

## Mulig geologisk modell av området rundt brønn A-21A i segment F2, og dets produsjonspotensiale

C. Dell'Era, M.B. Mosen, C. Pedersen, T. B. Ørnskar/NTNU

Copyright © 2001 NTNU, Trondheim  
Denne artikkelen ble laget i forbindelse med gjennomføringen av Eksperter i Team ved NTNU, Trondheim, Mai 2001

### Sammendrag

Da brønn A-21A ble boret traff man på en uforutsett gasskappe over en tynn oljesone i Tarbertformasjonen. Ness formasjonen viste seg å være vannfylt. Både gassen i Tarbert formasjonen og vannet i Nessformasjonen ble antatt å være opprinnelig. Det var ventet å finne olje i hele Tarbertformasjonen ned til antatt olje vann kontakt (OVK), men brønnen traff på en gasskappe over en tynn oljesone i formasjonen.

På bakgrunn av resultatene fra boringene av A-21A i F2 segmentet skulle det bli laget en reservoarsimulering av segmentet basert på en nærmere studie av seismikk og petrofysikk.

Seismiske data fra 85 og 99 ble gjennomgått for F2 segmentet, og studiet hadde til hensikt å kunne komme fram til en geologisk modell som kunne brukes i reservoarsimuleringen. Etter en gjennomgåelse av seismikken i segmentet ble det gjort observasjoner som gav direksjoner for videre strategi av studiet. En horisontalreflektor på seismikken, som tidligere var antatt til å være en olje vann kontakt OVK, ble nærmere studert for å kunne bekrefte eller avkrefte om den var en indikasjon på en fluidkontakt eller en annen hendelse som nærmere måtte forklare. En empirisk AVO-analyse gav indikasjoner på at den horisontale reflektoren var en OVK. På bakgrunn av resultatene fra det seismiske studiet, kjent litologi fra boringen av A-21A og diskusjon rundt mulige migrasjons modeller, ble en geologisk modell med stort utvinningspotensiale valgt som modell for reservoarsimuleringen.

Målet med tolkning av loggene var å finne en oversikt over litologi i formasjonen i nærheten av brønn A-21A, og analysere om det fantes hydrokarboner i reservoaret og hvilke av dem. Dessuten skulle brønndataene sammenlignes med resultater fra seismikk for å gi data som kunne benyttes til reservoarsimuleringen. Litologien i formasjonen består hovedsakelig av leire, sandstein, kalsitt sedimenter og kull. I nærheten av brønnene A-24, A-24A og A-15, som ble analysert for å sammenlignes med A-21A, og for å få en litt bedre oversikt over formasjonen, finnes det gjentatte lag med

kalsitt sedimenter. Litologien i A-21A er noe ulik enn i resten av formasjonen.

Fluid analysen indikerer at det både er gass og olje i brønn A-21A, noe som skiller seg fra de andre brønnene som ble analysert. Derfor antas det at i formasjonen som konstituerer arealet rundt A-21A er en separert blokk.

Det skulle benyttes historiedata for brønnen i segmentet og resultater fra seismisk og petrofysisk analyse til reservoarsimuleringen. Målet med reservoarmodellen var å gi en beskrivelse av tilstanden til reservoaret, slik det er ville vært i dag, hvis den geologiske modellen valgt i det seismiske studiet er en god tilnærming til virkeligheten. Ut fra dette skulle situasjonen i reservoaret undersøkes nærmere.

Der omlag  $2.75E+06$  Sm<sup>3</sup> olje tilstede i reservoaret ved start. Dette tilsvarer omlag  $17.3E+06$  STB. Brønn A-21A har produsert periodevis, og har en del opphold underveis grunnet lav prosesskapasitet på Gullfaks A plattformen. Oljeraten ligger mellom 0 og 200 Sm<sup>3</sup>/d, og vannraten mellom 0 og 600 Sm<sup>3</sup>/d. Det produseres også en mengde gass, og raten varierer mellom 0 og  $1,17E+06$  Sm<sup>3</sup>/d. Brønnehodetrykket ligger normalt mellom 150 og 200 bara.

Det ble først simulert med reelle historiedata for A-12A. Dette resulterte i relativ liten total olje produksjon i forhold til de mengder hydrokarboner som er tilstede i reservoaret. Det ble også simulert en case der A-21A produserer alene i to år frem til mars 2002. Resultatene fra simuleringen viser at gass produksjonen skyter i været etter omlag ett år, og tilsvarende er gass olje forholdet høyt. Det produseres i tillegg store mengder vann. Til sist ble der simulert et tilfelle med kombinasjon av produksjonsbrønnen 'A-21A' og en vanninjektor. Av simuleringen kommer det frem at olje og gass rater økes når injektoren settes i gang. Det produseres også her store mengder vann. Injektoren fungerer tilstrekkelig med hensyn til trykkstøtte til reservoaret. Det kan konkluderes med at der fremdeles er mye olje igjen i reservoaret etter ett års kombinert injeksjon og produksjon. Segmentet har altså videre produksjonspotensiale.

## Innledning

Da brønn A-21A ble boret traff man på en uforutsett gasskappe over en tynn oljesone i Tarbertformasjonen. Ness formasjonen viste seg å være vannfylt. Både gassen i Tarbert formasjonen og vannet i Nessformasjonen ble antatt å være opprinnelig. Resultatet fra boringen av brønn A-21A bekreftet vanskelighetene med å skille mellom gass og olje på seismikken, da oljen er lett på Gullfaks.

Den nye brønnen ga nye spørsmål vedrørende litologien i reservoaret. Statoil har foreslått 3 mulige geologiske tolkninger av reservoaret, vist i figur 1. Formålet med dette prosjekt var å velge en geologisk modell på bakgrunn av et seismisk studie og et petrofysisk studie. Den geologiske modellen i tillegg til data fra seismikk og brønnlogger skulle danne grunnlaget for en reservoar simulering av segment F2.

