
Kan bruk av tensider og polymere øke utvinningen av olje fra Gullfaksfeltet?

Fagrapport Eksperter i Team

Gullfakslandsbyen

Gruppe5

Jan Formanek, Razaurrehman Kahn, Arian Tofighi, Torgeir Wiik

Sammendrag

Dette er en fagrapport skrevet i forbindelse med emnet Eksperter i Team ved NTNU, våren 2007. Gruppen er tilknyttet Gullfakslandsbyen som har Statoil ASA som ekstern oppdragsgiver. Vi jobbet med en problemstilling som omhandlet hvordan få økt oljeutvinning ved hjelp av injeksjon av tensider og polymere (en såkalt Enhanced Oil Recovery (EOR)-metode) i Statfjord-formasjonen, I1 segmentet på Gullfaksfeltet. Hovedhjelpemiddelet for vårt arbeid har vært simuleringsmotoren ECLIPSE, hvor vi simulerte injeksjonene på en modell av reservoaret vi mottok fra Statoil ASA.

I denne rapporten presenteres først hovedteorien bak denne EOR-metoden. Videre vil vi legge frem simuleringene vi har gjort, samt resultatene av disse, og gjøre en enkel økonomisk vurdering av casene, for å gi en indikasjon deres lønnsomhet. Til slutt presenterer vi våre konklusjoner, basert på disse simuleringene.

Vår overordnede konklusjon ble at vi ikke kunne se lønnsomheten av bruk av tensider og polymere i injeksjonsvannet i reservoaret, men grunnet usikkerheten i de økonomiske beregningene, og at vår undersøkelse ikke kan regnes som fullstendig, vil vi ikke kategorisk avvise at det på enkelte prospekter kan fungere. Videre arbeid kan omfatte undersøkelser på bruken av slike kjemikalier for å utvinne mer olje raskt over et kort tidsperspektiv, og videre konsultasjon med personer som har detaljkunnskaper om reservoaret for legging av bedre brønner. Videre bør problemstillingen testes på reservoarer med høy restoljemetning i områder som ikke er så fragmenterte, slik situasjonen var i vårt reservoar.

NTNU 2007

Forord

Prosjektet ”Kan bruk av tensider og polymere øke utvinningen av olje fra Gullfaksfeltet?” har blitt gjennomført som en del av faget Eksperter i Team ved NTNU. Gruppen har vært sammensatt av personer fra petroleumsteknologi, teknisk kybernetikk og fysikk og matematikk.

Vi vil gjerne takke landsbyleder Jon Kleppe for å ha lagt til rette alle forutsetninger for å kunne gjennomføre dette prosjektet, og til Jan Ivar Jensen for hjelp med ECLIPSE.

En takk dessuten til Petter Eltvik, Statoil ASA, som hovedveileder for vår gruppe, og Alpana Bhatt, som sørget for at vi fikk simuleringsmodellen. Disse var åpne for alle spørsmål og hjalp oss mye med prosjektet.

En ekstra takk til Espen Kowaleski, Statoil ASA, og Ole Torsæter, NTNU, som til tross for å ikke ha noen formell tilknytning til prosjektet tok seg tid til å møte oss for diskusjon og spørsmål.

Innhold

1	Innledning og oppgaveformulering	1
1.1	Motivasjon for oppgaven	1
1.2	Oppgaveformulering	2
2	Generellt	3
2.1	Om ECLIPSE	3
2.2	Om Gullfaks og I1 segmentet	3
2.3	Om Statfjordformasjonen, I1-segmentet	3
2.4	Brønner	7
2.5	Utfordringer	8
3	Teori	9
3.1	Enhanced Oil Recovery	9
3.2	Generellt om bruk av kjemisk EOR	10
3.3	Grenseflatespenning	11
3.4	Fuktegenskaper	11
3.5	Viskositet	12
3.6	Teoretisk virkning av tensider	13
3.7	Teoretisk virkning av polymere	13
3.8	Miljøaspekter	14
4	Simulering med nåværende brønnplasseringer	16
4.1	Case 1 -Basecase-	16
4.2	Case 2	19
4.3	Case 3	19
4.4	Case 4	19
4.5	Case 5	19
4.6	Case 6	20
4.7	Case 7	20
4.8	Case 8	20
4.9	Case 9	20
4.10	Case 10	21
5	Resultater fra simuleringer med eksisterende brønner	22
6	Simulering med nye brønnplasseringer	25
6.1	Område 1	25
6.2	Område 2	27
6.3	Område 3	28
6.4	Område 4	30

7	Resultater fra simulering med nye brønner	32
7.1	Område 1	32
7.2	Område 2	32
7.3	Område 3	35
7.4	Område 4	37
8	Økonomiske betraktninger	42
8.1	Forutsetninger	42
8.2	Gamle brønner	43
8.3	Område 1, nye brønner	43
8.4	Område 2, nye brønner	44
8.5	Område 3, nye brønner	44
8.6	Område 4, nye brønner	46
8.7	Oppsummering og økonomisk usikkerhet	47
9	Konklusjon	49
	Referanser	52
	Appendix	i

1 Innledning og oppgaveformulering

Denne rapporten er en fagrapport knyttet til emnet Eksperter I Team ved NTNU, våren 2007. Vår landsby, Gullfakslandsbyen, har Statoil ASA som ekstern oppdragsgiver, og vår oppgave har derfor vært rettet opp mot landsbyens felles overordnede mål: «Hvordan øke utvinningen fra Gullfaks med 10 %».

Gruppen bestod av følgende medlemmer, og dette har de bidratt med på prosjektets faglige del:

Jan Gerhardsen Formanek - Teknisk kybernetikk

Jan har fra sin studieretning generell erfaring med simulering, og har derfor bidratt med simuleringene, og fungerte også som en informasjonssentral.

Razaurrehman Kahn - Geo-petroluumsfag

Går reservoarteknikk, og har gjennom dette teoretiske kunnskaper om oljereservoarer. Han bidro derfor med den teoretiske delen av denne rapporten.

Arian Tofighi - Geo-petroleumsfag

Går reservoarteknikk, og har gjennom dette teoretiske kunnskaper om oljereservoarer. Han bidro derfor med teorien, og også noe med simuleringene.

Torgeir Wiik - Fysikk og Matematikk

Går studieretningen Industriell Matematikk, og har erfaring fra numerisk matematikk og statistikk, og den simulering som hører med. Bidro i første rekke med simuleringene, og analytiske fremgangsmåter, og med en grunnleggende fysikkforståelse for teoridelen.

1.1 Motivasjon for oppgaven

Dagens høye oljepriser muliggjør åpning av nye utvinningprosjekter på prospekter som tidligere ikke var lønnsomme, da dette gir metoder for økt utvinning større økonomisk frihet enn tidligere. Etter primær og sekundær produksjonsfase er fremdeles 2/3 av oljen igjen i reservoaret, og derfor er det stor interesse rundt utvikling og bruk av Enhanced Oil Recovery(EOR)-metoder. **Vi vil allerede her opplyse om at vi i litteraturen har funnet tvetydighet om metodenes navn. Noen bruker Improved Oil Recovery(IOR), andre Enhanced Oil Recovery. Vil holder oss til det sistnevnte.** Gitt at olje vil fortsette å være verdens viktigste energiresurs i de kommende 30-40 årene, og verdens energibruk vil øke med 50% de neste 25 årene er behovet for å øke oljeutvinningen fra dagens felter stort. Dessuten er produksjonsratene for de 100 største oljefeltene avtagende, og det er derfor en stor utfordring å finne nye EOR-metoder som forsikrer en fortsatt økonomisk lønnsom utvinning fra store oljereservoar som Gullfaks[1]. På grunn av den gode økonomiske situasjonen i petroleumsindustrien for tiden, trenger ikke et pilotprosjekt på en liten del av reservoaret være veldig lønnsomt, så lenge det viser lovende data med tanke på fullskala operasjon. For oss betyr det at vi på vårt segment vil se etter en betydelig økt utvinningsgrad ved hjelp av injeksjon av polymere og tensider i forhold til med rent vann, for så å sammenligne disse økonomisk.

Man håper å kunne utvide tidsperspektivet på utvinningen fra Gullfaks mot, og kanskje utover, år 2030, ved bruk av effektive EOR-metoder.

1.2 Oppgaveformulering

Vår gruppes spesifikke mål dreier seg om I1 segmentet på Gullfaksfeltet, Statfjord formasjonen. Vi vil undersøke hvorvidt man kan øke utvinningsgraden derfra ved hjelp av tensider og polymere injeksjonsvannet. Dette vil vi gjøre ved simuleringer i ECLIPSE (Se avsnitt 2.1), basert på en modell av reservoaret vi fikk av Statoil ASA. Først vil vi simulere på modellen med de brønnene som eksisterer i dag. Utifra resultatene fra disse simuleringene på den opprinnelige, historiekorrekte modellen, vil vi undersøke om vi kan finne nye brønnplasseringer som kan gi bedre effekt av tensider og polymere i injeksjonsvannet. Videre vil vi så gjøre en mindre økonomisk vurdering på hvorvidt våre simulerte caser er lønnsomme, og også hvordan caser med bare vanninjeksjon forholder seg til de med tensider og polymere i injeksjonsvannet. Forutsetningene for disse beregningene presenteres i avsnitt 8.1. Flere usikkerhetsmomenter er tilstede i vårt prosjekt, og disse vil bli presentert, og tatt inn i beregningene i den grad det lar seg gjøre, senere i rapporten. Vi ber om at leserne merker seg disse usikkerhetsmomentene, og tar de inn i sin egen vurdering av våre resultater.

Grunnet gruppesammensetningen er det ingen av oss som har videre erfaring med svært nøyaktige, store økonomiske analyser, og vi vil i stedet konsentrere oss om simuleringene på reservoaret for å forsøke å konstatere en effekt av injeksjonen av tensider og polymere. Når vi i økonomidelen av denne oppgaven ikke vil ta hensyn til kostnader som indirekte vil påløpe, som for logistikk og administrative kostnader, vil den økonomiske analysen vår være svært foenklet, og vil kun gi oss en anelse om størrelsesordenen på inntektene, og et anslag på hvordan casene forholder seg til hverandre. Vi mener likevel at dette vil være tilstrekkelig for vårt formål, da vi i hovedsak er interessert i om tensider og polymere har noen effekt på utvinningsgraden, og videre om der finnes en mulighet for at det kan være lønnsomt i forhold til vanninjeksjon.

2 Generellt

2.1 Om ECLIPSE

Våre simuleringer vil bli utført i simuleringsverktøyet ECLIPSE. ECLIPSE er et numerisk reservoarsimuleringverktøy utviklet av Schlumberger. Det er et såkalt ”general-purpose” program som brukes til reservoarsimulering innen petroleumsbransjen, det vil si det simulerer generelle prosesser i det aktuelle reservoaret. Det simulerer i tre romdimensjoner samt i tre faser, det vil si at fluidene i reservoaret deles opp i vann, olje og gass[26]. ECLIPSE forsøker ikke å simulere den detaljerte kjemiske prosessen i reservoaret, men heller å modellere de viktigste effektene ved injeksjon av kjemikalier[6].

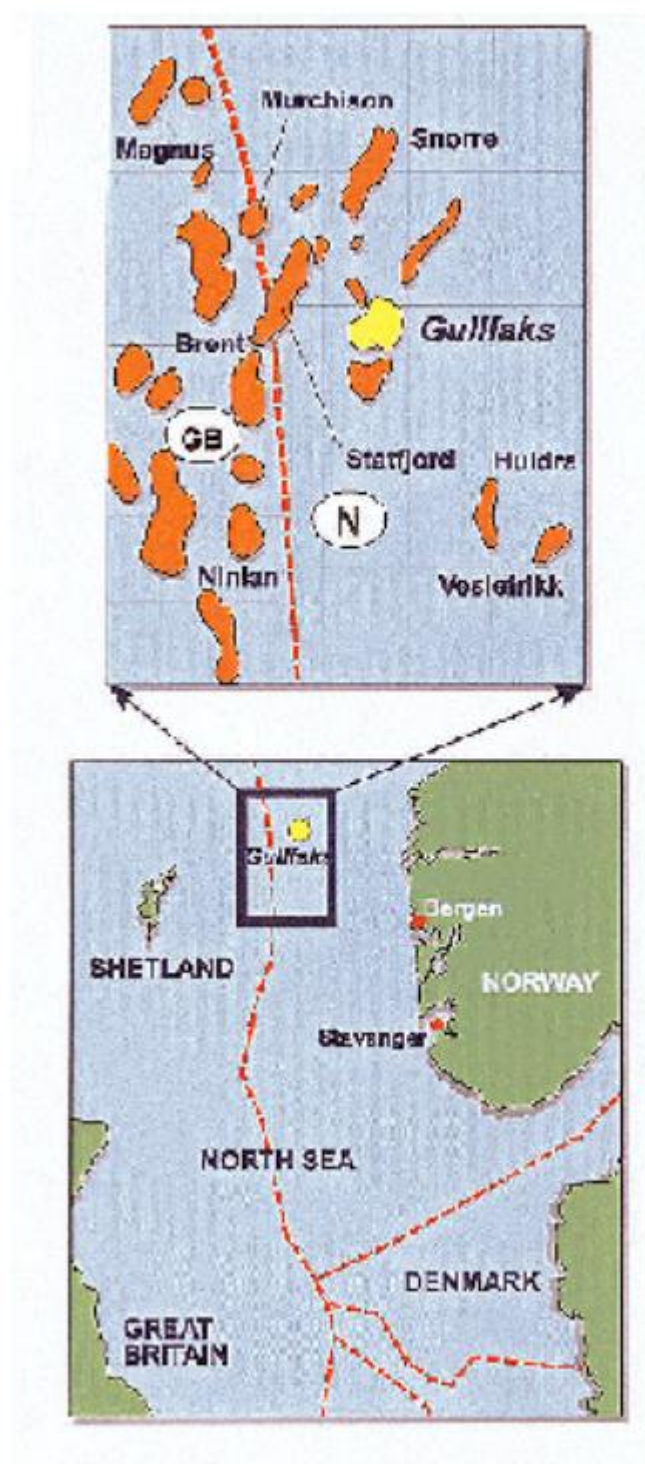
2.2 Om Gullfaks og I1 segmentet

Gullfaksfeltet ble oppdaget i 1978, og har siden det kom i produksjon i 1986 vært et av Statoils største oljefelt som operatør. Feltet er utbygd med 3 plattformer, Gullfaks A, B og C, fra hvilke brønnene blir boret. Dette indikeres i den første bokstaven i brønnnavnet. Feltet er dessuten senere utvidet med flere satelitt-felt. Feltet ligger nesten rett vest for Sognefjorden, nord i Nordsjøen, se Figur 1. På Figur 2 vises en oversikt over feltet og I1 segmentet. Vår formasjon, Statfjord, er en av de dypeste formasjonene på Gullfaksfeltet, og ligger under Cook og Brent. Reservoar-kvaliteten er generelt bra på Gullfaks, og enkelte steder er permeabiliteten så høy som flere Darcy[6]. Et eksempel på litologien i formasjonene kan sees i Figur 2 i [20].

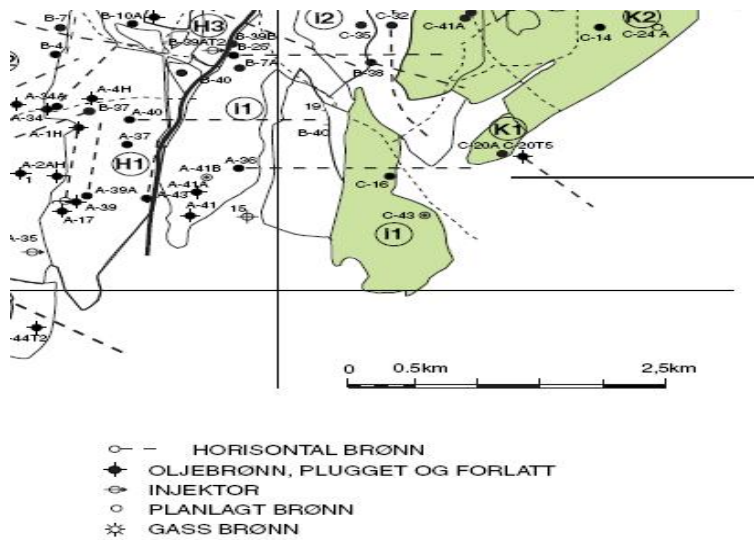
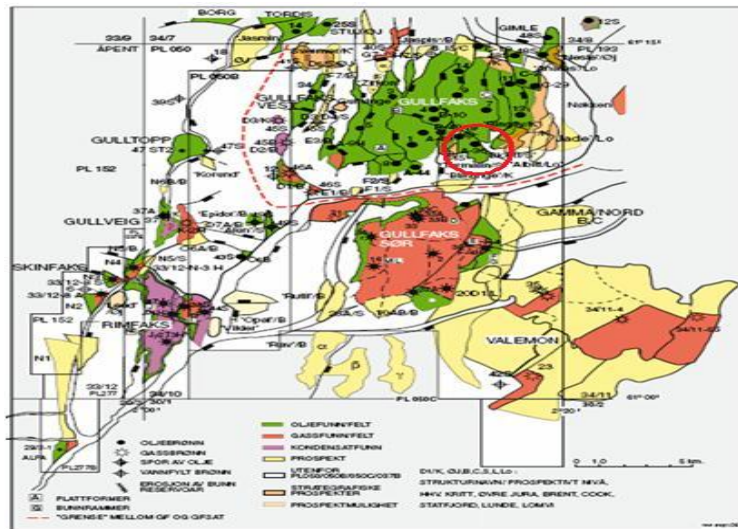
Produksjonen fra Gullfaks var på sitt høyeste i 1994, og den befinner seg nå på under $\frac{1}{3}$ av det den var i 1994. Brent-formasjonen inneholder ca. 80% av oljereservene, mens Statfjord og Cook står for de resterende 20%. Feltet har blitt produsert kun ved trykkvedlikehold, ved hjelp av vanninjeksjon, og i de senere år gassinjeksjon enkelte steder. Derfor er det nå interessant om man kan forlenge utvinningen ved hjelp av kjemiske hjelpemidler, for slik å øke tidsprospektet til Gullfaks[20][17].

