

Putoperaties

Perforeren

- ▶ 'Through-casing'-perforatie
- ▶ 'Through-tubing'-perforatie
- ▶ Werkwijze bij perforeren van een gasput
- ▶ Tubing-conveyed perforators (TCP's)

Schoonproduceren

- ▶ Schoonproduceren

Produktietesten

- ▶ Doel van de tests
- ▶ Testprogramma
- ▶ Testmethoden
- ▶ Metingen en bepalingen
- ▶ Testinstallatie

Doodpompen van putten

- ▶ Redenen voor doodpompen
- ▶ Doodpompvloeistof
- ▶ Doodpompinstallatie
- ▶ Doodpompcircuit
- ▶ Drukverloop tijdens doodpompen

Workover-operaties

- ▶ Gereedschappen
- ▶ Werkgebieden
- ▶ Coiled-tubing

Wireline-operaties

- ▶ Ontwikkeling van de wireline
- ▶ Wireline installatie

Putoperaties

Deze module richt zich op stappen, die nodig zijn om de putten gereed te maken voor het produceren.

Verder wordt in deze module informatie verstrekt over putoperaties, zoals doodpompen en puttesten, en er wordt inzicht gegeven in workover- en wire-line activiteiten.

Samenvatting Perforeren

Perforatie van de casing wordt sinds 1932 uitgevoerd en is een van de meest toegepaste kabelwerkzaamheden die in een verbuisde put worden uitgevoerd.

Het doel van perforeren is doorstroming van olie of gas uit het reservoir naar de put te verkrijgen.

Gedurende vele jaren werd met kogels geperforeerd. Deze kogels werden afgevuurd met een soort 'geweer', dat na elke drie schoten getrokken en aan de oppervlakte opnieuw geladen moest worden. Tegenwoordig wordt met het jet-type geperforeerd. Hiermee wordt een betere perforatie verkregen. De jet brandt door middel van explosieve ladingen gaten in de casing en in de cement achter de casing.

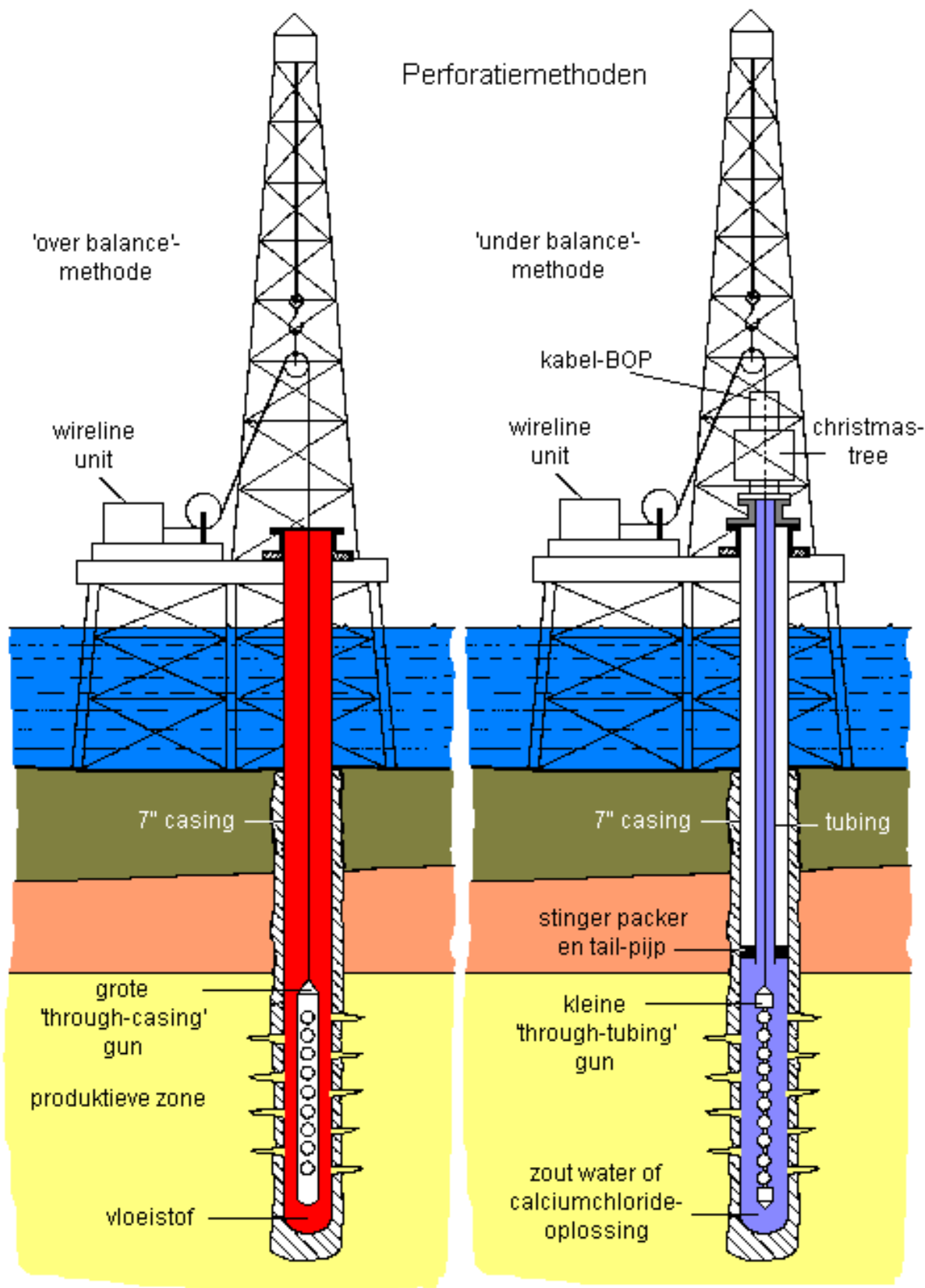
Wanneer de **casing-series en liner** in de put afgehangen en gecementeerd zijn, zouden wij in principe de liner en de **cement** ter hoogte van de producerende formatie kunnen perforeren. Deze werkwijze zou echter beperkingen ten aanzien van de veiligheid en beheersing van de put meebrengen. Daarom wordt in het algemeen eerst de tubing string met alle **veiligheidsvoorzieningen** en controles afgehangen en wordt de put eerst bovengronds afgewerkt.

De navolgende twee algemene perforatiemethoden zullen kort aan de orde komen:

- De directe perforatie door de liner voor completie of **'through-casing-perforatie'**. Hierbij wordt de gun in de casing gelaten.
- De perforatie van de produktieserie of liner na completie of **'through-tubing-perforatie'**. Hierbij wordt de gun door de tubing string ingelaten.

De techniek en doeltreffendheid zijn voor beide methoden verschillend.

'Through-casing'-perforatie

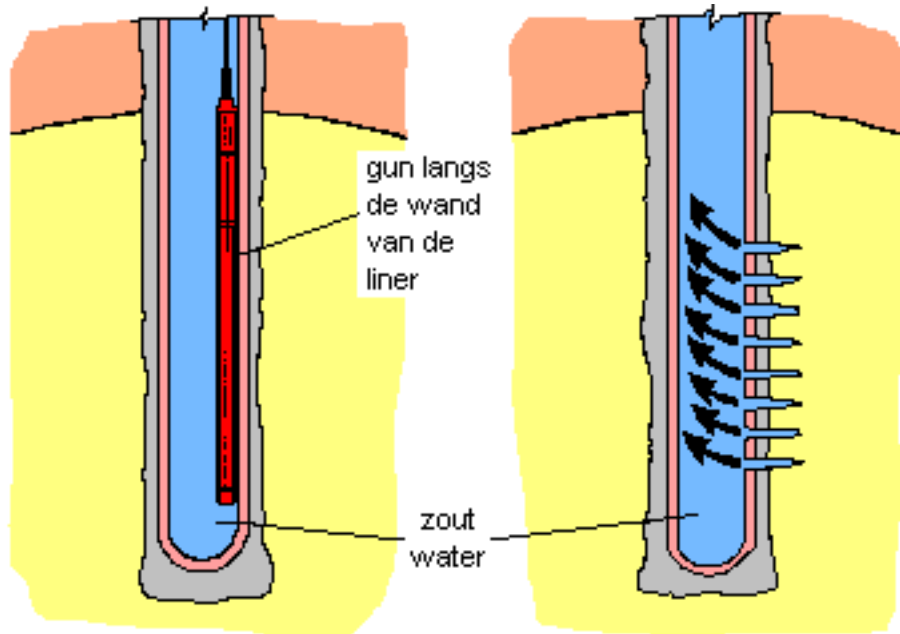


Bij through-casing perforatie wordt van een grote, holle gun gebruik gemaakt. De put moet gevuld zijn met een vloeistof die ter hoogte van de formatie een overdruk heeft op de reservoirdruk. Dit wordt 'over balance'-perforatie genoemd.

Zodra casing en cement zijn geperforeerd zal de vloeistof in de formatie dringen. Dit kan tot gevolg hebben, dat deze ter plaatse verstopt raakt of zelfs wordt beschadigd. Het resultaat is, dat zelfs na het schoonproduceren van de put de produktiesnelheid lager is dan werd verwacht.

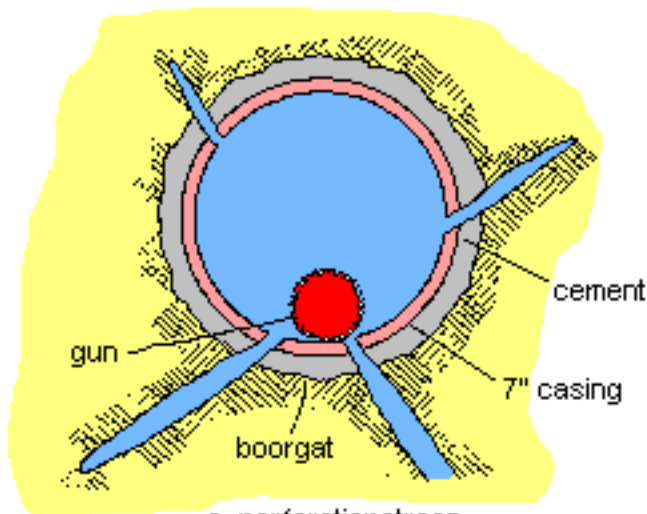
Een voordeel van deze methode is, dat de afstand tussen de gun en de casing-wand overal klein is. Alle explosieve ladingen bevinden zich dus dicht bij de liner-wand, waardoor deze diep in de formatie kunnen dringen en er bij het perforeren weinig afval in de put achterblijft.

'Through-tubing'-perforatie



a. perforatie met gun langs de liner

b. het gasmengsel dringt door overdruk van de formatie in de put



c. perforatiepatroon

Through-tubing-perforatie

De put is beveiligd door de christmas-tree en de kabel-BOP, die erboven is gemonteerd. De kabel-BOP sluit rond de kabel waaraan de perforating gun is bevestigd. Als extra beveiliging kan de put gevuld zijn met een vloeistof, die echter een lagere dichtheid heeft dan de spoeling. De hydrostatische druk van deze vloeistof is ter hoogte van de formatie lager dan de formatiedruk. Wij spreken hier van 'under balance'-perforatie. Ook wordt perforeren in gas (stikstof) toegepast.

Zodra de liner is geperforeerd zal door de overdruk van het reservoir olie of gas in de put dringen. Vervolgens wordt de put gecontroleerd schoongeproduceerd. De produktiesnelheid zal hoger zijn dan in het geval van 'over balance'-perforatie.