## Seismikk Studiet

Målet med dette seismiske studiet var å kunne velge en tolkningsmodell som virket forenlig med observasjoner fra seismikk, loggdata og kjent geologi i området. 3D-Data som ble brukt i dette seismikkstudiet ble samlet inn på Gullfaksfeltet i 1985 og 1999.

Brønn A-21A befinner seg i F2 segmentet, sirklet rundt figur 2. Området begrenset av innlinjer 2200 til 2250 og krysslinjer 2600 til 2650 ble analysert.

Basert på observasjonene gjort etter gjennomgang av 85- og 99-data ble det bestemt å følgende:

1. Undersøke nærmere hvorfor det synes som om en horisontal reflektor i Tarbert formasjonen som er antatt å være en fluidkontakt, fortsetter inn i Ness formasjonen. Se Figur 3,5 og 6.
2. Foreta en empirisk AVO analyse for å bekrefte eller avkrefte en mulighet for at det befinner seg hydrokarboner ned til horisontal reflektoren OVK.
3. Velge en geologisk modell for reservoarsimuleringen.

### 1. Havbunnsmultipel

Den horisontale reflektoren som indikerer en fluidkontakt i reservoaret, fortsetter fra Topp Brent formasjonen inn i Ness formasjonen der det skulle befinne seg vann (se figur 1). På ca 180ms over antatt fluidkontakt finner man reflektoren for Topp Kritt. Se figur 5. Figuren viser nær midt og fjern for linje 2241 99-seismikk.

Observasjoner fra figur 3:

- På bildet "nær 2241\_99" er den horisontale reflektoren merket "OVK?", kontinuerlig gjennom bildet. Topp Kritt er den sterke horisontale reflektoren på ca 1780ms.
- På bildet "midt 2241\_99" er "OVK?" kontinuerlig gjennom Topp Brent formasjonen, men svekkes i Ness formasjonen. Topp Kritt er forholdsvis

kontinuerlig. Er litt svekket helt til venstre i bildet.

- På bildet "fjern 2241\_99" er "OVK?" forsterket og meget tydelig hele veien igjennom Topp Brent formasjonen. I Ness formasjonen synes reflektor å være borte. Topp Kritt er delvis diskontinuerlig.

Figur 4 viser avstanden til Topp Kritt og antatt OVK i relasjon til havbunnen.

Observasjoner fra figur 4:

- Avstanden mellom Topp Kritt på ca.1763ms til OVK på ca.1946ms er 183ms.
- Gangtiden ned til havbunnen varierer litt, og ligger på mellom 180-189ms.
- Polariteten til den antatte fluidkontakten er ikke motsatt av polariteten til havbunnsreflektoren. Dette ville vært forventet siden en multipel har gått to ganger i vannlaget..

Ut fra de nevnte punktene i relasjon til figur 3, 4 og 5, er det nærliggende å tro at enten opptrer en fluidkontakt og multipel samtidig ved samme gangtidnivå.. Reflektoren for den antatte OVK har et større amplitudeutslag enn den negative amplituden for multipelen. En annen mulighet er at det ikke eksisterer en multipel. Det som observeres er en fluidkontakt i topp reservoar i tillegg til en annen "event" i Ness formasjonen, som dette studiet ikke har til hensikt å forklare.

### 2. Empirisk AVO analyse

En empirisk AVO-analyse ble gjort ved å se på nær, midt og fjern offset for både 85- og 99- seismikk i det aktuelle området. Hvis en amplitudeøkning fra nær til fjern offset regelmessig ble observert, ble dette tolket som en indikasjon på h.h.v hydrokarboner eller en fluidkontakt.

Fra figur 6 (fra innlinjer 2231 til 2245, ikke vist på figur), ble følgende observasjoner gjort:

- Refleksjoner på venstre flanke til topp reservoar, øker fra nær til fjern offset på både 85- og 99-seismikken.
- Den horisontale refleksjonen som er antatt å være en fluidkontakt har også økende amplitudeutslag fra nær til fjern offset.

På grunnlag av alle observasjonene i punkt 1 og 2, er det grunn til å tro at det finnes en fluidkontakt i reservoaret på gangtidnivå rundt 1945ms. Responsen fra toppen av reservoaret er sterk, og det er allerede kjent at det er en gasskappe der. Om fluidkontakten er olje:vann eller gass:olje kan ikke bestemmes fra dette seismikk studiet, det er heller ikke mulig å avgjøre om responsen i reservoaret skyldes gass eller olje. Dette har Statoil allerede hadde oppgitt i reservoarstyringsplanen.

### 3. Geologisk modell.

Det finnes en tynn oljesone under en gasskappe i reservoaret. Oljesonen er forseglet av Topp Ness barriere og Tarbert-1 barriere. Man vet ikke hvor langt ned Tarbert-1 barriere er forseglende.

Fra seismikkstudiet finnes det gode indikasjoner på en fluidkontakt, muligens en olje vann kontakt. På grunnlag av antagelser om at det finnes en OVK på rundt 1945ms antas tolkningsmodell 3 (figur 1) til å ikke være aktuell.

I tolkningsmodell 2 (figur 1) ser det ut som om gass og olje har tatt vidt forskjellige migrasjonsveier.

For at hydrokarbon invasjonen skal ende opp slik som fordelingen er antatt på tolkning 2 er følgende teori foreslått.

Det akkumuleres mere gass i reservoaret enn olje. Hvis en antar at Tarbert-1 barriere bare er forseglende ned til antatt OVK, kan det være at hydrokarboner migrerer inn i den tynne sonen forseglet av Tarbert-1 og Topp Ness. Dette fordi fluidkontakten i den tykke sonen (Topp Tarbert) presses nedover etter som reservoaret fylles opp. Se figur 7a og 7b.

For at denne modell skal være sannsynlig, må migrasjonen av hydrokarbonene akkurat ha kommet til det stadium vist i Figur 7b. Hvis ikke burde det vært spor etter gass i den tynne oljesonen fra brønn A-21A. Gassen ville blitt akkumulert over oljen.

