

”Gulltopp lang brønn på GFA”

Fagrappport

**TPG4851 Eksperter i Team
Gullfakslandsbyen 2008**

Gruppe 6

**Jørgen Sirum
Magnus Helge Eriksson
Terje Hals
Bente Øygarden
Henrik Gade**



Sammendrag

Arbeidet har gått ut på å evaluere letestategien på Gulltoppfeltet, samt se på materialtekniske problemer knyttet opp mot boring av lange brønner. I tillegg er det foretatt brønnoptimalisering i Eclipse. Det ble tatt i bruk en allerede eksisterende modell for å legge inn brønnbanen slik den har blitt boret, samt tre andre case. Økonomien til hvert case er blitt evaluert.

En kort redegjørelse er blitt gjort for hvilke metoder som ligger til grunn for den geologiske modellen man har laget av Gulltopp. Dette er i hovedsak seismikk samlet inn av Western Geco i 1996-1997, samtidig som syntetiske seismogram har blitt brukt for å knytte brønndata opp mot seismikken. VSP har blitt brukt som basis i dybdekonvertering og for å gi seismikk med bedre oppløsning. For å kartlegge olje-vann kontakten har man også tatt i bruk AVO-analyser. Som en naturlig forlengelse av letestategidelen har gruppen valgt å gi en kortfattet beskrivelse av de geologiske lagenes sedimentologi og reservoaregenskaper, der Tarbert vies mest oppmerksomhet siden dette laget inneholder størsteparten av STOOIP i Gulltopp.

Det ble foretatt en litteraturstudie av utmatting av borestrenger under boring. En generell presentasjon av utmattingsteori ble fremført samt hovedårsakene til utmattingsbrudd i borestrenger. Disse årsakene ble evaluert i lys av forholdene i en lang brønn.

Fire ulike case ble simulert i eclipse for å undersøke hvordan Gulltopp burde produseres. Først ble den horisontale produksjonsbrønnen slik den er blitt boret simulert, og deretter sammenliknet med resultatene fra horisontal produksjonsbrønn med horisontal vanninjektor, to vertikale produsenter og to vertikale produsenter med vertikal injektor. I de fire ulike casene ble det også vurdert hvordan produksjonsrate (base case), injeksjonsrate (case 1 og 3), plassering av vertikale produsenter (case 2) og plassering av injeksjonsbrønner (case 1 og case 3) påvirker den kumulative produksjonen av olje.

Nåverdiberegninger ble utført på base case, case 1 og case 2, og en kvalitativ diskusjon rundt de økonomiske resultatene ble foretatt.

Forord

Denne rapporten viser resultatet av det faglige arbeidet i ”Eksperter i Team” (EiT). Gruppen hører under Gullfakslandsbyen ved Institutt for Petroleumsteknologi og anvendt Geofysikk. Denne landsbyen har et tett samarbeid med Statoil, som er operatør på Gullfaksfeltet i Nordsjøen, og landsbyens uttalte hovedmål er å øke utvinningsgraden på Gullfaks med 10 %.

Gruppen har gjennom hele perioden arbeidet med en problemstilling opp mot bruk av lange brønner på Gulltoppfeltet. Den opprinnelige problemstillingen fikk vi av StatoilHydro, men på grunnlag av gruppens samlede kompetanse gjorde vi mindre endringer.

Arbeidet har gått ut på å evaluere letestrategien på Gulltoppfeltet, samt se på materialtekniske problemer knyttet opp mot boring av lange brønner. I tillegg har vi jobbet med brønnoptimalisering i Eclipse. Her har vi tatt i bruk en allerede eksisterende modell for å legge inn brønnbanen slik den har blitt boret, samt lagt inn tre andre case. Deretter har vi foretatt noen økonomiske betraktninger knyttet opp mot disse casene.

Gjennom arbeidsperioden har vi vært så heldige å ha tilgang på god hjelp. Vi vil i den sammenheng spesielt takke Professor Jon Kleppe og Jan Ivar Jensen for hjelp til å løse problemer tilknyttet modelleringen, og Petter Eltvik fra StatoilHydro for hans entusiasme og nyttige informasjon om Gulltopp og lange brønner.

Trondheim den 04.05.2008

Innholdsfortegnelse

1. Introduksjon til Gulltopp satellittfelt.....	1
2. Letestategi	2
3. Sedimentologi og reservoaregenskaper.....	10
4. Utmatting under boring av lange brønner	12
4.1 Utmatting – teori	12
4.2 Utmattingsbrudd ved boring av lange brønner.....	16
4.3 Case: Utmattingsbrudd i 5’’ borerør	20
5. Eclipsemodell	22
5.1 Base case	22
5.2 Case 1	23
5.3 Case 2	24
5.4 Case 3	24
6. Resultater.....	25
6.1 Base Case	25
6.2 Case 1	27
6.3 Sammenlikning av basecase og case 1	28
6.4 Case 2	30
6.5 Case 3	31
6.6 Sammenlikning av CASE 2 og CASE 3	33
6.7 Oppsummering av resultater	34
7. Diskusjon.....	36
7.1 Horisontale brønner vs. vertikale brønner.....	36
7.2 Permeabilitet.....	36
7.3 Effekt av endret produksjonsrate.....	37
7.4 Effekt av en horisontal vanninjektor	40
7.5 Plassering av injektoren og raten.	41
7.6 Vertikale brønner kontra horisontal brønn	42
7.7 Plassering av vertikale produksjonsbrønner.....	43
7.8 Sammenligning case2 og case3	45
7.9 Plassering av vertikale injektorer og rate.	46
8. Økonomi.....	48
8.1 Forutsetninger.....	48
8.2 Kvalitativ risikovurdering	48
8.3 Resultater.....	49
9. Konklusjon	50
10. Referanser.....	51
Appendix A - Problemstilling	52
Appendix B - Grafer.....	53

Figurliste

Figur #		Side
2.1	<i>Gulltopps lokasjon</i>	2
2.2	Geologisk tolkning av Gulltopp med inntegnede letebrønn-baner	3
2.3	Syntetisk seismogram for letebrønn 34/10-47A	4
2.4	Seismisk linje ST9607-2396 med VSP	6
2.5	Amplitudekart for Topp Tarbert	7
2.6	Nær- og fjerntrase amplitudekart av Topp Tarbert	8
2.7	Nær- og fjerntrase-seismikk	9
4.1	Sprekkveksthastighet plottet mot spenningsintensitetsfaktorens spennvidde	13
4.2	Spenningsmål ved dynamisk belastning	14
4.3	En skjematisk Wöhler-kurve	15
4.4	Skjematisk sammenligning mellom Wöhler-kurvene til et materiale utsatt for korrosjonsutmatting og ”vanlig” utmatting	15
4.5	Bruddmekanismer i borestrenger	17
4.6	Metodikk for å beregne den kumulative utmattingsskaden ved hjelp av Miners regel	19
5.1	Reservoarmodellen med horisontal brønn	23
6.1	Produksjonsrate olje for basecase	25
6.2	Akkumulert oljeproduksjon for basecase	25
6.3	Graf for kumulativ oljeproduksjon og vannproduksjon for raten 2500 og 3000 2500 Sm ³ /dag	26
6.4	Produksjonsrate olje og vanninjeksjonsrate for case 1	27
6.5	Akkumulert oljeproduksjon for case 1	27
6.6	Sammenlikning av vannkutt og bunnhullstrykk for basecase og case 1	28
6.7	Produksjonsrate olje for basecase og case 1	29
6.8	Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for basecase og case 1	29
6.9	Produksjonsrate olje for case 2	30

Figur #		Side
6.11	Sammenlikning av produksjonsrate av olje for ulike vanninjektorer	31
6.12	Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for ulike vanninjektorer	32
6.13	Sammenlikning av bunnhullstrykk og vannkutt for case 2 og 3	33
6.14	Produksjonsrate olje for case 2 og 3	33
6.15	Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for case 2 og 3	34
6.16	Sammenlikning av produksjonsrate til olje for alle case	35
6.17	Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for alle case	35
7.1	Permeabilitet i x retningen i samme y lag som den horisontale brønnen	36
7.2	Oljemetning i reservoarmodellen dag 1 av simuleringen	37
7.3	Base case med produksjonsrate 2500 Sm ³ /dag	38
7.4	Bilde av situasjonen for base case med produksjonsrate 3000 Sm ³ /dag	38
7.5	Ved produksjonsstans for basecase med oljerate 2500 Sm ³ /dag	39
7.6	Produksjonsstans for basecase med oljerate 3000 Sm ³ /dag	40
7.7	Oljemetning i reservoaret 1. sept 2011	41
7.8	Horisontal vanninjektor plassert i vannsonen rett under produksjonsbrønnen	41
7.9	Vertikal brønn i Tarbert	42
7.10	Oljemetning ved sluttdato for oljeutvinning med to vertikale brønner	43
7.11	Alternativ plassering av vertikal brønn i Tarbertformasjonen	44
7.12	Sammenlikning av kumulativ oljeproduksjon for ulike vanninjektorer	45
7.13	Case 3 To vertikale produsenter og vanninjeksjon 1. sept 2011	46
7.14	Oljemetning for vertikal vanninjeksjon 1250 Sm ³ /dag	47
7.15	Oljemetning for vertikal vanninjeksjon 2500 Sm ³ /dag	47

1. Introduksjon til Gulltopp satellittfelt

Gulltopp ble påvist av letebrønnen 34/10-47S i oktober 2002. Eiere av Gulltoppfeltet er StatoilHydro (70 %) og Petoro (30 %).

Gulltopp (segment N7) ligger i den sentrale delen av Beta-ryggen ca. 8 km vest for Gullfaks A, og har en oljekolonne på ca. 115 m. Det er ingen gass-kappe i reservoaret. Estimerte reserver er 3,99 MSm³ olje og 0,48 GSm³ gass (2007). Ca. 75 % av STOOIP ligger i Tarbertformasjonen, og mesteparten av det resterende oljevolumet kan finnes i Ness-formasjonen. Utvinningsgraden er, noe konservativt, satt til å være 36 %¹.

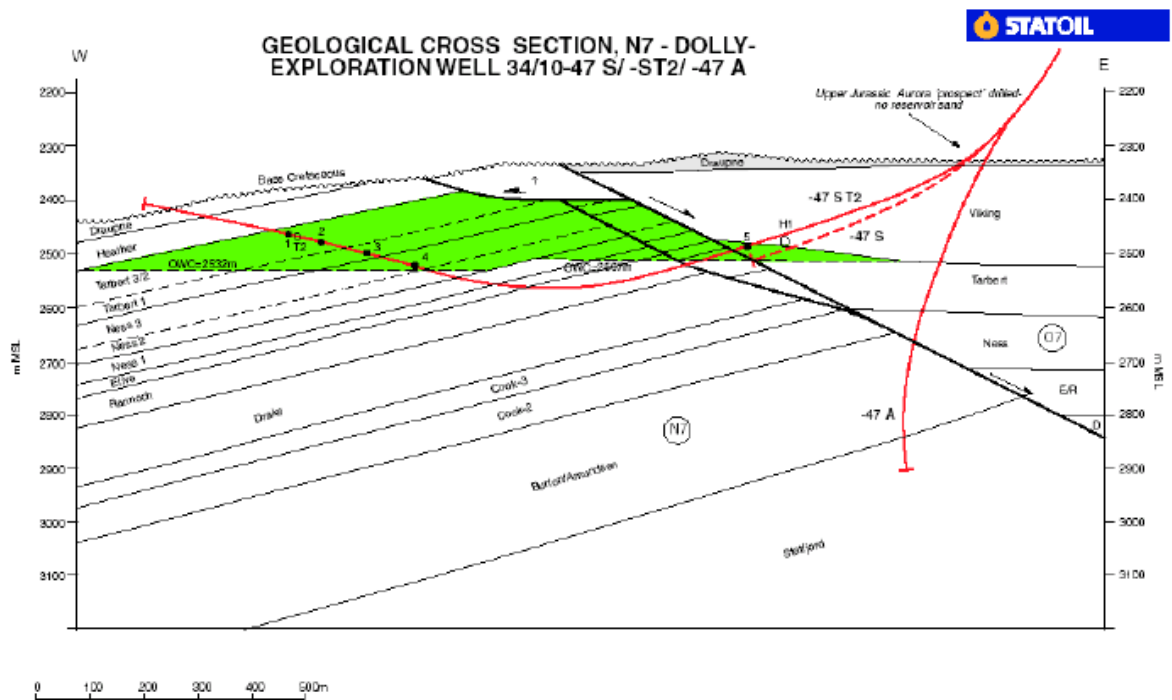
Den geologiske strukturen på Gulltoppfeltet har store likhetstrekk med det man finner på Gullveigfeltet i sør (produksjonsstart i 1998). Produksjonen fra Gullveig, samt fra det nordligliggende Tordisfeltet, har ført til trykkavlastning på Gulltopp i forhold til initialt trykk. Som på Gullveigfeltet satser man på drenering ved trykkavlastning med støtte i underliggende vannbasseng¹.

I startfasen vurderte man to ulike utvinningsstrategier; enten bruk av en lang brønn fra Gullfaks A, eller bruk av havbunnsramme med to brønner. Etter en grundig vurdering hvor man blant annet tok kostnader, risiko og produksjonsprofil med i beregningen, gikk man for alternativet med lang brønn – selv om sjansen for å mislykkes var større enn for havbunnsrammen. For eksempel var Gullfaks A-plattformen kun designet for brønner med en maksimumslengde på 6 km., og dette ville følgelig være én av de mange utfordringene tilknyttet prosjektet. Boringen av den ca. 10 km lange brønnen ut til Gulltopp bød på en rekke bore- og materialtekniske utfordringer (bl.a. sviktende bremses), noe som forsinket produksjonsstarten betraktelig. I 2003 hadde man satt produksjonsstart på Gulltopp til juli 2005, men i realiteten ble ikke dette før i april 2008. Man har satt som mål å ha en produksjonsrate på 2500 Sm³/dag, og siden produksjonsstart har dette også vært tilfelle. Feltet antas å ha en levetid på 7-8 år (2003).

Selv om boreprosessen bød på mange problemer, har StatoilHydro gjennom Gulltopp-prosjektet opparbeidet seg ny og viktig kompetanse som utvilsomt vil være svært verdifull både nå og i fremtiden.

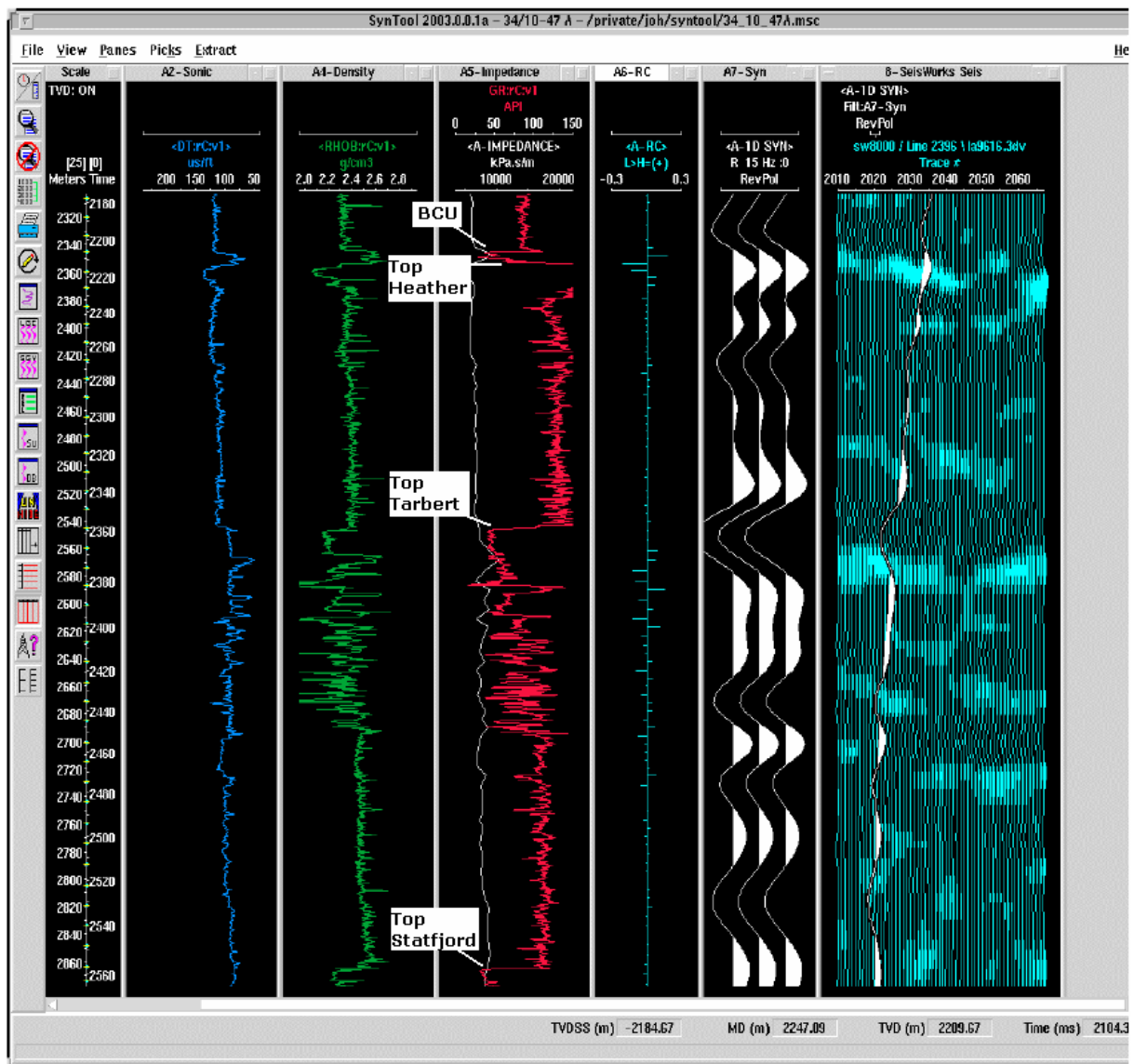
strukturen i stedet, og sammen med bedre prosesseringsteknikker gjorde dette at kvaliteten ble mye bedre på disse dataene².

Den nye seismikken ble utgangspunktet for den geologiske modellen man har av området i dag, og fra seismikken har man tolket følgende horisonter: Bunn Kritt, Topp Heather (Bunn Draupne), Topp Brent (Topp Tarbert), Topp Ness-I, Topp Statfjord og Topp Lunde.



Figur 2.2: Geologisk tolkning av Gulltipp med inntegnede letebrønn-baner. Legg merke til de to ulike olje/vann-kontaktene.

Etter hvert ble syntetiske seismogram benyttet for å knytte brønnene opp mot seismikken. I tillegg har VSP (Vertical Seismic Profiling) blitt utført i flere brønner, og resultatet fra disse har blitt brukt som basis i dybdekonvertering. I tillegg gir VSP seismiske data med bedre oppløsning, da bølgen bare går halve distansen i forhold til hva den gjør under konvensjonelle seismiske innsamlinger. Med bedre oppløsning blir selve tolkningen av seismikken lettere.



Figur 2.3: Syntetisk seismogram for letebrønn 34/10-47A

Under følger en kort beskrivelse av de ulike horisontene man har funnet fra seismikken:

Bunn Kritt (BCU)

Denne reflektoren sees som en nedgang i akustisk impedans. Den er en ganske god reflektor, spesielt hvor Draupne-skiifer er representert.

Topp Heather (Bunn Draupne)

Denne reflektoren sees som en økning i akustisk impedans. Det ble gjort en utstrakt kartlegging av Øvre Jura Draupneformasjonen da man trodde at dette kunne være en mulig felle for Øvre Jura sand – men dessverre fant man bare skiferfacies i Draupneformasjonen.

Topp Brent (Topp Tarbert)

I Tarbertformasjonen finnes ca. 75 % av oljen i Gulltoppfeltet. Over olje/vann-kontakten kan man se Topp Brent-reflektoren som en kraftig nedgang i akustisk impedans. Dette er en følge av at tettheten minker fra ganske høy i Draupne-skiferen til mye lavere i Tarbertsanden som i tillegg inneholder hydrokarboner. Fra vannsonen i Topp Brent ser man nesten ingen refleksjoner.

Topp Ness-1

Denne reflektoren kan sees som en nedgang i akustisk impedans, og er lett å finne på seismiske data. Topp Ness representerer overgangen mellom slamsteinsdominert materiale til vekslende sand- og kullag.

Topp Statfjord

Statfjordreflektoren kan sees som en nedgang i akustisk impedans, og er en god reflektor som lett kan følges på seismiske data bortsett fra i områder hvor den overskygges av "gass-skyer" fra overliggende bergarter.

Topp Lunde

Dette er også en god reflektor som kjennetegnes ved en nedgang i akustisk impedans.

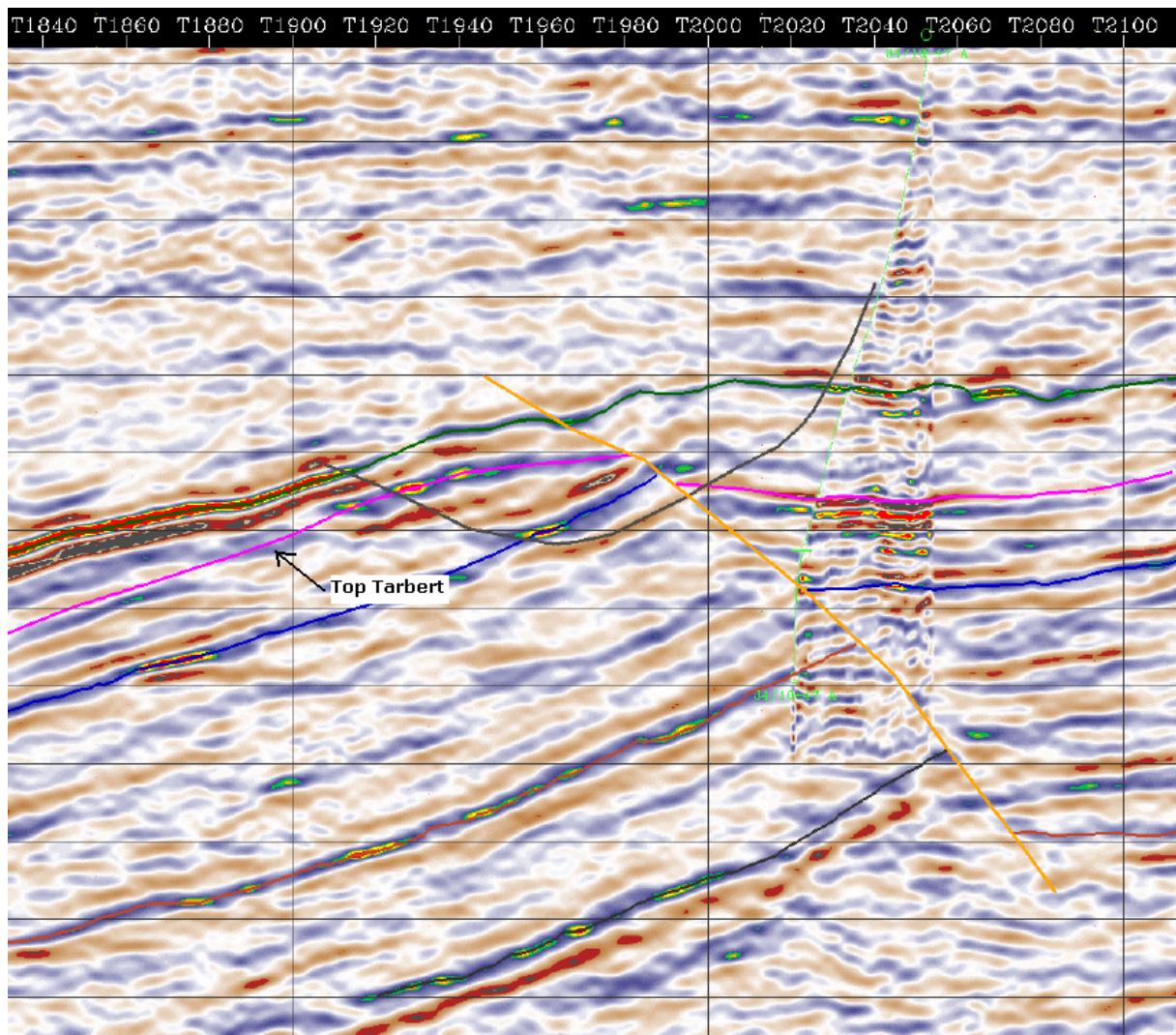
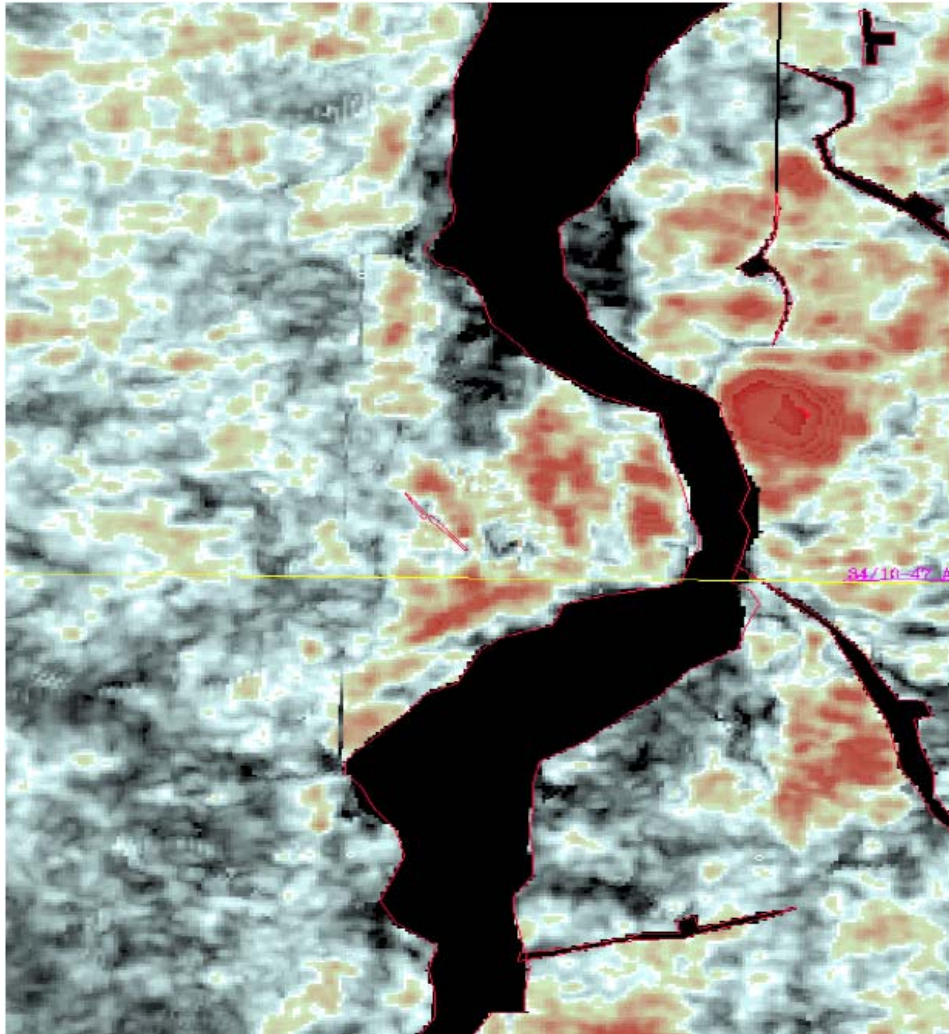


