



Verkenning Inzicht Putontwerp UDG



Juni 2016

In opdracht van EBN



Inhoudsopgave

1. Inleiding	3
2. Inventarisatie bestaande kennis UDG projecten	4
Kennis in Nederland	4
Bestaande kennis buiten Nederland	6
3. Putontwerpen UDG	8
Casing design	9
Boorproces	12
Completion design	13
Debieten en ESP	14
Risico's productieproces	16
Putinterventie en -monitoring	17
Putkosten	17
4. Conclusies en aanbevelingen	20
5. Bronvermelding	21



1. Inleiding

Ultradiepe geothermie (UDG) op een diepte tussen de 4 en 8 kilometer vormt een belangrijk potentieel om de hoge temperatuur warmtevraag in Nederland te verduurzamen. EBN en TNO zijn door het Ministerie van Economische Zaken gevraagd de mogelijkheden voor de ontwikkeling van UDG in Nederland te verkennen.

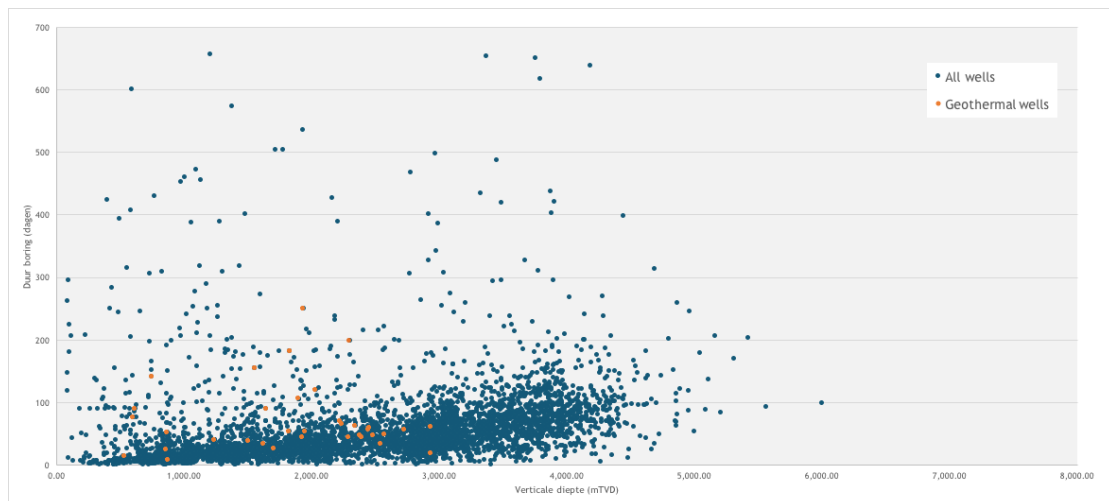
Dit verslag draagt hieraan bij door inzicht te geven in een mogelijk of generiek UDG putontwerp. Hierbij is een voorzet gedaan voor een generiek put en completion ontwerp waarbij voornaamste aandachtspunten, mogelijkheden, knelpunten en onzekerheden in kaart worden gebracht.

2. Inventarisatie bestaande kennis UDG projecten

Kennis in Nederland

Figuur 1 geeft het aantal geboorde putten weer in Nederland sinds 1960 (zowel on- als offshore), waarbij de verticale diepte is afgezet tegen de duur van de boring. De oranje stippen geven de geothermische putten aan.

Een eerste conclusie welke getrokken kan worden is dat UDG, waarbij gekeken wordt naar verticale dieptes van 4 tot 8 km, een uitdagend speelveld is; de ondergrond op een diepte van meer dan 4 kilometer is relatief onbekend. Bovendien is geen ervaring in Nederland met het boren van lange horizontale secties (1 tot 3 km) op grote dieptes, al dan niet gecombineerd met stimulatietechnieken.



Figuur 1: Geboorde putten (on- en offshore) in Nederland sinds 1960

Tabel 1 geeft een overzicht van onshore putten putten in Nederland met een verticale diepte groter dan 5000 m. Recente geboorde diepe onshore putten zijn Uithuizermeeden (UHM-02) in 2002 en Luttelgeest (LTG-01) in 2005. Deze putten zijn nagenoeg verticaal.

Tabel 1: Geboorde onshore putten in Nederland met een diepte groter dan 5000 mTV

	Type boring	Jaartal (spud)	TD (m TV NAP) (m TV SS)	Stratigrafie		Bottomhole temp (°C)
				DCGE	Epen Formation	
TJM-02-S1	Onshore exploratie	1972	6002	DCGE	Epen Formation	



WSK-01	Onshore exploratie	1977	5002	OB	Banjaard	
UHM-02	Onshore exploratie	2001	5431	OB	Banjaard Groep	220
LTG-01	Onshore exploratie	2004	5116	OB	Banjaard Groep	200

Exploratieput UHM-02 werd geboord door de N.A.M. in 2002 naar een diepte van 5423 mAHRT, zo'n 450 m dieper dan origineel gepland. Door de hoge temperaturen en mogelijk hoge drukken in het reservoir werd de boring als een HPHT put ontworpen en uitgevoerd. Over het algemeen verliep de boring volgens planning; de geplande casing dieptes werden gehaald en de casing- en liners werden succesvol gecementeerd. Een beperkte boorvordering werd vermeld in de 8.1/2" en 5.7/8" secties. De gemeten bottomhole temperatuur (220 °C) op de einddiepe was hoger dan geanticipeerd. Tevens werden verschillende problemen met overhit boor- en meetgereedschap vermeld, o.a.: VSP tool (raakte overhit; geschikt tot 150 °C), MDT tools, sidewall coring tools, PB subs en MWD tools (niet bestand tegen bodemtemperaturen). De totale putkosten bedroegen 30.1 mln EUR, ongeveer 12.1 mln EUR hoger dan begroot.

