

EiT Artikkel 2001-Gruppe 6

Ny injektor i Statfjord formasjonen segment I1

Steinhovden A., Hobæk Haff I., Hope T., Bie E./Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet NTNU

Sammendrag

Hovedmålet med oppgaven har vært å vurdere lønnsomheten ved å sette en ny vanninjeksjonsbrønn i Statfjordformasjonen i segment I1. I den forbindelse er har vi forsøkt å kartlegge gjenværende resurser ved hjelp av tolkning av seismikk. Seismikken har blitt analysert ved hjelp av verktøyet Seisworks. For å få anslag på oljeproduksjon med og uten injeksjon fram til år 2016 har vi gjennomført reservoarsimuleringer. Simuleringsmodellen som er brukt er en noe endret utgave av Statoils modell for segmentet. Det har blant annet blitt satt inn en ny vanninjeksjonsbrønn og en ny produsent. Videre har vi prøvd å anslå den globale usikkerheten knyttet til resultatene. Dette har blitt gjort ved å generere nye inngangsparemetere til simuleringsmodellen fra en passende sannsynlighetsfordeling, og deretter analysere spredningen i simuleringsresultatene for forskjellige parametersett. Kostnadene ved å sette inn en ny injektor, samt energibehov og økte driftskostnader ved injeksjon har også blitt anslått. Til slutt, har vi vurdert om en eventuell økning i oljeproduksjonen kompenserer for økte de økte utgiftene, deriblant CO₂-avgift og energikostnader for drift, usikkerheten tatt i betraktning. De økonomiske beregningene er svært forenklet. Vi har for eksempel ikke diskontert pengebeløp til dagens verdi.

Simuleringene viste at trykket i formasjonen sank fort slik at begge produsentene etter kort tid ble satt ut av drift. Simuleringer med en injeksjonsbrønn ga adskillig bedre resultater i form av lengre levetid for brønnene og større oljeproduksjon. Vannproduksjonen økte imidlertid også betraktelig, og en kom ikke opp i de oljeratene som er oppnådd tidligere for formasjonen.

Injektoren ble plassert sør i reservoaret, i motsetning til de andre brønnene i I1-segmentet. Hensikten var å presse oljen lenger nord mot den nye produsenten. Dette gjorde vi fordi Statfjordformasjonen dipper sørøver i dette området, og fordi en vanninjektor skal settes lavere enn produksjonsbrønnen.

Usikkerheten i olje- og vannproduksjonsratene for hele feltet øker når den nye produsenten settes i drift, som en følge av at usikkerheten i prediksjonene for denne brønnen er adskillig større enn for de eksisterende brønnene. Den øker ytterligere når det settes inn en ny injeksjonsbrønn. Det får også

konsekvenser for usikkerheten i olje- og vannproduksjonsratene til produsentene. Det er imidlertid vanskelig å anslå usikkerhet basert på så få data, og anslagene blir dermed unøyaktige.

Ved igangsetting av råoljepumpene, må en stoppe vanninjeksjonen på grunn av kraftmangel. Begge deler er nemlig svært kraftkrevende. Dersom en skal injisere kontinuerlig, kreves det mye mer energi enn det som er tilgjengelig i dag.

Innsetting av en ny injektor inn i segmentet medfører store kostnader, slik som økte dritsutgifter og økt CO₂-avgift. De økte inntektene ved injeksjon viser seg imidlertid å oppveie disse kostnadene, selv med det mest pessimistiske anslaget for oljeproduksjon, slik at det blir lønnsomt å plassere en ny vanninjektor i segmentet.

En ny injektor i Statfjordformasjonen i I1-segmentet er ut fra resultatene våre helt nødvendig. For å kunne opprettholde en lønnsom produksjon, må en få trykkstøtte fra en injeksjonsbrønn. Simuleringene med injeksjonsbrønn ga resultat i økonomisk overskudd. Resultatene er imidlertid svært usikre. En videre utredning er nødvendig for å få bedre og mer realistiske anslag av lønnsomheten.

Introduksjon

Gullfaksfeltet ligger på den vestre flanken av Viking Graben ca. 175 km nordvest fra Bergen, og feltet er blitt beskrevet som en av de mest komplekse strukturene oppdaget på norsk sokkel. Statfjord består av sju produksjonsområder. Ett av disse er Statfjordformasjonen i segment I1. En sørøst- gående forkastning med 15 til 20 meter sprang deler segmentet inn i et nordvestlig og sørøstlig (nedforkastet) delsegment. Disse antas å ha trykkkommunikasjon med hverandre.

To olje- vannkontakter er tolket; en på 1946m og den andre på 1966 meters dyp.

I dag er det tre brønner i segmentet, to produsenter A-36 og C-16, og en vanninjektor A-41. Alle tre ligger i det nordvestlige delsegmentet. A-36 startet opp i juli 1992. I oktober 1993 fikk en i tillegg C-16, som ligger mer optimalt i strukturen. I mai 1994 ble A-36 stengt igjen. Vanninjektoren A-41, som injiserte i vannbassenget i vest, har fra januar 1994 til mai 1999 gitt trykkstøtte til produsentene. I 1999 ble injektoren plugget over Statfjord. Trykket bar siden den tid sunket fra 340 bar til 309

bar ved 1850 SVD MHN. Som en følge av dette har vannfraksjonen i C-16 avtatt og oljeraten har økt til over 500 Sm³/d. Brønnen produserer i dag rundt 350 Sm³/d, hvorav en vannfraksjon på 80%. Av de kartlagte ressursene er det produsert 37%, mesteparten i nord der området etter all sannsynlighet er best flømmet.

I det sørøstlige, nedforkastede delsegmentet er det antatt at det er en del gjenværende ressurser. Statoil planlegger en ny brønn her, og vi skal nå prøve å finne en passende brønnplassering for injektoren og produsenten, gjennom bruk av Eclipse og SeisWorks. Dessuten skal artikkelen fokusere på usikkerhet knyttet til produksjonsrater, samt energi- og økonomibetraktninger.

Repetert seismikk

Metode

4D- seismikk er blitt en viktig teknologi som hjelper på å forstå reservoarer, og som gjør det mulig å produsere mer hydrokarboner. 4D- reservoar overvåking er en viktig del av dette, og innefatter et studie av to eller flere 3D- seismiske surveys over det samme reservoaret til forskjellige tider. Den romlige avbildningen utgjør 3 dimensjoner. Tiden utgjør den fjerde dimensjonen; derav betegnelsen 4D seismikk. Endringer i responsen skyldes endringer som har skjedd i reservoaret i det aktuelle tidsintervallet, for eksempel at olje er blitt erstattet av vann. Når parametre som poretrykk, fluidmetning og temperatur endres som følge av produksjon og injeksjon, vil de seismiske data også bli forskjellige som følge av dette. Dette gjør at vi kan tolke blant annet hvordan et reservoar dreneres, se om vann- olje kontakten er forflyttet og slik forhindre at brønner blir boret inn i flømmet sone. Likeledes vil uendret respons kunne indikere udrenerte reserver. Tegn på at et reservoar er produsert, kan være at vann- olje kontakten (VOK) er forflyttet oppover. Dvs. at hydrokarboner er produsert, og vann har blitt pumpet ned i reservoaret av en injeksjonsbrønn, for å presse oljen oppover mot produksjonsbrønnen. Dette kan kartlegges med en sammenligning mellom seismikk fra før produksjonen startet og etter noen år med produksjon.