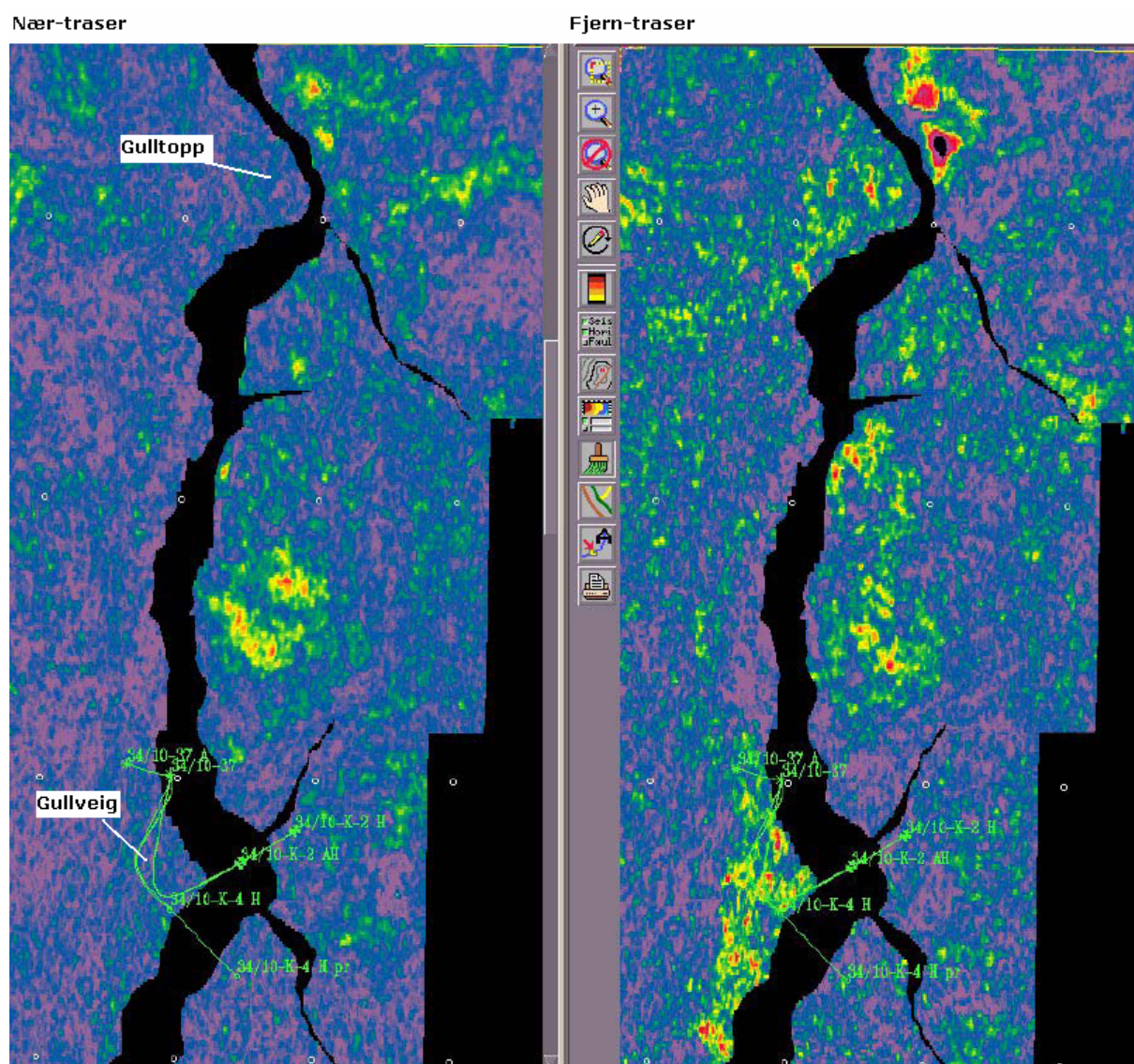
Fig. 2.4.: Seismisk linje ST9607-2396 med VSP. Merk høyere oppløsning i området med VSP, som her er filtrert til 50 Hz.

Amplitudekart har også blitt produsert for Topp Tarbert-, Topp Ness-I-, Topp Statfjord- og Lundeforrasjonene. Som nevnt befinner mesteparten av hydrokarbonene seg i Tarbertforrasjonen, og figur 2.5 viser amplitudekartet for Topp Tarbert for Dollystrukturen. Høye amplituder indikerer hydrokarboner.

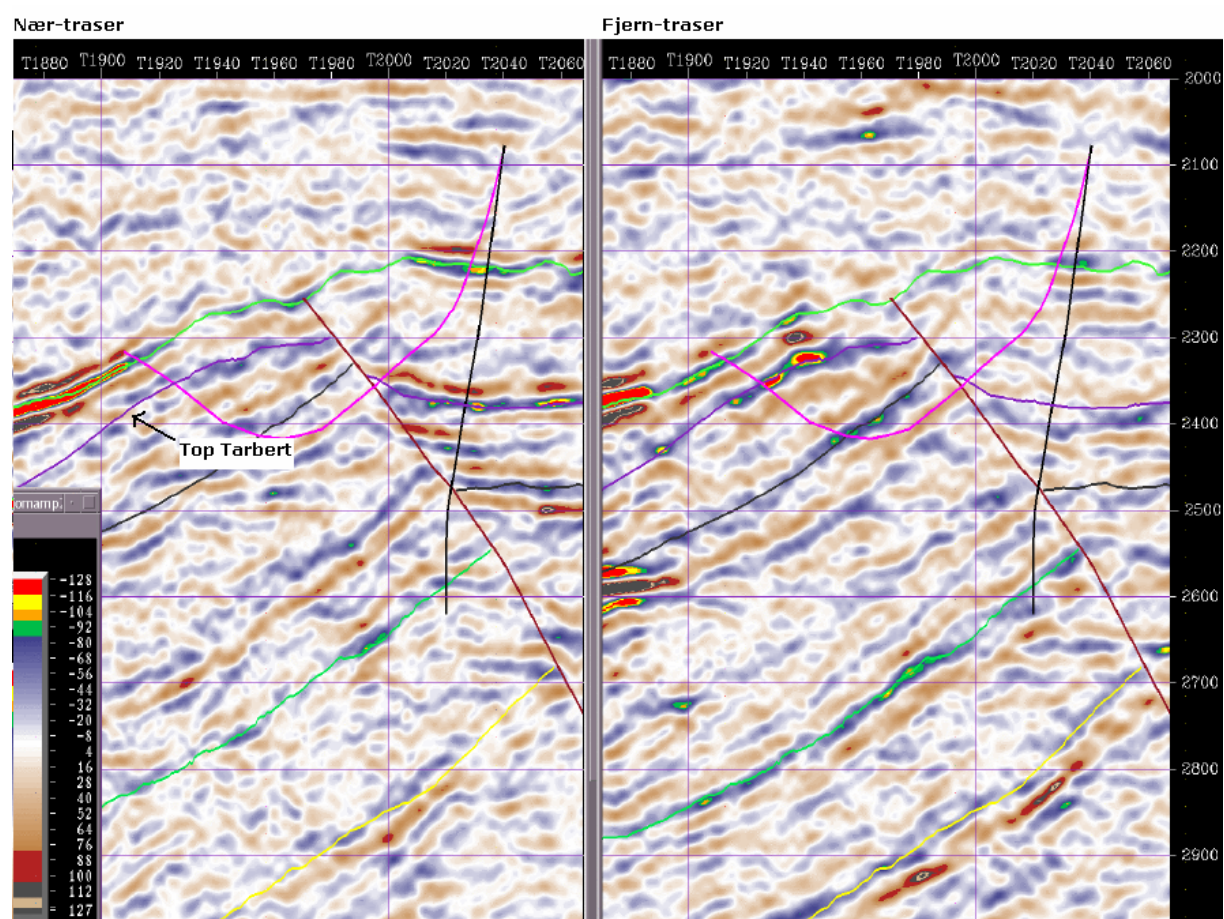


Figur 2.5: Amplitudekart for Topp Tarbert. Hovedforkastningen i Gulltopp sees som en gjennomgående mørk skygge på kartet.

I tillegg til ovennevnte metoder har også AVO (Amplitude Versus Offset)-analyse blitt benyttet i letingen etter hydrokarboner. AVO-analyse gjøres ved å se på nær- og fjertrasedata separat, og tolke de forskjeller man da observerer. Høye amplituder på fjertrasebildene indikerer hydrokarboner, noe man ser et eksempel på i figur 2.6. Selv om responsen er noe høyere på Gullveigfeltet, er det også tydelige indikasjoner på hydrokarboner på Gulltopp. Den samme hydrokarbonresponsen kan sees på den seismiske linjen 2396 langs brønnbanene 34/10-47 ST2 & A (figur 2.7).



Figur 2.6: Nær- og fjerntrase amplitudekart av Topp Tarbert. Man ser tydelige indikasjoner på hydrokarboner.



Figur 2.7: Nær- og fjerntrase-seismikk. Vi ser samme tendens som på amplitudekartene figur 2.6.

3. Sedimentologi og reservoaregenskaper

Man regner med at migrasjonsveien inn i reservoaret på Gulltopp har vært den samme som i Gullveigfeltet, nemlig nordover langs Betaryggen som faller mot sør. I N7-segmentet er fellen dannet av tildede Mesosoiske lag i kombinasjon med hovedforkastningen.

Tarbertformasjonen har en tykkelse på mer enn 90 meter, porøsitetsverdier mellom 26-28 %, netto/gross-ratio over 80 % og permeabiliteter som overstiger 5 Darcy. Med andre ord; Tarbertformasjonen har utmerkede reservoaregenskaper, og man finner nærmere 75 % av STOOIP her. I formasjonen kan man finne noen få kull- og skiferlag innimellom sanden, men som netto/gross-verdien tilsier har man til nå funnet svært lite sementering i oljesonen i N7-segmentet. Likevel kan man i O7-segmentet, der Tarbertformasjonen kun inneholder vann, finne utstrakt sementering. Dette bidrar til usikkerhet vedrørende estimatene for fremtidig produksjon – kanskje er Tarbert mer sementert i N7-segmentet enn det man har funnet fra letebrønnene?

I Tarbertformasjonen har man observert et trykkfall på 55-57 bar på begge sider av hovedforkastningen som følge av produksjon fra nærliggende felt. Uansett trykkfall utgjør MDT-trykk fra Tarbert -2 og -3 en nesten perfekt olje-gradient. Generelt samsvarer de observerte trykkene godt med hva man har funnet på Gullveigfeltet.

Nessformasjonen ser ut til å ha en tykkelse på 97 meter, og formasjonen på Gulltopp har tynnere lag med mindre sand enn hva man finner lenger sør. Sandlagene i Nessformasjonen er bare ca. 2-5 meter tykke, men har til gjengjeld god kvalitet. Et problem med Nessformasjonen er tilstedeværelsen av vertikale barrierer forårsaket av flere kull- og skiferlag som antas å være kontinuerlige over hele N7-segmentet. I midten av Ness-2 er det et særlig tykt skiferlag som har utgjort en veldig effektiv barriere på Gullveigfeltet og andre felt i nærheten. Som den heller lave netto/gross-ratioen indikerer, finner man dermed bare ca. 20 % av Gulltopps STOOIP her. Som følge av produksjon fra nærliggende felt har Nessformasjonen gjennomgått en deplesjon på rundt 27 bar.

Etiveformasjonen har utmerkede reservoarkvaliteter på Gulltopp, med en tykkelse på 21 meter og homogen, ren sand med porøsiteter rundt 28 %. Selv om letebrønnen 34/10-47 ST2 kun fant vann i denne formasjonen, har man tolket geologien og olje-vann kontakten slik at

det antageligvis finnes olje i formasjonen nærmere hovedforkastningen. Etiveformasjonen er estimert til å inneholde ca. 2,5 % av STOOIP på N7-segmentet.

Rannochformasjonen har antakeligvis en tykkelse på 70-80 meter, og en ganske god porøsitet på 20-22 %. Likevel er formasjonen for det meste vannfylt i N7-segmentet, og inneholder bare neglisjerbare volumer av STOOIP.

Letebrønn 34/10-47A boret også ned til **Statfjordformasjonen**, da man håpet at man som på Gullveigfeltet ville finne hydrokarboner her. Dessverre var formasjonen vannfylt på Gulltopp.

Som det går frem av figur 2.2 har man funnet to forskjellige olje/vann-kontakter i N7- og O7-segmentene. Den ene kontakten, som man regner er representativ for Tarbert, Ness-3 og Ness-2 i N7, ligger i midten av Ness på 2532,6m. MSL. Den andre olje/vann-kontakten ligger i Rannoch i N7 og Tarbert i O7, på 2507m. MSL. Denne kontakten er representativ for Ness-1-, Etive- og Rannochformasjonene i N7 og Tarbert i O7. Det er likevel et poeng at det fremdeles hersker noe usikkerhet rundt plasseringen av disse kontaktene.

Man har tolket det slik at det er svært usannsynlig at det finnes gass i strukturen på Gulltopp.

4. Utmatting under boring av lange brønner

Utmatningskader på borestrenger under boring er et kronisk problem for oljeindustrien. På grunn av de store belastningen utstyret er utsatt for, kombinert med varierende lastforhold, vil utmatting alltid kunne være tilstede. Denne delen av rapporten tar for seg grunnleggende teori bak utmatningsfenomenet, utmatningsmekanismene under boring og hvordan de relaterer til boring av lange brønner.

4.1 Utmatting – teori

Utmatting er reduksjon av styrke eller brudd i et materiale forårsaket av en dynamisk påført last. Utmatningsbrudd kan deles inn i tre stadier: sprekkinitiering, sprekkvekst og brudd. En sprekk vil som regel initieres ved defekter på materialoverflaten, som for eksempel korrosjons-pits eller riper. Disse defektene fungerer som spenningshevere, da spenningene rundt disse defektene vil øke. Etter hvert vil sprekken vokse med den påførte dynamiske lasten, inntil det gjenværende tverrsnittet ikke er stort nok til å holde lasten og brudd inntreffer.

Et slikt brudd kan inntreffe, selv om den påførte lasten er godt under flytegrensen til materialet, på grunn av at den lokale spenningsintensiteten er høy rundt overflatedefektene. Denne spenningsintensiteten kan uttrykkes med en såkalt spenningsintensitetsfaktor K , som for et enkelt tilfelle kan skrives slik

$$K = f \sigma \sqrt{\pi a} \quad (1)$$

f er en geometrisk faktor, σ er den påførte spenningen, og a er defektens størrelse.

Forløpet til sprekkveksthastigheten, med enheten sprekkstørrelse per lastsyklus, kan beskrives ut fra Paris' lov. Paris' lov er en empirisk ligning som beskriver sprekkveksthastigheten som en funksjon av spennvidden til spenningsintensitetsfaktoren

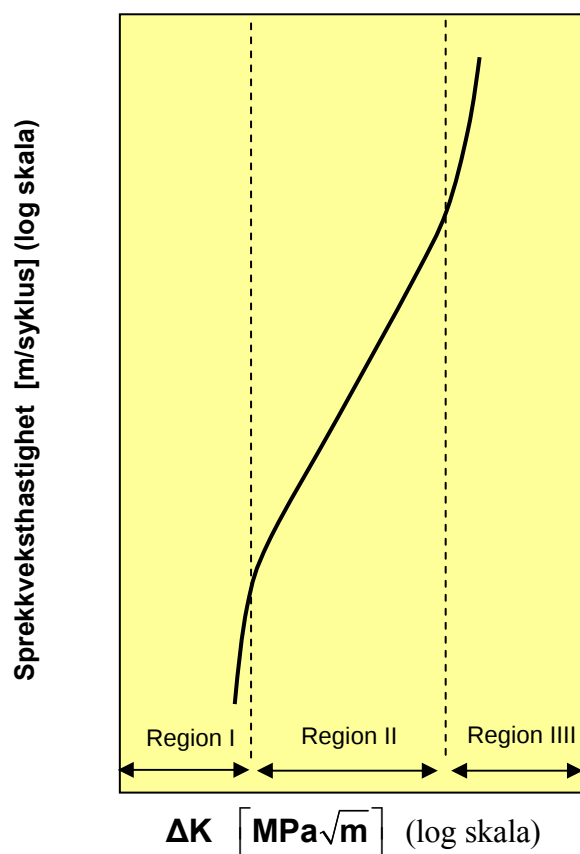
$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K)^n \quad (2)$$

N er antall lastsykler systemet har gjennomgått, og både C og n er materialavhengige konstanter. ΔK er spennvidden til spenningsintensitetsfaktoren, og er forskjellen mellom dens maksimums- og minimumsverdi

$$\Delta K = K_{\max} - K_{\min} = f \sigma_{\max} \sqrt{\pi a} - f \sigma_{\min} \sqrt{\pi a} = f \Delta \sigma \sqrt{\pi a} \quad (3)$$

Man burde merke seg at en sprekk ikke vil vokse hvis materialet er utsatt for kompresjonsspenning, så hvis $K_{\min}$ er kompressiv (dvs. negativ) må den settes lik null.

Paris' lov er ikke gyldig for hele sprekkvekstforløpet ved utmatting. Sprekkveksthastigheten til en utmattingssprekk plottet mot ΔK vil følge formen til kurven vist i figur 4.1. Paris' lov er gyldig i region II av denne kurven, det vil si i det lineære området.

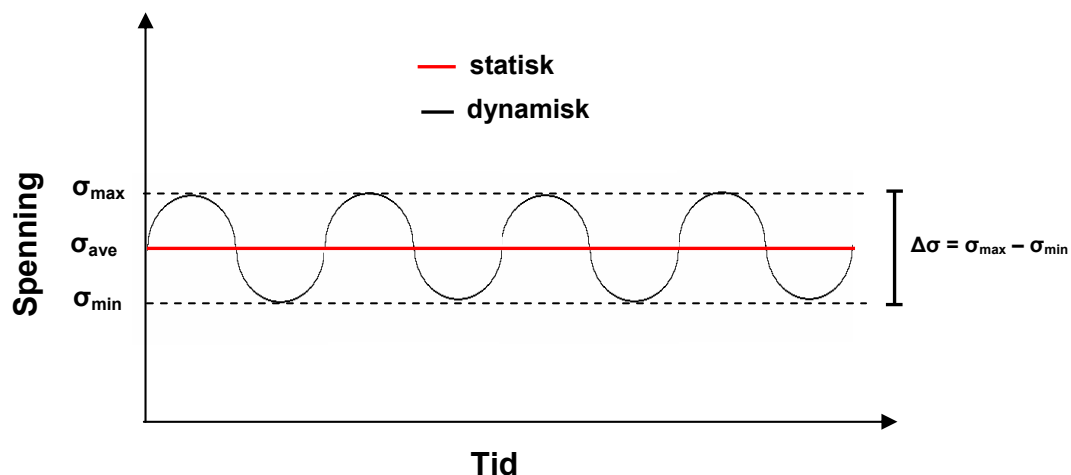


Figur 4.1: Sprekkveksthastighet plottet mot spenningsintensitetsfaktorens spennvidde. Paris' lov er gyldig i det lineære området av kurven^{3,5}

Som man kan se av figuren vil man få lav eller ingen sprekkveksthastighet for små endringer i spenningsintensitetsfaktoren. Med andre ord, man må ha en stor nok fluktuasjon av den påførte spenningen for at sprekken i det hele tatt skal vokse. I region III, i området forbi der Paris' lov er gyldig, vil man ha akselerert sprekkvekst og $K_{\max}$ vil nærme seg K_c , som er bruddstyrken til et materiale, og materialet vil havare⁴.

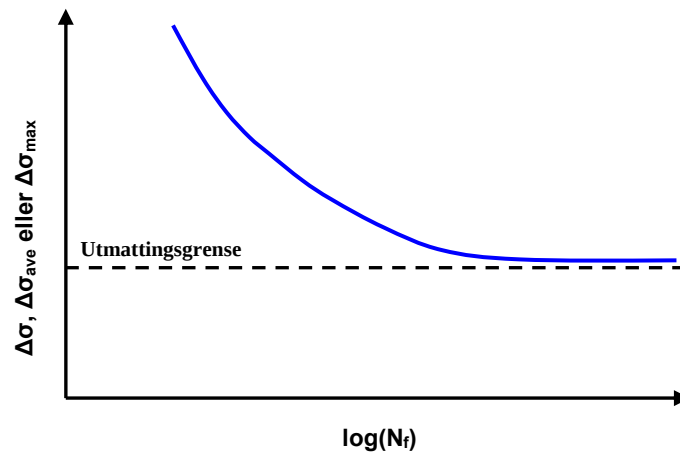
4.1.1 Wöhler-kurver

For å karakterisere utmattingsoppførselen til et materiale kan man bruke S-N kurver, eller Wöhler-kurver. En slik kurve viser forholdet mellom et syklisk spenningsmål og antall sykler til brudd, N_f . Spenningsmålet kan enten være $\sigma_{\max}$, σ_{ave} eller $\Delta\sigma$, illustrert i figur 4.2. Figuren viser et generelt spenningsforløp som er sinusformet, men dette trenger selvsagt ikke å være tilfelle i praksis. Allikevel, figuren illustrerer hvordan man kan finne de forskjellige spenningsmålene fra en spenning som forandrer seg over tid.



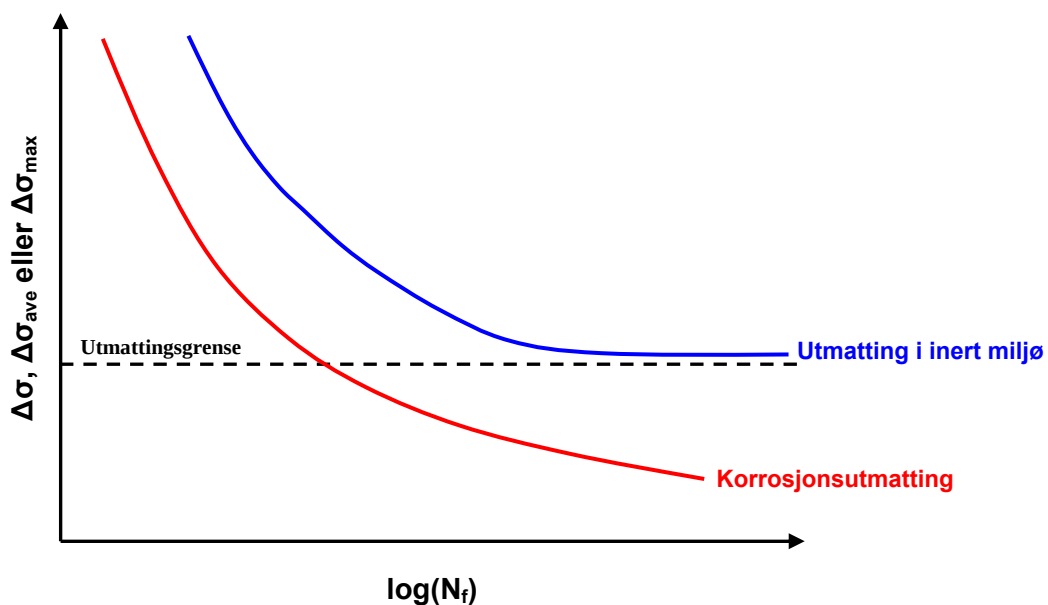
Figur 4.2: Spenningsmål ved dynamisk belastning

En Wöhler-kurve kan konstrueres ved at man tar flere biter av et homogent materiale, kalt kuponger, og plasserer dem i en maskin som eksponerer dem for en dynamisk spenning med konstant frekvens. Måler man antall sykler som kreves for at brudd skal inntreffe for hver kupong, har man de nødvendige dataene for å konstruere en kurve som vist i figur 4.3.