2.3 Om Statfjordformasjonen, I1-segmentet

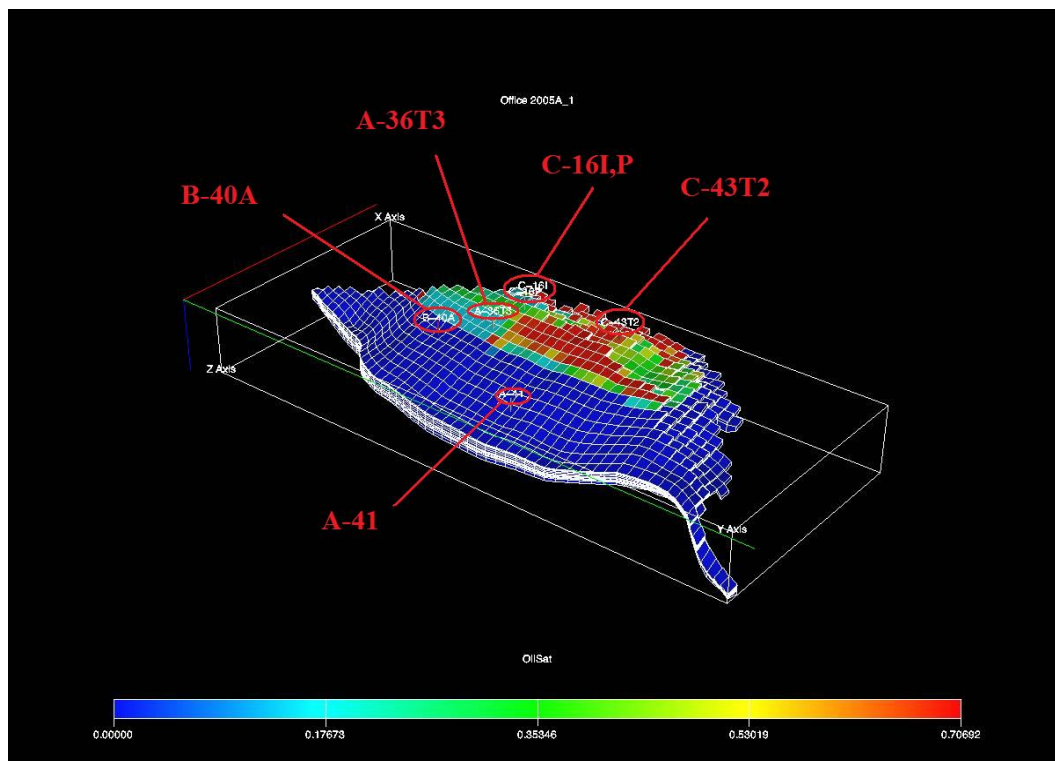
Statfjordformasjonen er som sagt en ganske dyp formasjon, over den ligger Cook og Brent[20], og består av den 12 lag vertikalt. Egenskapene i reservoaret, som for eksempel permeabiliteten i xy-planet, er ganske gode til å være en så dyp formasjon. Permeabiliteten i z-retning er derimot svært liten, altså kommuniserer lagene lite med hverandre i vertikal retning. Dette sees fra ECLIPSE-modellen vi mottok av Statoil. Figur 3 viser restoljemetningen i januar 2007, figuren er hentet fra den historietilpassede simuleringsmodellen vi fikk av Statoil. Det er svært lite gass i simuleringsmodellen, nesten kun olje og vann. Denne gassen skyldes til del at noe gass ble injisert i brønn C-16I i en periode[8]. Vi vil ikke gjøre noe gassinjeksjon. Det er boret 6 brønner i reservoaret, se avsnitt 2.4[6][8]. På tvers av reservoaret er det et område hvor permeabiliteten er nesten 0, altså ingen strømming gjennom. Dette vises i Figur 4, og kan tolkes som en forkastning i reservoaret. Dessuten er området lengst fra oss på Figur 3 svært fragmentert, og dette kan skape problemer for våre simuleringer, både



Figur 1: Gullfaks' geografiske plassering. Figurene er hentet fra [20].

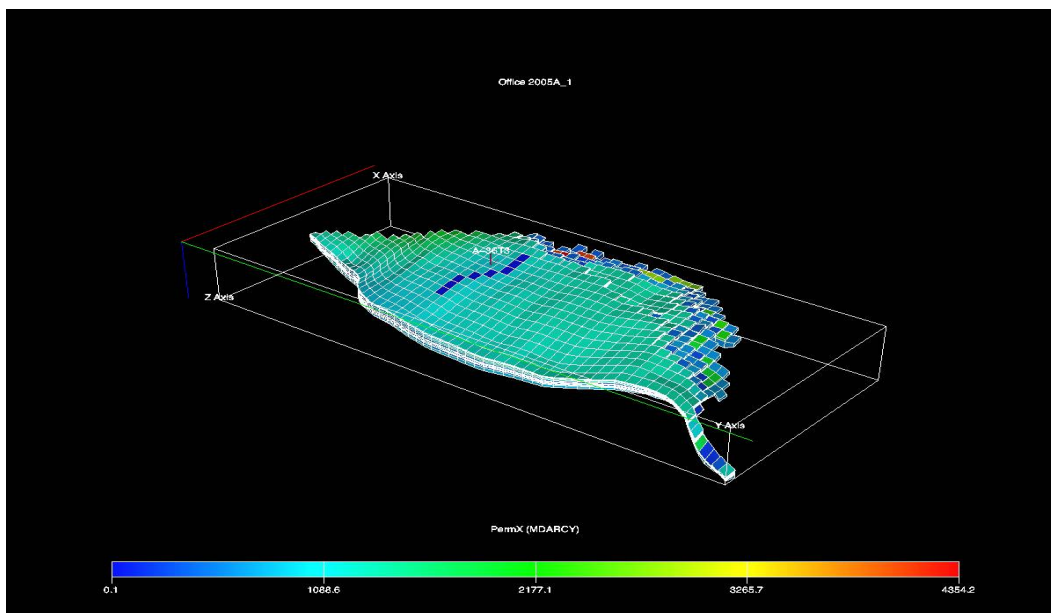


Figur 2: Oversikt over Gullfaksfeltet og I1 segmentets plassering.



Figur 3: Oljemetning i I1 segmentet, Statfjordformasjonen, 1.januar 2007.Figuren generert fra ECLIPSE-modell.

med opprinnelige brønnplasseringer og med nye brønner, da disse områdene kan være vanskelige å få strømmet på en god måte.



Figur 4: Permeabilitet i x-retning. Figuren generert fra ECLIPSE-modell.

2.4 Brønner

De 6 brønnene som har vært, eller er, i bruk, er

A-36T3: Den første brønnen som ble boret i reservoaret, og er for tiden stengt og plugget. Dette var en produksjonsbrønn.

A-41: Var opprinnelig produksjonsbrønn, stengt som dette i desember '93. Siden brukt som injeksjonsbrønn, stengt i mars '00 grunnet høyt trykk i brønnområdet.

B-40A: Injeksjonsbrønn som er åpen i dag, og brukes til vanninjeksjon. Perforert kun i de nederste lagene.

C-16I: Injeksjonsbrønn som er stengt i dag. Har tidligere blitt brukt til gassinjeksjon for trykkvedlikehold i de øverste lagene.

C-16P: Produksjonsbrønn som er stengt i dag.

C-43T2: Produksjonsbrønn som er åpen i dag. Boret i 2004.

Brønnenes plassering kan sees på Figur 3. Ved sammenligning av Figur 3 og Figur 4 ser vi at C-16I, C-16P og A-36T3 ligger på motsatt side av forkastningen for den høye restoljemetningen. Dette kan sørge for dårlig effektivitet ved bruk av disse brønnene til injeksjon, og også skape problemer for injeksjon av tensider og/eller polymere. Brønn A-41 og B-40A ligger dessuten så langt unna restoljen at kjemikaliene kan ha problemer med å nå frem til områder hvor det får virket, før det blir absorbert i steinen i reservoaret. Om dette er tilfellet vil vi oppdage i simuleringene. *All informasjon hentet fra [8].*

2.5 Utfordringer

Vi mistenker at forkastningen som vises i Figur 4 og de store avstandene nevnt i Avsnitt 2.4 kan skape problemer med kjemikalieinjeksjonene. Derfor tror vi at mye av oppgaven vil basere seg på å bore nye sidesteg, eller helt nye brønner, slik at vi kan få bedre effekt av kjemikaliene. En problemstillingen er jo da selvfølgelig om de nye brønnene vil lønne seg økonomisk. Et problem vi ikke vil ta stilling til i vår analyse, er de miljøhensyn man må ta ved bruk av de aktuelle kjemikaliene. Noen av disse aspektene blir kort presentert i avsnitt 3.8.

3 Teori

Utvinning av råolje fra reservoarer kan inkludere inntil tre forskjellige faser; primær, sekundær og tertiær eller enhanced recovery. Under den primære produksjonsfasen vil det naturlige trykket i reservoaret drive oljen til brønnen, og muligens sammen med teknikker påtrykt utenfra, som pumper og gassløft, vil dette drive oljen til overflaten. Men typisk blir kun 10% av den totale mengden olje ”in place” i reservoaret produsert i løpet av den primære fasen.

I den sekundære fasen bruker man derfor i tillegg teknikker, som å injisere vann, for å mobilisere mer av oljen i reservoaret, og drive det til brønnen. Dette bidrar samtidig til å holde trykket oppe i reservoaret. I løpet av den sekundære utvinningsfasen nås vanligvis 20-40% utvinningsgrad. Etter dette stadiet er det man går over i den tertiære fasen, og oljeselskapene har da forsøkt flere Enhanced Oil Recovery(EOR) teknikker, som kan gi så mye som 30-60%, eller større, utvinningsgrad av et reservoar[2][5].

3.1 Enhanced Oil Recovery

Gjennom de siste 40 årene har en mengde EOR-metoder blitt utviklet og anvendt på reservoarer som tidligere var umulige å drive lønnsomt videre. Disse metodene øker effektiviteten av oljeutvinningen, sammenlignet med den primære og sekundære fasen[3].

EOR-metoder: EOR-metoder er blitt utviklet for å forbedre utvinningsgraden av olje fra reservoarer. Blant disse er termisk EOR og gassinjeksjon de største kommersielle suksessene. Andre EOR-metoder er for eksempel kjemiske metoder, eller biologiske metoder(bruk av bakterier), har vært lovende på laboratoriene, men på grunn av høye kostnader ved implementering og relativt dårlige resultater er disse ennå ikke kommersialisert i stor grad. Vår oppgave omhandler en type kjemisk EOR.

EOR-metodene kan altså grupperes i følgende hovedkategorier:

Termisk: Denne metoden bruker syklisk damp- og varmtvannsinjeksjon, og ”in-place” forbrenning av hydrokarboner. Prinsippet er å varme opp den tunge oljen for å redusere viskositeten nok til at den blir mobilisert og kan utvinnes. Metoden brukes oftest på grunne(≤ 3000 fot) reservoarer med tung olje, som grunnet sin høye viskositet er vanskelig å utvinne effektivt.

Gass: Ved gassinjeksjon bruker man gasser, som for eksempel nitrogen eller karbondioksid, for å skyve en ytterligere mengde olje mot produksjonsbrønnen. Man kan også bruke gasser som løser seg bedre i oljen, og som derfor senker viskositeten og forbedrer strømningsegenskapene til oljen.

Kjemisk/Biologisk: Denne metoden bruker kjemikalier eller biologisk materiale i reservoaret for å endre fluidene i reservoaret sine egenskaper, for å på den måten gjøre reservoaret mer gunstig for oljeutvinning. De kjemiske metodene inkluderer injeksjon av polymere og tensider, som er det vi, ved hjelp av simuleringer i ECLIPSE, skal undersøke virkningen av i Statfjordformasjonen på I1 segmentet på Gullfaksfeltet.[5][19]

3.2 Generellt om bruk av kjemisk EOR

Kjemisk EOR er bruken av kjemikalier som ikke er naturlige i reservoaret, for å sikre en høyere utvinningsgrad av restoljen i oljereservoaret. Kjemikaliene fremste oppgave er å mobilisere den restoljen som ikke lar seg mobilisere ved andre metoder. Tensider og polymere kan brukes til dette. Tensidene senker grenseflatespenningen mellom vann og olje, og sørger derved for større blandbarhet av olje og vann, og dermed større mobilitet av oljen. Polymeren vil på den andre siden øke viskositeten til injeksjonsvannet, og sørge for en bedre sweep-effekt og bedre kontroll på strømmingen. Den nærmere teorien vil bli introdusert i de neste avsnittene.

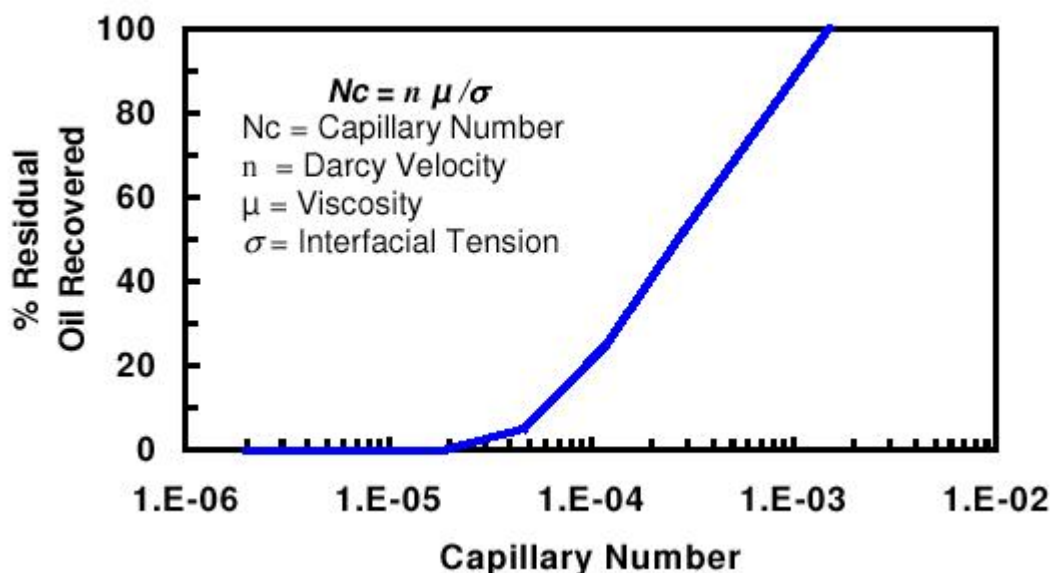
Idéen om kjemisk flømming ble introdusert allerede på 1960-tallet, men på 1970- og 80-tallet, når problemstillingen ble tatt opp igjen av de store oljeselskapene, ble det konkludert med at dette ikke var lønnsomt[7]. I dag kan derimot situasjonen være en annen. Høye oljepriser og bedre utstyr gir bedre grunnlag for EOR-metoder som tidligere ble ansett som økonomisk uforsvarlige. Det er likevel fortsatt problemer med kjemisk flømming. For det første er prisen høy for kjemikaliene, på norsk sokkel må de også fraktes ut til plattformer, hvilket gir et ytterligere bidrag til kostnadene. Dessuten er det strenge restriksjoner på bruk av kjemikalier, primært av miljøhensyn, men også praktiske, som hvor stor mengde av gangen man kan håndtere. Flere av kjemikaliene som kunne vært interessante å bruke befinner seg i rød eller svart sone i klassifiseringen av kjemiske stoffer vist i Figur 9, og er derfor ikke på den såkalte PLONOR(Pose Little or No Risk)-listen, og dermed ulovlige å bruke i Norge. Mer om PLONOR-listen i avsnitt 3.8. Dessuten har man til nå ikke kjørt fullskala forsøk av teknikken, og selv om det gir teoretiske resultater og resultater i laboratoriene, kan situasjonen være en ganske annen i full skala.

En viktig parameter i forbindelse med denne EOR-metoden er kapillærtallet, som er definert ved

$$N_c = \frac{\mu\nu}{\sigma} \quad (1)$$

Her er μ viskositeten, ν karakteristisk hastighet og σ grenseflatespenningen[10]. Kapillærtallet uttrykker forholdet mellom viskøse krefter og grenseflatespenning på grenseflaten mellom to fluider. Dette tallet er derfor nært relatert til restoljemetningen i et reservoar, da et høyt kapillærtall vil bety at viskøse krefter dominerer, og at det er lettere å ”skylle” for eksempel olje ut av et porøst medium. Denne sammenhengen kan sees i Figur 5

Etter vannstrømming vil kapillærtallet være ca 10^{-6} , og restoljen kan ikke utvinnes uten kjemiske eller mekaniske hjelpemidler. For å mobilisere en signifikant mengde av restoljen ser vi av Figur 5 at det er forventet at kapillærtallet må økes med en faktor $10^2 - 10^3$. Som vi ser av ligning 1 kan dette gjøres med å redusere overflatespenningen mellom oljen og vannet i reservoaret, eller øke viskositeten til injeksjonsvannet, hvilket er målet med kjemisk flømming.[18]



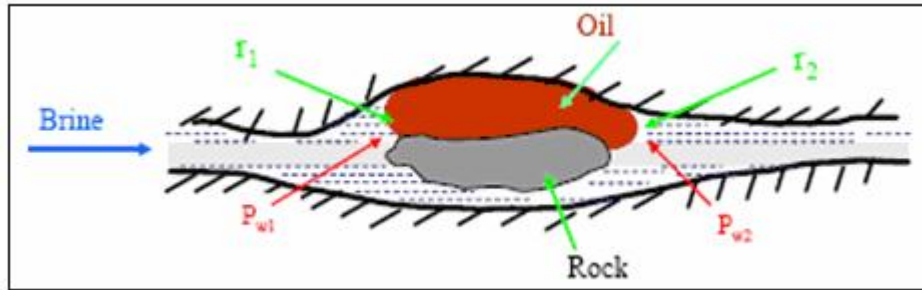
Figur 5: Sammenheng mellom restoljemetning og kapillærtallet. Figuren er hentet fra [18]

3.3 Grenseflatespenning

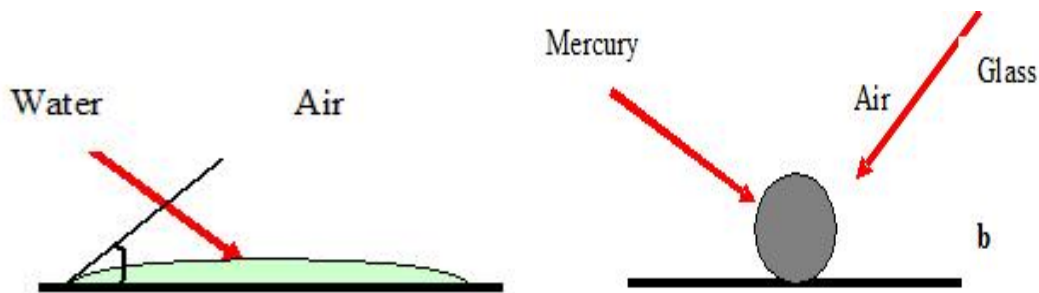
Grenseflatespenning mellom to fluider er et resultat på molekylært nivå på grenseflaten mellom fluider, og er tendensen et fluid har til å ønske å ha minst mulig fri overflate til et fluid det ikke er løsbart i. Med andre ord, vil det på grenseflaten mellom to fluider eksistere en kraft som vil forsøke å minimalisere grenseflatens areal. Kreftene mellom to fluider kalles spenninger, derav uttrykket grenseflatespenning[4]. Grenseflatespenningen kan ha begge fortegn. Hvis den er positiv antyder det at de to aktuelle fluidenes molekyler tiltrekkes mer til molekyler av sin egen type, enn typen molekyler i det andre fluidet. Hvis den er negativ antyder det motsatte, og hvis grenseflatespenningen er 0 tiltrekkes molekylerne like mye til hver type. Mellom olje og vann er grenseflatespenningen positiv, hvilket vil sørge for at de vil ha minst mulig overflate mot hverandre, da dette utgjør den mest gunstige konfigurasjonen energimessig for fluidene. Størrelsen på grenseflatespenningen illustrerer arbeidet som kreves for å holde fluidene fra hverandre. Når to fluider ikke vil blandes, som olje og vann, skyldes det at molekylerne i hvert fluid er mer tiltrukket molekyler av sin egen type, enn av den andre, slik at de ved for eksempel elektrostatiske krefter holdes fra hverandre. Ved å senke grenseflatespenningen øker man derfor blandbarheten av fluidene, og man kan da frigjøre dråper som vist i Figur 6.[13][11]

3.4 Fuktegenskaper

Fukting er definert som tendensen et fluid har til å spre seg utover en fast overflate når det er et annet fluid, som ikke er løsbart i det første, tilstede. Dette er en funksjon av grenseflatespenningene mellom fluidene og spenningen mellom den faste overflaten og



Figur 6: En oljedråpe er fanget i den porøse kanalen. Å senke grenseflatespenningen kan hjelpe oss å flytte oljen. Figur hentet fra [4].