Enda en metode for å kartlegge VOK på, er å studere responsen fra toppen av reservoaret. Amplituden på denne reflektoren skal være sterk hvis det er gass i reservoaret, mens når den følges ned i vannsonen, skal reflektoren bli svakere. Dette skyldes forskjellen i akustisk impedans, tetthet ganger hastighet ($AI = \rho * v$). Tettheten til gass er mye lavere enn i vann, og hastigheten er mye større i vann enn for gass. Refleksjonskoeffisienten (R_p) til en normalt innfallende primærbølge mellom to isotropisk, homogene, elastiske medier (lag 1 og 2) er gitt ved:

$$R_p = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1}$$

Begrensninger

Begrensninger i bruken av 4D- seismikk er at forskjellene i respons ofte er små, slik at dataene må være gode for å kunne ha en nytteverdi. Gode data betyr blant annet at forholdet mellom signal og støy (signal- to noise, S/N) skal være stort. Forskjeller i innsamling og posisjonering på sjøen kan være betydelige, så reprosesseringen må også gjøres nøye. Andre hindringer er faste installasjoner som er bygd etter første survey, og som gjør det umulig å repetere den første innsamlingen nøyaktig. På Gullfaksfeltet umuliggjør de faste feltinstallasjonene, som er tre plattformer og to lastebøyer, overflate 3D- seismiske innsamlinger på ca. 30% av feltet. På I1- segmentet er det bare et lite område sørvest i segmentet som ikke er dekket med konvensjonell seismikk (fig. 3). Dessuten er det vanskelig å skille mellom olje- og gassfylte reservoar på grunn av de lette oljene som befinner seg i Gullfaks- reservoarene. En annen begrensning, er at 4D- teknologien har begrenset potensiale for heterogene reservoar. Dette skyldes i hovedsak at seismiske data har begrenset vertikal oppløsning. Konsekvensene er at teknologien ikke har bidratt til like god reservoarstyring av Cook- og Statfjord formasjonene som for Tarbert- og Rannoch/Etive formasjonene.

Resultater

Gullfaksfeltet er dekket av flere seismiske kuber. Den første 3D- kuben ble skutt i 1985 (ST8511R92), og er basiskurven. Dette var før plattformene ble bygget. Deretter ble en ny innsamling utført i 1995, 1996 (ST9607) og 1999 (ST9901). 4D- teknologien har gitt verdifulle bidrag til reservoarstyringen på Gullfaksfeltet, og en rekke mulige boremaal er identifisert. På Gullfaksfeltet er det også tilsammen mer enn 189 lete- og produksjonsbrønner, som danner basis for fastpunktinformasjon på feltet. Det er fortsatt 1985- kuben som gir den beste strukturelle avbildningen, unntaket er øst på feltet, der 1996- kuben gir det viktigste bidraget i tolkningen av Statfjordformasjonen.

Nord

Vi så først på linje 2417 nord på I1, og studerte amplitudene på 1985 og 1999- kuben. En stor amplitudeøkning fra 1985 til 1999 på toppen av Statfjordformasjonen ble registrert. Dette kan skyldes en trykkøkning i reservoaret på grunn av injeksjon av vann fra vanninjektor A- 41, muligens kombinert med effekten av endring i fluidmetning som resultat av produksjon. Den generelle trenden er en økning av amplituden. Ellers har amplituden på Topp Statfjord- reflektoren blitt dempet en god del vest på reflektoren, som nok indikerer flømming av reservoaret (fig. 1). OVK på 1985- kuben ble tolket på grunnlag av at amplituden på Topp Statfjord- reflektoren ble kraftig dempet ved 1953 ms (toveis gangtid), dette kan skyldes at den her kom fra et oljefyllt til et vannfylt reservoar. OVK på 1999- kuben synes vanskeligere å detektere, fordi det ikke er et like klart skille.

Ettersom reservoaret er produsert i endel år, skal den ha flyttet seg oppover, og ligge høyere enn i 1985. I følge reservoarstyringsplanen skal OVK ligge på 1946 m. Vi brukte 'time- depth conversion' i SeisWorks, og fant at OVK

skal være på ca. 1940 ms. Ellers har amplituden på Topp Staffjord- reflektoren blitt dempet en god del vest på reflektoren, som kan indikere flømming av reservoaret på flanken.

Sørøst

Siden segmentet er nedforkastet, skal det ikke være særlig drenert av produksjonsbrønnene nord i segmentet, og forskjellene i seismikken skal ikke være veldig store. Vi studerte området rundt linje 2319 fra 1996 og 1999, da det i seismikken, i simulasjonsmodellen og fra geologiske kart viste seg være en høyde lengst øst i dette området. Både 1996- og 1999- dataene viser en sterk Topp Staffjord- reflektor, som er ganske identisk i begge datasettene. Da 1999- dataene har bevart den sterke responsen fra toppen av og på flanken av reservoaret, er dette er en god indikasjon på uflømmet olje. OVK ble tolket til ca. 1942 ms, der den sterke reflektoren dempes kraftig, og kanskje går ned i et vannreservoar. Det går dessuten en horisontal reflektor her med motsatt polaritet som topp reservoar. Denne er tolket som en 'flat spot' (fig. 2).

Statoils 4D- tolkning av Staffjord I1

Statoils tolkninger av 4D- seismikken av Staffjordformasjonen på I1- segmentet, resulterte i et 4D- kart (fig. 3). Dette viser at det skal være mer olje igjen sør og øst i segmentet, der grønnfargen betyr uendret amplitude ned til OVK, eller uendret amplitude på topp reservoar og på OVK- nivå. Dette indikerer et ikke flømet reservoar. Nord i I1 (blått) er et flømet reservoar, der amplitudene er kraftig svekket på topp reservoar ned til OVK, evt. også svekkelse av OVK.

Reservoarsimulering

Metode

Simuleringsmodellen er historie tilpasset og gjelder kun for Staffjord formasjonen i segment I1 på Gullfaks feltet. Modellen baserer seg på data fra 1992 til 2000 og er en oppdatert simuleringsmodell fra 2000. Se tabell 1.

Modellen består av 12 lag. Den har to lag for hver av S11 og S10, ett lag for S9, ett lag for S7-S8 og ett lag for hver av de øvrige sandene i Staffjord formasjonen. Dimensjonene på modellen er 30x60x12 grid blokker som tilsvarer 21 600 blokker. Størrelsen på blokkene er 1 m³.

Ved å ta utgangspunkt i den angitte simuleringsmodellen ville vi studere endringene i produksjonen etter at en ny injeksjonsbrønn ble lagt inn i modellen for å finne ut om det er et potensiale for økt utvinning.

Det er blitt simulert inn i fremtiden, det vil si frem til år 2016 som er en realistisk levetid for reservoaret. Siden det er planlagt å sette inn en ny produsent (C-43) i det sør østlige delsegmentet i april-02, måtte også denne brønnen legges inn i simuleringsmodellen. C-16 skal tømmes.

I desember 2000 var det kun produsenten C-16 som er i drift. Dette gjelder også per i dag. Det er altså ingen brønn som injiserer fluid i Staffjord formasjonen akkurat nå.

Fremgangsmåten for å simulere med en ny injektor og produsent var å legge inn flere INCLUDE filer i schedule seksjonen i BASIS.DATA. Disse filene heter prod.sch og prod+inj.sch for henholdsvis produsent og produsent og injektor. Prod.sch simulerer kun med C-16 og C-43. Prod+inj.sch simulerer med C-16, den nye produsenten C-43 og den nye injektoren A-WINJ.