En annen mulig modell for reservoaret kan være at det finnes mer olje enn vist i foregående modell, og at dette resulterer i en migrasjon vist på figur 8.

Hydrokarboner følger flanken av Tarbertformasjoen opp til toppen av reservoaret. Gass akkumuleres på toppen og oljen under gassen. Tarbert-1 barrieren er forseglende så langt. Piler i olje og gass sone indikerer at videre migrasjon presser fluidkontaktene nedover. Videre migrering av hydrokarboner presser fluidkontaktene videre ned der Tarbert-1 formasjonen ikke lenger er forseglende. Oljen begynner å akkumuleres videre i denne tynne formasjonen. Olje migrerer til den tynne Tarbert-1 sonen når videre migrering av hydrokarboner presser OVK og OVK kontakten ned forbi spillpunktet der oljen kan penetrere Tarbert-1 barrieren.

Det er vanskelig å definitivt anslå hvilken av tolkningsmodellene som er mest sannsynlig. Det er allerede foretatt en antagelse om at responsen som observeres på seismikken er en OVK, og på bakgrunn av denne antagelse er tolkningsmodell 3 (figur 1) forkastet.

Tolkningsmodell 2 (figur 1) kan være ett godt bilde av reservoaret hvis migreringen av hydrokarboner har kommet til stadiumet vist i figur 7b. Noe som gjør modellen mindre aktuell er at den er avhengig av om Tabert-1 barriere er forseglende ned til antatt OVK. Tolkningsmodell 2 (figur 1) ansees derfor som mindre aktuell enn tolkningsmodell 1 (figur 1), men kan ikke utelukkes.

Tolkningsmodell 1 (figur 1) ansees for å være mest aktuell. Denne tolkningsmodell er ikke avhengig av om Tarbert-1 barriere er forseglende eller ikke.

Valgt modell for reservoarsimuleringen blir Statoils tolkning 1 fra figur 1.

### Petrofysisk analyse

Målet med tolkning av loggene er å finne en oversikt over litologi i formasjonen i nærheten av brønn A-21A og analysere om det finnes hydrokarboner i reservoaret og hvilke av dem.

Det ble kjørt relativt få logger av brønnen A-21A, så noen viktige data som kunne blitt brukt til analysen mangler.

For å finne litologi kan man tolke GR (Gamma Ray), NPHI (Neutron Porosity) og RHOB (Bulk Density). Informasjon om resistivitet, som er svært nyttig til å finne hydrokarboner i formasjoner, er gitt av RT (True Resistivity). RT refereres til ikke invadert formasjon som sannsynligvis inneholder hydrokarboner, og den er vanligvis beregnet ut i fra andre resistivitetsdata, og er derfor ikke direkte målt. RT ble bruk for å få generelle informasjon om hvordan resistiviteten forandrer seg med endring av fluider.

Det finnes ingen Sonic logg for brønn A-21A. Den ville gitt en klar indikator på kull- og kalsitt-lag. Uten Sonic logg er det meget vanskelig å korrelere informasjon ut fra loggene med seismikk.

Forventet litologi i formasjon består hovedsakelig av leire, sandstein, kalsittsedimenter og kull. Dette stemmer bra med resultatene som fra loggene. Dette er vist i figur 9 og 10. I nærheten av brønnene A-24, A-24A og A-15 finnes det mange lag med kalsitt sedimenter. Disse sedimentene består av noe silikater, hovedsakelig kvarts, og i tillegg litt kalsitt. Litologien rundt brønn A-21A er annerledes enn litologien rundt de andre brønnene som ble analysert. Kalsitt lagene er få og det finnes mer kull enn i resten av formasjonen. Kullet konstituerer barrierene mellom fluider i brønnen

Fluid analysen viser at det både er gass og olje i brønn A-21A, og det kan ikke vises i de andre brønnene. Dette tyder på at området rundt brønn A-21A er en separert blokk.

For å gjøre reservoarsimuleringen trengte man dybde estimeringer for antatt OVK og GOK. Dette ble beregnet ut i fra seismikk og loggdata:

	Seismikk t(ms)	Logg (TVDBDF m)	Logg (TTVDSS m)
Topp reservoar	1880	1950	1867.8
GOK	1897.5	1974	1891.8
OVK i brønn		1984	1901.8
OVK i formasjon	1943	2017.8	1935.60

Målet med beregningene var å konvertere gangtiden ned til OVK på seismikken til meter. Fra loggene fantes dybdene ned til OVK og GOK i brønn. Fra seismikken ble gangtiden til OVK og GOK funnet. Med disse data kunne hastigheten beregnes i formasjonen. Fra seismikken ble gangtid ned til antatt OVK hentet, og så kunne dybden i meter beregnes.

Legg merke til at OVK på seismikken fra figur 11, bøyes litt oppover langs tolket Topp Ness formasjon. Denne bøy i reflektoren kan kanskje relateres til kullaget identifisert rett over OVK i brønn A-21A.

## Reservoarmodell

Målet med reservoarmodellen var å gi en beskrivelse av tilstanden til reservoaret, slik det er i dag. Det skulle benyttes historiedata for brønnen i segmentet og resultater fra seismisk og petrofysisk analyse. Ut fra dette skulle situasjonen i reservoaret undersøkes nærmere. I denne teksten skal resultatene fra undersøkelsen presenteres

### *CASE I – Produksjonsbrønnen A-21A med historiedata*

Brønn A-21A har produsert periodevis, og det har vært en del opphold underveis grunnet høy gassrate og lav prosesskapasitet på Gullfaks A plattformen. Oljeraten ligger mellom 0 og 200 Sm<sup>3</sup>/d, og vannraten mellom 0 og 600 Sm<sup>3</sup>/d. Det produseres også en mengde gass, og raten varierer mellom 0 og 1,17E+06 Sm<sup>3</sup>/d. Brønnehodetrykket ligger normalt mellom 150 og 200 bara. Det er omlag 2.75E+06 Sm<sup>3</sup> olje tilstede i reservoaret ved start. Dette tilsvarer omlag 17.3E+06 STB.

