



EiT Artikkel Nummer 2001-1

Bore og brønnplanlegging av D1 prospektet

T. R. Johansen, Ø. Brandal, W. Mirza, O. Eikanger

Copyright © 2001 – Norges Teknisk-naturvitenskaplige Universitet (NTNU), Trondheim, Norway

Sammendrag

Situasjonen på Gullfaks A (GFA) er at mange brønner produserer dårlig, og det er snart ingen ledige slisser igjen på plattformen. Derfor har det blitt diskutert alternative løsninger for en brønnbane til prospektet.

Introduksjon

Det er en ledig slisse igjen i sørskaftet på Gullfaks A plattformen, slisse 34. Denne skal enten brukes til en ny brønn A-48 til D1-prospektet eller til GF sør. Det er også aktuelt å bore et sidesteg fra en av de eksisterende brønnene på GFA til D1-prospektet. Det har ikke vært stor aktivitet på D1-prospektet, den eneste brønnen på segmentet er letebrønn 34/10-12, som ble boret i september 1981 fra flyteriggen Nordraug. Statoil hadde håpet på et hydrokarbon funn i Brent formasjonen, men letebrønnen var fylt med vann. Det er antydning at Statoil at letebrønnen ble plassert noe feil, og at olje/vann kontakten (OWC) ligger noe lenger opplans formasjonen. En eventuell brønn fra slisse 34 vil bli forholdsvis lang, med horisontal forskyvning på ca. 4500 meter i retning sørvest fra GFA. Mange av brønnene på GFA produserer dårlig, eller er snart ferdig produserte, så det er aktuelt å bruke noen av disse brønnene til å gjøre et sidesteg i stedet for å bruke den siste slissen. Boreanleggene på GF kan bore uten å trekke produksjonsrøret (Snubbing), på samme måte som kveilerørsenheter, eller man kan gjøre et konvensjonelt sidesteg ved å trekke produksjonsrøret, slik at man ikke mister for mye diameter. Dette avhenger av hvor stort et eventuelt hydrokarbon funn vil bli og hva som er praktisk mulig å gjennomføre.

Sidesteg gjennom produksjonsrør

For D1-segmentet er det bare snubbing som er aktuelt, for rekkevidden ved bruk av kveilerør er ikke stor nok, når brønnbanen vil bli opp mot 6000 meter lang. En annen begrensning er selvsagt diameteren på hullet, og dette avhenger av hvor stort et eventuelt funn på D1-prospektet vil være. I et 5" produksjonsrør, kan man bruke en borekrone med diameter 3,5". Da vil produksjonsrøret i sidesteget bare ha en diameter på 2,875", noe som vil være veldig lite ved et større funn. I tillegg må man ved snubbing gå under produksjonsrøret og produksjonspakkningen til brønnen sidesteget gjøres i fra. Brønnen må da ha en veldig gunstig geografisk beliggenhet i forhold til D1-prospektet, for at den horisontale seksjonen ikke skal bli for lang.

Treffpunkt i D1-prospektet

Letebrønn 34/10-12, som er eneste brønn på segmentet, var vannfylt og litt feilplassert i forhold til OWC. Brønnen burde i stedet vært plassert litt lenger mot øst, opplans formasjonen. Segmentet er avlangt og har azimuth 310 grader i lengderetningen. Den optimale plasseringen av brønnbanen vil nok være å gå inn i reservoaret ved denne azimuth retningen, derfor må brønnbanen ha en retningsendring før den går inn i reservoaret. Ved konstruksjon av brønnbanen skal programvaren Wellbore Planner brukes, og i selve reservoaret brukes Wellbore Planner sammen med Seisworks. Da kan man markere treffpunktene direkte i seismikk dataene, og få en best mulig brønnbane i reservoaret. Da kan man lettere legge brønnbanen i den avstand man vil ha i forhold til hvor man har antatt OWC.

Ettersom gruppen er uten medlemmer som kan seismisk tolkning, har vi valgt å ta utgangspunkt i Statoil sin reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet, for å bestemme OWC. Ved å bruke kartet "Water & Gas Flooding in the Upper NER, Top Ness-1 Depth Structure", fra kapittel 4. ("Reservoarstyring") i reservoarstyringsplanen, har vi antatt $OWC=1970$ meter. Den videre seismisk tolkningen har blitt gjort av gruppen med hjelp fra landsby veilederne.

I D1-segmentet er det bare letebrønn 34/10-12 som kan brukes for å konvertere seismisk dypet i milisekund(msec) til meter, så alle konverteringer i beregningene i oppgaven tar utgangspunkt i dypene i denne brønnen. For $OWC=1970$ meter blir det konverterte dypet i 1948 msec.