Een nadeel van deze methode is o.a., dat de perforating gun door de tubing, stinger en tail pipe moet kunnen. De gun heeft daarom een kleinere diameter dan bij through-casing-perforatie. De gemiddelde afstand tussen de gun en de wand van de liner is groter. Het nadelige effect hiervan op de penetratie van de explosieve ladingen in de formatie wordt gedeeltelijk tegengegaan door de gun dicht tegen de wand van de liner aan te brengen.

Werkwijze bij het perforeren van een gasput

Vervangen van de completievloeistof door een vloeistof met een lager soortelijk gewicht of door gas.

Bij het perforeren van een gasput wordt in het algemeen de 'under balance'-methode toegepast. De put is gevuld met een vloeistof met een drukgradiënt, die lager is dan die van de aardgasvoerende formatie. De formatiedrukgradiënt van bijvoorbeeld het Rotliggend bedraagt ongeveer 1,15 tot 1,20 bar per 10 m. De completievloeistof, bijvoorbeeld een CaCl_2 -oplossing met een drukgradiënt van ongeveer 1,24 tot 1,36 bar per 10 m, zou ons niet de mogelijkheid geven de put uit zichzelf te laten schoonproduceren. De completievloeistof wordt dan ook vervangen door een zoutoplossing met een lager soortelijk gewicht of door gas. De SSD wordt met wireline geopend en de zoutoplossing wordt in de annulus gepompt en gecirculeerd. Als alternatief kan de put naar stikstof worden gecirculeerd.

Veiligheidsmaatregelen

Voor het geval dat de put na perforeren niet onder controle kan worden gehouden, moet de mogelijkheid bestaan deze op elk gewenst moment te kunnen doodpompen. De doodpompinstallatie met voldoende doodpompvloeistof wordt op de annulus aangesloten en is op afdichting getest.

Bij perforeren wordt met explosieven gewerkt die we op de bodem van de put gecontroleerd tot explosie brengen. Deze operatie moet op een veilige manier worden uitgevoerd.

Naast een grondige inspectie van het equipment zijn extra veiligheidsmaatregelen noodzakelijk. Zo moet bijvoorbeeld de werkomgeving spanningsvrij zijn en mogen de zendinstallaties binnen een straal van 50 m niet worden gebruikt. De explosieven worden volgens speciale voorschriften behandeld.

(Zie "Veiligheidsreglementen en -voorschriften van de NAM".)

Bepalen van de plaats van de te perforeren intervallen

Het perforeren wordt niet over de gehele dikte van de formatie uitgevoerd, maar in intervallen van maximaal ongeveer 5 m. Op deze wijze kan een formatie met een dikte van bijvoorbeeld 150 m in 5 intervallen over een totale lengte van 25 m zijn geperforeerd.

Het onderste interval wordt het trigger-interval genoemd. Het perforeren geschiedt zo diep mogelijk in een redelijk stevige laag met een relatief lage permeabiliteit. Om 'coning' van het waterniveau te voorkomen moet het triggerinterval zich echter ten minste 30 tot 50 m boven het gas/watercontact bevinden. De volgende intervallen worden meestal in een of twee fasen uitgevoerd.

Voordat de gun wordt ingelaten, wordt eerst de juiste diepte van de intervallen bepaald door middel van logging. Logging heeft plaatsgevonden in het open gat met als doel de formatiekenmerken te meten. Door middel van 'gamma-ray'(GR)- en 'casing-collar locator'(CCL)-correlatie worden de diepten van de perforaties vastgesteld.

Perforeren van de intervallen

Perforeren geschiedt meestal in twee of drie fasen, namelijk

- *Perforeren van het trigger-interval.*
- *Perforeren van de overige intervallen in een of twee fasen.*

Met het trigger-interval zal het aardgas, wanneer de formatiedruk voldoende hoog is, de perforatievloeistof uit de liner verwijderen. Hierdoor zal tijdens de volgende perforaties geen vloeistof meer in de formatie kunnen dringen en deze beschadigen.

Perforeren van de overige intervallen geschiedt in één fase, wanneer de porositeit en permeabiliteit van

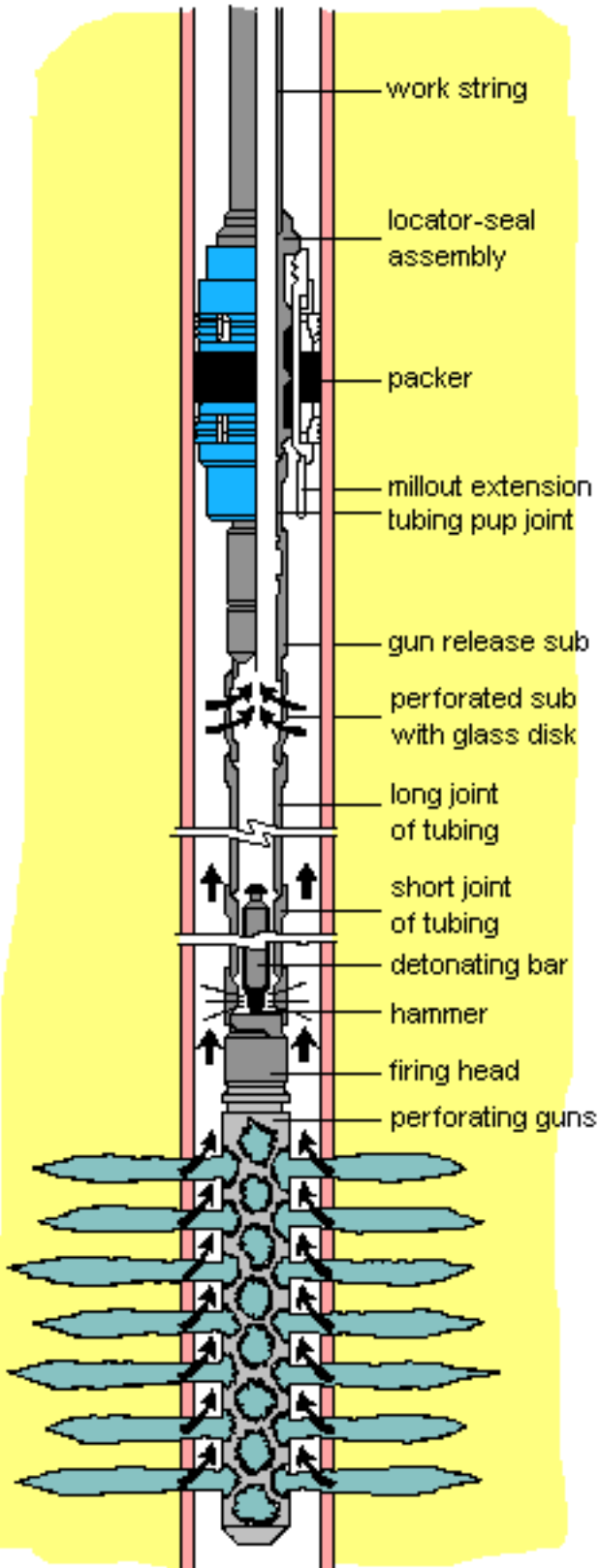
alle intervallen ongeveer gelijk is. Wanneer de permeabiliteit tussen de lagen in het reservoir echter verschilt, moet in twee fasen worden geperforeerd. Eerst perforeert men de lagen met de laagste permeabiliteit en vervolgens die met een hogere permeabiliteit. Deze volgorde wordt aangehouden om ervoor te zorgen, dat de lagen met de laagste permeabiliteit ook goed worden schoongeproduceerd.

Tubing-conveyed perforators (TCP's)

De techniek van het inlaten van perforatie-guns aan tubing bestaat reeds vele jaren, maar was relatief zeer kostbaar. Daarom werd deze techniek slechts op kleine schaal toegepast. Tegenwoordig hebben verschillende contractors in verband met toegenomen concurrentie de kosten verminderd en de toepassingsmogelijkheden uitgebreid, zowel voor onshore als offshore. Verder zijn de betrouwbaarheid en veiligheid ten aanzien van mens en installatie aanzienlijk toegenomen.

Dit TCP-systeem biedt de navolgende voordelen:

- Een interval van 150 m en langer kan in één keer worden geperforeerd. Hetzelfde werk vergt bij het conventionele systeem, aan elektrische kabel, vele runs en neemt dus veel tijd in beslag.
- Door de grotere diameter van de guns kan een zwaardere lading in de bullets worden aangebracht, waardoor een diepere perforatie wordt verkregen.
- Omdat het afweermechanisme in het algemeen niet elektrisch is, kan de noodzakelijke radiostilte bij deze methode worden vermeden.
- Een van de belangrijkste voordelen is, dat de produktiezones met een grotere 'drawdown' kunnen worden geperforeerd. Drawdown betekent: drukdaling bij perforeren door het verschil in druk tussen de formatie en de ruimte, waarin de gun zich bevindt.



Tubing-conveyed-perforatie

Het TCP-systeem bestaat uit casing-perforatie-guns, die de casing worden ingelaten aan de bodem van een produktie-tubing-string of drill pipe. De guns kunnen zijn samengesteld voor elke gewenste

intervallengte en voor elke gewenste schotkracht.

De guns worden aan de tubing neergelaten tot tegenover het desbetreffende interval door het meten van het aantal tubing-lengten; daarna wordt met behulp van GR en/of CCL de juiste plaats bepaald.

Nu wordt de packer in positie gebracht en vastgezet, waarna de guns kunnen worden afgevuurd.

Afhankelijk van de operationele situatie kan de detonator worden geactiveerd door bijvoorbeeld wireline of annulus/tubing-druk. Deze wijze van perforeren heeft met het oog op de veiligheid een grote toekomst.

Schoonproduceren

Het doel van schoonproduceren is de in de put aanwezige vloeistof en vaste deeltjes te verwijderen, opdat daarna representatieve **tests** met betrekking tot het produktiepotentieel kunnen worden uitgevoerd.

Meestal is de formatiedruk van een gasput voldoende om het water uit de put te verdringen. Indien dit niet het geval is, wordt de hydrostatische druk van de vloeistofkolom verlaagd door een gedeelte van het water uit de put te verwijderen. Door bijvoorbeeld de annulus gedeeltelijk naar gas te circuleren door middel van de gasdruk van een andere put of stikstof, zal het water uit de tubing worden geforceerd. Nadat evenwicht is bereikt en de stikstof is afgeblazen, zal het vloeistofniveau in de put, en dus ook de hydrostatische druk ter hoogte van de formatie, zijn gedaald. De put zal beginnen schoon te produceren. Het water en de vaste deeltjes uit de put worden in een aparte tank geleid. Wanneer de put schoon is, wordt de flow line op de test separator aangesloten. Het bypassen van de test separator in de beginfase heeft tot doel problemen met de meetapparatuur ten gevolge van verstoppingen en opvullen van de separator te voorkomen.

De annulus moet ook worden schoongeproduceerd. Dit geschiedt via communicatie met de tubing. Soms is het nodig op de annulus periodiek extra druk te zetten om dit proces te versnellen. Dit gebeurt totdat de druk van de annulus uit zichzelf oploopt.

Wanneer alle vloeistof uit de tubing en formatie is verwijderd, zal de tubingdruk bij de wellhead zich in het algemeen stabiliseren: de put is schoongeproduceerd.

Tijdens het schoonproduceren worden installaties en operaties regelmatig gecontroleerd. Enkele belangrijke aspecten hierbij zijn:

- **Eventuele lekkages**

De delen van de putopbouw, zoals tubing-string en christmas-tree, zijn tijdens de completiefase op afdichting getest. Hierbij werden deze delen met vloeistof afgeperst. Een kleine lekkage kan soms echter geen vloeistof, maar wel gas bij dezelfde hoge druk doorlaten. Wanneer deze situatie aanwezig is zal het gas door de hoge snelheid het lek snel vergroten. Als er met het gas ook vaste deeltjes worden meegevoerd is de erosie ter plaatse van het lek nog groter. Continue controle van de christmas-tree en de drukmeters van de annuli is noodzakelijk.