Figur 12 og 13 viser 3D modeller med henholdsvis oljemetning og gassmetning tidlig i simuleringen. Modellen av brønn A-21A er også plassert på figurene. Det kommer frem av bildene at brønnen er plassert i en slik posisjon at den først penetrerer gass sonen for så å treffe på olje, og til sist vann. Dette stemmer bra overens med resultater fra brønnlogger og seismikk fra området. Figurene 12 og 13 gir også et enkelt bilde av geometrien til modellen som er laget. Ved nærmere undersøkelse kan modellens fasong se noe merkelig eller unaturlig ut. Dette skyldes tilfeldigheter ved avlesning av talldata fra strukturkartene. Enkelte steder kan ett målepunkt tilfeldig ha falt utenfor eller innenfor en grid celle, mens nabopunktet er registrert motsatt. Dette er en feilkilde som er nærmest uunngåelig, og som må tas høyde for ved tolkning av resultatene simuleringene av modellen gir. Det kommer også tydelig frem i disse figurene at modellen er forenklet, og at gridet et meget grovt. Likevel vil den viktigste essensen i modellen komme til syne, og bildene erfares derfor som nyttige.

Figur 14 viser valgte celler for perforering for brønnen i gassone og oljesone. Ettersom lagene i modellen er relativt tykke, og hydrokarbonene bare befinner seg i de øverste lagene, er brønnen perforert i lag 2 og 3. Dette tilsvarer gassone og oljesone. Det vises xy plott for gassmetning og oljemetning for både lag 2 og 3. Dette fordi lagene ikke ligger rett over hverandre kant i kant, og det derfor ellers kan være vanskelig å forestille seg cellene som perforeres i de ulike lagene.

Det ble kjørt animasjon for brønn A-21A i ett år, tilsvarende simuleringen, og det ble da observert at brønnen ser ut til å produsere relativt lite av de reserver som finnes. Det syntes derfor mulig å forbedre produksjonspotensialet for segmentet.

### *CASE II – Produksjonsbrønnen A-21A alene*

I denne casen vil det bli presentert et tilfelle der A-21A produserer alene i to år frem til mars 2002. Ved dette dannes et datasett som kan brukes for sammenligning med resultater fra case 3.

Resultatene fra simuleringen viser at gass produksjonen skyter i været etter omlag ett år, og tilsvarende vil gass olje forholdet være høyt. Det produseres i tillegg store mengder vann. Fra undersøkelser av bunnhullstrykket i brønnen vises det at trykket har holdt seg på omlag 150 bar før brønnen stenges. Det kommer samtidig frem at mengden olje tilstede i reservoaret synker noe, men relativt lite. Dette vil selvsagt også grunnes den korte tiden modellen er simulert.

Fra figur 15 kan det synes at kumulativ olje produsert er omlag 25E+03 Sm<sup>3</sup>.

Det resulterer også av simuleringen at brønnen stenges etter omlag 600 dager, grunnet lavt reservoartrykk. Dette er selvsagt et resultat av de data som er brukt i programmet. Ved bruk av andre, og kanskje mere nøyaktige data, vil dette trolig kunne forhindres. Dersom betingelsene skulle endres i dette scenario, måtte de også endres i scenario 1 og 3. Dette er ikke vurdert videre

### *CASE III – Produksjonsbrønnen A-21A og injeksjonsbrønnen 'Injector'*

I denne casen vil det bli diskutert omkring kombinasjonen av produksjonsbrønnen 'A-21A' og vanninjektoren 'Injector', og dens bidrag til økt produksjonspotensiale for segmentet. Brønnene ble satt til å produsere ett år fremover i tid, til mars 2002.

For å øke produksjonspotensialet i segmentet er der en hel rekke foretak som kunne vært satt i gang. En ny produksjonsbrønn, et nytt sidesteg fra den eksisterende produksjonsbrønnen, en vanninjektor, gassinjektor eller kombinasjoner av disse er bare noen av forslagene som er kommet frem. I Reservoarstyringsplanen for Gullfaks kommer det frem at Statoil ønsker å perforere brønnen grunnere i Tarbert, for videre å kunne produsere mere gass og olje. Dette er vanskelig å gjennomføre for denne reservoarmodellen. Dette fordi lagdelingen i modellen er grov. Ettersom Eclipse perforerer hele cellen som angis for brønnperforeringen, vil en grunnere perforering for denne modellen ikke medføre noen endring. Det vil fremdeles være den samme cellen som perforeres. Grunnet lite tid til å gjennomføre denne delen av

simuleringen, ble det valgt å simulere ett alternativ. Dette alternativet, vanninjeksjon kombinert med den eksisterende produksjonsbrønnen, ble valgt fordi vanninjeksjon var et relativt 'kjent' fenomen fra andre kurs, og fordi dette var enkelt å simulere på kort tid.

Fra figur 16 vises det at kumulativ olje produksjon i dette tilfellet er omlag  $55E+03$  Sm<sup>3</sup>. Dette er et tydelig større volum enn for situasjonen der A-21A produserer alene.

Det kommer tydelig frem av simuleringen at olje og gass rater økes når injektoren settes i gang. Oljeraten holdes konstant ved omlag 100 Sm<sup>3</sup>/d og gassraten er fallende etter en oppsving etter ett års produksjon. Den kumulative produksjonen øker selvsagt, men det kan sees at den øker hurtigere etter injeksjonsstart. Grafen for GOR følger samme trend som gass produksjonsraten, noe som er riktig ettersom oljeraten holdes konstant. Det produseres også store mengder vann. Etter omlag 550 dager er vannproduksjonen oppe i hele 130 Sm<sup>3</sup>/d, og vannkuttet er 0.55.

Injektoren fungerer tilstrekkelig med hensyn til trykkstøtte til reservoaret. Dette viser beregningene for bunnhulls trykk for injektor og produsent.

