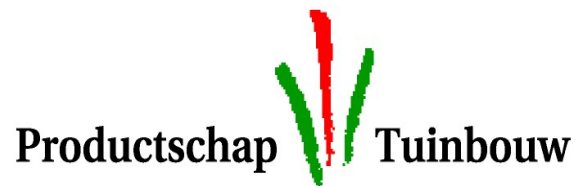


Verslaglegging

Ontwikkeling voorwaarden en aanpassingen van technische installaties voor geothermiebronnen met olie en/of gas

Project in het kader van het programma Kas als
Energiebron

Ministerie van EL&I - Productschap Tuinbouw



1 Algemene projectgegevens

- Titel project Transitiepad aardwarmte van programma Kas als Energiebron: ontwikkeling voorwaarden en aanpassingen van technische installaties voor geothermische bronnen met olie en/of gas
- Aanvangsdatum project: 1-6-2011
- Looptijd project: 31-12-2012

2 Aanleiding

Ammerlaan Real Estate BV en Gebroeders Duijvestijn BV hebben elk in 2010/2011 een geothermische bron gerealiseerd. Ammerlaan is in december 2010 gestart met het oppompen van water, maar in april 2011 werden kleine hoeveelheden olie en gas in het water vastgesteld. Duijvestijn is in maart 2011 begonnen met de warmtewinning en daarbij is ook gas in het water vastgesteld. Bij gas gaat het om circa 0,5 tot 1,0 m³ gas per opgepompte m³ water en de hoeveelheden zijn vrij stabiel. De hoeveelheden olie per m³ water zijn vele malen kleiner en fluctueren sterk.

Het aantreffen van olie en gas in het geothermische water wordt door Staats Toezicht op de Mijnen (SODM) als een groot risico gezien, want er is een kans dat het gas zich in de productie pijp ophoopt, waardoor deze bij problemen niet meer af te sluiten is. SODM had beide projecten stilgelegd, omdat zij van mening was dat de installaties, door de aanwezigheid van koolwaterstoffen, niet veilig waren. Mede door de problemen met het olieplatform in de Golf van Mexico in 2011 is de toepassing van de regels uit de Mijnbouwwet strenger geworden.

Geothermie valt onder de Mijnbouwwet en moet aan de wet- en regelgeving uit de Mijnbouwwet voldoen. Op het moment dat de problemen zich voordeden was de interpretatie van deze wet- en regelgeving voor geothermie anders dan die voor olie en gas. Bij geothermie werden de regels minder streng geïnterpreteerd, waardoor de eisen met betrekking tot de installaties lichter uitvielen.

Door de aanwezigheid van olie en gas veranderde de interpretatie van de Mijnbouwwet voor geothermie, waardoor Ammerlaan en Duijvestijn de wellheads en locatie moesten aanpassen en daarnaast moest er geïnvesteerd worden in apparatuur die het mogelijk maakt om deze bijproducten te scheiden van het water.

In de olie en gasindustrie wordt er gebruik gemaakt van wellheads, gasscheiders en oliescheiders die al voldoen aan de interpretatie van de Mijnbouwwet voor olie en gassector door SODM. Het probleem daarbij is dat deze installaties niet 1 op 1 gekopieerd kunnen worden, omdat er met andere volumes gewerkt wordt dan bij geothermie. Door het verschil in volume dat verwerkt moet worden, is de diameter van de aanvoer casing en de wellhead afwijkend tussen geothermie en olie/gas. Tevens zijn de kosten voor deze installaties hoog, want ze zijn gebaseerd op marges die in de olie en gasindustrie gerealiseerd worden. De insteek van Ammerlaan en Duijvestijn was om installaties te ontwikkelen die geschikt zijn voor geothermie, voldoen aan de voorwaarden van SODM en opgebracht kunnen worden door glastuinbouwbedrijven. Het laatste betekent vooral een lagere prijs voor de installaties, want de marges in de tuinbouwsector en in de geothermische sector zijn beperkt.

Het onderzoekstraject zag er als volgt uit:

- 1: ontwerpen en vaststellen voorwaarden en specificaties wellhead voor geothermie met bijvangst olie en gas: de nieuw te ontwikkelen wellhead moet een hogere druk aan kunnen dan de eerste wellheads voor geothermische projecten. Tevens heeft de wellhead een andere indeling dan die voor de gas- en oliewinning. De geothermische wellhead is aan de bovenkant asymmetrisch, waardoor de aanvoerbuis van het water

niet in het midden zit. Dat komt doordat de aanvoerbuis vanwege zijn grote doorsnede aan de zijkant zit om voldoende ruimte voor de elektriciteitskabel naar de ESP-pomp beschikbaar te houden. Bij de oliewinning is dat niet noodzakelijk, omdat de aanvoerbuis van de olie een kleinere diameter heeft. Zelfs wanneer deze aanvoerbuis in het midden hangt is er voldoende ruimte ernaast voor de elektriciteitskabel naar de ESP-pomp.

- 2: bespreking en goedkeuring + certificering ontwerp, tekeningen en specificaties wellhead door SODM. Dat is nodig omdat, bij de start van het onderzoek deze gegevens niet door SODM bepaald waren.

Punt 1 en 2 worden eerst doorlopen, voordat met ontwikkeling prototype wellhead begonnen kan worden.

- 3: ontwikkeling en fabriceren prototype.
- 4: prototype plaatsen, testen en vaststellen of het voldoet aan voorwaarden en specificaties SODM.
- 5: onderzoeken, ontwerpen en vaststellen voorwaarden voor locatie waar gas en/of olie gescheiden wordt van water.

3 Projectbeschrijving

3.1 Probleemstelling

Vanwege de aanwezigheid van olie en gas in het geothermische water waren beide projecten door SODM stilgelegd. Voordat beide projecten weer warm water mochten oppompen, moesten eerst de wellheads en winninglocatie aangepast worden. Omdat dit de eerste producerende geothermische bronnen in Nederland waren, waar het probleem van olie en/of gas in het water zich voor doet, was onbekend hoe de wet en regelgeving toegepast moest worden en hoe de oplossingen er uit moesten komen te zien. Er waren technische oplossingen bekend vanuit de olie en gasindustrie, maar deze moesten aangepast worden. Het ging hier om:

- Aanpassing wellhead
- Aanpassing locatie

3.2 Doelstelling

Technische doelstellingen

- Aan de eerste installaties voor warmtewinning via geothermische bronnen werden technisch andere eisen gesteld dan aan olie en gasbronnen. Door de aanwezigheid van kleine hoeveelheden olie en gas bij Ammerlaan en Duijvestijn, stelt SODM nu strengere eisen aan de geothermische installaties. Probleem daarbij was dat SODM vooraf niet aangaf hoe streng deze eisen moesten zijn, maar Ammerlaan en Duijvestijn moesten zelf met voorstellen komen. SODM gaf vervolgens aan of dit voorstel voor SODM acceptabel was. Doelstelling van Ammerlaan en Duijvestijn was om samen met partijen uit de gas, olie en geothermische sector installaties te ontwikkelen, die geaccepteerd worden door SODM, maar ook financieel opgebracht kunnen worden door geothermische projecten in de tuinbouwsector. Insteek was om de aanpassingen vervolgens als algemene norm voor de geothermische sector te laten gelden.

Energiedoelstellingen

- Geothermische projecten leveren een directe bijdrage aan de energiedoelstellingen van de glastuinbouwsector en de overheid. Zonder het onderzoek van Ammerlaan en Duijvestijn konden onlangs gerealiseerde geothermische projecten, die door SODM zijn stilgelegd, niet meer opstarten. Daarnaast was het onderzoek van Ammerlaan en Duijvestijn nodig om een plan van aanpak voor toekomstige projecten op te stellen, zodat

deze volgens de nieuwe richtlijnen uitgevoerd kunnen worden en zodoende dubbele kosten kunnen worden voorkomen.

Geothermie kan een belangrijke bijdrage aan de verduurzaming van het Nederlandse energieverbruik leveren. Op dit moment zijn het vooral glastuinbouwbedrijven die geothermische bronnen realiseren. Zonder een goede veilige technische oplossing tegen acceptabele kosten wordt geothermie in Nederland voor glastuinbouwbedrijven lastig. Hierdoor zullen tuinbouwbedrijven gas moeten blijven gebruiken voor de verwarming van hun kassen en zullen doelstellingen van de glastuinbouwsector en de overheid moeilijker of niet gerealiseerd kunnen worden.

Bij de start van het onderzoek waren er circa 40 aanvragen voor opsporingsvergunningen naar geothermie vanuit de glastuinbouwsector geregistreerd. Halverwege 2012 zijn er nadien 2 afgerond en is er 1 in uitvoering. Het areaal van alle aanvragers is niet precies bekend, maar bij een vergelijkbare capaciteit per bron als bij Ammerlaan en Duijvestijn, dan gaat het om circa 400.000 ton CO₂ op jaarbasis.

