



EiT 2001-8

Brønn A-21A på Gullfaksfeltet - Revitalization

S.Bakkevig, E.Berge, P.I.Espedal og W.Yu, Institutt for Anvendt geofysikk og Petroleumsteknologi, NTNU

Sammendrag

Denne artikkelen ser nærmere på oljebrønn A-21A og problemer knyttet til denne både i reservoaret og i prosessanlegget.

Tre ulike modeller av reservoaret, brønnbehandling og mulig optimalisering av prosessanlegget på Gullfaks A blir vurdert.

Petrofysiske analyser har vist at det ikke eksisterer noen strømningsbarriere mellom gass- og oljefylt del av brønn A-21A, og fluidene vil derfor være skilt av tyngdekraften. Samtidig har de seismiske analysene påvist en hydrokarbon/vann kontakt som ligger som vist ved modell 1, figur 1.

Ut fra disse analysene er derfor modellen 1 den mest representative for reservoaret. Ettersom kjemisk behandling av brønnen bare reduserer gassproduksjonen til en viss grad, er sideboring en aktuell løsning for å produsere reservene.

Forsøk på optimalisering av prosessanlegget gav ikke reelle resultater. Dette skyldes først og fremst manglende data for sammensetning i produksjonsstrøm.

Introduksjon

Brønn A-21A i forkastningssegment F2 ble sideboret fra brønn A-21 i 1999. Under boringen ble det påtruffet en uventet gasskappe. Brønnen ble satt i produksjon i 2000 og produserte relativt lite olje, men svært mye gass. Dette er problematisk for prosessanlegget på Gullfaks A og brønnen er per i dag ikke i produksjon.

Tre hovedaspekt vil bli undersøkt nærmere: Modellering av reservoaret, behandling av brønnen og optimalisering av prosessanlegget på Gullfaks A.

Statoil har utarbeidet tre forskjellige modeller av reservoaret. Ut fra analyser av seismiske data og brønnlogger vil det bli vurdert hvilken av disse modellene som er mest representativ.

Det vil bli sett nærmere på om brønnen kan settes i produksjon igjen ved å behandle formasjonen med kjemikalier.

Skulle det vise seg at brønn A21-A kan settes i produksjon, vil denne gå inn på et prosessanlegg som allerede går for full kapasitet. Det vil derfor bli gjort et nærmere studie av anlegget, og det vil bli forsøkt å optimalisere separasjonsprosessen.

Petrofysisk evaluering

Brønnen er utelukkende er logget på MWD og særlig kritisk var mangelen på soniclogg fra brønnen for å kunne lage syntetisk seismikk. Det ble derfor laget en syntetisk soniclogg utfra nabobrønnene. Sementlogg var også ønsket for å bekrefte at gassen kommer fra det gassførende laget og ikke lekker via casingen, men denne var ikke tilgjengelig.

Loggene ble både tolket manuelt og ved hjelp av dataprogrammet "Interactive Petrophysics", med hensyn på litologi og fluidfordeling. Det ble også vurdert om enkeltlag kan finnes igjen i en av nabobrønnene.

Soniclogg var nødvendig for å lage syntetisk seismikk, og det ble laget en syntetisk logg for brønn A-21A. Etter at brønnen var tolket med hensyn på formasjonslag og fluidfordeling, ble nabobrønnene vurdert etter om de har samme fluid i samme formasjonslag som A-21A. De nærmeste gass-, olje-, og vannførende brønnene ble plukket ut. Deretter ble formasjonslagene strukket ut eller komprimert slik at de matchet de tilsvarende lagene i A-21A. Dette ble gjort ved å ta antall metre i et lag i A-21A, dividere med antall målepunkter i tilsvarende lag i den valgte nabobrønnen. Dette tallet blir da steget i meter mellom hvert målepunkt for sonicloggen i brønn A-21A. En gassførende formasjon i A-21A ble erstattet av den samme gassførende formasjonen i nabobrønnen og så videre.

Ut fra brønn c-33, ble skjærbølgehastigheten til Shetlandsformasjonen funnet. Hastigheten ble beregnet ut fra en gjennomsnittshastighet ut fra SVD (sann vertikal dybde) 1744-1845 i denne brønnen. Ut fra brønnens tetthetslogg, ble skjærmodulus for Shetlandsformasjonen i dette intervallet funnet. Denne skjærmodulus ble brukt sammen med tetthetslogg til A-21A for å finne S-bølge hastighet til Shetlandsformasjonen i brønn A-21A. På sammen måte ble S-bølgehastigheter til Tarbert 3-1 og Ness 3-2 i brønn A-21A

funnet fra brønn B-8.

Lagene mellom gass- og olje og vannfylt del av brønnen ble vurdert som strømningsbarrierer. Dette ble gjort utfra permeabilitetskorrelasjoner for BRENT formasjonene utarbeidet av Statoil

Resultater

Loggene viser at brønnen penetrerer hele Tarbert (T-3, T-2 og T-1) og øvre Ness (N-3, N-2C). Tarbert er gassfylt ned til 1895 m SVD, dvs midt i T-2B1. Videre nedover finnes tre relativt tynne oljelag; det øverste er det som det er knyttet størst forventning til med tanke på å finne olje nedflanks. Dette oljelaget ligger mellom 1896 og 1904 m SVD, fra midten av T-2B1 og ut Tarbert -1C. Sandene i Tarbert-1B er vannfylte, mens både T-1A og Ness-3D er oljefylte.

Mellom gass- og oljeførende formasjon er det et skifrig lag på cirka 2 m. Horizontal permeabilitet beregnet fra logger viser 10-12 mD, som bare er middels lavpermeabelt. Anslår en vertikal permeabilitet til å være omlag en tittel av horisontal, gir dette 1mD, og selv dette er permeabelt. Det er viktig å vurdere kvaliteten på klogh (horizontal permeabilitet fra logger) og å finne utstrekningen på laget.