Figur 4.3: En skjematisk Wöhler-kurve

Kurven i figur 4.3 har en horisontal asymptote, som betyr at materialet kurven representerer har en utmattingsgrense. Grovt sagt er utmattingsgrensen minimumsverdien til et gitt spenningsmål hvor utmatting vil inntreffe; under denne verdien vil ikke materialet oppleve utmatting. Det er viktig å merke seg at utmattingsgrensen har en statistisk fordeling, det vil si at den ikke er en materialkonstant. I utmattingsforsøk vil utmattingsgrensen variere fra prøve til prøve selv om de er fra det samme materialet. For en gitt legering vil en utmattingsgrense strengt tatt være en grense der sannsynligheten for at legeringen ikke vil oppleve utmatting er 50 %³. Med andre ord, hvis spenningsmålet for en konstruksjon er rett under utmattingsgrensen til legeringen betyr det ikke at utmatting aldri vil inntreffe.



Figur 4.4: Skjematisk sammenligning mellom Wöhler-kurvene til et materiale utsatt for korrosjonsutmatting og "vanlig" utmatting

Hvis materialet er plassert i et korrosivt miljø vil det endre dets Wöhler-kurve. Figur 4.4 viser den skjematiske forskjellen mellom Wöhler-kurvene til et gitt materiale i et inert og et korrosivt miljø. Som man kan se vil man ikke få en utmattingsgrense i et korrosivt miljø, og utmatting kan i teorien alltid oppstå. Fra et boreperspektiv vil det bety at hvis den brukte mudden er korrosiv av natur, vil sannsynligheten for utmattingsbrudd øke.

4.1.2 Miners regel

I virkeligheten vil ikke et system eksponeres mot en enkel maksimal spenningstilstand. Intervallet til den dynamiske spenningen kan variere over tid, noe som betyr at antall sykler til brudd ikke kan finnes direkte fra Wöhler-kurven. Allikevel kan man estimere antall sykler til brudd fra Miners regel, som sier at levetiden til en materialkomponent kan estimeres ved å summere andelen av livstiden forbrukt ved hvert spenningsnivå⁴.

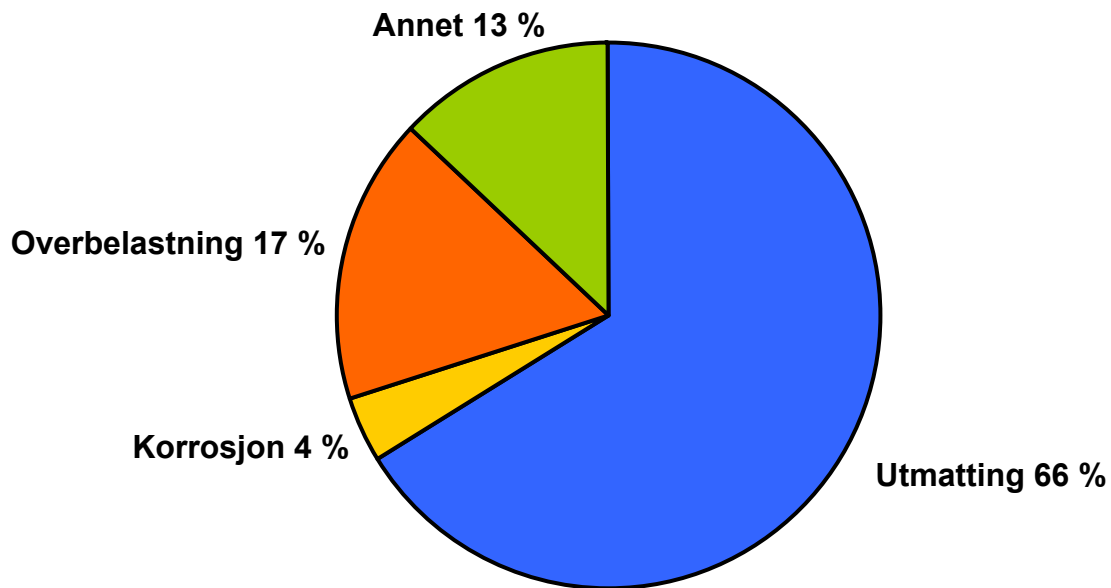
Hvis $n_1, n_2, \dots, n_k$ er antall sykler som komponenten opplever under et gitt spenningsnivå og $N_1, N_2, \dots, N_k$ er de respektive levetidene (i antall sykler), da sier Miners regel at

$$\frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_k}{N_k} = \sum_{j=1}^{j=k} \frac{n_j}{N_j} = 1 \quad (4)$$

Om man kjenner til spenningsforløpet over tid og Wöhler-kurven for en komponent, kan man estimere levetiden med ligning (4). Hvis et spenningsnivå ligger under utmattingsgrensen til materialet, inkluderes ikke dette i (4) da man ikke vil ha noen sprekkvekst⁴. Det er viktig å merke seg at Miners regel ikke alltid vil beskrive levetiden nøyaktig. Mange eksperimenter har vist avvik fra Miners regel, og det finnes mange modifikasjoner av ligningen, men ingen annen ligning har vist seg å være bedre eller fått en mer utstrakt aksept⁴.

4.2 Utmattingsbrudd ved boring av lange brønner

Av alle årsakene til brudd i borestrenger er utmatting den vanligste. I følge en studie gjort mellom 2002 og 2003 av T. H. Hill Associates, Inc.⁶, står utmatting for hele 66 % av alle borestrengbrudd. Andre viktige årsaker til brudd kan være korrosjon eller overbelastning med en andel, som vist i figur 4.5, men de er ikke på langt nær så utbredt som utmattingskader.



Figur 4.5: Bruddmekanismer i borestrenger

I en borestreng oppstår utmattingsskader hovedsakelig fra vibrasjoner og rotasjon om en buet brønnbane eller ved buckling. Utmatting kan forårsake to typer skader på borestrengen: tap av trykk-inneslutningen (wash-out) og fullstendig atskillelse (twist-off)⁷. Dessverre er utmattingsskader vanskelig å oppdage, hovedsakelig på grunn av utstyrets avsides beliggenhet. Ofte blir ikke utmattingsskader oppdaget før ulykken har inntruffet, som regel ved tap av dreiemoment på overflaten på grunn av twist-off. Wash-out er som regel vanskelig å detektere, da en slik skade som oftest vil gi kun små endringer i trykk- og strømningsrate for mudden⁸. Utmattingsskader kan detekteres topside enten med ikke-destruktive tester eller ved visuell inspeksjon. Dessverre er ikke-destruktiv testing dyrt og krever mye tid, og hvis en sprekk detekteres visuelt har allerede 50 til 90 % av komponentens livstid løpt ut i sanden⁷. Med andre ord; det er viktig å kontrollere boreparameterne som innvirker på sprekkdannelsen og sprekkveksthastigheten for å redusere hyppigheten av utmattingsskader.

4.2.1 Rotasjon

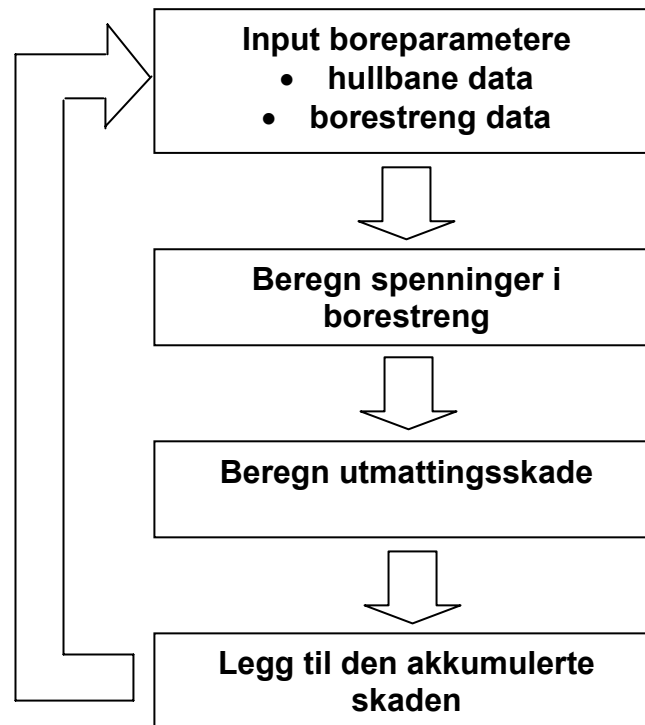
Når en borestreng er stillestående i en buet brønnbane vil det oppstå strekkspenninger ytterst i buen og kompresjonsspenninger innerst. Hvis borestrengen i tillegg roterer vil man for hvert punkt på borestrengen få en vekselvirkning mellom strekk- og kompresjonsspenninger. Ved bøyning vil et rør påføres bøyespenning i tillegg til den laterale spenningen. Hvis for eksempel et rør er utsatt for en bøyespenning på 10 MPa og en lateral strekkspenning på 50 MPa, vil ytterkanten oppleve en strekkspenning på $10 + 50 = 60$ MPa, og innerst vil det være

en redusert spenning på $50-10 = 40$ MPa. Under rotasjon vil da spenningen variere mellom 40 og 60 MPa. Denne variasjonen i spenningen vil ikke være lik over hele rørkurvaturen; det maksimale bøyestresset vil være lokalisert ved rørkoblingene, og studier har bekreftet at det er i disse områdene av den øvre borestrengen at de fleste utmattingsskader forekommer^{9,10}.

I 1961 skrev Lubinski en banebrytende artikkel¹⁰ om den maksimale bøyningen av en borestreng for å unngå utmatting. Hans metode bestod i å konstruere modifiserte Goodman-diagrammer for å kunne kalkulere utmattingsskurver som viser ved hvilke spenninger og bøyevinkler borestrengen er utsatt for utmatting. Ved bruk av Lubinskis kurver kan man beregne maksimal kurvatur på brønnbanen slik at man, i følge teorien, ikke vil få noen utmattingsskader ved rotering i disse seksjonene.

For å kunne estimere levetiden til en borestreng som passerer og roteres gjennom flere bøyde seksjoner i borebanen, kan man bruke kurvene til Lubinski og Miners regel for å kunne finne den kumulative skaden. Fremgangsmåten er skjematisk vist i figur 4.6, og går ut på at man først beregner spenningene som strengen utsettes for ut i fra hullbane- og borestrengdata. Man kan da estimere utmattingsskaden strengen har fått mens den var i den ene seksjonen, for så å legge det til den akkumulerte skaden ved hjelp av Miners regel⁹.

Under boring av en lang brønn kan boreraten økes ved å rotere hele borestrengen, noe som reduserer *drag* og påfører borekronetrykk¹¹. Utmatting av borestrengen kan da bli et problem i build-seksjonen av brønnen, hvor borestrengen opplever bøyning. Hvorvidt brønnbanekurvaturen vil gi utmattingsskader er avhengig av hvor kraftig bøy strengen opplever. Vanligvis opererer man med en maksimal *dog-leg severity* (DLS) med enheten $^{\circ}/30\text{m}$, som angir hvor mye man kan bøye og rotere borestrengen for at utmatting ikke skal inntreffe. Under boring av Visund-brønn 34/8-A-6 AH ble maksimum DLS satt til $2,5^{\circ}/30\text{m}$ ¹², og man kan anta at Gulltopp-brønnen har en grense med omtrent samme størrelse. Under boring av en lang brønn, slik som Gulltopp-brønnen, vil den globale kurvaturen være såpass liten at de reverserte bøyepeningene vil være relativt små, og deres effekt på utmattingssprekkveksten vil være liten. Et grovt estimat av Gulltopp-brønnens kurvatur per lengdeenhet i build-up seksjonen gir en verdi på ca. $1,78^{\circ}/30\text{m}$. Med andre ord, kurvatur burde ikke ha gitt en effekt på utmattingen under boringen av Gulltopp-brønnen. Det som ser ut til å være viktig er å kontrollere banen til lokale doglegs som er uforutsigbare.



Figur 4.6: Metodikk for å beregne den kumulative utmattingsskaden ved hjelp av Miners regel

Et annet poeng som taler for redusert sannsynlighet for utmattingsskader på grunn av rotering i en kurvet seksjon i en lang brønn er spenningene borestrengen blir utsatt for. Generelt vil en borestreng i en lang brønn oppleve en høyere torsjonsspenning og lavere strekkspenninger¹³. Den lavere strekkspenningen i borestrengen vil da medføre mindre bøyespenninger i en kurvet seksjon¹⁰, og spenningsvariasjonen under rotasjon vil da bli mindre. Mindre spenningsvariasjon vil i følge teorien gi mindre sjanse for utmatting.

I en lang brønn vil man ofte ikke kunne påføre tilstrekkelig borekronetrykk med tradisjonelle BHA (Bottom Hole Assembly). Man må da påføre borestrengen en kompresjonsspenning for å øke trykket⁷. Ved en slik kompresjon av borestrengen vil strengen være utsatt for buckling, og man vil få bøyespenninger i strengen. Som for rotasjon om en kurvet brønnbane, vil rotasjon av borestrengen hvis den er utsatt for buckling kunne forårsake utmattingsskader.

4.2.2 Vibrasjoner

Under drift av boreutstyret kan vibrasjoner forårsake utmattingsskader hovedsakelig i vekt- og borerørene nær BHA⁷. I tillegg til utmattingsskader kan vibrasjoner forårsake dårligere Rate

of Penetration (ROP), forstyrre Measurement-while-Drilling (MWD) redskaper og sløsing av energien som blir brukt for boring⁷.

Vibrasjoner i en borestreng deles inn i tre kategorier: lateral-, torsjonal- og aksialvibrasjoner. Lateralvibrasjoner er vibrasjonsmodusen som forårsaker flest havari av borestreng og BHA, og vil i tillegg forårsake skader på borehullet⁷. Denne vibrasjonsmodusen er vanskelig å detektere på overflaten, siden disse vibrasjonene svekkes før de når opp til overflaten⁷.

Torsjonalvibrasjoner oppstår under rotering av borestrengen, og forårsaker et avvik mellom rotasjonshastigheten på overflaten og borekronen. En vanlig årsak til dette er *stick-slip* fenomenet. Dette forekommer når borekronen slutter å rotere, ofte på grunn av en økt Weight of Bit (WOB). Når den statiske friksjonen blir overvunnet av torsjonskraften vil rotasjonsenergien lagret i borestrengen slippes løs, og man får en kraftig økning i rotasjonshastigheten til borekronen⁷.

Aksialvibrasjoner forårsakes som regel av *big-bounce*, som er lettingen av borekronen fra formasjonen. Disse vibrasjonene kan detekteres på overflaten da vibrasjonene lett kan bevege seg til overflaten, og kan være både gunstig og ugunstig siden den påvirker både WOB og ROP⁷.

Under boring av lange brønner kan vibrasjoner bli et problem, spesielt i den horisontale delen av brønnen der man ikke vil oppnå en konstant WOB. For å kunne minske vibrasjonene i en lang brønn bruker man *thrusters*, som vil opprettholde en konstant WOB¹⁴.

4.3 Case: Utmattingsbrudd i 5" borerør

Under boringen av Gulltopp-brønnen inntraff det en twist-off av et borerør. På vegne av Seadrill Offshore ble Det Norske Veritas (DNV) forespurt om å gjennomføre en analyse av det ødelagte borerøret. DNV har skrevet en rapport der resultatet av inspeksjonen og en rekke materialtester ble presentert.

I følge rapporten¹⁵ var stålet som var brukt i borerøret S135 og rørene fabrikkert i henhold til API 5D og NORSOK M CR-702 standardene. Veritas foretok en analyse av røret og sammenlignet det med et referanserør. De kjemiske analysene viste at sammensetningen av

rørmaterialet var innenfor materialsertifikatets krav, men var forskjellig fra referanserørets. For eksempel var karboninnholdet i røret utsatt for brudd 0,353 vekt %, mens for referanserøret var det 0,254 %. Strekkprøver av materialet ble også gjennomført, og disse viste at røret utsatt for brudd ikke bestod de satte kravene for verken flytegrense eller strekkfasthet. Kravet til flytegrensen var satt til 931-1138 MPa, mens to prøver av rørmaterialet viste en flytegrense på henholdsvis 787 og 683 MPa. Strekkfasthetskravet var satt til minimum 1000 MPa og testene viste en strekkfasthet på 978 og 982 MPa. Referanserørmaterialet bestod kravene for både flytegrense og strekkfasthet.

Interessant nok kom røret utsatt for brudd og referanserøret fra samme fabrikant og begge hadde det samme varmenummeret, dvs. at materialet kom fra samme batch i en smelteovn. Hvorfor de to rørene viste så sprikende verdier for sammensetning og strekkprøver er vanskelig å si.

Fraktografisk eksaminasjon viste at 20 til 25 % av bruddflaten hadde karakteristikkene til utmattingssprekkvekst. Den resterende delen av overflaten var karakteristisk for et overbelastningsbrudd. Videre viste det seg at sprekken hadde initiert på utsiden av røret, og at bruddflaten fulgte en 45° vinkel i en spiral langs røret. I tillegg var det observert riper andre steder på utsiden av røret, som tilsier at det var en slik ripe som initierte utmattingssprekken. Disse ripene kunne ha blitt forårsaket av en bit av metall som i følge StatoilHydro var tilstede i brønnen under boringen.

Årsaken til bruddet ble bestemt til å være en utmattingssprekk som ble initiert ved en ripe på utsiden av borerøret. Den lille andelen av flaten som var karakteristisk for en utmattingssprekk kombinert med at materialet ikke møtte de gitte spesifikasjonene, forklarte at man fikk twist-off uten tidligere wash-out. Om det var vibrasjoner eller rotasjon i en bucklet eller bøydd seksjon av brønnen kan undertegnede ikke konkludere noe om. StatoilHydro har opplyst om at man sliter med at stålet brukt til borerør er *resirkulert* stål som derfor har en tendens til å holde lavere kvalitet. For fremtiden ønsker man derfor å innføre strengere rutiner på testing av rørene før de settes i bruk.

5. Eclipsemodell

Reservoarmodellen brukt i de ulike simuleringene er laget av StatoilHydro, og er en modell av Gulltoppreservoaret. Den lange horisontale produksjonsbrønnen slik den er blitt boret, var allerede lagt inn i modellen. Gruppen ønsket å teste andre fremgangsmåter for å produsere fra reservoaret, og evaluere om disse kunne vært bedre løsninger for produksjon av Gulltopp. Letestategi-delen av denne rapporten gir en geologisk beskrivelse av Gulltopp.

Grunnmodellen for simuleringene følger tre-fase "Black oil" modellen. Oljeraten er satt til 2500 Sm³/dag, og det er en forutsetning at man maks kan produsere 4500 Sm³/dag med væske. Det er brukt gassløft fra 1000 m i alle simuleringer, gassløftet kontrolleres av THP (Tubing Head Pressure) i VTP tabellen (løftekurver). Løftekurvene er laget fra informasjonen StatoilHydro samlet når de prøveboret i Gulltoppreservoaret.

Produksjonsbrønnene er komplettert med gruspakninger. Det finnes derfor ingen mulighet til å kontrollere vannproduksjonen etter vanngjennombrudd ved å stenge utvalgte brønnkompletteringer.

En effektivitetsfaktor, WEFAC, på 0,928 beskriver den tiden brønnen er stengt for regelmessige kontroller. Dette ses som en lavere produksjonsrate i de ulike casene. WEFAC påvirker også injeksjonsraten på samme måte. Bunnhullstrykket (BHP) er satt til øvre grense på 450 bar, som vanninjeksjonen reguleres i forhold til. Selv om injeksjonsraten ikke er den samme i case 1 og case 3, vil BHP begrense hvor mye vann som blir injisert i formasjonen. I alle casene produseres det olje til 95 % vannkutt nåes. Vertikal permeabilitet er satt til 10 % av den horisontale permeabiliteten.

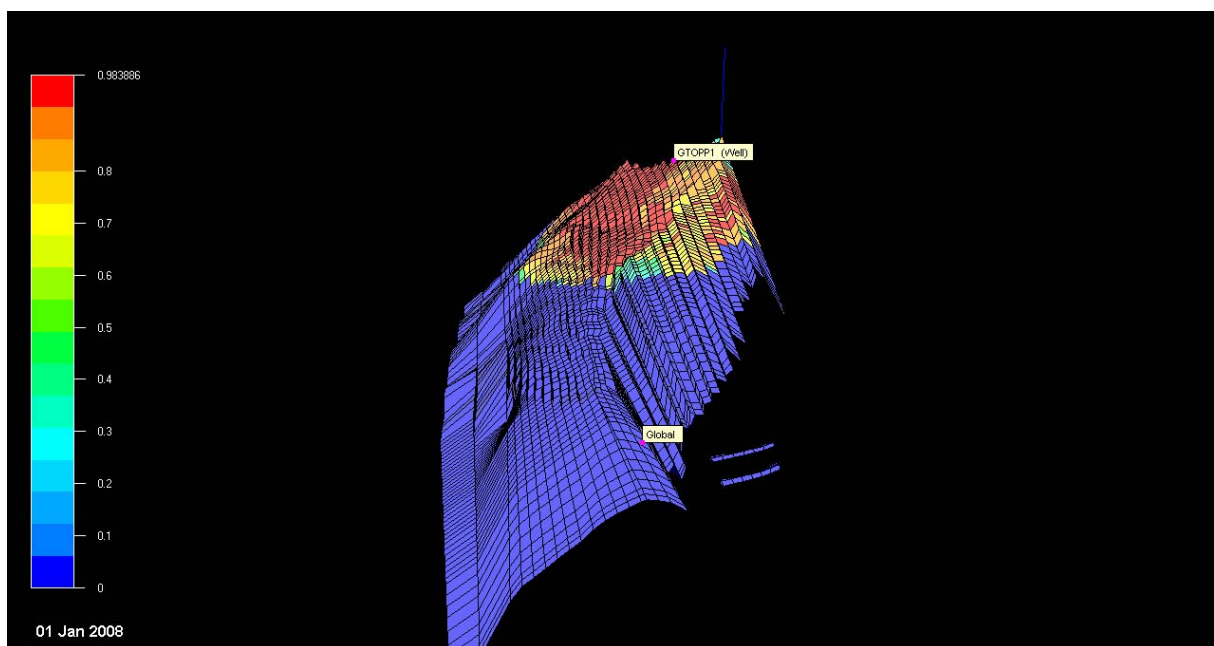
Nedenfor følger en beskrivelse av de ulike casene.

5.1 Base case

Vårt base case bruker den horisontale brønnen StatoilHydro har lagt inn i reservoarmodellen. Brønnen er plassert høyt opp i Tarbertformasjonen og er ment å gi en nær beskrivelse av hvordan det faktisk har blitt komplettert med gruspakninger. Simulert produksjon skjer ved ren depletering. Målet for dette tilfellet er å se hvilken kumulativ oljeproduksjon den

horisontale brønnen gir. Produksjonstiden og tiden det tar å få et vannkutt på 95 % vil også registreres for sammenligning med etterfølgende case og sensitivitetsanalyser.

Produksjonstiden, kumulativ oljeproduksjon, bunnhullstrykket (BHP) og vannkutt vil registreres og brukes som grunnlag for sammenligning mellom de ulike casene. Ved avvik vil 3D-modeller i Glview brukes for å undersøke forskjeller i oljemetning under produksjon for de aktuelle casene. Forandringen i oljemetning ved bestemte tidspunkt av produksjonen undersøkes og sammenlignes med de følgende tre casene.



Figur 5.1: Reservoarmodellen med horisontal brønn.

5.2 Case 1

Case 1 består av den horisontale produsentbrønnen i base case og en horisontal vanninjektor. Produksjonsraten er $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ med gassløft fra 1000 m. Målet er å finne en gunstig plassering av vanninjektoren før å øke det kumulative oljevolumet. Simuleringen avsluttes ved et vannkutt på 95 % som i base caset. En følge av injeksjon er økt levetid for brønnen. Effekten av injektorens plassering og injeksjonsraten undersøkes.

5.3 Case 2

Case 2 består av to vertikale produksjonsbrønner. Produsent 1 plasseres i Tarbertformasjonen og produsent 2 i Nessformasjonen. En oljerate på 2500 Sm³/dag og gassløft fra 1000 m brukes i begge brønnene. Målet er å undersøke hvilken produksjon som kan oppnås ved en to-brønns løsning istedenfor en lang horisontal brønn. Simuleringen avsluttes ved et vannkutt på 95 % som i tidligere case. Produksjonstiden ved bruk av den vertikale brønnen i Tarbertformasjonen sammenlignes med base caset.