Voorbeeld:

Als een bron 150 m³/uur warm water produceert van 70 graden Celsius en dit water wordt uitgekoeld tot 40 graden Celsius, dan heeft de bron een capaciteit van 5,25 MW per uur en bij constant draaien 45.800 MW per jaar. Bij optimale benutting komt dit overeen met 5.215.000 m³ gas dat niet verstoekt hoeft te worden. De regel is dat de verbranding van 1 m³ aardgas leidt tot de uitstoot van 1,78 kg CO₂. Een vermindering van 5.215.000 m³ gas verbruik, leidt tot een reductie van de CO₂ uitstoot met 9.280 ton per project. Deze reductie kan verder oplopen als het water verder uitgekoeld wordt of de bron een hogere productie heeft.

3.3 Inpassing

- Bijna alles rond geothermie is nieuw en dat geldt ook voor de oplossingen voor de problemen van olie en gas. Door Ammerlaan en Duijvestijn is gezocht naar praktische oplossingen die door zoveel mogelijk geothermische projecten in Nederland in de toekomst gebruikt kunnen worden. Hoewel niet alle toekomstige geothermische projecten last zullen krijgen van olie of gas, stelt SODM de eis dat de wellhead en installaties er op voorbereid zijn. Er moest dus een nieuwe standaard voor Nederland ontwikkeld worden.

3.4 Randvoorwaarden

- De randvoorwaarden voor geothermische projecten staan in de Mijnbouwwet. Zoals eerder is aangegeven, worden de interpretatie van de randvoorwaarden vooraf niet door SODM afgegeven, maar deze zijn pas tijdens het proces uitgewerkt. Insteek was om voor geothermie een goede afweging tussen eisen en kosten te maken, waarbij de eisen realistisch moeten zijn, zonder concessies aan veiligheid te doen.
- Vooraf bestond het beeld dat het ontbreken van duidelijke randvoorwaarden vanuit SODM naast een probleem ook gelijk een kans was, want het ontbreken van randvoorwaarden kan ook leiden tot creatieve oplossingen

3.5 Werkzaamheden, werkwijze(n)

- De deelgebieden wellhead en locatie zijn gelijktijdig opgepakt om eventuele vertragingen zoveel mogelijk te beperken.

3.6 Tijdsplanning

- Insteek was om beide projecten voor oktober 2011 weer in productie te krijgen. Door verschillende oorzaken, zoals veel overleg met SODM en levertijd installaties is dit niet gelukt. Duijvestijn is pas in februari 2012 gaan testen en Ammerlaan in juni 2012. Duijvestijn heeft in juni 2012 opnieuw tijdelijk stilgelegen, omdat een deel van de leidingen tussen de installaties, als gevolg van aanscherping normen, opnieuw vervangen moesten worden.

3.7 Overleg en samenwerkingsstructuur

- Vanwege het ontbreken van de vereiste kennis bij Ammerlaan en Duijvestijn is het adviesbureau Well Engineering Partners (WEP) BV ingeschakeld voor de begeleiding van de projecten. WEP is nauw betrokken geweest bij de begeleiding van de eerste geothermische projecten in Nederland en zij hebben veel kennis van de olie en gasindustrie. WEP heeft samen met Ammerlaan en Duijvestijn de gesprekken met SODM gevoerd. Daarnaast hebben Ammerlaan en Duijvestijn veel gesprekken met toeleveranciers en installateurs gevoerd. De grote persoonlijke betrokkenheid van Ammerlaan en Duijvestijn was zeer belangrijk, want hierdoor konden direct de consequenties voor de bestaande (duurzame) verwarmingsinstallatie van beide bedrijven beoordeeld worden. Daarbij bleek de theorie regelmatig af te wijken van de praktijk.

3.8 Resultaten

Inleiding

Bij de aanleg van een geothermisch project worden de 2 geothermische bronnen binnen een opsporingsvergunning geboord en daarna getest om de noodzakelijke informatie voor de winningvergunning te verzamelen. Zodra de testfase is afgerond, zal met de verzamelde informatie een winningplan opgesteld worden. Als het winningplan naar tevredenheid door SODM beoordeeld is, dan wordt er een positieve aanbeveling gedaan richting EL&I die vervolgens de winningvergunning kan af geven. Echter voordat de winningvergunning wordt afgegeven, eist SODM dat de bronnen en bijbehorende oppervlakesystemen voldoen aan alle voorwaarden voor een veilige en verantwoorde productie. Deze voorwaarden worden beschreven in de Mijnbouwwet. Alles wat met de opsporing, winning en het opslaan van delfstoffen te maken heeft, is geregeld in de Mijnbouwwet. In deze wet en de daarop gebaseerde regelingen - het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling - is bepaald waar een aanvrager van een vergunning aan moet voldoen, welke procedures van toepassing zijn en onder welke voorwaarden vergunningen worden verleend.

http://wetten.overheid.nl/BWBR0014168/geldigheidsdatum_20-11-2012

De Mijnbouwwet beoogt één overzichtelijk en helder kader te bieden voor een verantwoorde en doelmatige mijnbouw. Mijnbouwspecifieke zaken worden op basis van deze Wet geregeld, terwijl andere (algemene) zaken zo veel mogelijk worden overgelaten aan bestaande generieke wetgeving.

De Mijnbouwwet is van toepassing op de winning en opsporing van delfstoffen en aardwarmte en het opslaan van stoffen beneden de oppervlakte van de aardbodem. Aardwarmte is gedefinieerd als "in de ondergrond aanwezige warmte die daar langs natuurlijke weg is ontstaan". De Wet is met betrekking tot aardwarmte slechts van toepassing voor zover deze op een diepte van meer dan 500 meter beneden de oppervlakte van de aardbodem aanwezig is.

Omdat het risico op ongevallen bij geothermische projecten als nihil werd beoordeeld, werd bij de eerste geothermische projecten in Nederland de Mijnbouwwet relatief soepel uitgelegd en toegepast. In de praktijk blijkt dat bij de productie van geothermisch water regelmatig sprake is van een bijvangst van gas, waardoor het risico door SODM nu groter wordt

geschat. Zowel bij Ammerlaan als bij Duijvestijn zit dit gas opgelost in het water. Bij Ammerlaan is ook sprake van minimale hoeveelheden opgelost olie in het water. SODM schat het risico hoger in omdat zich in de productieleiding gas zou kunnen ophopen, waardoor de bron spontaan kan gaan stromen. Als dat risico zich voor kan doen, dan moeten alle kleppen/uitgangen op de bron dubbel uitgevoerd zijn. Als 1 klep kapot gaat, dan kan de tweede klep alsnog de put afsluiten.

Insteek van Ammerlaan en Duijvestijn was het ontwikkelen van nieuwe standaarden voor geothermische projecten tegen acceptabele kosten binnen de bestaande wet en regelgeving. Bij de start van het onderzoek hadden alle betrokken partijen het gevoel dat daarvoor de ruimte aanwezig was. Echter tijdens het proces werd duidelijk dat SODM de wet en regelgeving en daarmee de specificaties en standaarden voor geothermische bronnen strenger toepast en daarmee uitkomt op het niveau van normen voor de olie en gasindustrie uit de Mijnbouwwet.

De soepelere houding van SODM in de beginfase van geothermie in Nederland is te verklaren uit het feit dat de eerste twee projecten bij Van de Bosch geen gas in het water zat. Tevens bleek uit de geologische rapporten van Ammerlaan en Duijvestijn dat de aanwezigheid van olie en gas zeer onwaarschijnlijk was. Achteraf blijkt dat de aanwezigheid van opgelost gas niet via seismologisch onderzoek aangetoond kan worden. Ondanks meerdere analyses van beschikbare informatie weten de geologen en experts niet waar het gas en de olie bij Ammerlaan en het gas bij Duijvestijn vandaan komen. Ze vermoeden dat het uit onderliggende lagen migreert naar de zandlaag waaruit het water gewonnen wordt, maar ze hebben geen bewijzen. Deze onzekerheid maakt het voor SODM lastig om te bepalen wat veilig en verantwoord is. Dus wordt er veiligheidshalve vanuit gegaan dat er altijd gas in het geothermische water kan zitten, tot het tegendeel bewezen is.

In Nederland stroomt water bij geothermische projecten niet vanzelf naar het oppervlak, maar daarvoor is een pomp nodig. Alleen in zeer theoretische situaties zou door de aanwezigheid van grote hoeveelheden olie en of vrij gas een put spontaan kunnen gaan stromen. Echter op basis van de aanwezige concentraties opgelost gas en olie is de kans op spontaan gaan stromen bij de projecten van Ammerlaan en Duijvestijn nagenoeg uitgesloten. Hier kan echter geen 100% zekerheid over gegeven worden omdat er altijd een (theoretische) kans bestaat.