(a) Vann er wetting

(b) Kvikksølv er non-wetting

Figur 7: Illustrasjon av wetting og non-wetting fenomen

fluidet. Tensider kan derfor endre fuktegenskapene til et fluid, og de kalles derfor gjerne wetting agents[16], og er definert som stoffer som kan senke grenseflatespenningen til fluider. Dette tilrettelegger for fukting av en fast overflate. For å måle graden av fukting til to ikke-blandbare fluider på en fast overflate brukes kontaktvinkelen med overflaten. Vi sier at fluidet er fuktende hvis kontaktvinkelen er mindre enn 90° , og ikke-fuktende ellers. Intuitivt betyr dette at et fluid som er fuktende sprer seg mest utover en overflate, dvs væter den bedre, enn et fluid som er ikke-fuktende, slik det vises i Figur 7.[13][11]

Siden dette påvirker egenskaper i reservoaret, som kapillærtrykk, er dette en viktig faktor for å utvinne en større andel av oljen i et reservoar.

3.5 Viskositet

Viskositet er et fluids indre motstand mot å strømme, som følge av indre friksjon. Denne friksjonen kan oppstå som følge av for eksempel indre intermolekylære spenninger, eller på grunn av at fluidet kan bestå av store, kompliserte molekyler som blir viklet inn i hverandre[13][14][15]. Det injiserte vannet vil tendere mot å strømme

i allerede strømmende kanaler mellom injeksjons- og produksjonsbrønn. Dette er som regel den veien med de største porene og høyeste permeabilitet, da dette vil yte minst motstand. Ved å øke strømningsvæskens viskositet håper man å øke sweep-effekten av injeksjonsvannet, og derved utvinne mer olje[1][5].

3.6 Teoretisk virkning av tensider

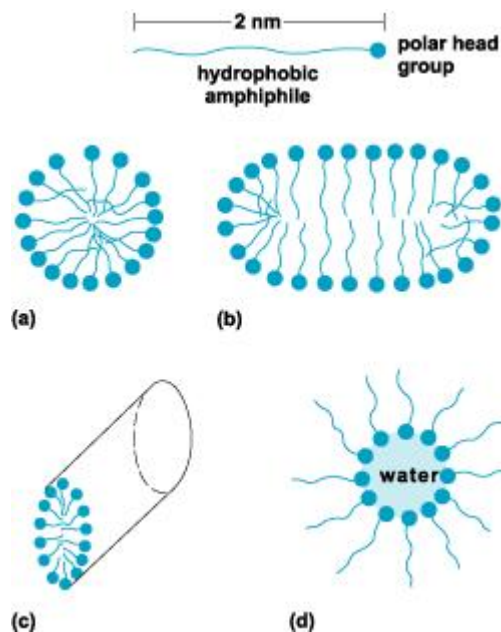
Tensider er såkalte wetting agents, som opererer på grenseflaten mellom fluidene og senker grenseflatespenningen mellom dem, hvilket tillater større fukting og større blandbarhet mellom fluidene. De klassifiseres ofte i 4 grupper, nøytralt, anionisk, kationisk eller zwitterionisk (begge ladninger), altså etter hva slags ladning det har. Tensider er som regel stoffer som består av en hydrofob hale og et hydrofilt hode, hvilket gjør at de er løselige i både olje og vann. Slike molekyler oppfører seg spesielt i vann, da den hydrofile delen streber etter å holde seg i det indre av en samling vannmolekyler, mens den hydrofobe streber etter å holde seg på grenseflaten, og det er denne egenskapen kjemisk EOR utnytter. På grunn av dette vil molekylet innordne seg på randen med den hydrofobe delen vendt ut av vannet, og vil derfor operere på grenseflaten mellom vannet og fluidet utenfor. Denne effekten senker grenseflatespenningen mellom vannet og fluidet utenfor, og øker blandbarheten dem imellom.

Miceller: Når konsentrasjonen av tensider blir stor nok vil det dannes miceller. Dette er samlinger av tensid-molekyler som har "fanget" en mengde av fluidet utenfor, for eksempel olje, og lagt seg som en rand rundt det, slik at det kan tas opp i vannet. Dette skjer når mengden tensidmolekyler blir så stor på grenseflaten mellom fluidene at det ikke lenger er energimessig optimalt for alle molekylene å befinne seg der, men heller å ta med seg noe olje inn i vannet for slik å danne en ny grenseflate. Samme effekt kan oppnås i oljen. Størrelsen og formen på micellene avhenger av tensidkonsentrasjon, temperatur, pH og de elektrostatiske kreftene mellom fluidene og tensidene. Slike effekter vil gjøre det mulig å mobilisere olje med strømningsvannet, og dermed øke utvinningsgraden. I Figur 8 vises strukturen av micellene, i forskjellige konfigurasjoner. Denne effekten kan øke mengden mobilisert olje.[9][12]

3.7 Teoretisk virkning av polymere

Ved å tilsette polymere i injeksjonsvannet økes viskositeten. Dette fordi polymere er stoffer sammensatt av mange mindre monomere, og er derfor ganske store molekyler. Disse molekylene "vikler" seg inn i hverandre, og skaper indre friksjon i fluidet, altså øker viskositeten[14]. Da kan man forvente at høyere vekt av polymeren vil gi høyere viskositet, og vi kan da forvente å få en bedre sweep-effekt av vannet[1]. Det vil si at injeksjonsvannet (iblandet polymeren) klarer å dra med seg mer olje enn bare rent vann ville gjort. Hvis man også har strømmet med tensider i forkant har man kanskje lykkets med å senke grenseflatespenningen mellom olje og vann, slik at effekten blir ennå større.

Men hvis vekten blir for høy, det vil si molekylet blir for stort, kan vi få en plugg-effekt



Figur 8: Figuren viser micellenes struktur. Figuren er hentet fra <http://www.answers.com/topic/micelle>

i porene. Det vil si at vi plugges igjen noen porer. Dette åpner for strømming i nye, upluggede, porer. Disse nye porene er ofte ikke strømmet fra før, da injeksjonsvannet, som nevnt tidligere, ofte strømmer i samme porer så lenge de er åpne, da det er veien med minst motstand. Det betyr at det er fortrinnsvis disse "gamle" porene som blir plugges. Dette er også en effekt som kan hjelpe til med å nå restolje andre steder i reservoaret, men dette er en effekt som kan være vanskelig å kontrollere.[9][12]

3.8 Miljøaspekter

Fokuset på miljøvennlige kjemikalier i industrien er økende. Kjemikalier som blir brukt offshore i Norge er spesielt strengt behandlet og det er mye forskning som foregår på dette fagfeltet. I utgangspunktet er det ikke noen problemer å injisere kjemikalier ned i formasjonen, ettersom man antar at reservoaret er helt tett mot omegnen. Problemene oppstår når vi begynner å produsere det injiserte vannet med kjemikalier. Det må store ressurser til for å rense dette vannet, med usikkerheten om at man kanskje ikke får renset det godt nok før deponering (dumping i sjøen). Som følger av dette kan ødeleggelse av marine miljøet og økosystemet nevnes.[25]

Det som er hovedproblemet med disse kjemikaliene er den biologiske halveringstiden (Biodegradation). Det er restriksjoner om at denne halveringstiden ikke skal overskride 28 dager. En annen kritisk parameter er hvor mye av den som akkumuleres i naturen (bioaccumulation). Disse kjemikaliene blir regulert ut i fra PLONOR-listen, som er en liste over hvilke kjemikalier som kan slippes ut i kontrollerte mengder. Røde

PLONOR			
BOD $\geq 60\%$	if toxic => red	if toxic => red	
BOD $< 60\%$			if toxic => red
BOD $< 20\%$		if toxic => black	if toxic => black
	log Pow > 5	log Pow > 3	log Pow ≤ 3

(a) Klassifisering av kjemiske stoffer

Black	=	not allowed to dump (*)
Red	=	to substitution (**)
Yellow	=	acceptable
Green	=	PLONOR and water

(b) Beskrivelse av klassifisering

Figur 9: Klassifisering av kjemikaliene. BOD: Biodegradation, POW: Bioaccumulation. Figuren er hentet fra [24].

og svarte kjemikalier er per definisjon forbudt å bruke i Norge, se Figur 9.[23][24]

Når det gjelder vår modell er den utarbeidet av Statoil. Polymeren som er brukt i modellen (dvs flytegenskapene) er biopolymeren Xanthan, et dobbelheliks ”stivt” molekyl. Denne polymeren ble produsert ved Statoils Biosentrum i Stavanger. Tensidet er et produkt som ble utviklet ved Berol, et forgrenet alkyl-sulfonat med betegnelsen BNS-41. Polymeren er å finne på PLONOR-listen, mens vi ikke kan finne BNS-41 der.[23]

4 Simulering med nåværende brønnplasseringer

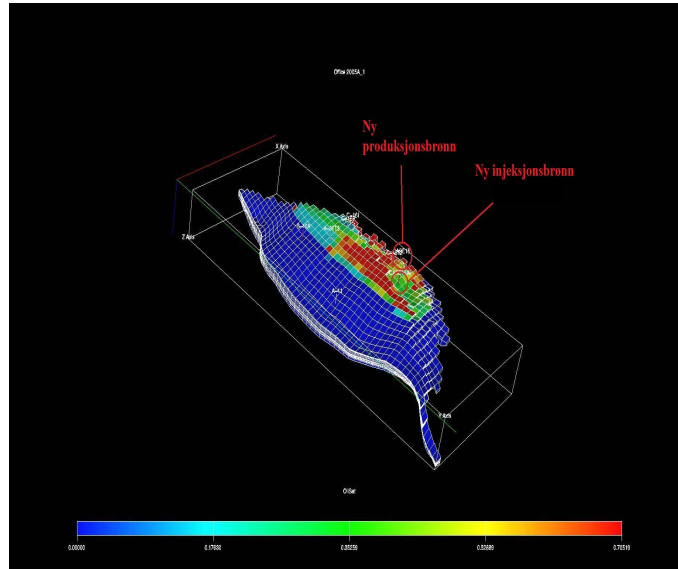
Vi vil gjøre oppmerksom på at alle de simulerte casene med utvinningsgrader er samlet i en tabell i Appendix D.

Vi vil her presentere de 10 casene som gav mest interessante resultater uten å endre på brønnene. Vi har i alle tilfeller simulert fra 1.januar 1992 frem til 1.januar 2031, men frem til 1.januar 2007 er modellen historietilpasset, slik at alle caser har samme historie frem til da. Alle tensid/polymer-injeksjoner starter 1.januar 2010. Injeksjonsraten av vann er alltid $1000 \frac{m^3}{dag}$, og konsentrasjonene av tensid(hhv. polymer) i injeksjonsvannet er $5.0 \frac{kg}{m^3}$ (hhv. $0.5 \frac{kg}{m^3}$), dersom ikke annet er oppgitt, hvilket skulle tilfredsstille praktiske krav for hvilke mengder kjemikalier som kan håndteres. Tilsvarende caser som de presentert her er også simulert med styring av injeksjonen med bottom hole trykket i injeksjonsbrønnen, men da det ikke gav signifikante forskjeller i forholdet mellom ren vannstrømming og strømming med polymere og tensider, i forhold til en konstant rate, vil disse ikke bli presentert her, slik at direkte sammenligning mellom caser skal være mulig. Konsentrasjonene av kjemikaliene er videre også forandret under simuleringene, tensider i spennet fra $0.1 \frac{kg}{m^3} - 5.0 \frac{kg}{m^3}$ og polymere $0.1 \frac{kg}{m^3} - 0.5 \frac{kg}{m^3}$. Da høyere konsentrasjoner nesten utelukkende synes i gi bedre utvinningsgrader vil vi derfor i de presenterte simuleringene bruke de høyeste konsentrasjonene, for slik å få med de casene som gir størst forskjell i utvinning med/uten kjemikalieinjeksjon. Et eksempel på dette vises i Figur 10. Om dette er økonomisk optimalt er usikkert. Videre foregår injeksjonene over perioder fra 1 til 2 år. Vi har eksperimentert med injeksjon over lengre perioder, hvilket man ser effekten av i form av økt utvinning, spesielt fra simuleringene med de nye brønnene. Dette lønnte seg derimot ikke økonomisk sett fra et nåverdiperspektiv, og perioder på 1-2 år var det vi estimerte som tilnærmet optimal periode, avhengig av hvilke caser vi betraktet. Samtidig er denne lengden ikke for lang til at den lar seg implementere i virkeligheten. Med de eksisterende brønnene produserer vi alltid fra brønn C-43T2, da det er denne som er åpen i dag, samt at denne ligger nærmest flere av områdene med høy restoljemetning. Formålene med disse casene er flerdelt: Vi vil skaffe oss sammenligningsgrunnlag for senere simuleringer og dessuten sjekke om vi får effekt av kjemikaliene allerede med dagens brønner. Vi vil også prøve ut forskjellige sekvenser med injeksjoner for å muligens finne ut om noen er bedre enn de andre. Casene er oppført under, med sine utvinningsgrader.

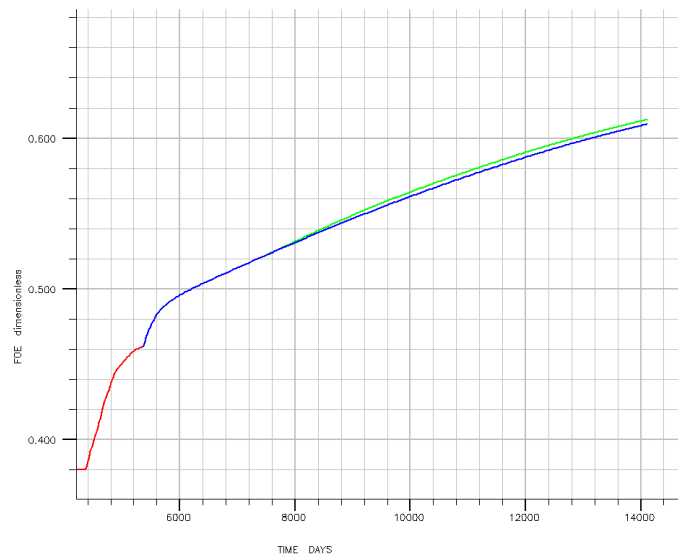
4.1 Case 1 -Basecase-

I denne casen simulerte vi kun med vanninjeksjon fra B-40A, og produserte fra C-43T2. *Dette skal være en referansecase for senere simuleringer med tensider og polymere, da dette var situasjonen i januar 2007. Dette er forlengelsen av situasjonen i januar 2007 til januar 2031.*

Restoljemetningen i 2031 kan sees i Figur 11, sammen med restoljemetningen, og utvinningsgraden av olje(FOE). Vi ser at utvinningsgraden(fra nå: FOE) ser ut til å være ca 54.50%, og totalt produsert volum(fra nå FOPT) ble $5887500 Sm^3$.

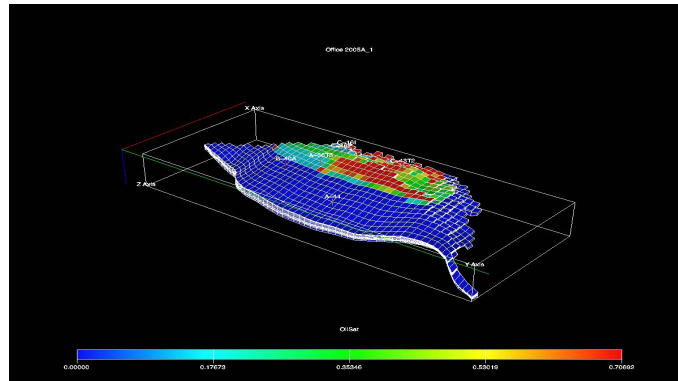


(a) Brønner brukt i denne simuleringen

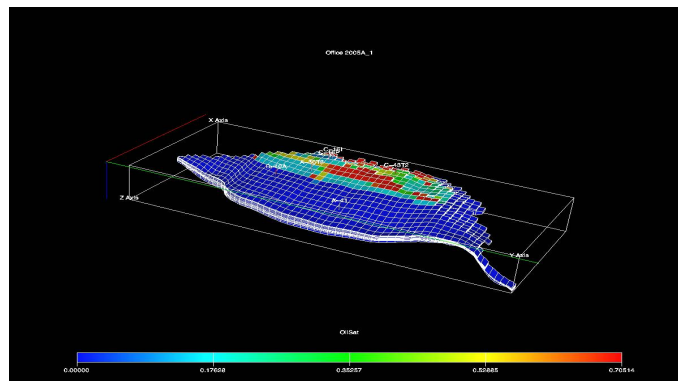


(b) Rød: vannstrømming, Grønn: høy konsentrasjon av kjemikalier, blå: lav konsentrasjon av kjemikalier

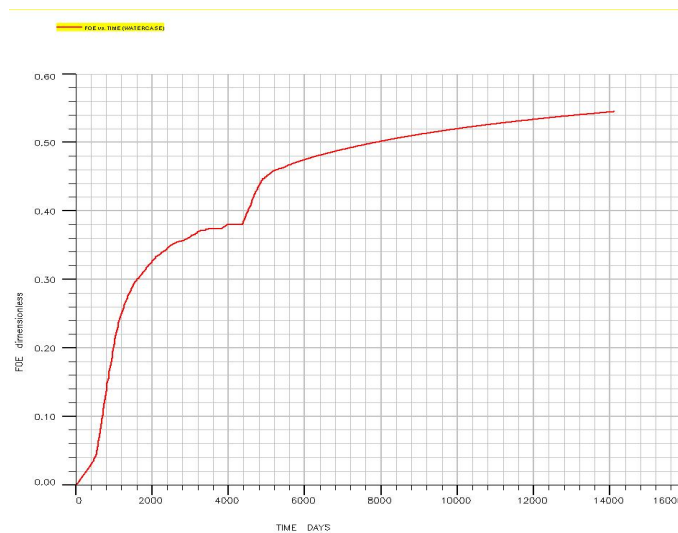
Figur 10: Eksempel på at høyere kjemikaliekonsentrasjon gir bedre utvinningsgrad. Rød graf ligger under den blå og synes ikke. Høy konsentrasjon: tensider: $5.0 \frac{kg}{m^3}$, polymere: $0.5 \frac{kg}{m^3}$. Lav konsentrasjon: tensider: $0.1 \frac{kg}{m^3}$, polymere: $0.1 \frac{kg}{m^3}$.



(a) Restoljemetning i 2007



(b) Restoljemetning etter vannflushing frem til jan. 2031(Case1)



(c) Utvinningsgrad av olje frem til 1.jan 2031

Figur 11: Output fra simulering av Case 1

4.2 Case 2

I case2 vil vi undersøke om injeksjon av tensider/polymere i B-40A har effekt.

Injeksjon av tensider i B-40A i 1 år(2010-2011), fulgt av polymer i 1 år(2011-2012).

Med dette oppnådde vi ingen økt utvinningsgrad i forhold til case 1.

Når vi prøvde å injisere vann fra A-41 oppnådde vi ingen økt utvinning, vi vil derfor ikke behandle det her.

4.3 Case 3

I case3 forsøker vi å åpne C-16I, og injisere tensider/polymere derfra.

Injeksjon av tensid fra C-16I i 1 år(2010-2011), fulgt av polymer i 1 år(2011-2012), og vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

Denne casen gav en økning i utvinningsgraden, i forhold til case 1, til 59.70%.