Brønnbane i reservoaret

Hvis man har gass i tillegg til olje i reservoaret, så blir plasseringen av brønnbanen vanskeligere, for da har man ikke bare OWC å ta hensyn til, man må også vurdere hvor en eventuell gass-olje kontakt (=GOC) befinner seg. D1-reservoaret kan enten dreneres med en horisontal brønn gjennom formasjonen, eller med en vertikal brønn tvers gjennom formasjonen. Man ønsker å drenere mest mulig av reservoaret, og når man har et avlangt reservoar, kan det være veldig gunstig med en horisontal brønnbane som følger formasjonen. I figur 4 er brønnbane A48 fra GFA tegnet inn ved bruk av WP og seisworks. Brønnbanen går inn i reservoaret på det høyeste punktet i reservoaret, og strekker seg gjennom hele reservoaret før brønnbanen går ned for å lokalisere OWC.

Dreneringsarealet i en slik horisontal brønn vil være stort, for man kan perforere et stort område og produsere gjennom dette. Man kan få problemer når OWC stiger etterhvert som man produserer, og man kan få seksjoner med vannkoning og eventuelt sandproduksjon. Hvis man velger å perforere hele den horisontale brønnbanen, og deler opp intervallet i seksjoner, og kompletterer seksjonene med glidehylser, så har man mulighet til å stenge av seksjonene som får problemer med vannkoning. Når reservoaret har produsert så lenge at hele den

horisontale delen av brønnbanen har kontakt med OWC, og man har stengt glidehylsene i den horisontale delen, kan man fortsette å produsere gjennom seksjonen som ligger høyest i reservoaret. Men det er vanskelig å forutsi strømmingene i reservoaret, og det er noe usikkert om all oljen vil migrere til seksjonen som ligger øverst i reservoaret. Dette avhenger blant annet av om hele reservoaret har like god permeabilitet, og om det fins noen barrierer i reservoaret. Et system med glidehylser kan enten være hydraulisk eller elektronisk kontrollert, men kostnadene med et avansert system kan fort bli store.

Hvis man antar at det bare er olje i D1-reservoaret, vil den beste løsningen være å plassere brønnbanen midt mellom OWC og toppen av reservoaret (figur 4), slik at dreneringsarealet blir størst mulig. Hvis man antar at det også er gass i reservoaret, så må brønnbanen plasseres noe annerledes. På grunn av den lave tettheten til gass, så vil man lettere få gasskoning enn vannkoning. Slik at en brønnbane i et horisontalt reservoar, bør plasseres nærmere OWC enn GOC. Fordelen med en horisontal brønnbane, er at innstrømningshastigheten til brønnen ikke bør være så stor, på grunn av at man har et stort perforeringsareal. Når man har en vertikal brønn, må innstrømningshastigheten være større hvis man skal produsere like mye som ved en horisontal brønn. Dette gjør at en horisontal brønnbane, er gunstig i situasjoner der man har en tynn oljesone under en gasskappe.

I stedet for en horisontal brønnbane gjennom reservoaret, kan man velge å lage en mer vertikal brønnbane som går inn i høyeste punkt i reservoaret. Figur 3 viser et alternativ med en skråseksjon gjennom reservoaret. Når man da har produsert en stund, og OWC har steget, så vil man ikke ha like store problemer med vannkoning som ved å ha en horisontal brønn. Dreneringsarealet vil ikke bli like stort, og innstrømningshastigheten til brønnen må derfor være større enn når man har en horisontal brønnbane. Da kan man likevel få problemer med vannkoning, og man vil eventuelt få problemer med gasskoning hvis reservoaret har en gasskappe. Hvis

brønnen hadde vært helt vertikal, ville dette vært et enda større problem, for da ville dreneringsarealet vært enda mindre, og utvinningsgraden for reservoaret hadde sunket, i tillegg til at man hadde fått større problemer gass- og vannkoning. En interessant sammenligning er se hvor stort et utvinningstap ville være, hvis man kutter ned på den horisontale delen i forhold til å ha en vertikal del. Dette avhenger selvsagt av permeabilitet og barrierer i reservoaret. Har man ikke et "konstant" reservoar, så vil ikke en vertikal brønn kunne produsere fra hele reservoaret, mens en horisontal brønn kan gå gjennom hele formasjonen område. Reservoaret sine hydrokarbonressurser og barrierer er ikke undersøkt, så det er vanskelig å gjøre en slik sammenligning på et så lite grunnlag. Man kan likevel anta at utvinningsgraden til reservoaret vil øke ved valget av en horisontal brønnbane, hvis det fins barrierer i reservoaret som hindrer migrasjon.