Omdat bij een geothermisch project vooraf niet uitgesloten kan worden dat er sprake kan zijn van vrij gas of olie, is de voorlopige conclusie van dit onderzoekstraject dat SODM van mening is dat elke geothermische bron behandeld moet worden als een gasput. Dit blijft hoogstwaarschijnlijk zo totdat het tegendeel bewezen is. Omdat bij langdurige productie gas en olie kan vrijkomen uit formatiezones die verder van de productielocatie verwijderd zijn, kan dit bewijs door de opdrachtgever niet aangetoond worden door middel van een korte test,

Het vooraf niet kunnen bepalen van de risico's heeft ook gevolgen voor het aansluiten van de verschillende installaties om de olie en het gas uit het water te halen. Vanuit kosten perspectief hadden Ammerlaan en Duijvestijn meer willen samenwerken met hun huidige verwarmingsinstallateurs en met materialen die zich buiten de olie en gasindustrie bewezen hebben. Deze installateurs werken volgens procedures en normen die voldoen aan de algemene installatienormen, maar die normen zijn minder streng en kijken af van die voor de olie en gasindustrie.

Het door SODM laten beoordelen van oplossingen die afwijken ten opzichte van de olie en gasnormen is een langdurig en onzeker proces. Het probleem daarbij was dat er vooraf geen lijst met harde cijfermatige normen beschikbaar was. De norm die op een bepaald moment geldt, is eigenlijk de kwalificatie van de installatie die op dat moment door SODM als

acceptabel bevonden is. Wat acceptabel bevonden wordt, is een proces dat kan veranderen in de loop van de tijd. Dat ontwikkelingsproces hebben Ammerlaan en Duijvestijn ook ervaren. In de loop van het traject verscherpte SODM regelmatig de normen/kwalificaties. Dat had onder andere te maken met de druk die de wellhead aan moest kunnen en de methode van lassen van de leidingen van de wellhead naar de olie gasscheider. Om wederom dubbel werk te voorkomen (in eerste instantie geaccepteerde oplossingen opnieuw vervangen) moesten Ammerlaan en Duijvestijn meer volgens de normen voor de olie en gasindustrie werken, dan vooraf was geschat.

Technische realisatie

De technische realisatie is onder te verdelen in de onderdelen wellhead en locatie.

- Wellheads:

Het voorlopige resultaat van het onderzoek is dat vanwege de mogelijke aanwezigheid van olie en gas elke wellhead zo ontworpen moet worden, zodat die geschikt is tegen de meest extreme situaties die zich theoretisch voor zouden kunnen doen bij een geothermische bron. Deze zin begint bewust met "voorlopig" want het standpunt van SODM kan op basis van nieuwe inzichten wijzigen. Daarbij moet het ontwerp van de wellhead rekening houden met de mogelijkheid om op een veilige wijze reparaties en aanpassingen uit te kunnen voeren. Voor de wellhead betekent dit dat ze minimaal een druk aan moet kunnen die gelijk is aan een mogelijk ingesloten kolom gas van de bodem tot bovenaan de put. In geval van Ammerlaan en Duijvestijn is dat een druk van circa 200 bar, omdat de warmte op circa 2.000 meter diepte wordt gewonnen. Daarbij geldt dat hoe dieper de locatie van het uiteinde van de bron is, hoe hoger de druk is die de wellhead moet aankunnen. Er is geen standaard wellhead die voor elk project voldoet. Per project zal er afhankelijk van de diepte door een specialist een berekening moeten worden gemaakt. In deze berekening zal er rekening moeten worden gehouden met druk die maximaal in de leiding kan ontstaan. De wellhead moet de druk van de totale gaskolom (compleet gevulde leiding met gas) kunnen opvangen. Hoe dieper de boring, hoe langer de leiding, hoe hoger de druk theoretisch zou kunnen worden. Tevens kan op grotere diepte sprake zijn van stoom. Boringen met dezelfde uitgangspunten zouden in theorie gebruik kunnen maken van hetzelfde ontwerp, maar bij elk project zal de te gebruiken wellhead vooraf ter goedkeuring aan SODM voorgelegd moeten worden.

Er zijn verschillende partijen die de wellheads kunnen leveren, maar er zijn slechts een beperkt aantal bedrijven in Europa die de wellheads kunnen produceren. Welke producent levert, is vaak afhankelijk van het boorbedrijf, want de wellhead maakt vaak onderdeel uit van de offerte van het boorbedrijf die de bronnen aanlegt. Zij hebben contacten met verschillende leveranciers die aan hen de wellheads leveren. De opdrachtgever voor de boring bepaalt niet de leverancier/producent van de wellhead. Ammerlaan en Duijvestijn hebben als afronding van hun boringen wellheads via Daldrup geleverd gekregen.

Door olie en gas voldeden de bij Ammerlaan geïnstalleerde wellheads niet meer aan de nieuwe normen van SODM. Ammerlaan is vervolgens op zoek gegaan naar partijen die hen kon helpen met het oplossen/ontwikkelen van het wellhead probleem. Toen Duijvestijn ook gas kreeg en stilgelegd werd, hebben zij zich bij het al lopende traject aangesloten. Voor de oplossingen zijn zowel Daldrup & Söhne AG (boorbedrijf bij Ammerlaan en Duijvestijn) als Deep Drill benaderd om een nieuw ontwerp te maken. Deep Drill kwam in beeld omdat zij de toeleverancier van Daldrup in onder ander Nederland zijn. Uiteindelijk zijn ze via Deep Drill door een bedrijf in Roemenië geproduceerd.

In samenwerking met WEP en Daldrup zijn meerdere wellheads ontworpen, voordat de definitieve versie door SODM werd geaccepteerd. De wellheads zijn via Deep Drill geleverd,

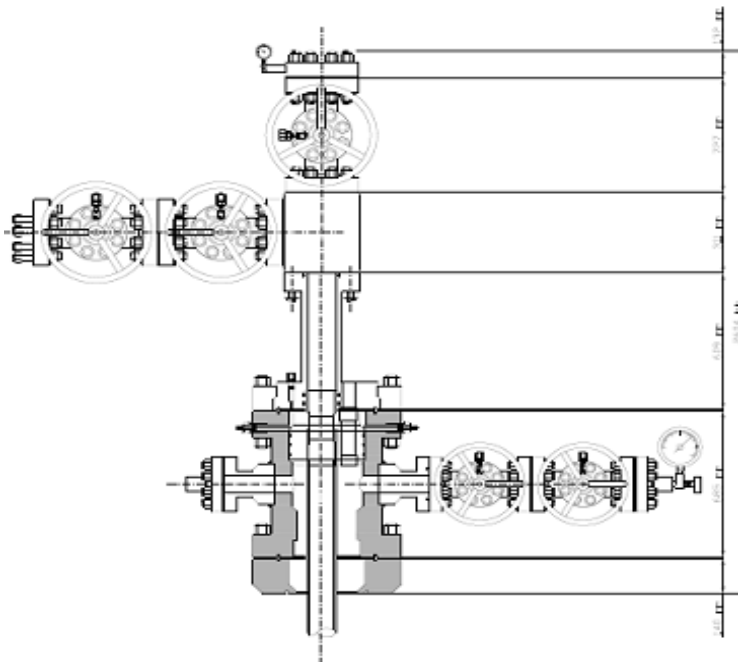
en door Daldrup bij beide projecten geïnstalleerd. Na installatie zijn alle afsluiters op de wellhead afgeperst om te controleren of de afsluiters, koppelingen en ringen aan de vooreiste normen voldeden.

Bij de productie van de wellheads werd duidelijk dat geothermie een kleine speler voor de producenten is. De afnemers uit de olie en gasindustrie bepalen de prijsvorming en krijgen voorrang bij de productie als zij problemen hebben. Dit heeft een deel van de vertraging bij beide projecten veroorzaakt. Dankzij het werk van Ammerlaan en Duijvestijn is nu een wellhead ontwikkeld die door SODM geaccepteerd is en die direct door andere geothermische projecten (op dezelfde diepte) gebruikt kunnen worden.

