

**INLEIDING TA : PETROLEUMWINNING**

**TA 1009**

**Ir. E. Dijkhuis**

(tekst en tekeningen concept)

**Ir. A. A. Dijkhuis**

(tekeningen)

**Augustus 2000**  
**Versie 2007**

TECHNISCHE UNIVERSITEIT DELFT  
FACULTEIT CIVIELE TECHNIEK EN GEOWETENSCHAPPEN  
AFDELING TECHNISCHE AARDWETENSCHAPPEN  
SECTIE PETROLEUMWINNING

## INHOUDSOPGAVE

VOORWOORD	iii
Inleiding .....	iii
College organisatie .....	iii
I. HET ONTSTAAN VAN OLIE- EN GASVOORKOMENS	1
II. HET OPSPOREN VAN OLIE- EN GASVOORKOMENS	3
III. HET BOREN VAN EEN PUT	5
Inleiding .....	5
Het boorproces .....	5
IV. STATISCHE DRUKKEN EN GRADIËNTEN	7
Inleiding .....	7
Diepte – Druk - Gradiënten.....	7
Vloeistoffen en gassen in de poriën van gesteente.....	9
Gesteente druk, gesteente sterkte en sterkte gradiënt.....	11
De druk van kolommen boorvloeistof en cementslurry	12
V. OVERZICHT VAN DE LEVENSCYCLUS VAN EEN RESERVOIR OF VELD	14
Inleiding .....	14
Exploratie (exploration) .....	14
Verkenning (appraisal).....	14
Ontwikkeling (development).....	14
Plateauproduktie, eerste periode .....	15
Plateauproduktie, tweede periode .....	15
Productieafname (production decline).....	15
Sluiting (field closure).....	15
Verlaten (abandonment).....	15
VI. VOLUMES VAN OLIE EN GAS	16
Inleiding .....	16
De exploratieput (exploration well) .....	16
De verkenningsboringen (appraisal wells).....	17
Berekening van STOIP, GIIP en reserves.....	18
De ontwikkelingsputten (development wells).....	19
VII. HET COMPLETEREN VAN EEN PUT	21
Inleiding .....	21
Vorbereiding.....	21
Logging .....	22
Het producerende interval.....	22
De tubingstring voor produktie .....	22
Wellhead.....	23
Chokebox en flowline .....	23
VIII. HET PRODUCEREN	25
Inleiding .....	25
Het produktieproces .....	25
Stroming .....	25
Stroming in het reservoir.....	26
Stroming in het producerende interval.....	26
Stroming in de put .....	27

	Stroming door het knijpstuk (choke).....	27
	Stroming door de flowline.....	27
	Stroming in het produktiestation.....	28
	Stroming in de trunklines .....	28
	De terminal.....	28
	Gasproductie .....	29
	Verschuiven tijdens het produceren.....	30
IX.	<b>DYNAMISCHE DRUKKEN</b>	
	Inleiding .....	34
	In productie brengen van een put .....	34
	Vertikale stroming in de put .....	35
	Stroming in het reservoir .....	36
	Stroming in en rondom het producerende interval.....	36
	Veranderingen in het reservoir .....	37
	 Figs 1-30	 38
	 <b>OEFENINGEN</b>	
	 PW1 “OPERATIONAL ASPECTS”. STATIC PRESSURES – STATIC GRADIENTS	 67
	 PW2 “GEOLOGICAL ASPECTS” GEOLOGICAL MAPPING- VOLUMES IN PLACE	 71
	 PW3 “DYNAMIC ASPECTS” DYNAMIC PRESSURES – PRODUCED VOLUMES	 75

## VOORWOORD

### Inleiding

Het college is in de huidige vorm een aantal jaren gegeven om de eerstejaars studenten Technische Aardwetenschappen kennis te laten maken met deze vakdiscipline.

De opzet van dit werkcollege bevordert de zelfwerkzaamheid van de studenten, de interactie tussen docerende staf en studenten, en heeft in het algemeen een betere verwerking van de aangeboden kennis ten gevolge.

Het karakter van een werkcollege vergt echter een relatief gemakkelijke toegang tot basiskennis voor zelfstudie. Op het gebied van Petroleumwinning bestaat een dergelijke compilatie van basisbegrippen en procesbeschrijvingen echter niet. Dit is steeds opgevangen door korte inleidende colleges en de voortdurende aanwezigheid van de docent tijdens de werksessies, zodat veelvuldige aanvullende kennisoverdracht kan plaats vinden.

De ervaringen van deze hoor- en werkcolleges hebben geleid tot het prepareren van dit collegediktaat, met daarin alle informatie benodigd voor het uitwerken van de oefeningen. De drie oefeningen worden telkens ingeleid met een herhaling van de informatie benodigd voor het uitwerken van de oefeningen. Er is daarom een zekere duplicatie, maar het voordeel is dat de oefeningen volledig autonoom op zichzelf staan.

### College organisatie

- Doel:** Beginnende studenten bekend maken met fundamentele elementen van Petroleumwinning. Deze basiskennis is nodig om te zijner tijd voor het derde studiejaar een keuze te kunnen maken uit de vier studierichtingen in Technische Aardwetenschappen.
- College opzet:** De eerstejaars studenten worden in groepen van maximaal zes ingedeeld om samen te werken in een werkcollege met korte inleidingen voor drie onderwerpen. Van elk onderwerp moet een presentatie worden gegeven en een rapport worden gemaakt, zodat elke student tenminste één presentatie en één rapport maakt. De taken binnen de groep moeten zo verdeeld worden, dat een student niet zowel een presentatie als een rapport van hetzelfde onderwerp maakt.
- Inhoud:** Drie onderwerpen, die tezamen in grote lijnen de fysische achtergronden bestrijken van het vinden en winnen van olie en gas uit de ondergrond: het creëren van produktieputten, geologie, het produceren van putten.

- Statische drukken: statische vloeistof- en gasdrukken in gesteenten, statische vloeistof- en gasdrukken in putten tijdens boren en produceren, gesteentesterkte;
- Volumes: doel van exploratie-, verkennings- en ontwikkelingsputten, vaststellen volume olie en gas, opstellen ontwikkelingsplan en productieprofiel;
- Dynamische drukken: dynamische drukken in putten en reservoirs tijdens productie, fysische verschijnselen als gevolg van verandering van drukken en temperatuur tijdens het productieproces.

Toetsing: Presentaties van circa 20 minuten worden gegeven in bijzijn van de docent en de eigen groep; de docent stelt vragen om de kennis en het inzicht van de presentator en groep te testen. Voor de presentatie wordt een cijfer gegeven door de docent. Rapporten worden beoordeeld door de docent, een tweede cijfer wordt toegekend. Daarnaast wordt een cijfer voor groepswork gegeven. Voor elke student wordt het gemiddelde van de drie cijfers het cijfer voor het vak. Er is geen tentamen.

Tijd: Voor elk van de oefeningen PW1, PW2 en PW3 zijn de volgende tijdvakken nodig:

- 2 uur hoorcollege inleiding;
- 2 middagen opgaven bewerken onder begeleiding van de docent;
- ½ uur presentatie per groep.

Schema: Als er ruimte is op het rooster, is het volgende schema het beste, ook omdat dit werkcollege heel intensief is voor de docent.

PW1: 2 uur hoorcollege (vóór de werkcolleges)  
2 middagen werkcollege  
1 middag presentaties

PW2: 2 uur hoorcollege (vóór de werkcolleges)  
2 middagen werkcollege  
1 middag presentaties

PW3: 2 uur hoorcollege (vóór de werkcolleges)  
2 middagen werkcollege  
1 middag presentaties

Totaal: 6 uur hoorcollege (vóór de werkcolleges)  
6 middagen werkcollege  
3 middagen presentaties

**Studietijd:** Naast de hoorcolleges en de werkcolleges dienen de studenten tijd uit te trekken om per groep de opgaven uit te werken, de presentatie voor te bereiden en het rapport te maken.

**Rapport:** Studenten dienen aangemoedigd te worden de rapporten op de PC te maken en niet te schrijven.

## I. HET ONTSTAAN VAN OLIE- EN GASVOORKOMENS

Het vaste gesteente van bergen en gebergten wordt door verwerking en erosie in de loop van de tijd afgebroken; daarbij ontstaan grote en kleine stenen die zelf ook verder afgebroken worden. Uiteindelijk is het gesteente afgebroken tot de verschillende kleine mineraalkorrels waar het oorspronkelijk uit was opgebouwd. Regen en smeltwater transporteren de stenen en korrels van de bergen naar beneden, beken en rivieren vervoeren het afbraakmateriaal verder. Bij dit transport blijven de grote of zwaardere stenen en korrels relatief achter, de kleine en lichtere korrels worden het verst meegevoerd. De kleinste deeltjes worden klei (< 10 mikron) en silt (10 – 63 mikron) genoemd en bestaan in hoofdzaak uit kleimineralen en zeer fijn kwarts; grotere korrels tot 1 mm diameter worden als zand aangeduid, de korrels van 1 mm tot 64 mm als grind. Door de sterk dominerende aanwezigheid van het mineraal kwarts ( $\text{SiO}_2$ ) is het woord zand bijna synoniem met kwartszand.

Dit proces van afbraak van vaste gesteenten en de afvoer van de afbraakprodukten zorgt uiteindelijk voor een vervlakking van gebergten tot hoogvlakten en een afzetting van het getransporteerde materiaal in de lagere gebieden waar het transporterende water toegang heeft. Dit wil zeggen dichtbij of in de rivierdalen, op vlakten die tijdelijk overstromen en uiteindelijk ook op de laagvlaktes aan de zeeën. De kleimineralen hebben een platte vorm en hebben de neiging op elkaar te stapelen. Een belangrijk aspect van dit transportmechanisme is dat de kleinste en lichtste deeltjes, klei en silt bezinken op de plaatsen waar de stroomsnelheid klein is, dat wil zeggen op de overstroomde vlakten (bv. de vruchtbare kleiafzettingen in de Nijlvalle en Nederland) en de diepere zee. Hoewel kleiafzettingen relatief veel ruimte tussen de korrels hebben, zijn deze open ruimten (poriën) zeer klein.

Daartegenover staat dat het grovere zand langs en in rivierdalen en bij de uitmonding van rivieren wordt afgezet. Door zeestromingen wordt het zand verder langs de kust getransporteerd en in de vorm van stranden en zandbanken afgezet. De wind kan daarop het zand verder vervoeren en afzetten in duinen en strandwallen. De grovere korrels zijn min of meer afgerond. De ruimtes tussen de korrels, de poriën, zijn groter dan in een kleiafzetting.

Deze afzettingen van klei, silt en zand, ontstaan door het afzetten van door water (eventueel wind) getransporteerde en gesorteerde korrelgrootte frakties, worden samengevat onder de term klastische sedimenten.

Daarnaast ontstaan er ook chemische sedimenten door neerslagen uit het zeewater; deze worden evaporieten genoemd. Bij de verwerking van gesteenten gaan nl. ook allerlei elementen als zouten in oplossing en worden door de rivieren uiteindelijk in de zee gedeponeerd. Onder bepaalde geologische en klimatologische omstandigheden (min of meer afgesloten zeebekkens, relatief sterke verdamping van het zeewater) kan er een oververzadiging van zouten ontstaan zodat op de zeebodem neerslagen ontstaan. De eerste neerslagen zijn sulfaten en carbonaten ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ), later slaan chloriden neer ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$ ).

Er zijn ook biologische kalkafzettingen, gevormd door de kalkskeletten van zeedieren bv. riffs van kollektieve koraaldieren en lagen van afgebroken rifmateriaal of skeletten van afgestorven zeedieren.

Voor de olie- en gasindustrie zijn vooral de carbonaatafzettingen van calcium en magnesium van belang (kalksteen, dolomiet), omdat deze later door verwerking

(oplossing) en geologische krachten (breuken) holten krijgen. Bij de biologische kalksteenafzettingen zijn er holten binnen en tussen de skeletten.

In bijzondere omstandigheden kunnen niet-poreuze gesteenten door geologische krachten dermate gebroken zijn (fractured formations) dat er opslag ruimte is in deze breuken, breukjes en spleten.

Het kollektief van holten gevormd tussen de korrels of door oplossing, breuken of natuurlijke oorzaken wordt porositeit genoemd. Poreuze zandstenen, fractured formations, kalkstenen en dolomitische afzettingen vormen de reservoirgesteenten waarin olie en gas zich kunnen verzamelen en waaruit deze geproduceerd kunnen worden; d.w.z. er moet niet alleen porositeit zijn voor opslag, de holten moeten ook met elkaar verbonden zijn om stroming mogelijk te maken. De capaciteit om stroming tussen de holten toe te laten heet permeabiliteit.

In het algemeen ontstaan olie en gas echter niet in deze reservoirgesteenten, maar in de "oliemoedergesteenten". Tijdens het sedimentatieproces van de kleideeltjes in dieper water komen de resten van afgestorven zeedieren (voornamelijk plankton) tussen de kleideeltjes terecht; vaak vergaan deze door verrotting (oxydatie door zuurstof) volledig. Als er echter een relatief kleine aanvoer van zuurstof is, blijft de volledige afbraak van dit organisch materiaal achterwege. Door het verdergaande sedimentatieproces en het naar de diepte zinken van het sedimentaire afzettingsspakket ondergaat het geheel een verhoging van druk en temperatuur. Kleikorrels vergroeiën met elkaar tot kleisteen (kalk tot kalksteen en zand tot zandsteen). Het organisch materiaal verandert, afhankelijk van druk en temperatuur, tot olie en / of gas; gassen (en lichtere vloeibare koolwaterstoffen) kunnen ook ontstaan uit plantaardig materiaal tijdens het inkolingsproces waarbij afgestorven en afgedekte plantaardige resten (heide, bomen) onderworpen worden aan hogere druk en temperatuur.

De klei, waarin olie en gas als zeer kleine druppeltjes en belletjes zijn ontstaan, wordt door de hoge druk in elkaar geperst waardoor water, olie en gas uit de poriën worden verdrongen (expulsie). Eenmaal verplaatst naar sedimenten met grotere poriën, vormen olie en gas grotere druppels en belletjes, die binnen die sedimenten door het verschil in dichtheid t.o.v. water de neiging zullen hebben naar boven te gaan.

Door geologische krachten en bewegingen worden de afzettingsslagen geplooid, gebroken en omhoog gebracht. Door de scheefstelling van de lagen zullen tengevolge van de zwaartekracht olie en gas druppels naar de hoogste delen van de lagen bewegen (migratie) en daar verzamelen (accumulatie) als er tenminste afsluitende lagen en / of breuken aanwezig zijn, die verdere migratie verhinderen. Olie en gas scheiden zich ook (segregatie) zodat de uiteindelijke accumulatie bestaat uit een gaslaag en een olielaag boven een waterlaag (gascap, oilring, aquifer gescheiden door GOC en OWC; GOC = gas-oil-contact en OWC = olie-water-contact).

In diepere lagen is de temperatuur zo hoog dat alleen maar gas kan ontstaan; de accumulatie is dan een gasreservoir met een GWC = gas-water-contact.

Het hele complex van de verschillende processen, van erosie tot accumulatie, strekt zich uit over vele miljoenen jaren. In grote tegenstelling daarmee is het productieproces, waarin gedurende enige tientallen jaren olie en gas aan het reservoir worden onttrokken.



## II. HET OPSPOREN VAN OLIE- EN GASVOORKOMENS

De olie- en gasvoorkomens, besproken in het vorige hoofdstuk, zijn door geologische krachten (plooing) of van nature (kalksteenriffen) in de ondergrond herkenbaar omdat zij door hun vorm en stand structuren vormen met een naar de oppervlakte gerichte helling, als het ware ondergrondse bergellingen. Hierdoor kunnen migratie, accumulatie en segregatie in een olie- en een gaslaag optreden. Deze structuren kunnen zeer dicht bij de oppervlakte liggen maar ook op grote diepte bv. op 10 km. Aanvankelijk, dat wil zeggen in de vorige eeuwen, werd op willekeurige plaatsen geboord om olie te zoeken, en ondanks veel mislukte boringen werden er toch grote, ondiepe voorkomens ontdekt. Tot op zekere hoogte kan deze keuze van boorlocatie gerechtvaardigd worden omdat bij veel ondieper olievoorkomens een deel van de olie en gas via breuken in het gesteente naar boven weglekken (seepage). Lang niet alle ondiepe lagen zijn echter gekenmerkt door deze natuurlijke vindplaatsen van dikke, teerachtige olie, omdat er vaak volledig afsluitbare lagen boven de olie en gas reservoirs aanwezig zijn.

Met verzamelen van kennis uit de boringen werd er al snel opgemerkt, dat er een verband bestond tussen de geologische opbouw van de ondergrond en de aan de oppervlakte zichtbare geologische structuren. Extrapolatie van de geologische samenhang tussen de verschillende gesteentelagen aan de oppervlakte naar de ondergrond droeg een wetenschappelijk-technische achtergrond aan bij het zoeken naar olievoorkomens, wat beloond werd met grote ontdekkingen.

In een later stadium kwam gravimetrisch onderzoek het wetenschappelijk-technisch opsporingsarsenaal versterken: deze methode maakt gebruik van het verschil in dichtheid van de verschillende gesteentelagen en daardoor in de zwaartekracht. Waar door plooing bijvoorbeeld een ondergrondse structuur is gevormd, zijn alle lagen relatief t.o.v. de omgeving omhoog gekomen en zullen dus ook de plaatselijke zwaartekracht beïnvloeden. Op deze wijze was men in staat ondergrondse structuren in kaart te brengen en geschikte boorlocaties te kiezen; ook deze methodiek ging met succes gepaard.

Tegenwoordig zijn de meest gebruikte opsporingsmethoden gebaseerd op seismiek; bij deze methode worden vanaf de oppervlakte o.a. met behulp van kleine dynamiet-ontploffingen trillingen de grond in gestuurd, die vervolgens gedeeltelijk terugkaatsen op hardere gesteentelagen. Deze trillingen worden dan aan de oppervlakte geregistreerd met lange rijen geofoons. Op deze wijze kan een net van seismische lijnen over een gebied worden opgenomen.

Verwerking van deze gegevens met behulp van computers levert dan een zogenaamd seismisch profiel (een dwarsdoorsnede van de ondergrond) op, waaruit de positie en helling van die hardere lagen kunnen worden afgeleid. De verschillende seismische lijnen naast elkaar en dwars op elkaar leveren dan een beeld op van de gehele ondergrondse structuur. Ook kunnen op deze seismische profielen de grotere breuken herkend worden.

Deze seismische opsporingsmethode is buitengewoon sterk gekoppeld aan het gebruik van grote computers; waar vroeger twee-dimensionale seismiek (2-D seismiek) normaal was, is tegenwoordig de toepassing van 3-D seismiek zeer intensief. Dit is gebaseerd op een dichter net van seismische lijnen en een veel grotere computercapaciteit bij de verwerking van de gegevens.

Met behulp van de 3-D seismiek kon een veel betrouwbaarder en nauwkeuriger beeld van de ondergrond worden verkregen; door een veel betere definitie van de ondergrondse structuur en bijbehorende breuken in het gesteente is het ook veel beter vast te stellen of een ondergrondse structuur voldoet aan de eisen om olie en / of gas aan te zamelen en vast te houden, dat wil zeggen of er ergens een mogelijkheid bestaat dat olie en / of gas konden weglekken langs breuken.

De kans op een succesvolle boring is daardoor sterk verhoogd. Met name is dit nog verder verbeterd omdat de betere verkenning (acquisition) en verwerking (processing) van de seismische informatie ook in gunstige gevallen indicaties geeft over de aanwezigheid van olie of gas, terwijl vroegere methoden alleen indicaties gaven over de aanwezigheid van een structuur waarin mogelijk olie en gas aanwezig zouden kunnen zijn.

Ondanks de sterk verbeterde seismiek en seismische interpretatie, is het echter nog altijd noodzakelijk een boring te doen om aan te tonen of er werkelijk olie en / of gas aanwezig is. De precieze lokatie van deze exploratieboring wordt gebaseerd op de ondergrondse geologische structuurkaart, die met behulp van de seismiek en bekende regionale geologie is gemaakt. Deze kaart is weergegeven als een geologische contourenkaart met de doorsnijdingen van de seismisch waarneembare breuken. De grootte van het voorkomen wordt aangegeven en daarmee kan een zeer voorlopige inschatting gemaakt worden van de hoeveelheid olie en / of gas, die potentieel aanwezig is.

De exploratieboring wordt zo diep gemaakt dat ook vertikaal gezien de hele structuur doorboord is. Gedurende de boorfase worden voortdurend boorgruis monsters van het doorboorde gesteente verzameld voor geologisch onderzoek. Ook is het mogelijk een kern van het doorboorde gesteente te verkrijgen; dit is een kolom ( $\pm 10$  cm diameter) die overblijft na het wegboren van een ring met behulp van een kernbeitel. Tijdens het boren en na het bereiken van de einddiepte worden er veel metingen in het boorgat gedaan (logging); aan de hand van deze meetresultaten is dan bekend welke gesteentelagen doorboord zijn, welke daarvan reservoirgesteenten zijn, welke olie, gas of water bevatten, wat de porositeiten van die reservoirgesteenten zijn en de drukken en temperaturen in de ondergrond. Bovendien kan worden afgeleid wat de hellingen van de gesteentelagen zijn en of er breuken aanwezig zijn. Putdiameter, helling en richting worden vastgesteld zodat het ondergrondse traject van de put precies bekend is.

Zonodig worden bemonstering en produktietesten uitgevoerd; aan het eind van de boring is daarmee bekend hoe attractief de nieuwe ontdekking van een olie / gasvoorkomen is. Met de gegevens van de exploratieboring kan dan een verbeterde inschatting van de aanwezige hoeveelheid olie en gas gemaakt worden.

### III. HET BOREN VAN EEN PUT

#### Inleiding

Als door geologisch onderzoek en interpretatie van de seismische gegevens een structuur is geïdentificeerd, die mogelijk olie en / of gas zou kunnen bevatten, zal een boring vanaf de oppervlakte naar die ondergrondse structuur nodig zijn om de aanwezigheid van olie en / of gas aan te tonen. Tevens dient zo diep geboord te worden dat de gehele verticale uitgebreidheid van het voorkomen wordt vastgelegd, dat wil zeggen hoeveel verschillende reservoirs er zijn, hoe dik zij zijn en wat de porositeit is. Daarmee wordt een eerste indicatie verkregen over de totale hoeveelheden olie en / of gas die in de structuur aanwezig zouden kunnen zijn.

Indien aan de hand van alle gegevens van deze eerste put, de exploratieput, blijkt dat een aantrekkelijke vondst is gedaan, dan zijn meestal een beperkt aantal verkenningsputten nodig om definitief vast te stellen hoeveel olie en / of gas aanwezig zijn, dat wil zeggen de horizontale uitgebreidheid van het voorkomen en de dieptes van de gas-olie, gas-water en olie-water contacten in de verschillende reservoirs. Verder wordt vastgesteld wat de produktiviteiten van de reservoirs en kwaliteit van zowel olie als gas zijn.

Op grond van alle gegevens van de geboorde putten en de seismische interpretatie wordt een veld ontwikkelingsplan opgesteld, waarin wordt aangegeven hoeveel ontwikkelingsputten geboord dienen te worden.

Tijdens het produktieve leven van het veld moeten vaak aanvullende putten of vervangingsputten worden geboord, terwijl bestaande produktieputten van tijd tot tijd opnieuw bewerkt dienen te worden b.v. voor een reparatie of een nieuwe afwerking op één van de andere reservoirs.

Tenslotte dienen alle putten aan het einde van hun produktieve leven op een veilige manier afgesloten te worden, zodat er geen contact meer mogelijk is tussen de ondergrondse reservoirs onderling en met de oppervlakte.

Uit het bovenstaande is duidelijk dat het boren en herbewerken van putten een centrale plaats innemen in het beheer van een olie of gasveld. Doorgaans zijn er dan ook enige boorinstallaties of reparatieinstallaties continu aanwezig op grotere velden of op groepen van kleinere velden.

#### Het boorproces

Voor het boren van een put worden beitels gebruikt, die kleine stukjes van het gesteente losmaken, b.v. doordat de beitel en boorstangen door de draaitafel in de boortoren wordt rondgedraaid en er kracht op de beitel wordt gezet door de boorstangen aan het einde waarvan de beitel is bevestigd. Het boorgruis wordt van de beitel verwijderd door een boorspoeling, die door de boorstangen en beitel naar beneden wordt gepompt en rond de boorstangen weer naar boven, naar de oppervlakte. De boorspoeling zorgt er tevens voor, dat de gesteentewand van het

boorgat in stand blijft en dat vloeistoffen of gassen in de gesteenten niet het boorgat in stromen. Bovendien zorgt de doorstomende spoeling voor koeling van de beitel.

De individuele boorstangen zijn ongeveer 10 m lang; telkens als er 10 m geboord is wordt een nieuwe boorstang toegevoegd. Als de beitel versleten is, of als een bepaalde gewenste diepte bereikt is, worden de boorstangen uit het boorgat omhoog gehesen en in eenheden van zo'n 20 of 30 m in de boortoren weggezet. De nieuwe beitel wordt aan dezelfde boorstangen weer in het boorgat afgelaten.

Meestal is het onmogelijk een boring in één keer vanaf de oppervlakte tot een gewenste diepte te boren. Sterkte van het gesteente, beveiliging van ondiepe waterlagen, bescherming tegen hoge of lage drukken in het gesteente maken het vaak noodzakelijk het geboorde gedeelte af te sluiten met een stalen buis, die met cement aan het gesteente wordt vastgezet. Het daarna te boren deel van de boring heeft daarom een kleinere diameter, evenals de volgende verbuizing die daarna wordt geïnstalleerd. Een boring begint vaak met een beitel diameter van 26" ( cm) om te eindigen met een beitel diameter van 7" ( cm) of 5 7/8" ( cm). De verschillende verbuizingen (casing strings) worden dus ook kleiner b.v. vanaf a8 5/8" ( cm) tot 4 1/2" ( cm).

Tijdens het boren worden zoveel mogelijk gegevens verzameld over het doorboorde gesteente en de inhoud van de poriën van het gesteente. Daarvoor worden monsters van het boorgruis verzameld en onderzocht, worden gesteentekernen genomen en worden door middel van logging technieken de eigenschappen van het gesteente en de porie inhoud bepaald.

Hoewel boringen zorgvuldig geprogrammeerd worden aan de hand van alle op dat moment bekende gegevens, gebeurt het toch van tijd tot tijd dat de ondergrondse omstandigheden sterk afwijken van de verwachtingen. Dan zouden olie, gas of water door hun hoge druk toch uit het gesteente in het boorgat kunnen stromen en zo de oppervlakte bereiken en een zogenaamde blow-out kunnen veroorzaken. Dit soort ongecontroleerde stroming kan zeer ernstige gevolgen hebben en dient dus voorkomen te worden. Daarvoor hebben boorinstallaties een uitgebreid beveiligingssysteem (blow-out preventers of BOPs), waarmee de boring weer onder controle kan worden gehouden en de spoeling kan worden aangepast zodat de boring weer veilig kan worden voortgezet.

Voor het boren van een put zijn dus de volgende voorzieningen nodig:

- het boorgereedschap met aandrijfmechanisme;
- een spoeling circulatiesysteem;
- een hijsinstallatie;
- boorgatbeveiliging door het installeren van verbuizingen;
- diverse systemen voor het verzamelen van monsters en gegevens;
- een beveiligingssysteem om bij onverwachte toestroming de put weer onder controle te brengen;
- energie voorziening voor de aandrijving, het circuleren, circuleren etc.

#### IV. STATISCHE DRUKKEN EN GRADIËNTEN

##### Inleiding

Het centrale onderwerp van de oefening PW1 “Operational Aspects” behandelt het gebruik van statische drukken uitgeoefend door kolommen gas, vloeistof en vaste stof tijdens het boorproces in het algemeen, en de daarbij behorende statische gradiënten. Omdat tijdens het boren de diepte voortdurend verandert, veranderen drukken ook. Het is daarom gebruikelijk in de olieindustrie om het begrip “gradient” te hanteren om de relaties tussen de drukken te onderkennen en te begrijpen. Oefening PW1 is zo opgezet, dat statische drukken in verschillende situaties worden behandeld.

In het bijzonder gaat het in PW1 om de volgende drukken (fig. 1):

- De drukken van de vloeistoffen en gassen in de poriën van de doorboorde gesteenten;
- Het gewicht van de doorboorde gesteenten veroorzaakt een verticale druk, die omgewerkt kan worden in gesteente sterkte;
- De drukken van de boorspoeling in het boorgat;
- De drukken van de cementslurry gebruikt om de casing te cementeren.

##### Diepte – Druk - Gradiënten

Variërende drukken tengevolge van verandering van de diepte kunnen het best worden weergegeven in een P-D diagram (Pressure-Depth) met de druk op de horizontale as en de diepte op de verticale as. Het is gebruikelijk de diepte weer te geven alsof het een boorgat vanaf het maaiveld naar de diepte is, zonder gebruik te maken van het minteken om diepte beneden het maaiveld aan te geven.

De relatie tussen druk en diepte kan b.v. worden weergegeven door een rechte lijn. De helling van de lijn  $\Delta P/\Delta D$  wordt de schijnbare gradiënt van de lijn genoemd (fig. 2).

De druk uitgeoefend door een kolom vloeistof, gas of vaste stof wordt vaak uitgedrukt in MPa per meter verticale kolom (vroeger  $\text{kg}/\text{cm}^2$  of atmosfeer).

Hoewel in principe vloeistoffen samendrukbaar zijn, wordt in de olieindustrie meestal gewerkt met vaste gradiënten, omdat voor de betreffende doeleinden doorgaans de berekende waarden geen grote nauwkeurigheid vereisen. De gradiënt van vloeistoffen wordt afgeleid van de relatieve dichtheid van de vloeistof (ten opzichte van water, fig. 3).

Vloeistof	Dichtheid	Diepte (m)	Formule	Druk (MPa)
Olie	0,7	2000	$0,7 * 2000 * 0,01$	14
Zoetwater	1	2000	$1,0 * 2000 * 0,01$	20
Zoutwater	1,2	2000	$1,2 * 2000 * 0,01$	24
Boorspoeling	1,5	2000	$1,5 * 2000 * 0,01$	30

**Tabel 1**

Deze lijnen starten allemaal in het nulpunt. Het is ook mogelijk uit te gaan van een druk op een zekere diepte en vandaar uit een lijn te trekken, die niet door het nulpunt

gaat; er is als het ware een surplusdruk. Hoeveel surplusdruk er is, hangt af van de helling, de gradiënt, van de lijn (fig. 4).

Zolang de gradiënt bij toenemende diepte constant blijft, is de te gebruiken gradiënt gelijk aan de hellingscoëfficiënt van een rechte lijn. Waar echter progressief toenemende drukken voorkomen (zogenaamde geopressures, deze worden later in dit hoofdstuk behandeld), is de gradiënt op een bepaalde diepte niet de gradiënt waar in de olieindustrie mee gewerkt wordt. De rechte lijn tussen dat punt en het nulpunt is bepalend en geeft daarom een effectieve gradiënt aan en niet de werkelijke plaatselijke gradiënt.

Voor gassen is de situatie anders, omdat de dichtheid van gassen afhankelijk is van de druk; er is dus geen vaste gradiënt. Bovendien speelt de samenstelling van het gas een rol.

Om de invloed van de samenstelling te verrekenen wordt een vergelijking gemaakt met lucht om een relatieve dichtheid voor het betreffende gas ten opzichte van lucht te berekenen. Daarbij wordt uitgegaan van de moleculaire gewichten van de gassen.

Gas	Moleculair gewicht	Relatieve dichtheid t.o.v. lucht
Lucht	$0,8 * 32 + 0,2 * 28 = 31,2$	1
Puur methaan	$1,0 * 16 = 16,0$	$16/31,2 = 0,51$
Methaan + 20 % Ethaan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (mw. 30)	$0,8 * 16 + 0,2 * 30 = 18,8$	$18,8/31,2 = 0,60$

**Tabel 2**

Gas dat uit de olie vrijkomt bij drukverlaging, of dat in het reservoir aanwezig is in de gascap boven de olie, heeft een samenstelling afhankelijk van de samenstelling van de olie. In het algemeen kan echter gezegd worden, dat het meestal in grote mate uit C<sub>1</sub> (methaan CH<sub>4</sub>) bestaat, met kleinere percentages C<sub>2</sub> (ethaan C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), C<sub>3</sub> (propan C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) en C<sub>4</sub> (butaan C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>). Voor de doeleinden van deze berekeningen wordt daarom doorgaans een dichtheid van 0,6 of 0,65 t.o.v. lucht genomen.

Om de samendrukbaarheid te verdisconteren, wordt gebruik gemaakt van de factoren in tabel 3, die de verhouding tussen de oppervlaktedruk en de druk van gas in de diepte aangeeft. Het ligt voor de hand, dat de druk in de diepte hoger is dan de oppervlaktedruk; dit komt door de extra druk als gevolg van het gewicht van de gaskolom.

Diepte (m)	0,60	0,65
250	0,983	0,982
500	0,966	0,964
1000	0,934	0,929
1500	0,902	0,895
2000	0,872	0,862
2500	0,843	0,831
3000	0,815	0,801
3500	0,787	0,772
4000	0,761	0,744
4500	0,736	0,717

5000	0,711	0,691
5500	0,686	0,665
6000	0,663	0,642

**Tabel 3**

In de grafiek van fig. 5 is een voorbeeld weergegeven van de drukken in een gaskolom, uitgaande van poriedrukken in het gesteente van 5 – 40 MPa op 5000 m diepte.

