

**Produksjon under
metningstrykk
Rapport RF-97/279**


Vår referanse: 415/244269	Forfatter(e): Bjørn Matre, Gunnar J. Helliesen, OD	Versjonsnr. / dato: Vers. 1 / 27. 11 97
Ant. sider: 37	Faglig kvalitetssikrer: Steinar Ekkrann, JSI	Gradering: Åpen
ISBN:	Oppdragsgiver(e): Oljedirektoratet	Åpen fra (dato):
Forskningsprogram:	Prosjekttittel: Konsulentstudie om produksjon under metningstrykk.	


Emne:

Rapporten tar for seg mekanismer forbundet med produksjon under boblepunkt, feltefaringer og oppsummering av kritiske faktorer.

Emne-ord: Reservoarteknikk, Metningstrykk, IOR,PI, Rel. Perm.

RF - Rogalandforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001


Prosjektleder
Bjørn Matre



for RF - Petroleum
Jan-Erik Nordtvedt

Innhold

Sammendrag.....	ii
1 INNLEDNING.....	1
2 MEKANISMER.....	3
2.1 PVT.....	3
2.1.1 Scale.....	5
2.1.2 Asfaltener.....	6
2.1.3 Sandproduksjon.....	7
2.1.4 Relativ permeabilitet.....	8
2.1.5 CDC.....	10
2.1.6 Effekt av gass på oljeutvinning.....	12
2.1.7 Innstrømning til brønner.....	13
2.1.8 Produksjon av frigjort gass.....	15
2.1.9 Annet.....	16
3 FELTERFARINGER.....	18
3.1 Feltefaringer med $P < P_b$ i nærbrønnsområdet.....	18
3.1.1 Veslefrikk.....	18
3.1.2 Gullfaks.....	19
3.1.3 Gyda.....	21
3.1.4 Arbroath.....	24
3.2 Feltefaringer med reservoartrykk under boblepunkt.....	24
3.2.1 Brage.....	25
3.2.2 Valhall.....	27
3.2.3 Mime.....	28
3.2.4 Eldfisk and Tor.....	28
3.2.5 Innes.....	28
3.3 Oppsummering av feltefaringer.....	29
4 KRITISKE FAKTORER.....	31
4.1 Nærbrønnsonen med $P < P_b$	31
4.2 Ved reservoartrykk lavere enn metningstrykk.....	31
5 APPENDIX.....	33
5.1 Nomenklatur.....	33
5.2 Referanser.....	33

Sammendrag

Rapporten tar for seg mekanismer ved oljeproduksjon under metningstrykk. Når en går under metningstrykk vil viskositeten til oljen øke, og volumet av oljen vil reduseres. Dette kan ha betydning for oljeproduksjonen.

Utfelling av scale og asfaltener er hevdet å være et potensielt problem. Slike problemer er ikke observert i noen av felttestene i denne rapport.

Relativ permeabilitet for olje reduseres når trykket reduseres til under metningstrykk. Dette vil redusere produktiviteten til en oljeproducent. Rapporterte reduksjoner i PI er imidlertid relativt moderate (med unntak av Gyda). Typisk reduseres produksjonsindeksen med 20-30%.

Reduksjon i produksjonsindeks som følge av produksjon med trykk under metningstrykk ser ut til å være reversibel. Ved økning av trykket til over metningstrykk, observeres PI på samme nivå som før trykket ble redusert til under metningstrykk.

Laboratorie målinger av residuell oljemetning med gass tilstede viser lavere residuell olje enn med bare vann tilstede. Dersom hele eller betydelige deler av et reservoar produseres vil residuell oljemetning normalt bli lavere enn ved vannflømming. Dette kan bidra til økt utvinning.

Noen felt som produseres med trykk under metningstrykk (Innes) har høyere utvinningsgrad enn forventet. Det er usikkert hva dette skyldes.

1 Innledning.

Produksjon under metningstrykk kan skje ved at:

A: Nærbrønnsområdet (størrelsesorden 5 meter fra brønnen) taes ned til under metningstrykk.

B: Trykket i hele forkastningsblokker dras ned til under metningstrykk.

Motivasjonen for A er å øke trykkgradientene inn mot brønnen, og dermed produksjonsraten. En kan få noe øket skin i nærbrønnsområdet grunnet redusert relativ permeabilitet for olje og/eller redusert absolutt permeabilitet grunnet utfelling av salt eller asfaltener. Økt produksjonsrate for olje kan likevel oppnås dersom effekten av økte trykkgradienter oppveier effekten av økt skin. Vi vil forsøke å beskrive hvilke effekter som medfører ekstra skin rundt brønnene.

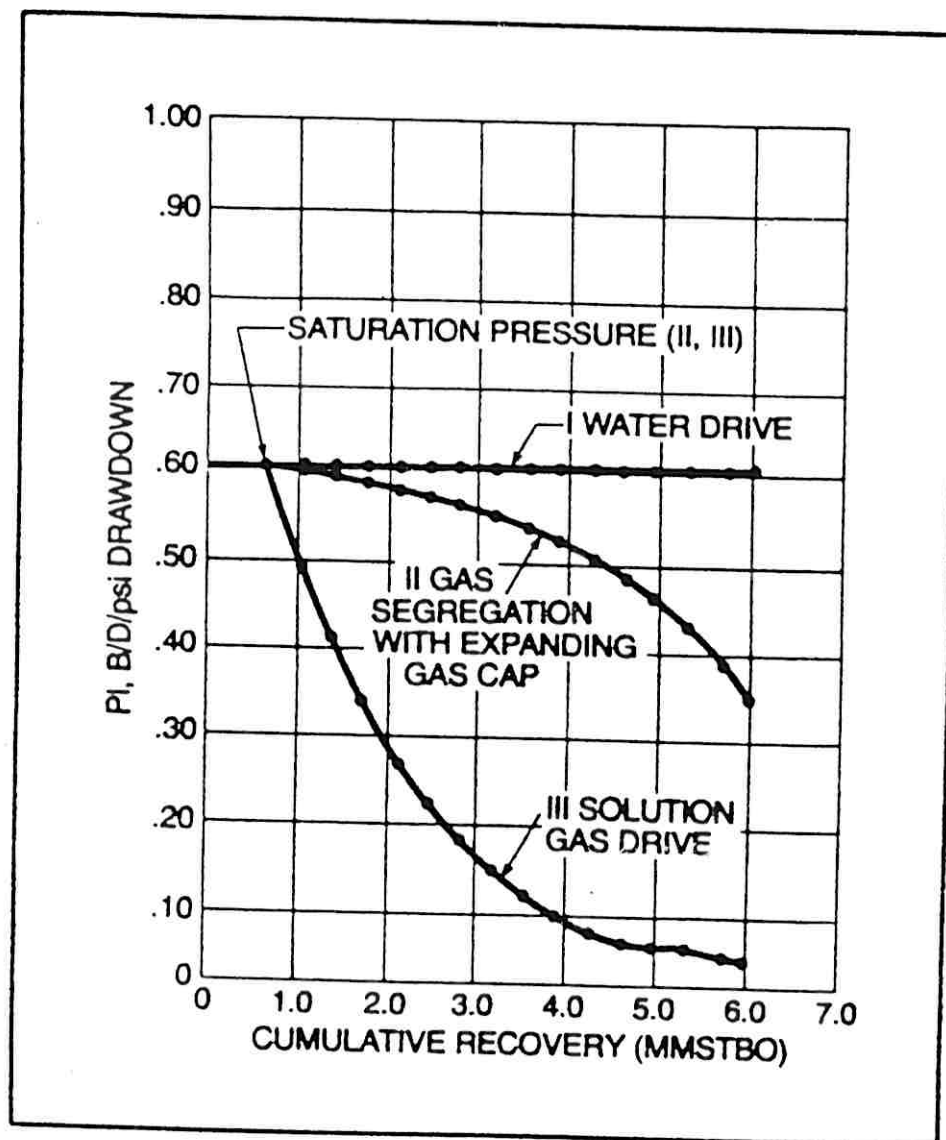
Fremgangsmåte B kan være motivert i et ønske om utnyttelse av naturlig reservoar-energi, redusert residuell oljemetning, produksjon av løstsølje eller ekspansjon og deretter produksjon av olje fra lavpermeable soner.

Produksjon med trykk under metningstrykk i nærbrønnssoenen har vært utført på flere felter på norsk sokkel. Vi har samlet data fra slik produksjon fra feltene: Gullfaks, Gyda, Veslefrikk.og Innes

Erfaringer med produksjon der større deler av reservoaret er trukket under metningstrykk er hentet fra Brage, Valhall, Eldfisk og Tor. Slik produksjon er også foretatt på Mime.

På britisk sektor er produksjon under metningstrykk fortatt på bl .a. Innes, Arbroath og Brent.

Utvinning plottet mot PI for vandriv, gasskappedriv og oppløst gassdriv vil typisk se ut som på figur 1.1. Ved vanninjeksjon holdes trykket over metningstrykk, og PI er omtrent konstant. Ved oppløst gassdriv vil PI synke når trykket nær brønnen synker under metningstrykk.

