

Bijlage 40

Beschrijving ondergrondse inrichting

Beoogde wijze van winning

Geothermie zal worden gewonnen uit geproduceerd formatiewater uit de Delft zandsteen door de productieput genaamd DEL-GT-01. Het afgekoelde water zal worden afgevoerd door de injectieput genaamd DEL-GT-02.

Onderstaand wordt een beeld gegeven van:

- a) beschrijving van de putten
- b) put barrières
- c) putintegriteit en monitoring.

a. Beschrijving putten

Voor het geothermie doublet Delft zijn twee putten gepland, namelijk de productieput genaamd DEL-GT-01 en de injectieput genaamd DEL-GT-02. Beide putten zullen in een J-vorm geboord worden vanaf de bovengrondse locatie met als reservoirdoel de Delft Zandsteen.

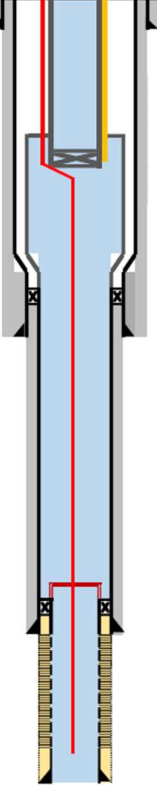
De put lengte, diameter en verbuizing staan weergegeven in onderstaande tabel 0-1 en Tabel 0-2. De put diagrammen en puttrajecten zijn weergegeven in Figuur 0-1, Figuur 0-2, Figuur 0-3 en Figuur 0-4. Voor zowel de producer als de injector zal een Fiber Optische kabel geïnstalleerd worden als onderdeel van het Research & Development programma van de Technische Universiteit Delft. Deze zijn ook weergegeven in Figuur 0-1 en Figuur 0-2.

	Diepte (m MD)	Diepte (m TVD)	Inclinatie (°)	DLS (°/30m)	Azimut (°)
Conductor	60	60	0	0	0
KOP	580	580	0	2.1	70.5
16" x 13-3/8" Casing shoe	830	825	17.7	2.1	70.5
End of built	1220	1154	45.0	0	70.5
9-5/8" Liner shoe	2650	2165	45.0	0	70.5
Top Delft Sandstone	2645	2162	45.0	0	70.5
7" WWS Liner shoe	2835	2297	45.0	0	70.5
Well TD	2940	2370	45.0	0	70.5