4.4 Case 4

I case4 undersøker vi om A-36T3 er vellegnet som injeksjonsbrønn.

Injeksjon av tensid fra A-36T3 i 1 år(2010-2011), fulgt av polymer i 1 år(2011-2012) og vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

Denne casen gav en økning i utvinningsgraden, i forhold til case 1, til 59.00%.

4.5 Case 5

I case5 ønsker vi å sammenligne C-16I og A-36T3 for å sjekke om vi ser samme tendens som i case3 og 4. Samtidig vil vi prøve en ny sekvens for injeksjon av kjemikalier.

Vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031. Injeksjon av tensid i 1 år(2010-2011) fra

a

C-16I

Denne casen gav en økning i utvinningsgraden til ca. 59.50%.

b

A-36T3

Denne casen gav en økning i utvinningsgraden til ca. 59.00%.

C-16I synes bedre enn A-36T3, fortsetter derfor bare med C-16I. Dette grunner også i de tekniske problemene som har vært med A-36T3, at det kan være lurt å ikke åpne den igjen.

4.6 Case 6

I denne casen forsøker vi en ny sekvens for injeksjonsrekkefølge.

Injeksjon av polymer i 1 år(2010-2011) fra C-16I og vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

Denne casen gav en økning i utvinningsgraden til ca. 59.50%.

4.7 Case 7

I denne casen forsøker vi en ny sekvens for injeksjonsrekkefølge.

Injeksjon av polymer i C-16I i 1 år(2010-2011), fulgt av tensid i 1 år(2011-2012). Vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

FOE: 59.68 %

FOPT: 6448000 Sm^3

4.8 Case 8

I denne casen forsøker vi en ny sekvens for injeksjonsrekkefølge.

Injeksjon av både polymer og tensid i 1 år fra C-16I(2010-2011) og vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

FOE: 59.74 %

FOPT: 6454000 Sm^3

4.9 Case 9

I denne casen ønsker vi å undersøke hva som hender med svært høye konsentrasjoner av kjemikalier i injeksjonsvannet.

Injeksjon av polymer og tensid i kunstig høye konsentrasjoner. Konsentrasjon $10kg/m^3$ av begge. Polymer i 2 år fra C-16I(2010-2012), tensider i 1 år fra C-16I(2011-2012). Dette for å sjekke respons på høye konsentrasjoner, som en type ekstremalcase. Vanninjeksjon fra B-40A hele perioden frem til 2031.

FOE: 59.22 %

FOPT: 6400000 Sm^3

4.10 Case 10

I denne casen ønsker vi å undersøke om kjemikaliene i de foregående simuleringene i det hele tatt har noen effekt, eller om det kun er injeksjonen av vann som spiller inn.

Injeksjon av bare vann fra både B-40A og C-16I hele perioden frem til 2031.

FOE: 59.57 %

FOPT: 6437000 Sm^3

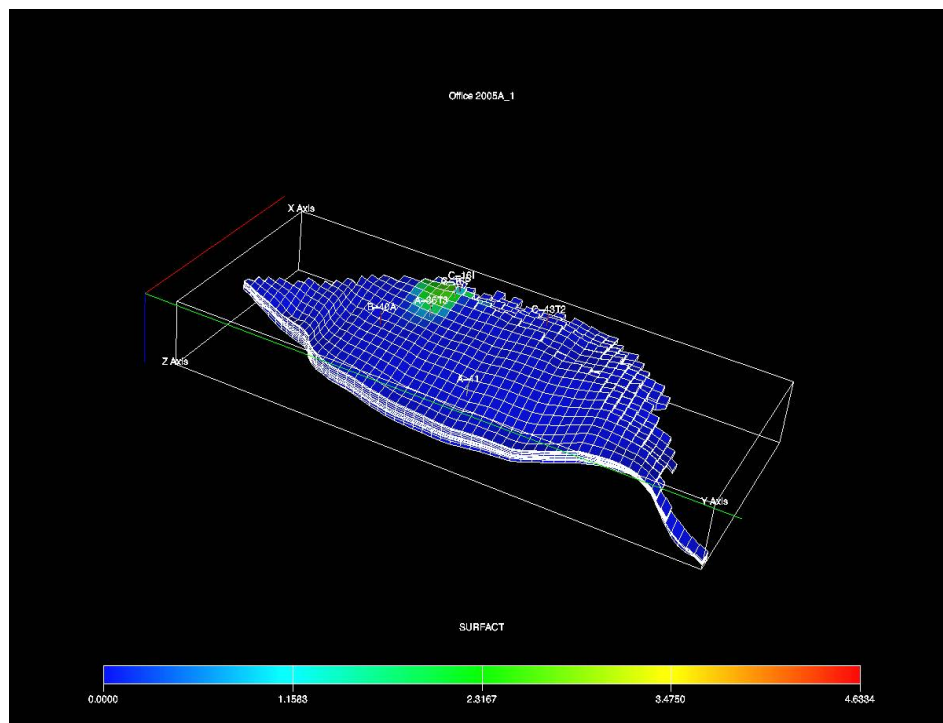
5 Resultater fra simuleringer med eksisterende brønner

Case 2 gav ingen forskjell i forhold til case 1. Analyse av strømmingen viser at kjemikaliene aldri når frem til områder med høy restoljemetning, både på grunn av stor avstand, og at B-40A kun er perforert i bunnen, og det nærmeste området med høy restoljemetning har kun olje de øverste lagene i reservoaret. Da kjemikaliene ikke stiger i reservoaret får de ingen effekt. Med injeksjon fra A-41 fikk vi samme resultat, sannsynligvis også av samme grunn. Andre sekvenser av injeksjonsrekkefølger gav følgende samme resultat. Dette var som forventet.

Da vi valgte case 1 som base-case så det ut som om case 3-9 gav gode resultater på grunn av kjemikaliene, men case 10 viser at det er nesten er utelukkende vannet fra C-16I som har effekt. Dette vises klart i Figur 13. Grunnene til at det ikke fungerte særlig bra kan blant annet være forkastningen som skiller produksjonsbrønnen C-43T2 fra injeksjonsbrønnen C-16I. I Figur 4 kan man se denne forkastningen, mens i Figur 12 kan man se tensid-spredningen i 2031 ved kontinuerlig innsprøyting av tensider helt frem til 2031. Sammenligner man Figur 12 med Figur 4 ser man at kjemikaliene ser ut til å bli blokkert av forkastningen, og at kjemikaliene aldri når frem til området med høy oljemetning som en følge av dette. Derfor gir det liten forskjell med/uten kjemikalier. Grunnen til at det ved vanninjeksjon fra C-16I i tillegg til B-40A gir en noe høyere utvinningsgrad, kan være at vi opprettholder et noe høyere trykk rundt produksjonsbrønnen C-43T2, og at i lag 7-8 av de vertikale lagene kan vannet gå rundt på oversiden av forkastningen fra Figur 4, og mot produksjonsbrønnen.

Vi kan alikevel se noen forskjeller mellom de forskjellige casene. Fra oppsummeringen av casene i avsnitt 4 finner vi at case 9 gir et dårligere resultat enn case 7 og 8. Overraskende er det at casen med kunstig høye konsentrasjoner(case 9) gir så dårlige resultater. Vi har brukt betydelig tid på å prøve å finne ut hvorfor, uten å lykkes. Dette resultatet synes dessuten urimelige utifra undersøkelser gjort på simuleringene med de nye brønnene. Der fikk vi høyere utvinningsgrad både med høyere konsentrasjoner av kjemikaliene, og med lengre injeksjonsperioder. Da dette alikevel er et urealistisk case vil vi ikke fortsette med denne konfigurasjonen på injeksjonen. Bruken av kjemikalier synes dessuten til å gi noe effekt på utvinningen, om enn liten. Case 7 og 8 har en utvinningsgrad på hhv. 59.68% og 59.74%, mens case 10 gir 59.57%. På grunn av dette vil vi fra nå bruke konfigurasjonen fra case 8 i injeksjonen av kjemikaliene på de simuleringene vi vil presentere, slik at det er lettere å sammenligne resultatene. Hvis noen andre sekvenser av injeksjonen fører til en høyere utvinningsgrad enn denne sekvensen vil dette også bli presentert. Den økonomiske vurderingen av denne situasjonen vil bli foretatt i avsnitt 8. Figur 13 viser utvinningsgraden i de 4 casene nevnt i det siste avsnittet.

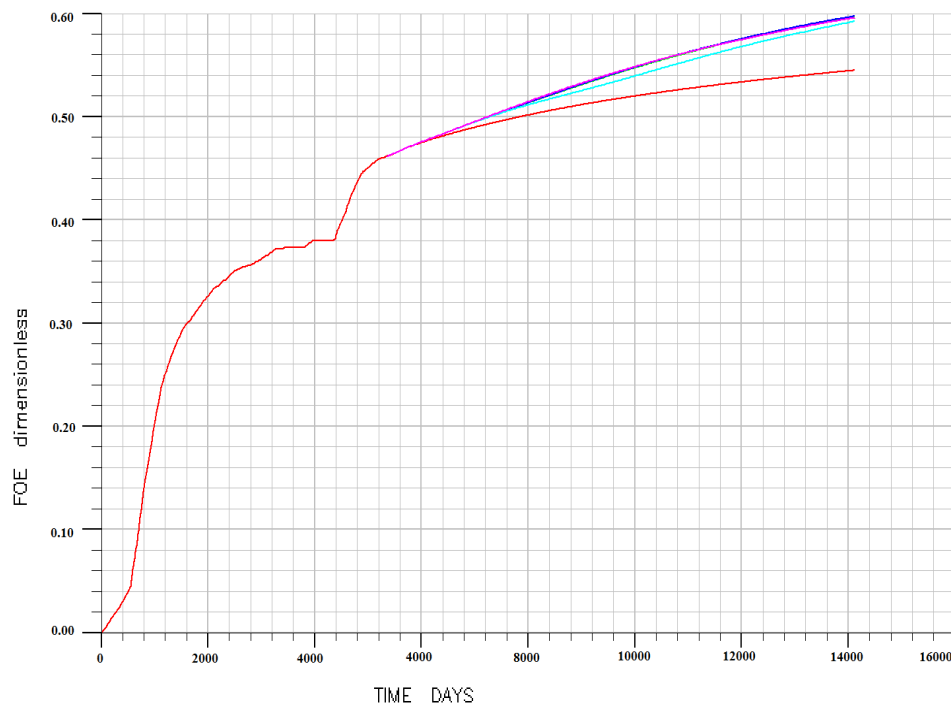
For å øke utvinningen, og unngå problemet med forkastningen, vil vi forsøke å omgå forkastningen ved å bore sidesteg på eksisterende brønner, eller nye brønner, for så å sammenligne disse resultatene med case 1 og case 10, da case 10 virker som å ha et



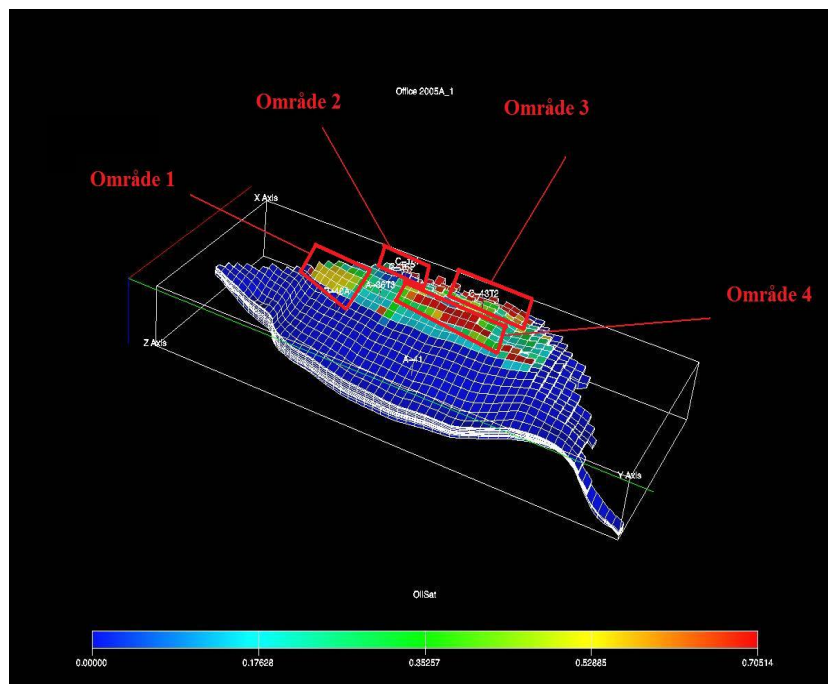
Figur 12: Tensidspredning i 2031 ved kontinuerlig innsprøyting hele perioden.

godt resultat, samt å ikke være for urealistisk i implementere i praksis. Leggingen av disse nye, taktiske brønnene blir vanskelig, og vi vil fremdeles sammenligne resultater med kjemikalieflømming mot ren vannflømming. Resultatene av dette omtales i avsnitt 7.

Vi bruker i mange av disse casene flere produksjons- og injeksjonsbrønner simultant, hvilket kan være urealistisk i forhold til hvilke ressurser som er tilgjengelige på plattformene, eller som er verdt å bruke på dette reservoaret, hvor utbyttet synes begrenset, dersom ressursene heller kunne blitt brukt på andre reservoarer hvor effekten kan være bedre. Mer om utbyttet i avsnitt 8. Dette medfører større usikkerhet i våre simulerte caser, og gjør de mer urealistiske, og det kan også tenkes at dette ikke er scenarioer Statoil ikke ønsker å bruke av andre grunner. Hvorvidt dette er tilfellet er derimot utenfor vår rekkevidde å vurdere.



Figur 13: Utvinningsgrad med nåværende brønner. Rød: case1, grønn: case7, blå: case8, turkis: case9, rosa: case10. Case7s grønne graf synes ikke da den ligger under case8 og case10s grafer.



Figur 14: Områdene for videre simulering med nye brønner

6 Simulering med nye brønnplasseringer

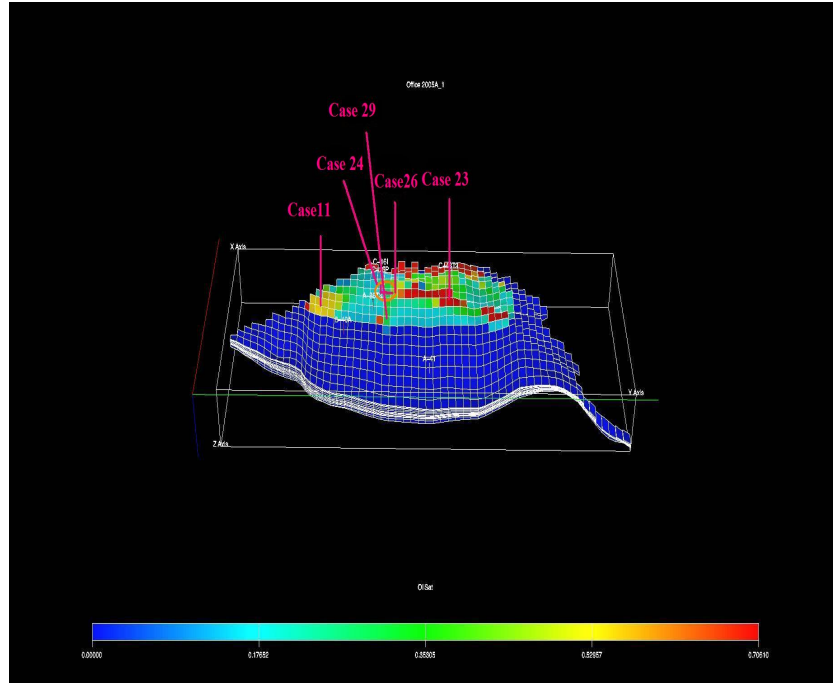
Utifra resultatene fra simuleringene med de opprinnelige brønnene har vi bestemt oss for 4 satsningsområder hvor vi tror det kan være mulig å få utvunnet mer olje fra. Vi vil på disse områdene se hvordan bruk av tensider og polymere påvirker utvinningen. Områdene er valgt etter hvor det var høy restoljemetning ved slutten av case 1 og 10, og etter studering av strømningsbildet for å se hvordan oljen eventuelt hadde forflyttet seg dit. Områdenes nummerering er vist i Figur 14, og i Figur 15 vises den omtrentlige plasseringen av de nye brønnene våre, som defineres i de påfølgende avsnittene.

Fra nå bruker vi konvensjonen (x,y,z) for å angi i hvilke blokker vi borer og kompletterer brønnene. Hvis caser gav dårligere resultater enn tilsvarende case med lavere kostnader (for eksempel med kjemikalier gav dårligere resultat enn uten kjemikalier) har vi utelatt å skrive ned FOE for den casen, da den opplagt er ulønnsom. Videre vil vi også her presentere de casene med de mest interessante resultatene, og vi minner om at alle injeksjoner av tensider og polymere skjer etter sekvensen i case8, slik vi begrunnet det i resultatene fra simuleringene med de nåværende brønnene. Injeksjonsratene og konsentrasjonen av kjemikaliene i injeksjonsvannet er de samme som i simuleringene med de gamle brønnene, av samme grunn som forklart i avsnitt 4.

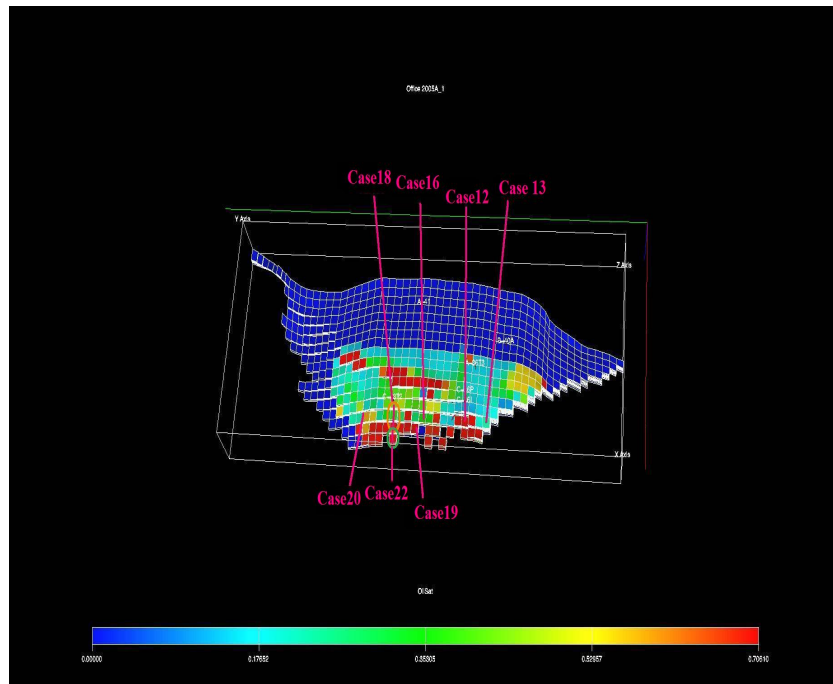
6.1 Område 1

Case 11

Dette området kan ikke produseres uten ny produksjonsbrønn. Restoljen ligger stort sett



(a) Område 1 og 4



(b) Område 2 og 3

Figur 15: Omtrentlig plassering av nye brønner i simuleringene

i de tre øverste lagene. Vi håper på effekt ved injeksjon av tensider/polymere fra C-16I, B-40A eller begge.