Vergeleken met de rechte lijn druk-diepte relatie voor vloeistoffen, is de druk-diepte relatie voor gassen een gebogen lijn, omdat de dichtheid van het gas verandert met de diepte.

De curve met de hoogste drukken is het sterkst gebogen. Alle lijnen vertonen hetzelfde principiële beeld: naarmate de dichtheid van het gas groter wordt, wordt de curve “vlakker” en naarmate de dichtheid van het gas kleiner wordt, wordt de curve steiler (onderste, respectievelijk bovenste deel van de curves).

Voor alle duidelijkheid: de factoren in bovenstaande tabellen gelden voor de betreffende dieptes; voor praktische doeleinden worden tussen de punten vaak rechte lijnen getrokken in plaats van gebogen lijnen.

### Vloeistoffen en gassen in de poriën van gesteente

De gesteenten, die tijdens het boorproces doorboord worden, hebben in het algemeen poriën die gevuld zijn met vloeistoffen en gassen. Het meest algemeen is een vulling met water; alleen onder speciale omstandigheden kan er zich olie en / of gas hebben verzameld.

Sommige gesteenten hebben geen poriën, b.v. chemische neerslagen (zout, kalksteen, dolomiet, anhydriet), stollingsgesteenten (graniet, basalt) en veel metamorfe gesteenten (marmer, kwartsiet). In een aantal gevallen bevatten deze gesteenten wel olie, gas en water, nl. in een stelsel van spleten (fractured formations).

Binnen het kader van dit college wordt alleen de eerste optie besproken: poriën tussen op elkaar steunende en eventueel aan elkaar gecementeerde zandkorrels. Stroming kan alleen plaats vinden als de poriën met elkaar verbonden zijn via de zogenaamde porie-openingen.

Tijdens de afzetting van het zand aan het strand en de ondiepe zee waren de poriën gevuld met zeewater. Later, b.v. nadat de zee zich had terug getrokken, werd dit zoute water verdund door binnendringend regenwater, of zelfs helemaal vervangen.

In jonge delta's zoals de Nigerdelta bijvoorbeeld, zijn de poriën van de zandlagen tot een diepte van 1500 – 2000 m gevuld met zoetwater en dieper met licht zoutwater.

Tijdens het sedimentatieproces dalen de sedimenten naar grotere diepte en ondergaan een steeds hogere druk van het erboven liggende pakket sedimenten. De korrels worden dichter op elkaar gedrukt en daardoor worden poriën steeds kleiner. Het water, dat uit de poriën wordt gedreven moet ergens heen om te voorkomen, dat de druk in de poriën gaat toenemen.

De gangbare verklaring voor de afwezigheid van zulke “abnormale” hoge drukken is de aanname, dat het uitgedreven water door omliggende lagen werd opgenomen, vandaar weer door andere lagen etc. In essentie betekent dit, dat er een verticale verbinding naar de oppervlakte bestaat en er als het ware een continue waterkolom aanwezig is, ondiep zoetwater en dieper licht zoutwater.

De druk in deze kolom wordt bepaald door de diepte en de dichtheid van het water. Dit kan in het P-D diagram worden aangegeven door een rechte lijn met een gradiënt van 0,01 MPa/m, beginnend in het 0-punt.

Het is gebruikelijk, deze lijn de hydrostatische lijn te noemen; de drukken zijn hydrostatische drukken. In geologische termen wordt gezegd, dat er tot een bepaalde diepte een hydrostatisch regime heerst (fig. 6).

Hydrostatische condities zijn algemeen aanwezig in de sedimentaire afzettingen over de hele wereld. Er zijn echter ook uitzonderingen, zowel betreffende gradiënten die een waarde beneden 0,01 respectievelijk boven 0,01 MPa/m hebben. In het kader van dit college wordt daar slechts summier op ingegaan.

De sub-hydrostatische drukken komen bijvoorbeeld voor bij volgende omstandigheden (fig. 7):

- Een lage grondwaterstand door een zeer droge omgeving zoals een woestijn;
- Een relatief lage grondwaterstand door een groot hoogte verschil tussen het zeeniveau en het maaiveld;
- Een olie- of gasvoorkomen, dat al enige tijd in productie is, waardoor de druk gedaald is.

De supra-hydrostatische drukken komen bijvoorbeeld voor bij volgende omstandigheden (fig. 8):

- Nabijheid van zoutvoorkomens, waardoor het water in de poriën een hoger zoutgehalte heeft, vaak tot verzadiging; de plaatselijke gradiënt kan daardoor duidelijk boven 0,01 MPa/m liggen;
- Artesische zoetwater bronnen op watervoerende gesteentelagen, waarbij het regenwater in de lagen komt op een punt veel hoger dan de aftappunten b.v. in de bergen t.o.v. het dal;
- Overdrukken ten gevolge van overburden, geopressures genoemd; deze ontstaan o.a. omdat de gesteentelagen, die ten gevolge van de compactie door het gewicht van de bovenliggende lagen geen uitlaatklep hebben voor het water, dat tijdens de compactie uitgedreven zou moeten worden. Dit komt, doordat de watervoerende lagen omsloten zijn door in het algemeen dikke lagen klei / kleisteen, die geen water doorlaten.
- Overdrukken ten gevolge van samendrukkende horizontale geologische krachten of verplaatsing van de watervoerende lagen naar een minder diepe positie; in beide gevallen kan (evenals boven) er geen water ontsnappen; deze drukken worden in het algemeen ook geopressures genoemd.

In het kader van dit college zijn alleen de subhydrostatische drukken ten gevolge van productie en de geopressure type supra-hydrostatische drukken van belang.

De drukken in het olie- of gasvoerende deel van een reservoir kunnen worden afgeleid van de hydrostatische waterdruk. Uitgangspunt is daarbij, dat de druk op de diepte van het OWC of GWC gemeenschappelijk is voor olie of gas en water eronder (fig. 9).

	Reservoirdruk
Op het GWC of OWC	$P_{RES} = D * 0,01 \text{ MPa}$
Beneden het GWC of OWC	$P_{RES} = D * 0,01 + \Delta D * 0,01 \text{ MPa}$



Boven het OWC	$P_{RES} = D * 0,01 - \Delta D * 0,007 \text{ MPa}$
---------------	---

**Tabel 4**

Zoals reeds eerder is aangegeven, is deze berekening minder snel te doen met gas in het reservoir. Ook voor gas moet de druk tengevolge van een gaskolom worden afgetrokken van de reservoirdruk. De gas gradiënt is echter niet een constante. De eenvoudigste werkwijze is om eerst uitgaande van de druk op het GWC of OWC, uit te rekenen wat de druk aan het maaiveld zou zijn als er een volledige kolom gas tot het maaiveld is. Van deze oppervlaktedruk kan dan eenvoudig weer de druk worden uitgerekend van de betreffende positie in het gasvoerende deel van het reservoir. Het komt erop neer, dat tweemaal een gasfactor moet worden bepaald zoals eerder besproken.

Op het moment dat een put gasvoerende of olievoerende lagen aanboort, ondervindt de put de drukken die heersen in de toppen van die reservoirs. Vergeleken met de druk gradiënt op het OWC of GWC, schijnen alle drukken in de gas of oliekolom boven het watercontact een hogere gradiënt te hebben; zoals eerder belicht is dit het gevolg van de lagere dichtheid van gas en olie ten opzichte van water, waardoor bij het omhoog gaan in de gas of olie kolom de druk minder sterk afneemt dan in een waterkolom.

Gesteente druk, gesteente sterkte en sterkte gradiënt

De gesteenten die bij het boren van een put doorboord worden, oefenen door hun gezamenlijke gewicht een verticale druk uit op de daar onder liggende gesteenten. Deze druk is een functie van de dichtheid van de bovenliggende gesteenten, de porositeit en de dichtheid van de vloeistoffen (meestal water) in de poriën.

Volgende wetten van de grondmechanica / gesteentemechanica (onderwerp van latere colleges) wordt de verticale druk omgezet in horizontale drukken, te ontbinden in twee componenten.

De kleinste component bepaalt de sterkte van het gesteente. Bij overschrijden van de gesteentesterkte, breekt het gesteente en ontstaat er een verticale scheur die loodrecht staat op de kleinste spanning in het gesteente. In de olie- en gasindustrie is het gebruikelijk de gesteentesterkte uit te drukken als een gradiënt, die op een bepaalde diepte van toepassing is.

Een vuistregel waarde is 0,23 MPa/m, afgeleid van een gesteente met een porositeit van ongeveer 20 %, een dichtheid van gesteente materiaal van  $2,65 * 10^3 \text{ kg/m}^3$  en een dichtheid van  $1,0 * 10^3 \text{ kg/m}^3$  voor het water in de poriën:

$$\rho = 0,8 * 2,65 + 0,2 * 1,0 = 2,32 * 10^3 \text{ kg/m}^3$$

In ondiepe lagen is de porositeit in het algemeen hoger b.v. 35 à 40 %. Het effect van de porositeit is:

$$\rho = 0,65 * 2,65 + 0,35 * 1,0 = 2,07 * 10^3 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho = 0,60 * 2,65 + 0,40 * 1,0 = 1,99 * 10^3 \text{ kg/m}^3$$

Omdat echter de korrels in die ondiepe lagen nog niet aan elkaar gekit zijn, is het gevolg van extra druk een verder compactie van het gesteente. De sterkte gradiënt zal dus nog lager zijn dan 0,0207 MPa/m.

Het is daarom gebruikelijk voor de ondiepere lagen een lagere gesteentesterkte te hanteren, b.v. zoals aangegeven in de volgende tabel en fig. 10:

Diepte (m)	Gradiënt (MPa/m)
0	0,017
250	0,017
500	0,018
750	0,019
1000	0,020
1250	0,021
1500	0,022
1750	0,023
2000	0,023

**Tabel 5**

Op grote diepte wordt de porositeit door verdere compactie en cementatie van de korrels nog kleiner om uiteindelijk praktisch geheel te verdwijnen.

Bijbehorende gesteentesterkte zijn dan b.v.

$$\rho = 0,9 * 2,65 + 0,1 * 1,0 = 2,5$$

$$\rho = 1,0 * 2,65 = 2,65$$

In een aantal gevallen is er sprake van een schijnbaar abnormale lage gesteentesterkte (fig. 11):

- Niet verharde klei met een hoog watergehalte, waardoor de klei plastisch is en na het doorboren de neiging heeft het boorgat te vullen;
- Aanwezigheid van KCl – MgCl<sub>2</sub> zouten boven op afzettingen van NaCl zout; deze zouten zijn bij relatief lage druk plastisch en hebben de neiging het boorgat te vullen;
- Steenzout (NaCl) afzettingen vertonen op grote diepte een plastisch gedrag;
- Gesteenten met scheuren (fractures), die in het algemeen grote verliezen van boorspoeling kunnen veroorzaken.

Deze gevallen van schijnbaar lage gesteentesterkte komen in dit college verder niet aan de orde maar zijn van belang in het latere college boortechniek.

#### De druk van kolommen boorvloeistof en cementslurry

Naast het opvoeren van boorgruis naar het maaiveld en koeling van de beitel, dient de boorvloeistof ook te voorkomen, dat vloeistoffen of gassen uit de poriën in de put stromen. Om dat mogelijk te maken is het nodig, dat de druk uitgeoefend door de boorspoeling altijd en op elke diepte hoger is dan de druk van de vloeistoffen en/ of gassen in de poriën.

De vaste stoffen in de boorspoeling, in eerste instantie kleideeltjes (dichtheid 2,6), maken al dat de dichtheid van de spoeling boven 1,0 ligt. Daarnaast wordt in praktisch alle boringen bariet (dichtheid 4,3) gebruikt om de dichtheid van de boorspoeling te verhogen (gebruikelijk 1,10 – 1,50).

Een nadeel van het onnodig verhogen van de dichtheid van de boorspoeling is, dat de boorsnelheid verlaagd wordt.

Bij het cementeren van de casing worden cementslurries gebruikt met dichtheden, die nog hoger zijn dan die van zware spoelingen; lichte cementslurry heeft een dichtheid

van 1,65 (Pozmix) en zwaardere cementslurries een dichtheid van b.v. 1,85 tot 1,90. Niet alle cementaties strekken zich uit tot aan het maaiveld.

Hoe dan ook, met een duidelijk hogere dichtheid dan de boorspoeling oefenen de cement slurries een nog hogere druk uit dan spoeling.

De drukken van boorspoeling en cementslurries kunnen in het P-D diagram worden aangegeven, hetzij in rechte lijnen vanuit het 0-punt (dat wil zeggen voor volledige kolommen van één vloeistof), of in twee rechte lijnen die op elkaar aansluiten in een knikpunt (dat wil zeggen een gedeeltelijke kolom met boorspoeling boven een gedeeltelijke kolom cementslurry).

Door ook de lijn van poriedruk in het P-D diagram aan te brengen wordt het duidelijk hoeveel overdruk de boorspoeling en cementslurries uitoefenen op de vloeistoffen en gassen in de poriën (fig. 12).

Deze overdruk wordt “overbalance” genoemd en is een maatstaf voor de mate van veiligheid, die tijdens de boring in acht wordt genomen. Teveel overdruk zou kunnen leiden tot penetratie van boorspoeling in de poriën van het gesteente en dient vermeden te worden om onnodige en vooral grote verliezen van boorspoeling te vermijden. Behalve de kosten ervan, is het grootste gevaar, dat door grote verliezen de kolom boorspoeling korter wordt, waardoor de overdruk op de porie-inhoud verdwijnt. Dit kan leiden tot toestroming van porie-inhoud in de put en een mogelijke blow-out.

Verlies van boorspoeling in de poriën van het gesteente wordt normalerwijs tegengegaan door het afzetten van een filtercake van kleideeltjes tegen de wand van het boorgat; zonodig kunnen grovere vaste deeltjes (bv. mica snippers) aan de boorspoeling worden toegevoegd.

Tijdens het boren wordt bijna altijd de dichtheid van de boorspoeling langzaam met toenemende diepte verhoogd. Het gevolg is dan, dat op een bepaalde diepte het gesteente doorboord wordt met een lagere dichtheid, terwijl tijdens de verdere boorwerkzaamheden diezelfde plek onderworpen wordt aan spoeling met een hogere dichtheid; dat wil zeggen dat de overdruk ook toeneemt (fig. 13).

De boorspoeling en cementslurries oefenen niet alleen druk uit op de vloeistoffen en gassen in de poriën, maar ook op het gesteente zelf. Als deze druk hoger is dan de gesteentesterkte ontstaat er een scheur in het gesteente. Deze scheur veroorzaakt dan mogelijk grote verliezen van boorspoeling of cement. Dit kan leiden tot verlies van overdruk (controle) op de porie-inhoud in het geval van spoelingsverlies; verlies van cement leidt tot onbedoeld kortere cementaties. In beide gevallen kan toestroming uit de poriën optreden en dan eventueel een blow-out veroorzaken.

Toevoegen van de gesteentesterkte lijn in het P-D diagram laat zien hoeveel “reserve” sterkte er bestaat tussen gesteentesterkte en de spoeling / cement lijnen.

### Het D-E diagram

Als in het P-D diagram de poriedruk lijn en de gesteentesterkte lijn worden aangebracht tot de voorgenomen diepte van de te boren put, ontstaat een ongeveer driehoekvormige figuur. Alle werkzaamheden in de put dienen gepland en uitgevoerd te worden binnen deze driehoek: onder alle omstandigheden dient de spoelingsdruk hoger te zijn dan de poriedruk en kleiner dan de gesteentesterkte.

Deze “driehoek” is de “Drilling Environment” driehoek (D-E diagram, fig. 14).

Als er een cementatie van een casing heeft plaats gehad, is het gesteente achter de casing afgeschermd door het staal van de verbuizing. Dit is veel sterker dan de

poriedruk, voorkomt toestroming van vloeistoffen of gassen uit de poriën in de put en beschermt de gesteenten tegen scheuren.

Elke volgende verbuizing schermt dus een gedeelte van het boorgat af totdat tenslotte het hele boorgat beveiligd is met verbuizingen en cementaties (fig. 15, 16, 17).

## V. OVERZICHT VAN DE LEVENSCYCLUS VAN EEN RESERVOIR OF VELD

### Inleiding

Het winnen van olie en gas is het hoofdelement van een veel langer proces, dat het best omschreven kan worden als “de levenscyclus van een reservoir of veld”.

In deze cyclus zijn een aantal fasen te onderscheiden (fig. 18):

- Exploratie
- Verkenning
- Ontwikkeling
- Plateauproduktie, eerste periode
- Plateauproduktie, tweede periode
- Produktie afname
- Sluiting
- Verlaten.

In het kader van het college “Inleiding Petroleumwinning” wordt slechts op bepaalde punten ingegaan. Het is echter belangrijk hier reeds een kort overzicht te geven van wat er in elk van de fasen gebeurt en welke begrippen een centrale rol spelen. Dit overzicht van de levenscyclus geeft het raamwerk aan van de werkzaamheden, die plaats vinden gedurende een groot aantal jaren en waaraan vele disciplines in de olie- en gasindustrie hun aandacht geven.

### Exploratie (exploration)

Het opsporen van ondergrondse geologische structuren (gesteente lagen) waarin olie en / of gas verzameld kunnen zijn.

Exploratie omvat geologische studies, geofysische studies (vooral seismiek) en het boren van de exploratieput. Deze exploratieput toont daadwerkelijk de aanwezigheid van olie en / of gas aan.

### Verkenning (appraisal)

Het vaststellen van de omvang van de reservoirs aangetroffen in de exploratieput, en de produktiviteit ervan door middel van verkenningsputten.

Het is van belang zowel horizontaal (oppervlakte) als vertikaal (dikte van reservoir, aantal reservoirs) redelijk nauwkeurig te weten hoeveel olie en / of gas er aanwezig is en hoeveel en geproduceerd kan worden.

Op grond van deze gegevens wordt een veldontwikkelingsplan (field development plan) opgesteld en economisch geanalyseerd. Soms wordt tijdens deze fase al uit de exploratie- en verkenningsputten geproduceerd (early production).

### Ontwikkeling (development)

Het ontwikkelen van het veld met ontwikkelingsputten, die gezamenlijk de productie opvoeren tot het gekozen productieplateau.

Het boren van de putten kost tijd, daarom is er een geleidelijke opbouw van productie (production build-up).

#### Plateauproduktie, eerste periode

De producerende putten zijn in staat het productieplateau te handhaven, ondanks de veranderingen in de reservoir condities, die het gevolg zijn van het onttrekken van olie en / of gas uit het reservoir. De belangrijkste veranderingen zijn drukdaling, expansie van het water in de aquifer, het binnendringen van water en het produceren van exces gas door expansie van de gascap.

#### Plateauproduktie, tweede periode

Door de veranderingen van de condities in het reservoir dreigt het gevaar dat de plateauproduktie niet langer gehandhaafd kan worden.

Productieverlies kan gecompenseerd worden door het boren van extra putten (infill wells), recompleteren van putten op andere reservoirs, het injecteren van water, hulp bij de opvoer naar het maaiveld (artificial lift) b.v. met pompen.

#### Productieafname (production decline)

De productie neemt af door het leger raken van het reservoir en de veranderde condities in het reservoir. Bovendien is het economisch niet meer verantwoord extra putten te boren en zijn er geen mogelijkheden meer voor recompletering op andere lagen.

In dit stadium moeten de bestaande putten zo goed mogelijk in productie worden gehouden.

#### Sluiting (field closure)

Op een bepaald moment is de productie zover gedaald, dat met de opbrengsten van olie en / of gas alleen lopende kosten gedekt kunnen worden. Dit is het break-even point. Op dat moment worden alle putten ingesloten en stoppen alle produktiewerkzaamheden.

#### Verlaten (abandonment)

Als er geen hoop meer is dat de productie op economische wijze hervat kan worden, moeten alle putten op een veilige wijze verlaten worden (abandoneren), moeten de productie-installaties verwijderd worden en de bodem gesaneerd worden.

Pas daarna kan het gebruikte grondgebied terug worden gegeven of verkocht worden (relinquishment).

## VI. VOLUMES VAN OLIE EN GAS

### Inleiding

Het centrale onderwerp van Oefening PW2 “Geological Aspects” heeft betrekking op het in kaart brengen van volume van olie en gas in de ondergrondse reservoirs en het percentage, dat daarvan in de loop van het produktieve leven van de reservoirs economisch geproduceerd kan worden.

Het opsporen van zulke reservoirs, het vaststellen van de winbare hoeveelheden olie en gas, het ontwikkelen van een voorkomen en het efficiënt in produktie houden van een olie- of gasveld vergen grote investeringen en onderhoudskosten.

Voordat zo'n voorkomen in ontwikkeling wordt gebracht dient daarom een zogenaamd veldontwikkelingsplan opgesteld te worden, waarin een schatting wordt gegeven van de benodigde uitgaven en jaarlijkse produktie. Op grond daarvan kan door middel van een economische analyse vastgesteld worden of en in welke mate het project winstgevend zal zijn. Op die manier kunnen alle projecten ook met elkaar vergeleken worden.

De oefening PW2 gaat met name over volgende onderdelen:

- Het boren van de exploratieput om de aanwezigheid van olie en / of gas aan te tonen en een eerste schatting van aanwezige volumes olie en gas te maken;
- Het boren van verkenningsboringen om het totale volume olie en gas vast te stellen, zowel in horizontale zin als in verticale zin;
- Het bepalen van de eigenschappen van het reservoirgesteente, de reservoirinhoud en de produktiviteit van het reservoirgesteente;
- Het berekenen van het benodigde aantal ontwikkelingsputten;
- Het opstellen van een activiteitenplan;
- Het bepalen van een produktieplan met dagelijkse en jaarlijkse produktievolumes.

### De exploratieput (exploration well) (fig. 19)

Zoals eerder is behandeld, kunnende geofysische opsporingsmethoden (belangrijkste is seismische) alleen vaststellen of en waar in de ondergrond geologische structuren voorkomen, die gunstig zijn voor een mogelijke aanzameling van olie en / of gas. De geologische interpretatie van deze prospekten leidt tot een verwachting, dat onder de verwachte omstandigheden een bepaald volume olie en / of gas aanwezig kan zijn. Met inachtneming van een waarschijnlijkheidsfactor (ervaring) kan dan een eerste economische analyse worden gemaakt voor het onderling vergelijken van de verschillende prospekten, teneinde te beslissen, welke eerst zullen worden aangeboord.

Ondanks alle informatie, die vooraf verkregen kan worden, is een eerste boring nodig om daadwerkelijk vast te stellen of de betreffende ondergrondse structuur olie en / of gas aanwezig bevat.

De eerste boring wordt de exploratieput genoemd en valt doorgaans onder een ander budget dan de daarop volgende verkennings- en ontwikkelingsputten.

Het boren van putten is een dure aangelegenheid (vaak vele miljoenen), vooral op zee. Het is daarom noodzakelijk zoveel mogelijk informatie te verkrijgen uit deze eerste put. In dat licht bezien moet er, voordat de boring begint, veel overleg plaats vinden

om de doelstellingen van de put en de positie boven de ondergrondse structuur vast te stellen.

De belangrijkste doelstellingen van de exploratieput zijn om volgende informatie te verzamelen:

- Op welke diepte reservoirs voorkomen, die olie en / of gas bevatten;
- De eigenschappen van het reservoirgesteente en de porie-inhoud, de reservoirdruk en temperatuur;
- De netto dikte van de olie- en gasvoerende reservoirs;
- De aanwezigheid en diepte van een eventueel GWC of GOC en het OWC;
- De produktiviteit van het reservoirgesteente door het uitvoeren van een produktietest.

Het is niet altijd mogelijk de produktietest te houden, omdat dit veel voorbereidingen vergt en relatief duur is.

Aangezien vrij gas en olie zich doorgaans afgescheiden hebben met duidelijke scheidingsvlakken (het GWC) is het niet gebruikelijk de exploratieboring precies op de minst diepe plek van het mogelijke reservoir te plaatsen, maar juist enigszins lager (downdip) op de structuur. Daardoor is er meer kans het GWC / GOC te vinden. Als er alleen gas of olie wordt aangetroffen betekent dit, dat er ook tot in de top gas of olie met een kleine gaskap aanwezig is; bovendien houdt het in, dat er beneden de diepte waar de exploratieput olie en / of gas heeft aangetroffen er nog meer olie en / of gas aanwezig moet zijn.

Als er een GWC of GOC is gevonden betekent dit, dat de hoeveelheid gas relatief klein is en doorgaans slechts een lage economische waarde heeft (GWC) of weinig invloed zal hebben op het produktiegedrag van het olievoerende deel (GOC).

Als de exploratieboring geen watercontact aantreft zijn er één of meer putten nodig om dit contact te vinden. Dit impliceert, dat het te verwachten volume gas en / of olie economisch aantrekkelijk kan zijn.

Met de gegevens van de exploratie put kan reeds een eerste bepaling van het aanwezige volume gas en / of olie worden gedaan en kan de initiële economische analyse wordt bijgesteld.

### De verkenningsboringen (appraisal wells) (fig. 20)

Als de exploratieput geen duidelijkheid verschaft over de kontakten tussen gas, olie en water is het duidelijk dat er meer gas en / of olie aanwezig is dan door de exploratieput is aangetoond. Er is dus tenminste één aanvullende put nodig om deze ontbrekende kontakten te vinden; vaak echter zijn meerdere van deze verkenningsboringen nodig om een min of meer compleet inzicht te verkrijgen ten aanzien van de omvang van het reservoir(s).

De strategie is uit te gaan van alle bekende gegevens van seismiek en exploratieput om de plaats van de volgende verkenningsboringen vast te stellen.

De voornaamste doelstellingen van verkenningsboringen zijn:

- Het bepalen van de horizontale uitgestrektheid van de reservoirs (oppervlakte);
- Het bepalen van de verticale uitgestrektheid van de reservoirs (ontbrekende kontakten);
- Het bevestigen van de informatie van de exploratieput;
- Het uitbreiden van de informatie over de structuur en het reservoir.

Ook hier geldt, dat boringen duur zijn; elke put dient daarom zo geprogrammeerd te zijn, dat een maximum aan informatie verkregen wordt.

Daaronder valt ook de geologische informatie; uit metingen in het boorgat kan onder andere bepaald worden wat de helling van de reservoir laag is en waar de put door een breuk is heengegaan. (fig. 21)

Als met deze verkenningsputten de begrenzingen van de reservoirs in een veld zijn bepaald, zowel in horizontale als verticale zin, kan een vrij nauwkeurige berekening gemaakt worden van het ondergronds aanwezige volume olie en / of gas.

### Berekening van STOIP, GIIP en reserves

Om te kunnen schatten wat de reserves zullen zijn voor toekomstige produktie, is het noodzakelijk uit te gaan van de hoeveelheden olie en gas in de ondergrond bij de daar heersende condities.

Deze berekening heeft een vaste methodiek, die begint bij het berekenen van het bruto volume van het reservoir gesteente en eindigt bij het bepalen van de produceerbare hoeveelheden olie en gas.

Op grond van de seismiek en putgegevens kan een structuurkaart van het reservoir worden getekend; deze kaart verschaft het oppervlakte (O). De gemiddelde dikte (D) van het reservoir is bekend uit de putgegevens.

De petrofysische gegevens (uit logging) verschaffen een gemiddelde porositeit ( $\phi$ ), alsmede een gemiddelde watersaturatie ( $S_w$ ) van de poriën (dat wil zeggen welk deel van de porie-inhoud door water wordt ingenomen). Het overblijvende gedeelte van de porie-inhoud is olie en / of gas. (fig. 22 en 23)

Tenslotte zijn er nog twee produktietechnische aspecten, die een rol spelen. In de eerste plaats heeft olie in de ondergrond door de aanwezige druk een hoeveelheid gas in (fysisch-chemische) oplossing; bij drukverlaging tijdens de produktie vanaf het reservoir naar de oppervlakte komt dit gas vrij, waardoor het volume olie afneemt. In de olie-industrie wordt dit shrinkage genoemd. De shrinkage factor ( $B_0$ ) is b.v. 1,50 dat wil zeggen van het ondergrondse volume blijft maar  $1,0 / 1,50 \approx 0,67$  oftewel 67 % aan volume over in de tanks aan de oppervlakte. De resterende 33 % is vrijgekomen als gas en wordt als gas verder verwerkt. (fig. 24)

Als tweede aspect blijft over het winningfaktor (recovery factor,  $R_F$ ) van de olie of gas. Met de huidige techniek en economische maatstaven blijft een gedeelte van de olie en het gas achter in het reservoir gesteente. Voor olie is het winningpercentage 20 tot 50 %, afhankelijk van het reservoir en de olie. Voor gas is het winningpercentage vaak hoger b.v. tot 90 %.

De berekeningen leveren belangrijke gegevens op voor planning en vergelijking van voorkomens, zoals:

STOIP: Stock Tank Oil Initially In Place (aanwezige olie bij tankcondities)

GIIP: Gas Initially In Place (aanwezige gas bij 1 MPa druk)

Reserves: Winbare hoeveelheid olie en gas.

De berekening van de reserves gaat als volgt:

$$\text{Bulk volume} = A * D \text{ m}^3$$

$$\text{Pore volume} = A * D * \phi \text{ m}^3$$

$$\text{Hydrocarbon volume} = A * D * \phi * (1 - S_w) \text{ m}^3$$

$$\text{STOIP} = A * D * \phi * (1 - S_w) * (1 / B_0) \text{ m}^3$$



$$\text{Reserves} = A * D * \phi * (1 - S_w) * (1 / B_0) * R_f \text{ m}^3$$

Alle factoren in deze berekeningen zijn gebaseerd op de relatief weinige gegevens van de seismiek en putten, op laboratoriumresultaten en op ervaringsgetallen. Gedurende het produktieve leven van een reservoir kunnen deze gegevens verder gedetailleerd worden, met name de inschatting van het winningpercentage. Het is dus niet ongebruikelijk, dat de schattingen van de initiële reserves in de loop van de tijd herzien worden.

### De ontwikkelingsputten (development wells)

De resultaten van de exploratieput en de daarna geboorde verkenningsputten kunnen worden samengevat in de volgende punten:

- Het is bekend waar de olie- en gashoudende reservoirs zich bevinden;
- Het is met een redelijke nauwkeurigheid bekend hoeveel olie en gas er is;
- Het is bekend hoe groot de produktie per put kan zijn.

Dit is voldoende om over te gaan tot het formuleren van een veldontwikkelingsplan.

Allereerst moet worden bepaald hoeveel olie of gas per jaar aan het reservoir onttrokken moet of kan worden. Dit is afhankelijk van veel factoren, technische, organisatorische, financiële, politieke en economische. Met andere woorden, er is geen vaste regel.

Voor olievelen geldt een vuistregel dat er gestreefd wordt naar een plateau van de jaarproduktie van 5 – 10 % van de berekende initiële reserves. De plateau periode is dan bijvoorbeeld 12 – 6 jaar.

Voor gasvelen geldt in het algemeen een plateau van circa 5 % van de geschatte reserves; dit hangt samen met het marktmechanisme voor gas. Geproduceerd gas kan niet opgeslagen worden zonder grote kosten te maken; het gas uit de producerende putten dient daarom direct verbruikt dan wel verkocht te worden, om direct naar de gebruiker te worden getransporteerd in een pijpleiding. De exploitatie van een gasveld kan dus pas plaats vinden als de hele infrastructuur voor transport, opslag en overdracht aan gebruikers is geïnstalleerd. In tegenstelling tot gas, kan olie wel opgeslagen worden in tanks, tankers en ondergrondse olieopslag cavernen.

Als eenmaal besloten is wat de plateauproduktie zal worden, kan met behulp van de produktiviteit per put berekend worden hoeveel putten geboord moeten worden.

In deze fase van een veldontwikkeling is er nog niet bekend hoe het reservoir zich zal gedragen; hoewel er drie basis types zijn, komen in de praktijk vele gemengde types voor.

Deze drie basis types zijn (fig. 25):

- Full waterdrive: het volume van het water in de aquifer is zeer groot ten opzichte van de hoeveelheid olie en / of gas, waardoor de drukdaling ten gevolge van het onttrekken van olie en / of gas (produktie) gecompenseerd wordt door expansie van de aquifer; het water drijft de olie naar de putten;
- Full gascap drive: Hetzelfde mechanisme als voor full waterdrive, de expansie van de gascap drijft de olie naar de putten;
- Full pressure depletion: er is geen of slechts een zeer kleine aquifer en / of gascap zodat de reservoirdruk door de produktie zal gaan dalen.

Zolang als het reservoirmechanisme nog niet bekend is door produktiegedrag te analyseren, is het gebruikelijk de putten vrij gelijkmatig te verdelen over het reservoir. Het standaard patroon, vooral voor grote olievelden, is een systeem van aaneengesloten gelijkzijdige driehoeken met putten op de hoekpunten. De afstand tussen de putten wordt zodanig gekozen, dat de cirkels van de drainagegebieden van de putten elkaar raken. Met dit patroon wordt het oppervlak van de driehoek zo efficiënt mogelijk gedekt door de drainagecirkels.

Naast het boren van ontwikkelingsputten moet een produktiestation worden gebouwd waar olie, gas en water van elkaar gescheiden kunnen worden. De putten worden door middel van pijpleidingen (flowlines) met het produktiestation verbonden. Olie, gas en water worden daarna apart afgevoerd voor de verkoop, gebruik of lozing via pijpleidingen, exporttanks en waterinjectie putten.