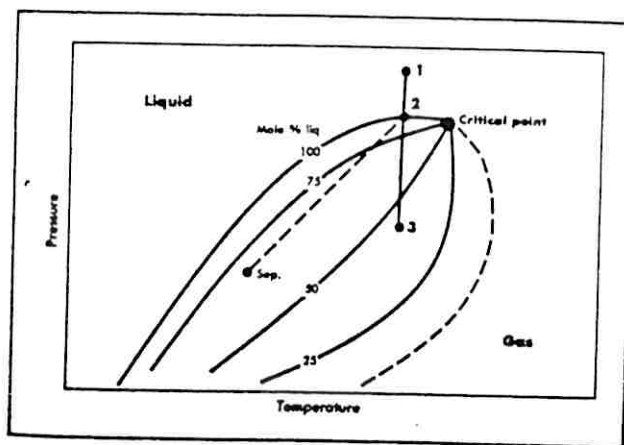


Figur 1.1.PI plottet mot utvinning

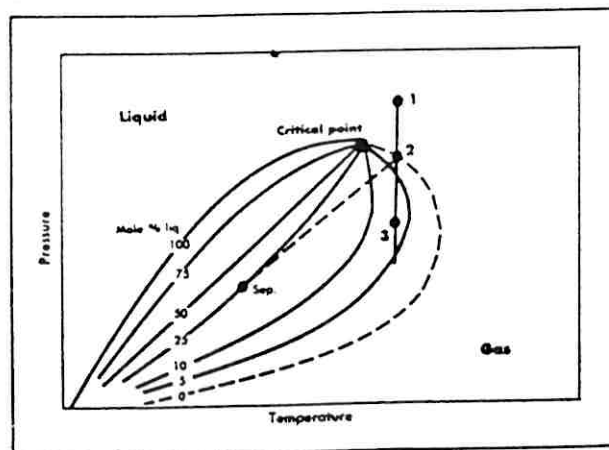
2 Mekanismer

2.1 PVT

Dersom en reduserer trykket i en oljefase vil det på et eller annet tidspunkt dannes gassbobler i oljen. Dette kalles boblepunkt eller metningstrykk. Effekten av å redusere trykket ved konstant temperatur er vist i Figur 2.1.



Figur 2.1 a. Faseoppførsle for et "black oil" fluid.



Figur 2.1 b) Faseoppførsel for et kondensatsystem.

For at bobler skal kunne dannes kreves det en viss energi uttrykt ved lign. 2.1

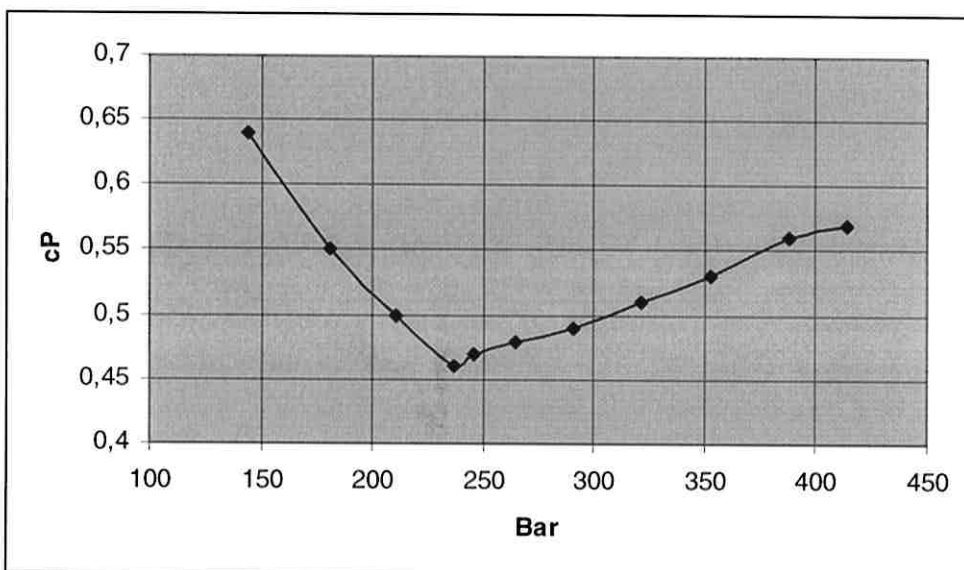
$$\Delta G = -C_1 r^3 + C_2 \sigma r^2 \quad (2.1)$$

Boblestørrelse i en olje kan beregnes. En har imidlertid ikke prioritert å finne frem til de nødvendige data i dette prosjektet. Et anslag for dråpestørrelse gir verdier på 0.1-1 μm . Dersom trykket reduseres vil dråpene vokse, dels fordi de blir tilført mer fri gass, og dels fordi gassen i hver boble ekspanderer.

Figur 2.1 a) viser faseoppførsel for et hydrokarbonsystem. Dersom en starter i et punkt 1 og reduserer trykket langs linjen til 3, vil en passere boblepunktet og gass vil bli frigjort. En hydrokarbonblanding på andre siden av det kritiske punkt, kaller vi kondensat. Her vil væske gå ut av gassfasen når trykket synker under doggpunktslinjen. En ser videre at nært kritisk punkt vil økningen i utfelt volum være stor ved en liten nedgang i trykk. Generelt gjelder også at grenseflatespenningen vil være lav i dette området.

Når gass frigjøres fra en oljefase vil det være de lette komponenter som går over i gassfasen. Oljen som gjenstår vil være tyngre en den opprinnelige og viskositeten vil være høyere.

Figur 2.2 viser oljeviskositet som funksjon av trykk. En vil ha minimum viskositet ved boblepunkt. Dersom trykket øker vil oljen komprimeres og viskositeten vil øke. Senkes trykket under kokepunkt, vil gass frigjøres, og den resterende oljen vil være mer viskøs. Med de trykkforandringer som er aktuelle for problemstillingen, snakker vi om en typisk viskositetsøkning på 10-20%. Viskositetsøkningen vil føre til en reduksjon i PI. PI er omvendt proporsjonal med viskositeten.



Figur 2.2. Viskositet som funksjon av trykk(4)

PVT-egenskaper for en hydrokarbonblanding kan variere med lokasjon. Typisk vil en ha en lettere olje høyt opp, og en tyngre olje lavt. Dette kan føre til at kokepunktet for oljen varierer med høyde. En vil ha høyere kokepunkt høyt oppe. (Det finnes også eksempler på det motsatte. Reservoar med en svak gasslekkasje på toppen kan ha den tyngste oljen på topp.)

Bunnhullsprøver for nøyaktig måling av kokepunkt (+/- 1 bar) taes vanligvis tidlig i feltets produksjonshistorie. Produsenter plasser vanligvis høyt i reservoaret, slik at den oljen med høyest kokepunkt produseres først. Det kan derfor tenkes at den oljen som blir produsert etter noen års produksjon har et lavere kokepunkt enn den første olje som ble produsert.

2.1.1 Scale

Scale eller saltutfellinger er et utbredt problem i Nordsjøen. Saltvannløsninger kan bli overmettet med salt som følge av blanding med saltvann av annen sammensetning, endring i trykk eller endring i temperatur.

Utfelling av salt inne i formasjonene kan gi en permanent skade ved at absolutt permeabilitet blir redusert. Skulle slik skade oppstå kan formasjonen til en viss grad repareres med syrevasking, men det er usikkert hvor langt inn i formasjonen en slik operasjon vil ha god effekt.

Scale i brønner og produksjonsutstyr kan dels forhindres ved scaleinhibitorer og kan dels remedieres med syrevask.

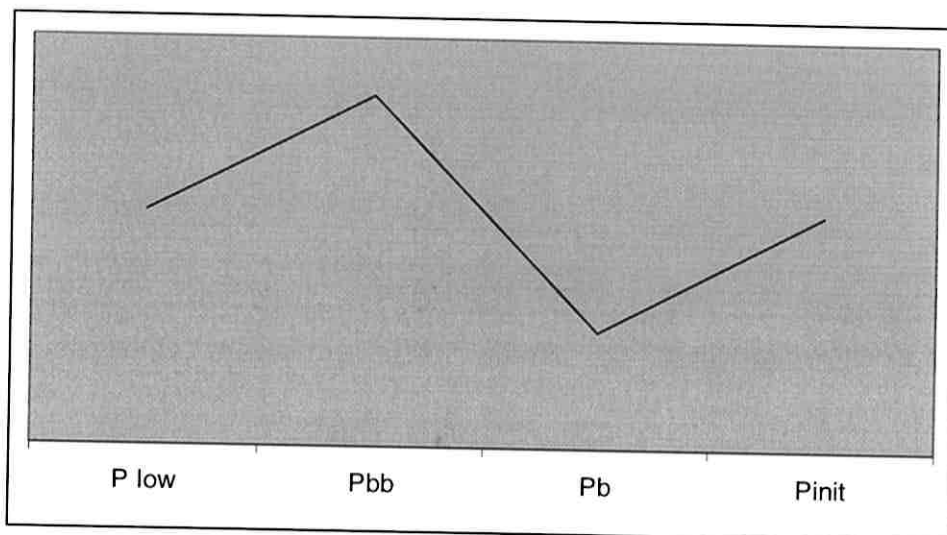
Dersom en reduserer trykket i en saltvannsløsning vil CO₂ kunne gå ut av vannfasen og inn i gassfasen. Dette vil påvirke karbonatlikevekten i vannfasen. Karbonat blir mer løselig i vannfasen. Imidlertid vil pH øke når CO₂ går ut av løsning. Økt pH gir mindre løslighet av karbonat. Formasjonen vil normalt ha stor buffer-kapasitet mot endring i pH. pH-endring vil derfor først skje i brønnen, og scale utfelling i formasjonen er lite sannsynlig.

2.1.2 Asfaltener

Asfaltenutfelling kan forekomme i flere Nordsjøfelt. Tyngre polare molekyler kan felle ut dersom komposisjonen på oljen endres, f. eks. ved gassinjeksjon eller dersom fysikalske forhold endres. Asfaltenutfelling i en formasjon kan gi permanent skade på permeabiliteten. Asfaltenutfelling i en brønn kan plugge igjen eller redusere en brønns strømnings areal. Dersom trykket i oljefasen reduseres, kan asfaltener felle ut.

