

GDF SUEZ E&P Nederland B.V.

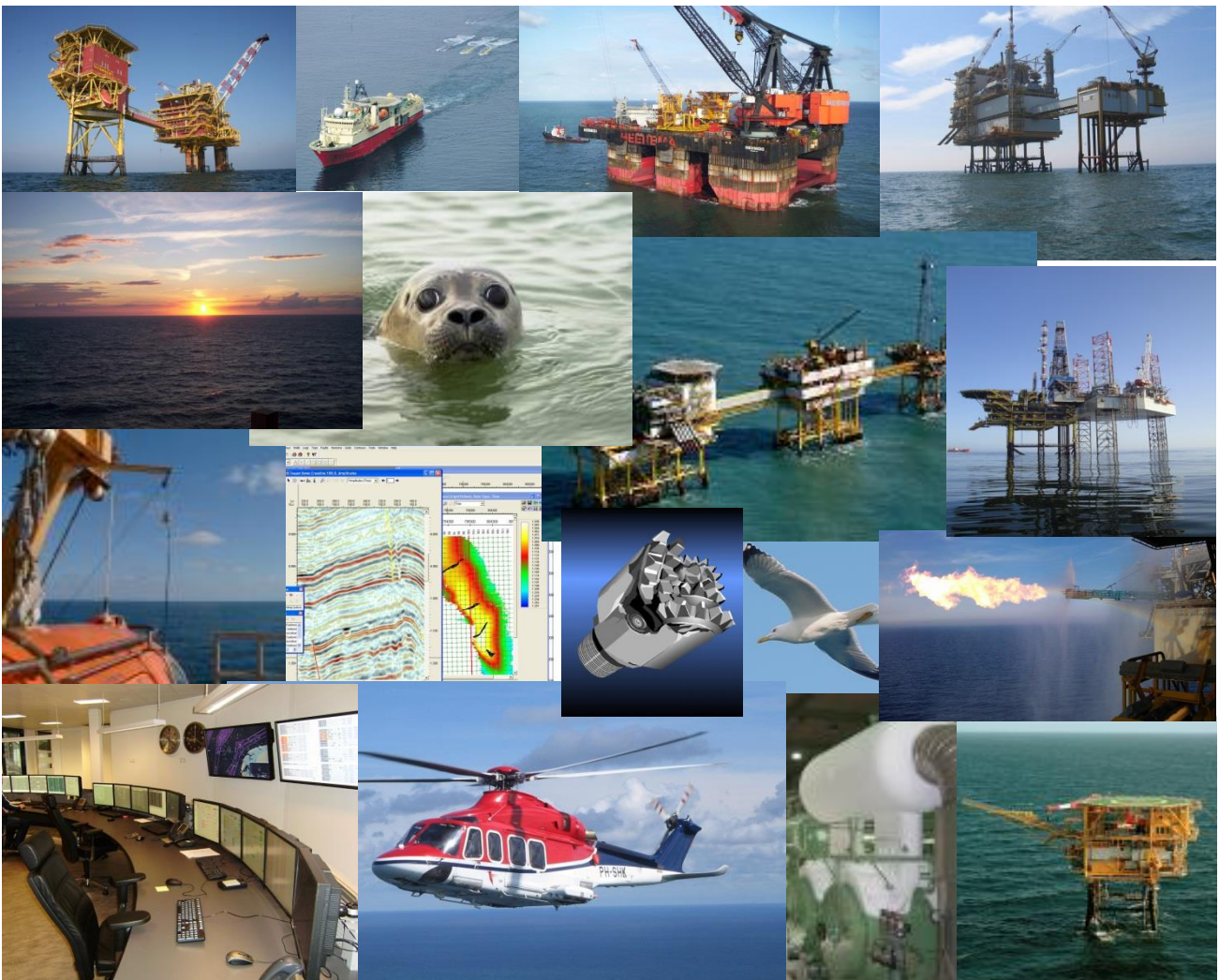
ONTSTAAN VAN OLIE EN AARDGAS

•

OFFSHORE OPERATIES

•

GASBEHANDELING ONSHORE



Inhoudsopgave

1. Inleiding en historie	5
2. Het ontstaan van olie en aardgas	6
2.1 Fossiele brandstof	6
2.2 Zwerftocht van West-Europa in de geologische tijd	7
2.3 Geologische perioden	8
2.4 De belangrijkste gesteentesoorten	9
3. Geassocieerd en niet-geassocieerd aardgas	10
3.1 Inleiding	10
3.2 Het ontstaan van olie en geassocieerd aardgas	10
3.3 Het ontstaan van niet-geassocieerd aardgas	11
3.4 Gesteentesoorten en trap-types	13
3.5 Migratie, porositeit en permeabiliteit	15
4. De opsporing van olie en gas	16
4.1 Concessies	16
4.2 Geologisch onderzoek	16
5. Exploratieboringen	19
5.1 Geschiedenis	19
5.2 Exploratieboring	19
5.3 Positioneren jack-up rigs	20
5.4 Semi-submersible booreilanden en boorschepen	21
5.5 Dynamic positioning	22
6. De boring	22
6.1 Inleiding	22
6.2 Drill string compensators	23
6.3 Top drive	24
6.4 Boorbeitels	25
6.5 Boorpijpen en drill collars	25
6.6 Stabilisatoren	25
6.7 Blow out preventers	26
6.8 Boorspoeling	28
6.9 Casings (verbuizings pijpen)	28
6.10 Liners	29
6.11 Cementeren	29
6.12 Perforeren	30
6.13 Putstimulatie	31
6.14 Overgang van exploratie naar productiefase	31
7. Ontwerp, bouw en installatie	32
7.1 Het ontwerp	32
7.2 De bouw	33
7.3 De installatie	33
7.4 Pijpleidingen	37
8. De offshore-infrastructuur	41
8.1 Inleiding	41
8.2 Field lay-out	41
9. Milieu en veiligheid	42
9.1 Emissies naar de lucht	42
9.2 Emissies naar de zee	43
9.3 Afval	43

9.4	Veiligheid.....	44
10.	Gasproductie.....	45
10.1	Het L10-A complex en satellieten	45
10.2	K12-Bravo complex	46
10.3	Overige drooggasproducenten	46
10.4	NOGAT	47
10.5	Subsea wells	51
10.6	Hydraat en methanol	52
11	Olie productie Amstel veld.....	52
11.1	Het Amstel veld en het Q13a-A platform.....	52
11.2	Plaatsing jacket	53
11.3	Elektriciteit	54
11.4	Water stuwkracht voor olie productie	54
11.5	Olie productie en waterscheiding.....	54
12	Pijpleiding reiniging of inwendige meting.....	55
12.1	Cleaning pigs.....	55
12.2	Pigs voor metingen.....	56
13	Wireline operaties	57
13.1	Toepassingen wireline	57
13.2	De wireline installatie	58
14.	Coiled tubing operaties.....	61
14.1	Inleiding.....	61
14.2	Equipment	62
15.0	CCR en Kustwacht.....	64
16.0	Transport van personeel en bevoorrading	65
16.1	Helikopters	65
16.2	Bevoorrading	66
17.	Gasbehandeling Onshore	67
17.1	Inleiding.....	67
17.2	Gas- en condensaat behandelingsinstallatie.....	67
17.3	Propaankoelsysteem	68
17.4	Glycolsysteem	69
17.5	Hete oliesysteem	69
17.6	Fakkelsysteem	70
17.7	Brandstof- en startgassysteem	70
17.8	Calorische waarde en reukstof	70

1. Inleiding en historie

Dit boekwerk is oorspronkelijk gemaakt in 1989 en vervolgens gedistribueerd onder het personeel, met als doel informatie te verstrekken over het ontstaan, de opsporing en de winning van olie en aardgas. De daarop volgende jaren vonden veel veranderingen plaats, in 2009 werd daarom de eerste herziene uitgave uitgebracht.

In de loop der jaren is het bedrijf diverse malen van eigenaar en naam gewisseld. Zie onderstaand overzicht:

- **1964-1995** **Placid International Oil, Ltd.**
- **1995-1998** **Occidental Netherlands, Inc.**
- **1998-2000** **TransCanada International (Netherlands) B.V.**
- **Augustus 2000** **GDF Production Nederland B.V.**
- **Juli 2008** **GDF SUEZ E&P Nederland B.V.**

Opmerking van de auteur:

Mijn dank gaat uit naar alle mensen die aanvullende informatie hebben aangedragen en de lay-out en tekst van het boekwerk hebben geperfectioneerd. Alleen hierdoor werd het mogelijk een vernieuwde versie uit te brengen.

Bronnen:

Wikipedia, GDF SUEZ E&P Nederland B.V, Schlumberger, NGT, NOGAT, Allseas, Farstad shipping, Rigzone, Ship-Hunters, CHC Helicopters Netherlands, F3-FB1 crew, Tideway, Akerkvaerner, Heerema Marine Contractors, Bennett & Associates LLC, Offshore Technology Development Inc, WesternGeco, IOPD, National Science Foundation, Ens Newswire, Blueridge Inc, Paradigm, Nederlandse Kustwacht, Tug Spotters, MarineTraffic, Expro, Stena Drilling, Sciencedirect, HD wallpapers, Bakerhughes, Ulf Sjöqvist, PPDM, National Oilwell Varco, Noble Drilling Corp, Helix Energy Solutions Group, Volstad Maritime AS, RWE.

Auteur: Henk Nout

© 2009 Henk Nout

Alle rechten voorbehouden

Omslagontwerp: Henk Nout

Vierde druk

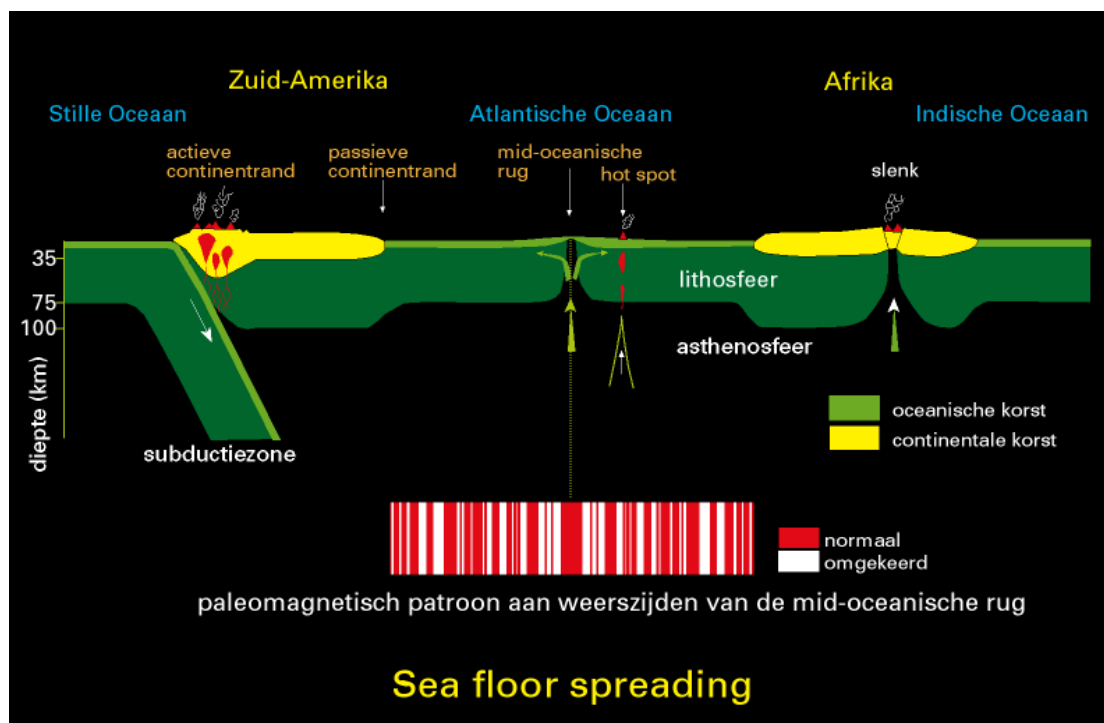
Uitgave januari 2014

2. Het ontstaan van olie en aardgas

2.1 Fossiele brandstof

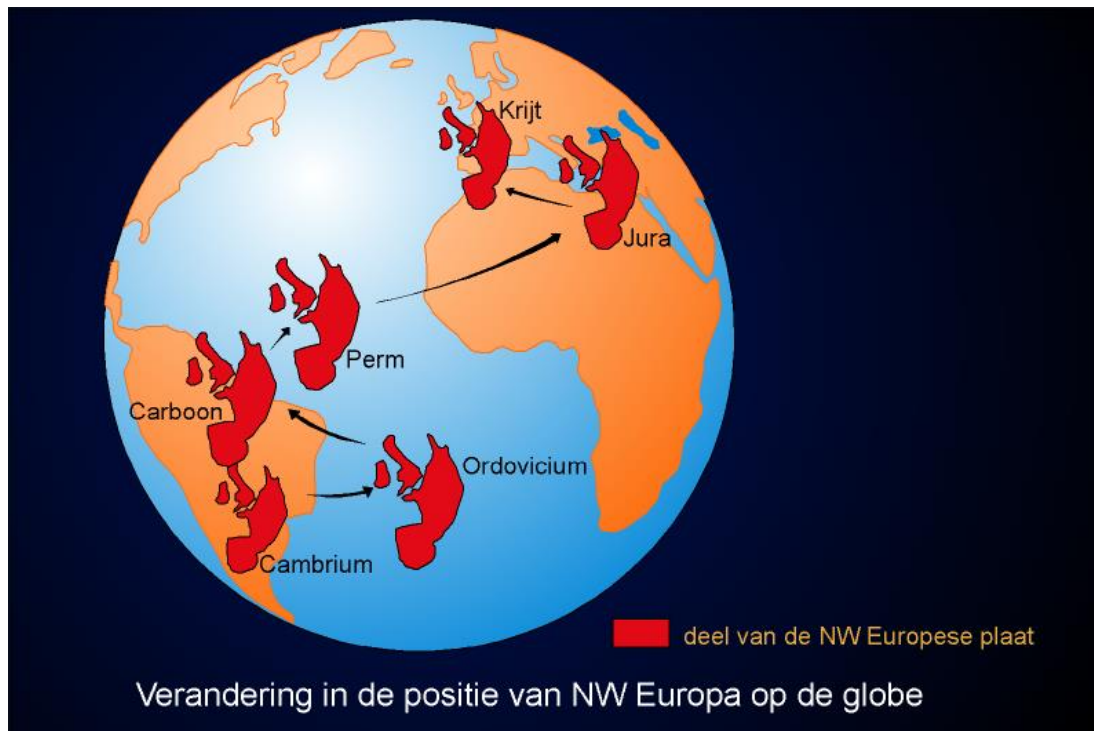
Fossiele brandstoffen zijn koolstofverbindingen die als resten van plantaardig en dierlijk leven zijn ontstaan in het geologische verleden van de aarde. En dan niet alleen met name tijdens het Carboon, maar ook in andere geologische tijdperken. Onder deze brandstoffen vallen aardolie, aardgas, steenkool en bruinkool. Turf, gewonnen uit hoogveen en laagveen behoren ook tot deze reeks, maar zij hebben nog niet blootgestaan aan de extremen van druk en temperatuur in het binnenste van de aarde die hebben geleid tot de vorming van kolen, olie en gas.

Ongeveer 600 miljoen jaar geleden begonnen landmassa's zich als gevolg van zogeheten sea floor spreading te scheiden. Hierdoor ontwikkelden zich zeeën, waarin de eerste primitieve organismen tot ontwikkeling kwamen. De in deze zeeën uitmondende rivieren namen onder andere kalk, zand en klei mee en deze producten bezonken op plaatsen waar deze primitieve organismen leefden. Door daling van de zeebodem vormden ze samen in miljoenen jaren tijd, dikke sedimentaire afzettingen.



Door de sea floor spreading ontwikkelden zich niet alleen zeeën, maar ook vulkanische gebieden. Door uitbarstingen van de vulkanen ontstonden lagen as en lava. Verder kwamen door de spreiding van landmassa's de continenten in beweging. Waar ze tegen elkaar botsten, ontstonden overschuivingen of afschuivingen, plooiingen en breuken in de lagen. Op deze plekken rees gesmolten gesteente uit diepere gedeeltes van de aarde omhoog en drong door in de eerder genoemde lagen. Gebieden die eerst zee waren, kwamen omhoog en vormden gebergten en landschappen. Sedimenten met organismen en zeewater werden van de oppervlakte afgesloten en in dikke pakketten begraven. Door hoge temperaturen en drukken ontstonden de fossiele brandstoffen.

2.2 Zwerftocht van West-Europa in de geologische tijd



Europa gezien van onder naar boven:

Onder, 300 miljoen jaar geleden met bossen en moerassen >> source (bron).

Midden, 270 miljoen jaar geleden met woestijnen >> reservoir.

Boven, miljoen jaar geleden met woestijnen en de Zechstein Zee >> seal (zout afdekkinglaag door verdamping van de Zechstein binnenzee.)



2.3 Geologische perioden

Ouderdom (jaren)	Tijdperk	Periode en tijdvak	Karakteristieke levensvorm
25.000 11.000.000 25.000.000 40.000.000 70.000.000	Neozoïcum	Kwartair Holocene Pleistoceen Tertiair Pliocene Mioceen Oligocene Eocene	Moderne mens en de primitieve mens Zoogdieren
135.000.000 180.000.000 225.000.000	Mesozoïcum	Bovenkrijt Krijt Onderkrijt	Bloeiende planten
270.000.000 350.000.000 400.000.000 440.000.000 500.000.000 600.000.000	Paleozoïcum	Perm Zechstein Rotliegendes Carboon Devon Siluur Ordovicium Cambrium	Amfibieën Primitieve planten Vissen Ongewervelde dieren Eerste verschijning fossielen
3.000.000.000	Pre-cambrium	Proterozoïcum Archeozoïcum Eozoïcum	Schaarse overblijfselen, geen directe bewijzen van enige vorm van leven

De Noordzee is niet altijd een zee geweest. Ongeveer 300 miljoen jaar geleden strekte zich een laagvlakte uit van Midden- Engeland, over Nederland en België, tot aan Oost-Europa. In dit gebied bevonden zich uitgestrekte moerassen, die van tijd tot tijd door zeeën werden overstromd. Uit de weelderige plantengroei ontstonden veenlagen. Tijdens overstromingen werden deze bedekt met lagen klei, kalk, zand en zout. Hierdoor kwam het veen alsmat dieper onder de oppervlakte te liggen en liep de temperatuur er steeds verder op. Veen veranderde in turf en door 'inkoling' ontstond steenkool, waarbij methaan vrijkwam. Een groot deel van dit gas kon via poriën en spleten opstijgen naar de atmosfeer.

Op sommige plaatsen waar zich olie of het gas bevond, had zich door verdamping van zeewater, echter een ondoordringbare zoutlaag gevormd. Het gas steeg wel op (zie migratie, pagina 15), maar bleef in een zandlaag onder de ondoordringbare zoutlaag zitten. In de daaropvolgende jaren werd de zandlaag door onder andere compactie (zie steenvorming, pagina 9) omgevormd tot een steenlaag, met daarin aardolie of aardgas. Beide zijn mengsels van koolwaterstoffen ofwel verbindingen van de elementen koolstof en waterstof. Er zijn verschillende soorten aardolie en aardgas. Het hoofdbestanddeel van aardgas is methaan.

2.4 De belangrijkste gesteentesoorten

Men onderscheidt drie hoofdgroepen gesteenten:

1. Stollingsgesteenten. Deze ontstaan door stolling van lava, basalt en graniet.
2. Metamorfosegesteenten. Deze zijn door hoge druk en/of temperatuur veranderd in bijvoorbeeld leisteen en marmer.
3. Sedimentgesteenten ofwel afzettingsgesteenten, zoals zand(steen), kalk(steen) en klei(steen).

Ontstaan van sedimentgesteenten

Het materiaal voor sedimentgesteenten (kortweg sedimenten) is bijna geheel afkomstig van al bestaande gesteenten die aan de oppervlakte niet stabiel zijn en door de inwerking van atmosfeer, regenwater en organismen uiteen zijn gevallen.

Verwerking

Onder deze term worden diverse processen samengevat. Bij mechanische of fysische verwerking, door afwisseling van vorst en dooi, valt het gesteente in kleine stukjes en korrels uiteen. Hierbij verandert de mineralogisch of chemische samenstelling niet. Dit proces vindt met name in hooggebergten plaats. Bij chemische verwerking worden, als gevolg van de inwerking van H-ionen rijk water met mogelijk CO₂ en humuszuren, mineralen omgezet in nieuwe mineralen en worden bepaalde bestanddelen opgelost. Denk aan grotten in kalksteen. Organismen spelen hierbij eveneens een rol.

Het aldus gevormde materiaal, zoals gruis, korrels en ionen, wordt van topografisch hoger gelegen gebieden als gebergten, heuvelland en hoogvlakten door de zwaartekracht via bijvoorbeeld puinhellingen, afglijdingen en bergstortingen vervoerd. Door het water in rivieren, beken en zeestromen of door de wind wordt het elders afgezet. Indien intensieve chemische verwerkingen plaatsvinden in gebieden die niet aan erosie blootstaan, bijvoorbeeld tropische laagvlakten, kunnen bepaalde verweringsresiduen van opmerkelijke dikte ontstaan. Een goed voorbeeld hiervan is bauxiet. Transporterende media hebben eveneens een eroderende ofwel insnijdende en afslijpende werking. Hierdoor kunnen in de loop der tijd complete gebergten worden afgebroken en blijft alleen een golvende hoogvlakte over.

Gelaagdheid

Na transport volgt afzetting. Sedimenten worden horizontaal laag na laag afgezet. Hierdoor zijn hoger gelegen lagen jonger. Gelaagdheid ontstaat doordat het afgezette materiaal niet steeds dezelfde korrelgrootte heeft of dat zich een kortere of langere onderbreking in de sedimentatie voordoet.

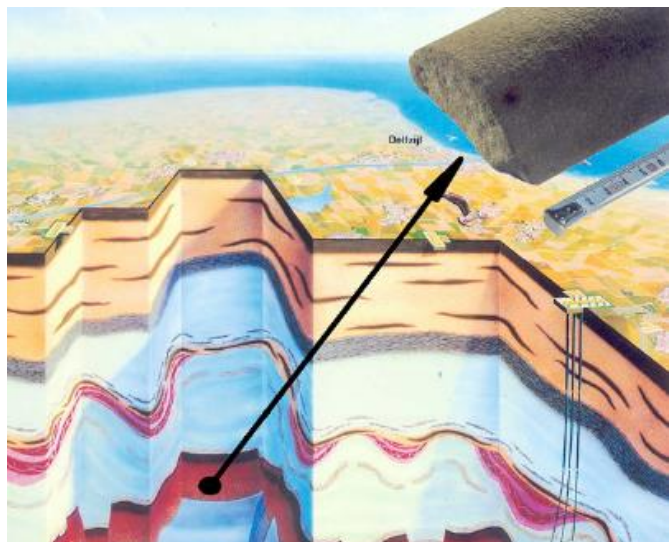
Steenvorming

Bij continue sedimentatie komen de sedimenten, door het gewicht van de jongere lagen, onder een steeds hogere druk te staan. Dit heeft vooral bij kleilagen compactie (inklinking) tot gevolg. Tevens kan door langzaam circulerend grondwater nieuw materiaal tussen de korrels worden afgezet. Hierdoor worden sedimenten die eerst los en zacht waren, harder. Zand wordt zandsteen, klei wordt kleisteen of schalie en kalkgruis of kalkmodder verandert in dichte kalksteen of krijtachtige kalksteen.

Wijze van afzetting

Materiaal kan dus op verschillende manieren worden getransporteerd voordat het ergens tot afzetting komt. Afzettingen die door de wind tot stand worden gebracht, de zogeheten eolische afzettingen, vinden plaats in streken met weinig of geen begroeiing, zoals in woestijnen, langs kusten of zoals in de ijstijden rondom de ijskappen.

Het gas in Slochteren en de Zuidelijke Noordzee zit in de poriën van het eolische zandsteen, het Rotliegendes. Een halve boorkern uit het Rotliegendes reservoirgesteente is hiernaast afgebeeld. De processen van erosie, sedimentatie en deformatie hebben de gehele geschiedenis van de aarde hun werk gedaan. De tijdperken Carboon en Perm zijn hier onderdelen van. Dit omdat er toen pas genoeg leven (micro-organismen) in de zeeën aanwezig was om het rottingslib te leveren.



3. Geassocieerd en niet-geassocieerd aardgas

3.1 Inleiding

In principe moet onderscheid worden gemaakt tussen enerzijds het gelijktijdig ontstaan van olie en aardgas en anderzijds het ontstaan van alleen aardgas. Het gas dat gelijktijdig met olie is ontstaan noemt men geassocieerd aardgas. Het gas dat niet gelijktijdig met olie is ontstaan, wordt niet-geassocieerd aardgas genoemd.

3.2 Het ontstaan van olie en geassocieerd aardgas

In zee leven talloze uiterst kleine diertjes en plantjes. Zij zijn zo klein dat ze alleen met behulp van een microscoop kunnen worden bekeken. Samen worden ze plankton genoemd. Onderstaande foto, genomen vanuit de ruimte, toont een enorme planktonwolk in zee ([Bloom](#)).



In de loop der tijd zijn jaren met betrekkelijk veel plankton afgewisseld door jaren met weinig plankton. Na het afsterven zakt het plankton, samen met visjes, krabbetjes, etc., naar de bodem van de zee.

Gewoonlijk worden deze wezentjes daar door de in het zeewater aanwezige zuurstof aangetast en verteerd.



Soms bevat het zeewater echter te weinig zuurstof en op grote diepten kan het zelfs geheel afwezig zijn. Een dergelijke situatie is bijvoorbeeld ontstaan in zeebekkens, zoals de Zwarte Zee, die min of meer van de open oceaan zijn afgesloten.

In een situatie waarbij in het verre verleden onvoldoende zuurstof aanwezig was om de planktonresten en dierlijke resten af te breken, bleven deze op de zeebodem liggen en vormden daar dikke lagen. Deze werden op hun beurt weer vermengd met kleideeltjes, zand en stenen die door de rivieren naar zee waren aangevoerd. In de loop der tijd kon hierdoor op de zeebodem een gelaagde structuur, de zogeheten sedimentaire afzettingen, ontstaan. Deze afzettingen werden bedolven onder dikke pakketten van klei- en zandsteen. Daarnaast konden door verdamping van zeewater dikke zoutlagen ontstaan op de sedimentaire afzettingen. In de diepe lagen liepen door deze laagdikten en de bewegingen in de aardkorst de temperaturen en drukken steeds verder op.

Verondersteld wordt dat deze hoge drukken en temperaturen een chemisch proces op gang brachten, waardoor de ingesloten organismen werden omgezet in minerale olie en het aardgas, ook wel geassocieerd aardgas of 'nat' aardgas genoemd.

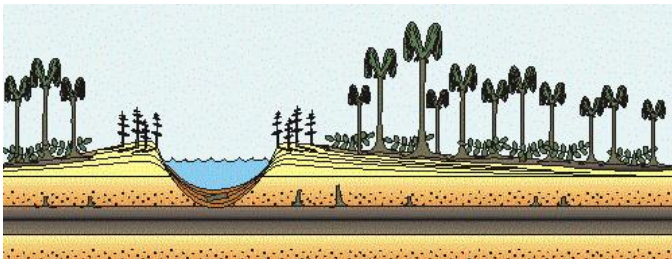
3.3 Het ontstaan van niet-geassocieerd aardgas

Carboon tijdperk



Dit type aardgas is ontstaan door een inkolingsproces uit steenkoolagen, die waren gevormd uit de resten van veenplanten, moerassen en bossen (1). Door afdekking van deze resten met erosieproducten als klei en door grond dalingen, aardverschuivingen of de vorming van zeeën (2) kwamen deze lagen op verschillende diepten te liggen (2). Bij een toename van druk en temperatuur ontstond eerst turf, daarna bruinkool en tot slot steenkool (3). Zie de afdrucken van planten en dieren in gevormde gesteenten (4,5,6).

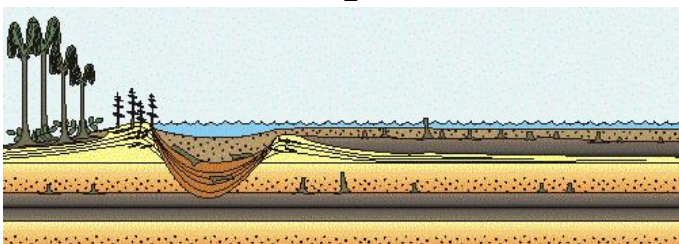
1



4



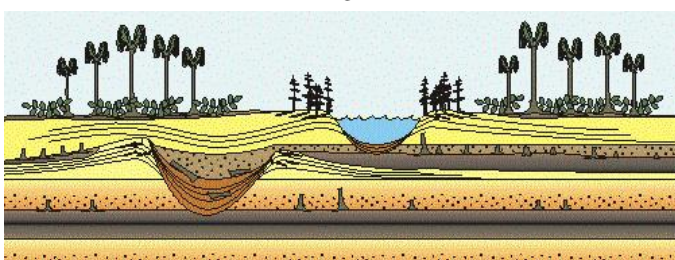
2



5

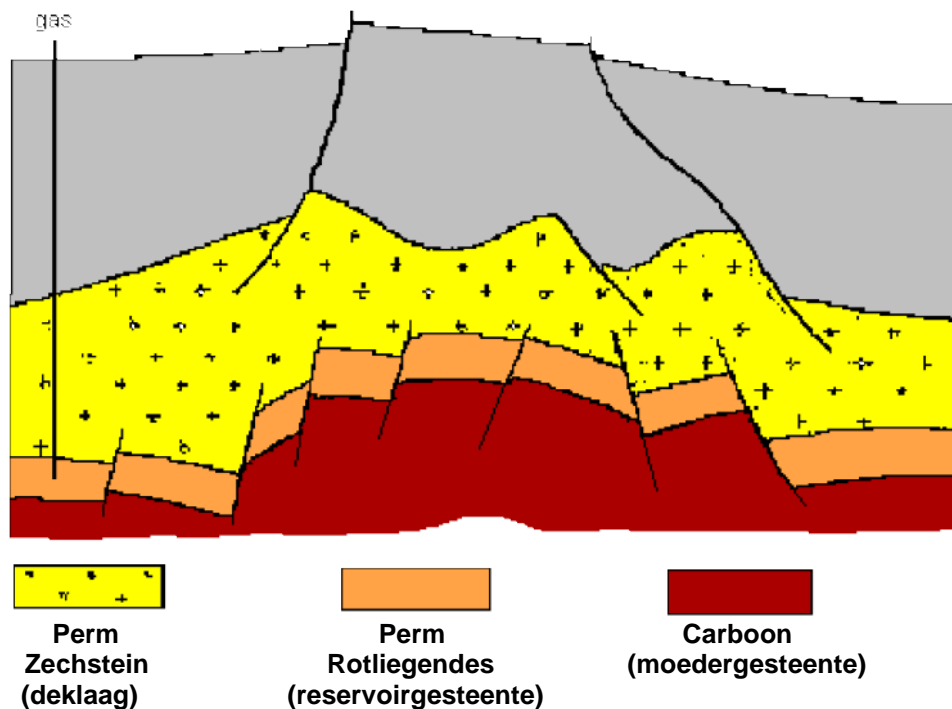


3



6





Tijdens dit proces werd het koolstofgehalte steeds hoger en ontsnapten de koolwaterstoffen, waaronder methaan (aardgas). Wanneer de omstandigheden voor accumulatie (verzameling) gunstig waren en een deklaag ontsnapping naar de oppervlakte verhinderde, ontstond een niet-geassocieerd aardgasreservoir.