Selv med kjerneprøver fra den aktuelle sonen, vil man ikke ha mer kunnskap om utstrekning av barrieren.

Nærmeste brønn i vestlig og dermed nedflanks retning er A-24. Her finner en igjen det skifrige laget som ligger i gass/olje kontakten i A-21A, se figur 2. Laget er snau 2 meter

Overgangene mellom de olje- og vannfylte delene av brønnen er antagelig impermeable. Alle disse inneholder kullag, skiferlag og tildeles klassinga.

Diskusjon

Dersom klogh er representativ for brønnen, vil gass og olje være separert ved hjelp av tyngdekraft ettersom laget imellom dem ikke er tett.

Statoil har generelt hatt godt samsvar mellom klogh fra Brent modell og permeabilitet fra kjerneanalyse på Gullfaksfeltet. Litt uklart er det imidlertid hvordan korrelasjonene for klogh er matchet med analysene. Selv om klogh har god samsvar med kjerneprøver i sandsoner, vil ikke dette automatisk gi et godt inntrykk av permeabiliteten i en skifrig sone som her. Dessuten bygger permeabilitetsloggen på tetthets- og nøytronlogg fra MWD logging av Baker Hughes Inteq. Disse loggene er ikke godkjent i Statoil for kvalitativt bruk og må altså brukes med forsiktighet.

Det skifrige laget i gass/olje kontakten i A-21A ble funnet i brønn A-24. Dermed er det store muligheter for at laget i A-21A er utholdende nedflanks og det mest usikre er strømningsegenskapene. Man kan videre ta kjerneprøver fra

det aktuelle laget i A-21A og det tilsvarende i A-24 for å bekrefte at laget ikke er impermeabelt.

Seismisk Analyse

På grunn av den lette oljen som befinner seg i Gullfaksfeltet, vil det være svært vanskelig å skille olje- og gassfylte reservoar ut fra seismikken. Denne usikkerheten har dette resultert i at Statoil har utarbeidet tre ulike modeller for hvordan fluidfordelingen i reservoaret rundt brønn A-21A innenfor F2 er. Disse modellene er vist på figur 1. Disse modellene er utarbeidet på seismiske data fra 1999, linje 2239. Et strukturelt dybdekart over topp BRENT med posisjon for de seismiske linjene er vist på figur 3. Disse linjene strekker seg i vest-øst retning. På figuren vises også brønnposisjonen til brønn A-21A. Ut fra analyser av syntetiske og reelle seismiske data, prøvde en å påvise en hydrokarbon/vann kontakt. Dette ble gjort for å finne ut hvilken av modellene på figur 1 som var den mest sannsynlige.

Sonicloggene til A-21A, som var laget på grunnlag av nabobrønner, ble brukt sammen med reell tetthetslog fra brønnen for å generere syntetisk seismikk. Ut fra geologiske data om laginndeling fra Statoil, ble alle loggene inndelt i geologiske soner. Det var Shetland, Tarbert 3-1 og Ness 3-2. Hver sone på loggen ble da tildelt en middelvei. Når en midler verdiene på loggene innenfor hver geologiske sone, mister en noen viktige impedanskontraster. Midlingen ble allikevel gjort, da seismikken har stor bølglengde og derfor ikke ser de minste detaljer. For hver geologiske grenseflate ble det beregnet PP refleksjonskoeffisienter ut fra Smith og Gidlow tilnærmelsen:

$$R_{PP}(\mathbf{q}) = \left(\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \mathbf{r}}{\mathbf{r}} + \frac{\Delta \mathbf{a}}{\mathbf{a}} \right) - \frac{2b^2}{a^2} \left(\frac{\Delta \mathbf{r}}{\mathbf{r}} + \frac{2\Delta \mathbf{b}}{\mathbf{b}} \right) \right) \sin^2 \mathbf{q} + \frac{\Delta \mathbf{a}}{2a} \tan^2 \mathbf{q}$$

der α og β tilsvarende P- og S-bølgeløshastigheter, ρ tetthet, θ innfallsvinkel og R refleksjonskoeffisient. Refleksjonsrekken ble så konvolvert med en 40 Hz wavelet, som var mest mulig sammenlignbar med den reelle waveleten. Samme prosesseringsprosedyren som for de reelle dataene ble ikke gjennomgått. Resultatet av den syntetiske modelleringen av seismikk er vist på figur 4. Ut fra studier av AVO-responsen på de syntetiske dataene, fant en at topp reservoar skulle ha en negativ amplitude som økte med økende offset. Olje/vann kontakten skulle ha en positiv amplitude som økte mot økende offset.

Det er mange faktorer som påvirker den seismiske amplituden. Dette kan for eksempel være kilde-mottaker effekter, absorpsjon, anisotropi, reflektorkurvatur etc. Disse effektene ble det ikke tatt hensyn til ved genereringen av den syntetiske seismikken. De reelle seismiske dataene er påvirket av alle disse effektene. Til tross for denne usikkerheten, ble den syntetiske seismikken valgt å bli sammenlignet med den reelle

Den syntetiske seismikken ble sammenlignet med den reelle seismikken like ved brønnbanen til A-21A. Dette er vist på figur 5. Den reelle seismikken var fra full stack 1999 dataene, linje 2239. Det var den reelle seismiske trasen like til venstre for den syntetiske trasen som ble sammenlignet, da dette var nærmest brønnprosjeksjonen. Ut fra plassering av olje/vann kontakten på de syntetiske dataene, plasserte en denne kontakten på den tilsvarende plassen for de reelle dataene. Dette er også vist på figur 5.