5.4 Case 3

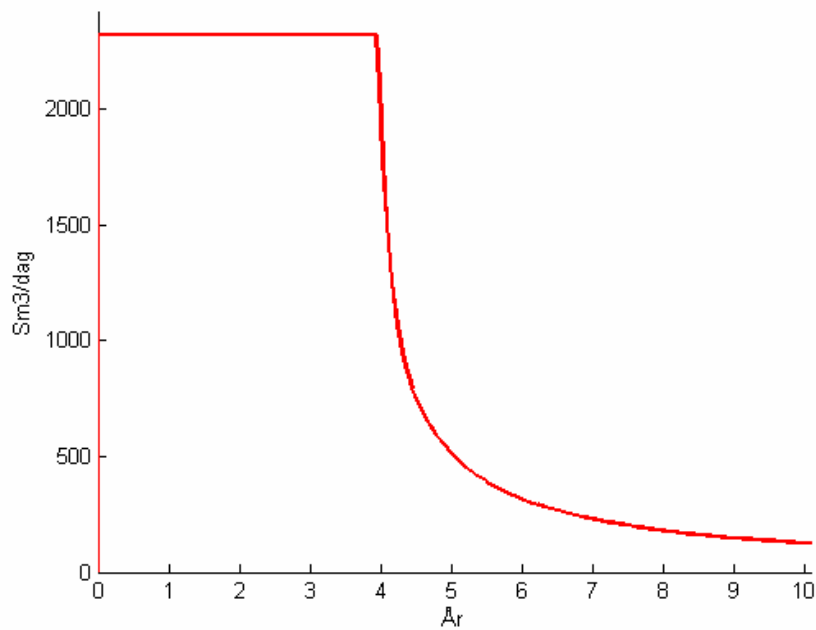
Case 3 består av de to vertikale produsentene fra case 2 og vanninjeksjon i Tarbert- og Nessformasjonene. Målet er å oppnå økt oljeutvinning i både Tabert- og Nessformasjonen. Simuleringen avsluttes ved et vannkutt på 95 % som i tidligere case. Plasseringen av injektorene og hvilken rate vannet injiseres med er viktige faktorer.

6. Resultater

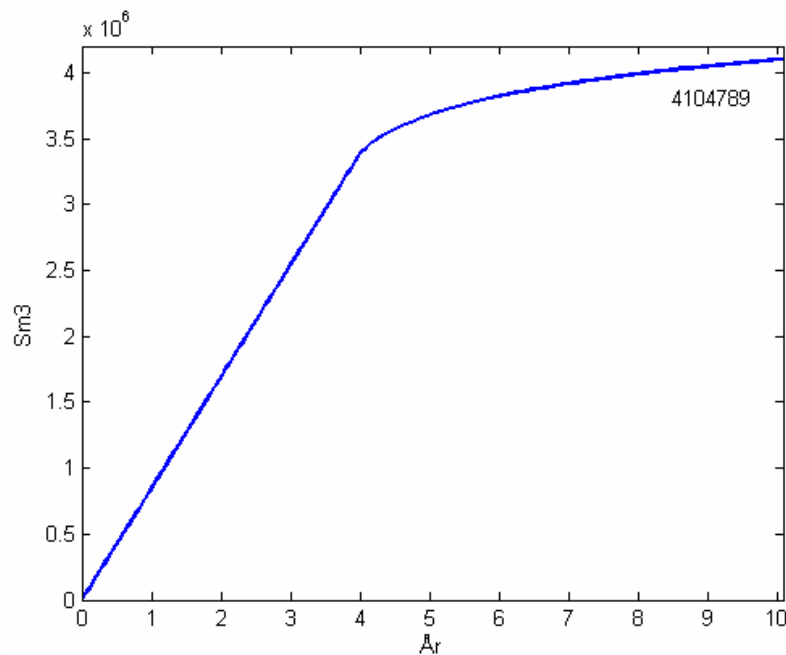
Resultatene fra Eclipsemodellen ble presentert i form av grafer og bilder. Den følgende delen tar for seg de forskjellige grafene tatt fra modellen.

6.1 Base Case

Base case består av en horisontal produsent med gassløft. Ingen vanninjeksjon er lagt inn.



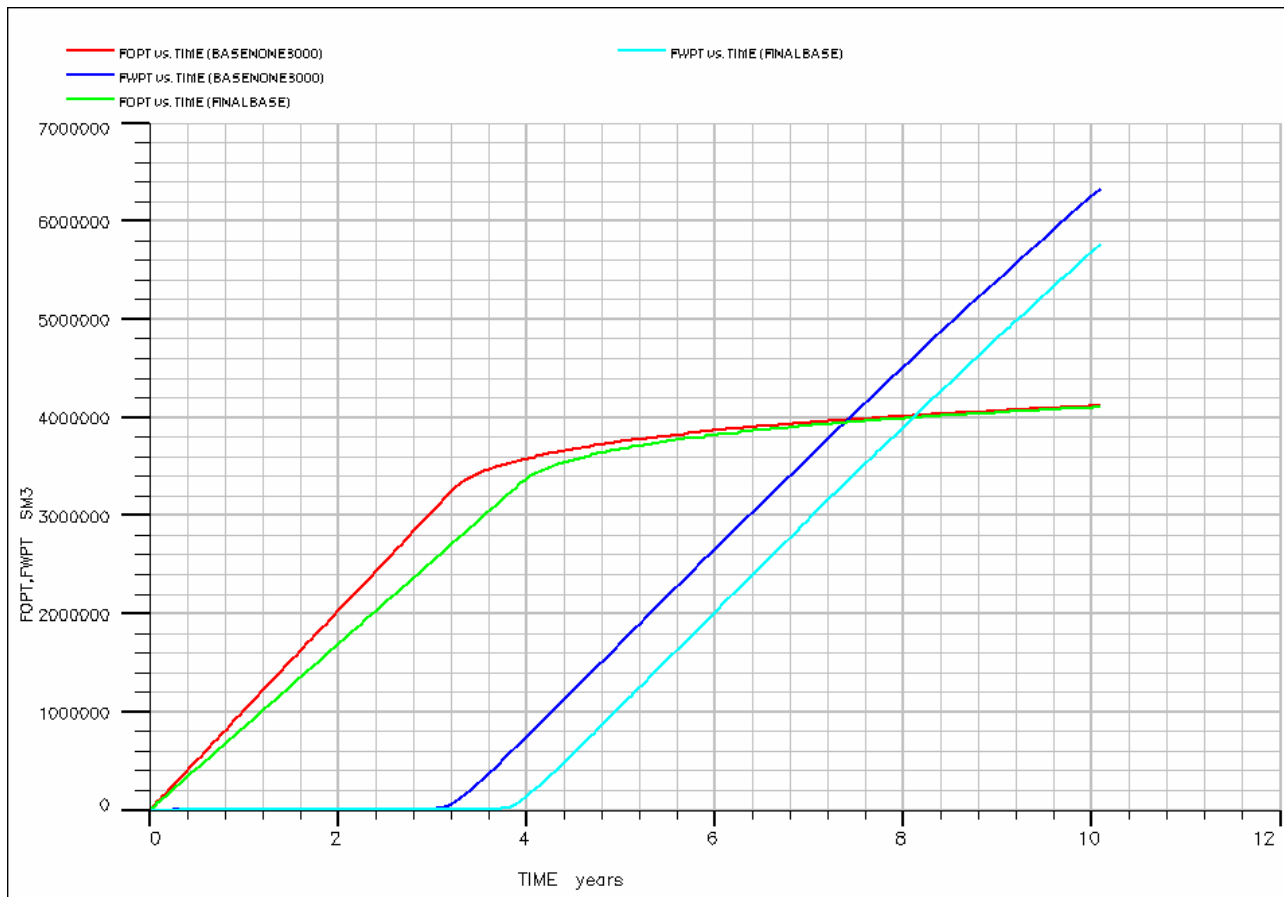
Figur 6.1: Produksjonsrate olje for basecase



Figur 6.2: Akkumulert oljeproduksjon for basecase

Av figur 6.1 ser man at etter ca. 4 år får man et tydelig vanngjennombrudd, og oljeraten synker veldig raskt. Brønnen vil ha en levetid på 10 år før vannkuttet er 95 %. Av figur 6.2 ser man at kumulativ oljeproduksjon er 4104789 Sm³. Gulltopp har 10,3 MSm³ STOOIP. Utvinningsgraden av Gulltopp for base case er da 39,8 %. Bunnhullstrykket synker som forventet i begynnelsen, men stabiliseres til i underkant av 280 bar etter 1800 dager med produksjon. Se figur 6.6 for sammenlikning av basecase og case 1.

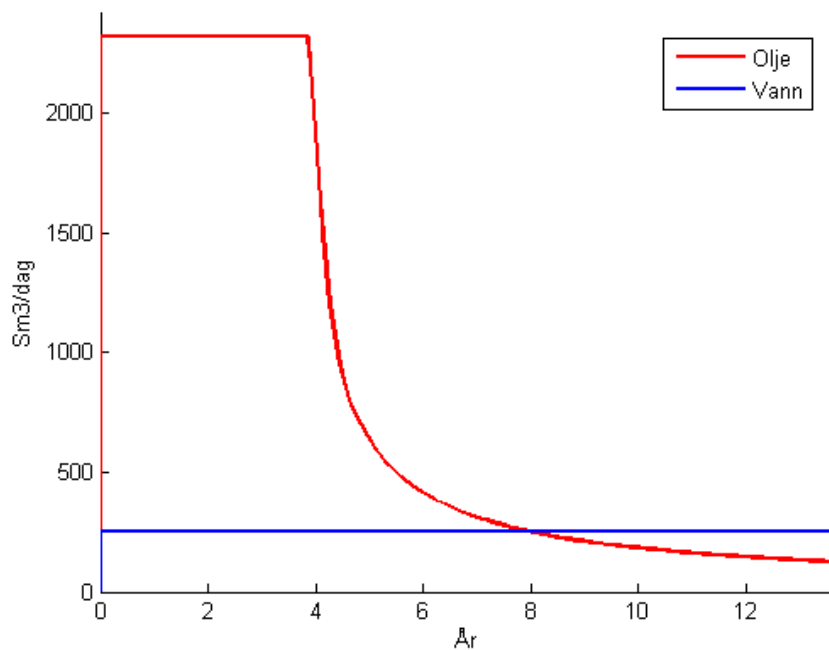
Økt produksjonsrate til 3000 Sm³/dag resulterer i et tidligere vanngjennombrudd og derfor kortere produksjonsplatå. Kumulativ oljeproduksjon påvirkes ikke i merkbar grad foruten at produksjonsprofilen ser noe annerledes ut for de to ratene. (Se figur 6.3)



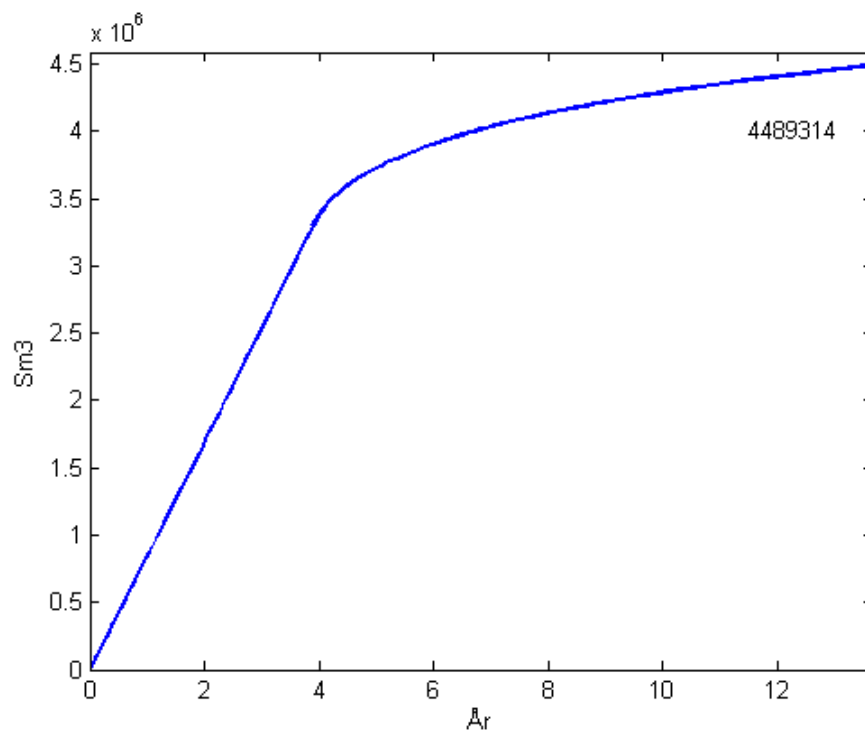
Figur 6.3: Graf for kumulativ oljeproduksjon og vannproduksjon for raten 2500Sm³/dag (rød) og 3000 Sm³/dag (grønn).

6.2 Case 1

I case 1 er en horisontal injektor lagt inn for trykkstøtte.



Figur 6.4: Produksjonsrate olje og vanninjeksjonsrate for case 1



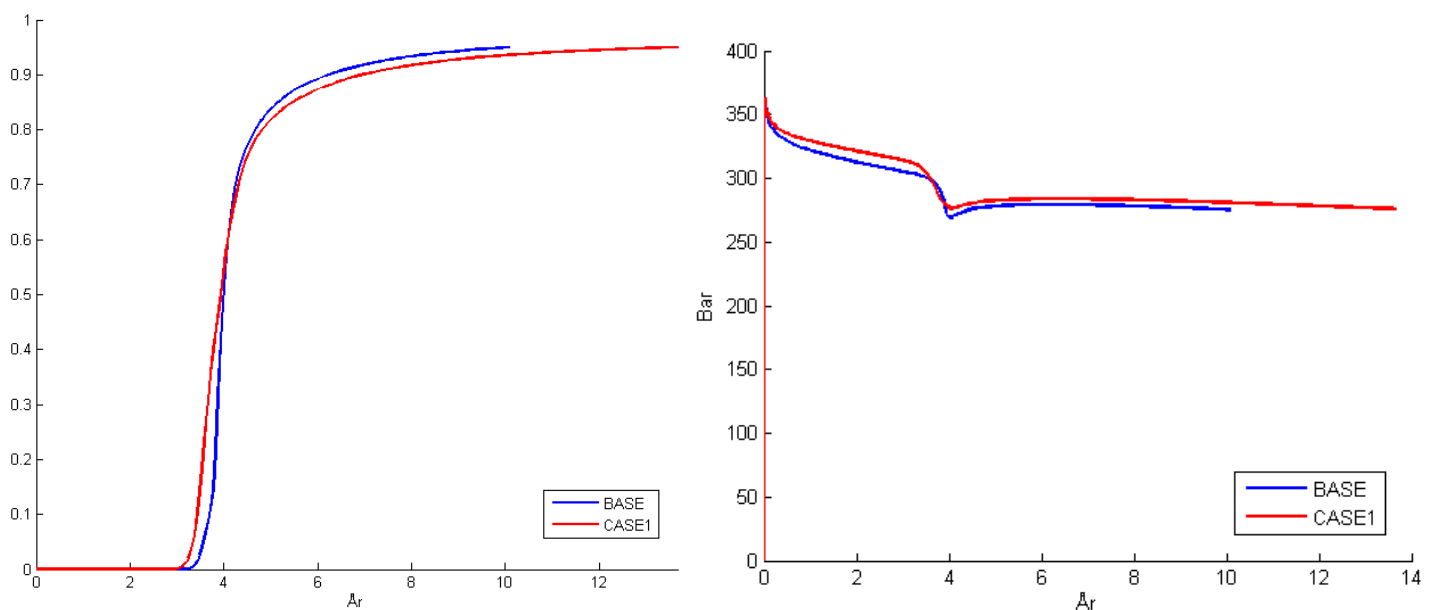
Figur 6.5: Akkumulert oljeproduksjon for case 1

Man ser av figur 6.4 at man med injektor får et tilsvarende vanngjennombrudd som basecase ved 4 år. Men levetiden i forhold til base case blir utvidet med 3,5 år før vannkuttet er 95 %. Den beste injeksjonsraten viste seg å være $250 \text{ Sm}^3/\text{dag}$.

Av figur 6.5 ser man at med trykkstøtte fra en horisontal vanninjektor blir kumulativ oljeproduksjon 4489314 Sm^3 , noe som øker utvinningsgraden av Gulltopp til 43,6 %. Bunnhullstrykket synker som i base caset, men ved et noe høyere trykk. Dette skyldes trykkstøtte fra vanninjeksjon. Se figur 6.6 for sammenlikning av basecase og case 1.

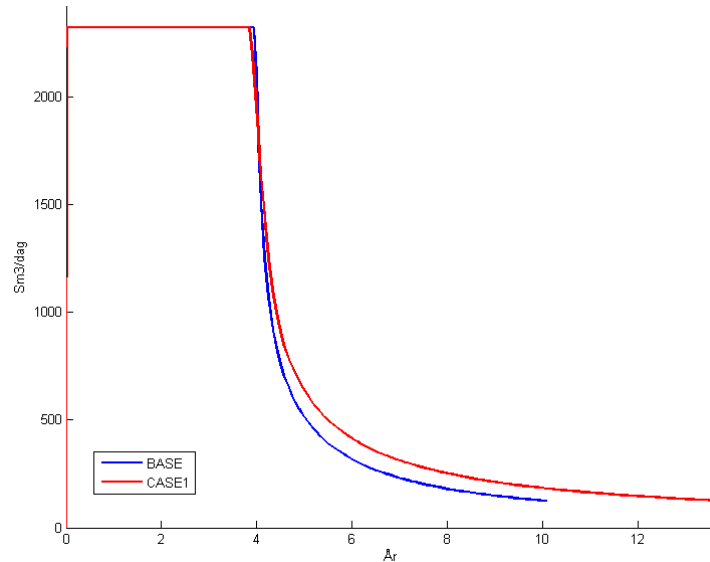
Det ble prøvd mange forskjellige plasseringer av injektoren og med ulike injeksjonsrater. I Appendix B, figur B1 og B2, kan man se hvordan ulike varianter av vanninjektoren påvirker resultatet. Best resultat fås for y-lag 22 i reservoarmodellen. Som man ser av figurene er det ikke store forskjeller på den optimale plasseringen og injeksjonsraten kontra en plassering i annet y-lag eller en annen injeksjonsrate. Vannkuttet når 95 % et år før med annen plassering eller annen rate. Også ved sammenlikning av produksjonsrate og total oljeproduksjon er det små variasjoner, men total oljeproduksjon blir større i optimal plassering, mest fordi levetiden er et år lengre.

6.3 Sammenlikning av basecase og case 1



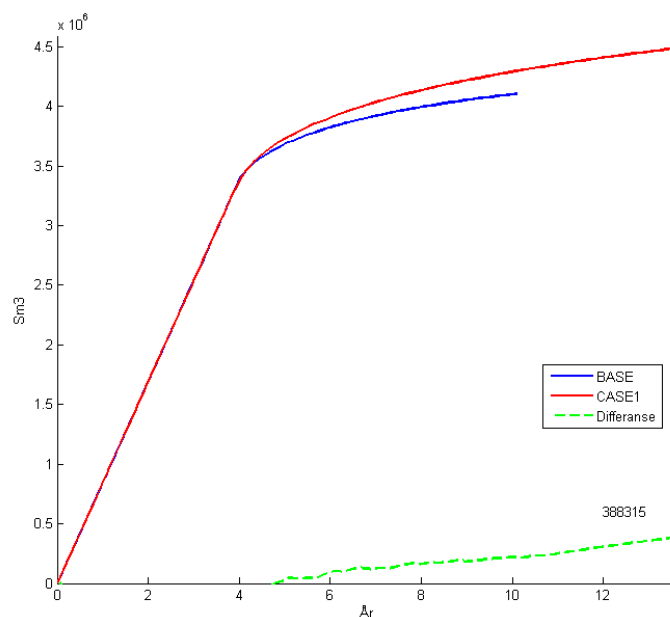
Figur 6.6: Sammenlikning av vannkutt og bunnhullstrykk for basecase og case 1

Man kan se en klar heving av bunnhullstrykket og at det tar lengre tid før vannkuttet når 95 %. Dette gjør at brønnen har lengre levetid, og produserer mer olje.



Figur 6.7: Produksjonsrate olje for basecase og case 1

I figur 6.7 kan vi se en klar effekt av vanninjeksjonen. Man klarer å forhindre at oljeraten synker like fort som i basecase.

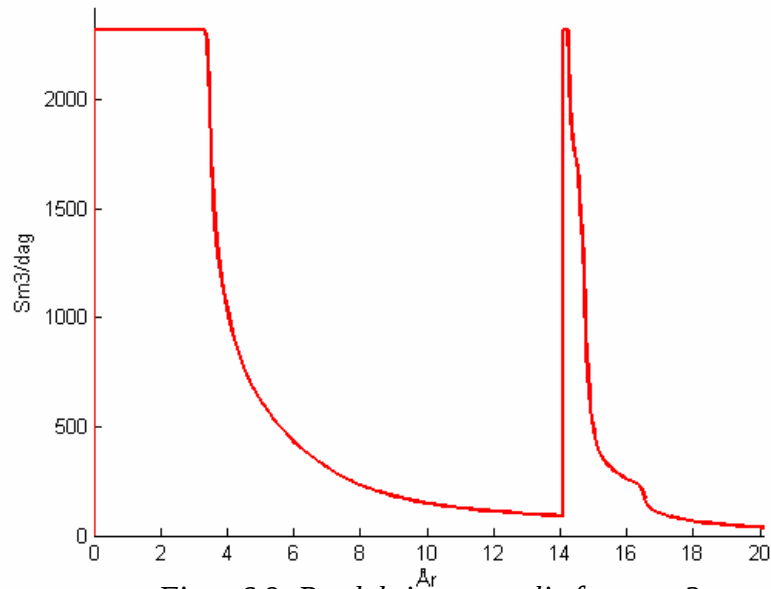


Figur 6.8: Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for basecase og case 1

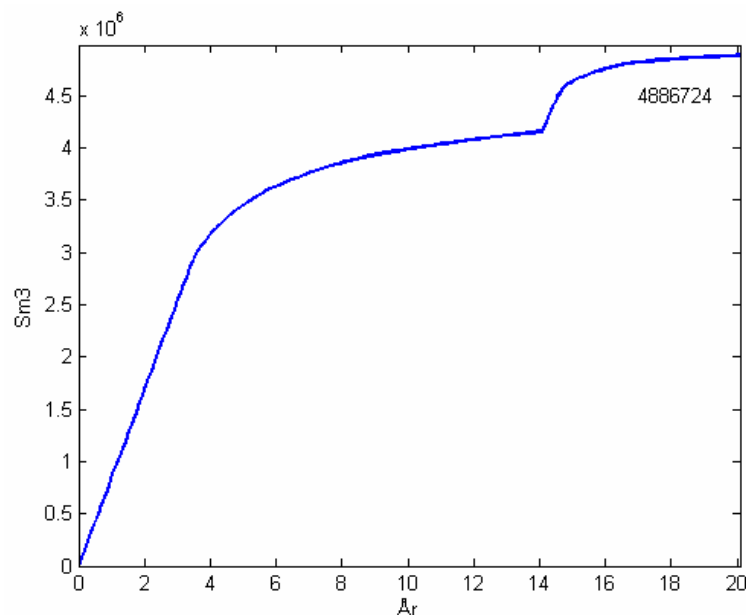
Av figur 6.8 ser man at den totale differansen med og uten vanninjektor blir 388 315 Sm³.

6.4 Case 2

Case 2 består av to vertikale produksjonsbrønner; en plassert i Tarbertformasjonen og den andre i Nessformasjonen.



Figur 6.9: Produksjonsrate olje for case 2



Figur 6.10: Akkumulert oljeproduksjon for case 2

I figurene 6.9 og 6.10 ser vi at ved å bruke 2 vertikale produsenter, en i Tarbert og en i Ness, får man en total produksjon på $4,88 \text{ MSm}^3$, noe som er $0,78 \text{ MSm}^3$ mer enn i basecase og $0,4 \text{ MSm}^3$ mer enn case1. Men dette er mest på grunn av produsentbrønnen i Ness formasjonen. Med produsenten i Ness blir utvinningsgraden av Gulltopp 47,4 %. Uten produsenten i Ness,

slik som i basecase og case 1, blir oljeproduksjonen $4,15 \text{ MSm}^3$, som gir en utvinningsgrad av Gulltopp på 40 %. Produksjon av reservoaret blir også utvidet til 20 år.

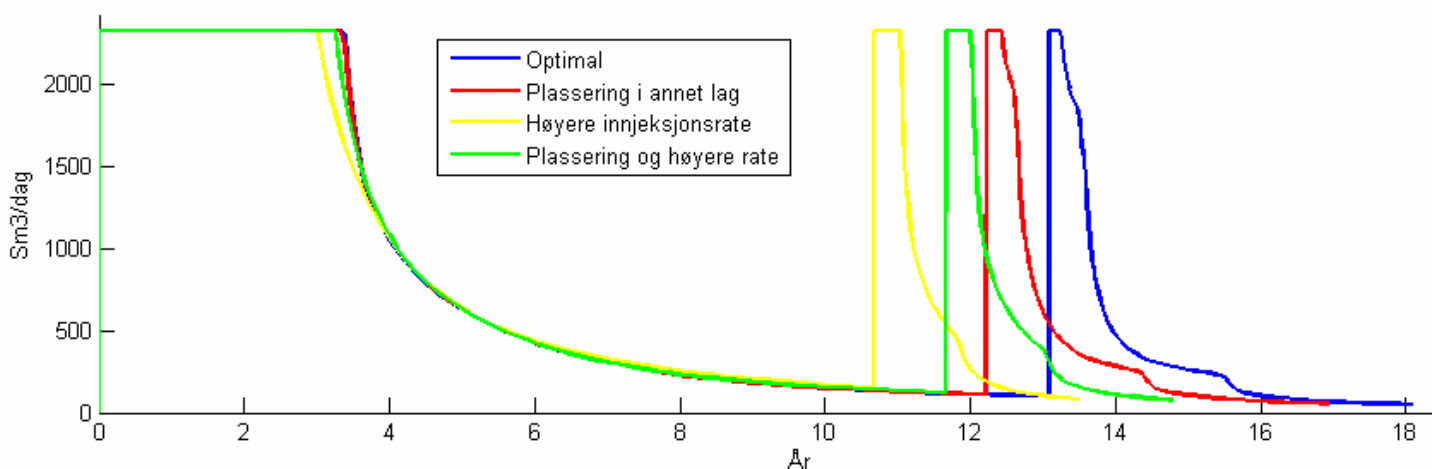
For brønn 1 synker bunnhullstrykket som forventet. Trykkfallet er større enn i base case da vi har en vertikal brønn. Etter ca. 2200 dager stabiliseres trykket rundt 260-267 bar.