- **Drukken van de annuli**

Tijdens het schoonproduceren zal de temperatuur van de tubing en casings oplopen. Behalve de druk van de produktie-annulus zullen ook de drukken van de casings oplopen. De veranderende druk op de casing-series ten gevolge van de temperatuurverhoging veroorzaakt mogelijk lekkage. Wanneer een druk te hoog oploopt kunnen in de cement haarscheurtjes ontstaan (micro-annuli). Hierdoor bestaat het gevaar dat de cement de annulus niet meer volledig van de eronder liggende formaties afschermt. Een te hoge druk moet daarom tijdig worden afgelaten.

- **Uitzetten van de tubing** ten gevolge van de temperatuurverhoging veroorzaakt spanningen in de verbindingen. Hierdoor kunnen lekkages ontstaan.

- **Meegeproduceerd zand**

Regelmatig wordt gecontroleerd of de put ook zand produceert. Mocht dit het geval zijn, dan moet dit worden gemeld. Eventueel in de gasstroom aanwezig zand erodeert de installaties en kan erosie van het reservoir tot gevolg hebben. Erosie van de installaties wordt voorkomen door de

gasstroom via een zandfilter te leiden.

Doel van de produktietests

Wanneer bij een exploratieput koolwaterstoffen worden aangetroffen, is het uiterst belangrijk de mogelijkheden van de produktieve zones te kennen. Evaluatie van de potentiële capaciteit van de put door middel van produktietests geeft waardevolle informatie, die dient om:

- het ontwikkelingsprogramma voor verdere exploratieputten (appraisal en development wells) te plannen;
- samen met de informatie van eventuele verdere putten de kenmerken en totale reserves van het reservoir te bepalen. Op grond van deze gegevens worden de beslissingen over eventuele exploitatie van de reserves genomen.

Is het besluit tot exploitatie genomen, dan zal de verkregen informatie worden gebruikt om beslissingen, zoals de exploitatiemethode, putcompletie en benodigde produktie-installaties, te kunnen nemen.

Ook wanneer het veld reeds wordt geëxploiteerd leveren de resultaten van produktietests van de produktieputten, die door de produktiedienst worden uitgevoerd, belangrijke informatie over het reservoir en de factoren, die bij de exploitatie een rol spelen. Het is daarom uiterst belangrijk, dat de testgegevens betrouwbaar zijn.

De belangrijkste doelen bij het testen van exploratieputten zijn de bepalingen van capaciteit en produktiviteit, die afhankelijk zijn van:

1. De reservoirkarakteristiek

Deze karakteristiek kan worden samengesteld door middel van evaluatie van de kenmerken van het reservoir, zoals:

- de reservoirdrukken;
- de produktie van het reservoir;
- de omvang van het reservoir;
- de aard en samenstelling van het produkt in het reservoir.

2. Het opvoerconduit

Het opvoerconduit kan worden samengesteld door middel van het testen van:

- de efficiëntie van de putafwerking;
- de produktierestrictie (skin) ten gevolge van vervuiling en verstopping.

Om deze doelen te bereiken en de hierbij benodigde berekeningen te kunnen uitvoeren moeten een aantal factoren worden gemeten, zoals:

- de produktiesnelheden;
- de druk en temperatuur
 - onderin de put;
 - aan de wellhead;
 - aan de separator en eventueel andere installaties;
- gas/olie- en gas/water-ratio's;
- de samenstelling en eigenschappen van het geproduceerde mengsel.

Testprogramma

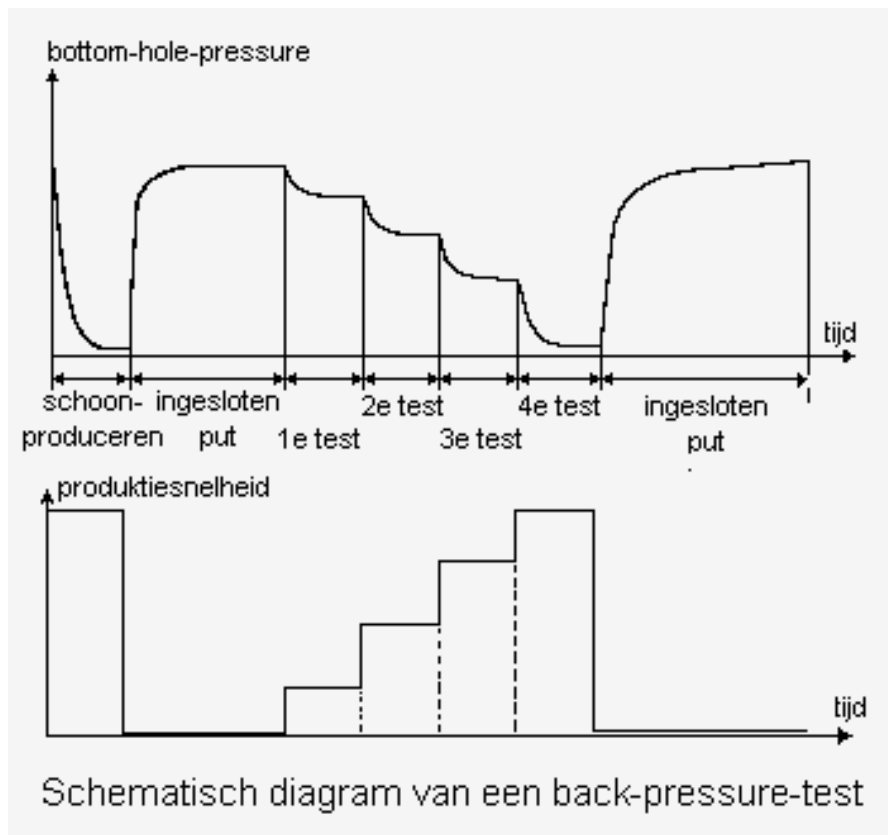
Voor de uitvoering van de tests wordt voor elke put een testprogramma opgesteld. Het testprogramma van een gasput omvat in principe de navolgende delen:

- Druk- en temperatuurmetingen bij toenemende flow rates.
Voor elke nieuwe meting wordt een groter knijpstuk gebruikt. Eventueel wordt na elke meting eerst de put ingesloten, totdat de druk zich heeft gestabiliseerd. (Zie ook "Testmethoden".)
- Het nemen van representatieve monsters van het gasmengsel en van elk van de componenten (aardgas, condensaat en water).
- Het insluiten van de put ten einde de drukopbouw te meten.

Testmethoden

Testen van formaties met een hoge produktiviteit

Gasputten, die een produktie van meer dan 1,5 á 2 miljoen normaal kubieke meter per dag bereiken, worden als hoogproduktieve putten beschouwd. Bij dit type van putten wordt in het algemeen de **back-pressure-test** toegepast.



De back-pressure-test bestaat uit een serie metingen bij vier verschillende produktiesnelheden. Deze worden na elkaar uitgevoerd, waarbij de produktiesnelheid elke keer wordt veranderd zonder de put in te sluiten.

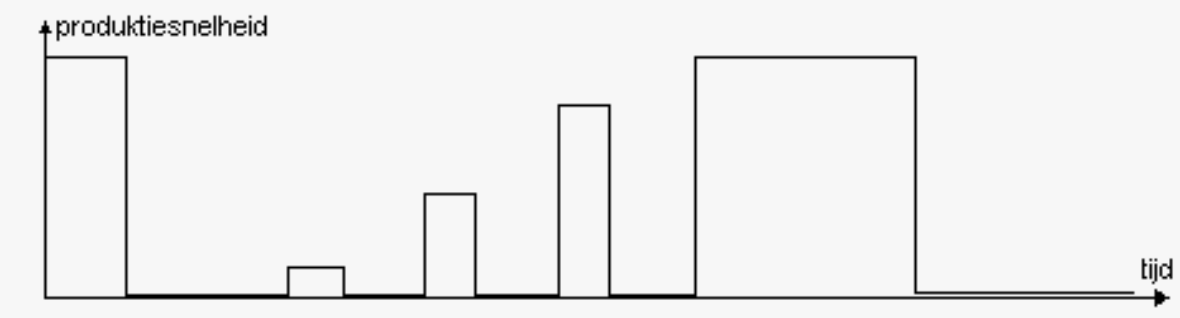
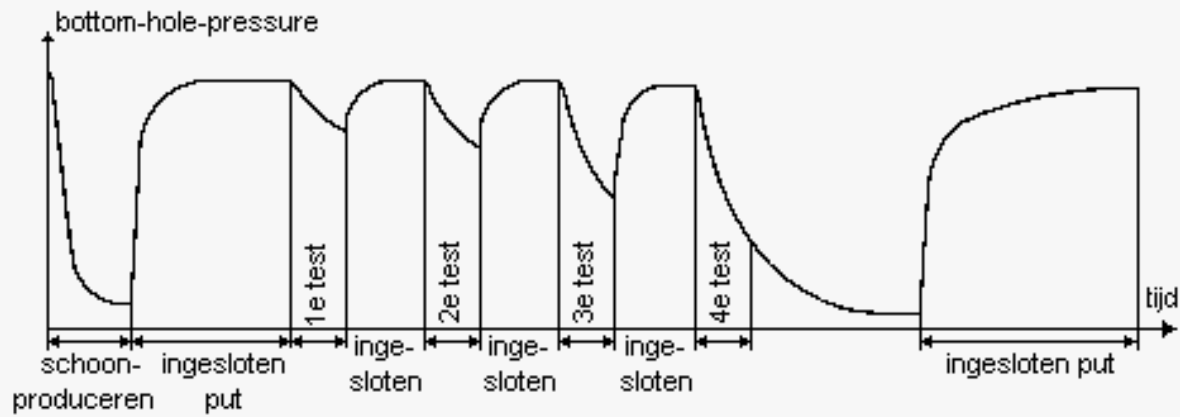
Het verloop van de BHP (bottom-hole pressure) gedurende de test is getoond in de figuur.

De testduur bij elke produktiesnelheid is gelijk en bedraagt ongeveer 4 tot 8 uur. Hierbij moet de tubing-druk ten minste één uur stabiel zijn. De put wordt aan het einde van de test gedurende ongeveer 12 tot 24 uur ingesloten.

Op het kleinste knijpstuk mag de produktiesnelheid net voldoende zijn om de vloeistoffen, zoals water en condensaat, uit de put mee te nemen.

Testen van formaties met een lage produktiviteit

Wanneer wij de back-pressure-test bij gasputten met een lage produktiviteit zouden toepassen, duurt het te lang voordat de druk na verandering van de produktiesnelheid is gestabiliseerd.



Schematisch diagram van een isochronale test

Wij passen hier de isochronale test toe. Bij de isochronale test wordt de put na elke verandering van de produktiesnelheid eerst ingesloten, totdat de druk zich heeft gestabiliseerd.