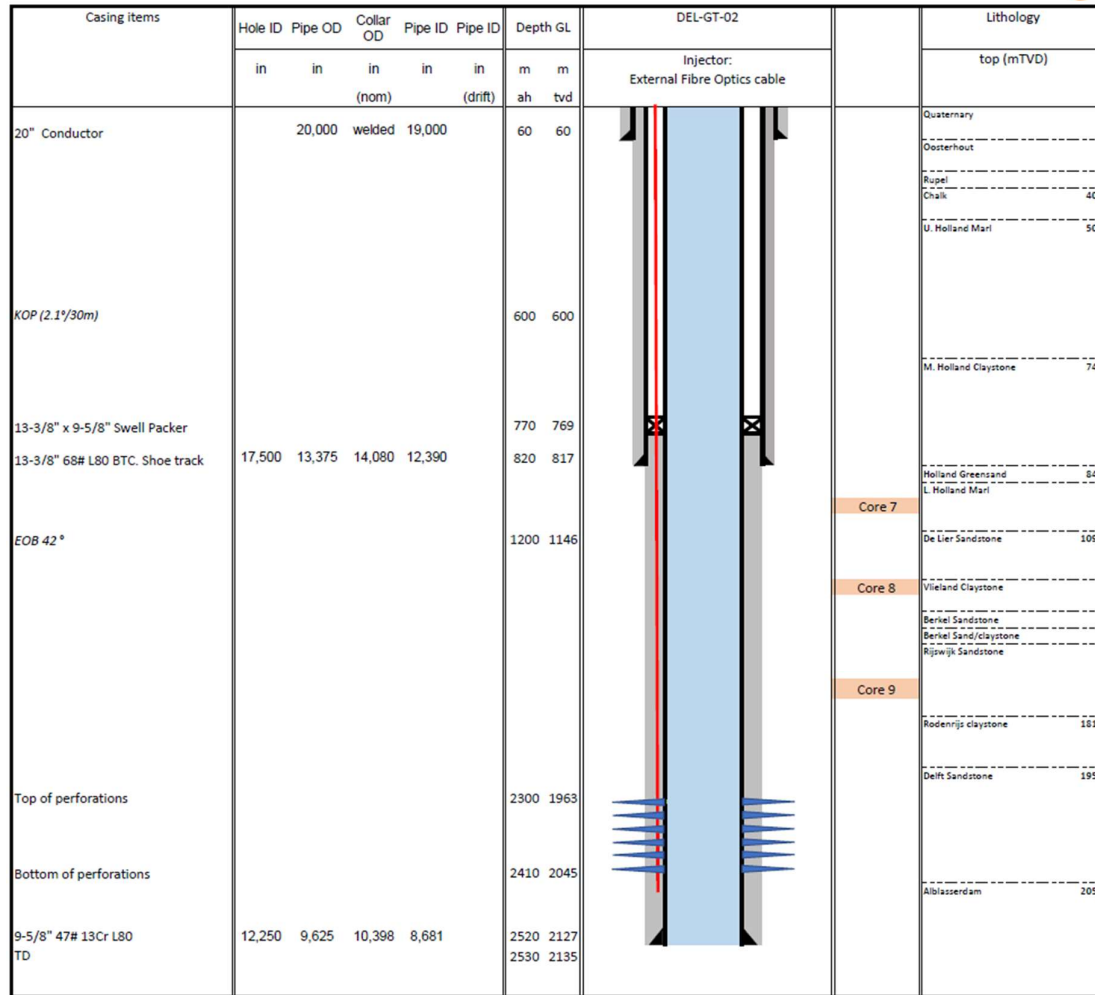
Tabel 00-1: Put traject en verbuizingsschema DEL-GT-01.

	Depth (m MD)	Depth (m TVD)	Inclinatie (°)	DLS (°/30m)	Azimut (°)
Conductor	60	60	0	0	0
KOP	600	600	0	2.1	2.6
13-3/8" Casing shoe	820	817	15.4	2.1	2.6
End of built	1200	1146	42.0	0	2.6
Top Delft Sandstone	2292	1957	42.0	0	2.6
9-5/8" Casing shoe	2520	2127	42.0	0	2.6
Well TD	2530	2135	42.0	0	2.6