Ny produksjonsbrønn, koordinater (17,16,1-3). Vanninjeksjon i C-16I og B-40A.
FOE: 57.1 %

Dette gav dårligere resultat enn case 10. Forsøk på andre plasseringer av produksjonsbrønner, og med tensider i C-16I og B-40A hjalp ikke. Vi avslutter derfor simuleringen på dette området.

6.2 Område 2

Case 12

Dette området inneholder en del restolje. Forsøker å åpne C-16P for produksjon via et nytt sidesteg. Kun vanninjeksjon.

Injiserer ikke vann fra C-16I, men kun fra B-40A. Produserer fra C-43T2 og fra sidesteg fra C-16P:

(21,26,8)

(21,25,8)

(21,25,9)

(22,25,9)

(22,25,10-12)

FOE: 61.6 %

FOPT: 6658200 Sm³

Case 13

Forsøker å bore en ny injeksjonsbrønn for å øke utvinningen. Kan ikke injisere tensider/polymere fra B-40A, da den er for langt unna.

Case 12 + injeksjon av vann i ny brønn i (22,22,8-12).

FOE: 61.4 %

FOPT: 6641400 Sm³

Case 14

Vil undersøke om tensider/polymere kan hjelpe på med den vanskelige strømmingen av det fragmenterte området som område2 er.

Som case 13 men med tensider/polymere.

Både case 14 gir dårligere resultat enn både case 12 og 13, og med andre injeksjonsbrønner ble resultatet ennå dårligere. Vi avslutter herved simuleringen på dette området.

6.3 Område 3

Case 15

Forsøker å bore C-43T2 dypere, da det synes å være en del restolje i lagene under der den er opprinnelig er perforert. Får ikke tak i dette ellers grunnet den lave permeabiliteten vertikalt.

Bore og komplettere C-43T2 ned i lag 11-12, rett ned fra eksisterende enden, produksjon herfra. Vanninjeksjon fra B-40A og C-16I.

FOE: 60.7 %

FOPT: 6561600 Sm^3

Case 16

Vil forsøke å bore en ny injeksjonsbrønn for å utvinne mer av restoljen i området rundt C-43T2. Håper injeksjonsvannet fra denne nye injeksjonsbrønnen vil nå restoljen bedre enn C-16I, da det mellom C-16I og dette området synes å være små forkastninger som forskyver lagene relativt til hverandre i vertikal retning, slik at området er vanskelig å nå fra C-16I.

Ny injeksjonsbrønn i (22,30,8-12).Produksjonsbrønn fra case 15, kun vanninjeksjon. Vanninjeksjon også fra B-40A og C-16I.

FOE: 54.9 %

Case 17

Til tross for dårlige resultater i case16 vil vi undersøke om tensider/polymere kan gjøre denne strømmingen mer effektiv, for å på den måten kunne påvise effekt av denne metoden.

Som case 16 men med polymer/tensid-injeksjon (1 år tensid/polymer som i case8) her.

FOE: 54.5 %

Case 18

Prøver å bore et noe lengre sidesteg fra C-43T2 for å nå mer sentralt inn i området med høy restoljemetning i område3, lag 11 og 12.

Produksjon fra nytt sidesteg fra C-43T2. Vanninjeksjon fra B-40A og C-16I.

(22,36,11)

(23,36,11)

(23,36,12)

FOE: 61.4 %

FOPT: 6634200 Sm^3

Case 19

Vil forsøke å bore en ny injeksjonsbrønn for å utvinne mer av restoljen i området rundt C-43T2. Håper injeksjonsvannet fra denne nye injeksjonsbrønnen vil strøkke området bedre enn C-16I, da det mellom C-16I og dette området synes å være små forkastningen som forskyver lagene relativt til hverandre i vertikal retning, slik at det er vanskelig å nå fra C-16I.

Injeksjonsbrønn i (23,32,9-11). Bare vanninjeksjon fra ny injeksjonsbrønn, produksjonsbrønner som i case 18. Vanninjeksjon også fra B-40A og C-16I.

FOE: 55.3 %

Injeksjon av tensider/polymere gav samme effekt som i case 17, dvs lavere utvinning. Ikke uventet da disse casene er svært like. Dette resultatet blir derfor ikke behandlet mer i denne rapporten.

Case 20

Forsøker å legge en injeksjonsbrønn på motsatt side av dette området med høy restoljemetning enn vi har gjort tidligere. Dette for å undersøke om det hjelper å strøkke området fra motsatt kant.

Injeksjonsbrønn i (22,40, 9-11). Bare vanninjeksjon fra ny injeksjonsbrønn, produksjon som i case 18. Vanninjeksjon fra B-40A og C-16I.

FOE: 54.8 %

Case 21

Sammenligner case 20 med injeksjon av tensider og polymere, for å se om dette hjelper strømmingen av dette fragmenterte området.

Som case20, men 1 år tensid/polymerinjeksjon(som case 8) fra 2010.

FOE: 54.7 %

Case 22

Forsøker et ennå lengre sidesteg fra C-43T2, for å forsøke å øke utvinningsgraden.

Vanninjeksjon fra B-40A og C-16I. Produksjon fra nytt sidesteg fra C-43T2:

(22,36,11)

(23,36,11)

(24,36,11)

(24,36,12)

FOE: 61.0 %

FOPT: 6585300 Sm³

I denne casen utvinnger vi mindre olje enn i case 18, som er et billigere sidesteg. Dessuten gav det ikke noe bedre resultat i denne casen med nye injeksjonsbrønner, med eller uten tensider/polymere. Vi avslutter derfor simuleringen på dette området.

6.4 Område 4

Case 23

For å nå dette området borer vi ny produksjonsbrønn, da det synes å være små forkastninger mellom C-43T2 og dette området. Dessuten er C-43T2 boret vekk fra dette området og dypt ned slik den er nå. I dette området ligger restoljen i de 3 øverste lagene.

Ny produksjonsbrønn i (19,34,1-3).

FOE:63.9%

FOPT: 6908700 Sm^3

Case 24

Forsøker å bore C-16P gjennom forkastningen for å slippe å bore helt ny brønn. Bruker denne nå til injeksjon.

Som case 23, men injeksjon fra sidesteg fra C-16P:

(20,25,1)

(19,25,1)

(19,26,1)

(19,27,1)

FOE:63.0%

Case 25

Undersøker om vi får noe effekt med bruk av tensider/polymere i injeksjonsvannet, til tross for dårligere utvinningsgrad med injeksjonsbrønnen, enn uten.

Case 24 med tensid/polymer-injeksjon

FOE:63.1%

Case 26

Forsøker å kun perforere brønnen fra case24 kun i enden, for å forsøke å konsentrere kjemikaliene på samme side som restoljemetningen i forhold til forkastningen. Som case 25, men bare perforert i (19,27,1).

FOE:62.8%

FOPT: 6784100 Sm^3

Case 27

Undersøker hvordan situasjonen blir med kun injeksjonsbrønnen fra case 26, og kun den gamle produksjonsbrønnen C-43T2.

Som case 26, men kun produksjon fra C-43T2, og ikke brønnen fra case23.

FOE:59.7%

FOPT: 6448500 Sm^3

Case 28

Sammenligner case 27 med kun vanninjeksjon, for å forsøke å oppdage effekt av tensider og polymere.

Som case 27, men bare vanninjeksjon

FOE: 59.5 %

FOPT: 6431000 Sm^3

Case 29

Forsøker å bore en ny injeksjonsbrønn på en annen kant av dette området for å forsøke å få bedre effekt av injeksjonen. Håper dette vil gjøre at restoljen skyves mot den nye produksjonsbrønnen fra denne injeksjonsbrønnen.

Ny injeksjonsbrønn i (16,26,1) med tensid/polymer sekvens som i case 8, begge produksjonsbrønner.

FOE:63.5%

Case 30

Undersøker om tensidet/polymeren i case 29 hadde noen effekt.

Som case 29, men bare vanninjeksjon

FOE:63.5%

7 Resultater fra simulering med nye brønner

Her defineres ulike situasjoner, som vi vil fokusere på på hvert av fokus-områdene våre. I hver situasjon er det listet opp hvilke caser som inngår i hver situasjon. Disse vil bli videre brukt i den økonomiske analysen. At case 1 og 10 er med på de fleste situasjonene er fordi det er disse casene vi vurderer simuleringene med nye brønner opp mot.

7.1 Område 1

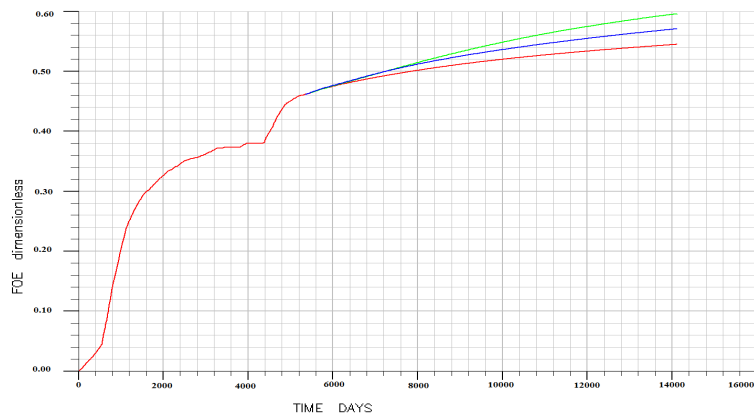
Case 1,10,11

Sammenligner vi case 11 med case 1 og 10, så ser vi at vi får noe raskere utvinning i case 11, men de krysser hverandre omkring 2012, og i 2031 har vi totalt sett dårligere utvinningsgrad enn i case 10. Vi får også mindre produksjon fra C-43T2, som nok er den avgjørende grunnen til den lavere produksjonen. En av grunnene til dette er nok at bottom hole trykket ved C-43T2 synker ganske mye i forhold til case 10. Dette vises i Figur 16. Ved å se på strømmingen i reservoaret ser vi at oljen ikke ansamles i dette området før ganske sent, da det blir skjøvet hit av vannet fra C-16I. Dette tilsier at dette ikke er et spesielt bra område. Videre testet vi også å injisere tensider med vannet i C-16I for å påskynde produksjonen, som ikke hjalp noe på det totale resultatet, men vi produserte oljen noe raskere en periode ganske tidlig (omkring 2012). Da vi får større utvinningsgrad uten å bore den nye produksjonsbrønnen anser vi dette området for ikke lønnsomt.

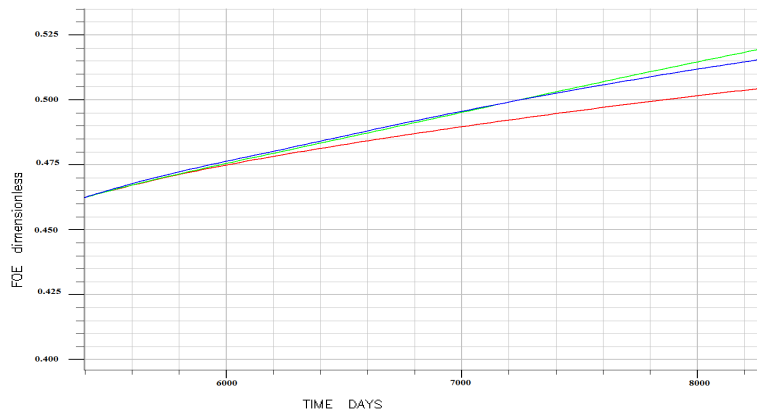
7.2 Område 2

Case 1,10,12,13,14

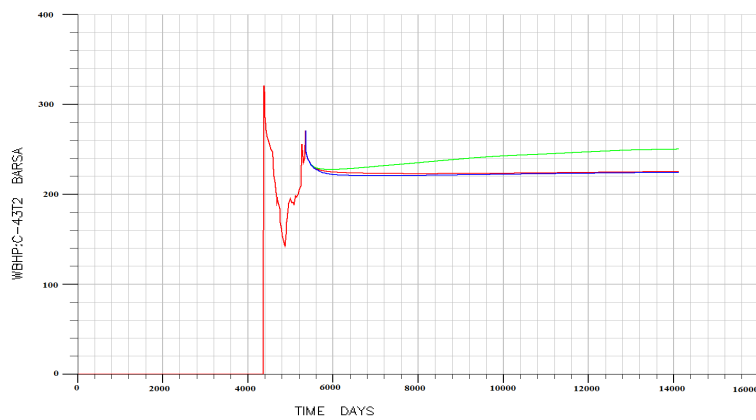
Vi ser av Figur 17 at vi her har en betydelig høyere utvinningsgrad med det nye sidesteget fra C-16P, mens med den nye injeksjonsbrønnen i case 13 får vi noe raskere utvinning i starten, men alt i alt en noe lavere utvinningsgrad i 2031. Med tensider forandres det ikke i forhold til vann. Dette kan være på grunn av at området er svært fragmentert ut mot randen, og vi får ikke strømmet de cellene med høy restoljemetning. I case 12 har vi en utvinningsgrad på 61.6 %, mens i case 13 er den 61.4 %. I case 14 oppnår vi dårligere resultat enn i case 13. Derfor anser vi det ikke som aktuelt med ny injeksjonsbrønn, eller injeksjon av kjemikalier, økonomisk sett. Derimot kan det være lønnsomt å bore sidesteget i C-16P, hvilket vi vil tatt opp i avsnitt 8. Her injiseres ikke vann i C-16I, da dette skyver oljen bort fra C-16P. Vi forsøkte også noe andre plasseringer av injeksjonsbrønner enn den omtalt i denne rapporten, men disse gav alle dårligere resultat.



(a) Sammenligning av utvinningsgrad

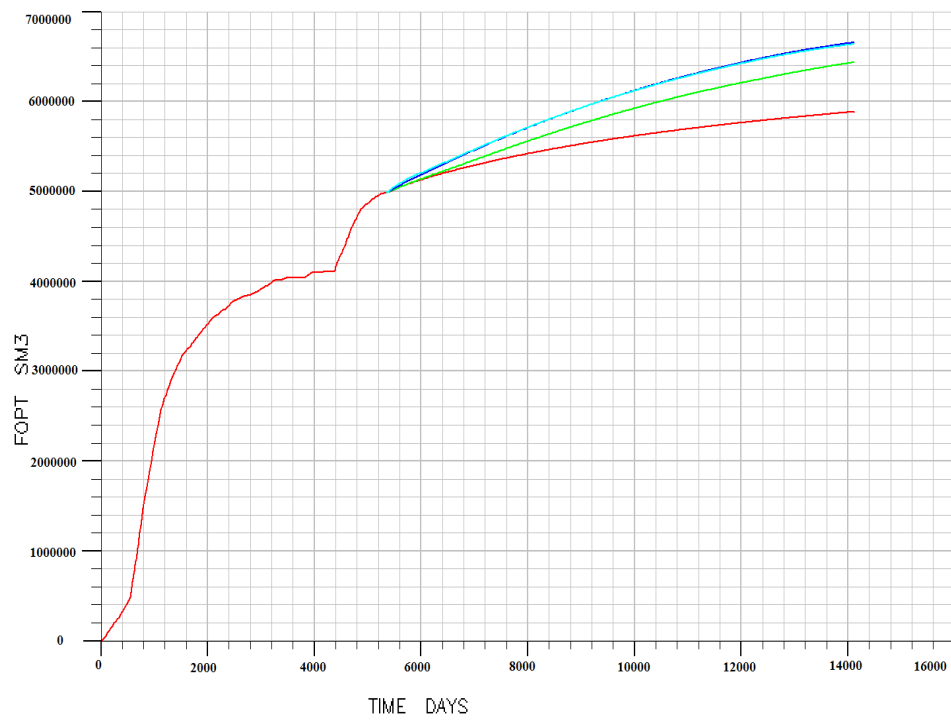


(b) Kryssing av produsert mengde olje

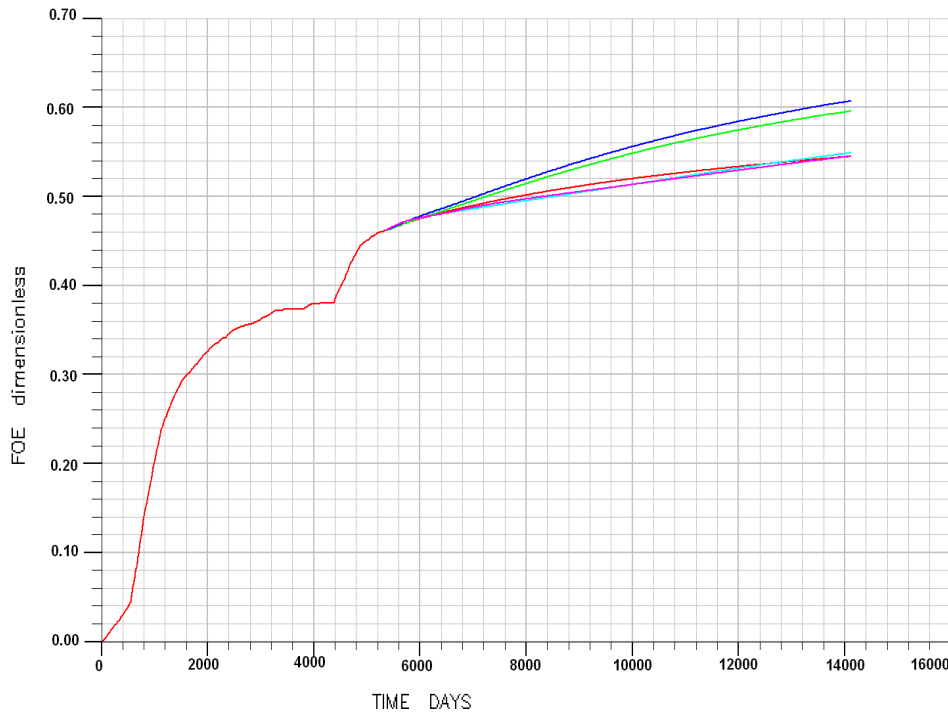


(c) Bottom-hole trykk i C-43T2

Figur 16: Sammenligning av utvinningsgrad mellom case 1, 10 og 11. Rød: case1, grønn: case10, blå: case11



Figur 17: Sammenligning av produsert olje, område 2. Rød: case1, grønn: case10, blå: case12, turkis: case13



Figur 18: Sammenligning av utvinningsgrader på område 3, situasjon1. Rød: case1, grønn: case10, blå: case15, turkis: case16, rosa: case17

7.3 Område 3

Situasjon 1

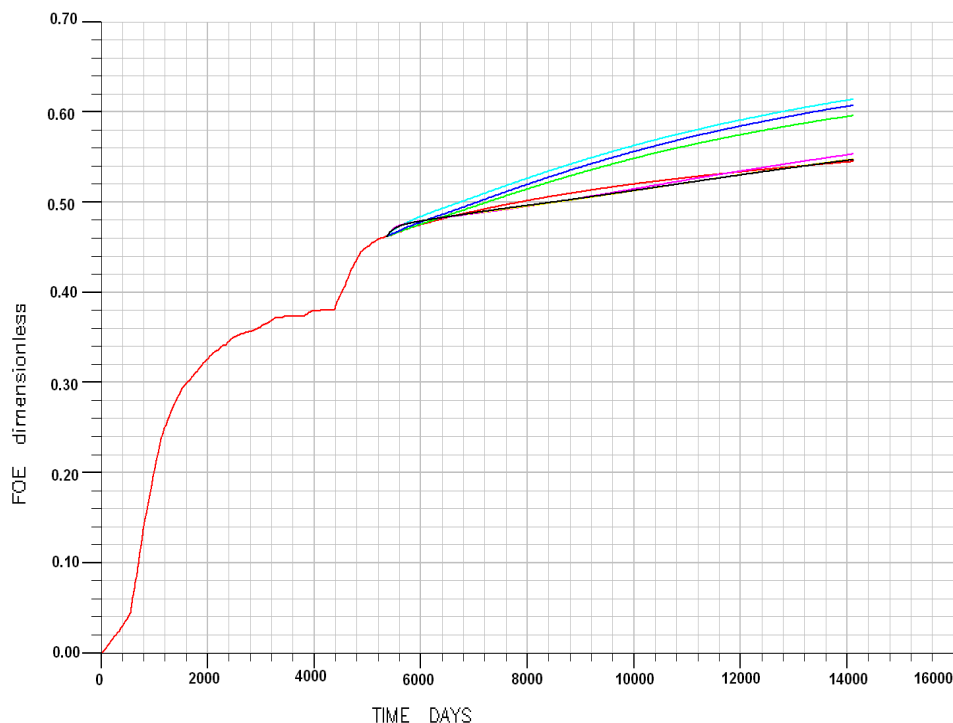
Case 1,10,15,16,17

Med den videre boringen av C-43T2 i case 15 oppnår man en utvinningsgrad på 60.7%, hvilket er noe bedre enn i case 10. Med injeksjonsbrønnen i case 16 blir produksjonen mye mindre, til tross for at vi opprettholder et høyt trykk ved C-43T2. Dett er sannsynligvis fordi injeksjonsbrønnen er plassert dårlig, og den skyver en del av oljen motsatt vei av det den skal. Med tensider og polymere i vannet, altså case 17, forsterkes bare denne effekten, og utvinningsgraden blir ennå dårligere. Vi observerer at utvinningen går noe raskere i starten med den nye injeksjonsbrønnen, men i 2031 er utvinningsgraden bedre uten denne brønnen. Se Figur 18. Vi får her bekrefter at kjemikaliene har effekt, selv om de her virker mot sin hensikt. Dette bør mane til forsiktighet ved bruk av tensid/polymer-injeksjon.