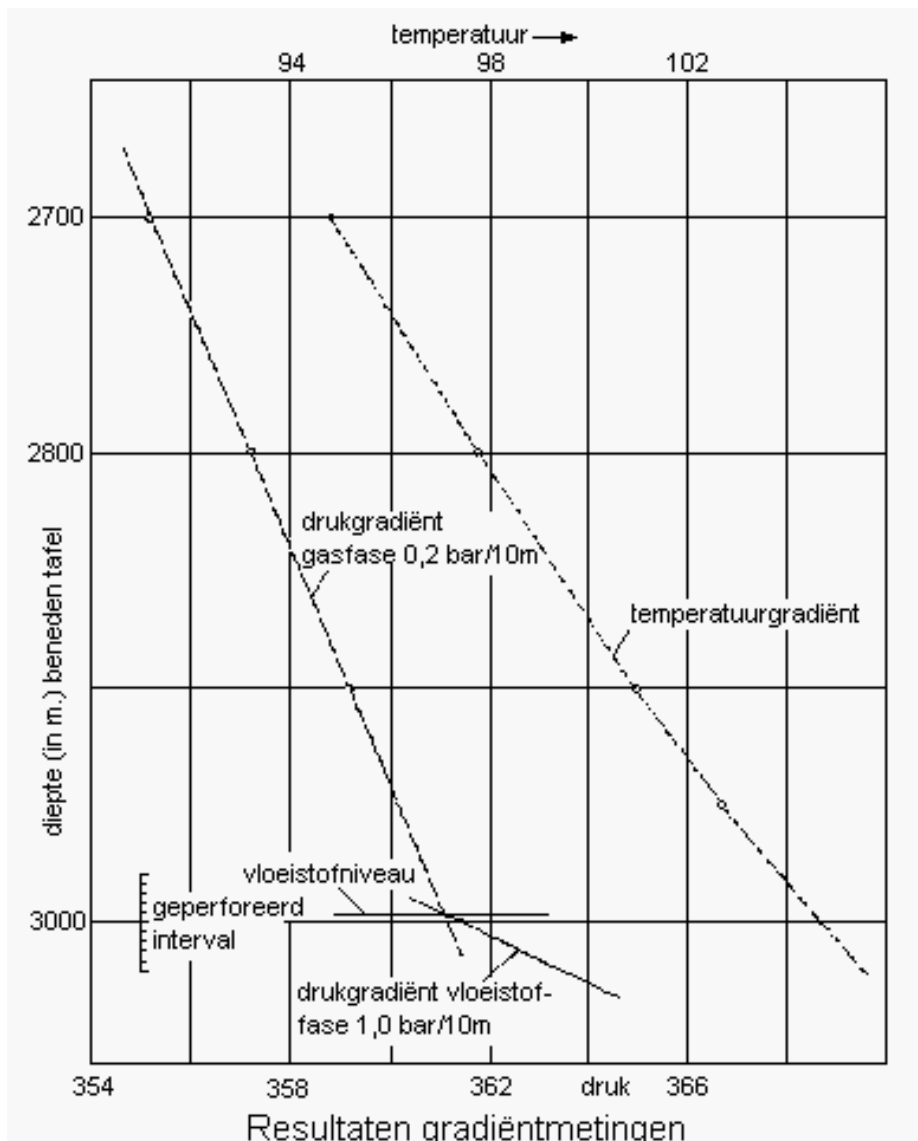
Soms wordt de methode gevolgd waarbij de tijdsduur gedurende welke de put is ingesloten even lang is als die gedurende welke de put produceert.

De eerste drie productieperioden hebben dezelfde tijdsduur, die bijvoorbeeld tussen 4 en 8 uur ligt. De laatste productieperiode duurt langer, namelijk totdat de druk zich gedurende ten minste één uur heeft gestabiliseerd.

Metingen en bepalingen

Tijdens het testen worden regelmatig metingen, berekeningen en handelingen uitgevoerd. Enkele van de meest voorkomende worden hier genoemd. Metingen, die elk uur of vaker worden verricht:

- De druk in bar van de:
 - bodem van de put (bottom-hole pressure).
Dit kan alleen, als er instrumenten in de put hangen aan een elektrische kabel, die de BHP registreren.
 - tubing (top-hole pressure);
 - annulus (7" - 9 5/8"; 9 5/8" - 13 3/8"; 13 3/8" - 20").
- De temperatuur in °C:
 - van de wellhead;
 - voor de warmtewisselaar;
 - na de warmtewisselaar;
 - na het knijpstuk;
 - van de separator;
 - van de buitenlucht.
- De flow rate, die kan worden berekend met behulp van gegevens, die o.a. bij de meetflens van de test separator worden gemeten.



Vele metingen kunnen automatisch via de computer verwerkt en opgeslagen worden.

Bepalingen, die minder frequent worden uitgevoerd:

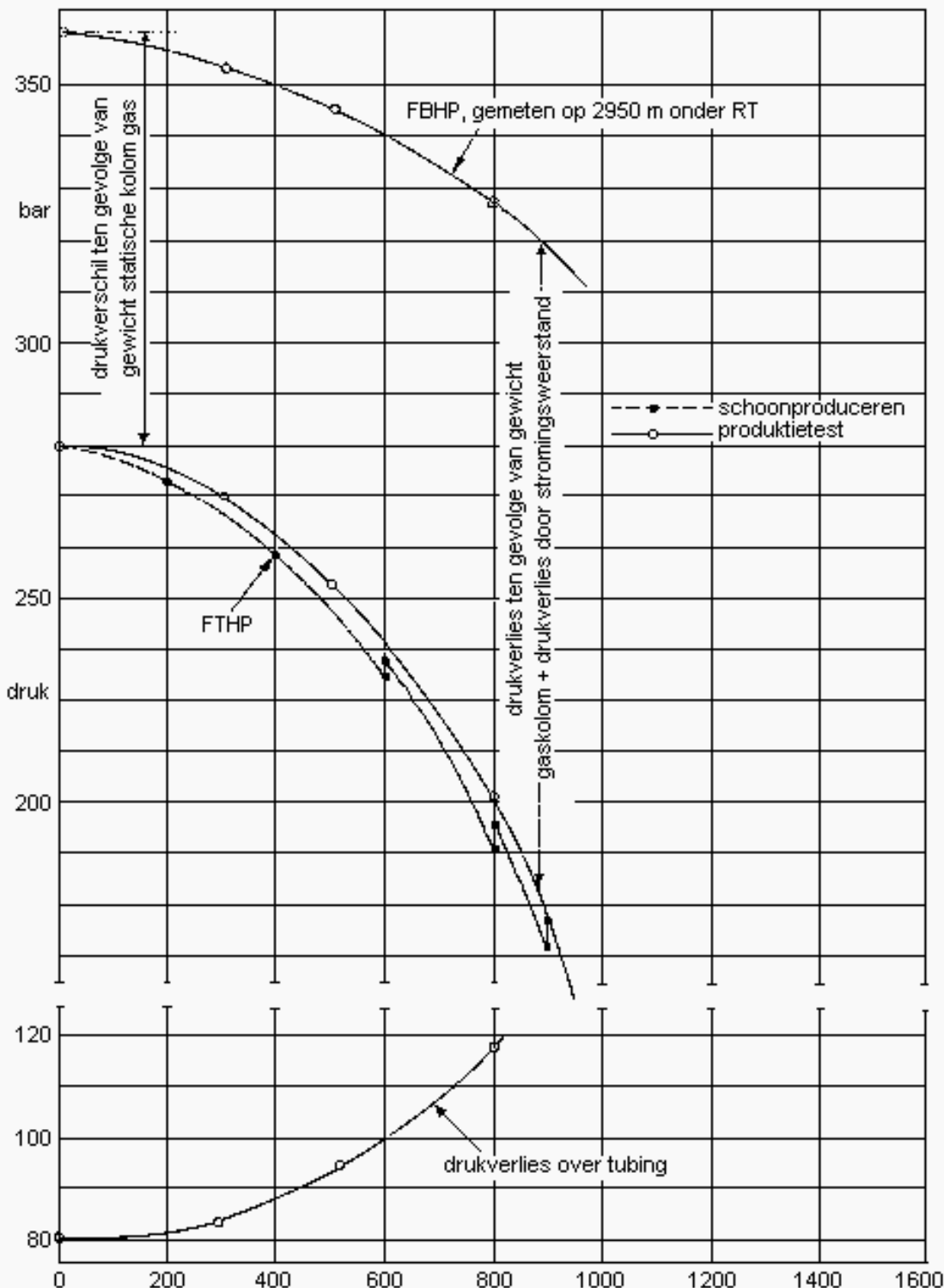
- de dichtheid van het gas;
- het zoutgehalte van het water;
- de soortelijke massa van het condensaat.

Berekeningen, die geregeld worden uitgevoerd:

- de productiesnelheid per uur;
- de waterproductie per uur;
- de condensaatproductie per uur;
- de cumulatieve productie per 24 uur.

Verder worden er regelmatig controles uitgevoerd op eventueel meegeproduceerd zand, lekkages e.d. Regelmatig worden condensaat-, water- en gasmonsters genomen voor bepalingen in het laboratorium. Alle metingen en gebeurtenissen worden nauwkeurig en gedetailleerd genoteerd.

De metingen kunnen veelal in grafiekvorm worden weergegeven. De figuur links toont de resultaten van een druk- en temperatuurgradiëntmeting. De druk- en temperatuurmetingen op verschillende diepten in de put zijn grafisch uitgezet. Normaliter zal de drukgradiënt over een kort interval van enkele honderden meters een rechte lijn vertonen. Op de diepte van het vloeistofniveau toont de lijn een knik. De drukgradiënten van de gas- en vloeistoffase zijn namelijk verschillend. De temperatuurgradiënt zal normaliter een lichtgebogen lijn zijn door afkoeling van de lagen dicht bij het aardoppervlak.



De volgende figuur toont de relatie tussen de producerende drukken en de produktiesnelheden. Deze grafiek wordt gebruikt om de resultaten van de metingen bij de verschillende produktiesnelheden met elkaar te vergelijken. Bovendien kan men in de grafiek de produktiesnelheden bij niet-gemeten drukken bepalen door interpolatie en extrapolatie.

De grafiek toont ook, dat:

- de flowing tubing-head pressure (FTHP) bij dezelfde produktiesnelheid na schoonproduceren is gestegen.
- bij hogere produktiesnelheden het verschil tussen de FBHP en FTHP groter wordt door wrijvingsverliezen.

PVT- monsters (P = druk, V = volume, T = temperatuur)

Naast de routinemonsters van de componenten uit het reservoir kunnen op verzoek van bijvoorbeeld de reservoir-engineer zogenaamde PVT-monsters worden opgevraagd. Dit zijn monsters, die ondergronds worden genomen. Het doel is monsters te verkrijgen, die representatief zijn voor het reservoir. De gas- en condensaatmonsters worden bij gestabiliseerde putcondities (p , V en t) genomen. Hierdoor wordt nauwkeurige informatie over de gas- en vloeistofsamenstelling van het reservoir verkregen.