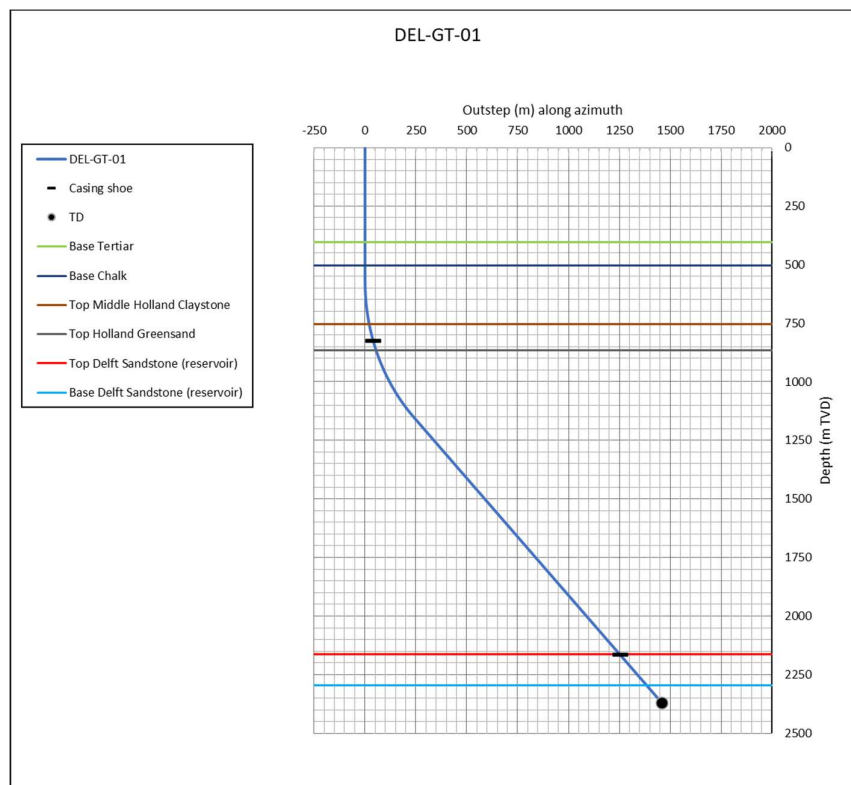
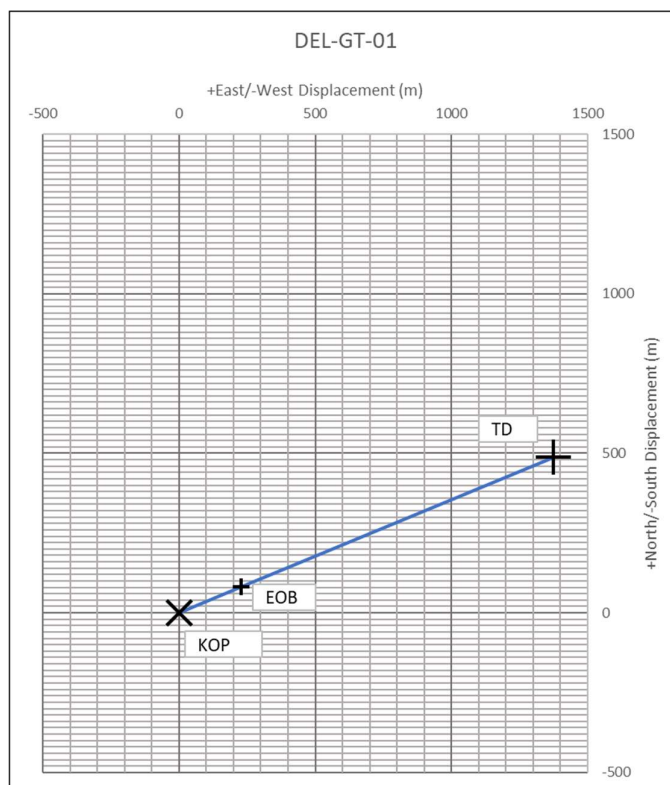
Tabel 0-2: Put traject en verbuizingsschema DEL-GT-02.

Casing Items	Hole ID	Pipe OD	Collar OD	Pipe ID	Pipe ID	Depth GL		DEL-GT-01		Depth GL		Pipe OD	Collar OD	Pipe ID	Pipe ID	ESP / Shroud / Fibre Optics	Planned Coring interval mAHD / mTVD	Lithology top (mTVD)
	in	in	in (nom)	in (drift)	in	m ah	m tvd	Producer: Internal Fiber Optics cable		m ah	m tvd	in	in (nom)	in (drift)	in			
22" Conductor		22,000	welded	21,000		60	60											Quaternary
KOP (2.1'/30m)						580	580			580	580	9,625	10,398	8,681				Oosterhout
16" 84# L80 Premium, Surface casing	20,000	16,000	17,000	15,010						750	749	13,375	14,080	12,390				Rupel
16" x 13-3/8" X/O										790	787	9,625	10,398	8,681				Chalk 405
9-5/8" PBR					800	797												U. Holland Mari 505
13-3/8" x 9-5/8" Liner Haneer																		
13-3/8" 68# L80 premium, Shoe track	20,000	13,375	14,080	12,390	830	825												M. Holland Claystone 755
EOB 45°						1220	1154											Holland Greensand 872
9-5/8" x 7" Screen Haneer					2600	2130												De Lier Sandstone 1120
9-5/8" 47# 13Cr L80 Liner	12,250	9,625	10,398	8,681	2650	2165				2650	2165							Berel Sandstone
Top 7" WWS with 6-5/8" 22Cr/316 basepipe					2650	2165												Berel Sand/claystone
Bottom 7" WWS with 6-5/8" 22Cr/316 basepipe	8,500	7,000		5,921	2835	2297				2870	2321							Rijswijk Sandstone
TD					2940	2370												Rodenrijt claystone 1970
																		Delft Sandstone 2162
																		Alblasserdam 2297