Exploratieput LTG-01 werd geboord door Total in 2004 naar een diepte van 5162 mAHRT in het Devonian gesteente waarbij in totaal een 772 m dikke laag Dinantiën is geboord. Door sterke verkiezeling in de Carboniferous Limestone werd de boorvoortgang sterk beperkt waarbij regelmatig (iedere 5 m) een bit trip gemaakt moest worden om de beitel te wisselen. De maximale temperatuur, geëxtrapoleerd 201°C op de einddiepte, was hoger dan de verwachte 160°C en veroorzaakte problemen met name met MDT tools en fluid sampling. De boring duurde totaal 140 dagen, tegenover 122 dagen initieel gebudgetteerd.

In het afgelopen decennium zijn verschillende geothermische boringen verricht in Nederland, zie Tabel 2. De boor- en integriteitsissues voor deze projecten zijn niet publiekelijk beschikbaar en derhalve niet opgenomen in dit verslag.

Tabel 2: Overzicht verrichte geothermie boringen in Nederland

Boring	Locatie	Operator / Initiatiefnemer	Jaartal (spud)	Putdiepte (mAH)
HLH-GT-01 HLH-GT-02	Heerlerheide	Gemeente Heerlen	2006	692 695
VDB-01 (S1) VDB-02 (S1) VDB-03 VDB-04	Bleiswijk	A&G van en Bosch B.V.	2009	2457
HAG-GT-01 HAG-GT-02	Den Haag	Gemeente Den Haag	2010	2702 2330



PNA-GT-01 PNA-GT-02 PNA-GT-03 (S1, S2) PNA-GT-04	Pijnacker	Duijvestijn Energie B.V.	2010	2869 2860 3005 2957
KKP-GT-01 KKP-GT-02	IJsselmuiden	Aardwarmtecluster KKP 1 B.V.	2011	2258 2202
HON-GT-01 (S1) HON-GT-02	Honselersdijk	Green Well Westland B.V.	2012	2615 3041
CAL-GT-01 (S1, S2) CAL-GT-02 CAL-GT-03	Grubbenvorst	Californië Wijnen Geothermie B.V.	2012	2730 1694 2977
MDM-GT-01 MDM-GT-02 (S1, S2) MDM-GT-03 (S1) MDM-GT-04	Middenmeer	ECW Geoholding B.V.	2013	2766 2589 2717 2652
LIR-GT-01 LIR-GT-02	De Lier	V.O.F. Geothermie de Lier	2014	2897 2880

Bestaande kennis buiten Nederland

Een beperkte studie is gedaan naar relevante kennis en lessen van vergelijkbare projecten in het buitenland. Alhoewel de kennis in deze sectie als relevant beschouwd wordt, is het slechts een greep uit beschikbare literatuur en is verder onderzoek aan te bevelen.

Geothermie wordt in het buitenland regelmatig toegepast, ultradiepe geothermie echter op minder grote schaal. Er zijn enkele interessante voorbeelden te belichten uit recente geothermische projecten in Duitsland en Frankrijk. In de Molassebekken in Zuid-Duitsland bijvoorbeeld zijn de afgelopen 10 jaar ongeveer 40 diepe geothermische putten met succes geboord waarvan enkele putten ca. 6000 m diep. De meeste putten zijn zeer productief. Echter vormen hoge tektonische stress en hoge drukken in dit gebied een uitdaging. Bovendien induceren geproduceerde vloeistoffen met hoge temperatuur en hoge debieten door de productiebuis extra belasting en dit heeft meerdere casing failures tot gevolg gehad. De temperatuur van het geproduceerde water ligt boven de 150 °C en met name tijdens het opstarten van de productie leidt deze temperatuur tot hoge belasting op de casing.

Het Europese geothermische project in Soultz-sous-Forêts, Frankrijk heeft drie putten, die geboord zijn naar een diepte van zo'n 5 km en bereikten een bottomhole temperatuur van ca. 200 °C. Vervolgens zijn de putten tussen 2000 en 2007 hydraulisch en chemisch gestimuleerd om de lage initiële permeabiliteit van de putten te verhogen. De putten zijn licht gedeveerd en geplaatst op een afstand van ongeveer 600 m van elkaar in het reservoir.

Over het algemeen geldt dat voor geothermieprojecten wereldwijd het gebruikelijk is productiewater omhoog te pompen door de casing van de put en niet door een



specifieke ‘completion string’ zoals toegepast in de olie- en gasindustrie. In de literatuur zijn vele gevallen van casing failures in geothermische putten vermeld en de oorzaak wordt doorgaans gevonden in twee aspecten. Het eerste aspect is schade aan casing ten gevolge van hoge temperaturen en temperatuurschommelingen die met name ontstaan bij het opstarten of herstarten van productie. Met name in secties waarin de casing onvoldoende of niet gecementeerd is ontstaan hoge belastingen welke tot falen kunnen leiden. Een ‘tie-back casing’ wordt regelmatig geïnstalleerd om oplossing te bieden voor dit probleem. Het tweede aspect is schade welke ontstaat door de formatie-omgeving en aanwezigheid van corrosieve vloeistoffen.

Data over levensduur van geothermische putten in de literatuur is beperkt. In de meeste gevallen zijn de kosten van reparatie en/of productieverlies significant vergeleken met de kosten van put constructie.



3. Putontwerp UDG

Een aantal zaken is in eerste instantie bepalend voor de putconfiguratie. Eerste uitgangspunt is een 7" liner over het reservoir om aan de hogere range van debieten te kunnen voldoen. Het type reservoir liner wordt mede bepaald door de eventuele sand control en benodigde stimulatie (gecementeerd en geperforeerd, slotted, wire wrapped screen, etc).