Met het vaststellen van het produktieplateau, het aantal putten en de benodigde oppervlakteinstallaties, is het mogelijk twee basis elementen van het veldontwikkelingsplan op te stellen (fig. 26 en 27):

- Een activiteitenprogramma, waarin de volgorde en duur van alle constructie- en boorwerkzaamheden worden weergegeven;
- Een produktieprofiel van het veld (of reservoir) over 10 tot 20 jaar.

Daarmee kan een begroting in de tijd worden gemaakt van alle installatie kosten, onderhoudskosten, produktie kosten en inkomsten uit de geproduceerde en verkochte hoeveelheden olie en / of gas.

Als sluitstuk van het veldontwikkelingsplan wordt een economische evaluatie gemaakt om vast te stellen hoe attractief het plan is. Op deze manier kan ook een vergelijking worden gemaakt met andere projecten, zodat een rangschikking van alle projecten kan leiden tot keuzes, bijvoorbeeld als de beschikbare hoeveelheid investeringskapitaal beperkt is, of als de afvoercapaciteit van olie of gas gelimiteerd is.

Teneinde tot een juiste keuze te komen worden bij de economische evaluatie de projecten ook bekeken op gevoelige punten zoals verlate constructiewerkzaamheden, lagere produktie- en hogere investeringskosten.

## VII. HET COMPLETEREN VAN EEN PUT

### Inleiding

Aan het einde van de boorfase wordt een boring, die olie- en / of gasreservoirs heeft aangetroffen, afgewerkt met een verbuizing (production casing). In veel gevallen is de verbuizing aanwezig van de bodem van de boring tot aan het maaiveld. De cementatie van deze verbuizing dient zich uit te strekken tot boven de minst diepe olie- of gasvoerende laag, b.v. een 200 m erboven.

Het afwerken van de put tot een producent vindt niet altijd direct plaats na afloop van het boren. In veel gevallen vindt dit later plaats, b.v. omdat er nog geen productiefaciliteiten zijn om de put in produktie te brengen. Meestal wordt de put afgewerkt door een lichtere boorinstallatie (goedkoper), omdat de zwaardere boorinstallatie nodig is voor het boren van andere putten.

Het afwerken van een put tot een producerende put wordt completering genoemd (completion).

Het doel van de completering is de put zodanig af te werken, dat er op een veilige en efficiënte wijze geproduceerd kan worden gedurende een groot aantal jaren. De put dient ook zodanig te worden afgewerkt, dat er toegang tot het producerende interval mogelijk is met speciale installaties, zonder dat de put buiten produktie wordt gesteld. De belangrijkste fasen van de completerings werkzaamheden zijn:

- Voorbereiding van de put;
- Het uitvoeren van metingen binnen de casing;
- Het scheppen van het producerende interval;
- Het installeren van de zogenaamde production tubing, een verbuizing binnen de produktie casing;
- Het installeren van het zogenaamde wellhead, het stelsel van put afsluiters aan de oppervlakte;
- Het installeren van de zogenaamde chokebox (knijpstuk), veiligheidsafsluiters en de flowline.

### Voorbereiding

De cementatie van de produktiecasing brengt met zich mee, dat resten cement aanwezig kunnen zijn in de put. Bovendien is de put meestal gevuld met de spoeling waarmee de boring geëindigd is. Deze boorspoeling dient vervangen te worden door een schone completeringsspoeling, dat wil zeggen een spoeling waarin geen vaste deeltjes aanwezig zijn. Meestal is deze spoeling gebaseerd op zoutwater waaraan oplosbare zouten (vooral NaCl) zijn toegevoegd ter verzwaring van de spoeling. Om dit te bereiken wordt een lichte boorinstallatie boven de put geplaatst, dat wil zeggen ook met hijscapaciteit, aandrijving voor lichtere boorwerkzaamheden, blow-out preventers en circulatie-installaties.

Door een beitel en schraper aan boorpijpen in de put te laten zakken wordt de wand van de produktiecasing schoon geschrapt van cement resten en roestdeeltjes. Op de bodem van de put wordt daarna geruime tijd gecirculeerd om alle boorspoeling en het schraapsel te verwijderen.

Aan het einde van deze circulatie dient de put gevuld te zijn met een schone completeringsspoeling.

### Logging

Op identieke manier als bij het loggen in het boorgat, worden in de put met verbuizing metingen gedaan voor het verkrijgen van informatie in het algemeen en voor het completeren in het bijzonder.

Het eerste doel is om te verifiëren of de cementatie goed is verlopen, dat wil zeggen dat het cement hoog genoeg boven de toplaag met olie of gas en met voldoende kwaliteit aanwezig is. Het tweede doel is om een korrelatie aan te brengen met de logging resultaten in het boorgat; bijna altijd wordt daarvoor de natuurlijke radioactiviteit, de zogenaamde Gamma Ray (GR) gebruikt. Deze stralen gaan namelijk door staal heen, zodat een vergelijking met de GR van het open boorgat gemakkelijk te maken is. Tegelijkertijd wordt de positie van de verbindingsstukken tussen de buizen van de production casing vastgelegd, zodat er ook een dieptekorrelatie is tussen verbuizing en de logging resultaten in het open boorgat.

### Het producerende interval

De planning van de completering van alle putten in het veld en de bestudering van de logging resultaten in het open boorgat leiden tot de keuze van een definitief interval waar de productie uit het reservoir gehaald zal worden.

Door het installeren van een gecementeerde productie verbuizing is er geen verbinding meer tussen de reservoirs en de put. Een verbinding wordt tot stand gebracht door het zogenaamde perforeren van de casing. Daarbij wordt een groot aantal gaten door de casing en cement tot bijvoorbeeld 50 cm in het gesteente geschoten; de diameter van deze gaten is ongeveer 1 cm. Er kunnen ook gaten met grotere diameter gemaakt worden (tot ongeveer 2,5 cm), deze hebben echter een kleinere penetratie in het gesteente.

Het voordeel van het perforeren is dat de keuze van de perforatie intervallen selectief is, dat wil zeggen er kunnen ook stukken overgeslagen worden.

Een andere methode om het producerende interval te creëren is het wegboren van een stuk van de casing met speciale beitels. Dit wordt gedaan onder bijzondere omstandigheden, waarin selectiviteit geen belangrijk element is.

Een derde methode is om de productie casing aan de top van het reservoir te installeren zodat daar beneden het reservoir aangeboord kan worden in een open boorgat.

### De tubingstring voor productie

Alleen in uitzonderlijke gevallen, namelijk bij buitengewoon hoge produktiedebieten, wordt door de casing geproduceerd. In bijna alle putten wordt een meer efficiënt productieproces verkregen door binnen de productie casing een buis met kleinere diameter te installeren, de tubing. De diameter daarvan wordt bepaald aan de hand van de te verwachten productie.

Er is nog een reden om niet door de casing, maar door een andere buis te produceren. Vaak bevatten olie en gas corrosieve gassen zoals  $H_2S$  en  $CO_2$ , die tijdens de productie het staal van de verbuizing kunnen aantasten. Omdat casing aan het gesteente is vastgecementeerd, kan casing niet vervangen worden. Tubing daarentegen hangt in de casing en kan zonodig getrokken en vervangen worden. Casing kan echter nog steeds corroderen als corrosieve gassen in de ring ruimte tussen tubing en casing (annulus) komt. Om dit te vermijden, wordt de annulus meestal

afgesloten door een zogenaamde packer, als onderdeel van de tubingbuis aan te brengen; deze packer sluit niet alleen de toegang voor corrosieve gassen af, maar bevordert de veiligheid van de put in aanmerkelijke mate.

Dicht boven de packer wordt doorgaans een zogenaamde circulation sleeve geïnstalleerd; dit is een korte buis met openingen, die door een verschuifbare binnenbuis naar believen open of bedekt gelaten kunnen worden. In open positie laat de sleeve circulatie toe door de tubing naar beneden en door de annulus naar boven of omgekeerd. Dit is van belang bij het in productie brengen van de put of bij het controleren van de put met spoeling voor een reparatie.

Tegenwoordig wordt in bijna alle putten dicht onder het maaiveld een zogenaamde subsurface safety valve (SSSV) in de tubing geïnstalleerd, die door middel van een controleleiding vanaf het maaiveld geopend of gesloten kan worden. Zoals de naam ook zegt, is dit apparaat een veiligheidsapparaat om met name in noodgevallen de put snel en veilig te kunnen sluiten.

De gehele tubingbuis met alle apparatuur wordt door middel van de tubinghanger afgehangen ter hoogte van het maaiveld en is verankerd in de packer.

Naast de besproken apparatuur zijn diverse andere apparaten beschikbaar voor installatie in de produktietubing, met name wanneer het vertikaal transport kunstmatig moet gebeuren. Dit valt echter buiten het kader van dit inleidend college.

### Wellhead

Tijdens het boren en completeren is de put beveiligd met speciale afsluiters, de zogenaamde blow-out preventers (BOPs). Aan het eind van de completering werkzaamheden worden de BOPs vervangen door een Xmastree om de productie te controleren.

De Xmastree wordt geïnstalleerd boven op de tubing spoel waarin de tubing is afgehangen.

Onder de tubing spoel bevindt zich het hele stelsel van casingspoels en casing head waarin de verschillende casings zijn afgehangen.

De Xmastree heeft een aantal afsluiters, die de doorgangen door de Xmastree kunnen afsluiten. Het geheel heeft de vorm van een kruis. In het onderste gedeelte bevinden zich meestal twee afsluiters, de zogenaamde mastervalves: één voor normaal gebruik, de andere als reserve. Dit zijn de afsluiters die gebruikt worden om de put af te sluiten.

Aan de twee zijanten bevinden zich de twee zogenaamde wingvalves: de zijuitgangen worden gebruikt voor productie en controle doeleinden. In de bovenkant bevinden zich de swabvalve en de afsluitende cap.

Deze bovenkant wordt gebruikt om toegang tot de put te verkrijgen om metingen te doen.

### Chokebox en flowline

De produktiestroom, die uit de put komt staat onder druk, soms hoog, soms laag. Deze druk moet gereduceerd worden voordat de productie in de pijpleiding naar het produktie station komt. Daarvoor wordt direct bij de Xmastree een zogenaamde chokebox geïnstalleerd; in deze chokebox wordt een knijpstuk, de choke, geïnstalleerd die zorgt voor een relatief hoge drukval bij doorstroming. Dit komt omdat de opening in het knijpstuk klein is ten opzichte van de doorsnede in de Xmastree en de pijpleiding naar het produktiestation.

Deze pijpleiding naar het produktie station heet de flowline en is in principe een lage druk leiding. Om ongelukken ten gevolge van ongewenste lage en hoge drukken te vermijden, is de flowline dicht bij de Xmastree beveiligd met automatische afsluiters die dichtgaan bij te hoge druk en te lage druk.

## VIII. HET PRODUCEREN

### Inleiding

Het doel van het boren en completeren van putten is om ondergrondse produceerbare hoeveelheden olie en / of gas te vinden en economisch te produceren. Het produceren dient optimaal te gebeuren in volgende opzichten:

- Maximaal toelaatbare produktie per put (inkomen);
- Efficiënt gebruik van de reservoirenergie (druk, opgelost gas);
- Maximale drainage van het reservoir;
- Lang leven van de putten, dwz. geen noodzaak voor reparaties.

Het ontwerp van de putten, het aantal putten op een reservoir en de plaatsing daarvan zijn daarom zeer belangrijke punten in het veldontwikkelingsplan.

### Het productieproces

Het productieproces houdt in, dat olie en / of gas (massa) uit het reservoir naar de oppervlakte wordt getransporteerd ten koste van energie. De energie komt in de eerste plaats uit de reservoirdruk, dit is de fase van natuurlijke stroming (natural flow). Als de druk in het reservoir daalt, omdat olie en / of gas onttrokken worden, is het vaak noodzakelijk energie toe te voegen aan het reservoir-putten systeem: injectie van water of gas in het reservoir om de reservoir druk op peil te houden of hulp bij het vertikaal transport in de put (artificial lifting) b.v. met pompen.

Het productie proces heeft opeenvolgende stadia (fig. 28):

- Horizontale stroming door het poreuze medium van het reservoir naar de put;
- Vertikale stroming door buizen van het producerend interval naar de oppervlakte;
- Druk en debiet controle aan de put mond;
- Horizontale stroming in buizen van de putten naar een verzamel station;
- Scheiding van olie, gas, water en eventuele vaste stoffen;
- Opslag en export van olie en gas;
- Opslag van water en vaste stoffen.

### Stroming

Stroming van olie, gas en water in het productieproces komt tot stand, omdat de druk aan het oppervlak zodanig wordt ingesteld, dat er een drukverschil ontstaat ten opzichte van het reservoir: stroming van een hoge potentiaal naar een lage potentiaal. In feite is de reservoirdruk de motor van het productieproces. Tijdens het produceren wordt reservoirenergie verbruikt in wrijvingsverliezen (frictie) en het verplaatsen van massa naar een hoger niveau.

Bij produktie van olie zijn de eindprodukten olie, gas en water aanwezig bij atmosferische of bijna atmosferische druk; alle reservoirenergie is dan verbruikt. Bij produktie van gas is het gebruikelijk het gas aan het oppervlak door pijpleidingen naar de klanten te transporteren met behulp van een deel van de reservoirenergie. Daarom is het noodzakelijk gasputten te produceren met een relatief hoge putmondruk, terwijl olieputten geproduceerd kunnen worden bij lage putmondrukken.

Stroming in het reservoir (fig. 29)

De stroming in het reservoir komt tot stand door de druk onder in de put ( $P_{wf}$ ) zodanig te verlagen, dat een duidelijk drukverschil ten opzichte van de reservoirdruk ( $P_{res}$ ) is ontstaan. Vloeistoffen en gasen stromen door de poriën tussen de korrels van het gesteente, van porie tot porie door de porie-openingen. Deze stroming volgt dus een zeer bochtig pad.

Het druk verlies ( $P_{res} - P_{wf}$ ) is geheel verbruikt in wrijving, omdat de stroming bijna uitsluitend horizontaal is.

In het gangbare toestromingsmodel vindt radiaal convergerende stroming plaats uit de drainagecirkel naar de put toe, met steeds toenemende stroomsnelheden. Hoe groter het drukverschil ( $P_{res} - P_{wf}$ ), hoe groter het volume, dat naar de put stroomt.

Deze radiale toestroming is vastgelegd in de Darcy formule:

$$Q = \frac{(P_{res} - P_{wf}) * k * h * 2 * \pi}{\mu * \ln(r_e / r_w)}$$

Q	=	Debiet
$(P_{res} - P_{wf})$	=	Verschil tussen reservoirdruk en putdruk
K	=	Permeabiliteit, doorlaatbaarheid van het reservoirgesteente
H	=	Hoogte van het producerende interval, vaak gelijk aan de reservoirdikte
$\mu$	=	Viscositeit van de olie
$2 * \pi$	=	Geometrische factor voor radiale toestroming

Stroming in het producerende interval

Het producerende interval is de verbinding tussen reservoir en put en wordt doorgaans gecreëerd door de perforaties door casing en cement heen tot in de formatie. In het producerende interval gaat de produktiestroom van de radiale toestroming door een poreus medium over in stroming door de ongeveer cilindervormige perforaties. De puur radiale stroming in het reservoir wordt daar omgezet in een convergerende radiale stroming naar de perforatietunnels.

Zeer dicht bij de put kan de permeabiliteit verlaagd zijn door bijvoorbeeld invasie van spoeling, met als gevolg een gedeeltelijke verstopping van poriën en porie-openingen. Dit veroorzaakt een hoge extra drukval, oftewel een ongewenst verlies van reservoirenergie. Het is gebruikelijk deze extra drukval skin te noemen: het skineffect kan geheel of gedeeltelijk opgeheven worden door stimulatie van het producerende interval bijvoorbeeld met een mengsel van zoutzuur (HCl) en fluorzuur (HF).

Het gehele proces van toestroming naar de put en de instroming in de put wordt de inflow performance genoemd en kan bestudeerd worden met behulp van de Darcy formule in de "BHP analysis" (bottomhole pressure analysis).

Met name kunnen in deze analyse de permeabiliteit  $k$ , de aanwezigheid van skin  $S$  en de reservoirdruk  $P_{res}$  worden bepaald.

Een gangbare karakterisering van het producerende interval is de zogenaamde productivity index (PI) in  $m^3$  productie per MPa drukverschil tussen reservoir en put



( $P_{\text{res}} - P_{\text{wf}}$ ). Omdat de lengte van het producerende interval verschilt van put tot put, is het onderling vergelijken van putten niet altijd eenvoudig. Daarom wordt daarvoor de specifieke PI gebruikt: de productivity index per meter interval lengte: PI/m. De specifieke PI is daarmee niet alleen een karakteristiek van het producerende interval als zodanig maar ook van het reservoir gesteente.

### Stroming in de put

In het producerende interval wordt de horizontale stroming omgezet in een verticale stroming naar de oppervlakte. De completion van de putten is zo dat er eerst een traject stroming door de casing of door de tubing-casing annulus plaats vindt en daarna door de tubing van de completion.

De diameter van de tubing wordt bepaald met behulp van de zogenaamde vertical flow performance berekeningen aan de hand van de verwachte produktie en beschikbare druk onder in de put ( $P_{\text{wf}}$ ).

In deze berekeningen zijn verwerkt de drukverliezen door wrijving aan de wand en door turbulentie, en de drukverliezen door verlies van hydrostatische kolom. Vooral de laatste factor maakt, dat een groot gedeelte van de reservoirdruk verbruikt wordt. De resterende druk aan de putmond wordt de flowing tubing head pressure (FTHP) genoemd, in tegenstelling tot de closed-in tubing head pressure (CITHP), wanneer de put gesloten is en er geen stroming is (N.B.  $CITHP > FTHP$ )

De FTHP wordt ingesteld door de keuze van het knijpstuk, het verschil  $P_{\text{wf}} - FTHP$  is dus de motor van het verticale transport.

### Stroming door het knijpstuk (choke)

Het knijpstuk in de chokebox reguleert de produktie en de FTHP. Er zijn vaste chokes, dat wil zeggen stalen cilinders met een vaste kleine doorstromingsopening, die verwisseld moeten worden als een andere produktie of FTHP gewenst is.

Daarnaast zijn er ook variabele chokes, waarbij een conische pen in de chokeopening verschoven kan worden.

Zolang als er tenminste een zekere verhouding bestaat tussen de druk voor en de druk na de choke, kan het doorstroomvolume berekend worden via de zogenaamde choke performance formules.

In principe dient de druk na de choke zo laag te zijn dat de ontwerpdruk van de flowline niet overschreden wordt. De berekening van de chokediameter gaat daarom uit van de gewenste flowlinedruk FLP. Om de flowline te beschermen tegen een te hoge druk (b.v. door het stilleggen van het produktiestation) en kans op barsten, is er een druk sensor die bij overschrijden van de ingestelde limiet een afsluiter bij de chokebox automatisch sluit. Op dezelfde wijze wordt de flowline gesloten als er een te lage druk is bijvoorbeeld als de flowline zou lekken.

Ook is er een lagedruk sensor met afsluiter, zodat de put automatisch wordt afgesloten bij te lage druk bijvoorbeeld als door schade een open uitstroming uit de flowline plaats vindt (ongeluk, corrosie / erosie, sabotage).

### Stroming door de flowline

De flowline tussen de put en het produktiestation is vergeleken met de put een lagedruk pijp, die soms kort, soms echter zeer lang is. De diameter van de flowline

wordt zo berekend dat er een minimale drukval tengevolge van wrijving optreedt. Vaak heeft de flowline dan ook een grotere diameter dan de tubing in de put. Meestal wordt de flowline uit kortere transporteerbare stukken aaneen gelast. In het algemeen worden flowlines op het maaiveld gelaten en volgen daarom de hoogteverschillen van de betreffende routes.

### Stroming in het produktiestation

De flowlines van de individuele putten komen samen in het produktiestation in het zogenaamde manifold: een grotere pijp waarin de produktie van alle putten wordt samengebracht. Elke flowline kan echter bij het manifold zonodig gesloten worden met een afsluiter.

De gecombineerde produktie van de putten komt uit het manifold in een separator, waar in eerste instantie gas en vloeistoffen van elkaar gescheiden worden. Eventueel meegeproduceerde vaste stoffen (zand) bezinken doorgaans in deze separator en worden later met bijvoorbeeld een schoonmaakbeurt verwijderd.

Gas wordt bovenaan de separator afgevoerd voor verdere behandeling en gebruik bijvoorbeeld in lokale industrie, het opwekken van stoom of elektriciteit of huishoudelijk gebruik. Het mengsel van olie en water gaat naar een tank op het produktiestation, en vandaar wordt het naar de zogenaamde terminal gepompt. In sommige gevallen wordt ook water van de olie afgescheiden en ter plaatse verwerkt bijvoorbeeld door herinjectie in hetzelfde reservoir.

De hoofdfunctie van het produktiestation is het verzamelen van de putprodukties in een gecombineerde stroom; een produktiestation wordt daarom ook vaak verzamelstation genoemd.

Naast combineren van putprodukties en het afscheiden van gas, heeft het station de belangrijke functie van het meten van individuele putprodukties.

Voor dat doel is er een tweede manifold, waar alle flowlines ook mee verbonden zijn. Dit testmanifold is verbonden met de testseparator.

Elke put wordt van tijd tot tijd uit het algemene systeem afgescheiden en via het testmanifold en de testseparator geleid. Op deze manier kan de bijdrage van elke put getest worden, dat wil zeggen de hoeveelheden gas, olie en water per dag. Gas en vloeistof uit de testseparator wordt weer samengebracht met de hoofdstromen.

Meestal worden putten één à tweemaal per maand getest; in de loop van tijd is er dus een patroon in het putgedrag vast te stellen; vooral na het verwisselen van de choke is het belangrijk om het effect van de wisseling te bepalen.

### Stroming in de trunklines

Het olie en water mengsel wordt in grote verzamelpijpleidingen gepompt, die de produktie van de verschillende velden afvoeren naar de terminal.

Door de grote diameter van deze trunklines en de lange transporttijd heeft het water vaak gelegenheid naar de bodem af te zakken zodat er een continue waterlaag onder de olie stroomt.

### De terminal

De functie van de terminal is het verzamelen van alle olieproduktie uit een gebied en het exporteren naar de eindbestemming: raffinaderijen in verschillende landen. Die export vindt meestal plaats via zogenaamde tankers, soms via pijpleidingen.

Voordat de olie geëxporteerd kan worden moet eerst bijna al het water verwijderd worden. Daarna wordt de exacte hoeveelheid olie gemeten en de dichtheid van het oliemengsel nauwkeurig bepaald. Dit is nodig voor de betaling van belastingen (fiscalisatie) en voor de afrekening van de geleverde olie.

Een terminal wordt daarom gekenmerkt door een tankfarm met een groot aantal tanks. Na het opvullen van een tank met het binnenkomende mengsel van olie en water, wordt de tank voor een bepaalde tijd ingesloten om het water de gelegenheid te geven naar de bodem van de tank te zakken. Na voltooiing van de scheiding wordt het water afgetapt en de olie overgepompt naar de export tanks. Daar vindt de fiscalisatie plaats en de verpompning naar tanker of pijpleiding.

Meestal mag het geproduceerde water in het oppervlakte water geloosd worden, vooropgesteld dat het oliegehalte zeer laag is bijvoorbeeld beneden 10 á 20 ppm (parts per million). Als lozing in het desbetreffende land niet is toegestaan, wordt het water ondergronds weggepompt, meestal in lagen waaruit eerder of op dat moment olieproductie plaats vindt.

### Gasproductie

Wat in het voorafgaande is gegeven slaat in hoofdzaak op de productie van olie en het daarbij behorende gas dat uit de oplossing vrij komt. In grote lijnen volgt de productie van gas hetzelfde patroon. Een belangrijk verschil is de druk: gas moet aan het oppervlak tot aan de klant worden getransporteerd in pijpleidingen. Als de druk aan de putmond te laag zou worden is dat niet meer mogelijk tenzij de klanten zich zeer dichtbij bevinden.

Opnieuw comprimeren van gas met compressoren is duur en wordt daarom alleen bij uitzondering gedaan als het economisch verantwoord is.

Gas uit gasvelden heeft een klein gehalte aan zwaardere koolwaterstoffen, C3 tot bijvoorbeeld C10. Daarnaast is er altijd water aanwezig in de vorm van waterdamp. Bij het produktieproces en met name in het produktiestation wordt het gas zover gekoeld, dat de zwaardere koolwaterstoffen vloeibaar worden en als een benzineachtig produkt worden afgescheiden: het condensaat. Water condenseert ook bij afkoeling en wordt dan ook tegelijk met het condensaat afgescheiden. Later vindt een scheiding tussen water en condensaat plaats. Dit condensaat wordt ook NGL genoemd (natural gas liquids).

Vaak moet het gas echter vrij van water zijn tot een zeer lage temperatuur, omdat er geen condensatie in de pijpleiding mag plaats vinden (corrosie van het staal, gevaarlijk). Het gas moet dan dieper gekoeld worden dan nodig voor de afscheiding van condensaat.

In andere gevallen wordt het water verwijderd door absorptie met glycol of een wateraantrekkende vaste stof (hygroscopische stof).

Als er geen lokale markt is voor het gas en een pijpleiding niet aangelegd kan worden of te duur is, wordt tegenwoordig vaak overgegaan tot het vloeibaar maken van het gas (C1 methaan) tot LNG (liquified natural gas) door koeling. LNG wordt dan met speciale geïsoleerde tankers over zee vervoerd naar de gebruikers, meestal elektriciteit centrales.

### Verschijselen tijdens het produceren

In het voorafgaande is vooral behandeld het verschijnsel dynamische drukken, bij het produceren van het reservoir tot het maaiveld verandert de druk voortdurend, vanaf de reservoirdruk tot de druk in de exporttank of de afleverdruk in het gas pijpleidingsysteem. De drukafname is volledig het gevolg van (1) wrijvingsverliezen tijdens stroming en (2) het verlies van statische kolomdruk.

Naast de verandering van druk treedt er ook verandering van temperatuur op. In de eerste plaats door afgifte van warmte aan de omgeving, omdat de hete / warme produktiestroom bij het naar het maaiveld stromen, de minder warme gesteentelagen tussen reservoir en oppervlakte passeert.

Een tweede oorzaak voor temperatuurverlaging is een relatief sterke drukval over een korte afstand, met name bij en in de choke. Volgens de wet van Joule Thompson zal elke drukdaling gepaard gaan met temperatuurdaling, maar in het grootste deel van het traject wordt deze daling gecamoufleerd door de uitwisseling van warmte met de omgeving.

De temperatuurdaling in een choke kan zo sterk zijn dat ijs neerslaat op de chokebox en de pijpleidingen in de buurt. Vaak is daarom isolatie nodig om te vermijden dat bijvoorbeeld de afsluiters niet meer kunnen functioneren. Deze sterke temperatuursdaling treedt vooral op bij de knijpstukken van hoge druk gasproductie, in deze gevallen is de daling dan ook zeer nuttig voor de gasbehandeling, omdat bij die lage temperatuur zwaardere koolwaterstoffen en waterdamp vloeibaar worden als condensaat en water. Een zeer belangrijk aspect van drukdaling is het feit, dat allerlei fysisch-chemische evenwichten van de oplossingen gaan verschuiven.

Het gas in de gascap of het reservoir is een mengsel van voornamelijk wat C1 en hogere concentraties van C2, C3, C4, C5 etc. Drukverandering kan leiden tot verandering van de oplosbaarheid van de zwaardere componenten in het mengsel van de lichtere componenten, met als gevolg de vorming van condensaat (retrograde condensatie).

Olie is een mengsel van lichte tot zware componenten, die in een raffinaderij in kookgroepen van elkaar gescheiden worden in het destillatie proces. Door de drukdaling komen in de eerste plaats de lichte koolwaterstoffen vrij, C1 tot ongeveer C5 (fig. 30). Deze vormen gasbelletjes in de olie die op weg naar de oppervlakte steeds groter worden, terwijl tegelijkertijd meer gas uit de oplossing vrij komt. Dit gas heet solutiongas en de volume verhouding tot het olievolume heet GOV (gas-olie-verhouding  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ) of GOR (gas-oil-ratio scf/bbl standard cubic foot per barrel). Het mengsel van ontgassende olie en gasbelletjes heeft een lagere dichtheid dan die van olie met gas daarin opgelost.

Door de voortgaande uitzetting van het gas en het vrijkomen van meer gas bij verder gaande drukdaling neemt het relatieve volume van de gasbelletjes ten opzichte van het resterende olie volume steeds toe, zodat ook de gemiddelde dichtheid steeds verder afneemt.

Het produktieproces leidt dus tot ontgassing van de olie (degassing / liberation of gas); dit proces is bijna compleet in de separator zodat uiteindelijk in de atmosferische (1 bar) opslag tanks in het produktiestation en de terminal de olie grotendeels gasvrij is geworden.

Het in de olie opgeloste gas begint pas vrij te komen als de druk gedaald is tot beneden het kookpunt van de betreffende olie.

In een reservoir met een gascap is de olie in principe verzadigd, dat wil zeggen er is evenwicht tussen de concentraties van alle componenten in de gas- en vloeistoffase.

Verzadiging betekent dat de druk van die olie tegelijkertijd de druk van het kookpunt is. Aangezien productie plaatsvindt tengevolge van een opgeroepen drukdaling, zal verzadigde olie direct in het reservoir al ontgassing ondergaan.

Deze belletjes zijn echter zeer klein en worden door de olie meegenomen in de produktiestroom.

In een reservoir zonder gascap is de olie onverzadigd, dat wil zeggen dat er relatief te weinig gas in oplossing is. De mate waarmee de olie onverzadigd is, hangt af van de accumulatie condities van het reservoir. Het kookpunt kan dus dichtbij de reservoirdruk liggen, maar ook veel lager zijn. In het algemeen ligt het kookpunt dicht bij de reservoirdruk als de olie licht is (dat wil zeggen een lage dichtheid heeft) en verder van het kookpunt als de olie zwaar is (dat wil zeggen een hogere dichtheid heeft). Tegelijkertijd zal de GOV variëren, lichte olie een relatief hogere GOV, zware olie een relatief lagere GOV.

Het is dus mogelijk, dat het kookpunt pas gepasseerd wordt bij een druk hogerop in de put; dat wil zeggen dat in het reservoir en het onderste deel van de put één fase (vloeistof) aanwezig is, boven in de put twee fasen (gas en vloeistoffen).

Olie heeft ook zware componenten, was en asfaltachtige. Deze kunnen zich bij druk en temperatuur daling afzetten op de wand van de tubing en zo de opvoerbuis gedeeltelijk of geheel verstoppelen. Meestal worden deze afzettingen verwijderd door scraping (afschrapen), soms door oplossen en verhitten met hete olie. Inhibitie wordt ook toegepast, dat wil zeggen een vloeistof wordt in het reservoir gepompt met daarin stoffen die de vorming van was of asfalten afzettingen moeten voorkomen.

Het water in de aquifer is een oplossing van water en allerlei zouten, met name Na, Ca, Mg, Fe en Cl, CO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub> ionen. Door de lange verblijftijd in het gesteente is er een fysisch-chemisch evenwicht ontstaan tussen de concentratie van deze ionen in de oplossing en de aanwezige mineralen van het vaste gesteente.

Door drukdaling zullen ook deze evenwichten verschuiven en kunnen er chemische neerslagen ontstaan. Deze worden in het algemeen "scales" genoemd. De meest voorkomende (vaste) neerslagen zijn CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>. Neerslagen reduceren de pijpdiameter, kunnen perforaties verstoppelen en apparatuur aan het oppervlak onklaar maken voor gebruik.

Verwijdering van scales gebeurt door oplossen (CaCO<sub>3</sub> door zoutzuur) of mechanisch afschrapen (scraping). Ook wordt inhibitie toegepast, dat wil zeggen een complexe chemische oplossing wordt in de put en het gesteente gepompt en "bindt" de ongewenste componenten in een complexe verbinding.

Sommige componenten in het gas en de olie leiden tot aantasting van het metaal van de tubing, casing en andere apparatuur. Dit verschijnsel heet corrosie en kan ernstige tot gevaarlijke situaties veroorzaken.

Met name zijn dit H<sub>2</sub>S en CO<sub>2</sub>; de laatste is corrosief in gelijktijdige aanwezigheid van water, omdat dan een licht zuur ontstaat dat ijzer oplost. Zwavel in H<sub>2</sub>S kan staal corroderen en bros maken.

Corrosieve gassen worden bestreden door gebruik van inhibitieven die de wand van de put bedekken met een filmlaagje waardoor de gassen het staal niet bereiken.

Tegenwoordig wordt de oplossing vaak gezocht in de toepassing van speciale staalsoorten of kunststof pijpen, die niet aangetast worden onder de betreffende omstandigheden.

Ook vaste deeltjes van het reservoirgesteente kunnen door de produktiestroom meegenomen worden, afhankelijk van de snelheid van de stroom. Grotere deeltjes

kunnen bezinken in het onderste deel van de put, kleinere deeltjes worden meegesleurd.

Bij het perforeren van het producerende interval wordt een tunneltje van ongeveer 1 cm diameter door de casing en cement in het gesteente gemaakt. Het verpulverde cement en gesteente komt bij de produktie mee. Deze vaste stof is eenmalig en in het algemeen kortstondig.