Videre ble de seismiske dataene fra området rundt brønn A-21A fra 1985 og 1999 sammenlignet. Disse dataene er vist i figur 6. Både full stack, nær-, midt-, og fjernoffsetdataene er vist for begge datasettene. Det er linje 2239 som er vist på både 1985 og 1999 dataene. Ved sammenligning av disse datasettene ser en at de er ganske like. Dataene fra 1999 virker å være klarere enn det dataene fra 1985 er. Olje/vannkontakten som ble funnet ut fra sammenligning av syntetiske og reelle data, er markert på figuren med fullstack dataene fra 1999. En forlengelse av denne refleksjonen er kalt refleksjon 1a på figur 6. Denne reflektoren hadde en markert utbredelse, både til høyre og venstre for dette punktet. En ser at denne positive amplituden øker mot økende offset. Dette er spesielt markert innenfor Tarbertformasjonen. Dette vises også best på dataene fra 1999. Det ble også spesielt lagt merke til hvordan denne økningen var markert langs topp Nessformasjonen. Da denne reflektoren øker amplitude mot offset innenfor dette området, velger en å tolke dette som en hydrokarbon/vann kontakt. Ved topp reservoar ser en at amplitudene mot økende offset blir skarpere. Denne skarpe amplituden avtar på venstre flanke av topp reservoar, både på full stack, nær-, midt-, og fjern offsetdataene. Dette ser en spesielt på fjern offset dataene fra 1999, som en også ser på figur 6. Denne reduksjonen er med på å forsterke at det her ligger en hydrokarbon/vann kontakt i dette området. Dette fordi den seismiske responsen fra topp reservoar blir svekket når den kommer ned i vannsonen. Dersom en følger bunn Kritt like til høyre for brønn A-21A, kommer vi til en dump med sterk positiv amplitude. Dette er akkurat over en forkastning, som en ser fra at de geologiske lagene er forskyvd i forhold til hverandre. At den seismiske responsen er sterk over forkastningen, kan skyldes at refleksjonene blir fokusert grunnet en kurvet overflate.

Observasjoner på linjer, både sørlig og nordlig retning i forhold til linje 2239, forsterker konklusjonen om at det er en hydrokarbon/vann kontakt innenfor Tarbertformasjonen. En observerte der noenlunde de samme observasjonene som for linje 2239. Det var linje 2229 og 2245 som da ble studert.

Muligheten for at det kunne være interferens mellom en eventuell havbunnsmultippl fra topp Kritt ble studert. Figur 7 viser topp Kritt pålagt toveis gangtid til havbunn fra overflaten. Det er full stack data (linje 2239) fra 1999 som denne er lagt oppå. En skulle forvente at havbunnsmultipplene hadde motsatt polaritet i forhold til hydrokarbon/vann kontakten, og derfor svekket den. Tilfellet var at den tolkede

hydrokarbon/vann reflektoren økte amplitude mot offset. Multippelenergien svekkes mot økende offset, så derfor skulle en forvente seg mindre interferens med økende offset. Dette kunne kanskje være årsak til at den tolkede hydrokarbon/vann kontakten hadde en så kraftig økning av amplitude mot offset på linje 2239.

Det ble også gjort sammenligninger av seismikken fra andre områder på Gullfaks. Da undersøkte en områder der en har samme litologi som brønn A-21A. Undersøkelsene ble gjort på grunnlag av at en visste hvilken fluid en hadde i brønnen. Både områder med gass og olje ble undersøkt. Dette for eventuelt finne likheter med brønn A-21A. Studiene ble gjort på data fra 1985. Resultatet var at det var vanskelig å sammenligne seismikken fra disse områdene. Det som var likt var at ved topp reservoar hadde en en kraftig negativ amplitude, mens ved hydrokarbon/vann kontakten hadde en positiv amplitude. AVO-responsen for disse kontaktene var ikke noe særlig sammenlignbare. Det var ikke mulig å skille gass/olje kontakter på seismikken.

Uansett om det er mange usikkerhetsmomenter, velger en å tro at det er påvist en hydrokarbon/vann innenfor Tarbertformasjonen. Da oljen er lett, kan en ikke si noe om at det er en olje/vann eller en gass/vann kontakt. Modell 1 og 2 skulle da være de mulige modellene for hvordan fluidfordelingen er i reservoaret. Men ut fra de petrofysiske undersøkelsene var det ingen barriere mellom gass og olje, men derimot en barriere mellom vann og olje. Ut fra dette er det modell 1, vist på figur 1, som er den mest sannsynlige. Laget som skiller gass og oljefylt formasjon i A-21A er funnet igjen i nærmeste brønn i vestlig retning, A-24 og dette laget har derfor stor utstrekning. Det store usikkerhetsmomentet ligger i om at vi virkelig ikke har en barriere mellom gass og olje.

Produksjon

A-21A ble satt i produksjon i februar 2000, men har vært stengt inne i store perioder siden. Brønnen fikk nærmest umiddelbart gass- og vanngjennombrudd og har stabilisert seg på et vannkutt nærmere 85 %. Brønnen har en relativt lav oljeproduksjon, omlag $70 \text{ Sm}^3/\text{d}$, mens gass/olje forholdet er særdeles høyt, ca $7000 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$. Både vannet og gassen er tolket til å være initielt. På grunn av gasskapasiteten til prosessanlegget på Gullfaks A, er det ikke mulig å ha brønnen i kontinuerlig produksjon. Man forsøker istedenfor å produsere i perioder med ledig kapasitet.

En mulig metode for å produsere mindre gass er å injisere skum. Rent praktisk isoleres de ønskede sonene i brønnen og det injiseres en såpevannblanding. Deretter kan man la skummet dannes ved at injeksjonsvæsken kommer i kontakt med gassen i formasjonen eller ved å injisere gass umiddelbart etter såpevannet. Skummet reduserer gassens relative

permeabilitet og dermed mobiliteten til gassfasen. Under optimale forhold vil man oppnå en reduksjon i gassmobilitet med en faktor på 2-10. Jo høyere permeabilitet i gassonen og jo lavere temperatur i formasjonen, jo bedre resultat.

