

Innfasing av ett satellittfelt på Skinfaks Sør

Av Marie Andersen, Svein Tore With,

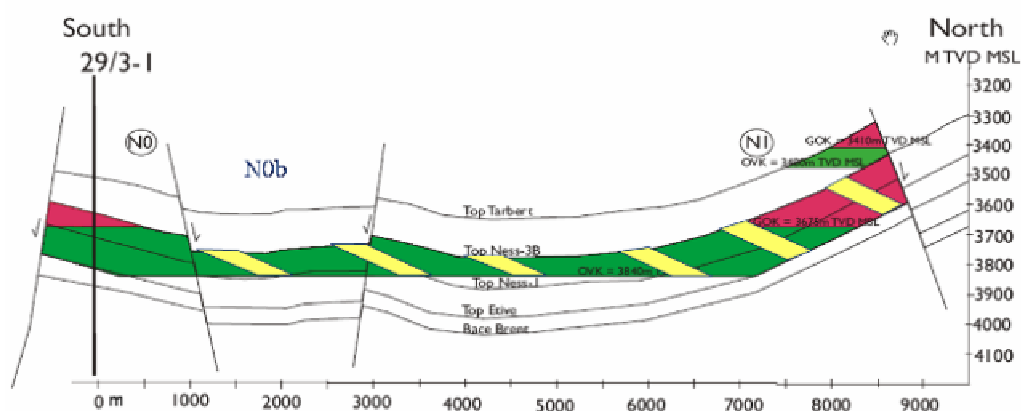
Jan Ove Knudseth, Marte Bøe Andersen og Målfrid Sporsheim

Letebrønn 29/3-1 i den sørlige delen av Skinfaks Sør, påviste i 1986 olje med gasskappe i Nessformasjonen. Funnet ble da vurdert som for lite til å være kommersielt. Nå i nyere tid er Skinfaks Sør aktuelt som ett av Statoils IOR prosjekt for Gullfaksfeltet. Skinfaks Sør strekker seg 8 kilometer, fra letebrønn 29/3-1 i sør til N1 segmentet i nord. Det er prospekt for funn i Tarbert- og Nessformasjonen både i den nordligste og sørligste delen av området. Ideen bak dette arbeidet, har vært å se på ulike alternativ for innfasing av satellittfeltet. I denne artikkelen vil valg av innfasingsløsning presenteres nærmere. Vurderinger av alternativ er gjort på bakgrunn av gjennomførbarhet, mulighet for utbedringer og økonomiske betraktninger. Ideen ble fremmet av Statoil som forslag til et prosjektarbeid i faget "Eksperter i Team" ved NTNU våren 2006.

Geologi Skinfaks Sør

Skinfaks Sør ligger vest-sørvest for Rimfaks i blokk 33/12 og blokk 29/3 og omfatter N0 og N1. Prospektet avgrenses mot øst av en stor forkastning som definerer Betaryggen, og i nord av en relativt stor øst-vest forkastning. Internt i prospektet er det to mindre øst-vest forkastninger. Den sørligste av disse skiller prospektet fra det påviste funnet helt sør i