Brønnbane fra slisse 34 på GFA

Velger å ta utgangspunkt i den horisontale brønnbanen vist i figur 3., som brønnbane i reservoaret, når brønn A48 skal konstrueres fra slisse 34 på GFA. Den horisontale brønnbanen i azimuth retning 310 grader antar et reservoar uten gass, slik at brønnbanen ligger midt mellom toppen på reservoaret og OWC. Treffpunktene i reservoaret, merket som gule punkter, er treffpunkter som er tegnet inn i seisworks. Seisworks er så blitt integrert med WP. Slisse 34 på GFA har overflate koordinatene $X=456417,8$ og $Y=6782829,3$. Kick off point er satt ved TVD=300 meter. Maksimal dogleg vinkel under boreoperasjonen er satt til 3.0 grader/30 meter. Rotary Kelly Bushing(=RKB) for regneoperasjonen i WP, er satt til RKB=25 meter. Treffpunktene i reservoaret er beskrevet i tabell 1.

Brønnbanen går først i retning sørvest med azimuth 230.2 grader, før den gjør en kurve og går inn i reservoaret med azimuth retning 310.9 grader. Største nordsør forskyvning (NS offset) er 2540 meter, som er rett før target 1. når brønnbanen endrer retning. Største forskyvning i østvest retning(EW offset) er 4478 meter, som er i target 5.

Den største horisontale forskyvningen (HD=Horizontal Displacement) er også i target 5., den er 4782.1 meter. Horisontal planet er vist i figur 1. Figur 2 viser vertikalplanet for brønnbanen. Brønnen er delt i fem seksjoner, og den først er vertikal ned til kickoff point ved TVD=300 meter, der starter en bygge seksjon ned til TVD=904 meter. Brønnbanen bygges fra 0 til 75.18 grader, MD ved enden av bygge seksjon er 1102 meter. Den lange skråseksjonen med inclination 75.18 grader er 3485 meter lang, og stopper opp ved TVD=1795 meter. Da snur brønnbanen i azimuth retning 310 grader, og en ny byggeseksjon starter før brønnbanen blir horisontal i reservoaret. Når brønnbanen går inn i siste seksjon (reservoaret) er TVD=1927 meter og MD=5386.7 meter. Etter at brønnbanen har gått horisontalt gjennom hele reservoaret bygger brønnbanen seg ned under OWC, for å bestemme nøyaktig dyp for OWC. Target 5. er ved TVD=2014.8 meter, da er MD for hele brønnbanen 6517 meter.

Brønnbanen gjør en veldig stor retningsendring før den går inn i reservoaret. Dette kan medføre en del problemer, blant annet ved brønnintervensjon. Det må sannsynligvis brukes tractor eller annen komplisert intervensjon for å vedlikeholde brønnen. Derfor kan det være aktuelt å ikke gjøre en like lang horisontal seksjon i reservoaret, men da vil perforeringsarealet i reservoaret bli mindre. Dette er som sagt ugunstig hvis reservoaret inneholder barrierer. Barrierer og permeabilitet i reservoaret er ikke undersøkt, så det vil bare bli spekulasjoner angående tap i utvinningen med et annet valg av brønnbane.

Sidesteg

For å gjøre et sidesteg fra en av brønnene på GFA til D1-reservoaret, må det bestemmes hvilken brønn det er mulig å gjøre dette fra. Når man skal gjøre et sidesteg ved å trekke produksjonsrøret, må brønnen stenges ned en periode eller den må stenges for godt. Hvis brønnen skal forsette å produsere fra den opprinnelige sonen, og i tillegg produsere fra den nye sonen i sidesteget, vil det bli en avansert jobb og komplette brønnen på nytt. Klarer man å finne

en brønn som enten er ferdig produsert, eller en brønn som produserer dårlig, så kan denne stenges igjen og bare brukes som produsent for sidesteget. Da må produksjonen for sidesteget selvsagt være så bra, at det vil være økonomisk forsvarlig og stenge den opprinnelige brønnen og bygge ut sidesteget. Tar man utgangspunkt i de forventede produksjonsratene til Statoil, for mars måned, er det flere brønner som kan være aktuelle.

Brønnene A14, A36 og A40 er stengte, fordi de mangler trykkstøtte, mens brønn A32 B har lav oljeproduksjon på grunn av stort vannkutt (96%). Den geografiske plasseringen til de aktuelle brønnen er vist i figurene 7 og 8.