Niet alle gesteenten zijn goed geconsolideerd, dat wil zeggen de korrels van het sediment zijn niet stevig aan elkaar gekit. Bij het produktieproces treedt rondom de put een drukdaling op, later ook verder in het reservoir. Door de drukdaling neemt de ondersteuning van de korrels of zodat de cementatie tussen de korrels gebroken kan worden. Deze korrels worden meegesleurd en komen tenslotte in het produktiestation terecht; de separatoren en tanks dienen daarom van tijd tot tijd schoongemaakt te worden.

Het grootste nadeel van zandproduktie is echter de schade die door erosie bij de hoge stroom snelheden kan optreden. Met name is dit het geval in de apparatuur van de putmond waar de stroming van richting verandert; een notoire slijtage plaats is de chokebox en "elleboog" van de flowline. Erosie van bijvoorbeeld deze elleboog kan zeer snel zijn en dan gevaarlijke situaties veroorzaken door de uitstroming van olie en gas (brandbaar).

Een ander geval van economische schade is de opvulling van de put door zand, zodat het producerende interval "opzandt" en de produktie stopt. De put dient dan schoongemaakt te worden.

Ernstige mate van zandproduktie kan bestreden worden door een kitoplossing in het gesteente rondom de put te pompen, waardoor de gesteentekorrels kunstmatig aan elkaar gekit worden (sand consolidation). Een andere methode is het zogenaamde gravelpacking: een zeefachtige buis wordt onder in de put geïnstalleerd waarna een grover zand (gravel) tussen deze zeefbuis en het gesteente geplaatst wordt. De keuze van deze gravel dient afgestemd te worden op de gemiddelde diameter van de gesteentekorrels.

In de loop van het produktieve leven van een reservoir kan water uit de aquifer de putten bereiken. De putten gaan dan langzaam of sneller "verwateren". Het percentage water wordt geregeld gemeten en gerapporteerd als volume percentage BSW (bottom sediment and water). Met het bottom sediment wordt in het algemeen vaste stof als zandkorrels bedoeld.

Omdat de dichtheid van water hoger is dan van olie en gas, zal het water de neiging hebben uit te zakken en de put te vullen als de opvoersnelheid in de tubing niet hoog genoeg is. Dit kan uiteindelijk leiden tot het stoppen van de produktie, omdat het gewicht van de water / olie kolom de reservoirdruk evenaart of overschrijdt. De put doodt zichzelf (killing).

Waterproduktie en algehele daling van de reservoirdruk door de produktie veroorzaken een daling van produktie door groter wordende tegendruk van de put, die de instroming uit het reservoir gaat tegenwerken. De natuurlijke stroming (natural flow) door de reservoirdruk gaat ophouden. Vaak dienen putten daarom omgebouwd te worden voor kunstmatige verticale opvoer in de tubing (artificial lifting).

Er zijn diverse methoden voor kunstmatige opvoer: systemen met pompen (onder andere ja-knikkers) en gaslifting (het opvoeren van extra gas om het natuurlijke proces van vertikaal transport door de gasballetjes uit de olie te versterken). Op deze manier kunnen vaak putten geproduceerd worden tot ongeveer 100 % watergehalte.

Dalende reservoirdrukken kunnen gecompenseerd worden door water te injecteren in de aquifer via waterinjectie putten; uiteraard leidt dit ook tot hoge watergehalten in de produktieputten. Soms wordt geproduceerd gas in de gascap geïnjecteerd via compression en gasinjectie putten; meestal gebeurt dit als er veel gas met de olie geproduceerd wordt waarvoor geen markt bestaat en wanneer de overheid verbranding van dat geassocieerde gas niet toestaat.

In ondiepe reservoirs is de olie vaak zeer visceus door weglekken van de lichtere componenten en door "verwering" van de olie. De produktie van deze visceuse olie kan gestimuleerd worden door het injecteren van stoom, waardoor de olie minder visceus wordt en gemakkelijker uit het reservoir naar de putten stroomt. Er zijn twee methoden: steamsoak, waarbij dezelfde put wordt gebruikt voor stoominjectie en produktie, en steamdrive, waarbij de stoom via stoominjectie putten geïnjecteerd wordt en de hete olie naar de produktie putten drijft.

Een aanzienlijk deel van de olie blijft achter in het gesteente. Diverse methoden zijn voorgesteld en geprobeerd om een deel daarvan te produceren (secondary production).

## IX. DYNAMISCHE DRUKKEN

### Inleiding

Het centrale onderwerp van Oefening PW3 - “Dynamic Aspects” behandelt het gebruik van dynamische drukken, die optreden als de (statische) putten en het (statische) reservoir in productie worden genomen, en de gevolgen van productie. De fundamentele verschillen met de statische drukken van PW1 zijn de volgende aspecten:

- Productie van olie en / of gas komt tot stand door stroming, en stroming komt op gang door een drukverschil aan te brengen tussen het maaiveld, de bodem van de put en het reservoir. Deze drukverschillen zijn gelijk aan de wrijvingsverliezen en verlies van vertikale kolomdruk.
- Door de daling van de druk tijdens het transport van olie en / of gas van het reservoir naar de oppervlakte komt gas als belletjes vrij uit de oplossing in olie. Dit gas verlaagt de gemiddelde dichtheid van het olie- gas mengsel, waardoor de druk van de verticale kolom kleiner wordt; de verlaging van de dichtheid wordt progressief sterker naarmate olie en / of gas naar de oppervlakte stijgen.

Dynamische drukken treden ook op bij het circuleren van spoeling tijdens het boren of completeren van putten en tijdens cementaties. Deze dynamische drukken vallen buiten het kader van dit college TA 1400 en komen aan de orde in het college boortechniek.

In het bijzonder gaat het in PW3 om de volgende situaties met dynamische drukken:

- De procedure, het mechanisme en de drukken bij het in productie brengen van een put;
- De drukken in de tubing bij het openen van de put, dat wil zeggen bij het overgaan van de statische, ingesloten toestand naar de dynamische, “open” toestand van de put;
- De drukken in / bij het producerende interval;
- De drukken in het reservoir rondom de put binnen de drainagecirkel;
- De invloed van productie op de algehele reservoirdruk, het verplaatsen van GOC, OWC of GWC; zowel in geval van een full waterdrive reservoir als in geval van een pressure depletion reservoir.

### In productie brengen van een put

Aan het einde van de completeringswerkzaamheden is de put in mechanische zin gereed om te kunnen produceren, dat wil zeggen er is een producerend interval, er is een tubing opvoerbuis geïnstalleerd en op het maaiveld is de put voorzien van Xmastree, chokebox en flowline naar het produktiestation.

De put is echter nog gevuld met de completionspoeling; deze is aanwezig in de tubing, in de casing beneden de packer / tubing en in de annulus tussen tubing en packer. De dichtheid van de completionspoeling is zodanig gekozen dat er een matige overdruk bestaat ten opzichte van de druk in het reservoir op de diepte van het producerend interval. De gebruikelijke overdruk is in de orde van 15 – 20 bar. Om de put in productie te brengen moet de tegendruk in de put kleiner worden gemaakt dan de reservoirdruk.



Daarvoor bestaan verschillende methoden:

- Het verkorten van de kolomhoogte door uit het bovengedeelte van de tubing de vloeistof te verwijderen; dit “swabben” is een verouderde methode met risico en wordt daarom weinig gebruikt;
- Het vervangen van een deel van de completionspoeling door een lichte vloeistof bijvoorbeeld dieselolie met een dichtheid van 0,8;
- Het vervangen van een deel van de completionspoeling door een gas, meestal stikstof N<sub>2</sub>.

Het uitwisselen van completionspoeling door dieselolie of stikstof gebeurt door het invoeren van een dunne buis (coiled tubing) in de tubing en circuleren; of door de circulation sleeve onder in de tubing te openen en dan met dieselolie te circuleren door de annulus, zodat de spoeling door de sleeve in de annulus gaat terwijl de dieselolie door de tubing naar beneden gepompt wordt.

Op het moment, dat de druk van de vloeistof / gaskolom in de put kleiner wordt dan de reservoirdruk ontstaat een relatieve onderdruk en kan in principe olie en / of gas uit het reservoir de put instromen. Meestal wordt een onderdruk in de orde van 20 – 40 MPa aangebracht.

Omdat de put op dat moment nog niet “geopend” is naar de flowline, kan er geen stroming plaats vinden. De relatieve onderdruk bij het producerende interval manifesteert zich door in een ingesloten druk in de Xmastree, gelijk aan de relatieve onderdruk bij het producerende interval; zodra alles in gereedheid is gebracht om te produceren, kan de put geopend worden en treedt de dynamiek van het produceren in werking.

### Vertikale stroming in de put

Door de put te openen en in produktie te stellen wordt de ingepompte dieselolie of stikstofgas teruggeproduceerd; dieselolie wordt meestal opgevangen voor hergebruik en anders naar het produktiestation geproduceerd. Stikstof is als zodanig niet meer te gebruiken en gaat via de fakkels de lucht in.

Bijna altijd is niet alle completionspoeling uitgecirculeerd; wat zich beneden de circulation sleeve of de diepte van de coiled tubing bevindt, komt pas tijdens het produktieproces uit de put.

Zodra de put gaat stromen komt olie of gas uit het reservoir de put in en drijft de achtergebleven completionspoeling voor zich uit. In het algemeen wordt alle spoeling tot de diepte van de onderste perforaties meegenomen, daar beneden blijft spoeling staan in de zogenaamde sump.

Bij dit proces van “schoonproduceren” komt de spoeling die eerst in de casing tussen packer en onderste perforaties heeft gestaan, in de tubing met een kleinere diameter. De tegendruk van een lange kolom spoeling in de tubing zou het op gang brengen van de put kunnen hinderen, vandaar dat de benodigde onderdruk, verkregen door dieselolie of stikstof, voldoende groot moet zijn om ook deze fase te overwinnen.

Als eenmaal alle dieselolie / stikstof en completionspoeling uit de put zijn geproduceerd, is de put “schoon”, dat wil zeggen gevuld met olie uit het reservoir. In het jargon wordt de put “live” genoemd omdat er alleen “live oil” aanwezig is in de tubing en casing ( in de tubing / casing annulus boven de packer zit nog steeds completering spoeling!).

Deze live oil bestaat echter niet uit de olie, die uit het reservoir in de put gestroomd is: door de lagere drukken hoger in de put is het ontgassingsproces op gang gebracht

zodra het kookpunt is gepasseerd. Er ontstaan gasbelletjes, die bij het naar boven stromen groter worden en de gemiddelde dichtheid verlagen. Nadat de put helemaal schoongeproduceerd is, stelt zich een min of meer stationaire toestand in, met constante FTHP, FBHP, GOV en produktiedebiet.

Als echter een andere choke wordt geïnstalleerd (bean-up of bean-down) moet zich opnieuw een stationaire toestand instellen. Op langere termijn zullen drukken, GOV en eventueel BSW kunnen wijzigingen, als functie van de veranderingen in het reservoir tengevolge van de produktie.

### Stroming in het reservoir

De reële stroming in het reservoir is gecompliceerd, omdat de poriën en porieopeningen niet rechtlijnig aaneengeschakeld zijn; eerder is het een zeer grillig pad, rondom de gesteentekorrels heen (tortuous path).

In het model van radiale convergentie volgens de wet van Darcy wordt hier echter geen rekening mee gehouden en lijkt er sprake te zijn van stroming langs radiaal convergerende rechte lijnen.

De drukval door de stroming is onder andere een functie van de lengte van de weg ( $r_e - r_w$ ), de diameter van de poriën en porieopeningen, en de echte fysische snelheid van vloeistof en gas.

De laatste factor speelt een grote rol in de daardoor veroorzaakte drukval: toenemende snelheden veroorzaken toenemende wrijvingsverliezen. Dichtbij de drainage cirkel is de drukval per lengte eenheid daarom veel kleiner dan dichtbij de put.

Het is dus mogelijk rondom de put tot aan de drainagecirkel een aantal concentrische cirkels te tekenen, die gelijke druk aangeven, oftewel equipotentiaal cirkels. Een stelsel van deze cirkels met steeds onderling een vaste drukval geeft een beeld met dichtbij elkaar gelegen cirkels dichtbij de put en ver van de put verder uit elkaar liggende cirkels.

### Stroming in en rondom het producerende interval

In het producerende interval verandert de stroming van transport door een poreus medium naar een transport door tunnels en pijpen. Bovendien verandert de stroming van een in hoofdzaak horizontale stroming in een verticale stroming.

Als gevolg van de radiale toestroming in het reservoir door een steeds kleiner wordend doorstroom oppervlak, heeft de produktiestroom de hoogste snelheid vlakbij de put. Relatief vindt daar dan ook de grootste drukdaling plaats per lengte eenheid. De puur radiaal convergerende stroming in het reservoir wordt dicht bij de put nog sterker geconvergeerd naar de perforaties toe. Dit kan een completion convergentie genoemd worden; in hoeverre dit leidt tot een extra drukval door hogere snelheden hangt af van veel factoren, bijvoorbeeld aantal, diameter en lengte van de perforaties in het gesteente.

Een mogelijke complicatie in dit gebied is skin, extra belemmeringen van de stroming waardoor de drukval ter plaatse sterk kan stijgen. De formation damage, die de skin veroorzaakt kan bijvoorbeeld bestaan uit in de poriën doorgedrongen vaste deeltjes uit de spoeling. Daardoor wordt het doorstroom oppervlak gereduceerd en neemt de stroomsnelheid extra toe, juist in het gebied waar deze al hoog is. Aangezien invasie van spoeling met vaste deeltjes alleen plaats vindt in de directe omgeving van de put, bijvoorbeeld 10 cm in de formatie.

### Veranderingen in het reservoir

Productie betekent, dat in ieder geval rondom de put de druk in het reservoir wordt verlaagd; dit is nodig om de productie op gang te brengen en in stand te houden.

De drukkaling rondom de put spreidt zich verder uit tot aan de drainagecirkel. Als alle putten in productie zijn in een regelmatig patroon over het reservoir, zal de druk in het gehele reservoir dalen.

Bij een zekere drukval dient het duidelijk te worden wat de invloed van deze drukkaling op de gascap en aquifer is: als deze groot zijn ten opzichte van het volume olie, zullen de gascap en aquifer expanderen en zo de druk verder constant houden.

De gas-olie en olie-water contacten zullen dan min of meer gelijkmatig verschuiven, parallel aan de oorspronkelijke contacten. Omdat de dichtst bijzijnde putten een onderdruk op de omgeving uitoefenen zullen deze zelfde putten ook ter plekke iets sterker aangetrokken en vervormen. Tenslotte kan het water deze putten als een “tong” bereiken.

In afwezigheid van een grote gascap of aquifer zal de druk in het reservoir blijven dalen. Bij volledige “pressure depletion” is er een bijna rechte daling van de druk bij voortgaande productie, vooral in gasreservoirs.