Kenmerken nieuwe wellhead:

- Testbare tubing hanger en kabeldoorvoer voor ondergrondse bronpomp
- Asymmetrische wellhead, zodat er ruimte is voor kabeldoorvoer naar bronpomp
- Tubing hanger met inplug faciliteit
- Wellhead voorzien van dubbele barrières en afsluiters
- Volledige verticale toegang voor installeren hanger plug
- Kwalificatie flenzen minimaal 3000 psi of beter geschikt voor opvang druk volledige gaskolom.
- Dubbele uitvoering van afsluitkleppen

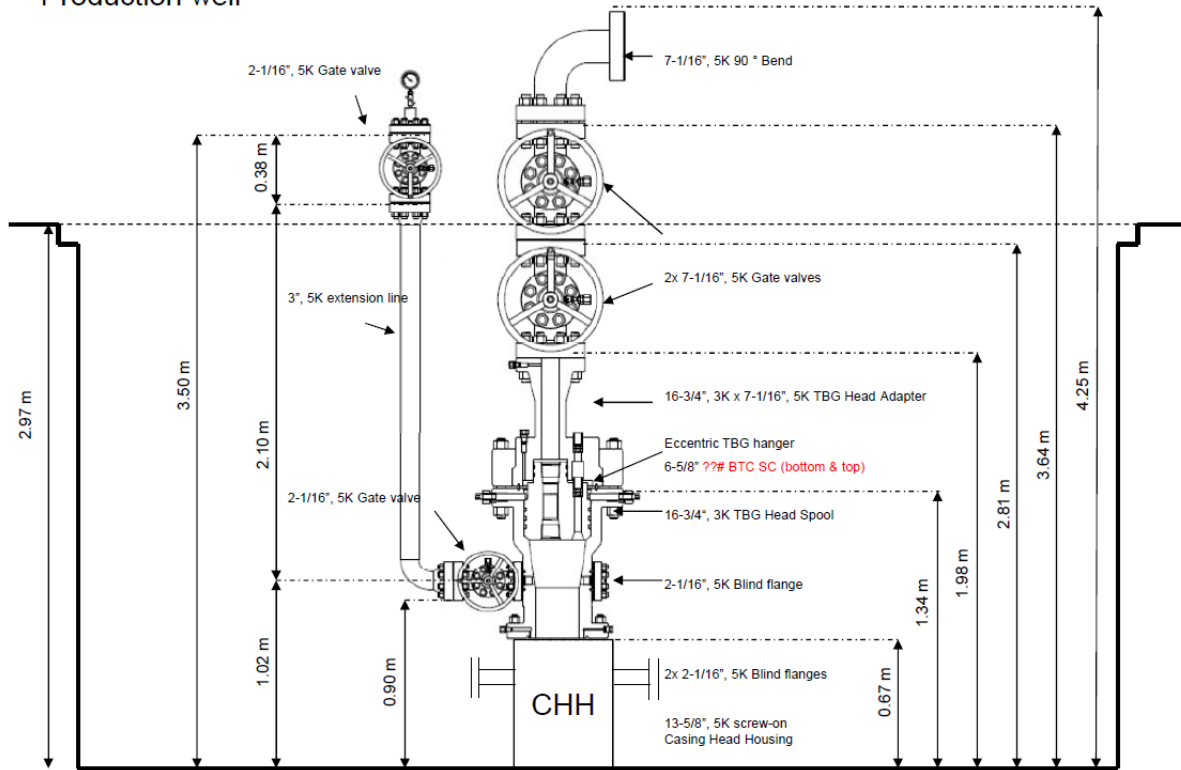
In de onderstaande tekening is de asymmetrische indeling duidelijk zichtbaar, waarbij de aanvoerleiding voor het water links gepositioneerd is, met daarnaast de doorvoer voor de ESP-kabel. Dit is een voorbeeld van een asymmetrische wellhead, maar dit is niet de wellhead die bij Ammerlaan en Duijvestijn is geïnstalleerd.



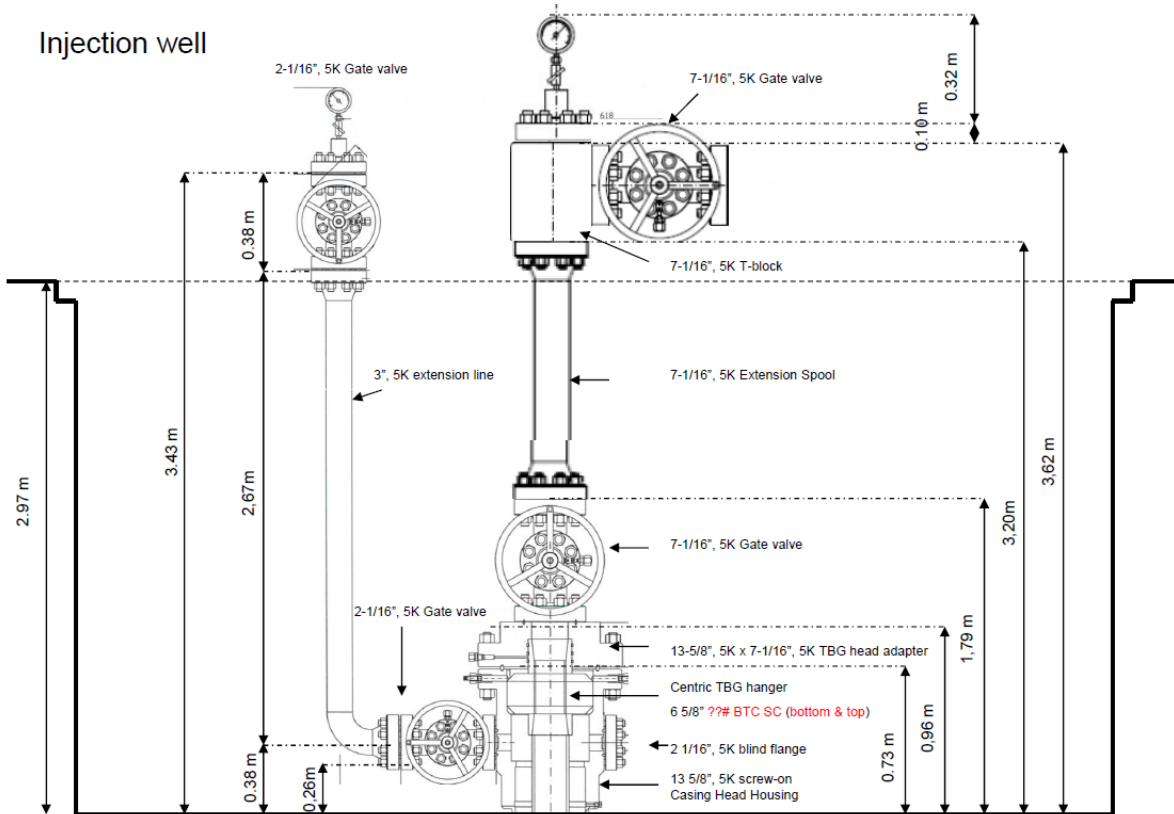
De hierna volgende tekeningen van wellheads van Ammerlaan en Duijvestijn bevatten de drukken die de afsluiters aankunnen.