Brønn plasseringene og kompletteringsintervallene for de nye brønnene ble bestemt ved å sammenligne 3D bilde i Graf med bilder i GL View og SeisWork. Ratene ble bestemt først og fremst ved å sammenligne tidligere produserte og injiserte rater fra filen redinj_075.sch. For ikke å gjøre simuleringen altfor omfattende har vi måttet gjøre en del antakelser.

Ved hjelp av kommandoen LRAT styres raten etter olje- pluss vannraten. Med ORAT styres produksjonen etter oljeraten. Kommandoen RATE styrer raten til gjeldende fluid. LRAT ble brukt på C-16, ORAT på C-43 og RATE på injektoren.

Resultat

Tabell 2 viser spesifikasjoner for simulerte brønner i filen prod.sch.

I simuleringsmodellen tilsvarer treffpunktet til C-43 øverste grid blokk plasseringen 20, 34, som henholdsvis x- og y-koordinatene. Vi valgte videre å skrå brønnbanen i sørlig retning. Kompletteringsintervallet ble satt til lagene 1 til 9 da det er mest hensiktsmessig å perforere i de øvre lagene til produksjonsbrønnene.

Fra juni-2002 ville C-16 ikke lenger styres av LRAT, men bli kontrollert av BHPmin grensen. Det samme gjelder C-43 men dette skjer noen måneder senere (november 2002.) Videre ble C-43 stengt i desember 2002 fordi reservoar trykket er for lavt til å opprettholde produksjonen. Det er altså ikke lenger mulig å holde trykket i brønnen over grensen som var satt til 198 bar. C-16 derimot er i stand til å produsere frem til desember 2005.

Figurene 4-7 viser resultatene fra simuleringen. Vi observerer at alle grafene får et utslag rundt august 2002, da C-43 settes i drift i april samme året.

Den kanskje mer interessante simuleringen ble gjennomført ved bruk av input filen prod+inj.sch. Her blir injektoren A-WINJ introdusert, i tillegg til at C-16 og C-43 også er i drift. I figurene 8 og 9 vises plasseringen av C-43 og A-WINJ. C-16 og C-43 kjøres med tilsvarende parametre som i prod.sch filen. Tabell 3 gir en oppsummering av rate, BHP, brønnplassering og kompletteringsintervall for injeksjonsbrønnen A-WINJ, samt for C-43. A-WINJ er en vertikal injektor som injiserer vann fra Gullfaks A.

Injeksjonsraten på 6000 Sm³/d ble blant annet bestemt ut fra hvilke rater som før var blitt injisert i formasjonen. Plasseringen av A-WINJ, og C-43, vises i figur 8 og 9. Vi ser at plassering er i den sørligste delen av formasjonen. Dette er vest for C-43

og rett øst for forkastningen vi kan se i de samme figurene. Kompletteringsintervallet til injektoren ble satt i de nederste lagene av formasjonen. Table 4 viser noen spesifikasjoner og resultater fra kjøringen med prod+inj.sch Figur 10, 11 og 12 viser fordelingen av olje ved de spesifiserte tidspunktene. Vi ser at det er blitt produsert noe mer olje fra C-43 og C-16.

Det er vedlagt flere grafer etter simuleringen med alle brønnene involvert. Se figurene 13-21.

Fra disse ser vi at produksjonen av olje øker når vi har trykkstøtte fra en injektor og produksjonen opprettholdes også lengre. Det er C-43 som står for det meste av produksjonen når denne kommer i drift i april 2002. Det totale vannkuttet forteller oss at det etter simuleringssstart blir en økning i vannkuttet og at dette ender på opptil 0.97 på slutten av perioden. Dette vil si at det er stor produksjon av vann i forhold til olje.

Usikkerhetsberegninger

Metode

Stort sett alle tallene vi har brukt i beregninger er beheftet med usikkerhet. Vi har vært interessert i å anslå den samlede eller globale usikkerheten i resultatene våre som dette medfører.

Vi har ikke tatt hensyn til at verdiene som er brukt i energiberegninger er tilnærmede gjennomsnittsverdier, og heller ikke til avvikene mellom simulerte og historiske produksjonsdata. Disse unøyaktighetene er nemlig negligerbare sammenlignet med usikkerheten knyttet til inngangsparameterne i simuleringmodellen, som er svært vanskelig å estimere nøyaktig.

Parameterne vi har konsentrert oss om, er porøsitet og permeabilitet i x-, y- og z-retning, som har stor betydning for simuleringresultatene. Ved hjelp av stokastisk simulering, har vi først trukket nye parameterverdier fra hensiktsmessige sannsynlighetsfordelinger, henholdsvis normalfordelingen for porøsitetene og den log-Gaussiske fordelingen for permeabilitetene, begge med samme varians for alle gridnoder. Disse fordelingene er også tidligere blitt brukt tidligere til å modellere nettopp porøsitet og permeabilitet i et oljeresservoar (Hegstad & Omre, 1999). Som forventningsverdier i parameterfordelingene brukte vi de parameterverdiene som lå i den opprinnelige reservoarmodellen. Variansene i fordelingene er også ukjent, og må derfor estimeres. Det naturlige estimatet er den empiriske variansen til de opprinnelige parameterne¹.

Resultater

Figur 22 viser oljeproduksjonsrater for den nye produsenten C-43, den eksisterende brønnen C-16 og for hele feltet fra simuleringer med 18 forskjellige parametersett. Som vi ser er usikkerheten i produksjonsraten til den nye brønnen adskillig

¹ For definisjon av sannsynlighetsfordeling, forventningsverdi, varians, normalfordeling, log-Gaussisk fordeling, empirisk varians og andre grunnleggende definisjoner i statistikk henvises leseren til Walpole, Myers & Myers, 1998, kap. 3, 4, 6 og 8.

større enn for den eksisterende. Dette skyldes at reservoarkarakteristikker, slik som porøsitet og permeabilitet, er bestemt med mye større sikkerhet i nærheten av de opprinnelige brønnene grunnet tilgang på brønnlogger, som er betraktelig mer presise enn de seismiske dataene. Usikkerheten i produksjonsraten til hele feltet øker naturligvis også når den nye brønne begynner å produsere. Den øker ytterligere idet vanninjeksjonen settes i gang (rundt tidssteg 216 i figuren).

I lønnsomhetsberegningene har vi brukt den kumulative oljeproduksjonen for feltet som mål for produksjonen. Vi har i den forbindelse forsøkt å anslå det produksjonsforløpet vi mener er mest sannsynlig, samt en øvre og nedre grense som produksjonen mest sannsynlig vil holde seg innenfor. Disse anslagene er vist i figur 23. Som anslag for mest sannsynlige verdi i hvert tidssteg, har vi brukt gjennomsnittet av resultatene fra de 18 simuleringene. Den øvre og nedre grensen i hvert tidssteg er et tilnærmet 78%-persentilintervall for den kumulative produksjonen (Garthwaite et al., 1996, s. 212-221). Den kumulative oljeproduksjonen vil i hvert tidssteg med rundt 78% sannsynlighet holde seg innenfor disse grensene.

Sannsynlighetsmodellen vi har brukt er imidlertid svært forenklet. For å få mer realistiske usikkerhetsanslag må en nok utvide modellen betraktelig, blant ved å inkludere flere inngangsparametere. Dessuten danner 18 simuleringer et svært tynt grunnlag for usikkerhetsberegninger. Det er dermed ikke å forvente at resultatene er særlig gode.

