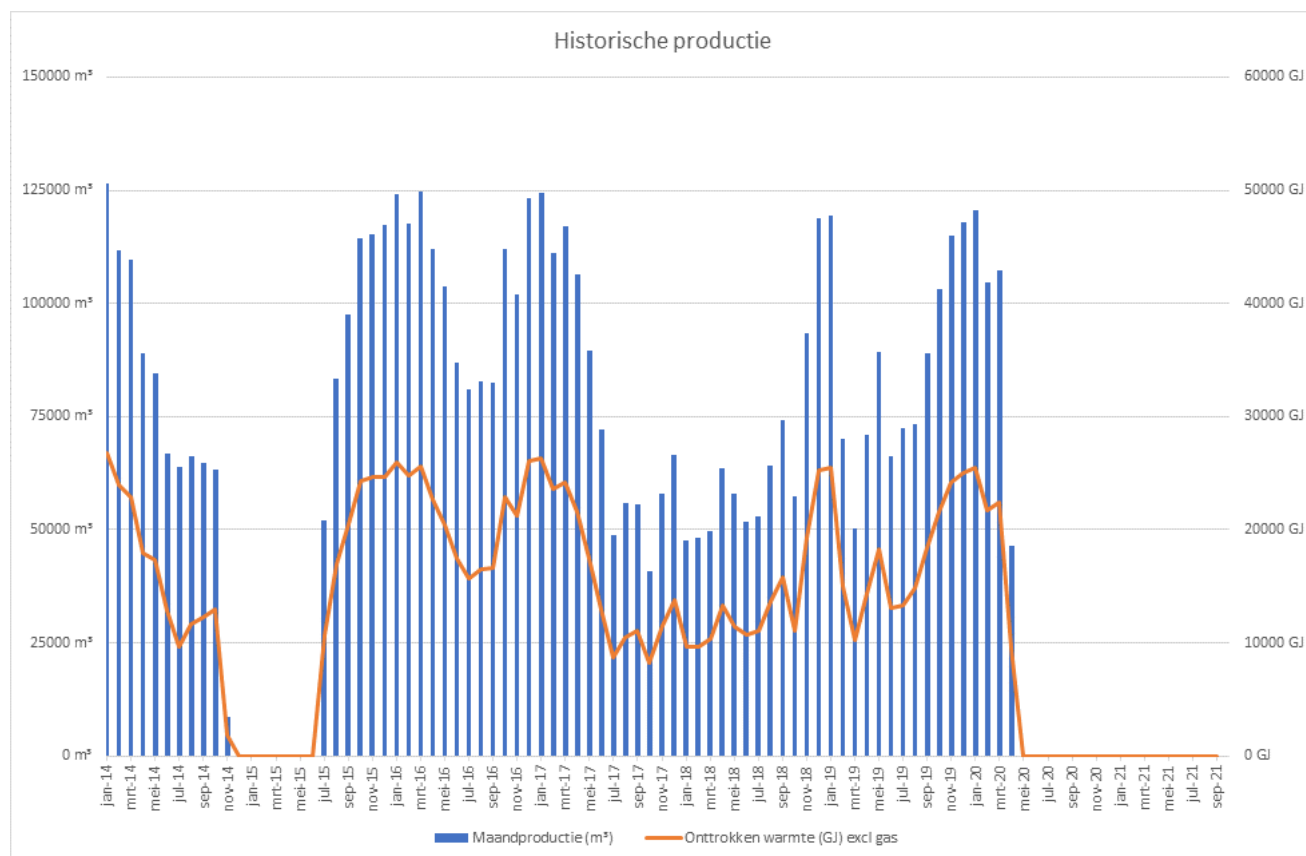
Geen van deze velden heeft geproduceerd of geproduceerd uit de Delftse zandsteen, het Geothermisch reservoir.

5. Wijze van winning

5.1 Beschrijving winning

De productie is gestart in 2014. In onderstaande figuur 14 is de jaarlijkse productie weergegeven sinds die tijd. Daarnaast kan er op basis van de op dit moment bekende gegevens een inschatting worden gemaakt over de productiehoeveelheden gedurende de winningstermijn (figuur 16) en de maandverdeling (figuur 15).

Het mee-geproduceerde gas wordt na ontgassing en nabehandeling verstoekt in een ketel van een nabijgelegen glastuinbouwbedrijf.



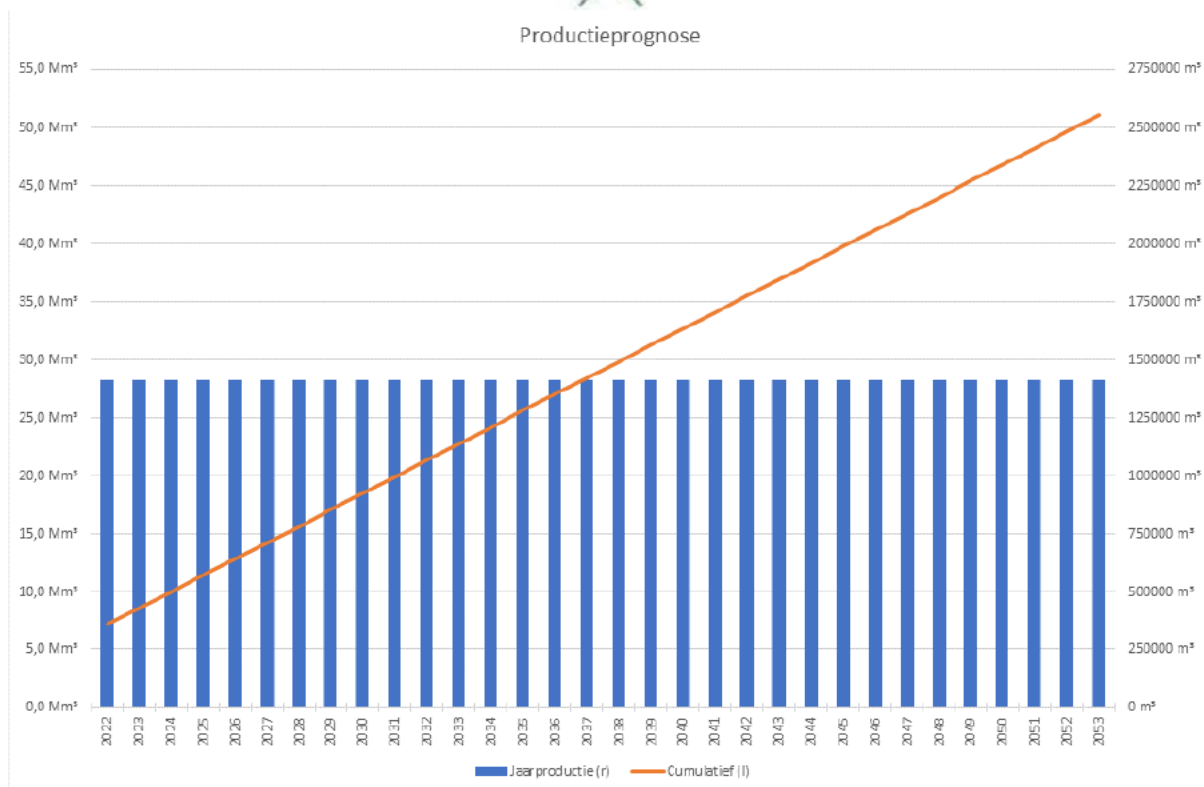
Figuur 14: Historische productie



Figuur 15: Prognose jaarverdeling m³



Productieprognose



Figuur 16: Prognose productie tot en met 2053

In de onderstaande tabel is de productieprognose zoals in de bovenstaande figuur is weergegeven ingeschat.

Productiejaar	Jaarproductie	Cumulatief
2022	1413125 m ³	7,2 Mm ³
2023	1413125 m ³	8,6 Mm ³
2024	1413125 m ³	10,0 Mm ³
2025	1413125 m ³	11,4 Mm ³
2026	1413125 m ³	12,9 Mm ³
2027	1413125 m ³	14,3 Mm ³
2028	1413125 m ³	15,7 Mm ³
2029	1413125 m ³	17,1 Mm ³
2030	1413125 m ³	18,5 Mm ³
2031	1413125 m ³	19,9 Mm ³
2032	1413125 m ³	21,3 Mm ³
2033	1413125 m ³	22,7 Mm ³
2034	1413125 m ³	24,2 Mm ³
2035	1413125 m ³	25,6 Mm ³
2036	1413125 m ³	27,0 Mm ³
2037	1413125 m ³	28,4 Mm ³
2038	1413125 m ³	29,8 Mm ³
2039	1413125 m ³	31,2 Mm ³
2040	1413125 m ³	32,6 Mm ³
2041	1413125 m ³	34,0 Mm ³
2042	1413125 m ³	35,5 Mm ³
2043	1413125 m ³	36,9 Mm ³
2044	1413125 m ³	38,3 Mm ³

2045	1413125 m ³	39,7 Mm ³
2046	1413125 m ³	41,1 Mm ³
2047	1413125 m ³	42,5 Mm ³
2048	1413125 m ³	43,9 Mm ³
2049	1413125 m ³	45,4 Mm ³
2050	1413125 m ³	46,8 Mm ³
2051	1413125 m ³	48,2 Mm ³
2052	1413125 m ³	49,6 Mm ³
2053	1413125 m ³	51,0 Mm ³

Tabel 7: Operationele begrenzings

Binnen de installaties in combinatie met de verleende en aangevraagde vergunningen zijn er begrenzings aan te geven voor met name de maximaal toelaatbare drukken. In tabel 7 is daarvan een overzicht opgenomen.

Operationele begrenzing	waarde	dimensie
Max. injectiedruk WABO (aangevraagd)	60	bar
Max. debiet WABO	niet opgenomen	m ³ /h
Max. injectiedruk TNO protocol	67	bar
Max. injectiedruk o.b.v. verbuizingsterkte	250	Bar (thp)

Tabel 8: Operationele begrenzings

Op basis van historische gegevens in combinatie met de prognose voor de rest van de winningsfase is in tabel 9 een overzicht opgenomen van de diverse winningsparameters (systeemprestaties).

Geothermisch systeem	Waarde (Prognose!)
Debiet geproduceerd water (m ³ /h)	180
Gemiddelde temperatuur van het productiewater, gewogen per volume, gemeten voor de warmtewisselaar (°C)	84
Gemiddelde druk direct onder de pomp in productieput (bar)	30
Laagste druk direct onder de pomp in productieput (bar)	22
Verhouding hoeveelheid olie uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Sm ³ /m ³)	0
Verhouding hoeveelheid gas uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Nm ³ / m ³)	1,0
Verhouding hoeveelheid condensaat uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Sm ³)	0
Hoeveelheid in de productieput ingebrachte inhibitor (g)	8
Debiet geïnjecteerd water (m ³ /h)	180
Minimum temperatuur van het injectiewater, gewogen per volume, gemeten tussen warmtewisselaar en de putmond (°C)	20
Gemiddelde druk aan de injectieputkant van de injectiepomp (bar)	25
Maximale druk van aan de injectieputkant van de injectiepomp (bar) (maximaal conform omgevingsvergunning)	60
Aantal vollasturen per jaar (d)	> 8500
Prognose warmte per jaar (GJ)	256.000
Hoeveelheid benodigde elektrische energie (kWh)	4.125.000

Tabel 9: Systeemprestaties

5.2 Duur van winning

De duur van de winning zal in eerste instantie de termijn zijn zoals die in de winningsvergunning zal worden opgenomen. Naar verwachting zal die termijn 35 jaar bedragen na verlening.

Na die termijn zal de technische en economische situatie geëvalueerd worden en zal mogelijk een verlenging van de vergunningstermijn worden aangevraagd.

5.3 Toekomstige ontwikkeling

Op korte termijn zijn er geen ontwikkelingen gepland. Uiteraard volgt Green Well Westland alle ontwikkelingen in het veld op de voet en zal waar nodig en/of mogelijk deze ontwikkelingen volgen. Dit kan zijn op het gebied van de vormgeving van de boven- en ondergrondse installaties, maar ook op het vlak van een optimalere benutting van de ondergrond.

Voor de geplande ontwikkelingen willen we verwijzen naar de jaarlijkse update van het 5-jarenplan.

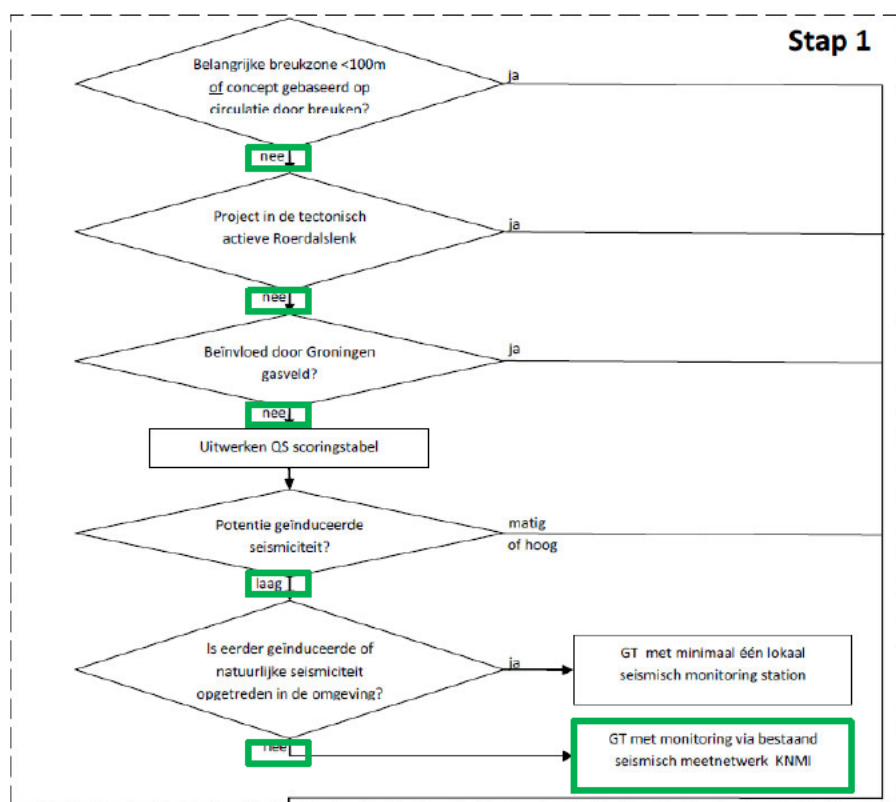
6. Bodembeweging

Geothermie onttrekt geen materie permanent aan de ondergrond, zoals bij delfstoffenwinning. Het geproduceerde water wordt na het oppompen weer in dezelfde aardlaag geïnjecteerd. Alleen de warmte blijft bovengronds. Hierdoor blijft de gemiddelde druk in het reservoir vrijwel onveranderd, ook na jaren van productie (zo blijkt bijvoorbeeld in Frankrijk waar langjarige ervaring is op dit gebied). Het injecteren van afgekoeld water zorgt er voor dat er wel enige krimp zal optreden in het gesteente rond de injectieput. (afkoeling veroorzaakt krimp.) De krimp van het gesteente en daaruit voortvloeiende bodemdaling zijn met modellen te berekenen. Een recent artikel komt uit op een mogelijke daling van 17 millimeter na 100 jaar productie onder voor Nederland representatieve omstandigheden (zie bijlage 5, Surface Movement Induced by a Geothermal Well Doublet). Dit is bijzonder gering in vergelijking tot andere processen, zoals natuurlijke processen (inklinking, depositie van plantenresten) en menselijk handelen zoals grondwaterbeheer en drinkwaterwinning. Bodemdaling door geothermie is daarom niet te verwachten en zeker niet in die mate dat het merkbaar is.

6.1 Bodemtrilling- Quick-Scan

In het rapport “Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1” is een quickscan opgenomen om uiteindelijk tot een SRA score te komen en daarmee een inschatting te kunnen maken op het gebied van seismische risico's (potentie).

In eerste instantie dienen de vragen van stap 1 (figuur 17) te worden beantwoord. Bij Green Well Westland resulteert dit in de noodzaak tot het invullen van de QS-scoring tabel (figuur 18). Uiteindelijk resulteert dit in een lage score voor de seismische potentie en is het monitoren via het bestaande seismische meetnetwerk KNMI voldoende.



Figuur 17: Vragenlijst stap 1.

score	basement connected	inter-well pressure communication	re-injection pressure [MPa]	circulation rate [m ³ /h]	epicentral distance to natural earthquakes [km]	epicentral distance to induced seismicity [km]	distance to fault [km]	orientation of fault in current stress field	net injected volume [1000 m ³]	Sum of column scores
10	yes	no	> 7	> 360	< 1	< 1	< 0.1	favorable	> 20	
7	possible	unlikely	4 - 7	180-360	1 - 5	1 - 5	0.1 - 0.5	shearing possible	5 - 20	
3	unlikely	likely	1 - 4	50-180	5 - 10	5 - 10	0.5 - 1.5	shearing unlikely	0.1 - 5	
0	no	yes	< 1	< 50	> 10	> 10	> 1.5	locked	< 0.1	
Column score	0	3	7	3	0	0	3	3	3	Σ 22
										Count of column scores

Figuur 18: QS scoringstabel.

De normalised score (S) is als volgt berekend:

Som van kolomscores gedeeld door aantal scores maal tien ($S = \frac{\Sigma(kolomscores)}{(aantal\ scores \times 10)}$). Bij het volledig invullen van de tabel is de som van de kolomscores een getal tussen 0 en 90 en het aantal scores x 10 is 90. De "seismicity potential" in het geval van Green Well Westland is 0,24 en daarmee een lage potentie.

6.2 Nadelige gevolgen omgeving

Bovengrondse gevolgen voor de omgeving op het gebied van veiligheid en milieu zijn geborgd in de diverse vergunningen en in het VG zorgsysteem. Zo zijn er voorschriften van kracht voor wat betreft onder ander uitstoot, geluid en bodembescherming. In de VG documentatie is onder andere aandacht besteed aan explosieveiligheid, werkvergunningen, risico-inventarisaties en onderhoud.

Ook is de ondergrondse integriteit opgenomen in het VG zorgsysteem, zoals in het putintegriteitsdocument dat toeziet op onderhoud en monitoring van de ondergrondse installatie.

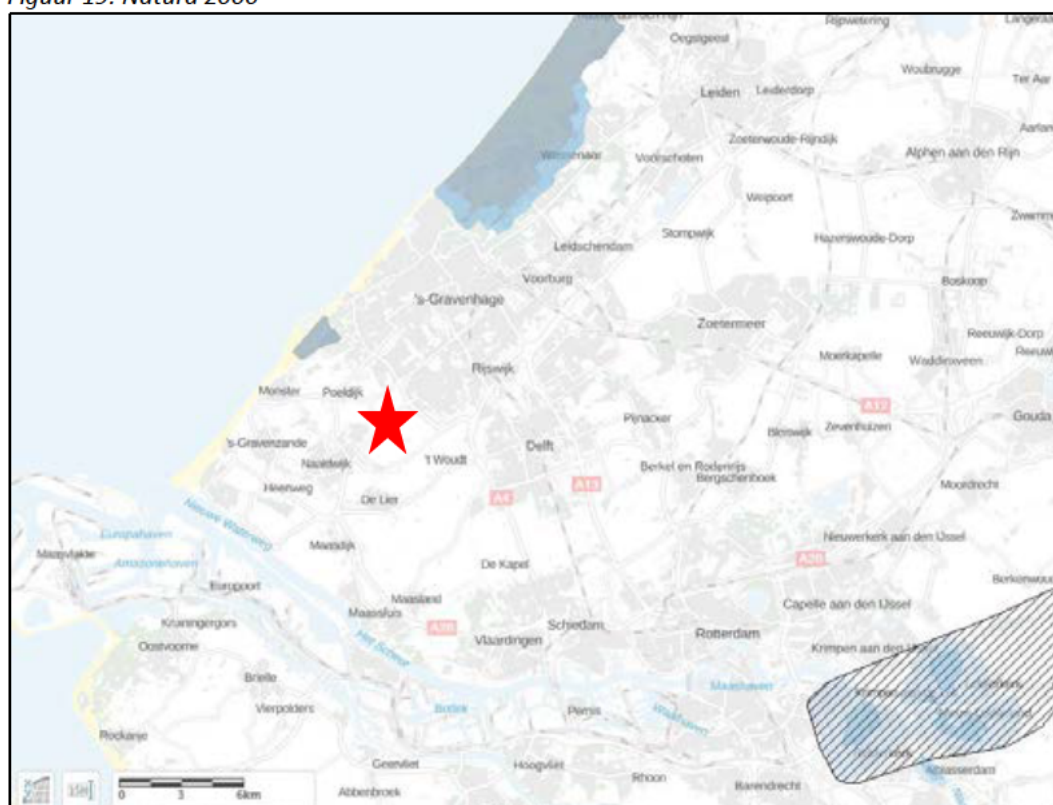
In de navolgende figuren is de locatie van het mijnbouwwerk van Green Well Westland weergegeven in relatie tot beschermde gebieden. In figuur 19 betreft dit het Natura 2000 gebied in verband met stikstofdepositie. In figuur 20 betreft dit de drinkwaterwingebieden.

De uitstoot is in de normale bedrijfssituatie zeer gering en gezien de afstand tot het Natura 2000 gebied is de depositie nihil. De afstand van het mijnbouwwerk tot de drinkwaterwingebieden is tevens dermate groot, dat de invloed daarop eveneens nihil is.

Het grondwater in het winningsgebied is overigens zout, waardoor dit niet direct geschikt is voor drinkwaterwinning.



Figuur 19: Natura 2000



Figuur 20: Grondwaterwingsgebieden

7. Bijlagen

1. P&ID
2. Welltestrapportages
3. Seismische QuickScan Analyse
4. End of well reports
5. Surface Movement Induced by a Geothermal Well Doublet

BILAGE 1

BILAGE 2

Report

Geochemical investigations of water and solid samples at
Honselersdijk GT 1
during the hydraulic test on 07-08 March 2012

INDEX

1.	Description of the services	4
2.	Results of the water analysis	4
3.	Results of the gas analysis	7
3.1	Method	7
3.2	Results	9
3.3	Determination of the flushing pressure.....	10
3.4	Determination of TPH (Total Petroleum Hydrocarbons)	14
4.	Solid sample analysis.....	15
4.1	Sampling and field measurements	15
4.2	Amount of particles in the thermal water	17
4.3	Particle size distribution.....	20
4.4	Composition of particles	21
4.5	Conclusion and recommendations on filter technologies.....	23
5.	References	24

LIST OF FIGURES AND TABLES

Figure 1: Degasser at the well Honselersdijk Gt 1	7
Figure 2: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of 75°C (first measurement period on 8th March, 2012 from 8:15 a.m. to 10:00 a.m.)	8
Figure 3: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of about 80°C (second measurement period on 8th March, 2012 from 1:45 p.m. to 3:30 p.m.).....	8
Figure 4: Pressure-related solubility of the gas mixture in sample HON GT1-080312-II at different temperatures	12
Figure 5: Solubility of CO ₂ in brine from HON GT1 well as a function of pressure and temperature (after Carroll et al., 1991).....	13

Figure 6: Chromatogram of Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) standard in a matrix of diesel fuel and lube oil (0.8 mg/mL)	14
Figure 7: Chromatogram of the sample HON GT1-080312 (05:00 p.m.).....	14
Figure 8: Filtering device at drillsite Honselersdijk consisting of ball valves, feed regulator, pressure gauge and a cross flow sampler on top.....	15
Figure 9: Declining filtrate rate during constant pressure filtration (blue diamonds: 1st sampling with 0,5 bar; green triangles: 2nd sampling with 1 bar) with 8 micron filter.....	16
Figure 10: Declining filtrate rate during constant pressure filtration of 2.1 bar (red squares: 1st sampling; purple crosses: 2nd sampling) with 0.45 micron filter.	16
Figure 11: Ratio of filtration and volume as a function of the total volume of filtrated water indicating the three dominant filtration mechanisms (after Adham & Fane 2008).....	18
Figure 12: t/V vs V plot of the filtration through a 8 micron filter at 11:45 (1st sampling - blue diamonds) and at 16:00 (2nd sampling - green triangles) on 08.03.2012.....	19
Figure 13: t/V vs V plot of the filtration through a 0.45 micron filter at 12:45 (1st sampling - red squares) and 17:00 (2nd sampling - purple crosses) on 08.03.2012.	20
Figure 14: log-normal particle-size distribution of the 2 nd sample, based on cake layer analysis of 0.45 & 8 micron filter; Mass median diameter $D_{50} = 2,3 \mu\text{m}$	21
Figure 15: Microscopic images of particles on the 8 micron filter (sample 2). a) milky white quartz grains in brownish matrix, b) brownish-black aquifer material, c) Steel component (from casing/drill bit), d) white organic fiber	22
Figure 16: SEM micrograph and corresponding EDX spectra of particles on the 8 micron filter (sample 2). Particle No 1: quartz grain with iron oxide/hydroxide coating; particle 3: quartz grain; particle 5: Potassium feldspar	23
Table 1: Physico-chemical properties	5
Table 2: Chemical composition	6
Table 3: Results of the gas analysis	9
Table 4: Results of the gas analysis with dissolved CO ₂ in the degassed fluid	10
Table 5: Amount of particles in water based on MFI, SDI and solid concentrations of filter samples from 08.03.2011	20

1. Description of the services

Two gas samples and one water sample of the geothermal well Honselersdijk Gt 1/Netherland during the hydraulic test on 07-08 March 2012 were characterised geochemically. There were determined:

- Gas / water ratio
- Total gas composition
- Components dissolved in the water: anions: chloride, bromide, iodide, fluoride, hydrogen carbonate, sulphate; cations: Li, K, Na, Ca, Mg, NH₄, Ba, Fe (tot.), Mn, Sr, Cr, Pb, Cu, Al, Zn, As, Hg, U
- Silica, boron
- pH value (laboratory),
- Density
- Mineralisation
- Dry matter at 180°C
- Determination of in-situ parameters (pH-, Eh values, conductivity, temperature, KS and KB values, organoleptic evaluation, rapid determination of solute sulphide)
-

The analysis was done in cooperation with accredited laboratories.

The degassing pressure was calculated from the results of the analysis.

Microfiltration of the geothermal fluid had been conducted 3 hours before (1st sample) and at the end of the hydraulic test (2nd sample) at Honselersdijk Gt 1 on March 8, 2012. The Investigations (analysis and evaluation) of the solids were done by Mr. Birner, Geothermie Neubrandenburg GmbH.

2. Results of the water analysis

After filtration of the samples (0.45 µm), an aliquot of the filtered sample was acidified with HNO₃ for cation analysis. The physico-chemical properties of the samples were analysed and summarised in Table 1 and Table 2.

The fluid produced from the deep well Honselersdijk Gt 1/Netherland was clear water with a pH value of 6.0. The fluid shows reducing conditions. The salt content is approx. 123 g/L.

The sodium content is around 40.0 mEq%. Chloride dominates the anions (49.8 mEq%). Thus, the formation fluid has to be assigned to the Na-Cl type. The contents of calcium (7.3 mEq%) and magnesium (1.9 mEq%) are lower by one order of magnitude. All the other solute components show clearly lower concentrations. The formation fluid contains a lot of iron approx. 70 mg/L and gets brown after longer standing and contact with oxygen. The sulphate concentration is 200 mg/L; HS⁻ or S²⁻ are undetectable or below the detection limit (<0.2 mg/L).

Table 1: Physico-chemical properties

Denomination		HON GT1-070312	HON GT1-080312	HON GT1-080312
Date of sampling	unit	07.03.2012 6:40 p.m.	08.03.2012 1:30 p.m.	08.03.2012 4:30 p.m.
Temperature	°C		85.8	86.1
Production rate	l/s		43.3	43.4
Production amount	m ³		3,940	4,250
Parameter				
Colour		light yellow (very low oil film)		
Turbidity		none		
Smell		specific, little like hydrocarbons		
Precipitate		in air brown solids		
Degassing		yes		
Sample temperature	°C	81.3	81.4	83.7
pH value at sample temperature		6.18	6.01	6.01
pH value at 20.0°C		6.20	n.b.	5.96
Redox potential measured for Ag/AgCl	mV	-268	-265	-282
Redox potential SHE	mV	-93	-90	-109
Oxygen (O ₂)	mg/l	<1	<1	<1
Conductivity on site	mS/cm	145.0	n.b.	141.7
Conductivity (25°C) at laboratory	mS/cm	165.4	n.b.	166.5
Density 20°C	g/cm ³	n.b.	n.b.	1.091
Acid capacity pH 4,3	mmol/L	2.68	n.b.	2.48
Base capacity pH 8,2	mmol/L	5.35	n.b.	5.15
Sulphide	mg/L	undetectable		

Table 2: Chemical composition

HON-GT1-080312				
4:30 p.m.				
		c (m)		c (eq)
Cations				
Lithium	Li ⁺	5,28 [mg/L]		0,76 [mEq/L]
Sodium	Na ⁺	38800 [mg/L]		1687,69 [mEq/L]
Potassium	K ⁺	458 [mg/L]		11,71 [mEq/L]
Calcium	Ca ²⁺	6190 [mg/L]		308,88 [mEq/L]
Magnesium	Mg ²⁺	983 [mg/L]		80,91 [mEq/L]
Strontium	Sr ²⁺	373 [mg/L]		8,51 [mEq/L]
Barium	Ba ²⁺	8,24 [mg/L]		0,12 [mEq/L]
Iron (tot.)	Fe ²⁺	72,1 [mg/L]		2,58 [mEq/L]
Manganese	Mn ²⁺	1,67 [mg/L]		0,06 [mEq/L]
Ammonia	NH ₄ ⁺	76,7 [mg/L]		4,25 [mEq/L]
Total cations		46968 [mg/L]		2105 [mEq/L]
Anions				
Chloride	Cl ⁻	75710 [mg/L]		2135,68 [mEq/L]
Hydrogen carbonate	HCO ₃ ⁻	151 [mg/L]		2,48 [mEq/L]
Sulphate	SO ₄ ²⁻	200 [mg/L]		4,16 [mEq/L]
Nitrate	NO ₃ ⁻	<0,50 [mg/L]		
Bromide	Br ⁻	194 [mg/L]		2,43 [mEq/L]
Iodide	I ⁻	1,0 [mg/L]		0,01 [mEq/L]
Flouride	F ⁻	<1,0 [mg/L]		
Total anions		76256 [mg/L]		2145 [mEq/L]
Salinity		123224 [mg/L]		
Dry matter (180°C)		139300 [mg/L]		
Ion balance	HON-GT1-080312			-39,29 [mEq/L]
Error				-1,85
Other parameters				
Boron, B		28,0 [mg/L]		
H ₃ BO ₃		160,2 [mg/L]		
Silicon, Si		20,0 [mg/L]		
SiO ₂		42,8 [mg/L]		
H ₂ SiO ₃		55,6 [mg/L]		
Trace metals				
Aluminium, Al		6,0 [µg/L]		
Chrome, Cr		11,9 [µg/L]		
Copper, Cu	<7,50	[µg/L]		
Zinc, Zn		372 [µg/L]		
Arsenic, As		6,65 [µg/L]		
Mercury, Hg	<1,00	[µg/L]		
Lead, Pb		8,1 [µg/L]		
Uranium, U	<0,233	[µg/L]		

3. Results of the gas analysis

3.1 Method

Thermal water was taken continuously via an existing „bypass“ and fed into a degasser. The hot thermal water was sprayed in the closed vessel. The gases released in this way are carried away at the head of the degasser.



Figure 1: Degasser at the well Honselersdijk Gt 1

The gas flow was registered over a longer period of time by means of a drum-type gas flow meter and related afterwards to the degassed water (see Figure 2 and Figure 3).

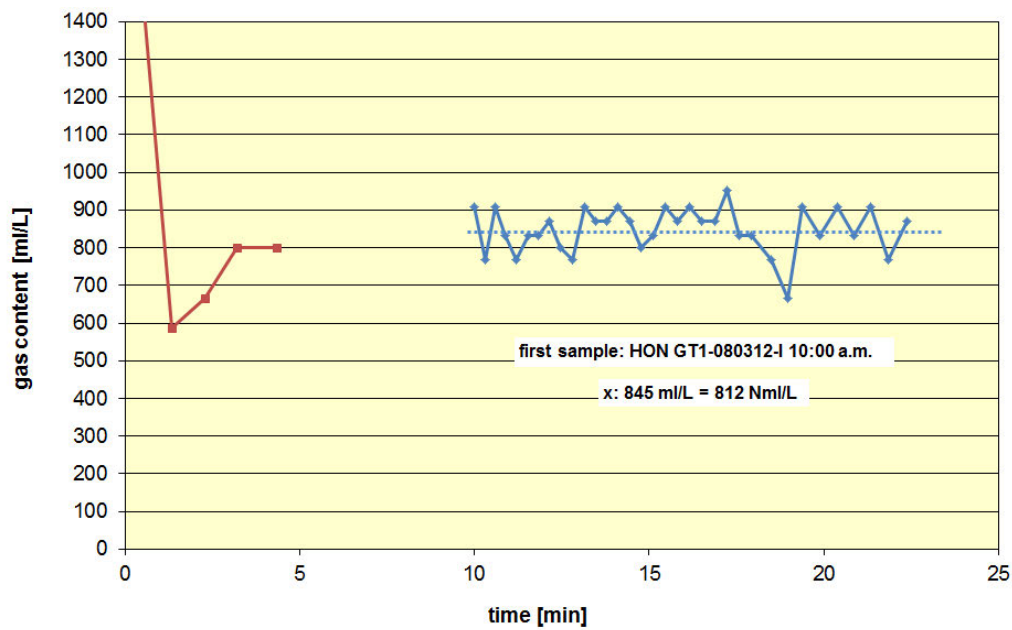


Figure 2: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of 75°C (first measurement period on 8th March, 2012 from 8:15 a.m. to 10:00 a.m.)

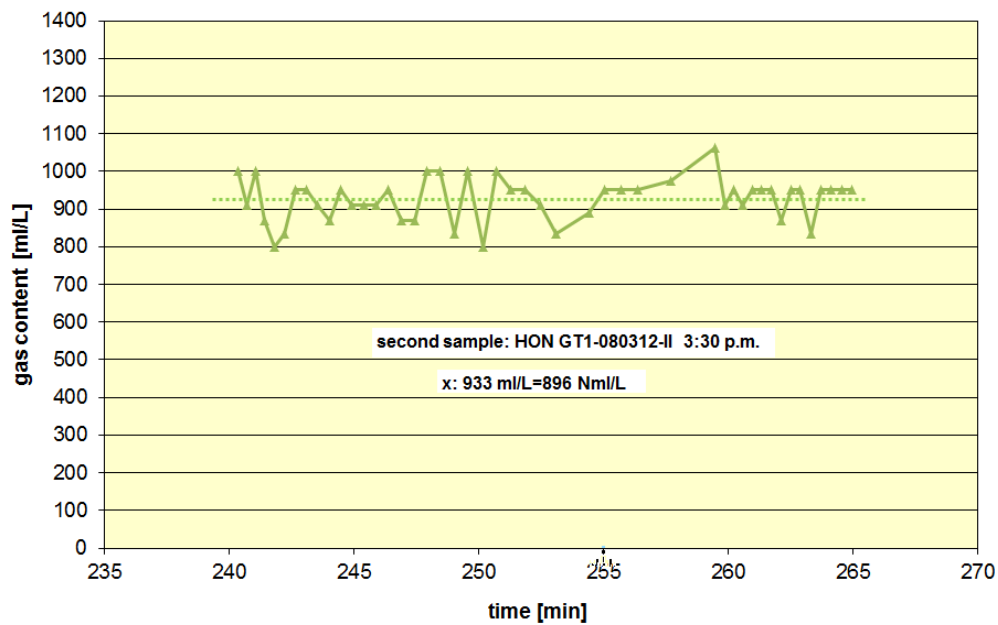


Figure 3: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of about 80°C (second measurement period on 8th March, 2012 from 1:45 p.m. to 3:30 p.m.)

3.2 Results

The gas composition was analyzed in the laboratory, observing a stable fluid inflow and outflow after measuring of the gas content. .

Table 3 shows the results of the gas composition. The oxygen in the both samples was very low (around 0.5 vol%).

Table 3: Results of the gas analysis

	HON GT1-080312-I		HON GT1-080312-II	
Date	08.03.2012			
Time	10:00 a.m.		3:30 p.m.	
		calculated O ₂ -free		calculated O ₂ -free
Nm ³ (gas)/ Nm ³ (fluid)	0.812		0.896	
Denomination				
Nitrogen	3.44	1.58	3.17	1.71
Oxygen	0.51		0.4	
Argon	0.03	0.01	0.02	0.00
Carbon dioxide	8.68	8.90	8.76	8.93
Methane	83.716	85.80	83.997	85.64
Ethene	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Ethane	2.971	3.04	2.982	3.04
Propene	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Propane	0.500	0.51	0.499	0.51
i-Butane	0.035	0.04	0.035	0.04
Butene-1	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
n-Butane	0.085	0.09	0.086	0.09
22DMPPr	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
i-Pentane	0.014	0.01	0.014	0.01
Pentene-1	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
n-Pentane	0.018	0.02	0.018	0.02
Hexane	0.007	0.01	0.009	0.01
Helium	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Hydrogen	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01

Not all the quantity of carbon dioxide which is dissolved in the fluid under reservoir conditions is degassed at the temperature of 75°C resp. 80°C. That is why the solute carbon dioxide in the water was determined after degassing via the base capacity (KB value up to pH = 8.2). Before the solute iron ions were bonded by means of a sequestrant.

Table 4 gives the results of the two gas samples (air-corrected, standardised) with due consideration of the solute carbon dioxide in the fluid. Under standard conditions (T=273.15 K, p=1.01325 hPa), 1.0 Nm³ of gas are dissolved in 1 m³ of fluid. The gas mixture consists mainly of methane. The other hydro carbonates are only 3.3 vol%. The easily soluble gas carbon dioxide is approx. 20 vol%. A little amount of nitrogen (about 1.5 vol%) was analysed.

At the end of the hydraulic test ($V=4.250 \text{ m}^3$) the gas content is a little higher than that of the first measurement. Also the methane content in one liter fluid is approx. 70 ml more than in sample number one.

Table 4: Results of the gas analysis with dissolved CO_2 in the degassed fluid

Denomination	HON GT1-080312-I	HON GT1-080312-II
Date	08.03.2012	08.03.2012
Time	10:30 a.m.	3:30 p.m.
$\text{Nm}^3 \text{ (gas)}/ \text{Nm}^3 \text{ (fluid)}$	0.93	1.01
Methane, CH_4	74.9 vol.-%	76.0 vol.-%
Ethane and the other	3.25 vol.-%	3.30 vol.-%
Carbon dioxide, CO_2	20.4 vol.-%	19.1 vol.-%
Nitrogen, N_2	1.4 vol.-%	1.5 vol.-%

Any further considerations (bubble point) are based on the compositions of the last sample HON GT1-080312-II.

3.3 Determination of the flushing pressure

Solute salts reduce the solubility. The solubility of each gas component in brine can be determined when its solubility in water is known, from equation (1)

$$(1) \quad R_{\text{gas, b}} = R_{\text{gas, w}} \times \left(\frac{\rho_b - \text{TDS}}{1000} \right) \times L_{\text{rel.}}$$

$R_{\text{gas, b}}$	gas content of brine [$\text{m}^3\text{gas}/\text{m}^3\text{solution}$]
$R_{\text{gas, w}}$	gas content of water [$\text{m}^3\text{gas}/ \text{t water}$]
TDS	total dissolved solids [$\text{kg salt}/\text{m}^3 \text{ solution}$]
ρ_b	density of brine [kg/m^3]
$L_{\text{rel.}}$	relative solubility depending on the salt content of the solution

For the gases N_2 and CH_4 , the relative solubility L_{rel} can easily be determined from equation (2) (Harting et al., 1981):

$$(2) \quad L_{\text{rel}} = e^{\left(-0.315 \times c + 0.01452 \times c^2 \right)} \quad c \quad \text{molality [mol/kg]}$$

The higher influence of divalent ions on the gas solubility has to be taken into account. This is done by multiplying the molality of CaCl_2 by the factor of 1.8 (Harting et al., 1981), which gives an equivalent NaCl concentration causing the same gas solubility reduction. For the molality:

HON GT1-080312-II: 2.14 mol/kg

as determined for the formation water, $L_{\text{rel.}}$ is 0.55 referred to pure water ($L_{\text{rel.}}=1$).

Carbon dioxide behaves differently from nitrogen, and methane in that dissolved carbon dioxide forms a weak acid. For calculation of the carbon dioxide solubility reduction, there was applied equation 3 (cf. Seibt et al., 1999)

$$(3) \quad S^{\text{CO}_2}(T) = \frac{S_0^{\text{CO}_2}(T)}{10^{C \cdot 0,085}}$$

C	molarity [mol/L]
S	solubility in saline water
S	solubility in pure water.

Accordingly, the solubility of CO_2 in the deep water is only 66.7 % of that in pure water.

HON GT1-080312-II: 66.7% ("NaCl molarity"_{eq} = 2.07 mol/L)

The solubility figures for carbon dioxide, nitrogen, and methane in pure water taken from the literature (Harting et al., 1981) were calculated according to (1) for the thermal water.

According to the mol fraction solubility of the individual gases (carbon dioxide x_{CO_2} , methane x_{CH_4} , nitrogen x_{N_2}) in the mixture

$$(4) \quad x_{\text{CO}_2} = \frac{n_{\text{CO}_2}}{n_{\text{CO}_2} + n_{\text{CH}_4} + n_{\text{N}_2}}$$

n_i amount of the substances [mol]

solubility is related to pressure. The degassing pressure is determined according to equation (5)

$$(5) \quad P = x_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{CO}_2} + x_{\text{CH}_4} \cdot P_{\text{CH}_4} + x_{\text{N}_2} \cdot P_{\text{N}_2}$$

P	total pressure [MPa]
P_i	partial pressure of the gases [MPa]

Figure 4 shows the pressure-related solubility of the gas mixtures in samples HON GT1-080312-II at different temperatures. From correlation of the total gas content of the fluid with pressure at the respective temperatures the minimum pressure required to prevent ex-solving of gas is obtained. At $p=27$ bar

1 Nm³ of gas mixture per litre of fluid remained in solution at a temperature of 85°C (at 90°C: p=28.5 bar).

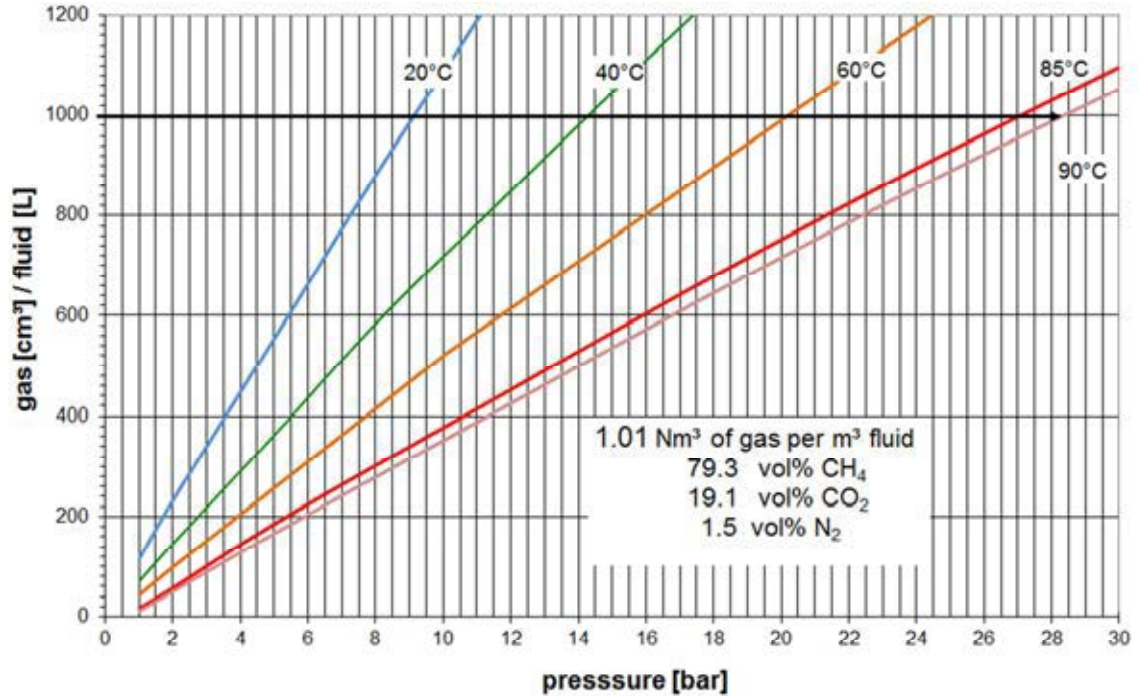


Figure 4: Pressure-related solubility of the gas mixture in sample HON GT1-080312-II at different temperatures

Since the gas mixture consists of carbon dioxide (approx. 20 vol%), the results were checked via the calculation of the degassing of CO₂ depending on pressure and temperature. Several coefficients can be applied as a measure for the solubility of gases. The solubility of CO₂ was done by means of the *Henry constant*. The following empirical relation of the solubility of carbon dioxide in water was derived by Carroll et al., 1991:

$$(6) \quad \ln H_{CO_2} = -6,8346 + 1,2817 \times 10^4 / T - 3,7668 \times 10^6 / T^2 + 2,997 \times 10^8 / T^3 \quad (2)$$

applicable at T = 273 up to 433 K and P up to 10 bar

Now, the solubility can be calculated based on the determined H_{CO₂} value according to

$$(7) \quad x_{CO_2} \times H_{CO_2} = y_{CO_2} \times \phi_{CO_2} \times P$$

Here, y_{CO_2} is the CO_2 mol fraction in the co-existing gas phase, ϕ_{CO_2} is the fugacity coefficient for CO_2 in the mixture and P is the total pressure in bar.

$8.9 \cdot 10^{-3}$ mol of carbon dioxide are dissolved per kg of water in the fluid sampled in the well HON GT1. The solubility of CO_2 is shown in Figure 5 for the fluid of the well HON GT1 as a function of temperature under different pressures (after Carroll et al., 1991). According to Figure 5 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., a pressure of 2 bar under an assumed brine production temperature of 358.15 K is necessary in order to keep the CO_2 concentration in the fluid in solution.

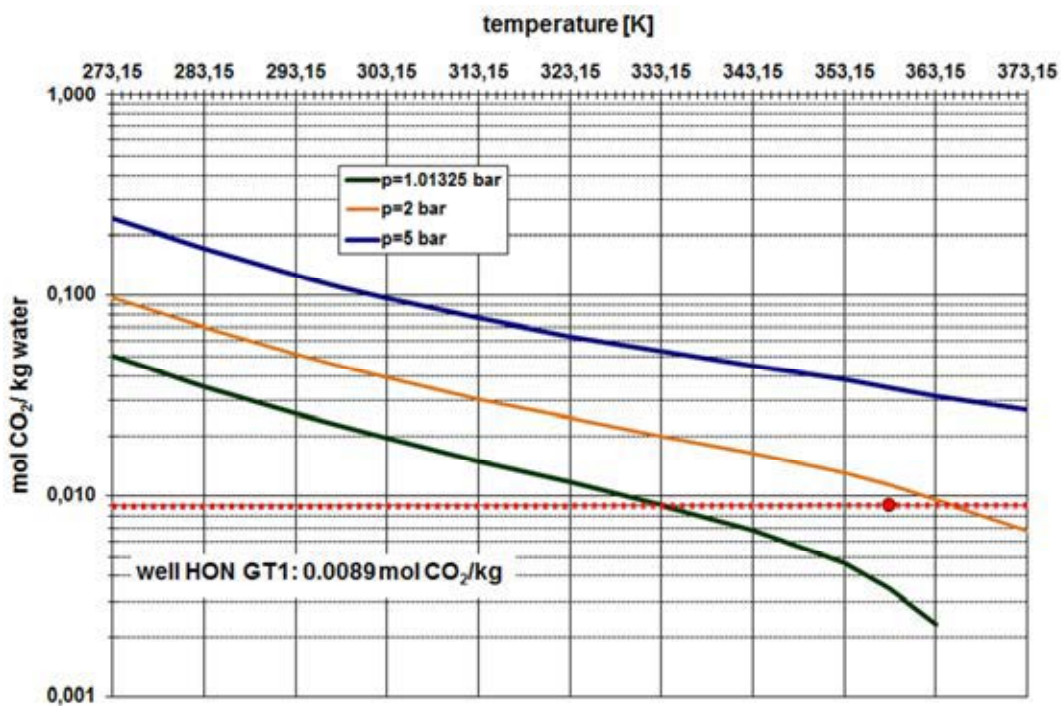


Figure 5: Solubility of CO_2 in brine from HON GT1 well as a function of pressure and temperature (after Carroll et al., 1991)

3.4 Determination of TPH (Total Petroleum Hydrocarbons)

Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) - Mineralölkohlenwasserstoffe (MKW) content in the fluid was determined by gas chromatographic (GC). In this application the speed of analysis was detected for the hydrocarbon group eluting between n-Dekan (C_{10}) und n-Tetracontan (C_{40}) with a boiling point between 175°C und 525°C. According to the DIN standard the sample was cleaned by Florisil® before. This cleaning was necessary to adsorb the hydrophilic components on Florisil®.

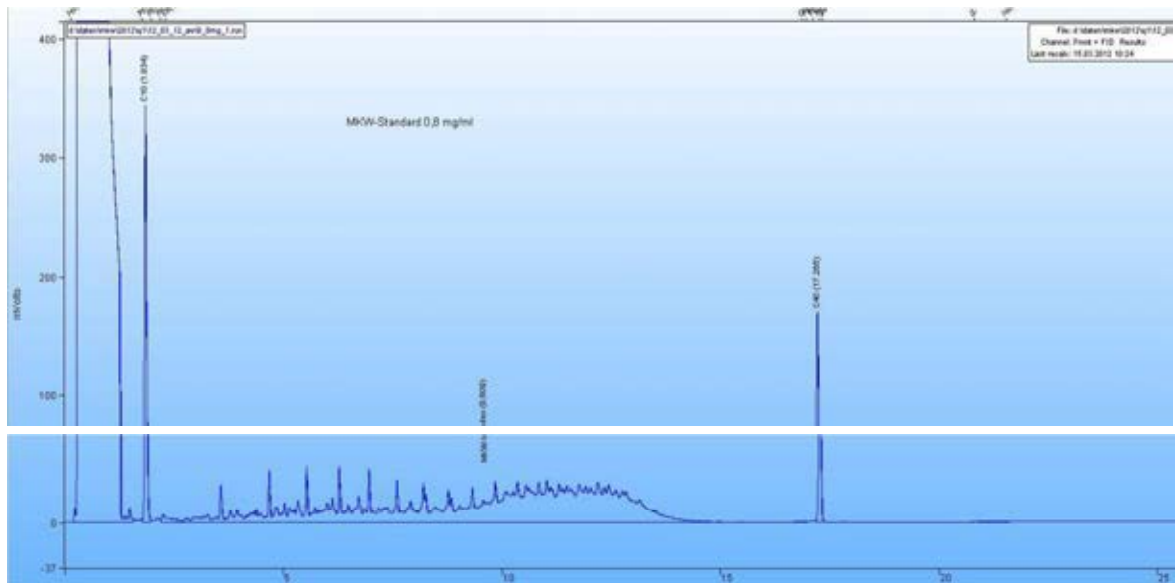


Figure 6: Chromatogram of Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) standard in a matrix of diesel fuel and lube oil (0.8 mg/mL)

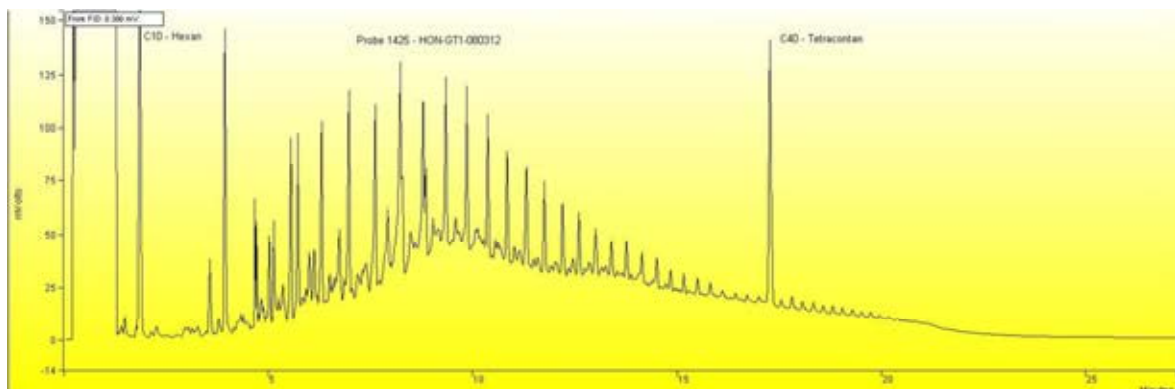


Figure 7: Chromatogram of the sample HON GT1-080312 (05:00 p.m.)

The Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) is 2.68 mg/L. The Figure 7 shows good separated hydrocarbons with a medium to high boiling point after the diesel fuel fraction. This proves that the fluid most likely does not contain "casing" fat.

4. Solid sample analysis

4.1 Sampling and field measurements

Microfiltration of the geothermal fluid had been conducted 3 hours before (1st sample) and at the end of the hydraulic test (2nd sample) at Honselersdijk Gt 1 on March 8, 2012 (Figure 8). At each both samples filtration test had been performed by continuously passing water through a 8 micron filter at a constant pressure of 0,5/1 bar and a 0.45 micron filter at a constant pressure of 2,1 bar. During the tests the time required to filter a fixed volume of water is measured to calculate the rate of plugging. Filter curves for the 8 micron filter are shown in in Figure 9 and for the 0.45 micron filter in Figure 10.



Figure 8: Filtering device at drillsite Honselersdijk consisting of ball values, feed regulator, pressure gauge and a cross flow sampler on top.

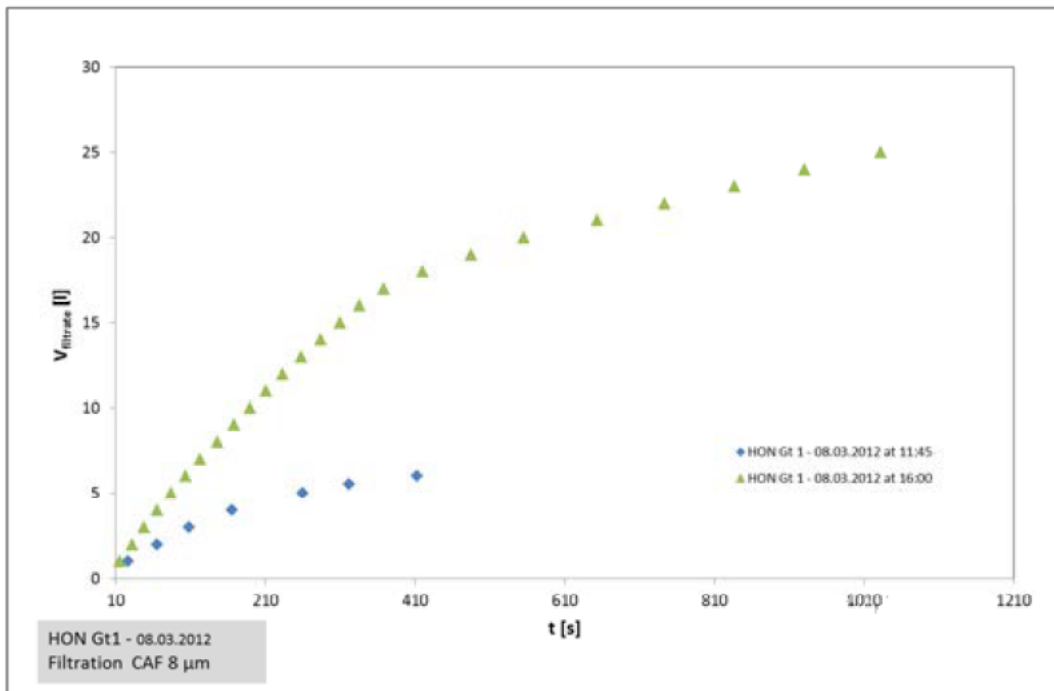


Figure 9: Declining filtrate rate during constant pressure filtration (blue diamonds: 1st sampling with 0,5 bar; green triangles: 2nd sampling with 1 bar) with 8 micron filter

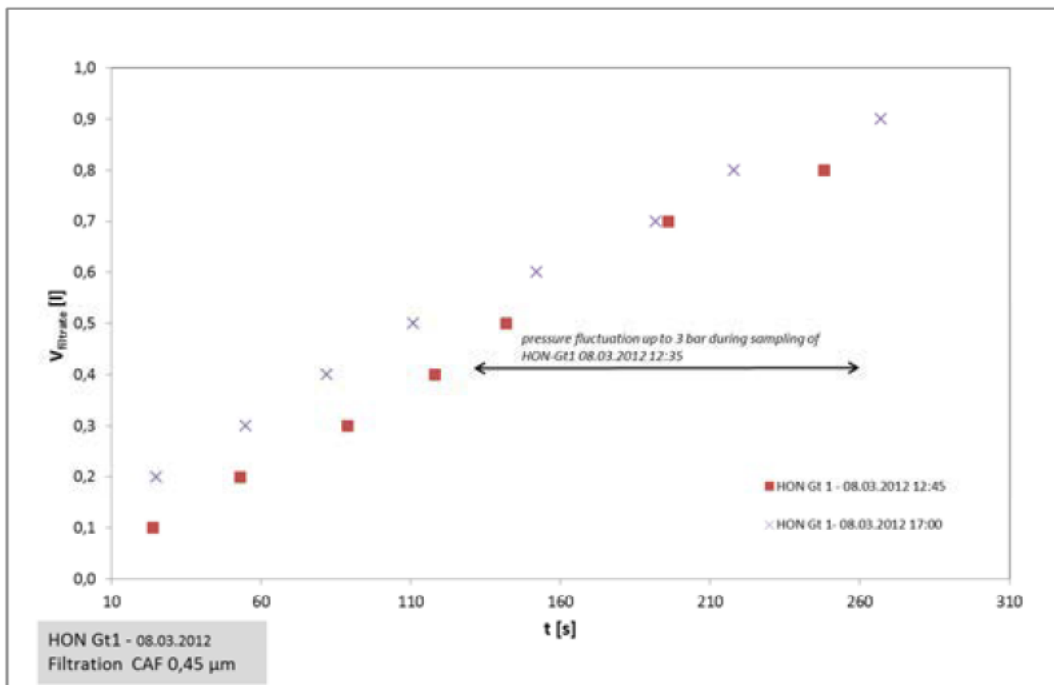


Figure 10: Declining filtrate rate during constant pressure filtration of 2.1 bar (red squares: 1st sampling; purple crosses: 2nd sampling) with 0.45 micron filter.

4.2 Amount of particles in the thermal water

The silt density index (SDI) is a test that attempts to quantify the amount of solid particles in water (ASTM International, 2002). To measure SDI using the standard method, water is passed through a membrane filter at a constant applied gage pressure of 207 kPa (~2.1 bar), and the rate of plugging the filter is measured. The SDI is then calculated from the rate of plugging using the following equation:

$$SDI_T = \frac{\% P_{2,1}}{T} = \frac{\left[1 - \frac{t_i}{t_f}\right] \cdot 100}{T}$$

SDI =	Silt density index
T=	test time in minutes between start of first measurement and start of second measurement [min]
% P _{2,1} =	% plugging at 2,1 bar
t _i =	time required to collect initial sample volume [min]
t _f =	time required to collect final sample volume after time T [min]

The results are used to estimate how quickly water will foul a filter membrane. In essence, the SDI test is measuring how quickly silt is built up on a filter, that is, how quickly the filter gets 'plugged' by the silt. The SDI value represents the % plugging per minute of the filter (IWTC 2010).

The modified fouling index (MFI) is determined using the same equipment and procedure used for the SDI. MFI was developed based on Darcy's law, which relates the flux to the thickness of the cake layer (Schippers & Verdouw 1980). The total resistance to flow is the sum of the filter (R_m) and cake resistance (R_c). A change in the flux (dV/dt) is related to the applied pressure (P) through the total resistance (R_m+R_c). Between t/V and V during cake filtration a linear relationship exists. The slope of the linear region is the MFI. A typical filtration curve is shown in Figure 11. The first region represents pore blocking (blocking filtration), the second region represents cake filtration, and the third region represents cake filtration with compression and/or clogging. The slope of the linear region (cake filtration) represents MFI (Adham & Fane 2008).

It has to be distinguished between the MFI of the filtration through an 8 and 0.45 micron membrane filter. Based on the filtration data shown in Figure 12 and Figure 13 the MFI is calculated. At the first sampling MFIs of 4.7 (8 micron filter) and 196.7 (0.45 micron filter) and at the second sampling at the

end of the test MFIs of 0.4 (8 micron filter) and 224.6 (0.45 micron filter) have been calculated. The values indicate a decrease of solids larger than 8 microns and an moderate increase of fine particles in the feed water during the test. It has to be taken into account that the filtration through the 8 micron filter at the first sample had been conducted with a constant pressure of 0.5 bar and at the second test with a pressure of 1 bar. The pressure differences of 0.5 bar leads to 50% overestimation of the decrease of large particles from sampling 1 to 2.

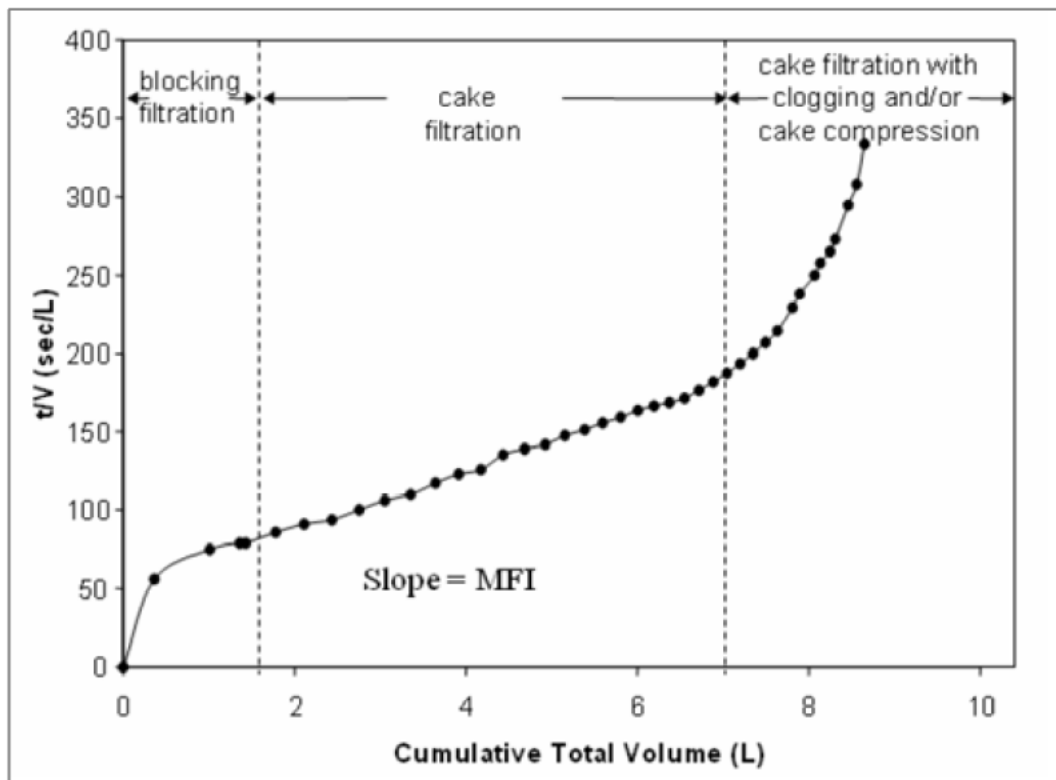


Figure 11: Ratio of filtration and volume as a function of the total volume of filtrated water indicating the three dominant filtration mechanisms (after Adham & Fane 2008).

The SDI values determined after a test time T of 5 minutes (SDI_5) show also a decrease of particles larger than 8 microns (first sample with 8 micron: 17.2; second sample with 8 micron: 13.8). In comparison to the MFI values the decrease of the SDI is moderate. Conversely the increase of fine particles during the test seems to be much higher, if we have look to SDI_5 values of 0.45 micron filtration. From the data of the first sampling a SDI_5 of 5.9 and from the second sampling a SDI_5 of 15.1 can be determined. But the calculation of the SDI_5 of 1st sampling (5.9) is directly influenced by the pressure variations during the filtration and is therefore not representative (Figure 10).

The solid concentrations, obtained from the weight of the cake layer on the membrane filters and the total volume of filtrate, are given in Table 5. The solid concentrations confirm the results of the MFI and SDI analysis. During the test a decrease of particles larger than 8 μm is observed, while the concentration of small particles increases moderately.

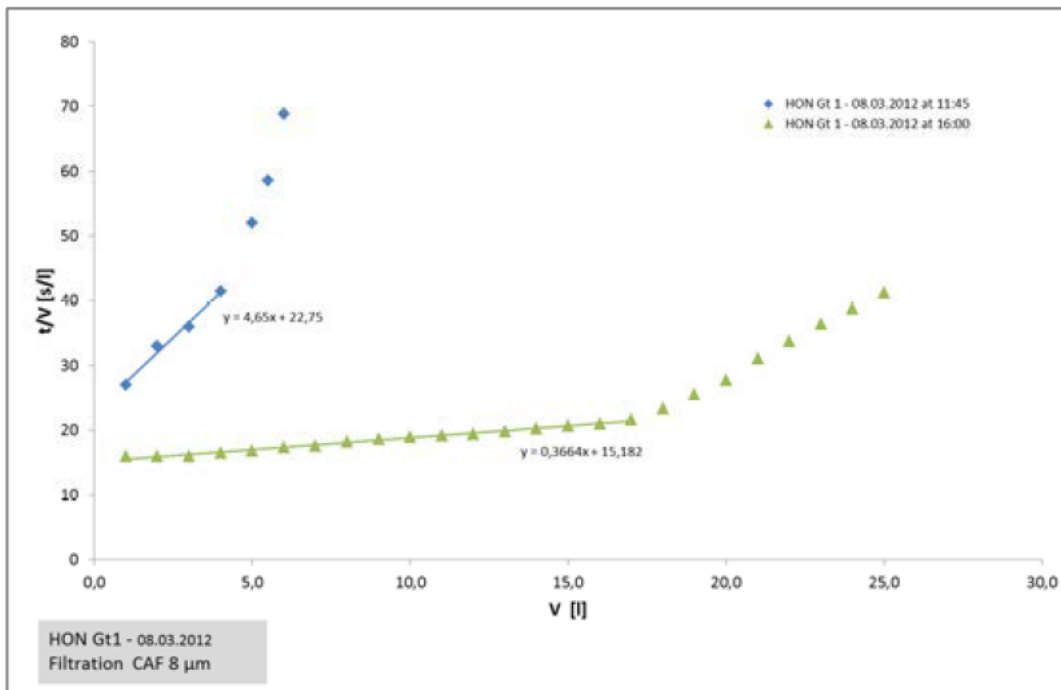


Figure 12: t/V vs V plot of the filtration through a 8 micron filter at 11:45 (1st sampling - blue diamonds) and at 16:00 (2nd sampling - green triangles) on 08.03.2012.

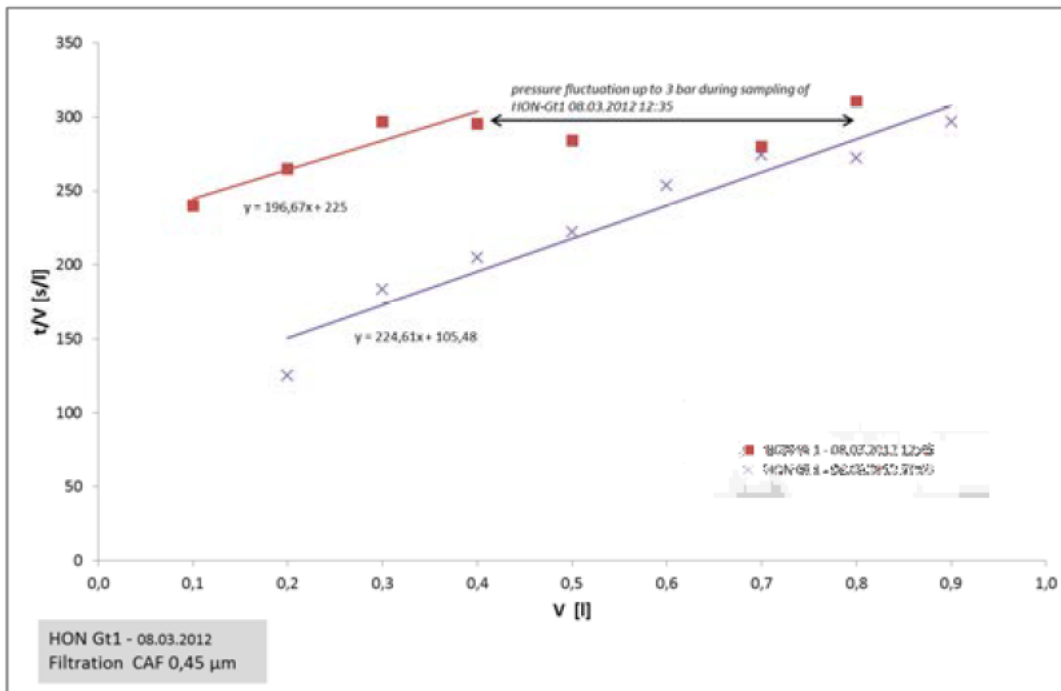


Figure 13: t/V vs V plot of the filtration through a 0.45 micron filter at 12:45 (1st sampling - red squares) and 17:00 (2nd sampling - purple crosses) on 08.03.2012.