Situasjon 2

Case 1,10,15,18,19,20,21

Med sidesteget boret i case 18 oppnår vi en ennå litt bedre utvinningsgrad enn i



Figur 19: Sammenligning av utvinningsgrader på område 3, situasjon2. Rød: case1, grønn: case10, blå: case15, turkis: case18, rosa: case19, gul: case20, sort: case21.

case 15, på 61.4 %, men også her får vi med injeksjonsbrønnen i case 19 en markant dårligere utvinningsgrad. En stund er tilogmed utvinningsgraden for case19 mindre enn case 1, se Figur 19. Her får vi nesten ingen forskjell om vi tilsetter kjemikalier i vannet som injiseres, hvilket igjen kan skyldes at det er et svært fragmentert område. Strømning av slike områder er vanskelig å få utført på en god måte, og det later til at tensider/polymere i injeksjonsvannet ikke gjør det særlig lettere.

Med injeksjonsbrønnen i case 20, som ligger på motsatt side av området med høy restoljemetning, oppnår vi ennå dårligere utvinningsgrad enn i case 19, og bruk av kjemikalier i injeksjonsvannet(case 21) har ingen særlig effekt, kan være av samme grunn som tidligere. Dette vises i Figur 19. Dette kan tyde på at tensider og polymere ikke hjelper på strømmingen av områder som er fragmenterte, hvor det er vanskelig å strømme hele området skikkelig. Det vi i tillegg kan observere, er at med injeksjonsbrønnene er utvinningen rett etter 2007 raskere enn uten injeksjonsbrønnen, så vi ser noe positiv effekt av brønnene.

Situasjon 3

Case 18,22

I case 22 ble det boret ett nytt og lengre sidesteg på C-43T2, som uansett ble dårligere

enn case 18, og er derfor ikke lønnsomt.

7.4 Område 4

Situasjon 1

Case 1,10,23,24,25

I case 23 boret vi en ny produksjonsbrønn som gav veldig gode resultater, en utvinningsgrad på hele 63.9%, spesielt er utvinningen veldig rask i starten. Totalt sett produseres nå mindre olje fra C-43T2, sannsynligvis siden den nye brønnen gjør at trykket i rundt C-43T2 synker (Se Figur 20(b)). Når vi i case 24 boret en ny injeksjonsbrønn fikk vi en noe raskere utvinning i starten, men et noe dårligere resultat totalt sett, med en utvinningsgrad på 63.0%. Når vi så i case 25 prøvde med tensider og polymere i injeksjonsvannet ble utvinningsgraden noe høyere enn case 24, 63.1%. Her fikk vi altså for første gang noe positiv effekt av kjemikaliene, men det er såklart ikke lønnsomt i forhold til case 23. Vi vil allikevel i avsnitt 8 drøfte om denne forskjellen mellom case 24 og 25 kan forsvare bruken av kjemikaliene. I situasjon 2 vil vi prøve å kun perforere injeksjonsbrønnen i enden, i stedet for langs hele, for å se om vi kan få bedre effekt av kjemikaliene ved å få all injeksjonsvæsken ut på rett side av forkastningen. I Figur 20 vises utvinningsgradene, og bottom hole trykket i C-43T2 for situasjon 1.

Situasjon 2

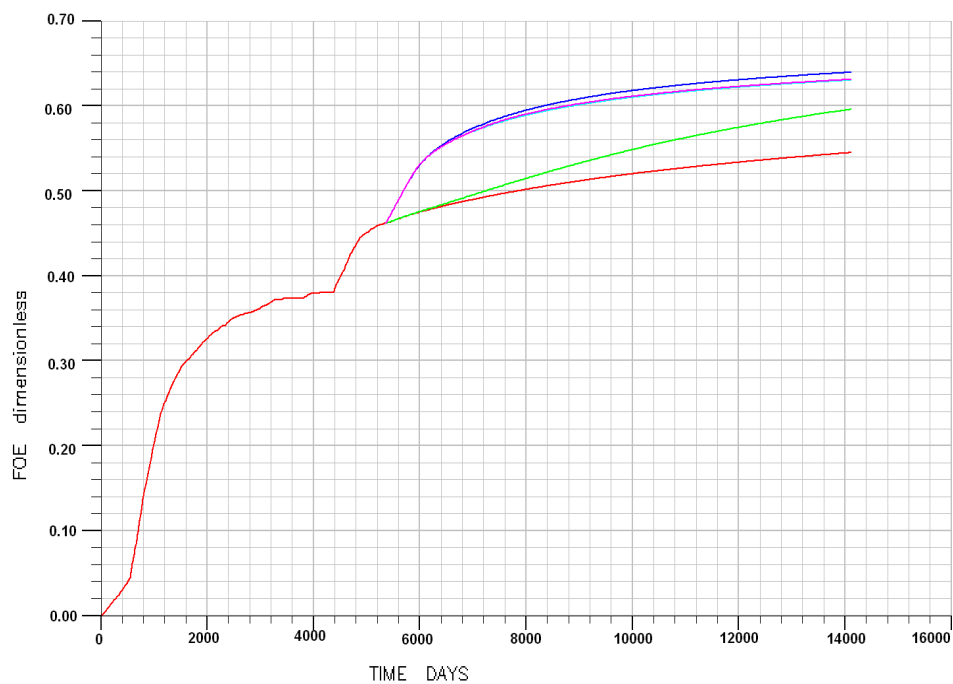
Case 1,10,26

I case 26 gjorde vi som indikert i situasjon 1, og perforerte injeksjonsbrønnen kun i enden. Dette fungerte ikke optimalt, da den samtidig skyver noe av oljen som ligger langs forkastningen nedover og bort fra produksjonsbrønnen, og vi oppnår som en konsekvens av dette en lavere utvinningsgrad enn case 23, 24 og 25. At utvinningsgraden er dårligere enn i case 24 og 25 skyldes av at den dårlige plasseringen av enden av brønnen forsterkes når vi konsentrerer all injeksjonen der. Vi ser igjen noe effekt av tensidene, da utvinningen er litt raskere enn i case 24 og 25, men dårlig plassering av brønnen gjør at dette ikke lønner seg til slutt, da vi kun fikk en utvinningsgrad på 62.8%.

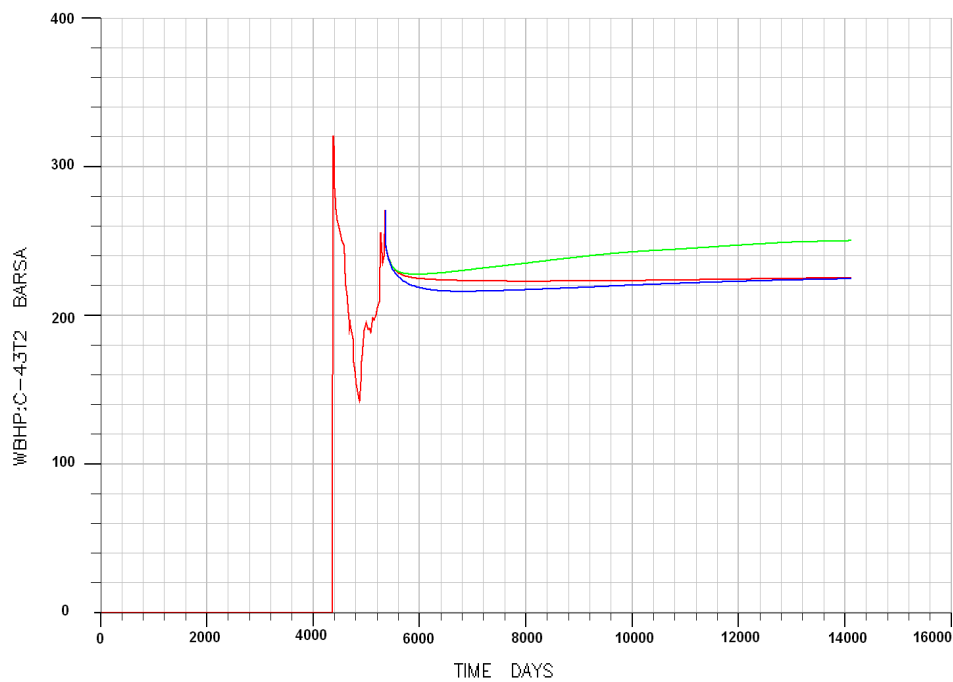
Situasjon 3

Case 1,10,27,28

I case 27 får vi et resultat som er noe bedre enn i case 10, men sammenlignet med case 26 blir utvinningsgraden markant dårligere. Men i case 27 produserer vi kun fra C-43T2, slik at det kan hende case 27 lønner seg i forhold til case 26 likevel. Dette vil vi ta stilling til i avsnitt 8. Dessuten, når vi sammenligner case 27 med case 28, hvor vi kun injiserer vann, får vi et noe bedre resultat med kjemikaliene. I case 27



(a) Utvinningsgrader. Rød: case1, grønn: case10, blå: case23, turkis: case24, rosa: case25



(b) Bottom hole trykk i C-43T2. Rød: case1, grønn: case10, blå: case23

Figur 20: Utvinningrader og bottom hole trykk for C-43T2 for område 4, situasjon 1.

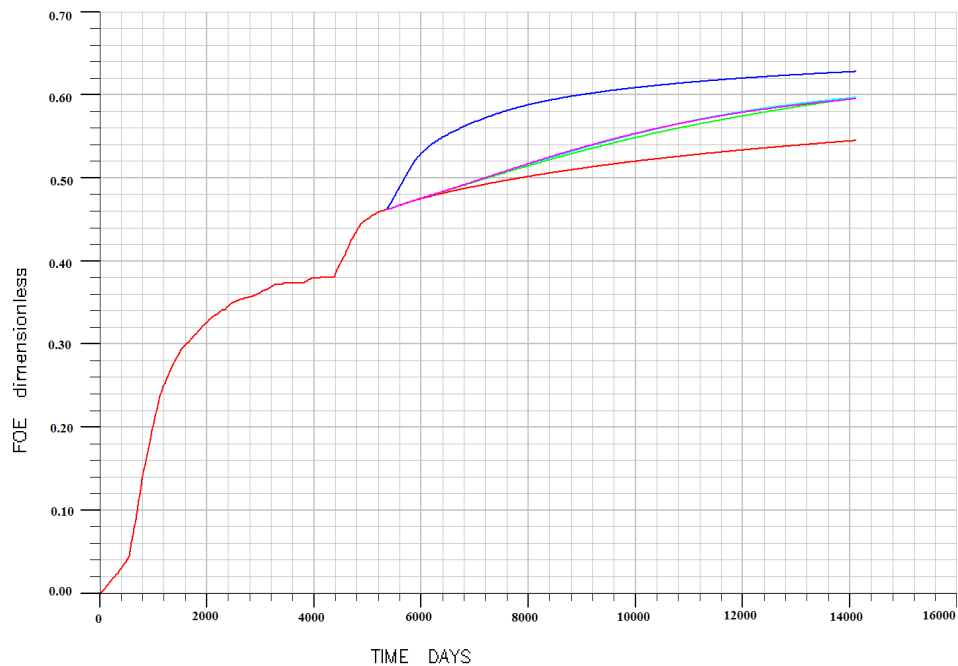
er utvinningsgraden i 2031 59.7%, mens den i case 28 er 59.5%. Dette er derfor en interessant situasjon økonomisk sett, da vi her kan få en indikasjon på om bruk av tensider og polymere kan lønne seg i forhold til hverandre. Dette vil bli videre diskutert i avsnitt 8, sammen med vurderingen om det heller vil lønne seg med den nye produksjonsbrønnen som gir en markant høyere utvinning. Videre kan vi observere at case 28 gir lavere utvinning enn case 10, slik at dette i realiteten neppe er en aktuell situasjon. I Figur 21 kan du se utvinningsgradene til for denne situasjonen.

Situasjon 4

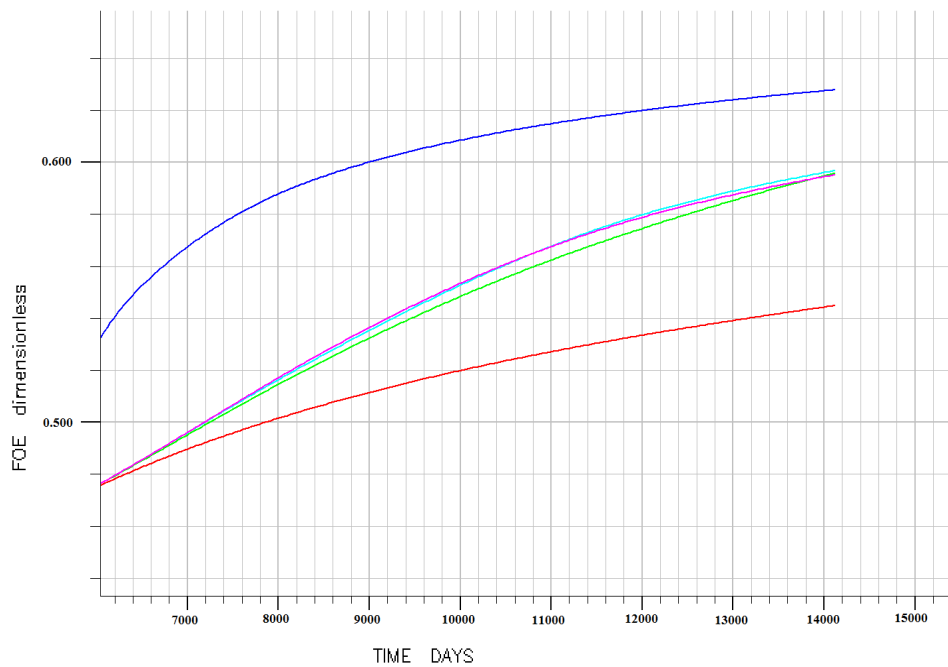
Case 1,10,29,30

I case 29 og case 30 boret vi en ny injeksjonsbrønn i den nedre enden av forkastningen vist i Figur 4, slik det er vist i Figur 15(a), for å prøve å unngå problemet at noe av oljens drives nedover langs forkastningen og bort fra produksjonsbrønnene, slik det gjorde i de tidligere situasjonene på dette området. Ved nøye studering av produksjonsratene og utvinningsgraden ser vi at vi har en marginalt raskere produksjon med bruk av kjemikalier(case 29) fra omkring 2012 til 2019, men at det i 2031 er utvunnet nesten eksakt samme mengde. Vi ser altså igjen noe effekt av kjemikaliene, men at det ikke lønner seg her, da det er billigere å bare bore produksjonsbrønn, og vi da får bedre utvinning. Noe av grunnen kan være at vi med den nye produksjonsbrønnen uansett får ut mesteparten av oljen i dette området. I Figur 22 kan man se utvinningsgradene til disse casene.

Igjen, som i simuleringene med de gamle brønnene, brukes flere brønner av begge typer simultant, og dette krever mye ressurser. Hvorvidt dette er lønnsomt, når man tar hensyn til for eksempel hvilke ressurser det kan ta fra andre brønner til andre reservoarer, kan ikke vi vurdere, men medfører mer usikkerhet i de simulerte casene våre og svekker de. Det er nærliggende utifra avsnitt 8 å tro at det i såfall kan være mer lønnsomt å bruke disse ressursene på andre reservoarer, da effekten synes begrenset i forhold til profitt. I tillegg påløper usikkerheten om de nye brønnene i virkeligheten lar seg bore.

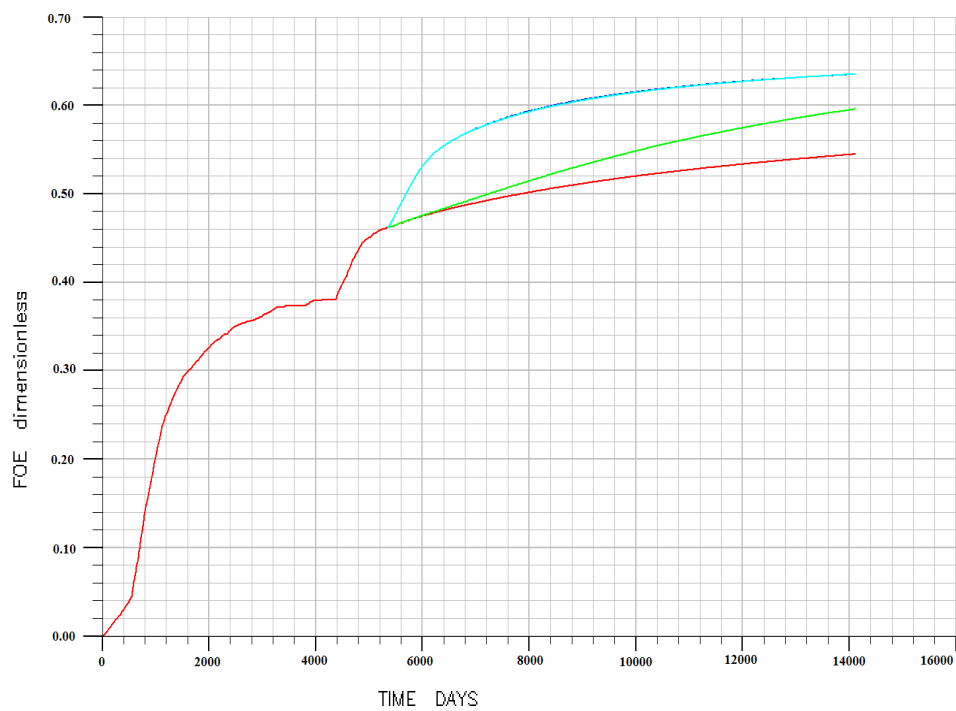


(a) Utvinningsgrader. Rød: case1, grønn: case10, blå: case26, turkis: case27, rosa: case28



(b) Utvinningrader, zoomet inn. Rød: case1, grønn: case10, blå: case26, turkis: case27, rosa: case28

Figur 21: Utvinningsgraden område 4, situasjon 3



Figur 22: Utvinningsgraden område 4, situasjon 4. Rød: case1, grønn: case10, blå: case29, grønn:case 30. Den blå grafen skjules i stor grad av den turkise.