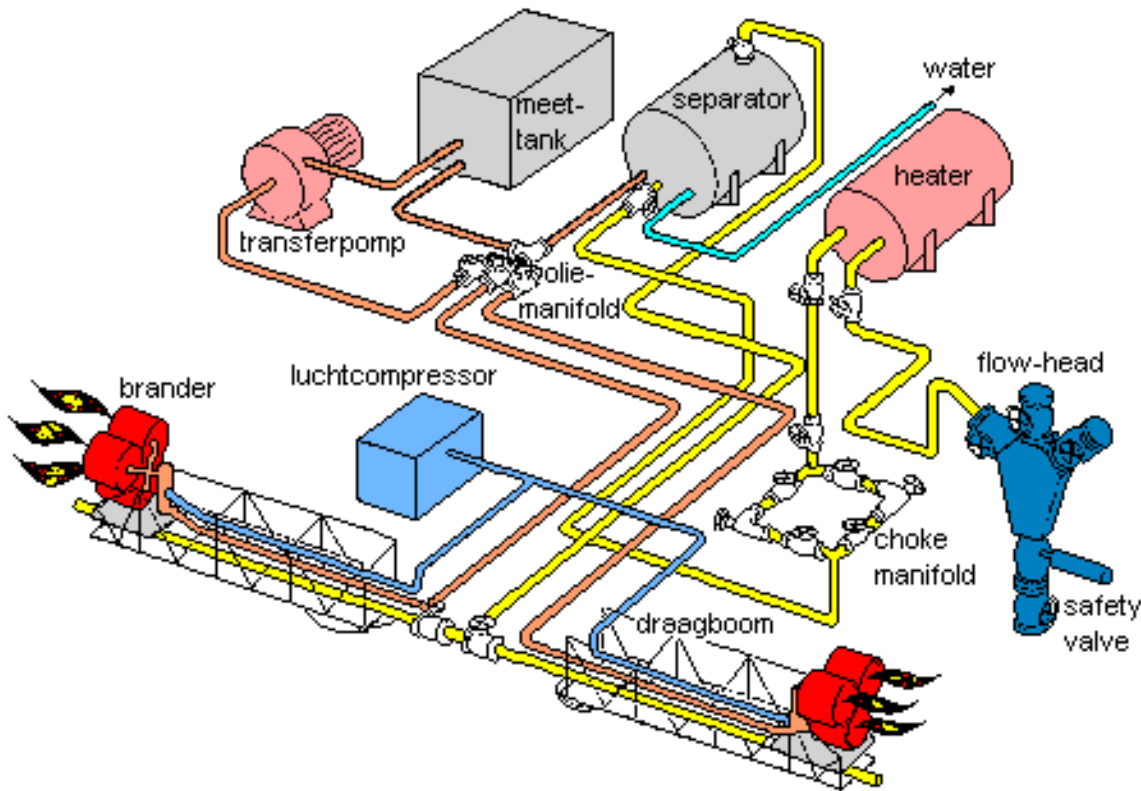
De gas- en condensaatmonsters van de test separator worden gelijktijdig en in duplo volgens een nauwkeurig omschreven procedure genomen. Tegelijkertijd worden de navolgende condities genoteerd:

- *temperaturen en drukken aan de wellhead;*
- *temperaturen en drukken van de separator en condensaatank;*
- *vloeistof/gas-ratio's;*
- *produktiesnelheid.*

De tubing-head-drukken (FTHP en CITHP) worden met een zeer nauwkeurige drukmeter, de zogenaamde Dead-Weight Tester (DVVT), gemeten.

Testinstallatie

De mobiele testinstallatie die bij exploratieputten wordt gebruikt, bestaat uit de navolgende onderdelen:

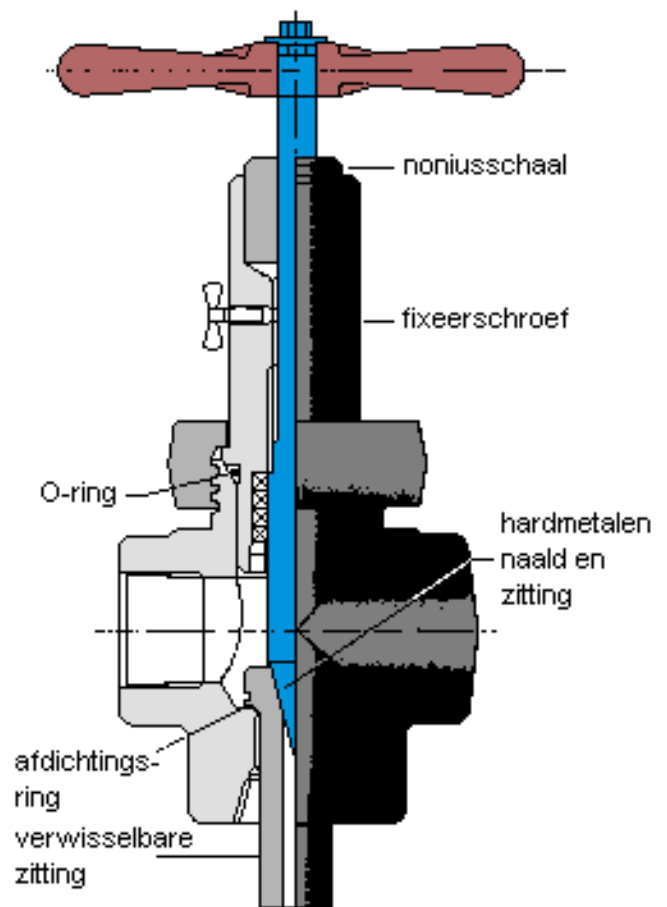


Typische offshore-test-installatie van een exploratieput

- **Christmas-tree** met afsluiters, die de verbinding tussen de test string en de flow line vormt;
- **Choke-manifold**, waarin knijpstukken en afsluiters zijn gemonteerd;
- **Heater**, die het geproduceerde mengsel op de juiste temperatuur houdt;
- **Horizontale separator**, waarin gas, condensaat en water worden gescheiden;
- **Meettanks** voor geproduceerd condensaat en water;
- **Branders**, die dienen om het geproduceerde condensaat en gas te verbranden; deze worden alleen offshore toegepast. Onshore wordt het condensaat vervoerd naar de condensaatopslag en wordt het gas afgefakkeld.

De **Christmas-tree** heeft dezelfde functie als bij een produktieput. De belangrijkste onderdelen zijn:

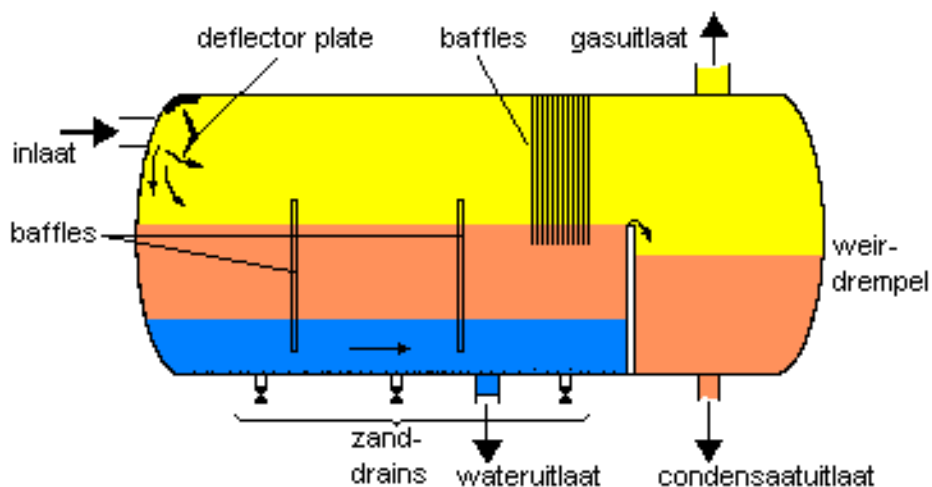
- twee boven elkaar gemonteerde master valves, waarvan de bovenste veelal op afstand kan worden bediend;
- een injectiekiep (kill-wing valve), waardoor, indien nodig, vloeistof in de test string kan worden geïnjecteerd;
- een flow-wing valve, die wordt aangesloten op het choke manifold. Dit manifold heeft een dubbel circuit, waarvan de ene zijde is uitgevoerd met een vast knijpstuk en de andere zijde met een instelbaar knijpstuk. Hierdoor is het mogelijk de knijpstukken, die tijdens de test snel slijten, te verwisselen zonder de put in te sluiten. In de figuur is een instelbaar knijpstuk afgebeeld.



Verstelbaar knijpstuk Cameron

De **heater** dient om de temperatuur van het geproduceerde mengsel te regelen ten einde hydraatvorming te voorkomen. Hydraten zijn kristallen, die bestaan uit water en koolwaterstoffen, die bij een bepaalde druk boven het vriespunt van water worden gevormd. De heater wordt veelal indirect verhit door middel van stoom.

In de **separator** worden gas, condensaat, water en vaste deeltjes gescheiden en afzonderlijk afgevoerd. Een separator kan horizontaal of verticaal zijn uitgevoerd. Beide typen werken volgens het principe 'scheiding door middel van zwaartekracht'. In de figuur is een horizontale separator afgebeeld.



Horizontale seperator

Bij de **horizontale separator** botst het mengsel, dat door de inlaat met grote kracht binnenstroomt, tegen een deflector plate, waardoor de vloeistof in fijne druppels wordt versproeid. Hierdoor komt het gas gemakkelijk uit de oplossing vrij. Het vloeistofmengsel valt op de bodem, waar het lichtere condensaat op het water komt te drijven. Eventueel aanwezig zand zakt naar de bodem. Condensaat en water worden op een verschillend niveau afgetapt en

naar meettanks afgevoerd. Het gas wordt door een leiding aan de bovenzijde van de separator afgevoerd.

In de **meettanks** voor condensaat en water worden de hoeveelheden geproduceerd water en condensaat gemeten.

Op zee wordt het gas via een horizontale pijp afgefakkeld. Condensaat wordt afgevoerd of door de **branders** verbrand. Het water, dat nog slechts sporen koolwaterstoffen bevat, wordt gezuiverd en in zee geloosd. Op land wordt het gas via verticale fakkels verbrand en worden condensaat en water afgevoerd.

Samenvatting Doodpompen

Het doodpompen van een onder druk staande gasput bestaat uit het geheel opvullen van de put met een vloeistof, waarvan de dichtheid groot genoeg is om een druk op de formatie uit te oefenen. Hierdoor wordt verdere productie van de put verhinderd.

Met andere woorden: Bij een dood te pompen put moet de hydrostatische druk van de vloeistofkolom tegenover de formatie gelijk zijn aan of groter zijn dan de formatieporiëndruk op die diepte.

Redenen voor doodpompen

De voornaamste redenen waarom een put moet worden doodgepompt, zijn de volgende:

- wanneer in een kritieke situatie gevaar dreigt voor een blow-out als gevolg van beschadiging aan of storing van:
 - een gedeelte van de putafwerking, de Xmas-tree of de bovengrondse afwerking;
 - een gedeelte van de ondergrondse putwerking.
- wanneer besloten is tot het uitvoeren van werkzaamheden, zoals workover, terugpluggen, afwerken van de boorput of ondergrondse reparaties, waarbij de bovengrondse afsluiters tijdelijk moeten worden verwijderd;
- wanneer niet-urgente reparaties aan de wellhead of Xmas-tree moeten worden verricht, terwijl een ondergrondse veiligheidsklep en plug onvoldoende veiligheid geven.

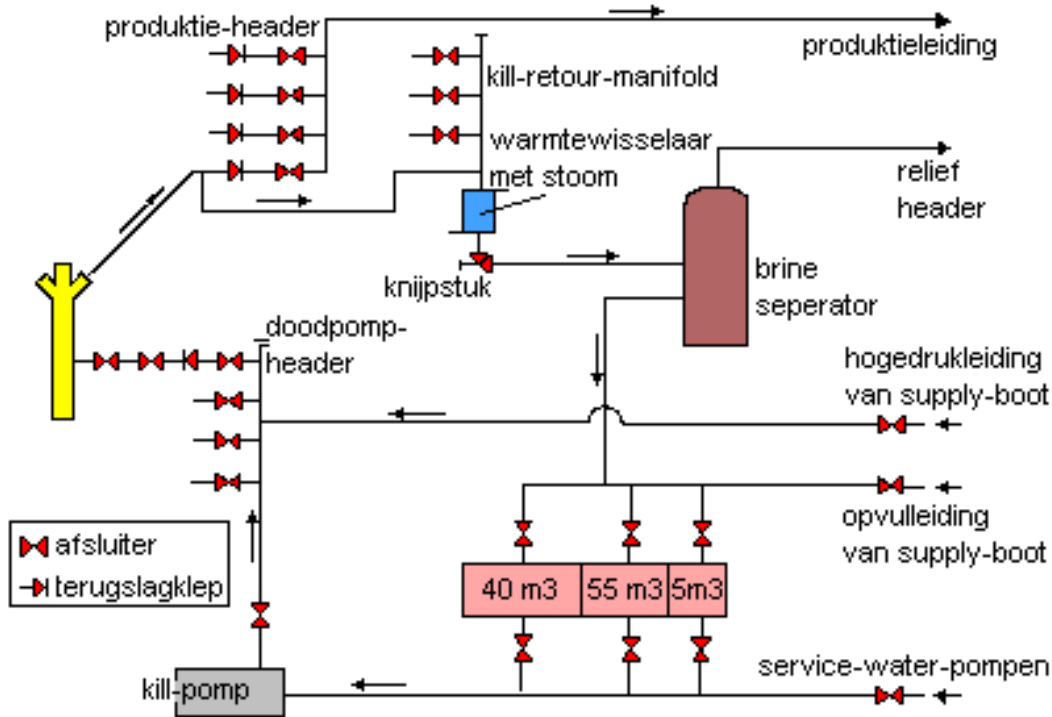
Doodpompvloeistof

Voor het doodpompen wordt als vloeistof een zoutoplossing (brine) van bijvoorbeeld NaCl , CaCl_2 , magnesiumzouten of bromiden gebruikt. Wanneer de put is gevuld met 'brine', zal de brine-kolom een overdruk op de formatie uitoefenen.