Table 5: Amount of particles in water based on MFI, SDI and solid concentrations of filter samples from 08.03.2011

Sampling	Filter type	MFI	SDI5	c [mg/l]
1	CAF 8 µm	4.7	17.2	5.0
	CAF 0.45 µm	196.7	5.9	10.6
2	CAF 8 µm	0.4	13.8	1.5
	CAF 0.45 µm	224.6	15.1	11.0

4.3 Particle size distribution

The particle-size distribution based on sample 2 at the end of the hydraulic test on 08.03.2012 shows that 86.4 % of all solids have diameters in the range of 0.45 to 8 µm (Figure 14). Only less than 4 % of the particles in the thermal water have diameters larger than 100 µm. The median diameter is $D_{50} = 2.3$ µm, while the maximum particle found has a diameter of 320 µm. The smallest particles have a diameter of 0.45 µm. This is based on a widely used convention that considers particulate matter to be larger than 0.45 µm in diameter. Anything smaller is considered to be dissolved. This boundary is not entirely valid because clay particles and silt can be much smaller than 0.45 µm. For practical purposes,

however, the boundary is convenient, not least because standard membrane filters with 0.45 μm diameter pores can be used to separate suspended particles from dissolved solids.

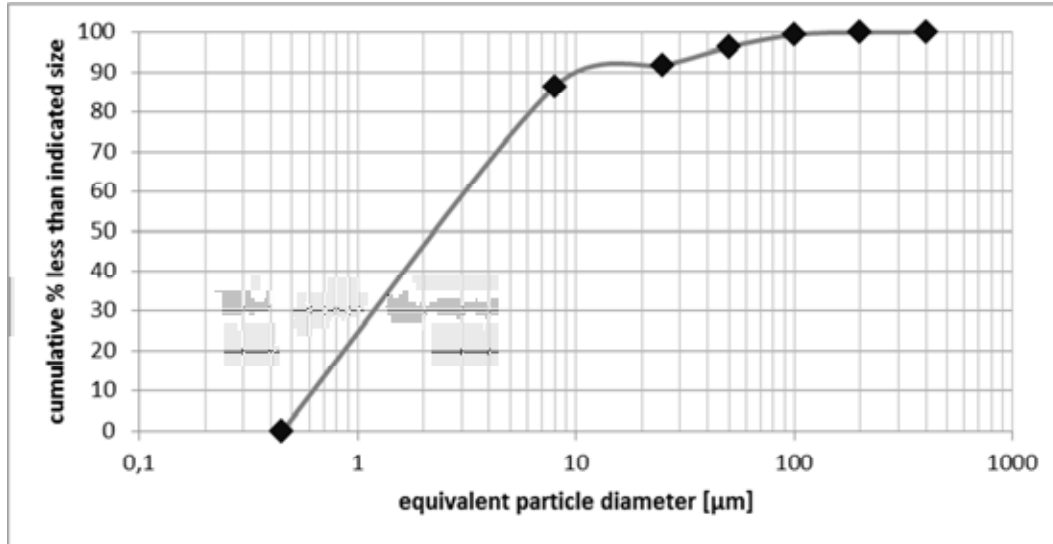


Figure 14: log-normal particle-size distribution of the 2nd sample, based on cake layer analysis of 0.45 & 8 micron filter; Mass median diameter $D_{50} = 2,3 \mu\text{m}$

4.4 Composition of particles

The composition of particles of sample 2 (end of test) are analyzed by optical microscopy and SEM-EDX. Optical microscopy analysis provide representative information on particles of diameters larger than 8 μm . Figure 15 illustrates particles on the 8 micron filter as seen under the optical microscope. Photo 15a shows angular to sub rounded, milky quartz grains with a size up to 100 μm in brownish matrix. The black spots represent organic compounds (oil, organic coatings). Material ($\text{Fe}(\text{OOH})?$) from the aquifer can be observed in picture 15b, while picture 15c and 15d show antropogenic materials.

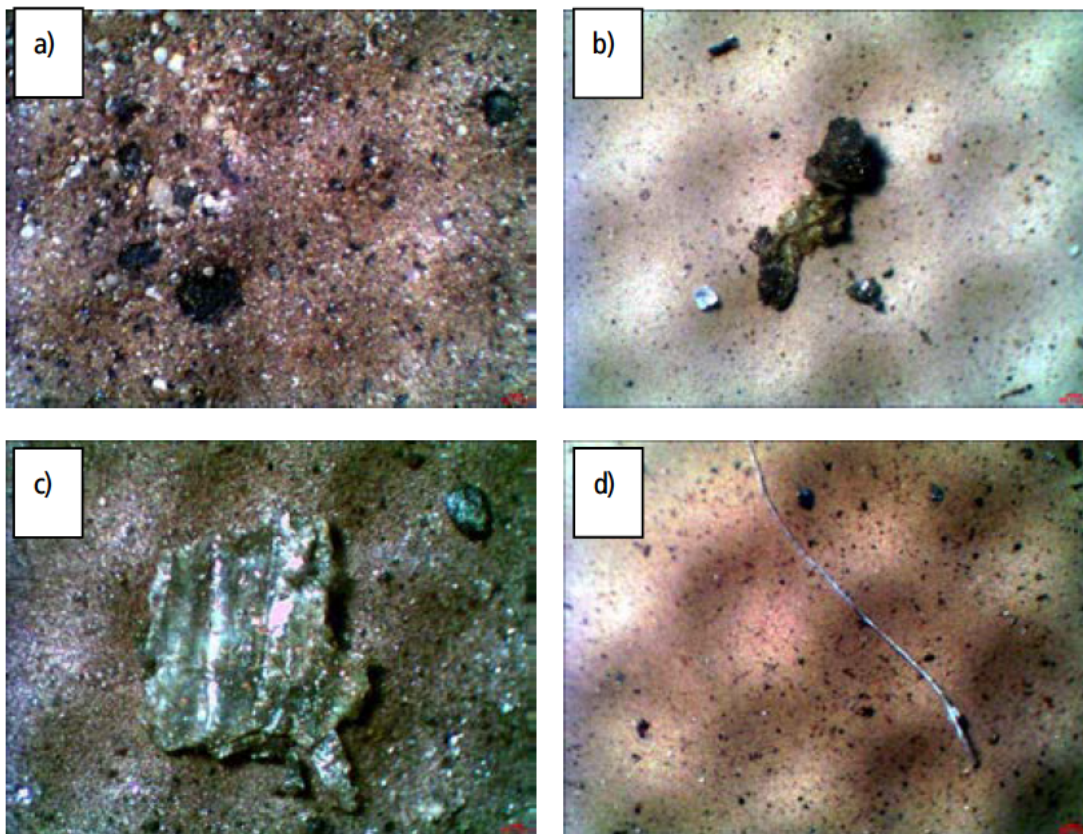


Figure 15: Microscopic images of particles on the 8 micron filter (sample 2). a) milky white quartz grains in brownish matrix, b) brownish-black aquifer material, c) Steel component (from casing/drill bit), d) white organic fiber

The 0.45 and 8 micron sample were also observed with SEM. Elemental compositions being analyzed by EDX. The EDX analysis reveals that most of the components are quartz (35-40 %) and feldspar (20-25 %). Furthermore iron hydroxides (~15 %), Cu-Zn-(Fe)-oxides (~10 %), Cr-Fe-Ni steel (5 %), CaCO_3 (~5 %), FeS_2 (~2 %) and clay minerals are observed (Figure 16).

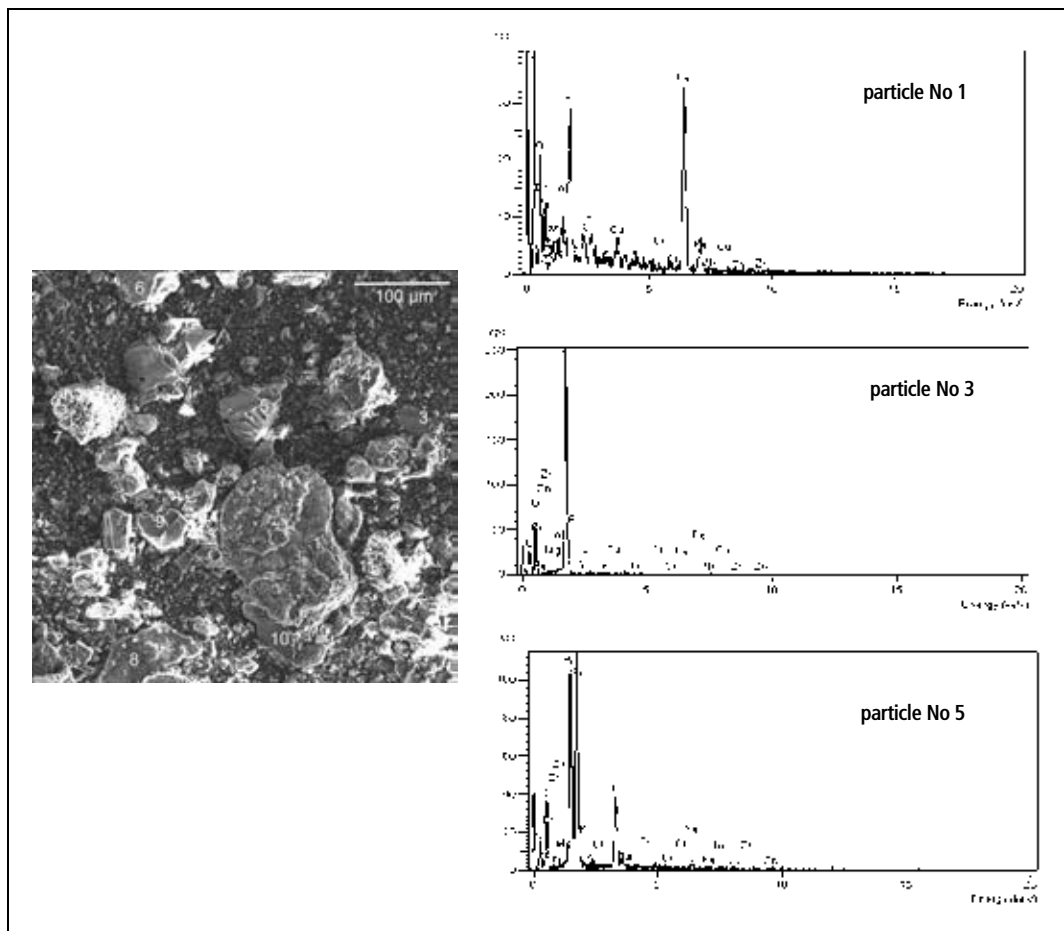


Figure 16: SEM micrograph and corresponding EDX spectra of particles on the 8 micron filter (sample 2). Particle No 1: quartz grain with iron oxide/hydroxide coating; particle 3: quartz grain; particle 5: Potassium feldspar

4.5 Conclusion and recommendations on filter technologies

It can be seen, that during the test a decrease of particles larger than 8 µm was observed, while the concentration of small particles increased moderately. At the end of the hydraulic test on 08.03.2012 86.4 % of all solids had diameters in the range of 0.45 to 8 µm and only 13.6 % had a diameter larger than 8 µm. The median particle diameter is $D_{50} = 2.3 \mu\text{m}$, while the maximum particle detected had a diameter of 320 µm. Most of the solids found are quartz (35-40 %) or feldspar grains (20-25 %) from the aquifer (or the gravel pack - if applicable). Together with Cu-Zn-(Fe)-oxides and Cr-Fe-Ni steel which indicate that the cleaning of the well had not been completed at the end of the test. A decrease of large particles from 5 mg/l to 1.5 mg/l could be seen during the test, but it is necessary to measure the particle concentration in a further test to obtain information on constant particle load.

From the first results ($Q \approx 35 \text{ l/s}$) we suggest to install bag filters with a mesh size of 10 up to 20 micron at the production well and a 1 micron bag filter system on the injection well. This or similar configurations are widely used in geothermal power plants in the North German basin. It has to be taken into

account, that the observed composition and amount of particles are not representative for the thermal fluid during long term operation. For this reason we recommend a particle monitoring during the next tests to optimize the mesh apertures of the filters.

5. References

- ADHAM, S.S., & FANE, A.G. (2008): Cross flow sampler fouling index. NWRI Final Project Report, 22 S., Fountain Valley, CA, USA.
- ASTM International (2002): Standard Test Method for Silt Density Index (SDI) of Water, D 4189-95. ASTM International, West Conshohocken, PA.
- CARROLL, J.J., J.D. SLUPSKY and A.E. MATHER, (1991): The solubility of carbon dioxide in water at low pressure, J. Phys. Chem. Ref. Data, 20 (6), 1201-1209.
- HARTING, P., MAY, F. and SCHÜTZE, H. (1981). Tabellen und Diagramme zur Löslichkeit von Methan-Stickstoff-Gemischen in wässriger Natriumchloridlösung. Zfl-Mitteilungen, Vol. 42, pp. 1-427.
- IWTC (2010): Industrial Water Treatment Consulting (2010): SDI - Silt density index examined and explained. - 7p.
- SCHIPPERS, J.C. & VERDOUW J. (1980): The Modified Fouling Index. A Method of Determining the Fouling Characteristics of Water. Desalination, 32: 137-148.
- SEIBT, A., NAUMANN, D. and HOTH, P., (1999): Lösung und Entlösung von Thermalwassergasen Konsequenzen für den Anlagenbetrieb, in: Geothermie Report 99-1: Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozeßmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, Herausgeber: Schallenberg, K., E. Huenges, K. Erbas und H. Menzel, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report, STR99/04, 63-86.

Report

Geochemical investigations of water and solid samples at
Honselersdijk GT 2
during the hydraulic test on 02 Mai 2012

INDEX

1.	Description of the services	4
2.	Analysenergebnisse	4
3.	Bestimmung des Gasgehaltes und der Gaszusammensetzung mittels mobilen Entgaser	5
3.1	Methode	5
3.2	Ergebnisse.....	6
3.3	Determination of the flushing pressure.....	8
4.	Solid sample analysis.....	12
4.1	Sampling and field measurements	12
4.2	Amount of particles in the thermal water	14
4.3	Particle size distribution.....	17
4.4	Composition of particles	18
4.5	Conclusions and recommendation on filter technologies.....	19
5.	References	19

LIST OF FIGURES AND TABLES

Figure 1: Probenahmestelle 1 zur Bestimmung der Wasserinhaltsstoffe (Vor-Ort-Parameter, Anorganik und Organik).....	1
Figure 2: Vor-Ort-Parameter	1
Figure 3: Chromatogramme des Standards und der Probe HON GT2-020512	4
Figure 4: Probenahmestelle Drehtisch Bohrung Honselersdijk GT 2.....	6
Figure 5: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of 80°C	6
Figure 6: Pressure-related solubility of the gas mixture in sample HON GT2-020512-II at different temperatures	10
Figure 7: Solubility of CO ₂ in brine from HON GT2 well as a function of pressure and temperature (after Carroll et al., 1991).....	11

Figure 8: Filtering device at drillsite Honselersdijk consisting of ball valves, feed regulator, pressure gauge and a cross flow sampler.	12
Figure 9: Declining filtrate rate during constant pressure filtration (blue diamonds: 1st sampling; green triangles: 2nd sampling) with 8 micron filter with 1.8 bar.....	13
Figure 10: Declining filtrate rate during constant pressure filtration of 1.8 bar (red squares: 1st sampling; purple crosses: 2nd sampling) with 0.45 micron filter.	13
Figure 11: Ratio of filtration and volume as a function of the total volume of filtrated water indicating the three dominant filtration mechanisms (after Adham & Fane 2008).....	15
Figure 12: t/V vs V plot of the filtration through a 8 micron filter at 18:00 (1st sampling - blue diamonds) and at 19:55 (2nd sampling - green triangles) on 02.05.2012.....	16
Figure 13: t/V vs V plot of the filtration through a 0.45 micron filter at 18:45 (1st sampling - red squares) and 20:25 (2nd sampling - purple crosses) on 02.05.2012.	16
Figure 14: log-normal particle-size distribution of the 2 nd sample, based on cake layer analysis of 0.45 & 8 micron filter; Mass median diameter $D_{50} = 28 \mu\text{m}$	17
Figure 15: Microscopic images of particles on the 8 micron filter (x4 magnification)	18
Table 1: Physico-chemical properties	2
Table 2: Chemical composition	3
Table 3: Organische Inhoudsstoffe Fluids HON GT2 020512	5
Table 4: Results of the gas analysis	7
Table 5: Results of the gas analysis with dissolved CO ₂ in the degassed fluid	8
Table 6: Amount of particles in water based on MFI and solid concentrations of filter samples from 02.05.2011	17

1. Description of the services

Two gas samples and one water sample of the geothermal well Honselersdijk Gt 2/Netherland during the hydraulic test on 02 Mai 2012 were characterised geochemically. There were determined:

- Gas / water ratio
- Total gas composition
- Components dissolved in the water: anions: chloride, bromide, iodide, fluoride, hydrogen carbonate, sulphate; cations: Li, K, Na, Ca, Mg, NH₄, Ba, Fe (tot.), Mn, Sr, Cr, Pb, Cu, Al, Zn, As, Hg, U
- Silica, boron
- pH value (laboratory),
- Density
- Mineralisation
- Dry matter at 180°C
- Determination of in-situ parameters (pH-, Eh values, conductivity, temperature, KS and KB values, organoleptic evaluation, rapid determination of solute sulphide)
-

The analysis was done in cooperation with accredited laboratories.

The degassing pressure was calculated from the results of the analysis.

2. Analysenergebnisse

Die Probenahme der Wasserprobe HON GT2-020512 erfolgte an einem vorhandenen Abgang unmittelbar vor dem Entgaser. Dieser befand sich an der Unterseite der Hauptleitung, ca. 2 m über dem Boden (Figure 1). Aufgrund der Führung der Leitung und eine Erweiterung des Querschnittes wird an dieser Stelle eine 2-Phasen Strömung vermutet. Vor Ort wurden der pH-Wert, die Leitfähigkeit, das Redoxpotenzial im Wasser im Durchfluss über 45 min gemessen (Figure 2) In der Table 1 sind die bestimmten Parameter den Werten vom Test der Bohrung HON GT 1 gegenübergestellt.

Nach 45 min stellte sich ein konstanter Wert für den pH-Wert von 6,5 ein. Dieser liegt um 0,5 höher als der pH-Wert des Fluids beim Test der Bohrung HON GT 1 im März 2012. Ursache hierfür ist eine Teilentgasung des Kohlendioxides, was zum Anheben des pH-Wertes und zur Abnahme des KB (8,2)-Wertes führt. Das gegen Ag/AgCl gemessene Redoxpotenzial ist mit -430 mV (umgerechnet auf Standardwasserstoffelektrode = -216mV) deutlich niedriger.

Die Teilentgasung hat auf die Kationen- und Anionenzusammensetzung jedoch keinen Einfluss, so dass hier eine repräsentative Analyse gegeben ist. Die chemischen Eigenschaften sind in Table 2 aufgeführt.



Figure 1: Probenahmestelle 1 zur Bestimmung der Wasserinhaltsstoffe (Vor-Ort-Parameter, Anorganik und Organik)

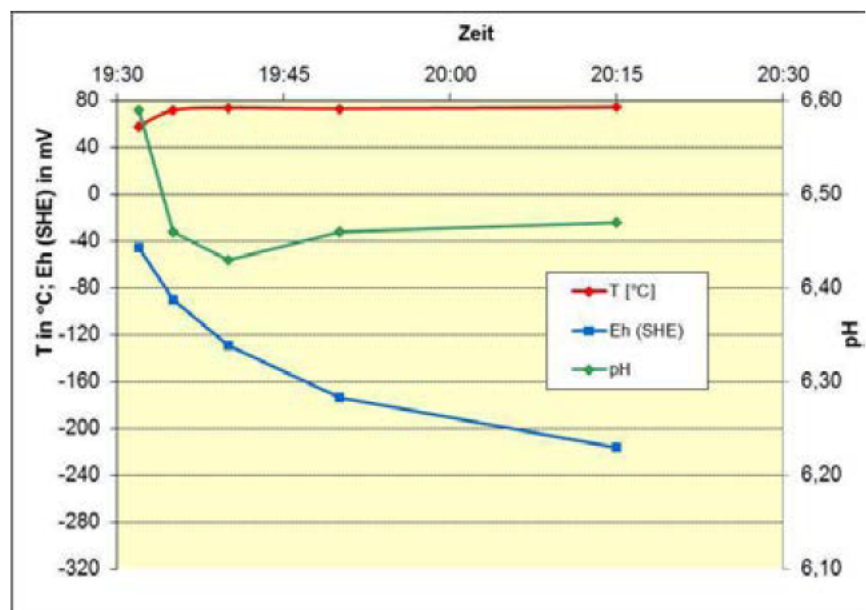


Figure 2: Vor-Ort-Parameter

Table 1: Physico-chemical properties

Denomination		HON GT1-080312	HON GT1-080312	HON GT2 020512
Date of sampling	unit	08.03.2012 1:30 p.m.	08.03.2012 4:30 p.m.	02.05.2012 7:20 p.m.
Temperature	°C	85.8	86.1	88.7
Production rate	l/s	43.3	43.4	47.8
Production amount	m ³	3,940	4,250	4,306
Parameter				
Colour		light yellow (very low oil film)		yellow, oil film
Turbidity		none		little
Smell		specific, little like hydrocarbons		like hydrocarbons
Precipitate		in air brown solids		
Degassing		yes		little
Sample temperature	°C	81.4	83.7	74.1
pH value at sample temperature		6.01	6.01	6.47
pH value at 20.0°C		n.b.	5.96	6,39
Redox potential measured for Ag/AgCl	mV	-265	-282	-430
Redox potential SHE	mV	-90	-109	-216
Oxygen (O ₂)	mg/l	<1	<1	<1
Conductivity on site	mS/cm	n.b.	141.7	147.8
Conductivity (25°C) at laboratory	mS/cm	n.b.	166.5	147.7
Density 20°C	g/cm ³	n.b.	1.091	1.093
Acid capacity pH 4,3	mmol/L	n.b.	2.48	2.72
Base capacity pH 8,2	mmol/L	n.b.	5.15	4.72
Sulphide	mg/L	undetectable		

Table 2: Chemical composition

HON-GT2-020512			
8:00 p.m.			
		c (m)	c (eq)
Cations			
Lithium	Li ⁺	5,6 [mg/L]	0,81 [mEq/L]
Sodium	Na ⁺	40000 [mg/L]	1739,89 [mEq/L]
Potassium	K ⁺	421 [mg/L]	10,77 [mEq/L]
Calcium	Ca ²⁺	7080 [mg/L]	353,29 [mEq/L]
Magnesium	Mg ²⁺	894 [mg/L]	73,58 [mEq/L]
Strontium	Sr ²⁺	399 [mg/L]	9,11 [mEq/L]
Barium	Ba ²⁺	8,582 [mg/L]	0,12 [mEq/L]
Iron (tot.)	Fe ²⁺	81,0 [mg/L]	2,90 [mEq/L]
Manganese	Mn ²⁺	1,58 [mg/L]	0,06 [mEq/L]
Ammonia	NH ₄ ⁺	61,9 [mg/L]	3,43 [mEq/L]
Total cations		48953 [mg/L]	2194 [mEq/L]
Anions			
Chloride	Cl ⁻	78020 [mg/L]	2200,85 [mEq/L]
Hydrogen carbonate	HCO ₃ ⁻	166 [mg/L]	2,72 [mEq/L]
Sulphate	SO ₄ ²⁻	189 [mg/L]	3,94 [mEq/L]
Nitrate	NO ₃ ⁻	<0,20 [mg/L]	
Bromide	Br ⁻	201 [mg/L]	2,52 [mEq/L]
Iodide	I ⁻	9,9 [mg/L]	0,01 [mEq/L]
Fluoride	F ⁻	<0,20 [mg/L]	
Total anions		78586 [mg/L]	2210 [mEq/L]
Salinity		127539 [mg/L]	
Dry matter (180°C)		142800 [mg/L]	
Ion balance	HON-GT2-020512		-16,07 [mEq/L]
Error			-0,73
Other parameters			
Boron, B		31,7 [mg/L]	
H ₃ BO ₃		181,3 [mg/L]	
Silicon, Si		17,6 [mg/L]	
SiO ₂		37,7 [mg/L]	
H ₂ SiO ₃		48,9 [mg/L]	
Trace metals			
Aluminium, Al		<0,025 [mg/L]	
Chrome, Cr		12,8 [µg/L]	
Copper, Cu		3,83 [µg/L]	
Zinc, Zn		1730 [µg/L]	
Arsenic, As		11,5 [µg/L]	
Mercury, Hg		0,687 [µg/L]	
Lead, Pb		15,6 [µg/L]	
Uranium, U		0,194 [µg/L]	

The fluid produced from the deep well Honselersdijk Gt 2/Netherland was clear light yellow water with a pH value of 6.4. The fluid shows reducing conditions. The salt content is approx. 128 g/L.

The sodium content is around 39.5 mEq%. Chloride dominates the anions (49.8 mEq%). Thus, the formation fluid has to be assigned to the Na-Cl type. The contents of calcium (8.0 mEq%) and magnesium (1.7 mEq%) are lower by one order of magnitude. All the other solute components show clearly lower concentrations. The formation fluid contains a lot of iron approx. 81 mg/L and gets brown after longer standing and contact with oxygen. The sulphate concentration is 189 mg/L; HS⁻ or S²⁻ are undetectable or below the detection limit (<0.2 mg/L).

Die chemische Zusammensetzung (Konzentration der Kationen und Anionen) ist vergleichbar mit den chemischen Eigenschaften des Fluids aus der Bohrung HON GT1. Die Salinität ist nur geringfügig höher. Die sehr hohe Konzentration an Zink ist sicherlich auf Korrosionsprozesse zurückzuführen.

Ein wesentlicher Unterschied zu dem Fluid der Bohrung HON GT1 besteht im Gehalt der organischen Inhaltsstoffe. Der Gehalt an Mineralölkohlenwasserstoffen (MKW) ist 5mal höher. In Figure 3 sind die Chromatogramme des Standards (oben) und der Probe HON GT2 020512 gegenübergestellt. Im MKW-Standard ist Diesel und Schmieröl enthalten. In der Probe sind Kohlenwasserstoffe mit mittlerem bis hohem Siedepunkt vertreten (ab Diesel aufwärts), die noch relativ gut aufgelöst sind. Dies deutet darauf hin, dass vermutlich kein Fett enthalten ist.

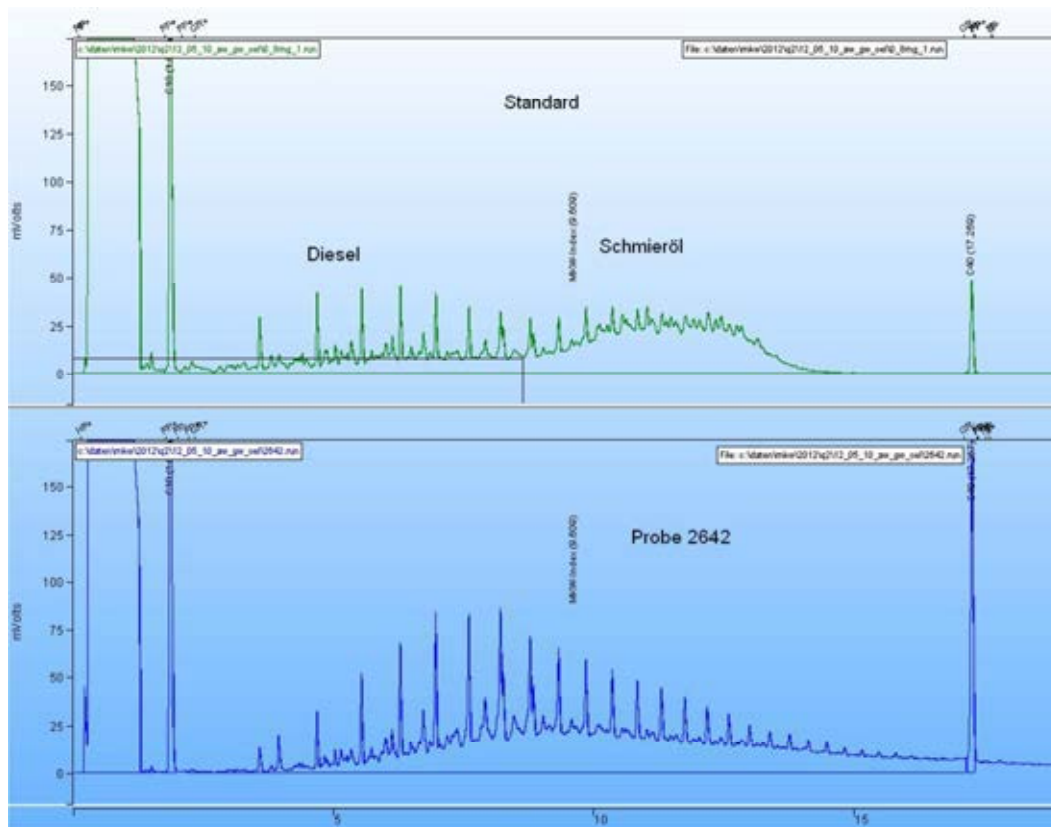


Figure 3: Chromatogramme des Standards und der Probe HON GT2-020512

Des Weiteren ist die Konzentration an BTEX (s. Table 3) relativ hoch.

Table 3: Organische Inhaltsstoffe Fluids HON GT2 020512

Parameter	Prüfverfahren	Einheit	Prüfwert
Kohlenwasserstoffindex	DIN EN ISO 9377-2 (H53)	mg/L	13,5
Benzol		mg/L	5,40
Toluen		mg/L	1,46
Ethylbenzen		mg/L	0,062
m/p-Xylen		mg/L	0,239
ortho-Xylen		mg/L	0,170
Summe BTEX	DIN 38407-9 (F9-1)	mg/L	7,33

3. Bestimmung des Gasgehaltes und der Gaszusammensetzung mittels mobilen Entgaser

3.1 Methode

Die Messung des Gasgehaltes an der Messstelle 1 wurde als nicht repräsentativ eingeschätzt, da durch den unteren Abfluss die Gasphase nicht vollständig zu erfassen war. Deshalb wurde die Probenahmestelle direkt auf der Bohrungsplattform genutzt. In Figure 4 ist zu erkennen, dass sich hier der Abgang oben am Rohr befindet. Bei einem Anlagendruck 1,8 bar ist auch hier von der Entgasung des Fluids auszugehen, so dass ein Überbefund nicht auszuschließen ist.

Über diesen wurde kontinuierlich Thermalwasser entnommen und dem mobilen Entgaser zugeführt bis sich stabile Verhältnisse zwischen Fluidzu- und -abfluss einstellten. Der Gasmengenstrom wurde mittels Trommel-Gaszähler registriert und anschließend ins Verhältnis zu dem entgasten Wasser gesetzt. In Figure 5 sind die Messergebnisse dargestellt.



Figure 4: Probenahmestelle Drehtisch Bohrung Honselersdijk GT 2

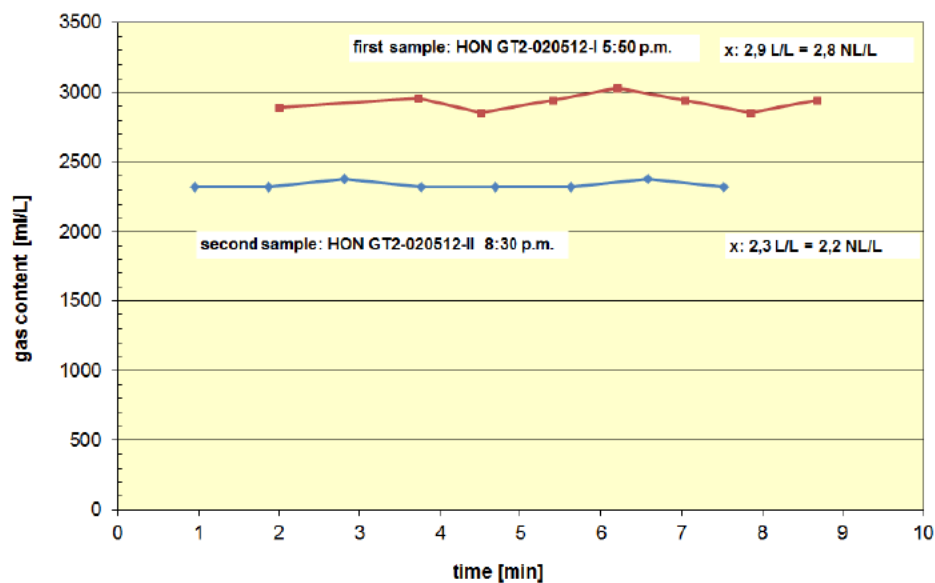


Figure 5: Gas content in one liter fluid vs. the time at a fluid temperature of 80°C

Gasproben für die Laboruntersuchung wurden nach der Bestimmung des Gas/Wasser-Verhältnisses entnommen. Analysiert wurden Ar, O₂, N₂, CO₂, CH₄, H₂, sowie höhere KW (Ethan, Propan, Butan, Pentan, Hexan, Propylen u.a.).

3.2 Ergebnisse

The gas composition was analyzed in the laboratory, observing a stable fluid inflow and outflow after measuring of the gas content.

Table 4 shows the results of the gas composition. The oxygen in the both samples was low.

Table 4: Results of the gas analysis

	HON GT21-020512-I		HON GT2-02012-II	
Date	02.05.2012		02.05.2012	
Time	5:00 p.m.		8:30 p.m.	
		calculated O ₂ -free		calculated O ₂ -free
Nm ³ (gas)/ Nm ³ (fluid)	2,79		2,22	
Denomination				
Nitrogen	3,32	1,94	4,77	1,86
Oxygen	0,38		0,8	
Argon	0,03	0,01	0,03	0,00
Carbon dioxide	6,79	6,91	6,10	6,34
Methane	85,745	87,24	84,602	87,92
Ethene	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Ethane	3,05	3,10	2,997	3,11
Propene	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Propane	0,484	0,49	0,479	0,50
i-Butane	0,038	0,04	0,037	0,04
Butene-1	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
n-Butane	0,101	0,10	0,1	0,10
22DMPPr	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
i-Pentane	0,02	0,02	0,02	0,02
Pentene-1	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
n-Pentane	0,029	0,03	0,027	0,03
Hexane	0,015	0,02	0,015	0,02
Helium	0,04	0,04	0,03	0,03
Hydrogen	0,06	0,06	0,03	0,03

Das bestimmte Gas-Wasser-Verhältnis von 2,2 m³ Gas zu 1,0 m³ Fluid ist deutlich höher als die über den Test ermittelten Daten (Gas-Wasser-Verhältnis 1,4:1) wesentlich höher. Wie schon erwähnt, könnte die Ursache für die erhöhte Gasmenge an der Art des Abganges und der schon eingesetzten Entgasung bei 1,8 bar sein. Insgesamt liegt aber der Gasgehalt deutlich höher als im Fluid der Bohrung HON GT1.

Not all the quantity of carbon dioxide which is dissolved in the fluid under reservoir conditions is degassed at the temperature of 80°C. That is why the solute carbon dioxide in the water was determined after degassing via the base capacity (KB value up to pH = 8.2). Before the solute iron ions were bonded by means of a sequestrant.

In Table 5 sind die Ergebnisse der Gasuntersuchungen während der Test beider Bohrungen unter Standardbedingung (T=273.15 K, p=1.01325 hPa) und unter Beachtung des noch gelösten Kohlendioxids im entgasten Fluid gegenübergestellt. Pro 1,0 m³ Fluid wurden am Ende Tests 2,3 Nm³ Gas gemessen. Das Gasmisch besteht hauptsächlich aus Methan (83,9 vol.%) und einem Anteil von 3,65 vol.% der hohen Kohlenwasserstoffe. Das leicht lösliche Kohlendioxid beträgt ca. 11 vol.%. Nur ein geringer Anteil an Stickstoff (1,8 vol%) wurde analysiert. Im Vergleich zu der Gaszusammensetzung des Fluids aus der Bohrung HON GT1 erhöht sich der Anteil an Methan. Gleichzeitig nimmt Kohlendioxid anteilmäßig ab, wobei jedoch 50 ml mehr im Fluid der Bohrung HON GT2 gelöst sind.

Table 5: Results of the gas analysis with dissolved CO₂ in the degassed fluid

Denomination	HON GT1-080312-II	HON GT2-020512-II
Date	08.03.2012	02.05.2012
Time	3:30 p.m.	8:30 p.m.
Nm ³ (gas)/ Nm ³ (fluid)	1.01	2.32
Methane, CH ₄	76.0 vol.-%	83.9 vol.-%
Ethane and the other	3.30 vol.-%	3.65 vol.-%
Carbon dioxide, CO ₂	19.1 vol.-%	10.6 vol.-%
Nitrogen, N ₂	1.5 vol.-%	1.8 vol.-%

Any further considerations (bubble point) are based on the compositions of the last sample HON GT2-020512-II.

3.3 Determination of the flushing pressure

Solute salts reduce the solubility. The solubility of each gas component in brine can be determined when its solubility in water is known, from equation (1)

$$(1) \quad R_{\text{gas, b}} = R_{\text{gas, w}} \times \left(\frac{\rho_{\text{b}} - \text{TDS}}{1000} \right) \times L_{\text{rel.}}$$

$R_{\text{gas, b}}$	gas content of brine [m ³ gas/m ³ solution]
$R_{\text{gas, w}}$	gas content of water [m ³ gas/ t water]
TDS	total dissolved solids [kg salt/m ³ solution]
ρ_{b}	density of brine [kg/m ³]
$L_{\text{rel.}}$	relative solubility depending on the salt content of the solution

For the gases N₂ and CH₄, the relative solubility L_{rel} can easily be determined from equation (2) (Harting et al., 1981):

$$(2) \quad L_{\text{rel}} = e^{\left(-0.315 \times c + 0.01452 \times c^2 \right)} \quad c \quad \text{molality [mol/kg]}$$

The higher influence of divalent ions on the gas solubility has to be taken into account. This is done by multiplying the molality of CaCl₂ by the factor of 1.8 (Harting et al., 1981), which gives an equivalent NaCl concentration causing the same gas solubility reduction. For the molality:

HON GT2-020512-II: 2.23 mol/kg

as determined for the formation water, $L_{rel.}$ is 0.53 referred to pure water ($L_{rel.}=1$).

Carbon dioxide behaves differently from nitrogen, and methane in that dissolved carbon dioxide forms a weak acid. For calculation of the carbon dioxide solubility reduction, there was applied equation 3 (cf. Seibt et al., 1999)

$$(3) \quad S^{CO_2}(T) = \frac{S_0^{CO_2}(T)}{10^{C \cdot 0,085}}$$

C	molarity [mol/L]
S	solubility in saline water
S	solubility in pure water.

Accordingly, the solubility of CO₂ in the deep water is only 66.7 % of that in pure water.

HON GT1-080312-II: 65.6% ("NaCl molarity"_{eq} = 2.15 mol/L)

The solubility figures for carbon dioxide, nitrogen, and methane in pure water taken from the literature (Harting et al., 1981) were calculated according to (1) for the thermal water.

According to the mol fraction solubility of the individual gases (carbon dioxide x_{CO_2} , methane x_{CH_4} , nitrogen x_{N_2}) in the mixture

$$(4) \quad x_{CO_2} = \frac{n_{CO_2}}{n_{CO_2} + n_{CH_4} + n_{N_2}}$$

n_i	amount of the substances [mol]
-------	--------------------------------

solubility is related to pressure. The degassing pressure is determined according to equation (5)

$$(5) \quad P = x_{CO_2} \cdot P_{CO_2} + x_{CH_4} \cdot P_{CH_4} + x_{N_2} \cdot P_{N_2}$$

P	total pressure [MPa]
P_i	partial pressure of the gases [MPa]

Figure 6 shows the pressure-related solubility of the gas mixtures in samples HON GT2-020512-II at different temperatures. From correlation of the total gas content of the fluid with pressure at the respective temperatures the minimum pressure required to prevent ex-solving of gas is obtained. At $p=130$ bar 2.3 Nm³ of gas mixture per litre of fluid remained in solution at a temperature of 90°C.

Entsprechend niedriger liegt der Druck bei einem angenommenen Gas-Wasser-Verhältnis von 1,4 zu 1, welcher sich nahezu halbiert (64 bar). Bewährt haben sich bei diesen hohen Gasgehalten PDS-Proben.

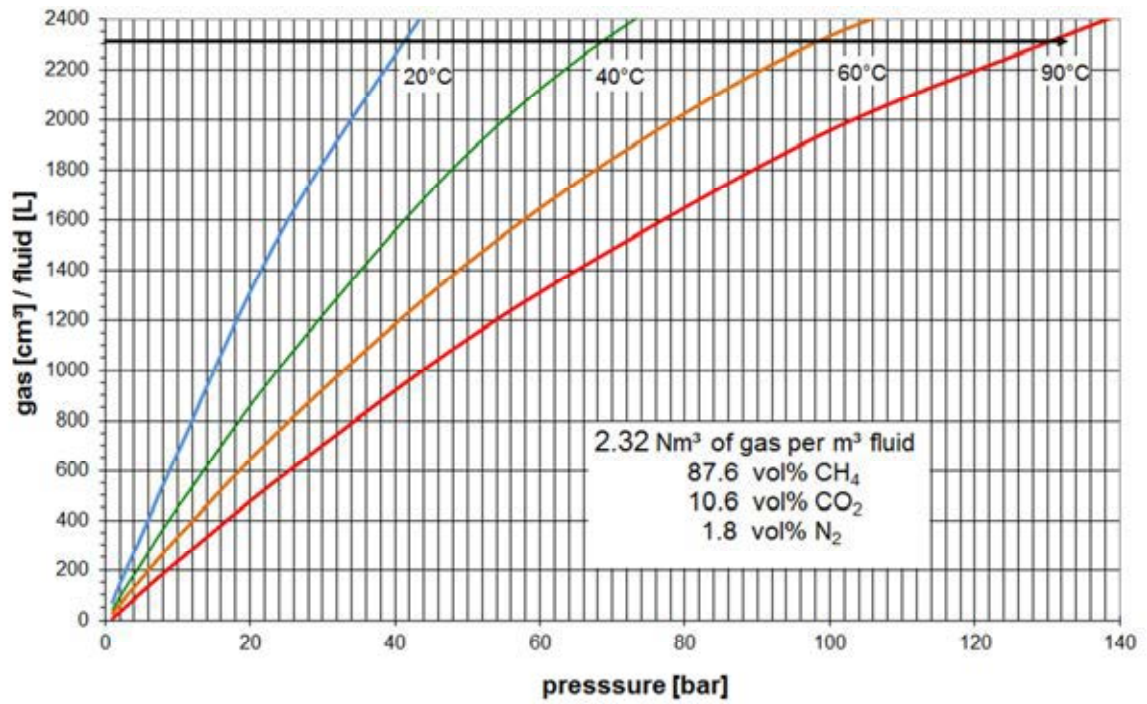


Figure 6: Pressure-related solubility of the gas mixture in sample HON GT2-020512-II at different temperatures

Since the gas mixture consists of carbon dioxide (approx. 11 vol%), the results were checked via the calculation of the degassing of CO₂ depending on pressure and temperature. Several coefficients can be applied as a measure for the solubility of gases. The solubility of CO₂ was done by means of the *Henry constant*. The following empirical relation of the solubility of carbon dioxide in water was derived by Carroll et al., 1991:

$$(6) \quad \ln H_{CO_2} = -6,8346 + 1,2817 \times 10^4 / T - 3,7668 \times 10^6 / T^2 + 2,997 \times 10^8 / T^3 \quad (2)$$

applicable at T = 273 up to 433 K and P up to 10 bar

Now, the solubility can be calculated based on the determined H_{CO₂} value according to

$$(7) \quad x_{CO_2} \times H_{CO_2} = y_{CO_2} \times \phi_{CO_2} \times P$$

Here, y_{CO₂} is the CO₂ mol fraction in the co-existing gas phase, φ_{CO₂} is the fugacity coefficient for CO₂ in the mixture and P is the total pressure in bar.

$1.14 \cdot 10^{-2}$ mol of carbon dioxide are dissolved per kg of water in the fluid sampled in the well HON GT2. The solubility of CO_2 is shown in Figure 7 for the fluid of the well HON GT2 as a function of temperature under different pressures (after Carroll et al., 1991). According to Figure 7, a pressure of 5 bar under an assumed brine production temperature of 363.15 K is necessary in order to keep the CO_2 concentration in the fluid in solution.

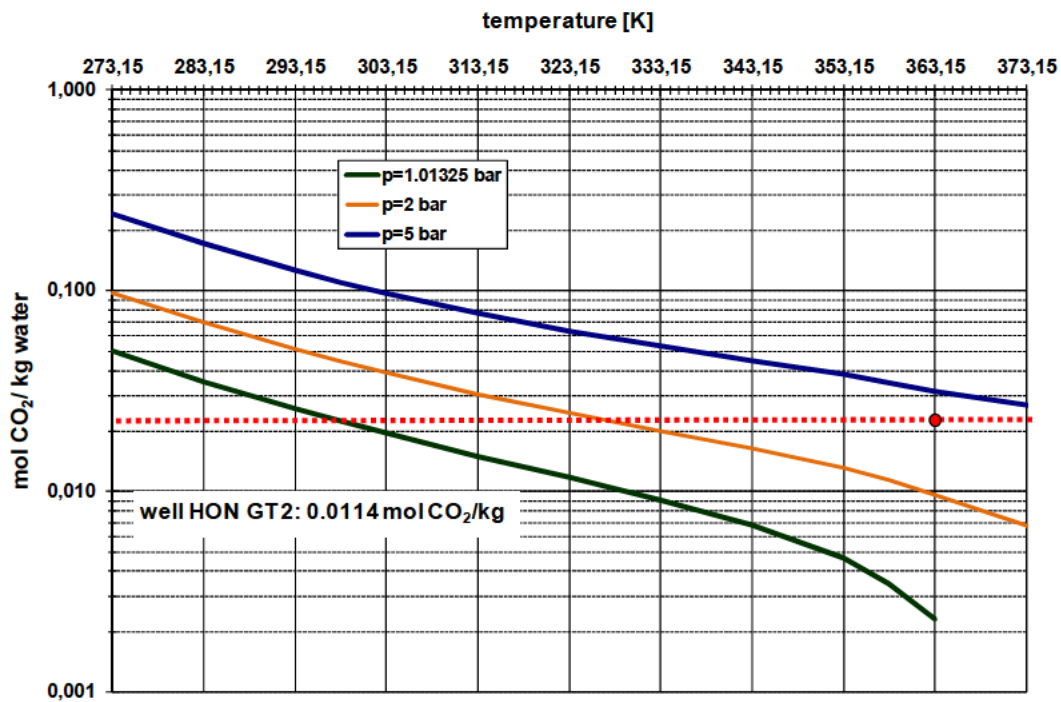


Figure 7: Solubility of CO_2 in brine from HON GT2 well as a function of pressure and temperature (after Carroll et al., 1991)

4. Solid sample analysis

4.1 Sampling and field measurements

Microfiltration of the geothermal fluid had been conducted 3 hours before (1st sample) and at the end of the hydraulic test (2nd sample) at Honselersdijk GT 2 on May 02, 2012 (Figure 8). At each sampling 2 filtration test had been performed by continuously passing water through an 8 and 0.45 micron filter at a constant pressure of 1.8 bar. During the tests the time required to filter a fixed volume of water is measured to calculate the rate of plugging. Filter curves for the 8 micron filter are shown in in Figure 9 and for the 0.45 micron filter in Figure 10.



Figure 8: Filtering device at drillsite Honselersdijk consisting of ball values, feed regulator, pressure gauge and a cross flow sampler.

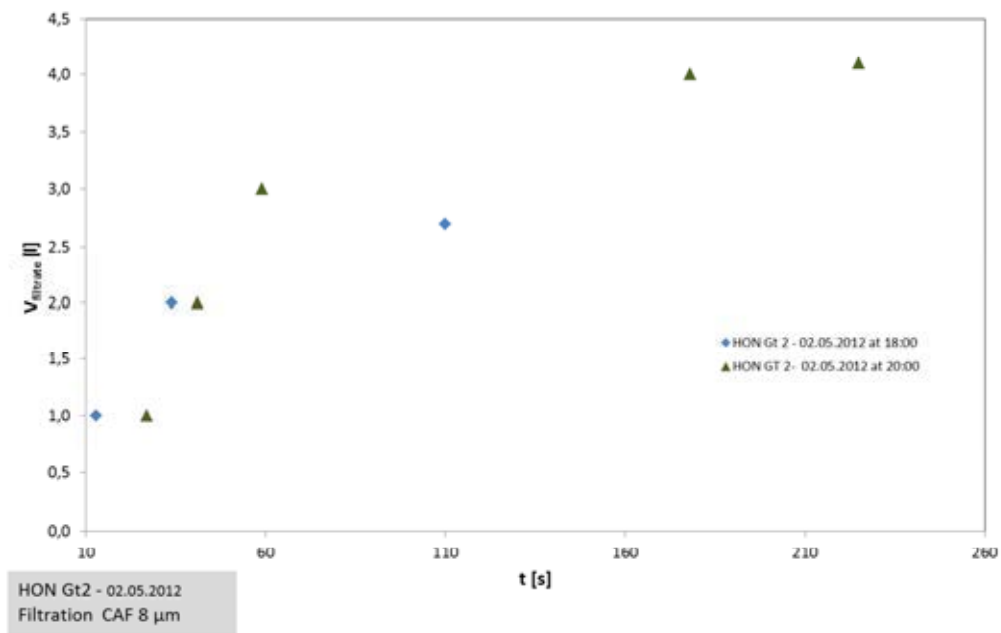


Figure 9: Declining filtrate rate during constant pressure filtration (blue diamonds: 1st sampling; green triangles: 2nd sampling) with 8 micron filter with 1.8 bar

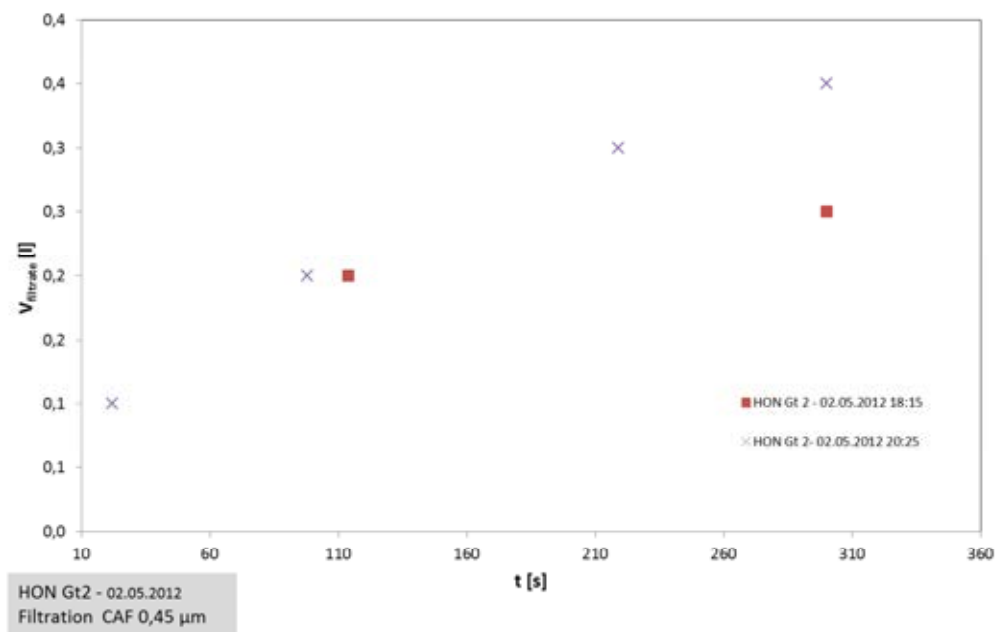


Figure 10: Declining filtrate rate during constant pressure filtration of 1.8 bar (red squares: 1st sampling; purple crosses: 2nd sampling) with 0.45 micron filter.

4.2 Amount of particles in the thermal water

The silt density index (SDI) is a test that attempts to quantify the amount of solid particles in water (ASTM International, 2002). To measure SDI using the standard method, water is passed through a membrane filter at a constant applied gage pressure, and the rate of plugging the filter is measured. The SDI is then calculated from the rate of plugging using the following equation:

$$SDI_T = \frac{\% P_{2,1}}{T} = \frac{[1 - \frac{t_i}{t_f}] \cdot 100}{T}$$

SDI =	Silt density index
T=	test time in minutes between start of first measurement and start of second measurement [min]
% P _{2,1} =	% plugging at 2,1 bar
t _i =	time required to collect initial sample volume [min]
t _f =	time required to collect final sample volume after time T [min]

The results are used to estimate how quickly water will foul a filter membrane. In essence, the SDI test is measuring how quickly silt is built up on a filter, that is, how quickly the filter gets 'plugged' by the silt. The SDI value represents the % plugging per minute of the filter (IWTC 2010).

The modified fouling index (MFI) is determined using the same equipment and procedure used for the SDI. MFI was developed based on Darcy's law, which relates the flux to the thickness of the cake layer (Schippers & Verdouw 1980). The total resistance to flow is the sum of the filter (R_m) and cake resistance (R_c). A change in the flux (dV/dt) is related to the applied pressure (P) through the total resistance (R_m+R_c). Between t/V and V during cake filtration a linear relationship exists. The slope of the linear region is the MFI. A typical filtration curve is shown in Figure 11. The first region represents pore blocking (blocking filtration), the second region represents cake filtration, and the third region represents cake filtration with compression and/or clogging. The slope of the linear region (cake filtration) represents MFI (Adham & Fane 2008).

It has to be distinguished between the MFI of the filtration through an 8 and 0.45 micron membrane filter. Based on the filtration data shown in Figure 12 and Figure 13 the MFI is calculated. At the first sampling MFIs of 34 (8 micron filter) and 7.200 (0.45 micron filter) and at the second sampling at the end of the test MFIs of 29 (8 micron filter) and 6.421 (0.45 micron filter) have been calculated. The val-

ues indicate a decrease of large and small solids in the feed water during the test and correspond to the measured decrease of particle concentration c in the feed water (Table 6).

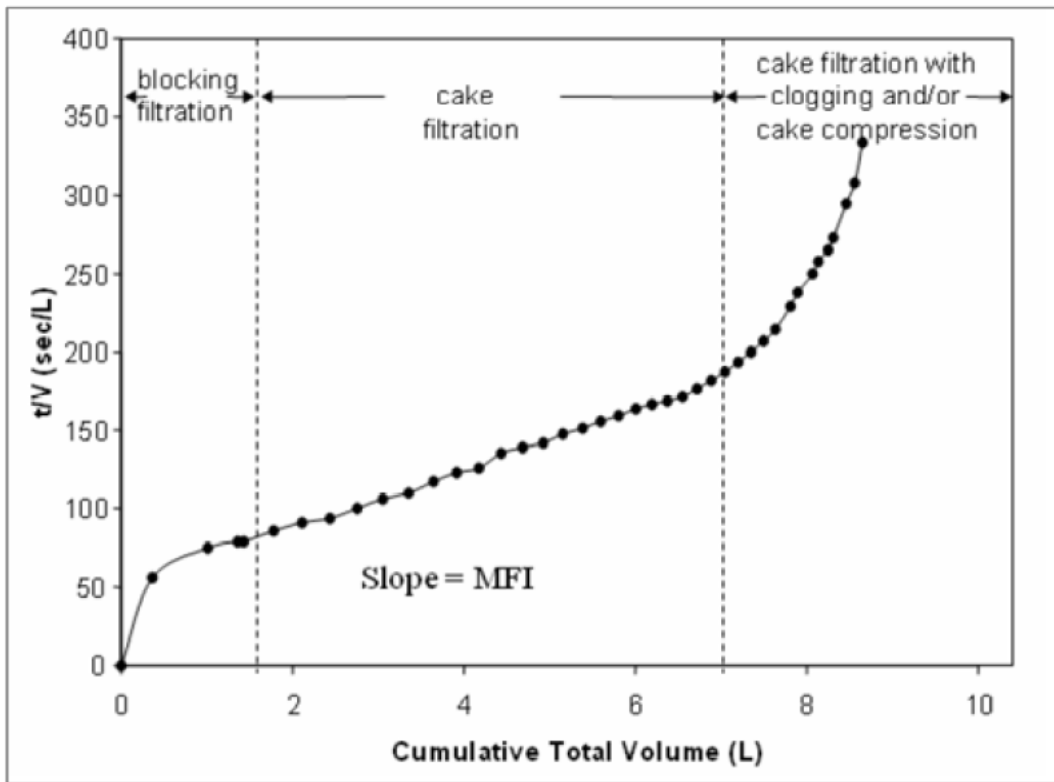


Figure 11: Ratio of filtration and volume as a function of the total volume of filtrated water indicating the three dominant filtration mechanisms (after Adham & Fane 2008).

SDI cannot be determined, because the test interval was too short to calculate representative values.

The solid concentrations, obtained from the weight of the cake layer on the membrane filters and the total volume of filtrate, are given in table 1. The solid concentrations confirm the results of the MFI and SDI analysis. During the test a decrease of particles larger than $8\ \mu\text{m}$ is observed, while the concentration of small particles increases moderately.

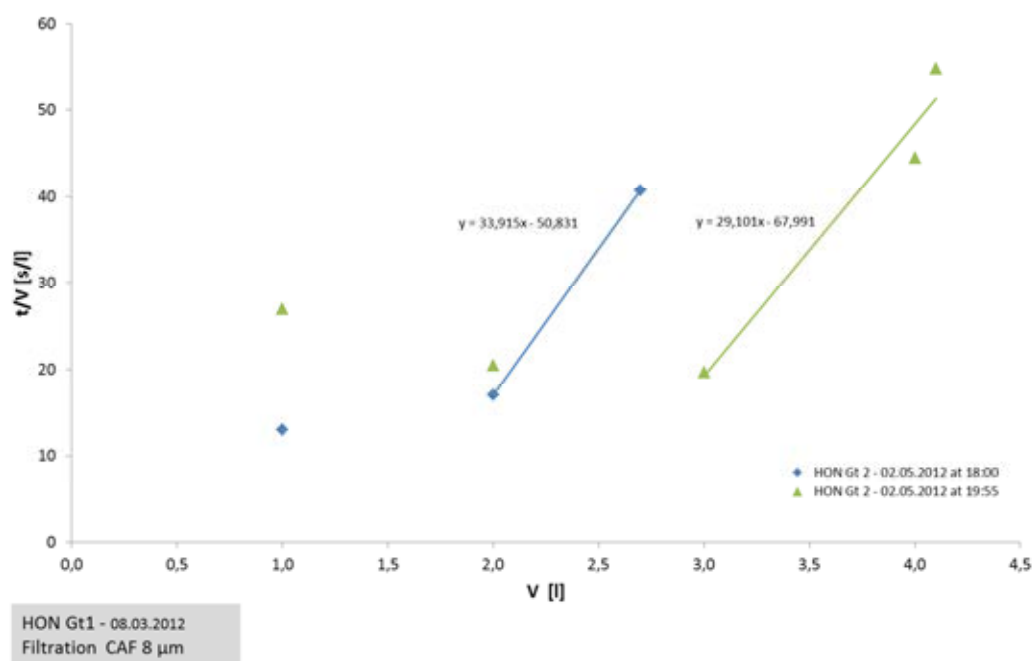


Figure 12: t/V vs V plot of the filtration through a 8 micron filter at 18:00 (1st sampling - blue diamonds) and at 19:55 (2nd sampling - green triangles) on 02.05.2012.

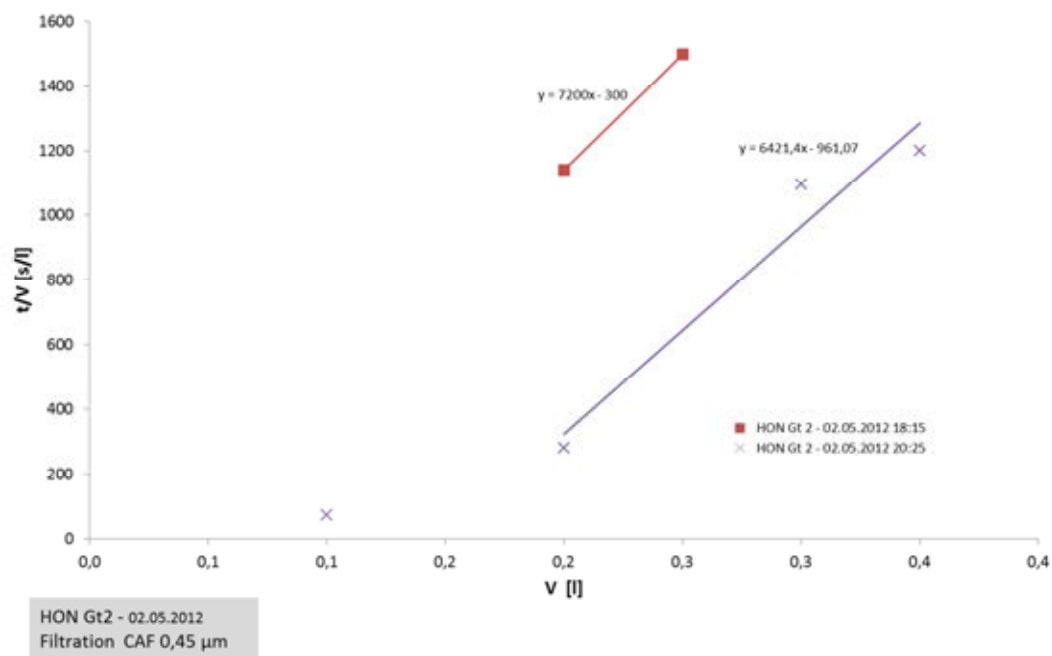


Figure 13: t/V vs V plot of the filtration through a 0.45 micron filter at 18:45 (1st sampling - red squares) and 20:25 (2nd sampling - purple crosses) on 02.05.2012.

Table 6: Amount of particles in water based on MFI and solid concentrations of filter samples from 02.05.2011

Sampling	Filter type	MFI	c [mg/l]
1	CAF 8 μm	34	10.9
	CAF 0.45 μm	7200	14.4
2	CAF 8 μm	29	7.5
	CAF 0.45 μm	6421	10.6

4.3 Particle size distribution

The particle-size distribution based on sample 2 at the end of the hydraulic test on 02.05.2012 shows that 29 % of all solids have diameters in the range of 0.45 to 8 μm (Figure 14). Only less than 6 % of the particles in the thermal water have diameters larger than 100 μm . The median diameter is $D_{50} = 28 \mu\text{m}$, while the maximum particle found on the analyzed view has a diameter of 154 μm (fig. 8a). On other parts of the filter larger particle may be found. The smallest particles have a diameter of 0.45 μm . This is based on a widely used convention that considers particulate matter to be larger than 0.45 μm in diameter. Anything smaller is considered to be dissolved. This boundary is not entirely valid because clay particles and silt can be much smaller than 0.45 μm . For practical purposes, however, the boundary is convenient, not least because standard membrane filters with 0.45 μm diameter pores can be used to separate suspended particles from dissolved solids.

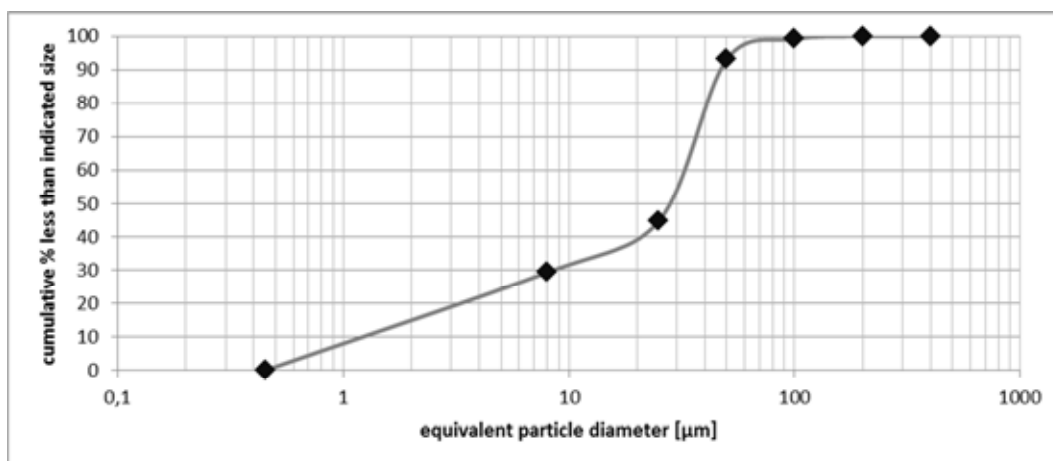


Figure 14: log-normal particle-size distribution of the 2nd sample, based on cake layer analysis of 0.45 & 8 micron filter; Mass median diameter $D_{50} = 28 \mu\text{m}$

4.4 Composition of particles

The composition of particles of sample 2 (end of test) are analyzed by optical microscopy and SEM-EDX. Optical microscopy analysis provide representative information on particles of diameters larger than 8 μm . Figure 15 illustrates particels on the 8 micron filter as seen under the optical microscope. Photo 15a shows angular to sub rounded, milky quartz/feldspar grains with a size up to 100 μm in brownish matrix. The black spots are organic compounds (oil, organic coatings). A large metallic particle can be seen in picture 15b. Picture 15c (brownish plastic?) and 15d (organic fiber) show antropogenic materials.

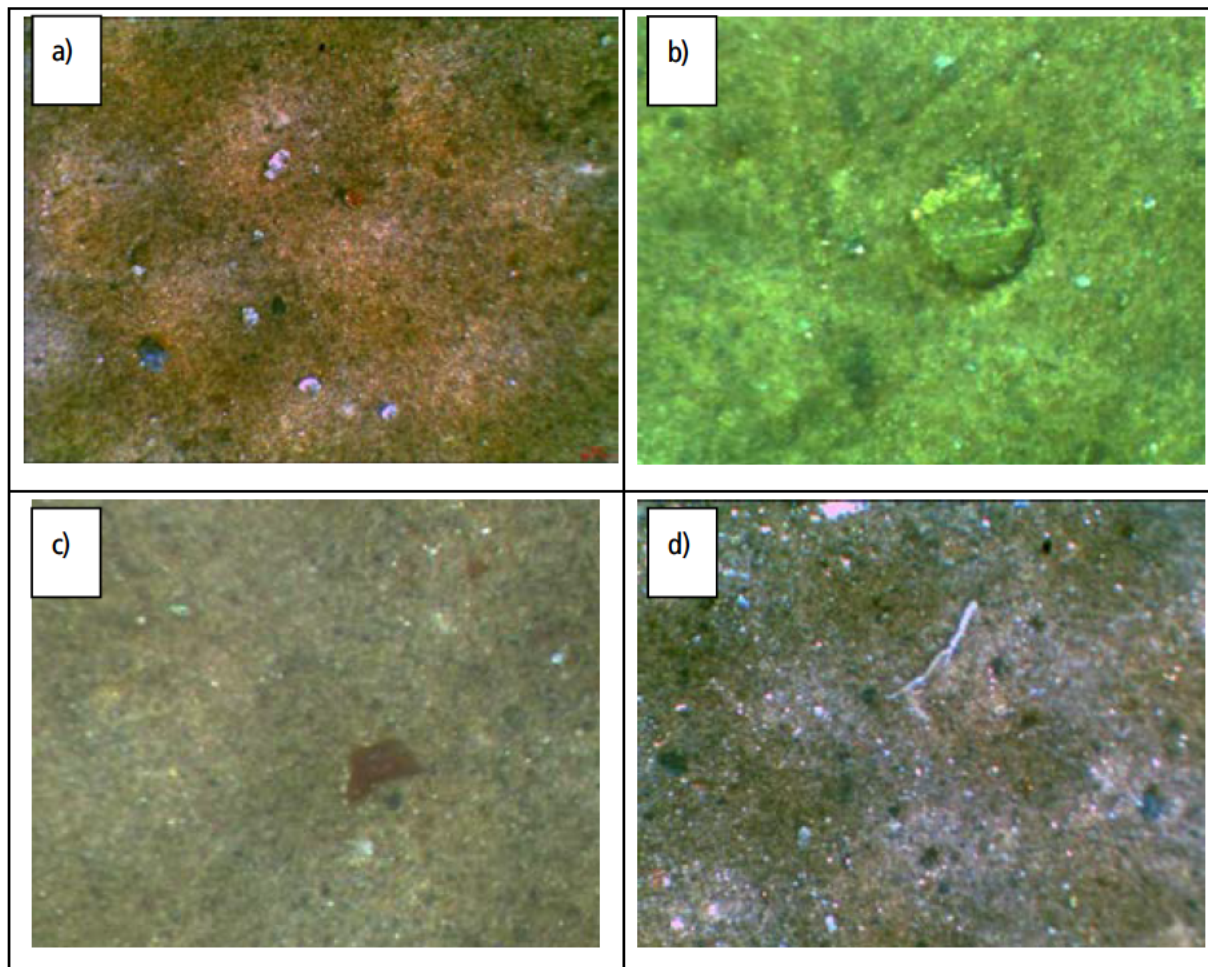


Figure 15: Microscopic images of particles on the 8 micron filter (x4 magnification)

The 0.45 and 8 micron sample were also observed with SEM. Elemental compositions being analyzed by EDX. The EDX analysis reveals that most of the components on both filters are quartz (60 %). The 0.45 micron filter shows a higher content of feldspar (30 %) compared to the 8 micron filter (20%), while the CaCO_3 concentrations are higher on the 8 micron filter (14%) compared to the 0.45 micron filter (6.5 %). Furthermore Fe-Cr-Ni steels (4 %) and iron hydroxides (5.5 %) can be observed on the filters. The high

amount of small diameter feldspar indicates K-rich clay minerals (Figure 15). The large CaCO_3 minerals suggest that they originate from the reservoir, not from scaling processes.