Det vises av undersøkelser av olje tilstede i reservoaret at det fremdeles finnes store mengder med olje i reservoaret, men at mengden avtar noe med tiden. Det synes også at mengden olje produsert er større enn for scenario 2, som er uten injektor. Det kan tenkes at den totale produksjonen også vil kunne øke ytterligere ved videre drift.

At dette ekstra året gir så store forskjeller fra første år skyldes nok delvis at brønnen det siste året er antatt å produsere konstant. Det har den ikke gjort første år. Det er heller ikke tatt hensyn til begrensninger med hensyn til vannproduksjon og gassproduksjon i prosesseringsanlegg på plattform. Dette vil kunne medføre at modellen ikke nødvendigvis vil være realistisk gjennomførbar under andre forutsetninger enn de som er tatt her.

Det kan konkluderes med at der fremdeles er mye olje igjen i reservoaret etter ett års kombinert injeksjon og produksjon. Der produseres mere olje i A-21A når det benyttes vanninjektor samtidig.

## Konklusjon

Etter analyse av seismiske data fra 1999 og 1985 konkluderes det med en geologisk modell som har stort utvinningspotensiale. Modellen synes å stemme med resultater fra petrofysisk analyse. Reservoarmodellen simuleres, og vurderes til å ha relativt høyt produksjonspotensiale.

Det presiseres at resultatene av seismisk og petrofysisk analyse i stor grad er basert på subjektive observasjoner, noe som medfører en viss usikkerhet i resultatene. Utformingen av reservoarmodellen er også gjennomført ved store forenklinger.

På grunnlag av dette anbefales oppdragsgiver å undersøke segmentet nærmere. Dette spesielt med hensyn til seismikk og tiltak for videre økt oljeutvinning

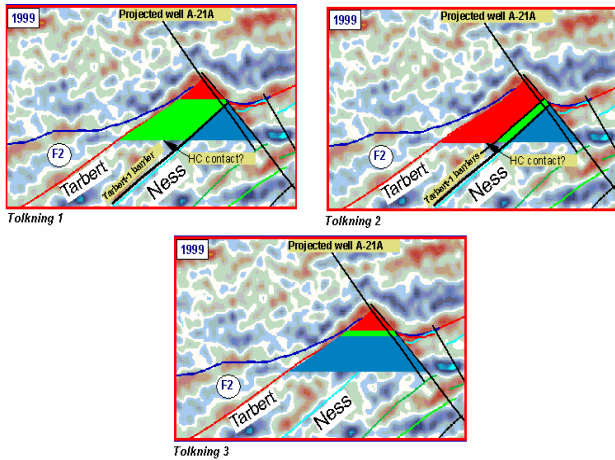
## Sluttord

Dette prosjektet er et tverrfaglig studie i forbindelse med 'Eksperter i Team' ved NTNU, våren 2001. Oppgaven er gjennomført ved Gullfaks landsbyen, i samarbeid med Institutt for Petroleumsteknologi og Geofysikk og Statoil.

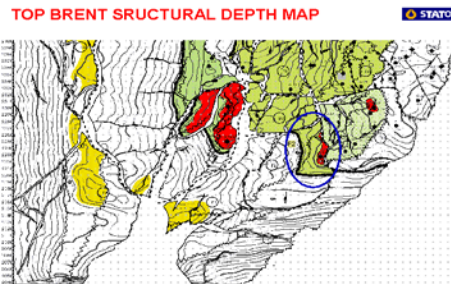
Det rettes en spesiell takk til følgende personer som har bidratt til resultatet av oppgaven; John Ivar Haugland, Sverre Ola Johnsen, Jon Kleppe, Espen Kowalewski, Susanne Kvarsvik, Martin Landrø, Helge Langeland, Ton Loermans, Egil Tjåland, Sveinung Winterstø og Statoil ved Gullfaks Lisensen.

## Referanser

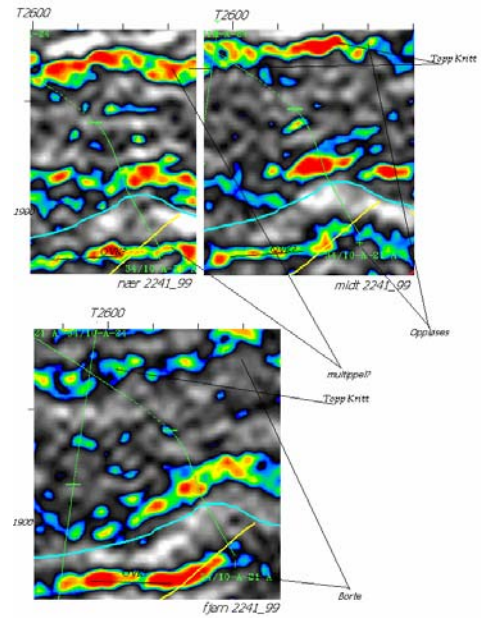
1. Reservoarstyringsplanen for Gullfaksfeltet, Okt 2000, Statoil.
2. Mattax, C.C. & Dalton, R.E. Reservoir Simulation, Monograph volume 13, H.L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE: Richardson, Texas, 1990.
3. Eclipse 200, Reference Manual, 94A Release: Intera Information Technologies Limited, England.



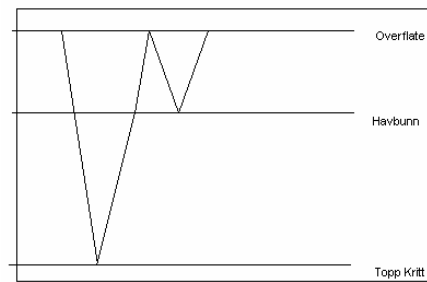
Figur 1: Statoils tolkningsmodeller etter boring av brønn A-21A.