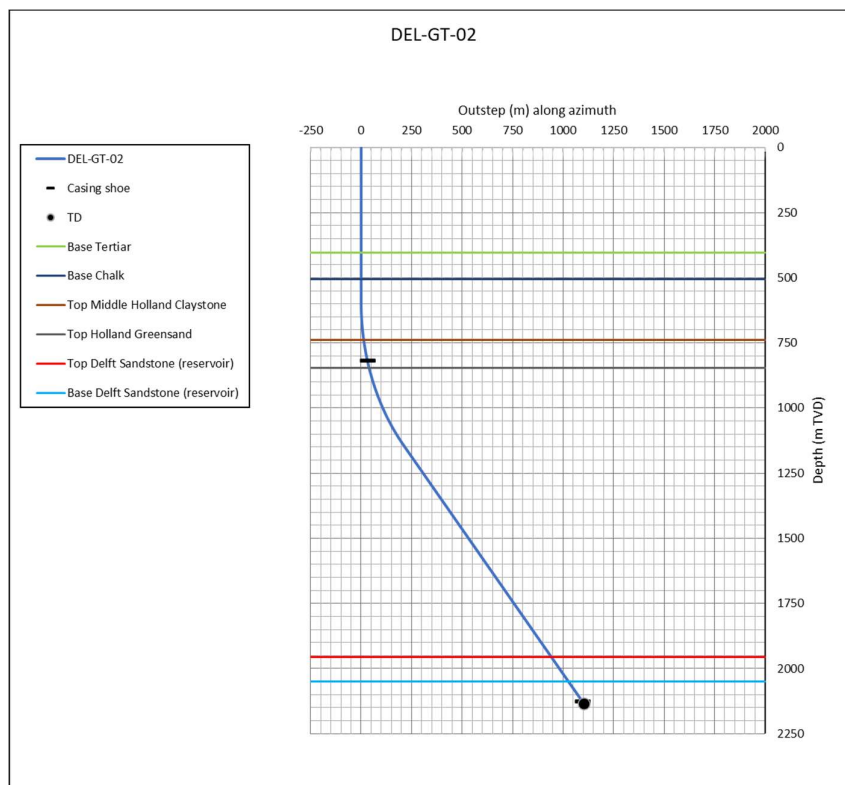
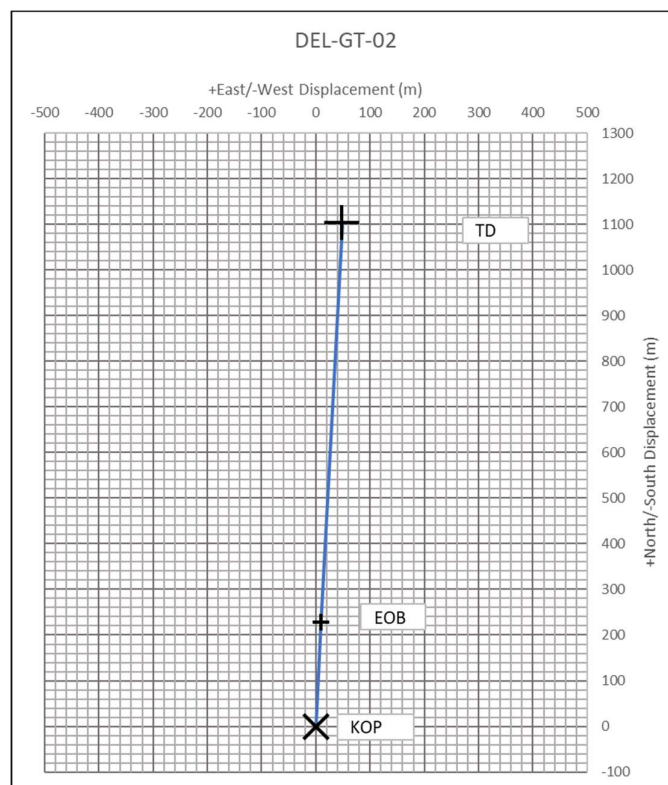
Figuur 0-1: Put diagram producer DEL-GT-01