4.5 Conclusions and recommendation on filter technologies

It can be seen, that during the test a decrease of particles is observed. At the end of the hydraulic test 29.2 % of all solids had diameters in the range of 0.45 to 8 μm and 69.8 % had a diameter larger than 8 μm . The median particle diameter is $D_{50} = 23 \mu\text{m}$, while the maximum particle detected had a diameter of $\sim 150 \mu\text{m}$. Most of the solids found are quartz (60%) or feldspar grains (20-30 %) from the aquifer (or the gravel pack - if applicable) indicate that the cleaning of the well had not been completed at the end of the test. The concentration of large particles decrease from 10.9 mg/l to 6.5 mg/l, but is still high at the end of the test.

From the first results ($Q \sim 35 \text{ l/s}$) we suggest to install bag filters with a mesh size of 10 up to 20 micron at the production well and a 1 micron bag filter system on the injection well. This or similar configurations are widely used in geothermal power plants in the North German basin. It has to be taken into account, that the observed composition and amount of particles are not representative for the thermal fluid during long term operation. For this reason we recommend a particle monitoring during the next tests to optimize the mesh apertures of the filters.

5. References

- ADHAM, S.S., & FANE, A.G. (2008): Cross flow sampler fouling index. NWRI Final Project Report, 22 S., Fountain Valley, CA, USA.
- ASTM International (2002): Standard Test Method for Silt Density Index (SDI) of Water, D 4189-95. ASTM International, West Conshohocken, PA.
- CARROLL, J.J., J.D. SLUPSKY and A.E. MATHER, (1991): The solubility of carbon dioxide in water at low pressure, J. Phys. Chem. Ref. Data, 20 (6), 1201-1209.
- HARTING, P., MAY, F. and SCHÜTZE, H. (1981). Tabellen und Diagramme zur Löslichkeit von Methan-Stickstoff-Gemischen in wässriger Natriumchloridlösung. ZfI-Mitteilungen, Vol. 42, pp. 1-427.
- IWTC (2010): Industrial Water Treatment Consulting (2010): SDI - Silt density index examined and explained. - 7p.
- SCHIPPERS, J.C. & VERDOUW J. (1980): The Modified Fouling Index. A Method of Determining the Fouling Characteristics of Water. Desalination, 32: 137-148.

SEIBT, A., NAUMANN, D. and HOTH, P., (1999): Lösung und Entlösung von Thermalwassergasen Konsequenzen für den Anlagenbetrieb, in: Geothermie Report 99-1: Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozeßmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, Herausgeber: Schallenberg, K., E. Huenges, K. Erbas und H. Menzel, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report, STR99/04, 63-86.

**Welltest analyse en log interpretatie
HON-GT-01 en HON-GT-01-S1**

Projectnummer: 0311-OEM2495

2 mei 2012

Opdrachtgever:
Greenwell Westland B.V.
De heer J.W.M. Scheffers
Van Ockenburghlaan 25
2675 SB Honselersdijk
Tel: 0174-630014
E-mail: j.scheffers@planet.nl

Adviseur:
T&A Survey BV
Postbus 20670
1001 NR AMSTERDAM
Tel: 020 6651368
Fax: 020 6685486
Internet: www.ta-survey.nl
E-mail: info@ta-survey.nl

Auteurs :
B.J. Vrouwe MSc en Drs R.F.X. Rutten

Projectleider:
Ir. M. Middelburg

Executive summary

For the Greenwell Westland project; a deep geothermal well doublet, well Honselersdijk-GT-01 and its sidetrack 1 were drilled from end-December 2011 to 29th February 2012. The final TD reached in the sidetrack is 3190 m (Along Hole). Purpose of this well is to produce hot water from the Delft Sandstone Member and sandstones within the deeper Alblasserdam Member for heating of glasshouses. HON-2, the second well constituting this doublet, just reached TD (April 12th 2012).

The sidetrack well HON-1ST was screened over most of the Delft sandstone and parts of sand intervals in the Alblasserdam. Following screen installment, the well was production tested and injection tested over the same combined reservoir intervals.

Conclusions

The transmissivity of 112 meter (True Vertical Depth) screened net-reservoir amounts to $4,3 - 7,6 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ (or 14,2 to 25,1 Darcymeter), corresponding with an average permeability of 152 milliDarcy over this entire section.

The highest recorded temperature is 86,1 °C at the well head coinciding with the highest flow-rate of 43,1 liter per second, under a drawdown of 12,3 bar. Long term production is likely to result in 1 or 2 additional degrees.

The majority of the produced water (say an estimated 85%) seems to flow from the Delft Sandstone Member. This is based on the produced water temperature, pressure plots, log evaluation and permeability estimations.

The maximum possible flow rate amounts to 60 l/s (extrapolated value) under a drawdown of 20 bar that will result in a water level drop of 250 meter.

The water has a total salinity of 123.000 ppm and contains 1,5 – 5,0 mg/l solid particles of which >90% are clay particles. The production of 1 m³ water goes along with 1 m³ gas.

The injection test was executed for three flow rates (20, then 30 then 44 l/sec). The initial high pressure at the start of the first test (73 bar) reflects initialization pressure followed by breakdown pressure. After this the pressure starts to decrease down to 16 - 8 bar. The validity of the following two tests is hampered by their short duration. The longer term injectivity at rates of 45 l/sec will presumably see a decreasing pressure over time since the near-well bore environment will be flushed clean. Summarised; injectivity over the longer term is likely sufficient to store the produced water.

Recommendations

The overall test configuration and test lay-out of such extensive water producing intervals in a deep well, is not yet a well-established practice. A disadvantage of testing over an interval of ca. 400 m (112m net) is that all parameters obtained from such a test are averaged over a long vertical section. In this way it is not possible to establish drainage radius and permeability for specific zones.

In view of geological reasons, i.e. unknown connectivity of thinner sands and absence of long-term testing, T&A Survey does not recommend to effectuate this highest possible flow-rate immediately, but rather after the first year of production well flow-conditions are stabilized.

Installation of a gas separator is necessary because with the production of 1 m³ water an amount of 1 m³ gas (Standard Temperature Pressure) is being produced.

Installation of a surface filters with mesh size of 10 -20 micron for the production well and 1 micron for the injection well.

1 Inleiding

1.1 Algemeen

Voor het geothermieproject Greenwell Westland is de boring Honselersdijk-GT-01 gestart eind december 2011. Begin maart 2012 heeft sidetrack 1 van de boring HON-GT-01 de einddiepte bereikt van 3190 meter gemeten diepte. Over de beoogde reservoirsectie zijn wireline logs opgenomen en is een puttest uitgevoerd. Resultaten van de wireline logging en de puttest zijn geanalyseerd en zijn in dit rapport beschreven.

1.2 Beschikbare informatie

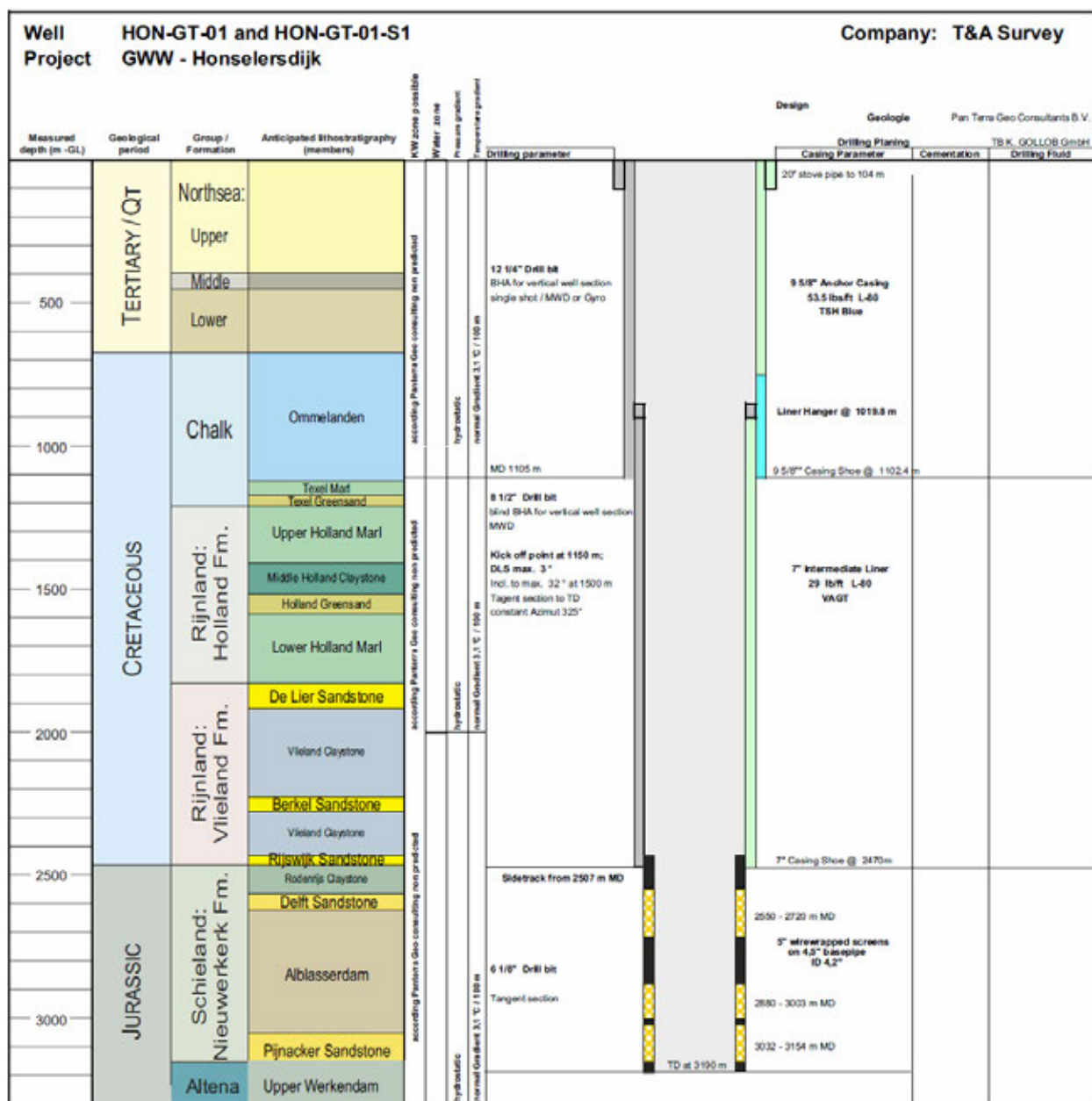
- Schlumberger (wireline logs)
- Baker Hughes (drukmetingen tijdens productietest)
- Geoservices (Masterlogs)
- Pathfinder (MWD Gamma Ray log)
- Seibt (water-, gas- en vaste bestanddelenanalyse)
- Schmid (welltest analyse)

2 Putinformatie

2.1 Putconfiguratie en filters

De boring HON-GT-01 is uitgevoerd met, in chronologische volgorde een beiteldiameter van 16, 12 ¼, 8 ½ en 6 ⅛ inch (zie figuur 1). De HON-GT-01 boring heeft een diepte van 3240 m MD bereikt (2945 m TVD). In de opeenvolgende boorgatdiameters is het volgende casingschema op toegepast: 9 5/8 en 7 inch. In de laatste sectie (6 ⅛ inch boorgatdiameter) zijn filters en blind pipes geplaatst van 5,0 inch buitendiameter.

Vanwege het vastlopen van deze filters in HON-GT-01 tijdens het zetten ervan is ervoor gekozen een sidetrack te boren in de wand van de 6 ⅛ boorgatdiameter sectie ter hoogte van 2507 m MD. De sidetrack HON-GT-01-S1 heeft een einddiepte van 3190 m MD bereikt (2940 m TVD). In de 6 ⅛ inch boorgatsectie van de sidetrack zijn wikkeldraadfilters en blind pipes geplaatst van 5,0 inch buitendiameter (ca 4,2 inch binnendiameter) over de trajecten 2550 – 2720 m MD, 2880 – 3003 m MD, 3032 – 3154 m MD (zie bijlage 1 en figuur 1). In totaal is een lengte van ca 415 m filter geplaatst. Tussenvolgende delen zijn afgeschermd met blind pipes. Top van de filters en blind pipes sectie is afgehangen in de 7 inch liner.



Figuur 1 Casingschema van de boring HON-GT-01 en sidetrack 1 en stratigrafie van de ondergrond.

Horizontale afstand tussen oppervlaktelocatie en ondergrondse doorprikpunt beoogde reservoir bedraagt tussen 658 m (top Delft Zandsteen) en 960 m (basis Alblasserdam). Deviatietraject van het primaire boorgat en de sidetrack is opgenomen in bijlage 2.

3 Petrofysische evaluatie logs HON-GT-01 en HON-GT-01-S1

3.1 *Beschikbare boorgatmetingen*

Ten behoeve van het geothermieproject Greenwell Westland zijn met verschillende wireline logging tools het gesteente in de 6 1/8 inch boorgatsectie van het primaire boorgat bemeten. In dit boorgat is tweemaal met een verschillende samenstelling van wireline tools gemeten. Vanaf een diepte van maximaal 3146 m tot 2135 m MD zijn de Resistivity, Sonic, Density, PEF, Gamma Ray, Caliper en Spontaneous Potential logs gemeten (zie bijlage 1).

De logging tools zijn niet vanaf de bodem van de put gerund. Het logging meetinstrument is blijven steken op een diepte van 3146 m MD en vanaf die diepte gaan meten.

In het sidetrack boorgat is een MWD Gamma Ray log gemeten van 3177 m tot 2588 m MD.

3.2 *Analyse boorgatmetingen*

Op de beschikbare logs zijn de analyses uitgevoerd waarmee de netto zandsteendikte, kleigehalte, porositeit en permeabiliteit zijn vastgesteld. Netto zandsteendikte is bepaald aan de hand van twee cut-off waarden; 1) kleigehalte dient kleiner te zijn dan 50% van de gesteentematrix; 2) effectieve porositeit dient groter te zijn dan 6% van het gesteentevolume. Kleigehalte is bepaald aan de hand van Gamma Ray log, porositeit is berekend via Density log. Zandsteenintervallen met significante permeabiliteit zijn gedefinieerd waar separatie tussen de diepe en ondiepe resistivity is (zie bijlage 1).

Delft Zandsteen Member

In boorgat HON-GT-01 is de Delft Zandsteen member vastgesteld over het bereik 2560 tot 2621 m MD (2366 - 2418 m TVD), met een verticale dikte van 52 m. Het percentage zandsteenreservoir bedraagt 78%, wat leidt tot een netto reservoirdikte van 41 meter.

Gemiddelde porositeit van netto reservoir bedraagt 16,3% (bereik 6 – 30%). Over het gehele netto reservoir bereik hebben de zandstenen een permeabiliteit welke vermoedelijk rond de 100 – 300 mD ligt op basis van gegevens van nabijgelegen boringen.

Berekende reservoir eigenschappen variëren weinig binnen het verticale bereik van de Delft Zandsteen Member.

Alblasserdam Member

In boorgat HON-GT-01-S1 is de Alblasserdam Member vastgesteld over het bereik 2610 – 3154 m MD (2418 – 2907m TVD), met een verticale dikte van 489 m.

In het boorgat HON-GT-01 is de Alblasserdam Member bemeten over het traject 3120 – 2621 m MD, een verticale bereik van 426 m. De laatste circa 60 meter van de Alblasserdam zijn niet bemeten. Op basis van de in de sidetrack gemeten MWD Gamma Ray log is het kleigehalte bepaald van de onderste 60 meter Alblasserdam Member en is daarmee een inschatting gemaakt van het percentage netto reservoir, porositeit en permeabiliteit.

Netto percentage zandsteenreservoir bedraagt circa 20%, nettodikte reservoir bedraagt 98 m met een gemiddelde porositeit van 14% (bereik 6 – 22%), waarvan de gemiddelde permeabiliteit vermoedelijk rond de 50 tot 100 mD ligt op basis van gegevens van nabijgelegen boringen. De berekende reservoir eigenschappen variëren sterk binnen verticale bereik van de Alblasserdam Member. Zandsteenbanken in het hogere bereik (tussen 2620 en 2700 m MD HON-GT-01) hebben de hoogste porositeit- en permeabiliteitswaarden. Zandsteenbanken in het lagere bereik (tussen 2700 – 3120 m MD HON-GT-01) hebben lagere waarden.

Reservoir

Het zandstenen van de Delft Zandsteen en Alblasserdam members bevinden tussen 2366 m tot 2907 m TVD, een interval van 541 m TVD. Hiervan wordt circa 26 % als reservoir gekwalificeerd, dat is een netto dikte van 139 m TVD.

Filter plaatsing

Op basis van log evaluatie zijn filters geplaatst over de meest poreuze en permeabele zandstenen: 2550 – 2720 m MD, 2880 – 3003 m MD, 3032 – 3154 m MD (zie bijlage 1 en figuur 1). De gehele Delft en ca 85% van de Alblasserdam Member is met totale lengte van ca 415 meter wikkeldraadfilter afgewerkt. Binnen dit bereik bedraagt het netto zandsteenreservoir 30%, oftewel 126 m MD (112 m TVD).

Conclusie

Op basis van de boorgatmetingen bevinden de zandstenen met de beste reservoir eigenschappen zich in de Delft Zandsteen Member en in de bovenste 100 meter van de Alblasserdam Member. Hier worden porositeiten bereikt van 6 – 30% waarvan de permeabiliteit vermoedelijk rond de 100 tot 300 mD ligt.

In de zandstenen in het overige deel van de Alblasserdam Member zijn de reservoir kwaliteiten minder goed. Hier worden porositeiten bereikt van 6 – 22% met een gemiddelde permeabiliteit rond de 50 tot 100 mD .

De grootste toestroom (>85%) bij een productie van reservoirwater zal plaatsvinden uit de Delft zandstenen en de zandlagen in de bovenste 100 meter van de Alblasserdam Member. De Delft zandstenen hebben zeer goede reservoir kwaliteiten en zijn grotendeels in verticaal verband aaneengesloten. Hiervan wordt een goede continuïteit en laterale connectiviteit verwacht. Dit laatste is belangrijk voor de langere termijn van waterproductie.

De bovenste Alblasserdam zandstenen hebben zeer goede reservoir kwaliteiten maar mindere verticale connectie. Hiervan wordt een goede continuïteit en een redelijke connectiviteit verwacht.

De zandsteenbanken in het diepere deel van de Alblasserdam hebben minder goede reservoir eigenschappen en vertonen matige verticale connectie. De sedimentologische

eigenschappen van de dunnere zandstenen geven de indicatie dat een matige continuïteit en beperkte laterale connectiviteit kan worden verwacht.

4 Testplan

De capaciteit voor het produceren van warm formatiewater is getest middels een productietest. De productietest is uitgevoerd in overeenstemming met de specificaties die zijn beschreven in de *“Aanvraag vaststelling subsidieregeling energie en innovatie Risico’s dekken voor Aardwarmte, bijlage D”*.

4.1 Testopstelling

Het uitvoeren van de productietest is verricht door Baker Hughes (zie bijlage 3). Middels een ESP waarvan het innamepunt zich op 775 meter diepte bevindt is water omhoog gepompt via een opvoerbuys van 5 inch buitendiameter (3,25 inch binnendiameter). Onder de pomp zijn waterdruk en temperatuur gemeten op 789,6 meter diepte. Aan de putmond is debiet en temperatuur gemeten.

Water- en gasmonsters zijn genomen in een aftappunt in de bovengrondse leidingen. Analyse en werkwijze hiervan wordt behandeld in hoofdstuk 6.

Nadat de productietests waren afgerond is met een deel van het geproduceerde water een injectietest uitgevoerd.

4.2 Schoonpompen van de put

Voorbereiding van de productietesten bestaat onder andere uit het wegpompen van de boorvloeistof. Op dinsdag 6 maart 2012 omstreeks 13:40 is met een debiet van 35 l/s het schoonpompen van de put begonnen. Na twee uur pompen is het debiet teruggevoerd naar 22 l/s. Dinsdag omstreeks 19:00 is de het schoonpompen van de voltooid. In totaal is hiervoor 526 m³ verpompt.

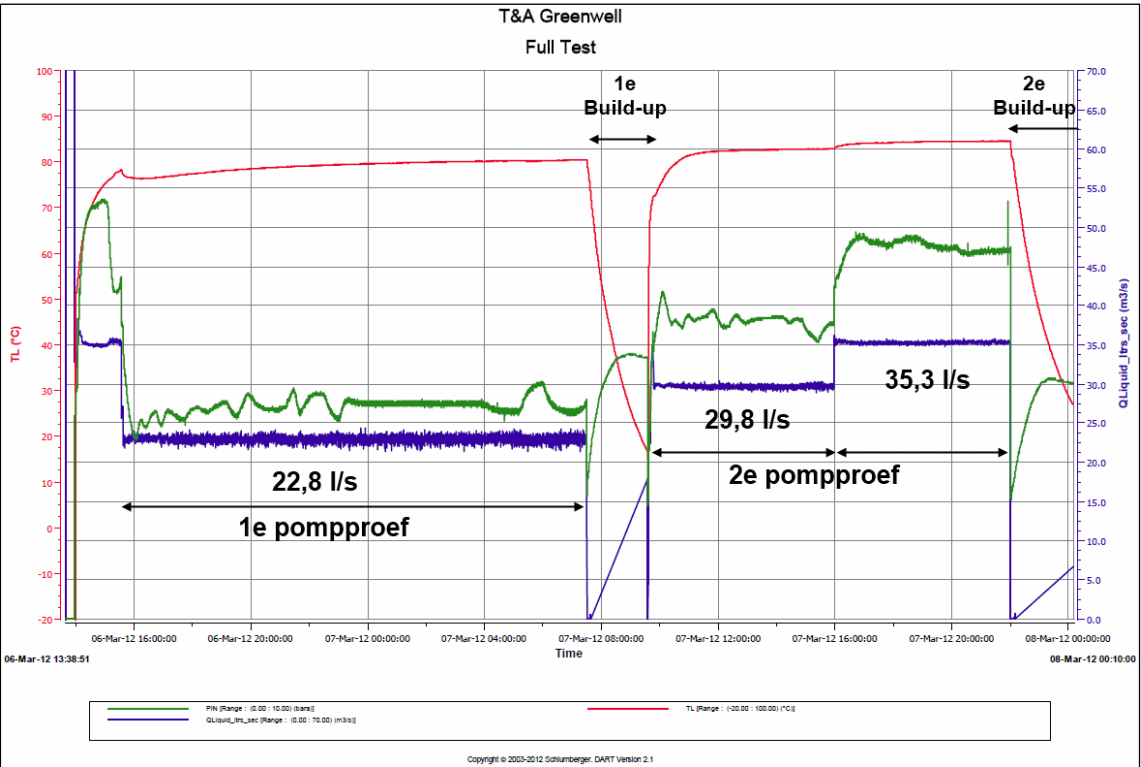
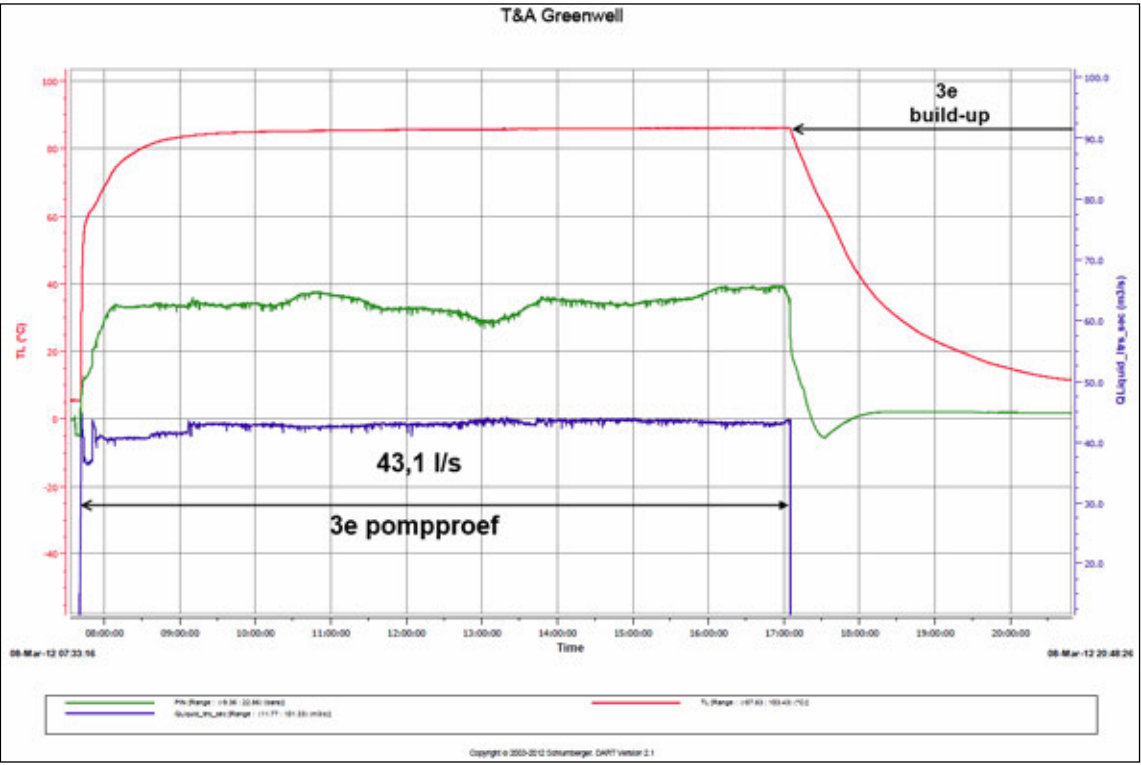
5 Resultaten

5.1 Productiecapaciteit

Resultaten van drie opeenvolgende pompproeven met debieten van 22,8 29,8 35,8 en 43,1 l/s en build-up periodes tussendoor zijn weergegeven in onderstaande figuur (zie tabel 1 hieronder en figuur 2 en figuur 3 hiernaast).

Honselersdijk GT1	van	tot	Basisdata	
1e Pompproef	06.03.2012 13:41	07.03.2012 07:32	Duur vd pompproef t_{res} :	17,8 h
			Totaal opgepompte volume V_{Ges} :	1.515,3 m ³
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Max. Temperatuur a. d. ESP T_{TKP} :	85,4 C
			Max. Temperatuur putmond T_{For} :	80,5 C
			Rust druk a. d. ESP p_{TKP} :	81,36 bara bij 41,4 C
			Drukverlaging (drawdown) Reservoir dp_{Res} :	4,73 bar bij 22,8 l/s
1e Build up	07.03.2012 07:32	07.03.2012 09:36	Duur t_{ges} :	2,1 h
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Druk a. d. ESP na afspiegeling p_{TKP} :	76,14 bara bij 76,3 C
2e Pompproef	07.03.2012 09:36	07.03.2012 22:02	Duur vd pompproef t_{ges} :	12,4 h
			Totaal opgepompte volume V_{Ges} :	1.448,3 m ³
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Max. Temperatuur a. d. ESP T_{TKP} :	87,5 C
			Max. Temperatuur putmond T_{For} :	84,6 C
			Rust druk a. d. ESP p_{TKP} :	76,14 bara bij 76,3 C
			Drukverlaging (drawdown) Reservoir dp_{Res} :	6,91 bar bij 29,8 l/s 8,98 bar bij 35,3 l/s
2e Build up	07.03.2012 22:02	08.03.2012 07:42	Duur t_{ges} :	9,7 h
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Druk a. d. ESP na afspiegeling p_{TKP} :	75,89 bara bij 63,8 C
3e Pompproef	08.03.2012 07:42	08.03.2012 17:06	Duur vd pompproef t_{ges} :	17,8 h
			Totaal opgepompte volume V_{Ges} :	1.446,8 m ³
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Max. Temperatuur a. d. ESP T_{TKP} :	87,8 C
			Max. Temperatuur putmond T_{For} :	86,1 C
			Rust druk a. d. ESP p_{TKP} :	75,89 bara bij 63,8 C
			Drukverlaging (drawdown) Reservoir dp_{Res} :	12,26 bar bij 43,1 l/s
3e Build up	08.03.2012 17:06	08.03.2012 20:48	Duur t_{ges} :	3,7 h
			Diepte drukmeting ESP h_{TKP} :	789,6 m -mv
			Druk a. d. ESP na afspiegeling p_{TKP} :	75,93 bara bij 75,2 C

Tabel 1 Overzichtstabel van pompproeven 1 t/m 3 van Honselersdijk-GT-01-S1 van 06.03.2012 t/m 08.03.2012



Figuur 2 (boven) Druk- (groen) temperatuurverloop (rood) en debiet (blauw) tijdens pompproeven 1 en 2.
Figuur 3 (onder) Druk- (groen) temperatuurverloop (rood) en debiet (blauw) tijdens pompproef 3

5.2 Temperatuur

De temperatuur van het reservoirwater is gemeten op hoogte van de productiepomp (789,5 m TVD) en aan de wellhead. Verloop van de temperatuur tijdens de puttests is weergegeven in figuur 2 en figuur 3. Maximale geregistreeerde temperatuur aan de productiepomp bedraagt 87,8 °C (86,1 °C aan de wellhead). Hoogste temperatuur is gemeten bij het hoogste opgelegde debiet van 43,1 l/s.

De temperatuur van het water op aquifer niveau is niet gemeten vanwege het ontbreken van een meetsonde. Uitgaande van een geothermische gradient 0,033 °C/meter (zie figuur 6) bedraagt de temperatuur over de reservoirsectie tussen de 89 °C en 107 °C.

5.3 Drukverlaging

Drukverlaging in de waterkolom treedt op bij wegpompen van water door de productiepomp, de zogenaamde *drawdown*. Deze drukverlaging zorgt voor een toestroom vanuit het reservoir. Bij het hoogst opgelegde debiet (43,1 l/s) bedraagt de drawdown 12,3 bar (zie tabel 2). De productie index (PI) kwalificeert de productiecapaciteit van het instroomvermogen van de boorput over een specifieke lengte per drawdown, kortom liter per seconde per bar (l/s/bar). De productie index varieert tussen 3,5 – 4,8 l/s/bar.

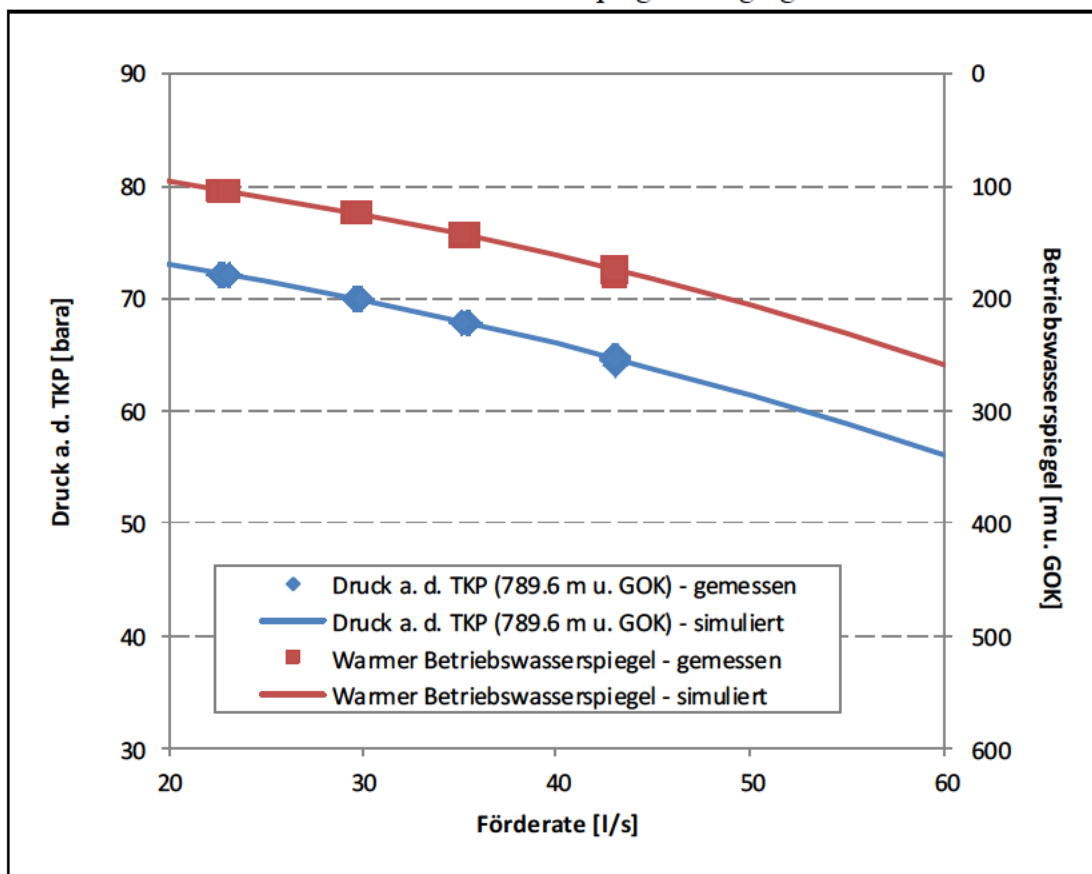
van	tot	p _{TKP} [bara]	dp _{Res} * [bar]	Q [l/s]	Kh [m ² /s]	Productie index [l/s/bar]	opmerking
07.03.2012 07:02	07.03.2012 07:32	72,02	4,73	22,8	5,91 tot 7,64 · 10 ⁻⁴	4,8	1. Pompproef
07.03.2012 15:20	07.03.2012 16:00	69,90	6,91	29,8	5,29 tot 6,84 · 10 ⁻⁴	4,3	2. Pompproef
07.03.2012 21:32	07.03.2012 22:02	67,89	8,98	35,3	4,82 tot 6,23 · 10 ⁻⁴	3,9	2. Pompproef
08.03.2012 16:37	08.03.2012 17:05	64,67	12,26	43,1	4,31 tot 5,57 · 10 ⁻⁴	3,5	3. Pompproef
*) Geïnterpoleerde waarde; aangenomen drainage cirkel: 200-2000 m, boorgatradius: 7,78 cm							

Tabel 2 Overzicht van de stationaire analyse (Thiem, 1906) van pompproef 1 t/m 3.

5.4 Analyse productiecapaciteit, temperatuur en drukverlaging

Op basis van de tijdens de productietest geregistreeerde gegevens is een hydraulische transmissiviteit van het reservoir bepaald variërend van 4,31 – 7,64 10⁻⁴ m²/s (tabel 2 uit: Schmid, 2012; zie bijlage 4).

Extrapolatie van gemeten drukken aan de ESP en gemeten waterspiegelstand tijdens de drie fases van productietest geven aan dat een debiet van 60 l/s haalbaar is (Schmid, 2012). Hierbij wordt een drawdown van 20 bar verwacht en een waterspiegelverlaging van circa 250 meter.



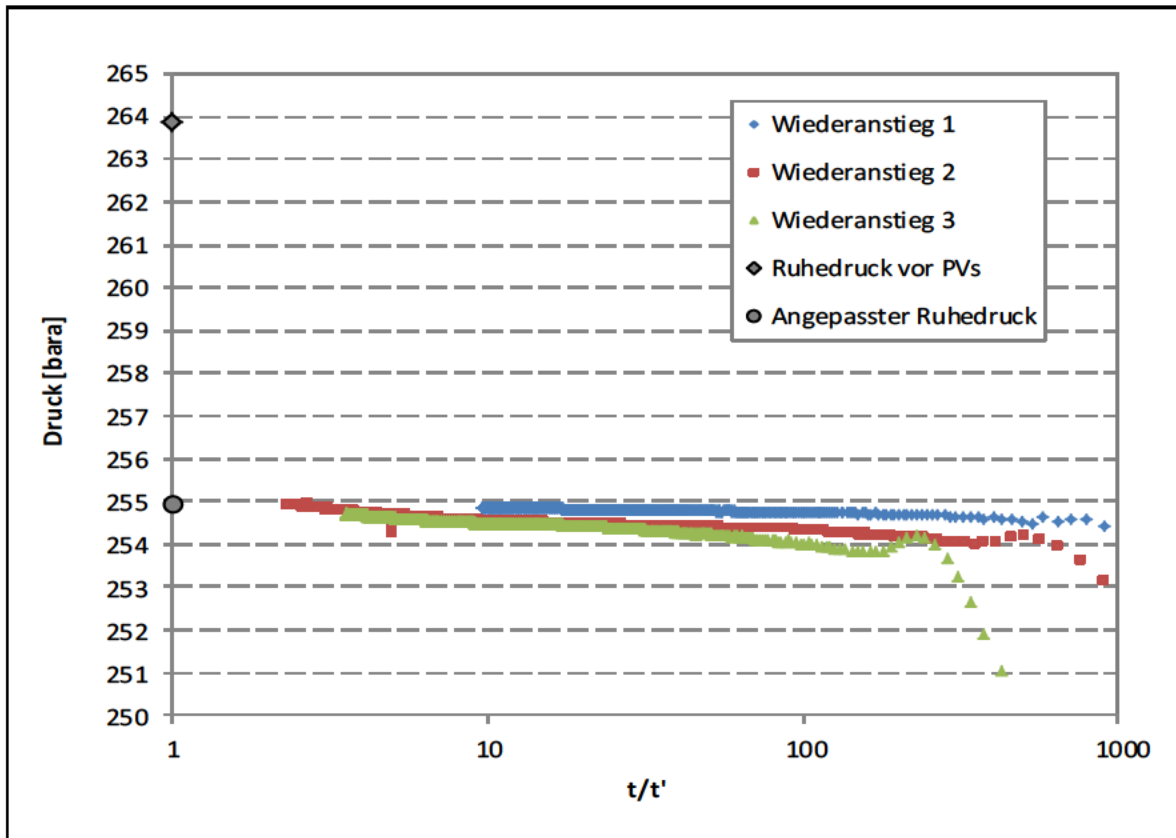
Figuur 4 Weergave van het gemeten drukverloop aan de ESP (789,6 m TVD) en de gemeten waterspiegel. Extrapolatie van deze meetpunten geven het maximale debiet aan en daarbij behorende waterspiegelverlaging uitgaande van een temperatuur van 87,8 °C in de hele kolom.

T&A raadt aan het maximaal haalbare debiet het eerste jaar niet te effectueren omdat:

- 1) Er verwachte beperkingen zijn met betrekking tot de connectiviteit van de zanden in de Alblaserdam (alle zanden onder de Delft). Dit is gebaseerd op geologisch inzicht; waarbij een goede connectiviteit niet wordt verwacht bij een lage net-to-gross (<30%) (ref. doi: 10.1144/1354-079306-699 *Petroleum Geoscience* November 2006 v. 12 no. 4 p. 291-308);
- 2) De aard van de productietest niet toestond een drainage afstand te bepalen;
- 3) Een constant hoge drawdown de dieper gelegen lagen in de Alblaserdam zou kunnen beschadigen.

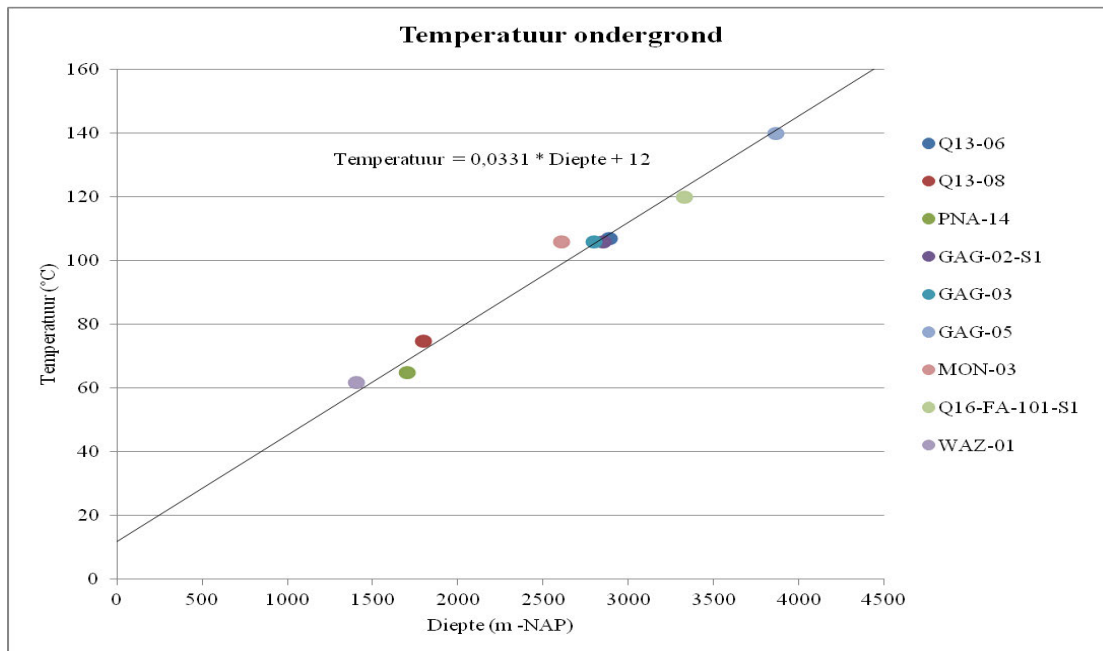
Uit de analyse van de drukopbouw na elke periode van productie blijkt dat de initiële reservoirdruk 255 bar bedraagt (Schmid, 2012). De initiële reservoirdruk is niet gemeten en door

Schmid vastgesteld op 264 bar, uitgaande van een reservoirdiepte van 2500 m TVD (zie figuur 5). Het verschil is geïnterpreteerd als skin. Het midden van de Delft Zandsteen bevindt zich op 2400 m TVD. De hier heersende hydrostatische druk bedraagt circa 255 bar, wat precies overeenkomt met de drukopbouw analyses van Schmid. Dit toont aan dat water hoofdzakelijk uit de Delft Zandsteen Member afkomstig is en dat er vermoedelijk geen sprake is van skin.



Figuur 5. Halflogaritmische weergave van de pressure build-up curves (Horner plot) met de aangenomen initiële druk in rusttoestand (264 bar) en de op basis van de analyse bepaalde reservoirdruk (255 bar).

De maximale geregistreerde temperatuur bedraagt 87,8 °C bij de ESP (86,1 °C aan wellhead) bij het hoogste debiet. Het temperatuurverlies over het traject van de pomp naar de oppervlakte bedraagt slecht 1,7 °C. Over dit traject zal het grootste temperatuurverlies optreden vanwege het grote temperatuurverschil met het omgevingsgesteente. Uitgaande van enkele graden temperatuurverlies (2 à 3 °C) tijdens het vervoer vanuit het reservoir naar de pomp bedraagt het reservoirwater gemiddeld circa 91 °C. Op basis van gegevens van omliggende putten bedraagt de geothermische gradiënt 0,033 °C/meter met een oppervlaktetemperatuur van circa 11 °C (zie figuur 6). Een temperatuur van 90 °C wordt bereikt op circa 2400 meter. Dit toont aan dat het geproduceerde water voor het grootste deel uit de Delft Zandsteen formatie komt en bijdrage van diepere reservoirs gering is.



Figuur 6. Temperatuur distributie van de ondergrond van het West Nederland Bekken. Een geothermische gradiënt van 0,033 °C per meter is hieruit afgeleid.

Analyse van de verschillende debieten, drukopbouw, temperatuur en saliniteit geeft aan dat de transmissiviteit van de totale filtersectie tussen de $4,3 - 7,6 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ bedraagt (Schmid, 2012). Schmid heeft geen hydraulische conductiviteit (in m/s) van het reservoir kunnen bepalen omdat er geen drukmetingen op reservoirniveau zijn genomen.

T&A Survey heeft de transmissiviteit omgerekend naar permeabiliteit (zie tabel 3) voor de volgende drie mogelijkheden;

- 1) water toestroom alleen uit Delft Zandsteen Member,
- 2) water toestroom uit Delft Zandsteen Member en zandlagen in bovenste 100 meter Alblasserdam Member,
- 3) water toestroom uit alle met filters afgewerkte secties (Delft + gehele Alblasserdam).

Delft Zandsteen Member

Gemiddelde permeabiliteit bedraagt 502 mD van netto reservoir (41 m TVD).

Delft Zandsteen Member en bovenste 100 meter Alblasserdam Member

Gemiddeld permeabiliteit bedraagt 300 mD van netto reservoir (67,5 m TVD).

Delft Zandsteen Member en gehele Alblasserdam Member

Gemiddeld permeabiliteit bedraagt 152 mD van netto reservoir (112 m TVD).

Totale transmissiviteit bedraagt tussen de 14,2 en 25,1 Darcymeter. Gemiddelde permeabiliteit bedraagt 152 mD (bereik 112 – 200 mD).

Permeabiliteit uit Conductiviteit																
Invoerparameters:		Gtherm	geothermische gradient			C/m	0.033									
		Tb	bodemtemperatuur			C	11									
		s	Saliniteit gewichtsfractie				0.0885									
		k0	Permeabiliteit (m2) 1 mD			m2	9.9E-13									
		g	valversnelling			m/s2	9.81									
		pf	dichtheid water			kg/m3	in te vullen in gele kolom									
		K	Permeabiliteit			Darcy	in te vullen in bruine kolom									
Formules:		kf = (K * pf * g) / μ K = (kf * μ) / (pf * g)														
		μ = 0.1 + (0.333 * s) + [1.65 + (91.9 * s^3)]exp[- {0.42 * (s^0.8 - 17)^2 + 0.045} * T^0.8]														
		T (z) = (Diepte * Gtherm) + Tb														
											min	max	min	max	min	max
		Debiet (l/s)	netto zand (m)	Diepte (m)	Temp (C)			μ (cP)	μ (kg/m*s)	pf (DC)	kH (m2/s)		kf (m/s)		K (mD)	K (mD)
Delft		22.8	41	2400	90.2	36.66	-1.66	0.36	0.0003623	1060	5.9E-04	7.6E-04	1.4E-05	1.9E-05	508.9	657.9
		29.8	41	2400	90.2	36.66	-1.66	0.36	0.0003623	1060	5.3E-04	6.8E-04	1.3E-05	1.7E-05	455.5	589.0
		35.3	41	2400	90.2	36.66	-1.66	0.36	0.0003623	1060	4.8E-04	6.2E-04	1.2E-05	1.5E-05	415.0	536.4
		43.1	41	2400	90.2	36.66	-1.66	0.36	0.0003623	1060	4.3E-04	5.6E-04	1.1E-05	1.4E-05	371.1	479.6
														gem	437.6	565.7
														gem	501.7	
		Debiet (l/s)	dikte (m)	Diepte (m)	Temp (C)			μ (cP)	μ (kg/m*s)	pf (DC)	kH (m2/s)		kf (m/s)		K (mD)	K (mD)
Delft + top Alblasserdam		22.8	67.5	2450	91.85	37.19	-1.68	0.36	0.000357	1060	5.9E-04	7.6E-04	8.8E-06	1.1E-05	304.6	393.7
		29.8	67.5	2450	91.85	37.19	-1.68	0.36	0.000357	1060	5.3E-04	6.8E-04	7.8E-06	1.0E-05	272.6	352.5
		35.3	67.5	2450	91.85	37.19	-1.68	0.36	0.000357	1060	4.8E-04	6.2E-04	7.1E-06	9.2E-06	248.4	321.0
		43.1	67.5	2450	91.85	37.19	-1.68	0.36	0.000357	1060	4.3E-04	5.6E-04	6.4E-06	8.3E-06	222.1	287.0
														gem	261.9	338.6
														gem	300.2	
		Debiet (l/s)	dikte (m)	Diepte (m)	Temp (C)			μ (cP)	μ (kg/m*s)	pf (DC)	kH (m2/s)		kf (m/s)		K (mD)	K (mD)
Alle gescreende secties		22.8	126	2640	98.12	39.21	-1.78	0.34	0.0003376	1060	5.9E-04	7.6E-04	4.7E-06	6.1E-06	154.3	199.5
		29.8	126	2640	98.12	39.21	-1.78	0.34	0.0003376	1060	5.3E-04	6.8E-04	4.2E-06	5.4E-06	138.1	178.6
		35.3	126	2640	98.12	39.21	-1.78	0.34	0.0003376	1060	4.8E-04	6.2E-04	3.8E-06	4.9E-06	125.8	162.6
		43.1	126	2640	98.12	39.21	-1.78	0.34	0.0003376	1060	4.3E-04	5.6E-04	3.4E-06	4.4E-06	112.5	145.4
														gem	132.7	171.5
														gem	152.1	

Tabel 3 Overzicht van de berekende permeabiliteiten uitgaande van drie scenario's (Delft, Delft plus top Alblasserdam en Delft plus gehele Alblasserdam). De laatste kolom (in rood) geeft per scenario de minimale en maximale permeabiliteit weer en de gemiddelde waarde per scenario.

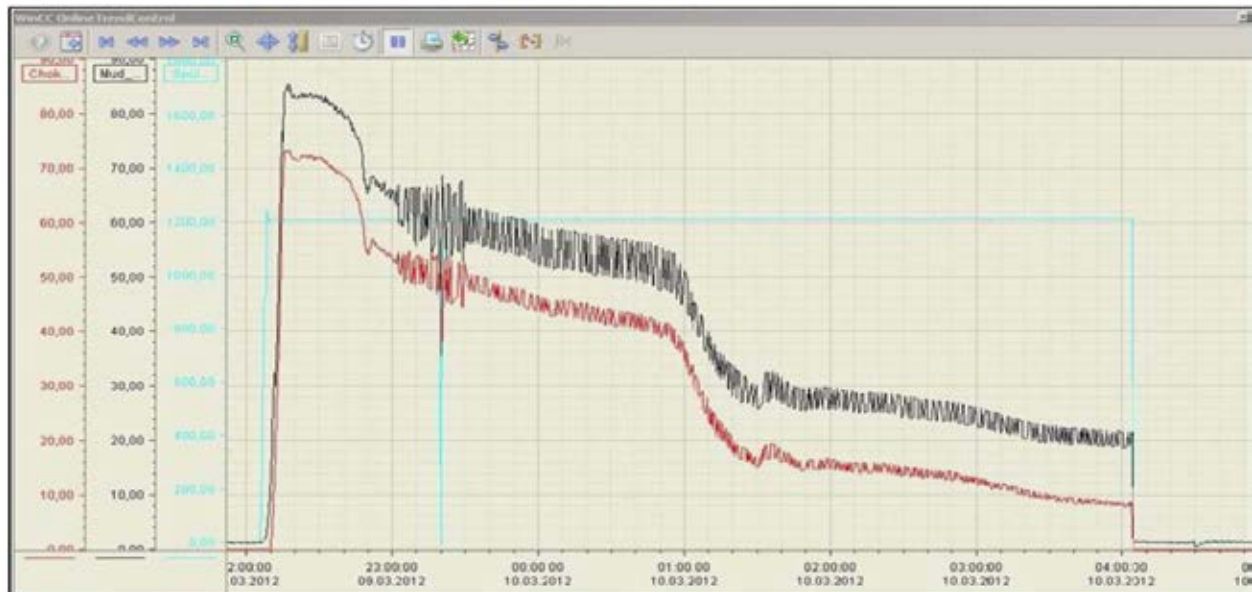
5.5 Injectietest

De injectie test werd uitgevoerd voor drie debieten (20, dan 30 dan 44 l/sec). De eerste hoge druk bij het begin van de proef (73 bar) geeft initialisatie druk, gevolgd door ‘break-down’ druk. Hierna begint de druk af te nemen tot 16 - 8 bar. De geldigheid van de volgende twee tests wordt belemmerd door hun korte duur. De langere termijn injectiviteit met een debiet van 45 l / sec, zal overtijd een druk-afname laten zien omdat de omgeving van de boorbut geleidelijk wordt schoongespoeld. Samengevat; injectiviteit op de langere termijn is waarschijnlijk voldoende om het geproduceerde water op te slaan.

De drie stappen injectietest is uitgevoerd met debieten van 20, 30, 45 en 28 l/s met pompdrukken van 20 tot 85 bar (zie bijlage 4).

1^e Test (20 l/s)

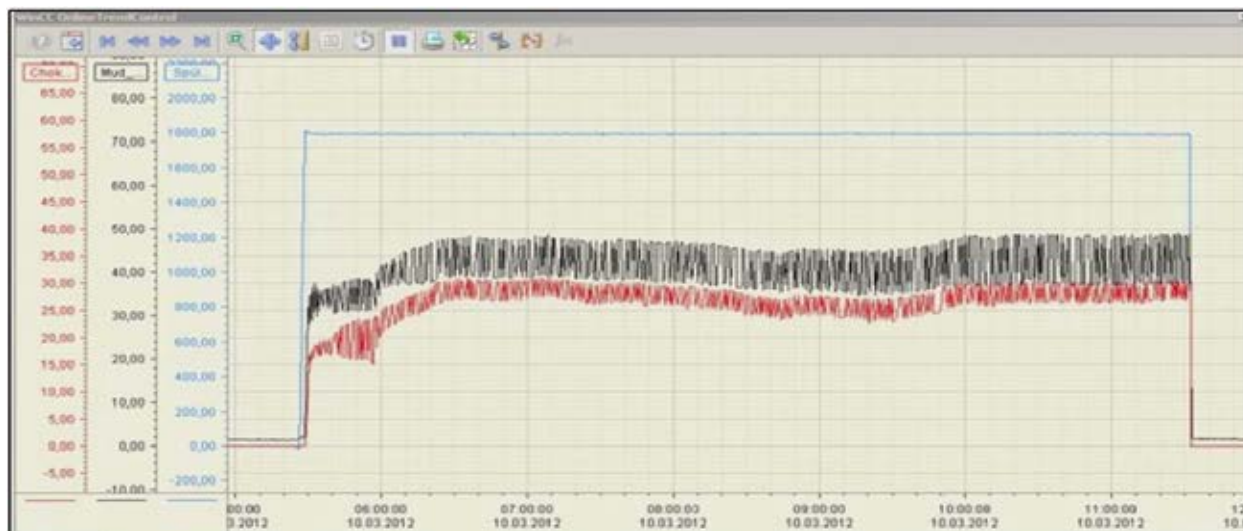
De pompdruk is bij de start van deze test opgelopen tot 85 bar en na zes uur teruggelopen tot 20 bar (zie figuur 7).



Figuur 7 Weergave van de pompdruk (zwarte lijn) tijdens de 1e injectietest van 20 l/s

2^e Test (30 l/s)

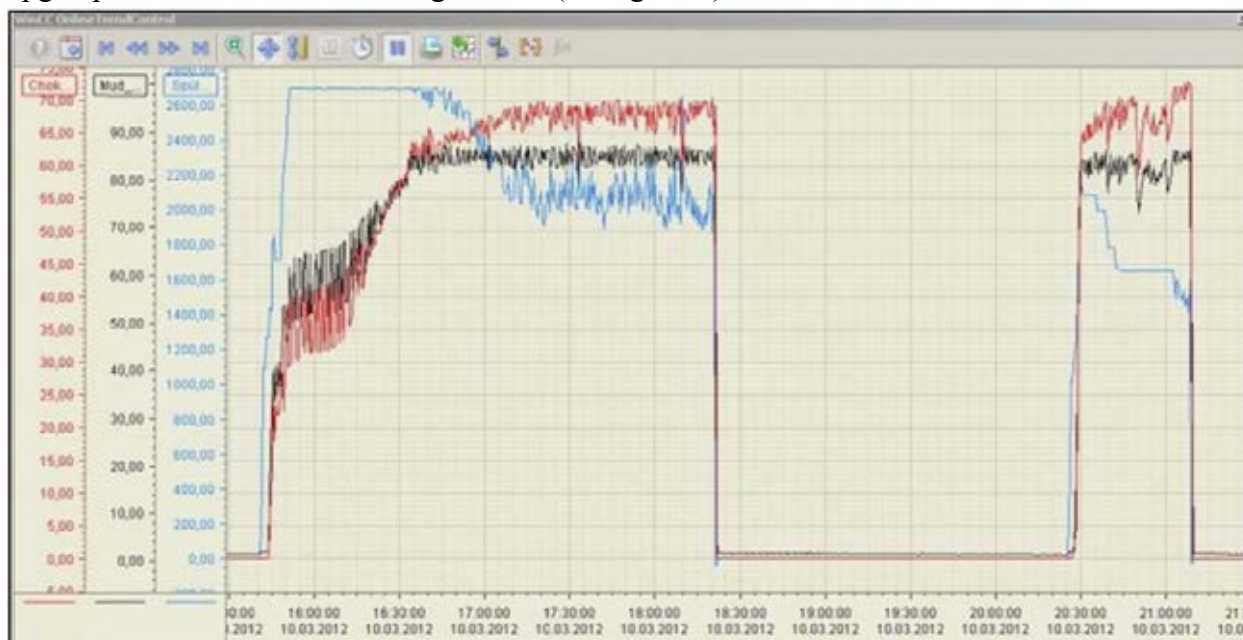
De pompdruk tijdens de twee test opgelopen tot 44 bar en redelijk constant gebleven rond de 40 bar (zie figuur 8).



Figuur 8 Weergave van de pompdruk (zwarte lijn) tijdens de 2e injectietest van 30 l/s.

3^e Test (45 en 28 l/s)

De derde test is met een debiet van 45 l/s en 28 l/s uitgevoerd. De druk tijdens de derde test is opgelopen tot 85 bar en constant gebleven (zie figuur 9).



Figuur 9 Weergave van de pompdruk (zwarte lijn) tijdens de 3e injectietests van 45 l/s en 28 l/s.

De injectietesten zijn van te korte tijdsduur geweest voor het bereiken van een stabiele stroming. De in iedere test gemeten einddruk is niet op een constant peil gekomen. Indien over langere periode geïnjecteerd gaat worden kan deze injectiedruk afwijken.

5.6 Geothermisch vermogen

Op basis van de resultaten van de well test en de log evaluatie kan het geothermisch vermogen van de put worden berekend. Hiervoor is het programma DoubletCalc 1.3 (TNO) gebruikt.

In de onderzoeksfase van het geothermieproject Greenwell Westland zijn analyses en inschattingen gemaakt met betrekking tot het te verwachte geothermisch vermogen (*Report well proposal Honselersdijk, Panterra, 2011*). Hierin werden de volgende geothermische vermogen gegeven (zie tabel 4).

Pompdrukverschil van 40 bar en injectietemperatuur van 35 C				
	P90	P50	P10	
Pomp volume debiet	129	190	271	m ³ /u
Geothermisch vermogen	7,2	11,1	16,0	MW
Benodigd pompvermogen	236	345	493	kW
COP	29	32	34	kW/kW

Tabel 4 Overzicht van de op basis van voorgaande geologische studie gesimuleerde geothermische vermogens, debiet, stroomverbruik en coefficient of performance.

De invoerwaardes uit de voorgaande studie zijn overgenomen voor een zo werkelijkheidsgetrouwe vergelijking tussen de vooraf gestelde verwachte vermogens met de vermogens die in werkelijkheid haalbaar zijn.

In deze berekening zijn de gegevens van de injectietest niet meegenomen en zijn gebaseerd op de analyses van de productie pompproeven en de log evaluatie. Een pompdruk van 40 bar is aangehouden.

Aangepast zijn de volgende parameters (zie bijlage 5): Permeabiliteit, net-to-gross, diepte, dikte, saliniteit, temperatuur, horizontale offset en pompdiepte.

Hieruit is het volgende geothermisch vermogen berekend (zie tabel 5) van 7,8 MWt (P50) en dat is significant lager dan de 11,1 MWt (P50) die werd geprognosticeerd. De oorzaak hiervan is hoofdzakelijk de lagere netto dikte reservoir (112 m TVD) die is aangetroffen. In voorgaande studie werd deze geschat op circa 162 meter.

Pompdrukverschil van 40 bar en injectietemperatuur van 35 C				
	P90	P50	P10	
Pomp volume debiet	111	127	145	m ³ /u
Geothermisch vermogen	6,6	7,8	9,1	MW
Benodigd pompvermogen	202	232	264	kW
COP	31,2	33,6	35,8	kW/kW

Tabel 5 Overzicht van de op basis van voorgaande geologische studie gesimuleerde geothermische vermogens, debiet, stroomverbruik en coefficient of performance.

Productie en injectietest

Op basis van de voorlopige injectietest resultaten wordt het P50 vermogen (7,8 MWt) niet gehaald met een COP van 33,6 en een pompdruk van 40 bar. Een significant hogere productie- en injectiedruk (9 bar en ca 44 bar) zijn nodig voor het oppompen en terugpersen van het reservoirwater (zie bijlage 4). Hieronder is een overzicht gemaakt van de geteste debieten en de drukken die daarbij zijn gebruikt.

Debiet		Drawdown productietest	Pompdruk injectietest	Totale pompdruk
l/s	m ³ /uur	bar	bar	bar
20 – 23	72 – 83	4,7	20 – 28	24,7 – 32,7
30 – 35	108 – 126	6,9 – 9,0	44	50,9 – 53,0
43 – 45	155 – 162	12,3	85	97,3

Tabel 6 Overzicht van de voor de drie stappen van productie- en injectietests benodigde drawdown en pompdruk. De pompdruk voor injectie zal afnemen na enige tijd als warmer water wordt gebruikt en de injectie voor minstens een week heeft kunnen plaats vinden. De injectie drukken voor HON-2 kunnen lager zijn.

6 Analyse water- en gasmonsters

6.1 Water analyse (Seibt, 2012)

Uit de wateranalyse blijkt dat de saliniteit 123.224 mg/l bedraagt (Seibt, 2012) met een dichtheid van 1091 g/cm³, waarvan het grootste deel uit NaCl bestaat (zie bijlage 6), de pH-waarde circa 6,1.

In één watermonster zijn 2,68 mg/l koolwaterstoffen aangetroffen. Aanwezigheid van deze minimale hoeveelheden worden geen consequenties voor de winning van thermaal water verbonden.

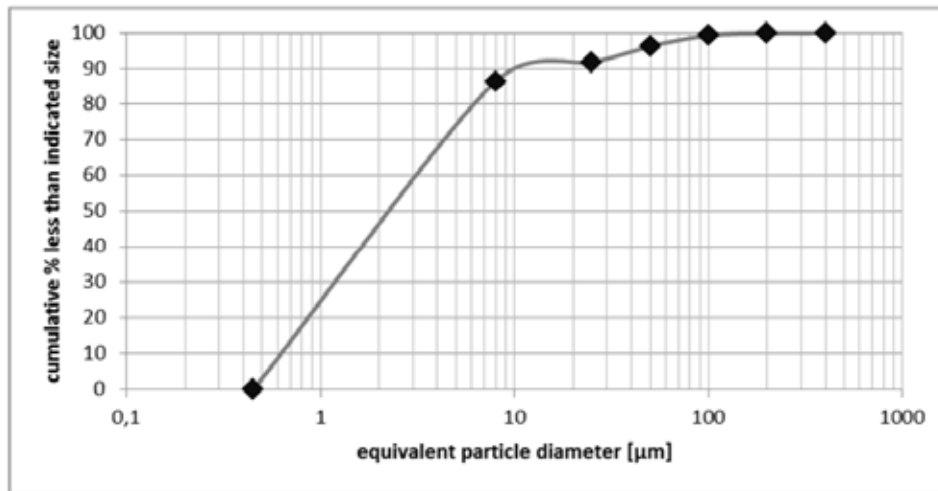
6.2 Gas analyse (Seibt, 2012)

Uit de gasanalyse blijkt dat per kubieke meter geproduceerd water tussen de 0,93 en 1,01 kubieke meter gas (STP) aanwezig is (bijlage 6). Van het gasvormige bestanddeel bestaat ca 79 % uit koolwaterstoffen (methaan, ethaan etc), ca 20 % uit CO₂ en 1,5% uit N₂.

6.3 Vaste bestanddelen analyse (Seibt, 2012)

Analyse van twee watermonsters die tijdens en aan het eind van de laatste pomptest zijn genomen, zijn vaste deeltjes opgevangen van 0,45 micron tot 320 micron. De hoeveelheid vaste deeltjes groter dan 8 micron af te nemen (Bijlage 6). De deeltjes met diameter tussen de 0,45 en 8 micron neemt enigszins toe. Deeltjes van 0,45 tot 8 micron vormen 86,4% van het totale

opgevangen volume (zie figuur 10). Overgang van klei naar silt ligt op 64 micron, wat betekent dat meer dan 96% van de deeltjes zich binnen de kleifractie bevindt
Het grootste deel van de vaste deeltjes bestaat uit kwarts (35-40%) en veldspaat (20-25%).



Figuur 10 Logaritmischnormaal diameter distributie van watermonster 2. Klei-silt grens ligt bij 64 micron.

Op basis van deze resultaten wordt aangeraden gaasfilters te plaatsen met een gaas grootte van 10 – 20 micron voor de productieput en 1 micron gaasfilters voor de injectieput.

7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Conclusies

Analyse van de pompproven en de wireline logs hebben de volgende conclusies opgeleverd:

- Middels een productiepomp (ESP) is een debiet behaald van 43,5 l/s ($155 \text{ m}^3/\text{uur}$) bij een drawdown van 12,3 bar, met een temperatuur van 86,1 °C.
- Middels een injectietest is 45 l/s ($162 \text{ m}^3/\text{uur}$) teruggepompt in het reservoir bij een druk van 85 bar.
- Toestroom vanuit het reservoir komt hoofdzakelijk (geschat >85%) uit de Delft Zandsteen Member en zandlagen in bovenste 100 meter Alblasserdam Member.
- Per geproduceerde kubieke meter reservoirwater wordt ca één kubieke meter gas meegeproduceerd.
- Saliniteit van het water bedraagt 123.000 ppm en bestaat voornamelijk uit NaCl.

Uit de informatie die bij de welltest ter beschikking zijn gekomen is de *bijlage B* van “Aanvraag vaststelling Subsidieregeling energie en innovatie” ingevuld (zie bijlage 7)

7.2 Aanbevelingen

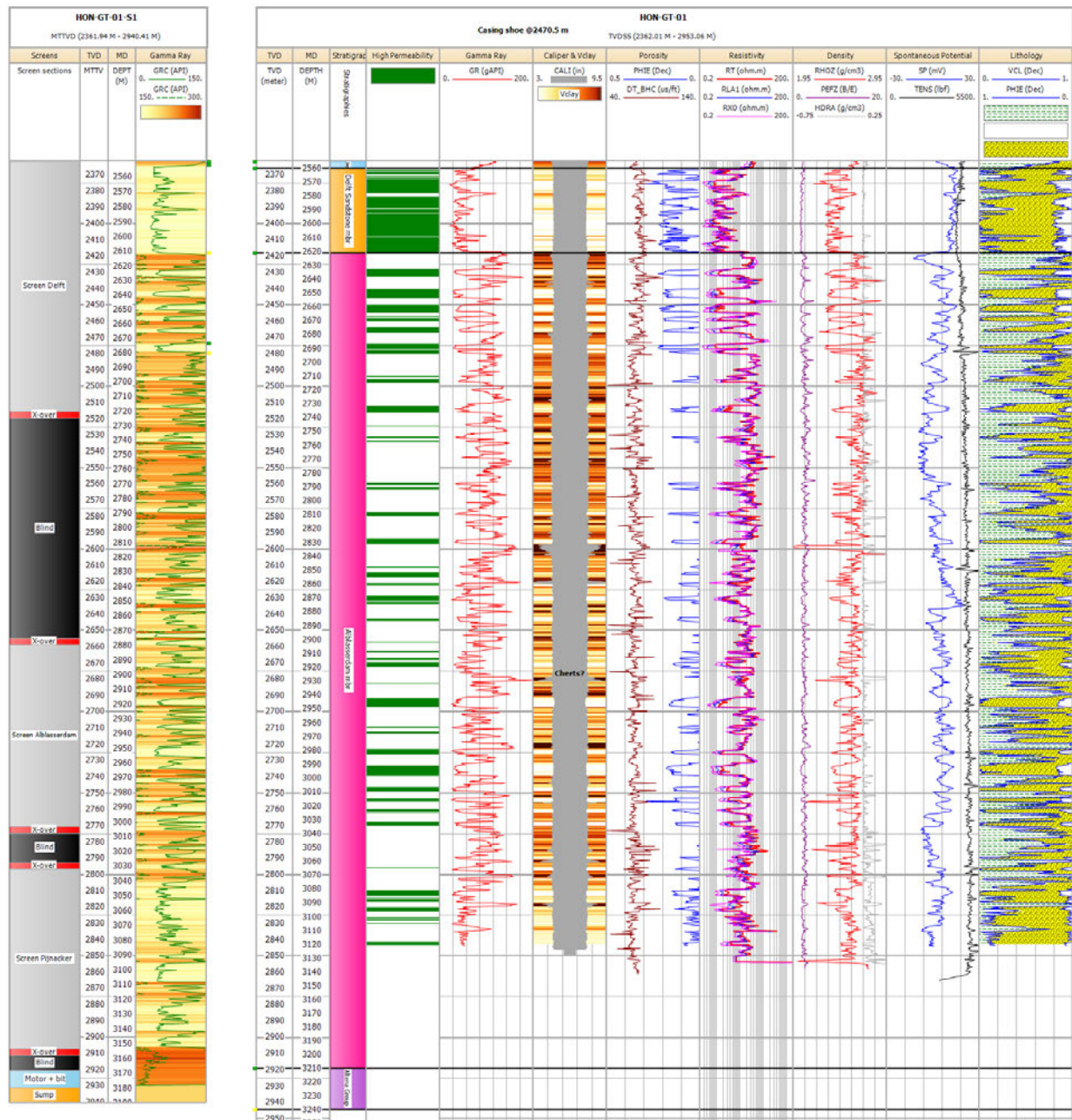
Aanbevolen wordt, op basis van wireline logs analyse en puttest analyse:

- Delft Zandsteen Member als primair reservoir te beschouwen en als secundair reservoir de bovenste 100 meter van de Alblasserdam Member.
- Het installeren van een gas-afvanginstallatie (separator) in het bovengrondse systeem wordt aangeraden in verband met de aanwezigheid van de opgeloste gas (1 m^3 gas per 1 m^3 water) in het reservoirwater.
- De mogelijkheid open te houden om HON-GT-01-S1 te beschouwen als productieput en de HON-GT-02 als injectieput, indien de injectie en/of productietesten aantonen dat injecteren in HON-GT-02 gemakkelijker verloopt dan in HON-GT-01-S1.