Daar de gebruikte vloeistof slechte pleisterende eigenschappen heeft en dus in de formatie zou dringen, wordt, wanneer een open formatie wordt doodgepompt, voor de brine-spoeling een 'pill' ingepompt. Deze 'pill' bestaat in het algemeen uit een viskeus gemaakte brine met vaste deeltjes in verschillende fijnheidsgradaties, bestaande uit calciumcarbonaat (krijt). De viscositeit dient om het mengsel verpompbaar te houden en de vaste deeltjes pleisteren de formatie af. Men gebruikt calciumcarbonaat, omdat dit goed oplosbaar is in zuur.

Doodpompinstallatie

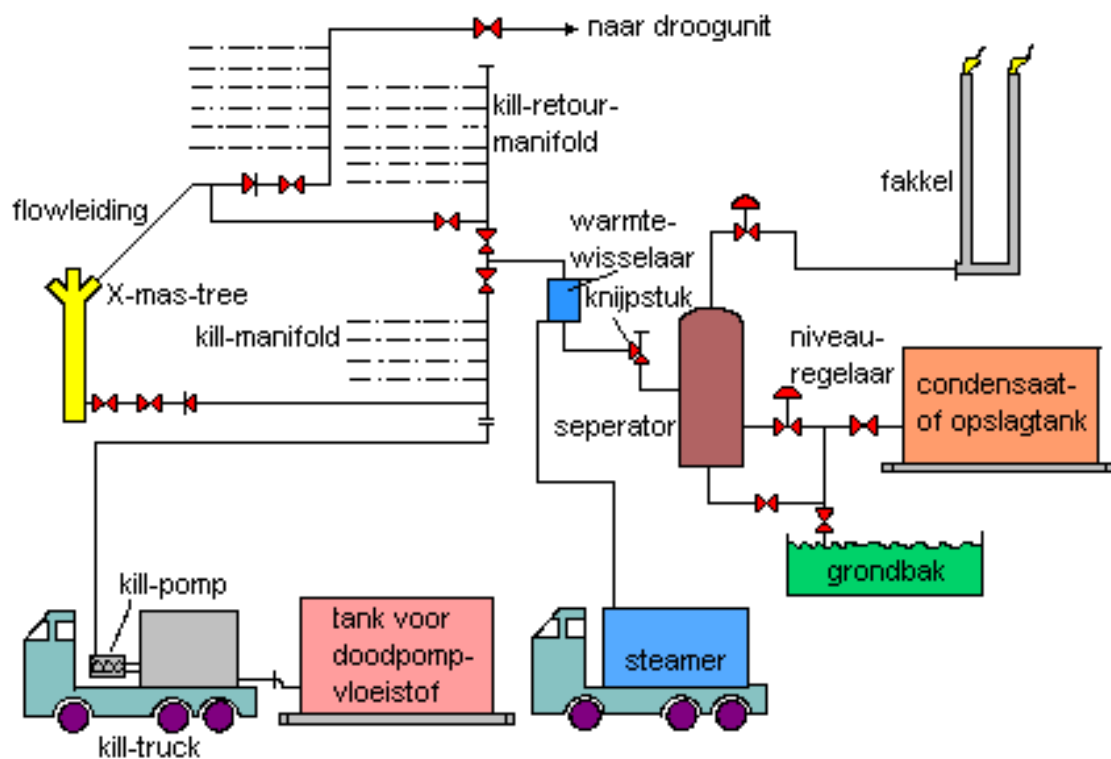
De belangrijkste onderdelen van de offshore-doodpompinstallatie zijn:



Flowschema offshore-doodpompinstallatie

- de **'brine'- en 'pill'**-voorraadtanks met een capaciteit van respectievelijk 95 m³ en 5 m³. In het algemeen moet de hoeveelheid beschikbare brine ten minste anderhalf maal de inhoud van een put zijn. De hoeveelheid is dus slechts voldoende voor één put;
- de kill-pomp met een capaciteit van circa 25 m³ per uur en een werkdruk van circa 350 bar;
- de brine separator; de vaste deeltjes worden van de brine uit de put gescheiden, zodat de schone brine weer in de voorraadtanks kan worden opgeslagen;
- de warmtewisselaar, die met stoom of warm water wordt verwarmd. Deze warmtewisselaar dient ter voorkoming van hydraatvorming, als tijdens het opvullen van de put gas moet worden afgelaten.

De onshore-doodpompinstallatie is in principe gelijk aan de offshore-installatie; hierbij wordt echter gebruik gemaakt van mobiele pomp- en stoominstallaties en er is een grondbak beschikbaar.



Flowschema onshore-doodpompinstallatie

Doodpompcircuit

Er zijn twee methoden van incirculeren bij doodpompen, namelijk:

- **'reverse'-circulatiemethode;**
- **'straight'-squeeze-methode.**

Bij de reverse-methode wordt de vloeistof uit de tanks via 2"-leidingen, de kil] header en de doodpompafsluiters in de annulus gepompt. Via de annulus wordt de vloeistof door een circulatie-valve, die in de **SPM** is geïnstalleerd, of door de **SSD**, indien deze met wireline is geopend, in de tubing geperst (in noodgevallen wordt de breekplaat doorgepompt). Daarna loopt de vloeistof via de flow-line en test-separator terug naar de opslagtanks of grondbak.

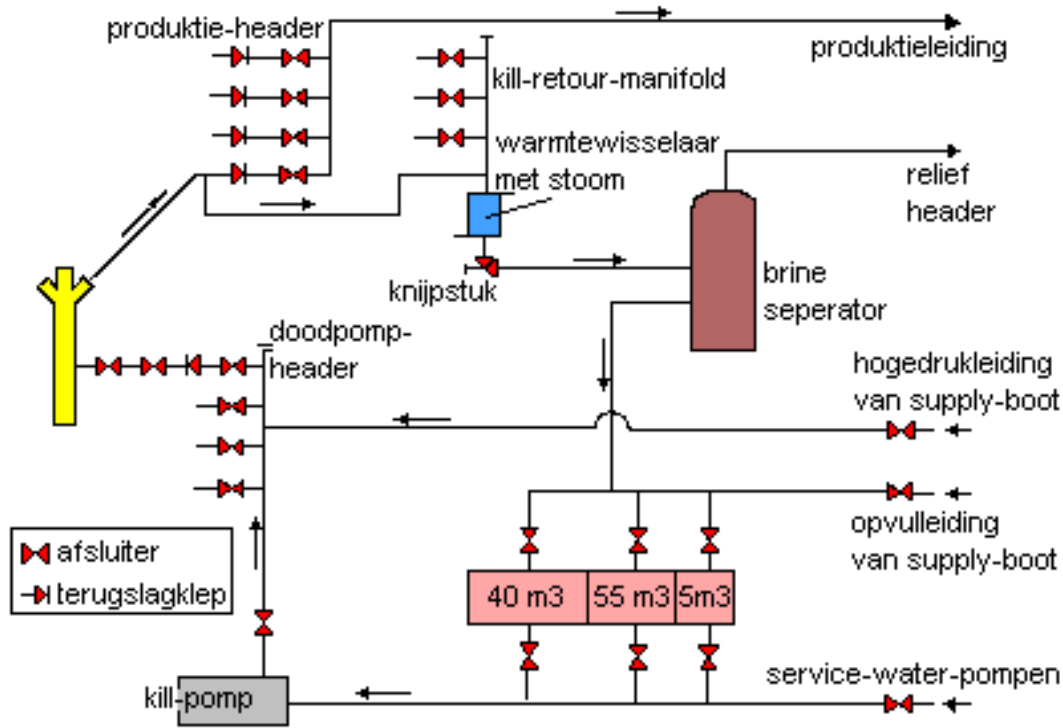
Bij de straight-methode, meestal in kritieke situaties, pompt men tubing in en casing uit.

De doodpompafsluiters behoren in geopende stand verzegeld te zijn.

Drukverloop tijdens het doodpompen

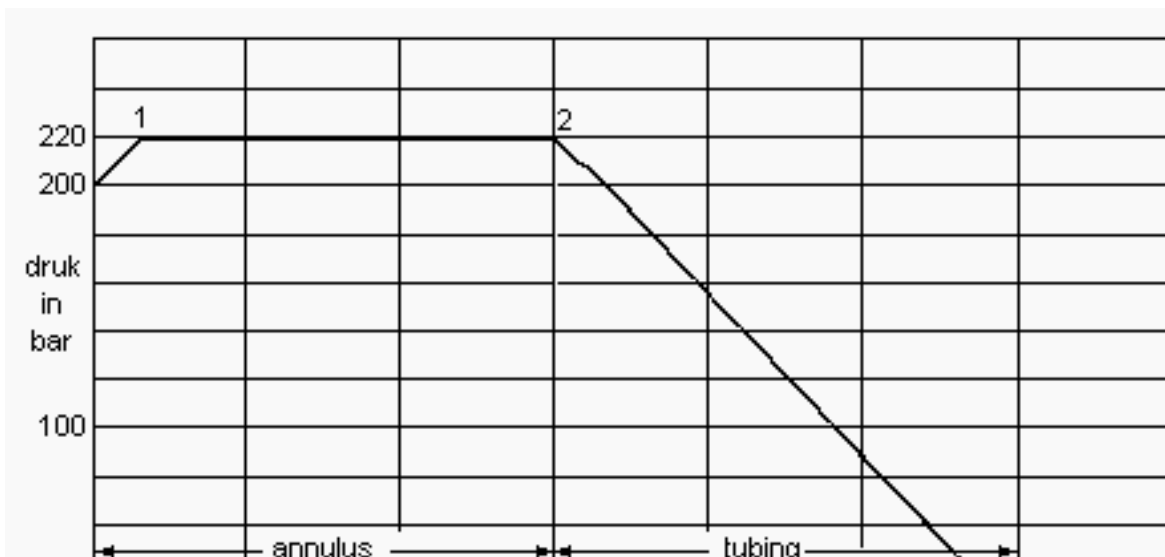
Wanneer een gasgevulde put wordt doodgepompt volgens de reverse-methode, wordt eerst de annulus en vervolgens de tubing gevuld.

Tijdens dit vullen moet gas worden afgelaten. Dit gebeurt door middel van het knijpstuk in de retourleiding, waarmee de druk in de put wordt geregeld:

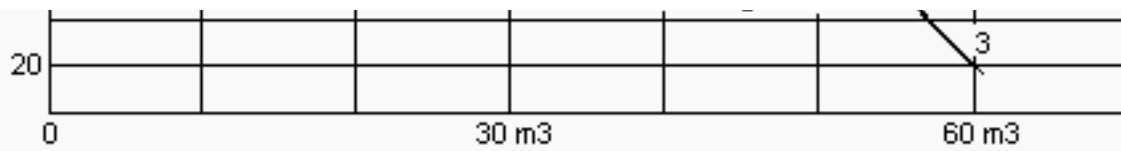


Flowschema offshore-doodpompinstallatie

In de grafiek is het drukverloop voor het knijpstuk tijdens het doodpompen van een put op een B-plug in de X-1-nippel te zien. Hierbij is aangenomen, dat de ingesloten topdruk van de put 200 bar is en het gezamenlijke volume van de tubing en de annulus 60 m^3 is.