For brønn 2 i Nessformasjonen varer produksjonen i ca. 2000 dager. Vanngjennombrudd skjer etter rundt 250 dager. Bunnhullstrykket viser en større effekt fra produksjonen da formasjonen er betydelig tynnere enn Tarbert. Trykket stabiliserer seg etter omtrent 1220 dager rundt 240 bar. Se figur 6.13 for sammenlikning av case 2 og case 3.

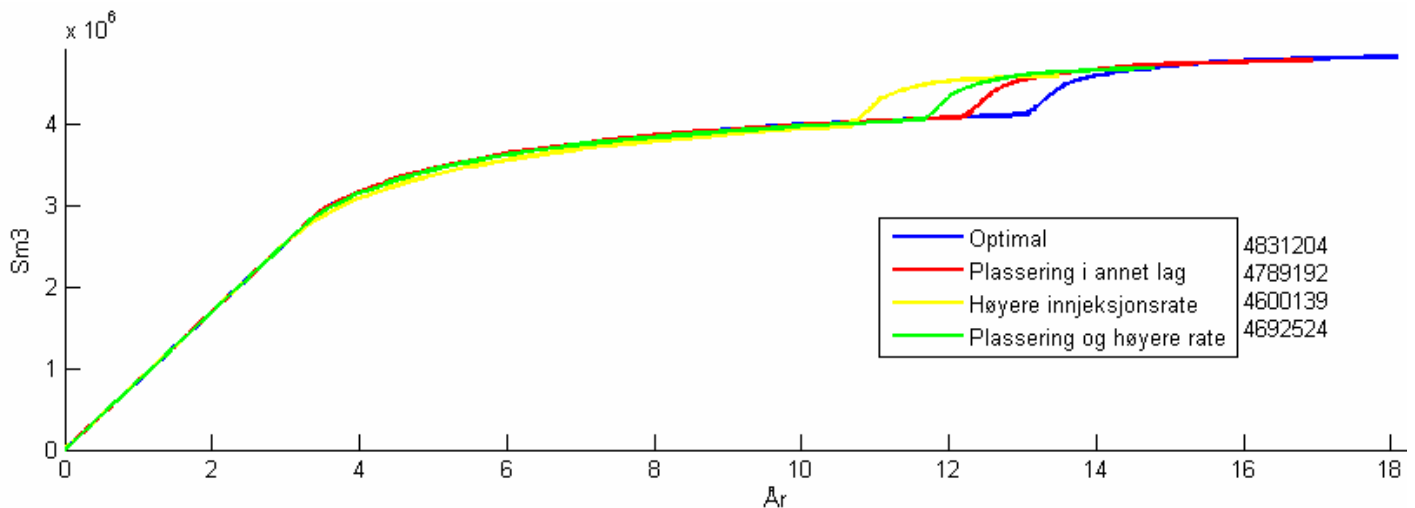
En alternativ plassering av den vertikale brønnen i Tarbertformasjonen resulterer i merkbar nedgang i kumulativ oljeproduksjon. Den første simuleringen viste et område i Tarbert hvor oljemetningen fortsatt var høy etter 95 % vannkutt var nådd. Vi prøvde da å sette produsenten i Tarbert der. Se Appendix B, figur B3 og B4 for plott. Etter 32 år har man enda ikke nådd 95 % vannkutt i Tarbert. Men det er med en veldig lav rate over lang tid, så selv om man produserer svært lenge i Tarbert med den alternative plasseringen, produserer man $162\,600 \text{ Sm}^3$ olje mindre.

6.5 Case 3

Case 3 består av to vertikale produsenter og to vertikale vanninjektorer. En produsent i Tarbertformasjonen og en i Nessformasjonen med trykkstøtte fra vanninjeksjon for begge.



Figur 6.11: Sammenlikning av produksjonsrate av olje for ulike vanninjektorer

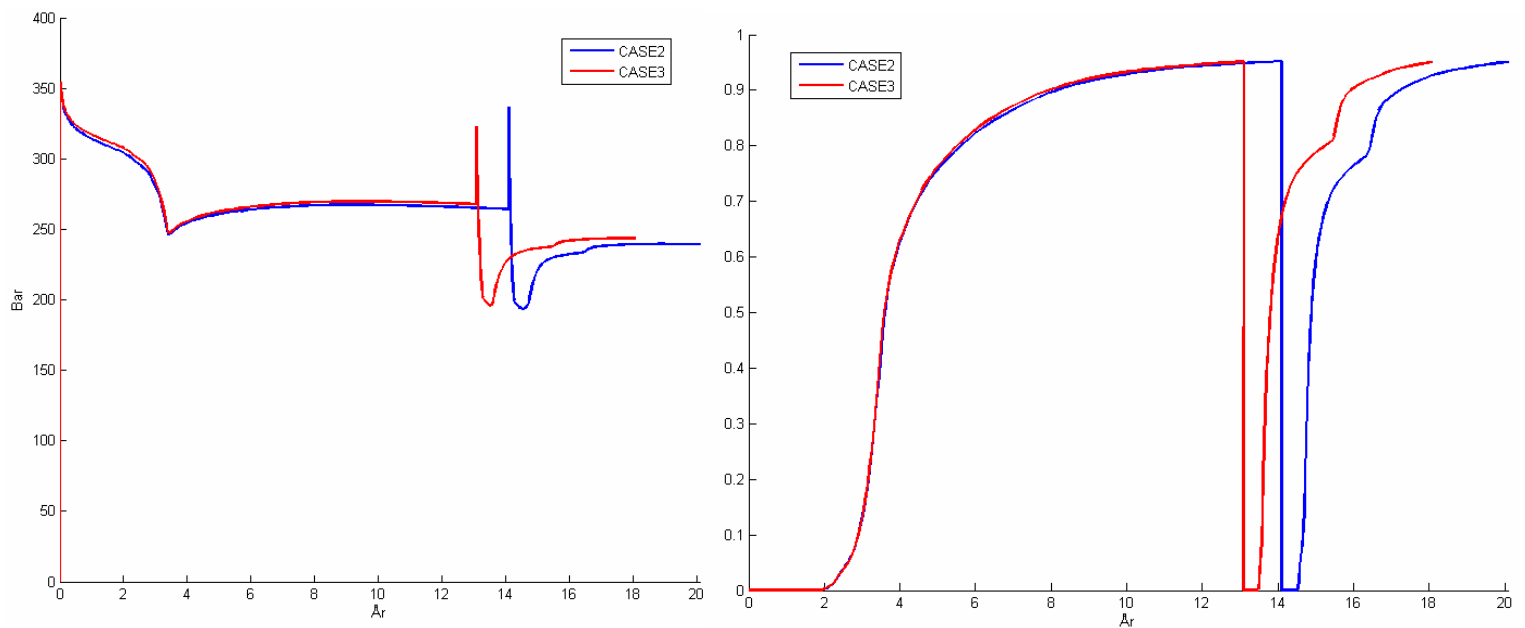


Figur 6.12: Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for ulike vanninjektorer

I case 3 ble det ikke funnet noen positive effekter av vertikal vanninjeksjon. Resultatet viser en ubetydelig eller negativ effekt av vanninjeksjon. Disse resultatene vil bli drøftet i diskusjonsdelen. Den optimale vanninjektoren ble plassert i y-lag 24, med en rate på 250 Sm³/dag. Total olje produsert blir 4,83 MSm³, som er mindre enn i case 2. De alternative injektorene er en injektor med rate 2500 Sm³/dag i samme y-lag, og plassering i y-lag 22 med injeksjonsrate på 500 Sm³/dag og 1250 Sm³/dag. Vi ser av figur 6.11 og 6.12 at oppførselen for reservoaret er veldig lik, uavhengig av hvordan injektoren plasseres og hvilken injeksjonsrate den har. Men vi når vannkutt på 95 % tidligere i de 3 variantene av optimal, og derav produseres det mindre olje. I Appendix B, figur B5, ligger plott av vannkutt og bunnhullstrykk.

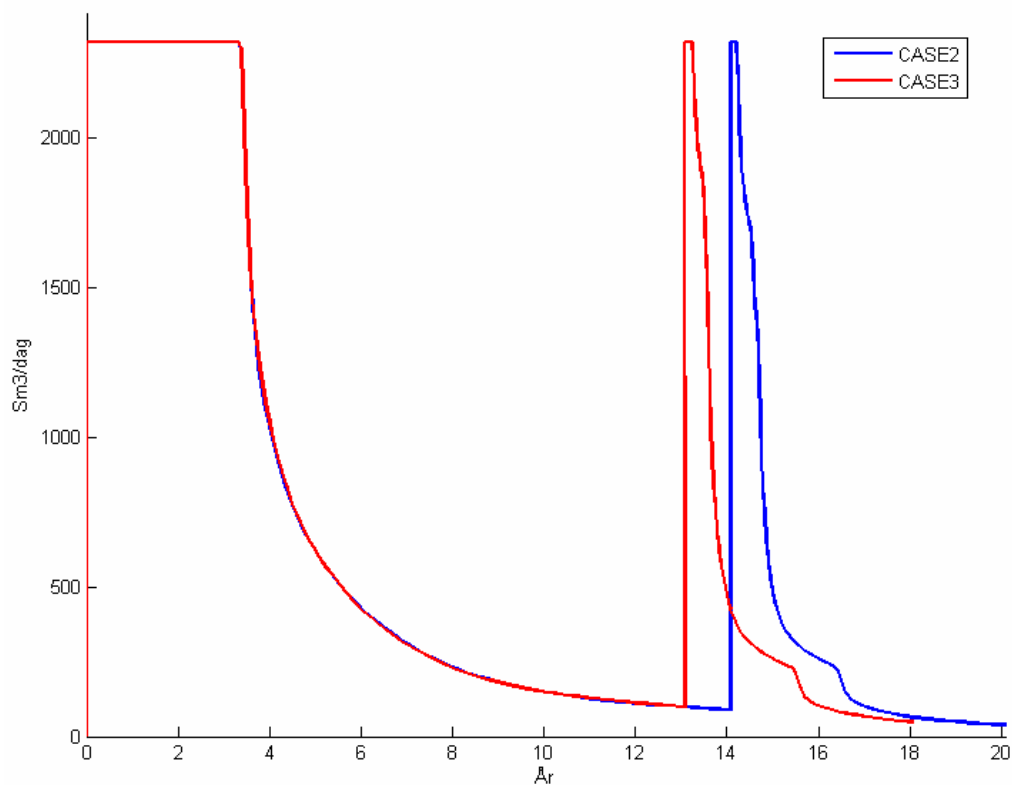
Siden vertikal injektor ikke gav noen gode resultater, prøver vi en horisontal vanninjektor bare for å se at det er mulig med injektor sammen med vertikale produsenter. I Appendix B, figur B6 og B7, ligger plott for dette. Med horisontal vanninjektor klarer man å produsere 300 000 Sm³ mer olje fra Tarbert enn i case 2, men samtidig ødelegger injektoren produksjonen av Ness, slik at total oljeproduksjon er 8800 Sm³ mindre enn for case 2.

6.6 Sammenlikning av CASE 2 og CASE 3

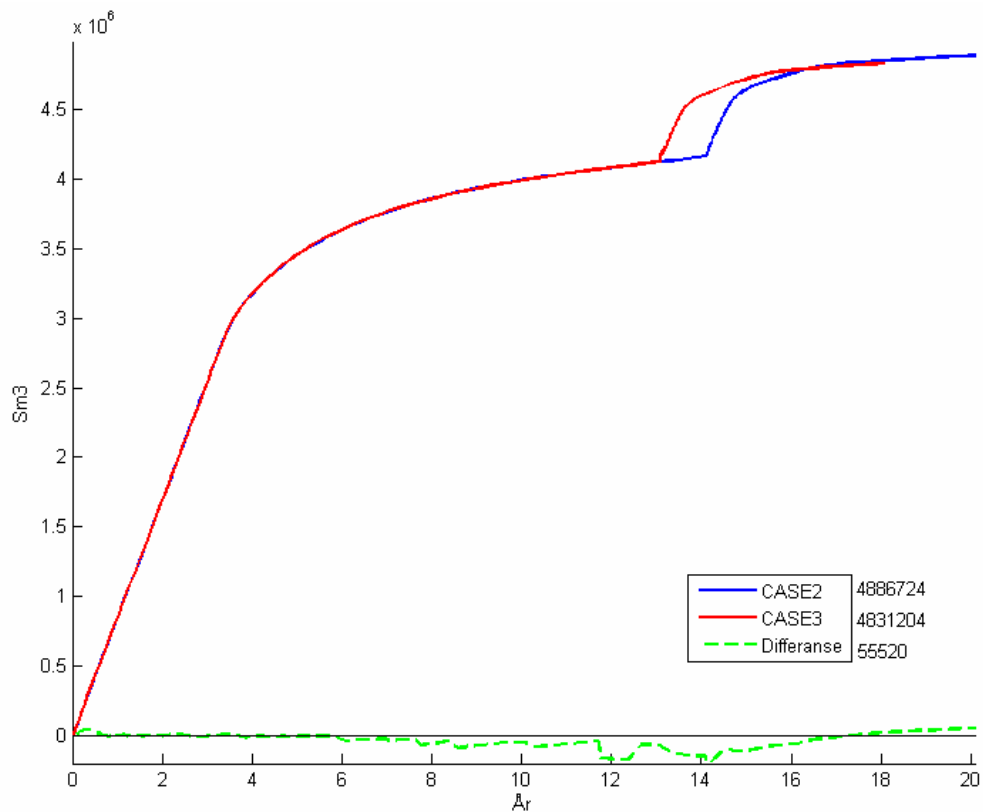


Figur 6.13: Sammenlikning av bunnhullstrykk og vannkutt for case 2 og case 3

Vi ser av figurene 6.14 og 6.15 at case 3 gir dårligere resultater enn case 2 da brønnens levetid er forkortet med 2 år, og total oljeproduksjon er $55\,520\text{ Sm}^3$ mindre med vanninjektor.



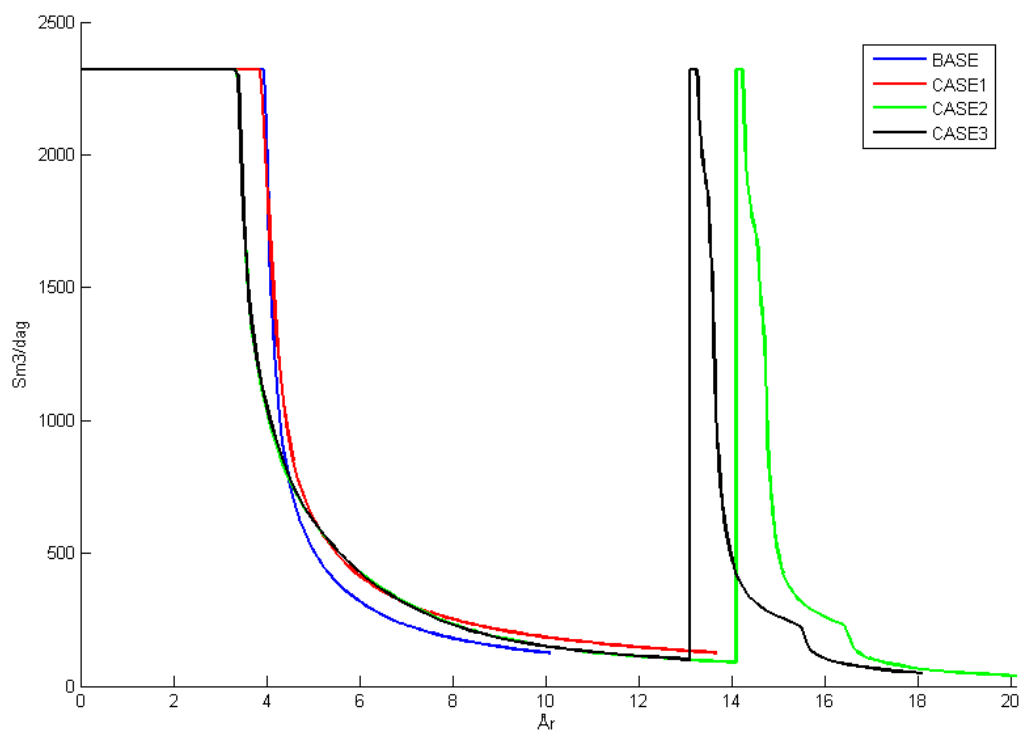
Figur 6.14: Produksjonsrate olje for case 2 og case 3



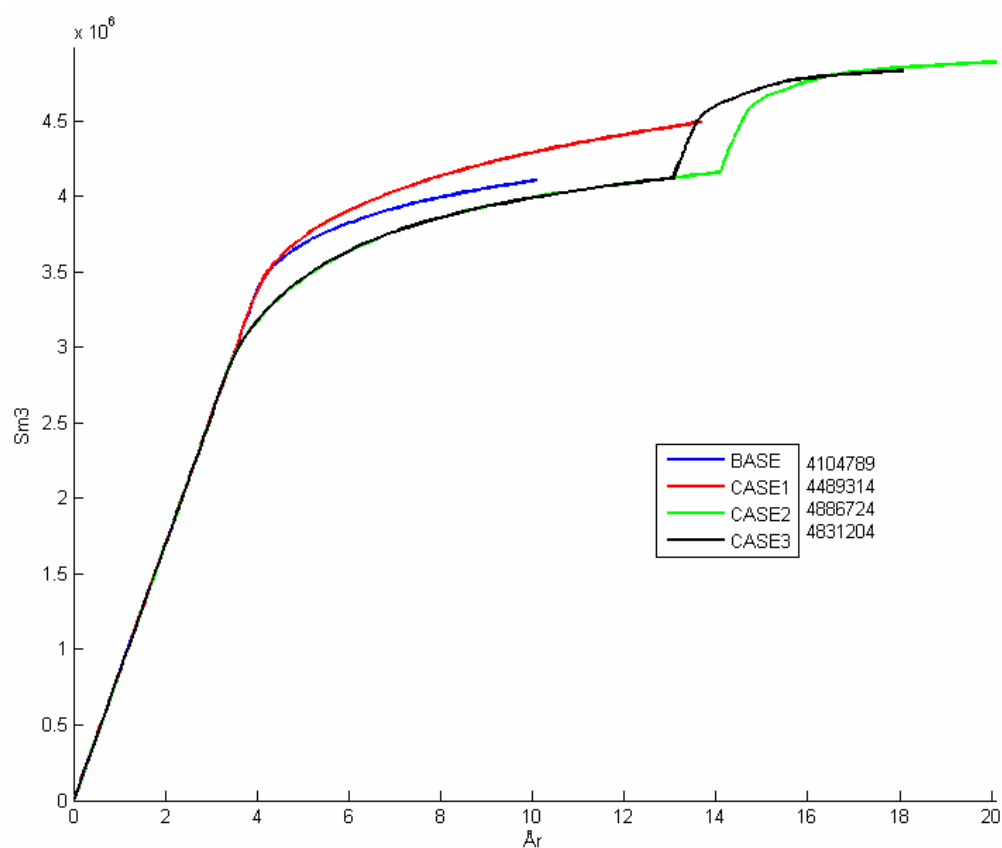
Figur 6.15: Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for case 2 og case 3

6.7 Oppsummering av resultater

Ved å bruke vanninjeksjon sammen med den horisontale produsenten, eller to vertikale produsenter klarer man å heve utvinningsgraden av Gulltopp fra 39,8 % i base case til 43,6 % i case 1 og til 47,4 % for case 2. Vanninjektor viste seg å være svært effektivt for basecase, men for vertikal injektor i case 3 fikk vi derimot dårligere resultat enn uten injektor.



Figur 6.16: Sammenlikning av produksjonsrate til olje for alle case



Figur 6.17: Sammenlikning av akkumulert oljeproduksjon for alle case

7. Diskusjon

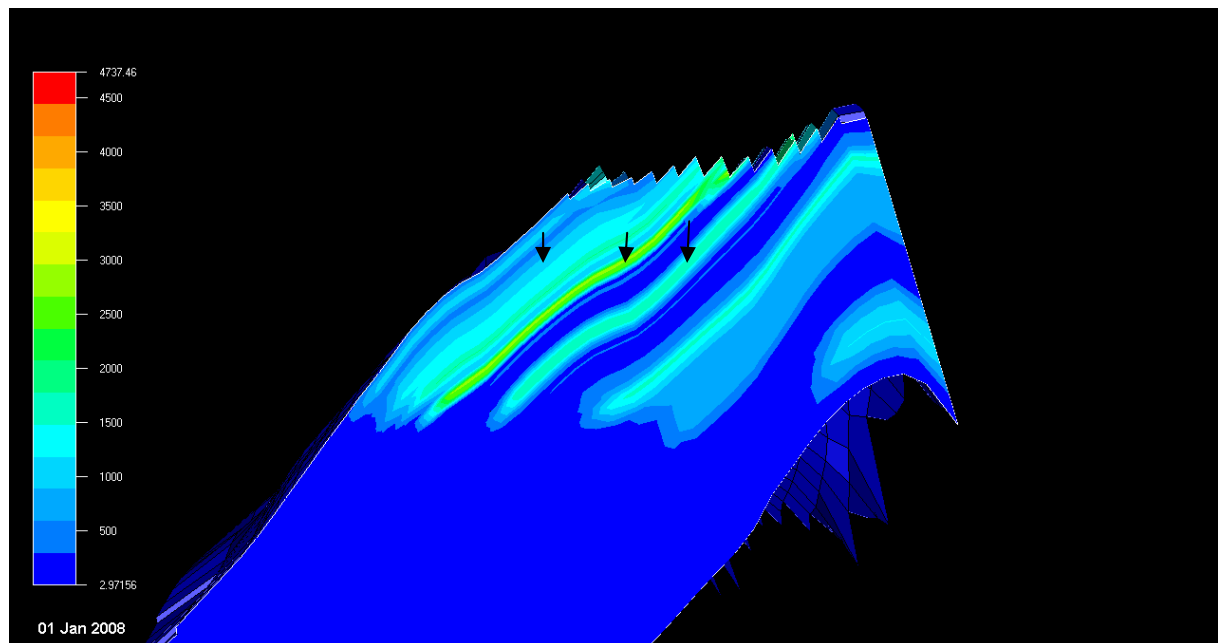
7.1 Horisontale brønner vs. vertikale brønner

Horisontale brønner ligger langs reservoarlaget og kan vanligvis kompletteres over lengre intervall enn tilsvarende vertikale brønner. Brønnen får en større eksponering mot reservoaret, hvilket igjen øker produksjonsindeks. Produksjonsindeks er en funksjon av lengden reservoar drenert av brønnen og kan gi høyere produksjonseffektivitet for horisontale brønner.

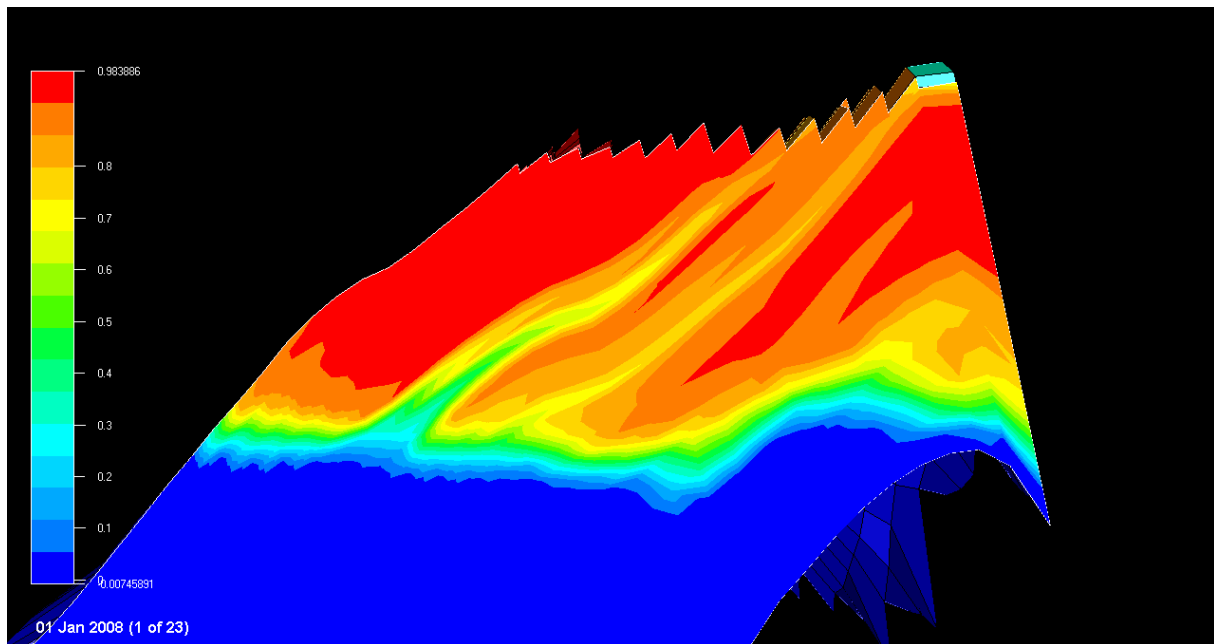
Horisontale brønner gir også muligheten til å legges så langt bort fra olje-vann kontakten som mulig, noe som resulterer i ett senere gjennombrudd av vann. Horisontale brønner er derfor vanligvis mindre utsatt i forhold til vertikale brønner.