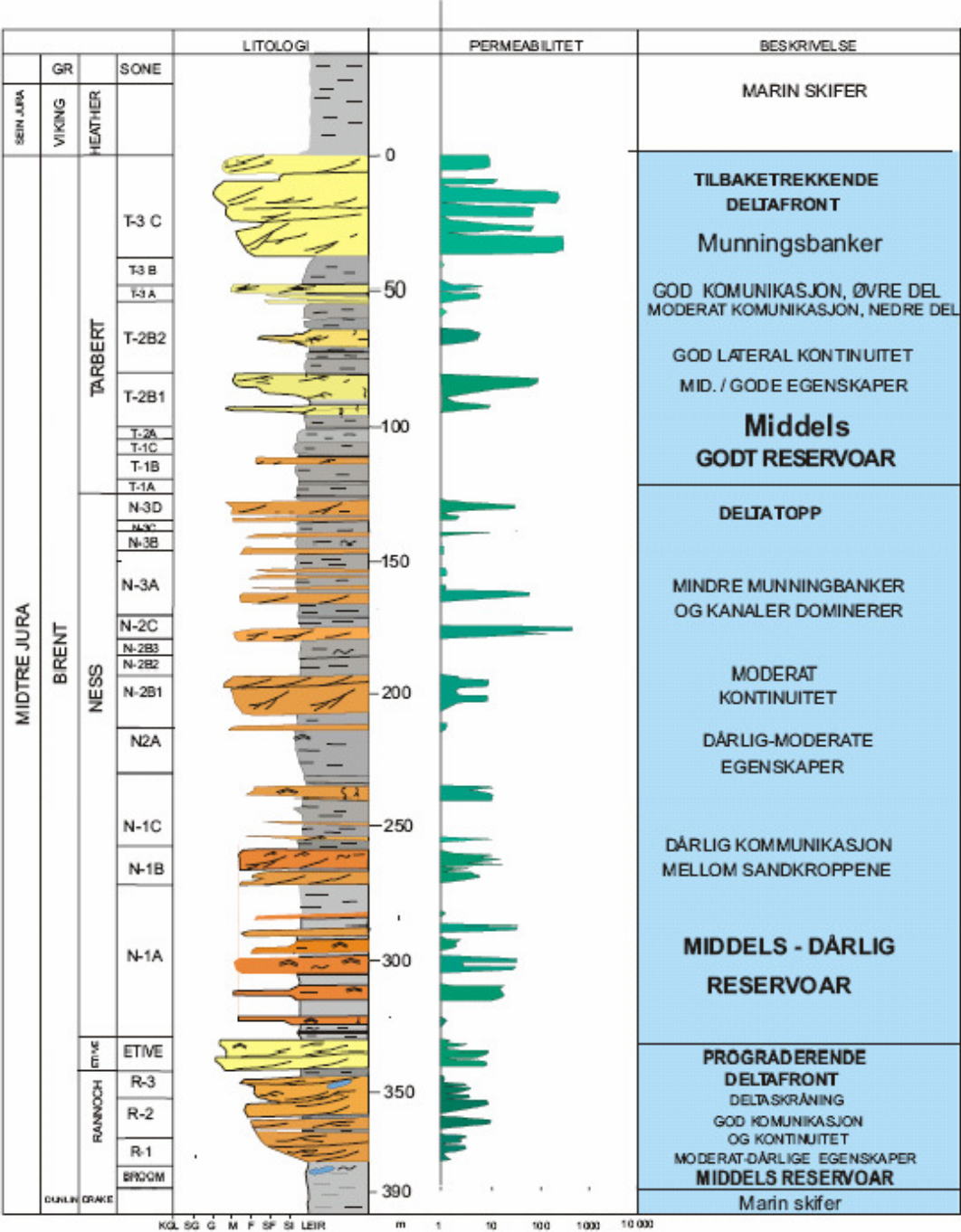
N0. For de to små, interne forkastningene i N0 viser forkastningsanalyse fra 29/3-1 at ved sprang over 50 meter er forkastningene sannsynligvis forseglende. Disse to forkastningene har derimot sprang helt ned mot 25 meter, og er trolig derfor bare delvis forseglende. På bakgrunn av dette er det sannsynlig at hydrokarboner ved et visst terskeltrykk har kunnet migrere over disse to forkastningene.



Figur 1 Forkastningene i reservoaret

Brønn 29/3-1 ble boret i 1986 og inneholder en komplett Brentsekvens med en isokormektighet på 390 meter. 29/3-1 karakteriseres av en tynn Etive/Rannoch pakke med en påfølgende tykk Ness, og da

spesielt Ness 1. 29/3-1 boret tørt i Tarbert, men det er indikasjoner fra logger på at det kan være hydrokarboner oppflanks av brønnen. Figur 2 viser loggen fra letebrønn 29/3-1. [1,2]



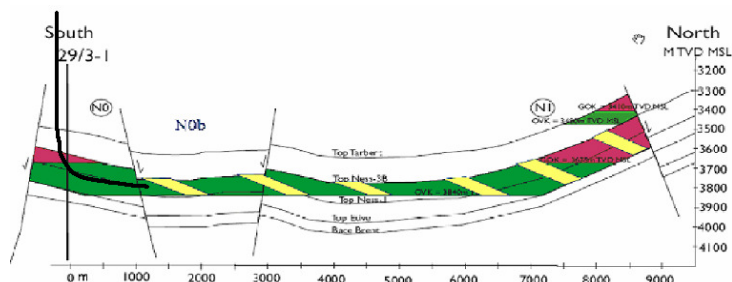
Figur 2 Stratigrafisk kolonne fra letebrønn 29/3-1

Letebrønn i N1 segmentet

I N1 segmentet i nord er det fra Statoils side planlagt en mulig letebrønn for å avgrense funnet.[1] Utfallet av letebrønnen vil avgjøre hvor mange produksjonsbrønner som skal bores. Påviser ikke letebrønnen hydrokarboner i N1 segmentet, vil det være nødvendig å vurdere lønnsomheten av å produsere kun fra N0. Påviser derimot letebrønnen hydrokarboner i N1 segmentet, vurderes tre forskjellige alternativ for innfasing.