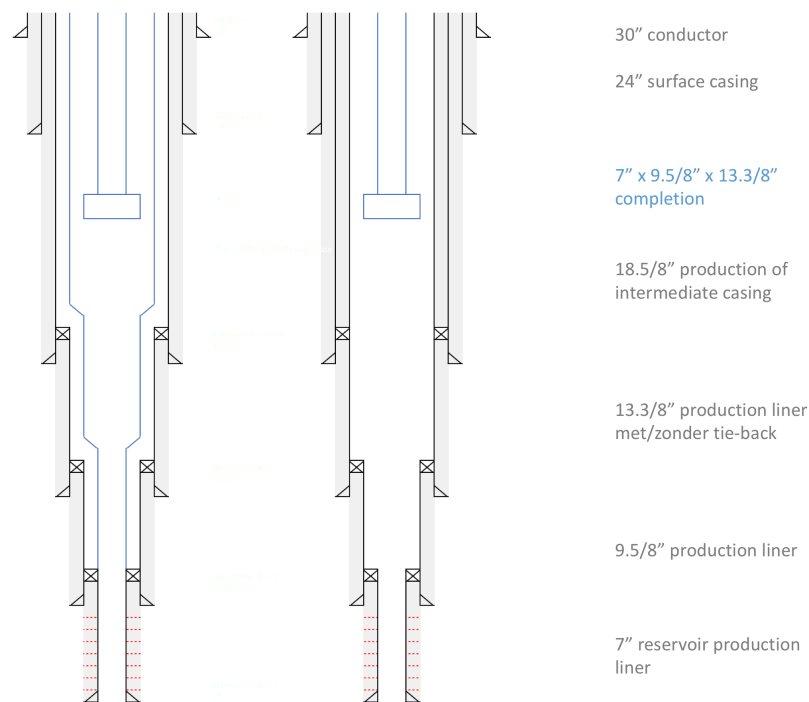
Een tweede bepalende factor voor de put configuratie is de 'electrical submersible pump' (ESP). Grotere ESP's zijn logischerwijs nodig daar waar hogere debieten vereist zijn; daarnaast kan de diepte waarop de ESP geïnstalleerd moet worden bepalend zijn voor de putconfiguratie. In de generieke putconfiguratie wordt uitgegaan van een 13.3/8" casing of tubing maat nodig om de ESP te kunnen plaatsen op ca. 1200m.

Tenslotte is al dan niet de keuze voor een specifieke productie- of injectiebuis (completion tubing) een belangrijke factor in de totstandkoming van de putconfiguratie en het verdere putontwerp. Het installeren van een completion tubing is voor geothermische putten echter niet gebruikelijk. In Figuur 2 zijn beide opties weergegeven. De casing maten geselecteerd in Figuur 2 zijn algemeen toegepaste maten in olie- en gasputten in Nederland, variaties zijn echter mogelijk.

Het gebruik van een completion tubing is aan te bevelen ten aanzien van onder andere putintegriteit, geldende regelgeving, corrosie- en erosiebescherming, temperatuur belasting, putinterventie mogelijkheden en levensduur.

In dit hoofdstuk wordt uitgebreid stilgestaan bij reservoir liner, ESP selectie en completion design. Verder worden overwegingen behandeld met als doel de haalbaarheid van UDG putontwerp te toetsen en te dienen als startpunt voor een specifiek putontwerp.

Gezien de aard van dit project wordt geadviseerd technologieën te overwegen die reeds bewezen zijn en derhalve technologieën die geen relevante of betrouwbare 'track-record' hebben voor deze fase waar mogelijk buiten beschouwing te laten.



Figuur 2: Vereenvoudigde generiek UDG putontwerp met 'completion' (links) en tie-back (rechts)

Casing design

De standaard componenten in een put of -casing design zijn de conductor, surface casing, intermediate casing(s) en productie casing en liner(s). Het verschil tussen een casing en liner is hierin slechts dat een casing wordt geïnstalleerd tot aan de oppervlakte; een liner wordt afgehangen in de vorige casing (of liner). Figuur 2 laat een generiek casing schema zien.

De conductor is de eerste verbuizing die in de grond wordt geheid, dikwijls nog voordat de boortoren geplaatst wordt. De conductor draagt bij aan het voorkomen van washouts, isoleert ondiepe waterlagen en geeft support aan het wellhead en BOP equipment. Voor diepere putten zal mogelijk de conductor dieper geïnstalleerd moeten worden (zo ook het geval was bij UHM-02) en kan de te heien diepte beperkt zijn waardoor andere technieken zoals 'drill-and-drive' toegepast moet worden.

De surface casing is de eerste casing en geeft support aan volgende casing strings. De surface casing zorgt voor stabiliteit van het boorgat en beschermt eventuele dieper gelegen zoetwater lagen. Bij de keuze voor de zwaarte van de surface casing moet ook rekening gehouden worden met het feit dat deze onderhevig is aan slijtage door boorgereedschap tijdens de boorfase.

De intermediate casing(s) kunnen blootstaan aan hoge interne en externe drukken tijdens de boorfase. Daar waar bijvoorbeeld de 'Zechstein' zoutlaag voorkomt moet rekening worden gehouden mogelijk hoge drukken (brine flows en/of gas uit 'Zechstein



rafts'). Tevens moet rekening worden met eventuele olie- of gashoudende lagen die geïsoleerd moeten worden en onderstrepen het belang van het opnemen van een completion string als dubbele barrière. Intermediate casing- en liner strings zijn tevens onderhevig aan slijtage tijdens de boorfase.

Ook de productie casing en liner kunnen blootstaan aan hoge interne en externe drukken tijdens de boorfase, met uitzondering van de reservoir liner. Echter zijn 'worst case' scenario's die zich mogelijk voordoen tijdens de operationele levensduur van de put (zowel injectie als productie) doorgaans bepalend.