### MAAIVELD

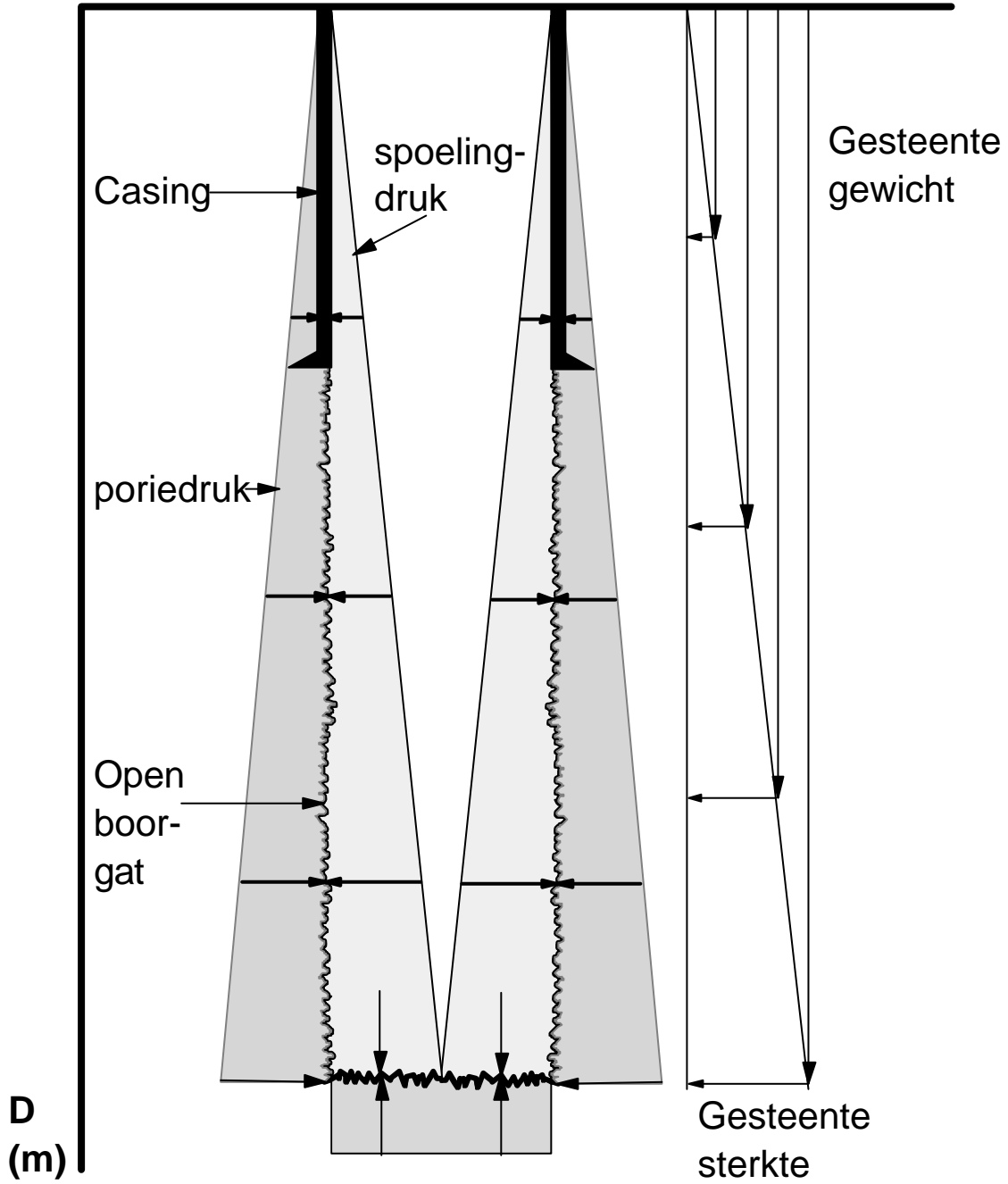


Fig. 1

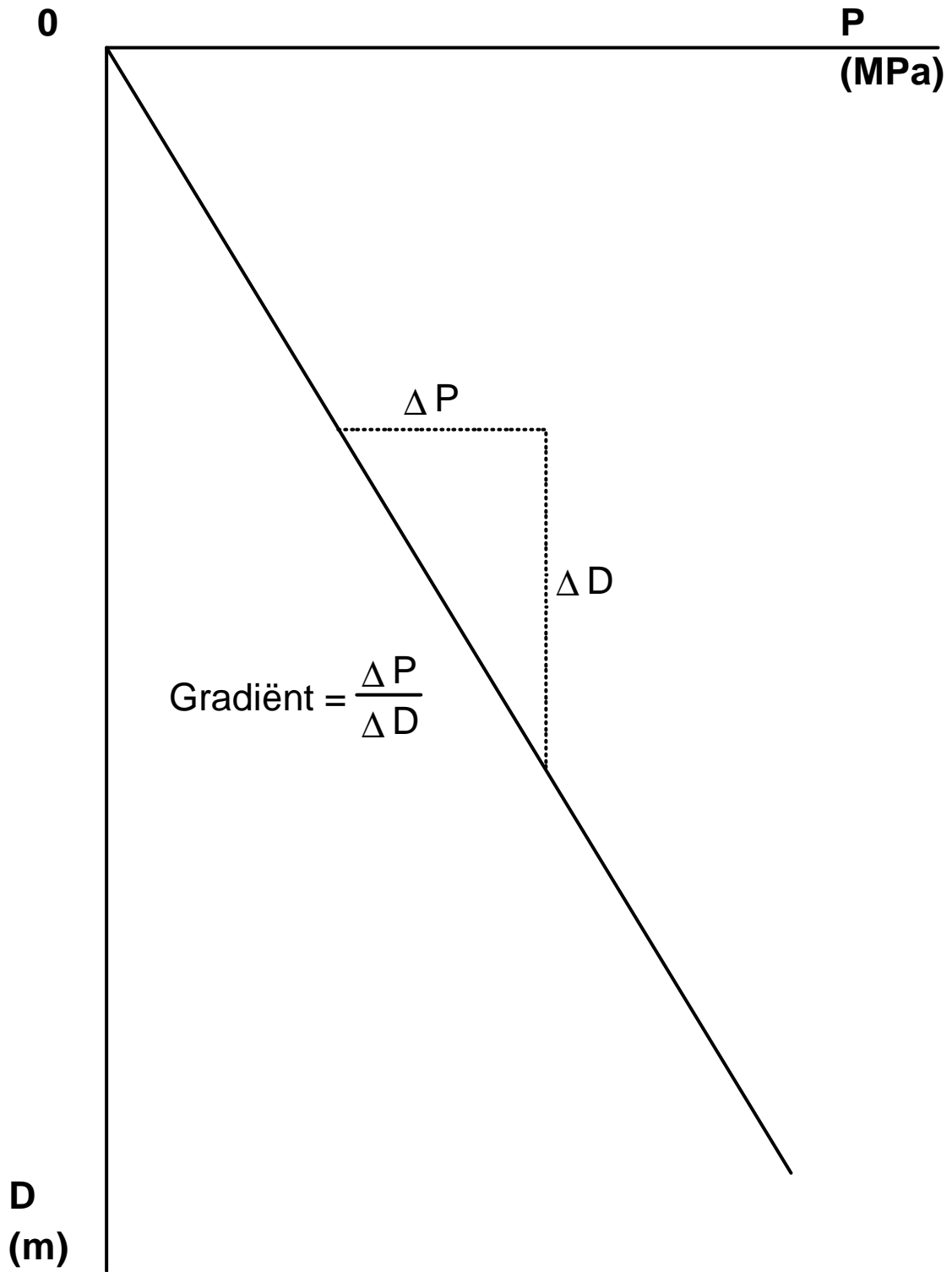


Fig. 2

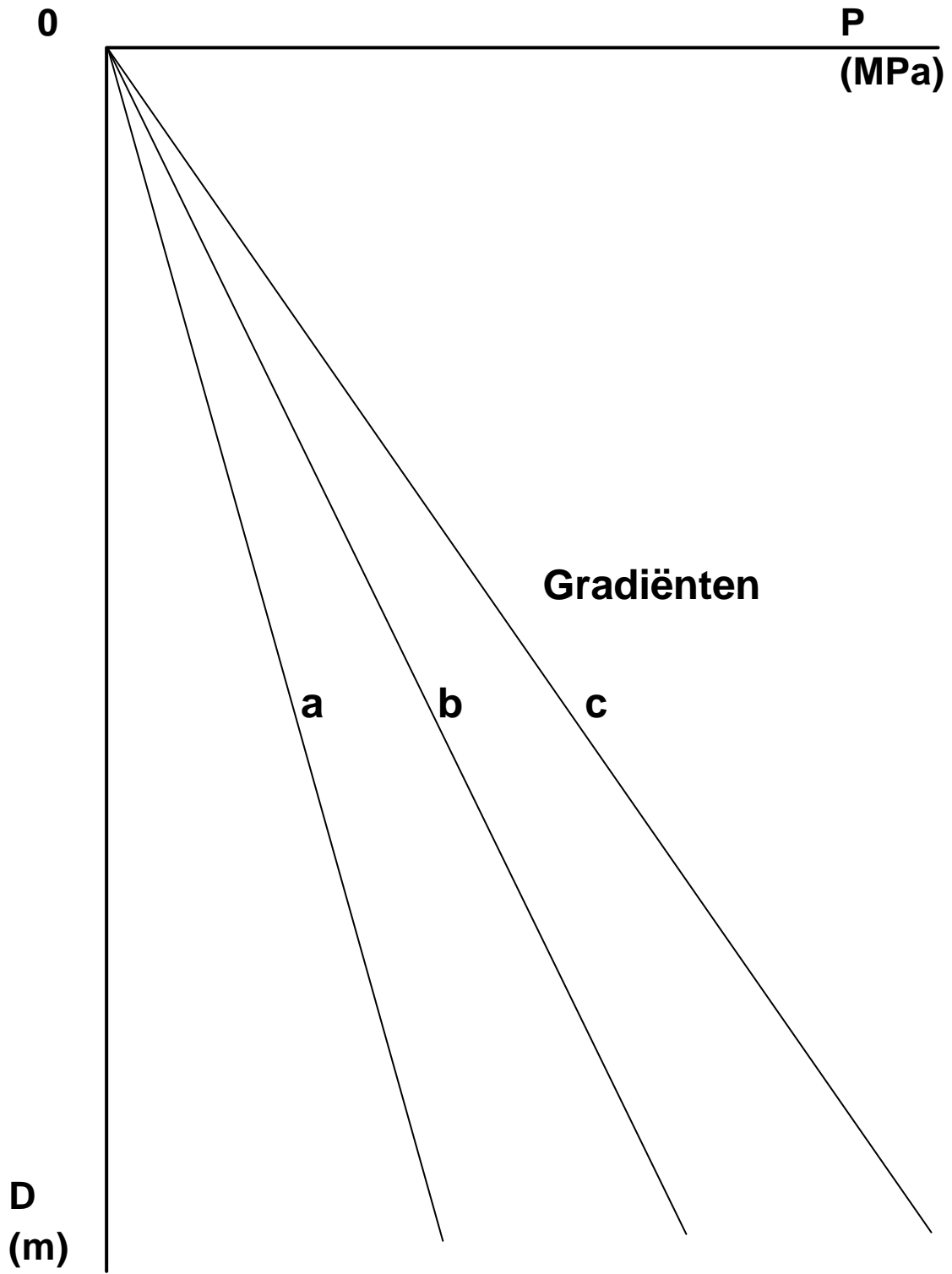


Fig. 3

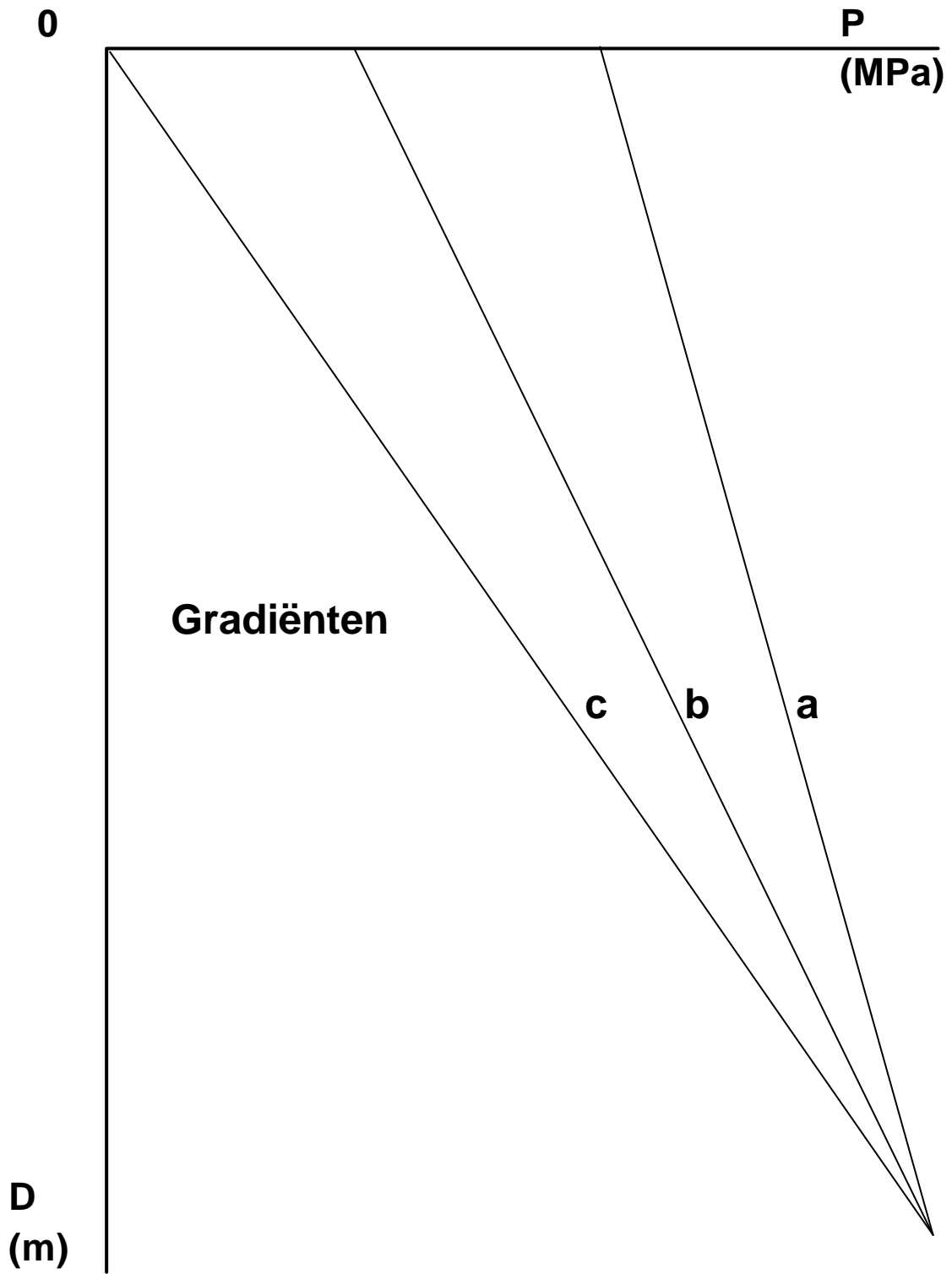


Fig. 4

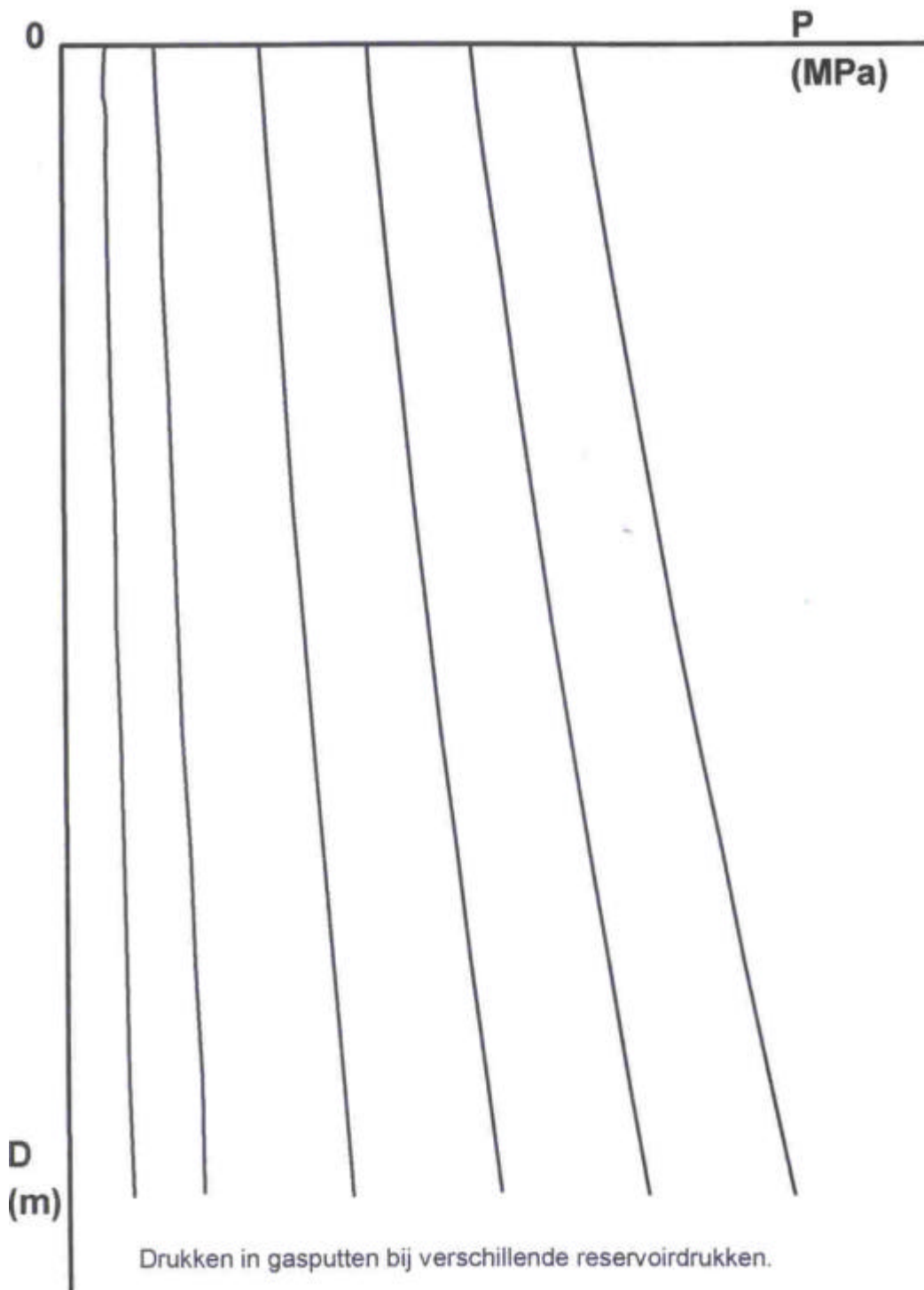


Fig. 5



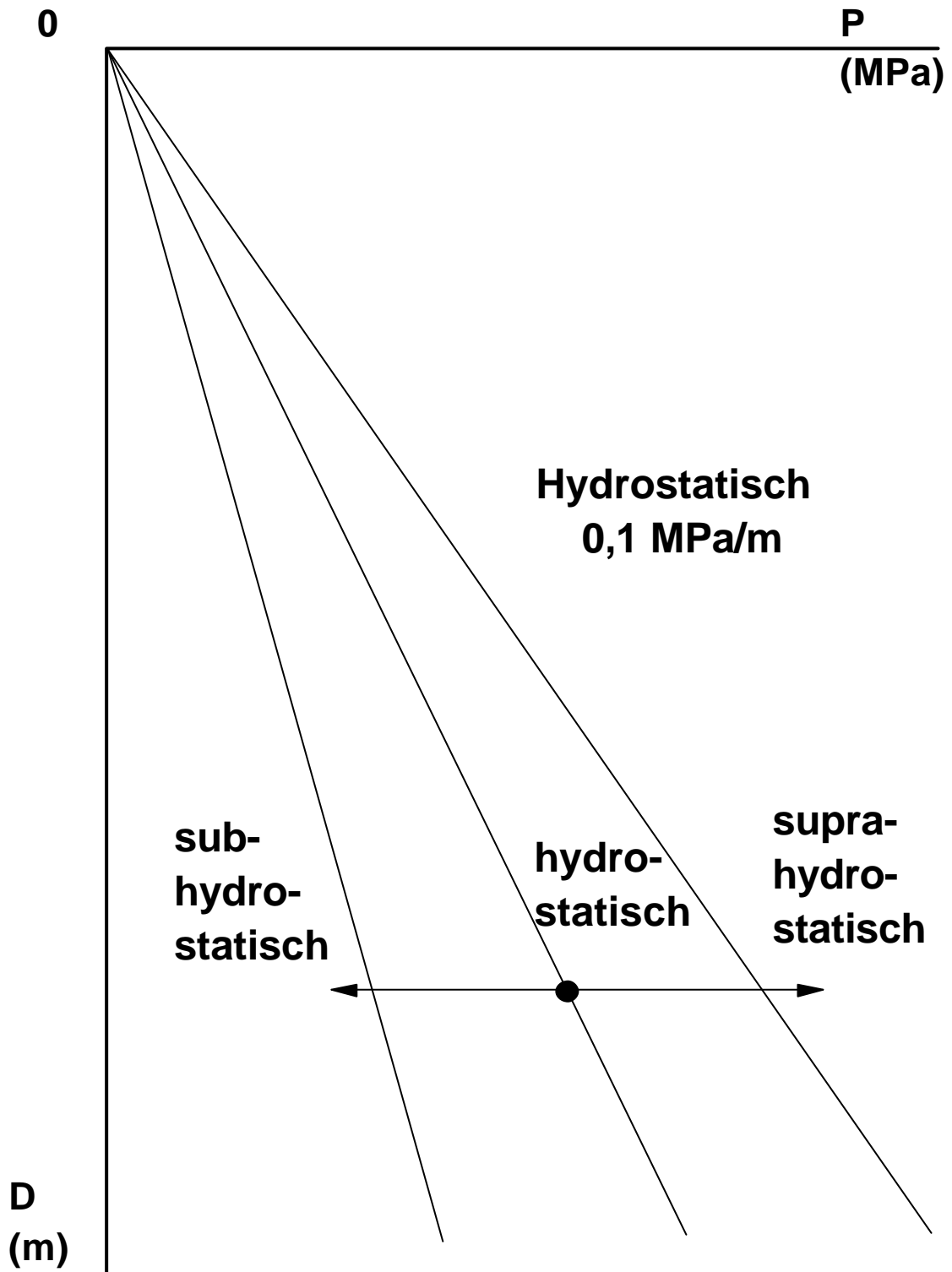


Fig. 6

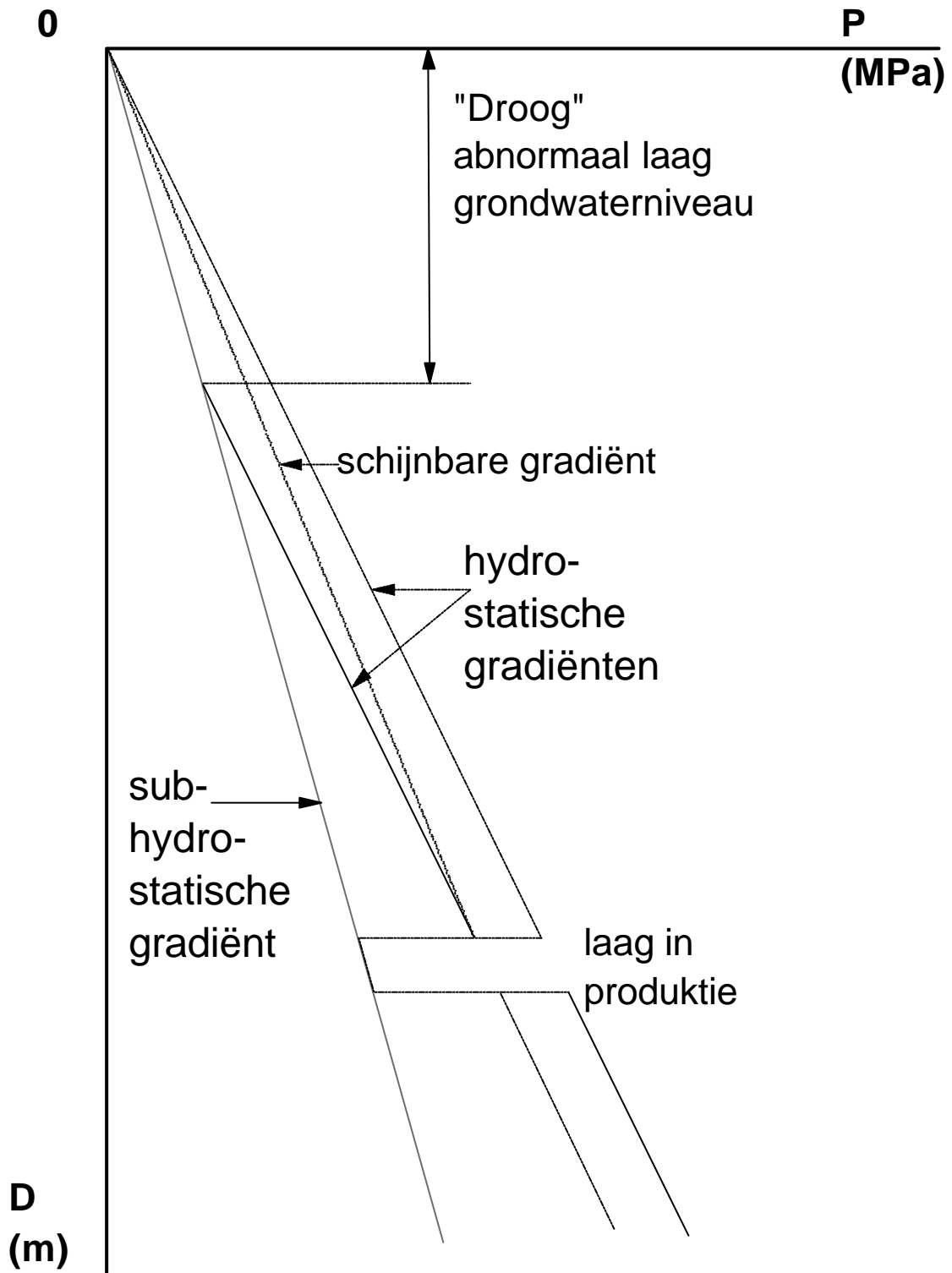


Fig. 7

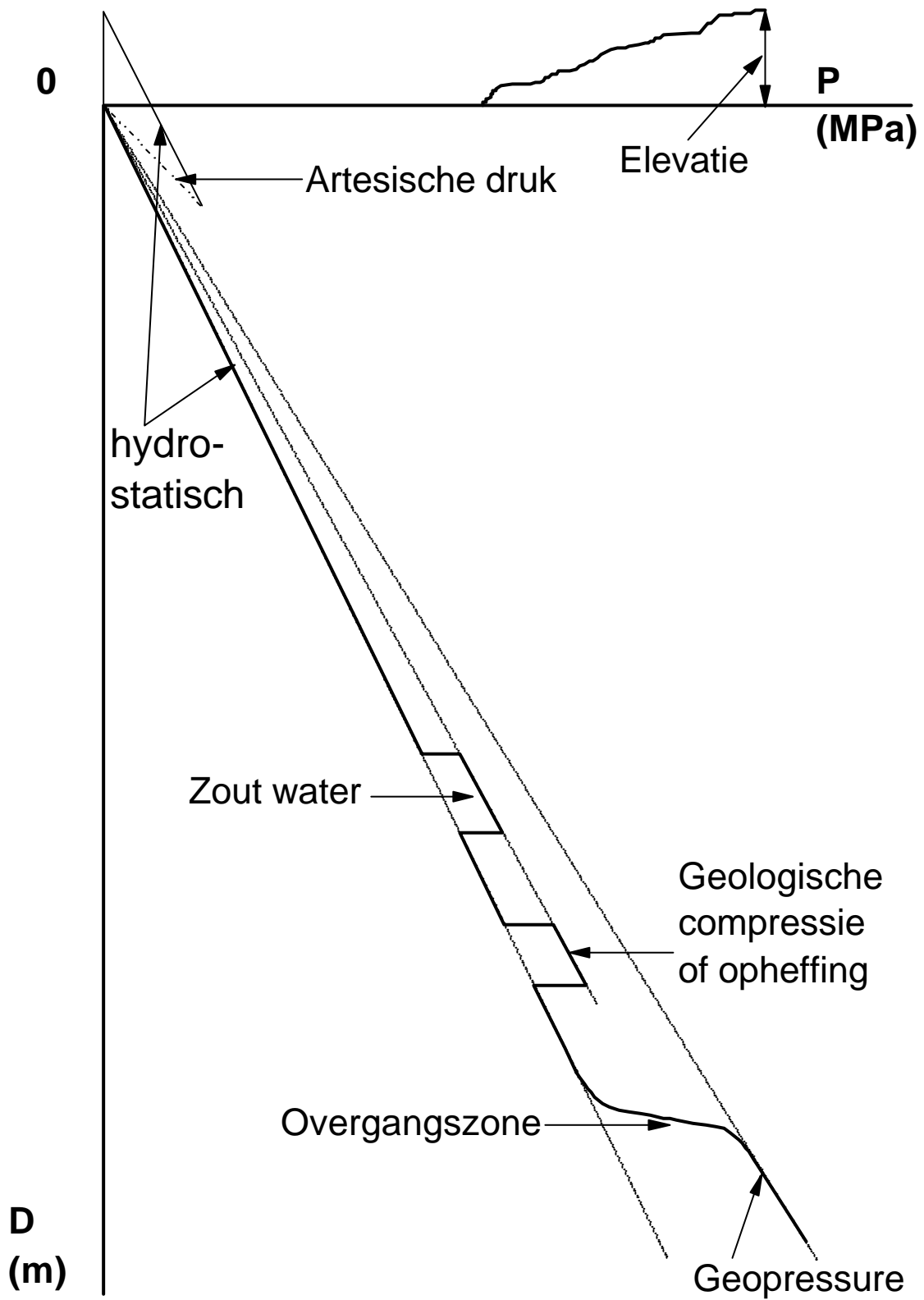


Fig. 8

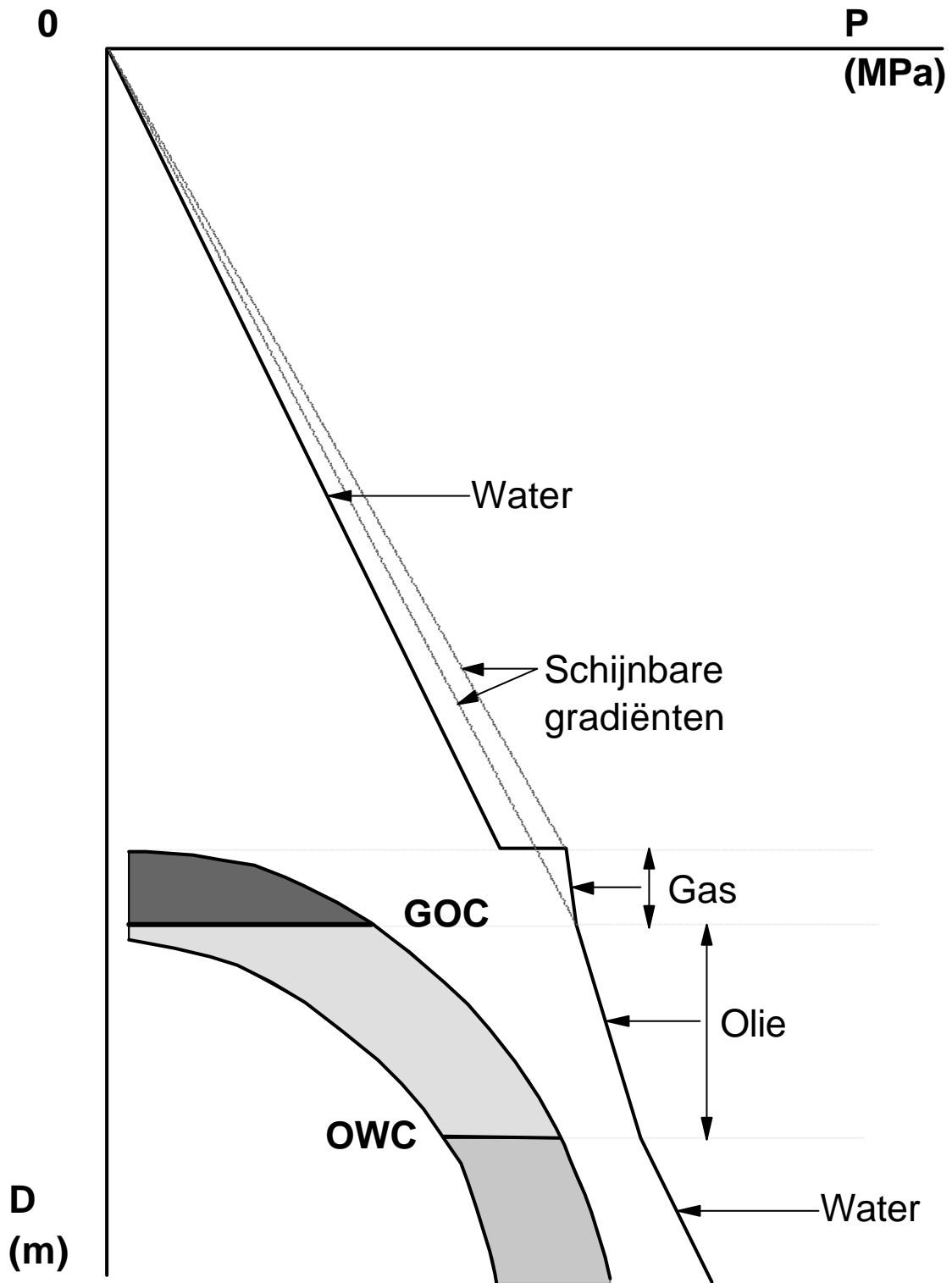


Fig. 9

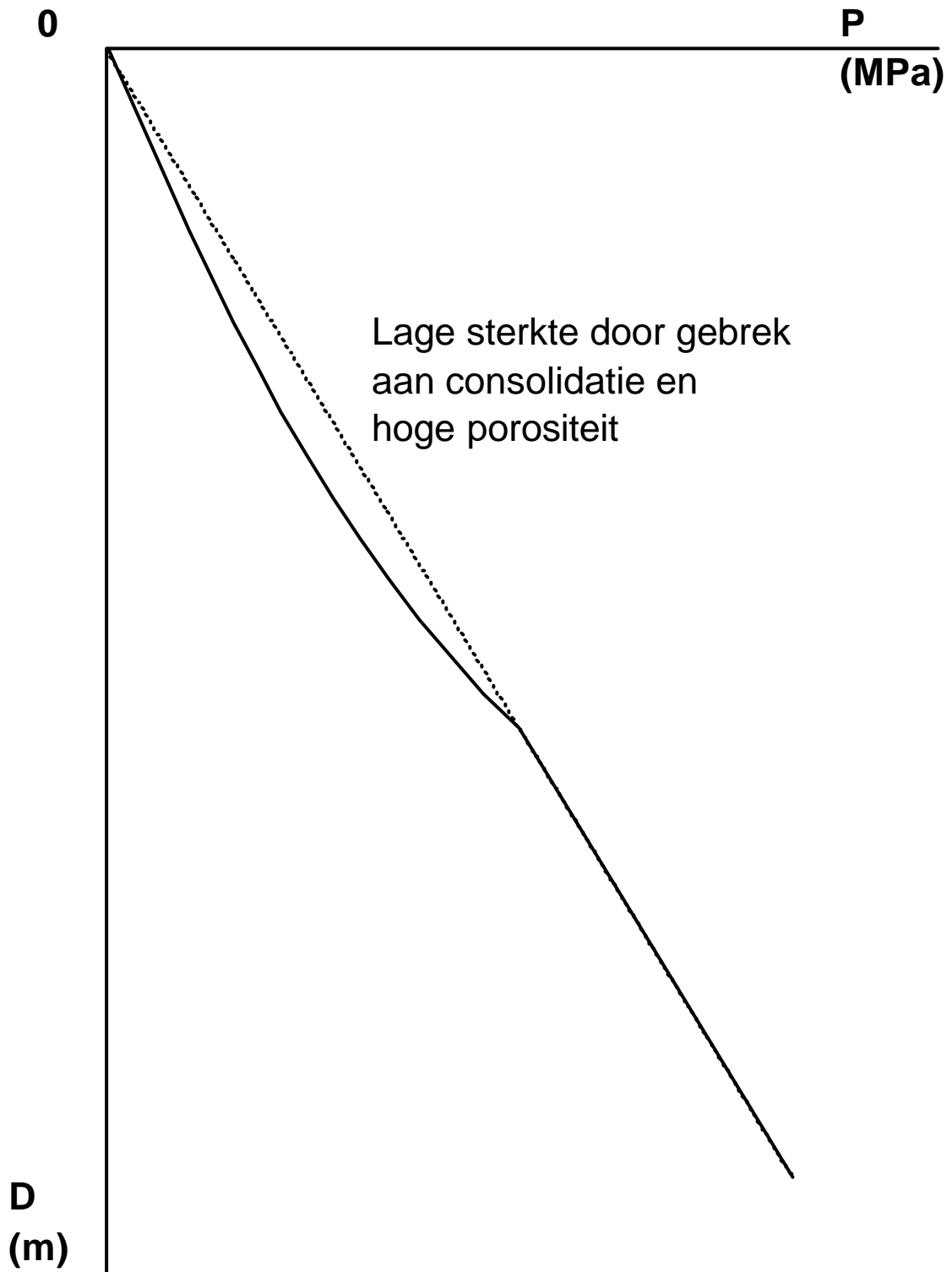


Fig. 10

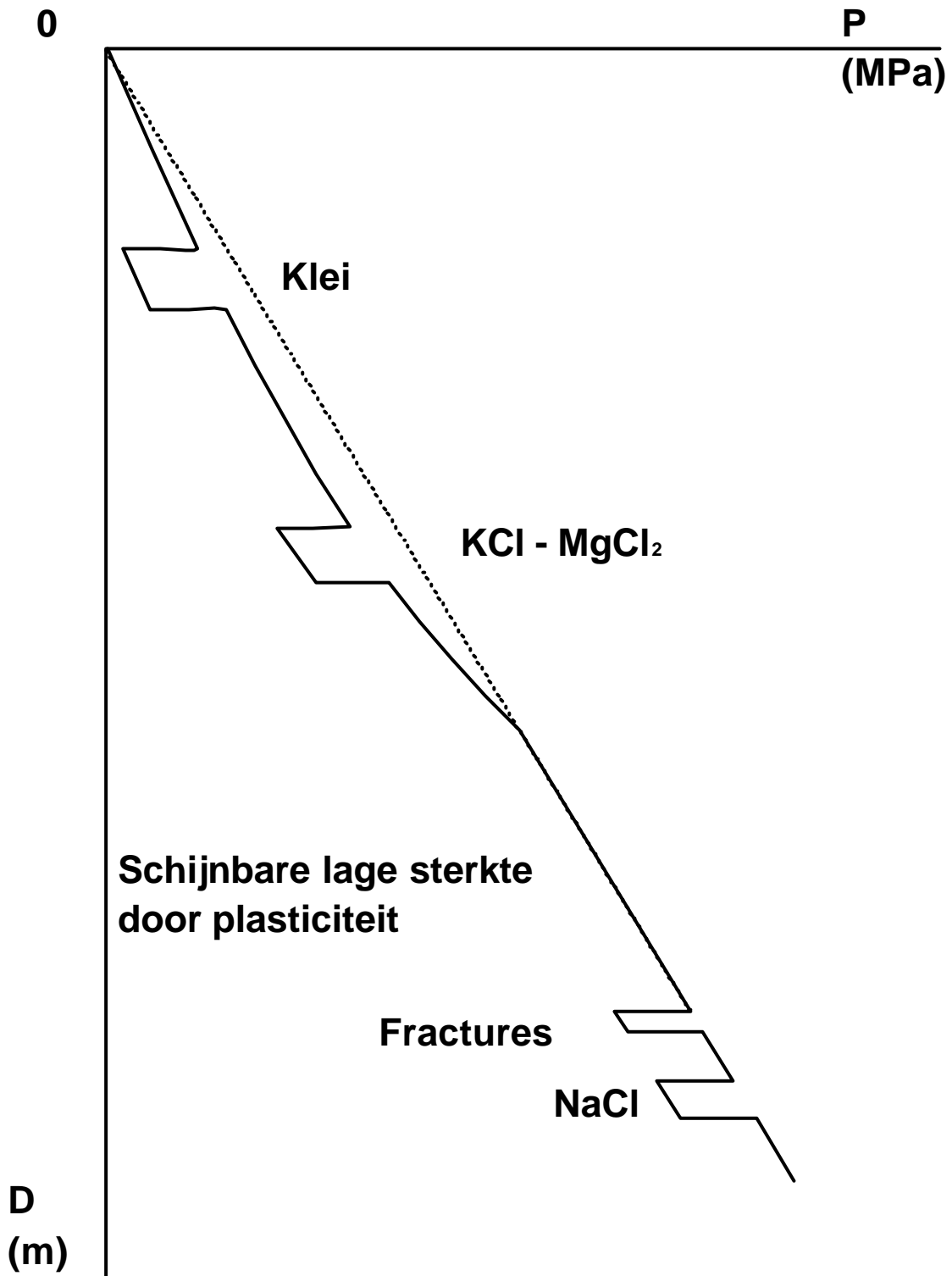


Fig. 11

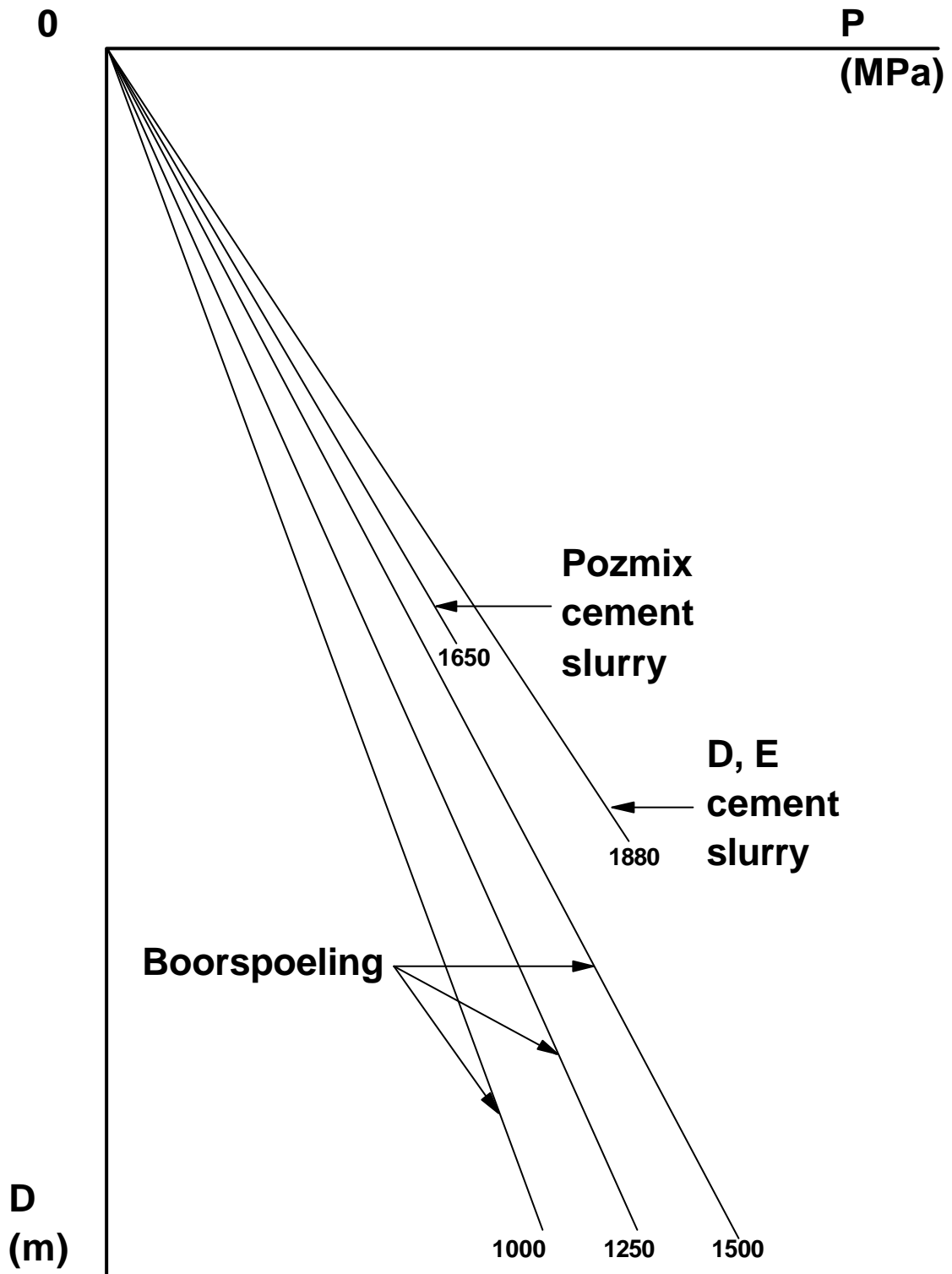


Fig. 12

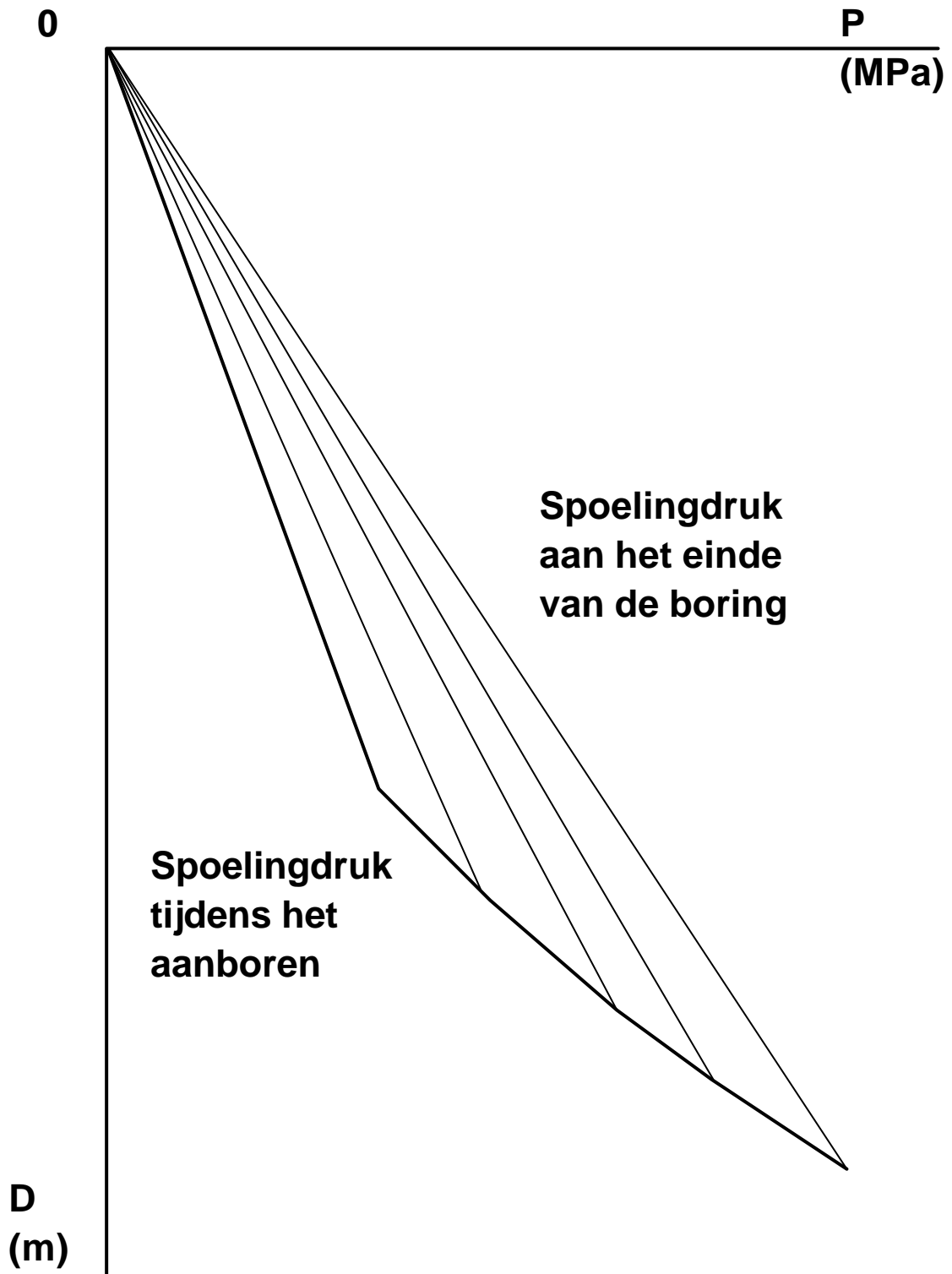


Fig. 13



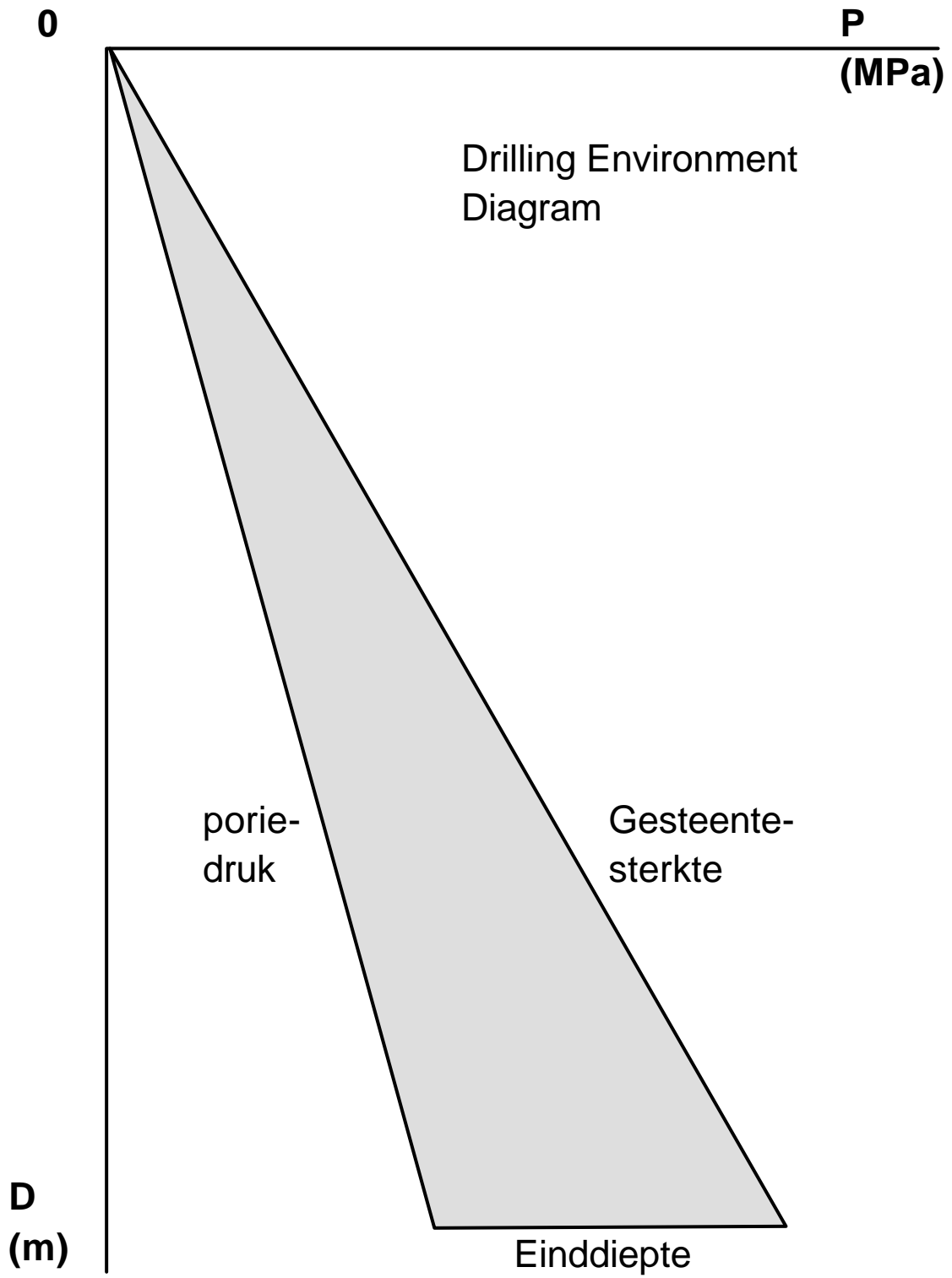


Fig. 14

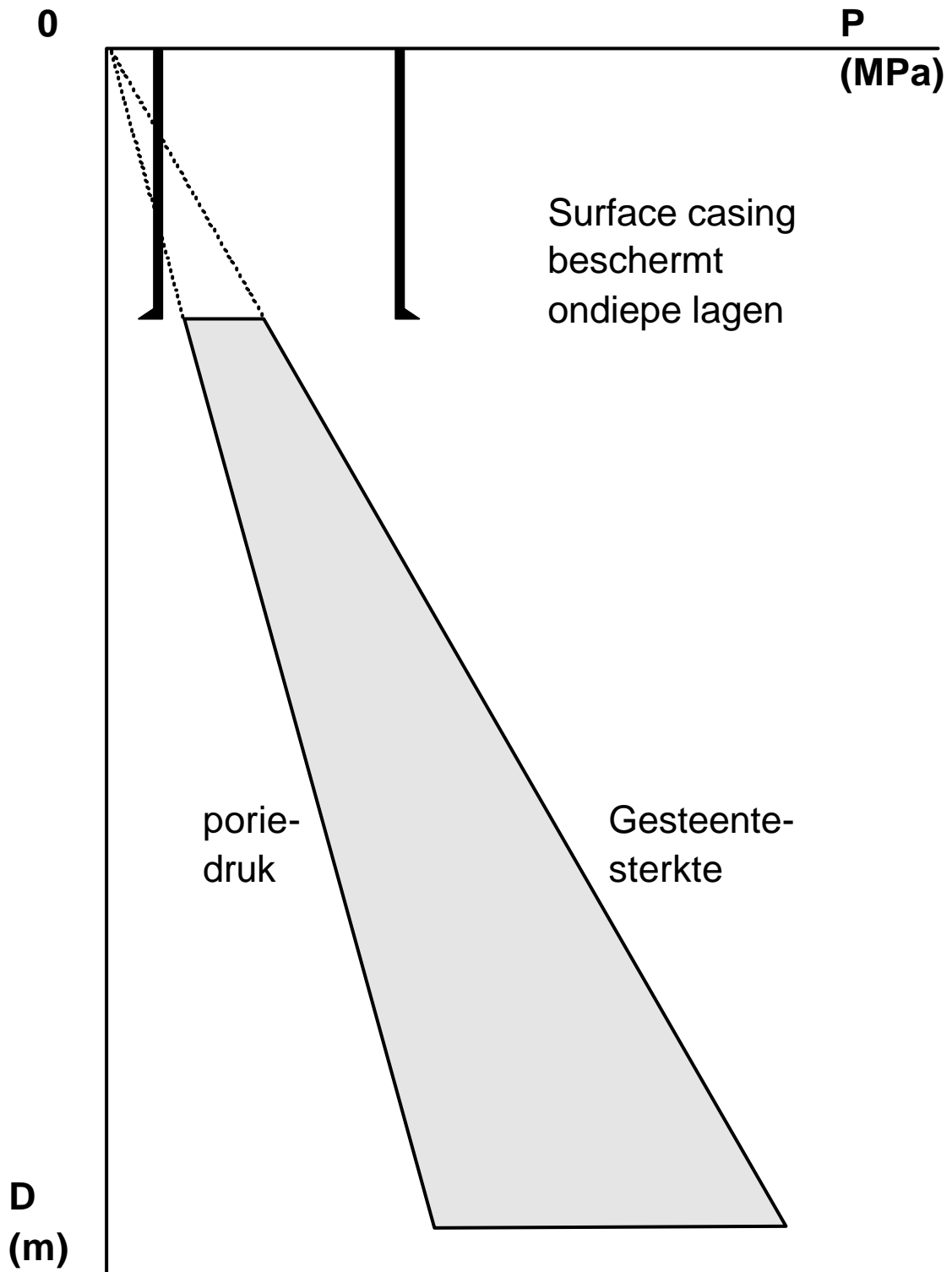


Fig. 15

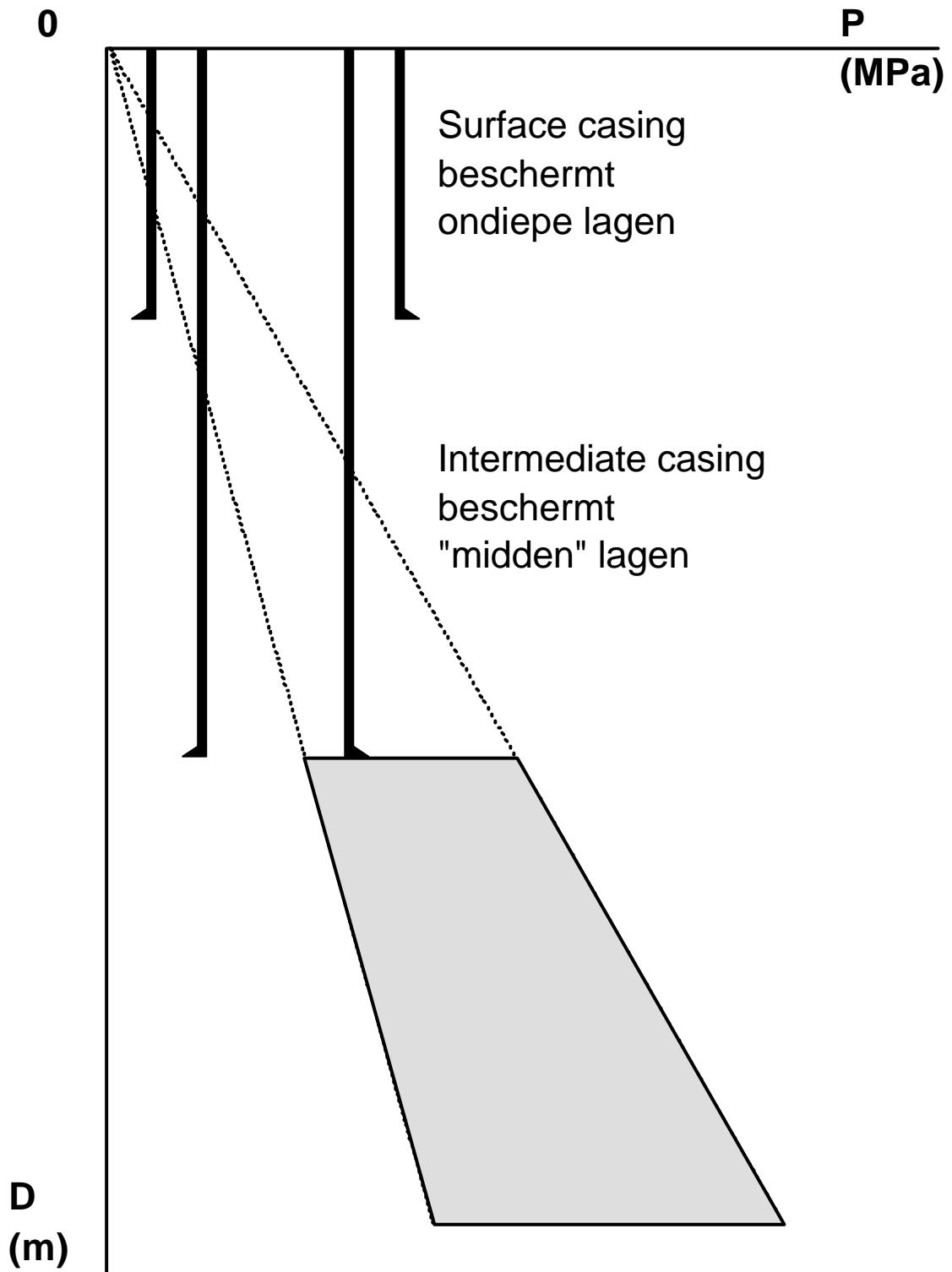


Fig. 16

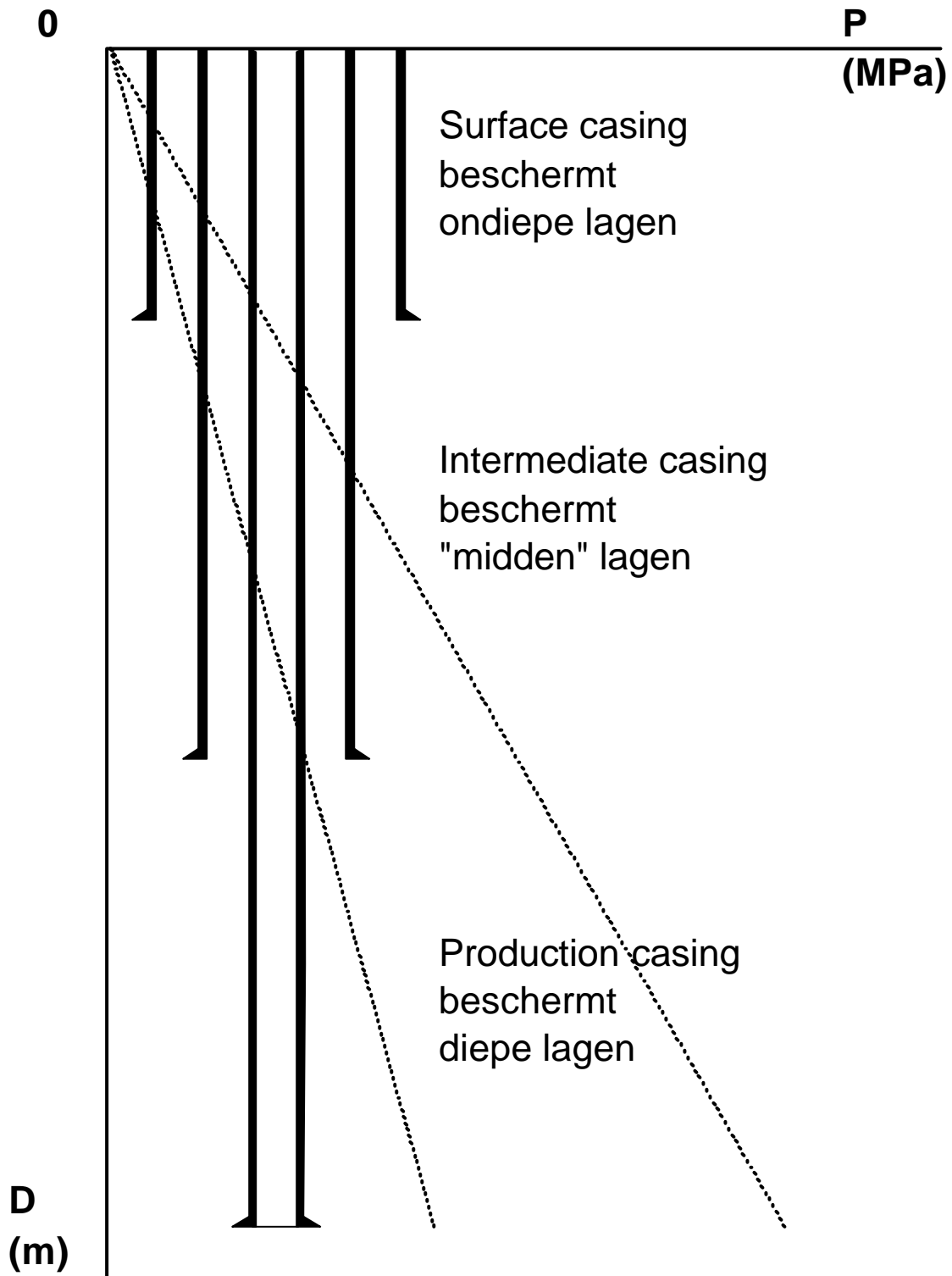


Fig. 17

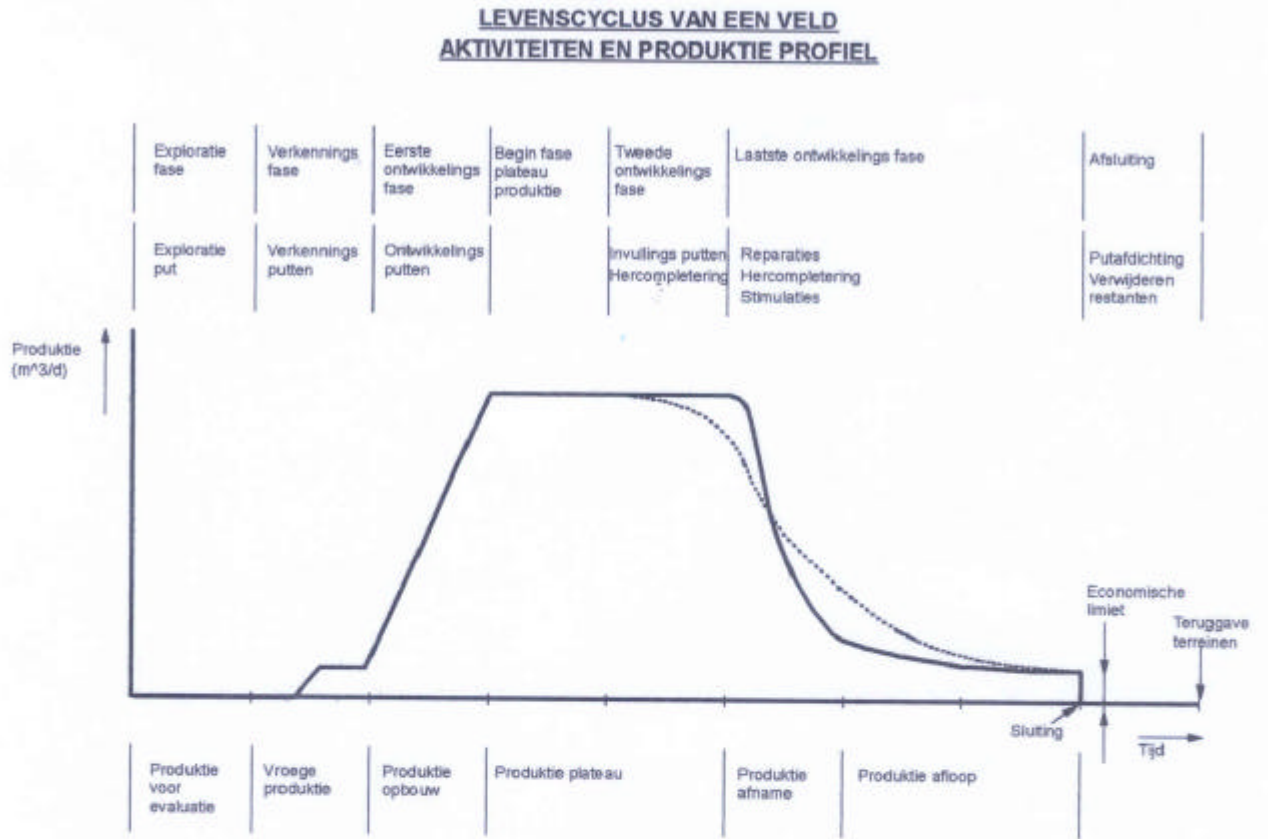
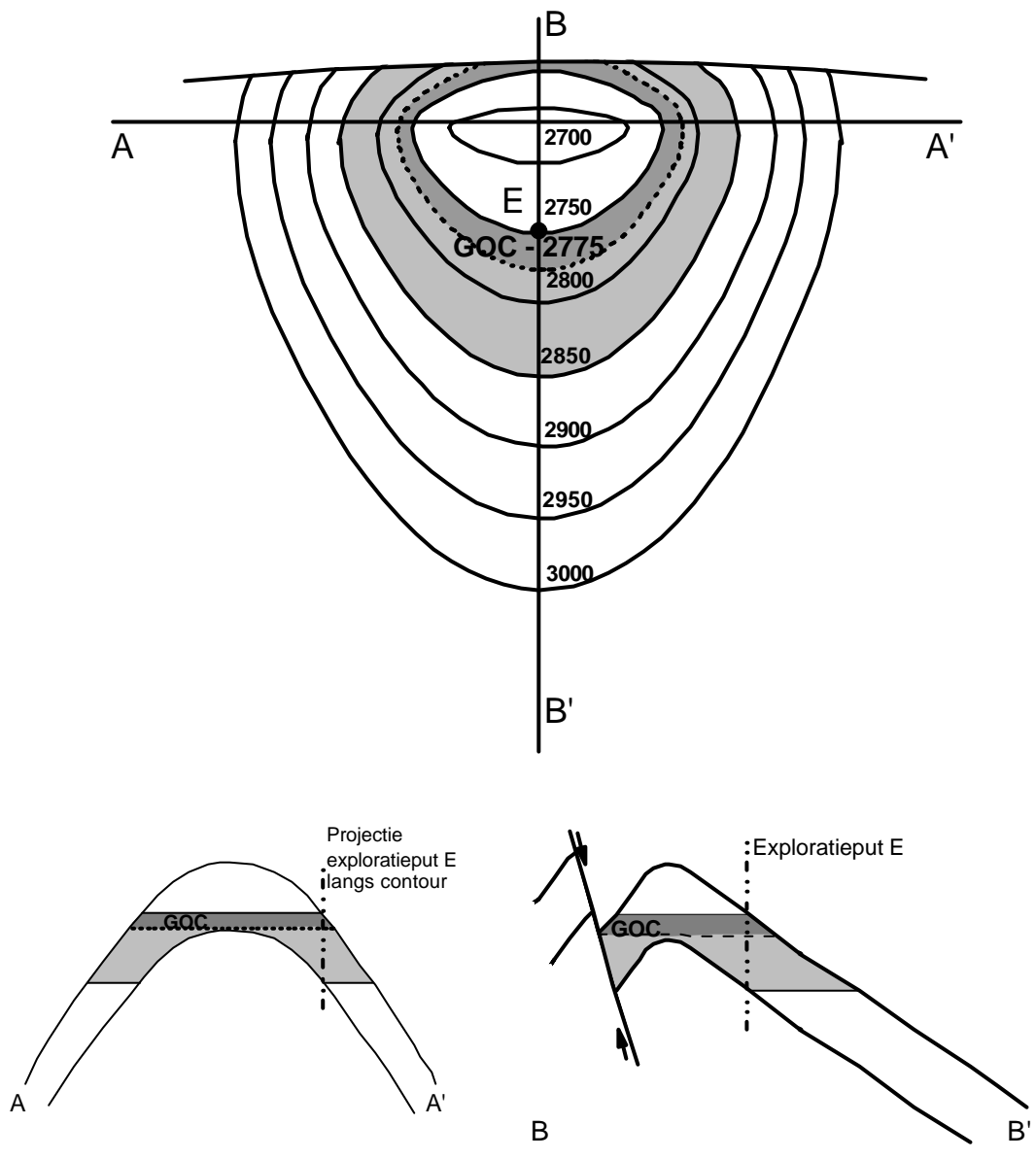


Fig. 18



Gas en olie ontdekt door exploratieput E

Fig. 19

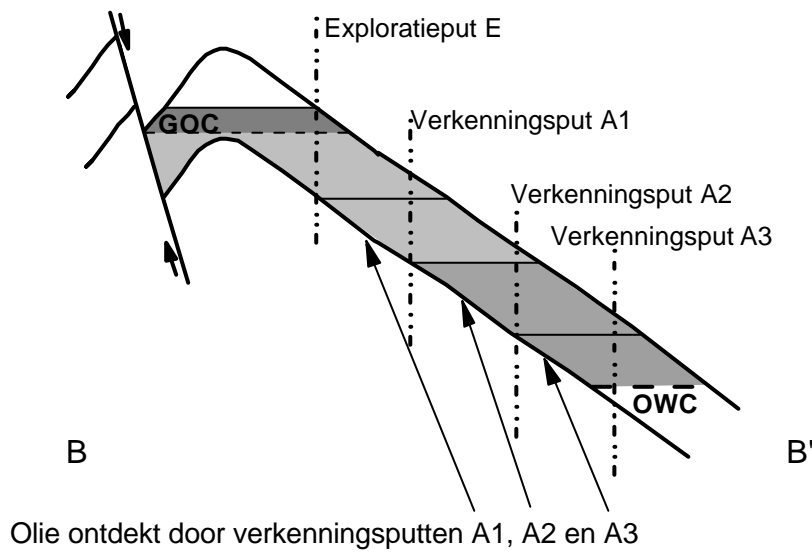
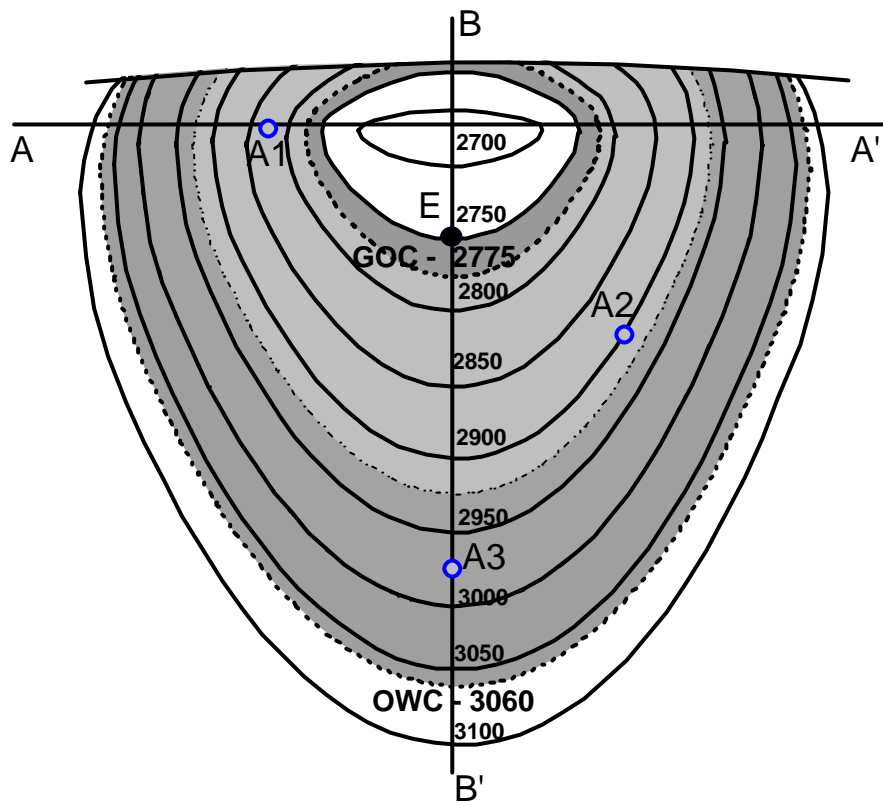
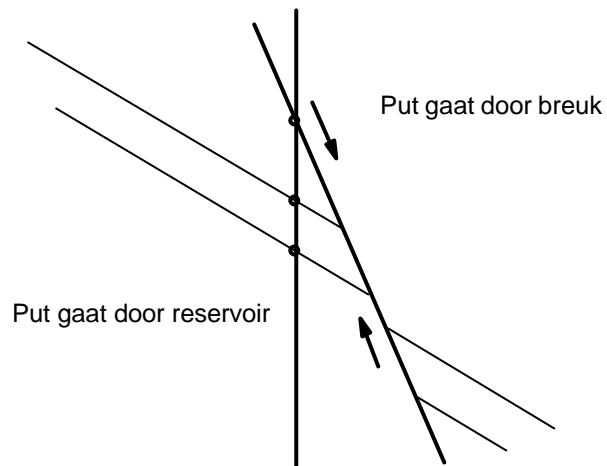


Fig. 20

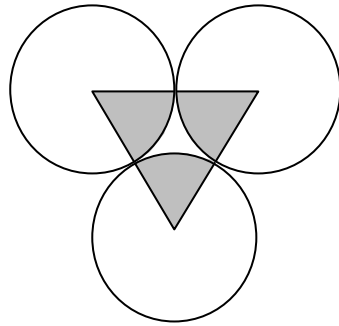


Een breuk in het gesteente veroorzaakt een daling van één deel (blok) t.o.v. het andere deel of een stijging van een deel t.o.v. het andere deel. Beide types komen voor. Vaak gaat het alleen om de relatieve verplaatsing t.o.v. elkaar; er wordt gesproken van het "upthrown block" en het "downthrown block".