Alternativ for innfasing

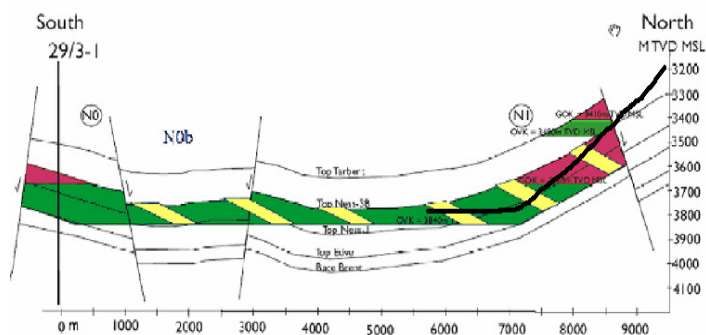
Det første alternativet tar for seg hvorvidt det vil være lønnsomt å produsere dersom N1 segmentet ikke inneholder hydrokarboner. Forslag for innfasing er å plassere ut en brønnramme over letebrønn 29/3-1. Fra brønnrammen bores kun en brønn. Det er gode muligheter for flere brønner eller sidesteg med en slik løsning. Lønnsomheten blir vurdert ut ifra produksjonsprofil gitt i TFO-rapporten fra 2005.[1] Dette alternativet vil videre i artikkelen bli referert til som alternativ 1 og vises som en skisse i figur 3.



Figur 3 Skisse av alternativ 1

De påfølgende alternativene tar for seg ulike løsninger for innfasing dersom det påvises hydrokarboner i N1 segmentet. Det første alternativet for dette utfallet, referert til som alternativ 2, tar for seg muligheten for å bore en enslig brønn fra eksisterende satellitt N5. Dette alternativet gir en løsning som ikke er helt ideell med

tanke på å få drenert hele reservoaret. Brønnbanen blir veldig lang om brønnen skal kunne dekke hele reservoarets lengde. Dette alternativet er vurdert for å få en ide om hvordan rør - og bunnrammekostnader påvirker økonomiberegningene. Alternativet er skissert i figur 4.

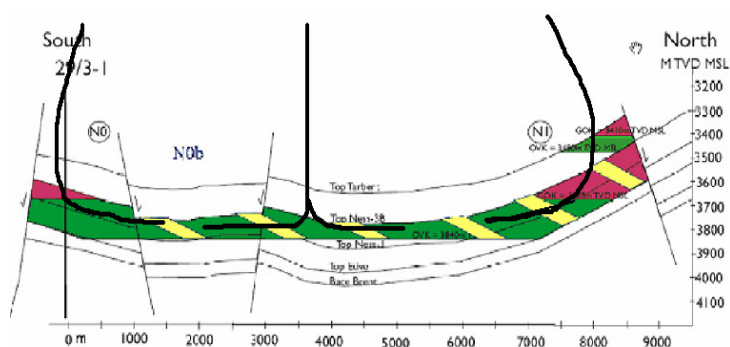


Figur 4 Skisse av alternativ 2

Enda en mulig løsning for å fase inn feltet er å sette ut en ny brønnramme og bore tre brønner fra denne. Denne løsningen ble anbefalt å se nærmere på fra Statoils side. De påfølgende alternativene tar for seg varianter av en slik løsning.

Det neste alternativet for innfasing blir videre i artikkelen referert til som alternativ 3. Dette alternativet tar for seg muligheten å plassere ut en ny brønnramme og bore tre brønner fra denne. Den ene av de tre brønnene vil være multilateral. Fire brønner vil da drenere

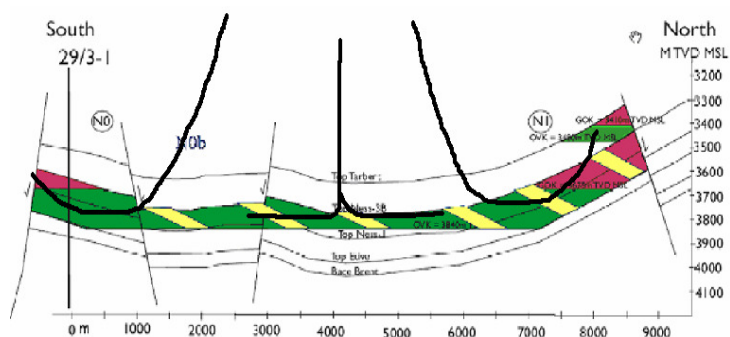
reservoaret. De to brønnene som hører til den multilaterale brønnen vil treffe ca. midt i reservoaret, og legges i et annet snitt enn den nordligste og sørligste brønnen. Grunnen til dette er at reservoaret blir drenert bedre slik, siden brønnene ikke kommer for nærme hverandre i lengderetningen. Den nordligste og sørligste brønnen bores slik at de får med seg hydrokarbonvolumene i Tarbert, både oljen og gassen. Brønnbanene blir da noe lange. Skissen av alternativet er vist i figur 5.