Bijlagen

Bijlage 1

Log evaluatie HON-GT-01 en HON-GT-01-S1

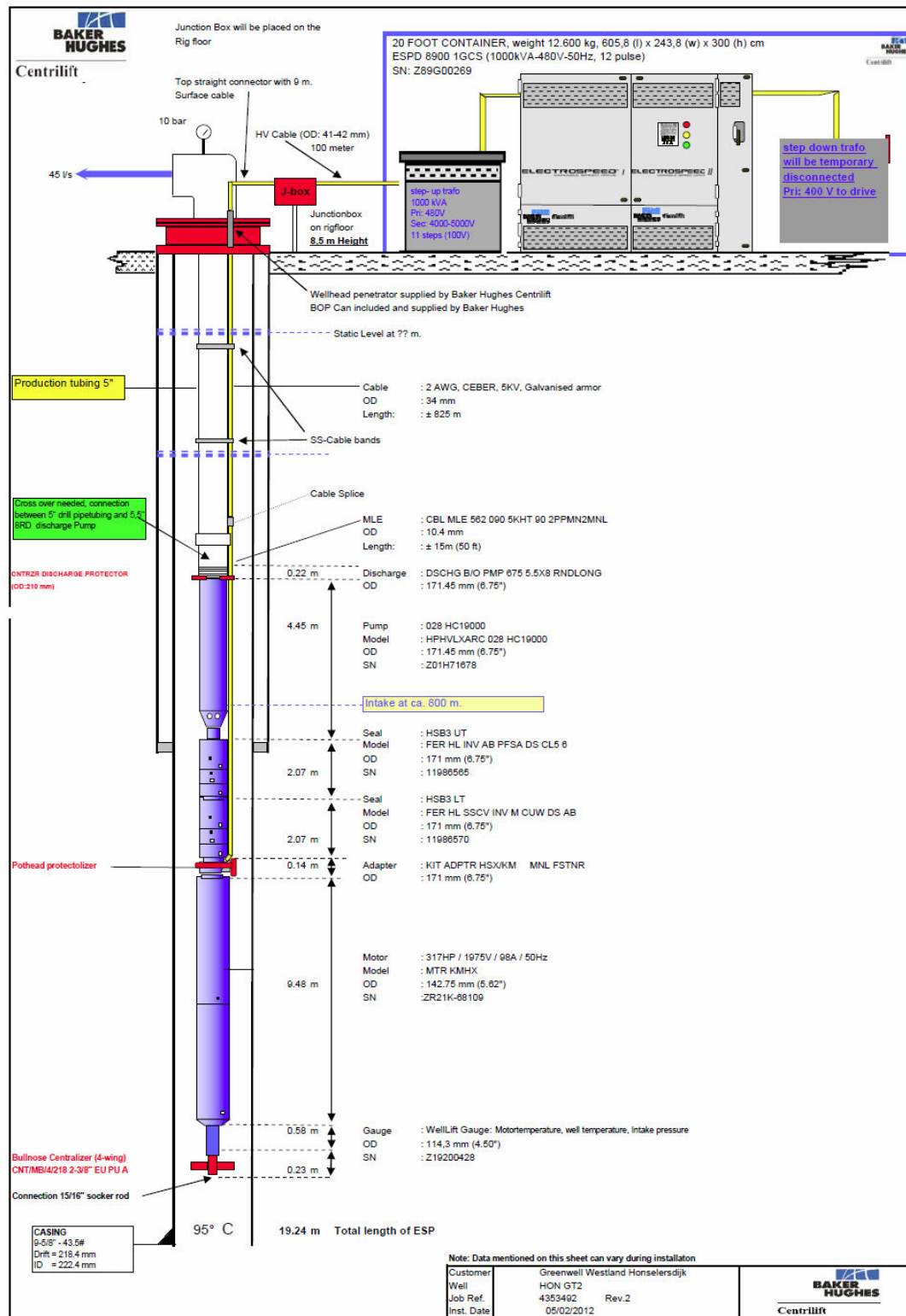


Weergave van de log evaluatie van HON-GT-01 en HON-GT-01-S1. Sidetrack (links) betreft de kolommen met zandsteenlagen en de met filters afgewerkte secties. Rechts zijn de kolommen te zien met wireline logging, log interpretatie, stratigrafie en lithologie van het primaire boorgat.

Bijlage 2 Deviatie gegevens HON-GT-01 en HON-GT-01-S1

Bijlage 3

Weergave van de pompopstelling tbv van de productietest



Bijlage 5 Invoerparameters DoubletCalc 1.3

Doublet Calculator 1.3

number of simulation runs (-) 1000
Calculate !
Open Scenario
Save Scenario
Exit Program

file: ... \2495 - green well westland - honselersdijk - oem\processed data\doubletcalc\bijlage b.xml

Geotechnical input

A) Aquifer properties

	min	median	max
aquifer permeability (mD)	112	152	200
aquifer net to gross (-)	0.29	0.30	0.31
aquifer top at injector (m)	2130.0	2367	2604.0
aquifer water salinity (ppm)		123000.0	
[aquifer pressure at injector (bar)]		0.0	
surface temperature (°C)		11	

B) Doublet and well properties

skin injector (-)	-0.4
wells outer diameter (inch)	8.5
injector well deviation (m)	658
tubings roughness (milli-inch)	1.19
minimum doublet performance (MW)	2.0
exit temperature heat exchanger (°C)	35

C) Pump properties

pump system efficiency (-)	0.61
maximum pump capacity (m³/h)	250

[] optional

	min	median	max
aquifer gross thickness (m)	377	378	379
aquifer top at producer (m)	2130.0	2367	2604.0
[top aquifer temper. producer (°C)]		0.0	
[aquifer pressure at producer (bar)]		0.0	
geothermal gradient (°C/m)		0.033	

skin producer (-)	-0.4
distance wells at aquifer level (m)	1316
producer well deviation (m)	658
tubings inner diameter (inch)	7
desired doublet performance (MW)	10.0

production pump depth (m)	775
pump pressure difference (bar)	40

Doublet Calculator 1.3 Result Table

probabilistic plots
fingerprinting
export base case details

Bijlage 7 Bijlage B bij Aanvraag vaststelling subsidieregeling energie en innovatie
Risico's dekken voor Aardwarmte
Resultaten Puttest



Agentschap NL
Ministerie van Economische Zaken,
Landbouw en Innovatie

Parameter voor test interpretatie	Waarde	Dimensie
Top aquifer	2555	m (langs boorgat)
Basis aquifer	3154	m (langs boorgat)
Zoutgehalte formatiewater	123.000	ppm
Temperatuur formatiewater op aquiferniveau	89 - 107	°C
Schema verbuizing inclusief diameter boorgat bij productie-interval	<i>Zie figuur 1</i>	inch of m
Top productie-interval/filter & Basis productie-interval/filter	2550 – 2720 2880 – 3003 3032 – 3154	m (langs boorgat)
Filter diameter	4,2" ID	inch of m
Filter permeability /weerstand	-	Darcy of bar
Locatie pomp	775	m (langs boorgat)
Locatie meetsonde voor druk	789,5	m (langs boorgat)

Clean up gegevens		
Pompdruk	-	bar
Debiet vs tijd	126 en 80	m3/uur
Indicatie hoeveelheid meegeproduceerde 'fines'	5 mg/l (1) 1,5 mg/l (2)	Semi-kwantitatief

1) Watermonster 1 2) Watermonster 2

Uitkomsten test interpretatie en analyses		
Skin	nihil	-
H	112	m
kH	14 – 25	D-m (darcy-meter)
Productiviteitsindex (PI)	3,5 – 4,8	m3/uur/bar

Meetreeks Put Deviatie			
Diepte put langs boorgat	x	y	z
Zie bijlage 2 "Deviatie HON-GT-01" en "Deviatie HON-GT-01-S1"			

Meetreksen Puttest		
Tijd	Druk (Bar)	Debiet (m3/uur)
17,8 uur	4,73	82
12,4 uur	6,91 en 8,98	107 en 127
17,8 uur	12,26	155

Conclusie gerealiseerd vermogen		
Injectietemperatuur Ti (35°C of minder)	35	°C
Opgelegde pompdruk	40	bar
Debiet Q	127 (p50) 111 (p90)	(m3/s)
Gerealiseerd vermogen P*	7,8 (p50) 6,6 (p90)	MW

*gebaseerd op productietesten en log interpretatie

Welltest analyse HON-GT-02

Projectnummer: 0311-OEM2495

22 juni 2012

Opdrachtgever:
Greenwell Westland B.V.
De heer J.W.M. Scheffers
Van Ockenburghlaan 25
2675 SB Honselersdijk
Tel: 0174-630014
E-mail: j.scheffers@planet.nl

Adviseur:
T&A Survey BV
Postbus 20670
1001 NR AMSTERDAM
Tel: 020 6651368
Fax: 020 6685486
Internet: www.ta-survey.nl
E-mail: info@ta-survey.nl

Auteurs :
B.J. Vrouwe MSc en Drs R.F.X. Rutten

Projectleider:
Ir. M. Middelburg

Executive summary

For the Greenwell Westland project; a deep geothermal doublet, the second well Honselersdijk-GT-02 was drilled from March to April 2012. The TD reached 3041 m (Along Hole). Purpose of this well is to produce hot water from the Delft Sandstone Member and sandstones within the top section of the Alblasserdam Member for heating of glasshouses.

According to the latest well test results from HON-GT-02, the optimal functioning of this well will be as an injector.

The well HON-GT-02 was screened over the entire Delft sandstone and upper part of sand intervals in the Alblasserdam. Following screen installment, the well was first production tested and then injection tested over the same combined reservoir intervals. Both test results are such that they indicate sufficient productivity and injectivity.

- The water produced is flowing from one continuous sandstone interval consisting of the Delft Sandstone Member and Alblasserdam Member with a total thickness of 175 meter (Along Hole) of which is 92,4 meter screened.
- The transmissivity of 59 meter (True Vertical Thickness) screened net-reservoir amounts to $1,22 - 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ (or 3,9 to 13,3 Darcymeter), corresponding with an average permeability of 145 milliDarcy over this entire section.
- The highest recorded temperature is 86,5 °C at the well head coinciding with the highest imposed flow-rate of 47,5 liter per second (171 m³/h), under a drawdown of 18,4 bar (191 m).
- The water has a total salinity of 127.000 ppm and contains 18,1 – 25,3 mg/l solid particles of which >98% are clay or silt particles. The production of 1 m³ water is associated with 2,2 – 2,8 m³ gas.
- The test was executed for three injection rates (72, then 108 then 144 m³/h). The initial high pressure at the start of the first test (54 bar) reflects initialization pressure followed by breakdown pressure. After this the pressure starts to decrease down to 22 bar. At the highest injection rate (144 m³/h) pressure decreases to 42 bar after a maximum of 49 bar.

Conclusions

- A test analysis gives a reasonable indication that longer term injectivity at rates of 144 m³/h is economic realistic. Presumably a decreasing pressure over time will be seen since the near-well bore environment will be flushed clean and it takes time to mobilize the aquifer away from the wellbore. Longer term effect on water quality and interaction with the rock is not addressed. Summarized; injectivity of HON-GT-02 is better than HON-GT-01 and over the longer term is sufficient to store the produced water from HON-GT-01.
- According to the test results of both wells HON-GT-02 will function most optimally as injector well. Although the second well shows less transmissivity, injectivity is significantly better. Salinity and

temperature of produced water in both wells are similar. HON-GT-02 produces more gas than HON-GT-01 per cubic meter water, but this is not relevant in case of HON-GT-02 being the injector.

- Considerable vertical crossflow is expected between the screened intervals of reservoir.

Recommendations

- Installation of a surface filters with mesh size of 10 -20 micron for the production well to avoid erosion/abrasion and scaling in the system, and 1 micron mesh size filter for the injection well to avoid erosion/abrasion of the down hole screens.

1 Inleiding

1.1 Algemeen

Voor het geothermieproject Greenwell Westland is de boring Honselersdijk-GT-02 van start gegaan halverwege maart 2012. Halverwege april 2012 heeft de boring de einddiepte bereikt van 3041 meter gemeten diepte. Over het reservoirgedeelte zijn wikkeldraadfilters geplaatst en is een puttest uitgevoerd. Resultaten van de puttest zijn geanalyseerd en zijn in dit rapport beschreven.

1.2 Beschikbare informatie

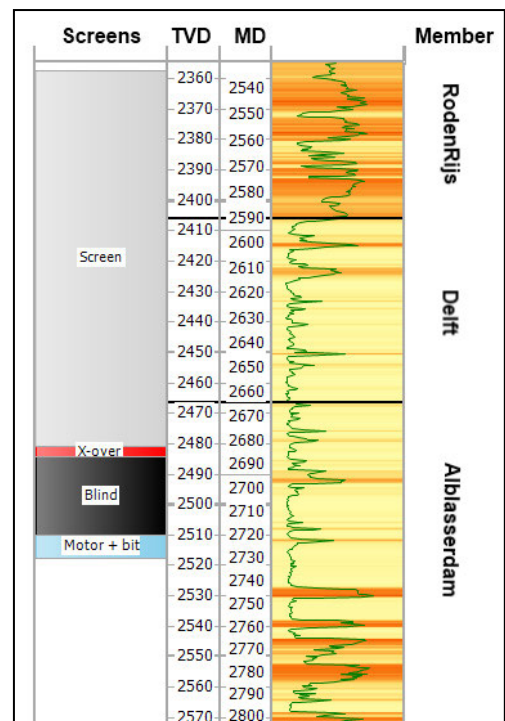
- Druk- en temperatuurmetingen tijdens productietest (Schulze)
- Data electric submersible pump (ESP)
- Geoservices (Masterlogs)
- Pathfinder (MWD Gamma Ray log)
- Seibt (water-, gas- en vaste bestanddelenanalyse)
- Schmid (welltest analyse HON-GT-02)

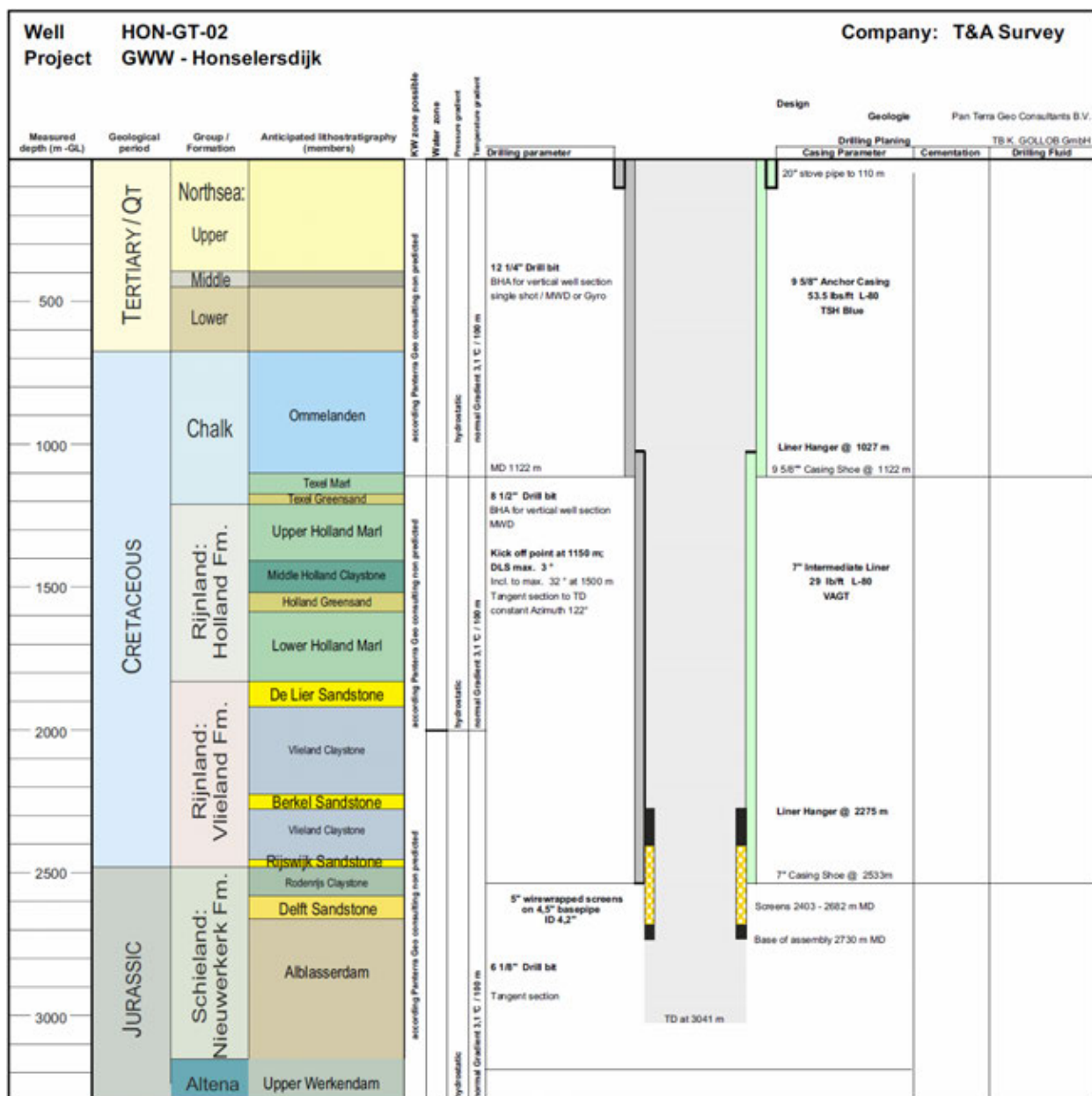
2 Putinformatie

2.1 Putconfiguratie en filters

De boring HON-GT-02 is uitgevoerd met, in chronologische volgorde een beitediameter van 16, 12 $\frac{1}{4}$, 8 $\frac{1}{2}$ en 6 $\frac{1}{8}$ inch (zie figuur 1b). De HON-GT-02 boring heeft een diepte van 3041 m MD bereikt. In de opeenvolgende boorgatdiameters is het volgende casingschema op toegepast: 9 $\frac{5}{8}$ en 7 inch. De laatste boorgatsectie (6 $\frac{1}{8}$ inch boorgatdiameter) en een deel van de 7 inch liner zijn over het traject 2275 – 2730 m MD afgewerkt, waarvan het traject 2403 – 2682 m MD uit wikkeldraadfilters van 5,0 inch buitendiameter (ca 4,2 inch binnendiameter) bestaat (zie figuur 1b).

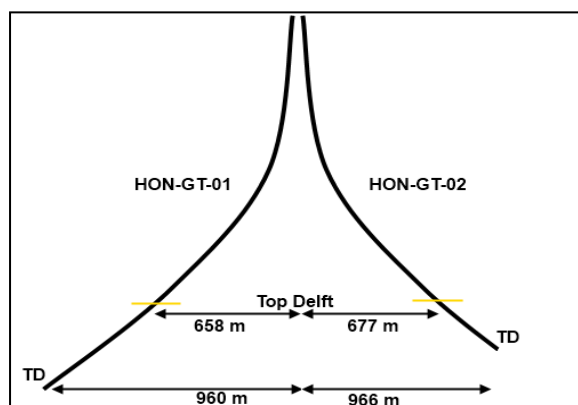
Een deel van het reservoir 2590 - 2682,4 m MD (zie figuur 1a rechts, bijlage 1 en figuur 1b) bevindt zich achter wikkeldraadfilter. In totaal is een lengte van ca 92 m filter over het reservoir geplaatst. Onderste sectie tussen 2682,4 – 2730 m MD is afgewerkt met onder andere 32 m blind pipes en mud motor. Het traject 2730 – 3041 m MD is als *sump* ingericht. Top van de filters en blind pipes sectie is afgehangen in de 7 inch liner op 2275 m MD.





Figuur 1b Casingschema van de boring HON-GT-02 en stratigrafie van de ondergrond.

Horizontale afstand tussen oppervlaktelocatie en ondergrondse doorprikpunt reservoir (zie figuur 1c rechts) bedraagt tussen 677 m (top Delft Zandsteen), 762 m (basis van geplaatste buizenset) en 966 m (einddiepte boring). Deviatietraject van het boorgat is opgenomen in bijlage 2.



3 Analyse logs HON-GT-02

3.1 Beschikbare boorgatmetingen

Ten behoeve van het geothermieproject Greenwell Westland is in boring Honselersdijk-GT-02 met een Logging While Drilling (LWD) tool de Gamma Ray geregistreerd van ca 120 – 3033 m MD. Tussen 2458 – 2530 m MD is de Gamma Ray door de casing gemeten.

3.2 Analyse boorgatmetingen

Op basis van de uitslag van de Gamma Ray meting zijn de verschillende formaties geïdentificeerd en formatiegrenzen vastgesteld.

Van het reservoirinterval zijn schattingen van de reservoir eigenschappen gemaakt met behulp van de Gamma Ray en de log analyses van de boring HON-GT-01 en HON-GT-01-S1 . (zie bijlage 1).

Delft Zandsteen Member

In boorgat HON-GT-02 is de top van Delft Zandsteen Member vastgesteld op 2590 m MD. De basis is niet met zekerheid vast te stellen vanwege het zand-op-zand contact van de Delft en de Alblasserdam members en doordat enkel de Gamma Ray kan worden gebruikt voor identificatie. Met enkel Gamma Ray dienen er kleilagen in de zandsteen aanwezig te zijn voor optimale correlatie. In dit rapport is uitgegaan dat de Delft Zandsteen zich over het bereik 2590 – 2664 m MD bevindt, met een verticale dikte van 62 m. Deze vaststelling is gebaseerd op de Gamma Ray correlatie met de Delft Zandsteen in de boring HON-GT-01 (zie bijlage 1).

De Delft Zandsteen Member bestaat uit een zeer zandig interval waarvan het percentage zandsteenreservoir op 80 % wordt geschat. Netto verticale reservoirdikte bedraagt 50 meter. Gemiddelde porositeit van netto reservoir wordt geschat op 16 – 17% (bereik 6 – 30%). Over het gehele netto reservoir bereik hebben de zandstenen een permeabiliteit welke vermoedelijk rond de 100 – 300 mD ligt op basis van gegevens van nabijgelegen boringen en HON-GT-01. De verticale connectiviteit en laterale continuïteit van deze zandstenen tussen de beide boringen is goed tot zeer goed.

Alblasserdam Member

In boorgat HON-GT-02 is de top van de Alblasserdam Member niet met zekerheid vast te stellen. De reden hiervoor is het zand-op-zand contact van de Delft Zandsteen en Alblasserdam members en doordat enkel de Gamma Ray kan worden gebruikt voor identificatie. Met enkel Gamma Ray dienen er kleilagen in de zandsteen aanwezig te zijn voor correlatie. In dit rapport is uitgegaan dat de top van de Alblasserdam Member zich rond 2664 m MD bevindt. Op einddiepte 3041 m MD bevindt men zich in de Alblasserdam Member. De basis van de Alblasserdam is niet aangeboord. De minimale verticale dikte bedraagt 268 m.

Bovenste zandige sequentie van Alblasserdam Member

Bovenkant van de Alblasserdam Member bestaat uit een zeer zandige sequentie met enkele kleiige intervallen. Het zeer zandige deel strekt zich uit van 2664 – 2765 m MD. De hieruit afgeleide verticale netto reservoir dikte bedraagt circa 61 meter. Gemiddelde porositeit van dit netto reservoir wordt geschat op 16 – 17% (bereik 6 – 25%). Over het gehele netto reservoir hebben de zandstenen een permeabiliteit welke vermoedelijk rond de 100 – 300 mD ligt op basis van gegevens van nabijgelegen boringen en HON-GT-01.

De verticale connectiviteit van deze zandsteensequentie wordt nabij de put tot 150 meter rondom voldoende geacht, daarbuiten onzeker. Continuïteit tussen de Alblasserdam zandstenen in HON-GT-02 met die in HON-GT-01 wordt waarschijnlijk geacht.

Overige deel aangeboorde Alblasserdam

Het diepere deel van de Alblasserdam Member tussen 2765 – 3040 m MD bestaat uit overwegend kleilagen afgewisseld met enkele zandige intervallen . Percentage zandsteenreservoir wordt ingeschat op circa 20%, waarvan de gemiddelde porositeit 6 – 14% bedraagt. Verticale connectiviteit en laterale continuïteit van de zandige intervallen gaan gepaard met grote onzekerheid.

Reservoir

Het zandstenen van de Delft Zandsteen en Alblasserdam members bevinden tussen 2590 m tot 3070 m MD, in verticaal verband een interval van 330 m dik. Hiervan wordt circa 45 % als reservoir gekwalificeerd, met een netto verticale dikte van 149 m.

Filter plaatsing

Op basis van Gamma Ray log en de Masterlog zijn filters geplaatst over de zandstenen met de hoogste reservoirkwaliteiten: 2590 – 2682,4 MD (zie bijlage 1a/b en figuur 1). De gehele Delft en de bovenste 18,4 meter van de Alblasserdam Member is met totale lengte van ca 92,4 meter wikkeldraadfilter afgewerkt. Binnen dit bereik bedraagt het netto zandsteenreservoir 80%, in verticaal verband 59 m.

Conclusie

Op basis van de Gamma Ray log en de boorgatmetingen van HON-GT-01(-S1) bevinden de zandstenen met de beste reservoir eigenschappen zich in de Delft Zandsteen Member en in de bovenste 100 meter van de Alblasserdam Member. Hier worden porositeiten ingeschat van 6 – 30% waarvan de permeabiliteit vermoedelijk rond de 100 tot 300 mD ligt.

In de zandstenen in het overige, diepere deel van de Alblasserdam Member zijn de reservoirkwaliteiten minder goed. Hier worden porositeiten ingeschat van 6 – 14%.

Filters zijn gezet over de gehele Delft en bovenste 18,4 meter van de Alblasserdam Member.

Vanuit het met filter afgewerkte reservoir wordt een productie verwacht die vergelijkbaar is dan de productiviteit van de eerste put. Hoewel de verticale netto reservoir dikte (59 m) lager is dan die van de eerste put (112 m), is in verhouding een groter reservoir gedeelte met zeer goede reservoirkwaliteiten met wikkeldraadfilters afgewerkt.

De Delft zandstenen en de bovenste zandsteen sequentie van de Alblasserdam hebben zeer goede reservoirkwaliteiten en zijn grotendeels in verticaal verband aaneengesloten. Van de Delft zandstenen wordt een goede continuïteit en verticale connectiviteit verwacht, van de Alblasserdam wordt tot 150 meter rondom het boorgat een goede verticale connectiviteit verwacht, daarbuiten onzeker. Dit laatste is belangrijk voor de langere termijn van waterproductie.

De zandsteenbanken in het diepere deel van de Alblasserdam vertonen minder goede reservoirkwaliteiten. De sedimentologische eigenschappen van de dunnere zandstenen geven de indicatie dat een beperkte verticale connectiviteit en matige continuïteit kan worden verwacht.

4 Testplan

De capaciteit voor het produceren van warm formatiewater is getest middels een productietest. De productietest is uitgevoerd in overeenstemming met de specificaties die zijn beschreven in de “Aanvraag vaststelling subsidieregeling energie en innovatie Risico's dekken voor Aardwarmte, bijlage D”.

4.1 Testopstelling

De productietest is verricht in de periode 26 april - 2 mei 2012. Middels een ESP (zie bijlage 3) waarvan het innamepunt zich op 498,58 meter diepte bevindt is water omhoog gepompt via een opvoerbuis van 5 inch buitendiameter (3,25 inch binnendiameter). Waterdruk en temperatuur zijn gemeten op 515,4 en 2.265 meter gemeten diepte. Aan de putmond is debiet en temperatuur gemeten.

Water- en gasmonsters zijn genomen in een aftappunt in de bovengrondse leidingen. Analyse en werkwijze hiervan wordt behandeld in hoofdstuk 6.

Nadat de productietests waren afgerond is met een deel van het geproduceerde water een injectietest uitgevoerd.

4.2 Schoonpompen van de put

Voorbereiding van de productietesten bestaat onder andere uit het vervangen van de boorvloeistof met een *breaker* vloeistof en vervolgens de put schoon te pompen. Eind april 2012 is gedurende vier uur met een debiet van circa 50 l/s de put schoon gepompt. In totaal is hiervoor 180 m³ verpompt.

4.3 Debiet

The put HON-GT-02 is middels vier pompproeven getest, waarbij vier verschillende debieten zijn geproduceerd. Overzicht van deze pompproeven zijn hieronder weergegeven.

Stappen	Datum	Tijd	tijdsduur	Debiet (l/s)	Debiet (m ³ /u)
Stap 1	26.04 – 27.04.2012	14:00 – 05:50	15.50	32,0	115,2
Stap 2	28.04.2012	08:35 – 17:15	8.40	37,5	135
Stap 3	02.05.2012	09:25 – 13:50	4.25	42,5	153
Stap 4	02.05.2012	16:20 – 22:20	6.00	47,5	171

4.4 Methode

Ten behoeve van de interpretatie van de welltest zijn zeven verschillende methodes zijn toegepast voor het berekenen van de transmissiviteit (zie bijlage 4 Schmid, 2012). Niet alle

methodes blijken optimaal bruikbaar te zijn vanwege de te korte duur van pompproeven. Resultaten van de interpretatie geven aan dat de dichtheidscorrectie die is toegepast op het geproduceerde water bij de analyse van HON-GT-01 niet optimaal is en de resultaten van het Welltest rapport HON-GT-01 kleine onzekerheden bevatten.

5 Resultaten

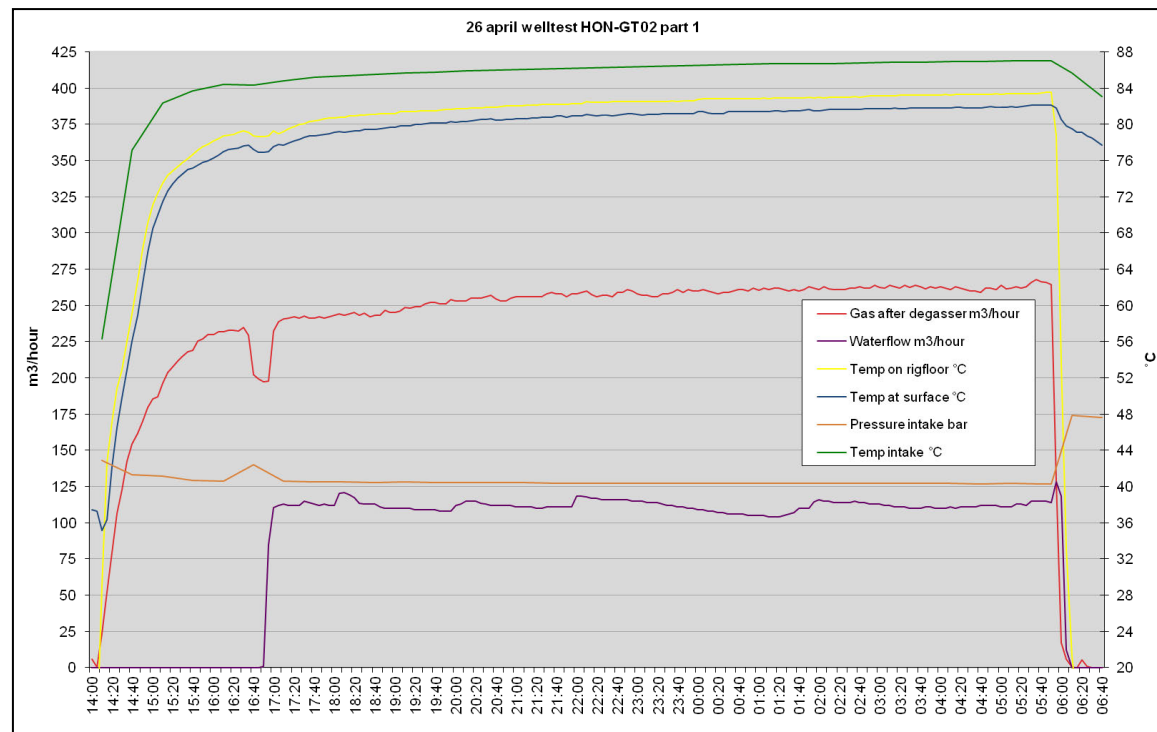
5.1 Interpretatie welltests

Tijdens de vier pompproeven is de drukverlaging (drawdown) en temperatuur op twee verschillende dieptes gemeten (zie figuren 2 t/m 9). Uit de deze drawdown is vervolgens de waterspiegel verlaging berekend. Hierbij is rekening gehouden met de veranderde temperatuur en de thermale expansie van het water in de put tijdens productie. Een correctie is toegepast op de dichtheid van het water (zie bijlage 4 Schmid, 2012).

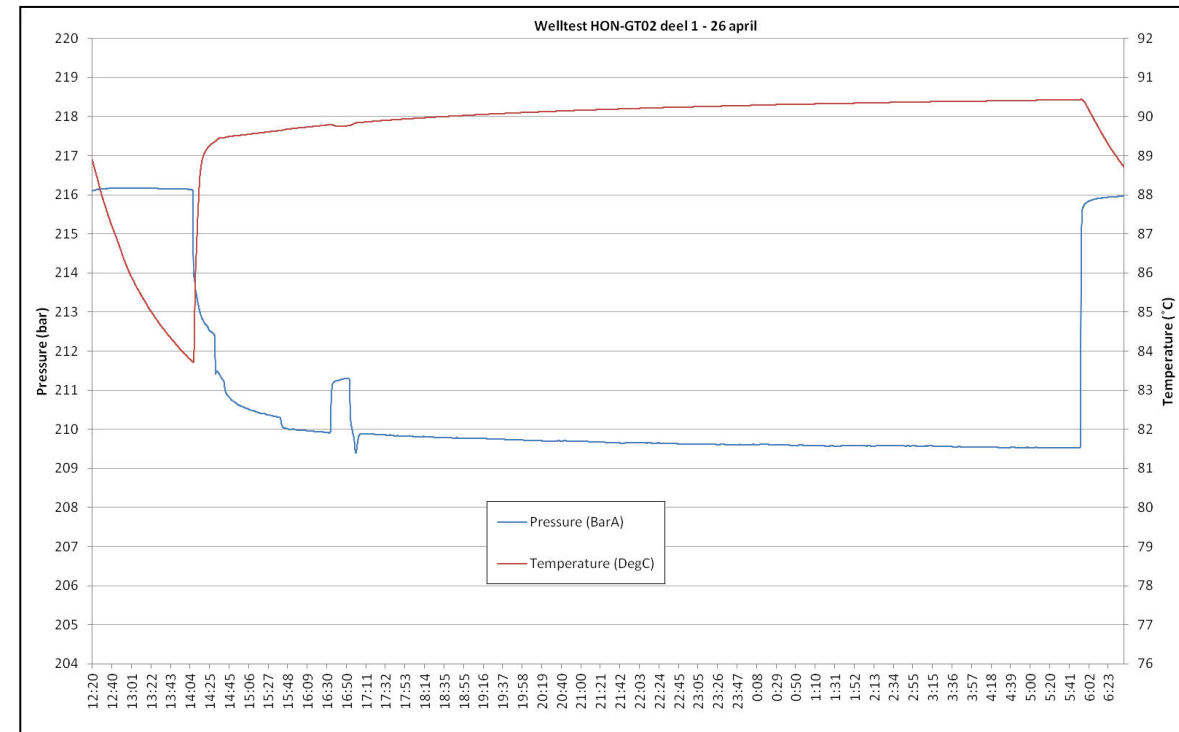
De productiviteit index geeft de productiecapaciteit van de boorput per drawdowndruk weer. De drawdown en productiviteitsindex zijn hieronder weergegeven in tabel formaat (zie tabel 1), daaronder staat de corresponderende waterspiegelvariatie weergegeven (zie figuur 10).

Periode	dp_{Res}^* [bar]	Q [l/s]	Q [m ³ /u]	Gemiddelde Kh [m ² /s]	Productie index [l/s/bar]	Productie index [m ³ /u/bar]
26.04 – 02.05.2012	12,6 – 18,4	32,0 – 47,5	115 - 171	$2,34 - 4,83 \cdot 10^{-4}$		
26.04 – 27.04.2012 14:00 – 05:50	12,6	32,0	115	$2,036 \cdot 10^{-4}$	2,5	9,1
28.04.2012 08:35 – 17:15	15,2	37,5	135	$4,398 \cdot 10^{-4}$	2,5	8,9
2.05.2012 09:25 - 13:50	15,8	42,5	153	$1,52 \cdot 10^{-4}$	2,7	9,7
02.05.2012 16:20 – 22:20	18,4	47,5	171		2,6	9,3

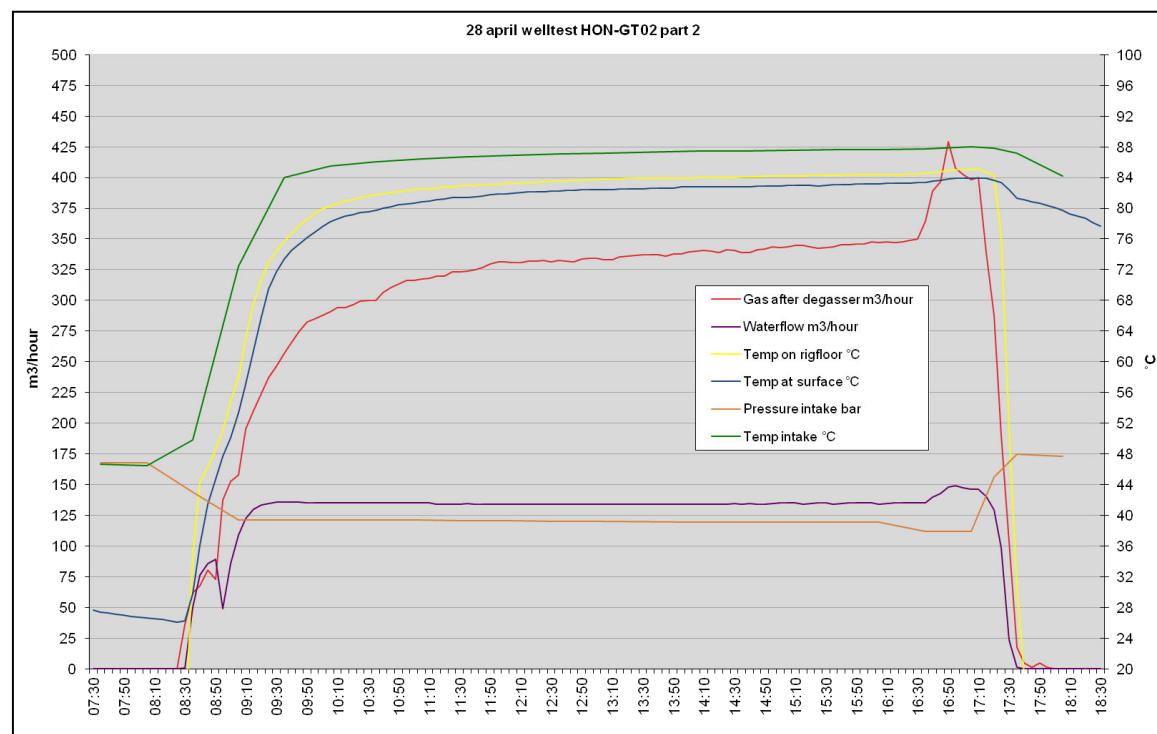
Tabel 1 Overzicht van de drawdown en productie index bij verschillende debieten.



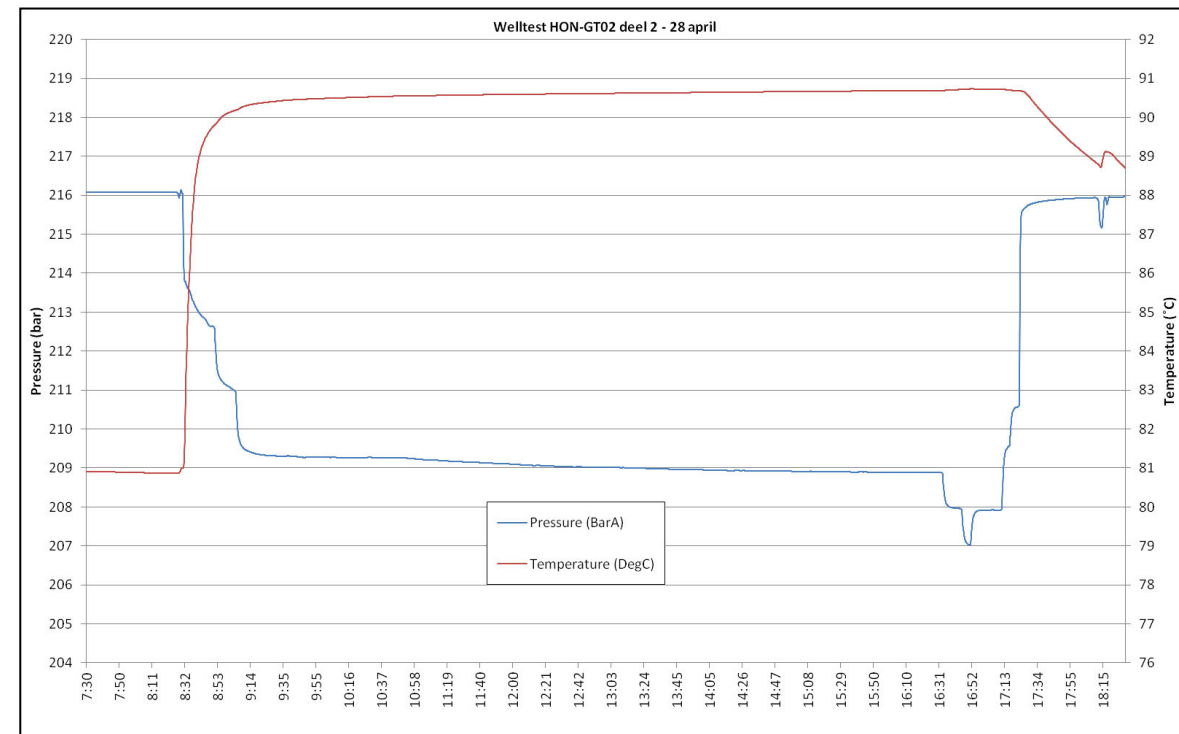
Figuur 2 Eerste putttest (115 m³/uur). Meetresultaten van debiet, druk, temperatuur en volume gas.



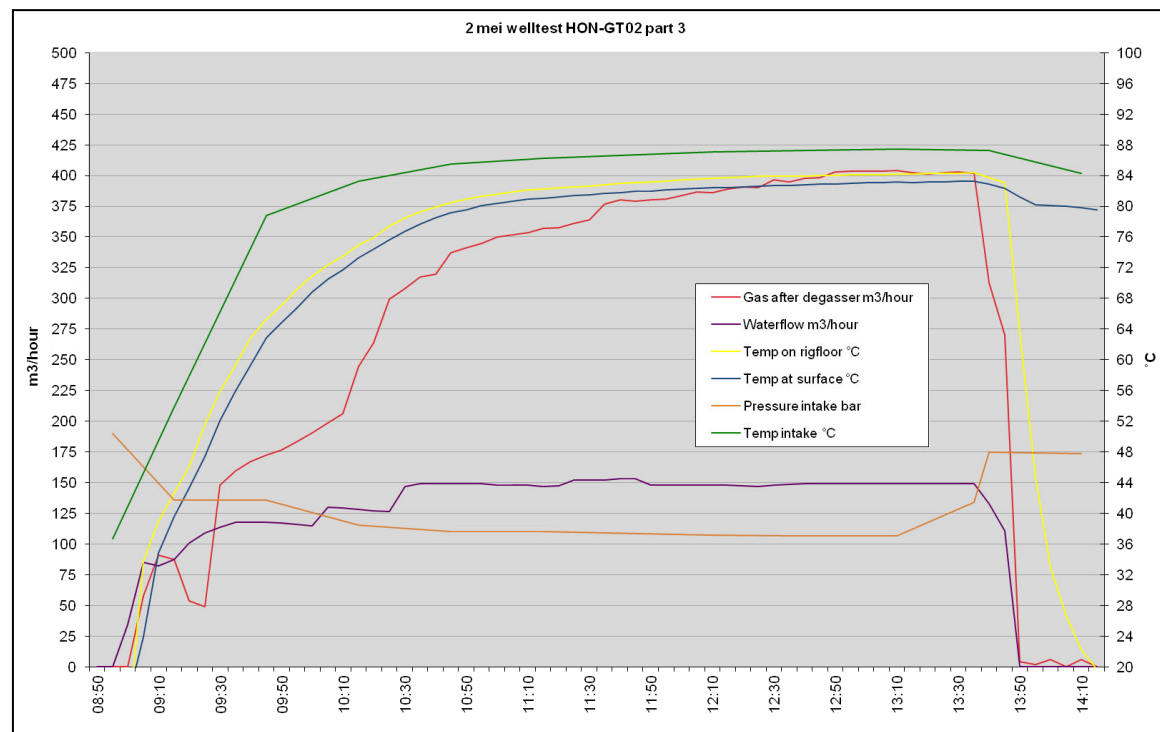
Figuur 3 Meetresultaten op 2.265 m diepte (2128 m TVD) van 1e putttest (115 m³/u) van druk en temperatuur



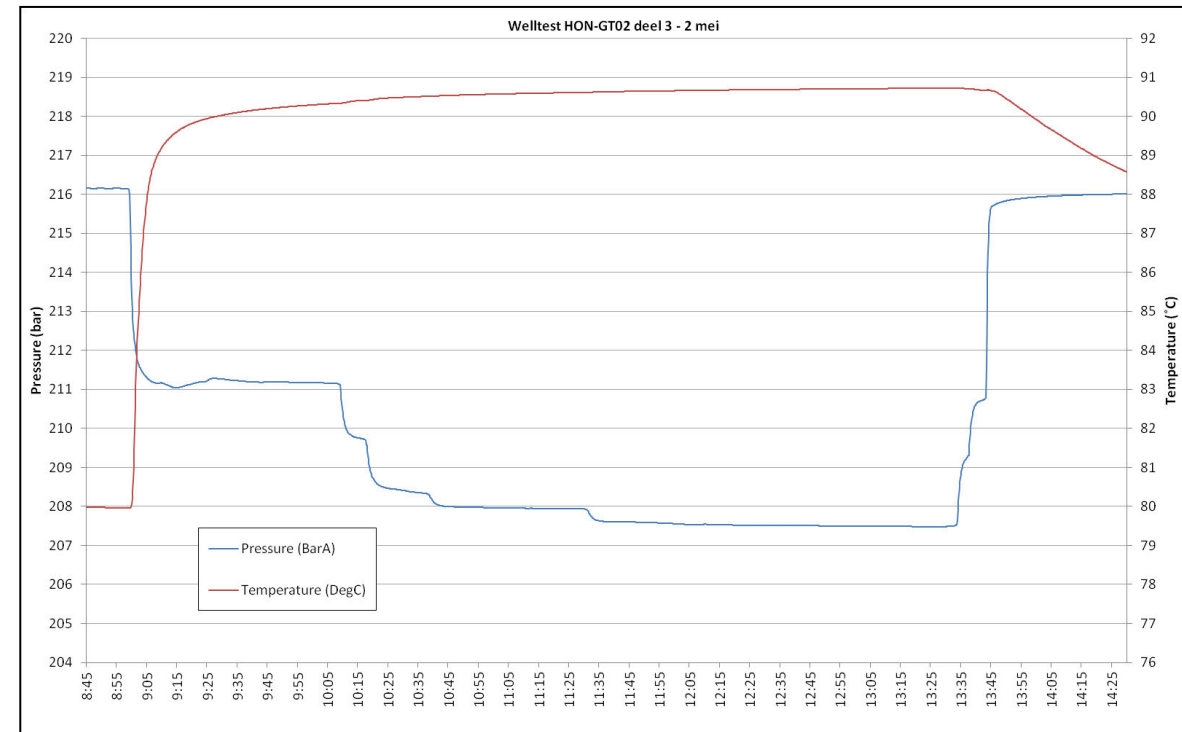
Figuur 4 Tweede putttest (135 m³/uur). Meetresultaten van debiet, druk, temperatuur en volume gas.



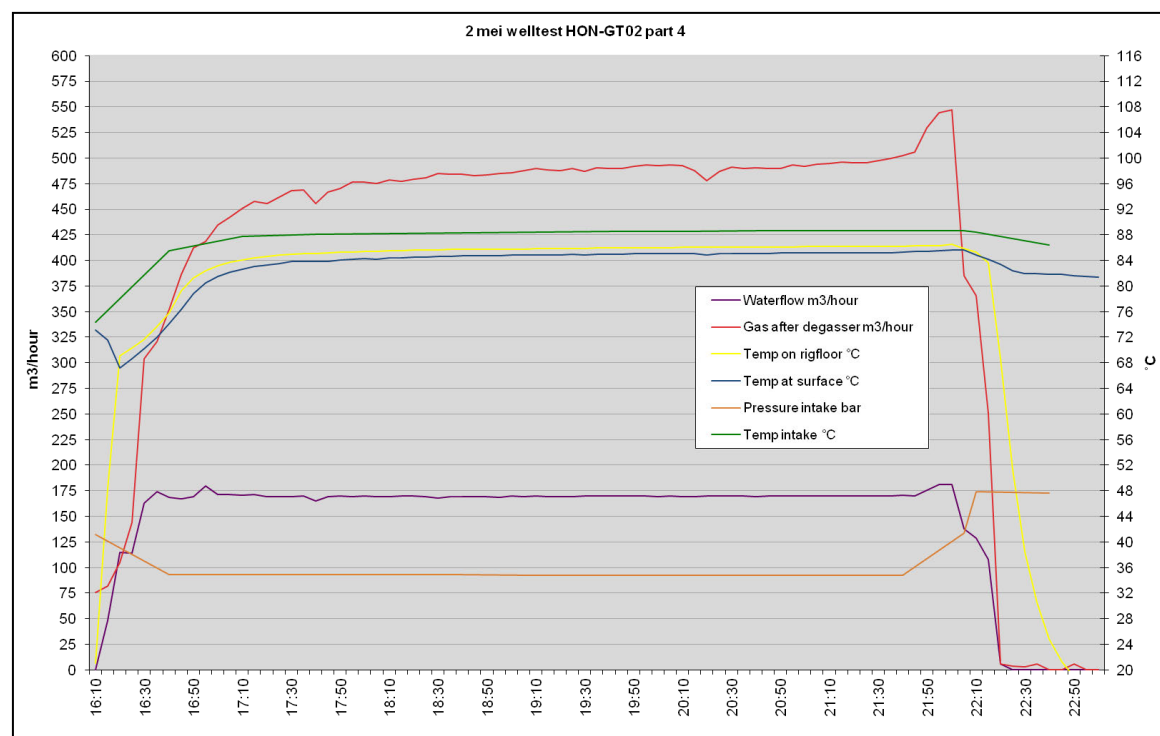
Figuur 5 Meetresultaten op 2.265 m diepte (2128 m TVD) van 2e putttest (135 m³/u) van druk en temperatuur



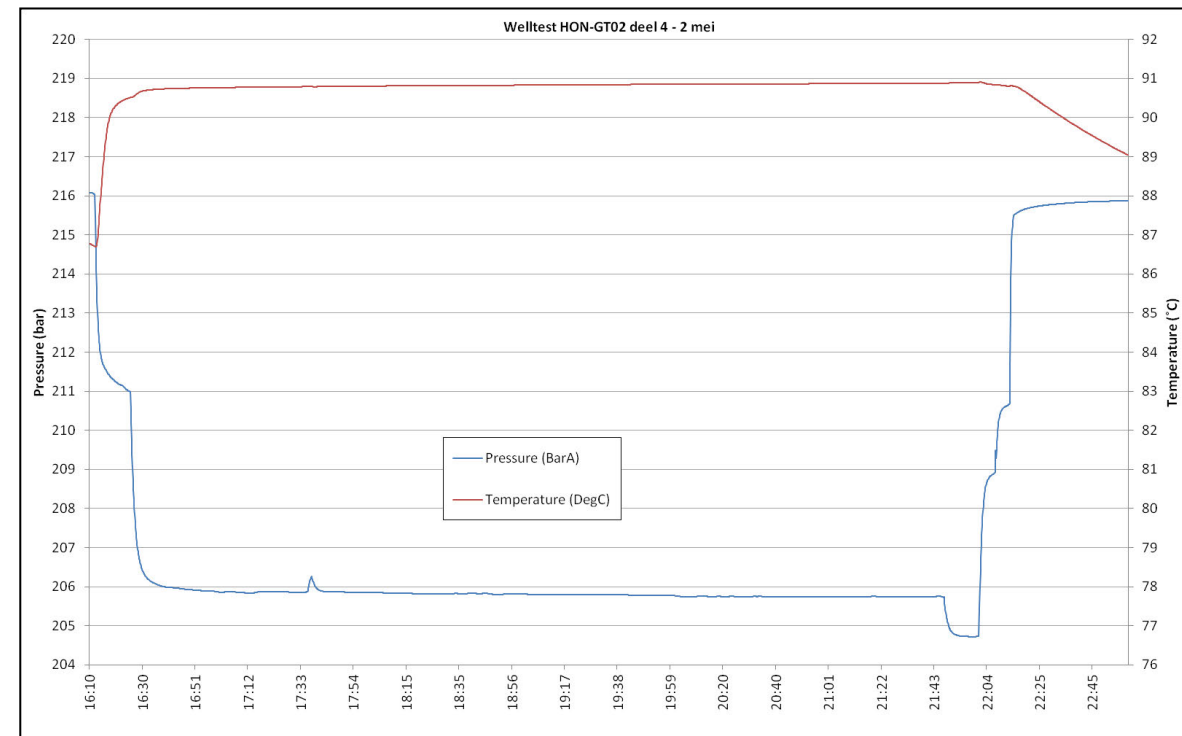
Figuur 6 Derde putttest (153 m³/uur). Meetresultaten van debiet, druk, temperatuur en volume gas.



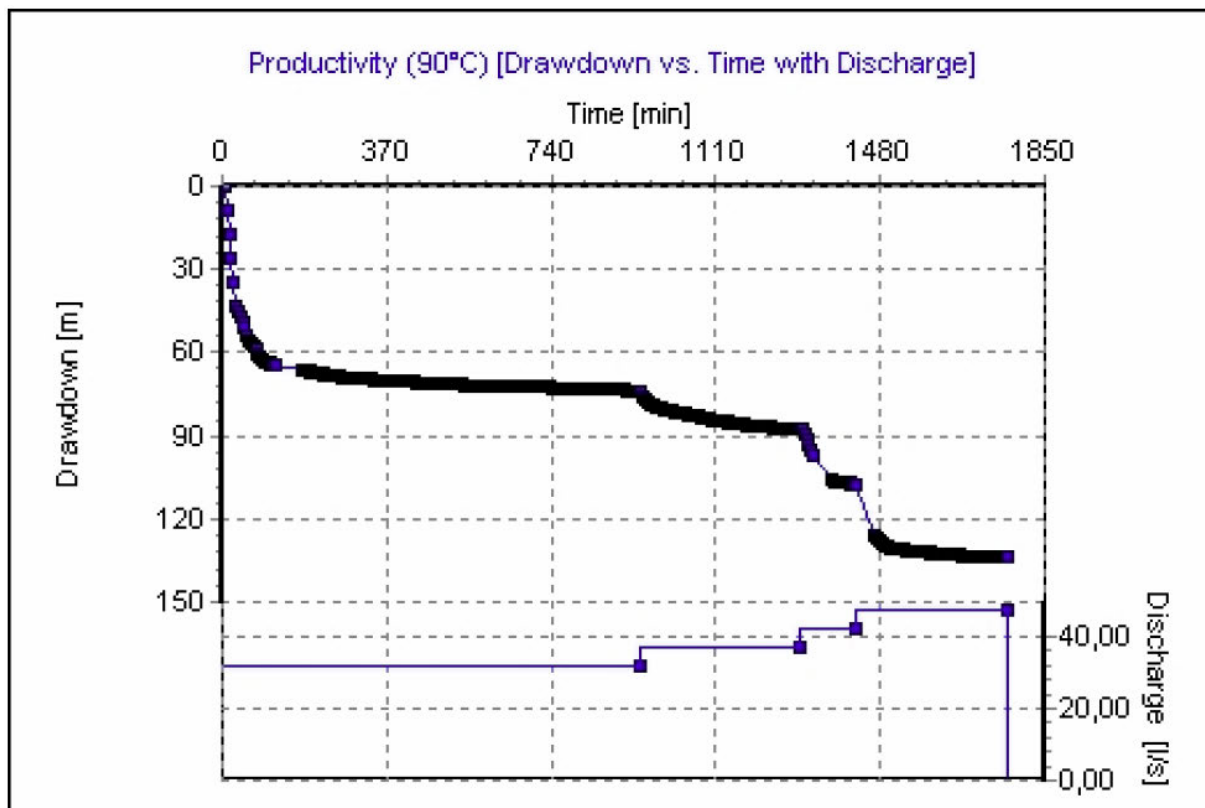
Figuur 7 Meetresultaten op 2.265 m diepte (2128 m TVD) van 3e putttest (153 m³/u) van druk en temperatuur



Figuur 8 Vierde putttest (171 m³/uur). Meetresultaten van debiet, druk, temperatuur en volume gas.

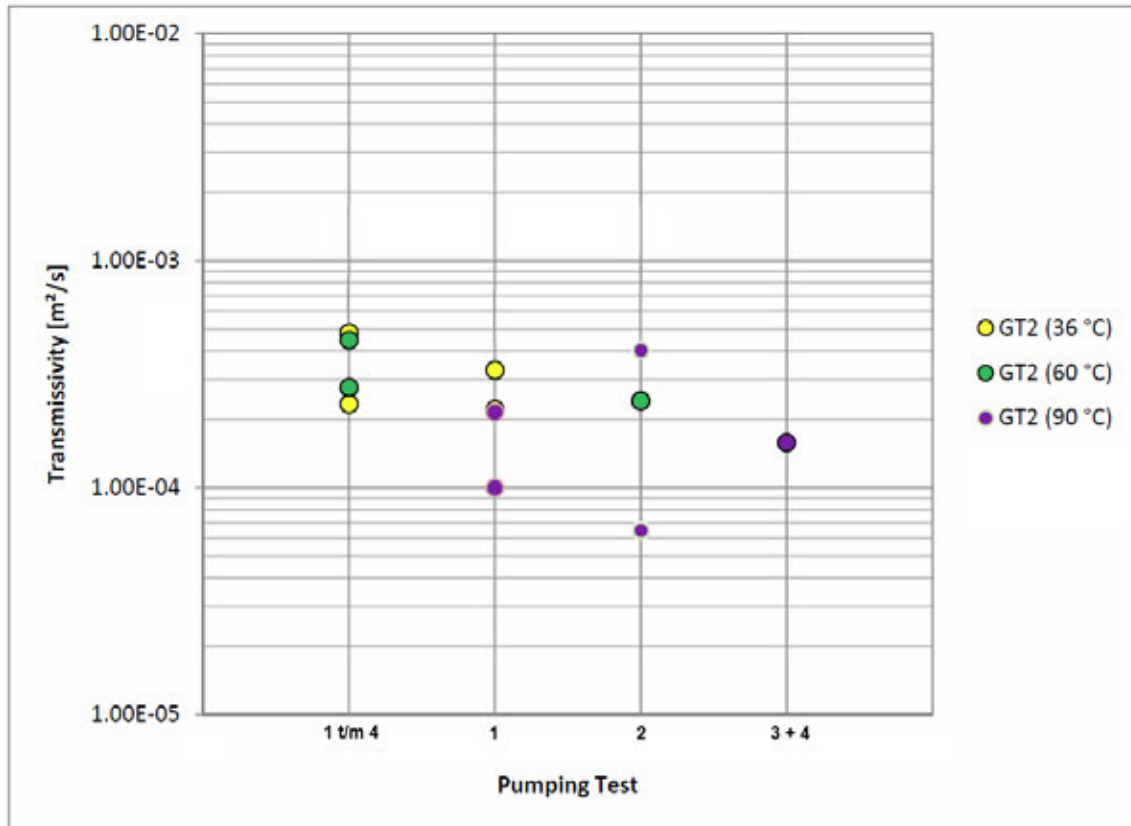


Figuur 9 Meetresultaten op 2.265 m diepte (2128 m TVD) van 4e putttest (171 m³/u) van druk en temperatuur



Figuur 10 Weergave van het verloop van de vier pompproeven (32,0 l/s, 37,5 l/s, 42,5 l/s en 47,5 l/s) en bijbehorende drawdown in meters. Hieruit blijkt dat het reservoir voldoende capaciteit heeft en effecten zoals skin, reservoir heterogeniteit niet aanwezig zijn. Echter de duur van de testen is onvoldoende voor de capaciteit verwachting op langere termijn (>1 jaar).

Transmissiviteit van de HON-GT-02 boring varieert van $1,22 - 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$. De toegepaste interpretatietechnieken vereisen dat er over langere tijd wordt geproduceerd dan nu het geval is. In het kader van de richtlijnen voor geothermie puttesten in Nederland is dat aan de ruime kant. Middels extrapolatie van meetgegevens is de berekening van de transmissiviteit tot stand gekomen. Variatie van de transmissiviteit die uit de meetresultaten van de vier tests zijn berekend staan weergegeven in onderstaande figuur (zie figuur 11).



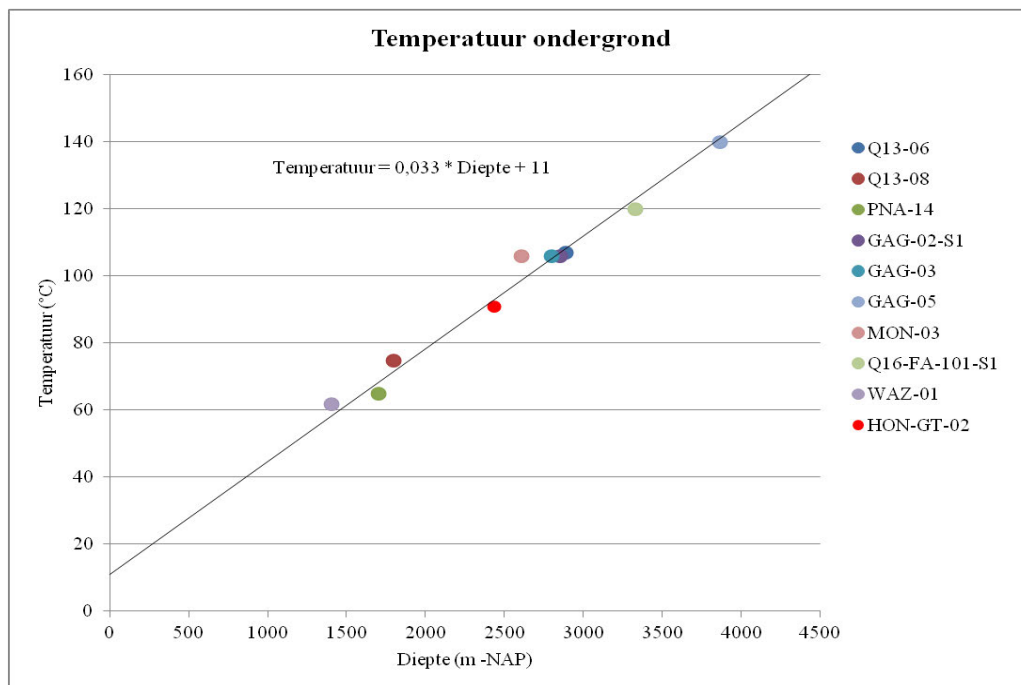
Figuur 11 Weergave van de transmissiviteit in HON-GT-02 van de vier verschillende pompproeven, rekening houdend met de invloed van temperatuur. Een trend kan hieruit niet worden afgeleid.

5.2 Temperatuur

De temperatuur van het reservoirwater is op 2.265 m MD (circa 350 meter boven het reservoir), ter hoogte van de productiepomp (515,4 m TVD) en aan de wellhead (maaiveld). Verloop van de temperatuur tijdens de puttests is weergegeven in figuur 2 t/m 9. Maximale geregistreerde temperatuur 350 meter boven reservoirniveau bedraagt 90,9 °C, aan de productiepomp 88,6 °C en aan de wellhead 86,5 °C. De hoogste temperatuur is gemeten bij het hoogste opgelegde debiet van 47,5 l/s (171 m³/u).

De aan de diepe meetsonde (2265m MD) gemeten maximale temperatuur (ca 91 °C) betreft de reservoirtemperatuur, uitgaande dat het temperatuurverlies over de afstand tussen het reservoir (2590 m MD) en de diepe meetsonde bij het hoogst opgelegde debiet te verwaarlozen is.

De geothermische gradiënt die hieruit afgeleid is bedraagt 0,033 °C/meter (zie figuur 12) bij een oppervlaktetemperatuur van 11 °C.



Figuur 12 Temperatuurprofiel van de diepe ondergrond van het onderzoeksgebied Honselersdijk. Gemeten temperatuur in HON-GT-02 lijkt goed op met temperatuurmetingen in boringen rondom het onderzoeksgebied en de geothermische gradiënt 3,3 °C per 100 m.

5.3 Reservoireigenschappen

Waterproductie is afkomstig uit de Delft Zandsteen Member en de bovenste zandsteenlagen van de Alblasserdam Member. Reservoir bestaat uit geconsolideerde zandstenen. De gemiddelde permeabiliteit van het met wikkeldraadfilter afgewerkte netto reservoir (59 meter TVD) bedraagt 143 mD (figuur 13), waarvan de totale transmissiviteit tussen de 3,9 en 13,3 Darcymeter ligt.

Permeabiliteit uit Conductiviteit									
Invoerparameters:		Gtherm	geothermische gradiënt			C/m	0.033		
		Tb	bodtemperatuur			C	11		
		s	Saliniteit gewichtsfractie				0.127		
		k0	Permeabiliteit (m2) 1 mD =			m2	9.9E-13		
		g	valversnelling			m/s2	9.81		
		pf	dichtheid water			kg/m3			
		K	Permeabiliteit			Darcy			
Formules:		$k_f = (K * pf * g) / \mu \quad K = (k_f * \mu) / (pf * g)$ $\mu = 0.1 + (0.333 * s) + [1.65 + (91.9 * s^3)] \exp[- \{0.42 * (s^{0.8} - 17)^2 + 0.045\} * T^{0.8}]$ $T(z) = (Diepte * Gtherm) + Tb$							
Debiet (l/s)	netto zand (m)	Diepte (m)	Temp (C)	μ (kg/m*s)	pf (DC)	kH (m2/s)	kf (m/s)	K (mD)	K (mD)
32 - 47,5	59	2443	90.9	3.20E-04	1060	1.2E-04	2.1E-06	64	143
						4.2E-04	7.1E-06	222	

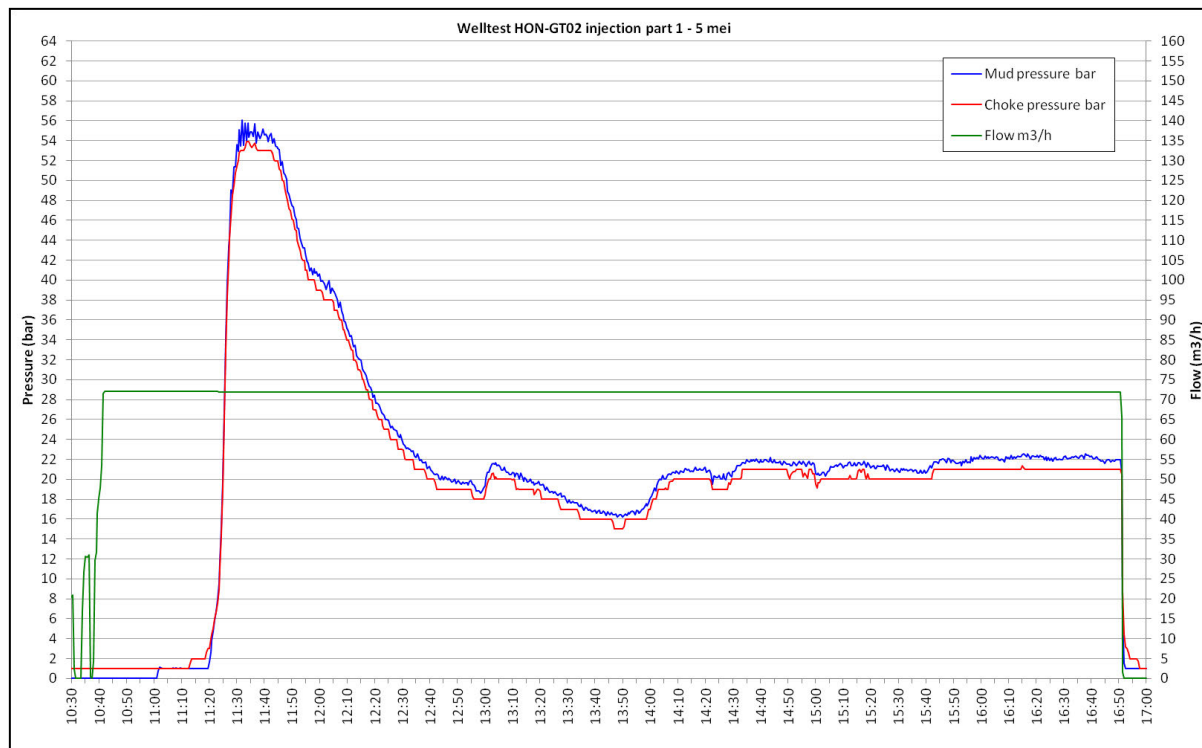
Figuur 13 Overzicht van berekening gemiddelde permeabiliteit reservoir HON-GT-02. Berekend vanuit het reservoir middelpunt (2.443 m TVD) bedraagt de permeabiliteit 64 – 222 mD.