Op de B-plug moet een overdruk van 20 bar worden gehandhaafd om te voorkomen, dat deze zou lekken, waarbij gas uit de formatie in de doodpompvloeistof komt. Bij het inpompen in de annulus wordt daarom in het



Doodpompgrafiek; drukverloop voor het knijpstuk

begin geen gas bij het knijpstuk afgelaten (0-1). Wanneer de druk voor het knijpstuk tot 220 bar is opgelopen, wordt zoveel gas afgelaten, dat deze druk constant blijft (1-2).

Nadat de annulus is gevuld, zal het vloeistofniveau in de tubing stijgen. De toename van de hydrostatische druk zal evenredig moeten zijn aan de afname van de wellhead-druk (2-3). Het aflatens wordt zodanig geregeld, dat wanneer ook de tubing volledig is opgevuld, de topdruk circa 20 bar is (3).

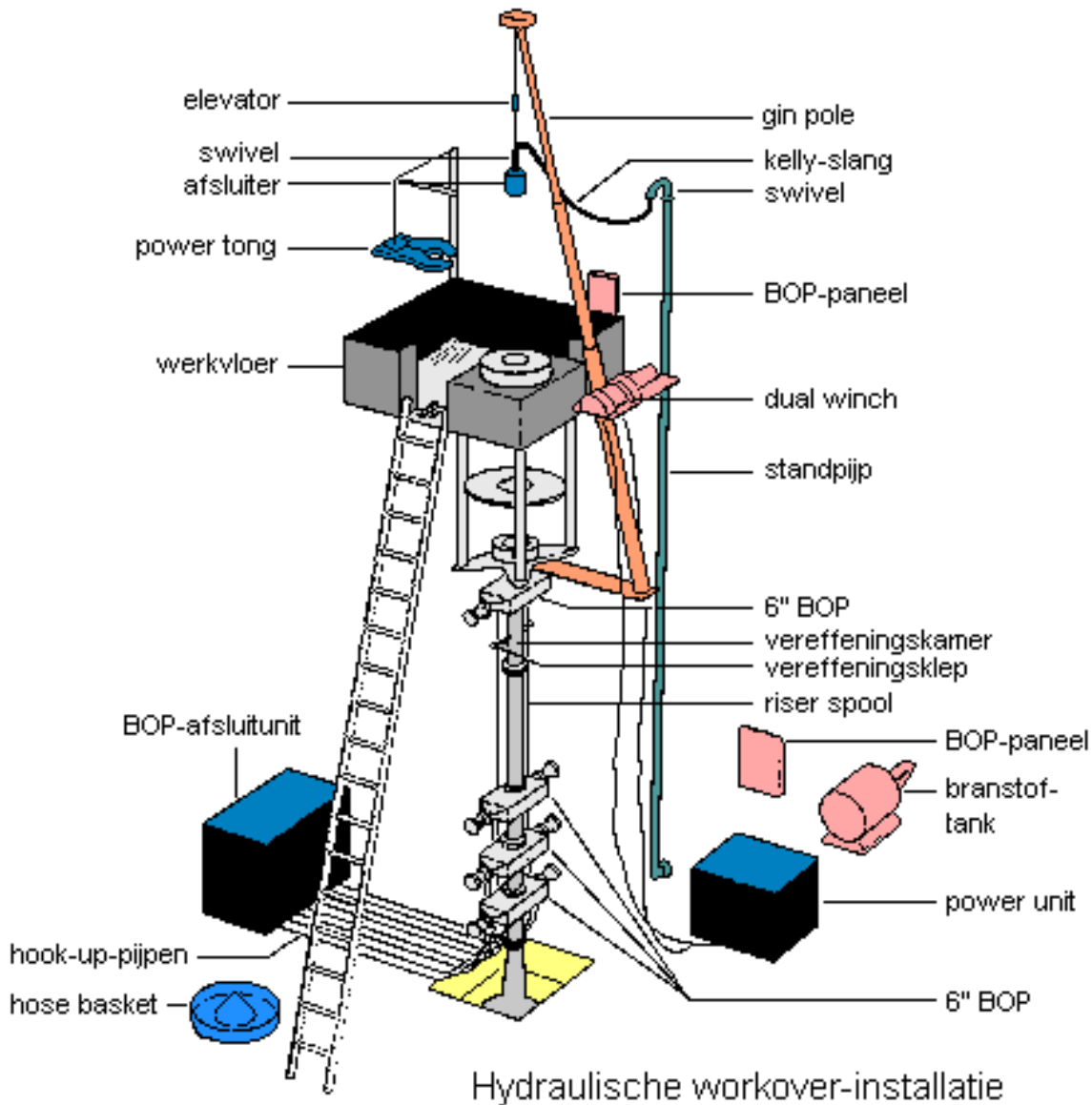
Samenvatting Workover-operaties

Workover-werkzaamheden omvatten een uitgebreid pakket taken die gericht zijn op:

- nieuwe putten ondergronds af te werken;
Dit houdt in het installeren van de permanente putonderdelen, die nodig zijn om veilig en efficiënt te kunnen produceren of injecteren.
- de put ondergronds te onderhouden en, indien nodig, te repareren;
Hiermee wordt beoogd de werkelijke produktie zoveel mogelijk te laten overeenkomen met de potentiële produktie, dus die hoeveelheid olie of gas, die de put maximaal moet kunnen leveren.
- de ondergrondse afwerking van een put te wijzigen, bijvoorbeeld:
 - vervanging van de tubing in een zeer corrosieve omgeving door een roestvaststalen tubing;
 - ombouwen van een producent naar een injector of omgekeerd;
 - ombouwen tot een andere produktiemethode, bijvoorbeeld van pompput naar gasliftput.
- te assisteren bij diverse operaties, zoals stimulatie en perforatie.

Gereedschappen

Bij workover-werkzaamheden vormt de workover-mast of 'rig' het belangrijkste stuk bovengronds gereedschap. de mast dient als hijsinstallatie om ondergronds gereedschap en materiaal in de put te werken.



Voor workover-operaties bij offshore-gasputten wordt meestal een klein type boortoren gebruikt met een kleiner hefvermogen dan dat van een normale boortoren. Soms kan een workover op een offshore-platform worden uitgevoerd met behulp van een hydraulische installatie. De figuur geeft een schematisch overzicht van een dergelijke installatie.

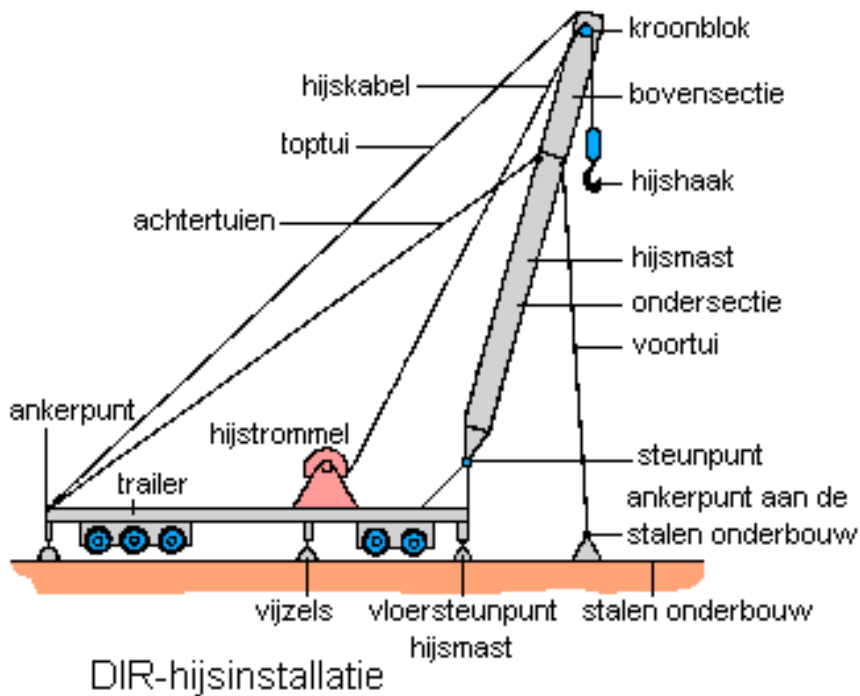
Voordelen van deze installatie zijn:

- er is weinig ruimte nodig rondom de wellhead;
- de trekkrachten worden uitgeoefend op de wellhead, dus geringe dekbelasting.

Nadelen zijn:

- de installatie werkt zeer traag en kost dus veel tijd;
- de unit moet altijd worden gehuurd.

Voor workover-operaties onshore beschikt NAM over een aantal lichte en zware workover-masten, die op trailers zijn gemonteerd.



Hiernaast ziet u een schematisch overzicht van een heavy workover-mast, type DIR (Drive-in Rambler).

De trailer rust in bruikbare opstelling niet op zijn wielen, maar op een aantal vijzels, die op hun beurt weer via blokken op een stalen onderbouw rusten ten einde de neerwaartse krachten te verspreiden.

De hijsmast heeft een scharnierend steunpunt op de voorkant van de trailer en wordt in een licht schuine stand gehouden door een aantal tuilijnen. De hijskabel, die op de hijstrommel is opgewonden, loopt over het kroonblok en draagt aan het einde het hijsblok met haak.

Op de stalen onderbouw is de werkvloer aangebracht. De aandrijving van de hijsinstallatie en draaitafel wordt verzorgd door dieselmotoren.

Werkgebieden

De technieken en het equipment, die bij workover worden gebruikt hebben zich in de laatste jaren sterk ontwikkeld. Hier zullen wij ons beperken tot een overzicht van de soort operaties die bij workover worden uitgevoerd. Enkele hiervan, zoals werkzaamheden bij de completie van een nieuwe put en verwisselen van de putvloeistof, zijn al eerder genoemd. Deze werkzaamheden vormen een deel van de routinewerkzaamheden die bij workover horen. Andere routinewerkzaamheden zijn:

- routine-servicing en -inspectie van het wireline equipment;
- bediening van de installatie tijdens loggen;
- inspecties van de tubing en, indien nodig, vervanging.

Een tweede belangrijk werkgebied omvat ondergrondse reparaties van een put, die aan de hand van een workoverprogramma worden uitgevoerd. Het programma omvat:

- gegevens over de put-status, zoals maten en diepten van de putopbouw, en aangebrachte speciale voorzieningen;
- de relevante gegevens van de putgeschiedenis en de reden waarom de workover moet worden uitgevoerd;
- de volgorde van de werkzaamheden en de veiligheidsmaatregelen, die hierbij moeten worden genomen.

Onderhoud en reparaties kunnen betrekking hebben op het in de put aangebrachte productie-equipment, bijvoorbeeld een lekkende packer of injectieklep. Reparatie van put-equipment, zoals liner of casing, kan noodzakelijk zijn.

Het is ook mogelijk, dat het putgedrag afwijkingen van het normale gedrag vertoont, bijvoorbeeld door zandproblemen, verstoppingen of andere oorzaken.

Wijziging van de putcompletie komt vooral voor bij oudere olie- of gasvelden. Wanneer bijvoorbeeld de drive afneemt, kunnen productieputten in water- of stoominjectieputten worden omgebouwd.