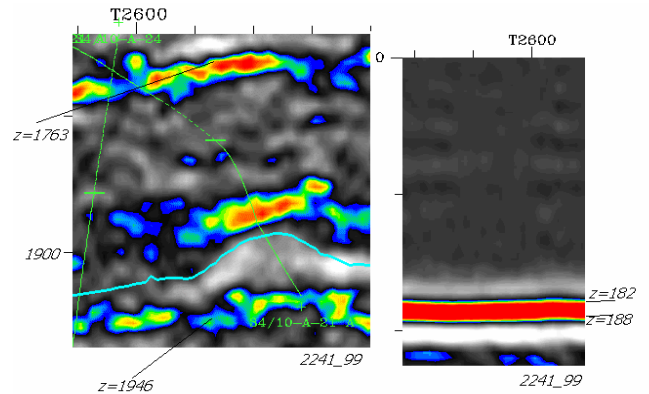
Figur 2: Strukturelt dybdekart for Top Brent formasjonene Gullfaks.



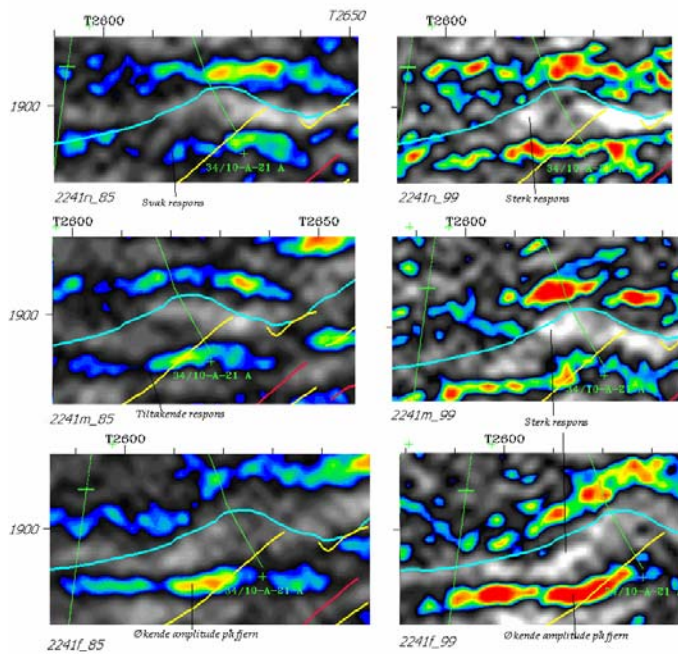
Figur3: nær, midt og fjern offset for innlinje 2241 99-data.



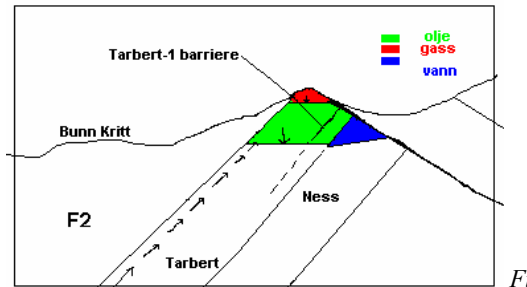
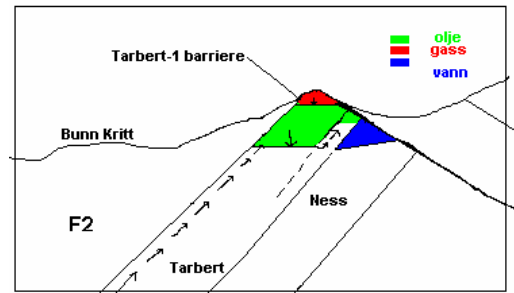
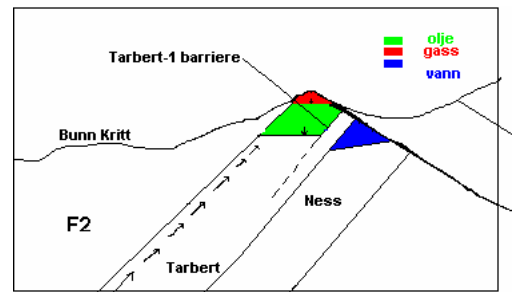
Figur 4: Multippel av havbunnen.



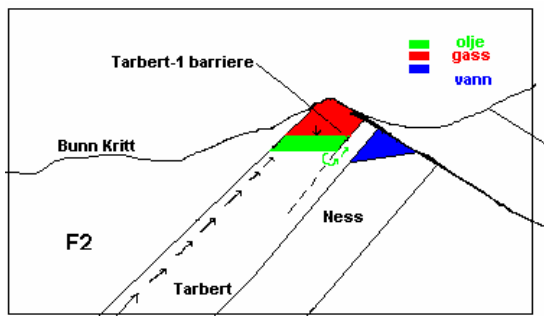
Figur 5: Gangtid til havbunn sammenlignet med gangtidforskjell mellom Topp Kritt 1763ms og antatt OVK 1946ms.



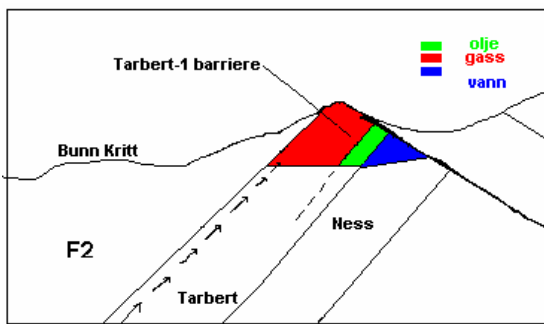
Figur 6: Nær, midt og fjern offset for innlinje 2241, både 85- og 99- seismikk.



Figur 8.