Bevat gas naast methaan ook veel ethaan en/of propaan dan levert verbranding van het gas veel extra warmte op. Dergelijk gas heet dan hoogcalorisch.

In ons werkgebied strekken de steenkoolhoudende lagen zich uit tot onder het zuidelijke deel van de Noordzee. Het reservoirgesteente en de deklaag worden echter door veel geologische onregelmatigheden, zoals breuken en verschuivingen, onderbroken.

Het verschil in ontstaan van geassocieerd en niet-geassocieerd gas zorgt ook voor een verschil in samenstelling. In onderstaande tabel is duidelijk te zien dat geassocieerde aardgas (Brent D) meer grotere koolwaterstofmoleculen bevat. Met grotere koolwaterstofmoleculen worden hier n-pentaaan, isopentaaan tot en met xyleen bedoeld. De oorzaak hiervan is dat geassocieerd aardgas samen met olie in het reservoir voorkomt en hierdoor koolwaterstoffen bevat die uit deze olie zijn verdampt.

Component	Formule	Groningen aardgas	Brent D aardgas
Methaan	CH ₄	81,63 %	79,83 %
Ethaan	C ₂ H ₆	2,60 %	8,52 %
Propaan	C ₃ H ₈	0,37 %	3,52 %
n-Butaan	C ₄ H ₁₀	0,09%	1,39 %
Isobutaan	C ₄ H ₁₀	0,08 %	0,44 %
n-Pentaaan	C ₅ H ₁₂	0,01 %	0,29 %
Isopentaaan	C ₅ H ₁₂	0,02 %	0,31 %
Hexaan	C ₆ H ₁₄	0,01 %	4,96 %
Octaan	C ₈ H ₁₈	0,01 %	0
Benzeen	C ₆ H ₆	0,01%	0
Tolueen	C ₆ H ₅ CH ₃	0,01 %	0
Xyleen	C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂	0,90 %	0,72 %
Koolzuur	CO ₂	0,01 %	0
Zuurstof	O ₂	0,05 %	0
Argon	AR	0 %	0 %
Stikstof	N ₂	14,20%	0,02 %
		100%	100%

3.4 Gesteentesoorten en trap-types

In Groningen en het zuidelijke deel van de Noordzee bevindt zich op een diepte van 2.000 tot 4.000 meter het reservoirgesteente Rotliegendes uit het Perm tijdperk. De deklaag is Zechstein. De inkoling heeft ongeveer 300 miljoen jaar geleden plaatsgevonden in het Carboon tijdperk (zie pagina 8 + 11). Het gesteente waarin het gas wordt aangetroffen, wordt ook wel reservoirgesteente genoemd. Het betreft vaak een ander gesteente dan waarin het oorspronkelijk is ontstaan (moedergesteente). Het gas heeft zich verplaatst van het moedergesteente naar het reservoirgesteente en dit wordt migratie genoemd.

Om een olie- of gasveld aan te boren, moet ten minste aan de volgende voorwaarden zijn voldaan:

Deklaag

Het reservoirgesteente dient te zijn afgedekt met een laag die migratie van gas en/of olie naar boven verhindert. Dit is in ons geval een ondoordringbare zoutlaag (steenzout).

Steenzout is een indampingsgesteente, ook wel evaporiet genoemd (evaporatie=verdamping), ook "Haliet" genoemd. Het vormt zich in een droog woestijn klimaat. Aangevoerd oppervlaktewater verdampt waarbij opgeloste stoffen zoals kalk en zouten neerslaan. Op foto 1 is bij dit meer het neerslaan van zouten duidelijk te zien.

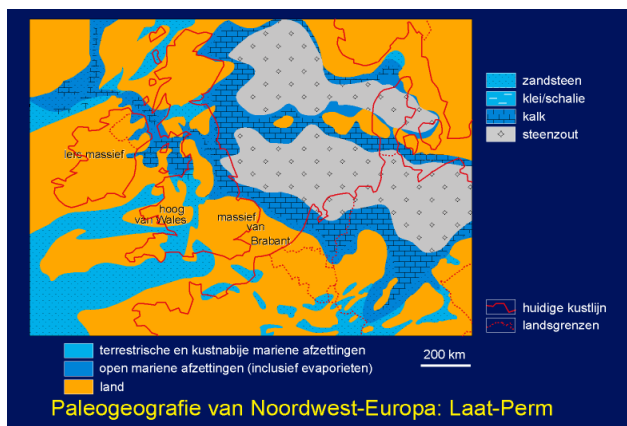
Het merendeel is ontstaan uit zeewater (Zechsteinzee), zie ook pagina 7. Ongeveer 250.000.000 jaar geleden heerste in ons gebied een heel ander klimaat, een droog klimaat. Bedekt door een ondiepe randzee gescheiden van de oceaan door een drempel. Het water verdampte en zout bleef achter. Bij elke overstroming weer verdamping en weer neerslaan van zouten. Bij elke overstroming werd deze laag dikker en dikker. Het werd gevolgd door een ander natter klimaat en de zoutlagen werden afgedekt met zand en klei en door het gewicht ineengedrukt en werd steeds harder. Eigenlijk zo hard als steen. Op foto 2 is de enorme pakket in Noord Europa te zien.

Steenzout wordt onshore gewonnen door zoetwater te injecteren, het lost op en na droging en reiniging kan er o.a. keukenzout van gemaakt worden.

1



2



Reservoirgesteente

In de gesteentelaag moeten de poriën met elkaar zijn verbonden, zodat olie/gas en water kunnen migreren. Zandlagen, zandsteen en kalksteen met oplossingsholten zijn hiervoor geschikt.

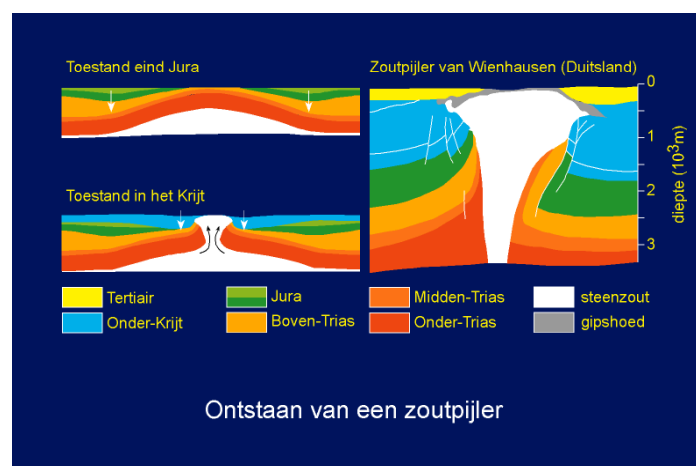
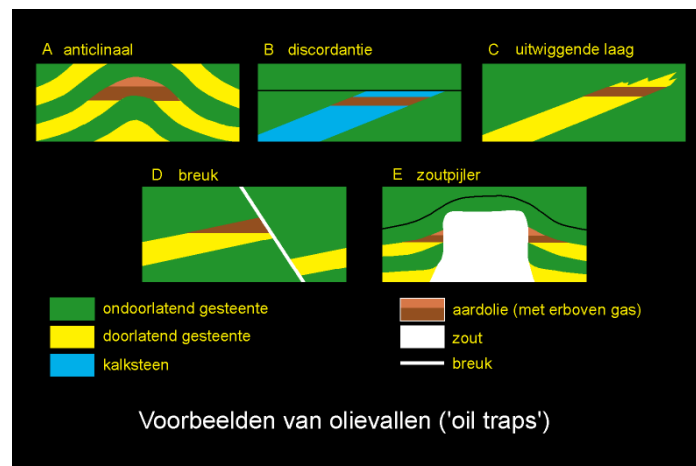
Moedergesteente

De sedimentaire afzettingen waarin organismen eerst afgesloten en later omgezet zijn, vormen het moedergesteente. Door verdere indrukking van het moedergesteente zijn deze producten vrijgemaakt (liberatie) om zich vervolgens in een reservoirgesteente weer te verzamelen (accumulatie). Hierdoor heeft het mengsel zich, voor zover mogelijk, kunnen scheiden in water, olie en gas.

Trap

In het reservoirgesteente kan met hoge druk verdere migratie naar lagere drukgebieden plaatsvinden. Wanneer het reservoirgesteente en de deklaag zodanig zijn gevormd dat olie en gas zich op één of meer plaatsen kunnen verzamelen en niet kunnen ontsnappen, spreken we van een trap. De meest algemene vormen van trap-types zijn:

- A. Anticlinaal
Hierbij hebben olie en gas zich onder een opwelling van een geplooid laag kunnen verzamelen, terwijl het water door het verschil in dichtheid naar beneden is gezakt.
- B. Discordantie
De randen zijn afgeslepen, waarna een deklaag aan de bovenzijde van het reservoirgesteente is afgezet.
- C. Uitwiggende laag
Hierbij loopt het doorlatende gesteente onder een hoek door het niet-doorlatende gesteente. Dit wordt wigvorming genoemd dat vervolgens eindigt in de nog steeds ondoorlaatbare steenlaag.
- D. Breuk
Bij een breuk zijn de gesteentelagen zo gebroken of verschoven dat de deklaag migratie van olie of gas verhindert.
- E. Zoutkoepel/pijler
Zoutpijlers zijn lang geleden gevormd en komen op zowel het Nederlandse continentale plat als in het noordoosten van Nederland en het aangrenzende deel van Duitsland op veel plaatsen voor. Steenzout heeft een aantal opmerkelijke eigenschappen. Het kan breukloos vervormen en zich in de ondergrond gedragen als dikke stroop. Onder hoge druk en temperatuur ging het zout vloeien ofwel het gedraagt zich als een plastische massa. Dieper gelegen lagen steenzout hebben de neiging zich naar boven te bewegen. Vanzelf zal dit echter niet gebeuren. Er is een verstoring nodig zoals een breuk. Hierdoor kan het omhoog kruipen, mede door het breken van bovenliggende lagen zal de pijler ontstaan. In de diepere ondergrond is het steenzout door de druk van het bovenliggende gesteente vaak weggeknepen, waardoor het daar niet meer zijn oorspronkelijke dikte heeft. Door deze zouttektoniek kunnen zoutpijlers of zoutkoepels worden gevormd die vaak een inhoud van tientallen kubieke kilometers hebben. Bij de zoutpijlers komt het Zechstein-zout tot vlak onder de oppervlakte voor. Doordat de druk van het omhoogkomende zout opwaarts is gericht, worden de lagen aan de flanken van de zoutpijlers scheef gesteld. Deze scheefstelling kan ertoe leiden dat er gunstige structuren ontstaan voor het invangen van aardolie (oil traps).

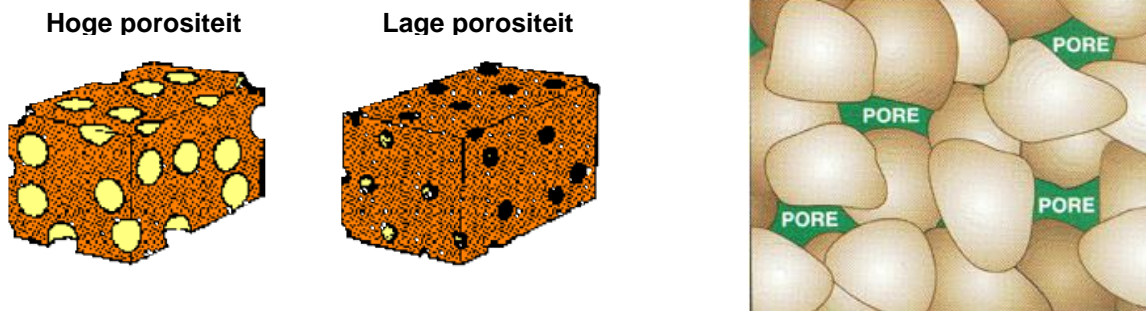


3.5 Migratie, porositeit en permeabiliteit

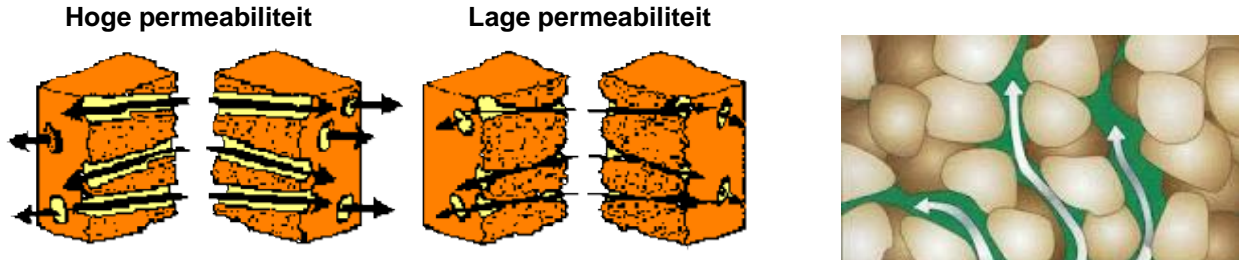
Olie en gas zijn ontstaan in het moedergesteente, de sedimentaire afzettingen, waarin dierlijke en plantaardige resten werden afgesloten en omgezet. Het gesteente waaruit olie en gas wordt gewonnen is echter niet het moedergesteente maar een ander gesteente, dat wij het reservoirgesteente noemen. Olie en gas hebben zich in de loop der tijd verplaatst van het moedergesteente naar het reservoirgesteente. Dit proces wordt 'migratie' genoemd.

Migratie was een gevolg van de hoge druk die de bovenliggende lagen op het moedergesteente uitoefende. Hierdoor werden de olie of het gas uit het moedergesteente geperst en vloeiden vervolgens in het bovengelegen poreuze reservoirgesteente. Daar konden de olie of het gas verder migreren en zich uiteindelijk op bepaalde plaatsen van het gesteente ophopen (accumuleren).

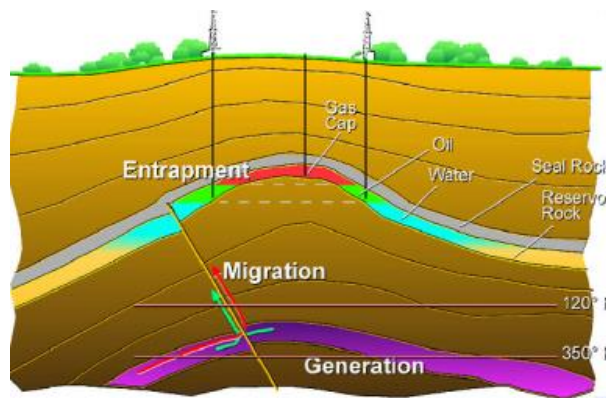
Voor een goede migratie door het gesteente zijn twee factoren belangrijk: porositeit en de permeabiliteit. Het volume dat de poriën in een kubieke meter innemen, is een maat voor de porositeit van het gesteente. En dit is weer een maat voor de hoeveelheid olie, gas of water die in een kubieke meter reservoirgesteente zal worden aangetroffen.



De hoeveelheid vloeistof of gas die zich, bij een bepaalde druk en temperatuur, naar het naastgelegen gedeelte verplaatst, is een maat voor de permeabiliteit.



Samenvattend kunnen we zeggen: de druk in poreuze gesteentes wordt de formatiedruk genoemd. Deze kan zelfs 450 bar bedragen. GDF SUEZ vond in het L5 blok zelfs een reservoir met een druk van 1025 bar, de hoogste druk ooit gevonden op het Nederlands Continentale Plat. De diverse reservoirs bevinden zich op een diepte van 3500 en 5000 meter. De porositeit bepaalt de hoeveelheid vloeistof of gas die we waarschijnlijk zullen aantreffen in een kubieke meter reservoirgesteente. De permeabiliteit bepaalt de snelheid waarmee olie of gas door het gesteente kan stromen. De formatiedruk in de omgeving van de put zal door winning steeds verder dalen. Wanneer dit gebeurt, kan het reservoirgesteente iets worden samengedrukt (compactie). Dit laatste kan aan de oppervlakte bodemdaling tot gevolg hebben.



4. De opsporing van olie en gas

4.1 Concessies

De verdeling van het West-Europese continentale plat is in 1958 in de Conventie van Genève geregeld. Dit verdrag bepaalt dat elke aangrenzend kuststaat het recht heeft om uit te maken wie er in zijn deel mag boren. Hierbij verleent de overheid van de betrokken kuststaat voor bepaalde gebieden een vergunning voor het opsporen en winnen van delfstoffen.

Het Nederlandse continentale plat (zie afbeelding) is ongeveer 57.000 vierkante kilometer groot. Dit staat gelijk aan ongeveer anderhalf keer het landoppervlak van Nederland. Het plat is onderverdeeld in blokken van maximaal 20 bij 20 kilometer. Een exploitant kan, op basis van inschrijving, met het indienen van een werkplan bij de overheid een opsporingsvergunning aanvragen. Wordt aan de hand hiervan olie of gas vermoed, dan wordt een exploratie- of boorvergunning aangevraagd. Als een exploitant olie of aardgas heeft aangeboord, kan hij een productie- of winningsvergunning aanvragen. Dit gebeurt alleen als is vastgesteld dat er uit een olie- of gasveld economisch rendabel kan worden geproduceerd. Hiervoor worden vaak één of meerdere productieputten geboord.



4.2 Geologisch onderzoek

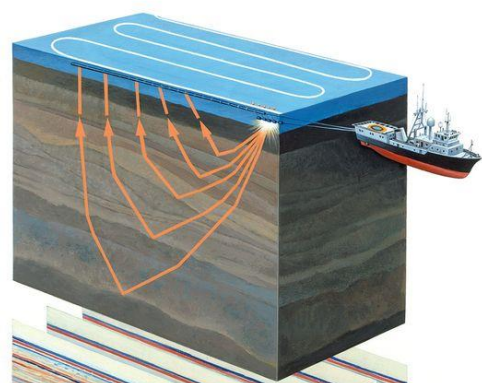
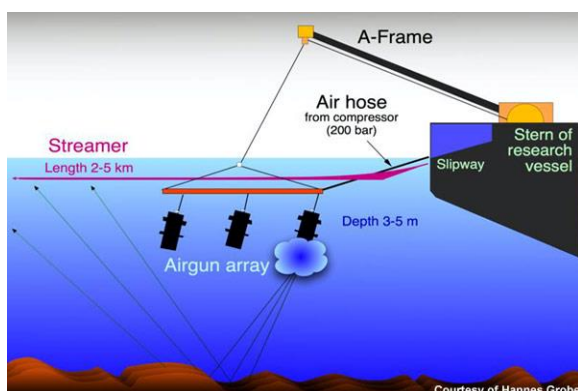
De eerste stap op de lange weg van opsporing naar productie is een uitgebreid onderzoek naar de opbouw en samenstelling van de bodem. Geologen voeren dit onderzoek uit. Hierbij proberen zij antwoord te geven op vragen als:

- Hoe zijn de aardlagen opgebouwd?
- Uit welke geologische periode stammen ze?
- Op welke diepte liggen ze?
- Bevatten ze mogelijk olie of aardgas?



De ondergrond kan op verschillende manieren in kaart worden gebracht. Hierbij worden satellietexploratie en seismische technieken toegepast. Bij satellietexploratie wordt de zeebodem nauwkeurig onderzocht. Hiervoor worden satellieten gebruikt die op 100 kilometer afstand van de aarde zeer precieze opnames van het aardoppervlak maken. Specialisten analyseren en zoeken naar drie gesteentelagen (moedergesteente, reservoirgesteente en dekgesteente) die mogelijk op aardolie of aardgas kunnen wijzen.

Op zee worden speciale schepen ingezet (zie afbeeldingen onder), die met gebruikmaking van samengeperste lucht uit zogeheten airguns akoestische geluidsgolven opwekken. Deze geluidsgolven verplaatsen zich door het water en de onderliggende aardlagen. Afhankelijk van het soort aardlaag en de uitgezonden frequentie van de geluidsgolven worden de golven teruggekaatst en opgevangen in hydrofoons. Deze bevinden zich in kilometers lange kabels (in slangen) "streamers" genoemd die door een schip worden voortgetrokken met aan het eind een staart boei met GPS ontvanger voor eindbepaling van het meetgebied tot mogelijk 10 kilometer lengte en 1 kilometer breedte. Door de teruggekaatste golven met dezelfde duur te verbinden, ontstaat een kaart die de ondergrondse lagen weergeeft. Geologen kunnen de op deze manier verkregen echografie met behulp van computerprogramma's verder analyseren. De voortplantingssnelheid van de trillingen in de verschillende lagen is dan bekend. Veelal wordt gerekend in duizenden van seconden (1.000 tot 1.500 m/sec). In tertiaire zanden bedraagt deze snelheid 4.500 m/sec en in zout en dolomiet zelfs 6.000 m/sec.



MV Atlantic Explorer



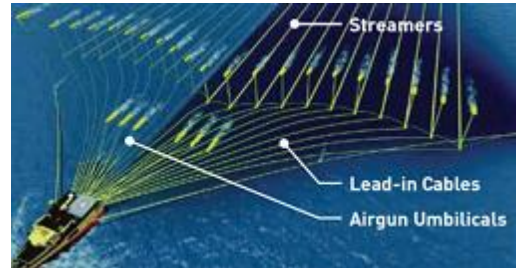
Streamer



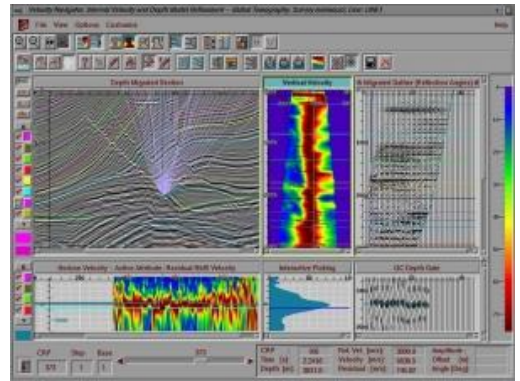
Hydrofoons



Uitvoering



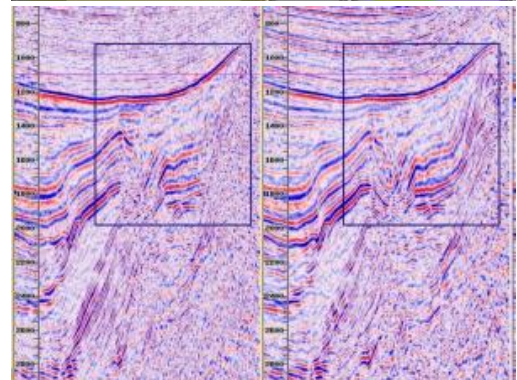
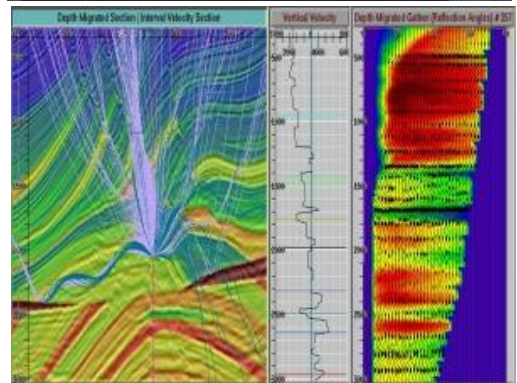
Vbnb: verzamelen seismogrammen en 3-D processing



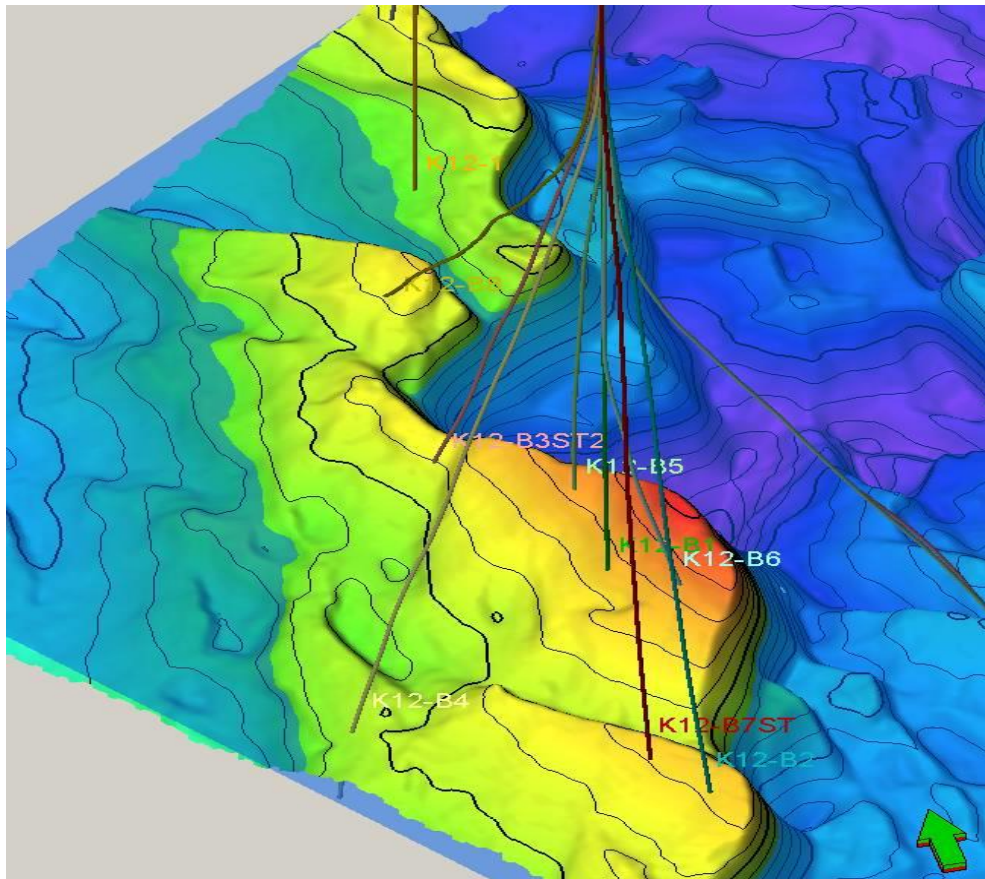
GPS Staartboei voor gebiedsbepaling



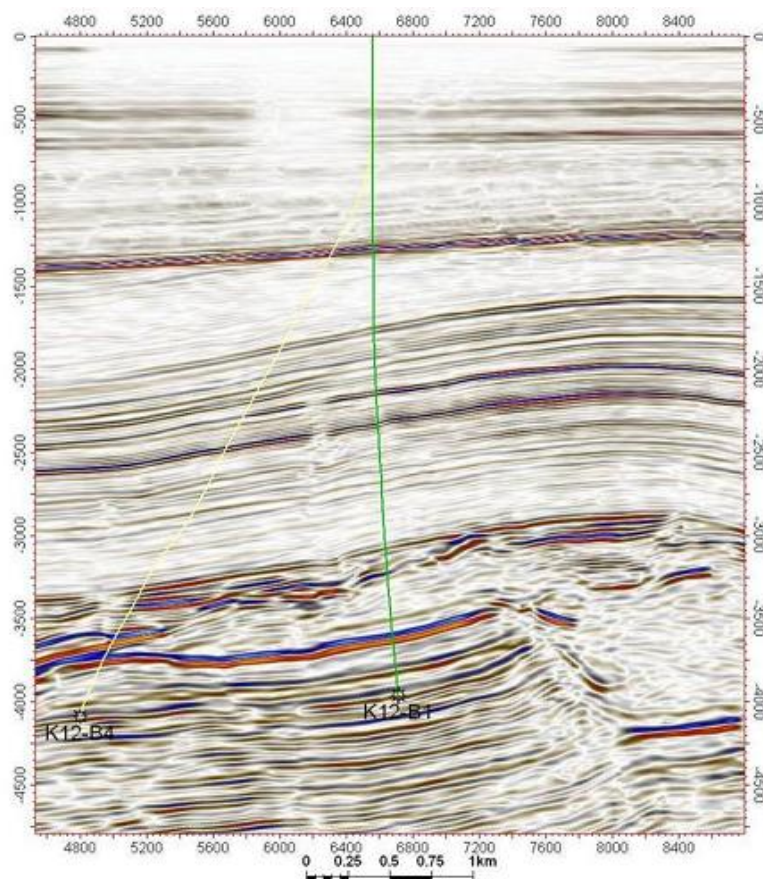
Airguns in serie



Seismische dieptekaart van de top Rotliegendes met contourlijnen toont een deel van het K12-B veld



Een 2-dimensionale seismische weergave van de bodemstructuren in het betrokken gebied



5. Exploratieboringen

5.1 Geschiedenis

De smid en ex-zoutboorder William A. Smith startte in 1859, samen met zijn twee zonen, een boorbedrijf. Op zaterdag 27 augustus 1859 boorden zij in de Amerikaanse staat Pennsylvania, op een diepte van 21 meter, de eerste olie aan. Deze datum wordt nu nog steeds beschouwd als de start van de aardolie-economie. De geschiedenis van de boortoren gaat nog verder terug. Volgens Chinese geschriften waren, in de vroege Han-dynastie (200 v. Chr.), in de provincie Szechuan voor de winning van zout al diepe boringen verricht. Daarbij werd als nevenproduct aardolie en aardgas gewonnen. Het gas werd via pijpleidingen van bamboe getransporteerd. In de tweede eeuw voor Christus bereikten de Chinezen op deze manier diepten van 666 meter. Na de eerste olievondst werden in de Verenigde Staten steeds betere winning technieken ontwikkeld en toegepast. Omstreeks 1930 werd dan ook op veel plaatsen al massaal olie gewonnen, zoals bovenstaande foto uit Los Angeles City laat zien.