Figuur 0-2: Put diagram injector DEL-GT-02



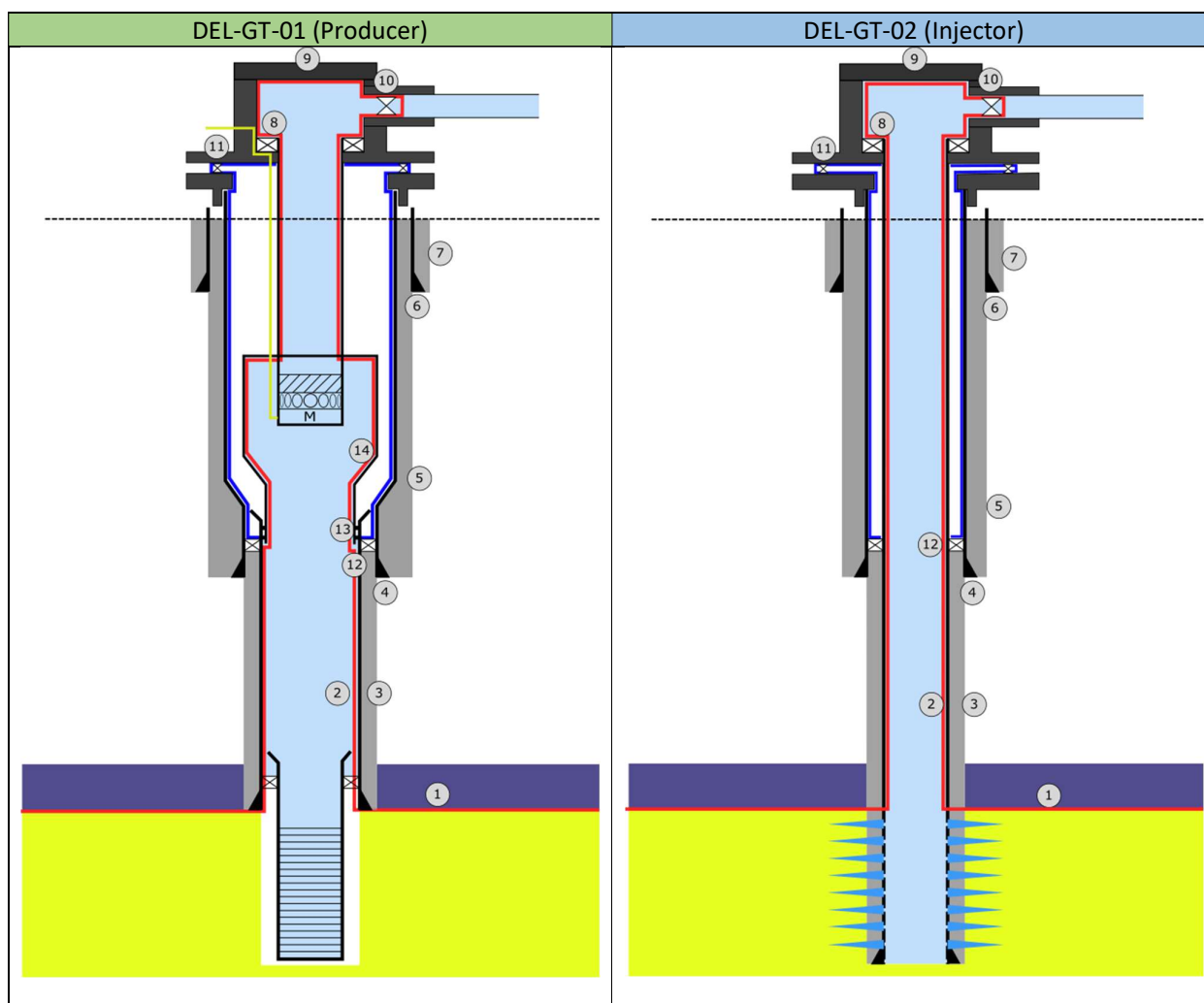
Figuur 0-3: Puttraject DEL-GT-01



Figuur 0-4: Puttraject DEL-GT-02

b. Put barrière enveloppe en elementen

Figuur 0-5 laat een overzicht zien van de putbarrière enveloppe voor DEL-GT-01 en DEL-GT-02, waarbij de verschillende barrière elementen zijn genummerd. In Tabel 0-3 en Tabel 0-4 is een overzicht te vinden van alle barrière elementen per put, inclusief de functies en de eventuele gevolgen indien een barrière element faalt. Voor de eerste sectie van beide putten is een primaire (rood) en secundaire (blauw) barrière enveloppe aangegeven. Op basis van de risicoanalyse zal per barrière element een onderhouds- en monitorings-programma (Well Integrity Management Plan, WIMP) worden opgesteld om de risico's te mitigeren en de barrières elementen te borgen.



Figuur 0-5 Putbarrière elementen en enveloppe voor DEL-GT-01 (producer) en DEL-GT-02 (injector).

Tabel 0-3 Put barrière elementen voor DEL-GT-01, inclusief functie, failure mode, effect en consequentie.

Producer					
#	Description	Function	Failure modes	Effect	Consequences
1	Reservoir top seal	-	-	Only applicable for injector	-
2	Intermediate Liner	Prevent communication between wellbore fluid and formation.	Casing corrosion Leaking casing coupling Mechanical damage (drilling / intervention) Damage of casing by temperature variations	Loss of casing integrity Leaking of fluids from formation to the wellbore	Pollution of geothermal well with fluids & solids from formation
3	Cement liner	Support casing Prevent communication to shallower formations	Poor cementing of intermediate liner Damage of cement by temperature variations	Migration of fluids from deeper to shallower formations (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation
4	Surface casing	Prevent communication between annulus fluid and formation. Ability to test annulus.	Casing corrosion Leaking casing coupling Too high annulus pressure Damage of casing by temperature variations	Loss of secondary barrier	Non monitorable annulus Communication of fluid between controlled annulus and shallow formations
5	Cement surface casing	Support casing Prevent communication between to formations Prevent migration of Biogenic gas	Poor cementing of surface casing Damage of cement by temperature variations	Migration of fluids and/or biogenic gas to shallower permeable formations or surface (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation Biogenic gas bubbles to surface