Man ser av de oversiktsbildene at brønnene A14, A36 og A40 tar av i retning nordvest etter kick off pointet. Det blir helt motsatt retning av hvor D1-reservoaret, så et eventuelt sidesteg må være rett etter kickoff pointet. Dette er komplisert hvis det er mange foringsrør og mille gjennom. Brønnene har manglende trykkstøtte, og dette er under planlegging av Statoil. Derfor er disse brønnene uaktuelle å gjøre sidesteg fra. Brønn A32, som det er gjort to sidesteg på tidligere, hvor A32 B nå er oljeprodusent har en bedre geografisk retning enn de andre alternativene. Den tar av i retning nordvest, men brønnen er ikke ferdig produsert. Forventet oljeproduksjon i april måned er 50 Sm³/dag, og vannkuttet er 96%. Velger derfor å anta at det kan forsvares økonomisk å gjøre et sidesteg i denne brønnen ved å trekke produksjonsrøret og stenge den opprinnelige produksjonssonen.

Tabell 2: Foringsrør(csg.) data for brønn 34/10 A32 B

Størrelse csg. (inch)	Topp MD (m)	Sette MD (m)
30.000	0.00	442.00
26.000	0.00	492.00
20.000	0.00	1100.00
13.374	0.00	1660.00
10.752	0.00	594.00
9.626	594.00	2202.00

En vanlig sidestegs prosedyre er å sette whipstock i 9.626" csg. rett under 13.374" csg., og bore hullet derfra med en 8.5" borekrone. Problemet er at det er praktisk umulig å nå D1-reservoaret fra et punkt så langt nede (MD=1660 m). D1-reservoaret ligger altfor langt borte til at ett slikt alternativ vil være aktuelt.

Det er ingen sement rundt hverken 9.626" eller 13.374" ved 20" csg.skoen, for toppen med sement rundt 13.374" er ved ca.1450 m MD. Ett alternativ vil da være å kutte 9.626" over tieback packer og trekke ut denne. 13.374" kuttet rett under 20" csg.skoen, og denne trekkes også ut. Da kan det settes en sementplugg rett under 20" csg.skoen, og det kan sidestegs bores fra 20" hullet, for både 13.374", 10.752" cross over og 9.626" er fjernet fra hullet. Hvis det hadde vært sement rundt 13.374" over 20" csg.skoen, kunne man ha kuttet over toppen av sementen, og trukket ut 13.374", og deretter millet 13.374" til under 20" csg.skoen. For å gjøre utregningene for brønnbanen, og skissere hvordan det vil bli sende ut, brukes WP integrert med Openworks. Dataene til brønn 34/10 A32 B overføres til WP, der man bestemmer ved hvilket dyp man vil mille ut, og hvor treffpunktet for brønnen vil være. Treffpunktene i tabell 1., som ble brukt ved brønnbanen fra slisse 34 på GFA, blir også treffpunktene for denne brønnbanen. Det skal milles ut under 20" csg.skoen (1100 m MD), derfor settes mill ut dypet i WP til 1110 meter MD.

Med utgangspunkt i valget og sidestegs bore fra 1110 m MD rett over den satte sementpluggen, kan følgende være et alternativ til boreprogram for operasjonen. I det 20" store hullet kan man da bruke en 17.5" borekrone for å bore 13.374" seksjonen, og så bore 9.626" seksjonen med en 12.25" borekrone. Det første treffpunktet i reservoaret er ved 5840 m MD, rett før dette bør man sette 9.626" csg.skoen. Strekingen mellom der man miller ut av den opprinnelige brønnen, ved 1110 m MD, og sett dybde for 9.626" csg.skoen er 4734 m MD. Dette er veldig langt, og man bør gå så langt det er mulig før man setter 13.374" csg.skoen etter at man har millet ut. Etter at man har satt 9.626" borer man videre gjennom den horisontale delen i reservoaret med en

8.5" borekrone. I det horisontale reservoaret kan man da sette en 7" liner festet i 9.626". I denne lineren kan man ha et 5" produksjonsrør med glidehylser og pakninger etter hvor mange seksjoner man velger å ha i den horisontale delen i reservoaret. Fra 9.626" csg.skoen til enden av brønnbanen er det 1130 m MD, men lineren vil ikke gå lenger enn til enden av reservoaret.

De to brønnbane alternativene blir ganske like, men inclination vinkelen i skråseksjonen blir høyere for sidesteget enn for brønnbanen direkte fra GFA. I sidesteget er den 80.5 grader, mens den er 75.18 grader i den direkte brønnbanen. Dette er fordi at brønnbanen direkte fra GFA går rett mot reservoaret etter kickoff pointet, mens sidesteget ikke går mot reservoaret før etter 1110 m MD. Sidesteget går også mot nordvest før det etter mill ut dypet går sørvest mot reservoaret. Dette gjør at brønnbanen for sidesteget blir noe lenger enn for den direkte brønnbanen, 6970 m MD i motsetning til 6517 m MD. Begge brønnbane alternativene er illustrert i figurene 5, 6, 9 og 10.