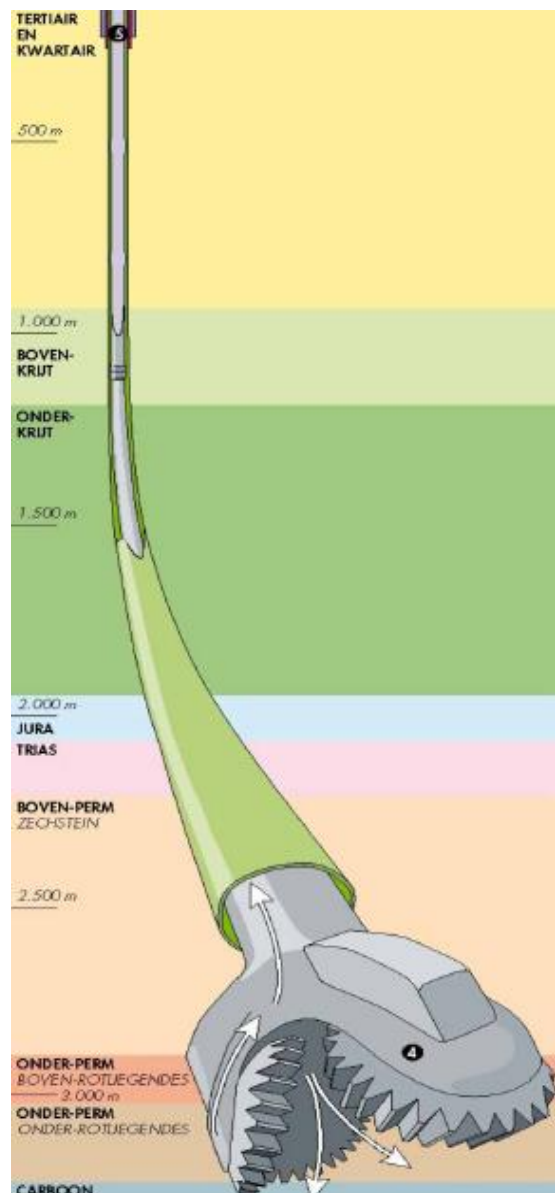
5.2 Exploratieboring

Alleen een exploratieboring door het verleden van de aarde (R) kan een vermoeden van de aanwezigheid van olie of gas bevestigen. Het doel van zo'n boring is het verzamelen en interpreteren van geologische en chemische gegevens om later eventuele aanwezige winbare olie of aardgas efficiënt te kunnen exploiteren. Het besluit om op een bepaalde locatie te boren, wordt genomen op basis van bestudering van de resultaten van de geologische exploratie. Als dat seismisch onderzoek wijst op een gesteentestructuur, dan zal dit de exploitant aanzetten tot het aanvragen van een opsporingsvergunning.

Offshore exploratie en productie boringen voor olie begon in Californië o.a bij de kust van Summerfield, net ten zuiden van Santa Barbara in 1896. Lange smalle houten pieren met een lengte van wel 450 meter.



1891 Grand lake St. Mary's Ohio VS



Bij de allereerste exploratieboring offshore werden betrekkelijk eenvoudige onshore-technieken toegepast, die ook waren gebruikt in moerassen, rivierdelta's en meren. De eerste boring in de Golf van Mexico werd in 1937. uitgevoerd door Pure Oil Company in de Golf van Mexico. Hiervoor was eerst vanaf het vaste land een 1,5 kilometer lange, houten brug aangelegd. Tegenwoordig maakt men gebruik van modernere technieken, zoals rechter foto te zien de Noble Ronald Hoope aan het werk bij het K12-D platform van GDF Suez E&P Nederland B.V.

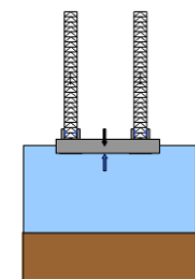


De maximale waterdiepte in het noordelijke deel van de Noordzee is 94 meter. In het gebied ten zuiden van de Doggersbank (E-blok), waar GDF SUEZ E&P Nederland opereert, bedraagt de waterdiepte gemiddeld 35 meter. Offshore worden zelfheffende booreilanden (jack-up rigs) gebruikt. Deze kunnen in waterdiepten tot maximaal 50 meter werken.

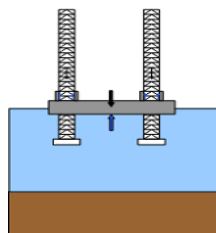
5.3 Positioneren jack-up rigs

In het zuidelijke deel van de Noordzee worden zelf heffende booreilanden (jack-up rigs) ingezet. Om op hun exacte plaats te komen, worden sleepboten gebruikt en GPS. De maximale afwijking bij het positioneren op de zeebodem mag 10 meter bedragen. Als er nog geen gegevens van de zeebodem bekend zijn op de positie waar het rig wordt geplaatst, zal eerst de stabiliteit van de zeebodem worden onderzocht door seismisch onderzoek ter plaatse of een grondboring. Indien er later sprake is van een bewezen gas- of olie voorraad en economisch winbaar, zullen de gegevens van de zeebodem ook worden gebruikt voor de te plaatsen jacket van het productie platform en sterkte berekeningen van de stalen heipalen die in de zeebodem zullen worden geslagen (zie pagina 34, 35).

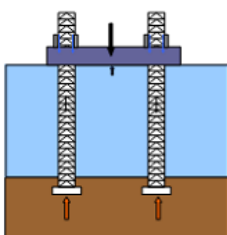
De basis van elke poot is uitgerust met een "Spud Can" voor de spreiding van het gewicht op de zeebodem en over penetratie in de zeebodem te voorkomen. Een jack-up rig wordt met zijn poten op de zeebodem geplaatst en kan meerdere meters met de zogenaamde "Spud Cans" in de zeebodem zakken (zie illustraties) door het gewicht. Vervolgens vindt ballasten plaats. Door het volpompen van meerdere tanks in de romp zal het gewicht nog verder toenemen en de poten in de zeebodem zakken, tot er voldoende stabiliteit is bereikt, vervolgens zullen de tanks weer worden leeggepompt. De romp heft zich vervolgens langs de poten omhoog (zie volgende pagina). Indien de boortoren van een booreiland boven een productieplatform moet worden gepositioneerd, worden eerst met behulp van lasers ankers uitgezet om goed te kunnen manoeuvreren. Eenmaal in de juiste positie worden de ankers binnengehaald om scheepvaartverkeer weer mogelijk te maken. Vervolgens wordt de boorvloer, ook wel cantilever genoemd, naar buiten geschoven.



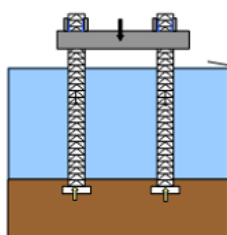
1. Op de bestemming aangekomen.



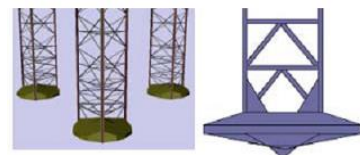
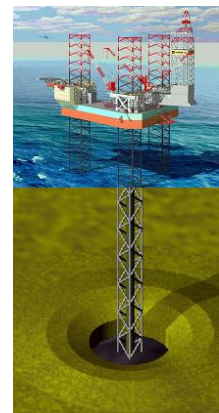
2. Laten zakken van de poten



3. Ballasten



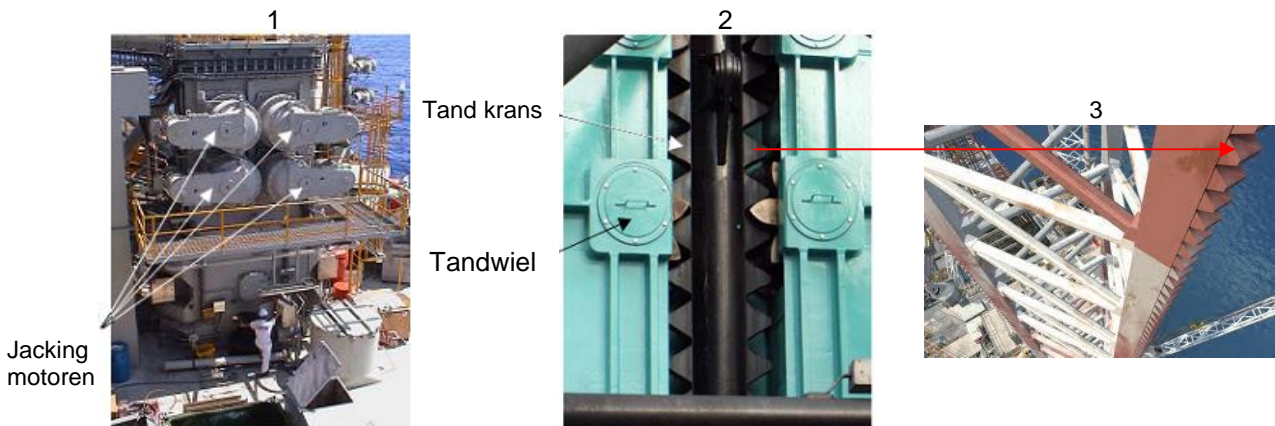
4. Romp op hoogte



Spud cans

Indien het werk is voltooid wordt de boortoren weer naar binnen geschoven. De romp zal langs de poten zakken en eenmaal op het water zullen de poten volledig naar boven worden getrokken. Slepers brengen het booreiland naar de volgende locatie.

De verplaatsing van de romp langs de poten is mogelijk doordat er grote motoren (1) uitgerust zijn met tandwielen (2) die ingrijpen in de tandkransen die op de hoeken van de poten zijn gemonteerd (2+3).

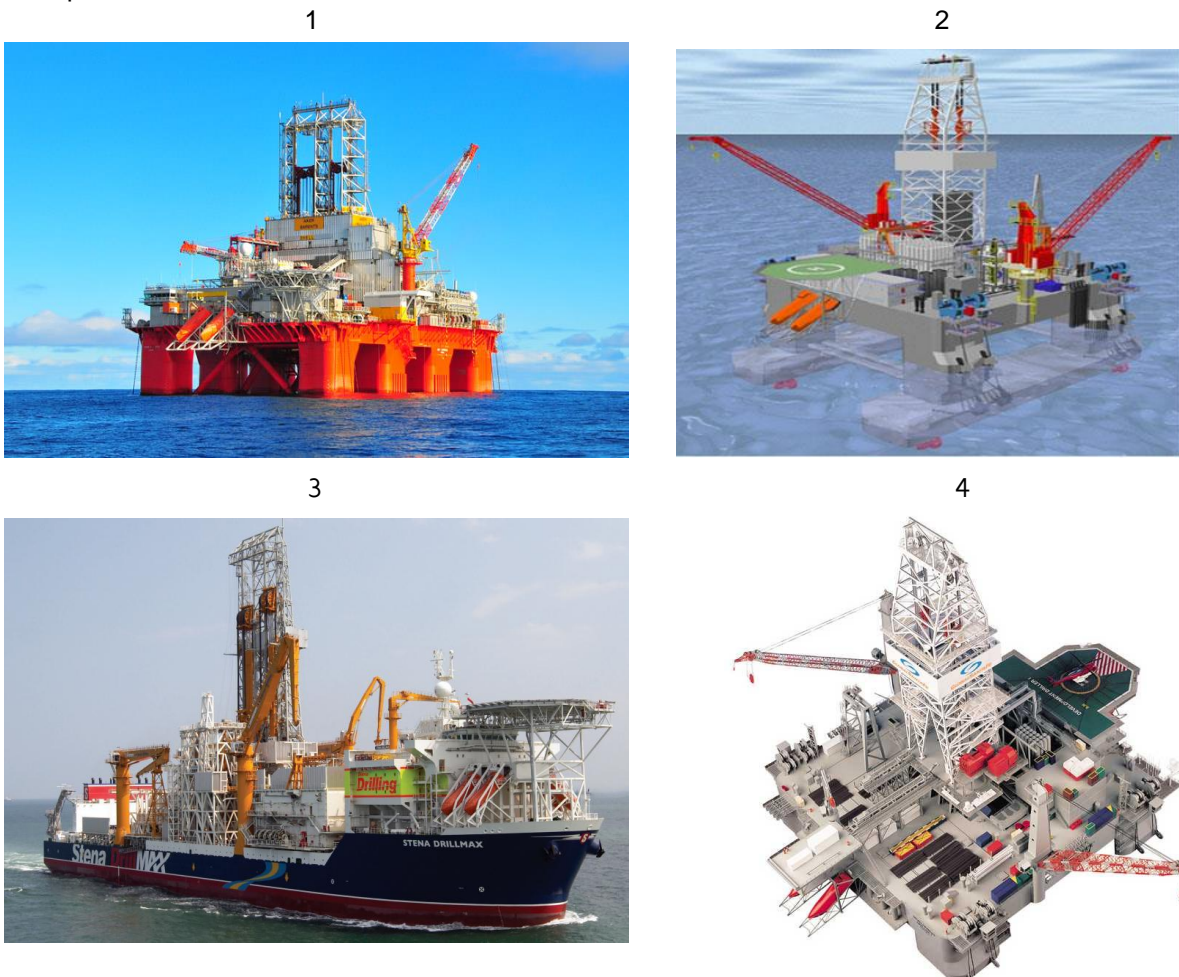


5.4 Semi-submersible booreilanden en boorschepen

Omdat jack-up rigs niet in diepere wateren kunnen werken, zijn semi-submersible booreilanden (foto 1 en 2) en boorschepen zoals de Stena Drillmax (foto 3) ontworpen en gebouwd. Laatstgenoemde schepen kunnen eventueel ook voor wetenschappelijk onderzoek worden ingezet. Deze moderne units kunnen boren in ruim 3500 meter waterdiepte en zijn uitgerust met het Dynamic Positioning systeem (zie volgende pagina). Op afbeelding 2 is te zien dat bij semi-submersible booreilanden grote drijvers zich onder water bevinden.

Een bovenaanzicht van een semi-submersible ziet u rechts onder.

Om nauwkeurig op hun plek te blijven, zijn veel **oudere** semisubs zonder Dynamic Positioning uitgerust met massieve ankers. Vaak tien stuks van elk 15 ton of een mix van 12, 15 en 18 ton. Al deze booreilanden beschikken over installaties om deze ankers zelf te spannen. Zij kunnen boren in slechts maximaal 400 meter diepe water.



5.5 Dynamic positioning

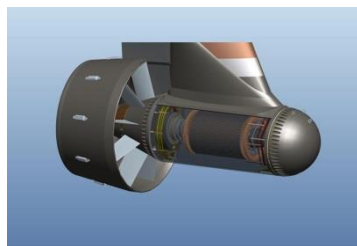
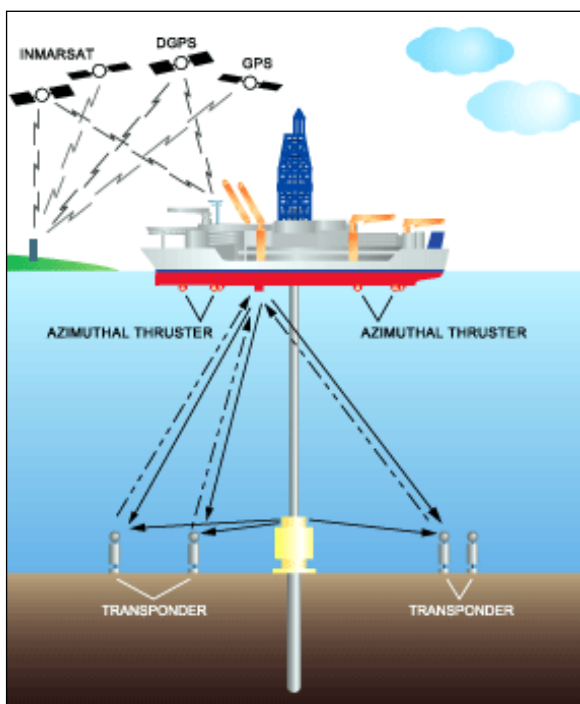
Vanwege de beperkingen die de ankersystemen geven bij het werken in grotere diepten, worden units gebouwd die boringen kunnen verrichten tot een waterdiepte van meer dan 3.000 meter. Deze units zijn uitgerust met een zogeheten Dynamic Positioning (DP) systeem. Hiermee worden drijvende booreilanden nauwkeurig op hun plek gehouden en kan zonder ankers ook als de weersomstandigheden slecht zijn worden doorgewater. De bevoorradingschepen die wij inzetten zijn ook uitgerust met DP.

Geschiedenis

Dynamic positioning is in de jaren 60 ontstaan in de offshore boring. Doordat de boringen naar dieper water verschoof, werd het niet meer mogelijk om hefeilanden (jack-ups) te gebruiken en werd ankeren economisch en technisch ongunstig.

Dynamic Positioning (DP, dynamische positionering) is een systeem dat automatisch de positie en koers van een vaartuig constant houdt door gebruik te maken van de eigen schroeven die door computers worden aangestuurd. Werkzaamheden op zee die anders niet mogelijk zouden zijn, doordat er bijvoorbeeld niet geankerd kan worden door obstakels op de zeebodem (pijpleidingen of andere structuren), of door een te grote waterdiepte, zijn door dynamic positioning wel uit te voeren.

Dynamic positioning kan absoluut zijn, waarbij een positie ten opzichte van de zeebodem wordt vastgehouden, of relatief, waarbij een bewegend object, zoals een andere schip, een ROV (op afstand bestuurd mini onderzeeër) of een drijvend platform wordt gevolgd. Ook kan een koers ten opzichte van wind en stroming worden vastgehouden waarbij het benodigde vermogen om op positie te blijven minimaal is. Het is tegenwoordig ook mogelijk om niet alleen exact op positie te blijven liggen, maar ook een nauwkeurige route te varen, wat onder andere gebruikt wordt door pijpenleggers, kabelleggers en survey schepen.

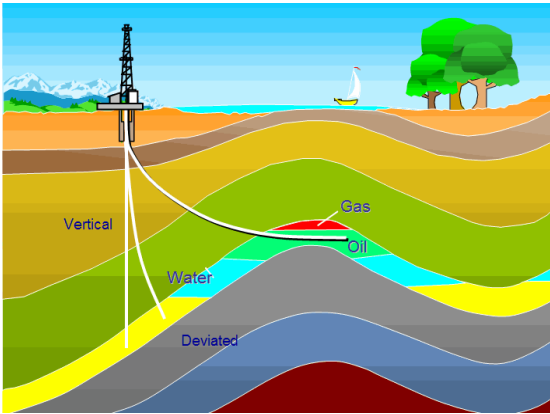


6. De boring

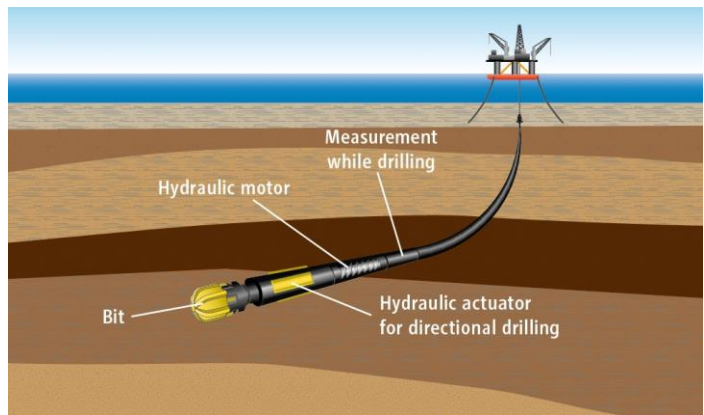
6.1 Inleiding

De boortoren (derrick) dient om met de boorstangen (drill string) te kunnen boren en om de verbuizingen (casings) te plaatsen (zie pagina 28 en 29) die het boorgat afsluiten van het omringende gesteente. Een put bestaat uit een serie buizen die naar beneden steeds smaller worden. Het stuk buis dat zich in de gashoudende laag bevindt, wordt geperforeerd (zie perforeren pagina 30). Een put hoeft ook niet recht naar beneden te lopen. Bij een gasveld diepte van 3.000 tot 5.000 meter kan het geperforeerde gedeelte, waar het gas de put instroomt, wel een aantal kilometers naast de plaats van het booreiland liggen ook wel gedeveerd boren genoemd (1). Tegenwoordig kan het laatste gedeelte zelfs horizontaal geboord (1+2). Voor genoemde boortechnieken worden speciale boorgereedschappen gebruikt.

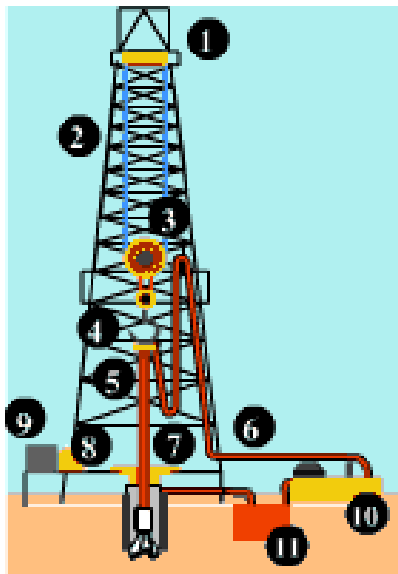
1



2



Boortoren



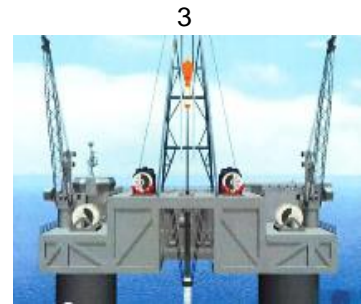
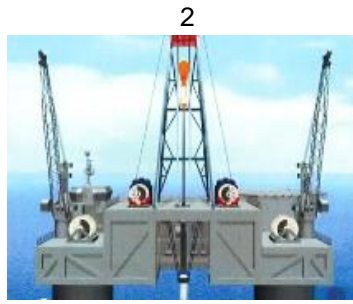
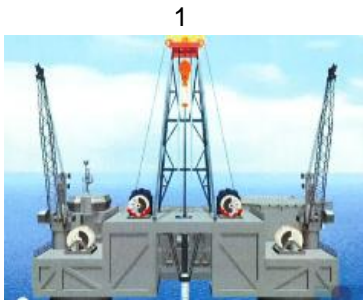
Boortoren (Derrick)

Een boortoren bestaat uit een aantal onderdelen. Van boven naar beneden:

1. Top schijven (**crown block**) voor de kabel overbrenging tussen drawworks en travelling block;
2. Boortoren (**derrick**);
3. Hijsblok (**travelling block**) verbonden via kabel aan crown block en kabeltrommel (**drawworks**);
4. Aandrijving boorstang (**top drive**), deze hangt aan het travelling block;
5. Boorstangen (**drill string**) met eventuele **stabilizers** etc, en boorbeitel (**Drill bit**);
6. Boorspoeling toevoer (**mud line**) naar topdrive, boorstangen en boorbeitel;
7. Boorvloer (**drill floor**) waardoor de boorstangen en boorbeitel op en neer kunnen gaan. Onder de boorvloer bevinden zich de BOP's (**Blow Out Preventers**);
8. Controle kamer (**dog house**) van de operator (**driller**);
9. Aandrijving (**Drawworks**) voor het op en neer bewegen van het boorgereedschap;
10. Boorspoeling voorraad tanks en mudpompen (**mud tanks and pumps**);
11. Tank om boorspoeling op te vangen die terug komt vanuit het boorgat.

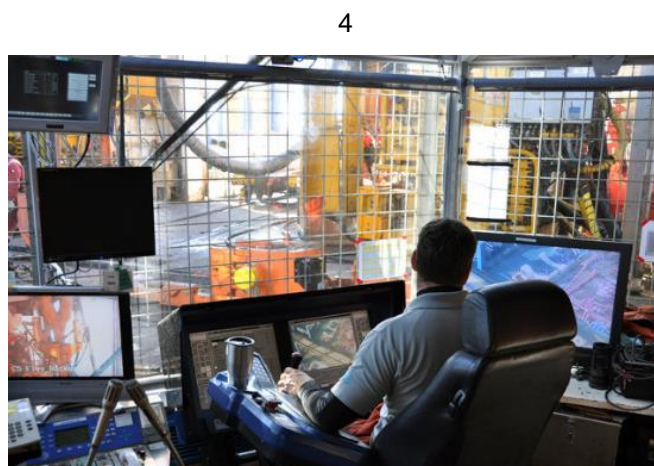
6.2 Drill string compensators

Bij de semi-submersible booreilanden en boorschepen is er sprake van verticale bewegingen veroorzaakt door golf bewegingen. Om de gehele boorstang met de boor in positie te houden worden "Heave Compensators" gebruikt die de verticale bewegingen van boorstang en boorbeitel tot een uiterst minimum beperken. Deze voorkomen dat enorme krachten op de boorstang en boorbeitel komen, of dat de beitel (deels) uit het boorgat wordt getrokken. Bij de omhooggaande beweging van het schip of semi-submersible blijft daardoor de boorstang met boorbeitel nagenoeg in dezelfde positie (foto 1, 2, 3 van L naar R). Op foto 4 en 5 illustraties van de "Stena drillmax" een modern boorschip uitgerust met een dubbele boortoren ook wel twin mast genoemd of "dual hoisting and drilling tower" (4) met compensators (5).



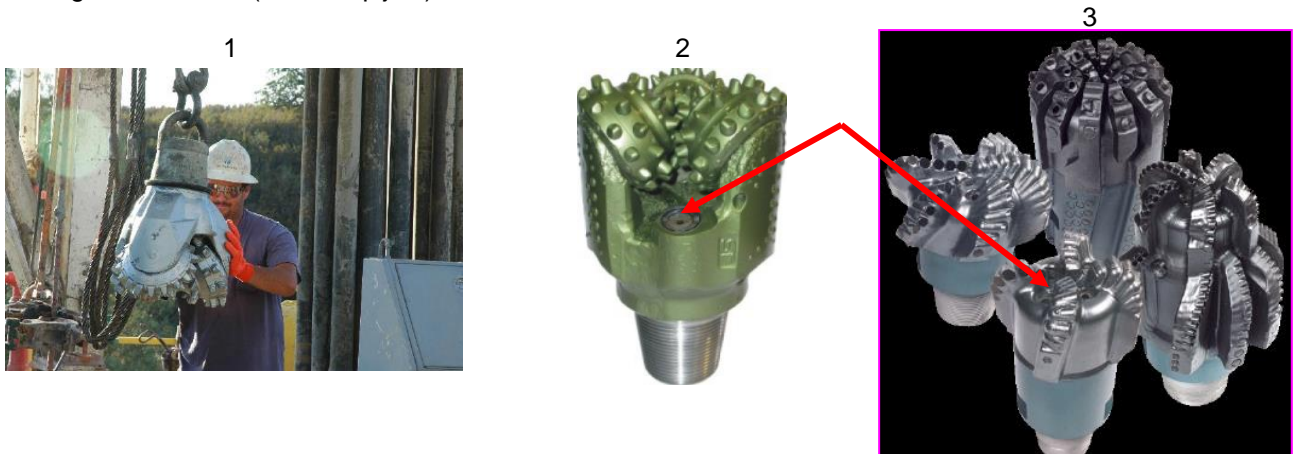
6.3 Top drive

De boring is gebaseerd op het laten draaien van boorpijpen met aan de onderzijde een boorbeitel die zich door de draaiende beweging en haar gewicht door de aardlagen verplaatst. De aandrijving van het geheel wordt verzorgd door de top drive (1) die in de boortoren (2) aan het traveling block hangt (3). De top drive wordt hydraulisch aangedreven. De boorstang verplaatst zich door het gat in de boor vloer, mouse hole (muisgat) genoemd. De boor operator heeft vanuit zijn controlekamer, doghouse genoemd het overzicht (4).



6.4 Boorbeitels

De boorbeitel is een stuk gereedschap dat het eigenlijke werk doet. Door rotatie van drill string met beitel en het daarbij behorende gewicht, verplaatst de beitel zich door de aardlagen. Er zijn vele soorten beitels verkrijgbaar, met elk hun eigen specificaties. Bijvoorbeeld om te boren door harde of zachte aardlagen. In beginsel hebben alle beitels hetzelfde doel: het aanboren van een olie- of aardgashoudende formatie. Onderstaande afbeeldingen tonen slechts een zeer klein aantal verschillende typen. Beitels kunnen zeer groot van formaat zijn (foto 1). Op foto 2 en 3 zijn een aantal openingen te zien waardoor de boerspoeiing (mud) uitstroomt voor o.a. de verwijdering van boorgruis, het in stand houden van statische druk, smering en koeling van de beitel (zie rode pijlen).