6	Conductor	Prevent fluid interaction between annulus and fresh-water aquifers Provide foundation for wellhead	Casing corrosion Leaking casing coupling	Leaking of annulus fluid after surface casing failure to shallower formation (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation
7	Cement conductor	Support casing Prevent communication between shallower aquifers Prevent migration of Biogenic gas	Poor cementing of conductor Damage of cement by temperature variations	Migration of fluids and/or biogenic gas to shallower permeable formations or surface (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation Biogenic gas bubbles to surface
8	Shroud hanger & ESP/FO cable feedthrough	Prevent fluid interaction between wellbore and atmosphere.	Damage of hanger seals	Leaking of formation water to surface / cellar	Leaking of formation water to surface / cellar
9	Wellhead	Prevent fluid interaction between wellbore and atmosphere.	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Leaking of formation water to surface / cellar	Leaking of formation water to surface / cellar
10	Main valves	Close in well	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Unable to close in well in case of emergency	Unable to close in well in case of emergency
11	Annulus valves	Prevent interaction between annulus and atmosphere.	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Loss of secondary barrier	Leaking of annulus fluid or gas (nitrogen) to atmosphere Non monitorable annulus Communication of fluid between annulus and atmosphere / cellar
12	Liner Hanger	Prevent fluid interaction between annulus and shallower formations	Damage of hanger packer seals	Loss of secondary barrier Loss of annulus fluid	Non monitorable annulus Communication of fluid between annulus formation
13	Seal stem & PBR	Create seal between shroud and intermediate liner	Damage of seals by general wear	Loss of primary barrier	Leaking of annulus fluid to wellbore
14	Shroud	Create a monitorable annulus Support ESP Provide flow path from top of liner to surface	Casing corrosion Leaking Shroud connection	Loss of primary barrier	Leaking of annulus fluid to wellbore

Tabel 0-4 Put barrière elementen voor DEL-GT-02, inclusief functie, failure mode, effect en consequentie.

