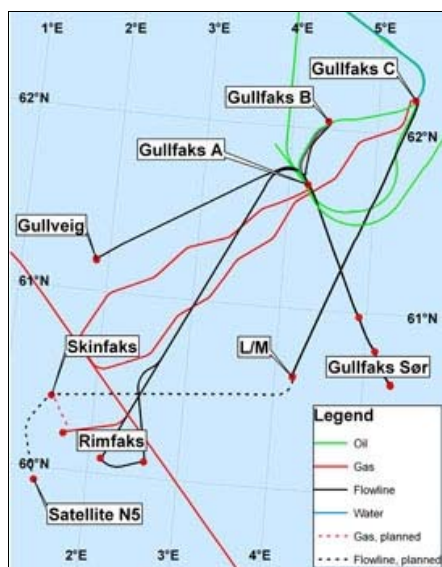


Innfasing av nye felt, Skinfaks sør

Det er fremdeles flere mindre reservoarer på Gullfaks-feltet som ikke er drenert og utnyttet. Økt oljeutvinning vil bli en viktig inntektskilde for oljeprodusentene i Nordsjøen etter hvert som de store reservoarene begynner å redusere sine produksjonsrater. Men ved bruk av undervannsanlegg med satellitter kan selv mindre felter bli lønnsomme med mindre investeringer. Skinfaks sør som ligger sør og vest for Gullfaks-plattformene er et slikt felt. Selv om store deler av feltet er et prospekt, er det gode muligheter for at det en gang kan utvinnes olje og gass herfra. Artikkelen viser hvordan dette kan gjøres.

Gullfaks-feltet

Gullfaks-feltet ble åpnet for produksjon 22. desember 1986, og driftes av de 3 aktørene Statoil, Norske Hydro og Petro (tidligere Saga petroleum). Statoil er operatør for feltet, og største aktør med 61 % andel. Det er per 2004 investert nærmere 60 milliarder kroner i feltet totalt.



Figur 1: Oversikt Gullfaks-feltet

Det nye feltet ligger sør på Betaryggen. Betaryggen er en forkastning som strekker seg i nord-sør retning fra Gullveig i nord mot Skinfaks og det nye feltet Skinfaks sør enda lenger mot sør.

Tilkoblingspunkt vil bli satellitt N5. Fra denne går rørledninger til ramme N og videre til ramme L/M og GFC. Det nye feltet i sør vurderes innfaset til systemet når det er ledige slots og kapasitet i systemet. Dette ligger trolig minst 5 år frem i tid.

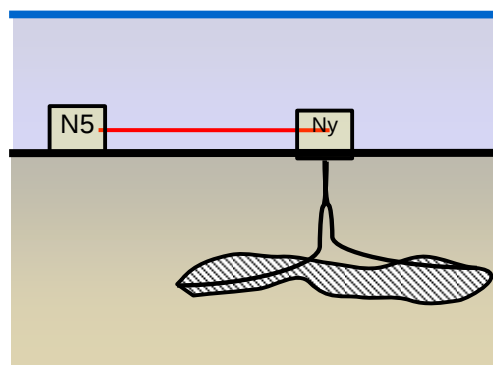
Utvinningsgraden på Gullfaks-feltet er 59 prosent¹, og dette er en meget høy utvinningsgrad sett i internasjonal målestokk. Produksjonsraten i dag er under 1/3 av hva den var på topp i 1994. Dermed er feltet i haleproduksjonsfasen

av livsløpet. Målet er å finne lønnsomme og alternative løsninger som kan sørge for å forlenge og holde oppe

produksjonen på Gullfaks i årene som kommer. Dette kalles økt oljeutvinning.

Det er i utgangspunktet flere måter å utnytte den eksisterende infrastrukturen for å utvinne olje og gass fra Skinfaks sør. De to mest aktuelle måtene å gjøre dette på er enten å drenere Skinfaks sør direkte fra N5, eller bygge ny satellitt nærmere feltet og drenere herfra.

Prosjektet går ut på å bygge ny satellitt nærmere Skinfaks sør som kobles opp til N5 via en 8" rørledning. En fordel ved å gjøre det slik er at en får fire slisser til rådighet istedenfor den ene N5 har.