PNA-GT-01

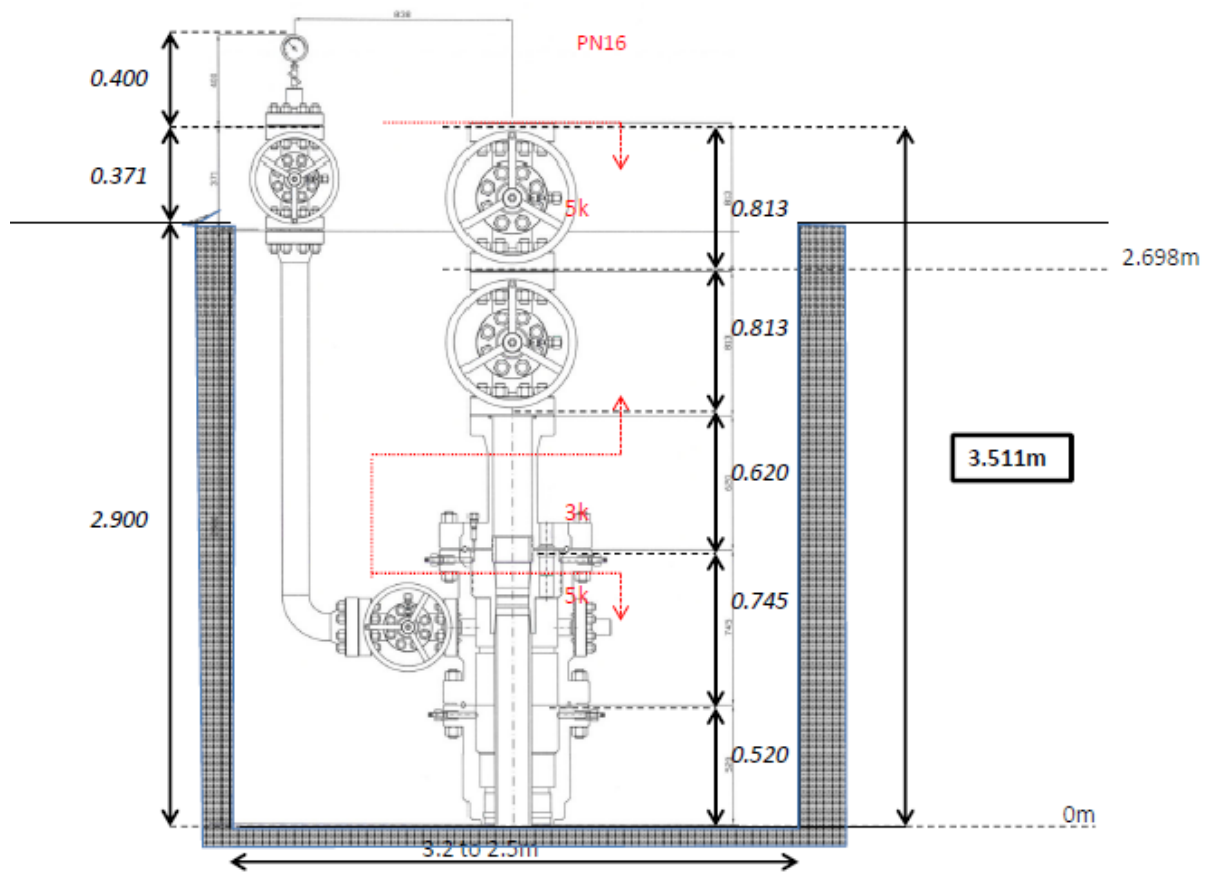
Production well



PNA-GT-02
Injection well

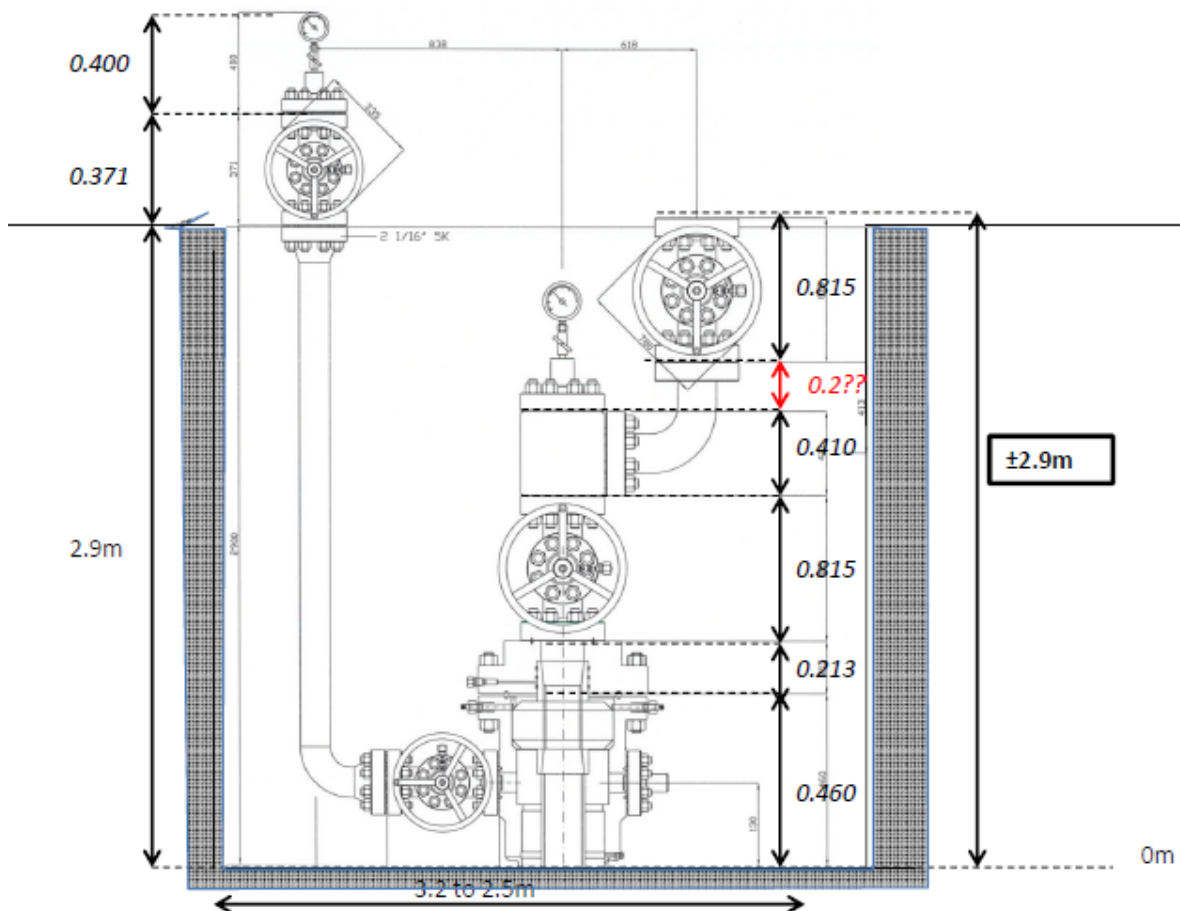


Ammerlaan en Duijvestijn zitten met de uiteinden van hun leidingen ongeveer op dezelfde diepte (circa 2.000 meter) dus hun wellheads zouden gelijk kunnen zijn. Bij PNA-GT-01 is alles boven het onderdeel CHH de wellhead en de andere tekeningen bevatten de volledige wellhead. De wellhead op de productie is bij beide projecten gelijk. Er zit een klein verschil in de wellhead op de retour. Bij Ammerlaan zit er een extensionspool tussen, omdat de boorkelder bij Ammerlaan smaller is. Bij nieuwe projecten zijn de boorkelders groter en is er direct rekening gehouden met de ruimte voor de grotere wellheads.

Duijvestijn production well

De getoonde tekeningen geven een goed beeld van de wellhead. Op de tekeningen is duidelijk zichtbaar dat elke tak van de wellhead uit dubbele barrières bestaat. Als 1 barrière niet werkt dan is er nog altijd een tweede mogelijkheid om de bron af te sluiten.

Duijvestijn injection well



In de Bijlage aan het eind van dit document is de specifieke informatie van de verschillende onderdelen van de wellheads uitgewerkt. Hierin staan diameters van de onderdelen en de maximale druk die het aan moet kunnen uitgewerkt.

Conclusie wellhead:

Ammerlaan en Duijvestijn hebben een wellhead ontwikkeld, die geaccepteerd is door SODM en geschikt is voor geothermische projecten bij glastuinbouwbedrijven tot een diepte van circa 2.000 meter. Bij diepere boringen, moeten de wellheads grotere drukken aankunnen en de berekeningen daarvan zullen bij elk project vooraf aan SODM ter beoordeling voorgelegd moeten worden. SODM zal vervolgens bepalen of de voorgesteld wellhead acceptabel is. Het realiseren van een lagere prijs t.o.v. originele gas wellheads is niet gelukt, omdat de normen voor de wellhead gedurende het traject zwaarder uitvielen dan vooraf verwacht was. Daarnaast is geothermie een te kleine speler in deze markt, waardoor kleine veranderingen zeer lastig door te voeren zijn. Beperkte aantallen per jaar, zwaardere specificaties van de uitvoering en maatwerk hebben voor een hogere prijs gezorgd dan verwacht. Andere projecten zoals De Koekoekspolder (IJsselmuiden) en Greenwell (Naaldwijk) hebben echter direct van het werk van Ammerlaan en Duijvestijn kunnen profiteren, want zij hebben gelijk de juiste zwaardere wellheads met de juiste specificaties kunnen bestellen zodat ze geschikt zijn voor gas- en oliebijvangst.

- Locatie:

Het onderdeel locatie was op te splitsen in 2 onderdelen:

- Het veilig stellen van de putten
- Aanpassingen van de locatie zelf

Veilig stellen van de putten Ammerlaan

Bij Ammerlaan is veel tijd gaan zitten in het overleg over en het schrijven van werkplannen voor het veilig stellen van de putten. Door de aanwezigheid van olie werd Ammerlaan in april 2011 stilgelegd. Vervolgens heeft het project een aantal maanden stilgelegen, voordat er begonnen kon worden met het schoonmaken van de putten. In deze periode konden zich volgens SODM grote hoeveelheden olie en gas in de casings ophopen. Het gevolg daarvan was dat er zeer strenge voorwaarden werden gesteld aan het veilig stellen van de putten, voordat er begonnen kon worden met de overige werkzaamheden.

Het veiligstellen begon met het controleren of de wellheads drukvrij waren, wat het geval bleek te zijn. Daarna is een tijdelijke klep op de aanvoer bron geplaatst, die een druk van 50 bar aan kan, waarna de bronnen werden losgekoppeld van de bestaande oppervlakte installaties. Vervolgens is er een tijdelijk opvangsysteem voor olie geplaatst, want er werd verondersteld dat er bovenin de bronnen gestolde olie aanwezig was. Na controle bleek dat dit inderdaad het geval bleek te zijn. Daarom werd er warm brein in de bronnen geïnjecteerd om de aanwezige olie vloeibaar te maken en te verwijderen. Daarna werd geconstateerd dat de bronnen dood waren (er wordt geen druk opgebouwd bij het insluiten van de bronnen).