Per locatie zullen de diverse load cases verschillen en medebepalend zijn voor de te kiezen casing maat en 'grade' van de casing, waaronder:

- Maximaal te verwachten 'burst load' per casing of liner wordt bepaald door de maximale formatiedruk in de volgende boorsectie (drilling load). Voor de productie casing en liner telt ook de maximale druk tijdens productie of injectie (production load) en maximale druk tijdens stimulatie, indien van toepassing;
- Maximaal te verwachten 'collapse' load per casing string. Evacuatie van boorspoeling in de casing door hevige verliezen kan een realistisch worst-case scenario zijn;
- Trekbelasting door eigengewicht, met schokbelasting en 'overpulls' tijdens installatie;
- Corrosievorming;
- Slijtage aan de casing tijdens het boorproces;
- Hoge belasting in de casing ten gevolge van hoge temperaturen en temperatuurschommelingen, bijvoorbeeld bij het opstarten en insluiten van de put.

Casing diepte

Casing dieptes worden over het algemeen bepaald door formatiesterkte, formatie druk en benodigde mud gewicht en -type per boorsectie. Offset informatie is belangrijk voor een inschatting van formatie karakteristieken zoals temperatuur, druk, vloeïstoftypes en -compositie die onder andere bepalend zijn voor de casing dieptes. Tot zo'n 4000 m verticale diepte is offset informatie in Nederland beschikbaar van omliggende putten, echter voor grotere dieptes wordt beschikbare offset data beperkt en neemt de onzekerheid toe, hetgeen meegenomen moet worden in het putontwerp.

In het putontwerp en het bepalen van casing schoendieptes moet rekening gehouden worden met reservoir zones waarin hevige verliezen kunnen optreden (bijvoorbeeld in breuk- en karstzones). Deze zones moeten voldoende geïsoleerd worden om cement integriteit rondom de productie casing te kunnen waarborgen.

Vanwege het belang van beoogde productie debieten is het aan te bevelen om een contingency optie te overwegen in het putontwerp. Hiermee kan, indien nodig, een extra casing geplaatst worden zonder dat de beoogde reservoir liner verkleind hoeft te worden.



Casing materiaal

Over het algemeen worden staalsoorten met lagere maximale trekbelasting toegepast voor bescherming tegen H₂S of 'hydrogen embrittlement'. Toegepaste API staalsoorten hiervoor zijn Spec 5CT grades H-40, J-55 en K-55, C-75 en L-80; Spec 5L grades A, B en X42. Echter zijn de compressiekrachten waaraan een casing in een geothermische put als gevolg van grote temperatuurschommelingen wordt blootgesteld extreem. Uit onderzoek blijkt dat voor N-80 grades casing 'buckling' in ongecementeerde casing secties minder desastreuze gevolgen heeft dan voor de zwakkere K-55 casing.

Cement

In tegenstelling tot olie- en gasputten, worden alle casings in geothermische putten tot aan de oppervlakte gecementeerd. Het doel van iedere casing cementatie is dat de totale annulus geheel gevuld is met cement. De belastingen ten gevolge van temperatuurswisselingen zijn dikwijls oorzaak van casing failure en integriteitsproblemen. Hierbij moeten niet of gedeeltelijk opgevulde cement secties (bijvoorbeeld ten gevolge van verliezen en/of washouts) voorkomen worden om extreme plaatselijke casing belasting ten gevolge van hoge temperaturen en temperatuurswisselingen te vermijden.

Echter kan verwacht worden formaties aan te treffen waarin hevige verliezen van boorspoeling dan wel cement reëel zijn. Waar traditioneel cement optreedt als een goede afdichting en dus vaak oplossing voor verliezen tijdens of voor de cementatie, biedt dit waarschijnlijk geen oplossing in hevig verbreukte formaties. Cementatie in dergelijke formaties zullen een uitdaging vormen en het valt aan te bevelen de casing te installeren boven formaties waarin hevige verliezen kunnen voorkomen om de kansen op een succesvolle cementatie te vergroten. Oplossingen voor hevige verliezen tijdens cementatie, waaronder stage cementing, top-fill cement jobs, tie-back casing strings, low-density cement additives, zijn over het algemeen zonder veel succes toegepast.

Traditioneel toegepast cement zal broos worden bij hoge temperaturen. Om integriteitsproblemen in productie putten te voorkomen zal derhalve een cement type gekozen moeten worden welke bestand is tegen de verwachte hoge temperaturen.

Stimulatie

Het toepassen van hydraulische stimulatie zal hoge druk in de put veroorzaken. Het is aan te bevelen om rekening te houden met het toepassen van hydraulische stimulatie bij het putontwerp. Mogelijk is dit tevens een scenario waar gekozen moet worden voor een completion of een tijdelijke stimulatiestring.



Boorproces

In deze paragraaf worden enkele van de voornaamste voorziene aandachtspunten in het UDG boorproces behandeld. Het spreekt hierbij voor zich dat deze zich niet beperken tot de hieronder beschreven punten en verder uitgewerkt dient te worden in een gedetailleerd putontwerp en boorprogramma.

Diepte

Het boren op dieptes groter dan 4 km verticale diepte in Nederland is geen routine. Onshore geboorde putten dieper dan 5 km zijn schaars (Tabel 1). Er is beperkte informatie beschikbaar over boren in diepe gesteentes en optimale keuze voor boorgereedschap. In LTG-01 werd door sterke verkiezeling in de Carboniferous Limestone de boorvoortgang sterk beperkt waarbij regelmatig (iedere 5 m) een bit trip gemaakt moest worden om de beitel te wisselen. Hoewel het sterk afhangt van het gesteente zal naarmate de diepte toeneemt de boorvordering over het algemeen afnemen. De duur van het boorproces neemt onevenredig toe met de diepte.