Asfaltenutfelling kan endre fuktning (mot mer oljefuktende) på bergartsoverflaten. Oljefuktende reservoar har normalt lavere relativ permeabilitet for oljefasen enn mix-fuktende og vannfuktende reservoar. Asfaltenutfelling i formasjonen rundt brønnene kan derfor føre til redusert produktivitet for oljefasen.

Dersom en starter produksjon ved et initielt trykk, P_{init}, kan en få asfaltenutfelling hvis en reduserer trykket mot boblepunkt, P_b. Går en videre ned i trykk øker løsligheten til asfaltener for den gjenværende oljen, men allerede utfelte asfaltener kan være bundet mot mineraloverflaten, og går derfor ikke nødvendigvis tilbake i løsning. Trykk lavere en kokepunktet for benzener, P_{bb}, kan en knapt tenke seg under forhold typisk for Nordsjøfelt.



Figur 2.3. Skjematisk framstilling av asfaltenløslighet i olje (2).

2.1.3 Sandproduksjon.

En rekke av feltene på norsk sokkel består av løst konsolidert sand. Produksjon fra slike felt kan medføre at sand blir dratt med i olje/vann strømmen. Sandproduksjon kan medføre betydelig erosjon på brønn- og prosessutstyr. For å unngå sandproduksjon defineres ofte en "Maks Sandfri Rate". Denne kan være betydelig lavere en produksjonskapasiteten til brønn/reservoar.

Sandproduksjon kan også unngås ved bruk av gruspakker eller sandskjermer (screens).

Dersom en senker bunnhullstrykket i en brønn under kokepunktet, vil trykkgradienten mot brønnen øke. Dette vil øke faren for sandproduksjon. En bør derfor være tilbakeholden med å redusere bunnhullstrykket mye i brønner der det er fare for sandproduksjon.

Det er ikke kjent om tilstedeværelsen av en gas fase vil påvirke sandproduksjonen. I løst konsolidert sand er det sammenheng mellom kapillartrykket, P_c , og sandproduksjon. Tilstedeværelsen av en gassfase vil påvirke olje-vann kapillartrykket.

2.1.4 Relativ permeabilitet.

En-fase strømning beskrives av Darcys lov. Forholdet mellom volumstrøm og trykkgradient er proporsjonalt med permeabilitet.

$$k = (\mu/A)q/(dP/dx) \quad (2.2)$$

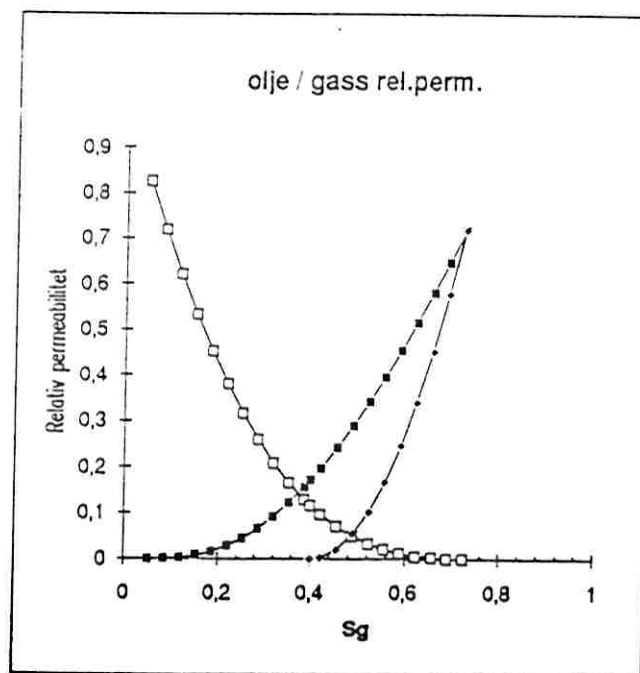
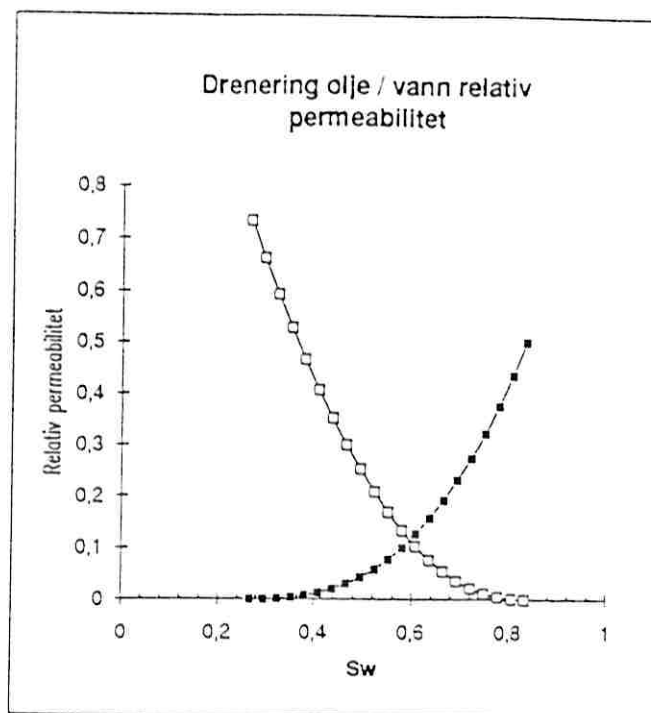
Når flere faser er tilstede i et porøst medium vil tilgjengelig tverrsnittsareal for strømning bli redusert for hver enkelt fase. Dersom vi for øvrig antar at fasene strømmer uavhengig av hverandre, kan vi uttrykke effektiv permeabilitet analogt med absolutt permeabilitet.

$$k_{ei} = (\mu/A)q/(dP_i/dx) \quad i = w, g, o \quad (2.3)$$

Relativ permeabilitet uttrykkes som forholdet mellom effektiv og absolutt permeabilitet:

$$k_{ri} = k_{ei}/k \quad (2.4)$$

Eksempel på to-fase gass-olje relativ permeabilitet er gitt på Figur 2.4. Legg merke til at gass rel. perm. er høyere for økende gassmetning enn for avtagende gassmetning. Dette kalles hysteres. Gass trenger en minimumsmetning for å kunne strømme, kritisk gass metning. På Figur 2.4 er kritisk gassmetning ca 5 %. I det følgende vil jeg argumentere for at gass kan strømme selv ved svært lave metninger.



Figur 2.4. Relativ permeabilitet for a) olje-vann og b) olje-gass (3)

Rel perm. kurvene på Figur 2.4 blir målt ved likevekt mellom olje og gassfasen, altså ved et konstant linjetrykk. Gassfasen injiseres i ene enden av kjernen og olje og gass produseres (unsteady-state) eller gass og olje injiseres samtidig med varierende fraksjon (steady-state). I begge eksperimenttyper vil bobler av størrelsesorden flere porer bli injisert. Gassboblene som dannes når en går like under boblepunkt vil være betydelig mindre enn en pore, og også mindre enn de fleste porehalser. Det er derfor diskutabelt i hvilken grad denne typen eksperimenter gir relevante data i lave metningsområder.

Dersom gass går ut av løsning og fanges som en immobil fase, vil rel. perm. til oljefasen reduseres betydelig.

I ligning 2.3 antar en at den ene fasen ikke er avhengig av om den andre fasen strømmer. Dette er en forenkling. Rel. perm. kan uttrykkes som en matrise (4):

$$K_r = \begin{pmatrix} k_{11} & k_{21} \\ k_{12} & k_{22} \end{pmatrix}$$

Leddene langs hoveddiagonalen beskriver "vanlig" rel. perm. , og leddene utenfor diagonalen beskriver effekten av at den ene fasen "trekker" den andre med seg under strømming. Dette kalles viskøs kobling. Strømningsbeskrivelsen i ligning 2.3 er at fasen må være kontinuerlig for å kunne strømme. En kan imidlertid tenke seg at små gassbobler følger med oljen. Gass boblene vil typisk ha en størrelse på 0.1 –1.0 μm . Typisk porestørrelse for en sandstein er noen ti-talls μm . Gass boblene vil da kunne følge oljestrømmen, selv om de er diskontinuerlig. Dette er observert av Gray (5).

2.1.5 CDC

Erfaringer fra surfaktantflømming viser at residuell oljemetning kan reduseres dersom en øker kapillartallet $N_c = v\mu/\sigma$. Eksempel på dette er vist i figur 2.5. Olje er her den ikke-fuktende fasen som blir fortrent av en vannfase. Når kapillartallet, N_c , øker over kritisk kapillartall, N_{cc} vil residuell oljemetning reduseres. Dette er analogt til situasjonen i nærbrønnsone der gass er den ikke fuktende fasen, og olje vil fortrenge en residuell gassfase mot brønnen.