Hensikten er å produsere olje, mens gassen er bundet opp i skummet. Forsøk med en produsent på Snorrefeltet viste en reduksjon i GOR på 50 % i 2 måneder. Det ble her antatt at en snillere produksjonsstart etter injeksjonen kunne ha forlenget perioden skummet var effektivt. Andre forsøk fra Brunei viser effektiv blokkering av gass, men også lavere oljeproduksjon. Dette skyldes hovedsakelig at man får residuell vann- og eventuelt gassmetning etter injeksjon.

Diskusjon

Som nevnt produserer brønnen svært mye gass. Vannkuttet er også høyt, mens oljeproduksjonen er lav. Produksjonen fra brønnen er med andre ord ikke særlig optimal.

Injeksjon av skum er en mulig løsning for å sette brønnen i produksjon igjen. Dette vil redusere gassproduksjonen kraftig, men virkningen av metoden er tidsavgrenset.

En siste utveg for den nåværende brønnen er å kartlegge hvorvidt den kan brukes til injeksjon.

Sideboring av brønnen er en alternativ løsning. Med den reservoarmodellen som er funnet å være mest representativ, kan det være vellykket å sidebore nedflanks i oljesonen. Dette er naturligvis risikofyllt ettersom man ikke er sikker på permeabiliteten på det laget som skiller gassen og oljen. Kjerneprøver av barrierene bør tas for å få et bedre overslag over permeabilitet. Man bør også ha i tankene hvorvidt det er mulig å bruke brønnen til injeksjon dersom sideboringen er mislykket utfra produksjonshensyn.

Prosessanlegget

Skulle det vise seg at brønn A21-A, etter visse tiltak, kan settes i produksjon, vil denne gå inn på et prosessanlegg som allerede går for full kapasitet. Det ble derfor gjort et nærmere studie av anlegget, og det ble forsøkt å optimalisere separasjonsprosessen i simuleringsprogrammet Hysys.

Prosessbeskrivelse

Prosessanlegget på Gullfaks A (GFA) har som funksjon å separere naturgass og vann fra oljen.

Hvert separasjonstog består av tre separasjonstrinn og vannutskiller. Gass blir separert ut i hvert trinn og vann, salter og andre urenheter blir fjernet fra oljen i 1. og 2. trinn, samt i vannutskiller. Separasjonsprosessen er en såkalt flash-separasjon, dvs. at trykket i strømmen blir senket før hvert trinn den går gjennom. Fra et inngangstrykk på 64 barg, reduseres trykket til 1,4 barg gjennom 2. og 3. trinn. Produsert olje blir så avkjølt og lagret på plattformen.

Gassen fra hvert separasjonstrinn strømmer til et fire trinns rekompresjonsanlegg. Før hvert kompressortrinn blir gassen kjølt, delvis kondensert og kjørt gjennom en væskeutskiller. Kondensat blir tilbakeført til produksjonsseparatorene. Gassen føres gjennom glykolkontakter før den går inn på fjerde trinnkompressor. Glykolkontaktorene sørger for at gassen tørkes til riktig duggpunkt for transport.

Flytskjema for prosessanlegget på GFA er gitt i figur 8.

Flerfasepumpe

Det er installert to flerfasepumper på GFA. Disse tillater brønner å produsere ved lavt brønnehodetrykk uten noen videre modifikasjoner av prosesstogene på plattformen. I tillegg vil pumpene kunne senke brønnehodetrykket ytterligere, og strømmingen vil øke inntil ny balanse mellom brønnehodetrykk, pumpetrykk og separatortrykk er innstilt. Hvor mye brønnehodetrykket kan senkes vil blant annet avhenge av gass/væskeforholdet, da pumpa jobber mest effektivt når dette er under 40 %. Maksimal sandfri rate vil også være en begrensende faktor. Pumpene tar liten plass, og er godt egnet for retrofit-installasjoner som den på GFA.

Figur 9 og figur 10 viser effekten av flerfasepumpe på henholdsvis en enkelt brønnstrøm og på samlet produksjon.

Figur 11 viser en prinsippskisse for oppkobling av en flerfasepumpe.

I nyere tid er det erfart at flerfasepumpen bidrar til å øke emulsjon og vanskeliggjøring for god og tilfredsstillende olje/vann separasjon i 1. trinn. Det er forsøkt løst med injeksjon av emulsjonsbryter i denne strømmen, noe som har vist seg å ha hatt en positiv effekt.

Separatorer

Separatorene på GFA er horisontalt utformet. Dette gir større areal for setling ved to væskefaser. Ulempene ved en slik horisontal tank er at den er følsom for væsknivå og vanskelig å rense for fast stoff.

Figur 12 viser en horisontal 3-fase separator, og strømningsforholdene inni denne.

Separatoren kan deles opp i følgende seksjoner:

- En seksjon for primærseparasjon. Dette er en avbøying av fødestrømmen slik at hovedmengden av væsken skiller fra.
- En seksjon for sekundærseparasjon, hvor væskedråper faller gjennom gasstrømmen som følge av tyngdekraften. Dette er hoveddelen av det gassfylte volumet.
- En seksjon hvor væsken samles og restgass kan unnslippe.
- En dråpefangerdel hvor medrevne dråper i gassen

fanges opp.

Kompressorer

Kompressorene som er benyttet på GFA er av typen sentrifugalkompressorer. Hvert av de to kompressortogene består av fire kompressorer som drives av en gassturbin. Hovedbegrensningen for gassbehandling ligger på 3. kompressortrinn, hvor gass fra 2. og 3. separasjonstrinn skal rekomprimeres.

Det er generelt fire metoder for regulering av kompressorer:

- Struping av innstrøm
- Struping av utstrøm
- Resirkulering av gass
- Endring av turtall

Ved GFA ligger alle fire kompressorer på samme aksling, og regulering av disse blir svært kompleks. Generelt krever kompresjonen mer energi, da resirkulasjon ofte må velges som en del av reguleringen. En oppgradering av kapasiteten for 3. kompressortrinn vil derfor gi innvirkninger på de resterende kompressorene, og driftskostnader kan fort overstige en eventuell gevinst.