Energi- og økonomiberegninger

Metode

Energi og effekt behovet er stor når en skal hente ut olje og gass på den norske sokkelen. Til tider kan det være mangel på effekt. Dette skyldes at her er det snakk om kraft krevende industri. Mange restriksjoner må oppfylles, blant annet dette med CO₂ utslipp. De som er avgjørende til sjuende og sist er om inntjening står i stil med kostnadene.

For å få dette til å gå i sammen, må stoppe ned enkelte prosesser for at andre skal gå. En kunne ha regne på om det hadde vært lønnsomt å hatt mer effekt tilgjengelig, men så langt dro vi det ikke. Her er det berre snakk om å bruke den effekten som finnes. Så skal vi regne på om det er lønnsomt å plassere en ny vann eller gassinjektor. I regningen tar vi hensyn til CO₂ kostnader, brensel kostnader og vedlikeholdskostnader, sett i forhold til hva vi får igjen av olje.

GFA har p.r. i dag 4 turbindrevne generatorer. De kan gå på diesel eller gass. Snitt forbruket er på 60MW/h fordelt på 40MW GFA og 20MW GFB. For å sette dette i et perspektiv vil dette tilsvare Ca 6000 eneboliger, en liten norsk by. Problemet er når en driver med vanninjeksjon og en skal starte opp råolje lastepumper (råolje eksport til tankbåt) da er det mangel på effekt. Det vil si at en må stoppe vanninjeksjonen for å starte råolje pumpen. Dette kan føre til at en får opp litt mindre olje i dag. Eks mer lønnsomt med en krone i dag eller en krone i morgen.

På GFA er det i dag 5 stykk høytrykkspumper for vanninjeksjon. De er hver på 5,5 MW. De går på kraftnettet som drives av de 4 turbindrevne generatorene. I tillegg har de en ny turbindrevet reininjeksjons kompressor (M35) for injeksjon av gass tilbake i GFSAT formasjon. Det vil si at den går direkte uten om kraftnettet. Effekten på den direkte drevne turbinen er 23MW.

Tar en for seg injeksjon av gass, så innbefatter det ikke berre en kompressor men et kompressor tog. Det vil si at det er en hel prosess med mange kompressorer og trykk tanker i flere trinn. Dette kompressor toget trekker 15-16MW. Når en regner dette ut er det en virkningsgrad på 0,65-0,7. Med andre ord en del tap.

Når en skal starte opp den direkte drevne gassturbin må en regne med at den koster 1,5mill.kroner p.r. MW i CO₂ avgifter p.r. år. I dette tilfelle utgjør det 34,5 mill.kroner. Da har en ikke tatt hensyn til brenselkostnader og vedlikehold. Vedlikehold kostnader setter en til 300 kr p.r. driftstime. Turbinen må ha 25 sørviser stans i løpet av 25000 timer driftstid. Det vil si en sørvis p.r. 5000 t drift. I tillegg kan en regne med 750-1000 timer på 25000 driftstimer.

Drifts tiden på kompressor er ca 350 dager i året og en kan regne de siste 15 dager til vedlikehold. Disse tallene er ca verdi. Men en kan regne med de uten at en gjør for store feil. Dette blir tatt opp senere i utrekingene.

Ut fra disse opplysninger kan det tyde på at det kunne ha vært behov for mer tilgang på effekt slik at de slipper å stenge ned vanninjeksjon når de starte råoljepumpene.

Dette hadde vært for omfattende å regne på i denne sammenheng.

Når det gjelder dataene for effekt og energibehov, har alle disse opplysningene blitt gjort tilgjengelige for oss fra Statoil. En del av oppgaven var å se på om det var mulig å utnytte den effekten som er tilgjengelig, for å sette ned en ny vanninjeksjonsbrønn. Problemet oppstår når en skal starte råoljepumpene (lasting til tankbåter). Da må en stenge ned vanninjeksjonen. Det er for lite kraft til både å drive injeksjon og la råoljepumper gå på samme tid.

Den eneste muligheten en har her, er å installere mer effekt. For slik situasjonen er i dag, har de utnyttet kraften så bra som mulig. Problemet er at dette fører med seg økt utslipp av CO₂. Skal Statoil greie å holde målene sine med utslipp av CO₂, kan en ikke sette inn flere gass turbiner. En mulighet kan være å legge kabler fra land, men det blir ikke sett på i denne rapporten.

Det viser seg at det er nødvendig å sette inn en ny injeksjonsbrønn for å holde trykket oppe i brønnen. Så Statoil må leve med situasjonen, og stenge ned injeksjonen når de starter råoljepumper.

Beregningene er gjort svært forenklet, men dette er en god nok

tilnærming for å bedømme om det er lønnsomt å sette ned en ny injeksjonsbrønn. Her må en ta hensyn til kostnader ved innsetting av ny injeksjonsbrønn, samt kostnader knyttet til utslipp av CO₂, brenselkostnader osv. Tallene som vi har fått av Statoil er omtrentlige tall, men gode tilnærminger.

- 1) GFA (Gullfaks A) p.r. i dag har 4 turbin drevne generatorer, hver på 15 MW.
Dette fordeler seg med 40 MW på GFA og 20 MW på GFB.
- 2) En direktedreven turbin som driver en kompressor for gassinjeksjon gir 23MW.
Direktedreven turbin vil si at den er ikke i forbindelse med generatorene. Den driver kompressoren direkte.
- 3) En kompressor trekker 15-16 MW (M35).
En kan regne seg fram til at det er en del tap fra turbin til kompressor. Virkningsgraden ligger her på ca 0,6-0,7.
- 4) Vedlikeholdskostnader er satt til 300 kr timen.
(Informasjon fra Hilmar Buvik i Statoil.)
- 5) I tillegg kommer 750-1000 timer vedlikehold p.r. 25000 timer driftstid på direktedreven turbin. Antall timer er noe fabrikkanten anbefaler for å ha lengst mulig levetid på turbinen.
- 6) Gassturbinens forbruk av gass er 1Sm³/sekund.(Hilmar Buvik.)
- 7) Kostnaden ved å bruke turbinen er 0,35 øre Sm³ (salgsverdi).(Helga Buvik.)
- 8) Brukstiden, dvs. tiden en regner med det er drift på turbinene, er 350 dager i året.
- 9) En regner med at det er vedlikehold 15 dager i året grunnet reparasjon på turbiner.
- 10) CO₂ kan en regne 1,5 millioner kroner p.r. MW p.r. år.
Dette er en tilnærmet verdi som er fastsatt på bakgrunn av det de erfart over lang tid.
- 11) CO₂ avgift i år 2000 ca 181 mill. kroner.
Total avgift til staten i CO₂ utslipp for Gullfaksfeltet.
- 12) CO₂ avgift er 0,72 øre Sm³ p.r. dags dato.
CO₂ avgift til staten p.r. stander kubikkmeter gass.
- 13) Der er 5 vanninjeksjons pumper på 5,5 MW hver = 27,5 MW.

Disse pumpene er frekvensstyrt, det vil si at en kan regulere turtallet. I beregningene antar vi full belastningen den tiden enheten går.

De økonomiske beregningene vi har gjort i denne oppgaven, er basert på omtrentlige tall og tilnærminger. Vi har brukt de tall og opplysninger vi har fått av Statoil. Faktorer som er med i våre beregninger er som følgende: vi har tatt hensyn til utslipp av CO₂, innsetting av ny injeksjonsbrønn og kostnader ved drift og vedlikehold.