Figur 2: Prinsippskisse prosjekt

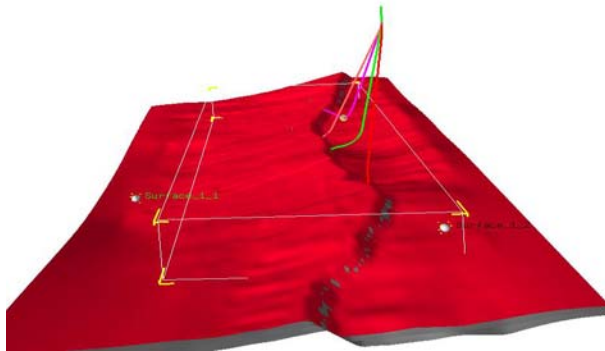
Borelengdene reduseres betraktelig, samt at en får tilgang til hele feltet slik at en kan drenere hele feltet på en god måte.

En har også muligheten for å bore gjennom de områdene av Tarbert som en antar er oljefylte og drenere disse. Siden borelengdene blir redusert vil også risikoen reduseres. Investeringskostnadene vil bli høyere siden en må sette opp en ny satellitt og legge opp ny rørledning fra N5.

Brønner

Det er mange faktorer som bestemmer hvilket alternativ man bør velge, men det vil til syvende og sist bli et valg av hva som er mest økonomisk forsvarlig og samtidig gir oss best mulig fortjeneste både på kort og lang sikt.

Det ligger i dag en satellitt N5, med UPC-koordinater 445025,6 og 6768262,5. Denne rammen ligger dermed litt nordøst for reservoaret på Skinfaks sør, som ligger i lagene Ness og Tarbert. Denne opprinnelige rammen har samtidig bare én slot. Denne sloten er i dag tenkt å brukes til drenering av felt øst for dens posisjon (Rimfaks), og man beregner at den vil bli ledig tidligst i 2012, avhengig av hvor lenge det er lønnsomt å drive denne brønnen. Siden denne rammen består av bare én slot, har man ikke mulighet til å bore mer enn en brønn. Denne brønnen kan igjen bores med grenbrønner (multilateralt), noe som gir oss flere dreneringspunkter, og det samlede dreneringsarealet blir dermed større.



Figur 3: Brønnbaner fra sør

Det finnes et utall av muligheter for hvor man vil plassere brønnene. Det er et spørsmål om hvordan havbunnen er i området og hvordan du vil bore inn i reservoaret. Hvordan havbunnen er i dette området er ikke noe man trenger å tenke på siden feltet befinner seg under et relativt flatt havbunnsområde hvor havdypet er omtrent 135m. Dette gir små utfordringer når det gjelder både plassering av ramme og produksjonsrør til rammen.

I nærliggende reservoar har det blitt boret inn i reservoaret fra øst. Man legger da brønnene gjennom forkastningen som ligger øst for reservoarryggen (Betaryggen). Dette betyr at en naturlig plassering for rammen vil være litt øst for reservoaret, og forkastningen. Det er valgt å legge den på CPU-koordinatene 444000,0. 6764000,0. Denne posisjonen ligger omtrent midt på feltet, med tanke på nord sør retning, og man vil da kunne få flest mulig dreneringspunkter og samtidig slippe problemer med veldig lange brønner

Skinfaks sør er et stort reservoar. Det har en utstrekning på litt under 9 km og tilsvarer derfor et stort volum å drenere. Samtidig er det to lag som er interessante å drenere, både Tarbert og Ness. Ness vil vi drenere langs hele feltet, mens Tarbert har bare interessante i områder i NO og den nordligste delen av N1.

Reservoarene er vurdert drenert med til sammen 4 brønner. Dette for å nå alle de aktuelle lagene å på best mulig måte og få drenert mest mulig. Det er ikke snakk om bare å få drenert et stort areal, men også usikkerhet knyttet til hvorvidt det er god trykkommunikasjon i feltet. Det er tre mindre forkastninger som deler opp reservoaret, og graden av kommunikasjon mellom disse forkastningene er usikker. Det er altså ikke sikkert hvor mye reservoarene vil påvirke hverandre og produksjonen fra disse. For å være på den sikre siden og få produsert mest mulig, legges det fire brønner.

Tidligere målte permeabiliteter viser at fluidet beveger seg veldig bra i det horisontale laget, men lite til ingenting i det vertikale planet. Dreneringsarealet er også veldig stort, og ses utstrekningen og permeabilitetene i sammenheng, vil horisontale brønner være det beste alternativet. Dreneringsareal til horisontale brønner er i tillegg betydelig større enn for vertikale brønner, og med dagens teknologi og boreegenskaper er en slik bane ingen problem.