Figur 13 illustrerer hvordan kompressortoget er satt sammen.

Kapasiteten på gassbehandlingen GFA er på $13.5 \text{ MSm}^3/\text{d}$, og er planlagt oppgradert til $18.5 \text{ MSm}^3/\text{d}$ i år 2003.

Simulering

Det var ønskelig å se nærmere på muligheter for optimalisering av separasjonsprosessen, og det var særlig ønskelig å se om det var mulig å rute brønner direkte inn på 2. separasjonstrinn. Det er i dag ikke lagt opp til dette på GFA, men en økonomisk evaluering av en eventuelt økt oljeproduksjon ville gitt grunnlag for å trekke videre konklusjoner.

Simulering ble kjørt i programvaren Hysys. For å se hvor reelle resultater som kunne oppnås, ble det først simulert etter dagens betingelser. Prosessen sattes opp etter spesifikasjoner gitt i flytskjema for GFA, 2001 design, og følgende forenklinger ble gjort i oppsettet av prosessen:

- Flerfasepumpa ble simulert ved å splitte strømmen i en gass- og en væskefase, og henholdsvis komprimert og pumpet opp til ønsket trykk.
- Testseparator og vannskiller ble utelatt.
- Sammensetning i olje fra Gullfaks B (inn på andre sep.trinn) definert ut ifra oljestrømmen ut fra 1. sep.trinn.
- Simulering begrenset til separasjonsprosessen og rekompresjon t.o.m. 3. trinn.
- Det ble lagt inn en hypotetisk oljepakke for produksjonsstrømmen.

- Separasjonstogene er lagt sammen til ett tog.
- Kompresjonstogene er lagt sammen til ett tog.

Figur 14 viser oppsettet av prosessen i Hysys.

Resultater

Det ble kjørt flere simuleringer, og resultater av beste tilnærming til den reelle prosessen er gjengitt. Tabell 1 og tabell 2 viser henholdsvis reelle og simulerte strømnings ut fra de tre separasjonstrinnene.

Tabell 3 viser prosentvis avvik fra reelle strømmer, og tabell 4 viser sammensetningen av den hypotetiske oljepakken som ble benyttet for produksjonsstrømmen..

Diskusjon

Resultatene fra simulering av dagens prosessbetingelser viser at den hypotetiske oljepakken som ble benyttet ikke gjengir reelle forhold. Sammenligning av tabell 1 og tabell 2 viser at sammenlagt gassmengde inn på 3. kompressortrinn i simuleringen er ca 60 % av den reelle, mens mengde produsert olje bare har et avvik på ca 1 % fra den reelle. Bruk av den hypotetiske oljepakken i et forsøk på å optimalisere prosessen med hensyn på mengde produsert olje og begrenset gasskapasitet vil derfor ikke kunne gi grunnlag for videre vurderinger av den virkelige prosessen.

For å forbedre simuleringer vil en særlig måtte utføre nærmere undersøkelser av sammensetningen for produksjonsstrømmen.

Konklusjon

Petrofysiske analyser har vist at det ikke eksisterer noen strømningsbarriere mellom gass- og oljefylt del av brønnen, og fluidene vil derfor være skilt av tyngdekraften. Samtidig har de seismiske analysene påvist en hydrokarbon/vann kontakt som ligger som vist på modell 1, figur 1.

Ut fra disse analysene er derfor modell 1 på figur 1 den mest representative for reservoaret.

Ettersom kjemisk behandling av brønnen bare reduserer gassproduksjonen til en viss grad, er sideboring en aktuell løsning for å produsere reservene.

Resultatene fra simulering av dagens prosessbetingelser viser at den hypotetiske oljepakken som ble benyttet ikke gjengir reelle forhold. Sammenlagt gassmengde inn på 3. kompressortrinn i simuleringen er ca 40 % lavere den reelle, samtidig som det produseres ca 10 % mer olje. Bruk av den hypotetiske oljepakken i et forsøk på å optimalisere prosessen med hensyn på mengde produsert olje og begrenset gasskapasitet vil derfor ikke kunne gi grunnlag for videre vurderinger av den virkelige prosessen.

For å forbedre simuleringer vil en særlig måtte utføre nærmere undersøkelser av sammensetningen for produksjonsstrømmen.

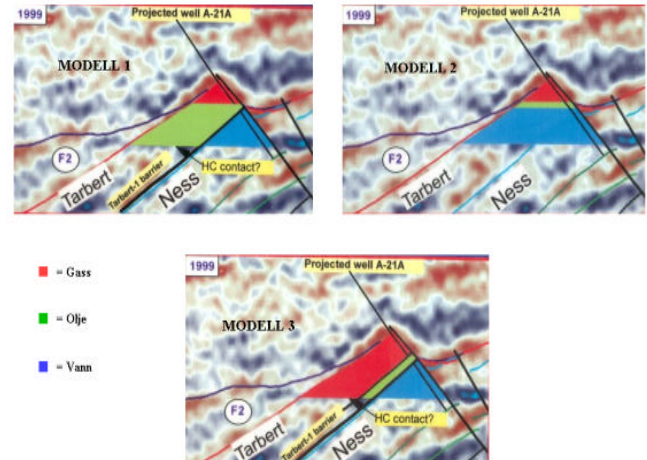
Etterord

Forfatterne vil gjerne takke ansatte i Statoil og vitenskapelig ansatte ved NTNU for god hjelp og stor entusiasme.