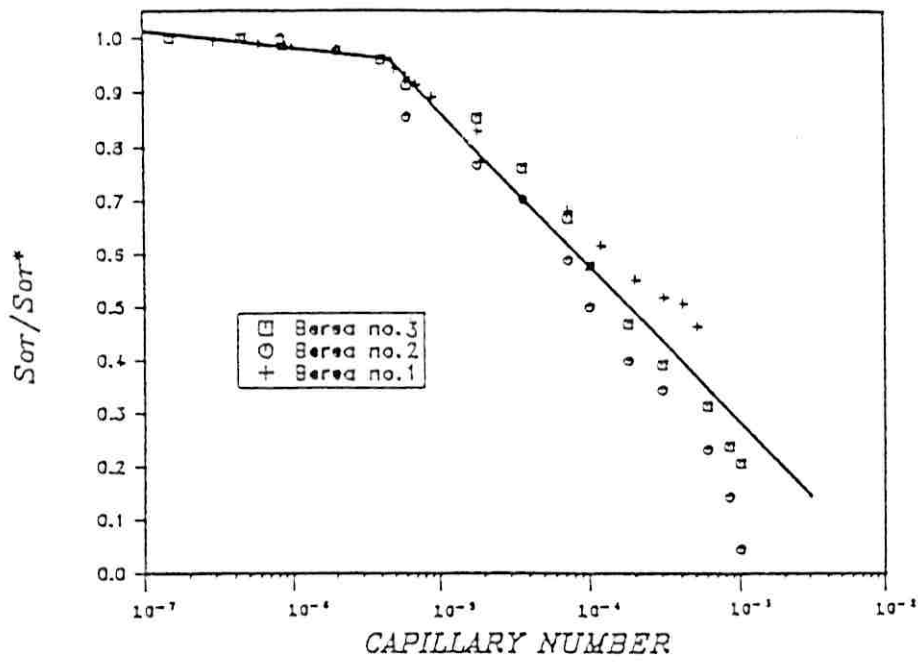
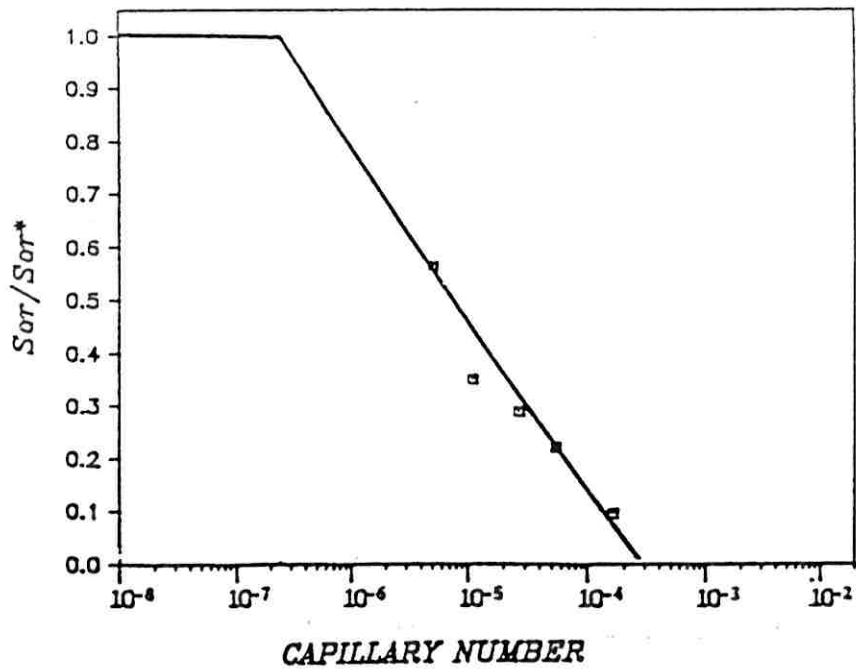


Fig. 4—Capillary desaturation, Berea.



Figur 2.5. CDC for forskjellige formasjoner. (Ref Garnes et. al.)

Nært brønnene vil en ha høye strømningsrater, og ofte lav grenseflatespenning. En kan derfor forvente å ha lavere residuell gassmetning nær brønnen.

Dersom vi ser på typiske tall for høyproduktiv vertikal brønn blir forventet N_c 5 meter fra brønnen, $q = 100 \text{ m}^3/\text{D}/\text{m}$, $\sigma = 1.0 \text{ mN}/\text{m}$ og $\mu_o = 1 \text{ cP}$.

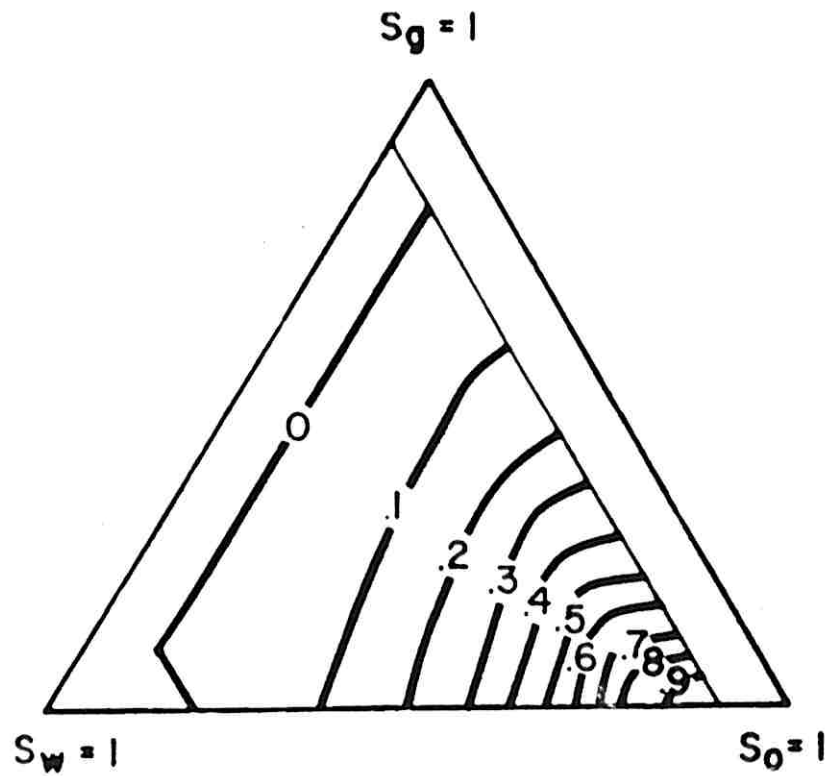
$$N_c = 10^{-4}$$

Fra figur 2.5 ser vi at dette er høyere enn kritisk kapillartall, N_{cc} , og en kan forvente å mobilisere en eventuell residuell fase.

2.1.6 Effekt av gass på oljeutvinning.

I en situasjon med tre-fase strøm kan relative permeabilitet beskrives som flater i et ternæradiagram. Av grafiske hensyn er det praktisk å fremstille dette som isopermer (analogt med høydekoter på et kart). En isoperm gjennom ternæradiagrammet representerer ulike metningspunkter med lik relativ permeabilitet.

Nedenfor er det gitt isopermer for olje. Som det fremgår av diagrammet krummer oljeisopermene vekk fra hjørnet med 100% olje. Det betyr at oljen strømmer lettere når to andre faser er tilstede enn når bare vann eller bare gass er tilstede. Mye av diskusjonen i litteratur innen tre-fase rel. perm. går på krumningen til olje-isopermene. Mye av litteraturen publisert i den senere tid tyder imidlertid på at krumningen er som på figur 2.6.



Figur 2.6. Relativ permeabilitet for olje i en tre-fase situasjon.

Null-isopermen for olje forteller hvordan residuell oljemetning varierer med gass- og vannmetning. Vi ser på figur 2.6 at S_{or} er lavere med gass tilstede. Dette er en av effektene som søkes utnyttet ved VAG-flømming. Dersom en i et vannflømmet reservoar går under kokepunkt vil en tilsvarende effekt kunne utnyttes. Residuell olje metning blir lavere med en fanget gassmetning tilstede.

Residuell olje metning med gass tilstede kan uttrykkes som

$$S_{or} = S_{orw} - a S_{gr} \quad (2.5)$$

For Brage-feltet er a estimert til 0.5

2.1.7 Innstrømning til brønner

Innstrømningen til en brønn er tilnærmet radiell. Området med radiell strømning er større for vertikale brønner enn for horisontale brønner.

$$p_e - p_w = (q\mu/2\pi kh)\ln(r_e/r_w) \quad (2.6)$$

Legg merke til at i området med radiell strøm er trykkforskjellen over et gitt område proporsjonal med naturlig logaritme til forholdet mellom radius fra aktuelt målepunkt og brønnradius. Dersom en har en brønn med brønnradius 0.1 m, og det er radiell strøm 1000 meter fra brønnen, da vil trykkfallet fra brønnen og ut til 1 meter fra brønnen være det samme som trykkfallet mellom 1 og 10 meter fra brønnen, mellom 10 og 100 meter og mellom 100 og 1000 meter. Et permeabilitetstap nær brønnen kan derfor være av stor betydning.

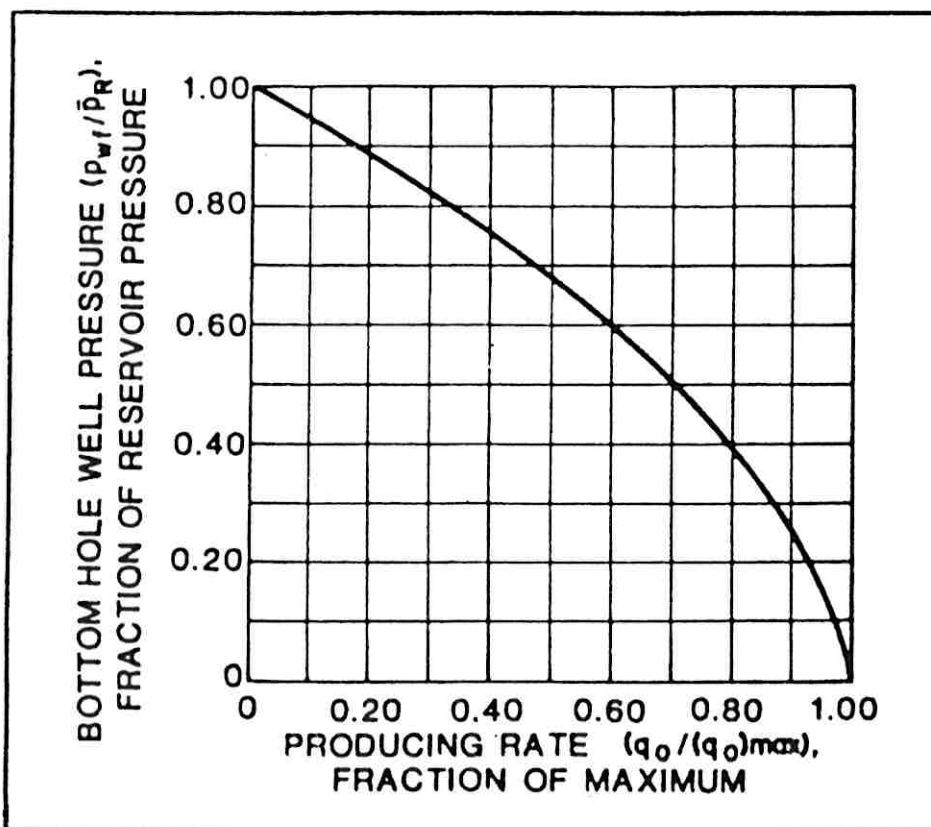
Ligningen over gjelder for en-fasestrøm. Ved produksjon under metningstrykk vil det oppstå en to-fase situasjon. Oljeraten q_o , kan da uttrykkes ved:

$$q_o = \frac{2\pi kh}{\ln(r_e/r_w)} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{P}{BHP} \quad (2.7)$$