En annen mulighet hadde vært å ha brønn 1 og 2 som én opprinnelig brønn, med forgreninger. De to brønnene går omtrent helt likt ned til et punkt hvor de begge bøyer av nordover. Her kunne man boret en og samme brønn ned til dette punktet, for deretter å la den ene gå som planlagt, samt ha en grenbrønn som går fra dette punktet og ut langs den

andre brønnbanen presentert her. Det er billigere å bore en multilateral brønn istedenfor to separate brønner, og strømningshastigheten og dermed produksjonshastigheten i en multilateral brønn vil også bli større enn for én brønn siden det strømmer mer inn i produksjonsrøret. Den totale produksjonen for en multilateral brønn derimot, vil nok ligge noe under vårt valg, som er to brønner.

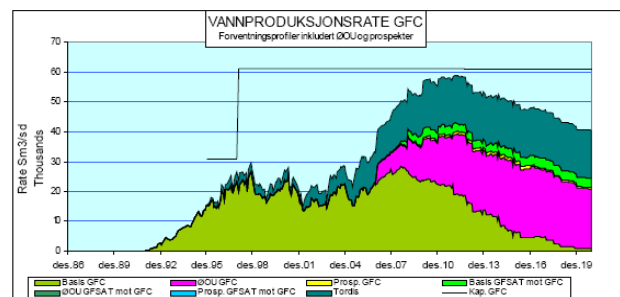
Det kan oppstå mange problemer under boreprosessen, men risikoen er langt lavere i dag enn før i tida. Erfaringer og ny teknologi har også gjort det mulig å nå reservoar man bare kunne drømme om før. Ved ny teknologi er muligheten til å bore horisontalt viktig for måten reservoar blir drenert. Dette gjør at man kan nå flere og mer kompliserte reservoar enn tidligere, da det kun ble boret vertikalt. Ser man på en vertikal brønn, har den ingen mulighet til å nå flere reservoar, så fremt de ikke ligger rett under hverandre. Her har den horisontale brønnen en stor forse. Det gir muligheten til å bore inn i ett reservoar og fortsette videre til et nytt område. Dette gjør at man kan drenere små lommer som ikke hadde vært lønnsomme hvis man benyttet en vertikal brønn. En annen viktig ting med en slik brønn er dreneringsareal. En horisontal brønn gir i de aller fleste tilfeller et mye større dreneringsareal, noe som er fordelaktig med tanke på utvinningsfaktoren. Utvinningsfaktoren er et mål på hvor mye av oljen i reservoaret man kan utvinne. Med en høyere utvinningsfaktor følger også en større fortjeneste.

KAPASITET PÅ ANLEGGET

All produksjon fra Skinfaks Sør feltet vil gå via N-M/L rammene og deretter videre til Gullfaks C plattformen (GFC). Her blir gass og vann separert fra oljen. Oljen blir så lagret på plattformen.¹ På GFC har en ikke mulighet for injeksjon av gass for å få økt oljeutvinning, slik at gassen som produseres vil bli eksportert for salg, brukt til fakling eller eksportert til GFA for injeksjon.² Kapasiteten til GFC [Sm^3/d]³ er:

• Oljebehandling	56.000
• Gassbehandling	16.100.000
• Vannbehandling	61.000

Gassproduksjonsraten inn mot GFC er forventet å falle ganske kraftig rundt 2012. Dersom ambisjonene om å få opp kapasiteten på gasshåndtering til $18 \text{ MSm}^3/\text{d}$ oppnås, vil ikke dette være kapasitetsregulerende. De anslåtte produksjonsratene av gass er $2,2 \text{ MSm}^3/\text{d}$. Ved starten av 2012 er antatt mengde gass til GFC $13,8 \text{ MSm}^3/\text{d}$, men synker i løpet av året til $12,5 \text{ MSm}^3/\text{d}$. Det er regnet med at $4,8 \text{ MSm}^3/\text{d}$ vil komme fra økt oljeutvinning, og en kan anta at en del av gassproduksjonen ved Skinfaks Sør er tatt med her. Dersom det ikke er tatt med her, og en ikke når de ambisjonene om økt kapasitet, vil produksjonen fra Skinfaks Sør sprengte gasskapasiteten i starten.