For å beregne inntektene ved oljeproduksjon, har vi tatt utgangspunkt i kumulativ oljeproduksjon for hele feltet fra 1992 til 2016. Vi opererer her med tre verdier, ett nedre, ett øvre og

ett gjennomsnittlig anslag. Det gjennomsnittlige anslaget er det vi mener er den mest sannsynlige produksjonen. Den øvre og nedre grensen er verdier som produksjonen med tilnærmet 78% sannsynlighet vil ligge mellom.

Vi ikke tatt hensyn til prisstigning. I virkeligheten er en krone i dag mer verdt enn en krone i morgen, men vi har regnet som det ikke var noen endring. Med andre ord har vi ikke diskontert pengebeløper. Vi har heller ikke tatt hensyn til økt vannproduksjonen som følge av vanninjeksjon.

Resultater

Regnarket i tabell viser de økonomiske beregningene. Vi har her regnet ut det økonomiske resultatet for de tre produksjonsanslagene, den nedre grensen, gjennomsnittet og den øvre grensen.

Vi ser at det mest sannsynlige anslaget for den kumulative oljeproduksjonen, den gjennomsnittlige verdien, gir et overskudd på 3.29 milliarder kroner. Også med det mest pessimistiske anslaget for produksjonen, blir det overskudd, nærmere bestemt på 3.16 milliarder kroner. Det er bare tilnærmet 11% sannsynlighet for at produksjonen blir lavere, slik at et underskudd er svært lite sannsynlig. Det høyeste anslaget for produksjonen gir et overskudd på 3.51 milliarder kroner. Det er heller ikke særlig sannsynlig at inntektene er høyere, da det bare er rundt 11% sannsynlighet for at produksjonen blir høyere enn den øvre grensen.

Diskusjon

Vi fant områder med gjenværende oljereserver i de sørøstlige delene av Statfjord formasjonen i segment II. I motsetning til resten av Gullfaksfeltet, ble injektoren plassert sør i reservoaret, med hensikt å presse oljen nordover mot produsenten C-43. Simuleringer med en injeksjonsbrønn ga adskillig bedre resultater i form av lengre levetid for brønnene og større oljeproduksjon. Dette kan tyde på at injektorplasseringen ikke er god nok. Vannproduksjonen økte imidlertid også betraktelig, og en kom ikke opp i de oljeratene som er oppnådd tidligere for formasjonen. Dette kan tyde på at injektorplasseringen ikke er god nok.

Perforeringsintervallene for brønnene ble dessuten ikke grundig nok vurdert. Sannsynligvis er det perforert for dypt i C-43.

Usikkerheten i prediksjonene for den nye brønnen er adskillig større enn for brønn C-16, slik at også usikkerheten i olje- og vannproduksjonsratene for hele feltet øker når den nye brønnen settes i drift. Årsaken til dette er at reservoarkarakteristikkene, slik som for eksempel porøsitet og permeabilitet, er bestemt med mye større sikkerhet i nærheten av de opprinnelige brønnene (A-36 og C-16) grunnet tilgang på brønnlogger. Av samme årsak øker usikkerheten i prediksjonene av olje- og vannproduksjonsrater for feltet ytterligere når det settes inn en ny injeksjonsbrønn.

Persentilintervallene kan imidlertid ikke forventes å være særlig

gode tatt i betraktning at de er basert på kun 18 simuleringer. Det er vanskelig å anslå usikkerhet basert på så få data, og anslagene blir dermed unøyaktige. Sannsynlighetsmodellene som er blitt brukt for parameterne er dessuten for enkle til å kunne gi realistiske resultater.

På grunn av kraftmangel må en stoppe vanninjeksjonen når en setter igang råoljepumpene (lasting til tankbåt). Begge deler er nemlig svært kraftkrevende. Dersom en skal injisere kontinuerlig, kreves det mye mer energi enn det som er tilgjengelig i dag. Å generere mer effekt på plattformen, får en del konsekvenser som en må ta i betraktning, blant annet økte utslipp av CO₂.

Kostnadene ved å sette en ny injektor inn i segmentet er store. De økte dritsutgiftene som følge av injeksjon er også betydelige. Dessuten vil injeksjonen medføre økte utslipp som igjen gir økt CO₂-avgift. Men det viser seg at de økte inntektene ved injeksjon mer enn kompenserer for disse kostnadene, selv med det mest pessimistiske anslaget for oljeproduksjon.

Konklusjon

Vi kan slå fast at en ny injektor i Statfjordformasjonen i II-segmentet er helt nødvendig. Trykkstøtte fra en injeksjonsbrønn er en forutsetning for å kunne opprettholde en lønnsom produksjon.

Flere simuleringer er helt nødvendig for å få et bedre usikkerhetsanslag. Usikkerhetsmodellene må også forandres.

Resultatene fra simulering med injeksjonsbrønn gir grunnlag for økonomisk overskudd, men de er svært usikre. For å få bedre og mer realistiske anslag av lønnsomheten, er en videre utredning nødvendig.

Økonomisk sett bør pengebeløp diskonteres til dagens verdi, og dermed ta hensyn til prisstigningen. Lønnsøkninger, endringer i oljepris og endringer i vedlikeholdsutgiftene over tid kan også med fordel vurderes.

Referanser

Abrahamsen, P. & Omre, H., Random Function and Geological Subsurfaces. *Stat-report*, no. 3, 1994.

Buvik, Helga (HEBU@statoil.com), 2.april 2001.
Re: EiT, brønner i drift nå. E-mail til Ellen Bie (bie@stud.ntnu.no)

Castagna, J.P. & Backus, M.M., Offset- dependent reflectivity: theory and practice of AVO analysis, Investigations in geophysics series: v.8, Society of Exploration Geophysicists, fifth printing 1999

Ersland, Brit Gunn (BGE@statoil.com), 2. april 2001.
E-mail til Ellen Bie (bie@stud.ntnu.no)

Ersland, Brit Gunn (BGE@statoil.com), 7. mars 2001.
Re: EiT, Gullfaks. E-mail til Ellen Bie (bie@stud.ntnu.no)

Ersland, Brit Gunn (BGE@statoil.com), 20. mars 2001.
Re: EiT, planlagt brønn C-43. E-mail til Ellen Bie
(bie@stud.ntnu.no)

Garthwaite, P. H., Jolliffe, I. T. & Jones, B., *Statistical Inference*, New Jersey: Prentice Hall, 1996.

GF/PETEK (Statoil), Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet, 2000

Glennie K. W. 1990 Outline of the North Sea history and structural framework. In: Introduction to the petroleum geology of the North Sea (ed.: Glennie K. W.). Third edition. Blackwell Science.

Hegstad, B. K. & Omre, H., Uncertainty in Production Forecasts based on Well Observations, Seismic Data and Production History, Mai 1999.

Hjort, N. L. & Omre, H., Topics in Spatial Statistics. *Scandinavian Journal of Statistics*, Vol. 21, 1994.

Johnson, R. A. & Wichern, D. W., *Applied Multivariate Statistical Analysis*, 4th ed. New Jersey: Prentice Hall, Inc., 1998.

Landrø, M., Introduction course in time-lapse seismics, New Dehli, feb. 2000

Lanfranchi, P., AVO amplitude versus offset processing, Technical series no. 593.91.10

Lia, O., Omre, H., Tjelmeland, H., Holden, L. & Egeland, T., Uncertainties in Reservoir Production Forecasts. *AAPG Bulletin*, Vol. 81, Mai 1997.