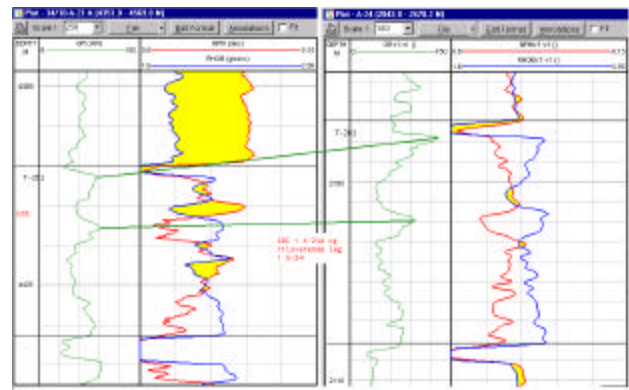
Referanser

- 1) CASTAGNA, J.P. & BACKUS, M. 1993. *Offset-dependent reflectivity – theory and practice of AVO analysis*. Society of Exploration Geophysicists (ISBN 1-56080-059-3).
- 2) Martin Landrø et. Al. *The Gullfaks 4D seismic study*. Petroleum Geoscience, Vol. 5 1999, pp. 213-226
- 3) Martin Landrø. *Seismic Data Acquisition and Processing*. Preliminary version 12.11.1999.
- 4) T. Blaker, SPE, H.K. Celiuss, SPE, T. Lie, SPE, H.A. Martinsen, SPE, L. Rasmussen, Saga Petroleum, F. Vassenden, SPE, SINTEF Petroleum Research: "Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project", SPE 56478
- 5) D.J. Ligthelm, SPE, and G.J.M. van Eijden, SPE, and J. Gronsveld, Shell EP Technology Applications and Research: "Gas shut off using foam: The Solution for unwanted Gas Production?", SPE 65125

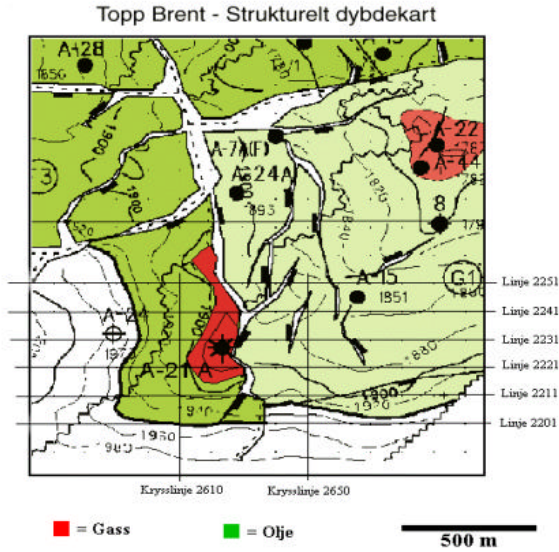
Figurer



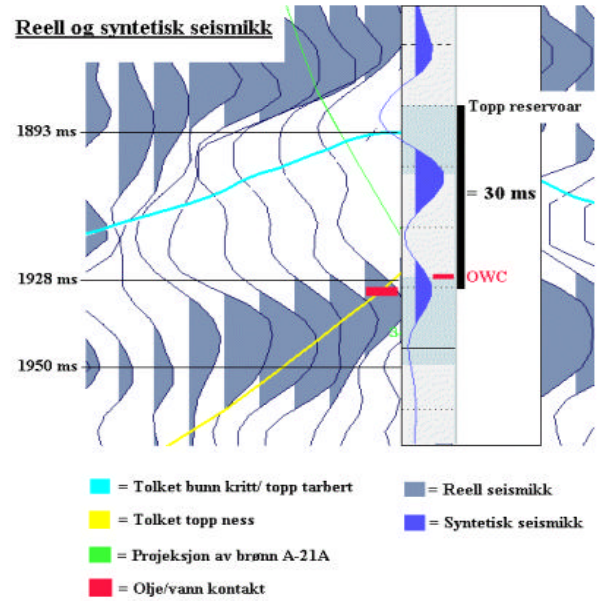
Figur 1. Modeller utarbeidet av Statoil. Modellene er utarbeidet på fullstack seismikk fra 1999, linje 2239.



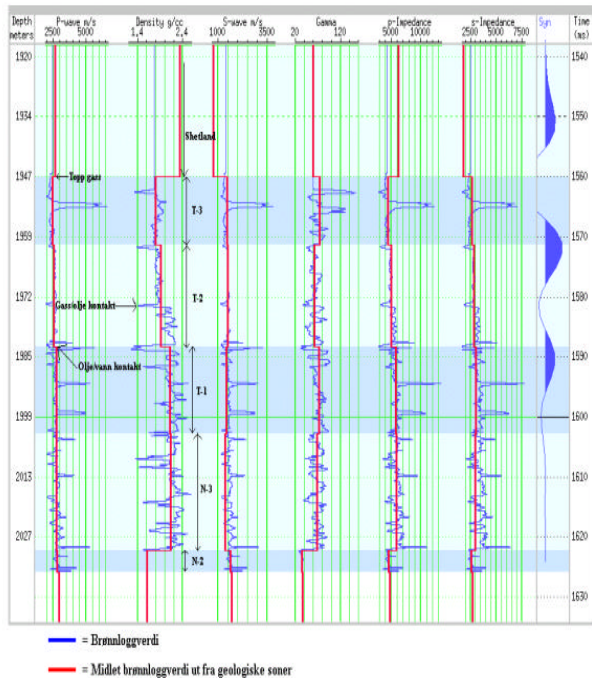
Figur 2. Figuren viser at laget i gass/oljekontakten i A-21A kan finnes igjen i A-24.