De positie en helling van grote breuken zijn min of meer bekend uit de seismische interpretatie. Als een boring door een breukvlak snijdt, is de nauwkeurige diepte van die doorsnijding vaak uit de putmetingen vast te stellen. In combinatie met de seismische gegevens kan een contourkaart van de breuk worden gemaakt, met de snijlijn van de breuk met de contourkaart van de gesteentelaag.

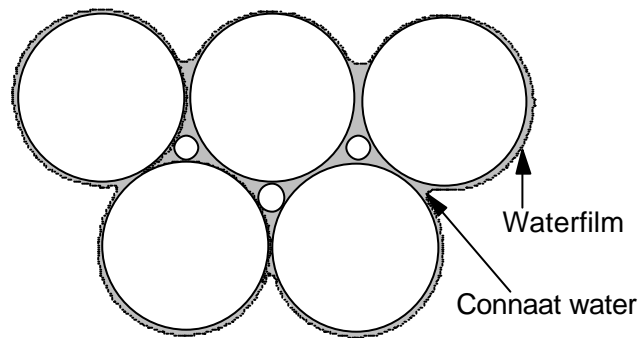
Fig. 21





In een pyramidale stapeling van vier korrels (bollen in het model) blijft tussen de korrels ruimte over; deze ruimte heet porie en heeft vier uitgangen, telkens tussen een combinatie van drie korrels. De porie is als het ware bolvormig met vier tuitvormige uitstulpingen. Via de porieopeningen tussen de korrels zijn de poriën met elkaar verbonden. Het geheel van poriën heet porositeit en wordt uitgedrukt in een fractie of een percentage van het totale volume van het gesteente. De capaciteit om stroming tussen de poriën toe te laten heet permeabiliteit.

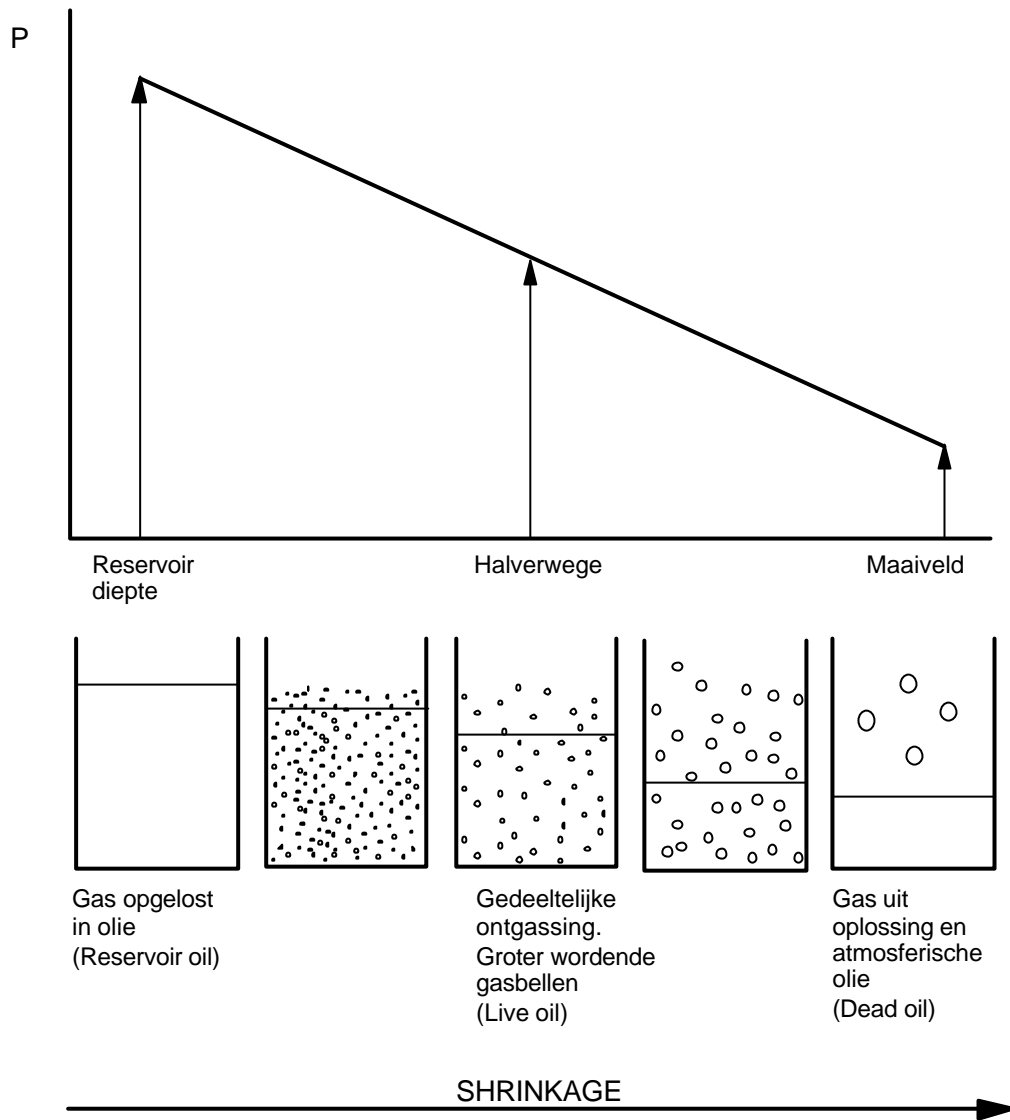
Fig. 22



Vaak zijn de korrels van het gesteente "waterwet", dat wil zeggen met een waterfilm bedekt door de aantrekkingskrachten tussen water en het gesteentemateriaal. Op de contactpunten van de korrels is nog meer water aanwezig door de capillaire werking van water.

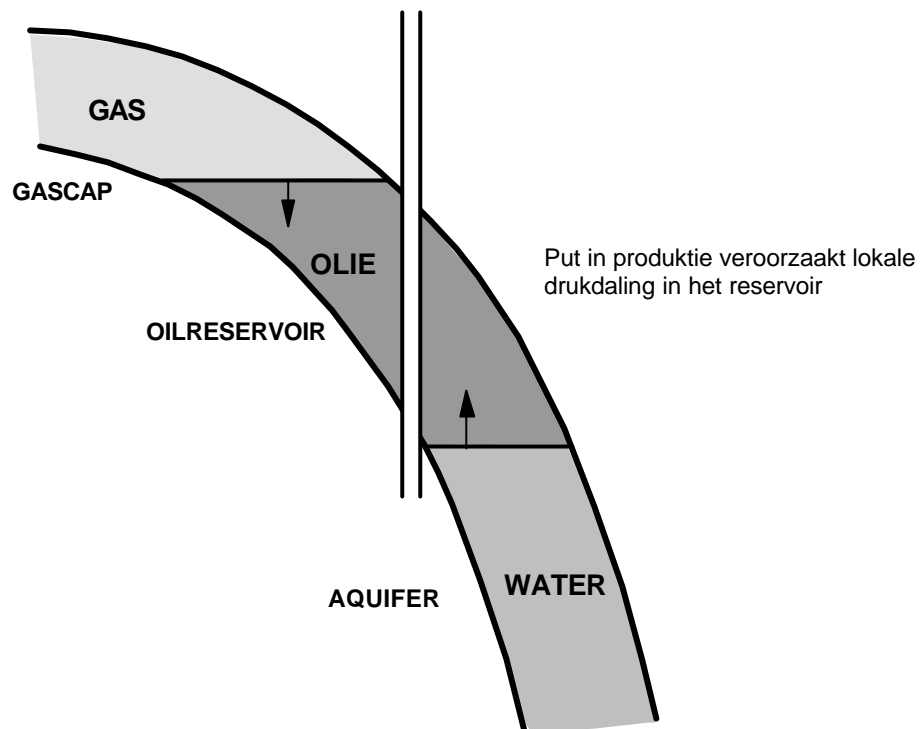
Het gezamenlijke water heet connaat water, dat wil zeggen ontstaan tijdens de accumulatie van olie en of gas.