En kan normalt ikke løse integralet over. Basert på empiriske data satte Vogel opp følgende formel for normalisert oljerate i en brønn:

$$q_o/q_{o\max} = 1 - 0.2(BHP/P_{av}) - 0.8(BHP/P_{av})^2 \quad (2.8)$$

Figur 2.7 viser sammenhengen mellom normalisert rate og normalisert trykk i brønn. Forløpet er tilnærmet lineært i høye trykk, men krummer kraftig ved lave trykk der effekten av skin blir større. Imdertid øker alltid raten ved redusert trykk.



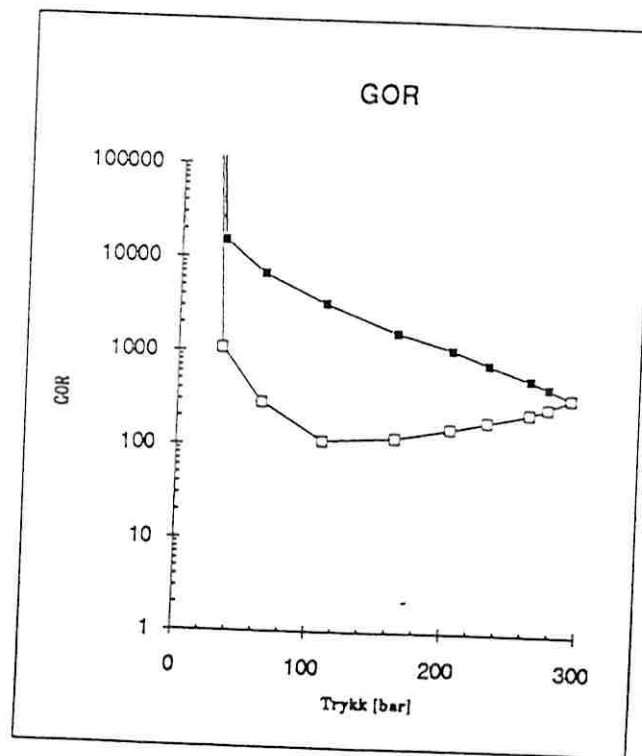
Figur 2.7. Vogels relasjon for normalisert produksjonsrate mot normalisert trykk.

2.1.8 Produksjon av frigjort gass

Frigjort gass kan være fanget eller mobil. Dersom frigjort gass er mobil kan den bli produsert eller den kan migrere mot toppen av reservoaret, og danne en sekundær gasskappe. Dannelse av en sekundær gasskappe sees ofte på som en fordel, da en bevarer naturlig reservoarenergi. (jfr. Petroleumslovens pålegg om å unngå "øding av reservoarenergi"). I tilfeller med dårlig løftekapasitet kan det imidlertid være en fordel om fri gass blir produsert. Frigjort gass vil bidra til forbedret løft.

Normalt vil mobil gass i nærbrønnsone bli produsert. Dersom trykket i nærbrønnsone (5 meter) blir redusert til under boblepunkt vil mobil gass bli produsert.

Dersom trykket i hele reservoaret reduseres vil GOR for eller siden øke. Med en høy kritisk gass metning eller hvis gassen migrere til toppen av reservoaret, vil GOR først avta, og ved ytterligere trykk reduksjon vil GOR øke. Dette er illustrert i figur 2.8.



Figur 2.8. GOR som funksjon av trykk ved høy og lav S_{gc} .

2.1.9 Annet

Det brukes pr. i dag betydelig mengder energi på å pumpe gass fra overflaten og ned i reservoarer for å fortrenge olje. P.g.a. gassens høye kompressibilitet kreves det betydelig mer energi å pumpe gass ned i reservoaret enn vann. Det kan tenkes at det kan være en miljømessig gevinst forbundet med optimal utnyttelse av reservoarets naturlig tilstedeværende energi, framfor å tilføre reservoaret energi via komprimert gass.

Valhall og Ekofisk har vært produsert i mange år uten tilstrekkelig trykkstøtte. På disse feltene har en observert en betydelig innsynkning. På Ekofisk har dette medført betydelig ekstra investeringer med oppjekking av plattformer. Samtidig har innsynkningen ført til trykkvedlikehold. En anser det ikke sannsynlig at det vil være betydelig grad av innsynkning i sandsteinsreservoarer, selv uten trykkvedlikehold.

Noen reservoar er forbundet med felles aquifer. Dersom en reduserer trykket i et slikt reservoar, vil dette også kunne ha store konsekvenser for andre reservoarer som er tilknyttet det samme aquiferet.

3 Feltefaringer

3.1 Feltefaringer med $P < P_b$ i nærbrønnsområdet

3.1.1 Veslefrikk

To brønner trukket under kokepunkt i nærbrønnsområdet, èn for en kort periode og èn brønn i et par år. (ref Veslefrikk Field Well Management)

Tabell 3.1. Brønndata for A12 og A6, Veslefrikk og A01 Gyda.

Brønn	A12	A6	A01
Innstengningstrykk [bar]	230		595
Trykk v/ normal operasjon [bar]	202	190	Fallende
Trykk ved prod. under metningstrykk [bar]	147	160	122
Metningstrykk [bar]	198.9	187.5	296
PI Før/under/etter [$\text{Sm}^3/\text{D}/\text{bar}$]	10.6/7.0/10		12.2/2.3/ca.11.5
Testperiode	8 dager	2 år	ca. ½ år
GOR	konstant	konstant	~^konstant

Som en ser fra brønn A12 fikk en en midlertidig nedgang i PI. PI før trykket ble redusert var 10.6 $\text{Sm}^3/\text{D}/\text{bar}$. Da trykket var under metningstrykk var PI 7.0 $\text{Sm}^3/\text{D}/\text{bar}$. Da trykket ble øket igjen, øket PI til 10.0 $\text{Sm}^3/\text{D}/\text{bar}$. Det ble altså ikke registrert noe permanent skade etter 8 dagers produksjon under metningstrykk.

Som følge av den økte trykkgradienten økte produksjonsraten i brønn A12 fra 290 Sm^3/D ved 200 bar til 580 Sm^3/D ved 147 bar. Hvis vi regner innstengningstrykket som pe, ser vi at økning i rate ikke er proporsjonal med trykkgradient. Dette skyldes at økt skin trolig som følge av redusert relativ permeabilitet for olje.

Er steady-state betingelser oppnådd for brønn A12? Testperioden er relativt kort (8 dager), og en kan spørre seg om steady-state betingelser ble oppnådd. Dersom steady-state ikke var oppnådd, vil den oppgitte PI på 7.0 Sm³/D/bar være et overestimat.

Det ble ikke observert endring i GOR under testen. En vil forvente en midlertidig nedgang i GOR så lenge gass akkumuleres i reservoaret, og en økning når gassen blir mobil. Dersom trykket bare taes ned under boblepunkt i en avstand 5 meter fra brønnen, vil volumet av denne sonen være svært begrenset (i størrelsesorden 1 dags produksjon). En liten endring i GOR blir derfor ikke nødvendigvis registrert.

Ingen sandproduksjon ble observert.

Ingen asfaltenproblemer ble observert.