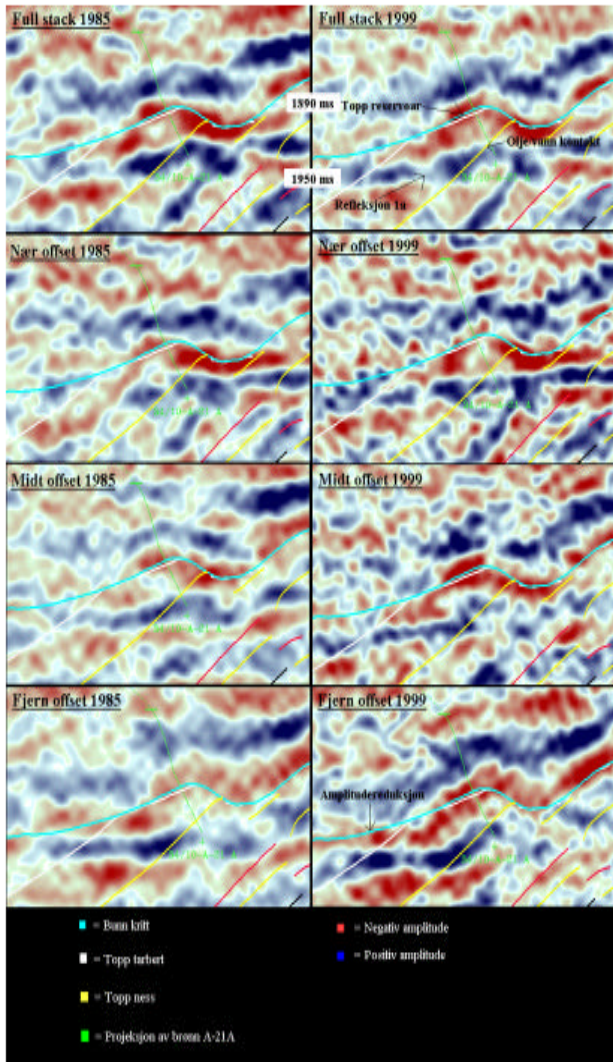
Figur 3. Strukturelt dybdekart over topp Brent, med forkastningssegment F2 og brønn A-21A i nedre venstre del av figuren. Linje og kryssløpsnummer er også vist for området rundt brønnen. Kotene tilsvarer toveis gangtid i ms.



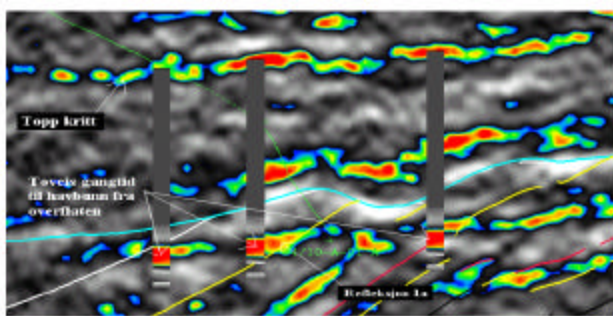
Figur 5. Viser sammenligningen av syntetisk og reell seismikk. Syntetisk seismikk ligger over reell seismikk. Den reelle trasen like til venstre for den syntetiske trasen ble sammenlignet.



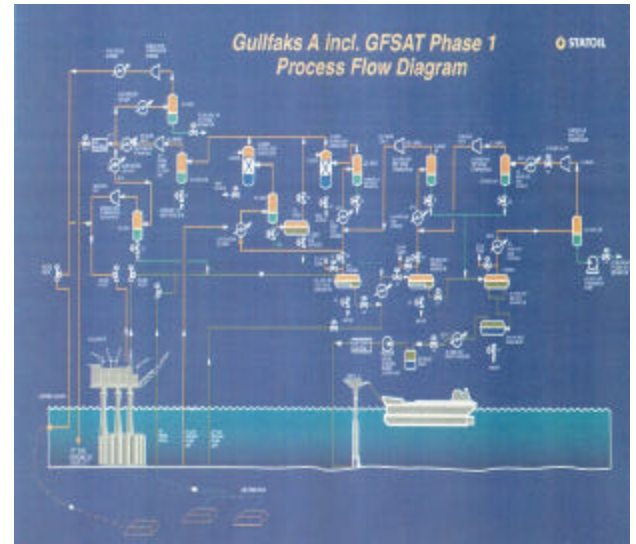
Figur 4. Modelleringen av syntetisk seismikk, med brønnlogger og impedanser.



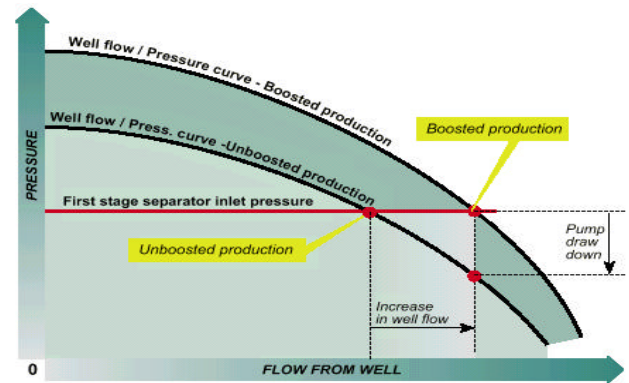
Figur 6. Full stack, nær-, midt-, og fjernoffsetdata fra linje 2239. Datasettene er fra 1985 og 1999.



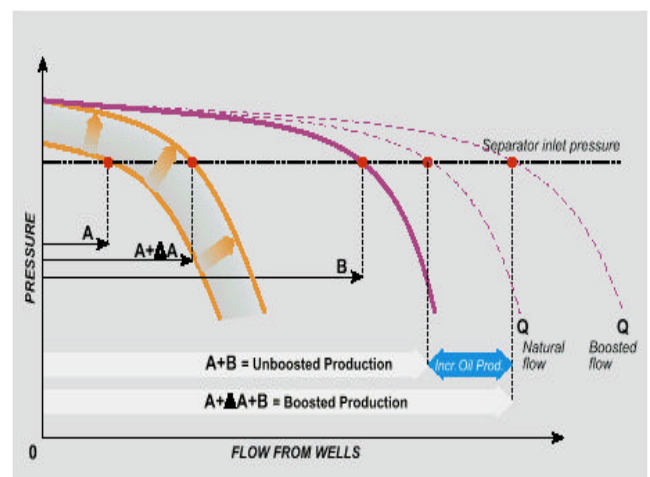
Figur 7. Havbunnsmultipel pålagt topp kritt på linje 2239. En ser at den overlapper refleksjon 1a innenfor Tarbertformasjonen.