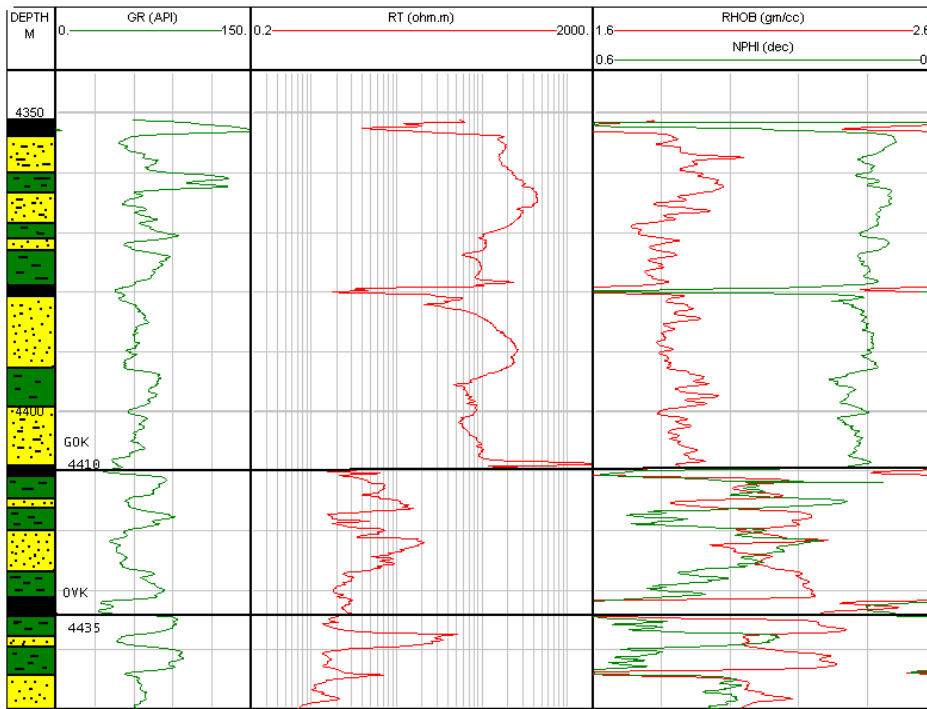


Figur 7a.

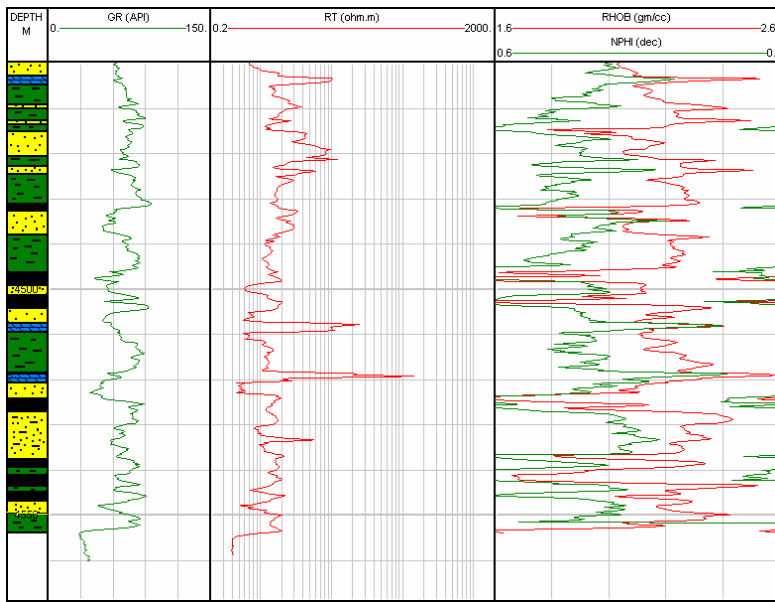


Figur 7b.