Fig. 23



ONTGASSING VAN RESERVOIROILIE DOOR DRUKDALING TIJDENS TRANSPORT UIT HET RESERVOIR NAAR HET MAAVELD

Fig. 24



- 1) Full waterdrive:
  - expansie van water in aquifer
  - watervolume veel groter dan olie en gas volume samen
- 2) Gascapdrive:
  - expansie van gas in gascap
  - aquifer klein of afwezig
  - gasvolume veel groter dan olie volume
- 3) Solution gasdrive:
  - door drukkaling komt gas vrij in het reservoir
  - (pressure depletion) ● expansie van olie en vrijgekomen opgelost gas
  - aquifer klein of afwezig
  - gascap klein of afwezig
- 4) Tussenvorm:
  - beperkte expansie aquifer
  - beperkte expansie gascap
  - solution gasdrive

Fig. 25A

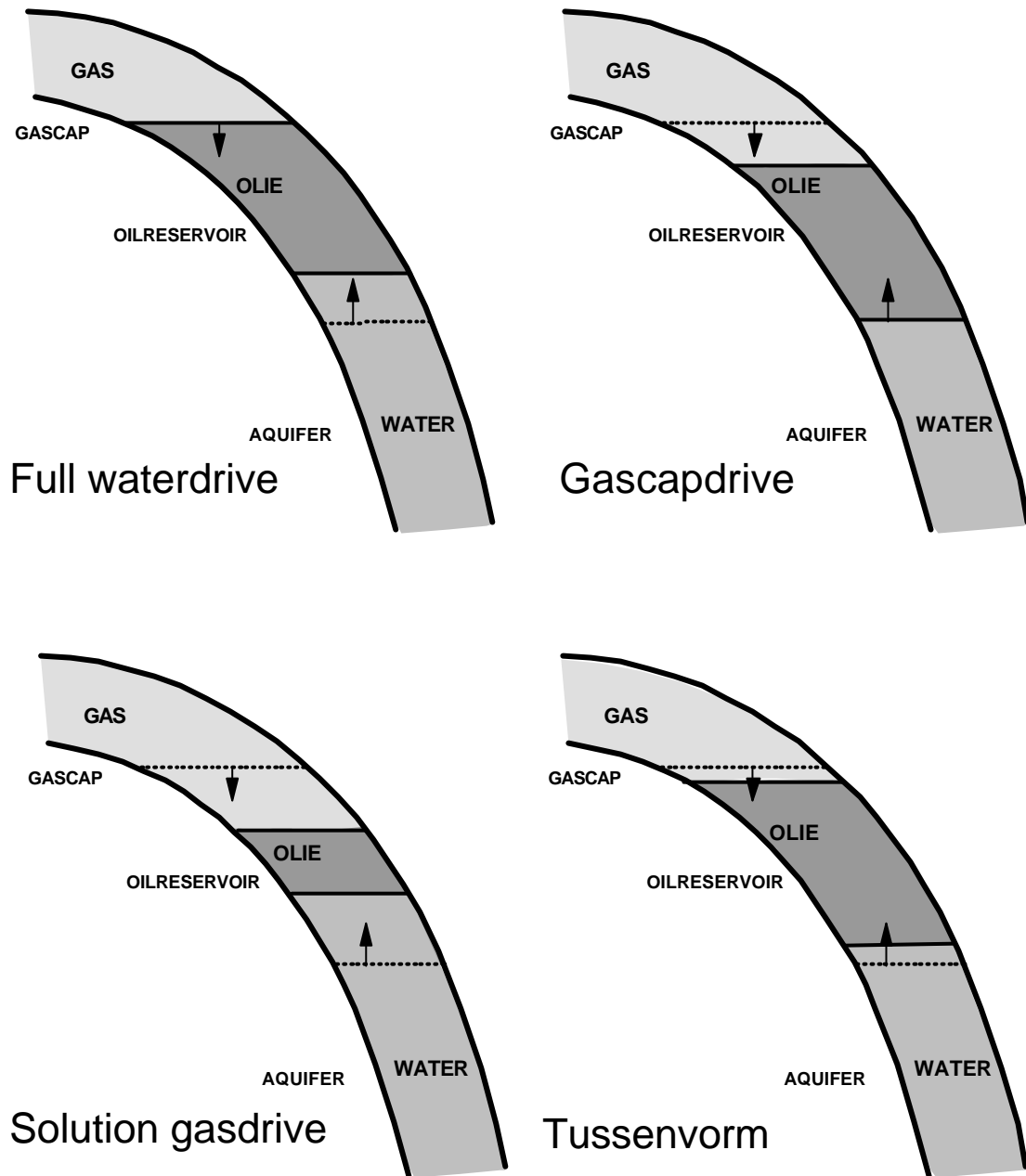
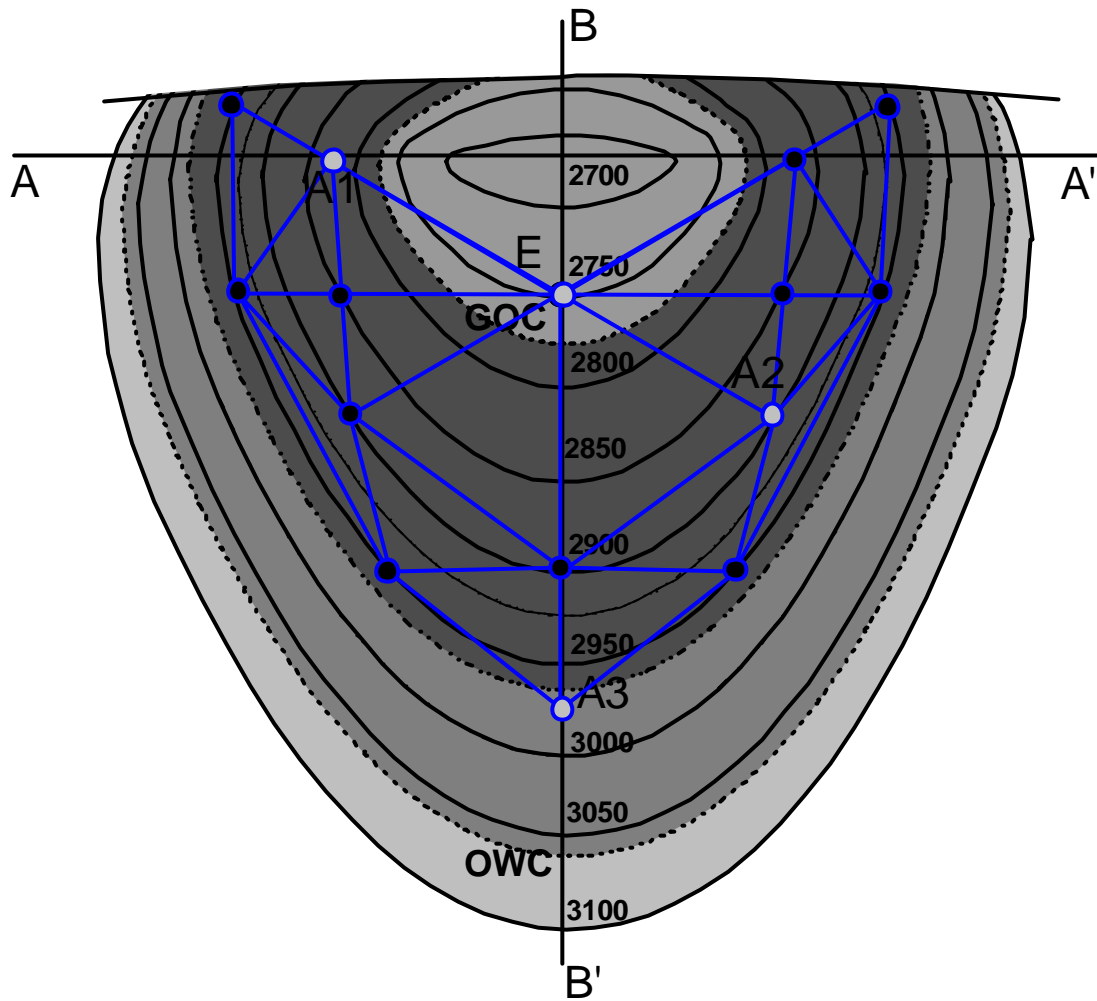
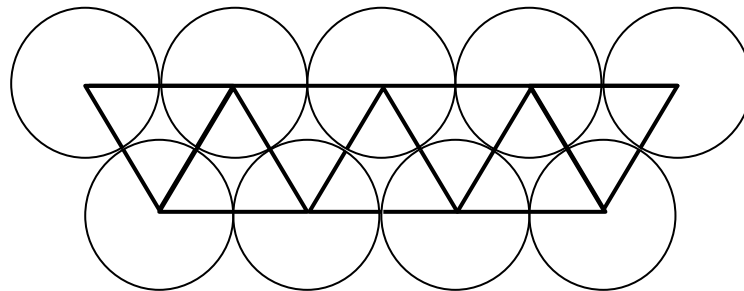


Fig. 25B



Driehoekig patroon van ontwikkelingsputten (●), verkeningsputten (A1, A2, A3) en exploratieput (E) om een zo evenwichtig mogelijke drainage van de olie tot stand te brengen.



Model van drainagecirkels in een driehoekig patroon om een efficiënte drainage bedekking te geven.

Fig. 26

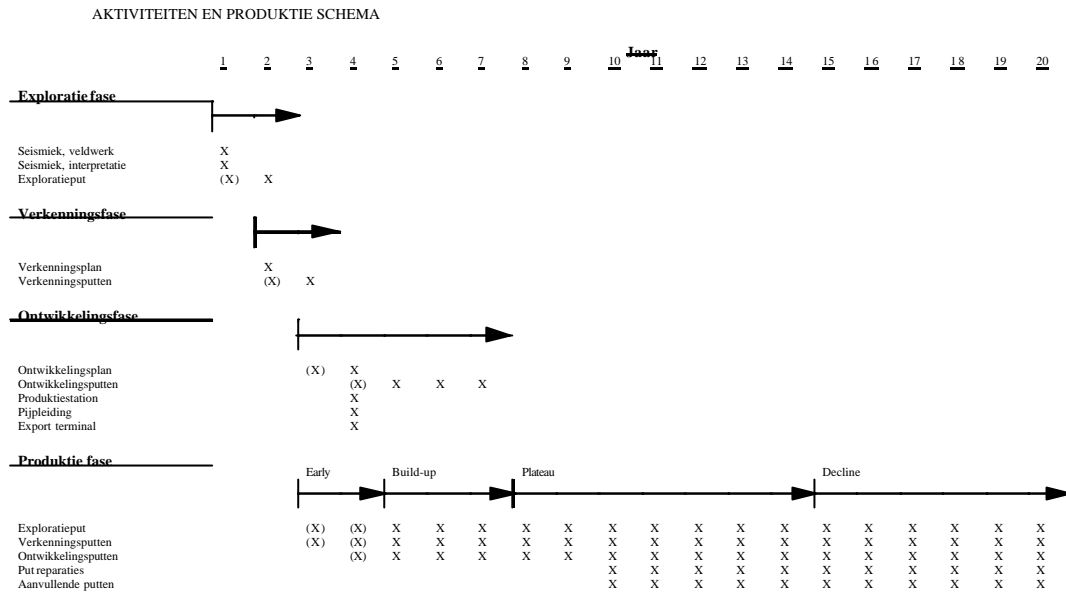


Fig. 27

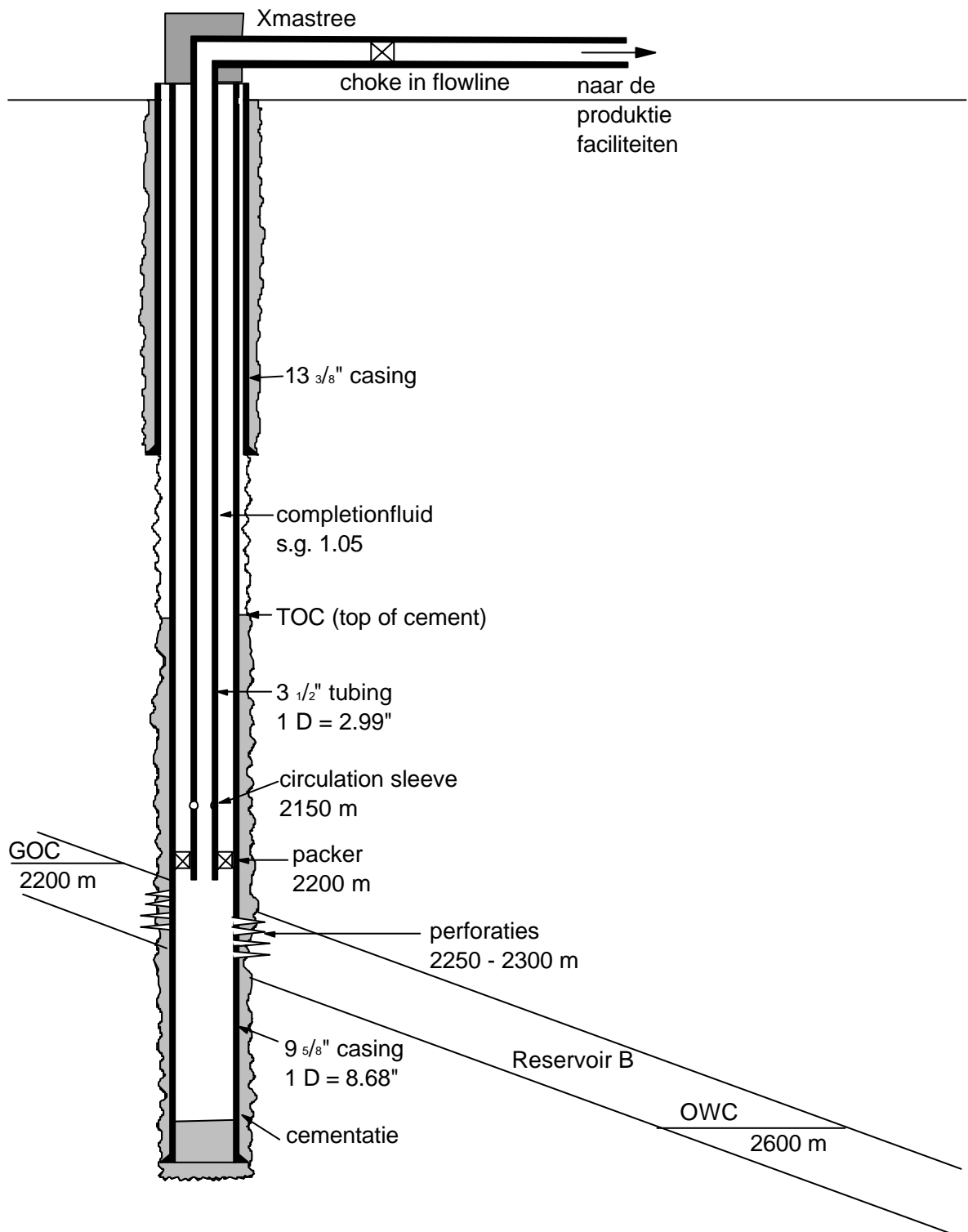
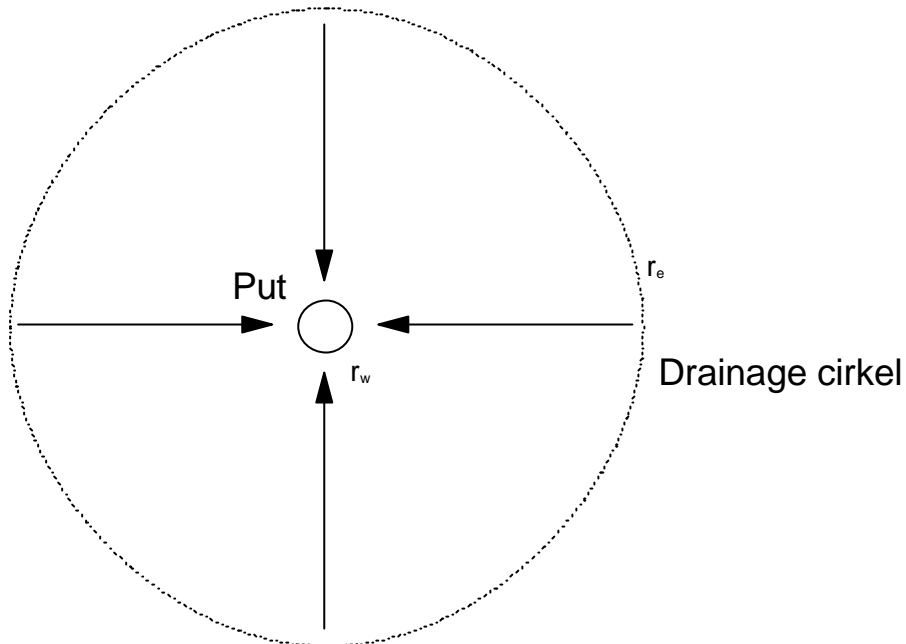


Fig. 28

## Radiale toestroming naar een put - Wet van Darcy



- h dikte reservoir
- r straal
- $r_e$  straal drainagecirkel
- $r_w$  straal van de put
- K permeabiliteit
- q debiet
- $\mu$  viscositeit
- S skin
- P flowing reservoir druk
- $P_e$  reservoir druk op drainage cirkel ( $P^*$ )
- $P_w$  druk in bodem van de put (FBHP)

**Wet van Darcy** 
$$P_e - P = \{q \mu / 2pKh\} \{ \ln[r_e/r] + S \}$$

? 
$$P_{inflow} = P_e - P_w = \{q \mu / 2pKh\} \{ \ln[r_e/r_w] + S \}$$



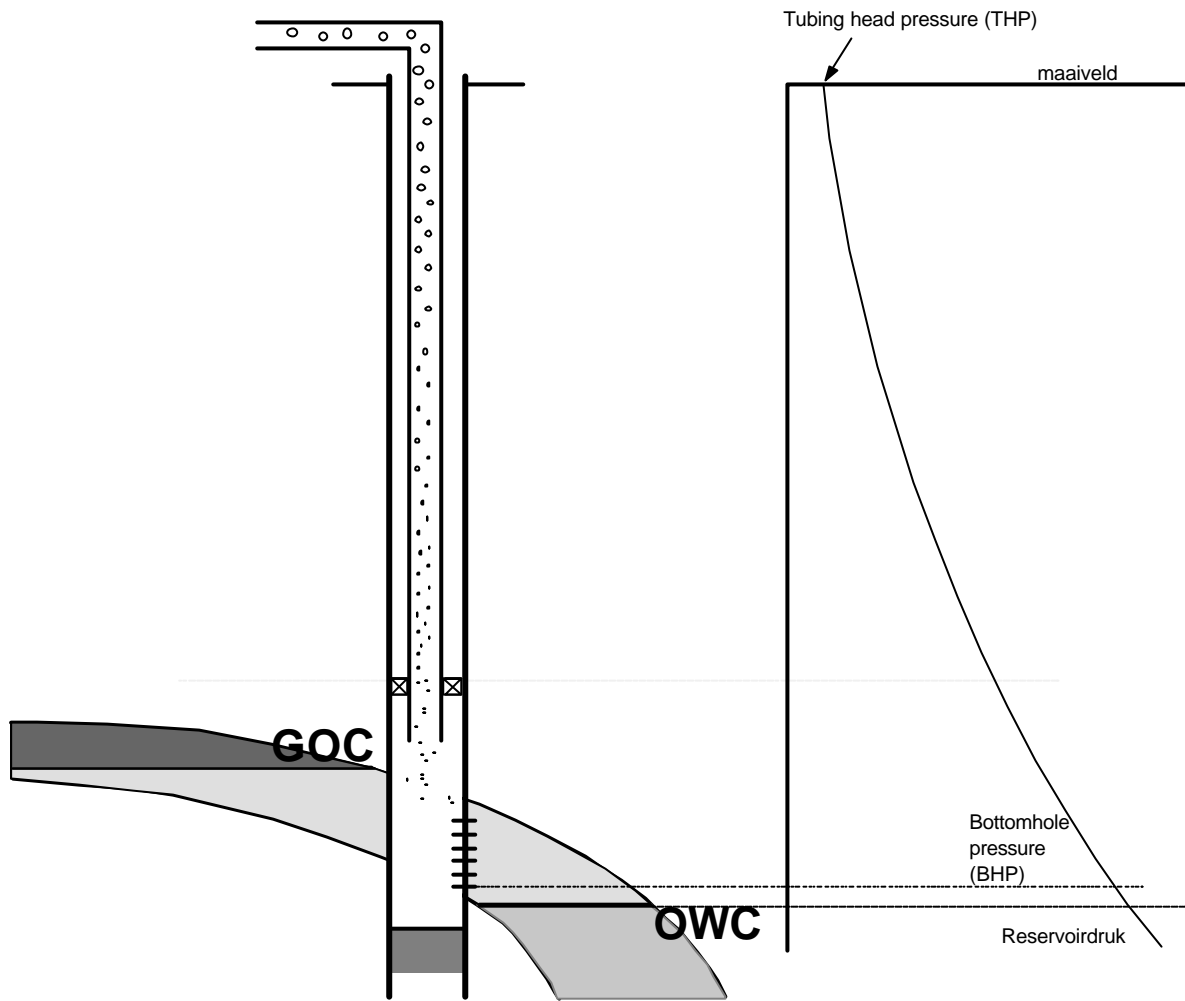


Fig. 30



OEFFENING PW1 "OPERATIONAL ASPECTS"  
STATIC PRESSURES - STATIC GRADIENTS

Inleiding.

Bij het boren van een put naar een potentieel olie- of gasvoerende formatie in de ondergrond wordt boorspoeling gebruikt om het boorgruis te verwijderen. Daarnaast dient de spoeling ook een zodanige dichtheid te hebben, dat onder alle omstandigheden de druk van de spoeling groter is dan de druk van de vloeistoffen en gassen in de doorboorde formaties. Een te grote overbalans dient echter vermeden te worden, omdat dan ongewenste spoeling verliezen in de formatie kunnen optreden.

Bovendien kunnen de formatiegesteenten nogal variëren in sterkte, b.v. van los zand aan de oppervlakte tot zeer sterke gesteenten in de ondergrond (en ook aan de oppervlakte!). De sterkte van gesteente is een functie van de mate waarin de oorspronkelijk losse korrels uiteindelijk aan elkaar gekit zijn, of met andere woorden de mate waarin het gesteente geconsolideerd is. Het is duidelijk, dat de drukken van de kolommen van spoeling en cement (bij casingcementatie) de sterkte van de gesteenten niet mogen overschrijden.

Formaties met porositeit bevatten vloeistoffen en gassen die een zekere druk hebben, afhankelijk van de diepte. Meestal zijn de drukken hydrostatisch dwz. gelijk aan de druk van een kolom (zoet/zout) water tot aan de oppervlakte. Soms, en dan doorgaans in de diepere lagen, is de druk door geologische krachten of omstandigheden hoger dan hydrostatisch: deze drukken worden geostatisch genoemd (geopressures).

Formaties, die olie en/of gas bevatten, worden reservoirs genoemd; gas, olie en water zijn hierin van elkaar gescheiden met een GOC, OWC of GWC (gas-oil-contact, oil-water-contact, gas-water-contact) als scheidingsvlakken. Bij afspraak wordt de druk op het OWC of GWC als reservoirdruk gedefinieerd.

Omdat de drukken, als functie van diepte, nogal verschillend kunnen zijn, is het moeilijk een vergelijking te maken tussen reservoirs. Dit kan ondervangen worden door het begrip drukgradiënt: de mate waarin de druk afneemt of toeneemt met veranderingen van diepte. De drukgradiënt is dus de drukverandering per lengte eenheid bv. per m of ft (foot). Alle hydrostatische reservoirs hebben daarom dezelfde gradiënt van ongeveer 0,01 MPa per meter diepte.

Met behulp van het begrip drukgradiënt kunnen de verschillende bovengenoemde zaken eenvoudig met elkaar in verband gebracht worden. Daarvoor wordt een P-D diagram (pressure-depth) gebruikt, waarbij de diepte vertikaal en de druk horizontaal wordt aangegeven.

Deze opdracht 'Operational Aspects' is bedoeld om te leren het begrip gradiënt te hanteren zodat P-D diagrammen gemaakt kunnen worden. Deze diagrammen zijn van groot belang voor de boortechnologie, produktietechnologie en reservoirtechnologie. In deze opdracht worden alleen statische drukgradiënten/drukken gehanteerd. Dynamische omstandigheden, dwz. waar stroming en wrijving aan de orde zijn, komen in een andere opdracht aan de orde.

Put en reservoir gegevens.

Een exploratieput wordt geboord tot een diepte van 4.000 m, met een eventuele optie om tot 5.000 m door te boren. Op grond van regionale gegevens wordt verwacht, dat hydrostatische kondities heersen tot een diepte van 4.500 m met een gradiënt van 0,01 MPa per m.; dieper zijn waarschijnlijk geopressures aanwezig met geleidelijk oplopende gradiënten tot 0,015 MPa op 5.000 m en dieper (neem stappen van 100 m). In de eerste boorfase is al een 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>" verbuizing aangebracht over het traject 0 - 1.500 m en over de volledige lengte met cement aan het gesteente vastgecementeerd. Daardoor kunnen formaties achter de verbuizing niet meer met de boorspoeling van de volgende boorfase in aanraking komen.

In de tweede boorfase wordt met een kleinere beitel doorgeboord tot 4.000 m. De dichtheid van de spoeling op 1.500 m is 1050 kg/m<sup>3</sup>; dit wordt tijdens het boren geleidelijk (neem aan per 500 m) opgevoerd tot 1200 kg/m<sup>3</sup>, zodat uiteindelijk het hele boorgat is blootgesteld aan boorspoeling met dichtheid 1200 kg/m<sup>3</sup>.

Na afloop van het loggen (waarbij een aantal olie- en gasreservoirs zijn aangetroffen) wordt een 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" verbuizing ingelaten tot 4.000 m; deze wordt daarna gecementeerd over interval 1.800 - 4.000 m (dwz. dat boven de cement in de annulaire ruimte boorspoeling aanwezig is tot aan de oppervlakte dichtheid 1200 kg/m<sup>3</sup>). De dichtheid van de cementslurry is 1880 kg/m<sup>3</sup>.

De sterkte van het gesteente heeft een konstante gradiënt 0,017 MPa/m tot 1500 m en neemt dan geleidelijk toe tot 3.000 m waar de gradient 0,023 MPa/m is. Daarna neemt de sterkte konstant toe met 0,023 MPa/m.

De olie- en gashoudende reservoirs aangetroffen in het boorinterval 1.500 m - 4.000 m zijn:

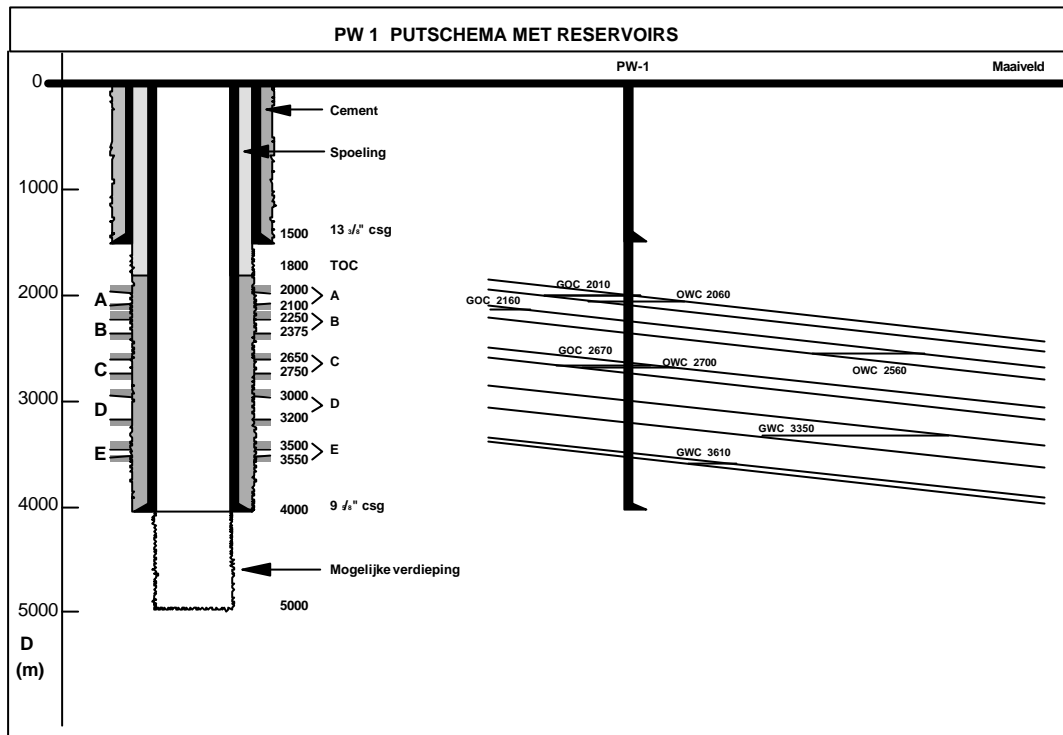
<u>Reservoir</u>	<u>Interval in put</u>	<u>GWC</u>	<u>GOC</u>	<u>OWC</u>	<u>Opmerkingen</u>
A	2.000 - 2.100 m	-	2.010 m	2.060 m	kontakten met loggen vastgesteld
B	2.250 - 2.375 m	-	2.200 m	2.600 m	aannames, kontakten niet in de put aangetroffen.
C	2.650 - 2.750 m	-	2.670 m	2.700 m	kontakten met loggen vastgesteld.
D	3.000 - 3.200 m	3.350 m	-	-	aanname, contact niet in de put aangetroffen.
E	3.500 - 3.550 m	3.600 m	-	-	aanname, contact niet in de put aangetroffen.

De oliekolommen in de reservoirs hebben een dichtheid van 700 kg/m<sup>3</sup>. Als de put t.z.t. in produktie zal worden genomen, wordt de put gevuld met dieselolie met een dichtheid van 800 kg/m<sup>3</sup>.

Drukveranderingen in gaskolommen kunnen in verband met de sterke samendrukbaarheid van gassen niet in konstante gradiënten worden uitgedrukt; voor het berekenen van de drukken in een gaskolom moet gebruik gemaakt worden van tabellen in hoofdstuk 4.

Bijlage

## 1. Putschema met put en reservoir details.

Opgavten PW 1

Het is de bedoeling om met behulp van tabellen en P-D diagrammen de statische drukken aan te geven, die belangrijk zijn tijdens het boorproces, voor de evaluatie van de reservoirs en tijdens het latere productieve leven van de reservoirs en putten.

- 1] De volgende lijnen dienen in één P-D diagram aangegeven te worden:
  - De spoelingsdruk die de formaties ondergaan, als de put de volgende dieptes heeft bereikt: 1500, 2250, 3250, 4000 m.
  - Druk op de formaties aan het eind van de cementatie van de 9 5/8" casing op 4000.
  - Drukken in de gesteenteporiën tot een diepte van 5000 m, aannemende dat alleen water aanwezig is in de poriën.
  - Gesteentesterkte van de formaties tot een diepte van 5000 m.
  
- 2] Met behulp van bovenstaande gegevens dient het volgende in een tweede P-D diagram te worden weergegeven:
  - De overbalans van de spoeling tijdens het boren.
  - De overbalans direct na de cementatie.
  - De "reserve sterkte" van het gesteente tijdens het boorproces.
  - De "reserve sterkte" van het gesteente direct na de cementatie.

- 3] In een derde, meer gedetailleerd P-D diagram dienen de drukken in de gas- en oliekolommen van de reservoirs B en D worden aangegeven.
- 4] Reservoir B over interval 2.250 - 2.300 m en reservoir D over interval 3.000 - 3.050 m worden met behulp van dieselolie in produktie worden gebracht (niet tegelijkertijd, dit zijn twee verschillende produktie stadia). Bereken en geef aan wat de druk aan het oppervlak zou zijn als de putten nog niet stromen, maar met dieselolie gevuld zijn.
- 5] Bespreek en bereken antwoorden op de volgende vragen:
- Zou het boorspoeling dichtheid verlaagd kunnen worden om sneller te kunnen boren en welke potentiële gevolgen zou dat met zich mee brengen?
  - Tot welke hoogte zou de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing mogen worden gecementeerd?
  - Het traject 1.500 - 4.000 m valt onder het hydrostatisch regime. Toch zijn er binnen dit traject een paar intervallen waar schijnbaar van het hydrostatische wordt afgeweken. Waar en waarom is dit het geval? Welke drukgradiënten zijn van toepassing in die intervallen?
- 6] Stel dat de zeer bemoedigende resultaten in het traject 1.500 - 4.000 m aanleiding geven na het cementeren van de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" casing verder te boren tot 5.000 m. Stel dat op een diepte van 4.800 m een "kick" optreedt terwijl nog geboord wordt met een spoeling met dichtheid 1200 kg/m<sup>3</sup>. De kick is 5 MPa (dus 5 MPa boven de druk van de huidige boorspoeling). Met welke dichtheid zou de put weer onder controle gebracht kunnen worden en welke dichtheid zou een redelijke veiligheidsmarge geven? Geef daarom in een P-D diagram aan met welke dichtheid van de boorspoeling eigenlijk geboord dient te worden in het traject 4.000 - 5.000 m.

OEFENING PW2 "GEOLOGICAL ASPECTS"  
GEOLOGICAL MAPPING – VOLUMES IN PLACE

Inleiding

Als met behulp van seismisch onderzoek en oppervlaktegeologie een ondergrondse structuur is aangetoond die wellicht olie en/of gas zou kunnen bevatten, dient een exploratieput geboord te worden om vast te stellen of er inderdaad olie en/of gas aanwezig is. Omdat het boren van zo'n exploratieput (doorgaans tot een diepte van een aantal kilometers) een dure aangelegenheid is, wordt veel aandacht besteed aan de seismische/geologische voorstudie zodat de kans op succes zo groot mogelijk wordt gemaakt. Bovendien wordt een eerste schatting gemaakt van de hoeveelheden olie en gas die potentieel in die structuur aanwezig zouden kunnen zijn; met behulp daarvan en te verwachten kosten van toekomstige boringen en productiefaciliteiten kan een economische evaluatie gemaakt worden om te bepalen hoe aantrekkelijk exploratie op deze structuur in vergelijking met andere structuren is.