Kenmerkend in het voorgaande proces is de theoretische benadering van de problemen door SODM en de mogelijke oplossingen die door WEP zijn voorgesteld. Net als bij de wellhead werd door beide partijen uitgegaan van de meest extreme situaties en daarmee het grootst mogelijke risico. Dit wijkt sterk af van de praktische werkwijze van de tuinbouwsector. Ook voor dit onderdeel geldt dat direct werken volgens de strenge voorwaarden van SODM de enige optie is, want dat kan dubbel werk en kosten voorkomen.

Veilig stellen van de putten Duijvestijn

Bij Duijvestijn was er geen olie aangetroffen. Deze vermindert sterk de kans op een opeenhoping van gas in de kolom omdat er geen 'stollaag' gevormd kan worden. Met SODM werd afgesproken om de putten in te sluiten met de toen aanwezige kleppen (16 bar) die al bij het begin van het project geïnstalleerd waren. Iedere dag werden de putten geïnspecteerd en werd de druk van de putten afgelezen en gerapporteerd. Hieruit bleek dat er totaal geen drukopbouw plaatsvond. Tot de installatie van de nieuwe wellheads hoefde er daarom geen verdere actie ondernomen te worden.

Aanpassingen van de locatie

Bij de voorgestelde oplossingen voor de locatie keek SODM vooral naar milieuaspecten. Regelgeving op dit gebied is gericht op aanpassingen ter voorkoming van verontreiniging van bodem en oppervlaktewater. Voor de start van de aanleg van de inrichting wordt een nulsituatie van de bodem vastgesteld. Hiermee wordt inzicht gekregen in de aard en concentratie van mogelijke verontreinigingen. Naar aanleiding van dit onderzoek kunnen aanvullende eisen gesteld worden. Ter controle van het grondwater zijn op en/of rond de inrichting peilbuizen geplaatst. De locatie is zodanig aangelegd, ingericht en onderhouden dat verontreiniging van bodem en oppervlaktewater verwaarloosbaar is. Zie daarvoor de tekst bij de hierna volgende onderdelen "aanpassen locatie Ammerlaan" en "aanpassen locatie Duijvestijn".

Regenwater van de locatie mag pas nadat eventuele vervuiling verwijderd is op het oppervlaktewater geloosd of in het openbaar riool gebracht worden. De samenstelling van

het gereinigde water mag geen negatieve gevolgen hebben voor de werking van het riool, zuiveringstechnieken en eventueel af te voeren slib.

Locatie Ammerlaan voor aanpassing



Locatie Ammerlaan na aanpassingen



In tegenstelling tot de eerste geothermische projecten, worden door SODM nu vooraf voorwaarden gesteld aan het hele project. Al bij het indienen van de opsporingsvergunning moet het hele project met alle installaties in beeld gebracht zijn. Elke locatie zal anders zijn, maar de projecten houden nu al wel rekening met de aanwezigheid van een gasscheider. Het aantal installaties dat geplaatst wordt tijdens en na het boren bepalen onder andere het oppervlak dat vloeistof dicht moet zijn en de inhoud van de bak waarin o.a. de olie/gasscheider en olietank komen te staan. Daarnaast speelt het een rol hoeveel ruimte er beschikbaar is voor de bronnen en of ze dicht bij elkaar liggen. Bij Ammerlaan en Duijvestijn liggen ze direct naast elkaar, maar bij het tweede project van Van de Bosch liggen de putten ver uit elkaar (1 voor en 1 achter het bedrijf). Dit betekent 2 keer een locatie aanleggen. De

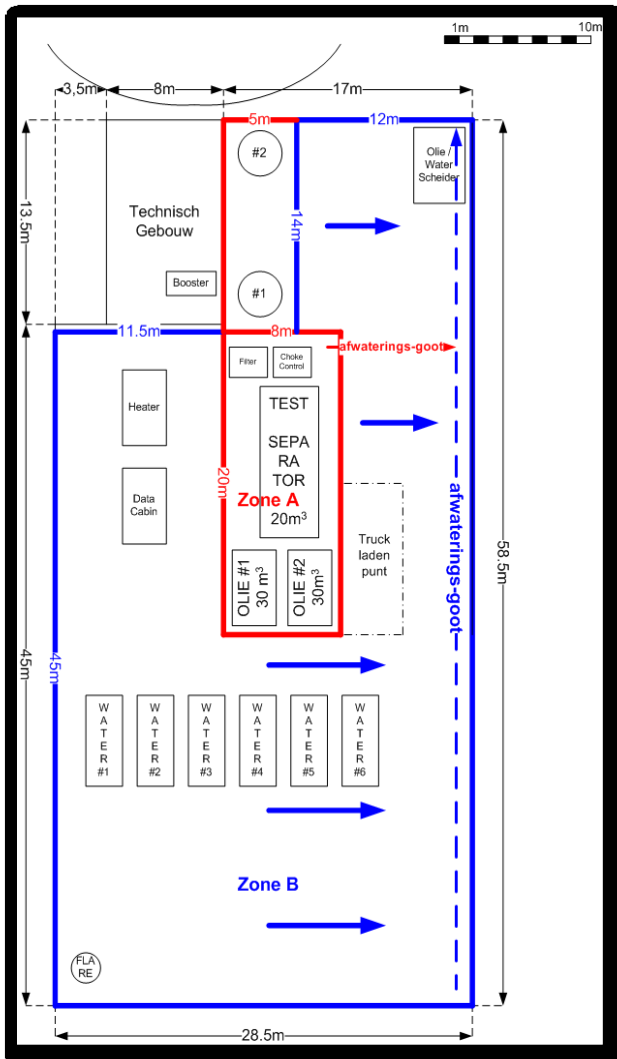
locatie van Ammerlaan en Duijvestijn verschillen in de grootte van het geasfalteerde oppervlak en de grootte van de betonbak. Dat is het gevolg van de beschikbare ruimte rond de putten t.o.v. het bedrijf en het wel of niet hebben van een olietank.

Aanpassen locatie Ammerlaan

Ammerlaan heeft de locatie in 2 zones verdeeld:

- Zone A: Olie zone met olie- gasscheider en olie opslag
- Zone B: Vuil water zone met installaties voor upgraden, schoonmaken en testen van de putten

Schematisch ziet dat er als volgt uit:



- **Betonbak**

Er is een vloestofdichte betonbak gemaakt. De bak met daarin de ontgasinstallatie en de olie opvangtank heeft een inhoud van $9 \times 25 \times 0,45 = 101 \text{ m}^3$. De opvangbak moet minimaal de hoeveelheid vloeistof kunnen opvangen van de inhoud van de installaties die zich er in bevinden. De ontgassingstank heeft een inhoud van 32 m^3 en de olie opvangtank heeft een inhoud van 50 m^3 . Mochten de tanks onverhoopt gelijktijdig lek raken dan is de opvangbak voldoende groot. Bij lekkage worden de installaties uitgeschakeld en stopt het oppompen van water.

- **Asfaltering**

De gehele locatie is voorzien van een vloestofdichte vloer. Bestaande uit wegenfolie (over locatie randen), repac en asfalt.

- **Locatie**

Deze loopt schuin af ($\pm 1 \text{ cm}$ per meter ($0,57^\circ$)) en is met een rand van 50 cm hoog begrensd

- **Olie/waterscheider**

In de locatie is op het laagste punt voor het regenwater een olie- waterscheider geïnstalleerd. Het schone water wordt afgevoerd op het riool.

In zone A staan de olie- /gasscheider, de gasdroger, de olie opvangtank en buiten de locatie staan twee ketels voor de gasverbranding uit het geothermisch water. Ammerlaan heeft een extra ketel in plaats van een affakkelininstallatie aangeschaft.

In het geasfalteerde deel heeft Ammerlaan een hoog rendement olie/waterscheider geplaatst voor het afscheiden van vaste stoffen en minerale oliën. Deze scheider is speciaal ontworpen voor het verwerken van runoff water van verharde terreinen. De inhoud van deze tank is afhankelijk van het verharde oppervlak waarin de tank ligt.

Omdat met vloeistoffen wordt gewerkt, zijn de locatieaanpassingen vooral gericht op mogelijke verontreiniging van de ondergrond. Met betrekking tot vloeistoffen, geluidsoverlast en uitstoot naar de lucht moet de inrichting voldoen aan de eisen van de Mijnbouwwet en in

het verlengde daarvan de WABO vergunning. Zowel Ammerlaan als Duijvestijn zijn over de WABO-vergunning met SODM in gesprek. Ook voor dit onderdeel geldt dat de bevoegde instanties nog op zoek zijn naar de juiste interpretatie van de inhoud en bevoegdheden. De vraag daarbij is wie leidend is voor bepaalde vergunningen: SODM of de gemeente.