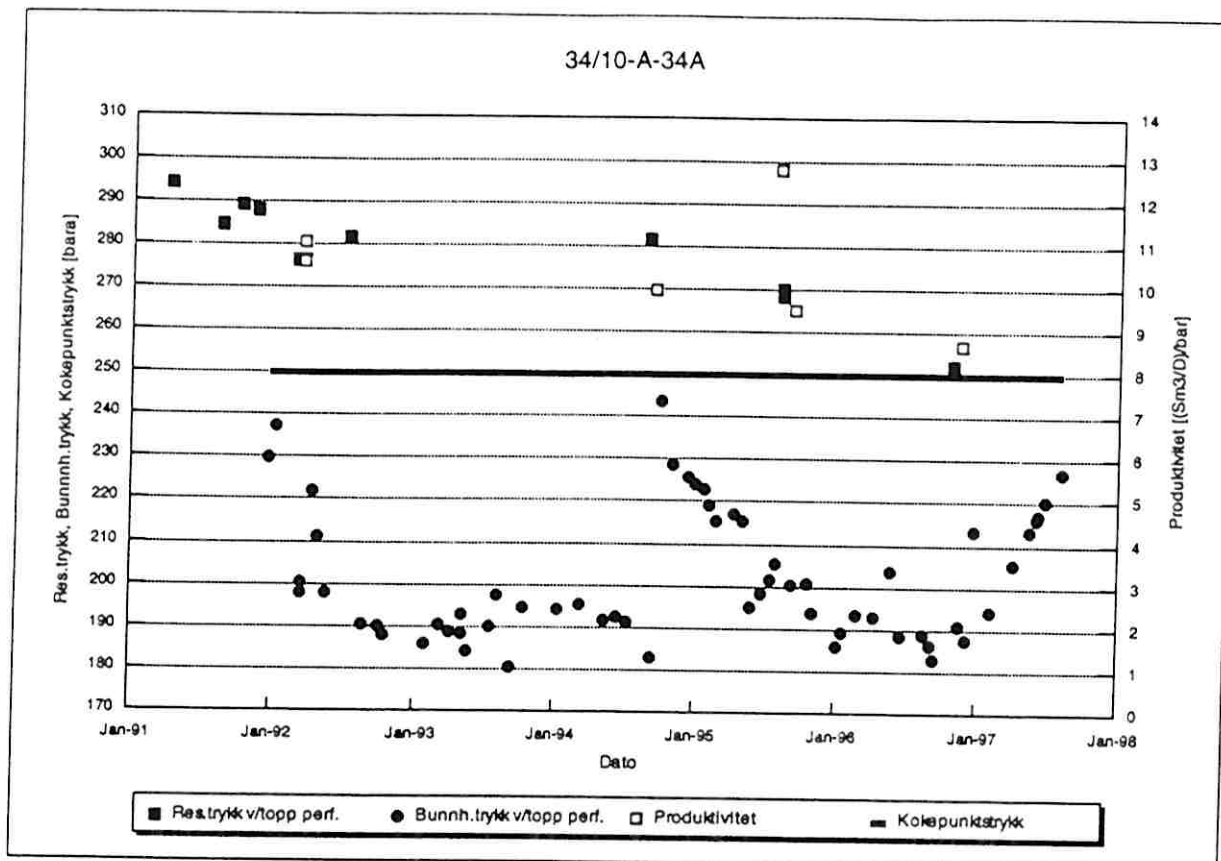
En sekning av trykket fra 200 bar til 147 bar vil øke viskositeten for olje fra 0.30 cP til 0.38 cP. Dersom en gjør en (grov ?) tilnærming og antar at oljeviskositeten øker til 0.38 cp i hele reservoaret vil PI reduseres fra 10.6 Sm³/D/bar til 8.4 Sm³/D/bar

En simuleringsstudie på Veslefrikk predikerer en økning i oljeraten på 1840 Sm³, dersom 7 brønner produseres med trykk under metningstrykk. Økningen, i forhold til produksjon over metningstrykk, vil imidlertid avta etter 3 år. Etter denne perioden vil produksjon over metningstrykk gi høyest rate. Produksjon under metningstrykk vil altså gi et produksjonstap mot slutten av produksjonsperioden. Simuleringen viser at den økte produksjonen i begynnelsen omtrent tilsvarer tapet i slutten av produksjonsperioden. En får altså en akselerert, men ikke økt utvinning.

3.1.2 Gullfaks

Flere brønner på Gullfaks er produsert under kokepunkt.

Brønn A-34A er en horisontal brønn. Kokepunktstrykket er ca 250 bar. Figur 3.1 viser trykk og produktivitet for brønn A34A. Produktiviteten er ujevn eller svakt fallende. Brønnen produseres betydelig under metningstrykk (ca. 60 bar).



Figur 3.1 Reservoar-, bunnhulls- og kokepunktstrykk og produktivitet.

I fase 2 av utvinning av Cook-formasjonen vurderes det å ta trykket under kokepunkt i hele eller store deler av forkastningsblokken. I Cook-formasjonen er det store permeabilitetskontraster. Øvre lag har en permeabilitet i Darcy-området, mens lagene under har permeabiliteter i området 20 mD. Det argumenteres med at endringen i viskositet er liten (20%) og at gassen vil migrere til toppen av reservoaret slik at oljemobilitet ikke reduseres.

I reservoar med store permeabilitetskontraster kan det være gunstig å produsere med lavt trykk. Oljen i de lavpermeable sonene vil ekspandere ut i høypermeable soner hvor oljen kan bli transportert til en brønn.

Simuleringsstudier viser både økt og akselerert utvinning fra Cook-formasjonen ved produksjon under metningstrykk.

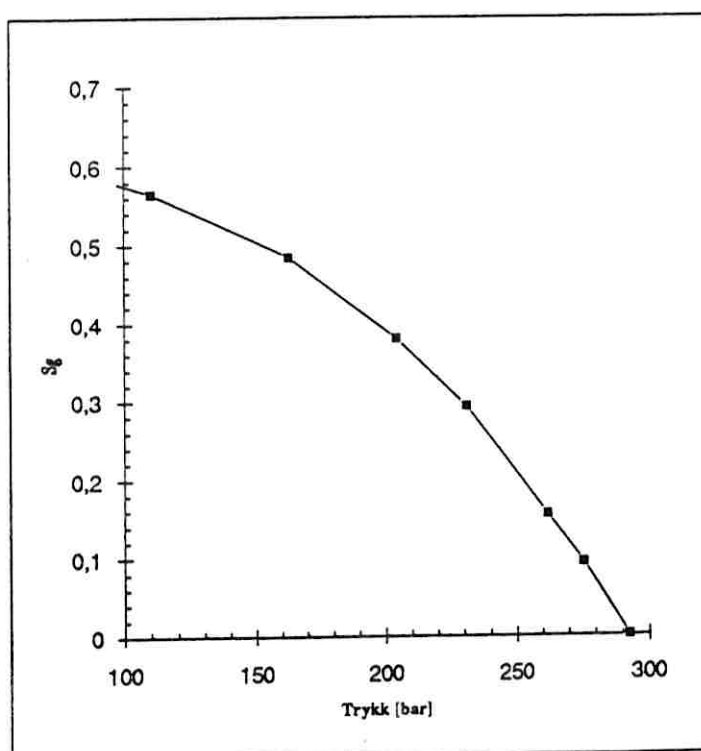
Generelt ser det ut som det kun er moderate reduksjoner i PI, ved produksjon under metningstrykk. PI-endringer i noen av brønnen er vanskelig å tolke da de er reperforeert eller stimulert.

GOR ser ikke ut til å øke som følge av at trykket reduseres under metningstrykk i nærbrønnsområdet.

Det er ikke rapportert problemer med scale eller asfaltenutfelling.

3.1.3 Gyda

Gyda feltet er dypt, varmt og lavpermeabelt. En har observert problemer med scale utfelling. Oljen er asfaltenrik. Reservoaret hadde et initielt trykk på 595 bar, og en temperatur på 154 °C. Kokepunkt for oljen er 296 bar. Det går relativt mye gass ut av løsning når trykket går litt under kokepunkt. Se figur 3.2.



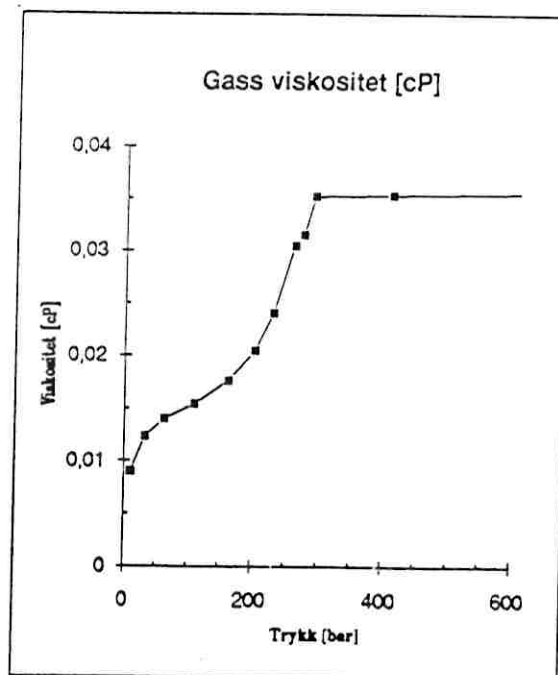
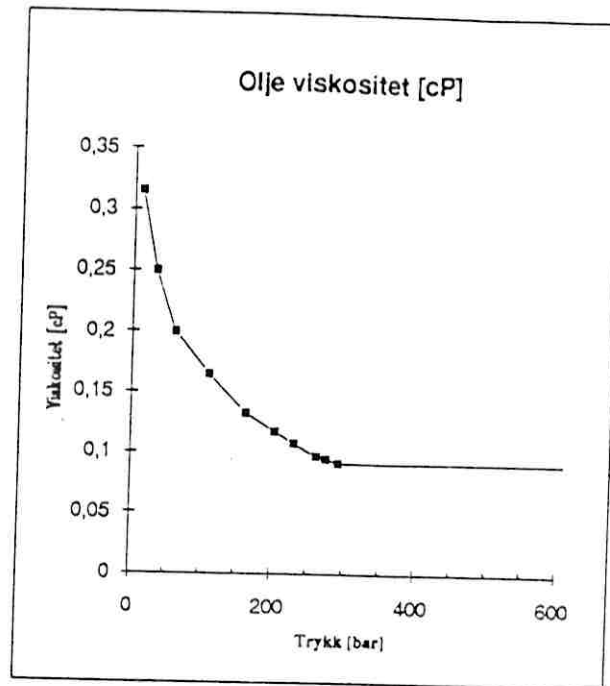
Figur 3.2. Maksimal gassmengde som funksjon av trykk

En fikk en kraftig reduksjon i PI etter produksjon under boblepunkt (til ca. 20%). Dette kan dels skyldes økning i viskositet, men trolig hovedsakelig nedgang i effekt olje rel. perm. Det er ikke trolig at scale eller asfaltenutfelling har hatt stor betydning, da PI økte til opprinnelig verdi da bunnhullstrykket ble økt til over metningstrykk.