Figur 5 Skisse av alternativ 3

Det siste alternativet for innfasing er også en variant av anbefalt løsning fra Statoils side. Det vil videre i artikkelen bli referert til som alternativ fire. Alternativ fire vil være ganske likt alternativ 3. Forskjellen på de to alternativene ligger i hovedsak i utformingen av brønnbanene til den nordligste og sørligste brønnen. Disse vil nå gå fra midten og bøye av oppover inn i

Tarbert. Dette vil gjøre at de mister muligheten til å få med seg gassen i Tarbert. Grunnen til dette er brønnbanenes form. Oljen i Tarbert skal det imidlertid ikke være noe problem å få med seg. Brønnbanene blir vesentlig kortere med en slik løsning. En skisse av alternativet er vist i figur 6.



Figur 6 Skisse av alternativ 4

Beregninger på alternativene

Beregningene på de ulike alternativene er utført i Excel. Det er tatt utgangspunkt i snittet fra letebrønn 29/3-1 vist i figur 1, og et dybdekart som viser hvordan reservoaret varierer i forhold til den store forkastningen i øst.[3] Koordinatene til noen punkter langs brønnbanen, typisk start of target og end of target, ble bestemt ut fra disse figurene, og geometriske beregninger ble brukt for å bestemme hvordan brønnen videre skulle gå.

Innfasing mot eksisterende infrastruktur

Skinfaks Sør har mulig innfasingsløsning mot N5 satellitt eller N-rammen, dersom det installeres en ny brønnramme.[2] Innfasingsmulighet mot N5 satellitt er ett 8'' rør og ett 10'' rør mot N-rammen. Ut fra produksjonsprofilen fra TFO rapporten[1], er strømningshastigheten i rørene beregnet. Resultatet presenteres i tabell 1. NORSOK standard P-001 sier at strømningshastighet for olje ikke skal overstige 6 m/s for strømning i vanlig stål.[4] Denne hastigheten overstiges ikke for noen av rørene med det produksjonsprofil som er oppgitt.

År	Oljeproduksjon[m3/dag]	Gassproduksjon[1000m3/dag]	Volumstrøm olje[m3/s]
2012	1650	1000	0,0191
2013	1500	900	0,0174
2014	1000	400	0,0116
2015	400	350	0,0046
2016	300	200	0,0035
2017	250	200	0,0029
2018	200	100	0,0023

Tabell 1 Strømningshastighet beregnet ut fra volumstrøm olje

Satellitt N5 ligger mye nærmere Skinfaks Sør enn N-rammen, noe som gjør denne innfasingsløsningen til et billigere alternativ med tanke på rørlengde. På bakgrunn av dette velges en innfasing fra bunnramme til N5 satellitt. Fra N5 satellitt benyttes eksisterende infrastruktur opp til Gullfaks C plattformen.

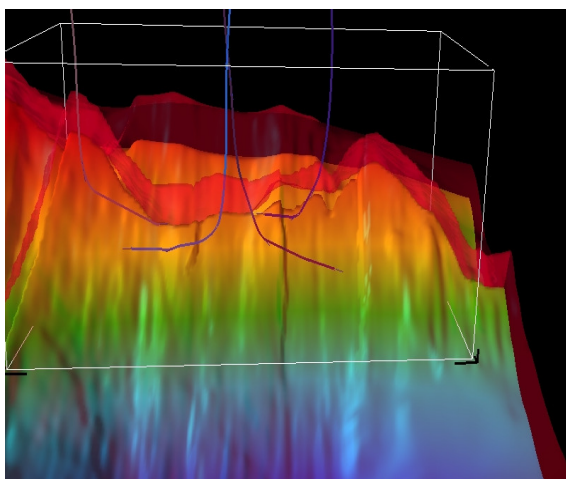
Utfordringer

Hydrater utgjør en problemfaktor ved oljeutvinning og transport. Hydrater er faste "is-liknende" stoff som kan feste seg langs veggen i rør eller i utstyr, og blokkere rørledninger.[5] Det er ulike tiltak for fjerning av hydrater. På Gullfaks satellitter har hydrater blitt fjernet ved injeksjon av metanol på brønnhodet, samt sekvensiell trykkoppbygging/trykkavlastning i området.[2] Denne løsningen vil videreføres i valgt innfasingsløsning.