Temperatuur

Het boren op grotere dieptes betekent automatisch hogere temperaturen. De reservoir temperatuur in de Dinantiën en Siliciclastica plays variëren van 130 °C tot 250 °C, gebaseerd op een temperatuur gradiënt van 30 °C per km, exclusief oppervlakte temperatuur. Maximaal gerapporteerde temperatuur in UHM-02 was 220 °C (bodtemperatuur op TD) was hoger dan de P85 schatting. De maximale gemeten bodtemperatuur in LTG-02 was 200 °C.

Tijdens de boorfase zal nauw rekening gehouden moeten worden met de verwachte temperaturen. Voor temperaturen boven de 150 °C - 175 °C range zal in veel gevallen HT (high-temperature) boor- en meetgereedschap toegepast moeten worden. Zo raakte diverse boor- en meetgereedschap (waaronder VSP tools, MDT tools, sidewall coring tools, PB subs en MWD tools) overhit tijdens de UHM-02 en LTG-01 boringen. De verwachte performance en levensduur van beitels is bij hogere temperaturen ook doorgaans beperkt.

Horizontale reservoirsectie

In enkele stimulatie scenario's (bij verschillende plays) zal het nodig zijn een langere horizontale sectie te boren, mogelijk zowel Dinantiën of Siliciclastica reservoirs. De gewenste horizontale lengte kan variëren tussen 1 en 3 km.

Een aandachtspunt hierbij is de eventuele beperking van het boren van deze lange horizontale reservoirsecties. Tijdens het boren van deze secties zullen (torsie, trek) krachten op het boorgereedschap significant zijn en mogelijk een beperking vormen voor de beoogde dieptes. Hiermee samenhangend is ook 'hole cleaning' cruciaal op deze dieptes met hoge inclinatie. Dit zal voor een specifiek putontwerp gesimuleerd



moeten worden om eventuele beperking als gevolg van het putdeviatie aan het licht te brengen en te reduceren.

Verliezen boorspoeling

Verliezen van boorspoeling vormen een reële verwachting bij de verschillende UDG plays. Met name in beoogde reservoir zones kunnen hevige (of totale) verliezen optreden in bijvoorbeeld bijvoorbeeld breuk- en karstzones.

Reservoir damage

Tijdens het boren door een matrix reservoir dringt boorspoeling in het gesteente. Hierdoor wordt de permeabiliteit rond de wellbore ernstig verstoord. Er treedt een 'skin' effect op waardoor de drukval van het reservoir naar de wellbore groot kan zijn. Dit effect belemmert de productie van de vloeistoffen uit het reservoir. Er is een grotere drukval over het gesteente nodig om een bepaalde productie te verkrijgen. Het is van belang om skin te minimaliseren door primair een boorspoeling te kiezen die een minimale ingressie heeft met de matrix en secundair door na het boorproces de put schoon te produceren. Na het produceren wordt de put gesloten en de druk bij het reservoir gemeten. De drukopbouw wordt geanalyseerd waarna het skin effect kan worden bepaald - een standaardprocedure die binnen een dag kan worden uitgevoerd. Mocht na dit schoon produceren het skin effect alsnog te hoog zijn kan men afhankelijk van het gesteente een 'acid wash' of een frac operatie overwegen.

Completion design

Geothermische putten vertonen regelmatig na relatieve korte tijd productie- of injectiebeperkingen, vaak samenhangend met de putintegriteit. Integriteitsproblemen worden veelal veroorzaakt door corrosie of erosie aan de casing en/of verminderen van de kwaliteit van het cement. Aangezien casing en cement de laatste barrières vormen tussen de put en de omringende gesteentes, zal de casing en het cement erachter regelmatig moeten worden gemonitord (bijvoorbeeld via 'cement bond log' (CBL) en/of USIT logs). Als blijkt dat de casing en/of het cement niet meer voldoen aan de barrière criteria zal deze hersteld moeten worden en indien dit niet mogelijk is dan kan de put op last van de autoriteiten buiten werking worden gesteld of geheel worden afgesloten.

In de olie- en gasindustrie wordt dit probleem ondervangen door het installeren van een completion. Bij het gebruik van completion wordt de annulaire ruimte tussen de completion en casing afgeschermd door een bewerkte completeringsvloeistof. Deze vloeistof zorgt ervoor dat de casing en de buitenkant van de completion beschermt blijft tegen corrosieve bestanddelen die mee worden geproduceerd uit het reservoir. Door het gebruik van een completion wordt dus een extra verbuizing aangebracht die vervangen kan worden indien nodig en waarbij primaire put barrières in stand worden gehouden.



De completion kan bestaan uit een metaal of composietmateriaal; Composietmateriaal is nog in ontwikkeling en wordt vooralsnog zelden toegepast in putconstructies. Bovendien zijn toepassingen met composietmateriaal in combinatie met hoge temperaturen onbekend.

Door gebruikmaking van een completion zullen er minder casing logs en CBL's nodig zijn. Corrosievorming aan de binnenkant van de completion kan eenvoudig door een caliper worden gemonitord; deze surveys zijn aanzienlijk goedkoper dan CBL's. In het geval van onacceptabele corrosie hoeft alleen de completion vervangen te worden en blijft de integriteit van de casing (put) gewaarborgd.