Speciale werkzaamheden omvatten een zeer uiteenlopend gebied. Een voorbeeld hiervan is stimulatie, waarbij zogenaamde 'coiled tubing' wordt gebruikt.

Coiled tubing

Voor stimulatie van formaties met een zuuroplossing ('**acid frac**') kan deze vloeistof via coiled tubing met een injector naar de bodem van de put worden gepompt.

De coiled tubing is een flexibele tubing string met een diameter van 25 mm (O.D.), die in een lengte van circa 4500 m op een grote spoel wordt bewaard. De unit is op een 'skid' gemonteerd en bestaat uit:

- **injector head;**
- **blowout preventers;**
- **hydraulisch aandrijfsysteem.**

De injector wordt op de wellhead gemonteerd. De BOP's onder de injector dienen om een blow-out te voorkomen. De tubing reel, die hydraulisch wordt aangedreven, kan maximaal 4500 m coiled tubing door de injector in de put aflaten en optrekken.

Oorspronkelijk werd de coiled tubing voornamelijk gebruikt om, indien nodig, na het perforeren stikstof onderin de put te injecteren. Het stikstofgas verlaagde de hydrostatische druk van de vloeistofkolom in de put. Door deze gaslift werd de productie op gang gebracht.

Andere operaties, waarbij de coiled tubing kan worden gebruikt, zijn:

- het verwijderen van zand uit de bodem van de put;
- het aanbrengen van een cementplug; het boren van cement.

Samenvatting Wireline-operaties

De belangrijkste wireline-werkzaamheden in putten van NAM, zowel op het vasteland als op zee, zijn:

1. Het ondergronds-beveiligen van alle flowing wells, zoals gasproducenten, gasobservatieputten en stoominjectieputten.
2. Het onderhouden van de putten, zodat een kostbare en soms milieuonvriendelijke workover wordt uitgesteld of vermeden door:
 - het afzetten en/of trekken van het juiste type plug voor tijdelijke beveiliging, voor ondergronds lekkage-onderzoek of voor het doodpompen en repareren van putten;
 - het verwisselen van lekke of verstopte injectiekleppen ten einde injectie van het anti-corrosiemiddel in de tubing zo continu mogelijk te handhaven;
 - het openen/sluiten van de ondergrondse circulatiepoorten, eventueel verwisselen van de breekplaat
 - het verwijderen van vuil of ongerechtigheden uit de put;
 - het assisteren bij perforeren.
3. - Het meten en registeren van bodemdrukken, bodemtemperaturen en flow.
- Het meten van deviatie van putten.
4. Het meewerken aan of oplossen van speciale moeilijkheden in de putten tijdens de boor- of workover-fase.
5. Het in de wireline-werkplaats samenstellen, kalibreren en afpersen van de ondergrondse putafwerkingsgedeelten die zijn voorzien van **PTWC**-onderdelen, voor nieuwe of gerepareerde putten. Het assisteren bij het correct-inbouwen van deze onderdelen bij de boringen.
6. Het toezien op en begeleiden en adviseren van wireline-werkzaamheden (elektrisch en mechanisch) door derden.

Een eerste vereiste voor elke wireline-operatie is, dat deze grondig moet worden gepland en nauwkeurig moet worden uitgevoerd.

De gedwongen beperking gedurende deze operaties is, dat de operator voortdurend 'in het blinde' werkt; hij moet dus volledig kunnen vertrouwen op het equipment en de instrumenten. De benadering van zijn taak, zijn bekwaamheid en het ontwikkelen van gevoel voor ondergrondse situaties zijn dus zeer belangrijk voor dit speciale werk.

Factoren, die een veilige en efficiënte wireline-operatie nadelig kunnen beïnvloeden, zijn:

- *corrosie*
- *zandproductie*
- *paraffine*
- *scale*
- *hydraten*
- *putdeviatie*.

Veel van deze factoren kunnen worden voorkomen of bestreden.

De ontwikkeling van de wireline

Wireline-techniek wordt al sinds het bestaan van de olie- en gasindustrie toegepast.

In Amerika werd in de tijd dat de energie voor de boringen werd geleverd door één-cilinderstoommachines, de waarschijnlijke voorloper van de wireline, namelijk een plat meetlint, in de put ingelaten om de diepte te meten. Enige tijd later werd een dergelijke staalband van een grotere lengte op een plank gewonden en zo in de put ingelaten.

De diepte werd gemeten door op bepaalde afstanden de band te merken. Het uit-de-put-trekken vond plaats met een touw over de 'cathead' (vliegende kop). De eerste wireline, in de vorm van een draad, was de Halliburton wireline, die werd gebruikt voor het volgen van de rubberen topplug tijdens het cementeren.

Aanvankelijk werden deze wirelines met de boorkraan getrokken. Later werden de wirelines op karretjes gemonteerd. In de loop van de tijd werden allerlei voorzieningen in aandrijving en instrumentarium verbeterd tot de huidige hydraulische aandrijving en elektronische weight indicators (trekkrachtmeters). De meeste wireline units worden nu in gesloten trucks of cabines geïnstalleerd om de wireline operator te beschutten tegen allerlei weersomstandigheden.

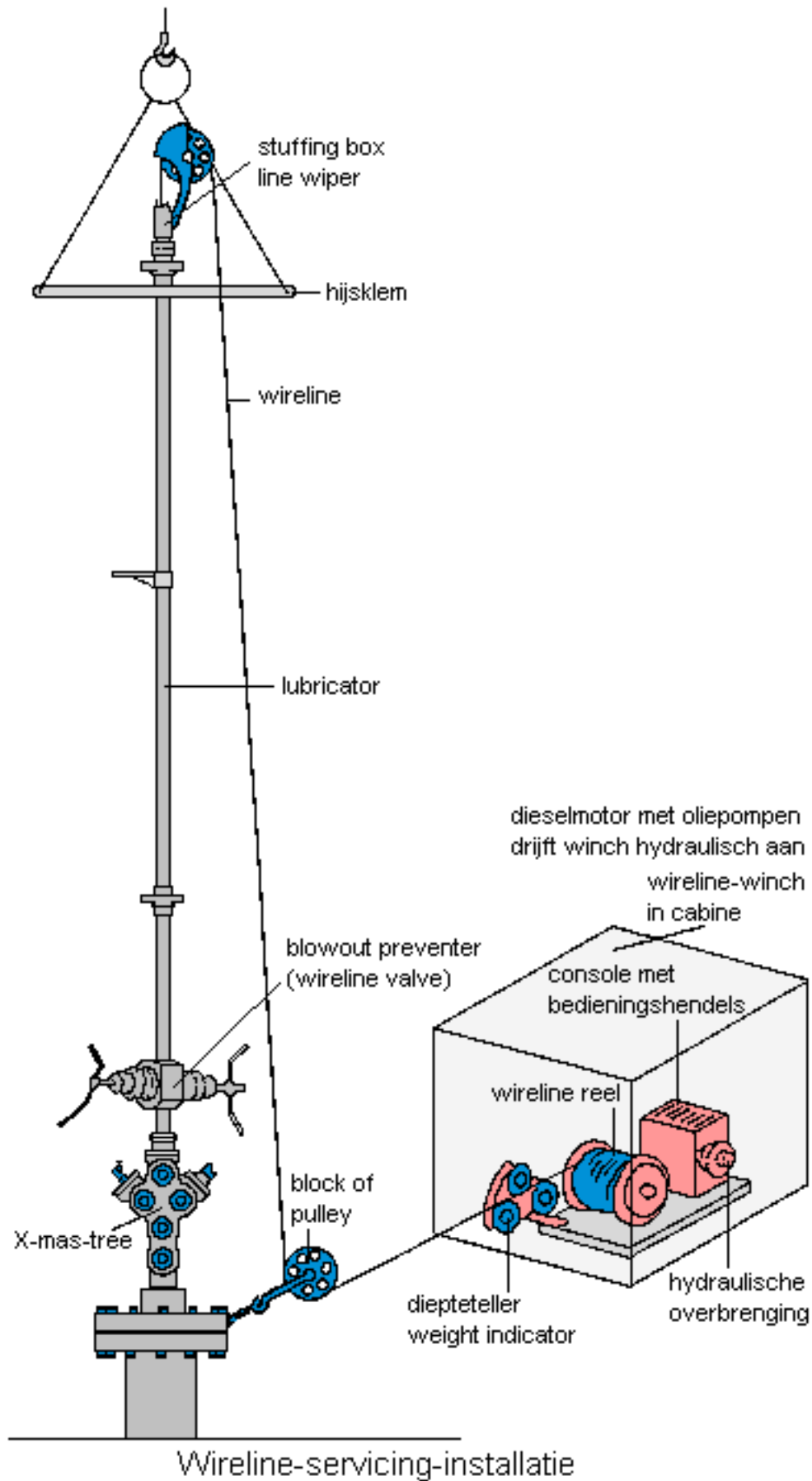
Waarschijnlijk werd de wireline voor het eerst toegepast, anders dan voor dieptemetingen, voor het meten van de helling (deviatie) van de put, gevolgd door bodemdrukmetingen (BHP).

Ten einde tijdens het boren een blow-out te vermijden werd door een smid, Otis geheten, apparatuur gemaakt, waarmee de put ondergronds kon worden afgesloten. Daarna bleek, dat pluggen en veiligheidskleppen betrouwbaar aan wireline konden worden afgezet, waardoor een systeem van ondergrondse beveiliging in olieproducenten ontstond.

De belangrijkste doorbraak vond plaats, toen het mogelijk bleek allerlei ondergrondse putwerkzaamheden, waarvoor voorheen de pijpen met een hijsmast of toren moesten worden getrokken, uit te voeren aan wireline. Speciaal voor moeilijk toegankelijke putten, zoals in moerassen en op zee, bleek deze ontwikkeling aantrekkelijk te zijn.

Dit systeem raakte bekend onder de naam **Permanent Type Well Completion** (duurzame putafwerking) met de afkorting **PTWC**. De PTWC-installatie omvat de toepassing van **landing nipples** met daarbij passende locking mandrels, **sliding side doors**, **side-pocket mandrels**, **packers** e.d.

De wireline-installatie



Met de wireline-tool-string, die bestaat uit een aantal stems (gewichtsstaven) en een 'spang jar', kan men zowel naar boven als naar beneden 'jarren' (slaan). Met deze techniek en met behulp van een wireline winch met een kabeltrommel, waarop de wire is gespoeld, kunnen diverse aan een locking-mandrel geschroefde wireline-pluggen en veiligheidskleppen worden afgezet of getrokken.

Behalve tijdens het completeren van de put vinden de meeste wireline-operaties plaats onder volle putdruk. Daar deze speciale techniek een verticale toegang tot de put vereist, wordt gebruik gemaakt van een 'lubricator' die op de top van de Xmas-tree wordt bevestigd. Deze lubricator bestaat uit een aantal pijpsecties van voldoende lengte om de tool-string met de eraan bevestigde plug of veiligheidsklep te kunnen bergen. Aan de bovenkant is de lubricator voorzien van een pakkingbus voor de gasdichte doorvoering van de wire, en aan de onderkant is een blowout preventer gemonteerd.

Via twee wire-pulleys wordt

de wire naar een diesel hydraulische wireline unit geleid. Door het bedienen van deze unit kan men de tool-string laten zakken of optrekken. Hierbij kan de snelheid worden bepaald en kunnen de trekkracht en de diepte worden gemeten.

Voordelen van deze wireline-techniek zijn:

- alle routineoperaties kunnen onder volle putdruk worden uitgevoerd. De put hoeft daarvoor dus niet te worden doodgepompt.
- het geeft een grote tijds- en kostenbesparing. Bijvoorbeeld; het verwisselen van een NTS-veiligheidsklep op een diepte van 3000 á 4000 m kan in enkele uren worden uitgevoerd.