VR lab

VR laboratoriet på PTS er benyttet for å støtte opp om håndberegninger gjort for de ulike alternativene. Reelle data fra Gullfaksfeltet ligger inne, og koordinater for brønnbanene benyttes for å legge brønnene. Det oppnås et bedre bilde av hvordan reservoaret ser ut, samt gir det en

mulighet for å forbedre resultat og teste ut andre løsninger for innfasing. Alternativ 2, 3 og 4 ble lagt inn i reservoarmodellen i VR laboratoriet. Forbedringspotensialet var stort, og det ble prøvd å lage ett nytt alternativ for å vise nytten av VR laboratoriet. Bildet i figur 7 viser det nye alternativet visualisert i VR laben.



Figur 7 Nye brønnbaner beregnet ved hjelp av VR laben

Økonomi

For å vurdere lønnsomheten av de ulike prosjektene har vi gjort en kontantstrømsanalyse ved hjelp av nåverdimetoden. Vi har her brukt kostnads- og inntektstall fra Statoil, samt produksjonsprofil antatt for feltet. Vi har regnet med produksjon 350 dager per år. I tillegg til disse tallene har vi fått oppgitt at prøveboring koster 100 MNOK, at vi skal bruke 7 % som avkastningskrav, at Statoil eier 61 % i Gullfaks og 20 % i gasstransportnettverket. Vi har videre antatt at alle kostnader kommer i år 0, og at produksjonen starter i begynnelsen av år 1 og varer i 7 år (som gitt av produksjonsprofilen). [1,6]

I alternativ 3 og 4 der vi har tre brønner hvor den ene er multilateral har vi multiplisert tallene for én brønn med 4. Vi innser at denne måten å regne på er ubrukelig i praksis. I praksis må produksjonsprofilen for hver brønn vurderes utifra teknologi, brønnbane, trykkstøtte, kommunikasjon, plassering av andre brønner osv. Forenklingen vi har gjort fører til at alle brønner produserer like mye uavhengig av hvordan de blir plassert, hvor mange brønner vi velger å bruke osv.

Resultatet av våre beregninger for de fire alternativene er vist i tabell 2 under.

Tekst	Verdi	Enhet
NPV alternativ 1	436,6	MNOK
SØA alternativ 1	300,7	MNOK
NPV alternativ 2	699,6	MNOK
SØA alternativ 2	461,1	MNOK
NPV alternativ 3	2778,9	MNOK
SØA alternativ 3	1832,5	MNOK
NPV alternativ 4	3206,3	MNOK
SØA alternativ 4	2093,2	MNOK

Tabell 2: Resultat av nåverdiberegninger for de fire alternativene for innfasing

Konklusjon

Ut fra de økonomiske betraktningene, har det vist seg å være mest økonomisk å plassere en brønnramme med fire brønner, forutsatt at letebrønnen finner olje i nord. Grunnen til den store forskjellen mellom alternativ tre og fire er lengden på brønnbanene. Brønnene i alternativ fire er mye enklere og kortere enn i alternativ tre. Derimot bøyer nordligste og sørligste brønn oppover etter horisontal seksjon i reservoaret, og har dermed ikke mulighet til å få med seg gass i Tarbert. Oljen kan imidlertid nås.

I de økonomiske beregningene er det ikke tatt med i betraktning at alternativ tre har et bedre potensial for utbedring med tanke på senere sidesteg. Sidesteg til Tarbert for alternativ fire vil være vanskelig å gjennomføre i praksis, siden en må bore høyt opp og ut til siden i forhold til horisontal seksjon. Det er ikke mulig å vurdere lønnsomheten av dette ut ifra informasjon man har om feltet per dags dato. Ut ifra en målsetning om å

maksimere profitt, konkluderes det med at alternativ fire er det beste.

Referanser

[1] TFO rapport Blokk 29/3

[2] Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet 2005

[3] Kvaale, T., Todnem, T., Williams, J. og Erichsen, T: Evaluering av N1 og N0 Ness på Skinfaks, 2005

[4]<http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/materialer/Note2-MaksimumStroemningshastighet.pdf>

[5] Aaberge, Leif: Offshore Rørledninger 30/11 – 1/12 1993, Haugesund Reinertsen Engineering: "Termohydrauliske effekter, Isolasjon og ekspansjon", 1993.

[6] Haugen, Vibeke, Statoil, 2006