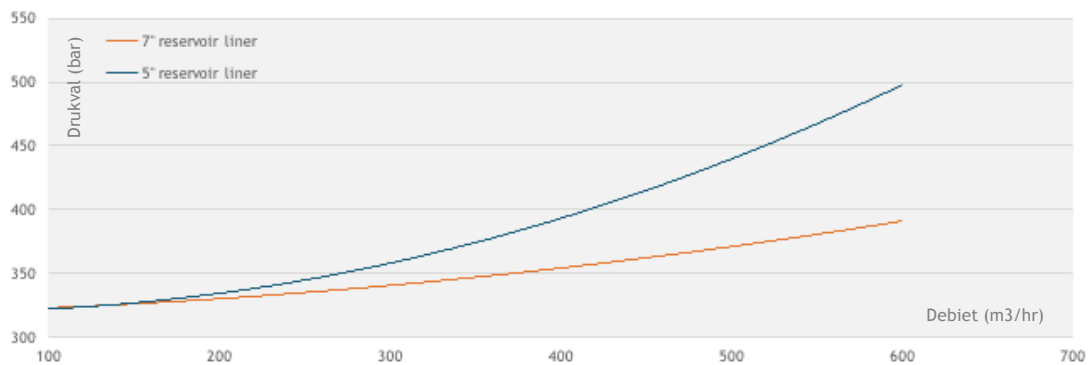
Door installatie van een completion met completeringsvloeistoffen in de annulus zal bij productie deze vloeistof relatief langzaam opwarmen ten opzichte van een direct contact met de warme productie vloeistoffen. De casing wordt hierdoor enigszins beschermd tegen plotselinge temperatuursveranderingen. De completeringsvloeistof werkt hierbij als een bufferzone.

Opstarten operaties

Nadat de put gecompleteerd is en de completion geïnstalleerd, zal deze schoon geproduceerd moeten worden. Afhankelijk van activiteiten zoals 'acid wash' en 'fracking' zal dit schoon produceren met beleid te worden uitgevoerd. Het opstarten van een relatief koude put zal langzaam moeten gebeuren om zo temperatuur schokken te minimaliseren. Tijdens het productieproces zal hier rekening moeten worden gehouden. Het is raadzaam om speciale opstart en insluit-procedure te hebben.

Debiets en ESP

Met het oog op de economische haalbaarheid is naar de volgende debiet scenario's gekeken: 150 m³/u, 300 m³/u en 450 m³/u. Voor elk debiet is een globale drukval berekening uitgevoerd bij een put ontwerp met een 5" en een met een 7" reservoir liner. De drukval over de reservoir liner in combinatie met de productiviteitsindex (de drukval over het reservoir nodig voor een bepaalde productie hoeveelheid) geeft een indicatie waar de ESP zal moeten worden afgehangen. Bij deze globale berekening is uitgegaan van een pomp diepte van 1200 m TVD. Deze diepte is gekozen aan de hand van vergelijkbare UDG projecten elders.

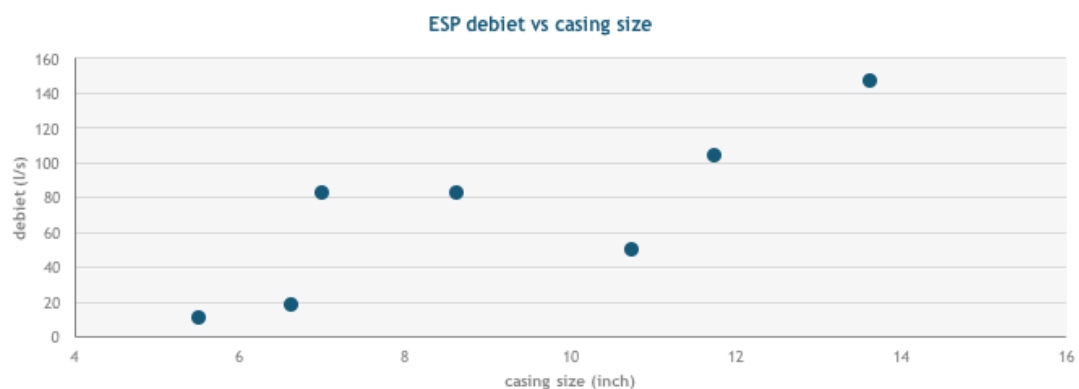


Figuur 3: Drukval tot aan de ESP met installatiediepte ESP 1200m (verticale put)

Berekeningen zijn uitgevoerd voor een 5" en 7" productie liner over het reservoir en weergegeven in Figuur 3. Hieruit komt naar voren dat bij debieten tot 150 m³/u een 5" en 7" nauwelijks verschillen geven in drukval. Naarmate de vereiste debieten hoger worden zal de drukval hoger liggen voor een 5" liner ten opzichte van een 7" liner en moet de ESP dus meer vermogen leveren.

ESP

Twee soorten 'artificial lift' methodes zijn van toepassing op geothermische systemen, namelijk 'line shaft pumps' (LSP) en 'electrical submersible pumps' (ESP). LSP's werken bij lagere debieten en pomp installatie dieptes groter dan bij ESP toepassingen. ESP's zijn geschikter voor UDG toepassingen waarbij hogere debieten vereist zijn. De ESP pomp voor productie dient een relatief grote diameter hebben om de benodigde debieten te leveren met een optimale levensduur. De pomp installatiediepte bepaalt de maximaal haalbare lift bij een gegeven debiet.



Figuur 4: Pompdebieten ESP's verschillende leveranciers ten opzichte van benodigde casing maat. ESP toepassingen voor bedrijfstemperaturen van 200 °C - 250 °C



Figuur 4 laat de pompdebieten van ESP van verschillende leveranciers zien die werkzaam kunnen zijn bij 200 °C - 250 °C. Om een debiet te halen van 450 m³/u (125 l/s) is tenminste een 13.5/8" tubing nodig om de ESP in af te kunnen hangen. Voor debieten tot ca. 100 l/s (360 m³/u) voldoet een casing maat van 11.7/8".

Momenteel is de productiviteitsindex van het reservoir onbekend. Deze is nodig om de precieze drukval te bepalen en een keuze te maken voor de benodigde maat van de reservoir liner en van de completion tubing of casing waarin de ESP wordt afgehangen. Voor nu lijkt het aannemelijk dat met een combinatie van een 7" reservoir liner en een 13.5/8" tubing debieten tot 450 m³/u gehaald kunnen worden. Voor debieten tot 150 m³/u volstaat mogelijk een combinatie van een 5" reservoir liner met een 11.7/8" tubing.