Locatie Duijvestijn voor en na aanpassing



Aanpassen locatie Duijvestijn

Duijvestijn heeft de volgende maatregelen genomen:

- **Betonbak**

Er is een betonbak geïnstalleerd waarin de gasscheider geplaatst is. Deze betonnen bak is 7 bij 17 meter en is circa 40 cm hoog, is waterdicht en heeft een inhoud van 50m³. De gasscheider heeft een inhoud van 35m³, die in normaal bedrijf half gevuld zal zijn. Mocht de tank onverhoopt lek raken dan wordt de installatie uitgeschakeld en wordt het gelekte water opgevangen in de betonnen bak waarna dit afgevoerd kan worden.

- **Asfaltering**

De gehele locatie is voorzien van een vloestofdichte vloer, bestaande uit een dubbele laag asfalt met daartussen een waterdichte folie. Locatie is gekeurd als zijde vloestofdicht.

- **Olie opvangpunt**

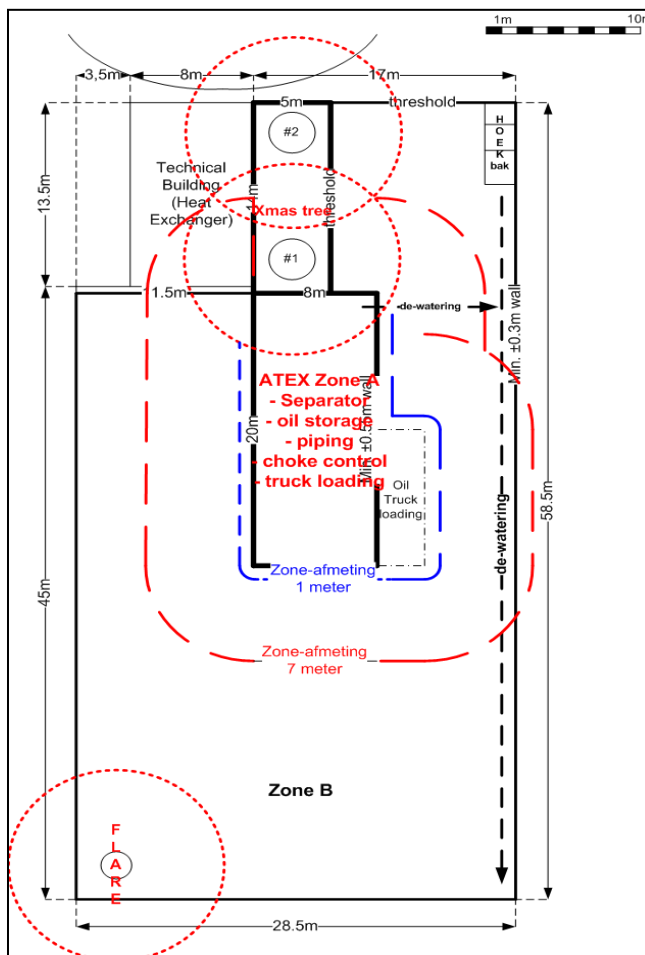
Regenwater wat op locatie wordt opgevangen wordt centraal verzameld en door een olie-waterafscheider geleid. Vervolgens wordt dit schone water via het riool afgevoerd.

Duijvestijn heeft geen olie in het water zitten, maar kan niet uitsluiten dat op termijn dit probleem niet kan optreden. Om te voorkomen dat dan de locatie weer opengedoken moet worden, is nu al de olie waterscheider in het verharde terrein geplaatst.

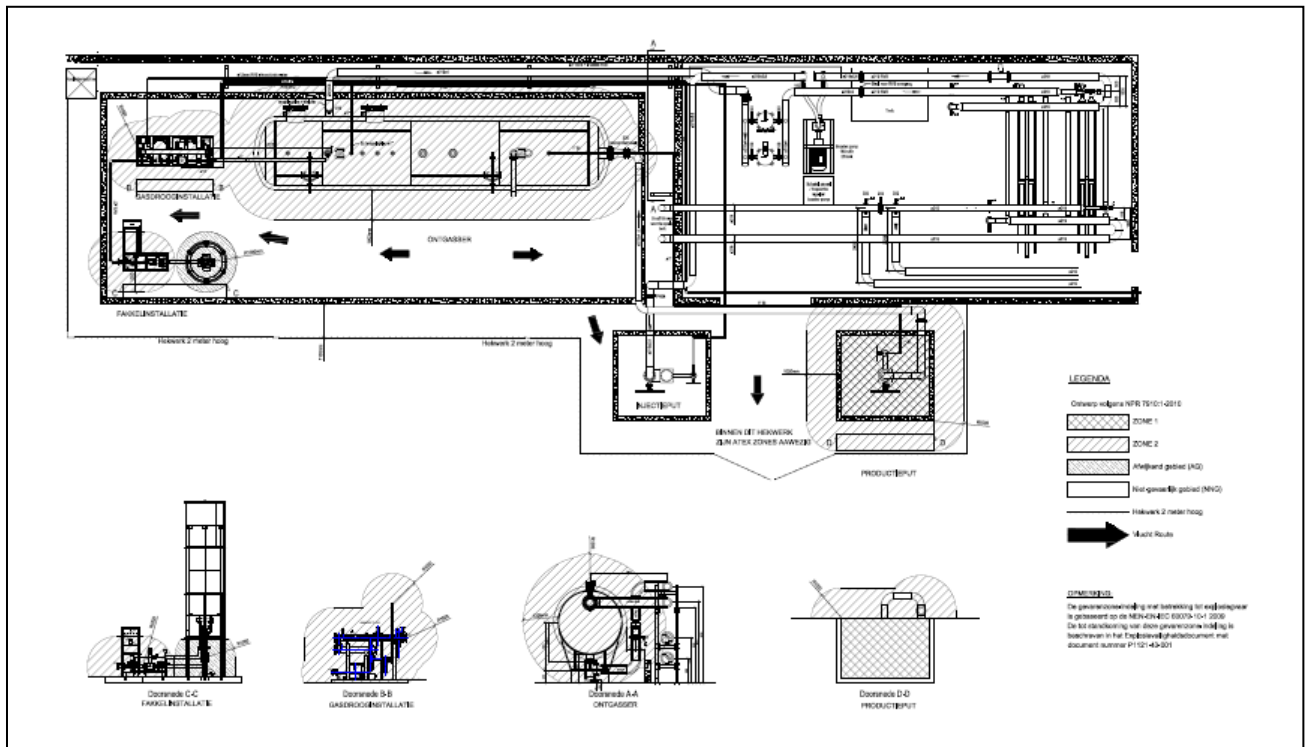
Bij Duijvestijn staan in de betonbak de gasscheider, de gasdroger en op het asfaltdeel staat de affakkelininstallatie voor het geval de ketel uitvalt. De ketel voor verbranding van het gas uit het geothermisch water staat buiten de locatie.

Ammerlaan en Duijvestijn hebben geïnventariseerd waar in het geval van een calamiteit gas vrij zou kunnen komen. Op basis hiervan is een ATEX-zonerings tekening gemaakt. Een ATEX zonerings tekening brengt in de buitenlucht geplaatste potentiële gevarenbronnen in beeld. Deze zonerings tekening geeft aan waar zich explosiegevaarlijke zones bevinden bij een calamiteit. Deze gevaren kunnen continu of tijdelijk zijn en kunnen als groot of klein gevaar ingedeeld worden en dat bepaald hoe groot de cirkel is. In de ATEX-Zone zijn elektrische apparaten potentiële ontstekingsbronnen. Deze apparaten moeten ATEX uitgevoerd zijn, zodat er geen vonken kunnen ontstaan. Het ATEX onderzoek is verplicht bij elke fase van het geothermische project. Voorbereiding, uitvoering boring, productie bron.

Voorbeeld ATEX tekening Ammerlaan



Voorbeeld ATEX-tekening Duijvestijn



ATEX is uitgewerkt in richtlijn 1999/92/EG VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 16 december 1999 betreffende minimumvoorschriften voor de verbetering van de gezondheidsbescherming en van de veiligheid van werknemers die door explosieve atmosferen gevaar kunnen lopen - vijftiende bijzondere richtlijn in de zin van artikel 16, lid 1, van Richtlijn 89/391/EEG). Er zijn vele partijen die een ATEX zoneringtekening kunnen opstellen en in het geval van Ammerlaan is die opgesteld door de boorbegeleider.

Conclusie locatie:

De locatie moet zo aangelegd worden dat eventuele vervuiling van de grond en oppervlaktewater bij calamiteiten uitgesloten wordt. De grootte van de vloeistofdichte opvangcapaciteit moet minimaal gelijk zijn aan de inhoud van de aanwezige installaties.

3.9 Eindconclusie

Dankzij de financiële ondersteuning van het Ministerie van EL&I en het Productschap Tuinbouw is het mogelijk geweest om nieuwe wellheads te ontwikkelen. Het onderzoek is grotendeels geslaagd want de nieuwe wellheads en aanpassingen van de locaties zijn door Staats Toezicht op de Mijnen geaccepteerd. De projecten van Ammerlaan en Duijvestijn draaien weer en nieuwe geothermische projecten op tuinbouwbedrijven zijn inmiddels gestart en afgerond. Dankzij het onderzoek is voorkomen dat geothermische projecten op tuinbouwbedrijven voor langere tijd stil is komen te liggen.