6.5 Boorpijpen en drill collars

De drill string brengt de draaiende beweging over op de boorbeitel. Drill collars zijn dikwandige boorpijpen die vlak boven de beitel aan de boorpijpen zijn geschroefd. Zij zorgen voor extra gewicht, waardoor de beitel door het gesteente dringt. Tevens zorgen de drill collars ervoor dat er een trekspanning op de boorpijpen heerst, zodat zij niet door hun eigen gewicht knikken.

Drill collars



Boorpijpen



6.6 Stabilisatoren

Op bepaalde plaatsen in de serie drill collars worden stabilisatoren aangebracht. Deze passen precies bij de diameter van het boorgat of kunnen, door de druk van de mud, in diameter worden aangepast. De stabilisatoren moeten:

- de drill collar centrisch houden;
- het ontzetten of verbuigen van de drill collars verminderen;
- een hoger gewicht op de beitel toelaten;
- de levensduur van de beitel verhogen;
- het kleven van de drill string tegen de wand voorkomen.

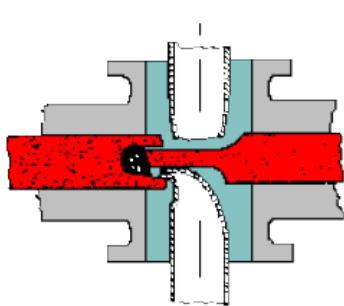


Een illustratie hoe het vanuit de top van een derrick er uit kan zien

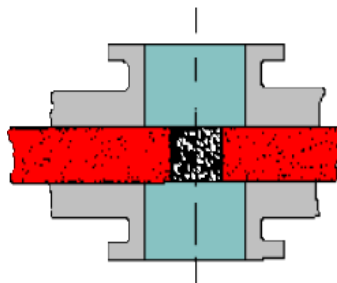


6.7 Blow out preventers

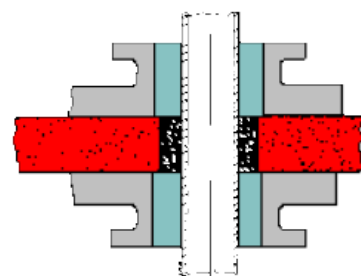
De eerste verdedigingslijn tegen de effecten van een onverwachte hoge formatiedruk is de boorspoeling. De tweede verdedigingslijn wordt gevormd door blow-out preventers (BOP's). Deze worden onder de boorvloer gemonteerd aan de bovenkant van de casing. Dit wordt een stack genoemd en bestaat uit meerdere BOP's van de volgende types:



Shear rams



Blind rams



Pipe rams

Shear rams

Deze zijn voorzien van wiggen (een soort beitel) en snijden dwars door de boorpijp. In combinatie met de rubberen voeringen dichtten ze vervolgens af.

Blind rams

De rubberen voeringen hebben geen inkepingen, maar een platte voorkant. Hierdoor kunnen ze een leeg gat afsluiten.

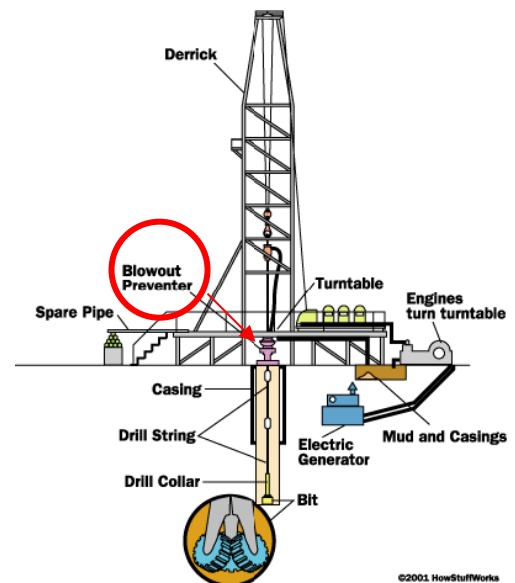
Pipe rams

Deze bestaan uit een paar hydraulische rams met rubberen voeringen die elk een inkeping van een halve cirkel hebben. Wanneer de rams in werking worden gesteld, passen ze precies rond de boorpijpen en sluiten de rubberen voeringen de annulus (casing) af.

Opgebouwde BOP stack

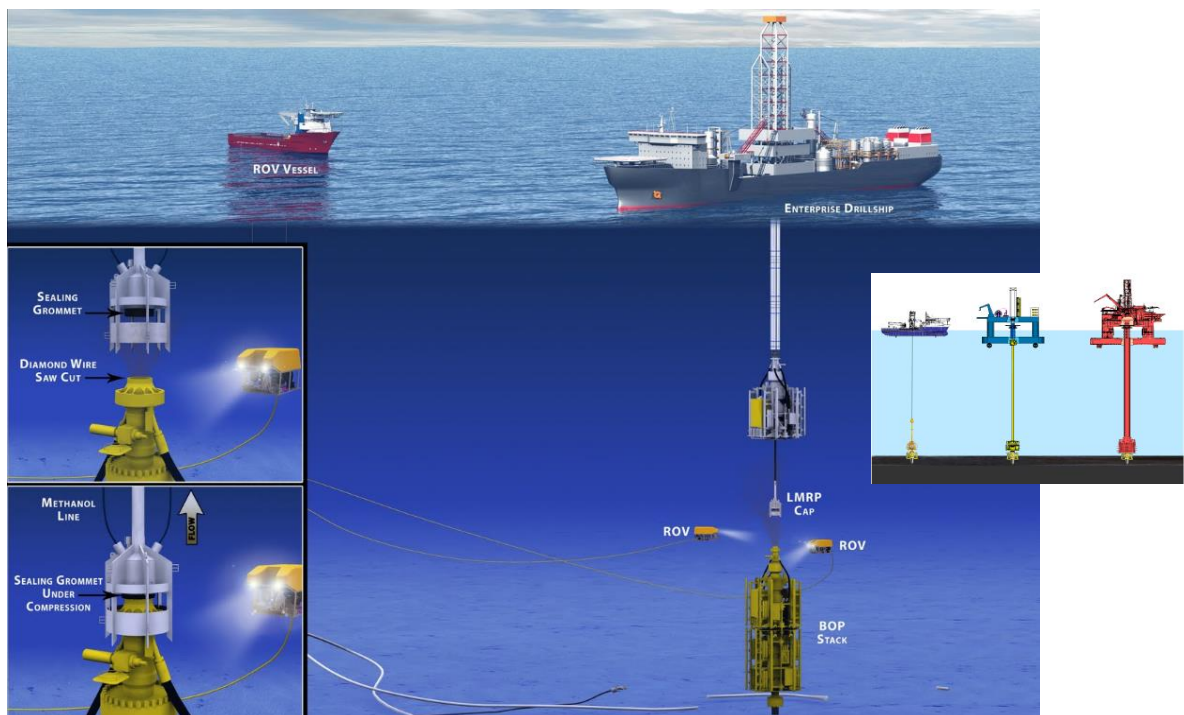


Annular preventer



©2001 HowStuffWorks

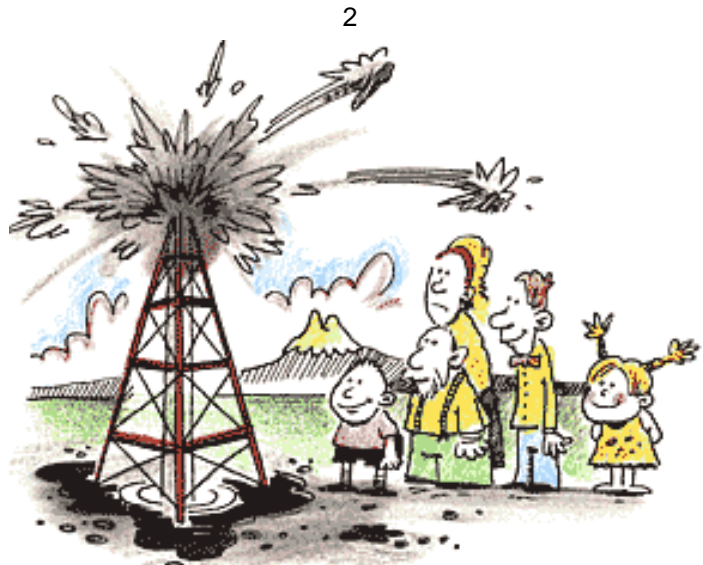
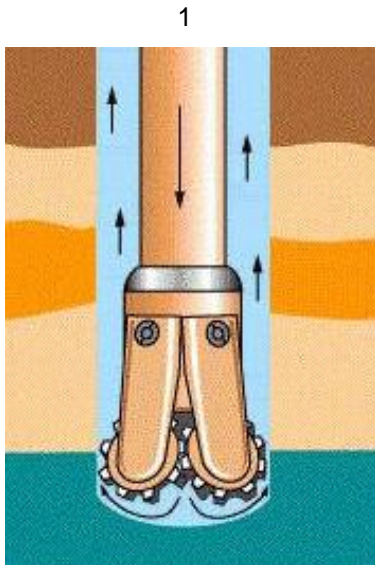
Een ander type BOP is de bag type preventer, ook wel annular preventer genoemd. Deze bevindt zich in de top van de stack. Het is een rubberen afdichting die wordt gebruikt rond de drill string, ongeacht de diameter. Verder kan deze bag type preventer ook afdichten als zich geen drill string in het gat bevindt. Bij diepzee boringen staat de BOP niet onder de boorvloer maar op de zeebodem zoals op onderstaande illustratie wordt weergegeven.



6.8 Boerspoeeling

Door middel van een pomp wordt de boerspoeeling (mud) in de holle drill string naar de beitel gepompt. Bij het verlaten van de beitel verplaatst de mud zich weer omhoog tussen de wand van het boorgat en de buitenkant van de drill string. Het neemt hierbij het boorgruis mee naar boven (afbeelding 1). De mud die terugkeert wordt in zogeheten shakers opgevangen en gefilterd en vervolgens hergebruikt.

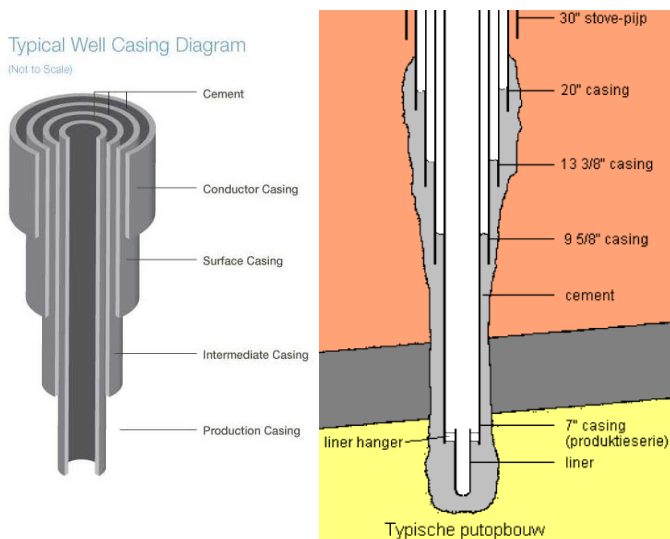
Boerspoeeling bestaat vaak uit een colloïdale suspensie van bentonietklei in water, waaraan chemicaliën zijn toegevoegd om het gewicht en viscositeit te beïnvloeden. Doordat de drill string en de annulaire ruimte gevuld zijn met boerspoeeling (afbeelding 1), is sprake van een statische druk die voorkomt dat de formatiedruk ongecontroleerd naar boven komt. Is dit niet het geval, dan kan dit leiden tot het ongecontroleerd uitstromen van gas en/of olie, wat een blow out wordt genoemd (afbeelding 2).



6.9 Casings (verbuizings pijpen)

30" wordt gebruikt wanneer de structuur aan de oppervlakte het niet toestaat om te boren omdat anders de wand van het gat zou instorten. Bij offshore boringen hebben we te maken met zeewater en modderige bodem en wordt de conductor met een speciale installatie de grond in geheid.

Zoals op de onderstaande tekening is te zien, bestaat de verdere opbouw van een put veelal uit een 20", een 13 3/8", een 9 5/8" en een 7" casing. De laatste wordt ook wel een productie casing genoemd. Afwijkingen in bovengenoemde opbouw zijn mogelijk. In de 7" casing wordt later de zogenaamde productietubing (leiding) aangebracht. Hierbij wordt de afdichting tussen de 7" casing en de tubing verkregen door het plaatsen van één of meerdere zogeheten packers.



Packer

Op onderstaande animatiefoto is te zien hoe het gas door de perforatie's van de 7" casing binnenstroomt en door de afdichting van de packer niet verder omhoog kan. Het vervolgt zijn weg door de tubing string.



6.10 Liners

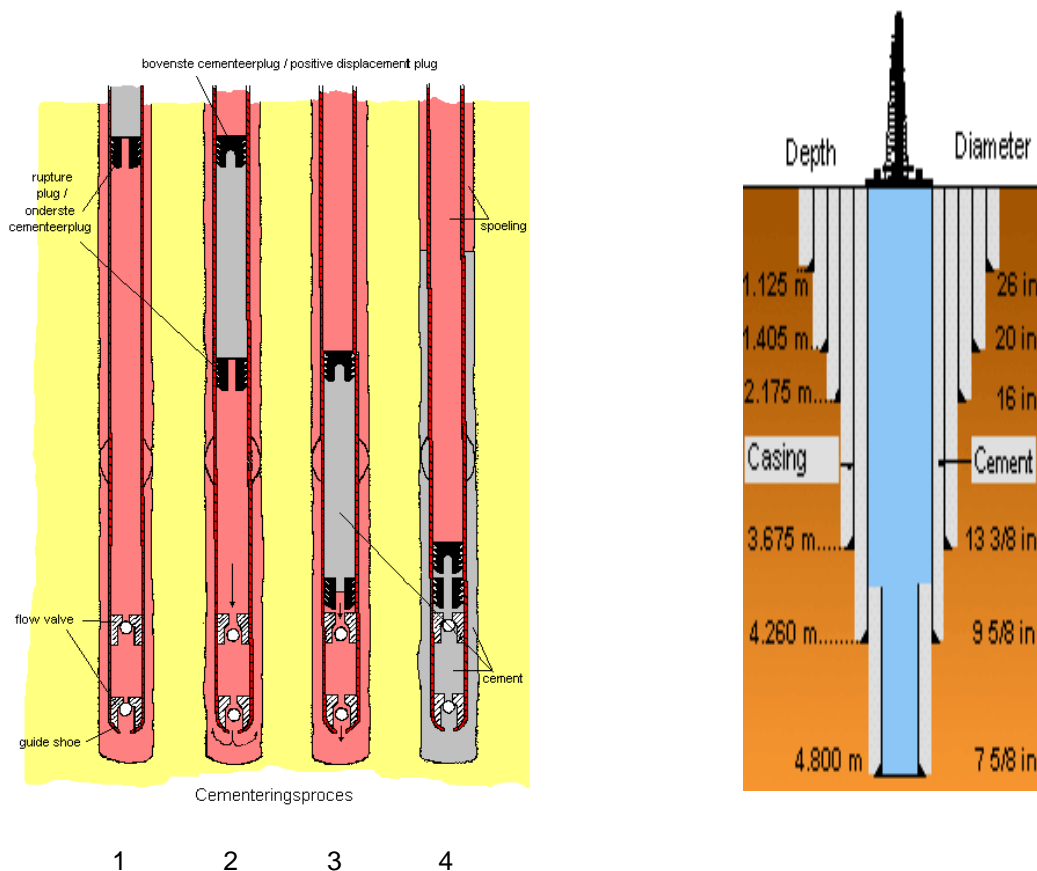
De productiepijp kan eventueel met een liner worden verlengd. Liners worden om technische redenen gebruikt bij het boren. Bijvoorbeeld bij het doorboren van een formatie met onderlinge drukverschillen en/of verschil in samenstelling. Meestal betreft het productietechnische redenen.

6.11 Cementeren

De belangrijke functies van cementeren zijn:

- isoleert de producerende formatie van de annulus;
- verhindert dat vloeistoffen en gassen migreren naar andere formaties;
- ondersteunt de casing door voor een sterke verbinding met het gesteente te zorgen;
- beschermt de buitenwand van de casing tegen corrosie, veroorzaakt door water en andere bestanddelen uit de formatie.

Voor het volledig cementeren van een put wordt tussen de 300 en 400 ton vloeibare cement gebruikt.



Bij het cementeren wordt de cement door de binnenzijde van de casing naar beneden gepompt en vervolgens via de buitenzijde naar boven geperst. Aan de buitenzijde van de casing zijn zogeheten centralizers gemonteerd om de casing in het midden van het boorgat te houden.

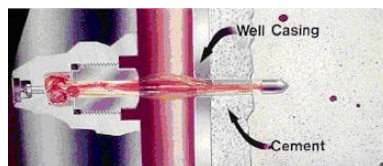
Aan de voet van de casing is een casing shoe aangebracht, die een terugslagklep bevat. Achter de onderste cementeerplug wordt de cement slurry gepompt (1). Nadat de berekende hoeveelheid cement is ingepompt, wordt de bovenste cementeerplug aangebracht (2). De kolom cement die door de pluggen van de spoeling is gescheiden, wordt door pompen met spoeling naar de bodem van het gat gepompt (3). De pompdruk die kracht op de bovenste plug blijft uitoefenen, forceert het cement door de terugslagklep en de casing shoe en langs de buitenzijde van de annulus omhoog (4). Het cement verhardt en vervolgens worden de bovenste en onderste cementeerpluggen en de verharde cement in de bodem uitgeboord. De put is gereed om met een kleinere buitendiameter te worden geboord.

6.12 Perforeren

Wanneer de put zowel onder- als bovengronds gereed is, kunnen de perforatiewerkzaamheden beginnen. De productie casing is op dat moment nog geïsoleerd. De casing, met aan de buitenzijde het cement, zal op reservoirdiepte geperforeerd moeten worden om het toestromen van het gas in de put mogelijk te maken. Er worden met explosieven gaten geschoten in de wand van de stalen 7" casing, dwars door het cement en vervolgens in het reservoirsteente.

Reverse perforation

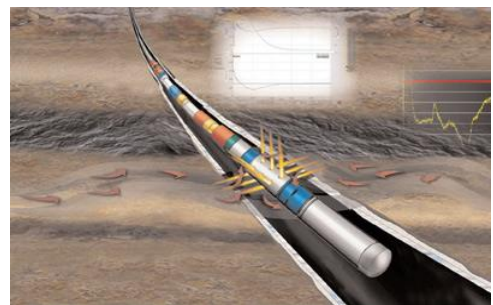
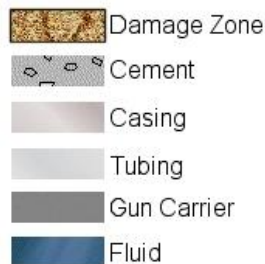
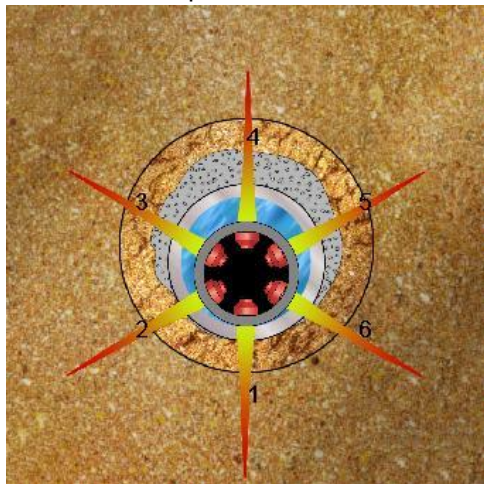
Bij reverse perforation wordt gebruik gemaakt van een gun met een serie explosieve ladingen in hulzen. Bij de boring gebruikt men veelal een tubing mounted perforator (onderaan de gasbuis gemonteerde perforator). Dat wil zeggen dat voorafgaand aan het inlaten van de tubing de gun met explosieve ladingen onderaan de tubing is gemonteerd. Eenmaal geheel ingelaten wordt de packer 'gezet'. De boorspoeling wordt deels verplaatst om de hydrostatische druk lager te laten worden dan de reservoirdruk. Nadat geschoten is, gaat de put meteen produceren. De vloeistof wordt er via een flairboom uit geproduceerd. De sleeve onderaan de tubing wordt geactiveerd, waardoor de afgeschoten gun in de put valt en op de bodem ervan blijft liggen.



Positive pressure perforation

De spoeling in de put heeft overdruk ten opzichte van de reservoirdruk. Dit wordt positive pressure perforation genoemd. Hierbij wordt de perforatiegun met wireline (draad) in de put gebracht. De gun moet door de tubing omhoog en omlaag kunnen. Na perforatie wordt de spoeling lichter gemaakt en zal de put dan pas gaan produceren.

Gun Base Completion: 4-5/8" Millennium



Schoon produceren

Het doel van schoon produceren (zie foto onder) is de in de put aanwezige vloeistoffen en vaste deeltjes ten gevolge van de boring te verwijderen. Vervolgens worden tests uitgevoerd om de productiecapaciteit, drukken en temperaturen te bepalen.

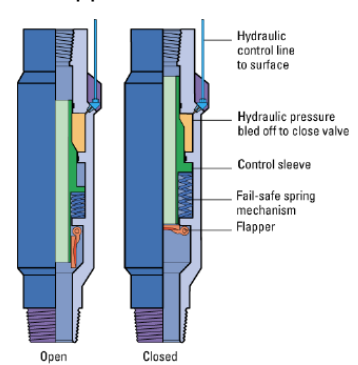


Ondergrondse veiligheidskleppen

Om veiligheidsredenen wordt op ca. 150 meter diepte in de productietubing (leiding) een veiligheidsklep ingebouwd. Deze klep wordt meestal hydraulisch open gestuurd. Als bij problemen de hydraulische druk wegvalt, sluit de veiligheidsklep zich en gaat de gastoevoer naar boven dicht.

Er zijn verschillende klepuitvoeringen, waaronder ball valves of flapper valves, tubing mounted of valves verwijderbaar met wireline (zie pagina 57). Ook zijn er velocity valves die vanzelf sluiten als gasstroom te hoog wordt.

Flapper valve



6.13 Putstimulatie

Stimulatie

Stimulatie kan worden toegepast voordat de put in productie wordt genomen of nadat deze enige tijd heeft geproduceerd. Ook wanneer er sprake is van een verlaagde permeabiliteit in het reservoirgesteente en dus van verlaagde productie. Dit kan worden veroorzaakt door:

- dichtslibben van de poriën met fijne deeltjes die tijdens het produceren zijn meegevoerd;
- een lage natuurlijke permeabiliteit door fijngepakte zanddeeltjes of zoutkristallen.

De productie kan mogelijk worden verbeterd door acidizing of fracturing.



Acidizing

Hierbij wordt een zuur via de put onder hoge druk in het reservoirgesteente gepompt. Aan het zuur worden chemicaliën toegevoegd als:

- surfactants die de oppervlakte van de korrels met een laagje overdekken, waardoor de vloeistof beter in de formatie kan doordringen;
- retarders die er voor zorgen dat het zuur niet direct in de omgeving van de put werkzaam wordt;
- mud acid dat wordt gebruikt voor het oplossen van kleideeltjes van de boorspoeling die in de formatie zijn doorgedrongen.

Vervolgens laat men de vloeistof weer uit de put naar boven komen.

Fracturing

Onder hoge druk wordt een mix van vloeistof en minuscule kleine zandkorrels, glazen of kunststoffen bolletjes in de put gepompt. Deze mix zal het gesteente breken. Alle zandkorrels of bolletjes hebben dezelfde grootte ofwel diameter en blijven in de breuk liggen. Het reservoirgesteente blijft op die plaatsen dus iets geopend, waardoor een betere permeabiliteit mogelijk is.

6.14 Overgang van exploratie naar productiefase

Wanneer de exploratieboring winbare olie- of gasvoorraden heeft aangetoond, worden dikwijls meerdere productieputten geboord. Bij zeer grote winbare reserves gebeurt dit vaak vanaf het productieplatform, dat vooraf ontworpen en geplaatst is. GDF SUEZ E&P Nederland boort de exploratieput dusdanig dat deze in een later stadium ook als productieput kan worden gebruikt. Hierna volgt het putkillen of tijdelijk uit bedrijf nemen. Daarbij worden alle delen tussen mud line en de boorvloer verwijderd en vervolgens de put afgesloten. Daarna kan de boorinstallatie de locatie verlaten

Voorbeeld van een puttendek

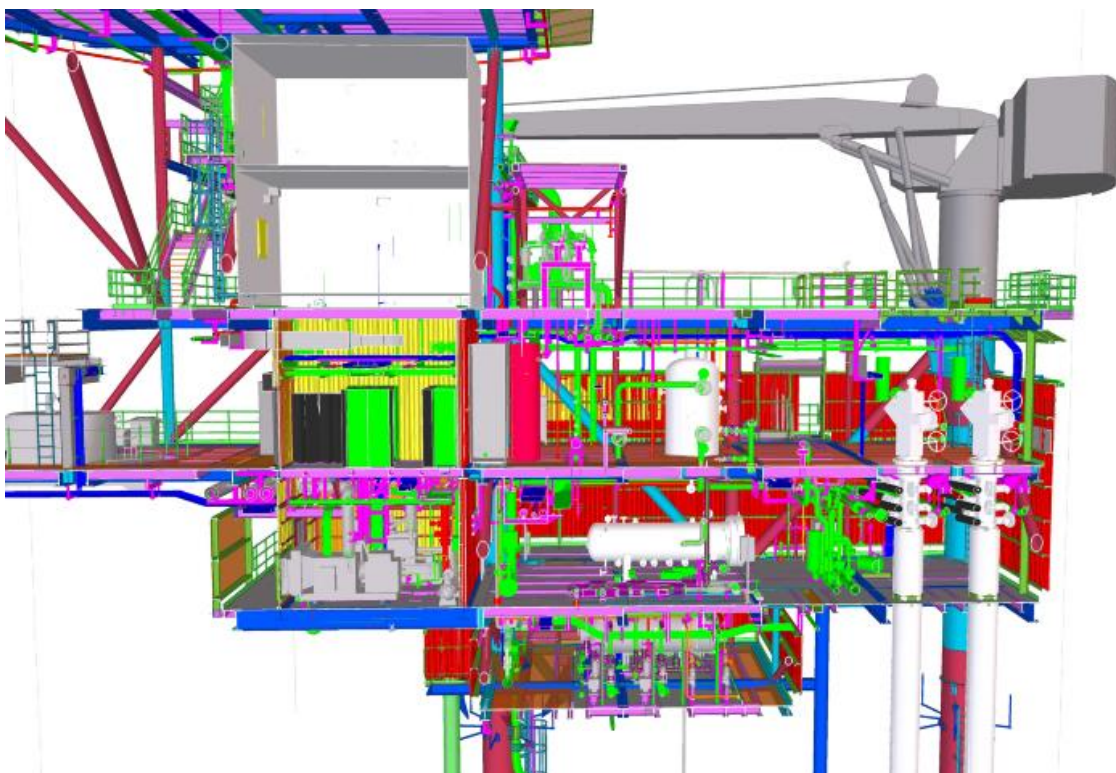
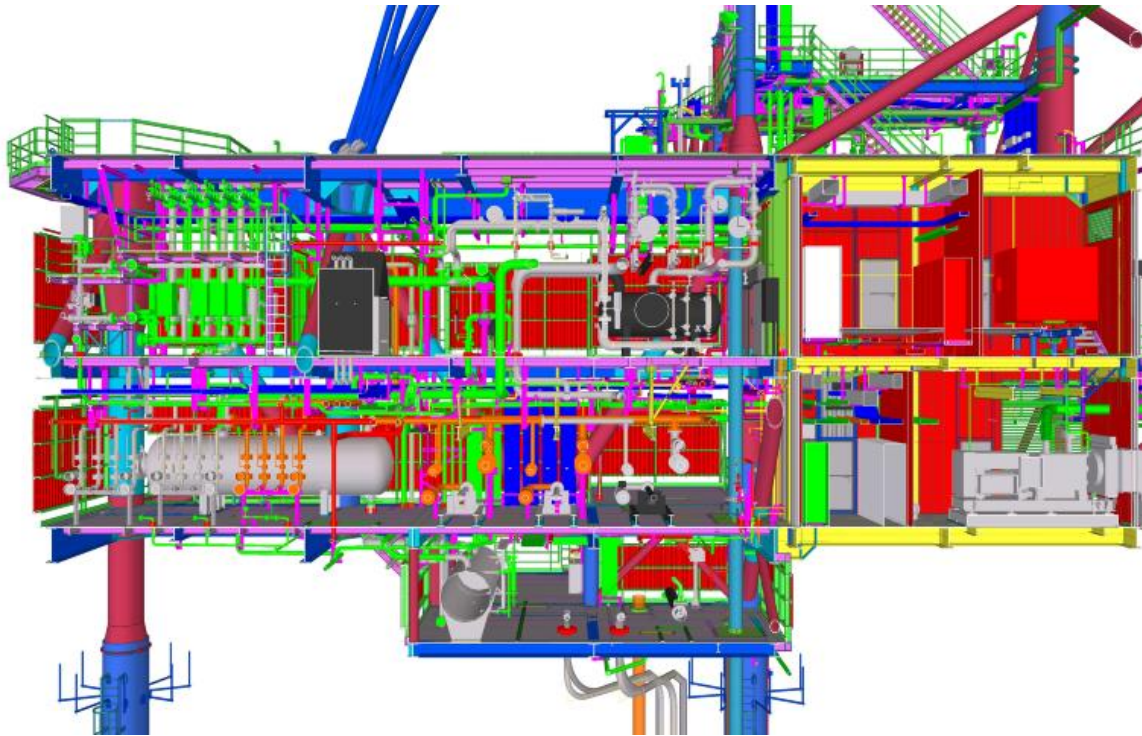


7. Ontwerp, bouw en installatie

Dit hoofdstuk behandelt het ontwerpen, bouwen en installeren van platformen (jackets en topsites) en pijpleidingen.