Geometrien og reservoarkvaliteten er viktige faktorer for om en horisontal brønn vil kunne utnytte sine fordeler i forhold til vertikale brønner. Ved meget lav vertikal permeabilitet kan en horisontal brønn komme til å produsere ved en lavere rate. Den kumulative oljeproduksjonen kommer nok til å være forholdsvis lik den vertikale produksjonen. Den store fordelene er en akselerert oljeproduksjon.

7.2 Permeabilitet



Figur 7.1: Permeabilitet i x retningen i samme y lag som den horisontale brønnen.

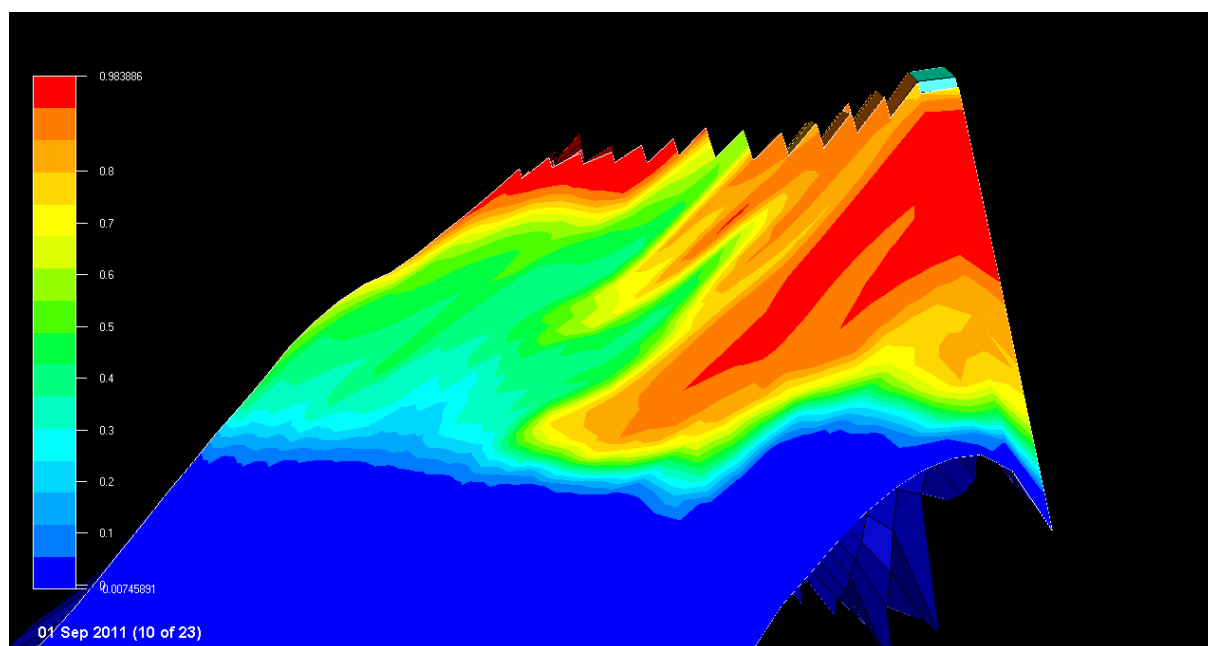


Figur 7.2: Oljemetning i reservoarmodellen dag 1 av simuleringen.

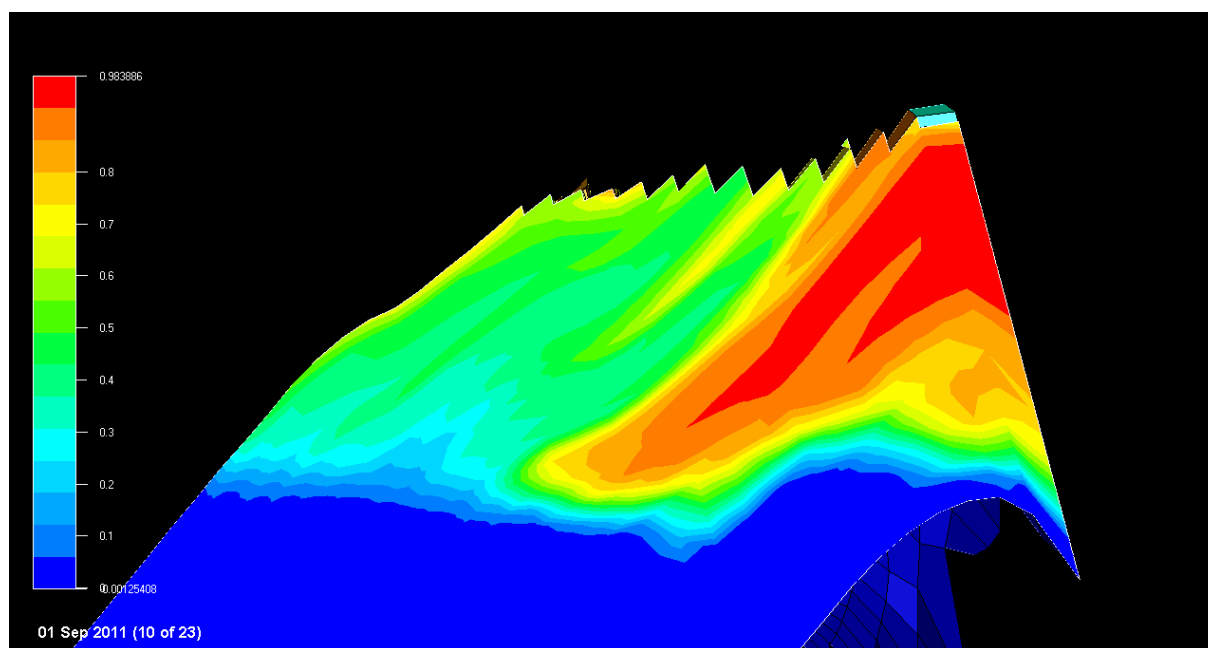
I figur 7.1 vises hvordan permeabiliteten varierer i reservoarmodellen i y-laget der den horisontale brønnen er komplettert. Fra venstre markert med piler ser man at Tarbertformasjonen har i hovedsak lag med permeabilitet som varierer mellom 500-1500mD. Markant er et lag som måler ~3000mD som ligger ovenpå et lag med lav permeabilitet. Laget med lav permeabilitet følges av et lag på ~1750 mD i bunn av Tarbertformasjonen. I en sammenlignelse med oljemetningen (figur 7.2) i Tarbert viser det seg at metningen er høy i de lag som har permeabilitet høyere enn ~500mD. Laget med lav permeabilitet i den nedre delen av Tarbert har en høyere vannmetning.

7.3 Effekt av endret produksjonsrate

Det oppstår en forskjell i produksjonsprofil når man produserer ved ulike rater. En høyere rate resulterer i et tidligere vanngjennombrudd, men kumulativ produksjon sammen med produksjonstid forblir den samme. Dette kan ses i figur 6.3.



Figur 7.3: Base case med produksjonsrate $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$

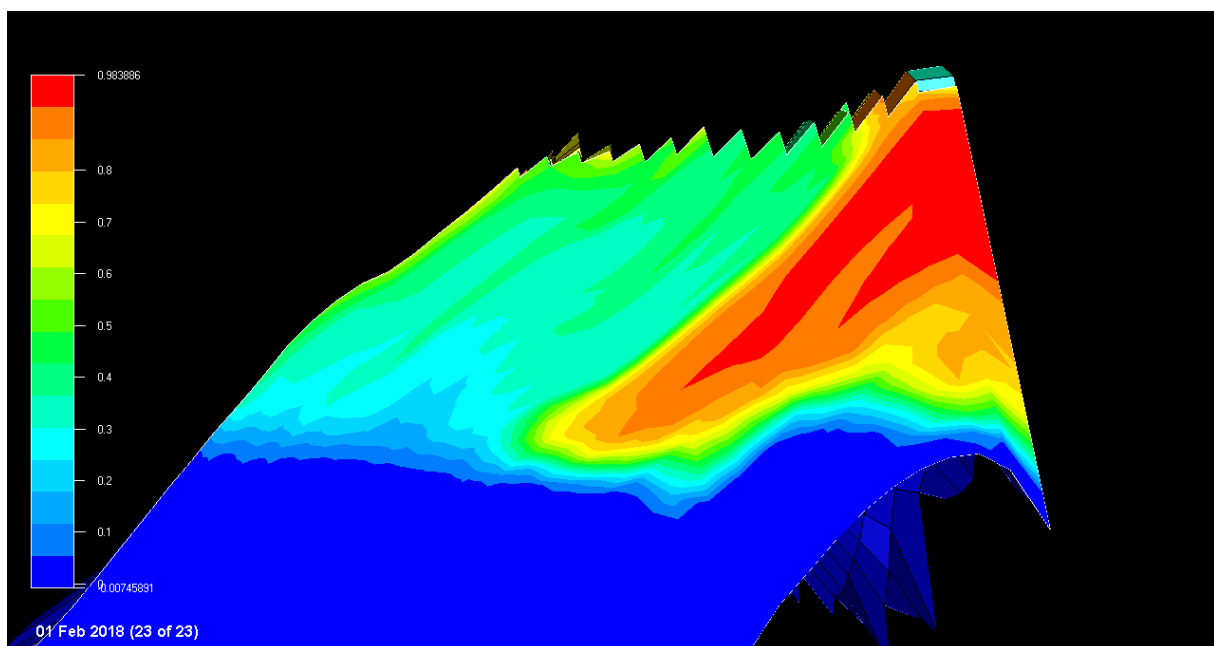


Figur 7.4: Bilde av situasjonen for base caset med produksjonsrate $3000 \text{ Sm}^3/\text{dag}$.

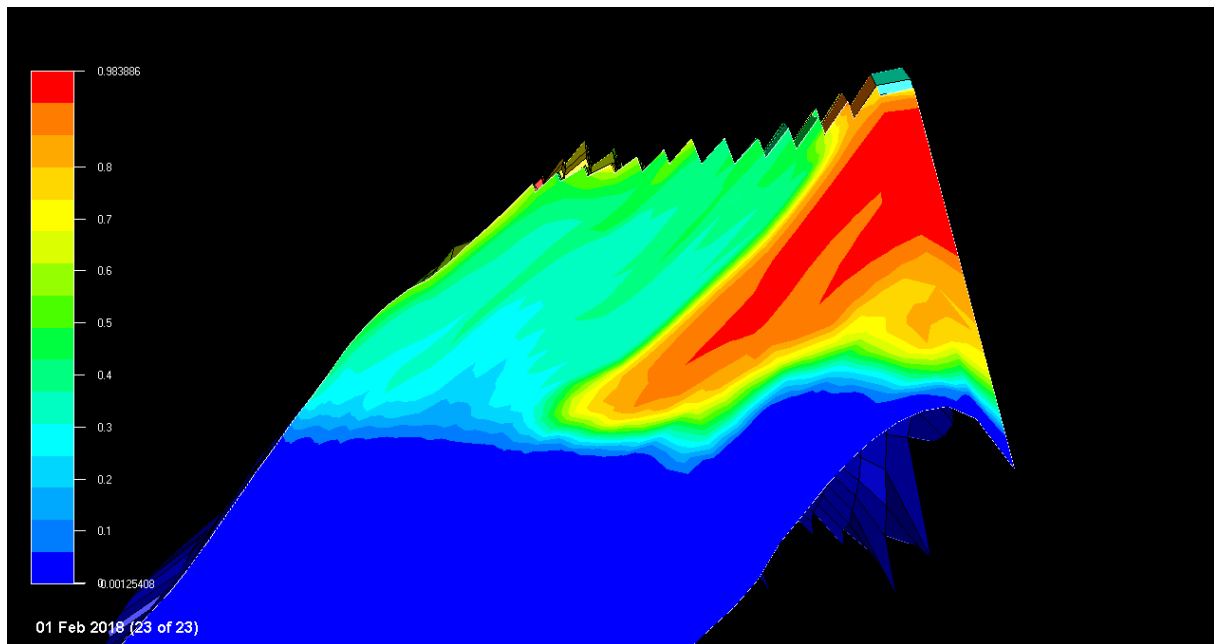
Figur 7.3 viser oljemetningen i Tarbertformasjonen ved vanngjennombrudd for produksjonsraten $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$. Her ser vi at gjennombruddet skjer i det høypermeable laget.

Sammenlignes denne situasjonen med situasjonen for en produksjonsrate på $3000 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ ses en klar forskjell (figur 7.4). Vanngjennombruddet vil skje ved et tidligere tidspunkt for den høyere produksjonsraten. En effekt som ligner vannkoning er nok grunnen til det tidligere vanngjennombruddet. Ved en høyere rate vil trykkfallet være mer merkbart i reservoaret og vannet vil trekkes opp i det laget der det er minst motstand.

Spørsmålet nå blir om dette har noen effekt på den kumulative oljeproduksjonen. Om vi går tilbake og undersøker figur 6.3 vil vi se at den totale oljeproduksjonen ikke påvirkes. Den totale produksjonstiden viser ikke noen merkbare forskjeller. Dette kan også ses i figur 7.5 og figur 7.6. Her kan vi se hvordan oljemetningen er for de to ulike ratene ved avsluttet produksjon. Situasjonen i de to figurene er så godt som identiske. Dette skyldes at vi har en forholdsvis homogen reservoarformasjon i Tarbert. Vannet vil bevege seg noe raskere oppover i det høypermeable laget og bidra til en økt vannproduksjon totalt sett. Den totale oljeproduksjonen blir allikevel lik i de to tilfellene da rateøkningen ikke er nok til å gjøre oljevann fronten ustabil.



Figur 7.5: Ved produksjonsstans for basecase med oljerate $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$

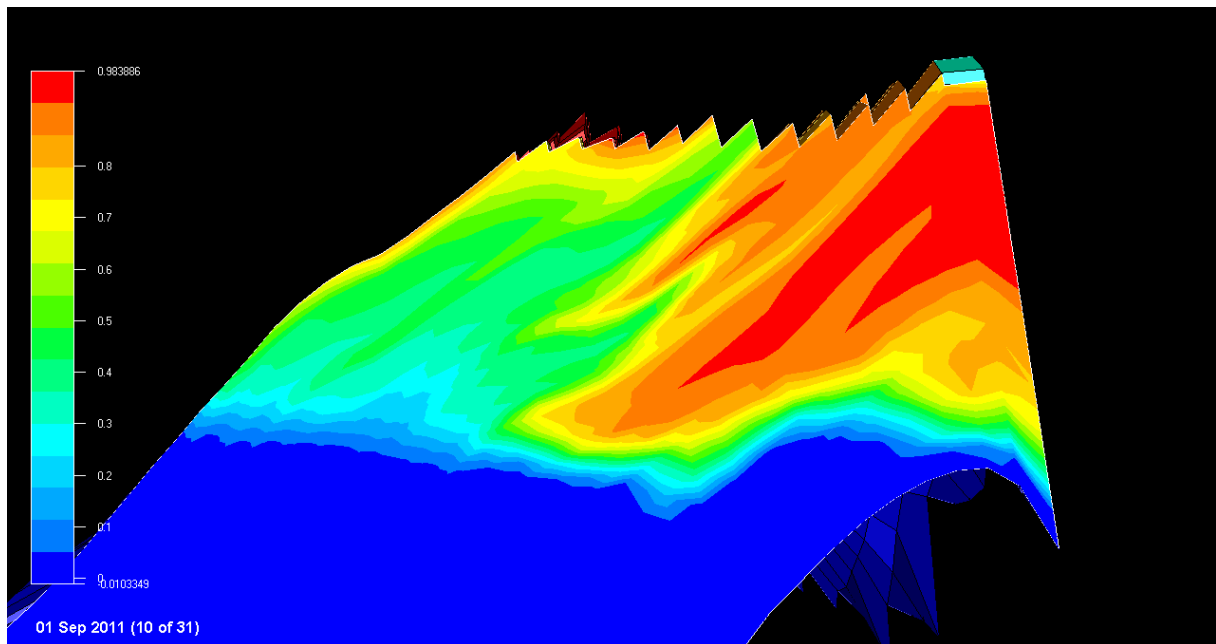


Figur 7.6: Produksjonsstans for basecase med oljerate 3000 SM³/dag

Sluttresultatet blir et tidligere vanngjennombrudd og økt vannproduksjon totalt sett. Vi får en raskere utvinning av olje tidlig i brønnens levetid, men senere i produksjonen vil et høyere vannkutt gjøre at totalproduksjonen av olje blir den samme.

7.4 Effekt av en horisontal vanninjektor

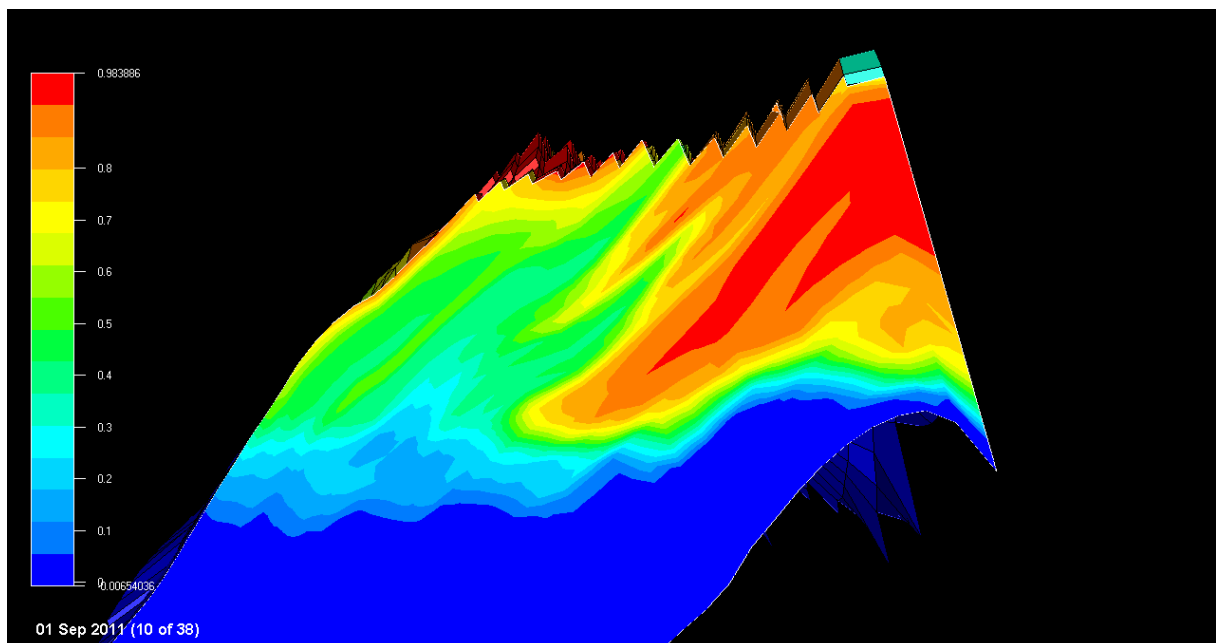
Injeksjon fra en horisontal vanninjektor gir en klar øking i kumulativ oljeproduksjon (figur 6.5). Det kan ses i figur 7.7 at vanninjeksjonen gir et tidligere vanngjennombrudd, men også en mer effektiv drenering av formasjonen. Injeksjonen av vann gir oss en større "sweep". Med dette menes at en større del av Tarbertformasjonen kommer i kontakt med vannet som injiseres. I basecase er det bare akviferen som gir trykkstøtte. Oljemetningen i figur 7.7 viser tydelig at et større areal av Tarbertformasjonen påvirkes, hvilket gir en mer effektiv utvinning av oljereservene.



Figur 7.7: Oljemetning i reservoaret 1. sept 2011. Omtrentlig tid for vanngjennombrudd for base case.

7.5 Plassering av injektoren og raten.

Plasseringen av injektoren har stor betydning for oljeproduksjonen. Figur 7.8 viser klart forskjellen mellom den valgte plasseringen i case 1 og å plassere injektoren i vannsonen rett under den horisontale produsenten.

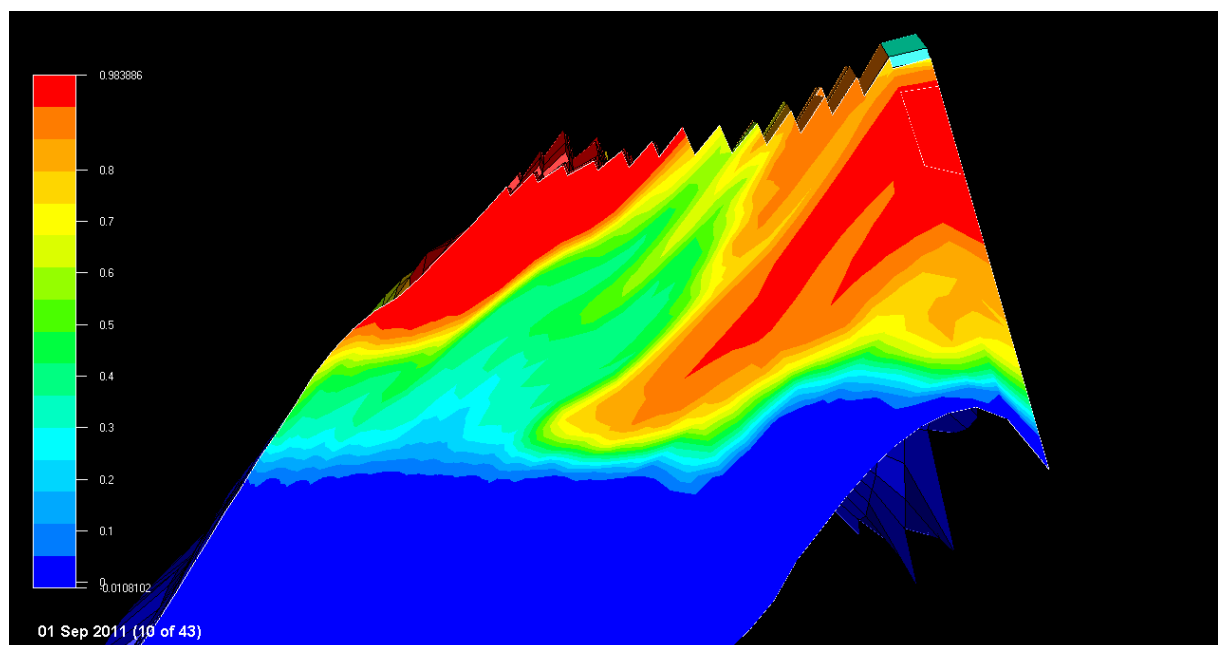


Figur 7.8: Horisontal vanninjektor plassert i vannsonen rett under produksjonsbrønnen.

Det fordelaktige horisontale ”sweepet” uteblir. Vanngjennombruddet er kraftigere og soner av olje blir igjen i reservoaret. Bildet stemmer bra med det lavere volumet produsert olje og tidligere produksjonsstopp ved 95 % vannkutt. Injektoren ligger nærmere produsenten. Vanngjennombruddet i det høypermeable laget i Tarbert blir tydeligere. Fronten av vann som skyver oljen fremfor seg blir ustabil og det dannes lommer av olje som går tapt.

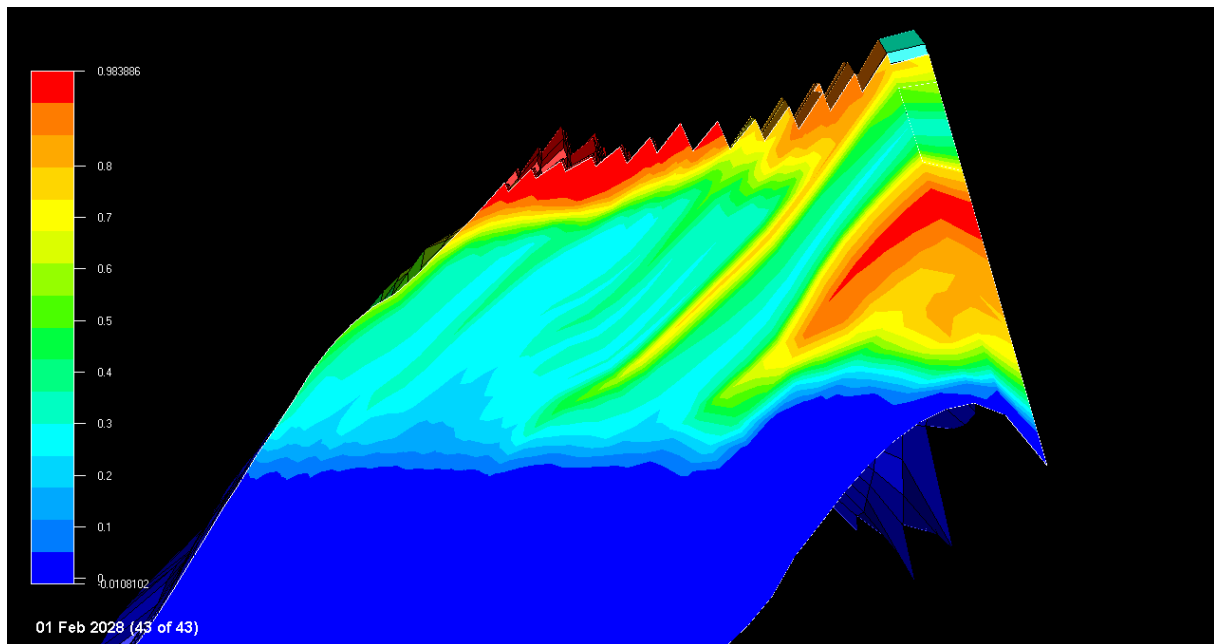
7.6 Vertikale brønner kontra horisontal brønn

Resultatene fra base case og case 2 viser at det totale volumet olje som utvinnes fra Tarbertformasjonen er sammenlignbare. Forskjellen ligger i hvor lang produksjonstiden blir. For å få samme kumulative oljevolum må den vertikale løsningen produsere 4 år lenger enn hva som er tilfelle for en horisontal produsent (figur 6.16).