Konklusjon

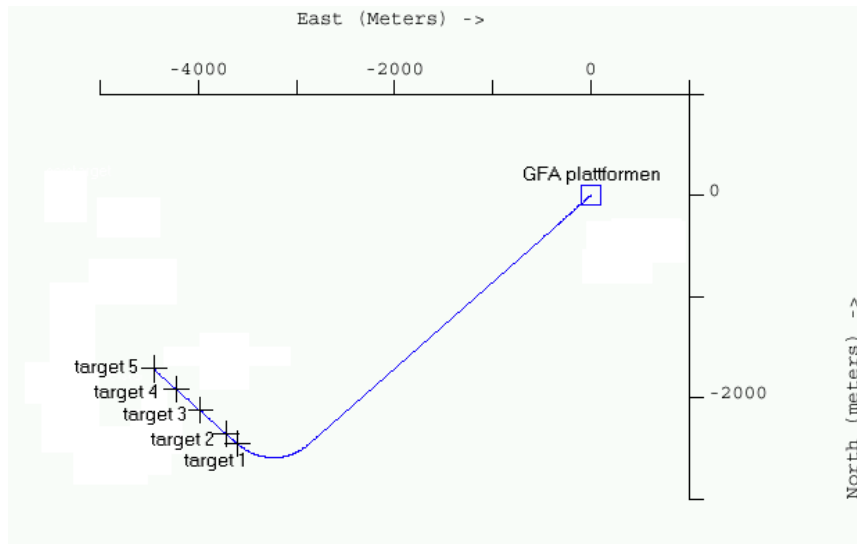
Før brønnalternativene i artikkelen vurderes nærmere, må man sjekke alle antagelsene som har blitt gjort. Dersom OWC viser seg å være på omtrent det dyp som er antatt i bore- og brønnplanleggingen i artikkelen, kan man vurdere forslagene for brønnbane i reservoaret. Det er viktig å kartlegge barrierer og permeabilitet i reservoaret nøyere, for hvis det eksisterer barrierer i reservoaret, bør det vurderes en horisontal brønnbane i reservoaret. En stor bakdel er den store retningsendringen i brønnbanen før reservoaret, derfor må det undersøkes om det da er praktisk mulig å gjennomføre god nok brønnintervensjon. Det viktigste angående brønnbanevalget blir å bestemme hva slags hydrokarboner som befinner seg på prospektet. Hvis det bare eksisterer olje i reservoaret, bør de to brønnbaneforslagene vurderes ved valg av brønnbane til D1-prospektet. Alternativet med sidesteg fra A32 B er aktuelt hvis brønnen fortsetter å produsere like dårlig, og slisse 34 på GFA brukes på et av prospektene på GF-sør.

Referanser

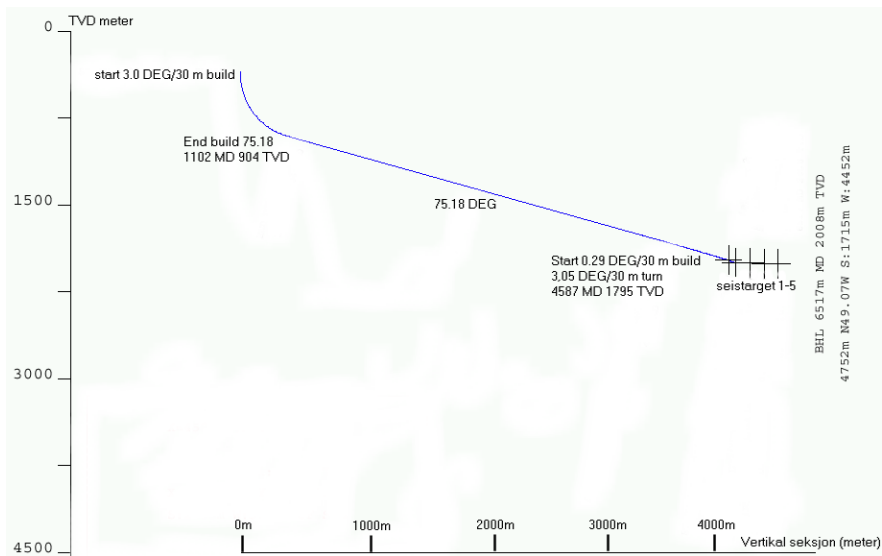
- Bourgoyne Jr., Millheim, Cheuevert, Young Jr.: "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook series, vol.2, 3rd ed., Society of Petroleum Engineers, Richardson (1991)
- Sangesland S.: "Subsea production systems", Compendium in course SIG 4070, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU, Trondheim (2001)
- Statoil: "Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet", Dokumentnr. GF-PETEK-00 00161, Bergen (2000)
- Landmark Graphics Corporation: "Wellbore Planner User Guide", Houston (1998)
- Statoil GF: "Completion Schematic, Well 34/10-A-32 B", Bergen (28.05.97)
- Personlig referanse: Rødland A., Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU, Trondheim (Mars 2001)
- Personlig referanse: Buvik H., Statoil, Bergen (Mars 2001)