Omre, H., Introduction to Geostatistical Theory and Examples of Practical Applications, 1983.

Skjæveland, S. M. & Kleppe, J., *Spor Monograph, Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoirs*, 1992, s. 1997.

Walpole, R. E., Myers, R. H. & Myers, S. L., *Probability and Statistics for Engineers and Scientists*, 6th ed. New Jersey: Prentice Hall, Inc., 1998.

Figurer

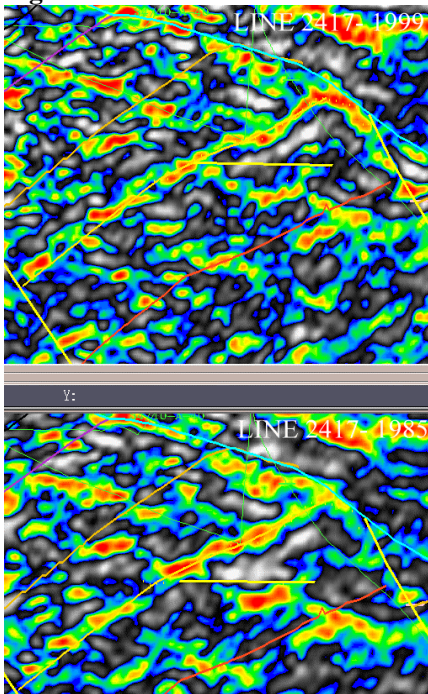


Figure 1 :Linje 2417 nord i I1 fra 1999(øverst) og 1985 (nederst)

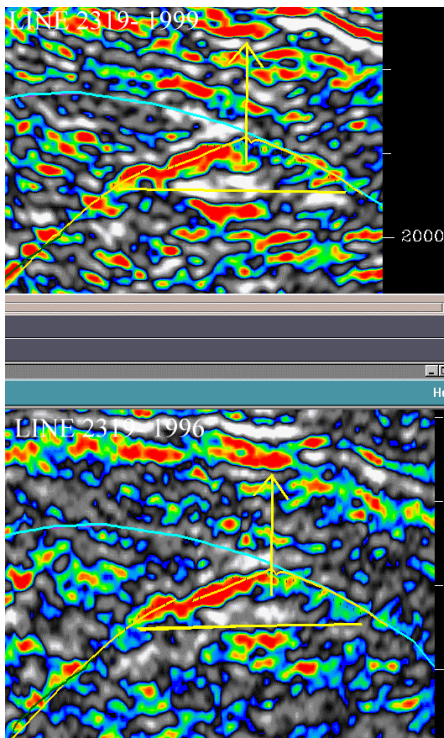


Figure 2: Linje 2319 sør i I1 fra 1999(øverst) og 1996(nederst)

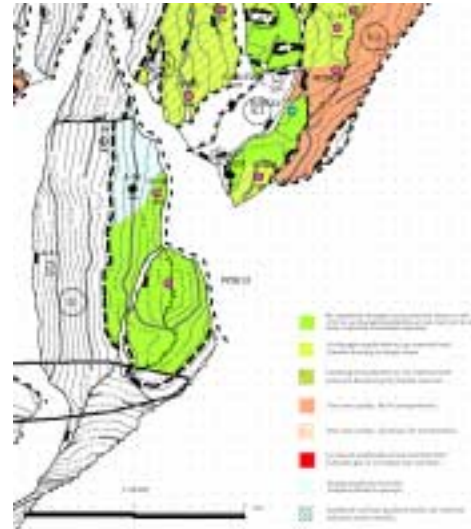


Figure 3: 4D- kart over Statfjord I1

Referanse dybde	1850 m
OVK (S3-S11)	1946 m
Initiell temperatur	80 °C
Geotermisk gradient	3 °C/100 m
Initielt trykk	318 bar
Kokepunktstrykk	198 bar
Oljegradiant	0,071 bar/m
Vanngradient	0,103 bar/m

Tabell 1 : Reservoardata (GF/PETEK (Statoil), Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet, 2000)

Brønn	LRAT [Sm ³ /d]	ORAT [Sm ³ /d]	BHPmin [bar]	Levetid
C-16	2500	-	198	feb. 2001-des. 2005
C-43	-	500	198	apr. 2002 – des. 2002

Tabell 2 : Spesifikasjoner for simulerte brønner i filen prod.sch.

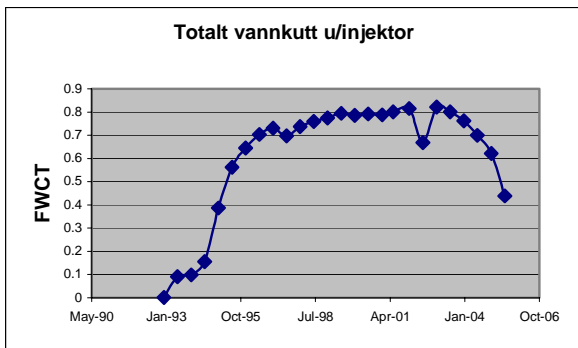
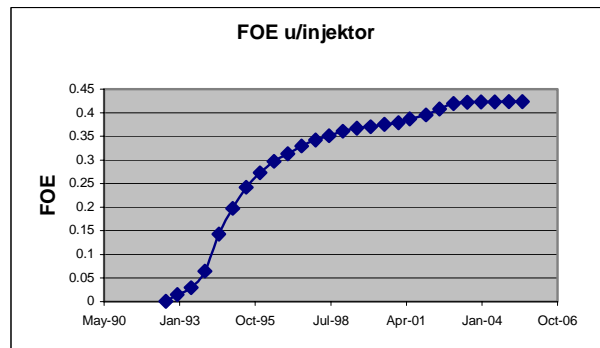


Figure 4 : Totalt vannkutt for formasjonen uten injektor.



Figur 7.

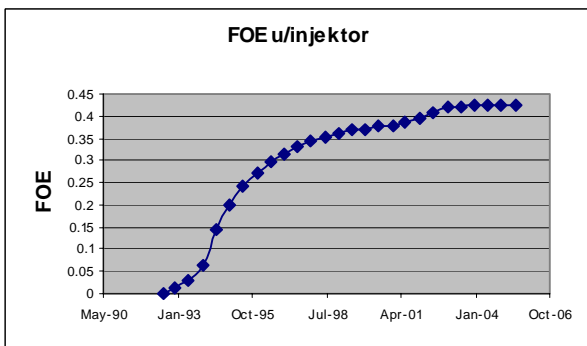


Figure 5 : Utvinningsfaktoren for formasjonen uten injektor

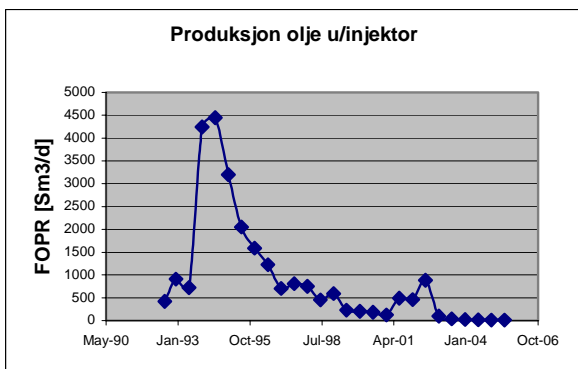


Figure 6 : Produsert olje for formasjonen uten injektor.