Injector					
#	Description	Function	Failure modes	Effect	Consequences
1	Reservoir top seal	Prevent migration reservoir fluid to upper permeable formation	Too high injection pressure	Loss of reservoir top seal	Pollution of shallower permeable formation Seismicity
2	Production casing	Prevent communication between wellbore fluid and formation.	Casing corrosion Leaking casing coupling Too high injection pressure Damage of casing by temperature variations	Loss of casing integrity Leaking wellbore fluid to formation	Pollution of permeable formation, not being permeable drink water aquifers
3	Cement Production casing	Support casing Prevent communication between formations	Poor cementing of intermediate liner Damage of cement by temperature variations	Migration of formation water from deeper to shallower formations (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation, not being permeable drink water aquifers
4	Surface casing	Prevent communication between annulus fluid and formation. Ability to test annulus.	Casing corrosion Leaking casing coupling Too high annulus pressure Damage of casing by temperature variations	Loss of secondary barrier	Non monitorable annulus Communication of fluid between controlled annulus and shallow formations
5	Cement surface casing	Support casing Prevent communication between formations Prevent migration of Biogenic gas	Poor cementing of surface casing Damage of cement by temperature variations	Migration of fluids and/or biogenic gas to shallower permeable formations or surface (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation Biogenic gas to surface
6	Conductor	Prevent fluid interaction between annulus and fresh-water aquifers Provide foundation for wellhead	Casing corrosion Leaking casing coupling	Leaking of annulus fluid after surface casing failure to shallower formation (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation
7	Cement conductor	Support casing Prevent communication between shallower aquifers Prevent migration of Biogenic gas	Poor cementing of conductor Damage of cement by temperature variations	Migration of fluids and/or biogenic gas to shallower permeable formations or surface (outside of casing)	Pollution of shallower permeable formation Biogenic gas to surface
8	Casing Hanger	Prevent fluid interaction between wellbore and atmosphere.	Damage of hanger seals	Leaking of formation water to surface	Leaking of formation water to surface / cellar
9	Wellhead	Prevent fluid interaction between wellbore and atmosphere.	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Leaking of formation water to atmosphere	Leaking of formation water to surface / cellar
10	Main valves	Close in well	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Unable to close in well in case of emergency	Unable to close in well in case of emergency
11	Annulus valves	Prevent interaction between annulus and atmosphere.	Suboptimal design of wellhead Poor functioning of wellhead Damage of seals by general wear	Loss of secondary barrier	Leaking of annulus fluid or gas (nitrogen) to atmosphere Non monitorable annulus Communication of fluid between annulus and surface / cellar
12	Cement & Swell packer	Prevent communication between annulus fluid and formation. Ability to test annulus.	Poor cementing of production casing Damage of cement by temperature variations Damage or deterioration of swell packer	Loss of secondary barrier	Non monitorable annulus Communication of fluid between annulus and formations

c. Putintegriteit en monitoring

De basis van het putintegriteit programma (Well Integrity Management System, WIMS) wordt gevormd door de ISO TS 16530 standaard. De putintegriteit wordt gewaarborgd door de barrière enveloppe, die bestaat uit een reeks barrière elementen zoals beschreven onder b). Het doel van dit programma is het definiëren en toepassen van technische, operationele, en organisatorische oplossingen om het risico van het falen van een of meerdere put barrière elementen gedurende de winningsfase te verminderen.

Het putintegriteit programma is een geïntegreerd systeem met de volgende elementen:

1. Definitie verantwoordelijkheden
2. Analyse risico's en definitie bijbehorende mitigaties
3. Beschrijving put-specificaties
4. Beschrijving put-barrières
5. Beschrijving put-standaarden en -limieten
6. Omschrijving monitoring-, onderhouds- en druk-managementprogramma

Een procedure voor veranderingsmanagement is ook onderdeel van het integrale putintegriteit programma. De naleving van het putintegriteit programma kan gemeten en geanalyseerd worden met behulp van audits en kritieke prestatie indicatoren. In het kader van het veilig produceren van aardwarmte wordt de put uitgebreid gemonitord. Er zijn twee typen monitoring in plaats: continue en periodieke monitoring.