Viskositet som funksjon av trykk er vist på figur 3.3 og olje-gass rel. perm er vist på figur 2.4. Olje viskositeten blir nesten doblet når en går fra kokepunkt (296 bar) til 150 bar. Denne viskositets økningen ville kunne utgjøre en god del av nedgangen i PI.

Tilnærmet samme PI ble målet etter trykk oppbygning. Se tabell 3.1.

Olje permeabiliteten ble antatt redusert fra 10 mD til 2 mD. Dette er en betydelig nedgang, og kan skyldes høye fangete gass metninger.



3.3. Olje- og gass-viskositet som funksjon av trykk for Gyda olje.

3.1.4 Arbroath

Arbroath ligger på britisk side av Nordsjøen. Feltet har vært i produksjon siden 1990. Plata produksjonen ble utvidet fra 1994 til 1995 v.h.a. produksjon under metningstrykk. Operatøren (Amoco) regner med at produksjon under boblepunkt akselerer produksjonen med 5 Mbbl, og øker den med 4 Mbbl. Det ble derfor besluttet å produsere med brønntrykk under metningstrykk. Gjennomsnittlig reservoartrykk skulle imidlertid holdes over boblepunkt.

Arbroth er delvis trykkstøttet med vanninjeksjon, og delvis med aquiferstøtte.

Pilottester der trykket ble trukket midlertidig under metningstrykk viste at en fikk et ekstra skin, men at det forsvant når trykket gikk over metningstrykk.

Tabell 3.2 viser brønndata og endring i PI når trykket ble trukket under metningstrykk. I brønn T10 oljeraten mer enn doblet etter at bunnhullstrykket ble redusert til 1450 psi. Det ble her bare observert en liten reduksjon i PI.

Tabell 3.2. Oppsummering av brønndata og effekt av produksjon under metningstrykk på Arbroath.

Brønn	T8	T8	T10	T13	T16
ca. Pb [psi]	2000	2000	2000	2000	2000
BHP _{init} [psi]	2097	2097	1995	2248	1890
P _{avg} [psi]	2430	2370	2270	2516	2341
BHP/P _{avg}	0.72	0.67	0.64	0.69	0.74
$\Delta q_o/q_{oi}$	0.12	0.24	1.68	0.04	0.22
PI(før) [stb/psi/D]	6.5	6.5	4.4	5.2	6.8
PI(etter)/PI(før)	0.71	0.58	0.89	0.69	0.66

Det ble ikke observert problemer med scale eller asfaltenutfelling.

3.2 Feltefaringer med reservoartrykk under boblepunkt.

3.2.1 Brage.

Bragefeltet består av tre formasjoner, Statfjord, Sognefjord og Fensfjordformasjonen. Den siste er relativt lavpermeabel.

Bragefeltet utvinnes med vann og VAG injeksjon. Injektorer er i hovedsak plassert på flankene, mens produsentene er på midten av feltet. Grunnet den lave permeabiliteten i Fensfjordformasjon, greier en ikke å oppnå tilstrekkelig trykkstøtte i produsentene. Trykket har derfor kommet under metningstrykk i store deler av reservoaret. Det antas at frigjort gass dels har migrert til toppen av reservoaret, der sekundær gasskappe er dannet. En har sett økt gassproduksjon i noen av produsentene. Dette skyldes dels produksjon av injisert gass, og dels produksjon av frigjort gass.

Som (Sor med gass tilstede) er lavere enn Sorw (uten gass tilstede.) Hydro anslår forskjellen på Brage gitt ved formelen:

$$\text{Som} = \text{Sorw} - 0.5 * \text{Sgt}$$

hvor Sgt er fanget gass metning ("trapped gass saturation").

Kritisk gass metning, Sgc, anses som en viktig parameter for å beskrive produksjon under metningstrykk på Brage. Sgc er avhengig av trykkavlastningsrate. Jo høyere trykkavlastningsrate jo høyere Sgc. Sgc er også avhengig av vannmetning. Jo høyere vannmetning, jo høyere Sgc. Dette er i overensstemmelse med målinger av Koortekaas (ref). Vannmetning og trykkavlastningsrate vil variere over feltet. Hydro har derfor innført en variable Sgc. Sgc varierer fra 0-9%.

Sandproduksjon har vært et problem på Brage. Flere av de produktive sandene har svært løs sand, og sandproduksjon har forekommet. En kan forvente økt sandproduksjon ved økt trykkfall i nærbrønnsone. Probleembrønner har blitt komplettert med sandskjermmer ("screens"), og dette har vist seg effektivt. Selv i brønner med produksjon under metningstrykk, har sandskjermene hindret sandproduksjon.

Hydro regner med økt utvinning dels p.g.a. redusert Sor og dels ved at "loftsolje" blir fortrengt. Hydro ser også for seg at utvinning fra lavpermeable soner kan økes ved å redusere trykket, for deretter å øke trykket igjen. Olje i lavpermeable soner vil ekspandere ut fra disse, og inn i høypermeable soner.

Endringer i PI er ikke oppgitt. Usikkerheten i PI-anslagene er såpass stor at Norsk Hydro ikke kan gi anslag på endringer i PI i brønner som har produsert med trykk under metningstrykk.

Injisert gass migrer til toppen av reservoaret. En har funnet igjen tracere i brønner som bare produserer fra øvre lag, der traceren er injisert i nedre del av formasjonen. Dette tyder på at også frigjort gass kan migrere til toppen av reservoaret, selv gjennom den midtre sonen med svært dårlig reservoaregenskaper.

Simuleringer viser at en oppnår samme utvinning ved produksjon over og under metningstrykk, men produksjonen blir akselerert ved produksjon under metningstrykk.

Hydro vurderer å igjen øke trykket i reservoaret ved hjelp av nye injektorer. En ser for seg muligheten for produksjon fra lavpermeable soner og økte rater fra brønner som er i ferd med "å dø ut".

Hydro har sett scaleproblemer i en brønn. Dette er imidlertid en produsent med god trykkstøtte, og produksjonstrykket her er over oljens boblepunkt. Scale problemer kan altså ikke tilskrives produksjon under metningstrykk.

Det er ikke observert problemer med asfaltenutfellinger.

Produksjon av frigjort og injisert gass har økt løftekapasiteten, og dette kan ha hatt en positiv effekt i brønner med høyt vannkutt.

Monetorering av prosessen skjer ved nedi-hulls trykkmålere, RFT-målinger, og separator målinger (GOR, trykk, vannkutt, temperatur..). Videre tilsettes tracere til den injiserte gassen. En kan derfor skille mellom injisert og frigjort gass.

Alternativ til produksjon under metningstrykk er "infil drilling", gassinjeksjon, stimulering og økning av injeksjonstrykk vurdert. .

Boring av sidegrener er vurdert på produsenten P14, denne ligger imidlertid så langt fra plattformen at kveilerørsboring ("coiled tubing") er vanskelig. En vurderer derfor en standard side gren ("side track"). På flere injektorer vurderes grenbrønner boret med kveilerørsteknikk.

Stimuleringer av produksjonsbrønner er i noen grad foretatt, men det er ikke konkrete planer for å fortsette med dette. Injektorene er i stor grad oppsprukket, dels fordi injeksjonstrykket er høyere en oppsprekkingstrykket, og dels fordi formasjonen blir nedkjølt av vannet som injiseres.

3.2.2 Valhall

Feltet er produsert uten vann- eller gass injeksjon. Trykket støttes delvis av bergartskompaksjon.

I flere brønner er trykket tatt ned under kokepunkt. En har observert økning i GOR. Initiell GOR var 1400 scf/bbl (250 SM³/SM³) denne har nå øket til 2900 scf/bbl (517 Sm³/Sm³).

PI i de fleste brønner har gått betydelig ned. Dette skyldes redusert permeabilitet som følge av at naturlige sprekker lukker seg og at matrix permeabilitet blir redusert ved kompaksjon. Et eventuelt økt skin som følge av redusert oljepermeabilitet vil lett kamoufleres i redusert effektiv permeabilitet.

Feltet har vært produsert 6-7 år under kokepunkt. I noen brønner er trykket dratt så langt ned som til 500 psi (35 bar).

Kokepunktstrykk varierer kraftig med lokasjon. Sentralt i feltet er kokepunktet 4900 psi (338 bar) og på flankene bare 2800 psi (193 bar).

Reservoarsimuleringer tyder på at sekundær gasskappe skulle ha blitt etablert. En har imidlertid ikke observert gass-olje kontakt i nye brønner boret sentralt på feltet.

3.2.3 Mime

Mime er et lite felt operert av Norsk Hydro. Feltet hadde høyt initielt trykk. Aquifer støtten var meget begrenset. Feltet ble besluttet utvunnet ved trykkavlastning. Feltet gav lavere utvinning enn opprinnelig estimert.

3.2.4 Eldfisk and Tor

Disse feltene har vært produsert under boblepunkt. GOR har øket i flere brønner opptil 6000-7000 scf/bbl. (9). Det er vanskelig å detektere eventuelt økt skin som følge av fanget gass, da brønnproduktivitetn avtar kraftig med redusert trykk. Brønnene er stimulert (skin = -3 til -4).

Flere av brønnen produserer med høyt vannkutt. Økende GOR gir derfor et betydelig bidrag til økt løft.