Tabell 1 : Treffpunktene i D1 reservoaret merket av i SeisWorks

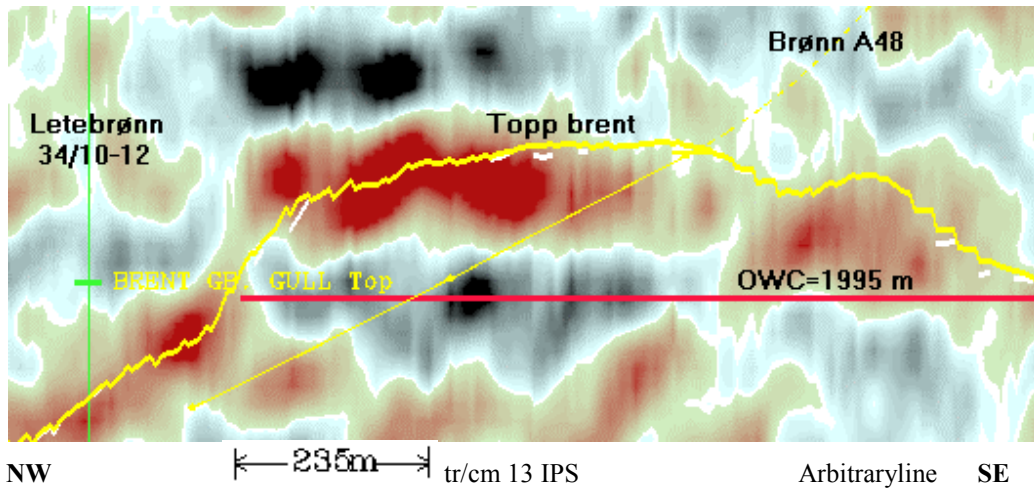
	TVD (m)	Inclination	Azimuth	EW offset(m)	NS offset(m)	HD (m)
Target 1	1927.0	83.00	310.9	-3625	-2418	4357.4
Target 2	1946.2	89.21	310.9	-3743	-2315	4401.1
Target 3	1950.9	89.02	310.9	-4001	-2092	4514.9
Target 4	1956.6	89.73	310.9	-4251	-1875	4646.1
Target 5	2014.8	79.30	310.9	-4478	-1678	4782.1



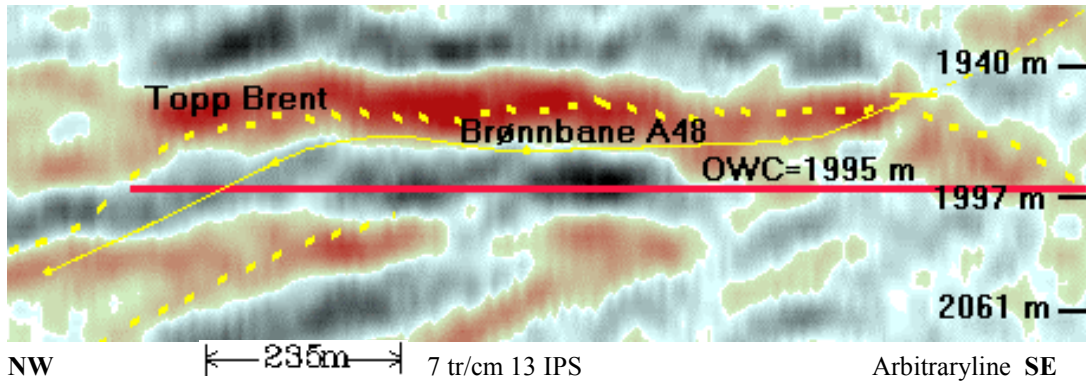
Figur 1 : Horisontalplanet for brønnbane A48 fra GFA