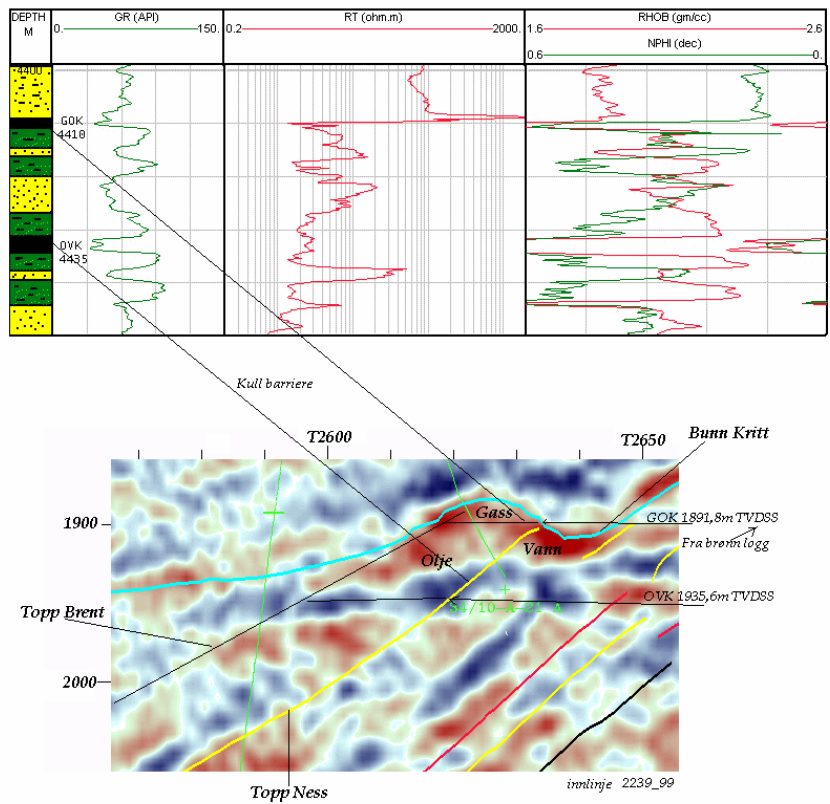


Figur9: Litologi i brønnen A-21A fra topp reservoaret til 4450m

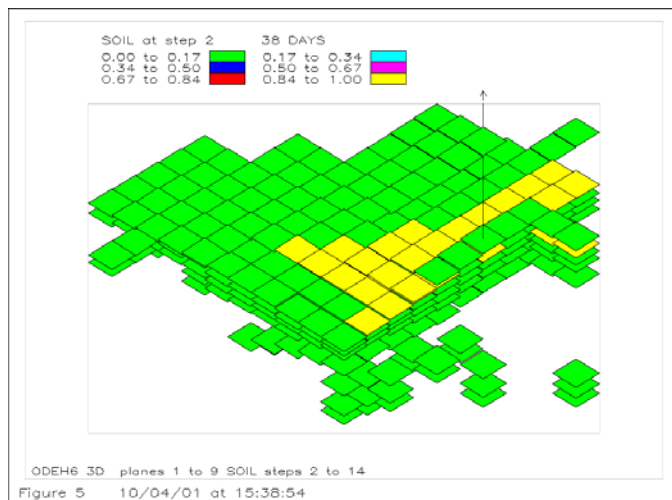


Figur10: Litologi i brønnen A-21A fra 4450m til bunn reservoaret

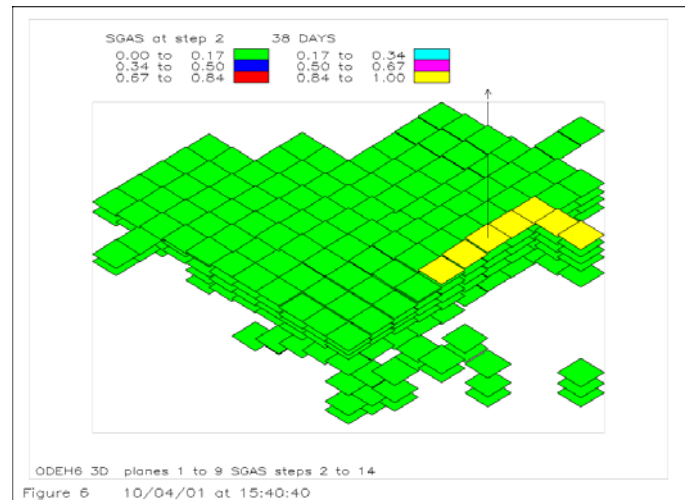




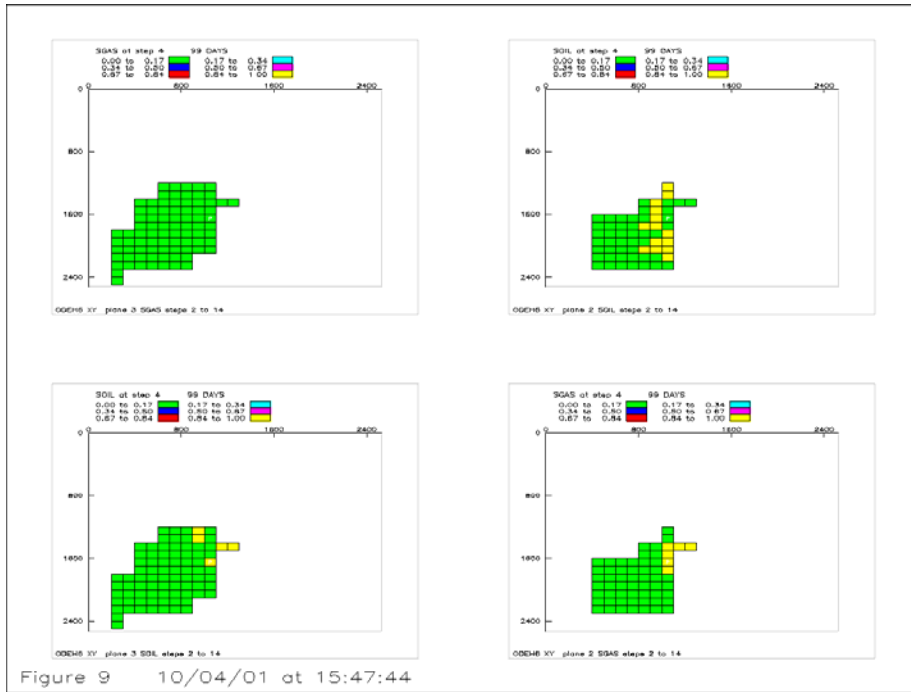
Figur 11:Kull barriere analysert fra logg i relasjon med seismikk



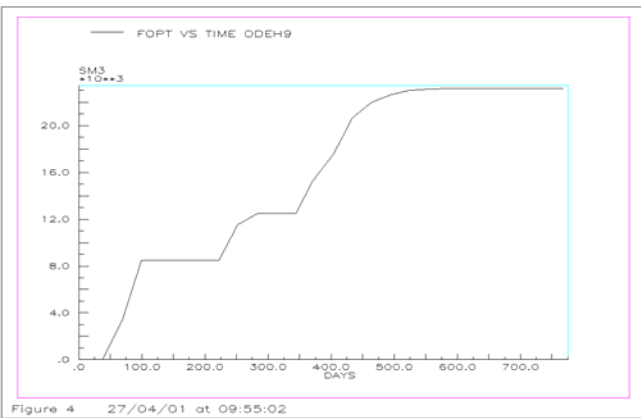
Figur 12 viser oljemetning i reservoarmodellen.



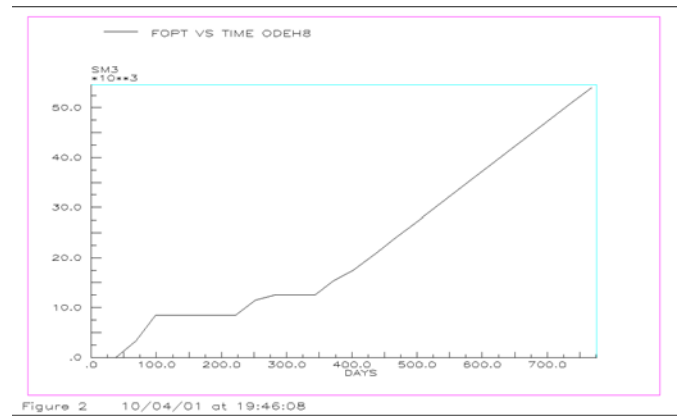
Figur 13 viser gassmetning i reservoarmodellen.



Figur 14 viser valgte celler for perforering for brønn A-21A i oljesone og gassone for lag 2 og 3.



Figur15: viser kumulativ olje produksjon



Figur 16 viser kumulativ oljeproduksjon med tid