7.1 Het ontwerp

Een ontwerp van een platform moet aan veel wettelijke eisen voldoen, waaronder specificaties met betrekking tot leidingwerk, drukvaten, elektra, milieu, etc. Veiligheidsstudies als HAZID/HAZOP/QRA worden uitgevoerd teneinde een veilige operatie te waarborgen. Met behulp van CAD/CAM 3D tekeningen worden in een vroeg stadium complete structuren in beeld gebracht (zie onderstaande afbeeldingen Q13A, L5a-D), met als doel om overzicht te krijgen of de gedachtegang c.q. het ontwerp realiseerbaar is ten aanzien van de ergonomie en het plaatsen van leidingen en vaten.



7.2 De bouw

De topside (bovenbouw) van een platform wordt doorgaans in een grote fabriekshal gebouwd, de jacket (draagconstructie) altijd in de buitenlucht. Offshore werkers worden tijdens het gehele project nauw bij de bouw van de topside betrokken, bijvoorbeeld operators die de bouw begeleiden.

De bouw van de topsides van het D18-A en L5a-D platform van GDF SUEZ E&P Nederland B.V.



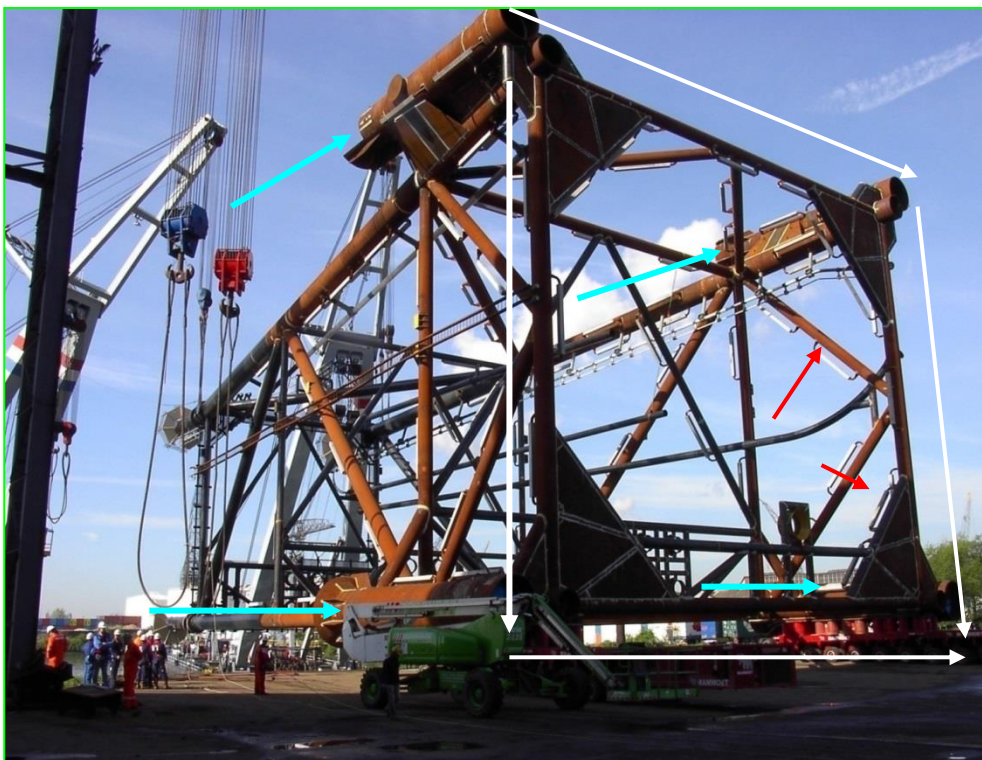
7.3 De installatie

Wanneer de bovenbouw (topside) gereed is, wordt deze geplaatst op zogeheten platformtrailers, waarvan alle wielen afzonderlijk bestuurbaar zijn. Op de foto onder wordt het gevaarte in dit geval het E17-A platform langzaam de fabriekshal uitgereden, de zogeheten roll-out. Met deze platformtrailers worden de topsides vervolgens op een ponton gereden en zeevast gezet. (zie foto op de volgende pagina).



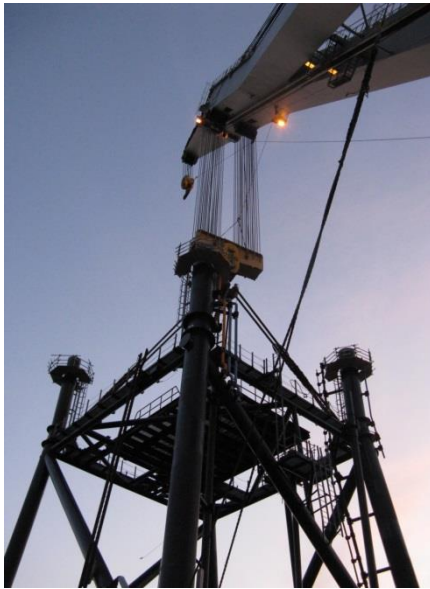


De jacket van het E17-A platform op een **zijkant** liggende, welke later op de zeebodem zal worden geplaatst, ligt gereed op de werf voor transport naar zee. De stalen heipalen zullen door een kraanschip door de extra aangebrachte constructies aan de poten in de zeebodem worden geslagen (zie de blauwe pijlen). De anodes tegen corrosie zijn ook duidelijk zichtbaar waarvan er twee met rode pijlen worden aangegeven. Ter verduidelijking: Na kanteling op zee zal de nu rechterzijde omgeven door de witte pijlen op de zeebodem komen te staan.



Op zee zal door een kraanschip de jacket als eerste worden geplaatst. Op de linker foto (volgende pagina) hangt de jacket van het E17-A platform in de kraan van het kraanschip Stanislav Yudin, gereed voor plaatsing (foto 1). Tot slot zullen lange stalen palen tot ca. 70 meter in de zeebodem worden geslagen met een hydraulische hei installatie (foto 2).

1



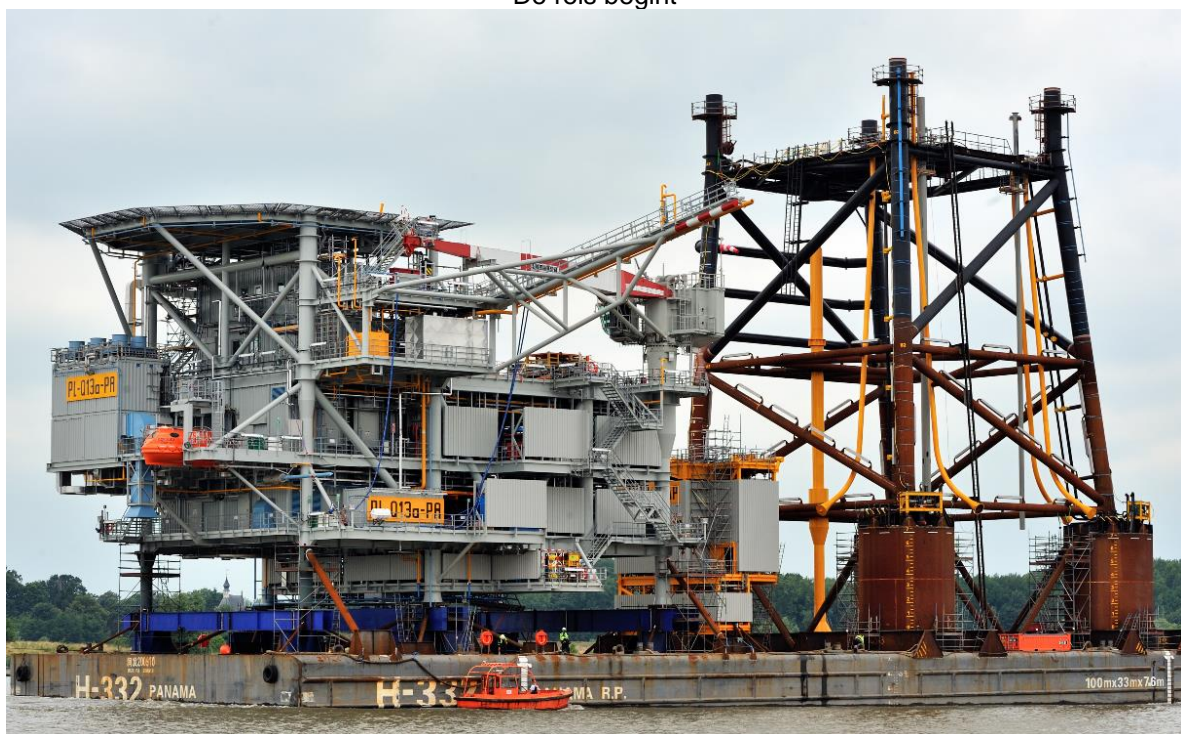
2



De poten van de topside passen exact in die van de jacket en worden vervolgens rondom afgelast. De plaatsing van het complex is dan afgerond.

Q13a-A met jacket buiten op de ponton

De reis begint



Plaatsing jacket en topside Q13a-A met de Heavy lift vessel Oleg Strashnov



5000 ton maximaal hefvermogen



Ook zeer grote kraanschepen kunnen worden ingezet zoals de SSCV (Semi-Submersible Crane Vessel) Hermod (foto1). Zijn de afmetingen van de topsides beperkt, dan kan het kraanschip dat de installatie offshore uitvoert constructies tegelijkertijd op haar dek meenemen en is geen transportponton meer nodig. Op het dek van de Hermod (1) geplaatst topsides van een nieuw platform en nieuw proces deel ter uitbreiding van het K12-BP platform. Hefvermogen van de Hermod is 8100 Ton met 2 kranen tegelijk (tandem operatie) en heeft capaciteit voor 336 bemanningsleden. Het grootste kraanschip ter wereld (2013) is de SSCV Thialf (foto 2) met een hefvermogen van 14200 Ton (tandem operatie) en heeft een maximale bemanning van 736 personen.



Onderstaande de SSCV Saipem 7000 met (tandem) hefvermogen 14.000 ton, het op één na grootste kraanschip ter wereld welke in 2013 door Statoil/GDF SUEZ in Noorwegen werd ingezet voor de plaatsing van het Gudrun platform met een gewicht van 10680 ton.



7.4 Pijpleidingen

Pijpleidingen worden op de zeebodem gelegd om het transport van gas of olie mogelijk te maken. Leidingen die gas transporteren, variëren in diameter van 10 tot 36 inch (één inch is 2,54 cm).. Het werk wordt uitgevoerd door pijpenleggers, zoals de pijpenlegger Lewek Centurion.

Op foto 1 bij het Q13-A platform te zien de Lewek Centurion pijpenlegger met cantilever waaraan de stinger hangt. Als de nieuwe gelaste pijp uit het schip komt wordt deze ondersteund door de stinger alvorens deze

in het water glijdt. Op foto (2) hangt de stinger in het water. Gelijktijdig een nieuwe 8" pijpleiding en 2" methanol leiding (foto 3) over de rollen van de stinger het water in (D15A). Een andere 8" leiding (4). Laswerk aan boord aan een nieuwe leiding (5). Een blik vanaf de stinger naar de boot (6).

1



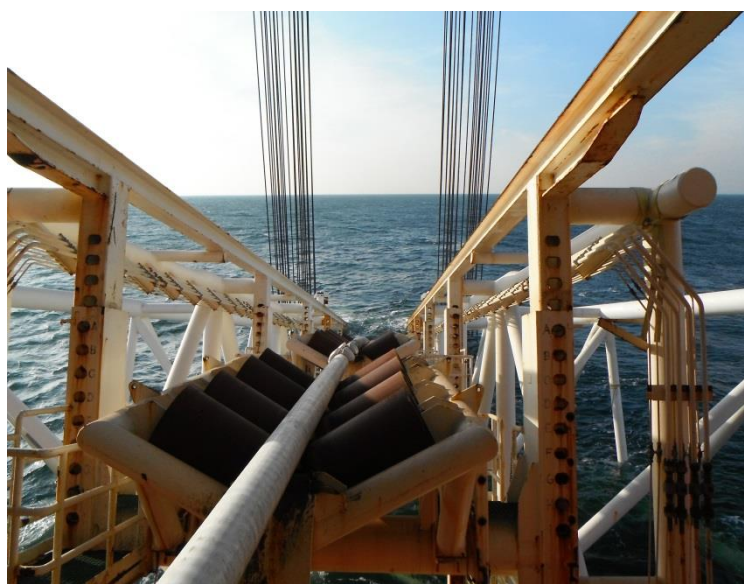
2



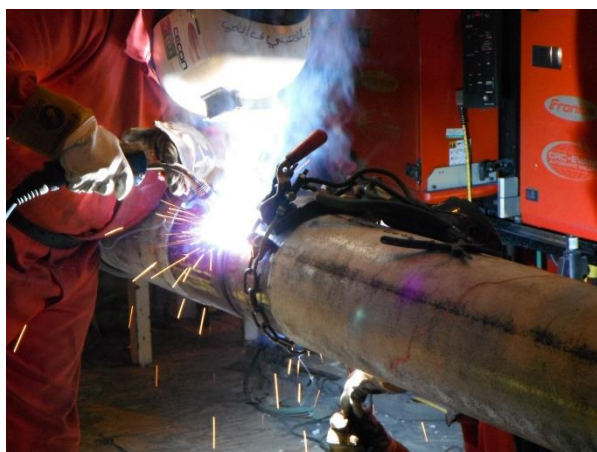
3



4



5



6



Volgens integrale regelgeving moeten pijpleidingen met een diameter kleiner dan 40 cm ten minste 20 cm de zeebodem in worden gegraven. Dit om te voorkomen dat (vissers)schepen met hun netten of ankers er achter blijven haken, waardoor schade aan leidingen of visnetten kan ontstaan. Volgens de wet moeten leidingen overvisbaar zijn. Ze mogen niet beschadigd raken, en dienen daarom te worden ingegraven of met een laag stenen bedekt. Bij grote diameters is de weerstand van de pijp voldoende, tenzij de pijpleiding niet stabiel is.

Speciale schepen (subsea vessels) zoals de MV Grand Canyon, hebben veelal apparatuur aan boord zoals een "Trenching unit" die er voor zorgt dat leidingen in de zeebodem worden ingegraven.

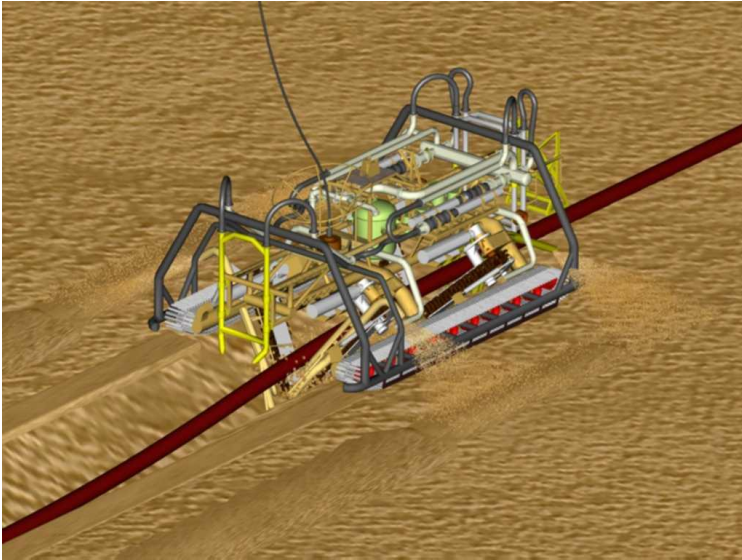


Het ingraven van leidingen kan op twee manieren gebeuren. Ten eerst mechanisch met behulp van waterjets en/of ploegen (Trenching units). Ten tweede kan de leiding zich onder invloed van de werking van de stroming op het zand zichzelf ingraven. De zeebodem moet hier qua grondsoort dan wel geschikt voor zijn.

Trencher op dek



Illustratie van een werkende trenching unit

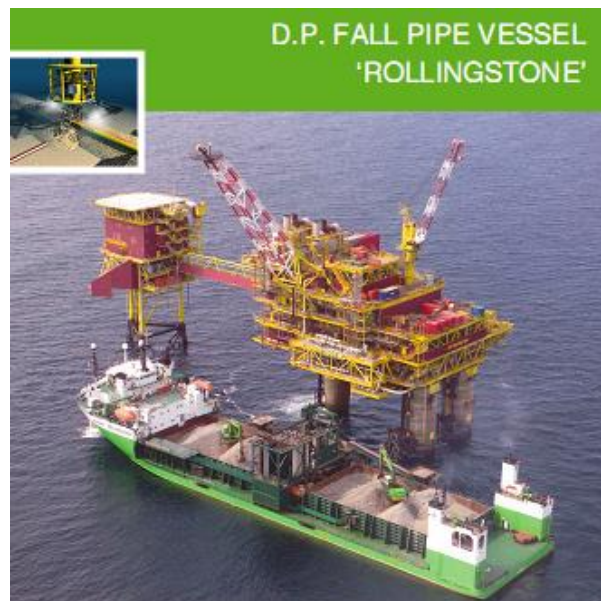


Het resultaat

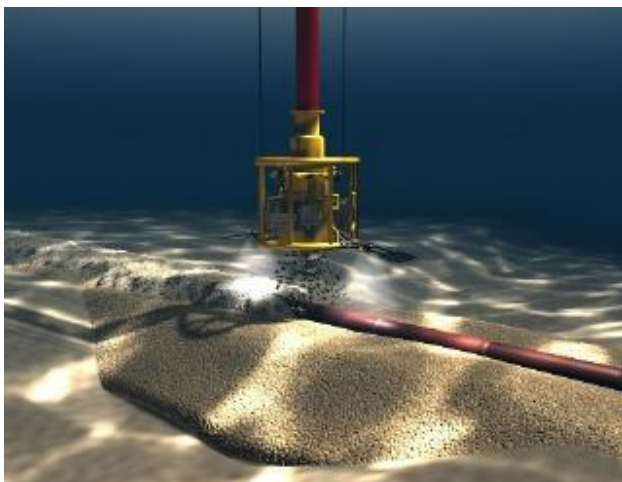


Als ingraven niet mogelijk is, wordt met behulp van een steenstorter, zoals de Rollingstone (foto 1), een laag stenen op de leiding gestort. Dit schip is uitgerust met een zogeheten valpijp (foto 2), die het mogelijk maakt om de gewenste laagdikte en -breedte exact aan te brengen. De valpijp bestaat uit secties van buizen die aan elkaar worden gekoppeld. Hierdoor is het mogelijk om de valpijp vlak boven de pijpleiding te brengen. Sensors en camera's aan de onderkant van de valpijp zorgen ervoor dat deze de pijpleiding kan volgen tijdens het storten (foto 3).

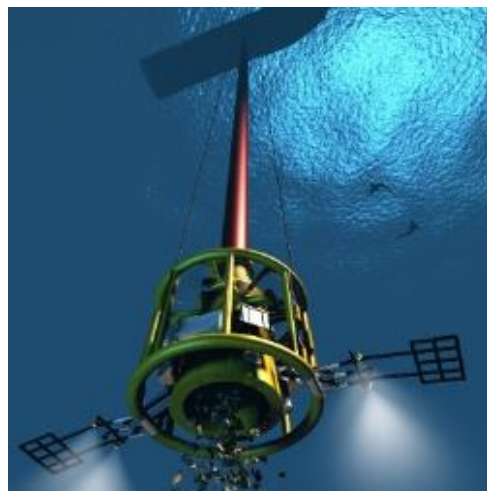
1



2



3



8. De offshore-infrastructuur

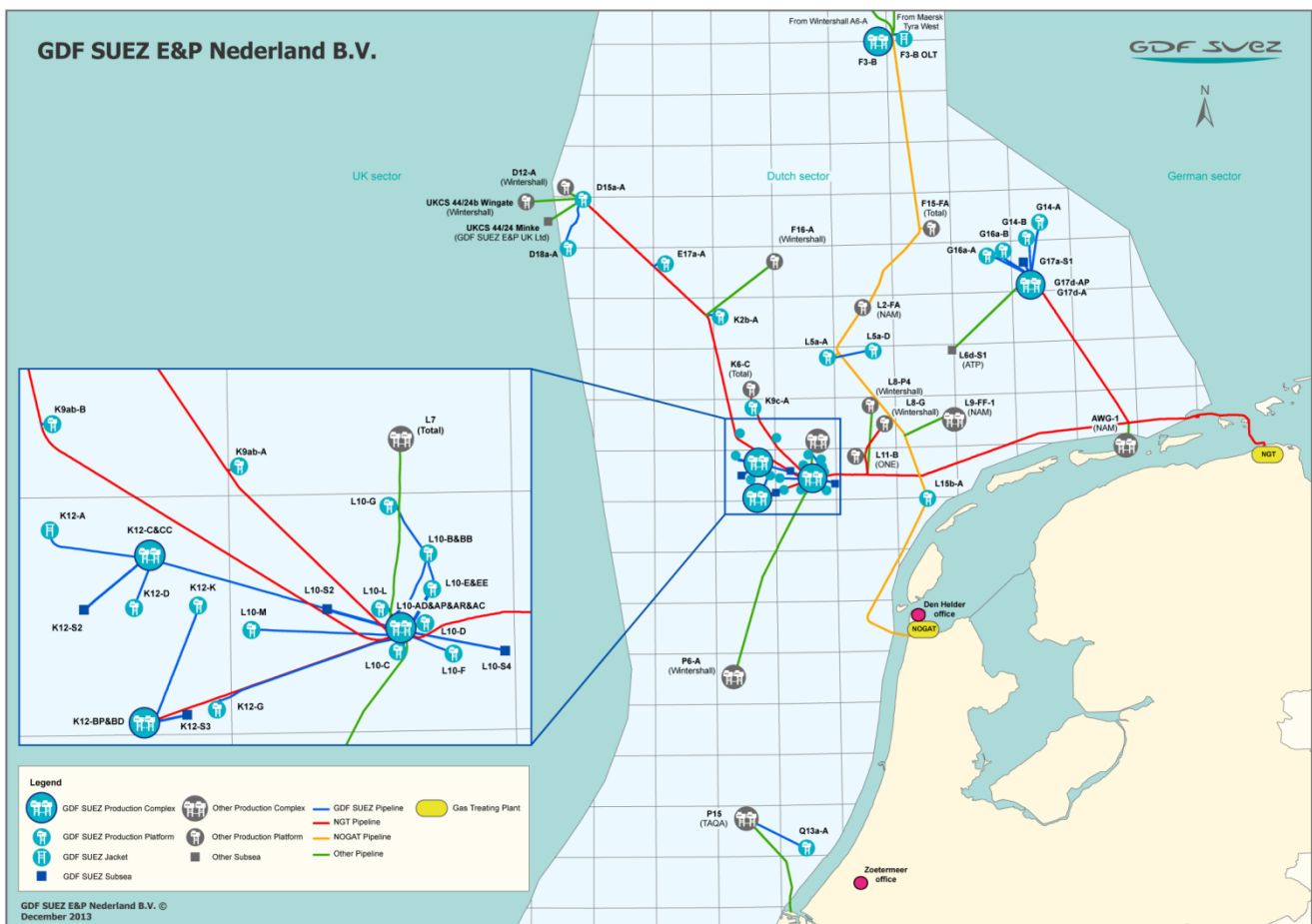
8.1 Inleiding

GDF SUEZ E&P Nederland B.V. produceert al jaren uit de diverse velden op het Nederlandse deel van het continentale plat aardgas en olie. Op dit moment gebeurt dit in 14 blokken, te weten: F3, D15, D18, E17, G14, G16, G17, L5, L10, L15, K2, K9 en K12 en Q13. Op dit moment zijn voor dit bedrijf 119 putten in productie, waarvan vijf zogeheten subsea wells. Dat zijn putten zonder platform, zij staan op de zeebodem en het leveren het gas aan bestaande, nabijgelegen platformen.

GDF SUEZ E&P Nederland maakt op dit moment gebruik van 41 platformstructuren. Vier hoofdcomplexen F3-B, L10-A, K12-B en G17-A, daarnaast zijn nog 12 bemande en 19 onbemande platformen actief. Het hoofdcomplex L10-A startte in 1975 als eerste de gasproductie op het Nederlands Continentale plat. Het bestaat uit vier verschillende platformen die met bruggen met elkaar zijn verbonden. De lengte bedraagt in totaal circa 250 meter. Het helikopterdek bevindt zich ruim 42 meter boven de zeespiegel, vergelijkbaar met een kantoorgebouw van 10 verdiepingen. In 2008 is een aantal velden op het Nederlandse continentale plat van de NAM overgenomen, waardoor er ook vijf platformstructuren zijn bijgekomen (inclusief een olieverlaat station/platform), evenals een belang in de NOGAT gastransportleiding naar Den Helder.

8.2 Field lay-out

Op onderstaande afbeelding is de structuur van de velden (field lay-out) weergegeven.



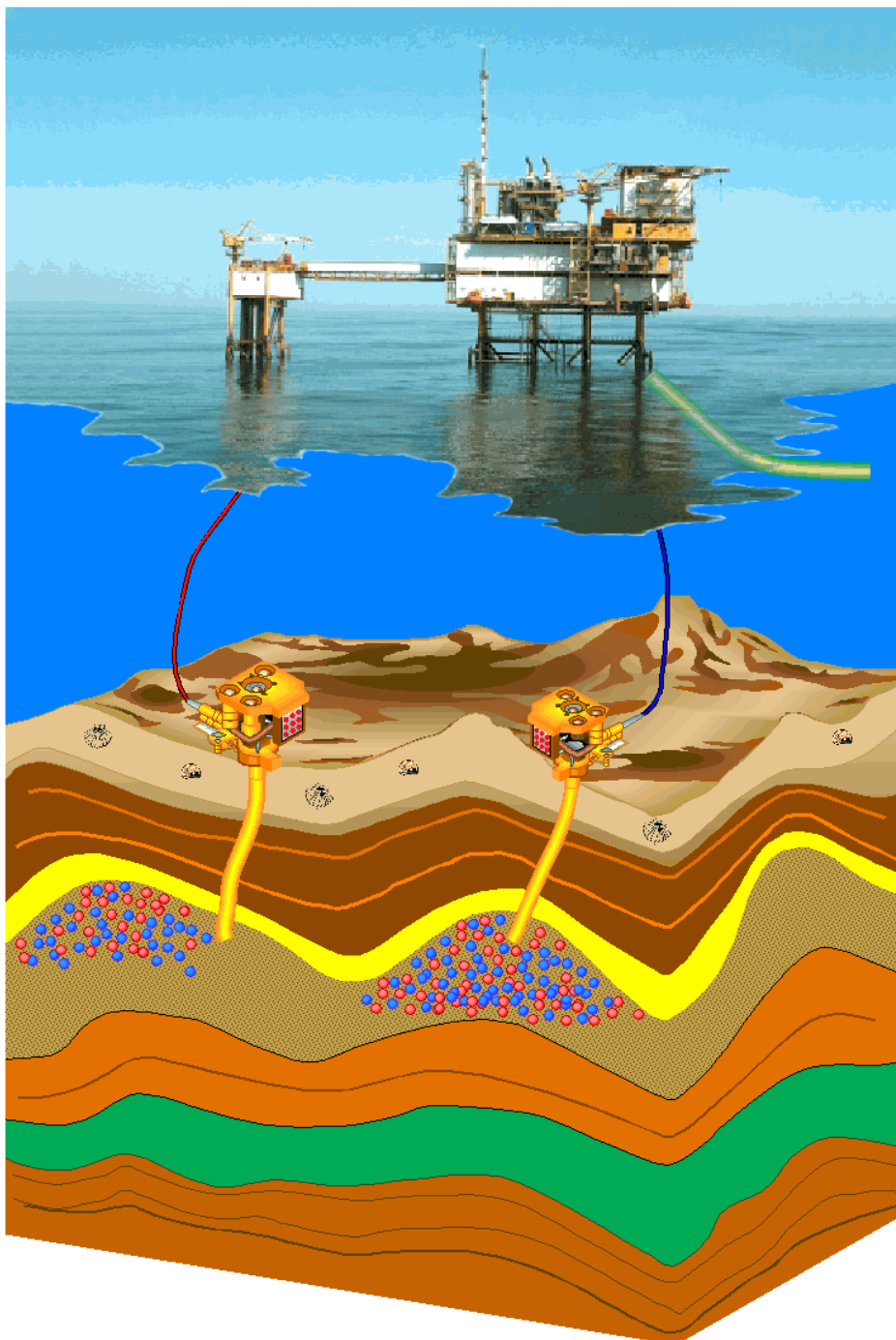
9. Milieu en veiligheid

Bij de bedrijfsvoering van de installaties treden de volgende kwantificeerbare vormen van milieubelasting op:

- emissies naar de lucht;
- emissies naar de zee;
- afval.

9.1 Emissies naar de lucht

In 2004 is GDF SUEZ E&P Nederland B.V., in samenwerking met het Ministerie van Economische Zaken, op het K12-B complex gestart met een proefproject her injectie CO₂. Jarenlang heeft het K12-BP platform aardgas met een relatief hoog CO₂-gehalte geproduceerd. Deze CO₂-emissie naar de lucht is deels komen te vervallen doordat vanaf 2004 een groot deel ervan in een bijna uitgeput aardgasreservoir wordt geïnjecteerd (zie onderstaande afbeelding).



9.2 Emissies naar de zee

Emissies naar water (zee) vinden voornamelijk plaats door de lozing van productiewater. Op de productie-installaties (satelliet- en gasbehandelingsplatformen) worden de mee geproduceerde vloeistoffen van het geproduceerde aardgas gescheiden. Deze vloeistoffen worden in een separator in een water- en een koolwaterstoffractie (condensaat) opgesplitst. Het condensaat wordt weer bij het aardgas gevoegd, terwijl het productiewater verder wordt behandeld in een skimmertank. Dit met als doel het gehalte aan niet-oplosbare koolwaterstoffen in het water zoveel mogelijk terug te brengen tot op zijn minst de wettelijke grens van 30 mg/l. Hierna wordt het water in zee geloosd. In een aantal gevallen wordt het water niet op het satellietplatform zelf behandeld, maar via een interfieldpijpleiding naar het L10-A complex getransporteerd. Daar wordt het voor lozing in zee eerst behandeld.