5.4 Injectietest

De injectie test werd uitgevoerd in drie stappen (72, dan 108 dan 144 m³/u en 16 tot 54 bar). De eerste hoge druk bij het begin van de proef bereikt 54 bar (in HON-GT-01 max. 73 bar) en geeft initialisatie druk, gevolgd door afnemende ‘break-down’ druk tot 22 bar. De langere termijn injectiviteit met een debiet van ca 144 m³/u, zal een druk-afname laten zien omdat de omgeving van de boorbut geleidelijk wordt schoongespoeld en het aquifer in beweging komt. Samengevat; injectiviteit op de langere termijn is voldoende om het in HON-GT-01 geproduceerde water op te slaan.

1^e Test (72 m³/uur)

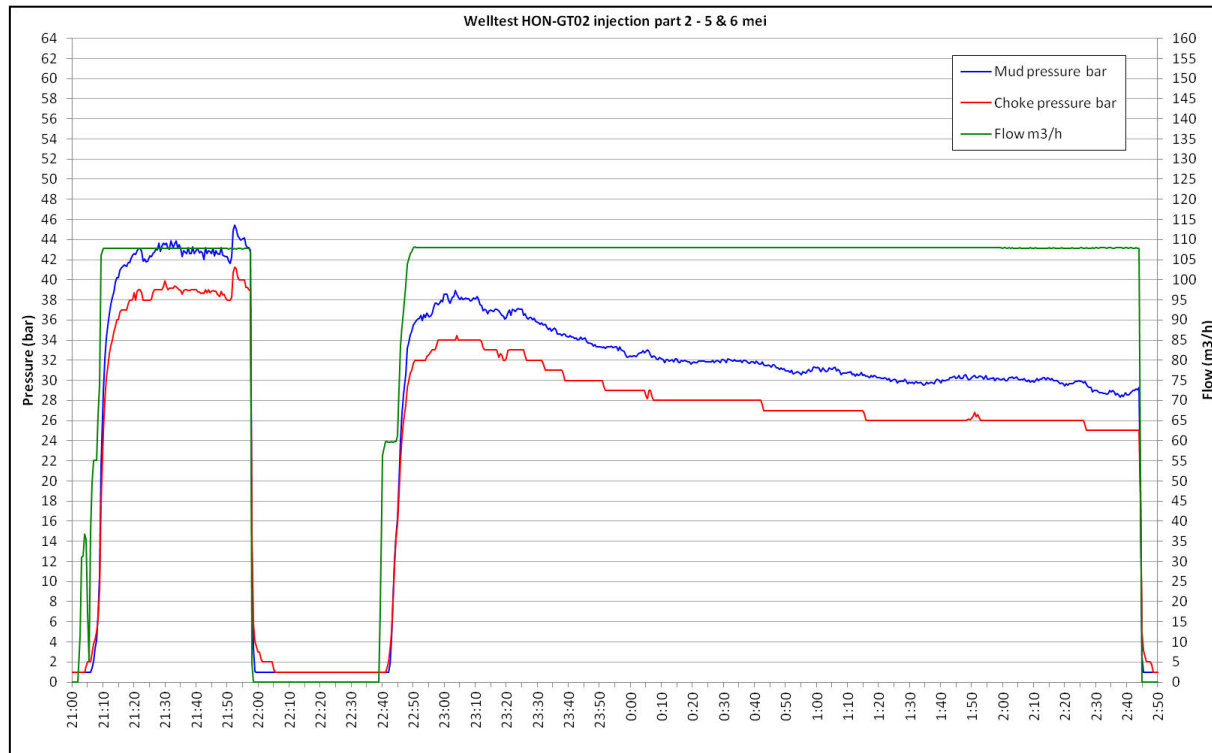
De pompdruk is bij de start van deze 5,5 uur durende test 54 bar en na vijf uur teruggelopen tot 22 bar (zie figuur 14). Na circa drie uur lijkt een stabiele situatie te zijn ontstaan.



Figuur 14 Weergave van de pompdruk (blauwe lijn) tijdens de 1e injectietest van 72 m³/u

2^e Test (108 m³/uur)

De tweede 5,5 uur durende injectietest is uitgevoerd in twee etappes met een ca 45 minuten durende onderbreking. De initiële pompdruk tijdens de twee test is 45 bar en geleidelijk afgenomen tot ca 29 bar (zie figuur 15). Uit de situatie na 5,5 uur kan worden afgeleid dat een verdere afname van de pompdruk kan worden verwacht.

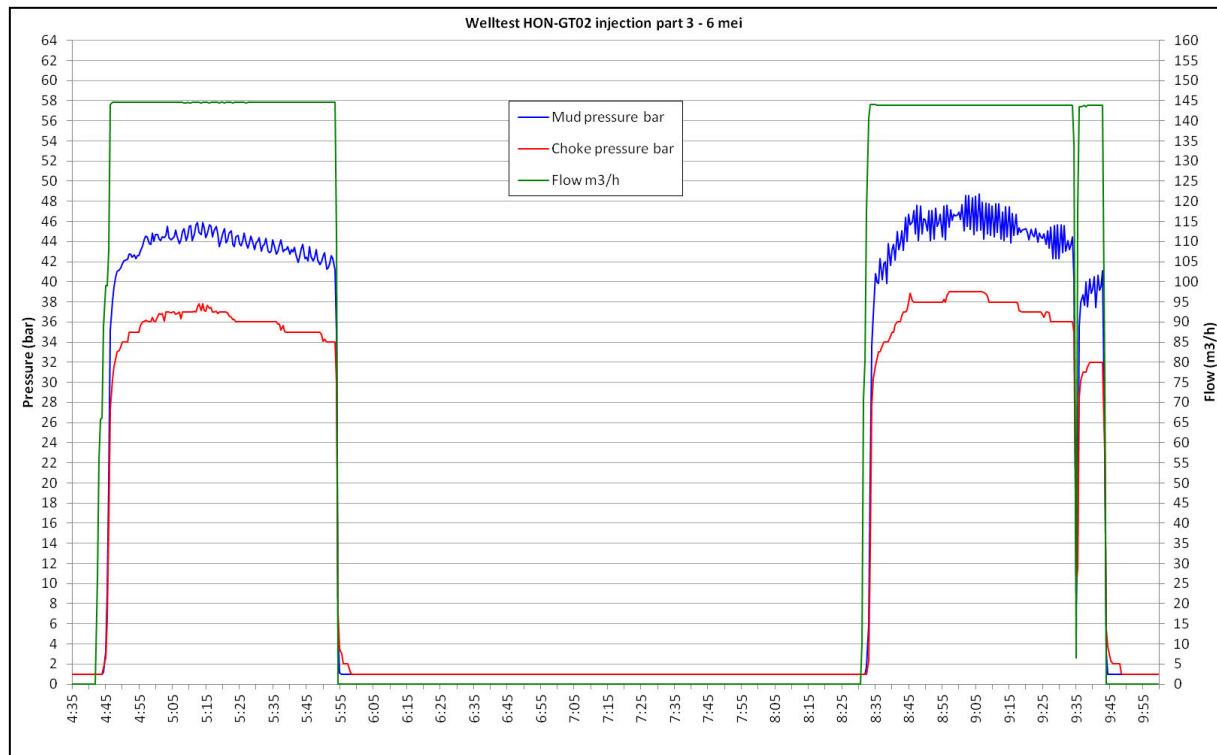


Figuur 15 Weergave van de pompdruk (blauwe lijn) tijdens de 2e injectietest van 108 m³/u.

3^e Test (144 m³/uur)

De derde 5,5 uur durende injectietest is uitgevoerd in twee etappes met een ca 2,5 uur durende onderbreking (zie figuur 16) waardoor het feitelijk twee tests zijn. De initiële druk tijdens het eerste deel van de derde test is 46 bar en geleidelijk afgenomen tot 41 bar. Tijdens het tweede deel is de initiële druk 49 bar en afgenomen tot 42 bar (zie figuur 16). Hierbij wordt het laatste deel van de injectietest (na 9:35) buiten beschouwing gelaten.

Beschouwing van de situatie 5:55 uur en 9:35 uur kan worden afgeleid dat in beide eindstadia een verdere afname van pompdruk kan worden verwacht bij langere injectieduur.



Figuur 16 Weergave van de pompdruk (blauwe lijn) tijdens de 3e injectietests van 144 m³/u.

Analyse van deze korte tests geven aan dat een debiet van 144 m³/u realistisch haalbaar is. De injectietesten zijn voor de hogere debieten (108 en 144 m³/u) lijken nog geen geheel stabiele situatie te hebben bereikt en dat lagere pompdrukken over de langere termijn kunnen worden verwacht. Over de invloed van het langdurig injecteren op de water kwaliteit, interactie met het gesteente, geometrie van poriën kan geen uitspraak worden gedaan. Deze effecten spelen mee in het economisch functioneren van het systeem, vooral op langere termijn (meerjaren). Resultaten van de drie injectietests geven aan dat de injectiecapaciteit van HON-GT-02 significant beter is vergeleken met die van HON-GT-01. Dit is in tegenspraak met de lagere transmissiviteit van HON-GT-02.

5.5 Geothermisch vermogen

Het geothermisch vermogen van de put HON-GT-02 is berekend op basis van de resultaten van de welltest en de Gamma Ray evaluatie van HON-GT-02 en de evaluatie van de HON-GT-01 logs. Hiervoor is het programma DoubletCalc 1.3 (TNO) gebruikt.

In de onderzoeksfase van het geothermieproject Greenwell Westland zijn analyses en inschattingen gemaakt met betrekking tot het te verwachte geothermisch vermogen van een doublet (*Report well proposal Honselersdijk, Panterra, 2011*). Hierin werden de volgende geothermische vermogens gegeven (zie tabel 2).

Pompdrukverschil van 40 bar en injectietemperatuur van 35 C				
	P90	P50	P10	
Pomp volume debiet	129	190	271	m ³ /u
Geothermisch vermogen	7,2	11,1	16,0	MW
Benodigd pompvermogen	236	345	493	kW
COP	29	32	34	kW/kW

Tabel 2 Overzicht van de op basis van voorgaande geologische studie gesimuleerde geothermische vermogens, debiet, stroomverbruik en coefficient of performance.

De invoerwaardes uit de voorgaande studie zijn grotendeels overgenomen voor een zo werkelijkheidsgetrouwe vergelijking tussen de vooraf gestelde verwachte vermogens met de vermogens die in werkelijkheid haalbaar zijn. Onder andere is een pompdruk van 40 bar aangehouden.

Aangepast zijn de volgende parameters (zie bijlage 5): Permeabiliteit, net-to-gross, diepte, dikte, saliniteit, temperatuur, horizontale offset en pompdiepte.

In deze berekening zijn hier genoemde gegevens gebaseerd op de analyses van de productie pompproeven en de log evaluatie.

Hieruit is het volgende geothermisch vermogen berekend (zie tabel 3) van 3,7 MWt (P50). Dat is beduidend lager dan de 11,1 MWt (P50) die werd geprognosticeerd. De oorzaak hiervan is hoofdzakelijk de lagere transmissiviteit (3,9 – 13,3 Darcymeter) van het reservoir. In voorgaande studie werd deze geschat op circa 30 Darcymeter.

Pompdrukverschil van 40 bar en injectietemperatuur van 35 C				
	P90	P50	P10	
Pomp volume debiet	48	67	87	m ³ /u
Geothermisch vermogen	2,5	3,7	5,0	MW
Benodigd pompvermogen	87	123	158	kW
COP	28	30	33	kW/kW

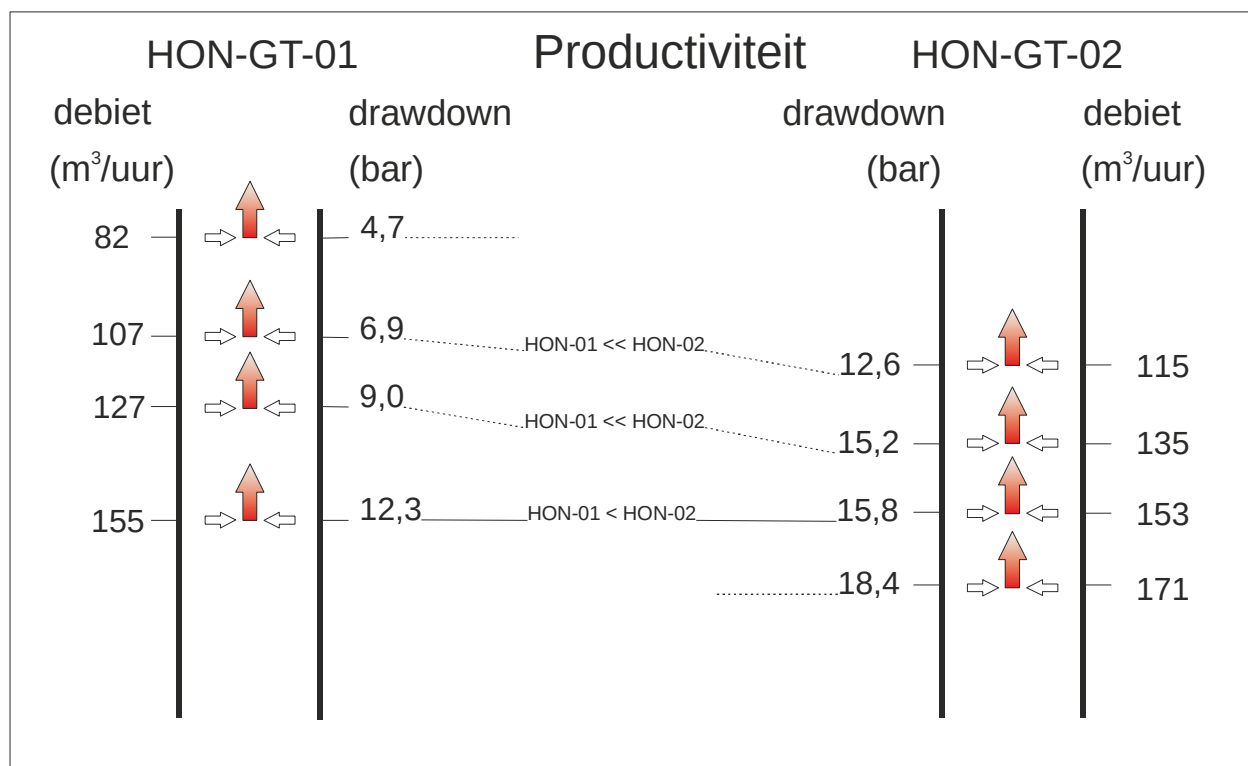
Tabel 3 Overzicht van de gesimuleerde geothermische vermogens, debiet, stroomverbruik en coefficient of performance op basis van de actuele reservoir eigenschappen.

Dat in de praktijk de hoeveelheden geproduceerd water (115 tot 171 m³/u) en geïnjecteerd water (72 tot 144 m³/u) hoger zijn dan die in tabel 3 zijn genoemd, is het gevolg van hogere pompdrukken.

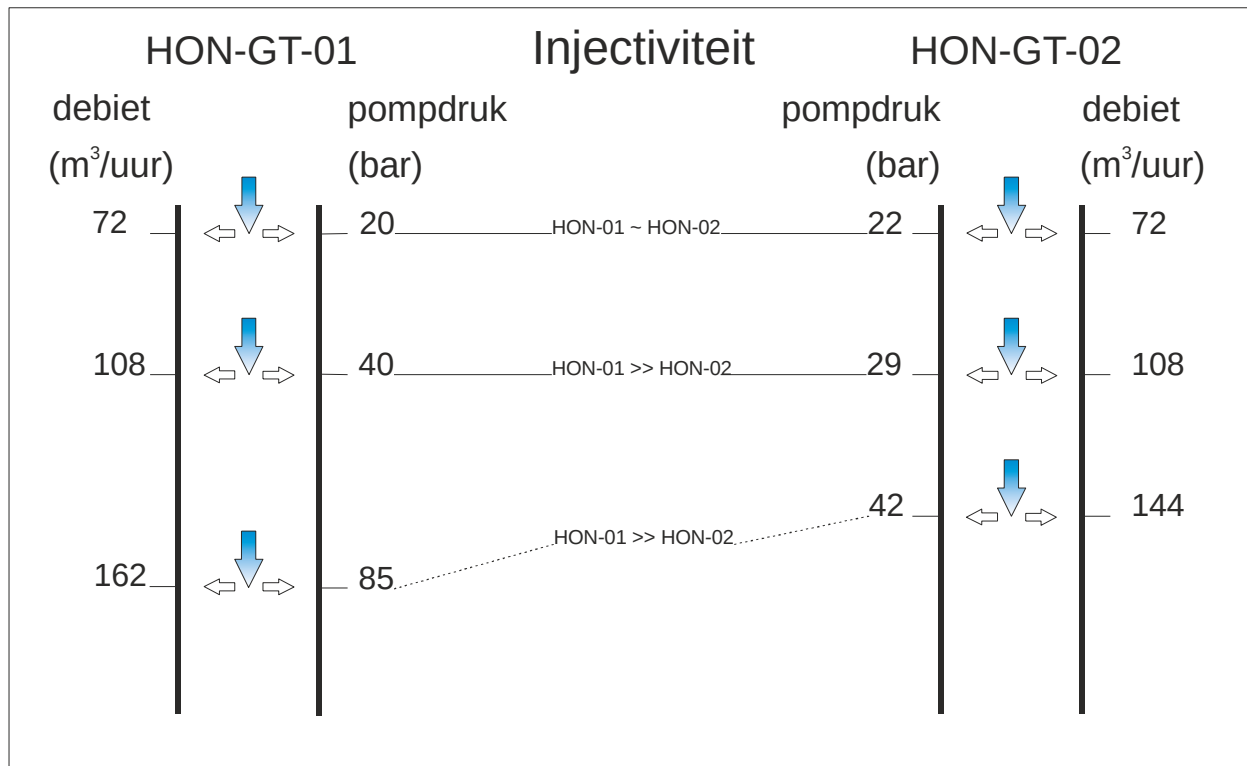
Productie en injectietest HON-GT-01 en -02

De drawdown drukken van de productietest en de pompdrukken van de injectietests van zowel HON-GT-01 en HON-GT-02 zijn momenteel bekend (zie figuur 17 en figuur 18).

Deze gegevens dienen als uitgangspunt is een optimalisatie van het geothermisch doublet.



Figuur 17 Overzicht van resultaten van de productietesten van HON-GT-01 en HON-GT-02 en de vergelijking daartussen. Wat opvalt is de grotere drawdown in de boring HON-GT-02 bij vergelijkbaar debiet. Kortom: de capaciteit van HON-GT-01 lijkt groter dan HON-GT-02, maar de interpretatiemethodes van beide putten zijn verschillend. T&A verwacht niet dat dit gevolgen of totaal andere uitkomsten met zich meebrengt.



Figuur 18 Overzicht van resultaten van de injectietesten van HON-GT-01 en HON-GT-02 en de vergelijking daartussen. Hier is duidelijk te zien dat water gemakkelijker in HON-GT-02 kan worden geïnjecteerd.

De figuren laten zien dat:

- In alle gevallen de HON-GT-01 put gemakkelijker produceert dan HON-GT-02;
- In nagenoeg alle gevallen de HON-GT-02 put gemakkelijker geïnjecteerd dan boring HON-GT-01.

Vanwege de korte duur van de injectietests is geen stabiele situatie bereikt, over de langere termijn wordt verwacht dat de injectiedrukken verder afnemen in HON-GT-02.

Uit bovenstaande gegevens is afgeleid dat de boring HON-GT-01 het meest optimaal functioneert als productieput en HON-GT-02 als injectieput.

6 Analyse water- en gasmonsters

6.1 Water analyse (Seibt, 2012)

Uit de wateranalyse blijkt dat de saliniteit 127.539 mg/l bedraagt (Seibt, 2012) met een dichtheid van 1093 g/cm³, waarvan het grootste deel uit NaCl bestaat (zie bijlage 6), de pH-waarde bedraagt circa 6,4.

In één watermonster zijn 13,5 mg/l koolwaterstoffen aangetroffen en 7,3 mg/l overige organische stoffen. Aanwezigheid van deze minimale hoeveelheden worden geen consequenties voor de winning van thermaal water verbonden.

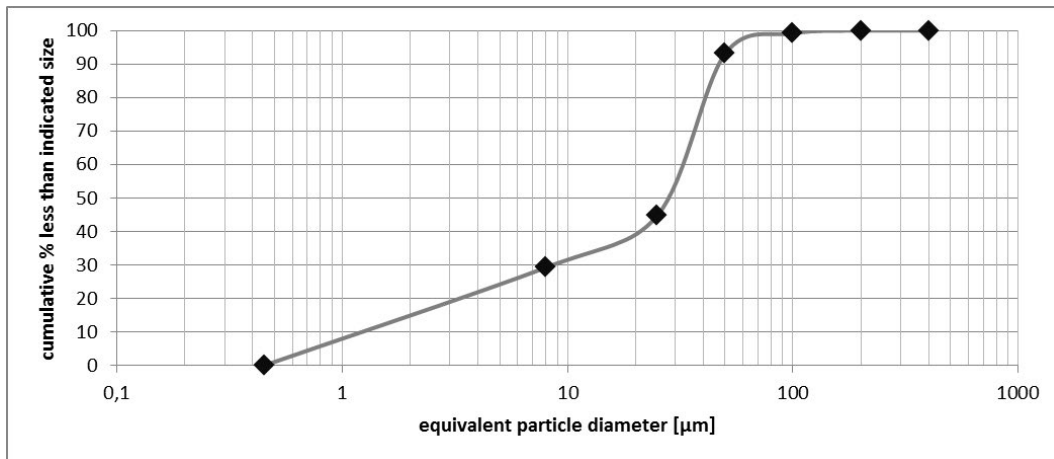
De hoeveelheid zink in het water duidt op een corrosieproces. Dit is vermoedelijk terug te leiden naar de casing. Deze hebben lichte vorm van corrosie ondervonden ten tijde van opslag. Voor gebruik van deze casing in de put zijn deze alle uitvoerig geïnspecteerd en getest op alle noodzakelijke technische aspecten. Alle buizen zijn goedgekeurd.

6.2 Gas analyse (Seibt, 2012)

Uit de gasanalyse blijkt dat per kubieke meter geproduceerd water tussen de 2,22 en 2,79 kubieke meter gas (STP) aanwezig is (bijlage 6). Van het gasvormige bestanddeel bestaat ca 87 % uit koolwaterstoffen (methaan, ethaan etc), ca 11 % uit CO₂ en 1,8% uit N₂.

6.3 Vaste bestanddelen analyse (Seibt, 2012)

Voor de vaste bestanddelen analyse zijn van twee watermonsters de vaste deeltjes opgevangen met een 8 micron en een 0,45 micron filter. Achtergebleven deeltjes variëren in grootte van 0,45 tot 154 micron. De hoeveelheid deeltjes met een diameter tussen 0,45 tot 8 micron neemt enigszins toe terwijl de hoeveelheid deeltjes groter dan 8 micron afneemt. Van het totale hoeveelheid opgevangen volume vaste deeltjes heeft 29% een diameter van 0,45 – 8 micron en 69,8% een diameter groter dan 8 micron (zie figuur 19). Overgang van klei naar silt ligt op 4 micron, die van silt naar zeer fijn zand op 64 micron, wat betekent dat 20% van de deeltjes zich binnen de kleifractie bevindt en 98% binnen de klei- en siltfractie bevindt (*mud*).



Figuur 19 Cumulatieve (logaritmisch-normaal) diameter distributie van watermonster 2. Klei naar siltgrens ligt op 4 micron, die van silt naar zeer fijn zand op 64 micron. Van de vaste deeltjes bevindt 98% zich binnen de klei- en siltfractie (mud).

De concentratie vaste deeltjes met diameter >8 micron varieert van 7,5 – 10,9 mg/l en van diameter 0,45 tot 8 micron varieert van 10,6 – 14,4 mg/l.

Mineralogisch bestaat het grootste deel van de vaste deeltjes uit de kwarts (60%), veldspaat (20-30%) en uit calciumcarbonaat (6,5 – 14%). Veldspaat wordt voornamelijk in het 0,45 micron filter gevonden, wat K-rijke klei impliceert. Calciumcarbonaat wordt voornamelijk in het 8 micron filter gevonden, wat impliceert dat dit uit het reservoir afkomstig is en niet afkomstig is van neerslag reacties (scaling).

Op basis van deze resultaten wordt aangeraden gaasfilters te plaatsen met een gaasgrootte van 10 – 20 micron voor de productieput en 1 micron gaasfilters voor de injectieput.

De 10 – 20 micron filters dienen ter voorkoming van erosie/abrasie in het systeem door vaste deeltjes, verminderde ophoping van vaste deeltjes en scaling in de systeemonderdelen waarin de stroomsnelheid laag is (warmtewisselaar) en belasting van het tweede 1 micron filter te verminderen. Deze 10 – 20 micron filters dienen tussen de wellhead en de warmtewisselaar geplaatst te worden.

7 Conclusies en aanbevelingen

Voor het project Greenwell Westland is omstreeks maart - april 2012 de diepe geothermie boring Honselersdijk-GT-02 gezet naar een diepte van 3041 meter (Along Hole). Het doel van de boring was het aanboren van de Delft en Alblasserdam zandstenen en het hieruit te produceren water te gebruiken voor glastuinbouw.

In het diepere deel van de boring HON-GT-02 zijn filters geplaatst over de gehele Delft Zandsteen en het bovenste deel van de Alblasserdam zandstenen. Daaropvolgend is een serie van productietesten uitgevoerd gevolgd door een serie van injectie testen, beide over hetzelfde gecombineerde reservoir.

De analyse van de tests heeft het volgende uitgewezen:

- Het geproduceerde water stroomt vanuit een continue zandsteen interval dat bestaat uit de Delft Zandsteen Member en de Alblasserdam Member met een totale dikte van 175 meter (Along Hole) waarvan 92,4 meter met filters is afgewerkt.
- De transmissiviteit van het 59 meter (True Vertical Thickness) met filters afgewerkte net-reservoir bedraagt $1,22 - 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ (of 3,9 tot 13,3 Darcymeter), overeenkomend met een gemiddelde permeabiliteit van 145 milliDarcy over deze sectie.
- De hoogste temperatuur aan de wellhead bedraagt $86,5^\circ\text{C}$, geregistreerd tijdens het opgelegde debiet van 47,5 liter per second (171 m³/h) waarbij een drawdown van 18,4 bar (191 m) het gevolg was.
- Het water heeft een saliniteit van 127.000 ppm en bevat 18,1 – 25,3 mg/l vaste deeltjes waarvan >98% klei- of siltdeeltjes zijn. De productie van 1 m³ water gaat gepaard met 2,2 – 2,8 m³ gasproductie.
- De test is uitgevoerd met drie injectie debieten (72, dan 108 dan 144 m³/uur). De initiele hoge druk bij aanvang van de 1e test (54 bar) geeft de initialisatie druk weer, die gevolgd wordt door de *breakdown* druk. Hierna begint de druk af te nemen tot 22 bar. Bij het hoogste injectie debiet (144 m³/uur) bereikt de druk maximaal 49 bar en neemt af tot minimaal 42 bar.
- De test analyse geeft een redelijke indicatie dat over langere termijn een injectie debiet van 144 m³/uur economisch haalbaar is. Hierbij aangenomen dat de injectiedruk over langere tijd afneemt omdat de zone rondom het boorgat schoongespoeld wordt en het tijd vergt om het reservoir in beweging te zetten. Het langere termijn effect op de waterkwaliteit, interactie met het gesteente is buiten beschouwing gelaten. Samengevat: Injectiviteit van HON-GT-02 is beter dan HON-GT-01 en beschikt over voldoende capaciteit over langere periode het geproduceerde water van HON-GT-01 te bergen.
- Er wordt een aanzienlijke verticale crossflow verwacht binnen het reservoir waarover de filters zijn geplaatst.
- Volgens de test resultaten van beide putten, zal HON-GT-02 het meest optimaal functioneren als injectieput. Alhoewel de tweede put een lagere transmissiviteit laat zien, is de injectiviteit beduidend beter. De saliniteit en temperatuur van het produceerde water van beide putten is vergelijkbaar. De put

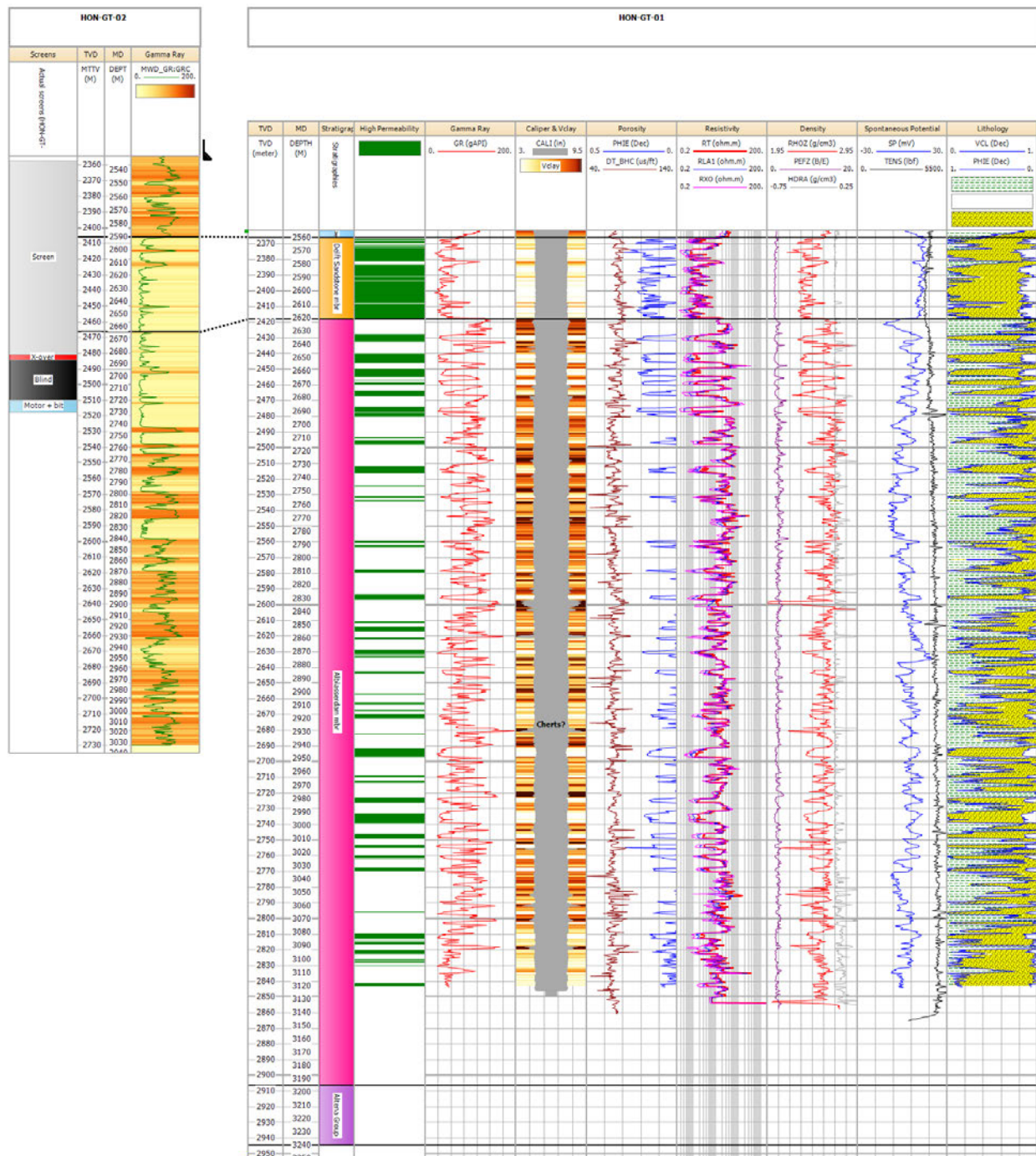
HON-GT-02 produceert meer gas dan HON-GT-01 per kubieke meter water, dit is echter niet relevant in de situatie dat HON-GT-02 als injectieput functioneert.

- Uit de informatie die bij de welltest ter beschikking zijn gekomen is de bijlage B van “*Aanvraag vaststelling Subsidieregeling energie en innovatie*” ingevuld (zie bijlage 7)

Aanbevolen wordt bovengrondse zeefgaasfilters te plaatsen met een gaasgrootte van 10-20 micron bij de productieput en 1 micron voor de injectieput.

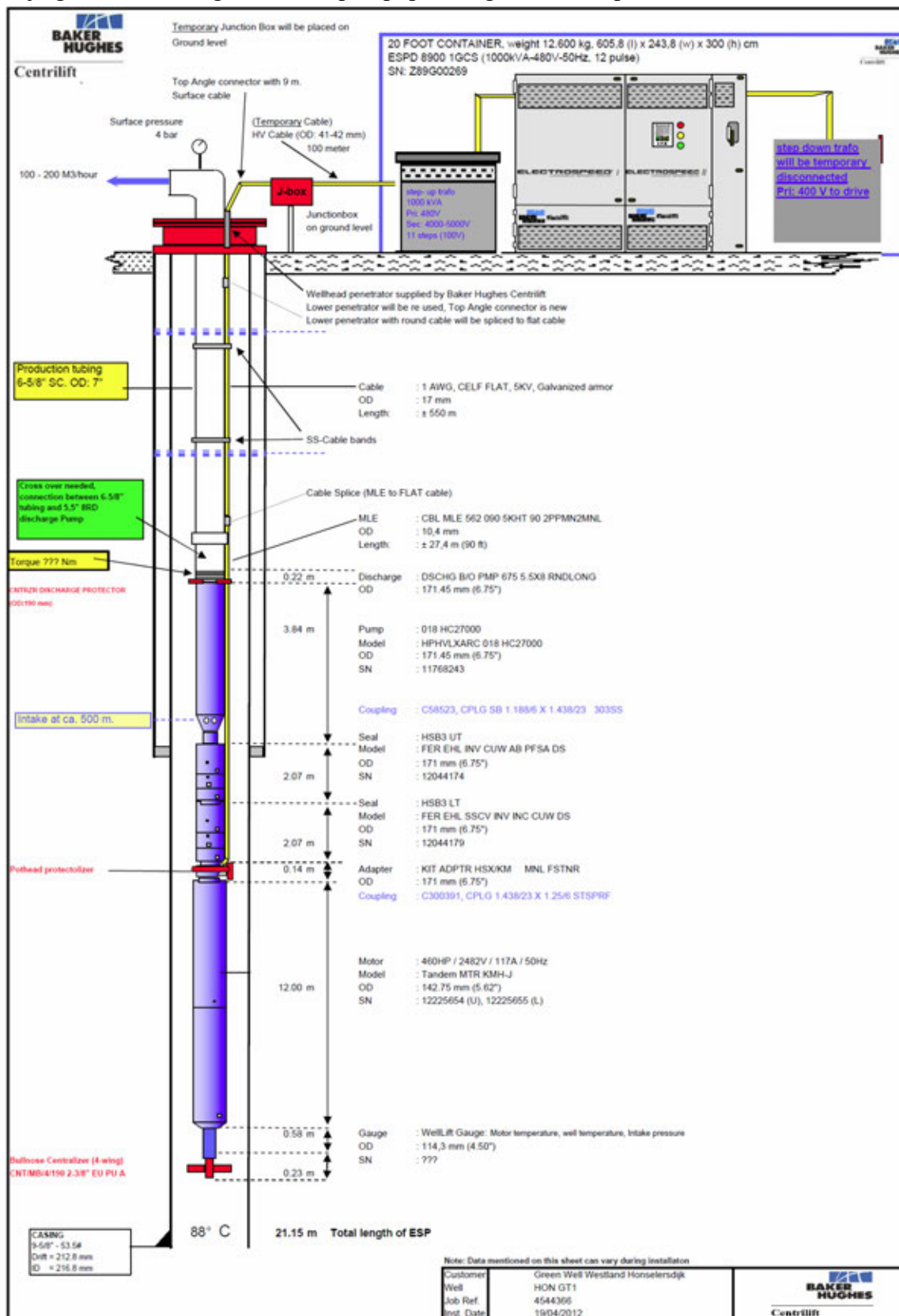
Bijlagen

Bijlage 1 Log evaluatie HON-GT-02 en HON-GT-01



Weergave van de Gamma Ray log van HON-GT-02 (links) en de log evaluatie van HON-GT-01 (rechts). HON-GT-02 (links) betreft de kolommen met zandsteenlagen en de met filters afgewerkte secties. Rechts zijn de kolommen te zien met wireline logging, log interpretatie, stratigrafie en lithologie van de HON-GT-01 boring. Met stippellijn is de correlatie van Delft Zandsteen Member in beide putten aangegeven.

Bijlage 2 Deviatie gegevens HON-GT-02



Bijlage 4 Welltest Honselersdijk GT2, Schmid, 2012

Bijlage 5 Invoerparameters en uitkomsten DoubletCalc 1.3

Doublet Calculator 1.3

number of simulation runs (-)

file: ... een well westland - honselersdijk - oem\processed data\doubletcalc\bijlage b_hon-gt-02.xml

Geotechnical input

A) Aquifer properties

	min	median	max
aquifer permeability (mD)	65	143	222
aquifer net to gross (-)	0.75	0.8	0.85
aquifer top at injector (m)	2196.0	2440	2684.0
aquifer water salinity (ppm)		127000.0	
[aquifer pressure at injector (bar)]		0.0	
surface temperature (°C)		11	

B) Doublet and well properties

	min	median	max
skin injector (-)		-0.4	
wells outer diameter (inch)		8.5	
injector well deviation (m)		700	
tubings roughness (milli-inch)		1.19	
minimum doublet performance (MW)		2.0	
exit temperature heat exchanger (°C)		35	

C) Pump properties

	min	median	max
pump system efficiency (-)		0.61	
maximum pump capacity (m³/h)		250	

	min	median	max
aquifer gross thickness (m)	73	74	75
aquifer top at producer (m)	2196.0	2440	2684.0
[top aquifer temper. producer (°C)]		0.0	
[aquifer pressure at producer (bar)]		0.0	
geothermal gradient (°C/m)		0.033	

	min	median	max
skin producer (-)		-0.4	
distance wells at aquifer level (m)		1350	
producer well deviation (m)		658	
tubings inner diameter (inch)		7	
desired doublet performance (MW)		10.0	

	min	median	max
production pump depth (m)		500	
pump pressure difference (bar)		40	

[] optional

Doublet Calculator 1.3 Result Table

Geotechnics (Input)

	min	median	max
aquifer gross thickness (m)	73.0	74.0	75.0
aquifer net to gross (-)	0.75	0.8	0.85
aquifer permeability (mD)	65.0	143.0	222.0
aquifer top at producer (m)	2196.0	2440.0	2684.0
aquifer top at injector (m)	2196.0	2440.0	2684.0
[aquifer pressure at producer (bar)]		0.0	
[aquifer pressure at injector (bar)]		0.0	
surface temperature (°C)		11.0	
geothermal gradient (°C/m)		0.033	
aquifer water salinity (ppm)		127000.0	
producer well deviation (m)		658.0	
injector well deviation (m)		700.0	
distance wells at aquifer level (m)		1350.0	
tubings inner diameter (inch)		7.0	
wells outer diameter (inch)		8.5	
tubings roughness (milli-inch)		1.19	
skin producer (-)		-0.4	
skin injector (-)		-0.4	
production pump depth (m)		500.0	
pump system efficiency (-)		0.61	
pump pressure difference (bar)		40.0	
exit temperature heat exchanger (°C)		35.0	
number of simulation runs (-)		1000.0	

Geotechnics (Output)

Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	5.93	8.44	11.03
mass flow (kg/s)	14.15	19.81	25.45
pump volume flow (m³/h)	48.0	67.3	86.5
required pump power (kW)	87.4	122.5	157.5
geothermal power (MW)	2.52	3.72	4.97
COP (kW/kW)	28.0	30.4	32.8

base case (median value inputs)	
aquifer kH net (Dm)	8.47
mass flow (kg/s)	19.83
pump volume flow (m³/h)	67.3
required pump power (kW)	122.6
geothermal power (MW)	3.75
COP (kW/kW)	30.6

Bijlage 6 Geochemical investigation of water and solid samples at Honselersdijk GT2 (...),
Seibt, 2012

Bijlage 7 Bijlage B bij Aanvraag vaststelling subsidieregeling energie en innovatie
Risico's dekken voor Aardwarmte
Resultaten Puttest



Agentschap NL
Ministerie van Economische Zaken,
Landbouw en Innovatie

Parameter voor test interpretatie HON-GT-02	Waarde	Dimensie
Top aquifer	2590	m (langs boorgat)
Basis aquifer	2765	m (langs boorgat)
Zoutgehalte formatiewater	127.000	ppm
Temperatuur formatiewater op aquiferniveau	90 - 95	°C
Schema verbuizing inclusief diameter boorgat bij productie-interval	Zie figuur 1a/b	inch of m
Top productie-interval/filter & Basis productie-interval/filter	2590 – 2682	m (langs boorgat)
Filter diameter	4,2" ID	inch of m
Filter permeability /weerstand	-	Darcy of bar
Locatie pomp	498,6	m (langs boorgat)
Locatie meetsonde voor druk	515,4 en 2265	m (langs boorgat)

Clean up gegevens		
Drawdown	ca 2	bar
Debiet vs tijd	ca 50	m3/uur
Indicatie hoeveelheid meegeproduceerde 'fines'	11 mg/l (1) 7,5 mg/l (2)	Semi-kwantitatief

1) Watermonster 1 2) Watermonster 2

Uitkomsten test interpretatie en analyses		
Skin	nihil	-
H	59	m
kH	3,8 – 13,1	D·m (darcy-meter)
Productiviteitsindex (PI)	8,9 – 9,7	m3/uur/bar

Meetreeks Put Deviatie			
Diepte put langs boorgat	x	y	z
Zie bijlage 2 "Deviatie HON-GT-02"			

Meetreeksen Puttest		
Tijd	Druk (Bar)	Debiet (m3/uur)
15,5 uur	12,6	115
8,4 uur	15,2	135
4,3 uur en 6,0 uur	15,8 en 18,4	153 en 171

Conclusie gerealiseerd vermogen		
Injectietemperatuur Ti (35°C of minder)	35	°C
Opgelegde pompdruk	40	bar
Debiet Q	67 (p50) 48 (p90)	(m ³ /s)
Gerealiseerd vermogen P*	3,7 (p50) 2,5 (p90)	MW

BILAGE 3

Rapport

Opdrachtgever:	Green Well Westland B.V. Ted Zwinkels Van Ockenburglaan 20 2675 SB Honselersdijk
Adviesbureau:	AAB Nederland Horti Business Center 2 ^e verdieping Jupiter 420 2675 LX HONSELERSDIJK +31 (0) 174 637 637 info@aabnl.nl www.aabnl.nl
Behandeld door:	Ir. D.G. Roosegaarde Bisschop d.roosegaardebisschop@aabnl.nl
Plaats en datum:	Honselersdijk, 1 oktober 2021 Revisie 8 oktober 2021
Projectcode:	009600-211008-DR-Quickscan Seismiciteit GWW-D1.docx

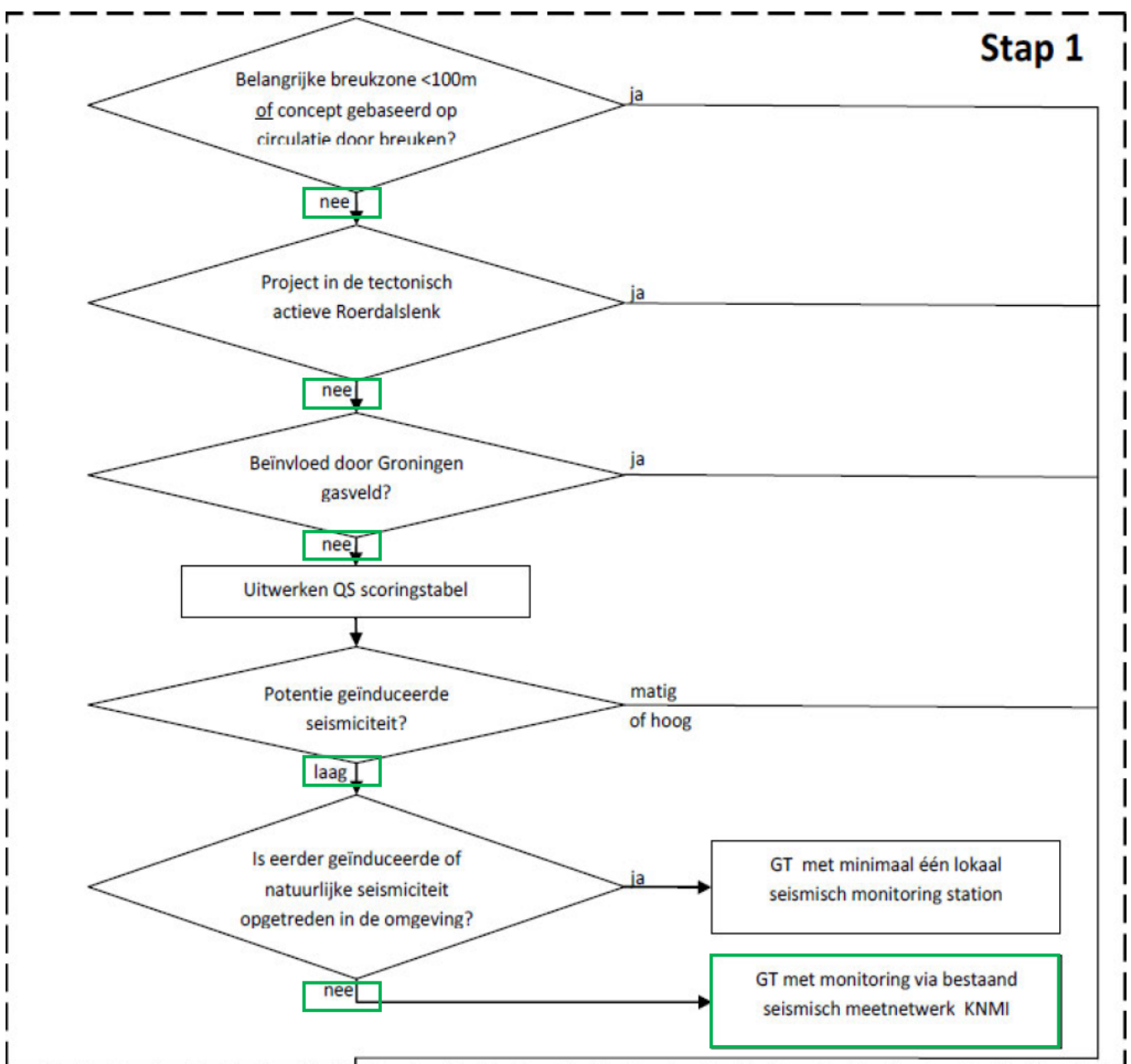
Inhoudsopgave

1.	Samenvatting	1
2.	Methode.....	3
3.	Scoringstabel.....	5
3.1.	Quick scan scores toewijzen	5
3.1.1.	Hydraulische verbinding met kristallijn basement (moedergesteente).....	5
3.1.2.	Afstand tot natuurlijke Breuk.....	7
3.1.3.	Oriëntatie van de breuk in 'stress veld'	8
3.1.4.	Epi-centrische afstand tot Natuurlijke Aardbevingen.....	10
3.1.5.	Epi centrische afstand tot geïnduceerde Aardbevingen	11
3.1.6.	Netto geïnjecteerd volume.....	12
3.1.7.	Druk verbinding tussen putten	12
3.1.8.	Her-Injectie Druk	13
3.1.9.	Circulatiesnelheid	13

1. Samenvatting

In het rapport “Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1” is een QuickScan opgenomen om uiteindelijk tot een SRA score te komen en daarmee een inschatting te kunnen maken op het gebied van seismische risico's (potentie).

In eerste instantie dienen de vragen van stap 1 te worden beantwoord. Bij Green Well Westland resulteert dit in de noodzaak tot het invullen van de QS-scoring tabel. Uiteindelijk resulteert dit in een lage score voor de seismische potentie en is het monitoren via het bestaande seismische meetnetwerk KNMI voldoende.



Figuur 1: Vragenlijst stap 1.

score	basement connected	inter-well pressure communication	re-injection pressure [MPa]	circulation rate [m³/h]	epicentral distance to natural earthquakes [km]	epicentral distance to induced seismicity [km]	distance to fault [km]	orientation of fault in current stress field	net injected volume [1000 m³]	Sum of column scores
10	yes	no	> 7	> 360	< 1	< 1	< 0.1	favorable	> 20	
7	possible	unlikely	4 - 7	180-360	1 - 5	1 - 5	0.1 - 0.5	shearing possible	5 - 20	
3	unlikely	likely	1 - 4	50-180	5 - 10	5 - 10	0.5 - 1.5	shearing unlikely	0.1 - 5	
0	no	yes	< 1	< 50	> 10	> 10	> 1.5	locked	< 0.1	
Column score	0	3	7	3	0	0	3	3	3	Σ 22
										Count of column scores

Figuur 2: QS scoringstabel.

De normalised score (S) is als volgt berekend:

Som van kolomscores gedeeld door aantal scores maal tien ($S = \frac{\Sigma(kolomscores)}{(aantal\ scores \times 10)}$).

Bij het volledig invullen van de tabel is de som van de kolomscores een getal tussen 0 en 90 en het aantal scores x 10 is 90. De "seismicity potential" in het geval van Green Well Westland is 0,24 en daarmee een lage seismische potentie (lager dan 0,33).

2. Methode

In het rapport “Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1” is een QuickScan opgenomen om uiteindelijk tot een SRA score te komen en daarmee een inschatting te kunnen maken op het gebied van seismische risico's (potentie).

De QuickScan is bedoeld om na te gaan of er aanleiding is om een uitgebreidere gevaren- en risicoanalyse uit te voeren volgens stap 2 of 3. Er zijn drie situaties die op voorhand bepalen dat stap 2 noodzakelijk is. Ten eerste als het geothermiesysteem op minder dan 100 m van een belangrijke breukzone ligt of gebruik maakt van circulatie door bestaande breuken. Ten tweede als het project gerealiseerd wordt in de tektonisch actieve Roerdalslenk in het zuidoosten van Nederland. En ten derde als het systeem binnen de invloedsfeer van het Groningen Gasveld ligt. In deze drie situaties is altijd stap 2 nodig en wordt de QuickScan overgeslagen.

In de QuickScan wordt aan de hand van 9 parameters de potentie van geïnduceerde seismiteit afgeleid. Drie van deze parameters volgen uit de geologische omstandigheden:

- 1) Verbinding met de kristallijne basis (dit is zeer hard gesteente en ligt in Nederland op dieptes lager dan de reguliere geothermie projecten): Uit de praktijk is bekend dat waterinjectie in kristallijn gesteente meestal tot geïnduceerde seismiteit leidt.
- 2) Afstand tot bestaande breuken: Geïnduceerde seismiteit van betekenis wordt toegeschreven aan het reactiveren van bestaande breuken. Hoe korter de afstand tot een bestaande breuk, hoe groter de te verwachten invloed op de stabiliteit van de breuk.
- 3) Oriëntatie van de breuk in het heersende stressveld: De oriëntatie van de breuk in het stressveld geeft een eerste indicatie van mogelijke instabiliteit van de breuk. Een instabiele breuk (kritisch gestrest) is gevoeliger voor stressveranderingen en zal daardoor eerder bezwijken en seismiteit veroorzaken.

Vier parameters volgen uit het ontwerp en/of de eigenschappen van het geothermie systeem:

- 4) Netto geïnjecteerd volume: Als een geothermiesysteem (in een bepaalde periode) meer water injecteert dan onttrekt (bijvoorbeeld bij reservoir- stimulatie), dan is de toename van de drukken in de omgeving van het geothermie systeem veel groter dan bij een injectie die in balans is met de onttrekking. Uit de praktijk is bekend dat zowel het aantal als de sterkte van de geïnduceerde bevingen toeneemt bij een toename van het netto geïnjecteerde volume.
- 5) Drukcommunicatie tussen de putten: De drukveranderingen in de omgeving van het geothermie systeem zijn een optelsom van de drukverhogingen als gevolg van de injectie en de drukverlagingen als gevolg van de onttrekking. Als er geen drukcommunicatie is (bijvoorbeeld als de onttrekking en injectie in verschillende reservoirs plaatsvindt of als tussen de bronnen afdichtende breuken aanwezig zijn), dan treedt deze uit dempende werking niet op en is de invloed op de drukken veel groter dan wanneer wel sprake is van drukcommunicatie. De invloed van de injectieput is in dat geval vergelijkbaar met een continue reservoirstimulatie. Het streven bij ontwerp en uitvoering is om voor goede drukcommunicatie te zorgen.
- 6) Injectiedruk: Bij een toename van de injectiedruk, treden grotere drukveranderingen op en groeit ook het gebied waarbinnen bepaalde drukveranderingen (zoals de drukverandering die nodig is voor breuk reactivering) optreden.

- 7) Systeemdebiet: Het systeemdebiet bepaalt de hoeveelheid water die in een bepaalde tijdsperiode wordt onttrokken en geïnfiltreerd. Het systeemdebiet is direct van invloed op de drukveranderingen en heeft daarom op het eerste gezicht weinig meerwaarde ten opzichte van de injectiedruk. Als er echter (onbedoeld) geen drukcommunicatie tussen de putten is, dan is het systeemdebiet een maat voor de groei van het netto geïnjecteerd volume in het reservoirblok van de injectieput. Door het systeemdebiet op te nemen in de QuickScan, wordt dus geanticipeerd op de mogelijkheid van onverwacht slechte drukcommunicatie tussen injectieput en productieput.

En twee parameters worden bepaald door de nabijheid van eerder waargenomen seismiteit:

- 8) Afstand tot natuurlijke aardbevingen: Het voorkomen van natuurlijke aardbevingen geeft aan dat sprake is van seismisch actieve breuken. Als dicht bij het geothermiesysteem natuurlijke aardbevingen zijn opgetreden, dan kan een relatief kleine beïnvloeding al seismische activiteit veroorzaken en is dus sprake van een verhoogde potentie.
- 9) Afstand tot geïnduceerde seismiteit: Net als bij natuurlijke aardbevingen, blijkt uit het vóórkomen van geïnduceerde seismiteit dat sprake is van actieve (gereactiveerde) breuken. Als op korte afstand geïnduceerde seismiteit is opgetreden, is daarom sprake van een verhoogde potentie.

In de volgende tabel is de voorgestelde QuickScan weergegeven. Per parameter wordt een score toegekend, die moet worden onderbouwd (zie ook bijlage A van het uitgebreide technische rapport). Als meerdere antwoorden mogelijk zijn voor een bepaalde (combinatie van) parameters, dan dient de parameter (-combinatie) met de hoogste score te worden gebruikt. Zo kan een dichtbijgelegen breuk een lagere totale score opleveren, dan een wat verder weg gelegen breuk die (vanwege de oriëntatie in het heersende stressveld) makkelijker te reactiveren is.

In de volgende tabel is de voorgestelde QuickScan weergegeven. Per parameter wordt een score toegekend, die moet worden onderbouwd (zie ook bijlage A van het uitgebreide technische rapport). Als meerdere antwoorden mogelijk zijn voor een bepaalde (combinatie van) parameters, dan dient de parameter (-combinatie) met de hoogste score te worden gebruikt. Zo kan een dichtbijgelegen breuk een lagere totale score opleveren, dan een wat verder weg gelegen breuk die (vanwege de oriëntatie in het heersende stressveld) makkelijker te reactiveren is.

score	basement connected	inter-well pressure communication	re-injection pressure [MPa]	circulation rate [m ³ /h]	epicentral distance to natural earthquakes [km]	epicentral distance to induced seismicity [km]	distance to fault [km]	orientation of fault in current stress field	net injected volume [1000 m ³]	Sum of column scores
10	yes	no	> 7	> 360	< 1	< 1	< 0.1	favorable	> 20	
7	possible	unlikely	4 - 7	180-360	1 - 5	1 - 5	0.1 - 0.5	shearing possible	5 - 20	
3	unlikely	likely	1 - 4	50-180	5 - 10	5 - 10	0.5 - 1.5	shearing unlikely	0.1 - 5	
0	no	yes	< 1	< 50	> 10	> 10	> 1.5	locked	< 0.1	

Figuur 3: Scoringsschema voor de Quick Scan voor GWW (voor meer detail informatie, zie uitgebreide technische rapport).

De totale score die volgt uit de QuickScan wordt vervolgens gedeeld door de score die maximaal mogelijk is (totaal is 90 punten). Deze genormaliseerde score is een maat voor de potentie van geïnduceerde seismiteit:

Score $< \frac{1}{3}$ Potentie is laag
Score $\frac{1}{3} - \frac{2}{3}$ Potentie is matig
Score $> \frac{2}{3}$ Potentie is hoog

Een lage potentie betekent dat geïnduceerde seismiteit niet waarschijnlijk is. Een uitgebreidere evaluatie is dan niet nodig. Bij een matige of hoge potentie is wel een uitgebreidere evaluatie nodig middels stap 2.

3. Scoringstabel

3.1. Quick scan scores toewijzen

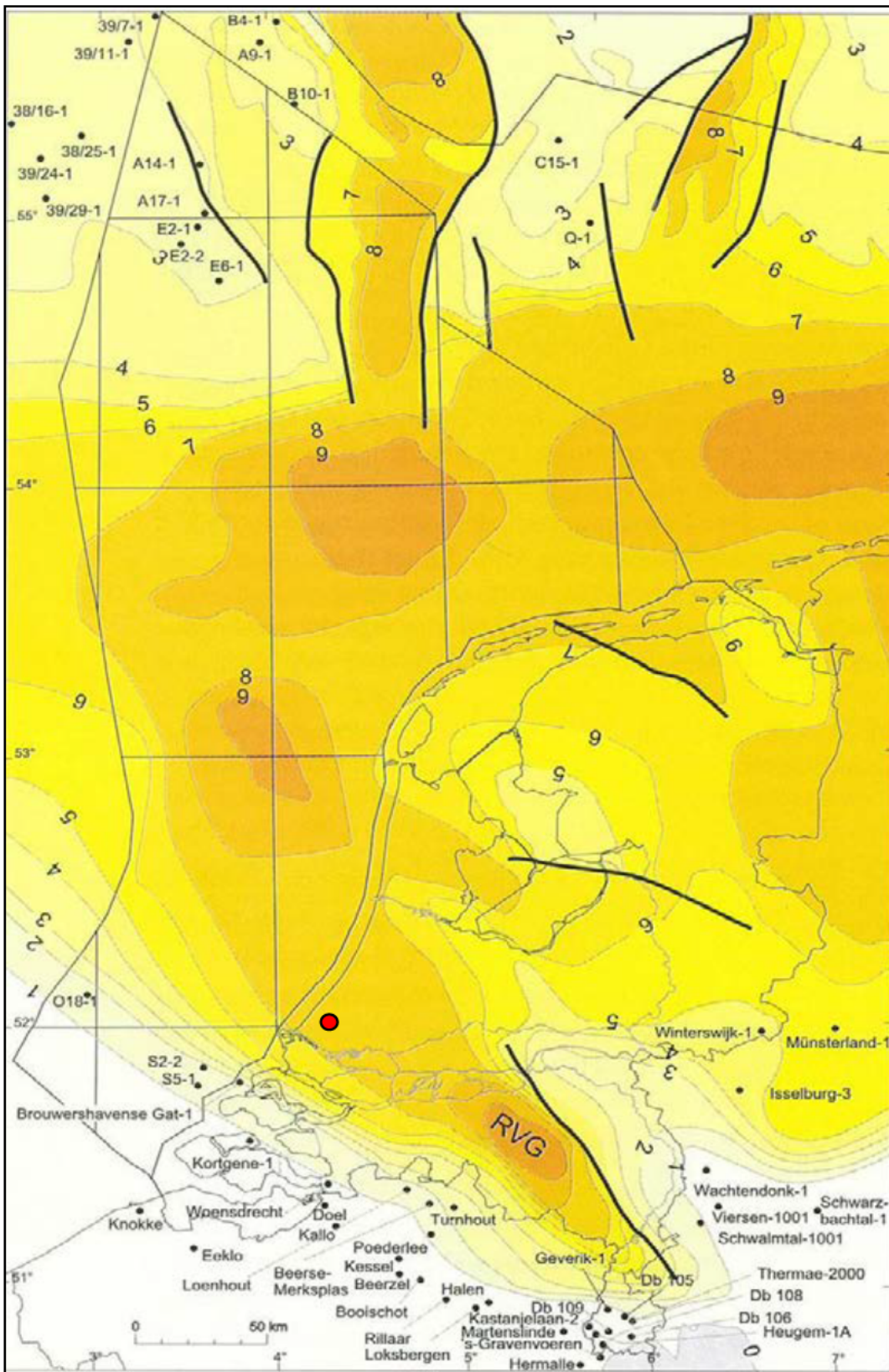
Als meerdere antwoorden gegeven kunnen worden voor een bepaalde parameter (combinatie), dan wordt de parameter met de hoogste score toegepast.

Richtlijnen voor het toekennen van scores zijn omschreven in hoofdstuk 5 van het rapport "Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1".

3.1.1. Hydraulische verbinding met kristallijn basement (moedergesteente)

Zoals te zien is in Figuur 4, is de afstand tot het hydraulische basement ongeveer 7 km. Daarom wordt voor dit onderdeel een score van 0 toegewezen, zie de onderstaande scoringstabel.

- Score = 10, als het geothermisch systeem de kristallijne basement als reservoir beoogt.
- Score = 7, Als het mogelijk is dat de verticale afstand tussen het geothermische reservoir en het kristallijne basement $< 1,5$ km.
- Score = 3, als het mogelijk is dat de verticale afstand tussen de geothermisch reservoir en kristallijne basement ≤ 3 km is.
- Score = 0, als de verticale afstand tussen het geothermisch reservoir en het kristallijne basement $> 3,0$ km is.



Figuur 4: Schematische dieptekaart in kilometers van de top van de pre-Silezische. Putten die de pre-Silezische zijn tegengekomen zijn aangegeven. Figuur uit Geluk et al. (2007).

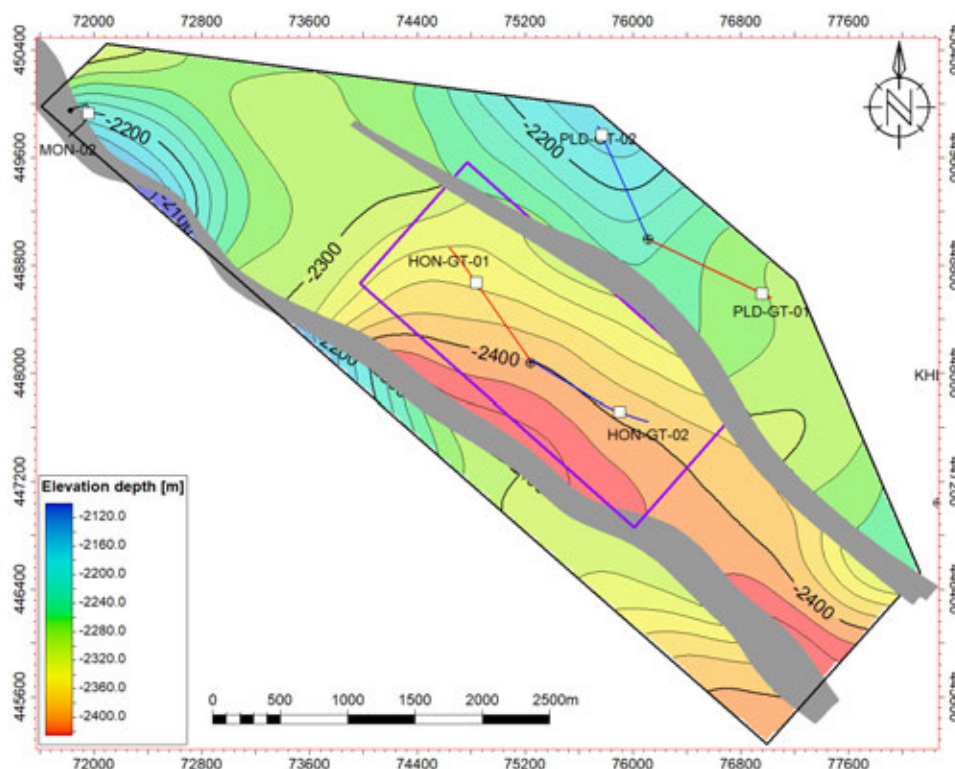
3.1.2. Afstand tot natuurlijke Breuk

De afstand tot de natuurlijke breuk verwijst naar de minimale afstand van de (open hole sectie van de) injectie put naar een in kaart gebrachte breukspoor. De breuksporen zijn te halen uit seismische data interpretatie of uit regionale tektonische kaarten.

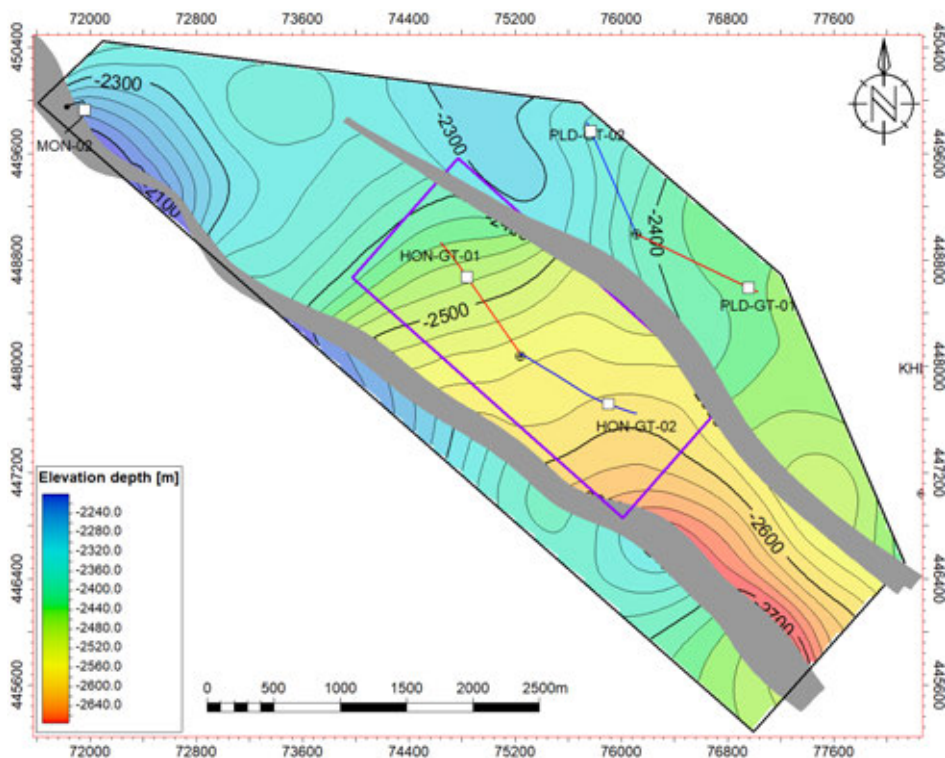
Er moet rekening gehouden worden met de dikte van de breuk als de afstanden worden geschat. Voor afstanden die een significante dikte laten zien (proces of breukzone), moeten afstandsinschattingen dienovereenkomstig verminderd worden.

Zoals te zien is in figuur 5 en 6 is de afstand tot de breuken tussen de 0,5 en 1,5 km ter hoogte van het reservoir en is de nauwkeurigheid van de data geïnterpreteerd als redelijk. In het onderstaande scoringsschema is daarom een score van 3 toegewezen.