Figur 7.9: Vertikal brønn i Tarbert.

Figur 7.9 viser hvordan oljemetningen ser ut for den vertikale produsenten i Tarbertformasjonen ved vanngjennombrudd. Her kan ses at vanngjennombruddet vil skje omtrent ved samme tidspunkt som for en horisontal brønn. Dette skyldes at begge brønnene er komplettert i det tynne, høypermeable laget i Tarbert der vi først ser vanngjennombrudd for alle de ulike casene. Dette er et tynt lag og forskjellen mellom en vertikal og horisontal brønn blir ikke merkbar. Forskjellen mellom de to casene kommer tydelig frem når man ser på produksjonseffektiviteten.

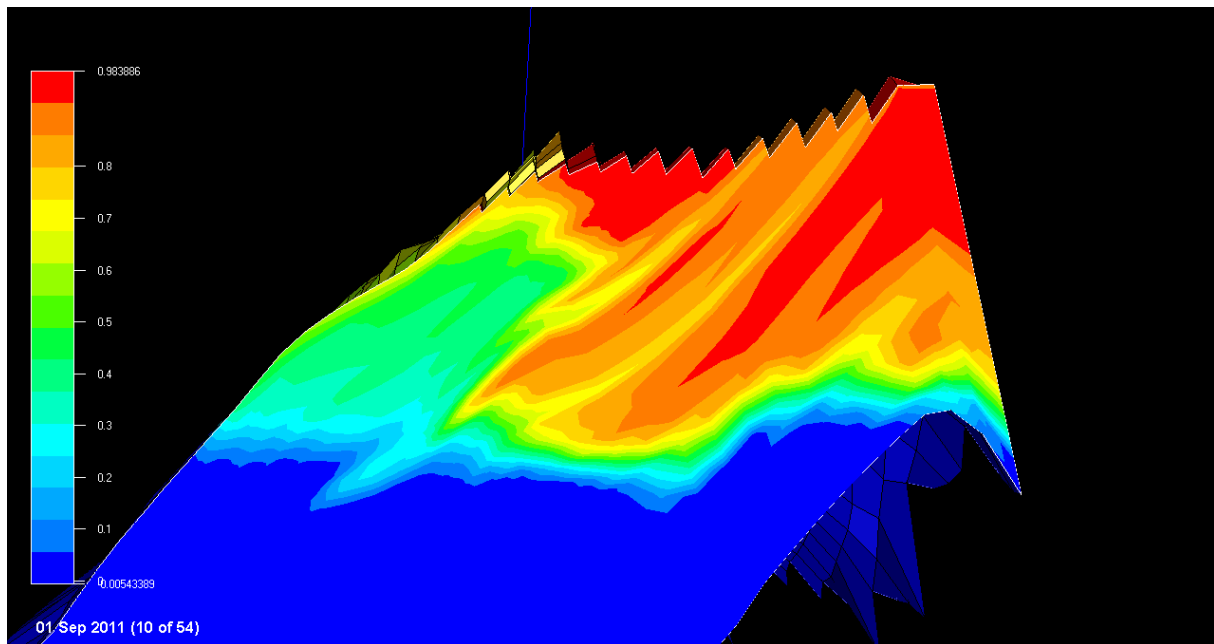


Figur 7.10: Oljemetning ved sluttdato for oljeutvinning med to vertikale brønner.

En sammenligning mellom figur 7.10 og figur 7.5 viser forskjellen i effektivitet for en horisontal brønn og en vertikal. Den horisontale brønnen har på en mer effektiv måte drenert Tarbertformasjonen. Et område i toppen av Tarbertformasjonen er helt urørt av produksjonen med en vertikal brønn. Olje-vann fronten er mer stabil for den horisontale brønnen og arealet som påvirkes betraktelig større. Dette reflekteres i de 4 år ekstra det tar for den vertikale brønnen å oppnå samme kumulative oljeproduksjon.

7.7 Plassering av vertikale produksjonsbrønner

Plasseringen av de vertikale brønnene har en stor betydning for hvor mye olje som kan produseres fra reservoaret.

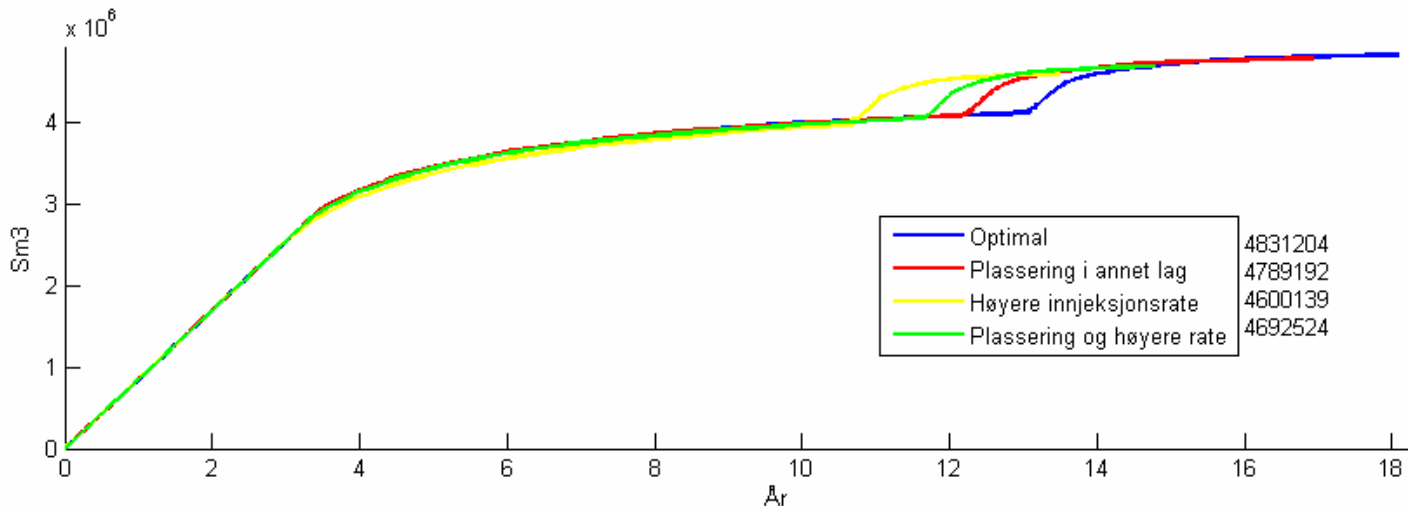


Figur 7.11 Alternativ plassering av vertikal brønn i Tarbertformasjonen

I figur 7.10 så vi at en sone var helt urørt av oljeutvinningen fra vår vertikale brønn i Tarbertformasjonen. En alternativ plassering ble gjort for å undersøke om en mer effektiv utvinning av hele Tarbertformasjonen kunne oppnås. Figur 7.11 sammen med figur B3 viser resultatet av denne omplasseringen. Den alternative plasseringen av den vertikale brønnen viste seg å ikke være fordelaktig i det hele tatt. Hele den nedre delen av formasjonen er urørt. Store volum av utvinnbar olje blir igjen i Tarbert etter at et vannkutt på 95 % har ført til nedstenging av brønnen. Dette uheldige resultatet kan ledes tilbake til plasseringen av brønnen. Brønnen blir liggende nærmere olje-vann kontakten og vanngjennombruddet skjer tidligere. Dette viser oss hvor viktig det er å legge brønnen langt ifra olje-vann kontakten. Selve avstanden fra olje-vann kontakten er nok likevel ikke hele grunnen till det dårlige resultatet. Den alternative plasseringen gjorde at vi ikke kunne komplettere brønnen i verken det høypermeable laget eller i den lavere delen av formasjonen. Av denne grunn gikk vi glipp av store volum utvinnbar olje.

7.8 Sammenligning case2 og case3

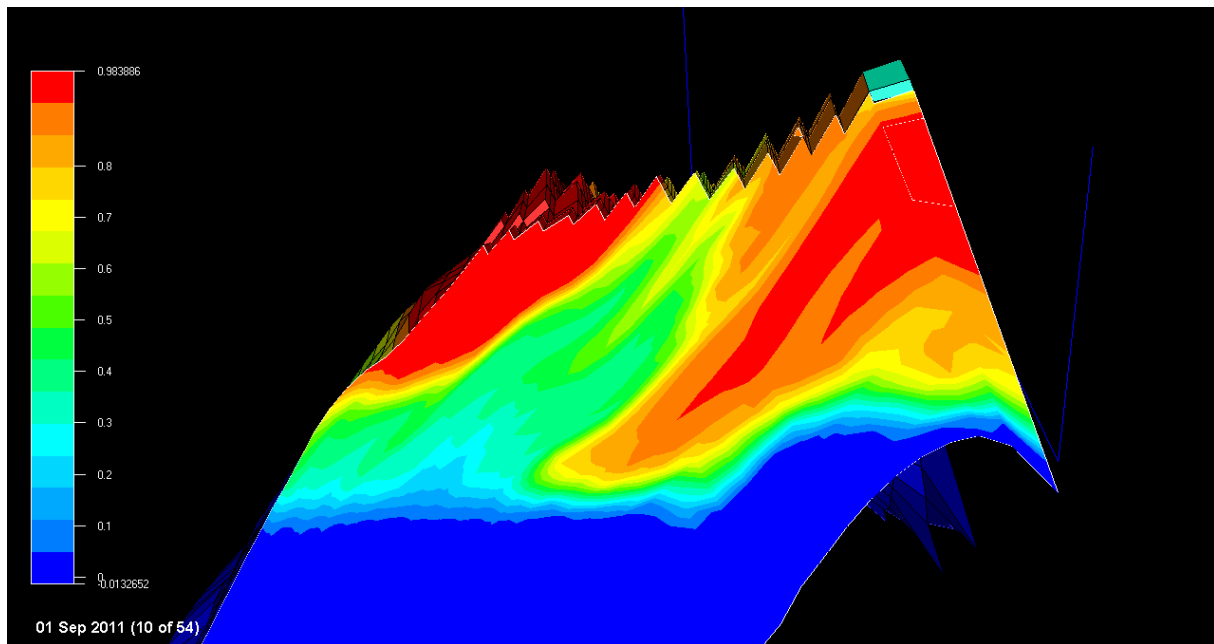
For vertikale brønner med og uten vanninjeksjon er det lite forskjell i kumulativ oljeproduksjon



Figur 7.12: Sammenlikning av kumulativ oljeproduksjon for ulike vanninjektorer

Selv om ikke selve totalvolumet av utvunnet olje påvirkes vil man se at vanngjennombrudd vil skje ved forskjellige tider.

At den positive effekten som ses i case 1 uteblir for vertikal injeksjon av vann skyldes forskjellen i hvordan vannet injiseres. En horisontal injektor kan man plassere langs olje-vann kontakten. Den vertikale permeabiliteten påvirker ikke strømningsmønsteret for vann i like stor grad som i det vertikale tilfellet. Her settes injektoren ned i akviferen og den direkte kontaktflaten mot injektor langs olje-vann kontakten blir liten. I og med at den vertikale permeabiliteten er 10 % av den horisontale ser vi en økning i bunnhullstrykket for begge tilfellene, men arealet påvirket av den vertikale injeksjonsbrønnen blir ubetydelig i forhold til for det horisontale alternativet.. Vannfronten som skapes av den horisontale injektoren og resulterer i en mer effektiv "sweep" skjer ikke for den vertikale injektoren. Figur 7.13 viser hvor liten effekt den vertikale vanninjeksjonen har på utvinningen av olje i case 3.

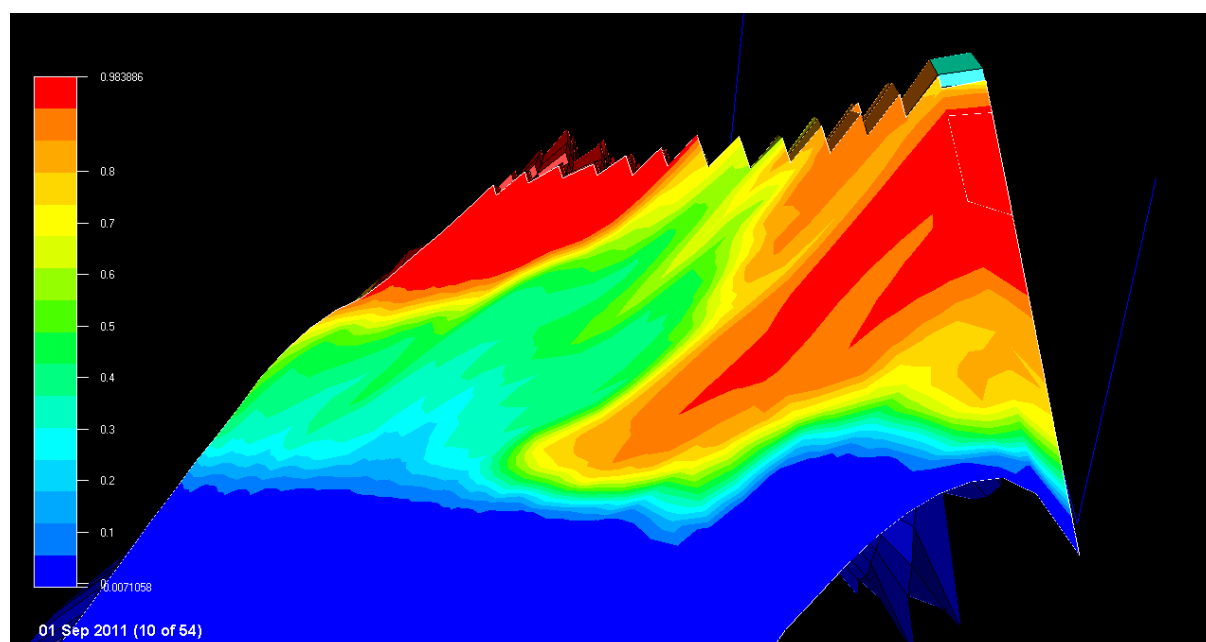


Figur 7.13: Case 3 To vertikale produsenter og vanninjeksjon 1. sept 2011

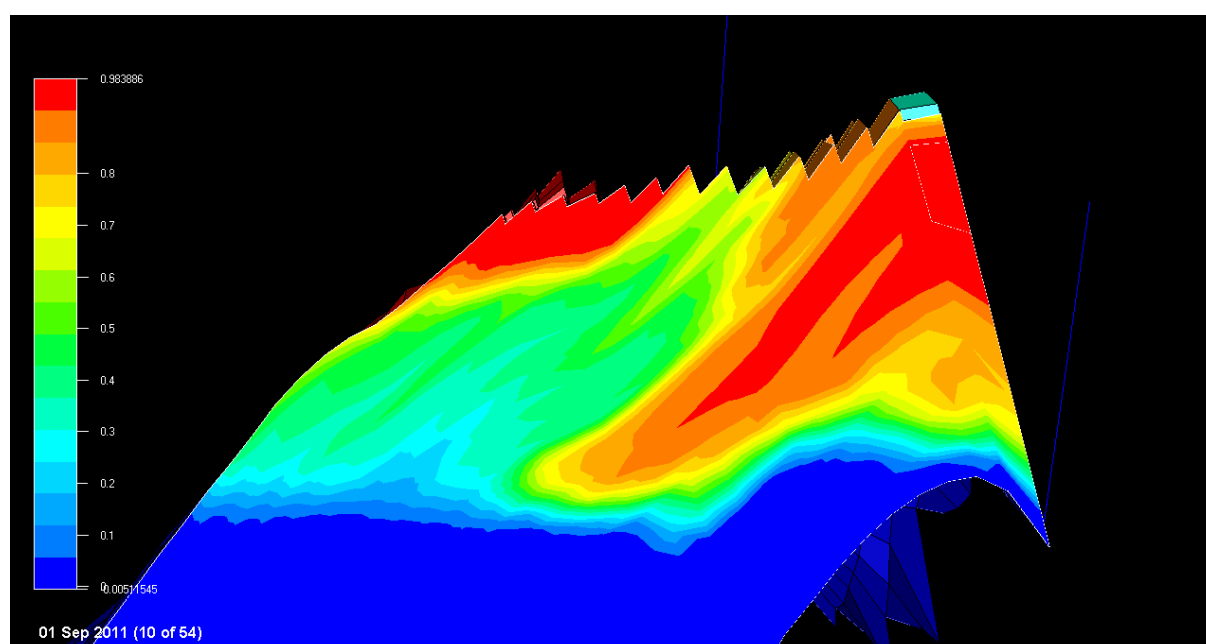
7.9 Plassering av vertikale injektorer og rate.

De vertikale injeksjonsbrønnene med en injeksjonsrate på $1250 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ (figur 7.14) og $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ (figur 7.15) viser effekten av økt injiseringsrate i Tarbertformasjonen. Et tilbakeblikk til figur 7.9 illustrerer godt forskjellen i vannfrontens utbredelse. Vertikal produsent uten trykkstøtte fører til at vannfronten i den øvre delen av Tarbertformasjonen beveger seg oppover i oljesonen langsommere enn med trykkstøtte. Injeksjon i akviferen gir oss økt bunnhullstrykk som i sin tur gjør at innstrømningen av vann øker inn til oljesonen. Selv om den vertikale permeabiliteten er lav i forhold til den horisontale og demper effekten av vertikal injeksjon av vann, ser vi likevel en effekt. For stigende injeksjonsrate ser vi i figur 7.9, 7.14 og 7.15 hvordan vannfronten forflytter seg oppover i formasjonen ved samme tidspunkt i produksjonen (1. sept 2011).

En plassering av en injektorbrønn nærmere produsenten i Tarbertformasjonen gir et tidligere vanngjennombrudd og en senket totalproduksjon av olje sammen med en økt vannproduksjon. Vannet som injiseres får en kortere vei i formasjonen og vil raskere bryte igjennom til brønnen (figur 6.12).



Figur 7.14: Oljemetning for vertikal vanninjeksjon $1250 \text{ Sm}^3/\text{dag}$.



Figur 7.15: Oljemetning for vertikal vanninjeksjon $2500 \text{ Sm}^3/\text{dag}$

8. Økonomi

8.1 Forutsetninger

For å utføre de økonomiske estimatene har vi blitt nødt å gjøre en del antagelser, og beregningene er dermed dømt til å være ganske unøyaktige. Dollarkurs og oljepris er de to parametrene som er viktigst i så måte, og vi har valgt å sette begge som konstant i hele levetiden. Dette er uten tvil en tilsnikelse, men de estimer som foreligger er svært usikre. Produksjonskostnader er også satt konstant, verdiene er gitt under. Tallene er tatt fra det materialet vi har fått fra StatoilHydro, eller basert på tilnærming. Vi fant ikke noe om driftskostnader for case 2, men vi antar at denne er noe høyere enn for base case og case 1.

Dollarkurs:	5.2 NOK
Oljepris:	100 dollar/fat
Avkastningskrav:	8 %
Produksjonskostnader:	
• Base case:	30 Mill. NOK per år
• Case 1:	30 Mill. NOK per år
• Case 2:	40 Mill. NOK per år
Investeringskostnader:	
• Base case:	950 Mill. NOK
• Case 1:	1400 Mill. NOK
• Case 2:	1258 Mill. NOK

8.2 Kvalitativ risikovurdering

Da beslutningen om horisontal brønn ble tatt, var det klart at dette innebar en stor risiko. Ikke bare for kostnadsoverskridelser, men også om det i det hele tatt ville la seg gjøre. Når horisontal brønn allikevel ble valgt skyldes dette først og fremst et ønske om læring og teknologiutvikling slik at horisontale brønner skulle bli billigere og sikrere i fremtiden. Man må ha i bakhodet at dette ligger til grunn.

Case 2 ville ha vært alternativet dersom horisontal brønn ble forkastet. Her er risikoen svært liten, og uten læringsgevinst eller teknologiutvikling. Man ville ha fått ut en del mer olje i første omgang. Produksjonen ville antagelig ha startet et par år tidligere med denne løsningen, noe som på grunn av økningen oljeprisen har opplevd de siste årene ville sørget for tap.

Case 1 innebærer å sette inn en horisontal injektor i base case, og innebærer også en større risiko enn en horisontal brønn. Vi antar at borekostnadene for denne injektoren ville være betydelig lavere enn base case, på grunnlag av læringseffekter og teknologiutvikling. Det vil være stor usikkerhet knyttet til denne utgiften.

8.3 Resultater

Vi har utført beregninger i EXCEL, og resultatene følger under i tabell 8.1.

Tabell 8.1: Økonomiske beregninger

Navn	Nåverdi	Internrente	Tilbakebetalingstid
Base case	kr 9 478 286 524	291 %	134 dager
Case 1	kr 9 594 087 547	198 %	182 dager
Case 2	kr 9 582 886 719	219 %	165 dager

Base case gir i denne beregningen marginalt lavere nåverdi enn de to andre, men en del momenter gjør allikevel denne til den foretrukne. Man slipper risikoen ved å bore en ny horisontal brønn, og både case 1 og 2 innebærer en mye høyere investeringskostnad. Dersom avkastningskravet overstiger 11,5 % vil dette sørge for at base case uansett har høyere nåverdi.

9. Konklusjon

Et grundig forarbeide har blitt utført for å kunne skape den geologiske modellen av Gulltopp, samt kartlegge tilstedeværelsen av hydrokarboner i reservoaret. De siste års utvikling innen seismisk innsamling og prosessering har gjort tolkningsarbeidet lettere, og på den måten hatt stor innvirkning på gjennomføringen av Gulltoppsprosjektet.

Under boring av Gulltoppbrønnen har man støtt på flere utfordringer, ikke minst materialtekniske. Et problem i oljeindustrien i dag er kvaliteten på stålet som brukes til borerør – dette er ofte resirkulert stål fra Øst-Europa, og den dårlige kvaliteten kan for eksempel føre til hyppigere tilfeller av utmattingsbrudd.

I følge simuleringene som er kjørt gir base casen de mest fordelaktige resultatene ut i fra økonomiske betraktninger og produksjonseffektivitet. En horisontal injektor gir økt nåverdi, men store usikkerheter i boring av injektoren og kostnader.

Boringen av Gulltopp gir verdifull kunnskap som kan brukes i fremtidlige prosjekt. Dette fører til større sikkerhet i kommende prosjekt som bruker lang brønn konseptet og derav økonomiske og miljørelaterte besparinger.

10. Referanser

- 1 Hallstein, M Ånes et. al. (DG1) – *Beslutning om konkretisering* Statoil doc # M-TO GF-03 00127
- 2 Hesthammer J. M. Landrø, H. Fossen. *Use and abuse of seismic data in reservoir characterization* www.elsevier.com.
- 3 Askeland, Donald R. Pradeep P. Phulé. *The Science and Engineering of Materials*. CENGAGE Engineering. 5. utgivelse.
- 4 Dieter, George E. *Mechanical Metallurgy* McGraw-Hill Education. 3. reviderte utgivelse
- 5 Anderson, TL. *Fracture Mechanics Fundamentals and Applications* CRC Press. 3. utgivelse.
- 6 Clark, Jason, Nicholas Reynolds, and Sean Ellis. *Advances in fatigue design: Curvature Index theory and case study*. T H Hill Associates Inc. 2003.
- 7 Spanos PD, AM Chevallier, NP Politis, and ML Payne. *Oil and Gas Well Drilling: A Vibrations Perspective*. The Shock and Vibration Digest Vol. 35, No. 2, March 2003. Pages 85-103.
- 8 Bjune JV, KA Macdonald. *Failure analysis of drillstrings*. <http://www.sciencedirect.com>.
- 9 Vaisberg O, O Vincke, G Perrin, JP Sarda, and JB Fay. *Failure of Drillstring: State of the Art*. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, vol. 57 (2002), No. 1, pages 7-37.
- 10 Lubinski, Arthur. *Maximum Permissible Dog-Legs in Rotary Boreholes* (1961) SPE Database. Artikkel # 1543-G.
- 11 Wu, Jiang. *Drill-Pipe Bending and Fatigue in Rotary Drilling of Horizontal Wells*. SPE Database. Artikkel # 37353.
- 12 Hummelsund, Therese. Master's Thesis. Title: *Evaluate the planning, design and drilling of ERD wells on the Tampen field, emphasizing Visund A-6-HT2, Statfjord C-33-AT4, and Gullfaks A-32 CT3*.
- 13 Hill, TH. MA Summers, GJ Guild. *Designing and Qualifying Drillstrings for Extended-Reach Drilling*. SPE Database. Artikkel #29349
- 14 Plácido, João Carlos R. Hélio MR Santos. Yadira Diaz Galeano. *Drillstring Vibration and Wellbore Instability*. Journals of Energy Resources Technology. December 2002, Vol. 124
- 15 Tangen, Inger-Lise. *Statfjord – Gulltopp Failure Analysis of 5'' Drill Pipe*. Det Norske Veritas AS. Report No. BGN-R3106333

Appendix A - Problemstilling

OPPGAVE 2: "GULLTOPP LANG BRØNN"

Gruppe 6

Gruppemedlemmer:

Bente Øygarden, 23 år. Fagbakgrunn: Geofysikk

Jørgen Sirum, 23 år. Fagbakgrunn: Kybernetikk

Henrik Gade, 22 år. Fagbakgrunn: Energi og prosesseteknikk

Magnus Helge Eriksson, 34 år. Fagbakgrunn: Petroleumsteknologi

Terje Hals, 25 år. Fagbakgrunn: Materialteknologi

Vårt prosjekt vil bestå i å:

- Evaluere letestrategi og bruk av lange brønner på GFHF med utgangspunkt i erfaringer fra Gulltopp. Her vil vi se på hva Statoil har brukt som grunnlag for å legge utvinningsstrategi for feltet. Vi vil også undersøke hva som er fordeler og ulemper ved bruk av lange brønner, og hvilke materialtekniske utfordringer man har ved boring av disse.
- Bruke eksisterende Eclipse-modell og legge inn brønnbanen slik som brønnen er blitt boret. Kjøre forskjellige case og forsøke å optimalisere brønnbanen. Vi vil her se på alternativer til Statoils plassering av brønnen, blant annet ved å se på kommunikasjoner mellom felt.