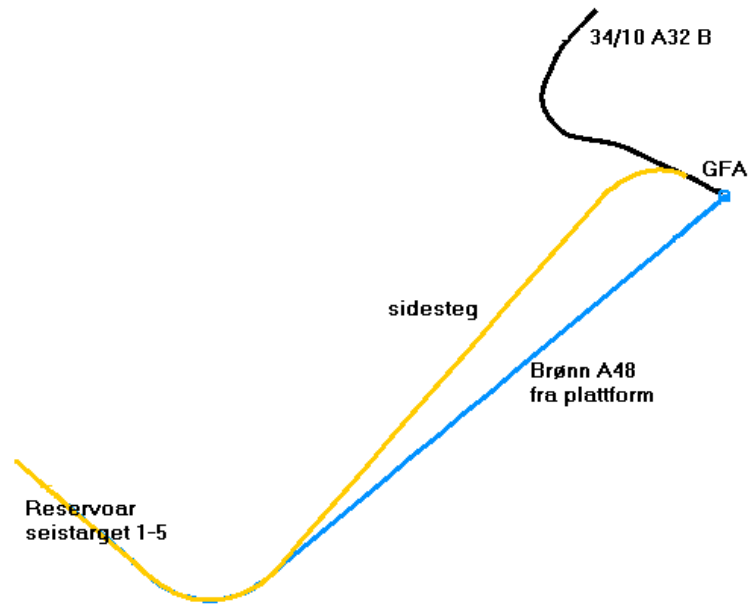
Figur 2 : Vertikalplanet for brønnbane A48 fra GFA



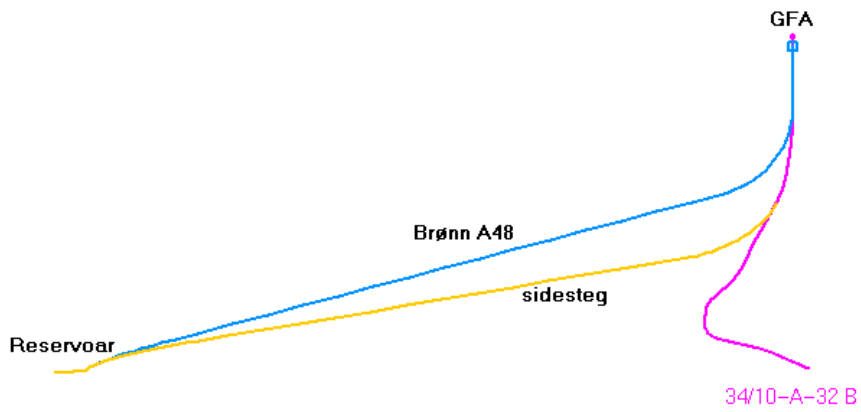
Figur 3 : Seismikk data fra 1999(f9901.3dv), "point to point view" fra linje 2206 til 2144. Brønnbanen til A48 går inn i toppen på reservoaret med en skråseksjon gjennom reservoaret. Plasseringen av letebrønn 34/10-12 (grønn) på venstre side.



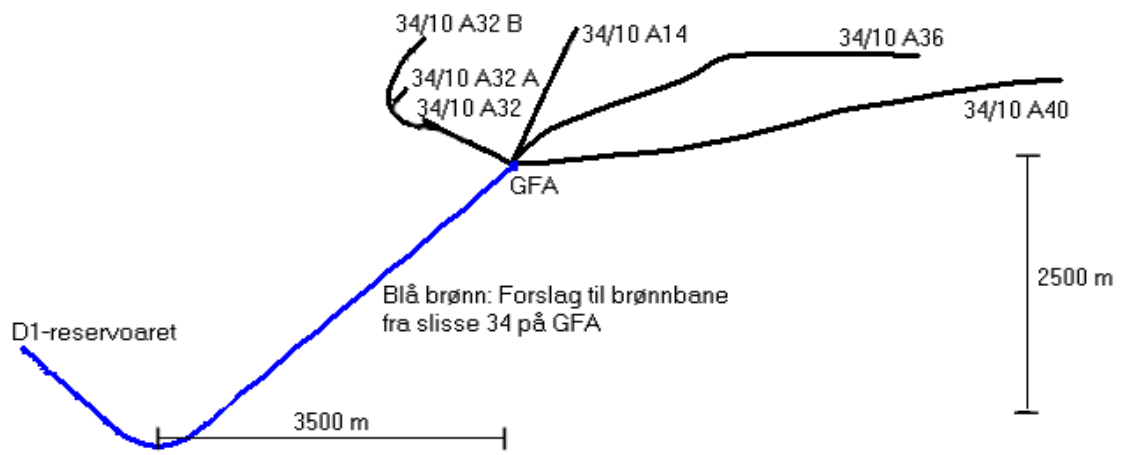
Figur 4 : D1-reservoaret med horisontal brønnbane. Alle dyp er TVD(RKB), er konvertert til meter. Seismiske data fra 1999(f9901.3dv), "point to point view" fra linje 2237 til 2121.