Op een aantal platformen zijn aanvullende maatregelen getroffen om het gehalte aan koolwaterstoffen in het geloosde water verder te reduceren. Deze maatregelen bestaan uit centrifuges of filters. De hoeveelheid productiewater varieert van put tot put en is afhankelijk van de gasproductie en de leeftijd van de put.

9.3 Afval

Net als bij andere bedrijfsmatige activiteiten komen ook offshore bij de gaswinning afvalstoffen vrij. Deze afvalstromen moeten met zorg worden behandeld en afgevoerd. Bij GDF SUEZ E&P Nederland B.V. betreft het de volgende typen afval:

- niet-gevaarlijk bedrijfsafval;
- Klein Gevaarlijk Afval (KGA);
- afval dat vrijkomt bij het schoonmaken van de installaties;
- boorafval.

De diverse afvalstromen worden hieronder afzonderlijk behandeld.

Niet-gevaarlijk bedrijfsafval

Deze afvalstroom bevat het niet-gevaarlijke afval dat vrijkomt bij de offshore-activiteiten. Dit varieert van huishoudelijk- en keukenafval uit de accommodaties, schroot en houtafval van onderhoudswerk tot leeg verpakkingsmateriaal. Dit type afval wordt zoveel mogelijk apart ingezameld en per schip naar de wal afgevoerd om daar door een geautoriseerde ontvanger te worden verwerkt. Dit gebeurt op de volgende manieren:

- huishoudelijk- en keukenafval wordt afgevoerd in hiervoor speciaal ontworpen 4,5 m³ containers;
- houtafval wordt aan land in een aparte 30 m³ container verzameld en indien nodig afgevoerd;
- glas wordt offshore al gescheiden ingezameld dankzij het gebruik van glascontainers;
- papier wordt offshore al gescheiden ingezameld dankzij het gebruik van papiercontainers;
- schroot wordt zowel on- als offshore gescheiden.

Klein Gevaarlijk Afval (KGA)

Het ingezamelde KGA bevat onder meer (olie)filters, poetslappen, accu's, batterijen, vetten, verven, TL-lampen, lege spuitbussen, olie- en chemicaliënresten. Het KGA wordt offshore gescheiden ingezameld en apart verpakt in 200 liter UN goedgekeurde pvc dekselvaten. TI-buizen en accu's worden verpakt in speciale inzamel/transport containers. Voor het (interfield) transport van verf en verdunners zijn enkele containers voor dit doel omgebouwd en voorzien van schopranden, lekbakken en ventilatieroosters.

Alle vaten en containers die KGA bevatten worden voorzien van een 'waste' sticker. Deze verstrekt informatie over het type afval en van welke locatie het afkomstig is. Bij aankomst in Den Helder worden de vaten en containers met KGA tijdelijk opgeslagen in een voor dit doel ontworpen opslagcontainer, in afwachting van afvoer naar een erkende inzamelaar/verwerker.

Afval vrijkomend bij het schoonmaken van de installaties

Bij het drainen en schoonmaken van procesapparatuur kan een mengsel van olie, water en slib vrijkomen. Dit mengsel wordt offshore in daarvoor bestemde containers opgeslagen en bemonsterd. Na analyse van het monster wordt het slibmengsel aan een geautoriseerde verwerker aangeboden en ter verwerking naar de wal afgevoerd.

Afgewerkte olie komt vrij bij machines, zoals compressoren, motoren, gasturbines, en dergelijke. Deze stroom wordt eveneens in de hiervoor bestemde tankcontainers opgeslagen en ter verwerking naar een geautoriseerde ontvanger afgevoerd.

Oliehoudend afval vormt de bulk van het vrijkomend gevaarlijk afval van de gasproductie. Afhankelijk van de uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden kan de hoeveelheid van jaar tot jaar echter sterk variëren.

Het aardgas en het mee geproduceerde formatiewater bevatten soms van nature een kleine hoeveelheid radioactieve stoffen (NORM, Naturally Occuring Radio-active Material). Wanneer de proces apparatuur wordt geopend of als er onderhoud aan wordt gegeven, vinden metingen plaats naar de aanwezigheid van kwik en radioactiviteit. Filters en bezinksels die met één van die stoffen besmet zijn geraakt, worden speciaal verpakt en afgevoerd naar de wal om vervolgens naar de daarvoor bestemde behandelings- of opslagdepots te worden gebracht.

Boorafval

Bij boringen en bepaalde putwerkzaamheden worden chemicaliën gebruikt voor het aanmaken van boorspoeling en het zuren van putten. Alle lege emballage (zakken, drums) worden, evenals de overgebleven chemicaliën, offshore gescheiden ingezameld, naar land verscheept en direct teruggestuurd naar de leverancier.

Boorspoeling wordt afhankelijk van de kwaliteit geretourneerd aan de leverancier ofwel ter verwerking aangeboden bij een erkend verwerkingsbedrijf. Boorgruis en niet meer te hergebruiken boorspoeling op waterbasis (Water Based Mud afgekort WBM) wordt geloosd.

Wanneer bij boringen boorspoeling op oliebasis (Oil Based Mud afgekort OBM) wordt gebruikt, worden de OBM- spoeling en het OBM-gruis na gebruik naar de wal gebracht. Het OBM-boorgruis en de niet opnieuw te gebruiken of op te werken OBM-spoeling worden via destillatie gescheiden in olie, water en vaste stof. De olie wordt hergebruikt om nieuwe OBM aan te maken. Het water wordt deels in de scheidingsinstallatie gebruikt en deels op toegestane wijze geloosd. De vaste stof wordt naar erkende stortplaatsen afgevoerd, waar het nuttig als afdekkingmiddel kan worden gebruikt.

9.4 Veiligheid

De zorg voor mens en milieu en de technische integriteit van de installaties vormen sinds jaren een belangrijk onderdeel van de bedrijfsactiviteiten. De doelstelling is incidenten, gezondheidsproblemen en schade aan installaties en omgeving tot een minimum te beperken. Dit is op hoofdlijnen verwerkt in het beleid waaraan iedere werknemer wordt gehouden en dat in detail verder is uitgewerkt in het managementsysteem, de onderliggende documenten en de werkmethoden.

In de praktijk betekent dit dat veiligheid en milieu in alle bedrijfsprocessen een rol speelt. Het ontwerpen van een technisch veilige installatie is hierbij een fundamentele stap. Hiervoor zijn strikte normen van kracht die ervoor zorgen dat een installatie zodanig wordt gebouwd dat deze aantoonbaar veilig te opereren is. Tijdens de operationele fase ligt de nadruk meer op het onderhouden van de installatie en het verrichten van werkzaamheden volgens deels vastgelegde structuren. Dit gebeurt op zo'n manier dat de technische integriteit en een veilige werkomgeving zijn gewaarborgd. In de operationele fase ligt de nadruk eveneens op de mens en of hij/zij op een verantwoorde wijze omgaat met de installatie, met zichzelf en met zijn of haar omgeving.

Het voorkomen van ongewenste gebeurtenissen is van essentieel belang is. Personeel op productie-installaties moeten voor een groot deel volgens procedures en werkplannen en met de benodigde werkvergunningen werken. Gedegen vakkenis is een zeer belangrijke schakel om de installatie op een correcte manier te kunnen bedienen en onderhouden. Niet alleen vaktechnische problemen, maar ook noodsituaties moeten het hoofd kunnen worden geboden. Elke veertien dagen wordt door de gehele platformbemanning een kleine noodoefening gehouden en twee tot drie keer per jaar een grotere oefening, waarbij ook de kantoren van GDF SUEZ E&P Nederland B.V. in Den Helder en Zoetermeer worden betrokken.

Naast de gewone werkzaamheden op een productieplatform of een booreiland is een deel van de bemanning lid van de noodorganisatie. Denk aan brandweerteams en bemanning van de (snelle) reddingsboten. Deze teams volgen verplichte opleidingen en trainingen om tijdens onverhoopte noodsituaties slagvaardig te kunnen handelen. Deze opleidingen en trainingen worden om de twee, en sommige om de vier jaar herhaald.

Het maken van doordachte ontwerpen, het inzetten van mensen met een hoog kennisniveau en het volgen van trainingen zullen ertoe leiden dat mensen door de gehele organisatie op een veilige manier kunnen werken. Dit betreft zowel eigen medewerkers als die van contractors.

10. Gasproductie

10.1 Het L10-A complex en satellieten

In het L10-veld produceert het L10-AD platform samen met de omringende L10 satellieten aardgas. Hieraan wordt op L10-AP ook het door de satellieten in het K12-veld geproduceerde gas toegevoegd.

L10-A complex. Vlnr: L10-AD, L10-AP, L10-AR, L10-AC.



Onbemande satelliet in het L10-veld.



Door de productie in de afgelopen decennia zijn de drukken in de gashoudende reservoirs gedaald. Zo ver zelfs dat er onvoldoende druk aanwezig is om de druk van de 36" transportleiding van Noordgastransport (NGT) te overwinnen. Dat impliceert dat de gasproductie met de eigen drukken van de putten niet meer mogelijk is. Compressoren bieden in dit geval uitkomst.

Het compressorstation op L10-AD is uitgerust met vijf door gasturbines aangedreven centrifugaal-compressoren. Hiervan zijn er vier, door tussenkomst van een gearbox ,in tandem (dubbel) uitgevoerd. De eerste maakt 18.000 omwentelingen per minuut, de tweede dankzij de gekoppelde gearbox zelfs 22.000 omwentelingen. Deze compressoren leveren zo een hogere druk (persdruk) dan in de NGT-transportleiding. Hierdoor kan de gasproductie weer worden hervat. De wielselectie van de compressoren is bepalend voor de te halen maximale zuigdruk. Er komt dus een moment dat een nieuwe selectie moet worden gekozen om nog dieper te kunnen zuigen. Is een lagere zuigdruk technisch niet meer haalbaar, dan zal het reservoir niet meer kunnen produceren. Het K12-CC satelliet platform heeft eveneens een compressorstation, bestaande uit twee door gasturbines aangedreven compressoren.

Het ontvangen gas op L10-A ondergaat de volgende behandelingen.

- scheiding van vloeistoffen uit het gas. Dit betreft een mengsel van zoutwater/methanol en condensaat, en een mengsel van koolwaterstoffen;
- scheiding van de voornoemde vloeistoffen;
- gasdroging door absorptie van TEG (Tri-Ethyleen-Glycol).

De scheiding van vloeistoffen vindt plaats om het condensaat samen met het gas naar Uithuizen te kunnen transporteren. Het condensaat is namelijk een goede grondstof voor de chemische industrie.

Het water/methanol mengsel (zie 10.6 hydraat en methanol, pagina 52), dat door injectie van methanol in de pijpleidingen is ontstaan, wordt op L10-AP naar een methanol reboiler gevoerd. Hierin wordt het mengsel verwarmd tot circa 70 °C. De opgeloste methanol met een kookpunt van circa 65 °C wordt uit dit mengsel gekookt. Door koeling vindt condensatie plaats en is de vloeibare methanol weer geschikt voor gebruik. Het wordt weer opgeslagen in de voorraadtank voor methanol. Als het voldoet aan de strenge milieueisen, wordt het van methanol ontdane water in zee geloosd.

Gasdroging vindt plaats in een glycol contactor. Het gas wordt in tegenstroom gebracht met glycol TEG (Tri-Ethyleen Glycol) en het nog aanwezige vocht wordt, in dampvorm, geabsorbeerd door de glycol. Als het gas de contactor verlaat, is het geschikt voor transport in de NGT-transportleiding. Hieraan wordt dan ook nog het condensaat toegevoegd. De zogenaamde (rich) glycol met het geabsorbeerde vocht wordt naar een glycol reboiler gevoerd, waar het wordt verwarmd tot circa 180 °C. Water met een kookpunt van 100 °C wordt er dan uit gekookt. Nadat het water door koeling is gecondenseerd, wordt het in zee geloosd, mits het aan de strenge milieueisen voldoet. De (lean) glycol, waaruit het vocht is verwijderd, is dan weer geschikt voor gebruik.

10.2 K12-Bravo complex

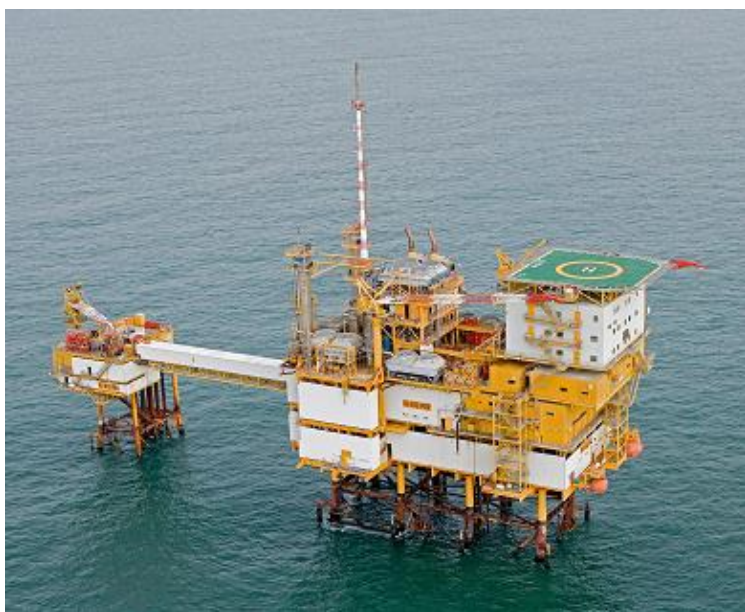
Het K12-Bravo complex produceerde haar eerste gas op 1 augustus 1987. Het bestaat uit twee delen: K12-BP en het K12-BD. Op het BD (Drilling) platform bevinden zich de productieputten. Op het BP (Production) platform wordt de overmaat aan CO₂ verwijderd en vindt droging met glycol plaats. Omdat in de afgelopen decennia door de gasproductie ook hier de reservoirdrukken zijn gedaald, is op dit complex eveneens een compressorstation aanwezig, bestaande uit twee door gasturbines aangedreven centrifugaalcompressoren.

Het van K12-BD afkomstige gas bevat een te hoog CO₂-gehalte. Dit bedraagt namelijk 13 procent en dat is aanzienlijk meer dan het toegestane percentage van 2 procent. Daarom is K12-BP uitgerust met een behandelingsinstallatie die het teveel aan CO₂ verwijdert met behulp van de chemische vloeistof MDEA (Methyl-Di-Ethanol-Amine) die het naar 2 procent terugbrengt. Door een teveel aan CO₂ zou in de leidingen corrosie kunnen ontstaan.

Na een eerste behandeling op K12-BD, waarbij vrij water uit het gas wordt verwijderd, gaat het gas via een pijpleiding over de brug naar K12-BP. Daar wordt het gas gekoeld en wordt opnieuw vrij water verwijderd. Nadat het gas in een MDEA-absorber in tegenstroom is gebracht, bevat het nog slechts 2 procent CO₂. Aansluitend vindt droging van het gas plaats door het in contact te brengen met glycol. Hierna is het geschikt voor transport.

MDEA, met daarin het opgeloste teveel aan CO₂, moet weer geschikt gemaakt worden voor hergebruik. Dit gebeurt door het eerst in temperatuur te verhogen en het vervolgens naar een nagenoeg atmosferische flashdrum te voeren. Hier komt de CO₂ vrij en kan deze worden afgevoerd. Een gedeelte wordt teruggevoerd naar het K12-BD platform, waar een gascompressor het terugpompt in het lege reservoirgesteente van een niet meer producerende put (zie ook hoofdstuk 9, Milieu en veiligheid). Dit systeem komt het milieu zeer ten goede. Het vermindert namelijk het broeikaseffect.

Op K12-BP wordt ook het gas behandeld van een subsea put, dat zich met zijn X-mas tree op enige afstand van het complex op de zeebodem bevindt. Omstandigheden als druk en temperatuur bepalen of er methanol geïnjecteerd moet worden om hydraat te voorkomen.



Gas, afkomstig van K12-K (nat gas) wordt eveneens op K12-BP behandeld. De in de pijpleiding bij het gas geïnjecteerde methanol zal op K12-BP weer worden teruggewonnen. Het K12-K gas bevat het normale percentage CO₂ en behoeft daarom niet door de MDEA-installatie worden behandeld. Na verwijdering van vrij water zal het uitsluitend worden gedroogd in de glycolinstallatie.

K12-B complex, bestaande uit K12-BD putten platform (links) en K12-BP.

10.3 Overige drooggasproducenten

De platformen D15-A, E17a-A, K2b-A en K9-B zijn ook zogenaamde drooggasproducenten. (D18-A produceert nat gas naar D15-A). Elke locatie heeft zijn eigen gasbehandelingsinstallatie volgens hetzelfde principe als dat op L10-AP. Het droge gas van al deze locaties wordt in één transportleiding van 36" verpompt naar L10-AR. Hier komt het gas, voor transport naar de wal, samen met alle andere gasstromen. D15-A heeft twee centrifugaal gascompressoren waarvan één turbine aangedreven en één door een elektromotor. K9-A en K9-C zijn ook drooggasproducenten, maar zij gebruiken een andere leiding om het gas naar L10-AR te transporteren. Alle K9-satellieten zijn uitgerust met een compressorstation, met twee door gasmotoren aangedreven zuiger- compressoren.

In het noordoosten van het Nederlandse continentale plat bevindt zich nog een aantal drooggasproducten. Dit zijn G14-A, G14-B en G16a-A en de G16-B die hun het gas transporteren naar G17-AP. Dit platform is uitgerust met een compressorstation, bestaande uit een door twee gasturbine aangedreven centrifugaalcompressoren. G17d-A produceert zelf ook gas en met de aanwezige drooginstallatie wordt ook het gas van een nabij gelegen subsea well behandeld.

10.4 NOGAT

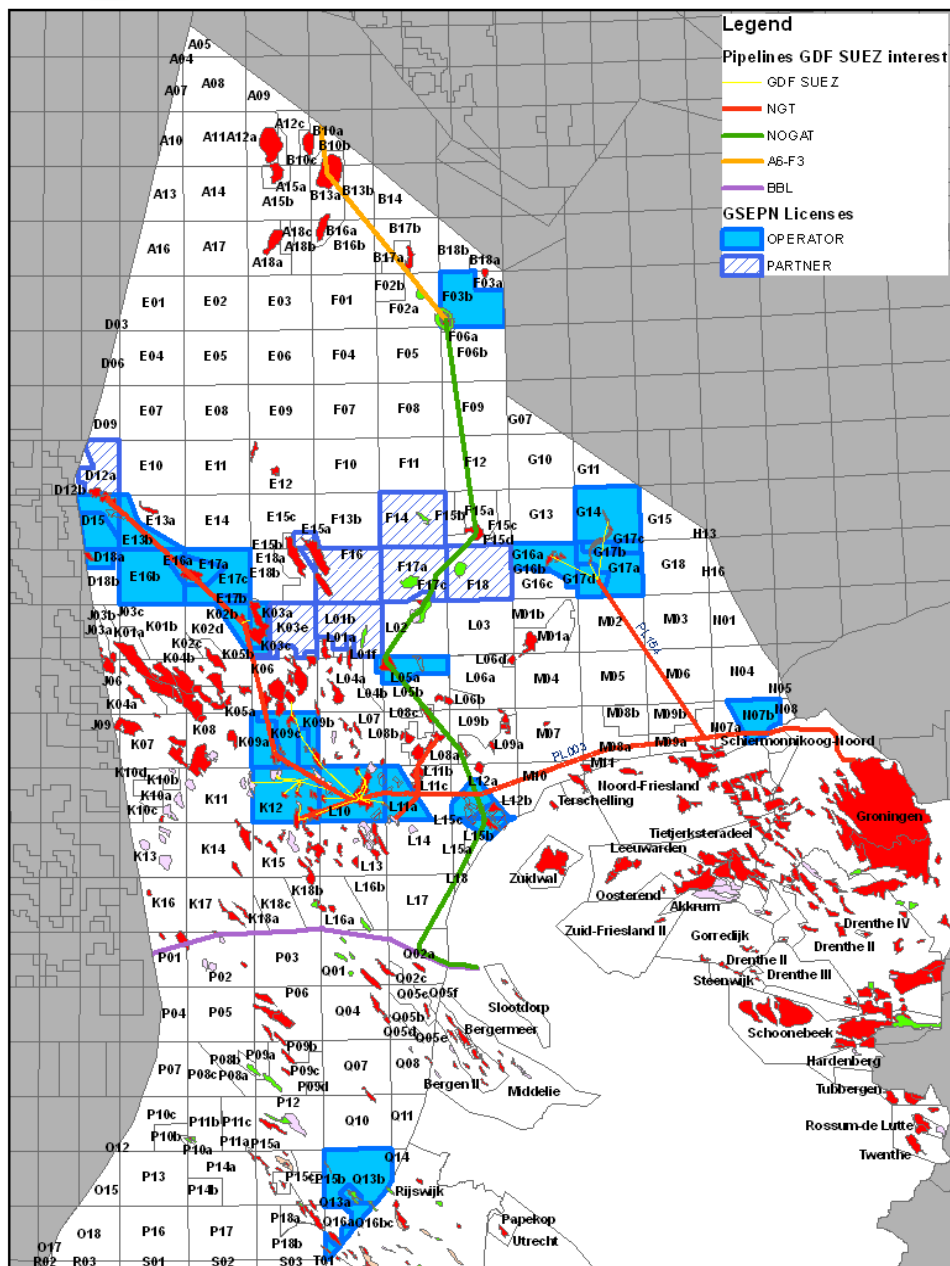
In 2008 verwierf GDF SUEZ een aandeel in olie en gas productieplatformen gelegen aan de zogenaamde NOGAT transportleiding (Northern Offshore Gas Transport). De overname van platformen betrof het F3-FB-1 gas/olie productie platform met een olie verladingplatform ook wel Oil Loading Tower genoemd (OLT) op twee kilometer afstand, en de gasproductie platformen L5-FA-1 en L15-FA-1.

De overname betrof ook een deel van het NOGAT transportsysteem met een totale lengte van 253 kilometer naar Balgzand bij Den Helder, zo ook een deel van de pijpleiding naar het A6-A platform met een lengte van 81 kilometer.

Begin augustus 2013 werd een nieuw platform gebouwd en geplaatst, het betreft het L5a-D platform welke in 2014 (nat) gas zal gaan produceren, wat op L5-FA-1 verder behandeld zal gaan worden. Het gas reservoir in dit veld heeft een initiële druk van meer dan 1000 bar!

GDF SUEZ

GDF SUEZ E&P Nederland

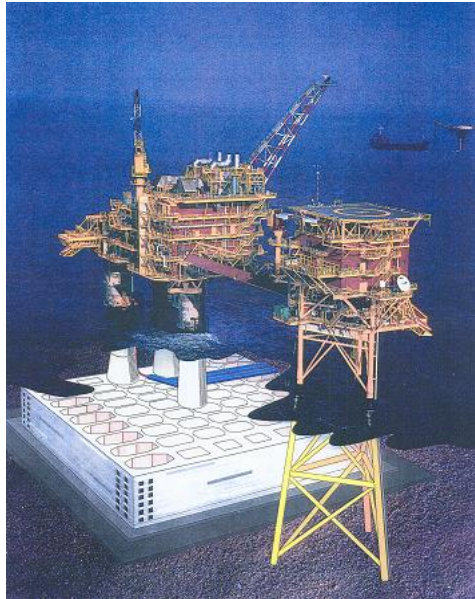


De Platformen L5-FA-1 en L15-FA-1 zijn standaard gasproductie platformen, terwijl het F3-FB-1 platform naast gas ook olie produceert. Op dit laatste platform komt de productie uit twee reservoirs, het zogenaamde "Lower Graben Sand" reservoir is een accumulatie van vluchtige olie met een bijzonder hoge gas/olie-verhouding, het "Upper Graben" reservoir is een gasveld. Beide velden bevinden zich ongeveer 220 kilometer ten noorden van Den Helder in het Nederlandse deel van het Continentale plat.

Gas en olie wordt geëxploiteerd vanaf F3-FB-1, een platform bestaande uit twee delen:

- a. het productie platform op betonnen poten en olietanks op de zeebodem.
- b. het accommodatie platform waar 34 personen kunnen overnachten. Ook de controlekamer, ziekenboeg, radiokamer en fitness ruimte zijn hier gevestigd. Net als het productie gedeelte heeft men hier een 40 persoons FFLB (free fall life boat) reddingsboot.

Olieopslagtanks op de zeebodem



F3-FB-1 complex oostzijde

Algemeen

Het productie gedeelte is geïnstalleerd op een drie-koloms betonnen constructie ook wel GBS genoemd (Gravity Base Structure). Voor de bouw hiervan werd 60.000 ton beton gebruikt. Deze GBS bevat olie opslagtanks op de zeebodem met een capaciteit van 30.000 m³. De waterdiepte is 42 meter. De tanks rondom aan de buitenzijde zijn gevuld met zand voor de stabiliteit van het geheel. De poten ook wel schachten genoemd hebben buiten het dragen van het platform ook nog elk hun doel, zo wordt één schacht (C aan accommodatiezijde) gebruikt voor diverse faciliteiten zoals olie-vulfaciliteiten, pompen, inert gas systeem tbv inert gas boven de olie opslag en ander zaken. De twee overige schachten (A en B) bevatten elk 8 conductors, er kunnen dus in elke poot 8 putten worden geïnstalleerd.

De productie

Deze wordt gesplitst in twee producten:

- Stabiele olie die zonder verdere bewerking kan worden verhandeld, hierbij wordt een o.a een fractionatie kolom gebruikt om een mengsel dat bestaat uit meerdere componenten te scheiden.
- gas, geschikt voor transport via het NOGAT systeem met gasdroging door glycol.

Net als in de overige velden wordt ook hier gebruik gemaakt van compressoren om de productie te continueren. Men gebruikt grote elektromotoren met een tussenliggende tandwielkast om de compressoren aan te drijven in tegenstelling tot andere locaties waar gasturbines worden gebruikt, plus grote elektromotoren voor de zeewater liftpompen ten behoeve van koeling doeleinden. Om dit te realiseren moeten aanzienlijke vermogens worden opgewekt (6000 volt systeem). Tijdens alle processen komen restgassen vrij die voortdurend worden verbrand bij de HP flare (fakkel). De pilot (brander) van de flare tip moet altijd branden.



Opslag en verlading

Bij voldoende olie in de opslagtanks, vindt verlading plaats door een transportleiding op de zeebodem naar het onbemande verladingstation (OLT of Oil Loading Tower) op 2 kilometer afstand.

Een platform op één poot en ook voorzien van een helidek. De energievoorziening wordt middels een ondergrondse umbilical (zie ook pagina 52) met een hoogspanningskabel vanaf F3-FB-1 gerealiseerd. Het vaste dek wordt ondersteund door de centrale kolom. Er is een roterend deck, met laadboom, slang en een noodverblijf voor 6 personen.

Afhankelijk van de wind en positie van de tanker kan vanaf F3-FB-1 door middel van oliedruk naar hydraulische motoren de positie van het roterende plateau met laad boom worden aangepast, het platform kan dus grotendeels roteren.



De olieslang hangt ca. 20 meter in het water. Hieraan zit een lijn verbonden aan een boei, deze wordt opgepakt door de bemanning van een tanker en samen met de slang binnenboord gebracht. Vervolgens wordt de slang met het olie systeem van de tanker verbonden.

Als de verbinding tot stand is gekomen zal na een uitgebreide procedure worden begonnen met de export van de olie uit de opslagtanks naar de OLT. Alle handelingen worden vanaf het hoofdcomplex FB-1 gerealiseerd.

F3-



F3-FB-1 complex westzijde

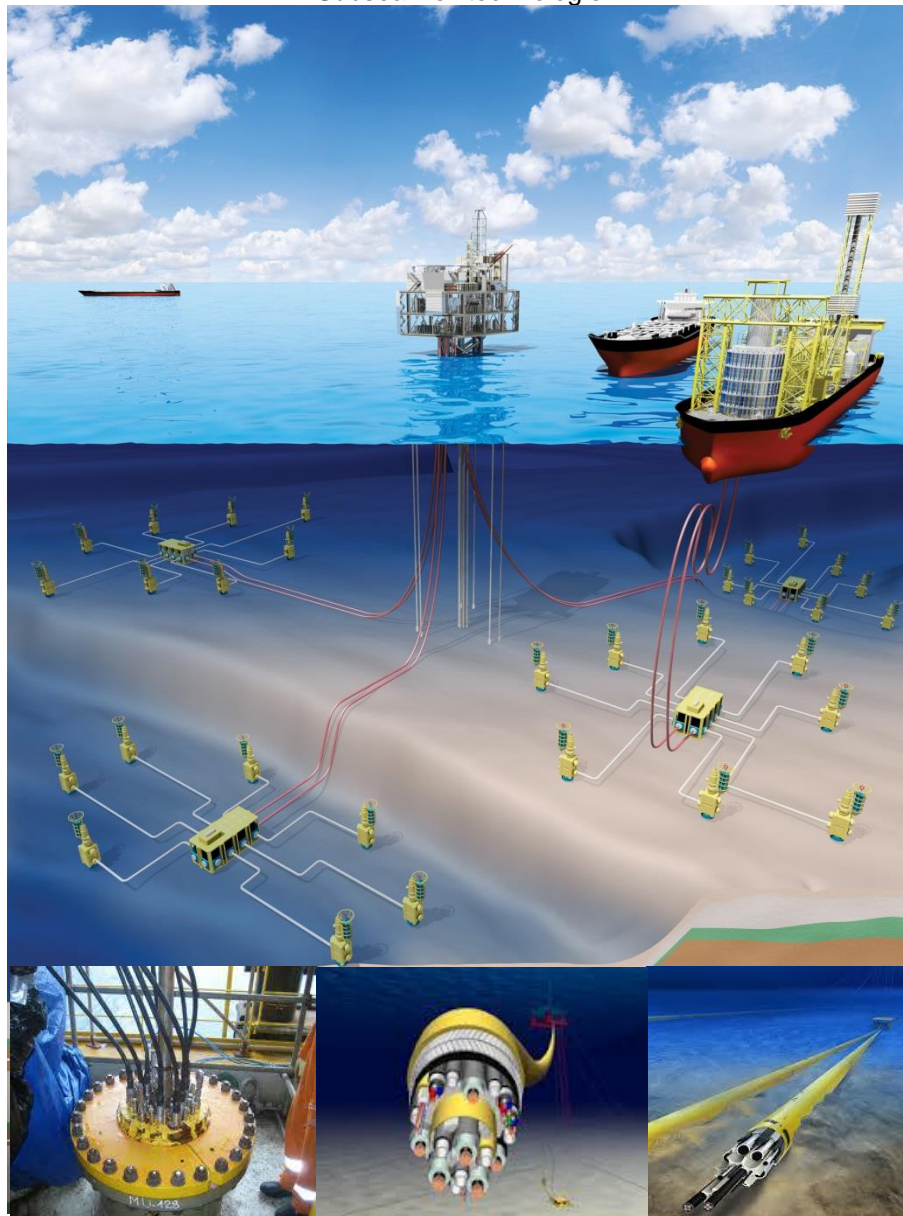
10.5 Subsea wells

In sommige velden wordt aardgas geproduceerd met zogenaamde subsea wellhead assemblies. Deze zogeheten X-mas trees bevinden zich op de zeebodem, op enige kilometers afstand van het platform waar het gas behandeld wordt. Het geheel wordt door een speciaal stalen frame (well protector) beschermd tegen beschadigingen door visnetten en ankers van schepen.