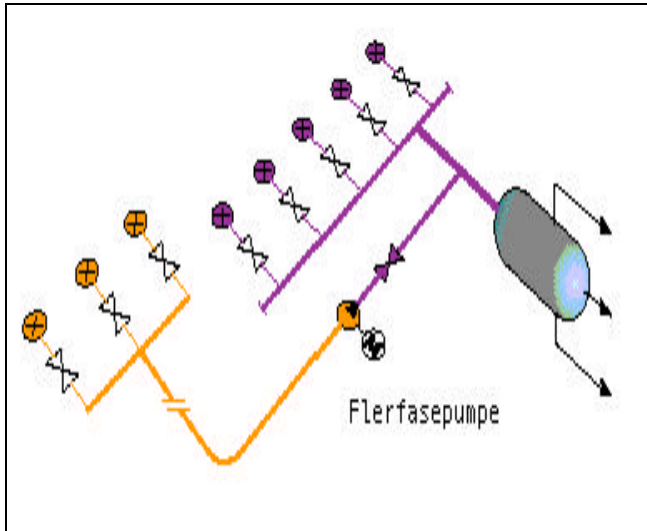
Figur 8. Prosessflytskjema for GFA



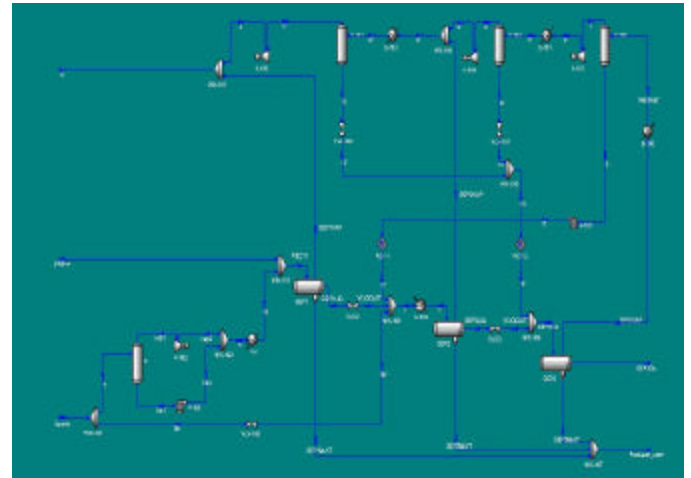
Figur9. Strømning og Trykk – Naturlig og Økt produksjon, enkelt strøm



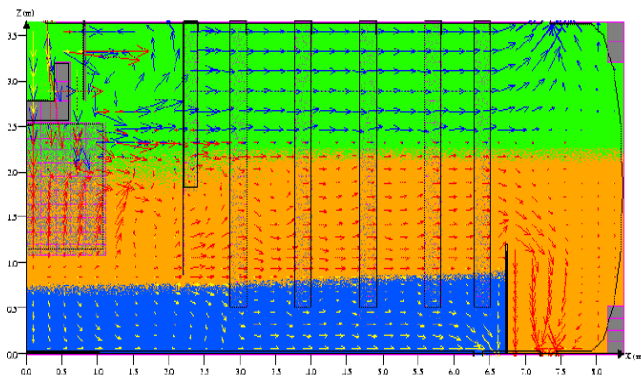
Figur10. Økning i Total Produksjon med Flerfasepumpe



Figur 11. Prinsippkisse for oppkobling av flerfasepumpe



Figur 14. Flytskjema for simulering i Hysys.



Figur 12. Illustrasjon av 3-fase separator.

Tabell 1: Strømning angitt i flytskjema for GFA, 2001 design.

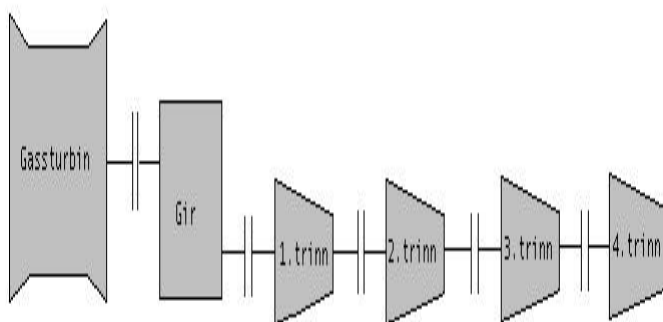
	Væskefase [kg/h]	Gassfase [kg/h]	Vannfase [kg/h]
1. Sep.trinn	797720	417468	696557
2. Sep.trinn	980208	28100	60823
3. Sep.trinn	957863	26546	753

Tabell 2: Strømning oppnådd i Hysys

	Væskefase [kg/h]	Gassfase [kg/h]	Vannfase [kg/h]
1. Sep.trinn	916319	480105	515320
2. Sep.trinn	1067876	22635	91757
3. Sep.trinn	1058847	10033	0

Tabell 4: Prosentvis avvik fra reelle strømmer

	Væskefase [%]	Gassfase [%]	Vannfase [%]
1. Sep.trinn	14.9	15.0	-26.0
2. Sep.trinn	8.9	-14.7	50.9
3. Sep.trinn	10.5	-62.2	-



Figur 13. Prinsippkisse for kompressortog

Tabell 4: Hypotetisk oljepakke

Komponent	Molfraksjon	Massefraksjon
H ₂ O	0.467944	0.270639
Nitrogen	0.000637	0.000573
CO ₂	0.000557	0.000787
Metan	0.456324	0.235026
Etan	0.008115	0.007834
Propan	0.005534	0.007834
i-Butan	0.000872	0.001627
n-Butan	0.001605	0.002994
i-Pentan	0.000725	0.001680
n-Pentan	0.000784	0.001816
NBP[1]_112*	0.010623	0.042322
NBP[1]_191*	0.010623	0.059985
NBP[1]_278*	0.010623	0.082403
NBP[1]_363*	0.014409	0.145759
NBP[1]_468*	0.010623	0.138720