Tijdens het volledige onderzoekstraject heeft SODM op beide onderdelen de voorwaarde gesteld dat het winningproces veilig moet zijn voor mens en milieu. Wat veilig is, lag echter vooraf niet duidelijk vast op papier. Dat komt doordat geothermie in Nederland relatief nieuw is en de interpretatie van de wet en regelgeving uit de Mijnbouwwet nog in ontwikkeling is. Ammerlaan en Duijvestijn hebben meerdere mogelijke oplossingen aan SODM voorgelegd en SODM gaf vervolgens aan of deze oplossing acceptabel was of niet. Als de oplossing niet acceptabel was, werd wel meegedacht in de oplossingsrichting, maar er werden tijdens het meedenken geen harde normen/cijfers afgegeven. Deze normen zijn er nog steeds niet, maar de oplossingen van Ammerlaan en Duijvestijn waren voor SODM begin 2012 acceptabel. Voor nieuwe projecten kunnen inmiddels echter nieuwe aanpassingen nodig zijn.

Ammerlaan en Duijvestijn hebben hun doelstellingen voor dit onderzoek grotendeels gerealiseerd, want beide projecten draaien weer. De voorstellen voor zowel de wellhead als de locatie zijn door SODM geaccepteerd, maar hebben niet geleid tot een norm die voor alle projecten in de toekomst geldt. Elk toekomstig project zal vooraf haar opzet aan SODM moeten voorleggen, voordat er begonnen kan worden met boren. Daarbij kunnen op basis van voortschrijdend inzicht en de specifieke diepte waarnaar geboord wordt, nieuwe/aanvullende voorwaarden gesteld worden.

De nieuw ontwikkelde wellhead is duurder geworden dan verwacht. Dat is het gevolg van een strengere uitleg van de wet en regelgeving door SODM, waardoor er op het gebied van veiligheid minimale verschillen tussen de geothermische en de gas/olie wellhead zijn.

Door de ontwikkelingskosten en de begeleidingskosten van derden was het prototype en de eerste 3 daarop volgende wellheads van Ammerlaan en Duijvestijn relatief duur. Echter door hun werk is er een standaard ontwikkeld voor bronnen tot circa 2000 meter diepte. Dit is de diepte waarop de tot nu toe gerealiseerde bronnen in Nederland zitten. Door deze standaardisatie liggen de kosten voor de nieuwe wellheads bij nieuwe projecten op een lager niveau. Het is echter lastig te bepalen wat een wellhead nu mag kosten, want de wellheads maken vaak onderdeel uit van een totale offerte (lumpsum) van het boorbedrijf. Er staat in deze offerte een prijs voor de wellhead, maar het is de vraag of dit daadwerkelijk de prijs van alleen de wellhead is. De kosten voor de wellhead kunnen ook deels in andere posten verwerkt zitten of omgekeerd.

Nieuwe geothermische projecten profiteren al van het werk van Ammerlaan en Duijvestijn, want zij konden direct geaccepteerde wellheads aanschaffen en in 1 keer de locatie goed aanleggen.

Bijlage: Op de volgende 2 bladzijden is de specifieke informatie van de verschillende onderdelen van de wellheads uitgewerkt.



Deep Drill Equipment BV
Havenkade 24
1775 BA | Middenmeer
The Netherlands

P +31 (0)227 503 310
F +31 (0)227 502 381
E info@deepdrill.nl
W deepdrill.nl

DELIVERY TICKET**18052 REV 4**

To: Daldrup & Söhne AG - Ammerlaan Wellsite
Nootdorpseweg 15
2641 BK Pijnacker
The Netherlands

Our reference : 18052 REV 4
Your reference : AMMERLAAN
Date : 10 January 2012

Item	QTY	Unit	Description
PRODUCTION WELLHEAD			
1	1	ea.	TUBING HEAD SPOOL, 13-5/8" 5K X 16-3/4" 3.000 PSI TOP FLANGE S/N 9396
2	1	ea.	TBG HANGER, 16-3/4" X 6-5/8" BTC BOX x 6-5/8" BTC BOX W/ 6" BPV THREAD, PREPARED FOR RMS PENETRATOR. S/N 9397 SEND TO GTS
3	1	ea.	ROTATING TOP FLANGE, 16-3/4" 3.000 PSI R-66 X 7-1/16" 5.000PSI R-46. S/N 145580-2 AND S/N 9400
4	2	ea.	GATE VALVES, 2-1/16" 5K MANUAL OPERATED S/N 68799 AND S/N 68798
5	2	ea.	EXPANDING GATE VALVE 7-1/16" 5K MANUAL OPERATED S/N 68802 AND S/N 68807
6	2	ea.	COMPANION FLANGE, 2-1/16" 5.000 PSI R-24 x 2" LP S/N 60851 AND S/N 0618
7	1	ea.	BULL PLUG 2" LP x 1/2" NPT.
8	1	ea.	BULL PLUG 2" LP x BLIND
9	1	ea.	NEEDLE VALVE, 1/2" NPT, 6.000 PSI WP
10	1	ea.	PRESSURE GAUGE, 1/2 NPT, 0 - 5.000 PSI, 6-1/4" FACE
11	1	ea.	ELBOW, 90 DEG, 7-1/16 5.000 PSI, R-24 FLANGED ENDS, ID 124 MM. S/N HES 14267-3
12	1	ea.	CELLAR EXTENSION LINE, 2-1/6" 5K, BACKORDER
13	5	ea.	RING JOINT, R-24, SOFT IRON
14	1	ea.	RING JOINT, BX160, SOFT IRON
14	1	ea.	RING JOINT, R-66, SOFT IRON
16	4	ea.	RING JOINT, R-46, SOFT IRON
17	24	ea.	STUDS AND NUTS, 7/8" X 6-1/2"

On all our deliveries | payments | transactions we maintain the terms and conditions as registered at the Chamber of Commerce in Alkmaar.
A copy can be downloaded from our website www.deepdrill.nl

KvK | Chamber of Commerce Alkmaar 37146497
BTW | VAT NL820186232B01

ING Bank | Euro 65.41.86.057
IBAN NL38INGB0654186057
BIC INGBNL2A

ING Bank | USD 02.00.05.199
IBAN NL11INGB0020005199
BIC INGBNL2A



Deep Drill Equipment BV
 Havenkade 24
 1775 BA Middenmeer
 The Netherlands

F +31 (0)227 503 310
 F +31 (0)227 502 381
 E info@deepdrill.nl
 W deepdrill.nl

18	20	ea.	STUDS AND NUTS, 1-5/8" X 12-1/4"
19	48	ea.	STUDS AND NUTS, 1-3/8" X 11-1/4"

INJECTION WELLHEAD

20	1	EA.	TBG HANGER, 13-5/8" 5K x 6-5/8" BTC, MANDEL TYPE W/ EXTENDED NECK. W/ 6" H-BPV THREADING. S/N 60110103 SEND TO GTS
21	1	EA.	TBG HEAD ADAPTER, 13-5/8" 5K x 7-1/16" 5K STUDDED TOP W/ TEST PORT AND CAVITY FOR 6-5/8" TBG HANGER NECK. S/N 18052
22	1	EA.	ELBOW, 90 DEG, 7-1/16" 5K R-46 FLANGED END CONNECTIONS 124 MM ID. S/N HES 14145-3
23	2	ea.	EXPANDING GATE VALVE 7-1/16" 5K MANUAL OPERATED S/N 68803 AND S/N 68806
24	1	ea.	T- BLOCK STUDDED 7-1/16" x 7-1/16" 5000PSI, R-46 RING GROOVES. S/N 9401
25	1	ea.	CELLAR EXTENSION LINE, 2-1/6" 5K, BACKORDER
26	1	EA.	STUDS AND NUTS FOR 13-5/8" 5K FLANGE 1-5/8" X 12-1/2"
27	1	EA.	STUDS AND NUTS FOR 7-1/16" 5K FLANGE 1-3/8" X 11-3/4"
28	1	EA.	RING JOINT, BX-160, SOFT IRON
29	3	EA.	RING JOINT, R-46, SOFT IRON
30	1	EA.	BPV, 6". S/N 13663

On all our deliveries | payments | transactions we maintain the terms and conditions as registered at the Chamber of Commerce in Alkmaar.
 A copy can be downloaded from our website www.deepdrill.nl

KvK | Chamber of Commerce Alkmaar 37146497
 BTW | VAT NL820 198232801

ING Bank | Euro 65.41.86.057
 IBAN NL381NG80654186057
 BIC INGBNL2A

ING Bank | USD 02.00.05.199
 IBAN NL111INGB0020005199
 BIC INGBNL2A