Risico's productieproces

Corrosie en erosie

Corrosie en erosie is een veel voorkomend probleem bij geothermieputten. Erosie komt voor bij verandering in diameter waarbij turbulente stroming voorkomt. Ook in de reservoir liner koppelingen zijn failures bekend door erosie. Het gewonnen water bij geothermieprojecten bevat zout en vaak koolzuurgas (CO₂). Dit water kan corrosief zijn voor staal, afhankelijk van de systeemdruk, het CO₂ gehalte en de verdere samenstelling, met name het bicarbonaatgehalte kan een probleem vormen door de vorming van scale in de ESP.

H₂S

Op de beoogde dieptes en gesteentes kan H₂S niet uitgesloten worden en hier moet derhalve rekening mee gehouden worden. Het opnemen van een completion zoals beschreven in de vorige paragraaf ondervangt dit probleem gedeeltelijk. Het aanbrengen van een coating ter bescherming van de productiebuisc tegen H₂S is hierbij een mogelijkheid.

LSA en scaling

In olie- en gasputten komt het voor dat uit ondergrondse formaties radioactief materiaal mee geproduceerd wordt. Dit materiaal staat bekend als 'naturally occurring radioactive material' (NORM), of 'low specific activity' (LSA) en zit van nature in deze formaties. Ook voor UDG boringen is het denkbaar dat radioactieve stoffen worden mee geproduceerd met het warme water dat omhoog gepompt wordt. In 2013 is zo al in één van de putten van het IJsselmuiders aardwarmteproject radioactieve straling gemeten waardoor het destijds (al dan niet tijdelijk) stilgelegd werd.



Door het hoge zoutgehalte in water kan scaling ontstaan. Scaling is de afzetting van zouten zoals kalk en loodcarbonaat op leidingwanden, in pompen en in warmtewisselaars. Scale kan ernstige problemen veroorzaken in ESP's en indien de ESP vervangen moet worden zullen extra maatregelen nodig zijn i.v.m. radioactieve straling, waaronder een vergunning en speciaal vervoer en schoonmaakbehandeling van de ESP.

De problematiek met betrekking tot corrosie, scaling en materiaalselectie bij aardwarmte is grotendeels vergelijkbaar met de productie van olie en gas. Immers, het hete water wordt gewonnen op dezelfde diepte en met dezelfde technieken.

Putinterventie en -monitoring

Diepe gedeveerde putten leiden tot beperkingen voor putinterventie. Bij gedeveerde putten hoger dan 55° zijn wireline operaties niet mogelijk en zal coiled tubing moeten worden gebruikt om bijvoorbeeld metingen, perforaties etc. te kunnen uitvoeren. Metingen (logging operaties) om de kwaliteit van de put en de productie te monitoren zullen regelmatig moeten worden uitgevoerd, bijvoorbeeld:

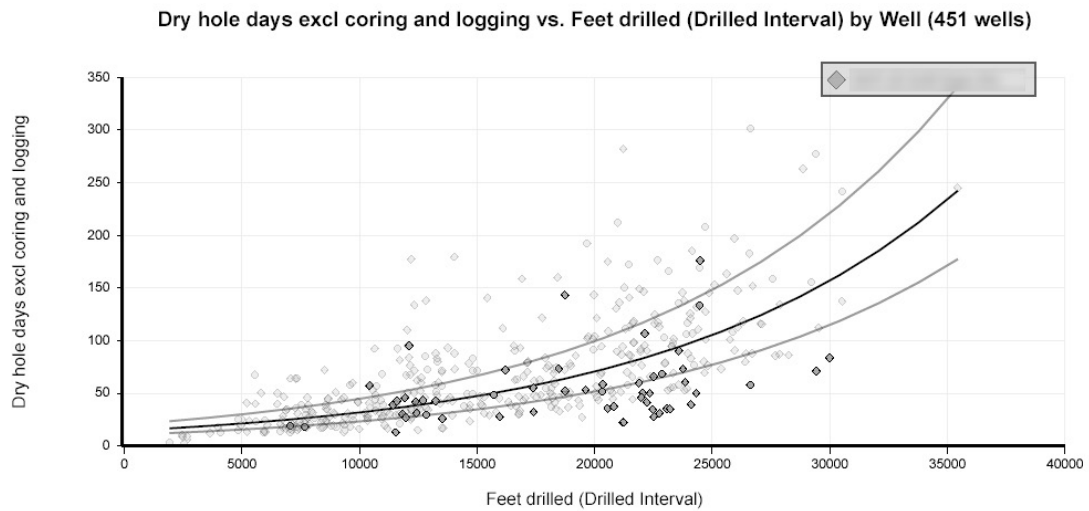
- Cement bond;
- Wanddikte casing/tubing;
- Druk- en debietmetingen;
- Downhole sampling;
- Mechanisch de-scaling van productie buis.

Door gebruikmaking van nieuwe technieken zoals fiber optics dat ingebed is in de cement en permanent down hole gauges nabij het reservoir en de ESP kunnen deze interventie programma's sterk beperkt worden. Bovendien vindt er een permanente monitoring plaats van de integriteit van de put.

Naast het uitvoeren van bovenstaande metingen zullen er regelmatig productie en injectiviteitstesten moeten worden uitgevoerd om de kwaliteit van het reservoir te monitoren waarbij vroegtijdig skin effecten en andere reservoir beschadigingen kunnen worden gedetecteerd.