- Score = 10, als de afstand tot de breuken <0,1 km is of als seismische data slecht is (putten intersectie een significante breuk kan niet uitgesloten worden).
- Score = 7, als de afstand tot de breuken 0,1-0,5 km is of als de nauwkeurigheid van de geïnterpreteerde data gelimiteerd is (on detecteerbare significante breuken zouden mogelijk kunnen zijn).
- Score = 3, als de afstand tot de breuk 0,5-1,5 km is en als de nauwkeurigheid van de geïnterpreteerde seismische data redelijk is.
- Score = 0, als de afstand tot de breuk >1,5 km is overeenkomstig met hoge kwaliteit 3D seismische data.



Figuur 5: Dieptekaart top reservoir van het bestaande HON-GT-01-S2 en -02 doublet.



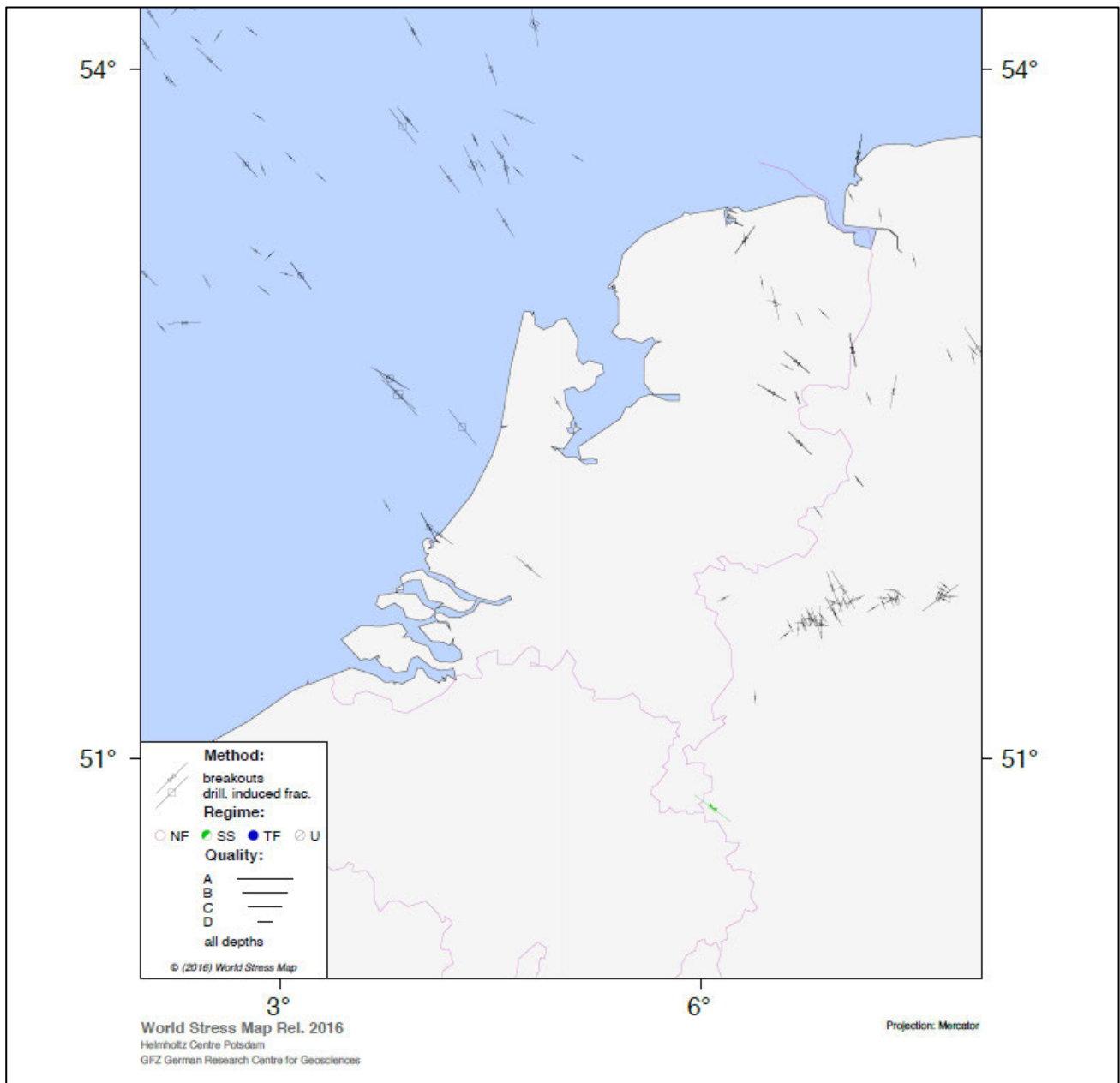
Figuur 6: Dieptekaart base reservoir van het bestaande HON-GT-01-S2 en -02 doublet

3.1.3. Oriëntatie van de breuk in 'stress veld'

De oriëntatie van het 'stress veld' kan worden afgeleid van een 'break-out' analyse en/of de wereld 'stress map' (Heidbach et al., 2009). De oriëntatie van de breuken is gebaseerd op de seismische data interpretatie van regionale kaarten. De oriëntatie van het stressveld en de oriëntatie van de breuk is onderhevig aan onzekerheid. Hierdoor, wordt een kwalitatieve scoringsschema opgesteld.

In Figuur 7 is de oriëntatie van het stressveld in Nederland weergegeven. Deze is regionaal NW-ZO georiënteerd. Aangezien de breuken ook NW-ZO georiënteerd zijn, is verschuiving op de breuk mogelijk en wordt een score van 7 toegekend in de onderstaande scoring.

- Score = 10, als de breuk gunstig georiënteerd is voor schuifspanning in het regionale stressveld.
- Score = 7, als verschuiving op de breuk mogelijk lijkt te zijn in het regionale 'stressveld'.
- Score = 3, als de verschuiving op de breukzone onwaarschijnlijk lijkt te zijn in het regionale 'stress' veld.
- Score = 0, als de breuk baan orthogonaal is op de grootste stress richting of het regionale stressveld.

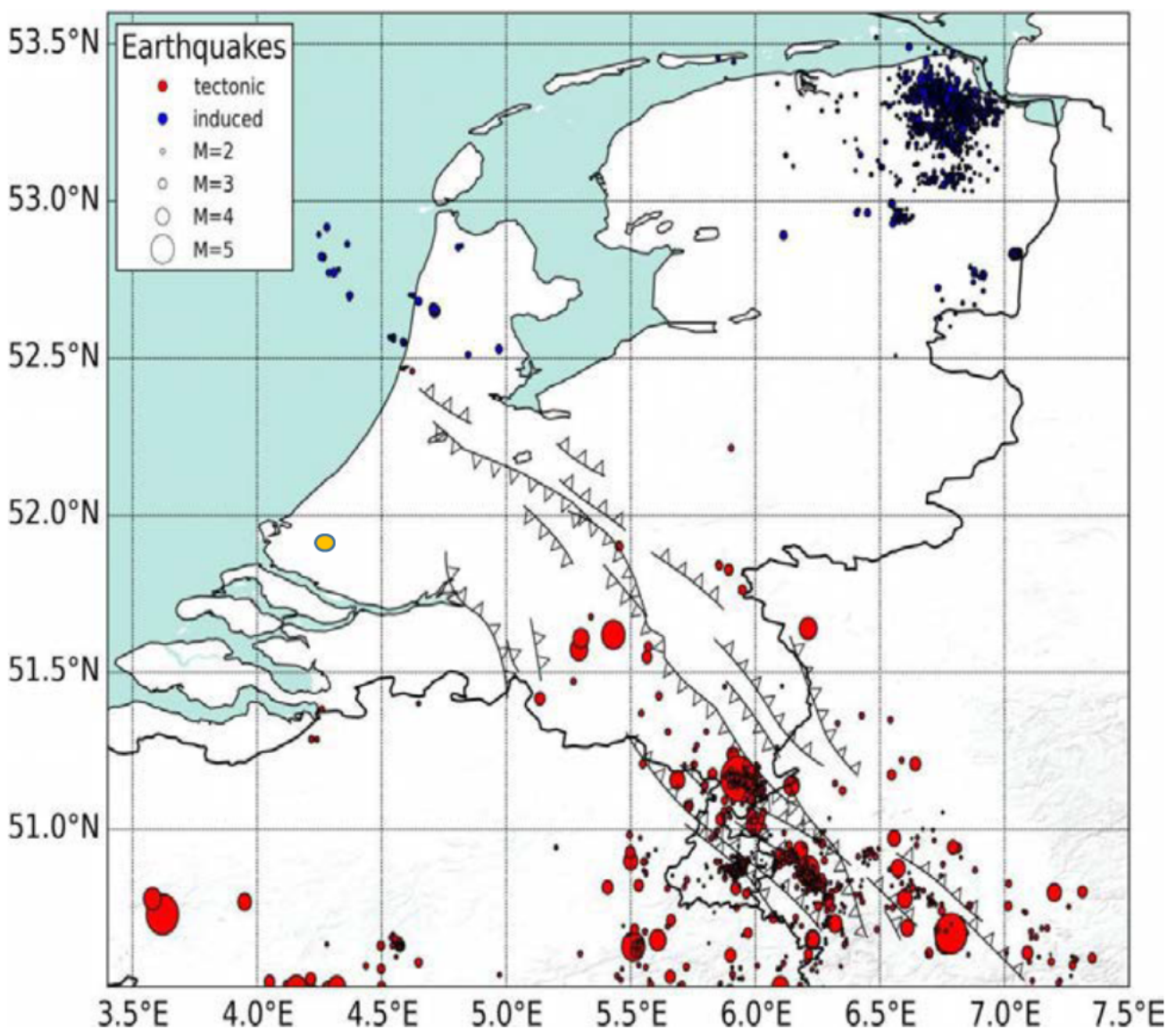


Figuur 7: Oriëntatie Stressveld in Nederland

3.1.4. Epi-centrische afstand tot Natuurlijke Aardbevingen

De basis om natuurlijke afstanden tot natuurlijke aardbevingen is in de meest recente aardbeving catalogus gepubliceerd door het KNMI (www.knmi.nl). Het wordt erkend dat de hypocentrale diepte van de aardbevingen in de catalogus van het KNMI over het algemeen minder vastgesteld is dan de epi centrische coördinaten.

Hierdoor wordt de aardbeving diepte niet overwogen en wordt de scoringsschema gebaseerd op epi centrale afstand. De onzekerheid van de epi centrale coördinaten in het KNMI catalogus is afhankelijk van data kwaliteit en op de locatie, waar in Nederland de aardbeving voorgekomen is. Typische epi centrale locatie afstanden fouten zijn tussen de 1 km en 5 km. Deze onzekerheden worden meegenomen in de scoringstabel.



Figuur 8: Natuurlijke (rode) en geïnduceerde (blauwe) seismiteit in Nederland (KNMI-catalogus vanaf maart-2016, <http://cdn.knmi.nl/knmi/map/page/seismologie>). De symboolgrootte wordt geschaald naar aardbevingsgrootte volgens de legende. Storingstrajecten van het Roer Valley-spiersysteem zijn aangegeven (gegevensbron: Universiteit van Utrecht, 2016).

De epi centrale afstand wordt bepaald door de horizontale afstand tussen de injectieput (midden van de open hole sectie) en de gecatalogiseerde epicentrum van een aardbeving. Voor de QuickScan, is de epi centrale afstand tot de dichtstbijzijnde aardbeving in overweging genomen.

In figuur 8 zijn de geïnduceerde en natuurlijke aardbevingen in Nederland weergegeven. De natuurlijke aardbevingen zijn in het rood aangegeven.

Zoals te zien is in figuur 8, is de afstand van de bron tot een natuurlijke aardbeving groter dan 10 km. Daarom is in het onderstaande scoringsschema een score van 0 toegekend.

- Score = 10, als de epi centrale afstand tot natuurlijke aardbeving <1 km is.
- Score = 7, als de epi centrale afstand tot natuurlijke breuken tussen de 1 en 5 km is.
- Score = 3, als de epi centrale afstand tot een natuurlijke breuk tussen de 5 en 10 km is.
- Score = 0, als de afstand tot het dichtstbijzijnde natuurlijke aardbeving >10 km is.

3.1.5. Epi centrische afstand tot geïnduceerde Aardbevingen

De grondslag om de afstanden tot geïnduceerde aardbevingen te bepalen, is de meest recente aardbeving catalogus gepubliceerd door het KNMI.

Het wordt erkend dat de hypocentrale diepte van de aardbevingen in de catalogus van het KNMI over het algemeen minder begrensd is dan de epi centrische coördinaten. Hierdoor wordt de aardbevingsdiepte niet overwogen en wordt het scoringsschema gebaseerd op epi centrale afstand. De onzekerheid van de epi centrale coördinaten in het KNMI catalogus is afhankelijk van data kwaliteit en op de locatie, waar in Nederland de aardbeving voorgekomen is. Typische epi centrale locatie afstanden fouten zijn tussen de 1 km en 5 km. Deze onzekerheden worden meegenomen in de scoringstabel.

De epi centrale afstand wordt bepaald door de horizontale afstand tussen de injectieput (midden van de open hole sectie) en de gecatalogiseerde epicentrum van de aardbeving. Voor de QuickScan, is de epi centrale afstand tot de dichtstbijzijnde geïnduceerde aardbeving in overweging genomen.

In figuur 8 zijn de geïnduceerde aardbevingen in het geel aangegeven. Zoals te zien is in de figuur is de afstand tot de geïnduceerde aardbeving groter dan 10 km. Daarom is in het onderstaande scoringsschema een score van 0 toegekend.

- Score = 10, als de epi centrale afstand tot een geïnduceerde aardbeving <1 km is.
- Score = 7, als de epi centrale afstand tot een geïnduceerde aardbeving tussen de 1 km-5 km is.
- Score = 3, als de epi centrale afstand tussen een geïnduceerde aardbeving tussen de 5-10 km is.
- Score = 0, als de afstand tot de dichtstbijzijnde geïnduceerde aardbeving groter dan 10 km is.

3.1.6. Netto geïnjecteerd volume

De vloeistof injectie is van belang in verschillende fases van het ontwikkelen en het produceren van een geothermisch systeem.

- i. Mindere hoeveelheden vloeistoffen worden geïnjecteerd tijdens het 'acidizing' en reservoir testing in welk geval het netto geïnjecteerd volume gelijk is aan het geïnjecteerde volume.
- ii. Grotere hoeveelheden vloeistof worden geïnjecteerd voor het hydraulisch stimuleren van reservoirs, in dit geval is het netto geïnjecteerde volume gelijk aan het injectie volume.
- iii. Tijdens een massa-balans vloeistof circulatie (geproduceerd volume= her geïnjecteerd volume) is het netto geïnjecteerd volume 0.

De QuickScan scores verwijzen naar de operatie die het grootste vloeistof volume bewerkstelligd. Operaties kunnen last hebben van een langere periode van tijd die moeilijk om het tijdstip te bepalen wanneer een bepaalde operatie afgerond is en wanneer een vervolg operatie begint.

Als een richtlijn, kan een operatie als afgerond worden beschouwd als de vloeistof injectie lang genoeg onderbroken wordt voor het reservoir weer in terug te gaan naar een evenwichtsdruk.

Tijdens de welltest (juni 2012) is er bij HON-GT-01 netto 2728 m³ geproduceerd en bij HON-GT-02 netto 2931 m³. Hierdoor is er netto 203 m³ minder uit HON-GT-01 geproduceerd. Hierdoor is een score van 3 toegekend in het onderstaande schema.

- Score = 10, als het netto injectievolume >2.000 m³ is.
- Score = 7, als het netto injectievolume tussen de 50.000 en 2.000 m³ is.
- **Score = 3, als het netto injectievolume tussen de 100 – 5.000 m³.**
- Score = 0, als het netto injectievolume < 100 m³ is.

3.1.7. Druk verbinding tussen putten

De druk verbinding tussen de putten kan worden geblokkeerd of gehinderd, als de injectie en productie putten worden gescheiden door een hydraulische barrière. Deze hydraulische barrière kan een laag zijn met een lage permeabiliteit in het reservoir zelf (als productie en injectie boven en onder die laag plaatsvindt), een ingesloten laag (als de laag met opzet in verschillende reservoirs wordt geplaatst) of een volle of gedeeltelijk scheidende top breuk (als de putten een ander reservoir blokken/compartimenten gebruiken).

De meeste geothermische systemen worden ontworpen voor een redelijk hydraulische connectie tussen de injectie en de productie putten. Deze kans dat een hydro-geologische barrières of een hydraulische frictie onopzettelijk de druk verminderen tussen de verbindingen samen met de tussen-put scheiding. Deze kans wordt in de scoring gereflecteerd.

De productie en injectielagen betreffen dezelfde geologische formatie. Verder zijn de geologische lagen 1.335m horizontaal gescheiden (midden van het reservoir) zijn en 307m lateraal. Hierdoor wordt een scoring van 3 in het onderstaande schema toegekend.

- Score = 10, als de injectie en de productie putten ontworpen zijn om geen druk communicatie (verbinding) te hebben
- Score = 7, als de (open hole secties van de) injectie en productieputten
 - o Uit verschillende geologische formaties produceren/injecteren
 - o Als horizontaal gescheiden zijn >2.000 m
 - o Als verticaal gescheiden zijn >500 m

- Score = 3, als de (open hole sectie van de) injectie en productieputten
 - o Uit dezelfde geologische formaties produceren/injecteren
 - o Horizontaal gescheiden worden tussen de 1.000-2.000 m
 - o Verticaal gescheiden worden 100 m-500 m.
- Score = 0, als de (open hole sectie van de) injectie en productieputten
 - o Uit dezelfde geologische formaties produceren/injecteren
 - o Lateral gescheiden zijn door <1.000 m
 - o Verticaal gescheiden worden door <100 m

3.1.8. Her-Injectie Druk

De her-injectiedruk verwijst naar de verwachte overdruk toegepast op reservoir niveau als het geothermisch systeem geopereerd wordt op zijn volle capaciteit benut wordt.

Normaal gesproken, wordt de her-injectiedruk geschat als onderdeel van het business plan. Het wordt aangenomen dat de her-injectiedruk altijd onder de breuk druk blijft door de vereisten van de superviserende autoriteiten.

De maximale injectiedruk is voor GWW maximaal 60 bar= 6 MPa. Daarom is voor de injectiedruk een score van 7 toegekend.

- Score = 10, als verwacht wordt dat de her-injectiedruk > 7 MPa.
- Score = 7, als verwacht wordt dat de her-injectiedruk de 4-7 MPa.
- Score = 3, als verwacht wordt dat de her-injectiedruk tussen de 1-4 MPa.
- Score = 0, als verwacht wordt dat de her-injectiedruk <1 MPa.

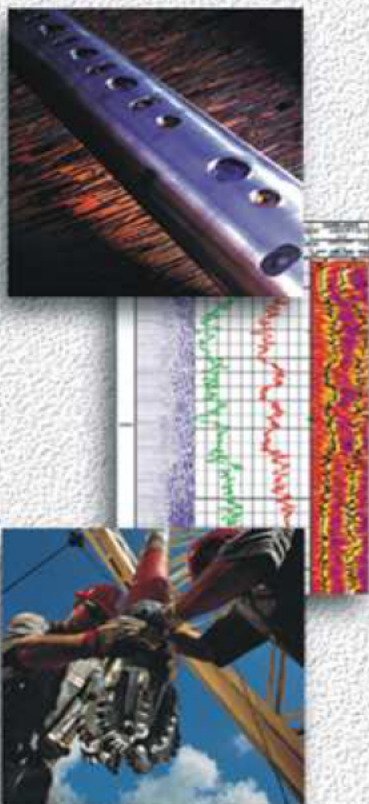
3.1.9. Circulatiesnelheid

Deze parameter verwijst naar de circulatie snelheid waarmee het geothermisch systeem wordt geopereerd op zijn volle/maximale capaciteit. Normaal gesproken, is de maximale circulatie snelheid een ontwerp parameter in het geothermisch systeem.

Het maximale debiet wat GWW geproduceerd is maximaal 180 m³/h. Daarom is voor GWW een score van 3 toegekend.

- Score = 10, als de circulatie snelheid > 360 m³/h is.
- Score = 7, als de circulatiesnelheid tussen de 180-360 m³/h is.
- Score = 3, als de circulatiesnelheid tussen de 50 en 180 m³/h is.
- Score = 0, als de circulatiesnelheid < 50 m³/h is.

BILAGE 4



End Of Well Report Directional Drilling

Green Well Westland

**Honselersdijk
HON-GT-02**

Job Number			
Date of Document	26/04/2012	Revision	1
Prepared By	Field Engineers	Signed	Date
Reviewed By	DD Coordinator	J Fotheringham	26/03/2012
Approved By			



PATHFINDER®
A Schlumberger Company

Contents

SECTION 1	-	Introduction
SECTION 2	-	Planned v's Actual Plot
SECTION 3	-	Definitive Survey Listings
SECTION 4	-	BHA Reports
SECTION 5	-	Summary and Recommendations

SECTION 1

Introduction

Introduction

The Honselersdijk HON-GT-02 well was the second of a pair of 32° inclination geothermal wells to be drilled targeting the Pijnacker sandstone formation. Surface separation of the wellheads was 8m.

The presence of the nearby GT-01 well required the use of a 12 ¼" steerable motor with MWD and single shot wireline gyros to maintain adequate separation. A nudge to 2° was performed then dropped back to vertical.

A kick-off was successfully performed in the 8 ½" hole section building to the planned 32° inclination and maintaining the dogleg severity within the 3.5° limit, the plan called for a 3° build rate. The tangent was then maintained to section TD at 2535m with 31° at section TD.

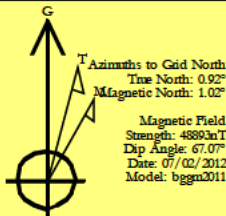
The 6 1/8" section was drilled to TD of 3401m with a steerable motor BHA, a 0.78° bend was set to help the assembly maintain angle in rotary mode. Prior to picking up the assembly it was specified that the assembly must be "guaranteed" to build with the aim of achieving 40° inclination. With the tools available the only option was to remove the top stabiliser. This was predicted to build at 0.75° - 1°/30m. In the event the build rate average 0.93°/30m and the well reached TD with 48° inclination.

SECTION 2

Planned v's Actual Plot

T&A Survey

Field: GWW- Honselersdijk
 Site: HON-GT-02
 Well: HON-GT-02
 Wellpath: HON-GT-02
 Planned vs Actual



FIELD DETAILS

GWW- Honselersdijk

Geodetic System: New Nethaland Nat Grid
 Ellipsoid: Bessel 1841
 Zone: Nethaland
 Magnetic Model: bggm2011

System Datum: NAP
 Local North: Grid North

SECTION DETAILS

Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	DLeg	TFace	VSec	Target
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
2	130.00	0.00	0.00	130.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
3	190.00	2.00	20.00	189.99	0.98	0.36	1.000	20.00	-0.20	
4	600.00	2.00	20.00	599.74	14.43	5.25	0.000	0.00	-2.93	
5	660.00	0.00	0.00	659.73	15.41	5.61	1.000	180.00	-3.13	
6	1150.00	0.00	0.00	1149.73	15.41	5.61	0.000	0.00	-3.13	
7	1473.32	32.33	121.92	1456.16	-31.55	81.01	3.000	121.92	85.69	
8	3180.45	32.33	121.92	2898.62	-514.31	855.96	0.000	0.00	998.59	

SITE DETAILS

HON-GT-02

Site Centre Northing: 448079.08
 Easting: 75235.07

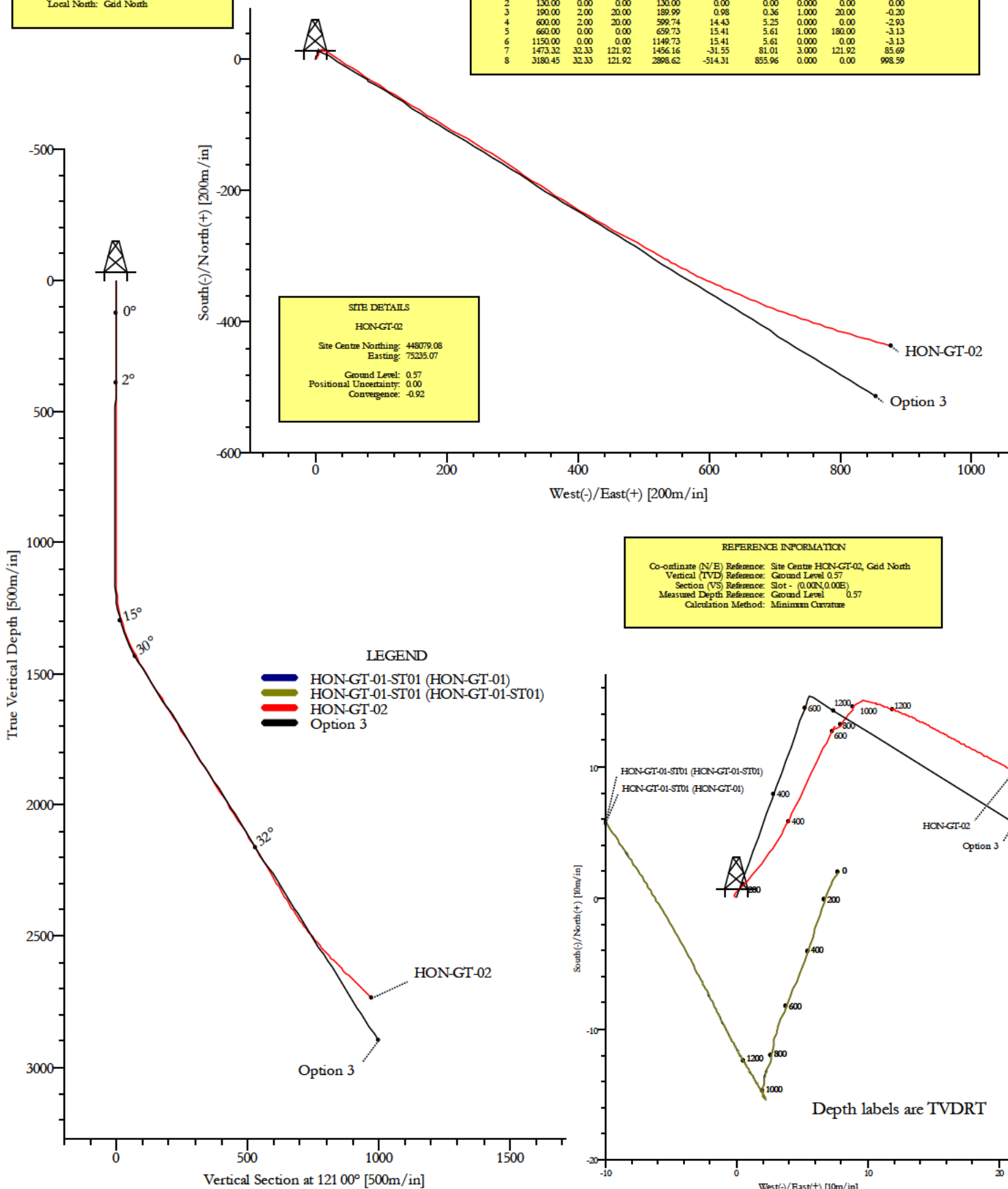
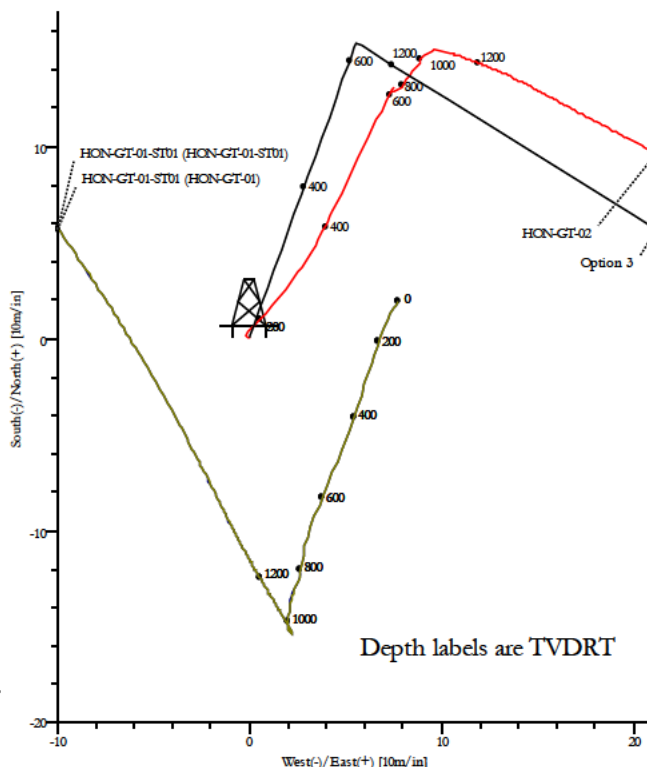
Ground Level: 0.57
 Positional Uncertainty: 0.00
 Convergence: -0.92

LEGEND

- HON-GT-01-ST01 (HON-GT-01)
- HON-GT-01-ST01 (HON-GT-01-ST01)
- HON-GT-02
- Option 3

REFERENCE INFORMATION

Co-ordinate (N/E) Reference: Site Centre HON-GT-02, Grid North
 Vertical (TVD) Reference: Ground Level 0.57
 Section (VS) Reference: Slot - (0.00N,0.00E)
 Measured Depth Reference: Ground Level 0.57
 Calculation Method: Minimum Curvature



SECTION 3

Definitive Survey Listings



A Schlumberger Company

OPERATOR T&A Survey
WELL HON-GT-02

DEFINITIVE SURVEY DATA SHEET

REFERENCE DATA		Latitude	Longitude	UTM N	UTM E	LOCAL N	LOCAL E
Field	GWW-Honselersdijk	N 52° 00' 58.673"	E 004° 13' 31.807"	448079.08	75235.07		
Structure	HON-GT-02	N 52° 00' 58.673"	E 004° 13' 31.807"	448079.08	75235.07		
Slot	HON-GT-02	N 52° 00' 58.673"	E 004° 13' 31.807"	448079.08	75235.07	0.00	0.00

Depth Units	Metres	Ground Level Above	0.57	Map System	New Netherland Nat Grid
Vertical Reference	Ground Level	NAP		Spheroid	Bessel 1841
Horizontal Reference	Wellhead	North Reference	GRID	V. Section Origin	Wellhead

DEFINITIVE SURVEY COMPOSITION – REVISION 0										
Well No.	Survey Co.	Survey Tool	Run/Position	Csg / Hole Size	From MD	To MD	Extrapolated	Tie Depth	Tool Error	Token
HON-GT-02	Gyrodata	Drop Gyro	Drillstring	-	74.90	116.00	-	0.00	Rate Gyro	-
HON-GT-02	PathFinder	MWD	Drillstring	12 ¼"	129.00	210.50	-	116.00	PMWD	-
HON-GT-02	Gyrodata	Drop Gyro	Drillstring	12 ¼"	223.00	223.00	-	210.50	Rate Gyro	-
HON-GT-02	PathFinder	MWD	Drillstring	12 ¼"	265.00	1102.00	-	223.00	PMWD	-
HON-GT-02	PathFinder	MWD	Drillstring	8 ½"	1137.00	2562.00	-	1102.00	PMWD	-
HON-GT-02	PathFinder	MWD	Drillstring	6 ⅝"	2575.00	3024.00	3041.00	2562.00	PMWD	Def

Survey Calculation Method : Minimum Curvature

Survey Data Processed With : Compass for Windows 2000

BOTTOM HOLE LOCATION													
Well No.	MD	INC	AZI	TVD(GL)	TVD(NAP)	LOCAL N	LOCAL E	UTM N	UTM E	Latitude	Longitude	V.S. AZI	V.S.
HON-GT-02	3041.00	48.10	105.52	2735.61	2735.04	-435.92	877.32	447643.18	76112.34	N 52° 00' 45.021"	E 004° 13' 32.173"	121.00	976.53

Comments

Map System and Spheroid assumed to be New Netherland Nat Grid, Bessel 1841

Ground Level is assumed to be the same as HON-GT-01

The Final Survey Station @ 3024.00m MDGL has been extrapolated in a straight line to TD @ 3041.00 m MDGL

Created By	Alan Heath	Pathfinder	Date	24 th April 2012
Checked By	Ross Foreman	Pathfinder	Date	24 th April 2012
Approved By			Date	

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Listing

Company: T&A Survey				Date: 24/04/2012		Time: 11:32:05		Page: 1	
Field: GWW- Honselersdijk				Co-ordinate(NE) Reference:		Site: HON-GT-02, Grid North			
Site: HON-GT-02				Vertical (TVD) Reference:		Ground Level 0.6			
Well: HON-GT-02				Section (VS) Reference:		Well (0.00N,0.00E,121.00Azi)			
Wellpath: HON-GT-02				Survey Calculation Method:		Minimum Curvature		Db: Adapti	
Field: GWW- Honselersdijk									
Map System:New Netherland Nat Grid					Map Zone:		Netherland		
Geo Datum: Bessel 1841					Coordinate System:		Site Centre		
Sys Datum: NAP					Geomagnetic Model:		bggm2011		
Site: HON-GT-02									
Site Position:		Northing:		448079.08	m	Latitude:		52 0 58.673	N
From: Map		Easting:		75235.07	m	Longitude:		4 13 31.807	E
Position Uncertainty:		0.00		m		North Reference:		Grid	
Ground Level:		0.57		m		Grid Convergence:		-0.92 deg	
Well: HON-GT-02 Slot Name:									
Well Position:		+N/-S	0.00	m	Northing:	448079.08	m	Latitude:	52 0 58.673 N
		+E/-W	0.00	m	Easting :	75235.07	m	Longitude:	4 13 31.807 E
Position Uncertainty:		0.00		m					
Wellpath: HON-GT-02									
Current Datum:		Ground Level		Height		0.57	m	Drilled From: Surface	
Magnetic Data:		07/02/2012						Tie-on Depth: 0.00 m	
Field Strength:		48893 nT						Above System Datum: NAP	
Vertical Section:		Depth From (TVD)						Declination: 0.11 deg	
		m						Mag Dip Angle: 67.07 deg	
								+E/-W Direction	
								m deg	
		0.00		0.00		0.00		121.00	
Survey									
MD	Incl	Azim	TVD	N/S	E/W	DLS	VS	Tool	
m	deg	deg	m	m	m	deg/30m	m		
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	TIE LINE	
74.90	0.17	309.26	74.90	0.07	-0.09	0.068	-0.11	Rate_Gyro	
116.00	0.09	284.63	116.00	0.12	-0.16	0.070	-0.20	Rate_Gyro	
129.00	0.09	353.53	129.00	0.13	-0.18	0.235	-0.22	PMWD	
156.00	0.26	28.52	156.00	0.20	-0.15	0.215	-0.23	PMWD	
170.00	0.88	36.34	170.00	0.32	-0.07	1.336	-0.22	PMWD	
183.00	1.85	42.58	183.00	0.55	0.13	2.261	-0.17	PMWD	
197.00	2.37	45.30	196.99	0.92	0.49	1.134	-0.06	PMWD	
210.50	2.29	43.63	210.47	1.32	0.87	0.233	0.07	PMWD	
223.00	2.56	42.75	222.96	1.70	1.24	0.654	0.18	Rate_Gyro	
265.00	1.67	33.09	264.93	2.90	2.21	0.683	0.40	PMWD	
278.50	1.32	36.25	278.43	3.19	2.41	0.799	0.42	PMWD	
292.00	1.23	39.06	291.93	3.43	2.59	0.243	0.45	PMWD	
306.00	1.23	38.27	305.92	3.67	2.78	0.036	0.49	PMWD	
346.00	1.58	30.01	345.91	4.48	3.32	0.303	0.54	PMWD	
360.00	1.58	28.61	359.91	4.82	3.51	0.083	0.53	PMWD	
373.00	1.49	24.83	372.90	5.13	3.67	0.313	0.50	PMWD	
428.00	2.02	25.88	427.88	6.65	4.39	0.290	0.34	PMWD	
455.00	2.20	27.73	454.86	7.54	4.84	0.214	0.27	PMWD	
482.00	2.29	22.80	481.84	8.49	5.29	0.237	0.16	PMWD	
509.00	2.20	25.79	508.82	9.46	5.72	0.164	0.03	PMWD	
536.50	2.29	25.53	536.29	10.43	6.19	0.099	-0.07	PMWD	
563.50	2.29	26.23	563.27	11.40	6.66	0.031	-0.16	PMWD	
577.00	2.20	30.10	576.76	11.86	6.91	0.392	-0.19	PMWD	
591.00	2.37	27.20	590.75	12.35	7.18	0.440	-0.21	PMWD	
604.50	1.32	33.62	604.24	12.73	7.39	2.374	-0.22	PMWD	
618.00	0.70	25.71	617.74	12.93	7.51	1.409	-0.22	PMWD	
632.00	0.09	338.42	631.74	13.02	7.54	1.377	-0.24	PMWD	
645.00	0.26	211.95	644.74	13.01	7.52	0.742	-0.25	PMWD	
659.00	0.53	204.74	658.74	12.92	7.48	0.587	-0.24	PMWD	
686.00	0.09	259.14	685.74	12.80	7.41	0.537	-0.24	PMWD	
713.00	0.35	65.26	712.74	12.83	7.46	0.487	-0.21	PMWD	
740.00	0.35	64.20	739.74	12.90	7.61	0.007	-0.12	PMWD	

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Listing

Company: T&A Survey Field: GWW- Honselersdijk Site: HON-GT-02 Well: HON-GT-02 Wellpath: HON-GT-02	Date: 24/04/2012 Co-ordinate(NE) Reference: Vertical (TVD) Reference: Section (VS) Reference: Survey Calculation Method:	Time: 11:32:05 Site: HON-GT-02, Grid North Ground Level 0.6 Well (0.00N,0.00E,121.00Azi) Minimum Curvature	Page: 2 Db: Adapti
--	---	---	-------------------------------------

Survey

MD m	Incl deg	Azim deg	TVD m	N/S m	E/W m	DLS deg/30m	VS m	Tool
768.00	0.44	66.66	767.74	12.98	7.79	0.098	-0.01	PMWD
794.00	0.44	41.17	793.74	13.10	7.94	0.224	0.06	PMWD
821.00	0.44	39.33	820.74	13.26	8.08	0.016	0.10	PMWD
849.00	0.53	42.93	848.74	13.43	8.23	0.102	0.14	PMWD
875.00	0.62	24.39	874.74	13.65	8.37	0.237	0.15	PMWD
903.00	0.62	38.45	902.73	13.91	8.53	0.163	0.15	PMWD
930.00	0.70	41.53	929.73	14.15	8.73	0.097	0.20	PMWD
957.00	0.35	30.28	956.73	14.34	8.88	0.404	0.23	PMWD
984.00	0.09	30.19	983.73	14.43	8.93	0.289	0.23	PMWD
1011.00	0.35	21.40	1010.73	14.52	8.98	0.290	0.21	PMWD
1038.00	0.18	20.61	1037.73	14.64	9.02	0.189	0.19	PMWD
1065.00	0.44	63.76	1064.73	14.73	9.13	0.369	0.24	PMWD
1092.00	0.44	68.42	1091.73	14.81	9.32	0.040	0.36	PMWD
1102.00	0.44	52.95	1101.73	14.85	9.38	0.355	0.40	PMWD
1137.00	0.35	64.29	1136.73	14.98	9.59	0.102	0.51	PMWD
1151.00	0.44	69.21	1150.73	15.01	9.68	0.206	0.56	PMWD
1178.00	2.99	105.77	1177.71	14.86	10.45	2.944	1.31	PMWD
1205.00	5.72	111.22	1204.63	14.18	12.38	3.065	3.31	PMWD
1232.00	8.71	118.61	1231.42	12.71	15.43	3.472	6.68	PMWD
1259.00	11.96	117.73	1257.98	10.43	19.71	3.615	11.52	PMWD
1286.00	14.60	118.78	1284.25	7.49	25.17	2.945	17.71	PMWD
1314.00	17.24	121.42	1311.18	3.63	31.80	2.932	25.39	PMWD
1341.00	19.52	124.93	1336.80	-1.04	38.91	2.815	33.89	PMWD
1368.00	21.72	124.23	1362.07	-6.43	46.74	2.460	43.38	PMWD
1395.00	24.09	122.82	1386.94	-12.23	55.51	2.703	53.88	PMWD
1422.00	26.82	122.65	1411.31	-18.51	65.27	3.034	65.48	PMWD
1449.00	28.05	123.18	1435.27	-25.27	75.71	1.393	77.91	PMWD
1476.00	29.99	121.94	1458.88	-32.31	86.75	2.257	91.00	PMWD
1503.00	29.63	121.42	1482.31	-39.36	98.17	0.492	104.42	PMWD
1530.00	30.95	121.86	1505.62	-46.51	109.77	1.487	118.04	PMWD
1557.00	30.95	121.59	1528.78	-53.81	121.58	0.154	131.92	PMWD
1585.00	32.01	121.68	1552.66	-61.48	134.03	1.137	146.54	PMWD
1612.00	32.62	122.38	1575.48	-69.13	146.26	0.795	160.98	PMWD
1639.00	32.54	121.51	1598.23	-76.82	158.60	0.528	175.51	PMWD
1665.00	31.92	120.98	1620.22	-84.02	170.45	0.786	189.38	PMWD
1693.00	31.57	120.98	1644.03	-91.60	183.08	0.375	204.11	PMWD
1721.00	32.01	121.15	1667.83	-99.21	195.72	0.481	218.86	PMWD
1748.00	31.74	120.45	1690.76	-106.51	207.96	0.509	233.12	PMWD
1775.00	31.48	119.92	1713.76	-113.63	220.20	0.423	247.27	PMWD
1802.00	32.36	119.40	1736.67	-120.69	232.60	1.024	261.54	PMWD
1829.00	32.27	121.51	1759.49	-128.01	245.04	1.257	275.97	PMWD
1856.00	32.10	122.65	1782.34	-135.64	257.23	0.701	290.35	PMWD
1883.50	32.89	123.44	1805.54	-143.70	269.61	0.978	305.11	PMWD
1910.50	32.62	123.70	1828.24	-151.78	281.78	0.338	319.71	PMWD
1938.00	32.54	122.91	1851.42	-159.91	294.16	0.472	334.50	PMWD
1965.00	32.10	122.91	1874.23	-167.75	306.28	0.489	348.93	PMWD
1992.00	32.01	123.00	1897.12	-175.55	318.30	0.113	363.25	PMWD
2020.00	32.01	123.26	1920.86	-183.66	330.73	0.148	378.08	PMWD
2046.00	31.74	122.65	1942.94	-191.13	342.25	0.485	391.80	PMWD
2073.00	32.10	122.38	1965.86	-198.80	354.29	0.430	406.08	PMWD
2100.00	32.27	121.77	1988.71	-206.44	366.48	0.407	420.45	PMWD
2127.00	32.10	121.51	2011.56	-213.98	378.72	0.244	434.83	PMWD
2154.50	32.36	121.33	2034.82	-221.63	391.24	0.302	449.50	PMWD
2182.00	32.54	121.68	2058.03	-229.34	403.82	0.284	464.26	PMWD
2209.00	32.54	121.24	2080.79	-236.92	416.20	0.263	478.78	PMWD
2236.00	32.18	120.98	2103.60	-244.38	428.58	0.429	493.23	PMWD
2263.00	31.83	120.80	2126.49	-251.73	440.86	0.403	507.54	PMWD

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Listing

Company: T&A Survey Field: GWW- Honselersdijk Site: HON-GT-02 Well: HON-GT-02 Wellpath: HON-GT-02	Date: 24/04/2012 Co-ordinate(NE) Reference: Vertical (TVD) Reference: Section (VS) Reference: Survey Calculation Method:	Time: 11:32:05 Site: HON-GT-02, Grid North Ground Level 0.6 Well (0.00N,0.00E,121.00Azi) Minimum Curvature	Page: 3 Db: Adapti
--	---	---	---

Survey

MD m	Incl deg	Azim deg	TVD m	N/S m	E/W m	DLS deg/30m	VS m	Tool
2290.00	31.66	120.01	2149.45	-258.92	453.11	0.499	521.74	PMWD
2317.00	31.30	118.78	2172.48	-265.84	465.39	0.818	535.84	PMWD
2344.00	30.95	118.17	2195.59	-272.50	477.66	0.523	549.78	PMWD
2371.00	31.13	119.05	2218.73	-279.16	489.88	0.542	563.69	PMWD
2399.00	30.78	118.78	2242.74	-286.13	502.49	0.403	578.08	PMWD
2426.00	31.16	119.50	2265.89	-292.89	514.62	0.590	591.97	PMWD
2440.00	31.02	119.37	2277.88	-296.45	520.92	0.333	599.20	PMWD
2453.50	30.98	118.83	2289.45	-299.83	526.99	0.624	606.14	PMWD
2562.00	31.39	117.38	2382.27	-326.29	576.55	0.237	662.25	PMWD
2575.00	32.45	116.58	2393.31	-329.41	582.68	2.634	669.11	PMWD
2589.00	33.13	114.99	2405.08	-332.70	589.50	2.351	676.66	PMWD
2602.00	33.77	114.24	2415.92	-335.69	596.02	1.758	683.78	PMWD
2616.00	34.45	114.18	2427.51	-338.91	603.18	1.459	691.57	PMWD
2630.00	35.17	114.18	2439.01	-342.18	610.47	1.543	699.51	PMWD
2644.00	35.96	113.43	2450.40	-345.47	617.92	1.934	707.59	PMWD
2657.00	36.84	113.53	2460.86	-348.54	624.99	2.035	715.24	PMWD
2670.00	37.46	113.51	2471.22	-351.67	632.19	1.431	723.02	PMWD
2684.00	38.25	113.22	2482.28	-355.08	640.08	1.735	731.53	PMWD
2697.00	38.95	113.17	2492.44	-358.27	647.53	1.617	739.57	PMWD
2711.00	39.66	112.47	2503.27	-361.71	655.71	1.794	748.35	PMWD
2724.50	40.36	112.32	2513.61	-365.02	663.73	1.570	756.93	PMWD
2738.00	41.06	112.14	2523.84	-368.35	671.88	1.577	765.63	PMWD
2752.00	41.68	112.14	2534.35	-371.84	680.45	1.329	774.77	PMWD
2765.50	42.21	111.75	2544.39	-375.21	688.82	1.313	783.68	PMWD
2779.00	42.65	111.12	2554.35	-378.54	697.30	1.359	792.67	PMWD
2792.50	43.18	110.89	2564.24	-381.83	705.88	1.228	801.72	PMWD
2806.00	43.70	110.17	2574.04	-385.09	714.58	1.595	810.85	PMWD
2819.50	43.88	109.74	2583.79	-388.28	723.36	0.773	820.02	PMWD
2833.00	44.58	109.10	2593.46	-391.41	732.24	1.845	829.24	PMWD
2847.00	45.11	109.08	2603.39	-394.64	741.57	1.136	838.90	PMWD
2860.00	45.55	109.17	2612.53	-397.66	750.30	1.026	847.95	PMWD
2874.00	45.99	108.64	2622.29	-400.91	759.79	1.245	857.76	PMWD
2888.00	46.08	108.17	2632.01	-404.10	769.35	0.750	867.59	PMWD
2901.00	46.25	107.81	2641.02	-406.99	778.27	0.716	876.73	PMWD
2915.00	46.34	107.68	2650.69	-410.08	787.91	0.279	886.58	PMWD
2928.00	46.52	106.98	2659.65	-412.88	796.90	1.242	895.73	PMWD
2942.00	47.13	106.72	2669.23	-415.84	806.68	1.369	905.63	PMWD
2955.00	47.57	106.84	2678.04	-418.60	815.83	1.036	914.90	PMWD
2969.00	47.75	106.32	2687.47	-421.56	825.75	0.909	924.92	PMWD
2982.50	47.92	105.67	2696.53	-424.31	835.37	1.135	934.59	PMWD
2996.00	48.10	105.51	2705.56	-427.01	845.03	0.479	944.26	PMWD
3010.00	48.10	105.26	2714.91	-429.77	855.08	0.399	954.30	PMWD
3024.00	48.10	105.52	2724.26	-432.54	865.13	0.415	964.33	PMWD
3041.00	48.10	105.52	2735.61	-435.92	877.32	0.000	976.53	PROJECTED

Survey Program for Definitive Wellpath

Date: 24/04/2012		Validated: Yes	Version: 7	
Actual From m	To m	Survey	Toolcode	Tool Name
74.90	116.00	Gyro Single Shot - 1 (74.90-116.00)	Rate_Gyro	Rate Gyro
129.00	210.50	12-1/4" PMWD - 1 (129.00-210.50)	PMWD	Pathfinder MWD
223.00	223.00	Gyro Single shot - 2 (223.00-223.00)	Rate_Gyro	Rate Gyro
265.00	1102.00	12-1/4" PMWD - 2 (265.00-1102.00)	PMWD	Pathfinder MWD
1137.00	2562.00	8 1/2" PMWD (1137.00-2562.00)	PMWD	Pathfinder MWD
2575.00	3024.00	6-1/8" PMWD (2575.00-3024.00)	PMWD	Pathfinder MWD

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Geodetic Listing

Company: T&A Survey				Date: 24/04/2012		Time: 11:31:33		Page: 1	
Field: GWW- Honselersdijk				Co-ordinate(NE) Reference:		Site: HON-GT-02, Grid North			
Site: HON-GT-02				Vertical (TVD) Reference:		System: NAP			
Well: HON-GT-02				Section (VS) Reference:		Well (0.00N,0.00E,121.00Azi)			
Wellpath: HON-GT-02				Survey Calculation Method:		Minimum Curvature		Db: Adapti	
Field: GWW- Honselersdijk									
Map System:New Netherland Nat Grid					Map Zone:		Netherland		
Geo Datum: Bessel 1841					Coordinate System:		Site Centre		
Sys Datum: NAP					Geomagnetic Model:		bggm2011		
Site: HON-GT-02									
Site Position:		Northing:		448079.08 m	Latitude:		52 0 58.673 N		
From: Map		Easting:		75235.07 m	Longitude:		4 13 31.807 E		
Position Uncertainty:		0.00 m				North Reference:		Grid	
Ground Level:		0.57 m				Grid Convergence:		-0.92 deg	
Well: HON-GT-02 Slot Name:									
Well Position:		+N/-S	0.00 m	Northing:		448079.08 m	Latitude:		52 0 58.673 N
		+E/-W	0.00 m	Easting :		75235.07 m	Longitude:		4 13 31.807 E
Position Uncertainty:		0.00 m							
Wellpath: HON-GT-02									
Current Datum:		Ground Level		Height		0.57 m	Drilled From:		Surface
Magnetic Data:		07/02/2012					Tie-on Depth:		0.00 m
Field Strength:		48893 nT					Above System Datum:		NAP
Vertical Section:		Depth From (TVD)		+N/-S		m	Declination:		0.11 deg
						m	Mag Dip Angle:		67.07 deg
						m	+E/-W		Direction
						m			deg
		0.00		0.00			0.00		121.00
Survey									
MD	Incl	Azim	TVD	N/S	E/W	MapN	MapE	Lat	Long
m	deg	deg	m	m	m	m	m		
0.00	0.00	0.00	-0.57	0.00	0.00	448079.08	75235.07	N 52 0 58.673	E 4 13 31.807
74.90	0.17	309.26	74.33	0.07	-0.09	448079.15	75234.98	N 52 0 58.675	E 4 13 31.802
116.00	0.09	284.63	115.43	0.12	-0.16	448079.20	75234.91	N 52 0 58.677	E 4 13 31.798
129.00	0.09	353.53	128.43	0.13	-0.18	448079.21	75234.89	N 52 0 58.677	E 4 13 31.797
156.00	0.26	28.52	155.43	0.20	-0.15	448079.28	75234.92	N 52 0 58.680	E 4 13 31.799
170.00	0.88	36.34	169.43	0.32	-0.07	448079.40	75235.00	N 52 0 58.683	E 4 13 31.803
183.00	1.85	42.58	182.43	0.55	0.13	448079.63	75235.20	N 52 0 58.691	E 4 13 31.813
197.00	2.37	45.30	196.42	0.92	0.49	448080.00	75235.56	N 52 0 58.703	E 4 13 31.831
210.50	2.29	43.63	209.90	1.32	0.87	448080.40	75235.94	N 52 0 58.716	E 4 13 31.851
223.00	2.56	42.75	222.39	1.70	1.24	448080.78	75236.31	N 52 0 58.729	E 4 13 31.870
265.00	1.67	33.09	264.36	2.90	2.21	448081.98	75237.28	N 52 0 58.768	E 4 13 31.920
278.50	1.32	36.25	277.86	3.19	2.41	448082.27	75237.48	N 52 0 58.778	E 4 13 31.930
292.00	1.23	39.06	291.36	3.43	2.59	448082.51	75237.66	N 52 0 58.786	E 4 13 31.939
306.00	1.23	38.27	305.35	3.67	2.78	448082.75	75237.85	N 52 0 58.793	E 4 13 31.949
346.00	1.58	30.01	345.34	4.48	3.32	448083.56	75238.39	N 52 0 58.820	E 4 13 31.977
360.00	1.58	28.61	359.34	4.82	3.51	448083.90	75238.58	N 52 0 58.831	E 4 13 31.986
373.00	1.49	24.83	372.33	5.13	3.67	448084.21	75238.73	N 52 0 58.841	E 4 13 31.994
428.00	2.02	25.88	427.31	6.65	4.39	448085.73	75239.46	N 52 0 58.891	E 4 13 32.031
455.00	2.20	27.73	454.29	7.54	4.84	448086.62	75239.91	N 52 0 58.919	E 4 13 32.054
482.00	2.29	22.80	481.27	8.49	5.29	448087.57	75240.36	N 52 0 58.951	E 4 13 32.077
509.00	2.20	25.79	508.25	9.46	5.72	448088.53	75240.79	N 52 0 58.982	E 4 13 32.099
536.50	2.29	25.53	535.72	10.43	6.19	448089.51	75241.26	N 52 0 59.014	E 4 13 32.122
563.50	2.29	26.23	562.70	11.40	6.66	448090.48	75241.73	N 52 0 59.045	E 4 13 32.146
577.00	2.20	30.10	576.19	11.86	6.91	448090.94	75241.98	N 52 0 59.061	E 4 13 32.159
591.00	2.37	27.20	590.18	12.35	7.18	448091.43	75242.25	N 52 0 59.077	E 4 13 32.172
604.50	1.32	33.62	603.67	12.73	7.39	448091.81	75242.46	N 52 0 59.089	E 4 13 32.183
618.00	0.70	25.71	617.17	12.93	7.51	448092.01	75242.58	N 52 0 59.096	E 4 13 32.190
632.00	0.09	338.42	631.17	13.02	7.54	448092.10	75242.61	N 52 0 59.098	E 4 13 32.191
645.00	0.26	211.95	644.17	13.01	7.52	448092.09	75242.59	N 52 0 59.098	E 4 13 32.190
659.00	0.53	204.74	658.17	12.92	7.48	448092.00	75242.55	N 52 0 59.095	E 4 13 32.188
686.00	0.09	259.14	685.17	12.80	7.41	448091.88	75242.48	N 52 0 59.091	E 4 13 32.184
713.00	0.35	65.26	712.17	12.83	7.46	448091.91	75242.53	N 52 0 59.092	E 4 13 32.187
740.00	0.35	64.20	739.17	12.90	7.61	448091.98	75242.68	N 52 0 59.095	E 4 13 32.195

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Geodetic Listing

Company: T&A Survey
Field: GWW- Honselersdijk
Site: HON-GT-02
Well: HON-GT-02
Wellpath: HON-GT-02

Date: 24/04/2012 Time: 11:31:33 Page: 2
Co-ordinate(N/E) Reference: Site: HON-GT-02, Grid North
Vertical (TVD) Reference: System: NAP
Section (VS) Reference: Well (0.00N,0.00E,121.00Azi)
Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Adapti

Survey

MD m	Incl deg	Azim deg	TVD m	N/S m	E/W m	MapN m	MapE m	Lat	Long
768.00	0.44	66.66	767.17	12.98	7.79	448092.06	75242.86	N 52 0	59.097 E 4 13 32.204
794.00	0.44	41.17	793.17	13.10	7.94	448092.18	75243.01	N 52 0	59.101 E 4 13 32.212
821.00	0.44	39.33	820.17	13.26	8.08	448092.34	75243.15	N 52 0	59.106 E 4 13 32.219
849.00	0.53	42.93	848.17	13.43	8.23	448092.51	75243.30	N 52 0	59.112 E 4 13 32.227
875.00	0.62	24.39	874.17	13.65	8.37	448092.73	75243.44	N 52 0	59.119 E 4 13 32.234
903.00	0.62	38.45	902.16	13.91	8.53	448092.99	75243.60	N 52 0	59.128 E 4 13 32.242
930.00	0.70	41.53	929.16	14.15	8.73	448093.22	75243.80	N 52 0	59.135 E 4 13 32.253
957.00	0.35	30.28	956.16	14.34	8.88	448093.42	75243.95	N 52 0	59.142 E 4 13 32.260
984.00	0.09	30.19	983.16	14.43	8.93	448093.51	75244.00	N 52 0	59.145 E 4 13 32.263
1011.00	0.35	21.40	1010.16	14.52	8.98	448093.60	75244.04	N 52 0	59.148 E 4 13 32.265
1038.00	0.18	20.61	1037.16	14.64	9.02	448093.72	75244.09	N 52 0	59.152 E 4 13 32.267
1065.00	0.44	63.76	1064.16	14.73	9.13	448093.81	75244.20	N 52 0	59.154 E 4 13 32.273
1092.00	0.44	68.42	1091.16	14.81	9.32	448093.89	75244.39	N 52 0	59.157 E 4 13 32.283
1102.00	0.44	52.95	1101.16	14.85	9.38	448093.93	75244.45	N 52 0	59.158 E 4 13 32.286
1137.00	0.35	64.29	1136.16	14.98	9.59	448094.05	75244.66	N 52 0	59.163 E 4 13 32.297
1151.00	0.44	69.21	1150.16	15.01	9.68	448094.09	75244.75	N 52 0	59.164 E 4 13 32.301
1178.00	2.99	105.77	1177.14	14.86	10.45	448093.94	75245.52	N 52 0	59.159 E 4 13 32.342
1205.00	5.72	111.22	1204.06	14.18	12.38	448093.26	75247.45	N 52 0	59.138 E 4 13 32.444
1232.00	8.71	118.61	1230.85	12.71	15.43	448091.79	75250.50	N 52 0	59.092 E 4 13 32.605
1259.00	11.96	117.73	1257.41	10.43	19.71	448089.51	75254.77	N 52 0	59.021 E 4 13 32.831
1286.00	14.60	118.78	1283.68	7.49	25.17	448086.57	75260.23	N 52 0	58.929 E 4 13 33.120
1314.00	17.24	121.42	1310.61	3.63	31.80	448082.71	75266.87	N 52 0	58.807 E 4 13 33.471
1341.00	19.52	124.93	1336.23	-1.04	38.91	448078.04	75273.98	N 52 0	58.660 E 4 13 33.848
1368.00	21.72	124.23	1361.50	-6.43	46.74	448072.65	75281.81	N 52 0	58.489 E 4 13 34.263
1395.00	24.09	122.82	1386.37	-12.23	55.51	448066.85	75290.57	N 52 0	58.306 E 4 13 34.727
1422.00	26.82	122.65	1410.74	-18.51	65.27	448060.58	75300.33	N 52 0	58.108 E 4 13 35.245
1449.00	28.05	123.18	1434.70	-25.27	75.71	448053.81	75310.78	N 52 0	57.895 E 4 13 35.798
1476.00	29.99	121.94	1458.31	-32.31	86.75	448046.77	75321.82	N 52 0	57.673 E 4 13 36.383
1503.00	29.63	121.42	1481.74	-39.36	98.17	448039.72	75333.24	N 52 0	57.450 E 4 13 36.987
1530.00	30.95	121.86	1505.05	-46.51	109.77	448032.58	75344.83	N 52 0	57.225 E 4 13 37.601
1557.00	30.95	121.59	1528.21	-53.81	121.58	448025.28	75356.64	N 52 0	56.995 E 4 13 38.227
1585.00	32.01	121.68	1552.09	-61.48	134.03	448017.61	75369.09	N 52 0	56.754 E 4 13 38.886
1612.00	32.62	122.38	1574.91	-69.13	146.26	448009.95	75381.32	N 52 0	56.512 E 4 13 39.534
1639.00	32.54	121.51	1597.66	-76.82	158.60	448002.26	75393.66	N 52 0	56.270 E 4 13 40.187
1665.00	31.92	120.98	1619.65	-84.02	170.45	447995.07	75405.51	N 52 0	56.043 E 4 13 40.815
1693.00	31.57	120.98	1643.46	-91.60	183.08	447987.48	75418.14	N 52 0	55.804 E 4 13 41.484
1721.00	32.01	121.15	1667.26	-99.21	195.72	447979.87	75430.78	N 52 0	55.564 E 4 13 42.153
1748.00	31.74	120.45	1690.19	-106.51	207.96	447972.57	75443.02	N 52 0	55.335 E 4 13 42.801
1775.00	31.48	119.92	1713.19	-113.63	220.20	447965.46	75455.26	N 52 0	55.111 E 4 13 43.448
1802.00	32.36	119.40	1736.10	-120.69	232.60	447958.39	75467.66	N 52 0	54.889 E 4 13 44.105
1829.00	32.27	121.51	1758.92	-128.01	245.04	447951.08	75480.10	N 52 0	54.658 E 4 13 44.763
1856.00	32.10	122.65	1781.77	-135.64	257.23	447943.44	75492.28	N 52 0	54.418 E 4 13 45.408
1883.50	32.89	123.44	1804.97	-143.70	269.61	447935.39	75504.67	N 52 0	54.163 E 4 13 46.064
1910.50	32.62	123.70	1827.67	-151.78	281.78	447927.31	75516.84	N 52 0	53.908 E 4 13 46.709
1938.00	32.54	122.91	1850.85	-159.91	294.16	447919.18	75529.21	N 52 0	53.652 E 4 13 47.365
1965.00	32.10	122.91	1873.66	-167.75	306.28	447911.34	75541.33	N 52 0	53.404 E 4 13 48.007
1992.00	32.01	123.00	1896.55	-175.55	318.30	447903.54	75553.36	N 52 0	53.158 E 4 13 48.644
2020.00	32.01	123.26	1920.29	-183.66	330.73	447895.43	75565.78	N 52 0	52.902 E 4 13 49.303
2046.00	31.74	122.65	1942.37	-191.13	342.25	447887.96	75577.30	N 52 0	52.666 E 4 13 49.913
2073.00	32.10	122.38	1965.29	-198.80	354.29	447880.29	75589.34	N 52 0	52.424 E 4 13 50.551
2100.00	32.27	121.77	1988.14	-206.44	366.48	447872.65	75601.53	N 52 0	52.183 E 4 13 51.196
2127.00	32.10	121.51	2010.99	-213.98	378.72	447865.11	75613.77	N 52 0	51.946 E 4 13 51.844
2154.50	32.36	121.33	2034.25	-221.63	391.24	447857.46	75626.29	N 52 0	51.705 E 4 13 52.507
2182.00	32.54	121.68	2057.46	-229.34	403.82	447849.75	75638.86	N 52 0	51.462 E 4 13 53.173
2209.00	32.54	121.24	2080.22	-236.92	416.20	447842.17	75651.25	N 52 0	51.223 E 4 13 53.829
2236.00	32.18	120.98	2103.03	-244.38	428.58	447834.71	75663.62	N 52 0	50.988 E 4 13 54.484
2263.00	31.83	120.80	2125.92	-251.73	440.86	447827.36	75675.90	N 52 0	50.756 E 4 13 55.134

Pathfinder Energy Services

Definitive Survey Geodetic Listing

Company: T&A Survey Field: GWW- Honselersdijk Site: HON-GT-02 Well: HON-GT-02 Wellpath: HON-GT-02	Date: 24/04/2012 Time: 11:31:33 Page: 3 Co-ordinate(NE) Reference: Site: HON-GT-02, Grid North Vertical (TVD) Reference: System: NAP Section (VS) Reference: Well (0.00N,0.00E,121.00Azi) Survey Calculation Method: Minimum Curvature Db: Adapti
--	---

Survey

MD m	Incl deg	Azim deg	TVD m	N/S m	E/W m	MapN m	MapE m	Lat	Long
2290.00	31.66	120.01	2148.88	-258.92	453.11	447820.17	75688.15	N 52 0	50.530 E 4 13 55.782
2317.00	31.30	118.78	2171.91	-265.84	465.39	447813.25	75700.44	N 52 0	50.312 E 4 13 56.432
2344.00	30.95	118.17	2195.02	-272.50	477.66	447806.60	75712.70	N 52 0	50.103 E 4 13 57.081
2371.00	31.13	119.05	2218.16	-279.16	489.88	447799.93	75724.93	N 52 0	49.894 E 4 13 57.727
2399.00	30.78	118.78	2242.17	-286.13	502.49	447792.97	75737.53	N 52 0	49.675 E 4 13 58.394
2426.00	31.16	119.50	2265.32	-292.89	514.62	447786.20	75749.67	N 52 0	49.463 E 4 13 59.036
2440.00	31.02	119.37	2277.31	-296.45	520.92	447782.65	75755.96	N 52 0	49.351 E 4 13 59.369
2453.50	30.98	118.83	2288.88	-299.83	526.99	447779.27	75762.04	N 52 0	49.245 E 4 13 59.691
2562.00	31.39	117.38	2381.70	-326.29	576.55	447752.81	75811.59	N 52 0	48.414 E 4 14 2.311
2575.00	32.45	116.58	2392.74	-329.41	582.68	447749.69	75817.72	N 52 0	48.316 E 4 14 2.635
2589.00	33.13	114.99	2404.51	-332.70	589.50	447746.39	75824.54	N 52 0	48.213 E 4 14 2.996
2602.00	33.77	114.24	2415.35	-335.69	596.02	447743.41	75831.06	N 52 0	48.120 E 4 14 3.340
2616.00	34.45	114.18	2426.94	-338.91	603.18	447740.19	75838.22	N 52 0	48.019 E 4 14 3.718
2630.00	35.17	114.18	2438.44	-342.18	610.47	447736.92	75845.51	N 52 0	47.917 E 4 14 4.103
2644.00	35.96	113.43	2449.83	-345.47	617.92	447733.63	75852.96	N 52 0	47.815 E 4 14 4.496
2657.00	36.84	113.53	2460.29	-348.54	624.99	447730.56	75860.03	N 52 0	47.719 E 4 14 4.870
2670.00	37.46	113.51	2470.65	-351.67	632.19	447727.43	75867.23	N 52 0	47.621 E 4 14 5.250
2684.00	38.25	113.22	2481.71	-355.08	640.08	447724.02	75875.12	N 52 0	47.515 E 4 14 5.666
2697.00	38.95	113.17	2491.87	-358.27	647.53	447720.82	75882.57	N 52 0	47.415 E 4 14 6.060
2711.00	39.66	112.47	2502.70	-361.71	655.71	447717.39	75890.74	N 52 0	47.308 E 4 14 6.491
2724.50	40.36	112.32	2513.04	-365.02	663.73	447714.08	75898.77	N 52 0	47.206 E 4 14 6.915
2738.00	41.06	112.14	2523.27	-368.35	671.88	447710.75	75906.92	N 52 0	47.102 E 4 14 7.345
2752.00	41.68	112.14	2533.78	-371.84	680.45	447707.26	75915.49	N 52 0	46.994 E 4 14 7.797
2765.50	42.21	111.75	2543.82	-375.21	688.82	447703.89	75923.86	N 52 0	46.889 E 4 14 8.239
2779.00	42.65	111.12	2553.78	-378.54	697.30	447700.56	75932.34	N 52 0	46.785 E 4 14 8.686
2792.50	43.18	110.89	2563.67	-381.83	705.88	447697.27	75940.92	N 52 0	46.683 E 4 14 9.139
2806.00	43.70	110.17	2573.47	-385.09	714.58	447694.01	75949.61	N 52 0	46.582 E 4 14 9.597
2819.50	43.88	109.74	2583.22	-388.28	723.36	447690.82	75958.39	N 52 0	46.484 E 4 14 10.060
2833.00	44.58	109.10	2592.89	-391.41	732.24	447687.69	75967.27	N 52 0	46.387 E 4 14 10.529
2847.00	45.11	109.08	2602.82	-394.64	741.57	447684.46	75976.60	N 52 0	46.287 E 4 14 11.021
2860.00	45.55	109.17	2611.96	-397.66	750.30	447681.44	75985.33	N 52 0	46.194 E 4 14 11.481
2874.00	45.99	108.64	2621.72	-400.91	759.79	447678.19	75994.82	N 52 0	46.093 E 4 14 11.981
2888.00	46.08	108.17	2631.44	-404.10	769.35	447675.00	76004.38	N 52 0	45.995 E 4 14 12.485
2901.00	46.25	107.81	2640.45	-406.99	778.27	447672.11	76013.30	N 52 0	45.906 E 4 14 12.955
2915.00	46.34	107.68	2650.12	-410.08	787.91	447669.02	76022.94	N 52 0	45.811 E 4 14 13.463
2928.00	46.52	106.98	2659.08	-412.88	796.90	447666.22	76031.93	N 52 0	45.725 E 4 14 13.937
2942.00	47.13	106.72	2668.66	-415.84	806.68	447663.26	76041.70	N 52 0	45.635 E 4 14 14.452
2955.00	47.57	106.84	2677.47	-418.60	815.83	447660.50	76050.86	N 52 0	45.550 E 4 14 14.934
2969.00	47.75	106.32	2686.90	-421.56	825.75	447657.55	76060.78	N 52 0	45.459 E 4 14 15.457
2982.50	47.92	105.67	2695.96	-424.31	835.37	447654.79	76070.39	N 52 0	45.375 E 4 14 15.963
2996.00	48.10	105.51	2704.99	-427.01	845.03	447652.09	76080.06	N 52 0	45.293 E 4 14 16.472
3010.00	48.10	105.26	2714.34	-429.77	855.08	447649.33	76090.10	N 52 0	45.209 E 4 14 17.001
3024.00	48.10	105.52	2723.69	-432.54	865.13	447646.56	76100.15	N 52 0	45.124 E 4 14 17.531
3041.00	48.10	105.52	2735.04	-435.92	877.32	447643.18	76112.34	N 52 0	45.021 E 4 14 18.173