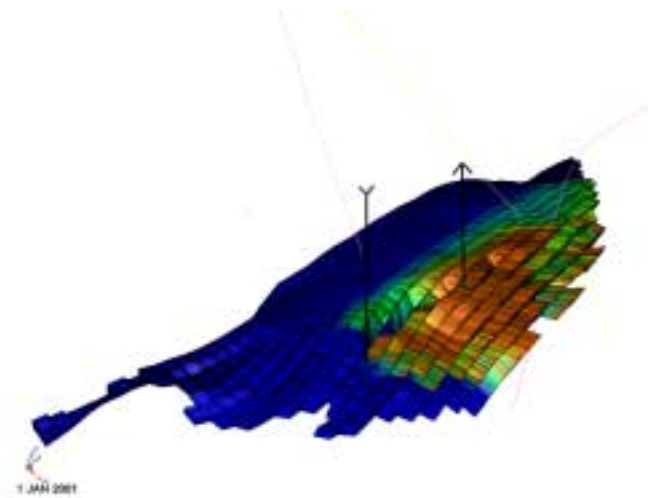


Figure 8 : Plassering av injektoren A-WINJ og produsenten C-43 sett fra sør-øst.

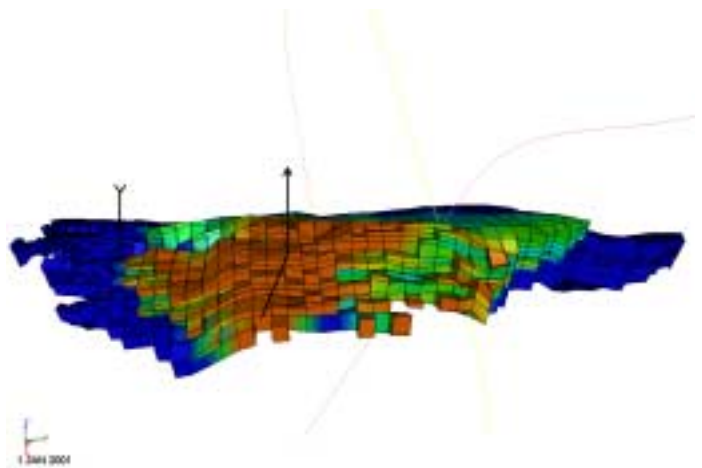


Figure 9 : Plassering av A-WINJ og C-43 sett fra øst. A-WINJ er en vertikal brønn. C-43 er skråstilt og gjengitt på figuren med omtrentlig brønnbane.

Brønn	Rate [Sm ³ /d]	BHP [bar]	Plassering I J	Kompletteringslag K1 - K2
A-WINJ	6000	maks. 330	17 45	7 – 12
C-43	500	min. 198	20 34	1 – 9 (skråstilt mot sør)

Tabell 3 : Data for de nye brønnene.

Brønn	LRA T [Sm ³ /d]	ORA T [Sm ³ /d]	RATE [Sm ³ /d]	BHP [bar]	BHP mode	Levetid
C-16	2500	-	-	Min 198	Fra aug 2002	2001-2016
C-43	-	500	-	Min 198	Fra febr 2005	2002-2016
A-WINJ	-	-	6000	Maks 330	Fra aug 2001	2001-2016

Table 4 : Noen spesifikasjoner og resultater fra kjøringen med prod+inj.sch

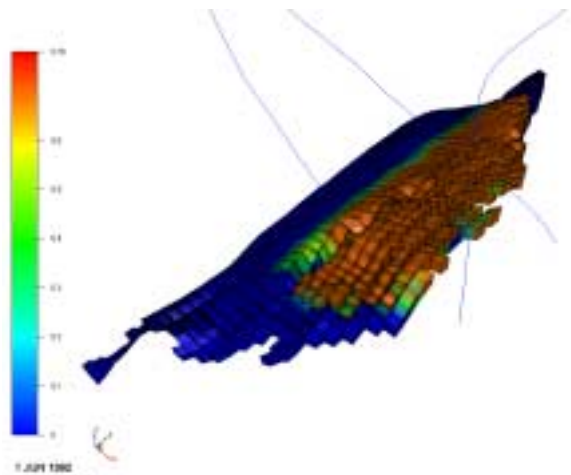


Figure 10 : Oljemetningen i starten av produksjonsfasen, juni 1992, i Staffjordformasjonen. Brønnbanene som vises er A-41, C-16 og C-36.

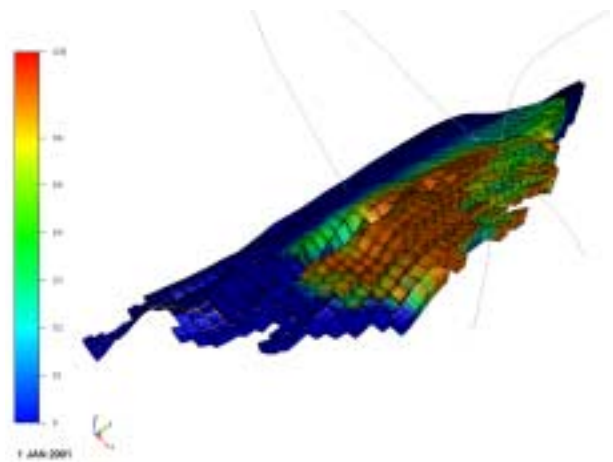


Figure 11 : Oljemetningen ved det gitte tidspunkt og vårt utgangspunkt for videre simulering. Sammenlignet med situasjonen i figur 15 ser vi at oljemetningen har endret seg. Det er mindre olje igjen i formasjonen.

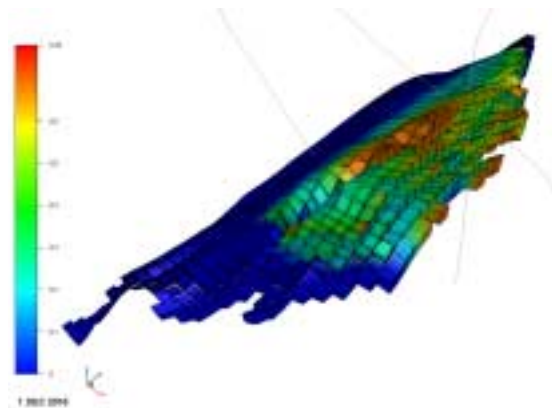


Figure 12 : Oljemetningen i 2016 etter vår simulering. Det er blitt drenert noe olje i sør-øst.