8 Økonomiske betraktninger

I dette avsnittet vil vi gjøre korte begreninger for å undersøke om noen av casene våre kan være lønnsomme. Disse beregningene er preget av estimer, og inneholder derfor en del usikkerhet. Beregningene utgjør derfor ikke noe beslutningsgrunnlag, men er ment som en undersøkelse om noen av casene kan være lønnsomme ved å se på strørelsesordenen på tallene, det vil si som preliminare undersøkelser på om bruk av polymere og tensider kan være lønnsomt i vår situasjon. Vi anser dette som tilstrekkelig for vårt formål med denne oppgaven. I avsnittet under er våre forutsetninger for beregningene gjengitt, disse er hentet fra [21] og [22]. Vi vil sammenligne situasjonene vi beskrev i analysen av simuleringene økonomisk her. Profitten beregnes fra forskjellen i total utvunnet olje i 2031 i forhold til case 1, minus ekstra kostnader. Den økte inntekten diskonteres fra 2031 til 2007 i sin helhet. Dette gir ikke eksakte resultater, men en indikasjon på tallenes størrelsesorden. Den egentlige profitten, med den gitte diskonteringsrenten nevnt i avsnittet under, vil i realiteten være noe høyere. Dette gjelder spesielt caser hvor utvinningshastigheten er høy i starten, og senere har en svært flat profil, slik at mesteparten av inntektene ville kommet tidlig. Vi vil derfor også diskontere beløpet i sin helhet fra 2019 til 2007, som nok er et mer realistisk middel over årene 2007 til 2031, i slike tilfeller, og kommentere dette i forhold til den tidligere diskonteringen. Vi ber om at disse faktorene blir tatt hensyn til i leseren egen tolkning. Vi bruke OpenOffice.org Calc som regneark for å gjøre disse beregningene. Et av skjemaene er vist i Appendix C.

8.1 Forutsetninger

For de økonomiske betraktningene er noen forutsetninger lagt til grunn. Vi har i simuleringene med de gamle brønnene antatt at lukkede brønner kan åpnes, og at gamle produksjonsbrønner kan gjøres om til injeksjonsbrønner. Dette var det ikke lett å finne priser for, så vi har brukt kostnader på 20 mill. NOK (fra nå: MNOK) på begge hendelsene, da ingen kunne fortelle oss nøyaktig hva det kostet. Prisene brukt for boring av nye brønner er 150 MNOK, videre 10 MNOK for en vanlig komplettering. For et sidesteg varierer prisen mellom 50 og 200 MNOK, avhengig av hvor langt sidesteget er. Vi regner så langt det lar seg gjøre med worst case, dvs 200 MNOK. For oljeprisen bruker vi som langtidsestimater worst case 20 USD pr fat, best case 50 USD pr fat, videre en vekslingsrate på 6 NOK pr 1 USD. Diskonteringsfaktoren er 8 % pr år. Under antagelsen om at alle andre parametre holdes fast regnes det som 60% sannsynlig at oljeprisene holdes på middelverdien, dvs 35 USD pr fat, og 20 % for både worst og best case. Denne sannsynligheten vil danne grunnlaget for usikkerhetsberegningene i de forskjellige tilfellene våre, men andre usikkerhetsmomenter er også tilstede. De inkluderer hva Statoil faktisk er i stand til å gjøre av de sidestegene vi har boret, om de kan åpne de brønnene vi har åpnet i ECLIPSE, og videre om de kan gjøre om produksjonsbrønnene til injeksjonsbrønner. Videre er det også usikkerhet i de estimerte prisene relatert til brønnene, og derfor kan disse beregningene kun anees som preliminare beregninger for å undersøke om nærmere undersøkelser er verdt å foreta. For priser på kjemikaliene har vi brukt $30 \frac{kr}{kg}$ for tensider og $20 \frac{kr}{kg}$ for polymer, som ble

oppgitt i e-post fra Torgeir Lunde[23]. Vi tar videre ikke hensyn til indirekte kostnader, som for eksempel logistiske og administrative kostnader, og heller ikke til kostnaden assosiert ved å injisere kun vann i en injeksjonsbrønn. Kostnaden ved å injisere vil ikke gi utslag på sammenligning mellom sammenhørende caser med/uten tensider og polymere i injeksjonsvannet, men det ville naturligvis påvirket beregningene av lønnsomhetene mellom caser med forskjellig total rate for vanninjeksjon. Da det er sammenligningen mellom injeksjon av rent vann, og vann med tensider og polymere vi i hovedsak er interessert i anser vi dette som tilstrekkelig for vårt formål med denne økonomiske beregningen.

8.2 Gamle brønner

Vi valgte å sammenligne case 7,8 og 10 med case 1, da case 7 og 8 syntes å være de mest lønnsomme casene med tensid/polymer injeksjon, og case 10 tilsvarende case 7 og 8, men med kun vanninjeksjon. I case 7, 8 og 10 utvant vi hhv. 3 525 157, 3 562 893 og 3 455 974 flere fat olje enn i case 1. Hvis vi beregner økte inntekter fra case 1 blir dette svært lovende tall, men om vi diskonterer hele dette beløpet fra 2031 til 2007 med gitt diskonteringsrente blir beløpene mye lavere. Tar vi så med kostnadene på å åpne C-16I og kostnadene for kjemikaliene blir resultatet som i tabell 1. Vi ser at kjemikaliene gir en lavere forventet inntekt, og med de økte logistiske og administrative kostnadene dette medfører vil det neppe være lønnsomt å bruke kjemikalier på de situasjonene vi har sett på med de eksisterende brønnene i forhold til å bare injisere vann. Dessuten ser vi av Tabell 1 at case 7 og 8 er nære å gi negativ profitt ved lav oljepris, hvilket tyder på at casene er usikre investeringer. Disse tallene er ikke helt reelle, da ikke hele overskuddet tas ut i 2031, hvilket betyr at ikke hele beløpet skal diskonteres fra 2031, slik vi har gjort. At injeksjonen av tensider og polymere ikke er lønnsom gjenspeiles også i at når vi diskonterer den økte inntekten fra 2019 til 2007, vil case 7(227 590 551,43NOK) og 8(230 737 490,65NOK) fortsatt gi dårligere forventet profitt enn case 10(268 207 183,52NOK), selv om differansen er noe mindre. Vi kan notere oss at den reelle profitten fra case10 kan være lønnsom, og kan analyseres videre. Når vi dessuten ikke regnet med indirekte kostnader, som logistikk, betyr dette at den økonomiske stillingen er ennå dårligere enn vi har beregnet her for casene som omfatter injeksjon av kjemikalier. Videre er det noe usikkerhet forbundet med muligheten for å åpne C-16I for injeksjon igjen, men dette virker som ikke for usannsynlig da den ikke før har hatt tekniske problemer, og også tidligere var en injeksjonsbrønn. Alt i alt synes dette som en risikabel situasjon økonomisk, og det bør i såfall utredes mer nøyaktig, ved å for eksempel sette opp kontantstrømmen for å få mer nøyaktige økonomiske resultater, om den skal iverksettes.

8.3 Område 1, nye brønner

Dette er ikke var ikke et lønnsomt forsøk da det innebærer boring av ny brønn, men fortsatt får vi mindre utvinning enn i Case 10, hvor vi slipper å bore. Videre økonomisk analyse vil være overflødig. Da vi ikke fikk effekt totalt sett ved injeksjon av tensider og polymere trengs ingen utregninger ang. dette heller.

Tabell 1: Profitt ved forskjellige oljepriser og forventet profitt for eksisterende brønner, diskontert fra 2031 til 2007

Case	Lav oljepris(NOK)	Middels oljepris(NOK)	Høy oljepris(NOK)	Forventet Profitt(NOK)
7	323 774,49	50 356 120,84	100 388 467,20	50 356 120,84
8	1 037 884,69	51 605 813,7	102 173 742,71	51 605 813,7
10	45 400 593,09	94 451 037,91	143 501 482,74	94 451 037,91

8.4 Område 2, nye brønner

Casene vi kjørte på område 2 synes overhodet ikke lønnsomme, som sees fra tabell 2. Case 13 og 14 er ikke med i vurderingene da vi med den nye injeksjonsbrønnen utvant mindre olje enn uten. Injeksjon av både vann og kjemikalier er derfor her ikke lønnsomt, med vår plassering av injeksjonsbrønnen, som synes å være dårlig. Vi ser at case12 ikke er lønnsom annet enn ved høy oljepris, og har dessuten en negativ forventet profitt. Da denne casen koster mer å sette ut i live enn case 10 vil dette være et dårlig økonomisk alternativ i forhold, selv om utvinningsgraden blir noe høyere. Vi har her regnet med en kostnad på 20 MNOK for å åpne C-16P igjen, og videre 200 MNOK for sidesteget, og det er denne siste kostnaden som gjør prosjektet ulønnsomt. Dersom det er mulig å gjøre det billigere kan case 12 bli lønnsom, men selv ved en kostnad på 50 MNOK for å bore sidesteget er case10 mer lønnsom. Case 12 synes derfor å ikke være lønnsom. Dette underbygges av at dersom vi diskonterer beløpet fra 2019 i stedet for 2031 vil case12 fortsatt gi mindre profitt enn case10, men da gir case12 også en positiv forventet profitt.

Tabell 2: Profitt ved forskjellige oljepriser og forventet profitt for område 2, diskontert fra 2031 til 2007

Case	Lav oljepris(NOK)	Middels oljepris(NOK)	Høy oljepris(NOK)	Forventet Profitt(NOK)
12	-128 272 543,95	-59 476 951,92	9 318 640,12	-59 476 951,92
10	45 400 593,09	94 451 037,91	143 501 482,74	94 451 037,91

8.5 Område 3, nye brønner

Situasjon 1

I case 15 boret vi C-43T2 gjennom de to nederste lagene også. Dette gav en noe høyere utvinningsgrad enn i case10, med 60.7%. Når vi i case16 boret en ny injeksjonsbrønn, og injiserte vann i den, fikk vi en markant dårligere utvinningsgrad. Når vi så hadde kjemikalier i vannet førte dette bare til et enda dårligere resultat, som diskutert i analysen av denne situasjonen. Case16 og 17 er derfor økonomisk uinteressante, og her

ville det heller ikke lønne seg med injeksjon av bare vann, eller vann med kjemikalier. Sammenligningen av case 10 med case 15 kan sees i tabell 3, og viser at heller ikke case 15 er lønnsom i forhold til case 10. Her har vi regnet med at sidesteget på C-43T2 koster 200 MNOK å bore, og 20 MNOK å komplettere den i både lag 11 og lag 12 i reservoaret. Senkes borekostnadene til 50 MNOK blir case15 lønnsom, med forventet profitt på ca 70 MNOK, men dette er uansett mindre enn i case 10. Vi observerer at selv ved høy oljepris hele perioden er profitten negativ. Derfor mener vi dette ikke er en lønnsom situasjon. Dersom vi diskonterer den økte inntekten fra 2019 vil den forventede profitten av case15 bli 133.5MNOK, men sammenlignet med case10(268.2MNOK) er den fortsatt klart ikke lønnsom.

Om vi injiserte kjemikalier i C-16I, og produserte med det nye sidesteget C-43T2(uten den nye injeksjonsbrønnen fra case16) forholder resultatene seg til hverandre som når vi testet med de gamle brønnene. Derfor vil heller ikke nå injeksjon av kjemikalier lønne seg.

Tabell 3: Profitt ved forskjellige oljepriser og forventet profitt for område 3, situasjon 1, diskontert fra 2031 til 2007

Case	Lav oljepris(NOK)	Middels oljepris(NOK)	Høy oljepris(NOK)	Forventet Profitt(NOK)
15	-139 769 718,28	-79 597 006,99	-19 424 295,7	-79 597 006,99
10	45 400 593,09	94 451 037,91	143 501 482,74	94 451 037,91

Situasjon 2

Med sidesteget i case18 oppnådde vi en enda litt bedre utvinningsgrad enn i situasjon 1 ovenfor. Hvis vi regner med en borekostnad på 200 MNOK og 30 MNOK for de 3 kompletteringene blir resultatet noe bedre enn for case 15, men allikevel er forventet profitt negativ, og tilogmed ved høy oljepris er profitten negativ. Dette vises i Tabell 4. Break-even-punktet er når boringen av sidesteget koster ca 125 MNOK, men på grunn av usikkerheten forbundet med dette, og at det er flere indirekte kostnader som ikke er tatt med i beregningene, anser vi dette som ulønnsomt. I case 19,20 og 21 ble resultatet så dårlig at det ikke kan være lønnsomt i forhold til case18, og igjen finner vi det ikke lønnsomt å bruke kjemikalie-flushing. Når vi her diskonterer fra 2019 til 2031 vil den forventede profitten bli positiv, men som tidligere også lavere enn case10, hvilket, sammen med de andre usikkerhetene vi har nevnt tidligere, underbygger at denne situasjonen ikke er økonomisk lønnsom.

Situasjon 3

I case 22 boret vi et nytt og større sidesteg enn i case18, men utvinningsgraden ble dårligere. Da boringen her etter all sannsynlighet er dyrere, og man utvinner mindre olje blir dette automatisk ikke lønnsomt.

Tabell 4: Profitt ved forskjellige oljepriser og forventet profitt for område 3, situasjon 2, diskontert fra 2031 til 2007.

Case	Lav oljepris(NOK)	Middels oljepris(NOK)	Høy oljepris(NOK)	Forventet Profitt(NOK)
18	-141 128 984,78	-74 475 723,37	-7 822 461,95	-74 475 723,37
10	45 400 593,09	94 451 037,91	143 501 482,74	94 451 037,91

8.6 Område 4, nye brønner

Situasjon 1

Med den nye produksjonsbrønnen i case 23 ble utvinningsgraden hevet til 63.9%, og med en borekostnad på 150 MNOK og kopletteringskostnad på 30 MNOK har denne casen en positiv forventet profitt. Med injeksjonsbrønnen i case 24, og med kjemikalierne i case 25 blir resultatet dårligere enn i case 23, så heller ikke her vil det lønne seg med injeksjon av vann, eller vann med tensid/polymer. Case 23 gir likevel dårligere forventet profitt enn case 10, da case 10 har mye lavere kostnader, og derfor bør ikke denne casen settes ut i live, med mindre borekostnadene er lavere enn det vi har budsjettet med. Vi observerer dessuten at ved lav oljepris er profitten negativ, hvilket medfører at case 23 er høyst usikker økonomisk. Når vi sammenligner case 24 og case 25 fant vi tydelig at den lille økte utvinningsgraden ved bruk av tensider(case 25) helt klart ikke kunne forsvare å bruke det i forhold til kun vanninjeksjon(case 24). Sammenligningen av case 10 og case 23, samt resultatene fra case 24 og case 25, vises i tabell 5. Det kan her nevnes at siden vi i analysen ser at utvinningen i case 23 er meget raskt i begynnelsen av perioden kan det være at denne casen er lønnsom dersom tidrommet hvor den nye produksjonsbrønnen er åpen er kortere enn vi har simulert med, grunnet feilen vi gjør med diskonteringen. Dessuten har vi her situasjonen at dersom vi diskonterer profitten fra 2019 gir case 23(355.6MNOK) høyere profitt enn case 10(268.2MNOK). Det betyr at case 23 kan være lønnsom, men den har ikke noe med bruk av tensider og polymere å gjøre, så vi vil ikke undersøke dette videre. Case 24(304.6MNOK) er fortsatt bedre enn case 25(263.9MNOK), så strømming med tensider og polymere vil fortsatt ikke være lønnsomt.

Situasjon 2

Situasjon 2(case 26) gir dårligere resultat enn i situasjon 1 ovenfor, denne situasjonen er derfor ikke lønnsom, med case 23 som et bedre alternativ. Injeksjonsbrønn i i dette området ser derfor ikke ut til å fungere bra. En ekstra usikkerhet i situasjon 1 og 2 er dessuten en C-16P lar seg åpne for injeksjon, da den opprinnelig var en produksjonsbrønn, og om det lar seg gjøre å bore sidesteget gjennom forkastningen vist i Figure 4. Dette øker bare inntrykket av at disse situasjonene ikke er lønnsomme.

Situasjon 3

Tabell 5: Profitt ved forskjellige oljepriser og forventet profitt for område 4, situasjon 1, diskontert fra 2031

Case	Lav oljepris(NOK)	Middels oljepris(NOK)	Høy oljepris(NOK)	Forventet Profitt(NOK)
23	-58 458 442,83	32 697 725,06	123 853 892,94	32 697 725,06
24	-70 039 644,12	12 430 622,79	94 900 889,7	12 430 622,79
25	-115 138 838,18	-31 703 451,32	51 731 935,53	-31 703 451,32
10	45 400 593,09	94 451 037,91	143 501 482,74	94 451 037,91

Sammenligner vi case 26 med case 27 ser vi at den totale produksjonen med den nye produksjonsbrønnen fra case 23, i tillegg til fra C-43T2, er markant større enn med bare C-43T2. Ingen av disse to casene er lønnsomme. Dette kommer av at i case 26 koster boringen av produksjonsbrønnen og injeksjonsbrønnen mer enn den økte utvinningen i forhold til case 1, mens for case 27 blir utvinningen for liten i forhold til boringen av den nye injeksjonsbrønnen. Det som er interessant i denne situasjonen er at case 27 (med tensider/polymere) ved gir et noe bedre resultat enn case 28 (uten tensider/polymere). Mens case 27 har en utvinningsgrad på 59.7% har case 28 en utvinningsgrad på 59.5% i 2031. Dette tilsvarer $17500Sm^3$, eller ca 110 063 fat med olje. Dette gir en ekstra inntekt på hhv. 13 207 560 NOK, 23 113 230 NOK og 33 018 900 NOK ved lav, middels og høy oljepris. Diskontert fra 2031 verdi til 2007 verdi blir dette hhv. 2 083 211 NOK, 3 645 620 NOK og 5 208 028 NOK, hvilket ikke er nok til å dekke opp for bruken av tensid/polymer i 1 år hver. 1 år med bare tensider koster, med en injeksjonsrate på $1000 \frac{m^3}{dag}$ og en konsentrasjon på $5.0 \frac{kg}{m^3}$, 54 750 000 NOK. Diskonteres dette med den gitte diskonteringsrenten fra 2010 til 2007 blir verdien 43 462 315 NOK. Man må altså ha en større forskjell på utvunnet olje for at det skal lønne seg med injeksjon av tensider og polymere. Vi observerer dessuten at dersom vi diskonterer profitten fra den økte utvinningen fra 2019, i stedet for 2031, får vi ved høy oljepris en økt profitt på 12 102 738 NOK, hvilket bare underbygger den tidligere konklusjonen.

Situasjon 4

Med den nye injeksjonsbrønnen som brukes i case 29 og 30 får vi en lavere utvinningsprosent enn i case 23, følgelig er case 23 mer lønnsom, da case 29 og 30 har høyere kostnader. Videre ser vi at det er samme utvinningsgrad med/uten kjemikalier i strømningsvannet, altså er det heller ikke her lønnsomt med injeksjon av tensider eller polymere.