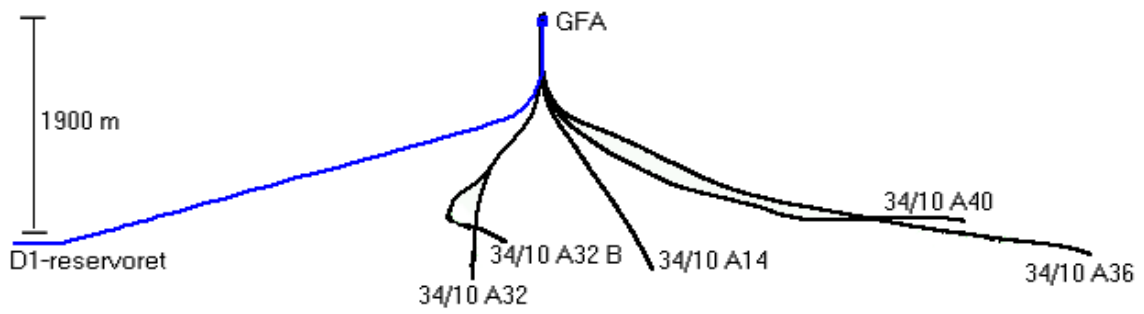
Figur 5 : Det horisontale planet av sidesteget fra brønn A32 B og brønnbanen fra slisse 34 på GFA



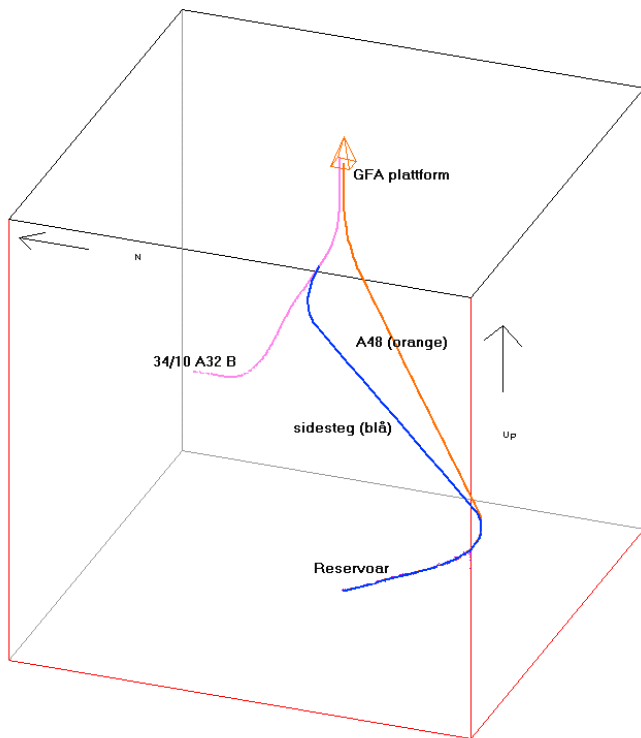
Figur 6 : Det vertikale planet av sidesteget fra brønn A32 B og brønnbanen fra slisse 34 på GFA



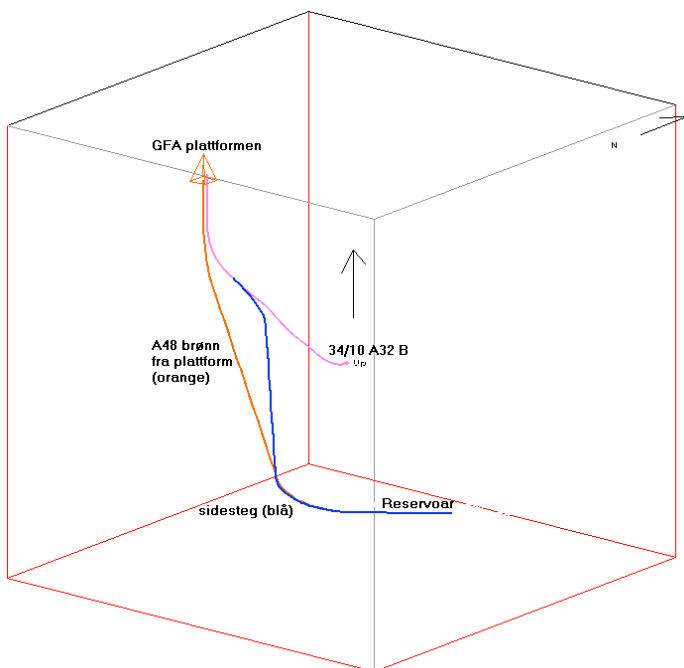
Figur 7 : Horizontal plan



Figur 8 : Vertikal plan



Figur 9 : 3D view av de to brønnbane alternativene. Brønnbane fra slisse 34 på GFA farget orange, og sidesteget fra brønn A32 B farget blå.



Figur 10 : 3D view av de to brønnbane alternativene sett fra en annen vinkel.