De aansturing van dit soort gasputten gebeurt hydraulisch en op afstand. Hiervoor is vanaf het platform naar de put, over de zeebodem, een umbilical (navelstreng) leiding gelegd (zie onderstaande foto's). Hierin bevindt zich een aantal stuurleidingen voor het openen of sluiten van de afsluiters of het opnemen van gegevens. Tevens is in de umbilical een leiding aanwezig om, indien nodig, methanol te injecteren om zo hydraatvorming te voorkomen. Verder bestaan er uitvoeringen van subsea wells waarbij eerst signalen door middel van glasvezelkabel worden doorgegeven en vervolgens de hydraulische aansturing plaatsvindt.

De gashoeveelheid wordt geregeld met een choke. Het gas verplaatst zich, wel of niet samen met methanol, in de transportleiding over de zeebodem naar een platform waar de gasbehandeling, zoals eerder beschreven, plaats vindt.

Subsea well technologie



10.6 Hydraat en methanol

Wanneer vrij water en gas onder druk worden gemengd, kan hydraatvorming ontstaan. Hierbij worden ijskristallen gevormd met ethaan en methaan. Opgebouwd uit watermoleculen, waarbij de vrije ruimten tussen de moleculen wordt ingenomen door genoemde koolwaterstoffen. Dit verschijnsel gaat gepaard met een vergroting van het volume. Uit 1 m³ water en gas wordt een veel groter volume hydraten gevormd.

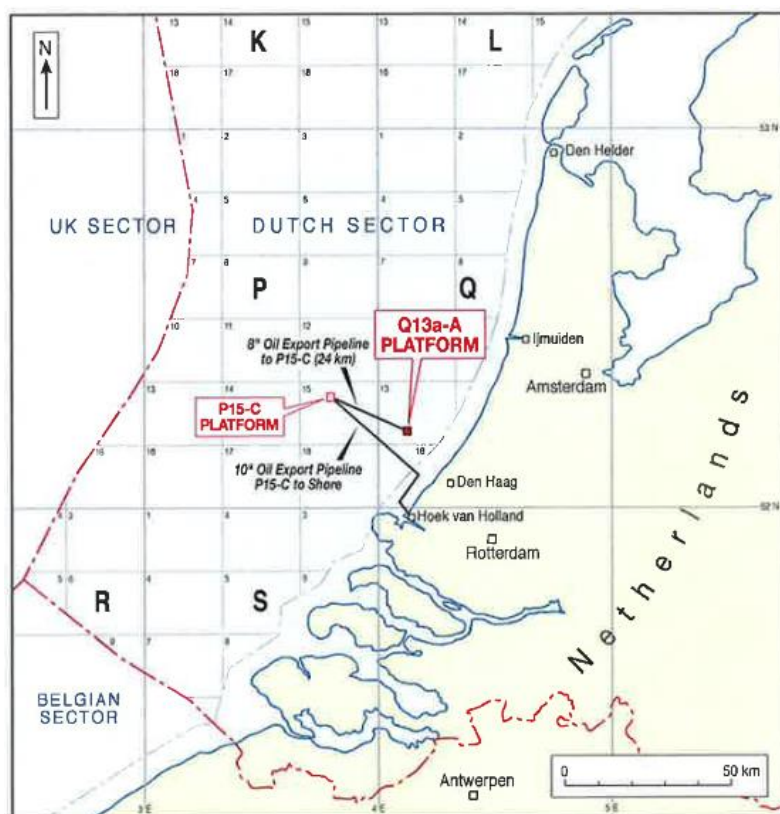
Indien er hydraat is ontstaan, veroorzaakt deze harde, op natte sneeuw lijkende substantie grote problemen in het productieproces en de pijpleidingen. Zo kunnen afsluiters gaan vastzitten en raken pijpleidingen gedeeltelijk of zelfs geheel verstopt. Met als gevolg dat de productie van aardgas stil komt te liggen. Deze hydraten kunnen slechts met veel moeite en tijdverlies weer worden verwijderd. Om dit te voorkomen wordt, afhankelijk van de aanwezigheid van water, druk en temperatuur, niet alleen methanol geïnjecteerd (vriespuntverlaging) in het behandelingsproces, maar ook in transportleidingen van locaties die nat gas produceren. Voor de hoeveelheden te injecteren methanol zijn berekeningen beschikbaar die volgens een hydraatvormingskromme worden gemaakt.

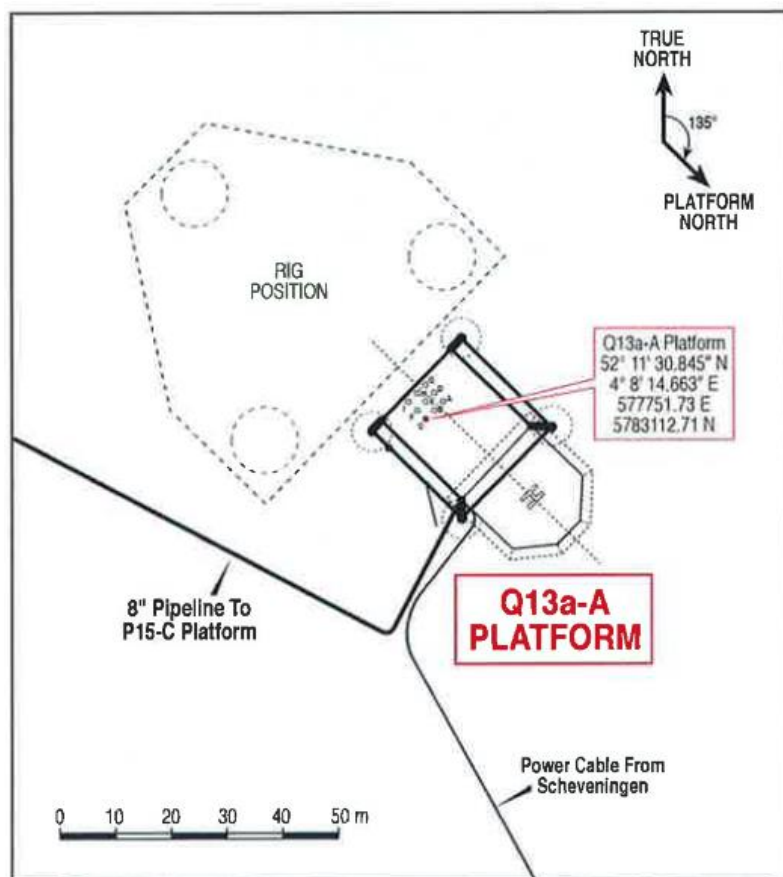
Wanneer toch hydraatvorming ontstaat wordt dit verwijderd. Dit gebeurt door het injecteren van grote hoeveelheden methanol of glycol en, zoals in de meeste gevallen, door het drukloos maken van bijvoorbeeld een pijpleiding, waardoor de hydraatplug weer gaat smelten. Drukloos maken moet aan beide zijden van de pijpleiding gebeuren anders wordt door drukverschil voor en na de plug deze weggeschoten in de leiding. Installaties kunnen hierdoor ernstig worden beschadigd.

11 Olie productie Amstel veld

11.1 Het Amstel veld en het Q13a-A platform

Het Amstel veld werd voornamelijk gevormd 145 miljoen jaar geleden, het is een olie accumulatie in het Zuidelijk deel van de Noordzee in blok Q13a. Het veld werd ontdekt door de NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij). De daaropvolgende exploratie en evaluatie boringen hebben uiteindelijk geleid tot de ontwikkeling van het veld door GDF SUEZ E&P Nederland B.V. Het Amstel veld ligt op 13 kilometer uit de kust van Scheveningen. Het Q13a-A platform staat op een stalen jacket met vier poten in 19,8 meter waterdiepte. Het platform zal normaal onbemand zijn en olie verwerken voor transport via een 24 kilometer lange pijpleiding van 8" naar het door TAQA bediende P15-C platform. De olie wordt daar verder verwerkt voor export via een pijpleiding van 10" naar Europoort.





Q13a-A platform



11.2 Plaatsing jacket

De fundatie van het Q13a-A platform bestaat uit zuigankers met een diameter van 7 meter. Tijdens installatie

stond op ieder zuiganker een pomp gemonteerd. Deze zorgde voor onderdruk binnenin het zuiganker, waardoor de zuigankers 6.5 meter de zeebodem zijn ingegaan.

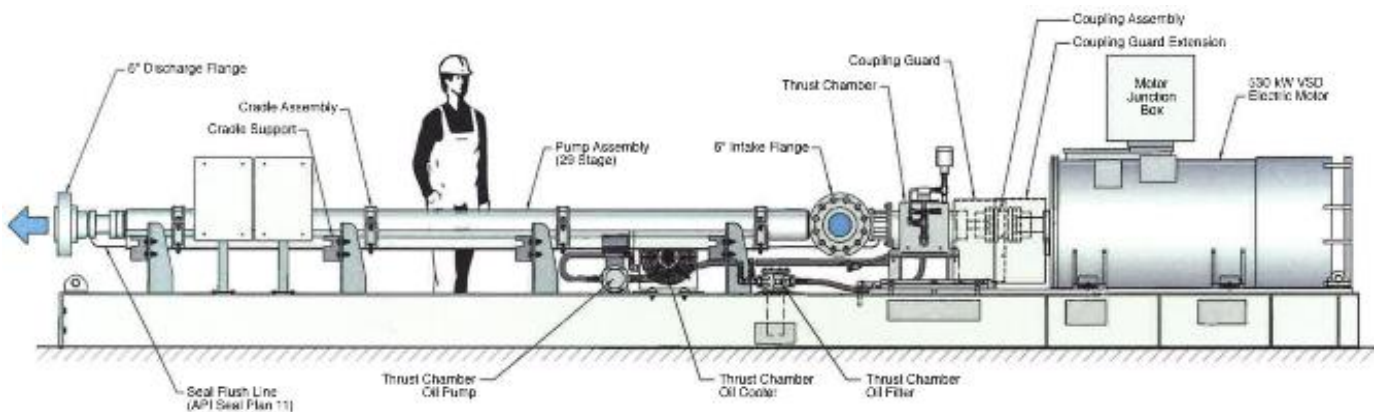
11.3 Elektriciteit

Dit platform heeft als enigste geen eigen stroomopwekking, de hoofdspanning op het Q13a-A platform wordt via een 25 KV onderzeese stroomkabel / navelstreng aangevoerd vanaf de wal bij de kust van Scheveningen. Deze 25 KV spanning wordt aan boord getransformeerd naar 6 KV hoog spanning en vervolgens naar 400/230 Volt.

11.4 Water stuwkracht voor olie productie

Water stuwkracht, Als de druk in het reservoir verminderd zal het onder de olie liggende water expanderen en de olie voor zich uit drukken. Als de water stuwkracht in het Amstel veld minder wordt, zal worden overgegaan op waterinjectie in de producerende putten om de stuwkracht te handhaven. Het water hiervoor is afkomstig van het door de putten mee geproduceerde water.

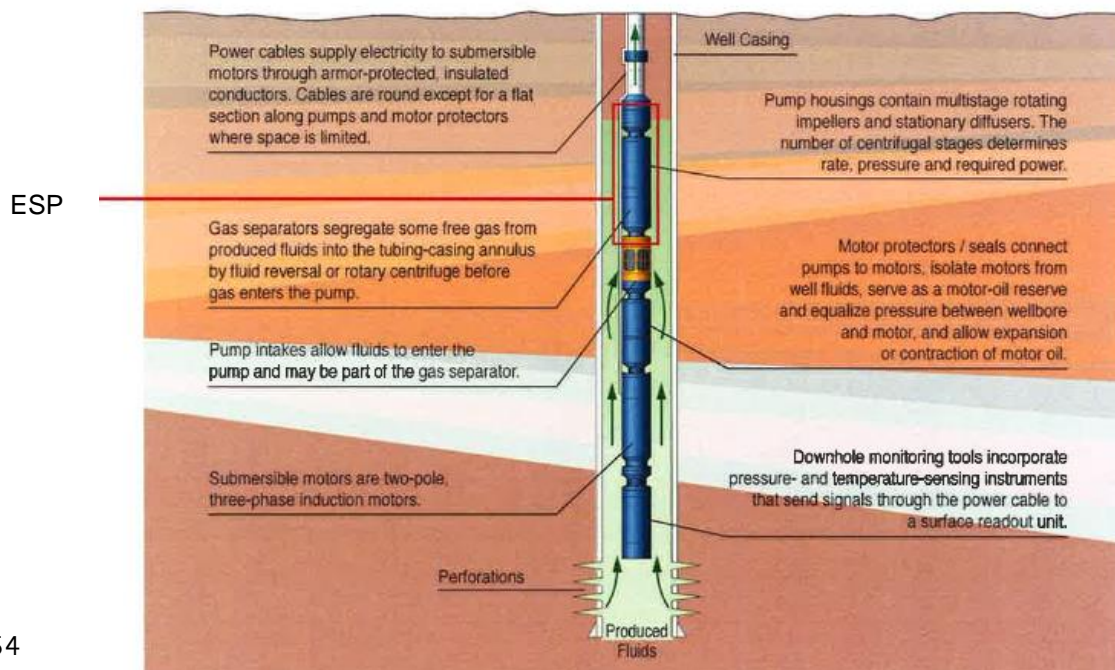
Water injectie pomp



Het water verlaat de productie separator en wordt uiteindelijk weer in het Amstel reservoir geïnjecteerd. Echter, voordat dit kan worden bereikt zal het geproduceerde water moet worden schoongemaakt om ervoor te zorgen dat er geen problemen ontstaan tijdens en na het injecteren, de reiniging het bestaat uit zand verwijdering.

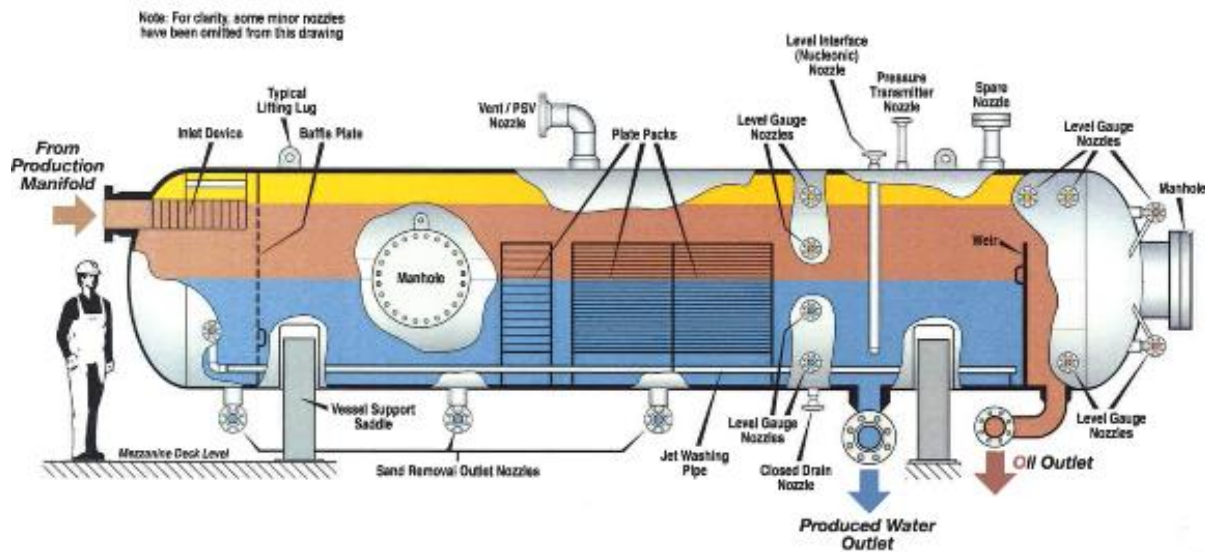
11.5 Olie productie en waterscheiding

Enige vorm van kunstmatige lift op de Q13a-A putten zal nodig zijn om een aanvaardbare en commerciële oliestroom te bereiken. Elke put zal in het begin zelfstandig produceren maar zal op een later tijdstip ook een elektrische pomp (ESP, Electrical Submersible Pump) nodig zijn. Deze elektrische pompompen zijn meertraps centrifugaalpompompen waarbij elke trap bestaat uit een roterende waaier en stationaire diffuser.



Geproduceerde vloeistoffen (water en olie) gaan via de wellhead/Xmas trees en de flowlines naar het test of productie manifold en vervolgens naar de productie separator. De productie separator scheidt de olie van het water. De olie verlaat de separator en wordt getransporteerd naar de export leiding.

Productie separator

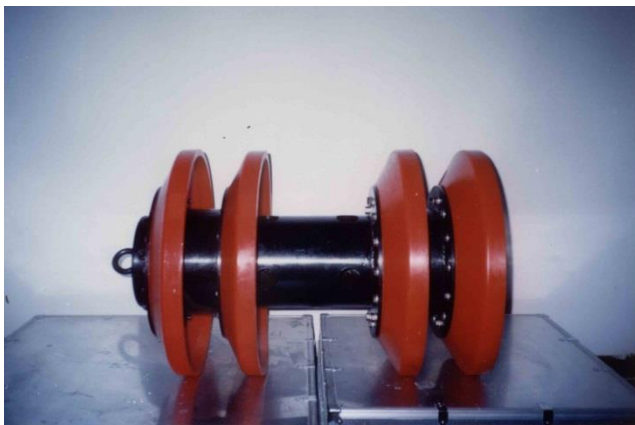


12 Pijpleiding reiniging of inwendige meting

12.1 Cleaning pigs

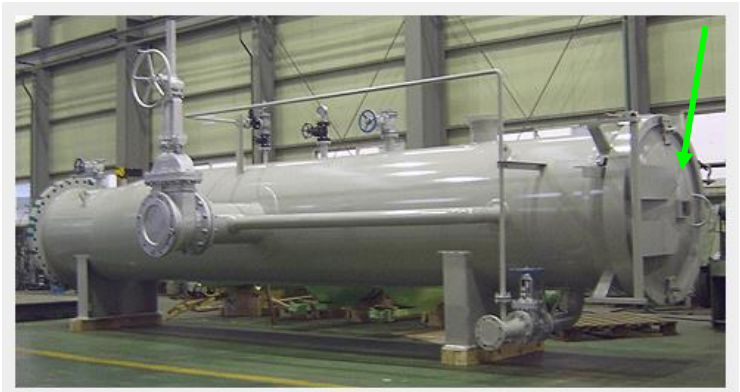
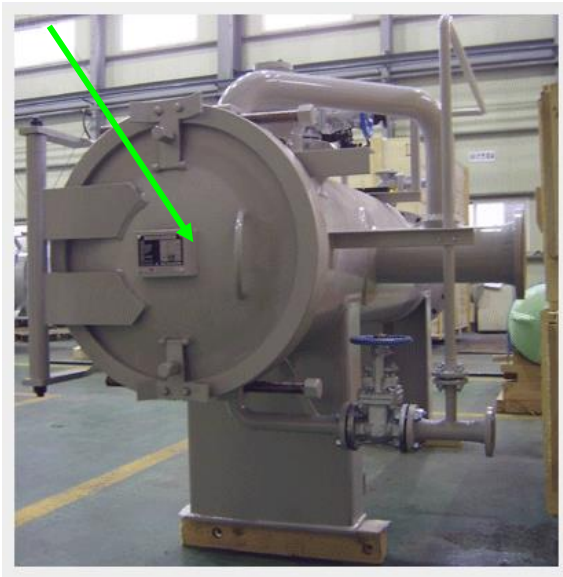
Regelmatig moeten sommige pijpleidingen worden schoongemaakt en in zeldzame gevallen worden gecontroleerd op corrosie. Voor het vrij maken van vloeistoffen (doorgaans condensaat) en verwijdering van andere stoffen worden zogenaamde "scraper cup pigs" gebruikt, ook wel scraper/sphere pigs genoemd waarvan er vele modellen bestaan zoals op de onderstaande foto's, waarvan rechts onder een model is uitgerust met schoonmaak borstels.

Voor onze 36" transport leidingen gebruiken we het type welke te zien is op de foto links onder. Ze worden op verzoek van NGT gelanceerd waarbij de frequentie van lanceringen afhankelijk is de hoeveelheid vloeistof in de pijpleiding in combinatie met de snelheid van de gasstroom.



Ze worden geladen in een "pig launcher" bijvoorbeeld op het L10-AR platform welke deel uitmaakt van het L10-A complex. Nadat de launcher is geladen wordt de deur gesloten en wordt de launcher met gas gevuld. Als de druk hoog genoeg is zal deze hoge druk de pig vooruit duwen. Hij zal zich verplaatsen door de 36" leiding naar Uithuizen door de hoge gasdruk achter de pig over een afstand van ruim 170 kilometer.

Na de lange reis zal de door de pig voortgestuwde vloeistof in Uithuizen worden opgevangen en de pig zal uit de leiding worden verwijderd. Ontvangen pigs worden teruggestuurd offshore voor hergebruik. Twee foto's op de volgende pagina van een pig launcher met gesloten deur (zie pijl) in de fabricagehal. Aan boord van een platform is deze met de uitlaat aangesloten op de transportleiding.



12.2 Pigs voor metingen

De zogenaamde "Intelligent of smart pigs" zoals te zien op onderstaande foto's worden bij ons zelden gebruikt. Vaak technische hoogstandjes die met de meest uiteenlopende meetapparatuur de gegevens van de binnenwand registreren, bijvoorbeeld corrosie. De gegevens worden in de computerapparatuur van de pig opgeslagen. Pas na verwijdering aan het eind van zijn reis, kunnen de gegevens worden ingelezen. Het lanceren en ontvangen van deze pigs geschiedt op dezelfde wijze als bovenstaand beschreven over de cleaning pigs.



13 Wireline operaties

Putten hebben onderhoud nodig om de productie ook op de lange termijn veilig te stellen. Problemen kunnen ontstaan door de productie van zand of water, maar ook de ingebouwde veiligheidsafsluiter kan defect raken. Deze dient dan te worden vervangen. Aan een draad kunnen speciale gereedschappen of meetapparatuur in de put gebracht worden. De put staat hierbij onder druk.

13.1 Toepassingen wireline

Dieptemeting

Dit is de simpelste toepassing van de wire- of slickline. De bepaling van de diepte kan worden verbeterd door het gebruik van een zogeheten tubing end locator. Een andere eenvoudige toepassing is het lokaliseren van diverse verbindingen.

Dummy run

Bijvoorbeeld om te controleren of er een obstructie in de put aanwezig is.

Onderhoud aan de tubing waardoor we produceren

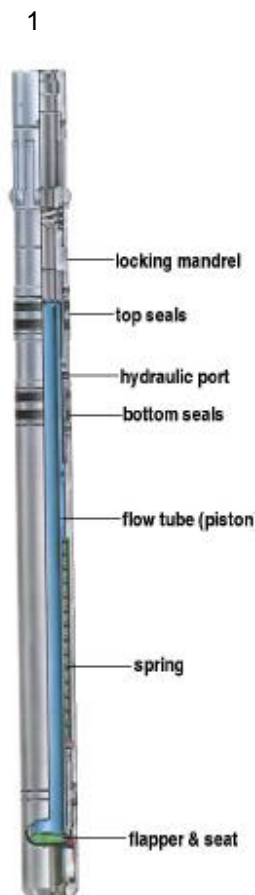
Hieronder valt het schrapen van paraffine of scale van de wand van de tubing, zodat de inwendige diameter niet te veel afneemt en hierdoor de productie terugloopt.

Samples en bepaling van de diepte (HUD)

Het nemen van monsters van de putbodem en het bepalen van de haalbare diepte (HUD hold up depth).

Het inlaten van pressure en temperatuur sensoren

Tijdens de jaarlijkse shutdowns worden op veel locaties, op grote diepte, druk- en temperatuuropnemers in speciale profielen van de tubing geplaatst. Deze door batterijen gevoede opnemers kunnen gedurende een aantal weken de gegevens opnemen. Hierna worden ze weer naar boven gehaald en kunnen de gegevens met behulp van computersoftware worden ingelezen.



Bepalen van vloeistofniveau

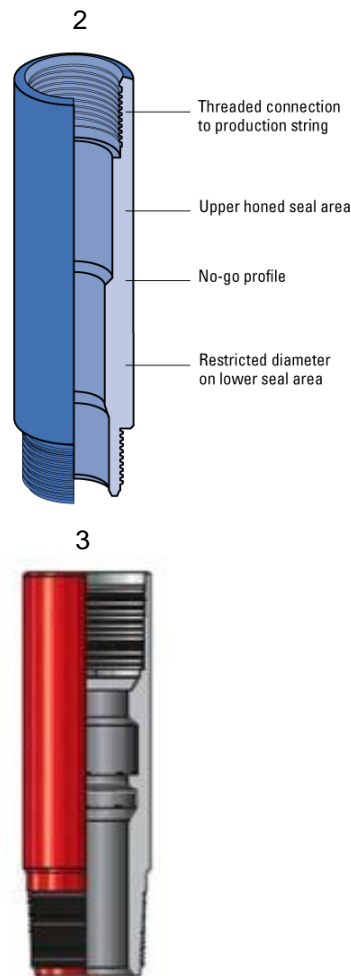
Indien de productietubing zich met vloeistof heeft gevuld, kan worden bepaald tot waar het vloeistofniveau staat.

Het uitwisselen van apparatuur

Retrieveable apparatuur, zoals velocity valves of down hole safety valves, kunnen worden uitgewisseld. Zie illustratie 1, de wireline retrieveerbare safety valve (flapper type).

Het trekken (retrieving) en afzetten (setting) gebeurt in principe mechanisch. Voor de uitvoering zijn nauwkeurig gemaakte profielen (landing nipples (2)) nodig. Deze zijn tijdens het inlaten van de completion string al in de tubing string ingebouwd (3). De landing nipples zijn zo gemaakt dat ze een verbinding vormen met een vooraf bepaald deel van het ingelaten gereedschap.

Bijvoorbeeld een plug of een flow valve. Na plaatsing wordt het gereedschap eerst geactiveerd en vervolgens vergrendeld (locked). Daarna wordt een deel van het gereedschap (tool string) door middel van jarren en het breken van een shearpin weer getrokken, met achterlating van de plug of safety valve. Er zijn vele variaties op deze techniek mogelijk. De landing nipples dienen om hierin ter plaatse permanente of tijdelijke onderdelen te kunnen afzetten.



Bailing

Aan de tool string kan speciaal (bailing) gereedschap worden gemonteerd om zand of scale uit de putbodem omhoog te halen.

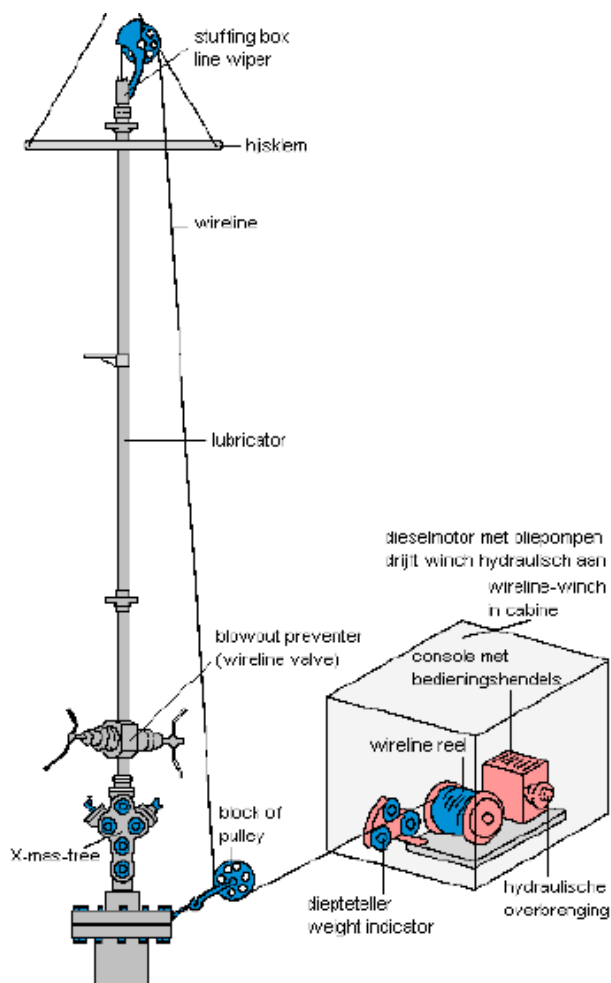
Vissen

Aan de slickline of kabel kan speciaal visgereedschap in de put worden ingelaten om debris (rommel) op te vissen. Dat kan onder meer bestaan uit afgebroken metaal van de completion serie, wellhead, wireline gereedschap of gebroken wireline.