8.7 Oppsummering og økonomisk usikkerhet

Den økonomiske analysen indikerer at bruk av tensider/og polymere i strømningsvannet i Statfjordformasjonen på I1-segmentet ikke vil være økonomisk lønnsomt. Med våre caser er vi langt unna å oppnå tilstrekkelige resutater for å anbefale det. Når

vi her da heller ikke tar hensyn til en rekke indirekte kostnader, som administrative og logistiske, blir prognosene ennå mørkere. Videre ser vi at det er mulig å heve utvinningsgraden i reservoaret betraktelig, men da først og fremst med nye produksjonsbrønner, men at dette gjerne ikke er økonomisk lønnsomt da det koster for mye å bore de nye brønnene. Denne situasjonen er påvirket mye av diskonteringen, og for å utrede dette bedre bør man beregne en mer nøyaktig kontantstrøm for situasjonene. Det bør nevnes at våre injeksjonsbrønner ikke fungerte bra, og at det ved lurere plassering av disse muligens kan oppnås bedre effekt. Alikevel tror vi at resultatene ved bruk av tensider/polymere vil være såpass små at det ikke lønner seg i forhold til kun vannstrømming på dette reservoaret, dette basert på de situasjonene hvor vi oppnådde en liten økt produksjon med bruk av kjemikalier.

Vi ser at profitten i stor grad påvirkes av usikkerheten i oljeprisene, slik at ved høye oljepriser er de fleste caser lønnsomme. Men da den estimerte sannsynligheten for dette kun er på 0.2[21], er dette lite sannsynlig. Dessuten er lønnsomheten av casene følsom i forhold til de estimerte prisene forbundet med å modifisere eksisterende brønner, eller prisen for å bore nye. Videre tar som nevnt ikke våre beregninger hensyn til indirekte brukskostnader, samt at vi antar at hele overskuddet fra økt utvinning tas ut i 2031. Denne siste antagelsen er lite realistisk, og gir mindre profitt enn det i virkeligheten ville vært. Alikevel tjener dette som en indikasjon på hvilken størrelsesorden profitte er av. Denne forskjellen er størst på casene hvor utvinningsgraden øker raskt i perioden rett etter 2007, for å senere flate ut, derfor vil den egentlige profitten fra slike caser avvike noe fra våre begregninger, hvilket må tas hensyn til i vurderingen av casene. Vi observerte at selv om vi diskonterte beløpene fra 2019, i stedet for 2031, som en slags middelvei, fikk vi samme konklusjoner selv om differansene ble mindre og profitte større. Dette gjør at noen av casene kan være lønnsomme, men det gjelder ikke injeksjon av tensider og polymere i forhold til vann.

9 Konklusjon

Med grunnlag i analysen av simuleringene våre og de økonomiske betraktningene kan vi ikke si å ha sett at bruk av tensider og/eller polymere i injeksjonsvannet er lønnsomt. Selv om vi i enkelte av casene har sett effekt kjemikaliene, har det ikke vært slik at det har lønnt seg økonomisk sett i forhold til kun vanninjeksjon. På med gamle brønner og på område 4 hadde vi situasjoner hvor vi utvant mer olje med kjemikaliene enn uten, men vi ser at grunnet kostnadene på kjemikaliene var de ikke lønnsomme i forhold til kun vanninjeksjon. Når man dessuten tar med de indirekte kostnadene som følger med, som for logistikk(frakt til plattform o.l), administrative kostnader og kostnader for å gjøre dette forsvarlig sett fra miljø-perspektiv, må derfor gevinsten i form av økt oljeutvinning være betraktelig større enn det vi har klart å påvise.

Alikevel vil vi ikke avskrive potensialet til metoden fullstendig. Vi har stedvis sett klar effekt av kjemikaliene, men grunnet dårlige brønnplasseringer fra vår side hendte det at de virket mot sin hensikt, og gav dårligere utvinning. Dette tyder på at man ved eventuell bruk av denne metoden må utvise stor forsiktighet ved plassering av nye brønner, ellers påløper risikoen at det vil virke mot sin hensikt. Plassering av brønner slik at man unngår dette er nok lettere for personer med mer erfaring, og større detaljkunnskaper om reservoaret, enn oss. Det vi likevel vil konkludere med er at med dagens brønner er ikke bruk av tensider/polymere i injeksjonsvannet lønnsomt, slik det ser ut fra simuleringene våre. Vi har dessuten lagt merke til at større konsentrasjoner av kjemikaliene i injeksjonsvannet, og lengre perioder av injeksjoner, gir høyere utvinningsgrader, se Figur 10. Ved utvikling av mer effektive surfaktanter og polymere kan man derfor kanskje oppnå bedre resultater innen de rammene vi har simulert. Det kan være interessant som et alternativ til våre simuleringer å kombinere område 3 og 4, og forsøke å strømme olje fra område 4 til et eventuelt sidesteg fra C-43T2.

Spørsmålet må stilles om Statfjord-formasjonen på I1-segmentet ikke er passende for denne EOR-metoden. Vi har liten kommunikasjon mellom lagene i vertikal retning, dessuten er mye av restoljen lokalisert på randen av reservoaret(område 2 og 3), hvor det er svært fragmentert. Strømningen ser derfor ikke ut til å være effektiv, da den ikke når disse ”enslige” cellene langs randen. Det kan tenkes at det på reservoarer med høy restoljemetning i ”penere” områder vil ha mer effekt av denne metoden. Av områdene vi har fokusert på tror vi derfor at område 4 vil være best til bruken av denne metoden, mens område 3 kanskje utvinnes lettere ved et sidesteg fra den eksisterende produksjonsbrønnen C-43T2. Vi innser dessuten våre egne svakheter innenfor dette området i forhold til andre, mer erfarne personer, som ved smartere plassering av brønner kanskje kan oppnå bedre resultater, og andre konklusjoner, enn oss. Vi vil dessuten påminne leseren om usikkerheten i de økonomiske beregningene våre, som ble foretatt etter de forutsetninger nevnt i avsnitt 8.1. Dessuten er det på ingen måte sikkert at alle casene vi har simulert i virkeligheten lar seg gjøre, eller at reservoaret vil oppføre seg nøyaktig som i simuleringsmodellen i ECLIPSE, men dette er det beste verktøyet tilgjengelig for oss.

Når det gjelder i hvilken sekvens man skal injisere tensider og polymere, så har vi i simuleringene her brukt en jevn blanding, som forklart i case 8. Det vi oppdaget var at ingen av sekvensene vi forsøkte i simuleringene med de opprinnelige brønnene skilte seg markant fra hverandre, og det var heller ikke tilfellet når vi boret nye brønner. Vi kan derfor ikke på grunnlag av våre simuleringer avgjøre om noen av sekvensene er markant bedre enn andre.

Til slutt vil vi nevne en tanke om bruken av tensider/polymere for fremtiden: Vi så i enkelte av våre simuleringer at vi ved bruk av tensider/polymere kunne oppnå en rask utvinning av olje i starten. Dette medfører at metoden muligens kan brukes for reservoarer med korte tidsprospekter for å få ut mer olje raskt, eller muligheten å utvinne mye av oljen raskt, for å så stenge brønnen, og at dette kan være lønnsomt sett i nåverdi-perspektiv.

Referanser

- [1] Hans Kristian Kotlar(SPE, Statoil ASA), Olav Selle(SPE, Statoil ASA) and Ole Torsæter(SPE, NTNU)
Enhanced Oil Recovery by COMB-flow: Polymer Floods Revitalized.
Society of Petroleum Engineers, 2007
- [2] Roy Long
Oil recovery R and D/CO₂ Injection.
Report by US Department of Energy, 18 Oct. 2006.
- [3] A. Amarnath
Enhanced Oil Recovery Scoping Study.
Report by Power Research Institute, Oct 1999.
- [4] C. Crescente et. al.
An experimental study of driving mechanisms i MIOR Processes by using Rhodococcus sp. 094.
SPE100033
- [5] Larry W. Lake(University of Texas, Austin, Texas), Raymond L. Schmidt(Chevron Oil Field Research, La Habra, California), Paul B. Venuto(Mobil Research and Development Center Corp, Princeton, New Jersey)
A niche for enhanced oil recovery in the 1990s.
- [6] A. Assaminew, E. Fitnawan, D. Putra, R. Rwchungura and N. Begum, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology *Tenside Flooding in Gullfaks Field - I1 Segment of Statfjord Formation.*
- [7] Martin K. Dubois, Scott W. White, Timothy R. Carr and Alan Byrnes, Kansas Geological Survey, University of Kansas *CO₂ Enhanced Oil Recovery, Co-generation, Ethanol Production Linked*
- [8] Statoil ASA
Reservoarstyringsplan Gullfaks Hovedfelt og Satelitter 2005.
Gullfaksdatabasen, Institutt for petroleumsteknikk, NTNU
- [9] Gian Luigi Chierici(University of Bologna, Italy)
Principles of Petroelum Reservoir Engineering, Volume 2
Springer-Verlag
- [10] J.R Ursin, A.B. Zolotukhin
Introduction to Petroleum Reservoir Engineering.
Høyskoleforlaget AS, 2000
- [11] O. Torsæter, M. Abtahi (Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU)
Experimental Reservoir Engineering, Laboratory Workbook
- [12] *Surfactants. Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry.*
Edited by: Laurier L. Schramm. Diverse bidragstere.

- [13] Frank M. White, University of Rhode Island
Fluid Mechanics, 5th edition, McGraw-Hill Higher Education.
- [14] Steven S. Zumdahl, University of Illinois
Chemical Principles, 4th edition, Houghton Mifflin Company.
- [15] Paul M. Fishbane(University of Virginia), Stephen Gasiorowicz(University of Minnesota), Stephen T. Thornton(University of Virginia)
Physics for scientists and engineers, 2nd edition, extended, Prentice Hall.
- [16] *Means illustrated construction dictionary.*
Third edition, Unabridged, 2000
- [17] Statoil ASA [http : //www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/UNID/4125666B007254BD4125667500325063?OpenDocument](http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/UNID/4125666B007254BD4125667500325063?OpenDocument)
- [18] *Oil-Chem Technologies*
[www.oil – chem.com](http://www.oil-chem.com).
- [19] *Cano Petroleum*
[http : //www.canopetro.com/default.asp?page = 3.](http://www.canopetro.com/default.asp?page=3)
- [20] Arild Hesjedal and Petter Eltvik
Introduction to the Gullfaks Area.
www.ipt.ntnu.no/kleppe/Gullfakslandsbyen/Gullfakslandsbyen2007/gullfaks_introduksjon.pdf
- [21] Vibeke Haugen(Statoil ASA)
Økonomiske forutsetninger, Gullfakslandsbyen 2007.
Presentasjon fra landsbyens besøk i bergen
www.ipt.ntnu.no/kleppe/Gullfakslandsbyen/Gullfakslandsbyen2007/Bergenspresentasjonene/index.html
- [22] Petter Eltvik(Statoil ASA)
Korrespondanse via e-post med Petter Eltvik.
Gjengitt i Appendix A.
- [23] Torgeir Lunde(Statoil ASA)
Korrespondanse via e-post med Torgeir Lunde.
Gjengitt i Appendix B.
- [24] Torgeir Lunde, Statoil ASA
Presentasjon av oppgave 2 og 3, dag2 Gullfakslandsbyen.
www.ipt.ntnu.no/kleppe/Gullfakslandsbyen/Gullfakslandsbyen2007/presentasjoner_dag2/statoilpresentasjoner.htm –
- [25] Ole Torsæter(NTNU)
Muntlig konsultasjon med Ole Torsæter.
- [26] Schlumberger
www.slb.com.

Appendix

Appendix A

Hei,

1. Bruk 150 mill kr for boring av nye produksjons- og injeksjonsbrønn. En vanlig komplettering koster 10 mill kr i tillegg - 40 mill kr for en DIACS komplettering.
2. For sidesteg varierer kostnaden mye. Range avhengig av hvor mye som må bores er 50 - 200 mill kr.
3. Det er mulig - jeg vet ikke kostnadene. Foreslår at dere prøver å finne ut det selv. Jeg kan undersøke mer hvis det er veldig viktig.
4. 159 liter eller 0,159 Sm³.
- 5 & 6. Se presetasjon til Vibeke Haugen fra da dere var på besøk til Sandsli.

Lykke til!

-mvh

Petter Eltvik

—Original Message—

From: ****@stud.ntnu.no [mailto:****@stud.ntnu.no]

Sent: 11. april 2007 13:00

To: Petter Eltvik

Subject: Gullfaks, gruppe 5

Hei!

Vi har noen spørsmål vi håpet du kunne svare på. Vi jobber emd Statfjordformasjonen på I1-segmentet.

1. Hva er prisen på å bore nye brønner? Er det forskjell på å bore injeksjon- eller produksjonsbrønner?
2. Hva koster det å bore sidesteg fra eksisterende brønner?
3. Hva vil det koste å åpne C-16I igjen? Er det mulig å bore sidesteg fra C-16P, og deretter bruke den som injeksjonsbrønn, og i såfall, hva koster det?
4. Hvor stort volum er ett fat med olje?
5. Hvilken oljepris skal vi regne med for olje fra Statfjordformasjonen på I1-segmentet, og hva slags usikkerhet i prisen skal vi regne med?
6. Hvilken sats bruker dere for diskontering av beløp?

Håper du kan hjelpe oss med dette.

mvh

Torgeir Wiik

Appendix B

— Videresendt melding fra ***@statoil.com —

Dato: Thu, 1 Mar 2007 14:03:01 +0100

Fra: Torgeir Andreas Tanke Lund <***@statoil.com>

Svar-til: Torgeir Andreas Tanke Lund <***@statoil.com>

Emne: RE: Gullfakslandsbyen NTNU

Til: ***@stud.ntnu.no

Cc: Morten Gunnar Aarra <***@statoil.com>, Petter Eltvik
<***@statoil.com>

Til Gr1.

Polymeren som er brukt I modeller (dvs flytegenskapene) er biopolymeren Xanthan, et dobbelhelix stivt molekyl. I modellen er viskositet ved lav skjærrate ($<10 \text{ s}^{-1}$) for en 500 ppm løsning basis for simuleringene. Denne polymeren ble produsert ved Statoils Biosentrum I Stavanger.

Tensidet er et produkt som ble utviklet ved Berol, et forgrenet alkyl-sulfonat med betegnelsen BNS-41.

Dataene for dette produktet er benyttet I simuleringsmodellen.

Plonor-listen, dvs oversikt over kjemikalier som er lov å slippe ut I kontrollerte mengder, er vedlagt. Xanthan er på denne listen.

Overflateaktive kjemikalier er pr def ikke tillatt (røde, svarte). Mye på grunn av at den biologiske nedbrytningstiden er for lang. (Testekriterium: Biologisk halveringstid skal være mindre enn 28 dager).

Vi bruker priser I våre beregninger på:

Polymer: 20 NOK/kg

Surfaktant: 30 NOK/kg

Denne infoen kan dere også gi videre til den andre gruppen,

Torgeir (Tel.: *** ** ***)

Appendix C

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Gamle brønner				Alle tall i NOK									
2														
3	Kostnad åpning av C-16l				20000000									
4	Pris tøstid nr. Kg				30									
5	Full Screen kg				20									
6	1000 MP3													
7	Full Screen		Lav oljepris	Middel oljepris	Høy oljepris									
8	Norsk oljepris		120	210	300									
9														
10	Volum Oljefat				0.16 Sm3									
11						Utvinning i forhold til case 1			Utvinning i fat					
12	Utvinning case 1(i 2031)		5887500 Sm3											
13	Utvinning case 7		6440000 Sm3		560500 Sm3				3525167.23					
14	Utvinning case 8		6454000 Sm3		565500 Sm3				3562893.08					
15	Utvinning case 10		6437000 Sm3		549500 Sm3				3455974.84					
16														
17	Profitt i forhold til case 1		Lav oljepris	Middel oljepris	Høy oljepris									
18	Case7		423018967.92	740283018.87	1057547169.81									
19	Case8		427547169.81	748207547.17	1068867924.53									
20	Case10		414716981.13	725754716.98	1036792452.83									
21														
22														
23	Diskonteringsrente		0.08											
24	Diskonteringsfaktor til 2031		6.34											
25														
26	Profitt i forhold til case 1													
27	Alt diskontert til 2007													
28	Case7		66709795.14	116742141.49	166774487.86									
29	Case8		67423965.35	117991834.36	168559763.37									
30	Case10		65400583.89	114451037.91	163501482.74									
31														
32														
33	Kostnad kjemikalier case 7		Antall år brukt	Konsentrasjon(kg/m³)	Kostnad									
34	Tensid		1	5	54750000									
35	Polymer		1	0.5	36500000									
36	Sum				58400000									
37	Kostnad kjemikalier case 8													
38	Tensid		1	5	54750000									
39	Polymer		1	0.5	36500000									
40	Sum				58400000									
41														
42														
43	Sannsynlighet		0.2	0.6	0.2									
44	Profitt(i forhold til case1, totalt sett)		Lav oljepris	Middel oljepris	Høy oljepris	Forventet profitt								
45	Case7		344518867.92	661883018.87	979147169.81	661883018.87								
46	Case8		349147169.81	669807547.17	990467924.53	669807547.17								
47	Case10		394716981.13	705754716.98	1016792452.83	705754716.98								
48														
49	Diskontert profitt(fra 2031 til 2007)													
50	Case7		323774.49	50356120.84	100388457.2	50356120.84								
51	Case8		1037884.69	51605813.7	102173742.71	51605813.7								
52	Case10		45400583.89	94451037.91	143501482.74	94451037.91								
53														
54														
55														
56														
57														
58														

Figur 23: Regneark for beregning av lønnsomhet

Appendix D

Tabell 6: Oversikt over de simulerte casenes utvinningsgrader

Case	Kommentar	FOE(%)
	Gamle brønner	
1	Base-case	54.50
2	Base-case med kjemikalier	54.50
3	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case	59.70
4	Kjemikalier i A-36T3, ellers som base-case	59.00
5	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case, ny injeksjonssekvens	59.50
6	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case, ny injeksjonssekvens	59.50
7	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case, ny injeksjonssekvens	59.68
8	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case, ny injeksjonssekvens	59.74
9	Kjemikalier i C-16, ellers som base-case, ny injeksjonssekvens	59.22
10	Kun vann både fra B-40A og C-16I	59.57
	Område 1	
11		57.10
	Område 2	
12	Sidesteg C-16P	61.60
13	Case12 + ny injeksjonsbrønn med vann	61.40
14	Case13 med kjemikalier	$\leq$ Case 13
	Område 3	
15	Sidesteg1 C-43T2	60.70
16	Case15 + ny injeksjonsbrønn med vann	54.90
17	Case15 + ny injeksjonsbrønn med kjemikalier	54.50
18	Sidesteg2 C-43T2	61.40
19	Case18 + ny injeksjonsbrønn med vann	55.30
20	Case18 + ny injeksjonsbrønn med vann	54.80
21	Case18 + ny injeksjonsbrønn med kjemikalier	64.70
22	Sidesteg3 C-43T2	61.00
	Område 4	
23	Ny produksjonsbrønn + produksjon fra C-43T2	63.90
24	Case23 + vanninjeksjon fra sidesteg fra C-16P	63.00
25	Case24 med kjemikalier	63.10
26	Case24 med modifisert injeksjonsbrønn	62.80
27	Injeksjonsbrønn fra case26, ikke produksjonsbrønn fra case23, kun C-43T2	59.70
28	Case27, men kun vanninjeksjon	59.50
29	Produksjonsbrønn fra Case23 og C-43T2, ny injeksjonsbrønn med kjemikalier	63.50
30	Case29 med vanninjeksjon	63.50