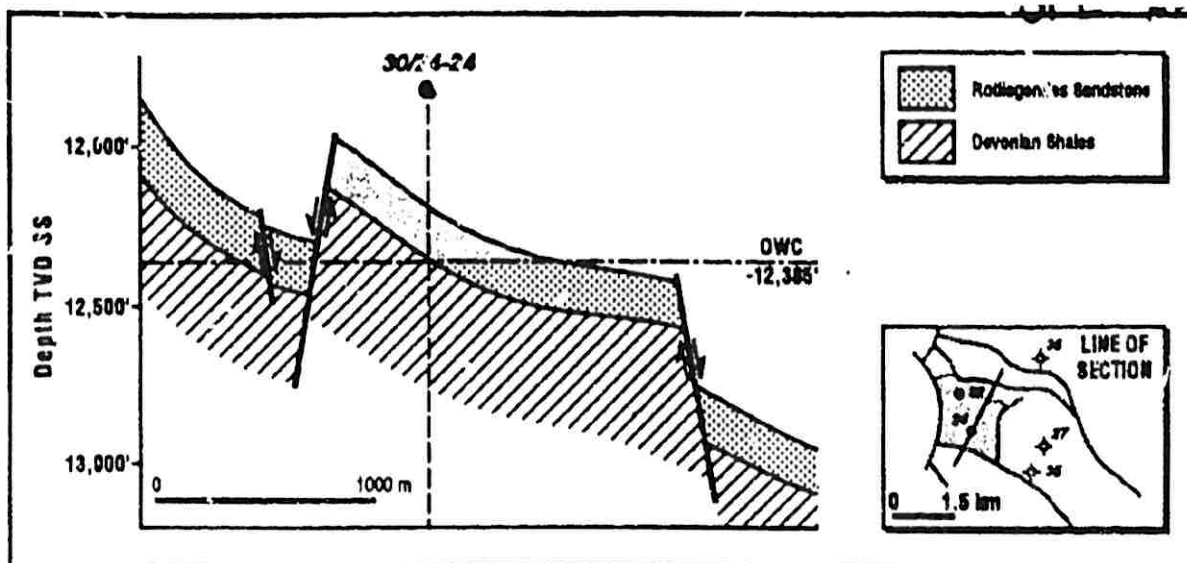
Det er ikke registrert økte problemer med scale, eller økt problemer med asfaltener.

Økt brønnskollaps som følge av økt trykkfall mot brønnen, er muligens et problem

Kjernefløminger viser at ved høy fanget gassmetning reduseres Sor fra 30- 35% til 6-7 %. I gunstige tilfeller kan dette ha en betydelig effekt på utvinningen !!

3.2.5 Innes

Innes er et marginal felt på britisk side av Nordsjøen. Feltet ble satt i produksjon i 1984, og ble nedstengt i 1990. Total utvinning var 5.8 Mbbl som tilsvarere 30% av STOOIP (19 Mbbl). Gjennomsnittlig porøsitet og permeabilitet var henholdsvis 17% og 10 mD. Initielt trykk var 6589 psi ved OWC (12385 ft TVDSS). Reservoaret består av en rotert forkastningsblokk, med helning 8°. Brønnene er plassert et stykke fra toppen slik som vist på Figur 3.5 (Brønn 30/24-24 er illustrert med en prikket linje).



Figur 3.5. Tversnitt av Innes feltet gjennom brønn 30/24-24.

Det er vanskelig å forklare den relativt høye utvinningen utfra simuleringer. Mulige forklaringer kan være: Større aquiferstøtte enn antatt, lavere krympefaktor for olje enn antatt eller kraftige gradienter i metningstrykk.

Dersom det er en kraftig gradient i metningstrykk (tilsvarende Valhall), og denne gradienten er større en gjennomsnittlig trykkgradient fra topp reservoar til brønn, vil oljen først komme under metningstrykk ved toppen av reservoaret. Det vil dermed bli etablert en sekundær gasskappe uten at en får ekstra skin rundt brønnen.

Det ble observert en økning i GOR på rundt 50%. Dette er betydelig mindre en predikert, og kan skyldes høyere S_{gc} enn antatt eller migrasjon av gass til sekundær gasskappe.

3.3 Oppsummering av feltefaringer.

Det er ikke rapportert økt scale problemer, eller økte problemer med asfaltenutfellinger i noen av felttestene som er utført.

Det rapporteres liten eller ingen nedgang i PI i de fleste tilfeller (med unntak av Gyda der nedgangen var kraftig, men ikke permanent). I noen tilfeller rapporteres det uendret PI.

I alle tilfeller der en har forsøkt å øke trykket igjen, har en fått tilbake samme eller tilnærmet samme PI (jfr Gyda, Veslefrikk....). Selv på Gyda der nedgangen var relativt dramatisk (fra 5.2 stb/psi/D til 1.0 stb/psi/D), ble produktiviteten tilnærmet gjenopprettet etter at trykket ble økt over boblepunkt.

4 Kritiske faktorer

På bakgrunn av de data som er samlet inn, har følgende regnes følgende faktorer som kritiske for om senkning av trykket i nærbrønnsone under kokepunkt

4.1 Nærbrønnsone med $P < P_b$

Det anses som viktig og skille mellom midlertidig, og permanent skade. Permanent skade anses som mer kritisk enn midlertidig, en bør likevel vurdere situasjonene i hvert enkelt tilfelle. Permanent skade kan komme fra scale, asfaltener eller fanget gass som ikke oppløses i oljen ved økt trykk..

Midlertidig nedgang i PI kan skyldes økt olje viskositet eller gass som lar seg fjerne ved økt trykk..

Beregninger og felt forsøk viser at raten øker når trykket reduseres, også hvis trykket reduseres under metningstrykk. Dersom betydelig permanent skade oppstår (scale eller asfaltener) vil en kunne få reduserte rater.

Skin som oppstår grunnet produksjon under metningstrykk, kan føre til redusert produksjonsrate på lang sikt. Raten øker når trykket reduseres, men på lengere sikt kan raten bli lavere enn ved produksjon over metningstrykk. Avhengig av innstengningskriterium, kan utvinningen bli redusert. Effekt på utvinning må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Muligheter for brønnskollaps anses som kritisk. Det vil være størst fare for brønnskollaps i løse formasjoner (særlig kalkformasjoner).

4.2 Ved reservoartrykk lavere enn metningstrykk

Normalt vil en unngå at fri gass produseres. Dette fordi en ønsker å beholde drivenergien som gassen representerer i reservoaret. I tilfeller med høyt vannkutt eller lavt reservoartrykk kan det imidlertid være av betydning å redusere vekten av

væskesøylen i brønnen. Dette kan oppnåes ved produksjon av fri gass ("Naturlig gass løft").

Vertikal fortrenningseffektivitet kan øke som følge av drenering av loftsolje. Frigjort gass stiger mot toppen av reservoaret, og her kan oljelommer som er utilgjengelig for vann bli drenert.

Mobiliteten til olje kan reduseres ved at rel. perm. for olje reduseres og ved at oljeviskositet øker. Dette vil føre til redusert rate, men kan mer enn oppveies av økt trykkfall fra reservoar rand til brønn (analogt med nærbrønnstilfellet).

For at mobil gass ikke skal produseres trengs effektive "loft", slik som på figur 3.1. Dersom brønnen er plassert høyt i strukturen vil fri gass bli produsert. En sekundær gasskappe kan også produseres ved gasskoning. Gasskoning vil være avhengig av permeabilitet og homogenitet.

Ved produksjon under metningstrykk kan GOR øke, dette vil bety at mer gass må behandles. På noen felt er gassprosesseringskapasiteten en begrense faktor for oljeproduksjon. På slike felt kan produksjon under metningstrykk redusere produksjonsraten.

Restoljemetning med gass tilstede er vanligvis lavere enn med bare vann og olje tilstede. Tilstedeværelse av fri gass kan derfor ha en positiv effekt på utvinning.

På Ekofisk og Valhall er det observert innsynkning av av reservoaret. Dette kan ha til dels dramatiske effekter. Trykkstøtte kan redusere effekten av innsynkning. Innsynkning er først og fremst regnet som et problem på kalkfelt.

5 Appendix

5.1 Nomenklatur

BHP	Bunnhullstrykk
C	konstant
G	Gibbs fri energi
GOR	Gass olje forhold
k	Permeabilitet
Kr	Relativ permeabilitets matrise
M	Mega
Nc	kapillartall
p	Trykk
PI	Produksjonsindeks
r	radius, avstand
S	Metning

Greske:

Δ	Differanse
ϕ	Porøsitet
μ	Viskositet
σ	Grenseflatespenning

Subskrift:

avg	gjennomsnittlig
b	boblepunkt
g	gass
gc	kritisk gass
gt	fanget gass
init	initial
o	olje
r	relativ (relativ permeabilitet), residuell (residuell olje)
w	vann, brønn

5.2 Referanser

1. Statoil "Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk" GF/PETEK970215r, Gullfaks, Petek, Bergen oktober 1997

2. I Fjelde, Samtale 6/11-97

3. Petec a/s. "Produksjon under kokepunkt", rapport for oljedirektoratet, Stavanger Mars 1992.
4. F. Kalaydjian et al. "Viscous Coupling Between Fluid Phases for Two-Phase Flow in Porous Media: Theory Versus Experiment" paper presented at the Fifth European Symposium on Improved Oil Recovery, Budapest, May 1989.
5. J. D. Gray et al. "Modelling of Low Interfacial Tension Hydrocarbon Phenomena in Porous Media", SPERE, August 1991, pp336-342
6. Garnes et al. "Capillary number Relations for Some North Sea Reservoir Sandstones." SPE/DOE 20264, presentert på EOR-symposiet i Tulsa, Ok, USA, 22-25. april 1990.
7. Statoil "Presentasjon av produksjon under boblepunkt på Veslefrikk"
- 8 S.E. Lie, A. Skauge og S. Lien "Presentasjon av produksjon under metningstrykk på Brage" Oljedirektoratet 19. november 1997
9. E. Hough, Samtale med Phillips 11. november 1997