13.2 De wireline installatie

De lubricator van de wireline installatie wordt bovenop een bestaande put (op de swab valve van de X-mas tree) gebouwd. Met een kabel op een trommel, met daaraan speciale gereedschappen, kunnen onderdelen worden verwijderd uit een put of geplaatst. Bijvoorbeeld een down hole safety valve, ook wel ball valve genoemd. Maar er kunnen ook metingen worden uitgevoerd op een diepte van zo'n 4.000 meter. De zogeheten tool string (zie volgende pagina) is het onderdeel dat aan de ene kant met een draad aan de kabeltrommel is verbonden en waaraan aan de andere kant gereedschap of meetapparatuur is gekoppeld. De hydraulisch gestuurde kabeltrommel rolt af en de benodigde apparatuur wordt ingelaten in de put. Dit gebeurt onder volledige putdruk.

De wireline installatie



Lubricator



Controle unit



Controle paneel in de controle unit



Blik vanuit controle unit naar de BOP en lubricator



Tool string benamingen

Rope socket.

Dit is de verbinding tussen de tool string en de wireline. Het ontwerp verschilt afhankelijk van de afmetingen en het type kabel of draad.

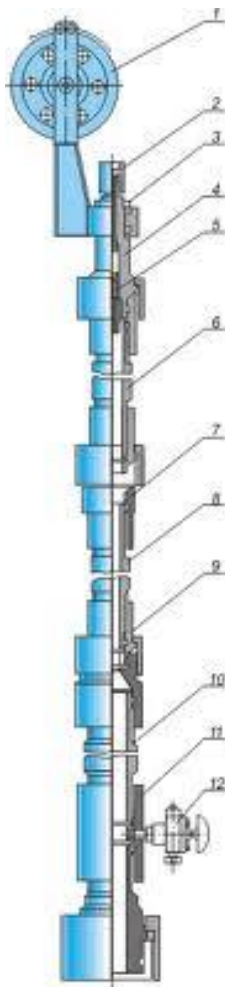
Stem.

Dit is een ronde stalen stang, verzwaard de tool string.

Jar.

Deze werkt met slagkracht. Een telescopisch onderdeel laat een korte axiale beweging toe, waarna de spanning in de kabel een deel van de tool string versnelt, terwijl de rest in rust blijft.

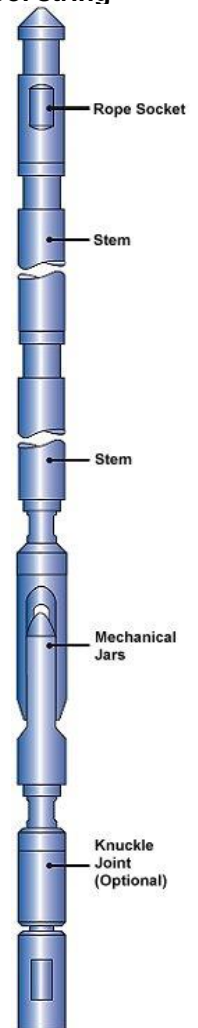
Lubricator



- 1 - block,
- 2 - gland nut,
- 3 - packing,
- 4 - body,
- 5 - plug,
- 6 - upper (top) section,
- 7 - adapter,
- 8 - middle section,
- 9 - nipple,
- 10 - lower (bottom) section,
- 11 - coupling,
- 12 - valve

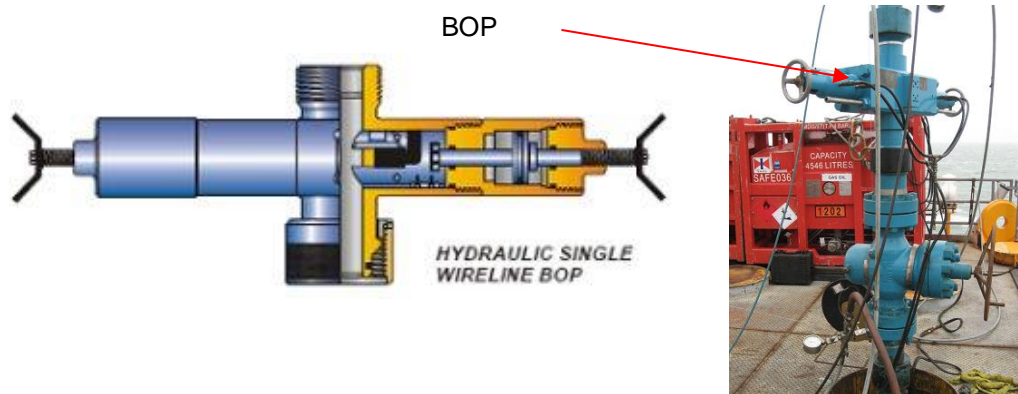
Een wireline lubricator die bovenop de BOP geplaatst wordt bestaat uit een aantal pijpen die aan beide zijden zijn voorzien van zogeheten quick unions of snelkoppelingen.

Tool string



Blow out preventer

De wireline blow out preventer (BOP) heeft beweegbare rams met voorgevormde rubberen elementen die worden gebruikt om rond de draad af te sluiten. Hierdoor kan de put, bij een calamiteit of reparatie, boven het gedeelte van de BOP worden afgesloten. Naast handbediende zijn er ook hydraulisch bedienbare BOP's.



Kabelsoorten

We onderscheiden twee soorten kabels (wirelines): De braided cable en de slickline.

1. Braided cable.

Bestaat uit meerdere draden die in het geval van een mono-conductorkabel rond een geleider zijn gevlochten. De geleider is voorzien van isolatie die ook bestand is tegen de vloeistoffen en de temperatuur in de put. Omdat deze kabel zeer geschikt is voor het versturen en ontvangen van elektrische signalen, wordt deze kabel veel gebruikt bij het loggen en het doen van corrosie metingen in een put.

2. Slickline (gladde draad).

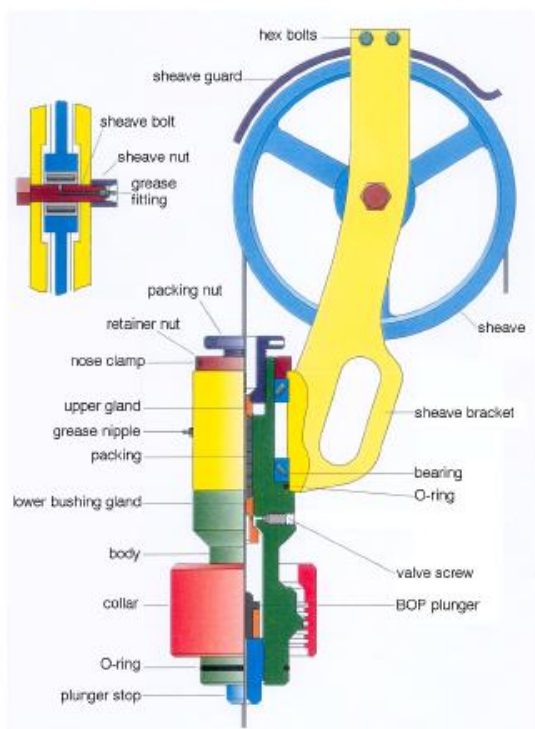
Dit is een massieve enkele draad, ook wel aangeduid met single strand line of piano wire.

Stuffing box

Als de wireline op en neer bewogen moet worden in een onder druk staande put is het gebruik van een stuffing box noodzakelijk.

- bij gebruik van slickline is de stuffing box de hoofdafdichting;
- bij gebruik van braided cable wordt de stuffing box boven de vetafdichting als noodafdichting gemonteerd. Een bewegende braided cable veroorzaakt te veel slijtage aan de rubberen afdichting van een stuffing box.

Afbeeldingen: Stuffing box voor slickline.



De stuffing box bestaat uit een pakkingkamer waarin ronde rubberen pakkingen zitten. De pakkingen zijn voorzien van een doorlaat die past bij de toegepaste draad. Het geheel wordt aangedrukt met een moer (packing nut). De moer voor de slickline moet zo worden vastgezet dat er geen lekkage optreedt en dat de wire toch op en neer kan bewegen. Uitvoeringen voor putten met CO₂ of H₂S hebben meestal een injectiepunt voor inhibitors, smeermiddelen of methanol. De laatste moet hydraatvorming in stuffing boxes voorkomen.

Down hole safety valve en tree afsluiters

Het normale bedieningssysteem van de X-mas tree afsluiters wordt tijdens wireline-werkzaamheden buiten werking gesteld en overgenomen door andere luchtsystemen en/of hydraulische units. Om alles in goede banen te leiden, wordt een hydraulische controlemodule gebruikt. De hydraulische druk wordt geleverd door een dieselmotor aangedreven hydraulische pomp. Met de vele hydraulische slangen wordt de hydraulische vloeistof verdeeld naar onder andere de slickline kabeltrommel. In de module zijn alle control- en supplyfuncties af te lezen. Een weight indicator, aangestuurd door een loadcel, meet het gewicht van de draad en tool string en voorkomt hiermee kabelbreuk. Een dieptemeter geeft de lengte van de ingevoerde kabel weer.

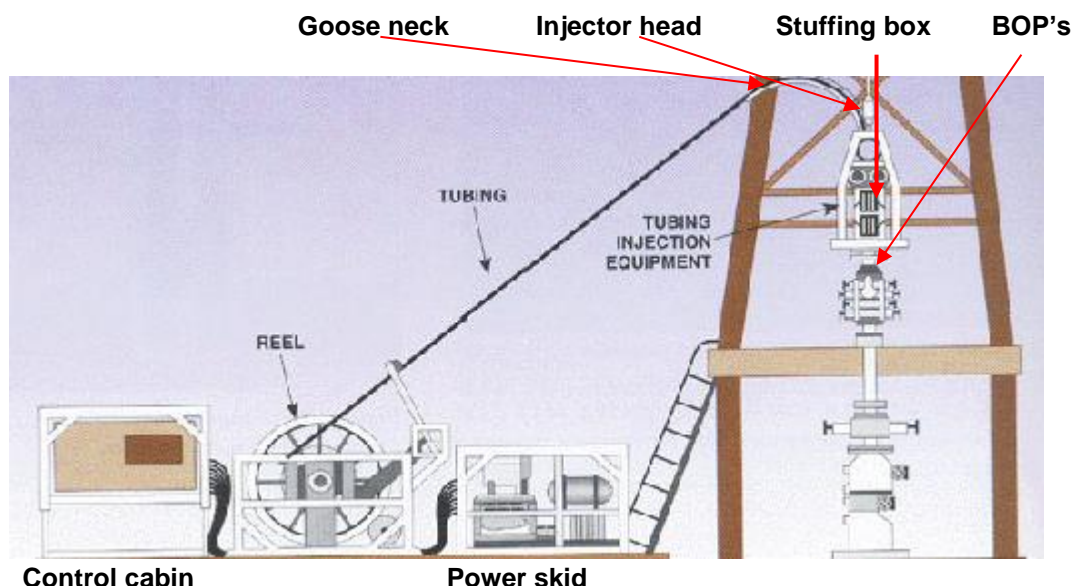
14. Coiled tubing operaties

14.1 Inleiding

Coiled tubing is een lange flexibele metalen buis welke zich op een trommel bevindt en in de put kan worden ingelaten om met speciaal gereedschap werkzaamheden uit te voeren.

Oorspronkelijk werd coiled tubing voornamelijk gebruikt om indien nodig na het perforeren stikstof in 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;
- het stimuleren van formaties met een zuuroplossing (acid frac). Deze vloeistof kan via coiled tubing met een injector naar de bodem van de put worden gepompt.



Coiled tubing is een flexibele buis met een diameter van 25 mm (O.D. (buitendiameter)), die met een lengte van circa 4.500 meter op een grote spoel wordt bewaard. De unit is op een skid gemonteerd en bestaat uit:

- een injector head;
- blow out preventers;
- een hydraulisch aandrijfsysteem.

De injector head wordt op de wellhead gemonteerd. De BOP's (Blow Out Preventers) onder de injector dienen om een blow out te voorkomen. De hydraulisch aangedreven trommel kan maximaal 4.500 meter coiled tubing door de injector in de put afdalen en optrekken.

14.2 Equipment

Trommel

Coiled tubing wordt, net als bij de meeste elektrische kabels, rondom een grote trommel gewonden. Deze rust in een support en wordt via een ketting door een hydraulische motor aangedreven.

Het aandrijfsysteem heeft een dubbelfunctie:

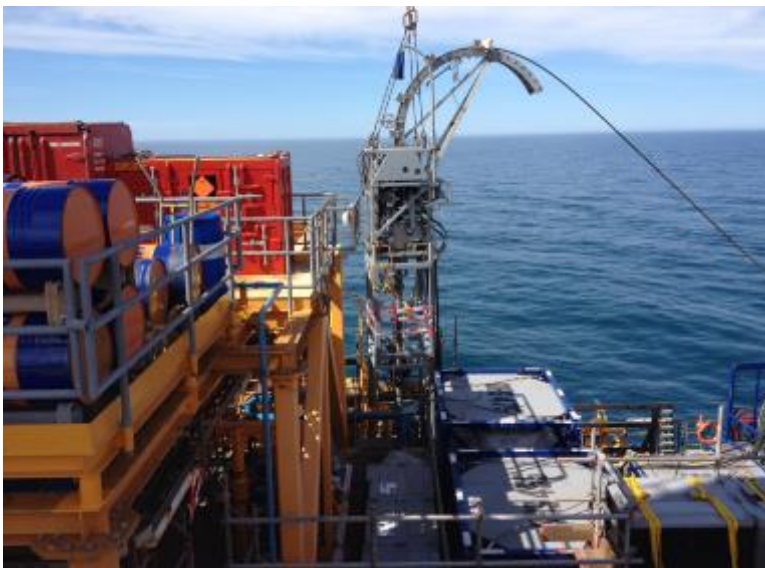
- de hydromotor werkt als een rem tijdens het afspelen, zodat de coiled tubing tussen de trommel en de unit constant onder spanning staat;
- tijdens het opspelen houdt het systeem de coiled tubing constant onder spanning.

Een trommel geleiding zorgt ervoor dat de coiled tubing op de juiste manier wordt opgerold. Deze geleiding wordt aangedreven via een ketting en loopt synchroon met de trommel

Coiled tubing unit



Een unit op een platform van GDF SUEZ E&P Nederland BV



BOP's



Tubing injector head

De tubing injector head is boven de BOP's en de stripper gemonteerd en verplaatst de tubing in of uit de onder druk staande put. De coiled tubing zit tussen de voorgevormde drive blocks geklemd. De blokken zijn aan twee stel duplex kettingen gemonteerd, worden hydraulisch aangedreven en nemen de blokken, met daartussen de tubing, mee naar boven of beneden. De snelheid is nauwkeurig te regelen.

Aandrijfkettingen moeten met de juiste kracht aangedrukt worden om indrukken of slippen van de pijp te voorkomen. Hiervoor zijn hydraulische spencilinders gemonteerd, die via een rollensysteem de kettingen aandrukken. De injector head is aan de bovenzijde voorzien van een goose neck (zie volgende pagina) om de coiled tubing vanaf de trommel tussen de kettingen en de drive blocks te geleiden

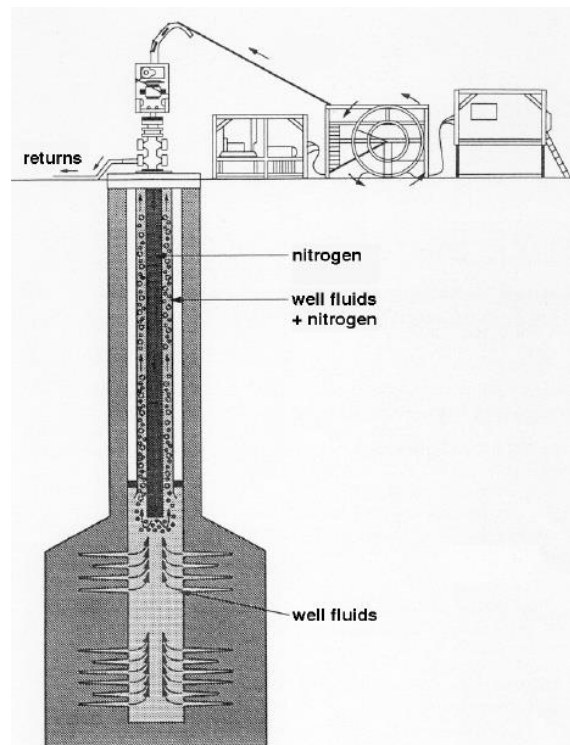
De weight indicator op de injection head is het belangrijkste instrument van een coiled tubing unit. Load cells uitgevoerd met rekstrookjes zijn het meest accuraat. Alle aandrijf- en regelsystemen voor de coiled tubing zijn elektronisch. Een hydraulische pomp levert de olie voor de aandrijfmotor van de injector, terwijl een tweede pomp voor de aandrijving van de trommel zorgt. Vermogensregelaars regelen de werking van de injector en de trommel. De operator bepaalt de instelling van de hydraulische druk.

Control cabin

Deze is zo opgesteld dat er zicht is op de injector head en de coiled tubing reel. Binnen zijn alle relevante regelaars opgesteld, waaronder:

- het hydraulisch hoofdpaneel (om de injector en het spoelsysteem te bedienen);
- de well control equipment (stuffing box en BOP-functies);
- de instrumentatie;
- de dieptecorrelatie;
- gewicht indicator.

Door het inlaten van stikstof kan worden getracht om aanwezige vloeistoffen uit de put te produceren, waardoor de gasproductie hersteld of verbeterd wordt.



15.0 CCR en Kustwacht

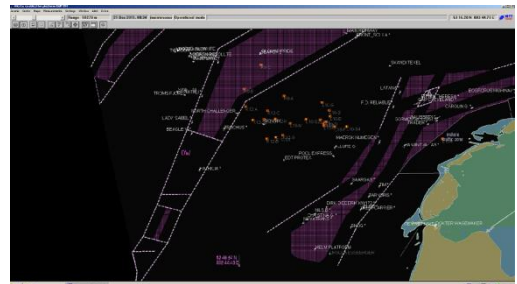
Een groeiend aantal productielocaties heeft geleid tot de ontwikkeling en bouw van de CCR (Central Control Room) in het kantoor van GDF SUEZ in Den Helder. De controlekamer werd in 2011 in gebruik genomen (foto 1).

Hier wordt in ploegendienst gewerkt, waarbij de controle en besturing van alle productielocaties plaats vindt. Ook kunnen de scheepvaartbewegingen op het Nederlands Continentale Plat worden gevolgd met het zogenaamde AIS (Automatic Identification System) systeem, zie display op foto's 1 en 2.

1



2



Bij calamiteiten op zee kan soms de hulp worden ingeroepen van de Nederlandse kustwacht welke beschikt over schepen, vliegtuigen en helikopters, zoals te zien op onderstaande foto's.



16.0 Transport van personeel en bevoorrading

16.1 Helikopters

Om het personeel te transporteren wordt gebruik gemaakt van helikopters, deze vliegen dagelijks naar en onderling tussen onze platformen. Er wordt gebruik gemaakt van de Agusta AW 139. Voor grote ploegwisselingen wordt ook de Sikorsky S-92 ingezet.

Enige data:

Agusta AW139: 2 crew, 12 personen, kruissnelheid 310 km/uur



Sikorsky S92: 3 crew, 18 personen, kruissnelheid 279 km/uur



16.2 Bevoorrading

De bevoorrading van platformen met voedsel, water, brandstoffen en onderdelen vindt plaats met bevoorradingsschepen die hun thuisbasis hebben in Den Helder. Grote moderne schepen uitgerust met het Dynamic positioning systeem.

Enige voorbeelden zijn:

De Tromsfjord bij het L15-A platform. Waterverplaatsing 3600 ton, Lengte 74 meter en breed 16 meter, kruissnelheid 10 knopen.



Far Splendour, waterverplaatsing 3503 ton, lang 74 meter en 16 meter breed, Kruissnelheid 12 knopen



17. Gasbehandeling Onshore

17.1 Inleiding

De gas- en condensaatbehandelingsinstallatie te Uithuizen is sinds 1975 operationeel. In de gas- en condensaatbehandelingsinstallatie wordt gas bewerkt dat vervolgens aan Gas Transport Services (Gasunie) wordt geleverd. Condensaat, dat als bijproduct wordt geproduceerd, wordt via treinwagons vanaf Roodeschool naar een afnemer afgevoerd. Het gas en condensaat is afkomstig van de productieplatforms welke op de Noordzee zijn aangesloten op de NGT pijpleiding

De NOGAT behandelingsinstallatie in Den Helder werkt volgens hetzelfde principe zowel voor het gas als het condensaat. Het enige verschil is dat het condensaat per schip naar een afnemer wordt verscheept. Het gas en condensaat is afkomstig van de productieplatforms welke op de Noordzee zijn aangesloten op de NOGAT pijpleiding (zie pagina 47).

Gezien het minimale verschil tussen beide installaties wordt alleen de NGT installatie beschreven.

NGT (Noordgastransport B.V.) gasbehandelingsstation in Uithuizen (foto L)

NOGAT (Northern Offshore Gas Transport) gasbehandelingsstation in Den Helder (foto R)



17.2 Gas- en condensaat behandelingsinstallatie

In verband met de aanwezige vloeibare koolwaterstoffen wordt het gas meteen bij het binnenkomen (inlaatgas) van het behandelingsstation door de vloeistofvanger gevoerd. Deze bestaat uit acht, tientallen meters lange leidingen en dient een eerste ruwe scheiding tussen vloeistof en gas tot stand te brengen. Vanaf deze vloeistofvanger gaat het gas naar vier, gelijke gasdrooginstallaties (zie foto onder). De opgevangen vloeistof wordt gescheiden in condensaat (een lichte ruwe olie) en water.



Het water wordt afgevoerd naar een olie/waterscheider. In dit systeem wordt het water, na een aantal scheidingsstappen waarbij onder andere een condensaatfase ontstaat, in de incinerator verbrand. Het condensaat gaat samen met het condensaat uit andere delen van het proces via een pijpleiding naar Roodeschool.



In het gaszuiverings- of gasdrogingsdeel ondergaat het gas een tweede bewerking. Na de eerste ruwe zuivering, zoals hierboven beschreven, wordt de gasstroom via warmtewisselaars geleid om een temperatuur van circa minus 22 °C te bereiken. Tijdens deze koelfase wordt een mono-ethyleenglycol (glycol)/watermengsel geïnjecteerd om het nog aanwezige water in het gas te binden om zo bevroering te voorkomen. Koeling wordt bereikt door gebruik te maken van propaan.

Het in de gasstroom geïnjecteerde glycol/watermengsel wordt aan het eind van het proces weer van het gas gescheiden in een hogedrukseparator en vervolgens via een verwarmingsproces gereinigd. Daarna kan de glycol opnieuw worden gebruikt. Ook het bij de voornoemde lage temperatuur ontstane condensaat wordt in de hogedrukseparator van het gas gescheiden en afgevoerd naar de condensaatstabilisatiesystemen. Het gas, dat residueel gas wordt genoemd, is nu gereed voor aflevering.

De condensaatbehandeling bestaat uit het transportgeschikt maken of stabiliseren van het condensaat. Dit betekent, dat aanwezige stoffen als propaan en butaan uit het condensaat verwijderd moeten worden. Middels destillatie wordt deze scheiding tot stand gebracht. Gas, dat hierbij vrij komt, gaat naar het brandstofgassysteem. Het condensaat wordt, in afwachting van het transport, opgeslagen in één van de vier opslagtanks.

Op het stationcomplex in Roodeschool zijn acht aansluitpunten voor het gelijktijdig vullen van acht railtankwagons voor vervoer naar derden, waar het condensaat verder wordt verwerkt. Via een telefoonverbinding kan vanaf het stationemplacement gevraagd worden de condensaat transportpompen die op de behandlingsinstallatie in Uithuizen staan, te starten. Het hele vulsysteem gaat volautomatisch en is ook automatisch beveiligd.

17.3 Propaankoelsysteem

Propaan wordt tijdens het proces gebruikt voor koeling van het gas tot maximaal minus 29 °C. Hiertoe wordt propaan gecomprimeerd met behulp van vijf 5 door gasmotoren aangedreven zuigercompressoren.



Het koelproces bestaat uit een aantal stappen. De eerste stap betreft de compressie tot 13,4 barg en 65,6 °C. Na de compressie stroomt het propaan naar de residue gascondensers en de condensaatkoelers, waar het condenseert bij 12,8 barg en afkoelt tot 20 °C. Na deze condensatiestap stroomt het propaan naar de surgetank.

Vanuit de surgetank stroomt het propaan vervolgens naar de residue gassubkoelers, waar afkoeling tot 7,2 °C plaatsvindt bij 12 barg. Voordat het propaan de inlaatgaskoeler instroomt, expandeert het tot 0,6 barg en minus 22 °C. In de inlaatgaskoeler wordt het aardgas afgekoeld tot minus 22 °C en ontstaat er een hoeveelheid condensaat. Hierna stroomt het propaan, na eerst de vloeistofvangers (K.O. drums) te zijn gepasseerd, naar de compressoren bij 0,35 barg en minus 22 °C. Daar wordt het gecompriemd voor hergebruik. Het propaan koelsysteem beschikt over een maximale koelcapaciteit van 2,3 MW per inlaatgaskoeler.

17.4 Glycolsysteem

Mono-ethyleenglycol (glycol) wordt gebruikt om het aanwezige water in het gas te binden en om bevroering te voorkomen. Hiertoe wordt een glycol/watermengsel op diverse punten in de installatie geïnjecteerd in warmtewisselaars.



Regeneratie van glycol (zie foto) vindt plaats in de volgende stappen. Het glycol/watermengsel wordt eerst verwarmd in een aantal warmtewisselaars, voordat het een flashtank instroomt. In deze tank worden bij 82 °C en 7 barg de gasvormige koolwaterstoffen afgevoerd naar de lagedruk-fakkelleiding. Condensaat gaat naar de condensaatstabilisatie en glycol stroomt naar de dehydrateringsunit. Hier wordt het glycol in de reboiler opgewarmd tot 100 °C. Hierdoor worden water en condensaat verwijderd en afgevoerd naar de olie/waterscheider en wordt de damp afgevoerd naar de incinerator. De in de reboiler benodigde warmte wordt verkregen van thermische olie (204 °C), afkomstig van het hete oliesysteem. Het inmiddels geregenereerde glycol/watermengsel stroomt vervolgens met een temperatuur van 75 °C vanuit de reboiler naar een opslagtank voor hergebruik.

17.5 Hete oliesysteem

Een gesloten hete-olie-systeem (verwarmingssysteem), met als medium thermische olie, voorziet het glycolregeneratiesysteem en het condensaatstabilisatiesysteem van warmte. Daarnaast wordt de thermische olie ook voor tracingdoeleinden gebruikt.



17.6 Fakkelsysteem

Indien uit procesapparatuur om procestechnische- of veiligheidsredenen gas wordt afgelaten, wordt dit naar het fakkelsysteem (zie foto) geleid en vervolgens verbrand in de atmosfeer.



17.7 Brandstof- en startgassysteem

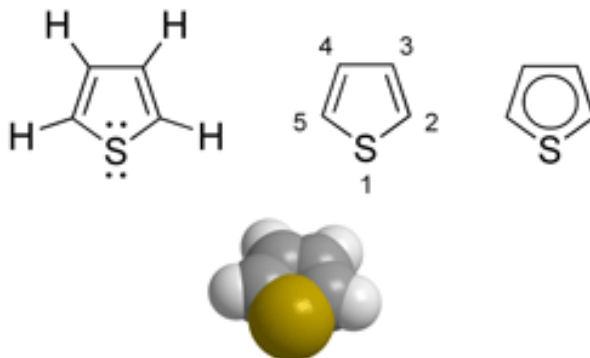
Gas dat vrijkomt tijdens de condensaatstabilisatie wordt afgevoerd naar de separator van het brandstofsysteem. Dit gas wordt tezamen met een hoeveelheid residu of eventueel inlaatgas gefilterd, waarna het geschikt is als brandstof. Brandstof wordt gebruikt in de fornuizen van het hete-olie-systeem, voor de gasmotoren van de propaancompressoren, voor de verwarming van de gebouwen en als blanketing gas in diverse opslagtanks en de incinerator.

17.8 Calorische waarde en reukstof

Doordat het gas uit de diverse velden van samenstelling en dus ook van calorische waarde verschilt, wordt het gemengd tot een uniforme samenstelling. Het gasmengsel dat bij NGT de meetstraten verlaat en het GTS (Gas Transport Services) systeem binnenstroomt, heeft een samenstelling die is ontstaan uit de leveringen van de respectievelijk bestelde hoeveelheden bij de producenten.

Het gas dat NGT verlaat is reukloos. Om er voor te zorgen dat men een lekkage thuis of op het werk snel opmerkt zal GTS een reukstof toevoegen op die plaatsen in het leidingnet, waar geen afnemers meer zijn die het gas voor industriële doeleinden gebruiken. Voor bijvoorbeeld de fabricage van methanol is toevoeging van reukstof ongewenst.

In Nederland wordt hiervoor tetrahydrothiofeen toegepast, wat zorgt voor de overbekende gaslucht. Het is een organische verbinding die bestaat uit een aromatische ring van vier koolstofatomen en een zwavelatoom (C_4H_4S).



GDF SUEZ

REDISCOVERING ENERGY



Onze waarden

gedreven
betrokken
durf
verbonden



Henk Nout