Survey Program for Definitive Wellpath

Date: 24/04/2012		Validated: Yes	Version: 7	
Actual From	To	Survey	Toolcode	Tool Name
m	m			
74.90	116.00	Gyro Single Shot - 1 (74.90-116.00)	Rate_Gyro	Rate Gyro
129.00	210.50	12-1/4" PMWD - 1 (129.00-210.50)	PMWD	Pathfinder MWD
223.00	223.00	Gyro Single shot - 2 (223.00-223.00)	Rate_Gyro	Rate Gyro
265.00	1102.00	12-1/4" PMWD - 2 (265.00-1102.00)	PMWD	Pathfinder MWD
1137.00	2562.00	8 1/2" PMWD (1137.00-2562.00)	PMWD	Pathfinder MWD
2575.00	3024.00	6-1/8" PMWD (2575.00-3024.00)	PMWD	Pathfinder MWD

SECTION 4

BHA Reports

Company	Green Well Westland	Well	HON-GT-02	Job No.	700004948
Field	Honselersdijk	Rig	Drilltec	BHA Type	Steerable Motor
Last Csg Depth	100m	Last Csg Size	20"	Hole Size	12 1/4"

RUN SUMMARY

MD In	98m	TVD In	98m	Drill Hrs	59.5	Inc in/out	0 / 0.44"
MD Out	1127m	TVD Out	1126.7m	Circ Hrs	84.0	Azi in/out	0 / 52.95°
Date In	13/03/2012 08:00	Meterage	1029m	Brk Hrs	111.5	PathMaker/ Motor s/n	F77078/ F77W0128
Date Out	17/03/2012 21:30	Ave ROP	17.3m/hr	Rot Metres	939m	Slide Metres	90m
Maximum Vibration (CPS)	95	Maximum Temperature	47°C				

OBJECTIVE

Nudge to 2deg inc along Azimuth 20deg, to achieve clearance from well GT01

REASON FOR POOH

Section TD

BIT DATA

Manufacturer	Smith	IADC		Jets/TFA	1x18, 3x20
Type	G04BV CPS	Gauge Length	0.27	Grade In	New
Rig Bit No.	2	Cutter Size Face		Grade Out	2; 2; WT; A; E; 3/16; NO; TD.
No. of Blades		Cutter size Gauge		K Revs	643
Profile: Active/Dual Active/Passive		Active			

BHA DATA

Stb-Stb	Component	Serial Number	OD	ID	Length	Cum Length
	12 1/4" Smith Insert Bit 1X18,3X20	PR7243	12 1/4		0.32	0.32
1.02	7 3/4" G2 Motor - 1.15ABH - 12" Sleeve Stab	F77078	7 3/4		8.5	8.82
8.9	12" String Stabiliser	B80T116A	8 1/16	2 13/16	2.34	11.16
	8" Shock Tool	160-80538	8 1/16	2 5/16	3.4	14.56
5.74	12" Non Mag Stabiliser	B80T026D	7 15/16	2 5/16	2.37	16.93
	8" Non Mag Float sub	D80F555	8 1/16	3	1.02	17.95
	8" MWD	D80H170D	8 1/8		9.24	27.19
	8" X-Over	D80X145B	8 1/16	3	1.0	28.19
13.5m	12" Non Mag Stabiliser	HEMO 1348	8 1/4	2 4/5	2.22	30.41
	8" NMDC	B82C141	8 1/4	2 13/16	9.46	39.87
	8" NMDC	B82C142	8 1/4	2 13/16	9.45	49.32
	8" UBHO	6625 002 10	8	2 7/8	1.3	50.62
	3 x 8" DC	Rig	8	3	27.97	78.59
	8" JAR	384302-02	8	3 1/16	9.52	88.11
	1 x 8" DC	Rig	8	3	9.31	97.42
	8" X-Over	Rig	8	3	1.09	98.51
	6 x 5" HWDP	Rig			79.32	177.83
	Block Wt = N/A					
	Weight Below JAR = 15 To					
	BHA Weight = 19 To					

DRILLING PARAMETERS

MD	WOB	RPM	Trq Off	Trq On	LPM	Bar Off	Bar On	P/U Wt	S/O Wt	Rot Wt
200	0-4	60	1	1	2000	50	55	30	29	30
300	1-3	60	1	1	2200	60	65	30	29	30
400	2-4	60	1	2-4	2000	50	54	31	30	31
500	4-6	60	1	2-4	2345	73	79	35	32	33
600	2-3	60	1	2-3	2350	73	77	36	33	34
700	1-5	60	1	2-4	2350	73	79	38	35	37
800	6-8	60	1	2-4	2500	80	90	43	39	41
900	9-11	60	1	1-4	2500	84	93	48	43	45
1000	10-12	60	1	3-4	2500	92	1000	50	45	48
1100	8-12	65	1	4-6	2500	94	104	52	47	49

Depth in meters, weight in tonne, trq in kNm, pressure in bar

MUD DATA

Type	W/B	Name	KCL	Mud Company	MI Swaco
Mud Wt	1.21	Oil/Water	0 / 86	Max Temp	46
Max Temp	46	Sand %	0.25	Chlorides	85000
Comments				Type of CL-	K+
				Ph	8.9

SURVEY DATA									
MD (m)	Inc (deg)	Azim (deg)	TVD (m)	V Sec (m)	DLS (deg/30m)	Build (deg/30m)	Turn (deg/30m)	Set TFace (deg)	Effective T Face (deg)
0	0	0	0	0	0	0	0		
74.91	0.17	309.26	74.91	-0.11	0.07	0.07	0.00		
116	0.09	284.63	116.00	-0.20	0.07	-0.06	-17.98		
129	0.09	353.53	129.00	-0.22	0.23	0.00	159.00		
156	0.26	28.52	156.00	-0.23	0.21	0.19	38.88		
170	0.88	36.34	170.00	-0.22	1.34	1.33	16.76		
183	1.85	42.58	183.00	-0.17	2.26	2.24	14.40		
197	2.37	45.30	196.99	-0.06	1.13	1.11	5.83		
210.5	2.29	43.63	210.47	0.07	0.23	-0.18	-3.71		
223	2.56	42.75	222.96	0.18	0.65	0.65	-2.11		
265	1.67	33.09	264.93	0.40	0.68	-0.64	-6.90		
278.5	1.32	36.25	278.43	0.42	0.80	-0.78	7.02		
292	1.23	39.06	291.93	0.45	0.24	-0.20	6.24		
306	1.23	38.27	305.92	0.49	0.04	0.00	-1.69		
346	1.58	30.01	345.91	0.54	0.30	0.26	-6.19		
360	1.58	28.61	359.91	0.53	0.08	0.00	-3.00		
373	1.49	24.83	372.90	0.50	0.31	-0.21	-8.72		
428	2.02	25.88	427.88	0.34	0.29	0.29	0.57		
455	2.20	27.73	454.86	0.27	0.21	0.20	2.06		
482	2.29	22.80	481.84	0.16	0.24	0.10	-5.48		
509	2.20	25.79	508.82	0.03	0.16	-0.10	3.32		
536.5	2.29	25.53	536.29	-0.07	0.10	0.10	-0.28		
563.5	2.29	26.23	563.27	-0.16	0.03	0.00	0.78		
577	2.20	30.10	576.76	-0.19	0.39	-0.20	8.60		
591	2.37	27.20	590.75	-0.21	0.44	0.36	-6.21		
604.5	1.32	33.62	604.24	-0.22	2.37	-2.33	14.27		
618	0.70	25.71	617.74	-0.22	1.41	-1.38	-17.58		
632	0.09	338.42	631.74	-0.24	1.38	-1.31	-101.34		
645	0.26	211.95	644.74	-0.25	0.74	0.39	-291.85		
659	0.53	204.74	658.74	-0.24	0.59	0.58	-15.45		
686	0.09	259.14	685.74	-0.24	0.54	-0.49	60.44		
713	0.35	65.26	712.74	-0.21	0.49	0.29	184.58		
740	0.35	64.20	739.74	-0.12	0.01	0.00	-1.18		
768	0.44	66.66	767.74	-0.01	0.10	0.10	2.64		
794	0.44	41.17	793.74	0.06	0.22	0.00	-29.41		
821	0.44	39.33	820.74	0.10	0.02	0.00	-2.04		
849	0.53	42.93	848.74	0.14	0.10	0.10	3.86		
875	0.62	24.39	874.74	0.15	0.24	0.10	-21.39		
903	0.62	38.45	902.73	0.15	0.16	0.00	15.06		
930	0.70	41.53	929.73	0.20	0.10	0.09	3.42		
957	0.35	30.28	956.73	0.23	0.40	-0.39	-12.50		
984	0.09	30.19	983.73	0.23	0.29	-0.29	-0.10		
1011	0.35	21.40	1010.73	0.21	0.29	0.29	-9.77		
1038	0.18	20.61	1037.73	0.19	0.19	-0.19	-0.88		
1065	0.44	63.76	1064.73	0.24	0.37	0.29	47.94		
1092	0.44	68.42	1091.73	0.36	0.04	0.00	5.18		
1102	0.44	52.95	1101.73	0.40	0.36	0.00	-46.41		
BHA MAKE UP AND TRIP IN									
The motor and drill biyt came already made up, as did the shock tool with stabiliser top and bottom. This made for quick BHA handling. The MWD probe was loaded into collar before picking up to floor and and all tested on the first stand of HWD.									
FORMATIONS DRILLED									
Formation Name		Undifferentiated to Rupel (Claystone, Siltstone)				MD	260m	TVD	260m
This is the second of the two well geothermal well project. This was spudded approximately 8m west of the GT01 well already drilled. GT01 was drilled with out real time surveying and was found to have deviated approx 15 m to south of slot. Consequently, it was important to get some clearance and perform a controlled nudge, using steerable motor assembly. Due to possibility of magnetic interference, a UBHO sub was included to allow usage of Gyro tool for purposes of kicking off and surveying until MWD was free from magnetic interference. Commenced Kick-off at 102m, using a Gyro toolface of 30deg (Assumed that the motor reactive torque would be around 10deg from the Insert bit) The 1.15deg bend should give a motor dogleg of 7.7deg, and due to the shallow depth, soft formation etc slid 17m. It was noted that the MWD toolface was reading within 10deg of the Gyro. Subsequent surveys indicated that the slide was not successful. This was not unexpected as it was near impossible to get any weight to the bit even with only 2000lpm flow rate. Tried another kick-off at 168m. Reduced flow to 1700lpm, and pushed the assembly as hard as possible to get some weight. This was a success and managed to achieve 2.3deg with 26m slide. Unfortunately the assembly showed a consistent drop tendency and so regular 3-4m slides were required to hold angle. For most of the section MWD surveys were actually within Spec, with magnetic interference only an issue when well moved to within 6m of GT01. The Landen Formation (380m) was mostly Claystone and the assembly started to hold Inclination at 2deg. By 602m, sufficient displacement was achieved and the angle was steered back to vertical. Sliding was easily achieved with minimal reactive torque. The surface system struggled to cope with the cuttings and so it was not possible to get more than 2000 lpm for most of this section.									
Total Rot M	Ave Rotary ROP	Ave Rot Build		Ave Rot Walk		Total Slide M	Ave Slide ROP		Slide DLS
478m	20.3m/hr	Sl drop		Hold		84m	31m/hr		8deg/30m
Formation Name		Ekofisk Ommelanden Formation (Chalk, Chert)				MD	660m	TVD	660m
By this stage we were rotating to section TD and the only significant events were some very hard sections which caused a lot of vibration and some slow drilling (less than 5m/hr). These were caused by a combination of Sandstone at 670m and several sections of Chert. Mostly the ROP varied between 15 and 30m/hr. The assembly did build a little and a few slides were done to kill off any developing trend.									
Total Rot M	Ave Rotary ROP	Ave Rot Build		Ave Rot Walk		Total Slide M	Ave Slide ROP		Slide DLS
461m	33m/hr	Sl build		Hold		6m	8m/hr		n/a

TRIP OUT / BHA CONDITION			
As planned, circulated out of hole to Casing Shoe, then POOH. There were a few tight spots which were reamed through. On surface, Bit was 4mm undergauge, but otherwise was in good condition with just one chipped tooth. Motor was in good condition, with Zero Axial Bearing Clearance & just 1mm radial bearing play.			
CONCLUSIONS / RECOMMENDATIONS			
Assembly achieved its objective and well was successfully nudged around 16m in opposite direction from well GT01.			
Directional Drillers		John McLaughlin, Nye Hendley	
PathMaker/Motor NCR REPORT			
OCCURRENCE / COMMENTS	YES	NO	No of Times
RPM above recommended spec's for bend setting :		X	
Excessive WOB :		X	
Stalling while rotating :		X	
Stalling while sliding :			
Jarring :		X	
Hard reaming :		X	
Hard back reaming :		X	
Weight stacking :			
Differential sticking :		X	
Packing off :		X	
Higher than expected torque :		X	
Slip / Stick :		X	
High vibration :		X	
Damage or excessive wear to sleeve stabiliser :		X	
Damage or excessive wear to elbow or adjustable housing :		X	
General OD damage, scoring or gouging		X	
Over torque :		X	
Partial backoff :		X	
Washout :		X	
Comments on damage added to Job Ticket		X	
Further Comments:			



A Schlumberger Company
Drilling Parameters Report Form 1263
Rev 03

Company Green Well Westland
District Holland
Field Honselersdijk
Well HON-GT-02
Rig Drilltec

Co. Reps Jan Visee
Dir. Drillers J McLaughlin
N Hendley
BRT 13/03/12 06:00
ART 17/03/12 21:30

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run1)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 7 3/4"
S/N F77076
ABH 1.15

Survey type PMWD

Pump Output				3.51	Inst. Spacing MWD: 24.4m Gyro: 52.6m										Page 1		of 3		Stabiliser 12"							
Date	Time		Depth		S/R	T/F	T/F Min	T/F Max	Reactive	3DRS Offset	RPM	WOB	PU	SO	ROT	SPM	LPM	Pressure bar		Survey Data			Survey Results			Comments
	From	To	From	To			Trq Min	Trq Max	Trq off	Setting								Off	On	MD	Inc	Azim	Build	Walk	DLS	
13-03-12	10:45	10:50	98.0	102.0	R						60	1					1480	30	35	74.9	0.17	309.26	Gyro Survey			Gyro T/F =14.69
	11:14	11:30	102.0	114.0	R						60	1					2200	55	60							
	12:00	12:20	114.0	128.0	R		1	1	1		60	1					2200	55	60	116.0	0.09	284.63	Gyro Survey			Good MWD svy ??
	16:22	16:36	128.0	141.0	S	30M						1					2000	50	55	129.0	0.09	353.53				Good MWD svy ??
	16:49	16:54	141.0	145.0	S	30M						1					2000	50	55							
	16:54	17:10	145.0	154.0	R		1	1	1		60	1					2000	50	55							
	17:25	17:40	154.0	168.0	R						60						2000	50	55	156.0	0.26	28.52				Good MWD svy ??
	18:45	19:00	168.0	181.0	S	25M						0-5					1700	40	44	170.0	0.88	36.34				Good MWD svy ??
	19:13	19:22	181.0	194.0	S	30M						0-5					1700	40	44	183.0	1.85	42.58				
	19:30	19:48	194.0	209.0	R						60	0-2					1700	42	47	197.0	2.37	45.30				
	20:01	20:35	209.0	222.0	R						60	0-2					1700	42	48	210.5	2.29	43.63				
	20:33	20:39	222.0	225.0	S	1M						1-2					1700	42	47	224.0	2.46	41.35	MWD: Mag. Interf.			
	20:40	20:58	225.0	235.0	R						60	1-2					1700	42	47	223.0	2.56	42.75	Gyro Survey			
	21:08	21:30	235.0	249.0	R		1	2	1		60	1-2					2000	52	58	238.0	2.29	48.28	MWD: Mag. Interf.			
21:46	21:50	249.0	253.0	S	265M						1-2					2000	52	57	251.0	1.93	35.20	MWD: Mag. Interf.				
21:50	22:10	253.0	263.0	R						60	1-2					2000	52	57							Pump Hi-Vis	
22:36	22:58	263.0	276.0	R						60	1-2					2200	60	65	265.0	1.67	33.09	MWD: in spec.			Run Gyro	
14-03-12	00:18	00:24	276.0	280.0	S	299M						1-2				2000	52	57	278.5	1.32	36.50	MWD: in spec.			Shakers overloading: lower LPM	
	00:24	00:42	280.0	290.0	R						60	1-3				2000	52	57								
	00:56	01:22	290.0	303.0	R		1	2	1		60	1-3				2300	65	70	292.0	1.23	39.06	MWD: in spec.				
	01:47	02:10	303.0	317.0	R						60	1-3				2350	63	66	306.0	1.23	38.27	MWD: in spec.				
	02:39	02:47	317.0	321.0	S	336M						2-4				2200	57	62	319.0	1.41	22.80	MWD: Mag. Interf.				
	02:47	03:00	321.0	331.0	R						60	2-4				2350	63	68								
	03:40	03:52	331.0	338.0	R						60	2-4				2340	65	70	333.0	1.23	27.64	MWD: Mag. Interf.			Cuttings box full	
	08:45	08:50	338.0	345.0	R		1	3	1		60	1-2				2350	66	70							Shakers overloading: lower LPM	
	00:07	09:13	345.0	348.0	R						60	1-2	37	29	30		2000	50	55	346.0	1.58	30.01	MWD: in spec.			
	09:30	09:35	348.0	354.0	S	30M			10			1-2				2000	50	55								
	09:35	09:40	354.0	359.0	R						60	1-2				2000	50	55	360.0	1.58	28.61	MWD: in spec.			Shakers limited to 2000lpm	
	10:00	10:26	359.0	372.0	R		1	3	1		60	1-2				2000	50	55								
	10:43	11:00	372.0	386.0	R						60	1-2				2000	52	54	373.0	1.49	24.83	MWD: in spec.				
	11:15	11:23	386.0	390.0	R						60	1-2				2000	52	54	387.0	1.76	24.65	Bad dip				
11:25	11:40	390.0	396.0	S	20M						3-4				2000	52	54									
11:40	11:45	396.0	399.0	R						60	1-2				2000	52	54									
12:00	12:16	399.0	413.0	R		1	3	1		60	1-2	31	30	31		2000	52	54	400.0	2.11	26.67	Bad dip			Pump Hi Vis	
12:40	13:12	413.0	427.0	R						60	2-4				2000	52	54	414.0	2.11	22.98	Bad dip					



A Schlumberger Company
Drilling Parameters Report Form 1263
Rev 03

Company Green Well Westland
District Holland
Field Honselersdijk
Well HON-GT-02
Rig Drilltec

Co. Reps Jan Visee
Dir. Drillers J McLaughlin
N Hendley
BRT 13/03/12 06:00
ART 17/03/12 21:30

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run1)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 7 3/4"
S/N F77076
ABH 1.15

Survey type PMWD

Pump Output					3.51	Inst. Spacing MWD: 24.4m Gyro: 52.6m										Page 2		of 3		Stabiliser 12"						
Date	Time		Depth		S/R	T/F	T/F Min	T/F Max	Reactive	3DRS Offset	RPM	WOB	PU	SO	ROT	SPM	LPM	Pressure bar		Survey Data			Survey Results			Comments
	From	To	From	To			Trq Min	Trq Max	Trq off	Setting								Off	On	MD	Inc	Azim	Build	Walk	DLS	
	13:25	14:00	427.0	440.0	R						60	2-6					2000	52	54	428.0	2.02	25.88				Good MWD svy ??
	14:12	14:40	440.0	453.0	R		1	3	1		60	4-8					2350	52	54	441.0	2.20	22.72				
	14:55	15:15	453.0	466.0	R						60	4-8					2350	52	54	455.0	2.20	27.73				
	15:30	15:57	466.0	480.0	R						60	4-8	33	31	32		2350	72	80	469.0	2.29	27.38				
	16:14	16:35	480.0	494.0	R						60	5-6					2350	72	80	482.0	2.29	22.80				
	17:05	17:28	494.0	508.0	R		1	3	1		60	5-6					2350	72	80	496.0	2.29	241.47				
	17:45	18:07	508.0	520.0	R						60	5-6					2350	72	80	509.0	2.20	25.79				
	18:20	18:47	520.0	534.0	R		2	4	1		60	5-6	35	32	33		2350	72	78	523.0	2.37	26.27				
	19:00	19:28	534.0	548.0	R						60	5-6					2350	73	79	536.5	2.29	25.53				
	19:43	20:09	548.0	561.0	R						60	5-6					2350	73	79	550.0	2.20	29.05	Slight M. Dip out			
	20:24	20:56	561.0	575.0	R		2	4	1		60	4-6					2345	73	78	563.5	2.29	26.23				
	21:14	21:40	575.0	589.0	R						60	3-5					2345	73	78	577.0	2.20	30.10				
	21:58	22:25	589.0	602.0	R		2	3	1		60	2-4					2345	73	77	591.0	2.37	27.20				
	22:41	23:08	602.0	610.0	S	200M						2-3	36	34	33		2350	72	77	604.5	1.32	33.62				
	23:10	23:20	610.0	616.0	R						60	2-4					2350	73	77							
23:30	23:59	616.0	629.0	R						60	3-4					2350	74	79	618.0	0.70	25.71					
15-03-12	00:20	00:31	629.0	635.0	S	200M						3-5				2350	73	77	632.0	0.09	338.42					
	00:33	00:47	635.0	643.0	R						60	1-2					2350	73	76							
	01:00	01:29	643.0	656.0	R						60	2-3					2350	74	78	645.0	0.26	211.95				
	01:50	02:19	656.0	670.0	R						60	2-3					2350	74	78	659.0	0.53	204.74				
	02:35	04:05	670.0	684.0	R						60	2-6					2350	74	79	672.0	0.44	224.34				Hard Formation.
	04:25	04:39	684.0	687.0	S							2-7					2350	73	78	686.0	0.09	259.14				Hard interbedded
	04:41	05:16	687.0	697.0	R		2	4	1		60	1-6	38	37	35		2350	73	79						Hard interbedded	
	05:35	06:04	697.0	711.0	R						60	1-5					2350	74	80	699.5	0.09	355.38				
	06:22	06:47	711.0	724.0	R						60	2-4	41	37	35		2350	74	78	713.0	0.35	65.26				
	07:05	07:31	724.0	738.0	R						60	3-6					2350	74	78	727.0	0.44	61.30				
	07:50	08:20	738.0	752.0	R						60	3-6					2350	74	78	740.0	0.35	64.20				
	09:15	09:45	752.0	766.0	R		1	3	1		60	6-8					2350	74	78							
	10:00	11:07	766.0	779.0	R						60	6-8					2350	74	78	768.0	0.44	66.66				Slower, try more WOB-even slower?
	11:25	12:14	779.0	793.0	R						60	6-8	43	39	41		2500	84	89						Inc Flow for hole cleaning	
	12:30	13:20	793.0	806.0	R						60	6-8					2500	84	89	794.0	0.44	41.77				
	13:35	14:30	806.0	820.0	R		2	4	1		60	6-8					2500	84	89						Pump Hi Vis	
	15:00	15:16	820.0	833.0	R						60	6-8	44	40	42		2500	84	89	821.0	0.44	39.53				
	16:05	16:30	833.0	846.0	R						60	6-8					2500	84	90							
	16:45	18:03	846.0	860.0	R		2	5	1		60	6-8					2500	84	92	849.0	0.53	42.93				
	18:18	18:51	860.0	874.0	R		2	4	1		60	6-8					2500	84	96							
	19:06	19:34	874.0	887.0	R						60	6-8					2500	84	96	875.5	0.62	24.39				
	19:48	20:27	887.0	901.0	R						60	6-8					2500	84	96	889.0	0.53	33.00	Check Svy			
	20:55	21:38	901.0	914.0	R						60	9-11					2500	84	93	903.0	0.62	38.45				



Co. Reps Jan Visee

Dir. Drillers J McLaughlin

N Hendley

BRT 13/03/12 06:00

ART 17/03/12 21:30

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run1)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 7 3/4"
S/N F77076
ABH 1.15

Survey type PMWD

ABH 1.15

Pump Output

3.51

I/stk

Inst. Spacing MWD: 24.4m Gyro: 52.6m

Page 3 of 3

Stabiliser 12"

[illegible]

Company	Green Well Westland	Well	HON-GT-02	Job No.	700004948
Field	Honselersdijk	Rig	Drilltec	BHA Type	Steerable Motor
Last Csg Depth	1122m	Last Csg Size	9 5/8"	Hole Size	8 1/2"

RUN SUMMARY					
MD In	1127m	TVD In	1127m	Drill Hrs	120.2
MD Out	2535m	TVD Out	2359.6m	Circ Hrs	169.8
Date In	20/03/2012 08:30	Meterage	1408m	Brt Hrs	228.8
Date Out	29/03/2012 00:00	Ave ROP	11.7m/Hr	Rot Metres	1193
Maximum Vibration (CPS)	95	Maximum Temperature	66		

OBJECTIVE					
Kick-off from vertical at 1150m, and build to +/-32deg on an azimuth of 122deg at 3deg dogleg, and hold tangent to TD.					

REASON FOR POOH					
Section TD					

BIT DATA					
Manufacturer	Smith	IADC	M123	Jets/TFA	5 x 14 / 0.752
Type	M516	Gauge Length	2"	Grade In	New
Rig Bit No.	3	Cutter Size Face	16mm	Grade Out	1-1-BT-S-X-I-NO-TD
No. of Blades	5	Cutter size Gauge	16mm	K Revs	1537k
Profile: Active/Dual Active/Passive		Active			

BHA DATA						
Stb-Stb	Component	Serial Number	OD	ID	Length	Cum Length
	8 1/2" PDC Smith M516 c/w 5x14	JF4527	8 1/2"	-	0.22	0.22
1.05	6 3/4" G2 Motor - 1.15ABH - 8 1/4" Sleeve Stab	F67B086	6 3/4"	-	7.85	8.07
8.45	8" NM Stabiliser	694833	6 1/2"	2 7/8"	1.66	9.73
	6 1/2" NM Pony Collar	52864	6 13/16"	2 7/8"	2.25	11.98
	6 3/4" NM Float Sub c/w ported float	D67F659K	6 7/8"	-	1.02	13
	6 3/4" MWD (Dir-Vibration-Gamma)	D67C479K	6 3/4"	-	9.19	22.19
	6 3/4" MWD Crossover	D67X587	6 3/4"	4 1/2"	0.95	23.14
15.87	8 1/4" NM Stabiliser	HEMO 1247	6 3/4"	2 13/16"	2.27	25.41
	6 1/2" NMDC	HEMO 1174	6 7/8"	2 13/16"	9.29	34.7
	6 1/2" NMDC	HEMO 1142	6 13/16"	2 13/16"	9.15	43.85
	8 x 6 1/2" DC	rig	6 1/4"		74.7	118.55
	6 3/4" Jar	WHC 1169	6 1/2"	2 3/4"	9.79	128.34
	6 1/2" DC	rig	6 1/4"		9.44	137.78
	6 x 5" HWDP	rig			79.41	217.19
	Block Wt = N/A					
	Weight Below JAR = 15 To					
	BHA Weight = 19 To					

DRILLING PARAMETERS										
MD	WOB	RPM	Trq Off	Trq On	LPM	Bar Off	Bar On	P/U Wt	S/O Wt	Rot Wt
1130		60	1-2	5	1900	112	120	52	43	45
1198		60	1-2	4	1900	108	113	52	44	48
1306		60	2	5	1900	118	130	54	47	50
1442	2.4	60	2-3	5	1900	125	135	60	48	54
1537	2-3	60	4	7	2000	135	145	62	49	55
1591	3-5	60	4	8	2000	135	144	63	49	56
1632	4-6	60	3-7	9	2000	137	152	66	49	58
1754	1-3	60	3	6	1990	143	150	69	51	61
1817.5	3	60	4	10	2000	146	155	70	53	62
1876	3	60	6	10	2000	145	152	72	54	62
1944	3	60	6	11	2000	147	156	74	55	65
1975	3	60	6	11	2000	147	156	78	53	65
2053	2	30	7	11	2000	155	165	78	56	67
2093	3	30	7	8	1500	98	109	79	57	67
2133	3.4	30	8	12	1500	99	110	80	58	68
2215	3.4	60	8	11	1500	100	119	81	60	70
2307	3.4	30	9	13	1500	99	112	83	61	72
2392	5	30	9	13	1850	141	152	88	64	75
2413	2	30	7	11	1500	103	117	89	65	76
2418	4	30			1700	117	127	89	65	76
2482	3.4	30	8	12	1500	97	108			
2527	3.4	30			1500	100	115			
2535	3.4	30	8	12	1500	100	115			

Depth in meters, weight in tonne, trq in kNm, pressure in bar

MUD DATA									
Type	W/B	Name	KCL	Mud Company		Ml Swaco			
Mud Wt	1.26	Oil/Water	0/92	Max Temp	62	Sand %	0,1	PV/YP	20/16
Max Temp	62	Sand %	0,1	Chlorides	64000	Type of CL-		Ph	9.1
Comments									

SURVEY DATA									
MD (m)	Inc (deg)	Azim (deg)	TVD (m)	V Sec (m)	DLS (deg/30m)	Build (deg/30m)	Turn (deg/30m)	Set TFace (deg)	Effective T Face
1102	0.44	52.95	1101.73	0.4	0	0	0		0
1137	0.35	64.29	1136.73	0.51	0.1	-0.08	9.72		144.6
1151	0.44	69.21	1150.73	0.56	0.21	0.19	10.54		23.12
1178	2.99	105.77	1177.71	1.31	2.94	2.83	40.62		42.23
1205	5.72	111.22	1204.63	3.31	3.06	3.03	6.06		11.35
1232	8.71	118.61	1231.42	6.68	3.47	3.32	8.21		20.94
1259	11.96	117.73	1257.98	11.52	3.62	3.61	-0.98		-3.21
1286	14.6	118.78	1284.25	17.71	2.95	2.93	1.17		5.73
1314	17.24	121.42	1311.18	25.39	2.93	2.83	2.83		16.61
1341	19.52	124.93	1336.8	33.89	2.81	2.53	3.9		27.57
1368	21.72	124.23	1362.07	43.38	2.46	2.44	-0.78		-6.72
1395	24.09	122.82	1386.94	53.88	2.7	2.63	-1.57		-13.69
1422	26.82	122.65	1411.31	65.48	3.03	3.03	-0.19		-1.61
1449	28.05	123.18	1435.27	77.91	1.39	1.37	0.59		11.46
1476	29.99	121.94	1458.88	91	2.26	2.16	-1.38		-17.77
1503	29.63	121.42	1482.31	104.42	0.49	-0.4	-0.58		-144.54
1530	30.95	121.86	1505.62	118.04	1.49	1.47	0.49		9.73
1557	30.95	121.59	1528.78	131.92	0.15	0	-0.3		-90.12
1585	32.01	121.68	1552.66	146.54	1.14	1.14	0.1		2.58
1612	32.62	122.38	1575.48	160.98	0.8	0.68	0.78		31.82
1639	32.54	121.51	1598.23	175.51	0.53	-0.09	-0.97		-100.06
1665	31.92	120.98	1620.22	189.38	0.79	-0.72	-0.61		-155.72
1693	31.57	120.98	1644.03	204.11	0.37	-0.37	0		180
1721	32.01	121.15	1667.83	218.86	0.48	0.47	0.18		11.58
1748	31.74	120.45	1690.76	233.12	0.51	-0.3	-0.78		-126.44
1775	31.48	119.92	1713.76	247.27	0.42	-0.29	-0.59		-133.33
1802	32.36	119.4	1736.67	261.54	1.02	0.98	-0.58		-17.57
1829	32.27	121.51	1759.49	275.97	1.26	-0.1	2.34		95.45
1856	32.1	122.65	1782.34	290.35	0.7	-0.19	1.27		106.12
1883.5	32.89	123.44	1805.54	305.11	0.98	0.86	0.86		28.58
1910.5	32.62	123.7	1828.24	319.71	0.34	-0.3	0.29		152.59
1938	32.54	122.91	1851.42	334.5	0.47	-0.09	-0.86		-100.98
1965	32.1	122.91	1874.23	348.93	0.49	-0.49	0		180
1992	32.01	123	1897.12	363.25	0.11	-0.1	0.1		152.08
2020	32.01	123.26	1920.86	378.08	0.15	0	0.28		90.11
2046	31.74	122.65	1942.94	391.8	0.48	-0.31	-0.7		-130.23
2073	32.1	122.38	1965.86	406.08	0.43	0.4	-0.3		-21.75
2100	32.27	121.77	1988.71	420.45	0.41	0.19	-0.68		-62.64
2127	32.1	121.51	2011.56	434.83	0.24	-0.19	-0.29		-140.94
2154.5	32.36	121.33	2034.82	449.5	0.3	0.28	-0.2		-20.34
2182	32.54	121.68	2058.03	464.26	0.28	0.2	0.38		46.36
2209	32.54	121.24	2080.79	478.78	0.26	0	-0.49		-90.19
2236	32.18	120.98	2103.6	493.23	0.43	-0.4	-0.29		-158.98
2263	31.83	120.8	2126.49	507.54	0.4	-0.39	-0.2		-164.83
2290	31.66	120.01	2149.45	521.74	0.5	-0.19	-0.88		-112.58
2317	31.3	118.78	2172.48	535.84	0.82	-0.4	-1.37		-119.79
2344	30.95	118.17	2195.59	549.78	0.52	-0.39	-0.68		-138.25
2371	31.13	119.05	2218.73	563.69	0.54	0.2	0.98		68.74
2399	30.78	118.78	2242.74	578.08	0.4	-0.37	-0.29		-158.47
2426	31.16	119.5	2265.89	591.97	0.59	0.42	0.8		44.58
2440	31.02	119.37	2277.88	599.2	0.33	-0.3	-0.28		-154.44
2453.5	30.98	118.83	2289.45	606.14	0.62	-0.09	-1.2		-98.42
2535	30.45	116.84	2359.52	647.7	0.42	-0.2	-0.73	PROJECTION TO TD!	

BHA MAKE UP AND TRIP IN

BHA was made up and tested without incident. The assembly was run in to just above the float at 1097m, and washed down to tag the float. The float, cement and shoe-track were all drilled without difficulty and, with no requirement for formation test, continued down to a slightly deeper than planned kick-off point, at 1157m.

FORMATIONS DRILLED

Formation Name	Texel / Holland Groups	MD	1105m	TVD	1105m	
<p>The well was kicked off initially sliding full single (13.5m) and rotating a single. This gave around 3deg dogleg which started to increase with Inclination. Thereafter, slides of 11m were enough to achieve the desired 3deg DLS. There was no particular problem with sliding and managed good ROP with 5-10bar differential and 90-120deg reactive torque. Around 30deg Inc tried some rotary drilling to see if assembly would build. Unfortunately, as with GT01, the assembly showed a 0.4deg drop, and a 0.6deg left walk: despite the use of an 8" Stabiliser (8 1/8" stabiliser used on GT01) above the motor. There was some evidence of cavings, and poor hole cleaning. This showed clearly during one slide when pressure was 10bar higher than normal, yet ROP was poor with no reactive torque. Once the hole was circulated and well reamed, these problems went away. For this reason, the hole was reamed at least 2 times at connections and this had a positive effect on lowering Stand pipe pressure due to cuttings in the hole. The remainder of this section was rotated with occasional 5m slides to correct for the drop and left walk tendency.</p>						
Total Rot M	Ave Rotary ROP	Ave Rot Build	Ave Rot Walk	Total Slide M	Ave Slide ROP	Slide DLS
534m	16.6m/Hr	-0.4 deg/30m	-0.6deg /30m	185m	13.8m/Hr	7.5deg/30m

Formation Name	Vlieland Group	MD	1821m	TVD	1750.7m	
<p>Sliding in the tangent became very difficult, since hang ups would occur and once you manage to pass you would stall the motor. Since sliding seemed to be working only randomly we tried to hold inc by reducing rpm from 60 to 30, which actually went very well. At some point we started to get losses and flowrate had to be reduced from 2000 lpm to 1500 lpm. It was to go ahead like this with 30rpm for a while but then hole cleaning became poor and it was decided to pick up to 60 rpm. After that the dropping tendency came back around 0.4deg. A few slides were done to try and hold inclination but we barely came back to above 32 deg. At that point even slight adjustments of toolface by turning the pipe on surface were impossible, the turn wouldnt arrive downhole, maybe it got stuck at the point where we hung up. The only chance was to align the toolface properly and play a little bit with WOB/differential pressure, but even there was little room to play since already 4 tons hang up would cause the motor to stall once passed through. At 2432m the MWD stopped working and it was decided to continue to rotate ahead to TD at 2535m.</p>						
Total Rot M	Ave Rotary ROP	Ave Rot Build	Ave Rot Walk	Total Slide M	Ave Slide ROP	Slide DLS
605m	16m/hr	-0.35 /30m	+/- Hold	49m	8m/hr	6/30m

TRIP OUT / BHA CONDITION			
No problems POOH, motor was in good shape 5mm axial and 1mm circumferential bearing play, draining ok. Bit was in good condition 1-1-BT-S-X-I-NO-TD			

CONCLUSIONS / RECOMMENDATIONS			
<p>The BHA performed well and all directional objectives were achieved. The 5-bladed bit drilled the section well but was a little aggressive for sliding in the lower part of the section. A 6-bladed design would allow better directional control with only a minimal effect on rotary performance - in general the WOB used over this run was below 5 tonnes so a small increase would give a compatible penetration rate.</p> <p>Parameters should be limited before entering the Vlieland formation to minimize the chance of losses in future wells. Mud weight should also be minimized and LCM should be on site so it can be continually added to the mud..</p>			

Directional Drillers	
-----------------------------	--

PathMaker/Motor NCR REPORT			
OCCURRENCE / COMMENTS	YES	NO	No of Times
RPM above recommended spec's for bend setting :		X	
Excessive WOB :		X	
Stalling while rotating :		X	
Stalling while sliding :	X		20+
Jarring :		X	
Hard reaming :		X	
Hard back reaming :		X	
Weight stacking :	X		Lots
Differential sticking :		X	
Packing off :		X	
Higher than expected torque :		X	
Slip / Stick :		X	
High vibration :		X	
Damage or excessive wear to sleeve stabiliser :		X	
Damage or excessive wear to elbow or adjustable housing :		X	
General OD damage, scoring or gouging		X	
Over torque :		X	
Partial backoff :		X	
Washout :		X	
Comments on damage added to Job Ticket		X	
Further Comments: No problems over the run. Several stalls while sliding but no real loss of power. Motor was in good condition 5mm axial and 2mm circumferential bearing play, draining ok.			



A Schlumberger Company
Drilling Parameters Report Form 1263
Rev 03

Company Green Well Westland
District Holland
Field Honselersdijk
Well HON-GT-02
Rig Drilltec

Co. Reps Jan Visee / Karl Go lop
Dir. Drillers J.Pichler
P.Hornsveld
BRT 20/03/12 08:30
ART 29/03/12 22:15

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run2)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 6 3/4" 7/8 5.0
S/N F67B086
ABH 1.15

Survey type PMWD

Pump Output				3.51	Inst. Spacing MWD: 19.4m										Page 1		of 5		Stabiliser 8 1/4"							
Date	Time		Depth		S/R	T/F	T/F Min	T/F Max	Reactive	3DRS Offset	RPM	WOB	PU	SO	ROT	SPM	LPM	Pressure bar		Survey Data			Survey Results			Comments
	From	To	From	To			Trq Min	Trq Max	Trq off	Setting								Off	On	MD	Inc	Azim	Build	Walk	DLS	
20-03-12	23:18	23:45	1130.0	1143.0	R		1	5	1-2		60		52	43	45		1900	112	120	1137.0	0.35	64.29				
21-03-12	00:08	00:34	1143.0	1157.0	R		1	5	1		60						1900	109	115	1151.0	0.44	69.21				
	00:52	01:30	1157.0	1170.0	S	120M											1900	108	114							
	02:02	02:54	1170.0	1184.0	R		1	5	1		60						1900	114	121	1178.0	2.99	105.77	2.83	40.62	2.94	
	03:23	04:01	1184.0	1198.0	S	130M											1900	108	112							
	04:19	04:51	1198.0	1211.0	R		1	4	1-2		60		52	44	48		1900	108	113	1205.0	5.72	111.22	3.03	6.06	3.06	
	05:10	05:48	1211.0	1225.0	S	20R											1900	109	114							
	06:09	06:41	1225.0	1238.0	R		1	5	1-2		60						1900	110	116	1232.0	8.71	118.61	3.32	8.21	3.47	
	07:02	07:38	1238.0	1252.0	S	HS											1900	112	119							
	08:08	08:34	1252.0	1266.0	R						60						1900	112	120	1259.0	11.96	117.73	3.61	-0.98	3.60	
	09:05	09:34	1266.0	1277.0	S	20R			90								1900	113	121							Fast/slow ??
	09:34	09:40	1277.0	1279.0	R		3	5	2		60						1900	113	122							
	10:00	10:30	1279.0	1293.0	R						60						1900	116	230	1286.0	14.60	118.78	2.93	1.17	2.95	
	10:50	11:31	1293.0	1304.0	S	25R											1900	118	132							
	11:31	11:40	1304.0	1306.0	R						60						1900	118	130							
	12:00	12:40	1306.0	1320.0	R						60		54	47	50		1900	118	130	1314.0	17.24	121.42	2.83	2.83	2.93	Pull to shoe for rig repair
	19:20	19:53	1320.0	1331.0	S	30R						2-3					1900	115	128							
	19:54	20:06	1331.0	1333.0	R		2	5	2-3		60	2-4					1900	115	122							
	20:29	21:16	1333.0	1347.0	R		2	6	1-2		60	1-2					1900	117	122	1341.0	19.52	124.93	2.53	3.90	2.81	
	21:49	22:29	1347.0	1359.0	S	5R						1-5					1900	118	128							
	22:32	22:40	1359.0	1361.0	R		1	5	1-2		60	1-2	R				1900	117	124							
	23:00	23:55	1361.0	1374.0	R		1	5	1-2		60	1-3					1900	121	129	1368.0	21.72	124.23	2.44	-0.78	2.46	
22-03-12	00:21	00:59	1374.0	1385.0	S	10L						1-7					1900	118	125							
	01:03	01:08	1385.0	1388.0	R		1	6	1-2		60	1-3	57	48	52		1900	120	126							
	01:36	02:23	1388.0	1401.0	R						60	1-3					1900	119	124	1395.0	24.09	122.82	2.63	-1.57	2.70	
	02:51	03:37	1401.0	1412.0	S	8R						1-9					1900	120	128							
	03:41	03:55	1412.0	1415.0	R		1	5	1-2		60	1-3					1900	120	128							
	04:17	05:20	1415.0	1428.0	R				1-3		60	1-2					1900	118	123	1422.0	26.82	122.65	3.03	-0.19	3.03	
	05:14	06:30	1428.0	1434.0	S	HiSide						1-9					1900	118	132							Hard. ROP <2m/hr from 1432m
	06:32	07:21	1434.0	1442.0	R		2	5	2-3		60	1-7					1900	120	125							
	07:45	09:38	1442.0	1456.0	R						60	2-4	60	48	54		1900	125	135	1449.0	28.05	123.18	1.37	0.59	1.39	No reactive TQ, better ROP at 2-3
	10:00	12:25	1456.0	1467.0	S	HS						2-12					1900	130	140							
	12:25	12:39	1467.0	1469.0	R		3	5	2		60	2-4					1900	130	140							Circ hi vis, circ hole
	12:55	13:35	1469.0	1483.0	R						60	2-4					2000	140	160	1476.0	29.99	121.94	2.16	-1.38	2.26	
	13:50	14:25	1483.0	1496.0	R						60	2-4					2000	135	142							



A Schlumberger Company
Drilling Parameters Report Form 1263
Rev 03

Company Green Well Westland
District Holland
Field Honselersdijk
Well HON-GT-02
Rig Drilltec

Co. Reps Jan Visee / Karl Golop
Dir. Drillers J.Pichler
P.Hornsveld
BRT 20/03/12 08:30
ART 29/03/12 22:15

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run2)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 6 3/4" 7/8 5.0
S/N F67B086
ABH 1.15

Survey type PMWD

Pump Output					3.51	Inst. Spacing MWD: 19.4m										Page 2		of 5		Stabiliser 8 1/4"						
Date	Time		Depth		S/R	T/F	T/F Min	T/F Max	Reactive	3DRS Offset	RPM	WOB	PU	SO	ROT	SPM	LPM	Pressure bar		Survey Data			Survey Results			Comments
	From	To	From	To			Trq Min	Trq Max	Trq off	Setting								Off	On	MD	Inc	Azim	Build	Walk	DLS	
	14:57	15:30	1496.0	1510.0	R						60	2-4					2000	135	143	1503.0	29.63	121.42	-0.40	-0.58	0.49	Dropping in rotary
	16:10	16:20	1510.0	1512.0	R						60	1-2					2000	135	140							
	16:23	16:48	1512.0	1522.0	S	HS	10L	20R	60			2-4					2000	135	144							Easy slide
	16:48	16:53	1522.0	1523.0	R						60	2-4					2000	135	145							
	17:51	18:27	1523.0	1537.0	R						60						2000	135	145	1530.0	30.95	121.86	1.47	0.49	1.49	
	19:15	19:55	1537.0	1550.0	R						60	2-3	62	49	55		2000	135	145							
	20:15	20:55	1550.0	1564.0	R						60	2-6					1995	135	141	1557.0	30.95	121.59	0.00	-0.30	0.15	
	21:20	21:30	1564.0	1566.0	R						60	3-4					2000	135	141							
	21:30	22:05	1566.0	1573.0	S	0-20R	10L	25R	90		-	3-4					2000	135	141							
	22:05	22:20	1573.0	1577.0	R		1	8	3-5		60	3-5					2000	135	141							
	22:45	23:25	1577.0	1591.0	R						60	3-5					2000	135	141	1585.0	32.01	121.68	1.14	0.10	1.14	
23-03-12	00:00	00:55	1591.0	1604.0	R						60	3-5	63	49	56		2000	135	144							
	01:30	01:45	1604.0	1608.0	R						60	4					2000	137	145							
	01:50	02:30	1608.0	1613.0	S	30R	10L	50R	90		-	4					2000	137	145	1612.0	32.69	122.38	0.68	0.78	0.80	
	02:30	02:50	1613.0	1618.0	R						60	5					2000	137	152							
	03:35	04:25	1618.0	1632.0	R						60	6					2000	137	152							SCR's, pump pill
	05:10	05:50	1632.0	1645.0	R		4	9	3-7		60	4-6	66	49	58		2000	137	152	1639.0	32.54	121.51	-0.09	-0.97	0.53	
	06:20	07:00	1645.0	1659.0	R						60	2-3					2000	142	149							
	07:30	08:20	1659.0	1673.0	R						60	2-3					2000	142	149	1665.0	31.92	120.98	-0.72	-0.61	0.79	
	08:45	09:32	1673.0	1686.0	R						60	2-3					2000	142	149							Circ bottoms up
	10:40	11:36	1686.0	1700.0	R						60	2-3					2000	142	149	1693.0	31.57	120.98	0.01	0.00	0.01	
	11:57	12:12	1700.0	1705.0	R		4	7	3		60	2-3					2000	142	150							
	12:15	12:58	1705.0	1710.0	S	25R	HS	50R	90		60	1-3					1990	142	149							
	12:58	13:10	1710.0	1714.0	R						60	1-3					1990	140	150							
	13:30	14:18	1714.0	1727.0	R		4	7	3		60	1-3					1990	142	149	1721.0	32.01	121.15	0.47	0.18	0.48	
	14:36	15:22	1727.0	1740.0	R						60	1-3					1990	142	149							
	15:46	16:36	1740.0	1754.0	R						60	1-3					1990	143	150	1748.0	31.74	120.45	-0.30	-0.78	0.51	
	17:06	18:05	1754.0	1768.0	R		4	6	3		60	1-3	69	51	61		1990	143	150							
	19:00	20:30	1768.0	1781.0	R						60	3-4					2000	144	151	1775.0	31.48	120.10	-0.30	-0.39	0.35	
	21:00	21:20	1781.0	1784.0	R						60	4					2000	144	154							
	21:25	21:45	1784.0	1791.0	S	30R	20L	50R	90		60	1-2					2000	144	154							
	21:45	22:00	1791.0	1795.0	R		2	8	4		60	4					2000	144	154							
	23:40	23:59	1795.0	1802.0	R						60	3					2000	144	154							
24-03-12	00:00	00:30	1802.0	1808.0	R						60	4					2000	144	156	1802.0	32.36	119.40	0.98	-0.78	1.06	
	01:00	01:20	1808.0	1811.5	R						60	4					2000	144	156							
	01:25	01:35	1811.5	1817.5	S	60R	11R	105R	±120		60	2-6					2000	146	155							
	01:35	02:05	1817.5	1822.0	R						60	3	70	53	62		2000	146	155							
	02:50	03:45	1822.0	1835.0	R		4	10	4		60	3					2000	146	155	1829.0	32.27	121.51	-0.10	2.34	1.26	
	04:25	04:35	1835.0	1838.0	R						60	3					2000	147	155							



A Schlumberger Company
Drilling Parameters Report Form 1263
Rev 03

Company Green Well Westland
District Holland
Field Honselersdijk
Well HON-GT-02
Rig Drilltec

Co. Reqs Jan Visee / Karl Golop
Dir. Drillers J.Pichler
P.Hornsveld
BRT 20/03/12 08:30
ART 29/03/12 22:15

Holesize 8 1/2"
BHA# 3 (run2)
Sidetrack# n/a
Bit type Smith
Motor type Dynadrill G2 6 3/4" 7/8 5.0
S/N F67B086
ABH 1.15

Survey type PMWD

Pump Output					3.51	I/Stk	Inst. Spacing MWD: 19.4m					Page 3 of 5										Stabiliser 8 1/4"				
Date	Time		Depth		S/R	T/F	T/F Min	T/F Max	Reactive	3DRS Offset	RPM	WOB	PU	SO	ROT	SPM	LPM	Pressure bar		Survey Data			Survey Results			Comments
	From	To	From	To			Trq Min	Trq Max	Trq off	Setting								Off	On	MD	Inc	Azim	Build	Walk	DLS	
	04:40	05:15	1838.0	1844.0	S	60R					-	6					2000	147	160							
	05:15	05:40	1844.0	1849.0	R						60	3					2000	147	155							Perform wiper trip
	16:43	17:53	1849.0	1863.0	R						60						2000	147	155	1856.0	32.10	122.65	-0.19	1.27	0.70	
	18:30	18:47	1863.0	1866.0	R						60						2000	147	155							
	19:00	19:21	1866.0	1872.0	S	50R			±180		-	2					2000	145	160							
	19:21	19:45	1872.0	1876.0	R						60	3					2000	145	152							
	20:15	21:00	1876.0	1890.0	R						60	3	72	54	62		2000	145	152	1883.5	32.89	123.44	0.86	0.86	0.98	
	21:25	22:55	1890.0	1903.5	R		4	10	6		60	3					2000	145	152							
	23:25	23:59	1903.5	1914.0	R						60	3					2000	145	152	1910.5	32.62	123.70	-0.30	0.29	0.34	
25-03-12	00:00	00:15	1914.0	1917.0	R						60	3					2000	145	152							
	00:45	01:45	1917.0	1930.0	R						60	2					2000	145	156							
	03:25	04:05	1930.0	1944.0	R		4	11	6		60	3					2000	147	156	1938.0	32.54	122.91	-0.09	-0.86	0.47	Switched to summertime
	04:35	05:20	1944.0	1957.0	R						60	3	74	55	65		2000	147	156	1965.0	32.10	122.91	-0.49	0.00	0.49	
	05:35	06:30	1957.0	1971.0	R						60	3					2000	147	161							
	06:50	07:00	1971.0	1974.0	R		2	11	6		60	3					2000	147	161							
	07:05	07:25	1974.0	1975.0	S	60R					-	2					2000	147	152							difficult to slide pdc grabbing fm.
	07:25	08:00	1975.0	1986.0	R						60	3	78	53	65		2000	147	156							
	08:16	08:41	1986.0	1991.0	R						60	3					2000	150	160							
	08:47	09:33	1991.0	1993.0	S	100R					-	2-3					2000	150	153	1992.0	32.01	123.00	-0.10	0.10	0.11	difficult to slide, hang ups
	09:36	09:48	1993.0	1998.0	R						60	2					2000	150	160							
	10:05	10:47	1998.0	2012.0	R		4	11	7		30	3					2000	149	162							reduce rpm to compensate drop tendency
	11:05	12:00	2012.0	2025.0	R		2	11	7		30	3					2000	150	162	2020.0	32.01	123.26	0.00	0.28	0.15	
	12:20	13:10	2025.0	2039.0	R						30	3-4					2000	151	162							
	13:30	14:15	2039.0	2053.0	R						30	4					2000	155	165	2046.0	31.74	122.65	-0.31	-0.70	0.48	
	14:32	14:48	2053.0	2056.0	R						30	2	78	56	67		2000	155	165							
	14:54	15:38	2056.0	2059.0	S	HS	10L	20R	30			2					2000	156	164							hang ups
	15:40	16:05	2059.0	2067.0	R						30	3					2000	156	165							
	16:27	17:17	2067.0	2079.0	R		3	9	7		30	3					2000	156	165	2073.0	32.10	122.38	0.40	-0.30	0.43	
	17:35	18:06	2079.0	2086.0	R						30	3					2000	157	167							losses ~6m3/hr, reduce pump rate and MW
	18:42	19:26	2086.0	2093.0	R		5	8	7		30	2					1500	98	107							
	19:35	20:50	2093.0	2106.0	R						30	3	79	57	67		1500	98	109	2100.0	32.27	121.77	0.19	-0.68	0.41	
	21:15	22:45	2106.0	2120.0	R						30	3					1500	99	107							
	23:20	23:59	2120.0	2127.0	R		4	12	7		30	3-4					1500	99	110							
26-03-12	00:00	00:35	2127.0	2133.0	R						30	3-4					1500	99	110	2127.0	32.10	121.51	-0.19	-0.29	0.24	
	01:05	02:15	2133.0	2147.0	R						30	3-4	80	58	68		1500	99	110							SCR'S
	03:00	03:45	2147.0	2156.0	R		9	12	8		30	3-4					1500	102	111	2154.5	32.36	121.33	0.28	-0.20	0.30	pump hi-vis pill
	04:00	04:30	2156.0	2161.0	S	45R	HS	110R	±180		-	2-4					1600	111	122							



Co. Reps Jan Visee / Karl Go lop

Dir. Drillers J.Pichler

P.Hornsveld

BRT 20/03/12 08:30

ART 29/03/12 22:15

Holesize 8 1/2"

BHA# 3 (run2)

Sidetrack# n/a

Bit type Smith

Motor type Dynadrill G2 6 3/4" 7/8 5.0

S/N F67B086

ABH 1.15

Survey type PMWD

Page 5 of 5

Stabiliser 8 1/4"

[illegible]

SECTION 5

Summary and Recommendations

12 ¼" HOLE SECTION

BHA 2/ Run 1 (98m – 1127m)

The presence of the nearby GT-01 well required the use of a 12 ¼" steerable motor with MWD and single shot wireline gyros to maintain adequate separation. A shock tool was also utilised in response to rig damage experienced as a result on downhole vibration.

Commenced sliding at 102m with a 17m slide, using a Gyro toolface of 30°, allowing for an assumed motor reactive torque of 10°. The 1.15° motor bend being predicted to produce 7.7°/30m dogleg severity. It was noted that the MWD toolface was reading within 10° of the Gyro. Subsequent surveys indicated that the slide had not resulted in any build. This was not unexpected as it was near impossible to get any weight to the bit, even with only 2000lpm flow rate.

Another slide was initiated at 168m with a reduced flow of 1700lpm and the assembly was pushed as hard as possible to achieve 0-5T WOB. This was a success and achieved a 2.3° dogleg from a 26m slide giving an inclination of 1.85° on an azimuth of 42°. The assembly showed a consistent drop tendency and so regular 3-4m slides were required to hold angle. For most of the section MWD surveys were actually within specification, with magnetic interference only an issue when well moved to within 6m of GT-01.

The Landen Formation (380m), predominantly claystone, resulted in the assembly holding inclination at 2deg. By 602m sufficient displacement had been achieved from GT-01 and the well was steered back to vertical. Sliding was easily achieved with minimal reactive torque. The surface system struggled to cope with the cuttings and so it was not possible to get more than 2000 lpm for most of this section.

Around 670m some slow drilling (5m/hr) and associated vibration was encountered; this was caused by a combination of sandstone and several sections of chert. Outwith this the ROP varied between 15 and 30m/hr. The assembly did build up to 0.7° as a consequence of the 10T WOB and this was countered with a 3m slide.

On the trip out there were a few tight spots which were reamed through. On surface the bit was found to be 3/16" undergauge, but otherwise was in good condition with just one chipped tooth.

Recommendations:

The assembly provided the required control necessary to maintain separation with GT-01.

8 ½" HOLE SECTION

BHA 3/ Run 2 (1127m – 2535m)

A steerable (1.15° bend) PathFinder 6 ¾" G2 mud motor was run with a Smith Mi516 bit. The stabilization behind the motor was modified from the 8 1/8" run on GT-01 to 8" in a bid to counteract the 0.3°/30m drop seen in rotary; unfortunately the assembly actually dropped at 0.4°/30m in rotary. This response must be related to the 180° change in the azimuth that the formations were drilled at.

The kick-off was performed without incident and the build section was completed on plan at +/-1585m with 32° inclination. There was some evidence of cavings, and poor hole cleaning. This showed clearly during one slide when the pressure was 10bar higher than normal, yet ROP was poor with no reactive torque. Once the hole was circulated and well reamed, these problems went away. For this reason, the hole was reamed at least twice at connections and this had a positive effect on lowering the standpipe pressure due to a reduction in annular loading of cuttings. The remainder of this section was rotated with occasional 5m slides to correct for the drop and left walk tendency.

Sliding in the tangent became very difficult with hang ups and motor stalls. As a consequence the rotary speed was reduced from 60 to 30 in an attempt to hold angle, this worked well.

At 2086 mud losses were encountered and the flowrate was reduced from 2000 lpm to 1500 lpm. Hole cleaning became an issue again and the rpm was increased to 60 at 2189m, with the consequent 0.4°/30m drop trend. A few slides were done to hold inclination at 32°. By this point steering and toolface control could not be achieved.

At 2432m the MWD stopped pulsing and it was decided to continue to rotate ahead to section TD at 2535m.

Recommendations:

Use of a 7 ¾" stabiliser on top of the motor should hold in rotary mode when drilling to the East through these formations.

On inspection the MWD pulser was found to be blocked by a piece of metal debris. It is likely that this came from pump repairs carried out prior to the incident. Use of a filter sub will avoid a reoccurrence.

On balance the 516 bit style should be retained for future use with similar simple directional profiles.

6 1/8" HOLE SECTION

BHA 4/ Run 3 (2535m – 2603m)

A steerable (0.75° bend) PathFinder 4 3/4" G2 mud motor was run with a Smith MDSi611 bit. The bend in the motor was present purely to aid inclination control, no sliding planned. A 5 1/2" stabilizer above the motor was predicted to build at 0.2-0.4°/30m based on the 0.1°/30m drop seen with the 5 3/4" stabilizer used on GT-01.

Prior to the assembly being picked up it was instructed that the assembly must be "guaranteed" to build, ideally up to 40° inclination. The only option available with the tools on location was to remove the 5 1/2" stabilizer from behind the motor. This was predicted to build at 0.75-1°/30m when taking into account the previous assembly behavior on GT-01 and the more exaggerated responses seen when drilling to the East on GT-02.

The initial build rate observed average 1.5°/30m.

The MWD tool suffered a battery failure and the assembly had to be tripped.

BHA 5/ Run 4 (2603m – 3027m)

The build rate observed continued to average 1.5°/30m before slowing to an eventual hold; average build rate was 0.93°/30m giving 48° inclination at TD.

Drilling parameters were adjusted in an attempt to moderate the build rate, with mixed results, this did have an impact on the ROP.

The section was drilled mainly without a directional driller on site.

Recommendations:

For a similar BHA configuration a smaller bend setting, 0.39°, should reduce the rotary build tendency, probably by 50%. With the 5 1/2" stabiliser behind the motor the assembly should build approximately 0.2-0.4°/30m on a West azimuth and hold-0.2°/30m build on a West direction.

Mud Motor Operating Summary

Hole Size (in)	Run #	Motor S/N	Depth In	Metreage (M)	BHA Type	In Hole Hrs	Circ Hrs	Drill Hrs	ROP (m/Hr)	% Steering	Reason for Trip
12 ¼"	1	F77076	98	1029	Steerable Motor	111.5	84	59.5	17.3	9	TD
8 ½"	2	F67B086	1127	1408	Steerable Motor	228.8	169.8	120.2	11.7	15	TD
6 1/8"	3	F470147	2535	64	Steerable Motor	36	11			0	DTF
6 1/8"	4	F470147	2603	424	Steerable Motor	116	73.6			0	TD

Mud Motor Reliability Data

Total Circulating Hours for Well : 338.4
 Failures : 0
 MTBF For Well : >338.4



End Of Well Report

Scab liner & Inhibitor line Installation

HON-GT-01-S2

16-11-2017

Prepared by:

Wellworks BV
Schoolstraat 57
2271 BZ Voorburg
The Netherlands
Author: Mattijs Brugman

Wellworks BV has made every effort to ensure that the interpretations, conclusions and recommendations presented herein are accurate and reliable in accordance with good industry practice. Wellworks BV does not however guarantee the correctness of any such interpretation and shall not be held liable or responsible for any loss, costs, damages or expenses incurred or sustained by anyone resulting from any interpretation or recommendation made by any of our representatives.

Document Control

Document: GW-EOWR-20171116 SCAB LINER				
Version	Revision	Date	Modification	Checked
01	00	01 November 2017	Initial copy for review	PVL/TZ
01	01	03 November 2017	Comments PVL/TZ implemented	PVL/TZ
01	02	15 November 2017	Comments agreed	TZ

Table 1 - Document Control

Document Distribution List

SODM@minez.nl	State Supervision of Mines
Peter van Leeuwen	Green Well Westland
Sjon Mulder	Green Well Westland
Ted Zwinkels	Green Well Westland
Gert Jan Verkade	Green Well Westland
Roelf Turksema	Wellworks BV
Tijs Brugman	Wellworks BV

Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	1	

Table of Contents

1	Executive summary	3
2	Project Data	3
2.1	General.....	3
2.2	Well	3
2.3	Well Intervention Unit	3
3	Borehole Section Data	4
3.1	Depths.....	4
3.2	Tubing, Casing	4
4	Mud Properties.....	4
5	Geological Data.....	5
5.1	Stratigraphical Column.....	5
5.2	Hydrocarbons.....	5
6	Well Status	5
7	Signature	5
8	Appendix.....	6
8.1	Appendix A – Well status diagram	6
8.2	Appendix B – Wellhead & X-mas tree.....	7
8.3	Appendix C – Directional data.....	8

List of Tables

Table 1 - Document Control	1
----------------------------------	---

Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	2	

1 EXECUTIVE SUMMARY

Green Well Westland operates a geothermal heating system formed by a production well (HON-GT-01-S2) and an injection well (HON-GT-02). In July 2017, integrity logs were run on well HON-GT-01-S2 and HON-GT-02. The results showed a bigger internal diameter in a specific interval of the 9-5/8" casing and in a specific interval of the 7" casing in well HON-GT-01-S2, which overall stretched from 365 m to 1435 m.

During the last well intervention, a scab liner, consisting of 5-1/2" and 7-5/8" casing was installed over the corrosion affected zones in the 7" and 9-5/8" casing sections in HON-GT-01-S2. The scab liner had bottom and top packer assemblies incorporated in the string to establish seals across the affected area. The integrity of the scab liner string and packers were tested by monitoring a constant surface level of the fluid in the annulus of the running string after the sequential setting of each packer against the static fluid level of 66 m below ground level.

After the successful installation of the scab liner, another base-line corrosion logging survey was conducted and the ESP completion was reinstalled. To prevent excessive corrosion, an additional inhibitor line for the injection of anti-corrosion fluids was installed to the depth of the reservoir. These operations were completed in October 2017.

2 PROJECT DATA

2.1 GENERAL

- 2.1.1 Supervisory personnel: M. Brugman, Well Intervention Manager
- 2.1.2 Period of supervision: 02/10/2017 to 17/10/2017

2.2 WELL

- 2.2.1 Well name: HON-GT-01-S2
- 2.2.2 Purpose: Scab liner installations and ESP recompletion
- 2.2.3 Start of operations: 02/10/2017
- 2.2.4 Number of days: 12 (no weekend activity)

2.3 WELL INTERVENTION UNIT

- 2.3.1 Workover Unit Name: Bokestijn Crane & Odfjell Work Platform
- 2.3.2 Owners: Bokestijn / Odfjell

Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	3	

3 BOREHOLE SECTION DATA

3.1 DEPTHS

3.1.1	Depth reference:	THS
3.1.2	Bottom Cellar – Top CHH flange:	1.29 m
3.1.3	Ground level – NAP:	0.57 m
3.1.4	Rotary table - NAP:	8.59 m

3.2 TUBING, CASING

3.2.1 ESP Completion string summary

Size (in)	From (m AH)	To (m AH)	Grade	Weight (ppf)	Cement type	Weight (ppf)	Volume (bbls)	TOC	Method
6-5/8	0	330	K55	24.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ESP	330	351	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3/8	0	2300	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

3.2.2 Scab Liner summary

Size (in)	From (m AH)	To (m AH)	Grade	Weight (ppf)	Cement type	Weight (ppf)	Volume (bbls)	TOC	Method
5-1/2	1004	1456	L80	17.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7-5/8	359	1004	P110	29.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

3.2.3 Well Completion diagram:

See well status diagram - Appendix A

4 MUD PROPERTIES

4.1.1	Mud type per section:	N/A
4.1.2	Mud weight versus depth:	N/A

Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	4	

5 GEOLOGICAL DATA

5.1 STRATIGRAPHICAL COLUMN

5.1.1	Formation tops:	N/A
5.1.2	Faults:	N/A
5.1.3	Abnormal pressures:	N/A

5.2 HYDROCARBONS

5.2.1	Type of Hydrocarbons:	None
5.2.2	Reservoirs:	Delft & Alblasserdam Sandstone
5.2.3	Maximum flow rate:	4000 – 7500 m3 total fluid (water) / day
5.2.4	Closed in THP:	0 bar

6 WELL STATUS

6.1.1	Well status:	Completed ESP water producer
6.1.2	Well status diagram:	See well status diagram - Appendix A
6.1.3	Wellhead configuration:	See wellhead & X-mas tree - Appendix B
6.1.4	X-mas tree configuration:	See wellhead & X-mas tree - Appendix B
6.1.5	Directional data:	See directional data - Appendix C

7 SIGNATURE

Honselaarsdijk

16/11/2017



Green Well Westland

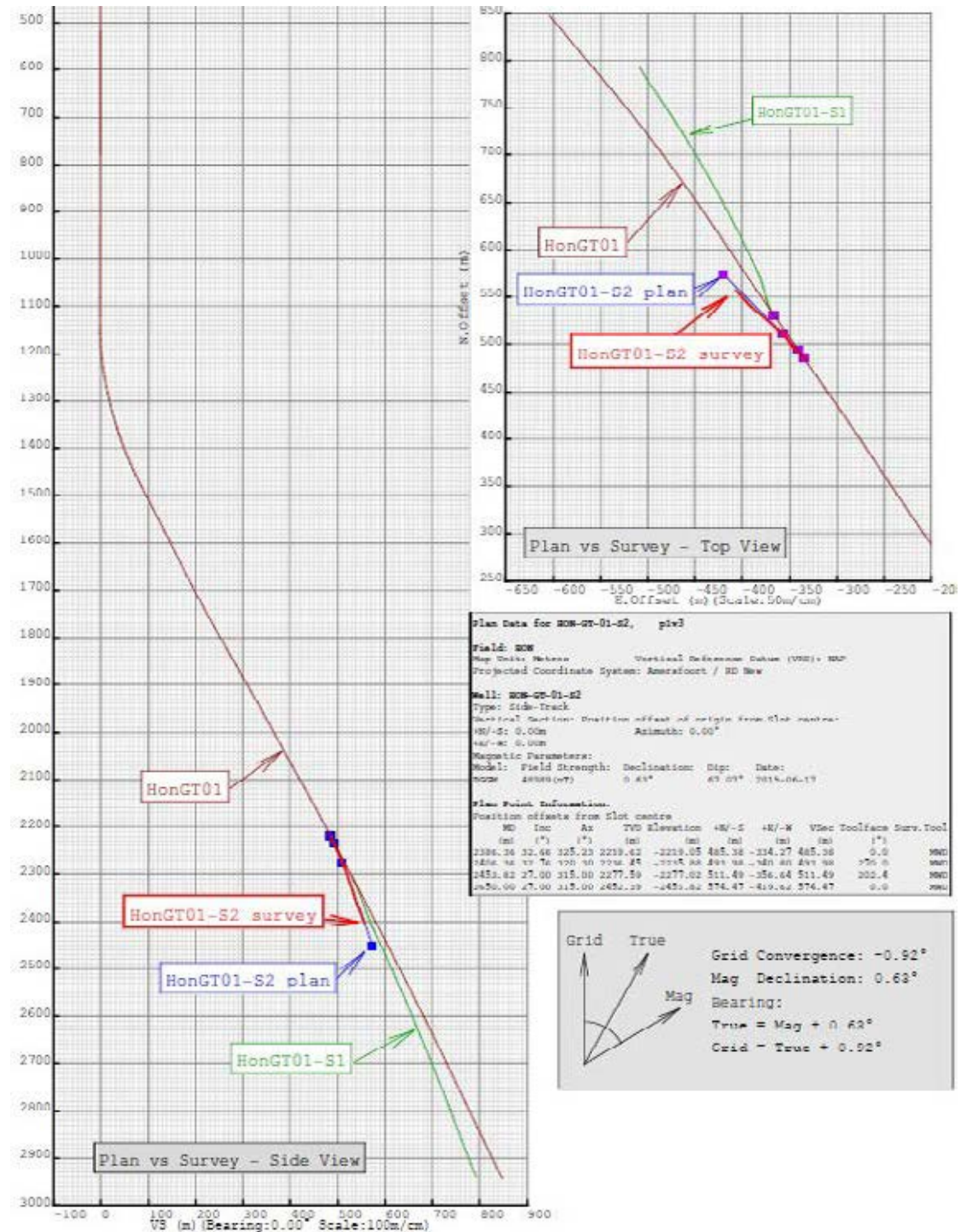
M. Brugman

Well Intervention Manager

Document number	Revision	Revision date	Page	WELLWORKS
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	5	

Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	6	

8.3 APPENDIX C – DIRECTIONAL DATA



Document number	Revision	Revision date	Page	
GW-EOWR-20171116 SCAB LINER	02	16-11-2017	8	



End Of Well Report M/LWD Services

HON-GT-01
HON-GT-01-ST01

Job Number	700004624		
Date of Document	02/03/2012	Revision	3
Prepared By	Field Engineers	Signed	Date
Reviewed By	M/LWD Coordinator	Stuart Dyas	20/03/2012
Approved By			



PATHFINDER®
A Schlumberger Company

CONTENTS

Section

- 1. General Information and Introduction**
- 2. Run Reports and Well Summary**
- 3. Run Summary Tables**
- 4. Logging Summary**
- 5. Survey Listing**
- 6. Conclusion & Performance Feedback**
- 7. Logs**

SECTION 1
GENERAL INFORMATION
AND INTRODUCTION

GENERAL INFORMATION		
Well Operator	Green Well Westland B.V.	
Company Supervising Operations	T & A Survey B.V.	
Rig	DrillTec VDD200.1 Compact	
Field	HONSELERSDIJK	
Country	Netherlands	
Directional Services Company	PathFinder	
Well Name	HON-GT-01	HON-GT-01-ST01
MWD/LWD Start Date	03-Jan-12	20-Feb-12
MWD/LWD End Date	11-Jan-12	02-Mar-12
MWD/LWD Start Depth (m)	1105	2467
MWD/LWD End Depth (m)	2475	3190
RT - Ground Level	8.50 m	
Pathfinder Job No.	700004624	
Services Provided.	Directional, Gamma.	