Putkosten

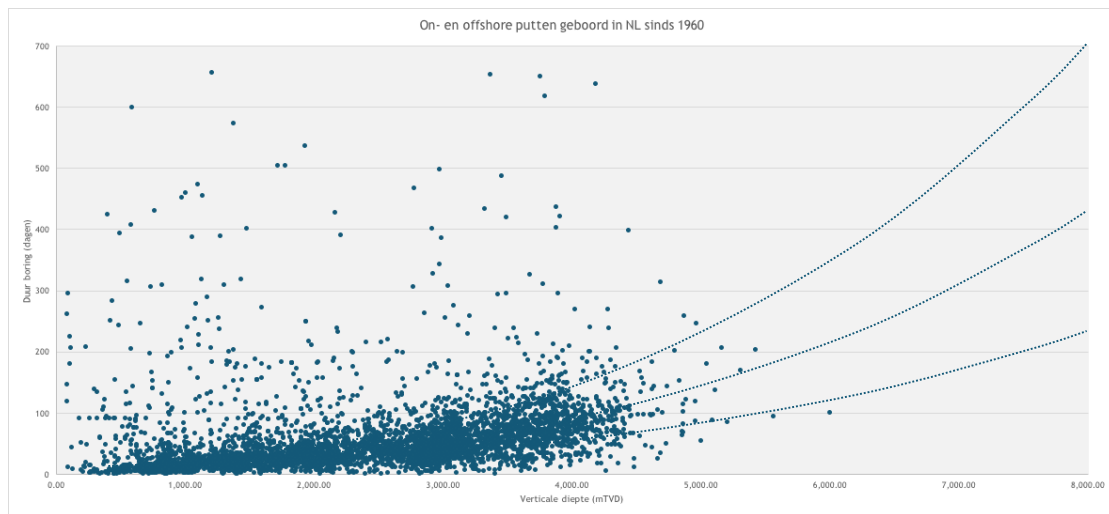
Een gedetailleerde kostenschatting in deze fase is niet mogelijk. Echter kan worden aangenomen dat de duur en kosten onevenredig toenemen met de diepte en complexiteit van de put. Figuur 5 laat zien dat niet alleen de duur (en direct daaraan gekoppeld de kosten) maar ook de onzekerheid van ervan toenemen met de diepte.



Figuur 5: Typische verhouding duur van boring ten opzichte van de diepte (bron: Rushmore)

Het is te verwachten dat UDG putkosten, mede gezien de complexiteit en mogelijke risico's (diepte, temperatuur) aanzienlijk hoger zullen zijn dan actuele putkosten van geothermie projecten in Nederland tot dusver. Aannemend dat de marge van onzekerheid stijgt met putdiepte en complexiteit is het te verwachten dat UDG putkosten zich moeilijker laten voorspellen dan typische geothermie-, olie- en gasboringen in Nederland. Figuur 6 geeft de eerder getoonde boringen in Nederland weer met indicatieve onzekerheidsmarges voor de duur van diepe boringen.²

² De onzekerheidsmarges in deze figuur zijn slechts indicatief



Figuur 6: Indicatieve representatie van onzekerheidsmarges voor mogelijke UDG boringen in Nederland met geboorde putten (olie-, gas en geothermie, on- en offshore) in Nederland sinds 1960 als uitgangspunt



4. Conclusies en aanbevelingen

Ultradiepe geothermie putten, met verticale dieptes van 4 tot 8 km, vormen een uitdagend speelveld. De kosten van een put nemen onevenredig toe met de diepte en complexiteit. Het is te verwachten dat UDG putkosten, mede gezien de complexiteit, onzekerheden en mogelijke risico's aanzienlijk hoger zullen zijn dan die beraamde putkosten van geothermie projecten in Nederland tot dusver.

Over het algemeen lijken geothermische putontwerpen zelden gebruik te maken van een speciale completion tubing. Het is gebruikelijk direct door de productieverbuizing te produceren (dan wel te injecteren), al dan niet met een tie-back liner geïnstalleerd. Het gebruik van een completion valt echter aan te bevelen ten behoeve van putintegriteit en levensduur voor UDG putten. De problematiek met betrekking tot corrosie, scaling en materiaalselectie bij aardwarmte is grotendeels vergelijkbaar met de productie van olie en gas. Deze vergt eenzelfde benadering voor de putconstructie en completering, waarin mogelijkheden voor putinterventie en -monitoring ten behoeve van putintegriteit en levensduur meegenomen moeten worden.

Naast het opnemen van een completion tubing zijn de maat van de reservoir liner en ESP grootte en diepte bepalend voor het UDG casing schema. Het lijkt het aannemelijk dat met een combinatie van een 7" reservoir liner en een 13.5/8" tubing debieten tot 450 m³/u gehaald kunnen worden, al zijn reservoir stromingseigenschappen nog onbekend. Voor debieten tot 150 m³/u volstaat mogelijk een combinatie van een 5" reservoir liner met een 11.7/8" tubing. Verder zullen o.a. ook de locatie van de put (lokale geologie) en noodzaak of mogelijkheden voor stimulatie en interventie bepalend zijn voor de putconfiguratie.

Het boren van een ultradiepe (geothermie)put is een uitdaging gezien de beperkte kennis op deze diepte. Bij de keuze voor een eerste (test)put wordt aanbevolen te starten met een verticale of licht gedeveerde put die bijdraagt aan de verrijking van boorkennis in de diepe ondergrond en aan een leercurve die noodzakelijk is om tijd en kosten van een boring te reduceren.



5. Bronvermelding

1. Enhanced Geothermal Systems (EGS) Well Construction Technology Evaluation Report (Sandia Report), Yarom Polsky et al. (2008)
2. Prevention of Casing Failures in Ultra-Deep Geothermal Wells (Germany), David Lentsch et al. (2015)
3. GeoElec Report on Geothermal Drilling, P. Dumas, M. Antics, P. Ungemach (2013)
4. Uithuizermeeden 2 - Critical Well Review (www.nlog.nl), P. Church (2001)
5. Geothermal Well Design, Construction and Failures, J.N.A. Southon (2005)
6. Current Status of the EGS Soultz Geothermal Project (France), Albert Genter et al. (2010)
7. Handboek Materiaalselectie, Corrosie en Scaling Aardwarmte (Geothermie) (2014)
8. Luttelgeest-1 (LTG-01) End Of Well report (2005)