Continue monitoring

- **Productiviteit/injectiviteit monitoring**

De druk, debiet en temperatuur van zowel de injectie- als de productieput worden continu gemonitord. Indien afwijkend gedrag van de put wordt waargenomen zal aan de hand van Hydreco Geomec protocol worden vastgesteld wat de risico's en corresponderende mitigerende maatregelen zijn. Indien bepaalde grenswaarden bereikt worden kan het systeem automatisch wijzigingen doorvoeren of de plant uitschakelen.

- **Corrosie, erosie & scaling monitoring**

De putten zijn ontworpen met een hogere legering staal, namelijk 13% chroom ter voorkoming van corrosie. Daarbij zal de integriteit van de putten gemonitord worden om eventuele anomalieën vroegtijdig te identificeren. Geochemische waarde zoals de zuurtegraad, temperatuur en geleidbaarheid zullen continu gemeten worden, om de putintegriteit en een verslechtering van de casing, als gevolg van erosie of corrosie, in de gaten te houden. Vanuit scaling management wordt continu de pH en de conductiviteit gemeten op de bovengrondse installaties.

Periodieke monitoring

- **Casing integriteit**

De keuze voor 13% chroom casing is gebaseerd op de verwachte watersamenstelling van het productie water en de gewenste levensduur van het doublet. Aan de hand van deze gegevens zou de casing integriteit geborgd moeten zijn voor de eerste 30 jaar.

Bij aanvang van productie zal een nulmeting worden uitgevoerd om de casing wanddikte vast te stellen. Na een nog nader te bepalen productie periode zal een nieuwe wanddikte meting worden uitgevoerd. Deze herhaal meting heeft twee belangrijke redenen:

- Het bepalen van het fysieke wanddikte verschil ten opzichte van de nul meting.
- Het verifiëren van de continue corrosie & erosie monitoring.

Aan de hand van de deze wanddikte meting zal bepaald worden wanneer de volgende herhaal meting wordt uitgevoerd. Indien de putintegriteit in het geding is zullen maatregelen genomen worden om dit te repareren.

- **Spuitskruis**

Het spuitkruis wordt wekelijks visueel gecontroleerd op lekkages. Indien er lekkages zijn wordt dit direct gemeld en vervolgens worden passende mitigerende maatregelen genomen. Daarnaast wordt het spuitkruis bij installatie getest en gecertificeerd en bij herinstallatie onderworpen aan een druktest tot de maximale verwachte druk.

- **Corrosie coupon & Water analyse**

Elk kwartaal worden de corrosie coupons geanalyseerd. Met behulp van corrosie coupons wordt er gesimuleerd of er corrosie van de casing plaatsvindt. Aan de hand van de wanddikte metingen kunnen de coupon analyses geverifieerd worden.

Elk half jaar wordt er een watermonster genomen. Een volledige analyse van de kationen en anionen wordt gedaan, waarna twee standaard analyses worden uitgevoerd. Ten eerste wordt gekeken of concentratie opgeloste/vaste deeltjes niet toeneemt. Dit kan een indicatie zijn voor verhoogde corrosie/erosie. Ten tweede wordt gecontroleerd of de concentraties schadelijke stoffen binnen de wettelijk norm vallen.

- **Procesmonitoring**

Als onderdeel van de omgevingsmonitoring wordt jaarlijks de kwaliteit van het grondwater gecontroleerd met behulp van een aantal permanente peilbuizen in de omgeving van het doublet. Een zeer uitgebreid netwerk van sensoren monitoren het systeem real time. Indien bepaalde grenswaarden bereikt worden kan het systeem automatisch wijzigingen doorvoeren of de plant uitschakelen.

Vanuit scaling management wordt continu de pH en de conductiviteit gemeten op de bovengrondse installaties. Periodiek worden er gas en water samples genomen. De Production Engineer kan vanaf externe locatie meekijken in het data en besturingssysteem van de installaties. Dit gebeurt op basis van onverwachte events en standaard periodiek.