Casene er som følger:

1. Horisontal brønn (med trykkstøtte fra aquifer). Base case.
 2. Horisontal brønn og en horisontal vanninjektor.
 3. To vertikale brønner uten vanninjeksjon
 4. To vertikale brønner med vanninjeksjon.
- Kjøre prediksjoner for å bestemme fremtidig produksjonsprofil og utvinnbare reserver ved bruk av de forskjellige casene (for eksempel med og uten vanninjeksjon), og ut fra disse resultatene bestemme hvilke case som kan gi økning i produksjon og være økonomisk lønnsomme.
 - Estimere kostnader og beregne nåverdi for brønnen(e), basert på egne simuleringer.
 - Vurdere eventuelle oppsider og nedsider og gjøre risikovurderinger, bl.a. ved å se på usikkerheter knyttet til prosjektet.

Veiledere ved NTNU:

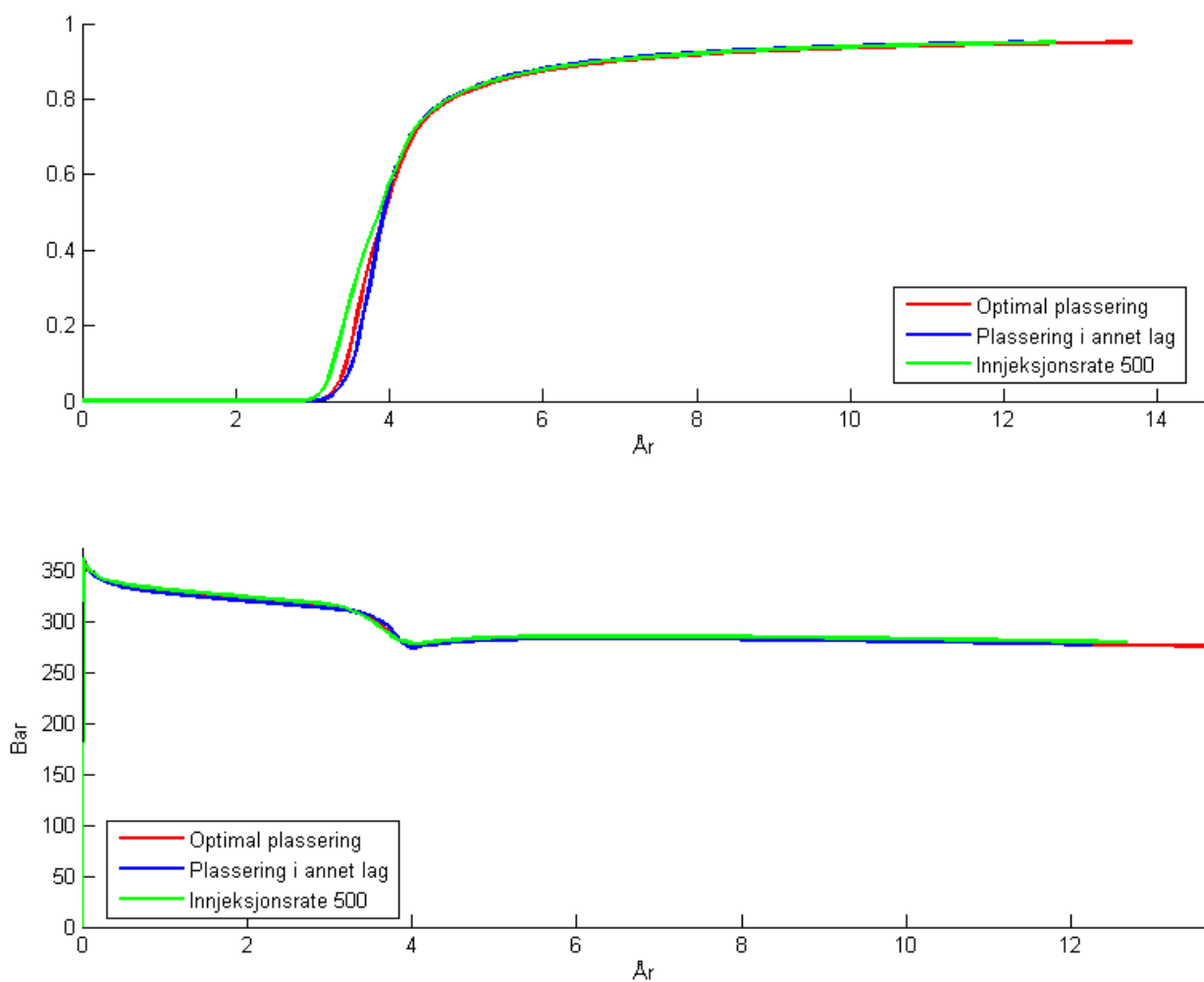
Professor Jon Kleppe

Jan Ivar Jensen

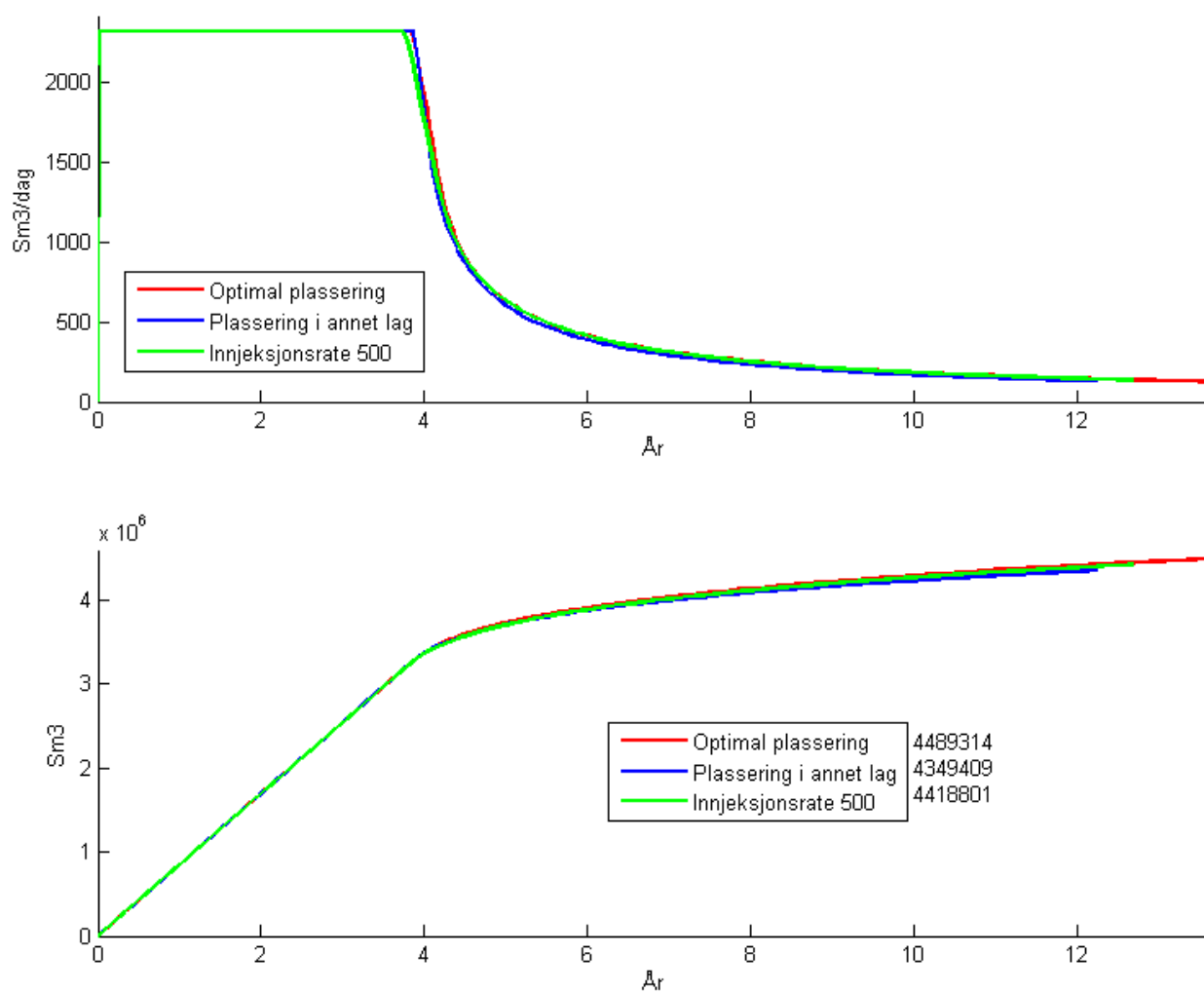
Professor Michael Golan

Professor Sigbjørn Sangesland

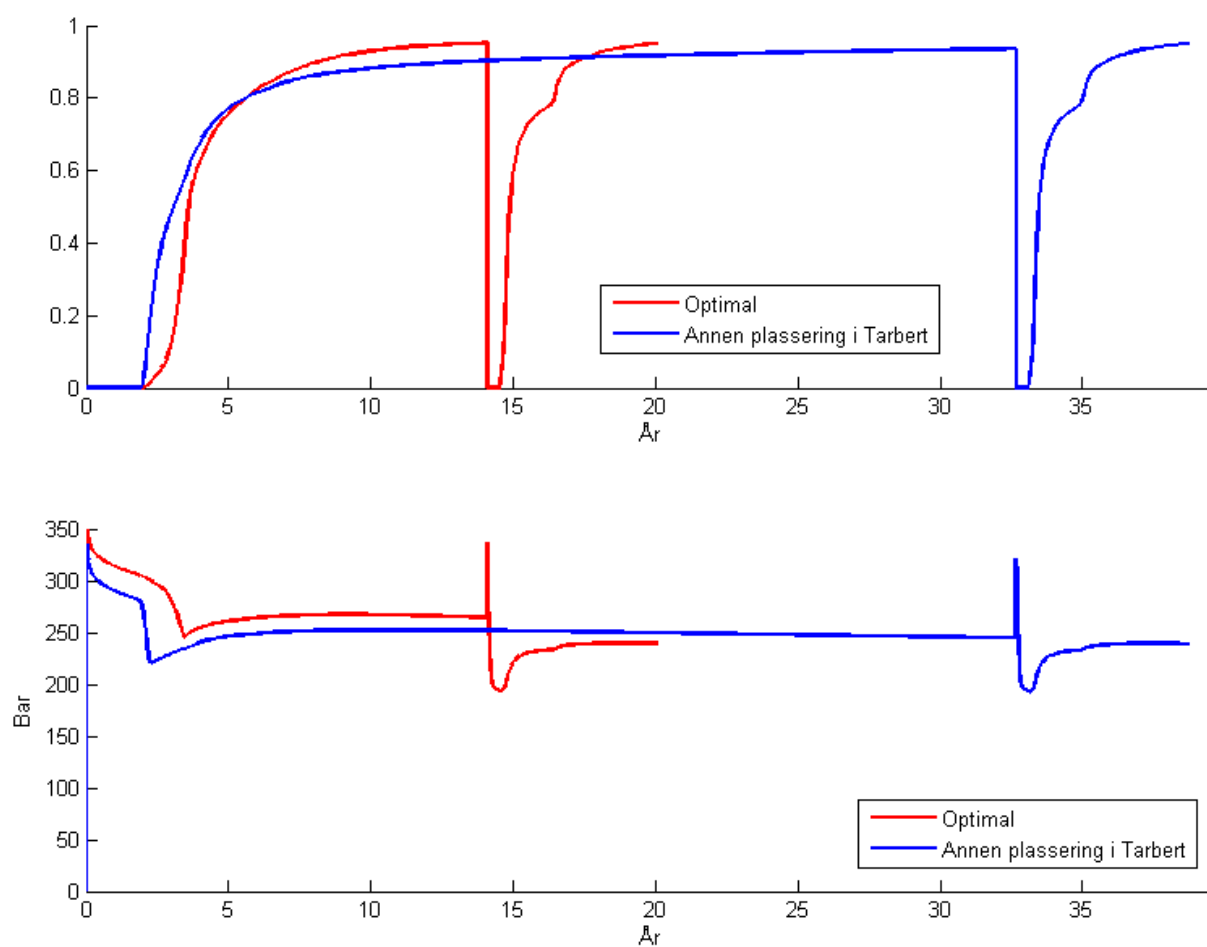
Appendix B - Grafer



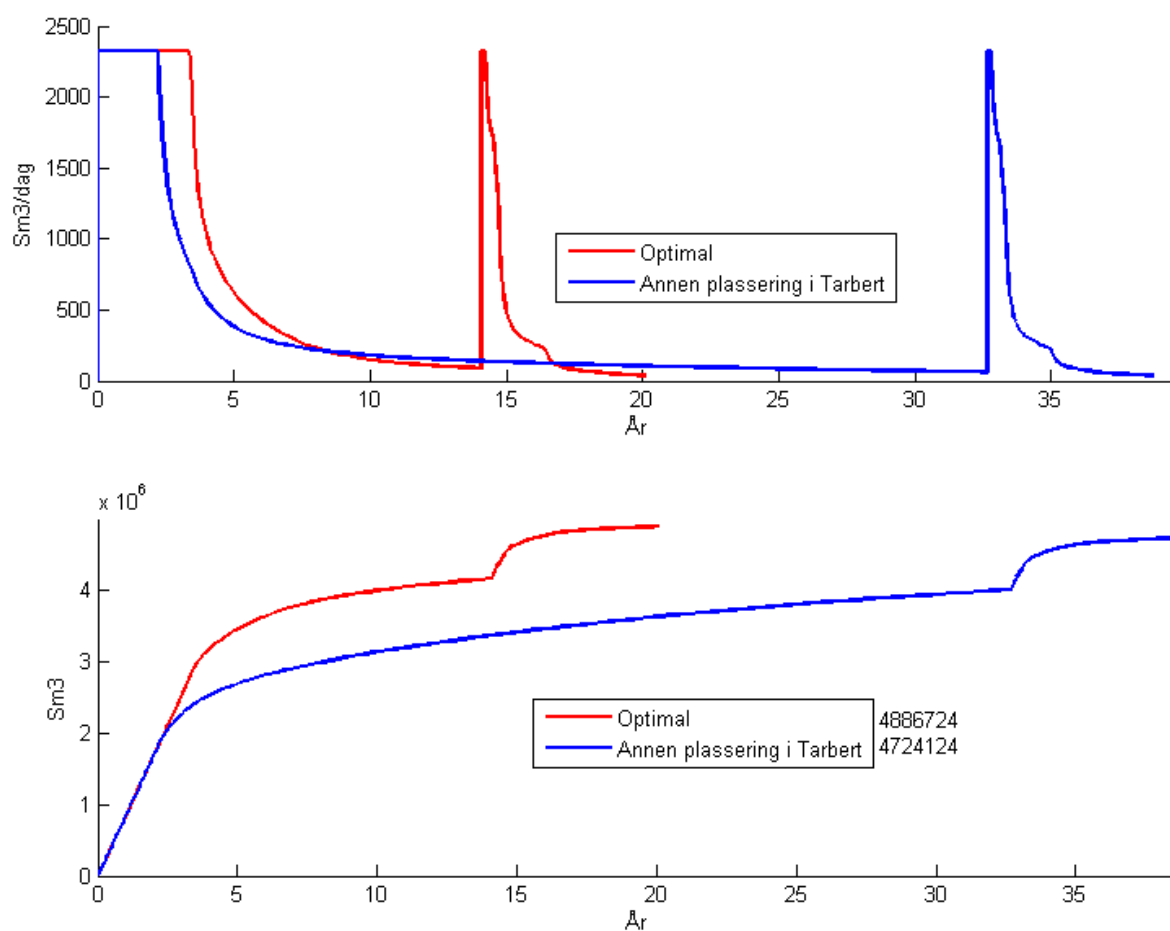
Figur B1: Sammenlikning av vannkutt og bunnhullstrykk for ulike varianter av vanninjektoren



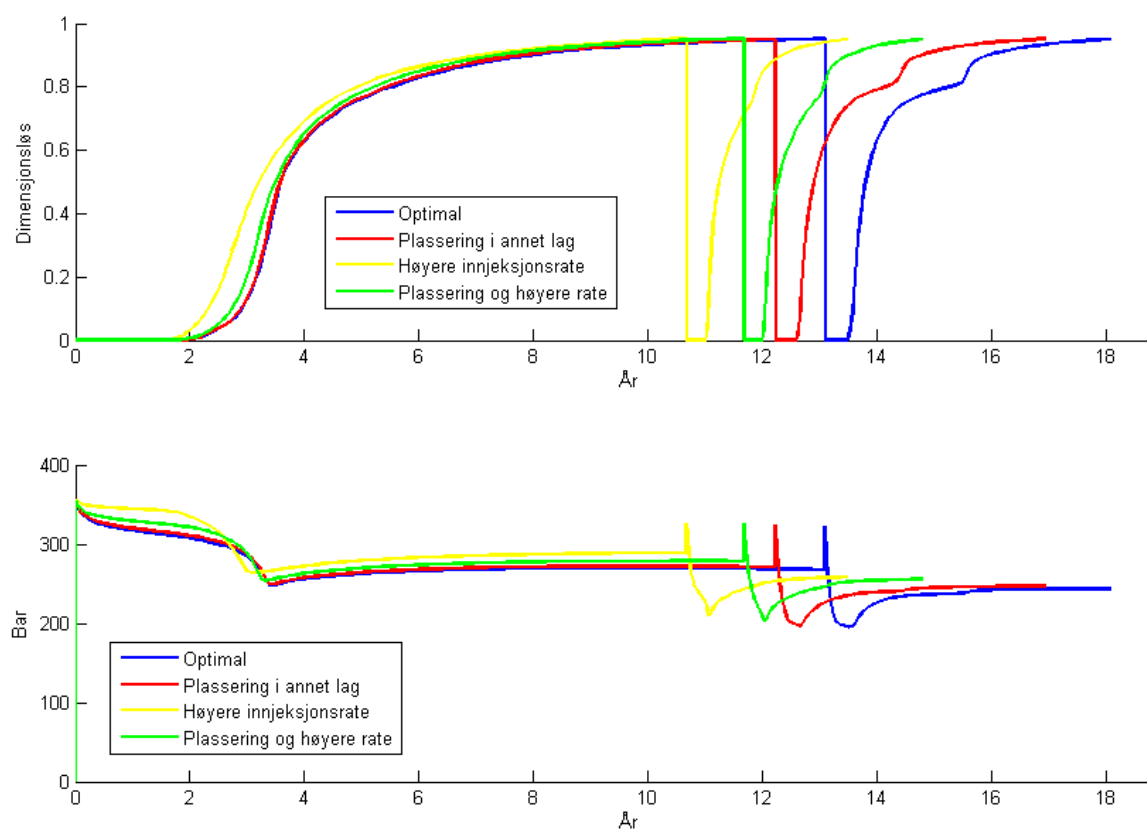
Figur B2: Sammenlikning av produksjonsrate og total oljeproduksjon for ulike varianter av vanninjektoren



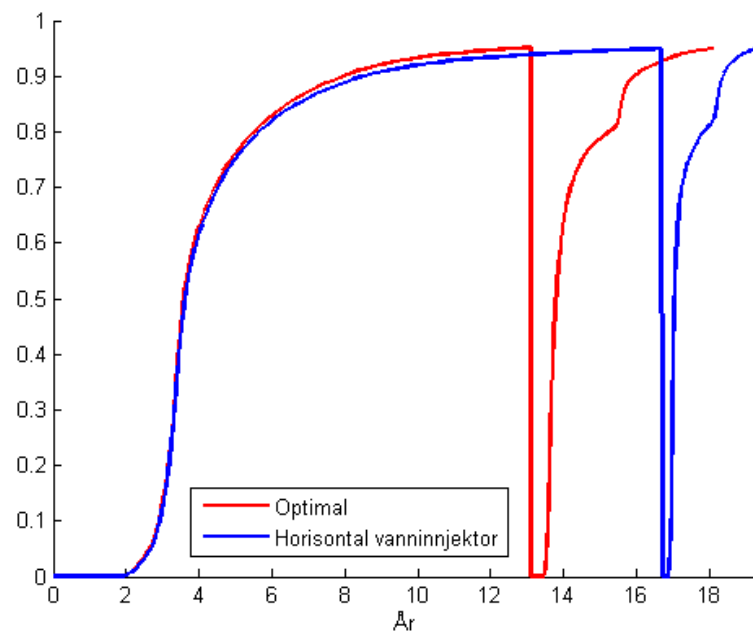
Figur B3: Sammenlikning av vannkutt og bunnhullstrykk for ulike plasseringer av produsent i Tarbert



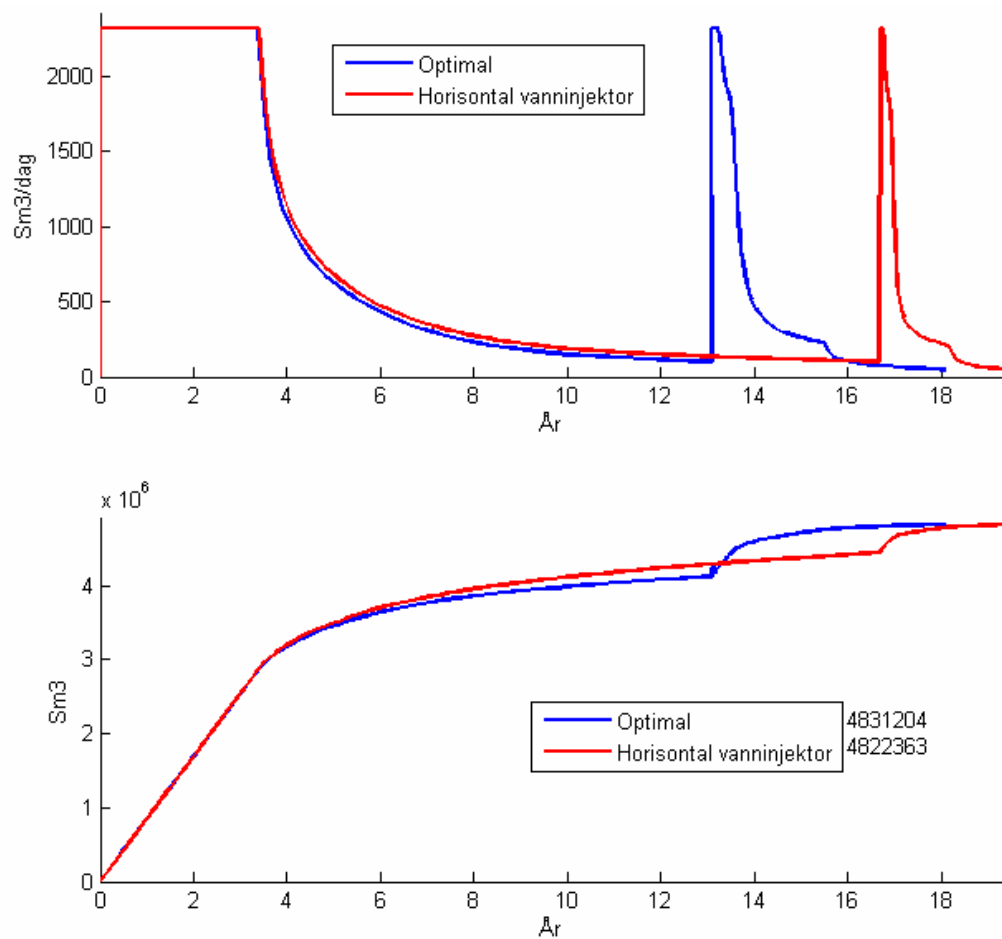
Figur B4: Sammenlikning av produksjonsrate olje og akkumulert oljeproduksjon for ulike plassering av produsent i Tarbert



Figur B5: Sammenlikning av vannkutt og bunnhullstrykk for ulike vanninjektorer



Figur B6: Sammenlikning av vannkutt for vertikal og horisontal vanninjektor



Figur B7: Sammenlikning av produksjonsrate for olje og akkumulert oljeproduksjon for vertikal og horisontal vanninjektor