PERSONNEL			
M/LWD Engineers	Ali Pattison	Alex MacIver	Tom Rodgeron
	Alessio Giambi	Neil Mullins	Steve Heath
M/LWD Coordinator	Stuart Dyas		

INTRODUCTION
<p>PathFinder Energy Services was contracted by T&A Survey on behalf of Green Well Westland BV to provide MWD services for the drilling phase of the Green Well Westland geothermal project in the municipality of Westland. Directional Drilling, Surveying and Gamma Ray logging services were provided.</p> <p>The objective of the 8 ½" section was to locate the Rodenrijs Claystone in which the Liner casing 7" could be set. Drilling the 6 1/8" section was to analyse its potential for geothermal injector.</p> <p>The directional objectives were to kick off using a G2 Motor at 1130m AH building at 3°/30m to 35° on an Azimuth of 325° thereafter holding a tangent to casing point.</p> <p>Logging was performed with Gamma Ray in real time to aid identification and correlation of formation tops and location of casing point.</p> <p>The HON-GT-01 well was drilled in a single run (Run 1) of 8½" hole section to a Total Depth of 2474m MDNAP in January 2012, but the production screens were subsequently stuck in hole during completion operations necessitating a sidetrack.</p> <p>Sidetrack HON-GT-01-ST01 was drilled as a 6½" hole section departing from the original well at 2502m MDNAP to a Total Depth of 3190m MDNAP in 2 runs (Runs 2 and 3).</p>

Units	
Borehole / Tubular Dimensions	inches (")
Depth	metres (m)
Temperature	degrees Celsius (°C)
Angle	degrees (°)
Vibration	counts per second (cps)
Fluid Density	specific gravity (SG)
Chloride Content	milligrams per litre (mg/l)
Sand Content	per-cent (%)
Solid Content	per-cent (%)
Flow	litres per minute (l/min)
Pressure	pounds per square inch (psi)
Weight On Bit	Tonne
Torque	deca newton metres (dNm)
Rate Of Penetration	metres per hour (m/hr)
Dog Leg Severity	radians per metre (rad/m)
Jet Sizes	Inches / 32 (in/32)
Gamma Radiation	API
Resistivity	Ohm metre (Ωm)
Conductivity	mmho/m
Porosity	percent (%)
Permeability	millidarcies (mD)
Density	kilograms per cubic metre (kg/m³)
Sonic Time	microsecond Per metre (us/m)

SECTION 2

RUN REPORTS AND SUMMARY

OPERATOR	JOB NUMBER	WELL NUMBER	BHA No. / RUN No.
Green Well Westland B.V.	700004624	HON-GT-01	3 / 1

RUN OBJECTIVE

To kick off from vertical at 1130m MDNAP building angle to 35° on an Azimuth of 325.00° at 3°/30m utilising a 6¾" G2 Mud Motor with a 1.15° ABH thereafter to hold a tangent to casing point. To log Gamma Ray in real time and monitor down hole Vibration and Temperature.

RUN DATA

Hole Size	8½"	BRT	14:00 03-Jan-12	Mud Type	KCL/Glydrill	Flow	1300 - 2100	lpm
Tool Type	6HG	ART	15:00 11-Jan-12	Mud Wt.	1.28 SG	SPP	1300 - 2500	psi
Depth In (m)	1105	BRT Hrs	193.0	PV / YP	22 / 20	WOB	0 - 12	tonne
Depth Out (m)	2475	Circ Hrs	133.0	Alk/XS Lime	0.5	RPM	60 - 80	
Metreage	1370	Max Temp	66°C	Chlorides	85000 mg/l	Torque	1 - 14	kNm
TVD In (m)	1105	Max Angle	35.09°	Sand	tr%	Ave ROP	18	m/hr
Max TVD (m)	2294	Max Vib	75	Corr Solids	8%	Max DLS	3.81	°/30m

BHA DETAIL

[illegible]

HDS1-L COMPONENTS

Pulser	TCM	BMS	Batteries	JTDAS	UGS	DLA	LDL
6025	1018	5030	11198 / 11915	2497	8073		

HDS1 SPLIT / G / GYRO COMPONENTS

UDL	LHA	BMS/GYA	Batteries	HDAS / GSM	UGS / GSM	DLA	LDL

TOOL SETUPS

DTC master	-	DTC in tool	-	Data Rate	-	SSQ/DSQ	-
------------	---	-------------	---	-----------	---	---------	---

PERFORMANCE DETAILS

PERFORMANCE DETAILS							
Defect?	No	Service defect?	No	Time / Date	-	Depth	-

<p>General Comments : Good MWD run with no surface or downhole problems, detection 100% throughout. Vibration and temperature low throughout.</p>
<p>Directional Achievements : All directional objectives were met.</p>
<p>Real time / Memory Log Quality : Excellent real time Gamma Ray log acquired with good data density</p>
<p>Downhole Reprogramming summary : Reprogrammed pulse width from 0.8 to 0.6 to speed transmission.</p>
<p>Defect Symptoms & Solutions Tried at Wellsite : N/A</p>
<p>Reason POOH : Reached casing point.</p>
<p>Post Run Equipment Tests : BHA visibly inspected at the drill floor tool flushed with fresh water, probe removed from collar on ground recorders downloaded and all equipment prepared for backload.</p>
<p>Engineers : <div style="display: flex; justify-content: space-between; width: 100%;"> Ali Pattison Alex MacIver Tom Rodgerson </div> </p>

OPERATOR	JOB NUMBER	WELL NUMBER	BHA No. / RUN No.
Green Well Westland B.V.	700004624	HON-GT-01-ST01	4 / 2

RUN OBJECTIVE

To kick off from the kick off cement plug at 2502m MDNAP 140 TF using a 4¾" G2 Mud Motor with a 1.50° ABH. To log Gamma Ray in real time and monitor down hole Vibration and Temperature.

RUN DATA

Hole Size	6 1/8"	BRT	10:30 20-Feb-12	Mud Type	WBM FloPro	Flow	450 - 850	lpm
Tool Type	4HG	ART	04:30 23-Feb-12	Mud Wt.	1.09 SG	SPP	800 - 1670	psi
Depth In (m)	2467	BRT Hrs	66.0	PV / YP	7 / 13	WOB	5 - 10	tonne
Depth Out (m)	2528	Circ Hrs	40.0	pH / Pf	9.5 / -	RPM	30 - 48	
Metreage	61	Max Temp	56°C	Chlorides	42000 mg/l	Torque	1 - 10	kNm
TVD In (m)	2287.95	Max Angle	33.33°	Sand	0.1%	Ave ROP	1	m/hr
Max TVD (m)	2341.41	Max Vib	120	Corr Solids	3%	Max DLS	0	°/30m

BHA DETAIL

[illegible]

HDS1-L COMPONENTS

Build up order: MOP-TCM-JTDAS-BMS-UGS

MOP	TCM	BMS	Batteries	HDAS / GSM	UGS / GSM	DLA	LDL
4092	0706	5673	11709 / 13079	2567	0006	-	-
HDS1 SPLIT / G / GYRO COMPONENTS				<i>Build up order:</i>			
UDL	LHA	BMS/GYA	Batteries	HDAS / GSM	UGS / GSM	DLA	LDL
-	-	-	-	-	-	-	-

TOOL SETUPS

DTC master	DTC8 11	DTC in tool	R01 22624	Data Rate	0.6	SSQ/DSQ	6 / 1
------------	---------	-------------	-----------	-----------	-----	---------	-------

PERFORMANCE DETAILS

Defect?	No	Service defect?	No	Time / Date	-	Depth	-
---------	----	-----------------	----	-------------	---	-------	---

General Comments : Good MWD run with no surface or downhole problems, detection 100% throughout. Temperature low throughout. Occasionally some high vibc whilst rotating.
Directional Achievements : All directional objectives were met.
Real time / Memory Log Quality : Excellent real time Gamma Ray log acquired with good data density
Downhole Reprogramming summary : N/A
Defect Symptoms & Solutions Tried at Wellsite : N/A
Reason POOH : Change bit and motor bend.
Post Run Equipment Tests : Equipment has been rerun to minimise BHA time.
Engineers : <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> A. Giambi N. Mullins </div>

OPERATOR	JOB NUMBER	WELL NUMBER	BHA No. / RUN No.
Green Well Westland B.V.	700004624	HON-GT-01	5 / 3

[illegible]

To continue build to desired tangent (+/- 30°) using a 4 3/4" G2 Mud Motor with a 1.50° ABH and drill to Total Depth (+/- 2950m TVD). To log Gamma Ray in real time and monitor down hole Vibration and Temperature.

RUN DATA	
----------	--

Hole Size	6 7/8"	BRT	05:30 23-Feb-12	Mud Type	WBM FloPro	Flow	800 - 850	lpm
Tool Type	4HG	ART	03:30 02-Mar-12	Mud Wt.	1.2 SG	SPP	800 - 1670	psi
Depth In (m)	2528	BRT Hrs	190.0	PV / YP	9 / 12	WOB	1 - 7	tonne
Depth Out (m)	3190	Circ Hrs	150.0	pH / Pf	8.9 / -	RPM	30 - 180	
Metreage	662	Max Temp	82.5°C	Chlorides	67000 mg/l	Torque	6 - 11	kNm
TVD In (m)	2341.41	Max Angle	27.08°	Sand	0.25%	Ave ROP	6	m/hr
Max TVD (m)	2940	Max Vib	143 cps	Corr Solids	6%	Max DLS	0.01	°/30m

BHA DETAIL	
------------	--

[illegible]

HDS1-L COMPONENTS	Build up order: MOP-TCM-JTDAS-BMS-UGS
-------------------	---------------------------------------

Build up order: MOP-TCM-JTDAS-BMS-UGS

Pulser	TCM	BMS	Batteries	JTDAS	UGS	DLA	LDL
4092	0706	5673	11709 / 13079	2567	0006		
HDS1 SPLIT / G / GYRO COMPONENTS				<i>Build up order:</i>			
UDL	LHA	BMS/GYA	Batteries	HDAS / GSM	UGS / GSM	DLA	LDL

TOOL SETUPS

DTC master	DTC8 11	DTC in tool	R02 22624	Data Rate	0.6	SSQ/DSQ	6 / 1
------------	---------	-------------	-----------	-----------	-----	---------	-------

PERFORMANCE DETAILS	
Overall Score	85%
Accuracy	92%
Efficiency	78%
Reliability	95%
Scalability	88%
Security	99%
Compliance	90%
Integration	82%
Reporting	87%
Support	91%
Documentation	89%
Training	86%
Feedback	93%
Improvement	84%
Optimization	80%
Performance	83%
Stability	96%
Flexibility	81%
Adaptability	85%
Resilience	94%
Robustness	90%
Consistency	87%
Transparency	92%
Accountability	88%
Integrity	95%
Trustworthiness	91%
Reliability	96%
Availability	93%
Accessibility	89%
Interoperability	86%
Compatibility	84%
Portability	82%
Scalability	80%
Flexibility	78%
Adaptability	76%
Resilience	74%
Robustness	72%
Consistency	70%
Transparency	68%
Accountability	66%
Integrity	64%
Trustworthiness	62%
Reliability	60%
Availability	58%
Accessibility	56%
Interoperability	54%
Compatibility	52%
Portability	50%
Scalability	48%
Flexibility	46%
Adaptability	44%
Resilience	42%
Robustness	40%
Consistency	38%
Transparency	36%
Accountability	34%
Integrity	32%
Trustworthiness	30%
Reliability	28%
Availability	26%
Accessibility	24%
Interoperability	22%
Compatibility	20%
Portability	18%
Scalability	16%
Flexibility	14%
Adaptability	12%
Resilience	10%
Robustness	8%
Consistency	6%
Transparency	4%
Accountability	2%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness	0%
Consistency	0%
Transparency	0%
Accountability	0%
Integrity	0%
Trustworthiness	0%
Reliability	0%
Availability	0%
Accessibility	0%
Interoperability	0%
Compatibility	0%
Portability	0%
Scalability	0%
Flexibility	0%
Adaptability	0%
Resilience	0%
Robustness</	

Defect?	No	Service defect?	No	Time / Date	-	Depth	-
---------	----	-----------------	----	-------------	---	-------	---

General Comments : Good MWD run with no surface or downhole problems, low vibration throughout the run.
Directional Achievements : Built to 27°, then held/slow drop to TD. Final inclination 24.8°.
Real time / Memory Log Quality : Good real time Gamma Ray log.
Downhole Reprogramming summary : N/A
Defect Symptoms & Solutions Tried at Wellsite : N/A
Reason POOH : Reached TD.
Post Run Equipment Tests : All tools prepared for backload.
Engineers : <div style="display: flex; justify-content: space-between; padding: 0 100px;"> A. Giambi N. Mullins S. Heath </div>

SECTION 3

WELL & RUN SUMMARY TABLES

WELL SUMMARY

Hole Section	No. of Runs	Meterage	BRT Hours	Circ. Hours	Surveys	Fail Y/N	Comments
8½"	1	1370	193.0	133.0	50	N	Good Run
6⅛	2	723	190.0	150.0	24	N	Good Run

RUN SUMMARY TABLE

Operator:	Green Well Westland B.V.	Well No(s):	HON-GT-01	HON-GT-01-ST01
Rig:	Drilltec VPD200.1 Compact	Dir Drilling Co:	PathFinder	Job No.: 700004624

Well / Sidetrack No.	HON-GT-01	HON-GT-01-ST01			
BHA / Run Number	3 / 1	4 / 2	5 / 3	-	-
Tool Type*	6HG	4HG	4HG	-	-
Hole Size	8½"	6 ⅞"	6 ⅞"	-	-
Date / Time BRT	14:00 03/01/12	10:30 20/02/12	05:30 23/02/12	-	-
Date / Time ART	15:00 11/01/12	04:30 23/02/12	03:30 02/03/12	-	-
BRT Hours	193.0	66.0	190.0	-	-
Circ Hours	133.0	40.0	150.0	-	-
Meas. Depth In (m)	1105	2467	2528	-	-
Meas. Depth Out (m)	2475	2528	3190	-	-
Footage (m)	1370	61	662	-	-
TVD In (m)	1105	2288	2341	-	-
Max TVD (m)	2294	2341	2940	-	-
Max Angle (°)	35.09°	33.33°	27.08°	-	-
Max DLS (°/100m)	3.81	0	0.01	-	-
Flow Rate (lpm)	1300 - 2100	450 - 850	800 - 850	-	-
SPP (psi)	1300 - 2500	800 - 1670	800 - 1670	-	-
WOB (tonnes)	0 - 12	5 - 10	1 - 7	-	-
RPM	60 - 80	30 - 48	30 - 180	-	-
Torque kNm	1 - 14	1 - 10	6 - 11	-	-
Ave. ROP (m/hr)	18	1	6	-	-
Mud Type	KCL/Glydrill	WBM FloPro	WBM FloPro	-	-
Mud Weight	1.28 SG	1.09 SG	1.2 SG	-	-
Chlorides	85000 mg/l	42000 mg/l	67000 mg/l	-	-
Max Vibration (cps)	75	120	143 cps	-	-
Max Temp.	66°C	56°C	82.5°C	-	-
Rmf @ Surface Temp	-	-	-	-	-
Mud Resist @ Surface Temp	-	-	-	-	-
Mud Resist @ BHT	-	-	-	-	-
Xmit Defect	No	No	No	-	-
Dir / GR Defect	No	No	No	-	-
LWD Defect	No	No	No	-	-
Mem Defect	No	No	No	-	-
Service Defect	No	No	No	-	-
POOH Failure	No	No	No	-	-

* See following page for Abbreviations

BHA / Run	Reason POOH / Defects / Comments	BHA / Run	Reason POOH / Defects / Comments
3 / 1	Reached casing point / None / None	-	
4 / 2	Change bit and motor bend / None/ None	-	
5 / 3	Reached TD / None/ None	-	

RUN SUMMARY (ctd)

Well / Sidetrack No.	HON-GT-01	HON-GT-01-ST01				
BHA / RUN NUMBER	3 / 1	4 / 2	5 / 3	-	-	-
Tool Type*	6HG	4HG	4HG	-	-	-
Hole Size	8½"	6 ⅞"	6 ⅞"	-	-	-
BRT Hours	193.0	66.0	190.0	-	-	-
Circ Hours	133.0	40.0	150.0	-	-	-
Pulser	6025	4092	4092	-	-	-
TCM	1018	0706	0706	-	-	-
BMS	5030	5673	5673	-	-	-
Batteries (RCA's)	11198 / 11915	11709 / 13079	11709 / 13079	-	-	-
HDAS / GSM	2497	2567	2567	-	-	-
UGS / GSM	8073	0006	0006	-	-	-
DLA	-	-	-	-	-	-
LDL	-	-	-	-	-	-
UDL	-	-	-	-	-	-
LHA	-	-	-	-	-	-
BMS	-	-	-	-	-	-
Batteries (RCA's)	-	-	-	-	-	-
HDAS / HDAS2	-	-	-	-	-	-
UGS / GYRO	-	-	-	-	-	-
DLA	-	-	-	-	-	-
LDL	-	-	-	-	-	-
(S)CWR Serial No.	-	-	-	-	-	-
(S)AWR Serial No.	-	-	-	-	-	-
(S)DNSC Serial No.	-	-	-	-	-	-
(S)CLSS Serial No.	-	-	-	-	-	-
DPM Serial No.	-	-	-	-	-	-
2DRS Serial No.	-	-	-	-	-	-
Pathmaker Serial No.	-	-	-	-	-	-
Dm Serial No.	-	-	-	-	-	-
PZIG UXM Serial No.	-	-	-	-	-	-
PZIG LXM Serial No.	-	-	-	-	-	-
Dir Offset (m)	20.8	17.9	17.9	-	-	-
Dir 2 Offset (m)	-	-	-	-	-	-
Gamma Offset (m)	15.8	12.9	12.9	-	-	-
CWR Offset (m)	-	-	-	-	-	-
AWR Offset (m)	-	-	-	-	-	-
DNSC Offset (m)	-	-	-	-	-	-
CLSS Offset (m)	-	-	-	-	-	-
DPM Offset (m)	-	-	-	-	-	-
Pathmaker(inc/Cal) Offset (m)	-	-	-	-	-	-
Dm Offset (m)	-	-	-	-	-	-
Gyro MWD Offset (m)	-	-	-	-	-	-
PZIG (Inc / Gam) Offset (m)	-	-	-	-	-	-

Equipment Mnemonics	9 9½" Collar 8 8" Collar 6 6¾" Collar 4 4¾" Collar	A AWR Resistivity D DNSC Density Neutron F DFT Formation Tester G Gamma H HDS1L Directional M HDSM Modular Dir R CWR Resistivity P DPM Pressure S CLSS Sonic Z PZIG Inclination / GR	2D 2DRS Tool 3D 3DRS PathMaker MS Medium Speed Motor MX MX Motor SS Slow Speed Motor TD Tandem Motor

SECTION 4

LOGGING INFORMATION

HON-GT-01		FINAL COMPOSITE DATA SOURCE (Main Pass / Repeat)										HON-GT-01
Curve	Tool Type	Collar Size (inches)	Depth Interval (m)	Run Number	Hole Size	Relog Number	Real-Time / Memory		Drilling / Reaming	Interpolation Interval (m)	Comments	
GRC	6HG	6¾	1100 - 2459	1	8½	0	Real-Time	XLD	Drilling	0.2	0.6m gamma filter length	
Comments												
HON-GT-01-ST01		FINAL COMPOSITE DATA SOURCE (Main Pass / Repeat)										HON-GT-01-ST01
GRC	4HG	4¾	2458 - 2515	2	6⅝	0	Real-Time	XLD	Drilling	0.2	0.6m gamma filter length	
GRC	4HG	4¾	2515 - 3177	3	6⅝	0	Real-Time	XLD	Drilling	0.2	0.6m gamma filter length	
Comments												

CALIBRATION SUMMARY														
Run No.	RX4 Software Version	Directional Gamma				A/CWR			DNSC			CLSS		
		Gamma Cal File Number	DTC Configuration	DTC File Name	HDAS	A/CWR Cal File Number	Firmware	DTA	DNSC Cal File Number	Firmware	DTA	Acoustic Software	Firmware	DTA
1	V6.03E	8073	DTC8_11	R01_2624	J2497									
2	V6.03E	0006	DTC8_11	R02_2624	J2567									
3	V6.03E	0006	DTC8_11	R02_2624	J2567									

SECTION 5

SURVEY INFORMATION

SURVEY REFERENCE DATA	
North reference	Grid North
Magnetic declination	+0.08° (E from True North to Mag North)
Grid convergence	-0.92° (W from True North to Grid North)
Magnetic correction applied	+1.000°
Dip angle	67.069°
Total magnetic field	48891nT
Date of calculation	31/12/2011
Calculation program	bggm2011
Survey calculation method	Minimum Curvature
Survey corrections applied	None
Survey references	Ground Level
	New Netherland Nat Grid
Reference co-ordinates	Latitude 52° 00' 58.741"N UTM 448081.04m N
Rotary Table - Actual Location	Longitude 4° 13' 32.212"E UTM 75242.83m E
Reference co-ordinates	Latitude 52° 00' 58.741"N UTM 448081.04m N
Intended location	Longitude 4° 13' 32.212"E UTM 75242.83m E
Local offsets	0
Vertical section direction	HON-GT-01 325°
	HON-GT-01-ST01 322°

HON-GT-1		MWD SURVEY RECORD					8½" Hole	
Depth (m)	Inc. (Deg)	Azi (Deg)	Course Length (m)	TVD (m)	Rectangular Coordinates		Vertical Section (m)	Dis °/30 m
					North (m)	East (m)		
1121.00	0.44	135.65	30.40	1120.83	-17.37	-5.47	-11.09	0.13
1148.50	1.14	330.59	27.50	1148.33	-17.21	-5.53	-10.92	1.71
1175.50	3.69	329.36	27.00	1175.30	-16.23	-6.11	-9.79	2.83
1202.50	6.42	329.18	27.00	1202.19	-14.18	-7.33	-7.42	3.03
1230.00	9.85	333.84	27.50	1229.41	-10.75	-9.15	-3.56	3.81
1257.00	12.57	331.64	27.00	1255.89	-6.09	-11.57	1.64	3.06
1284.00	14.51	327.78	27.00	1282.14	-0.64	-14.76	7.94	2.38
1311.50	16.53	324.35	27.50	1308.64	5.45	-18.88	15.29	2.42
1339.00	18.99	323.65	27.50	1334.83	12.23	-23.81	23.68	2.69
1366.00	21.72	324.88	27.00	1360.14	19.86	-29.29	33.07	3.07
1393.00	24.18	325.05	27.00	1385.00	28.48	-35.34	43.60	2.73
1420.50	26.38	325.49	27.50	1409.86	38.13	-42.02	55.34	2.41
1447.50	28.49	324.52	27.00	1433.83	48.32	-49.16	67.78	2.40
1474.50	30.78	324.09	27.00	1457.29	59.16	-56.95	81.13	2.56
1502.00	32.27	325.05	27.50	1480.73	70.88	-65.29	95.51	1.72
1528.50	32.45	325.49	26.50	1503.12	82.53	-73.37	109.69	0.34
1556.00	32.18	324.61	27.50	1526.36	94.58	-81.79	124.39	0.59
1583.00	32.36	324.44	27.00	1549.19	106.32	-90.15	138.80	0.22
1610.00	32.01	324.09	27.00	1572.04	118.00	-98.55	153.19	0.44
1637.50	31.83	324.52	27.50	1595.38	129.81	-107.04	167.72	0.32
1667.50	31.57	324.35	30.00	1620.91	142.63	-116.20	183.49	0.27
1694.50	31.22	323.65	27.00	1643.95	154.01	-124.47	197.55	0.56
1722.00	31.48	324.35	27.50	1667.44	165.58	-132.88	211.86	0.49
1749.00	32.71	324.61	27.00	1690.31	177.26	-141.21	226.20	1.38
1776.00	33.33	325.40	27.00	1712.95	189.31	-149.65	240.91	0.84
1803.00	33.50	325.58	27.00	1735.49	201.57	-158.08	255.78	0.22
1830.00	33.15	325.76	27.00	1758.05	213.81	-166.44	270.61	0.40
1857.50	34.38	325.93	27.50	1780.91	226.46	-175.02	285.90	1.35
1884.50	34.29	326.28	27.00	1803.20	239.10	-183.51	301.12	
1911.00	34.65	325.14	26.50	1825.05	251.49	-191.96	316.12	0.84
1924.50	35.09	324.88	13.50	1836.13	257.82	-196.39	323.84	1.03
1952.00	35.09	325.58	27.50	1858.63	270.80	-205.41	339.65	0.44
1979.00	34.82	325.14	27.00	1880.76	283.53	-214.20	355.11	0.41
2020.00	34.47	325.58	41.00	1914.49	302.71	-227.45	378.42	0.31
2047.00	34.12	326.28	27.00	1936.80	315.31	-235.97	393.63	0.59
2074.00	33.77	325.67	27.00	1959.19	327.80	-244.41	408.71	0.54
2101.00	33.50	326.37	27.00	1981.67	340.20	-252.77	423.66	0.52
2128.00	33.15	326.55	27.00	2004.23	352.57	-260.96	438.49	0.40
2155.50	32.89	326.11	27.50	2027.29	365.04	-269.27	453.47	0.39
2182.50	33.24	326.11	27.00	2049.92	377.27	-277.48	468.20	0.39
2209.50	34.38	325.67	27.00	2072.35	389.71	-285.91	483.22	1.30
2237.00	34.47	326.02	27.50	2095.04	402.57	-294.64	498.76	0.24
2263.50	34.21	325.40	26.50	2116.92	414.92	-303.06	513.71	0.49
2291.00	33.77	324.88	27.50	2139.72	427.54	-311.85	529.09	0.58
2318.00	33.59	324.96	27.00	2162.19	439.79	-320.45	544.06	0.21
2345.00	33.15	324.96	27.00	2184.74	451.95	-328.98	558.91	0.49
2372.00	32.89	325.05	27.00	2207.38	464.00	-337.42	573.62	0.29
2399.50	32.45	325.40	27.50	2230.52	476.20	-345.88	588.47	0.52
2426.50	32.01	325.05	27.00	2253.36	488.02	-354.09	602.87	0.53
2453.00	33.15	325.05	26.50	2275.69	499.72	-362.27	617.14	1.29
Vertical section direction 325.00°								

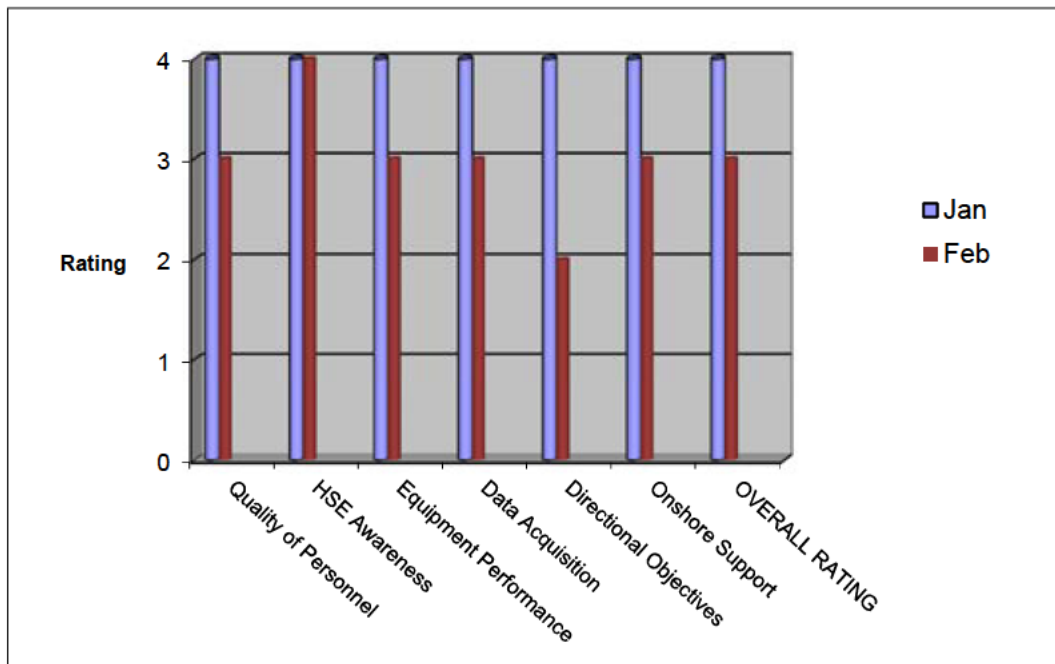
HON-GT-01-ST01			MWD SURVEY RECORD				6 1/8" Hole	
Depth (m)	Inc. (Deg)	Azi (Deg)	Course Length (m)	TVD (m)	Rectangular Coordinates		Vertical Section (m)	Dis °/30 m
					North (m)	East (m)		
2507.00	26.29	334.46	18.92	2322.09	519.02	-379.15	642.42	12.94
2534.00	20.05	345.71	27.00	2346.91	528.92	-382.88	652.51	8.47
2562.00	20.49	345.36	28.00	2373.17	538.31	-385.30	661.41	0.49
2589.00	24.45	339.38	27.00	2398.12	548.11	-388.47	671.08	5.08
2616.00	26.64	335.77	27.00	2422.48	558.87	-392.92	682.30	2.98
2643.00	27.08	334.10	27.00	2446.57	569.92	-398.09	694.19	0.97
2670.00	27.00	334.28	27.00	2470.62	580.97	-403.43	706.18	0.13
2697.00	26.82	333.67	27.00	2494.70	591.95	-408.79	718.14	0.37
2724.00	26.47	332.79	27.00	2518.83	602.76	-414.25	730.01	0.59
2752.00	26.20	332.35	28.00	2543.92	613.78	-419.97	742.22	0.36
2779.00	25.76	332.52	27.00	2568.19	624.27	-425.44	753.86	0.50
2806.00	25.94	331.29	27.00	2592.49	634.65	-430.98	765.45	0.63
2833.00	25.41	331.21	27.00	2616.83	644.91	-436.61	777.00	0.59
2860.00	25.41	329.89	27.00	2641.21	654.99	-442.31	788.45	0.63
2887.00	25.41	330.50	27.00	2665.60	665.05	-448.07	799.92	0.29
2915.00	25.41	329.18	28.00	2690.89	675.44	-454.10	811.82	0.61
2942.00	25.41	329.27	27.00	2715.28	685.39	-460.03	823.32	0.04
2969.00	25.32	329.01	27.00	2739.68	695.32	-465.96	834.79	0.16
2996.00	24.89	327.16	27.00	2764.13	705.04	-472.02	846.18	0.99
3023.00	24.71	326.99	27.00	2788.64	714.55	-478.17	857.46	0.22
3050.00	24.36	326.81	27.00	2813.20	723.94	-484.29	868.63	0.40
3077.00	24.36	326.37	27.00	2837.80	733.24	-490.43	879.74	0.20
3104.00	24.89	325.67	27.00	2862.34	742.56	-496.72	890.96	0.67
3132.00	24.89	326.20	28.00	2887.74	752.33	-503.32	902.71	0.24
3159.00	24.80	327.25	27.00	2912.24	761.81	-509.54	914.02	0.50
3190**	24.80	327.25	31.00	2940.38	772.75	-516.57	926.97	0.00
** Straight line projection to TD.								
Vertical section direction 322.00°								

SECTION 6

PERFORMANCE FEEDBACK
AND CONCLUSION

PERFORMANCE FEEDBACK

The rankings below are obtained from the Pathfinder Service Tickets. Each service ticket contains a section that allows the Offshore Drilling Supervisors the option of giving an assessment of PathFinder's service during the course of the job within a range of 1 to 4 (where 1: very poor, 4: exceptional). Columns with a rating of 0 were ungraded.



CONCLUSION

The job was completed by PathFinder with no Health, Safety or Environmental issues.

Communication between the MLWD engineers and GWW / T&A Survey representatives was excellent and MLWD operations were conducted in an efficient manner throughout the job.

Excellent quality Gamma Ray logs were acquired in real-time on the original wellbore and sidetrack.

Overall, well objectives were successfully met and quality data acquired.

SECTION 7

LOGS

BILAGE 5

Surface Movement Induced by a Geothermal Well Doublet

Peter A. Fokker, Ellen F. van der Veer and Jan-Diederik van Wees

TNO, Princetonlaan 6, 3584 CB Utrecht, The Netherlands

peter.fokker@tno.nl; jan_diederik.vanwees@tno.nl

Keywords: subsidence, monitoring, thermo-elasticity

ABSTRACT

We investigated the impact of the exploitation of a typical geothermal well doublet on surface movement and fault (re)activation. When the pressure distribution is stationary, the largest effect should be expected from the progressive cooling of the reservoir, through the thermo-elastic coupling. The absolute value of the expected subsidence is low, but possibly measureable if circumstances are favorable. In that case the distribution of the subsidence can be used to obtain knowledge about the distribution of the cooled part of the reservoir. In addition, the shape of the subsidence pattern obtains information about the subsurface parameters like the elastic profile. In particular when horizontal displacements are available alongside vertical displacement, this information can be used in an inversion exercise to constrain the value of the elastic modulus. A proper monitoring strategy will help to optimize the information to be obtained. Fault reactivation is restricted to the injected temperature front. Stress paths in the fault plane depend on the location on the fault. Inside the reservoir, stress paths are critical and failure can be expected when the temperature front passes the fault. Above and below the reservoir the stress state returns to close-to-initial values when the temperature front has passed and no failure was observed. The risk for inducing seismic events that damage the producing reservoir is very low, although there is a small potential to induce felt events.

1. INTRODUCTION

The exploitation of geothermal heat involves injection and production of cold and hot water, respectively, thus impacting the subsurface conditions. Large amounts of subsidence have been observed in areas where geothermal water or steam have been produced without compensating injection operations. Induced seismicity has also been documented in a number of operating geothermal fields. If injection is performed for pressure maintenance and injection and production rates are equal, the net water extraction rate from the surface vanishes; however the pressure of the water in the reservoir will increase around the injection well and decrease around the production well. This will still have a poro-elastic geomechanical effect: the changed pressures induce stress changes, associated decompaction and compaction around the injector and producer and can potentially cause fault (re)activation. Once the equilibrium has been established, the geomechanical response due to pressure changes will also have stabilized. This is different from the thermoelastic effect due to cooling. For geothermal heat production using a well doublet, there is an ongoing extraction of heat from the subsurface: the area where the formation temperature around the injection well has been decreased will continue to grow during operation of the field. Through the thermo-elastic effect, this cooling will result in ongoing compaction and associated subsidence of the surface; it may also trigger fault movement.

We have quantified the surface movement and the potential for fault reactivation to be expected for a representative geothermal field in the Netherlands. Thereby, we made a first-order approximation of associated seismic magnitudes. We have chosen the Netherlands setting as it is exemplary for direct heat production from mature oil and gas sedimentary basins (e.g. Kramers et al., 2012). Hot water is extracted from clastic aquifers from 1500-3000 m depth which have been explored for oil and gas production in the past (Fig. 1). In such an environment geothermal development benefits considerably from (public) availability of data and models of the subsurface. Furthermore, the Netherlands is marked by an excellent match between heat demand (of greenhouses) and subsurface potential. Consequently, geothermal energy in the Netherlands has been growing rapidly over the last decade, resulting in 8 operational systems and more than 50 being explored. Over 14 litho-stratigraphic units (clastic aquifers) are potential targets for geothermal reservoir development, providing suitable temperatures for direct heating, economic depths, and excellent transmissivity to produce the heat with limited pumping pressures (Pluymackers et al., 2012; Van Wees et al., 2012).

With the advent of operational doublets and many more being developed, there is a raising concern about potentially harmful effects of subsidence and induced seismic events. The Dutch environment is sensitive to it, being located largely below sealevel and densely populated. For gas reservoirs, subsidence is routinely estimated prior to production and monitored during production. Models and data show over 30cm of subsidence in some cases (de Waal et al, 2012). According to the Dutch mining act special monitoring and mitigating measures are required if anticipated subsidence is substantial (>5 cm). In ongoing and planned geothermal projects in the Netherlands, subsidence is generally expected to be minor as aquifer pressure balance is maintained. However the effects of cooling have so far not been evaluated. Besides subsidence, ongoing induced seismic events in the northern part of the Netherlands, have recently raised concerns about the effects of gas production in this area due to damage to local urban building. This paper sheds light on the potential effect of subsidence and fault (re)activation in geothermal doublets in clastic aquifer settings. The effect of subsidence was determined through a numerical modelling study for representative aquifer geometries and production rates, by assessing the combined effect of the pressure change around the injection and production well, and of the cooling around the injection well. Fault reactivation was analyzed through analytical methods by determination of the thermo-elastic stress change on a fault plane and estimation of associated earthquake magnitudes.

2. RESERVOIR MODEL

We formulated our reference case to be typical for many Netherlands greenhouse farmers who are using geothermal heat directly for their operations (Van Wees et al, 2012). The case employs a field at 2 km depth, equipped with a production well and an injection well at 1.5 km distance. The thickness of the reservoir was chosen to be 100 m. Injection and production were both set at 200 m³/hr. Equal injection and production rates ensured a constant amount of water in the reservoir pore volume and no change in the average reservoir pressure. Once operations had started, the pressures remained roughly constant. The injected water had a temperature of 30°C; the original reservoir temperature was 85°C. As a consequence, the reservoir around the injection well was gradually cooled down. We proceeded our calculations until 100 years after starting the injection. This corresponded to a total amount of injected water of about 175 million m³.

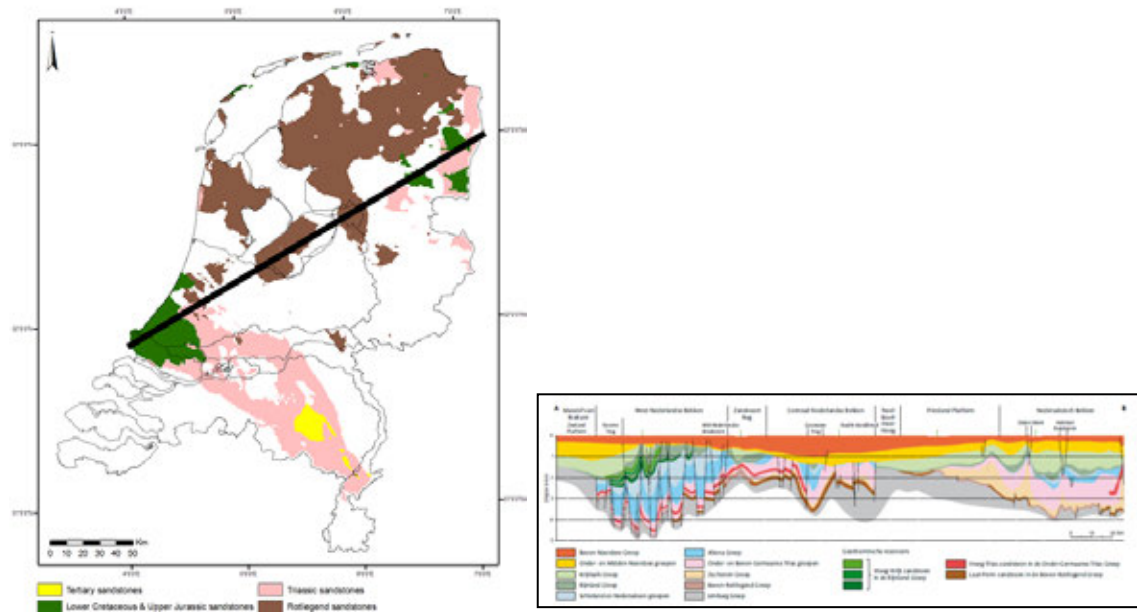


Figure 1: aquifers targeted for geothermal energy production in the Netherlands. (left) subsurface clastic aquifer potential classified in 4 stratigraphic units, (right) NW-SE cross section, highlighting map view potential corresponding to depth of reservoirs of 1500-3000m, and typical thickness ranging from 10s to 200m

To calculate the pressures in the reservoir we employed a numerical steady-state solution adopting a volume-centered 2D finite-difference scheme for the constitutive equation of Darcy flow. The permeability was assumed to be homogeneous with a value of 200 mD. The water viscosity was dependent on the pressure and the temperature following Van Wees et al. (2012), in the reservoir corresponding to ca 0.46 and 0.96 mPa.s for 85°C and 30°C respectively. The reservoir porosity was chosen 20%.

The temperature evolution was calculated by a transient explicit finite difference solution for the heat equation, dedicated for taking into account heat advection and thermal diffusion (cf Van Wees et al., 1992). For the temperature development we assumed direct thermal exchange between the water and the formation. For the thermal advection we adopted fluid velocities from the pressure solution, updated at yearly intervals as a function of changes in the spatial distribution of the viscosity. The thermal advection resulted in a rather sharp temperature front travelling from the injection well into the reservoir; inside the front the temperature was 30°C, outside it was 85°C. Input values for the heat balance were the density and heat capacity of the water and rock matrix. The first is temperature, density and salinity dependent (cf Van Wees et al., 2012), adopting a salinity of 70,000 ppm. For the density and heat capacity of the rock matrix, values of 2700 kg/m³ and 1000 J/[kg K] were used.

Coupling of the pressures and temperatures to the mechanic behaviour of the subsurface is through poro-elasticity and thermo-elasticity. A pressure increase will cause the reservoir expansion; a temperature decrease will cause shrinkage. A quantitative geomechanical treatment needs to consider the complete subsurface because the complete subsurface is connected geometrically. Furthermore, the coupling is in principle a two-way coupling: the pore volume will change as a result of geomechanical volume strain. For the present investigation we only considered a one-way coupling in which the changed pressure and temperature fields influence the stresses and displacements. This allows the use of the pressure and temperature fields as input in a geomechanical code and to run the codes sequentially. For the geomechanics we used the semi-analytical approach of Fokker and Orlic (2006). The semi-analytic nature of the algorithm makes the approach very fast, while still some basic geologic features like a layering of the subsurface can be taken into account. Another possible approach is Geertsma's analytical model for fully homogeneous subsurface (1970). Both models can account for the areal distribution of the driving forces through the employment of an influence function that is applied on each grid point in the reservoir where compaction takes place. The combined influence of the field is calculated by superposition of the influence of all reservoir gridblocks, which is warranted through the linear character of the geomechanical theory employed. The alternative would be to use a numerical approach with finite elements. Finite elements allow the full modeling of the geological detail, the employment of non-linear models, and can be iteratively coupled to the modelling of the temperature and pressure fields – however for our current application this was considered unnecessary.

We determined the potential for fault movement using 3D Mohr-Coulomb analysis focusing on the effect of cooling. Induced stress changes were obtained using an analytical thermo-elastic model of a radial-symmetric, isotropic reservoir. The equations describing the thermo-elastic stress changes due to fluid injection were based on the work of Myklestad [1942]. This model allowed for quick calculation of the induced stress change at any point of a pre-defined fault plane, depending on the distance and orientation with respect to the axi-symmetric temperature front. Figure 2 shows the set-up of the model geometry. The temperature difference between the injected water and reservoir rocks was described by a step function.

Seismic magnitudes were estimated using simple seismic relations, assuming that magnitude is dependent on stress drop and the fault's areal extend [Aki 1972].

As input for the geomechanical calculations we had a poroelastic compaction coefficient of $1 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$ and a thermoelastic expansion constant of $2 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$. The elastic moduli in the reservoir were chosen as $E = 9 \text{ GPa}$ and $\nu = 0.35$.

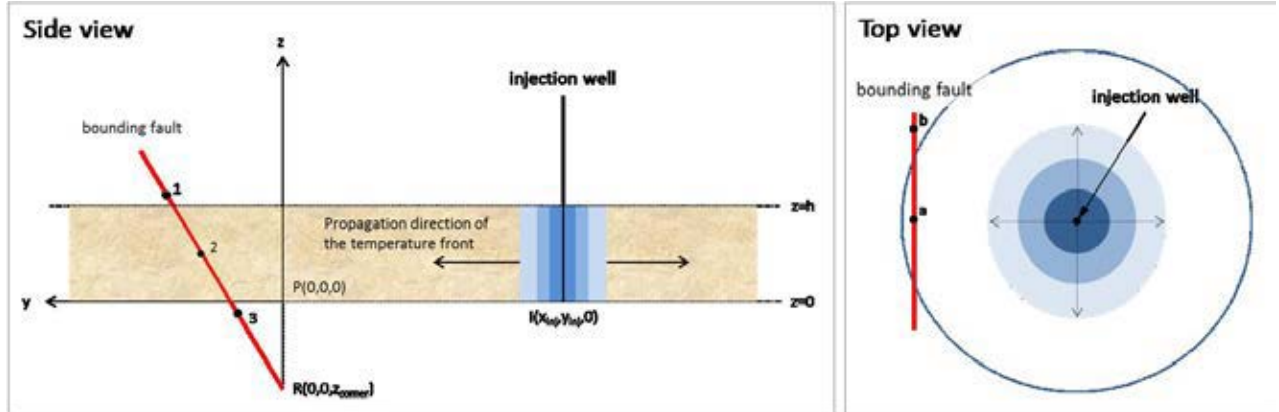


Figure 2 Geometry set-up for the radial symmetric, analytical thermo-elastic model. **Left: Side view. Right: Top view.** The injected cold fluid forms a cylinder around the injection well and propagates towards the fault due to constant injection. The temperature difference between the injected fluid and the reservoir is described by a step function at the boundary of the cylinder. The fault is permeable and so forms no barrier to the approaching temperature front. Note that the temperature front is linked to but different from the fluid front, as the water transfers heat to the reservoir rock. We assumed a normal stress regime with isotropic horizontal stresses, based on typical stress gradients in the Dutch crust. The failure envelope was based on a internal friction coefficient of 0.6. The numbers 1-3 and letters a-b indicate the locations where we determined the stress path for varying along-dip and along-strike directions, respectively.

3. RESULTS

For the representative field case indicated above, we calculated the development of pressures and temperatures. The compaction field, required as input for the geomechanical calculations, was determined from the combined effect of pressure and temperature. An impression of the results is given in Fig.3. The progressive cooling around the injection well is shown by the compaction curves moving outward from the injection well. The maximum amount of compaction is about 10 cm. The effect of constant pressure increase around the injection well (at $X = 1750 \text{ m}$) is clear from the slightly smaller compaction around it. The elevated pressure in that region partly compensates the shrinkage by the cooling. Conversely, around the production well (at $X = 3250 \text{ m}$) some compaction results from the drawdown applied to the reservoir increase. In absolute values, the pressure effect amounts to no more than 10% of the effect of temperature for the parameters used in this study and they result in a correction of 1 cm at maximum, in a small region around the wells. As stated earlier, this result is critically dependent on the operational choice to balance injection and production rates.

The 2D areal compaction profiles were input in the geomechanical simulator using two different scenarios. The first scenario was with an elastically homogeneous subsurface as used by Geertsma (1973), the second with an elastic profile with increasing Young's modulus with depth to represent a typical stiffening of the subsurface with depth. This stiffening profile is represented in Fig. 4 (left). The resulting horizontal and vertical displacements for a unit volume of compaction at the depth of the reservoir are also indicate in Fig. 4. With an increasing Young's modulus with depth, the subsidence profile is deeper and narrower.

The profiles determined for a unit volume of compaction as represented in Fig. 4 (right) were used as influence function and integrated in the standard manner (Fokker & Orlic, 2006), to obtain areal subsidence patterns. An example is given in Fig. 5 (left). The temporal development of the largest value of subsidence is also represented in Fig. 5 (right). As expected from the influence function (Fig. 4, right), the subsidence is larger for the profile with increasing modulus.

It has been previously shown that the subsidence profile can be used to provide information about the subsurface parameters. This method is even more powerful when vertical as well as horizontal displacements are available (Fokker et al, 2013). Therefore we represented in Fig. 6 the vertical displacements and the horizontal displacements in the x-direction along a line above the injection and production wells. The figure shows that the surface movement is larger for the case with the increasing modulus, but also that the shape is different. For the case with increasing modulus, the gradients are larger, and consequently the horizontal movements are larger with respect to the vertical movements.

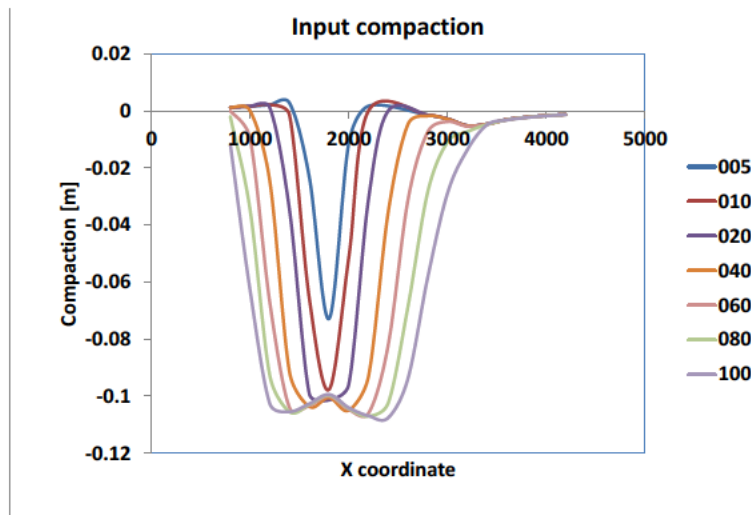


Figure 3 Compaction profile along a line passing injection and production well at 100 m distance. The injection well is at $x = 1750$ m; the production well at $x = 3250$ m. Legend indicates time in years.

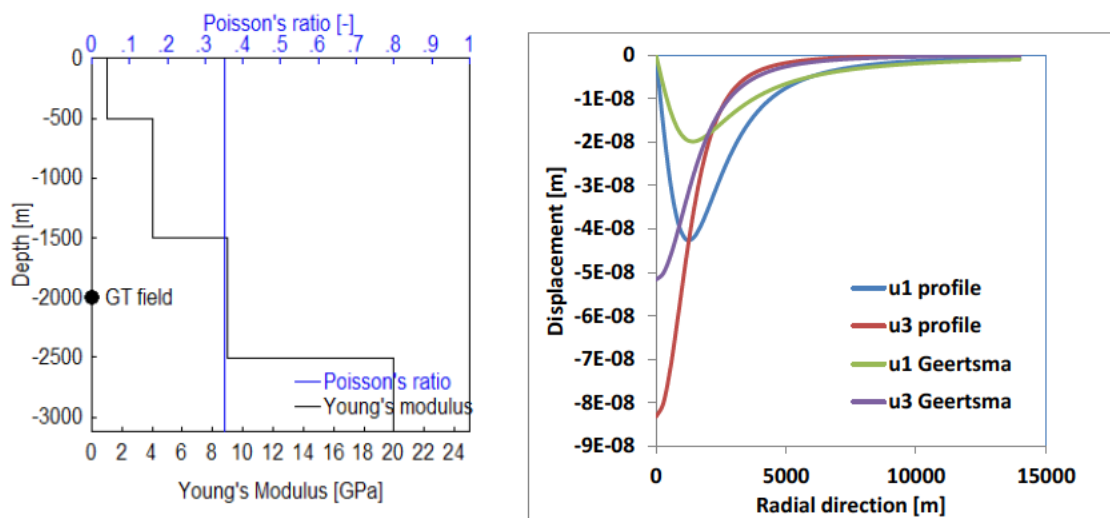


Figure 4 Left: Elasticity profile for the non-homogeneous case. Right: horizontal (u_1) and vertical (u_3) displacement for a unit volume of compaction at 200 m depth; for a homogeneous subsurface (Geertsma) and for the profile represented left.

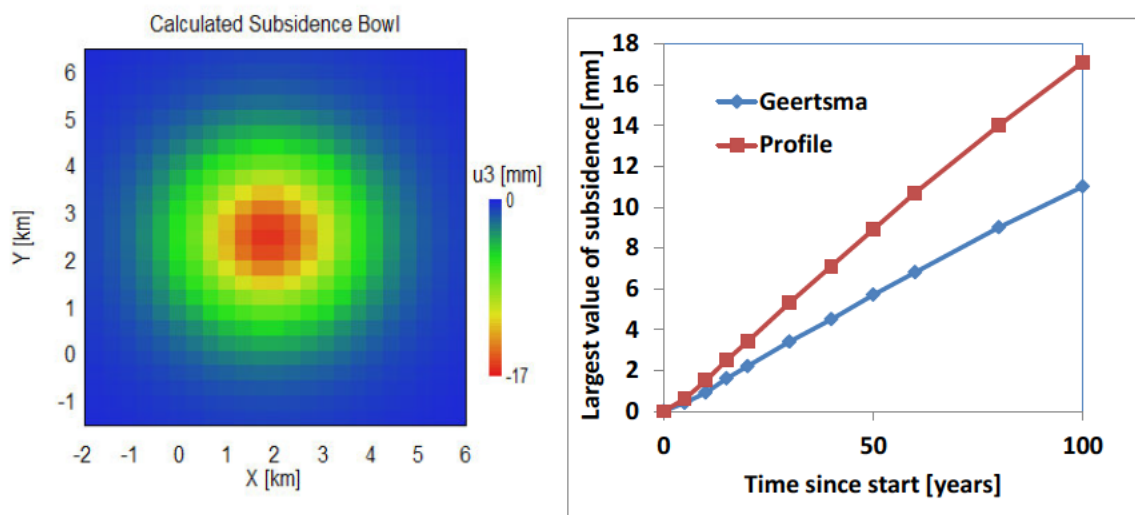


Figure 5 Left: Subsidence profile after 100 years of injection for elastic profile with increasing modulus. Right: temporal development of the deepest value of subsidence for the two cases.

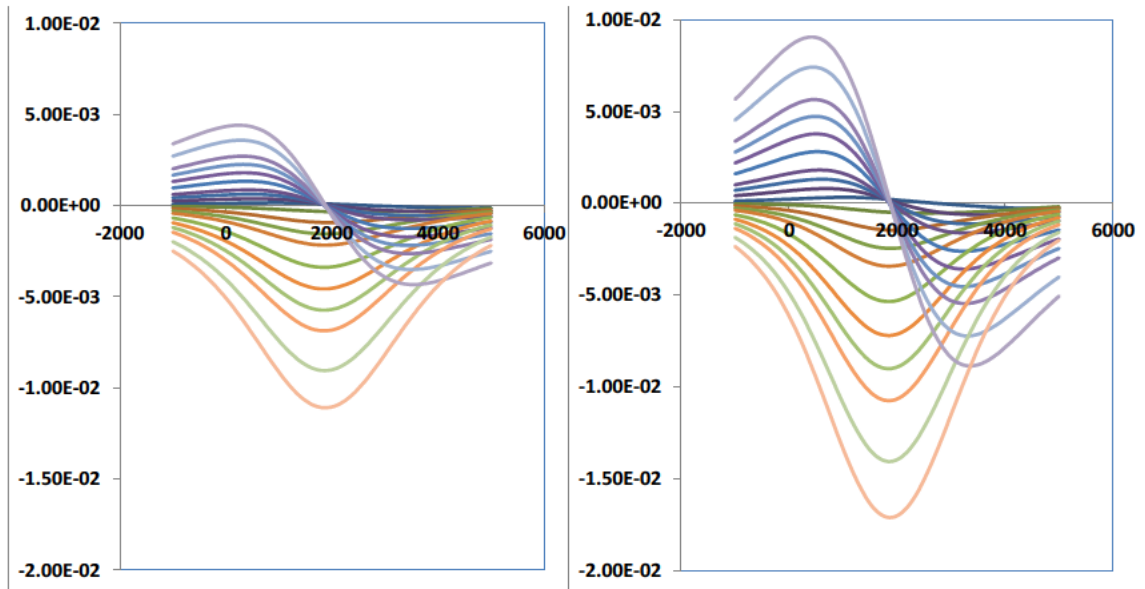


Figure 6 Surface movements along a line above the injection and production well [m] after periods of 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 80 and 100 years. Blue colors: horizontal movement in the direction of the line (the horizontal movement is toward the centre of the subsidence bowl at the location of the injection well at $x = 1750$ m). Green / orange lines: Vertical movements. Left: Homogeneous elastic subsurface. Right: Elastic profile according to Fig. 3 (Left). Curves with increasing modulus show larger absolute subsidence values, larger gradients and larger absolute and relative horizontal displacements.

The potential for fault movement is represented as stress paths in Fig. 7. We used a fault with dimensions of 250x500 m and a dip of 70°. The fault was located 300 m from the injection well at the bottom of the reservoir. We found that the influence of distance to the injection well on stress change magnitude is negligible compared to the effect of the distance to the fluid front boundary. It should be noted though that potentially reactivated fault area will be smaller for faults located close to the injection well.

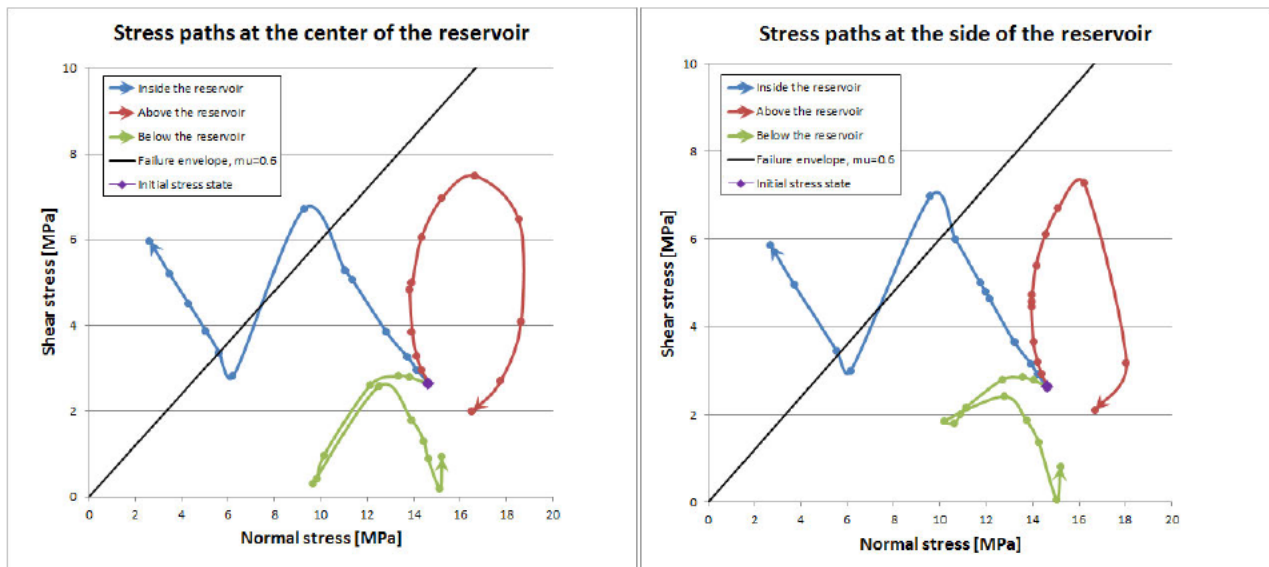


Figure 7 Stress paths for different locations at an example fault of 250x500 m. The stress paths for inside, above and below the reservoir are indicated in blue, red and green, respectively. Left: Stress paths at the center part of the fault. The stress path inside the reservoir is critical and shows that failure will occur when the temperature front passes the fault. No failure occurred for above and below the reservoir. Right: Stress paths at the along-strike side of the fault. Main trends were similar for this location, though small variations due to different orientation with respect to and timing of the temperature front are visible. The data points represent the same time steps for both cases, showing the delay in response for the stress path at the side of the reservoir.

The reservoir as described in the previous section was cross-cut by the fault. This implies an inside-reservoir fault area of 26625 m². The thermo-elastic stress change was calculated at grid points inside, below and above the reservoir and converted into a stress path for these points for a passing temperature front. We assumed that the fault was permeable to flow.

Figure 7 shows the stress paths for both in the center of the fault and at the side of the fault. We found that fault activation is restricted to the area inside the temperature front for timescales up to 100 years of injection. The stress path on the fault depended on location in the vertical direction. Inside the reservoir, the stress path was critical and led to failure. A discontinuity appeared when the temperature front passed the fault. Below and above the reservoir, the stress state returned to close-to-initial values and no failure occurred. The deviant shape of the stress path below the reservoir was caused by flipping direction of shear stress vector. Variation in lateral position resulted in small variations in timing and shape of the stress paths. As the temperature front is cylindrical and the fault is a plane feature, the temperature front reached central points at the fault earlier than points at the side (see Fig. 2 right). This led to different timing of the stress paths for varying along-strike points.

We found that for a passing temperature front, the fault will eventually slip over the full areal extent located inside the reservoir. Assuming that slip was indeed restricted to the reservoir as shown in Fig. 7, the area of the fault controls the maximum earthquake magnitude that can occur during cold water injection for geothermal heat production purposes. We used simple seismic relations, which determine the earthquake magnitude based on average stress drop and fault area, to estimate expected earthquake magnitudes. Typical stress drops during induced rupture are in the order of 0.1-10 MPa [e.g. Charl  ty et al. 2007]. This led to a magnitude range of $M=1.4-2.8$ for our example fault within the stress drop range. Faults with lateral dimensions smaller than 1000 m are expected to be hard to detect on seismics. For the worst-case scenario with a fault of lateral extent of 1000 m and a maximum stress drop, we obtained a magnitude of $M=3.2$. As a general rule, onshore shallow seismic events can be felt for $M \geq 2$ and can cause damage and seal rupture for $M \geq 3-4$ [Nicol et al. 2011]. There is thus a chance that felt events will be produced during geothermal operations, but the risk on damage to the production reservoir is very low.

4. CONCLUDING REMARKS

We have assessed the surface movement and the potential fault activation to be expected from the operation of a geothermal doublet at typical conditions. The largest surface movement is to be expected from the progressive cooling of the reservoir: the cooled area around the injection well grows with time and results in a growing volume of compacted rock, through the thermo-elastic coupling. The absolute value of the expected subsidence is low. The 1 – 2 cm that we model is possibly measureable if circumstances are favourable. In that case the distribution of the subsidence can be used to obtain knowledge about the distribution of the cooled part of the reservoir. In addition, the shape of the subsidence pattern gives information about the subsurface parameters like the elastic profile. Even more important, however, the shape of the subsidence profile will give information about the spatial distribution of the cooled area. This can then be used as an indication for the effectiveness of the doublet and may help when new doublets or wells are planned in the area. The details, however, also depend on the elastic modulus and on the contribution of the pressure inflation and depletion. To unravel this information requires a delicate inversion exercise in which as much information is taken into account as possible (Muntendam-Bos et al, 2008). In particular when horizontal displacements are available alongside vertical displacement, this information can be used in an inversion exercise to constrain the value of the elastic modulus (Fokker et al, 2013). A proper monitoring strategy will help to optimize the information to be obtained (De Waal et al, 2012). We have also shown that the potential for induced fault failure varies with the location on the fault, but the occurrence of failure will most likely be restricted to the reservoir. Associated earthquake magnitudes, based on simple seismic relations, are not expected to cause damage. There is though a small chance that felt events will occur.

REFERENCES

- Aki, K.: The upper mantle tectonophysics. *Tectonophysics* **13-1** (1972), p. 423-446.
- De Waal, J.A., et al.: The effective subsidence capacity concept: How to assure that subsidence in the Wadden Sea remains within defined limits? *Geologie en Mijnbouw / Netherlands Journal of Geosciences* **91** (2012), 385-399.
- Fokker, P.A. and Orlic, B.: Semianalytic modelling of subsidence. *Mathematical Geology* **38** (2006), p. 565-589.
- Fokker, P.A., Wassing, B.B.T., Van Leijen, F.J., Hanssen, R.F., and Nieuwland, D.A.: Data Assimilation of PS-InSAR Movement Measurements Applied to the Bergermeer Gas Field. *International Workshop on Geomechanics and Energy*, Lausanne, Switzerland, November 2013.
- Geertsma, J.: Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology* **25** (1973), p. 734-744.
- Kramers, L., Van Wees, J.D., Pluymaekers, M., Kronimus, R.A. & Boxem, T. Direct heat resource assessment and subsurface information systems for geothermal aquifers; the Dutch perspective. *Netherlands Journal of Geosciences* **91-4**, 2012, 637-649.
- Muntendam-Bos, A.G., Kroon, I.C., Fokker, P.A.: Time-dependent inversion of surface subsidence due to dynamic reservoir compaction. *Mathematical Geosciences*, **40** (2008), pp. 159-177
- Myklestad, N.O.: Two problems of thermal stress in the infinite solid, *J.Appl.Mech.* **9** (1942), p. 136-143
- Nicol, A.; Carne, R. Gerstenbergera, M. Christophersen, A.: Induced seismicity and its implications for CO2 storage risk, *Energy Procedia* **4** (2011), p. 3699–3706
- Pluymaekers, M.P.D., Kramers, L., Van Wees, J.-D., Kronimus, A., Nelskamp, S., Boxem, T. & Bont  , D. [2012] Reservoir characterisation of aquifers for direct heat production: Methodology and screening of the potential reservoirs for the Netherlands. *Netherlands Journal of Geosciences* **91-4**, 621-636.
- Van Wees, J.D., De Jong, K. and Cloetingh, S.: Two-dimensional P-T-t modelling and the dynamics of extension and compression in the Betic Zone (SE Spain). *Tectonophysics*, **203** (1992): 305-324
- Van Wees, J.D., Kronimus, A., Van Putten, M., Pluymaekers, M., Mijnlief, H., Van Hooff, P., Obdam, A., Kramers, L. Geothermal aquifer performance assessment for direct heat production. Methodology and application to Rotliegend aquifers. *Netherlands Journal of Geosciences* **91-4**, 2012, 651-665. 54