Het is zeer belangrijk om met de exploratieput zoveel mogelijk informatie te verzamelen over de ondergrond in het algemeen en de aanwezige olie/gas houdende reservoirs in het bijzonder. In de eerste plaats is er de vraag hoeveel olie en gas aanwezig zijn in verticale zin; dwz. hoeveel reservoirs zijn er, hoe dik zijn zij en tot welke diepte komen er reservoirs voor.

Deze informatie wordt verkregen door in de exploratieboring meetinstrumenten te laten zakken aan een kabel waardoorheen signalen naar de oppervlakte kunnen worden gestuurd. Tijdens deze logging operaties worden gegevens verzameld over het gesteente (aard, top en bodem van formaties, porositeit, helling van de formaties, aanwezigheid van breuken), over de porie-inhoud (gas, olie, water, samenstelling en kwaliteit ervan, drukken) en over de put zelf (helling en richting van de put, variaties van de diameter).

Een exploratieput dient zo op de (seismische) structuur geplaatst te worden dat de totale verticale aanwezigheid van olie en/of gas op die plek bekend is; bovendien is het raadzaam de positie zo te kiezen dat tenminste het gas-olie-kontakt (GOC) in de verschillende reservoirs wordt gevonden.

Als er gelegenheid voor is (tijd, budget, voorbereidingen) worden produktietesten op de belangrijkste reservoirs uitgevoerd om de produktiviteit van het gesteente vast te stellen en representatieve monsters van gas, olie en water te nemen.

Bij bevredigende afloop van zo'n exploratieboring wordt opnieuw een economische evaluatie gemaakt om vast te stellen of het aantrekkelijk is verder te gaan. De exploratieboring wordt dan opgevolgd door zgn. verkenningsboringen (appraisal wells); deze hebben tot taak de horizontale uitgestrektheid van de structuur en de olie/gas houdende reservoirs vast te stellen, inclusief de aanwezigheid en precieze positie van breuken. Bovendien moeten alle contacten tussen gas, olie en water worden bepaald.

Ook hier geldt, dat zulke boringen duur zijn en daarom zal er gestreefd worden naar het minimum aantal verkenningsboringen. Dwz. ook uit verkenningsboringen zal het maximum aan gegevens verkregen dienen te worden.

De voornaamste doelen van verkenningsboringen zijn dus het verkennen van de structuur in de breedte, het vastleggen van de contacten (GOC, GWC, OWC), het constateren van breuken in de structuur, het vergroten en bevestigen van de informatie verkregen uit de exploratieboring.

Is éénmaal de structuur op deze manier verkend dan kunnen geologische structuurkaarten met contouren van de voornaamste aangetroffen reservoirs gemaakt worden, waarop alle dieptes aangegeven zijn waar de putten de top van het reservoir doorsnijden en waarop ook alle breukdoorsnijdingen zijn aangegeven. Tevens worden doorsnijdingen van de contactvlakken (GOC, GWC, OWC) met de top van het reservoir (en soms met de bodem van het reservoir) ingetekend.

Met behulp van deze gegevens en de andere gegevens uit de logging operaties kan nu uit- gerekend worden hoeveel olie en gas er in de verschillende reservoirs aanwezig is (STOIP, GIIP). Uit ervaring is te schatten welk percentage (recovery percentage) daarvan winbaar is. Deze volumina worden de reserves genoemd. (STOIP = Stock Tank Oil Initially In Place, GIIP = Gas Initially In Place)

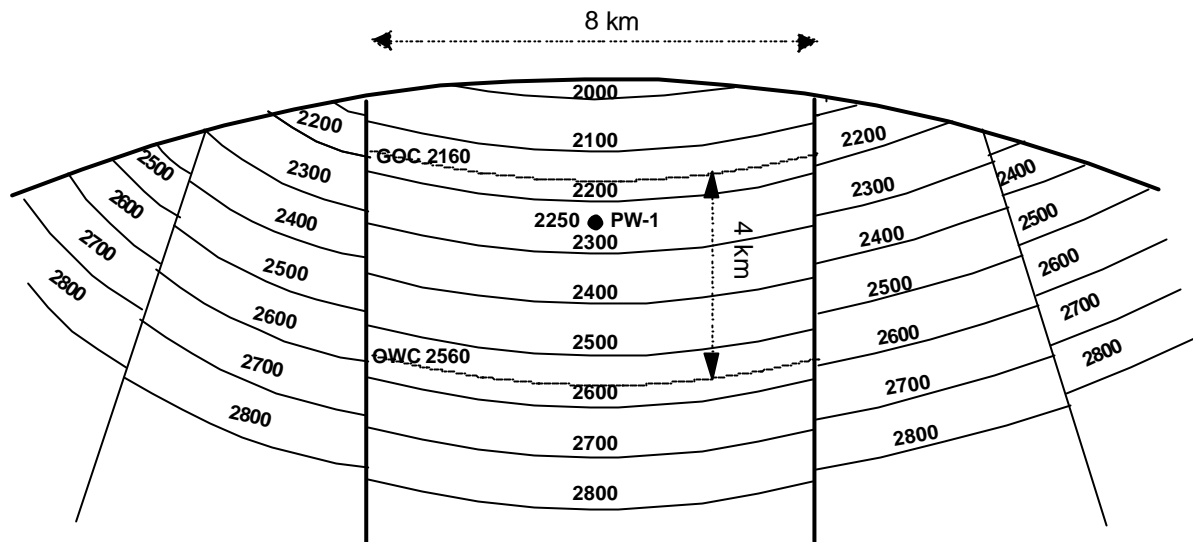
### Veld en reservoirgegevens

De exploratieput van PW1 is de put die de aanwezigheid van olie en gas heeft aangetoond in de makrostructuur weergegeven op de geologische kaart van bijlage 1. Deze structuur is aan de noordzijde afgesloten door een grote breuk met een spronghoogte van 300 m. Het deel ten zuiden van de breuk is het lage blok (downthrown block), het deel ten noorden van de breuk is het hoge blok (upthrown block). Aan beide zijden van de hoofdbreuk sluit een anticlinale flank tegen de breuk aan. In dit soort structuren bevinden olie en gas zich in hoofdzaak in het lage blok, terwijl vaak slechts een relatief kleine hoeveelheid in het hoge blok terecht is gekomen. Het lage blok is daarom meestal het doel van de exploratieboring.

De structuur van het lage blok is door een aantal kleinere breuken in stukken gedeeld; de spronghoogte van deze breuken is circa 25 m. Het is belangrijk te realiseren dat deze breuken uit seismiek zijn afgeleid. Positie en spronghoogte zijn dus enigszins speculatief. Ook is het niet zeker dat alle breuken op seismiek geïdentificeerd kunnen worden.

Zoals uit de gegevens van de exploratieput blijkt zijn er twee grote reservoirs en drie kleine. In het gebied waar dit veld is gesitueerd bestaat geen gasmarkt en export via pijpleiding of als LNG (liquefied natural gas) is op korte termijn niet mogelijk. Daarentegen is er al een tamelijk grote infrastructuur voor olie: grote pijpleidingen naar een oliehaven met opslagtanks voor export. Het ligt dus voor de hand het veld in eerste instantie als olieveld te ontwikkelen.





### Oefening PW2

De exploratieboring dient door verkenningsboringen (appraisal wells) opgevolgd te worden om vast te stellen hoeveel olie en gas in deze structuur aanwezig is.

De bedoeling van het eerste deel van PW2 is een plan voor de verkenningsboringen op te stellen. Daarbij moeten met volgende punten rekening worden gehouden:

- verkenningsboringen zijn nodig om de horizontale en verticale uitbreiding van het veld vast te stellen en de aanwezigheid van breuken te bevestigen en/of definiëren of aan te tonen. Te grote afstanden van bekende putten (outsteps) brengt het risico met zich mee in een ander blok of beneden het watercontact te komen.
- één van de maatstaven van succes van de verkenningsboringen is de hoeveelheid olie (gas) die met elke boring wordt aangetoond. In dit veld of oliereservoir mag dat gelijkgesteld worden aan de toegevoegde oppervlakte.
- afweging van het risico van de outsteps tegen de beloning in de vorm van additiele olie is een belangrijke factor bij het rangschikken van de verkenningsboringen ten opzichte van elkaar (ranking).
- evenals de exploratieboring, zijn de verkenningsboringen duur; bovendien moet alle kosten gemaakt worden zonder dat er inkomsten zijn uit olieproductie. Deze voor investering (pre-investment) dient daarom beperkt te worden tot het strikt noodzakelijke dwz. minimum aantal verkenningsboringen.

In elk van de verkenningsboringen worden (evenals in de exploratieboring) alle metingen verricht (logs) die nodig zijn voor een volledige evaluatie van de put. Aan het eind van de verkenningsactiviteiten zijn alle watercontacten bekend evenals de posities van de verschillende reservoirs en breuken in de putten. Daarmee kan een geologische structuurkaart gemaakt worden, b.v. van de twee belangrijke reservoirs.

Uit de logs kunnen volgende gegevens afgeleid worden:

- het aantal verticale meters (in de put) met olie of gas of water.
- de gas en olie kolommen in de putten per reservoir (net sand count)
- de porositeit ( $\Phi$ ) van de zanden uitgedrukt in procenten van het totale gesteente volume.
- de watersaturatie ( $S_w$ ) in de gas- en oliezanden; dit is de fraktie van de poriëninhoud in beslag genomen door connaat water. De bijbehorende gas of olie saturaties zijn  $S_g$  en  $S_o$ ; daarvoor geldt  $S_o$  (of  $S_g$ ) =  $1 - S_w$ .

Aan de hand van de olie of gas eigenschappen, de reservoir eigenschappen en een inschatting van het reservoir produktie mechanisme kan een schatting van het winningspercentage gedaan worden.

Tenslotte dient een reductiefactor gebruikt te worden om aan te geven in welke mate het ondergrondse olie volume afneemt door verlies van het opgeloste gas tijdens het produktieproces (shrinkage).

Zijn eenmaal de reserves ingeschat dan kan een ontwikkelingsplan worden opgesteld; dwz. een plateauproduktie niveau van bijvoorbeeld 10% van de geschatte reserves dient te worden bereikt. Uit de produktietesten is bekend hoeveel een put kan produceren. Deze twee gegevens bepalen het aantal te boren ontwikkelingsputten (development wells).

De ontwikkelingsputten moeten zo regelmatig mogelijk over het reservoir gespreid worden. Daarbij dient bedacht te worden dat putten het dichtst bij het watercontact het eerst zullen uitwateren (dwz. geen olie meer). Putten hoog op de structuur zullen veel langer produktief zijn.

Met behulp van deze gegevens kan een produktie profiel gemaakt worden.

### Opdrachten

- 1] Maak een verkenningsplan voor dit veld (zie ook PW1 put schema). Dwz. waar zijn putten nodig om tot een volledige verkenning van reservoir B te komen.
- 2] Bereken de STOIP voor reservoir B. Gebruik volgende gegevens.
 

gemiddelde porositeit	0,25	
gemiddelde watersaturatie	0,2	(connaat water)
shrinkage faktor	1,50	

Bereken reserves op basis van een recovery van 50%.  
Als een put 2400 m<sup>3</sup> per dag kan produceren, bereken het aantal ontwikkelingsputten dat geboord moet worden. Putten op de 2150 m contour produceren de eerste jaren 1200 m<sup>3</sup> per dag.
- 3] Stel een ontwikkelingsplan en activiteiten programma op, dwz. waar komen de ontwikkelingsputten op de structuur te staan, en in welke volgorde worden ze geboord.
- 4] Maak het produktieprofiel voor 30 jaar.  
Het boren en completeren van elke put duurt 2 maanden, pas daarna komt de put in produktie.  
De putten op de 2450 m contour beginnen water te produceren na 4 jaar volle produktie en verwateren gelijkmatig tot 100% na 6 jaar.  
De putten op de 2350 m contour beginnen water te produceren na 8 jaar volle produktie en verwateren gelijkmatig tot 100% na 11 jaar.  
De putten op de 2250 m contour beginnen water te produceren na 13 jaar volle produktie en verwateren gelijkmatig tot 100% na 17 jaar  
De putten op het GOC (op de 2150 m contour) zouden gas kunnen aantrekken en worden daarom eerst slechts met 1200 m<sup>3</sup> per dag geproduceerd. Na 5 jaar volle produktie wordt de produktie per put verhoogd tot 1800 m<sup>3</sup> per dag en na 10 jaar tot 2400 m<sup>3</sup> per dag. Zij beginnen pas na 17 jaar water te produceren en verwateren volledig na 23 jaar.
- 5] Maak een profiel over 30 jaar van de cumulatieve olieproduktie en de stijging van het OWC.

OEFENING PW3 "DYNAMIC ASPECTS"  
DYNAMIC PRESSURES – PRODUCED VOLUMES

Inleiding

De levenscyclus van een olie of gasveld is als volgt:

- Exploratie fase - het vinden van olie en/of gas
- Verkenningsfase - het vaststellen van de omvang van het voorkomen
- Ontwikkelingsfase - het boren van productieputten, het installeren van productie installaties.
- Productie opbouw
- Plateauproduktie fase - eerste produktie periode op plateau niveau
- Voortgezette plateauproduktie - produktie afname gecompenseerd met aanvullende putten
- Geleidelijke produktie afname - reservoirs raken uitgeput, produktie wordt zo lang mogelijk gerekt
- Bereiken van de economische limiet - opbrengst van produktie dekt de kosten niet meer
- Insluiten van het veld - putten worden ingesloten
- Verlaten van het veld - putten worden verlaten, installaties worden afgebroken

Na het vinden van een olie of gashoudende structuur door de exploratieput en het inventariseren van het voorkomen in horizontale en verticale zin door de verkenningsboringen, wordt doorgaans besloten tot het ontwikkelen en in produktie nemen van het nieuwe veld. Daarvoor wordt tegenwoordig meestal een ontwikkelingsplan (field development plan) opgesteld. In dit plan wordt niet alleen vastgesteld wat het produktieniveau zal zijn en hoeveel productieputten daarvoor nodig zijn, maar er wordt ook een produktieprognose over een lange periode opgesteld en een specificatie opgemaakt van alle benodigde bovengrondse produktieinstallaties voor het scheiden van gas, olie en water en de afvoer ervan. De financiële gegevens van het produktieplan, de vereiste putten en produktieinstallaties maken het mogelijk een economische evaluatie te doen met de bedoeling na te gaan hoe attractief deze ontwikkeling is t.o.v. andere projecten.

Een belangrijk onderdeel van het ontwikkelingsplan is het bepalen van het aantal ontwikkelingsputten en de plaatsing ervan op de structuur. In principe heeft elke put een eigen cirkelvormig drainagegebied, waarin de olie of het gas naar de centrale put stroomt. Putten moeten zover van elkaar liggen dat de drainagegebieden elkaar niet beïnvloeden. In dit geval worden de posities van de productieputten zodanig gekozen dat er een zo regelmatig mogelijk patroon van gelijkzijdige driehoeken ontstaat. Door de onttrekking van olie en gas aan het drainagegebied zal de druk in dat gebied dalen; de drukdaling ontstaat bij de put en spreidt zich naar de randen van het drainagegebied. Als de drukdaling verder gaat rondom alle productieputten zal geleidelijk de druk in het gehele reservoir dalen. In dit soort reservoirs (pressure depletion reservoirs) dienen de productieputten dus regelmatig over het reservoir verspreid te worden. Het ligt voor de hand dat in het geval van visceuse olie, de stroming binnen de drainagecirkel naar de put toe moeilijker verloopt dan in het geval van niet-visceuse

olie; dezelfde drukdaling in de put zal dus bij visceuse olie minder ver invloed uitoefenen dan bij niet-visceuse olie. De drainagecirkel zal daarom navenant kleiner respectievelijk groter zijn. Voor gas, dat zich nog weer gemakkelijker beweegt dan lichte olie, is het doorgaans niet nodig een dergelijk regelmatig puttenpatroon over het reservoir te ontwikkelen; alleen als de permeabiliteit van het reservoir laag is, vindt de drukdaling rond de put sneller plaats dan de toevoer van gas uit de rest van het reservoir en is een gelijkmatig puttenpatroon wenselijk.

In een ander type reservoir wordt de druk in het reservoir redelijk in stand gehouden omdat het water uit de (grote) aquifer zoveel expansie voorziet dat de drukdaling door produktie grotendeels wordt gecompenseerd. In dit geval zal water uit de aquifer het daarvoor oliehoudende deel van het reservoir binnendringen en de olie voor zich uitdrijven; dit zijn waterdrive reservoirs. In deze reservoirs zullen putten dicht bij de aquifer snel beginnen water te produceren om dan geheel te verwateren; als vermoed wordt dat een reservoir een grote en actieve aquifer heeft is het raadzaam de produktieputten hoger op de structuur (dwz. verder van het waterkontakt) te plaatsen. De positie van de produktieputten op de structuur wordt doorgaans bepaald op geologische en reservoir technische gronden. Voor of tegelijk met het boren van deze putten (development wells) wordt vaak de bovengrondse produktieinstallatie opgesteld; één van de doelstellingen is nl. om zo snel mogelijk produktie van olie en/of gas te realiseren omdat dit inkomen genereert in een periode van hoge uitgaven. Door de produktieputten zo snel mogelijk aan te sluiten wordt de produktie stapsgewijs opgebouwd naar het plateau produktieniveau (production build-up). Er zijn geen vaste regels voor het vaststellen van het plateau produktieniveau. Als vuistregel kan gesteld worden dat voor olie een plateau van 10% van de initieel berekende reserves wordt genomen, dat geeft een plateau van 6-8 jaar constante produktie.

Voor een gas ontwikkeling zijn de uitgaven vaak hoger dan voor de ontwikkeling van een olieveld: de drukken zijn hoger en er moet een pijpleiding naar de afnemer worden aangelegd. Daarom geldt voor gas meestal een 20-jarige periode van constante produktie, terwijl de gasafname meestal met een contract wordt vastgelegd.

Gedurende de eerste produktiefase op plateau hebben de putten meestal nog extra druk die niet gebruikt wordt voor hogere produktie maar die vernietigd wordt in een knijpstuk. Deze putten kunnen daarom een redelijk lange tijd op constante produktievolume worden gehouden door grotere knijpstukken met minder drukval te gebruiken naarmate de druk in het reservoir daalt. In deze eerste produktieperiode worden daarom geen of weinig putten geboord; het produktieniveau moet gehaald worden met de verkenningsputten en de ontwikkelingsputten.

Als tengevolge van de drukdaling in het reservoir op een bepaald moment het plateau produktieniveau niet meer gehaald zal worden, is het boren van extra putten (infill wells) vaak de beste methode om extra produktie te creëren. Ook worden putten met lage produktie of met hoog watergehalte op een ander reservoir in het veld afgewerkt (recompletion) als er tenminste aantrekkelijke alternatieve reservoirs zijn. Op deze manier is het meestal mogelijk de plateauperiode te verlengen.

Bij verdergaande afname van de individuele putprodukties wordt op een bepaald moment het boren van nieuwe putten of het recompleteren oneconomisch: ze leveren niet voldoende produktie binnen een bepaalde tijd om de kosten te rechtvaardigen. Vanaf dat moment is het onvermijdelijk dat de produktie van het veld zal dalen (production decline). Deze daling is doorgaans een langdurig proces vooral wanneer

het totale produktieniveau al laag is (tailend production). De kunst is de kosten zo laag mogelijk te houden en de produktie te bevorderen zonder grote inspanningen; daarmee kan het leven van het veld gerekt worden.

Tenslotte komt het moment dat de kosten niet meer gedekt worden door de opbrengst; dan is de economische limiet bereikt hoewel technisch gezien de produktie wel voortgezet kan worden. Putten worden ingesloten, produktieinstallaties worden stilgezet; als het duidelijk is dat er verder geen mogelijkheden zijn de produktie te hervatten dienen de installaties afgebroken en de putten veilig verlaten te worden (abandonment). De terreinen kunnen dan bestemd worden voor een andere bestemming (relinquishment).

### Putten en reservoirs in produktie

Met het in produktie nemen van de putten begint ook in het reservoir de stroming op gang te komen. Daarbij worden de statische condities verstoord: de contacten tussen gas, olie en water verplaatsen zich, de druk in het reservoir kan dalen waardoor de fysisch-chemische evenwichten in de gascap, de olie laag en de aquifer gaan verschuiven.

Tijdens het boren en afwerken van de putten wordt om veiligheidsredenen het soortelijk gewicht van de spoeling zo hoog gehouden dat altijd de druk van de spoelingskolom hoger is dan de druk van de gassen en vloeistoffen in de reservoirs. Als de put eenmaal is afgewerkt met een produktiebuis (tubing) en bovengrondse putafwerking (x-mas tree), wordt de put in produktie gebracht. Een verbinding tussen put en reservoir wordt tot stand gebracht door perforaties door de casing te maken. Voor of na het perforeren wordt de spoeling in de put vervangen door een lichtere vloeistof of gas (meestal stikstof): daarmee is de druk in de put bij de perforaties lager dan de reservoirdruk. Dit is te zien omdat aan het oppervlak dan op een manometer een druk af te lezen is. Bij het openen van de afsluiter van de put wordt de druk lager omdat in de produktieinstallatie een lagere druk wordt gehandhaafd. Deze drukverlaging aan de oppervlakte verplaatst zich naar beneden in de put en vandaar het reservoir in. De stroming die zo ontstaat wordt gecontroleerd door in de putmond een knijpstuk te plaatsen waarin de overtollige druk vernietigd wordt door uitstroming bij hoge snelheid.

De drukdaling verplaatst zich van de put het reservoir in; voortzetting van de produktie zal de druk direct rondom de put en in de put verder verlagen. Op deze manier wordt geleidelijk de druk in het drainagegebied lager en verspreidt de drukdaling zich in het hele reservoir.

Zelfs als er een grote actieve aquifer is zal het reservoir toch een zekere drukdaling ondergaan omdat de druk in de put lager wordt gehouden dan de reservoir druk. In feite is dit drukverschil tussen de druk op de drainagecirkel aan één kant en in de put aan de andere kant de motor die het horizontale produktieproces in het reservoir aan de gang houdt. Op dezelfde manier wordt het verticale produktieproces op gang gebracht en voortgezet door het drukverschil tussen de druk in de bodem van de put (bottom hole pressure) en aan de putmond (wellhead pressure).

De min of meer grote drukdaling in de put en het reservoir veroorzaakt een verschuiving van allerlei fysisch-chemische evenwichten. In het aquiferwater zijn vele zouten opgelost, zowel anionen als kationen; drukdaling veroorzaakt een verbreking van het evenwicht tussen deze ionen bv. door het vrijkomen van CO<sub>2</sub> gas. Als gevolg

van deze drukdaling kunnen allerlei zouten neerslaan; het meest voorkomende is  $\text{CaCO}_3$ .

Olie is een mengsel van vele componenten, kleine tot zeer lange ketens, met of zonder zijketens. Ook de lichtste koolwaterstoffen zoals methaan, ethaan, propaan en butaan zijn in oplossing bij de condities van druk en temperatuur die in het reservoir heersen. Als er een gascap aanwezig is wordt de verdeling van deze lichte componenten tussen de gas- en de vloeistoffase bepaald door het evenwicht bij die temperatuur en druk. In dit geval is vloeistof verzadigd aan deze lichte koolwaterstoffen. Als er geen gascap aanwezig is (dwz. er is geen vrij gas) zijn al deze lichte koolwaterstoffen in oplossing. Druk daling maakt dat de lichtere koolwaterstoffen uit de oplossing vrijkomen (solution gas) en als gasbellen meegeproduceerd worden. De hoeveelheid gas die uit de oplossing vrijkomt is kenmerkend voor de betrokken olie onder de term GOV = gas-olie-verhouding (GOR - gas oil ratio).

Bij het productieproces zal, vooral in de put, de druk steeds verder dalen naarmate het oppervlak benaderd wordt. De gasbellen worden steeds groter en drijven olie en gas voor zich uit. Door de expanderende gasbellen wordt het gemiddeld soortelijk gewicht van het olie en gas mengsel steeds lager en dit leidt tot minder verlies aan statisch kolomgewicht; als consequentie hiervan is de oppervlakedruk dus ook hoger. In het geval productie van gas (uit een gascap of uit een gas reservoir) is de dichtheid van het gas veel lager dan in het geval van olieproductie. Daarom zal dus ook de druk aan het oppervlak in een gasput hoger zijn dan in een olieput op hetzelfde reservoir.

### Opdrachten

De bedoeling is het dynamisch karakter van het productieproces en de gevolgen van de drukdaling tijdens het produceren te begrijpen en te demonstreren aan de hand van de volgende opgaven.

- 1] Als de put uit opdracht PW1 in productie zal worden gebracht op reservoir B, is de put afgewerkt met een 3½" tubing, een packer op 2200 m en completion spoeling in de tubing en annulus (dichtheid  $1050 \text{ kg/m}^3$ ). De putmond bestaat uit een enkelvoudige X-mastree en een chokebox in de flowline direct naast de tree. Door middel van een circulation sleeve in de tubing op 2150 m wordt de tubing gevuld met diesel olie (dichtheid  $800 \text{ kg/m}^3$ ); nadat de diesel olie via de X-mastree in de tubing is gepompt (terwijl completionspoeling door de sleeve naar de annulus wordt verplaatst en aan de oppervlakte uit de annulus in een tank) wordt de sleeve weer gesloten. Op dat moment is een druk af te lezen op de putmond, bereken deze CITHP (closed in tubing head pressure). De put wordt geopend op de zijklep van de X-mastree en de stroming komt op gang via de choke in de flowline en naar de productieinstallaties. Op dat moment, de keuze van de choke is zodanig dat de FTHP (flowing tubing head pressure) de helft is van de CITHP. Geef in een P-D diagram de drukken in de tubing vanaf het producerend interval tot aan het oppervlak voor de volgende gevallen (gebruik voor gegevens het putdiagram in fig.28).
- Tijdens de closed-in situatie.
  - Direct na het openen van de put, dwz. als er praktisch alleen nog maar dieselolie in de put stroomt. Bepaal hieruit de totale wrijvingsverliezen in de tubing.

- De completion spoeling die van de sleeve tot en met het produktie interval is blijven staan, zal zich na korte tijd volledig in de tubing bevinden; hoe wordt de FTHP hierdoor beïnvloed?
- Als eenmaal de dieselolie en completionspoeling volledig uit de put zijn geproduceerd, is de put geheel gevuld met olie uit het reservoir (dichtheid  $700 \text{ kg/m}^3$ ). Stel dat door de drukdaling tijdens het verticale transport het opgeloste gas gedeeltelijk is vrijgekomen en als steeds groter wordende gasbelletjes door de olie wordt meegenomen. De ontgassing begint op 1600 m, leidt tot een dichtheid van het olie/gas mengsel van  $650 \text{ kg/m}^3$  op 800 m,  $600 \text{ kg/m}^3$  op 400 m,  $550 \text{ kg/m}^3$  op 200 m en  $500 \text{ kg/m}^3$  aan het oppervlak. Bereken bij benadering de FTHP en geef het drukprofiel in de tubing aan in het P-D diagram. Neem daarbij aan dat de druk onder in de tubing 5 MPa lager is dan de reservoir druk op het OWC. Gebruik hetzelfde wrijvingsverliezen als in punt 2.
- Geef schematisch aan wat het drukprofiel zou zijn als de GOV van de olie duidelijk hoger respectievelijk duidelijk lager zou zijn (dwz. verzadigde olie of duidelijk minder onderverzadigd, dan wel duidelijk meer onderverzadigd).

2] De totale drukdaling tijdens het produktieproces tussen reservoir en oppervlakte kan worden verdeeld in volgende hoofdcomponenten: wrijvingsverliezen in de tubing, verlies van statische kolom in de tubing en wrijvingsverliezen in het reservoir. De drie belangrijke drukken zijn daarom: flowing tubinghead pressure (FTHP), flowing bottomhole pressure (FBHP) en static reservoir pressure ( $P_{\text{res}}$ ).

Het drukverschil FBHP-FTHP is de motor van het verticale produktieproces en is behandeld in de eerste opgave. Het drukverschil  $P_{\text{res}}$ -FBHP is de motor van het horizontale transport in het reservoir. Een deel daarvan is een statisch verschil tussen het OWC en het producerende interval, de rest wrijvings verliezen door stroming. De stroming in het reservoir wordt beschreven met behulp van de wet van Darcy voor radiale stroming, zoals aangegeven in fig.29. Bij een bepaald drukverschil is het produktievolume  $Q$  bepaald door de afstand tussen de drainagecirkel ( $r_e$ ) en de putdiameter ( $r_w$ ), de permeabiliteit of doorstroombaarheid  $k$  van het gesteente en de viscositeit van de olie.

Als in dit bepaalde reservoir  $B$  de permeabiliteit, viscositeit, putdiameter en drainagecirkel bekend zijn, dan kan de drukverdeling in het reservoir berekend worden.

- Uitgaande van een reservoirdruk van 26 MPa op 2600 m in het reservoir en een FBHP van 21 MPa op 2300 m in de put bereken en geef in een diagram van de put met drainagecirkel (horizontaal vlak) aan de plekken in het reservoir waar het verschil tussen de flowing reservoir druk en de FBHP gelijk is aan de helft, driekwart, zevenachtste en  $15/16$  van de totale wrijvings drukval in het reservoir.
- Wat zou de invloed zijn van het vergroten of verkleinen van de putdiameter? En in hoeverre lijkt het nuttig die diameter te vergroten of te verkleinen.
- Geef het drukverloop in het reservoir aan in een diagram van druk (vertikaal) en afstand van de drainagecirkel tot het centrum van de put (horizontaal). Dit is in feite een dwarsdoorsnede van het diagram in het horizontale vlak uit het eerste deel van deze opgave.
- Een vaak voorkomend gevolg van boor en completionactiviteiten is het binnendringen van vloeistof en vaste deeltjes in het gesteente, de zogenaamde invasie. De invasiezone is vaak niet erg diep, maar versperring van poriën met

vaste deeltjes of vreemde vloeistof kan de stroming van gas, olie en water ernstig in nadelige zin beïnvloeden. In de eerste plaats is de doorstromingoppervlakte van de poriën gedeeltelijk versperd, maar, belangrijker nog, het overgebleven doorstromingsoppervlakte bestaat uit kleinere poriën waardoor de stroming meer dan evenredig wordt belemmerd. Bovendien kunnen door interactie tussen de geïvadeerde spoeling en reservoir vloeistoffen chemische neerslagen of emulsies ontstaan die ook de doorstroming bemoeilijken.

Al deze effecten worden samengevat onder de algemene term formation damage. In fysische betekenis wordt dit omschreven met de term "skin", in de formule van Darcy weergegeven door  $S$  (zie bijlage 2).

Zoals uit bovengenoemde beschrijving blijkt, veroorzaakt formation damage een extra drukval. Geef in het P-D diagram van de vorige vraag aan wat het effect van formation damage is. Probeer te bedenken wat gedaan kan worden om de nadelen van het skineffect te compenseren.

- 3] Uitgaande van een verzadigde olie, beschrijf in semi-kwantitatieve zin het instantane lokale GOR gedrag in het reservoir en in de put voor twee gevallen. Beschrijf ook wat er met de gasbellen gebeurt.
- In een full waterdrive reservoir met een kleine drukdaling in het reservoir.
  - In een pressure depletion reservoir.
- 4] In het geval van een full waterdrive olie reservoir (B) gaat het model van radiale toestroming naar de put niet helemaal op; de radiale stroming wordt aangevuld met lineaire stroming vanaf de aquifer naar de putten toe.
- Tracht in een tekening (horizontaal vlak) aan te geven hoe het OWC na enige jaren productie eruit ziet. Neem reservoir B met een tiental putten op één lijn parallel aan het OWC.
  - Beredeneer wat de beste posities zijn voor de productieputten, vooral in de laatste fase van het leven van dit reservoir.
- 5] In het geval van een gasreservoir moeten de putten geproduceerd worden met een FTHP van 7 MPa minimaal. Deze druk is nodig om de gasbehandeling (eliminieren van water en condensaat), het transport door pijpleidingen naar de afnemers en distributie naar de uiteindelijke gebruikers te garanderen. Deze tegendruk voor het reservoir is aanvankelijk geen nadelige factor, maar als de reservoirdruk duidelijk gedaald is later in het leven van het reservoir wordt het wel een nadelige factor. Om te voldoen aan de 7 MPa eis gaan de putten minder produceren en moeten er putten worden bijgeboord. Op een bepaald moment wordt dat te duur en zal het produktieniveau dalen. Tenslotte zal een keuze gemaakt moeten worden, het restant van het gas produceren met een lagere druk en verkopen aan een afnemer die een lagere druk kan accepteren, of compressoren installeren die het lage-druk gas weer op een druk van 7 Mpa brengen.
- Aannemende dat reservoir D een pressure depletion reservoir is, geef in een druk (vertikaal) tegen gasvolume (horizontaal) diagram aan hoe de druk afneemt met toenemende cumulatieve productie.
  - Geef in dit diagram aan wat de invloed is van de vereiste 7 MPa oppervlaktedruk.