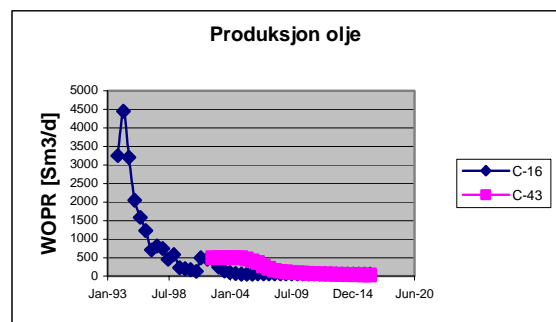


Figure 13

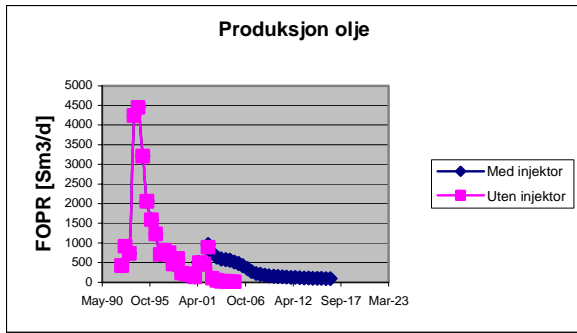


Figure 14

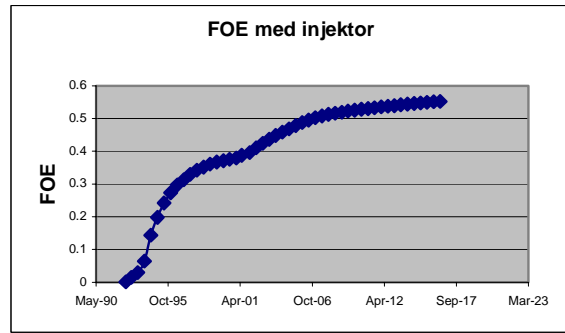


Figure 17

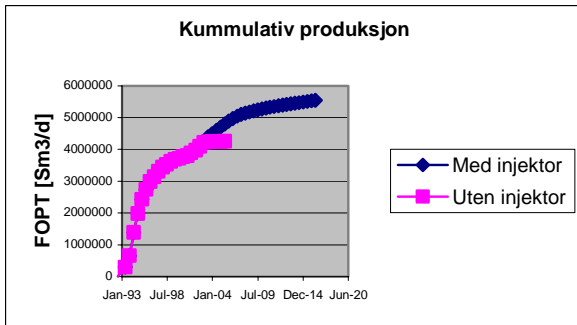


Figure 15

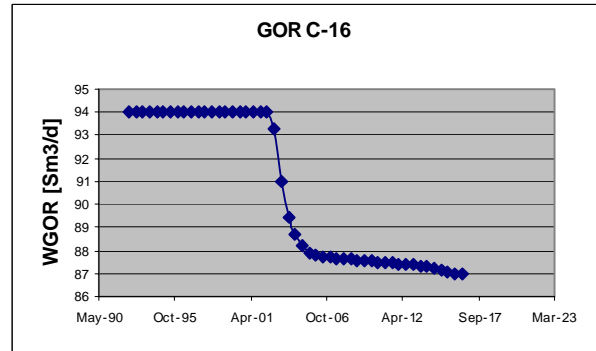


Figure 18. Gass-olje raten for C-16 med injektor.

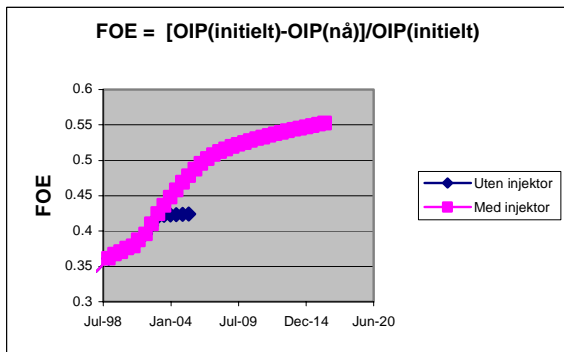


Figure 16

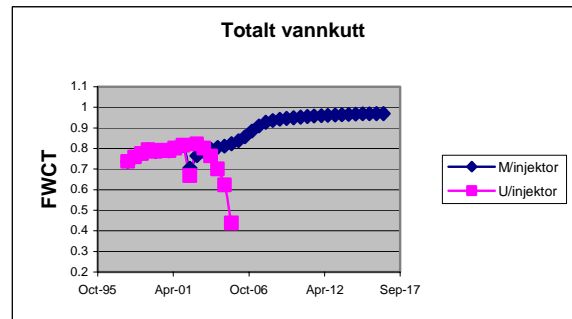


Figure 19. Total vannkutt for formasjonen i de to tilfellene.

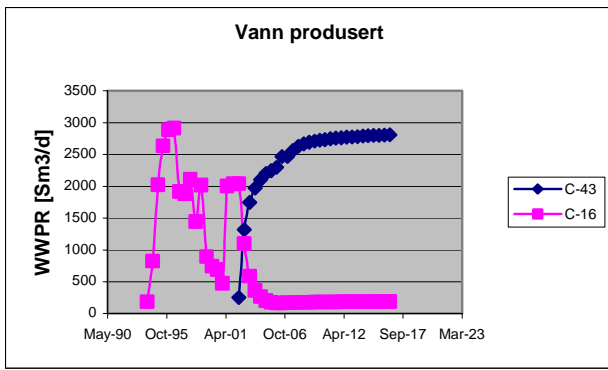
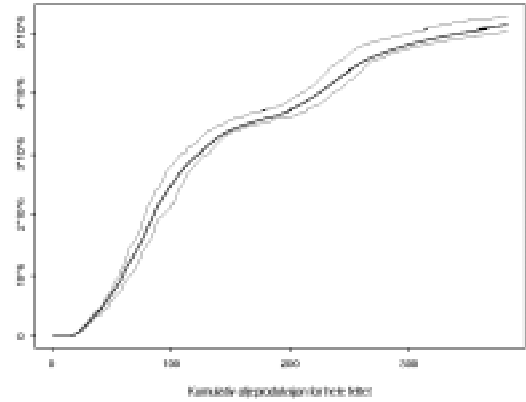


Figure 20 : Produsert vann for de to produsentene med injektoren tilstede.



Figur 23: Gjennomsnitt og tilnærmede 78%-persentilintervaller i hvert tidssteg for kumulativ oljeproduksjon for feltet fra simuleringene med 18 forskjellige parametersett.

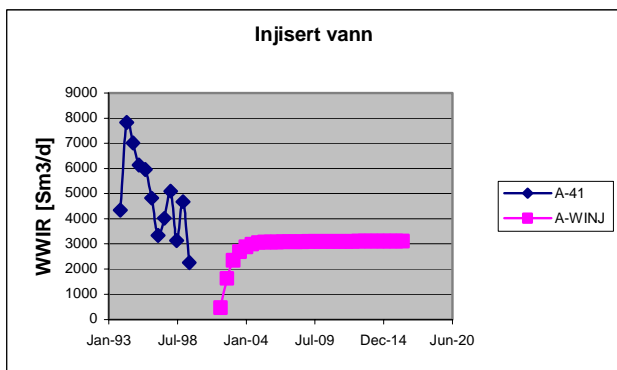
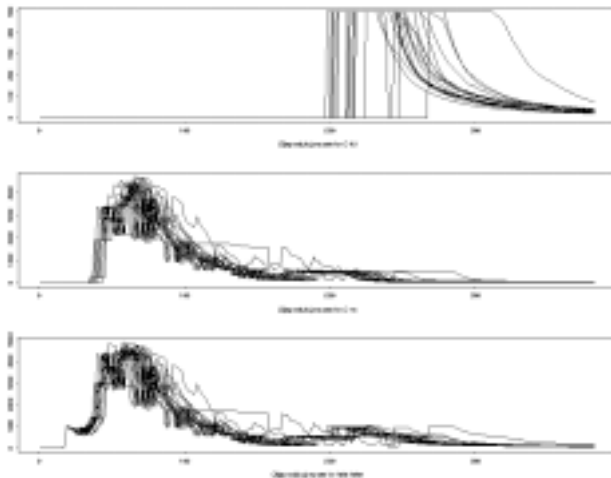


Figure 21 : Mengde vann som er blitt injisert.



Figur 22: Oljeproduksjonsrater for C-43, C-16 og for hele feltet fra simuleringer med 18 forskjellige parametersett.