Figur 4: Vannproduksjonsrater

Ser en på kapasiteten når det gjelder vannbehandling, så når vannproduksjonen sitt maksimum rundt 2012. Kapasiteten for vannbehandling ligger på 61.000 Sm³/d mens den antatte mengde vann som må behandles ligger på 59.000 Sm³/d i starten av 2012. Dette gir at det er ledig kapasitet for vannbehandling på 2000 Sm³/d. Ved en oljeproduksjon på 3400 Sm³/d i 2012 og med et vannkutt på 40 % vil dette gi 2267 Sm³/d med vann som må behandles.

Ved hjelp av disse grafene over produksjonsratene av olje, gass, vann og væske kan en se hva som er styrende for kapasiteten. Ser en på produksjonsraten mot kapasiteten i 2012 er det gass og vannproduksjonen som begrenser produksjonen mest.

Ut fra produksjonsprofilen ser en at når Skinfaks Sør blir fasen inn øker produksjonsraten dramatisk gjennom hele systemet. Fra N-rammen til GFC er kapasiteten veldig stor med doble produksjonsrør, samt en har relativt beskjeden produksjon fra N, M og L rammene. Den største påkjenningen vil være på produksjonsrøret fra eventuell ny ramme til N rammene. Her har en bare et enkelt produksjonsrør på 8". Ut fra massestrømningen og tettheten ved brønnhodet kan en finne hastigheten på brønnstrømmen.⁴

$$v = \frac{M}{\rho_{mix} \cdot A} = \frac{170280 \frac{kg}{h}}{560 \frac{kg}{m^3} \cdot \pi \cdot 4^{n2}} = 2,6 \frac{m}{s}$$

A: Tverrsnittsareal 8" rørledning
M: Masse strømning

Ifølge NORSOK P-001 kan en bruke denne relasjonen som en veiledning for maksimal hastighet i produksjonsrør med to eller flerfase strømning:⁵

$$v_{maks} = \frac{183}{\sqrt{\rho_{mix}}} = \frac{183}{\sqrt{560}} \frac{m}{s} = 7,7 \frac{m}{s}$$

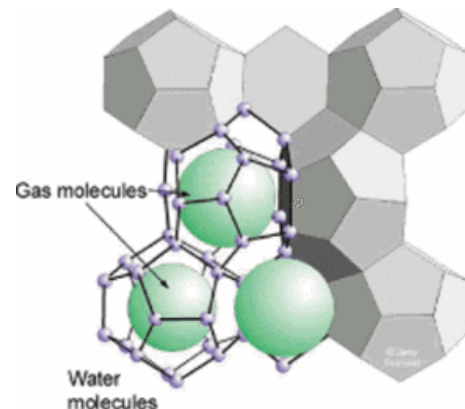
ρ_{mix} : Blandingens tetthet [kg/m³]

v_{maks} : Maksimal hastighet [m/s]

En kan se at den reelle strømningen vil være et godt stykke under den anbefalte maksimale hastigheten. Kapasiteten på røret vil derfor ikke være et problem. Verdiene som har blitt brukt er fra starten av produksjonen med 4 brønner som produserer like mye. I starten vil feltet ha de største produksjonsratene og derfor de største problemene med rørkapasiteten.

Hydrater

Hydrater og hydratdannelse er et stort problem for oljeindustrien, så dette kan være et viktig hensyn å ta når man planlegger dreneringen av feltet. Hydrater kan forårsake redusert gjennomstrømning og i verste fall tetning av rørledninger. Det blir senere i rapporten vurdert om hydratdannelse er et problem på feltet, og hvordan dette kan behandles.



Figur 5: Gasshydratstruktur

Hydrater er krystallinsk struktur som formes når lette hydrokarboner blandes med vann under høyt trykk og lav temperatur (< 25 °C). I gasshydrater settes gassmolekylene i hulrom som blir laget regelmessig av gitteret i vannmolekylene. For å forebygge gasshydrater kan temperaturen økes, trykket senkes eller vannet eller gassen kan fjernes. Man kan også behandle hydrater med kjemikalier som for eksempel termodynamisk inhibitorer, kinetisk inhibitorer, anti-agglomerat eller direkte elektrisk oppvarming.

Det finnes flere metoder som kan benyttes for å forebygge eller fjerne hydrater, samt at det finnes mange metoder som brukes til å redusere hydratproblemer (ref. Tvedt⁶).

Med termodynamisk inhibitorer (TEH) vil tilsats av høy konsentrasjon av kjemikalier (10-50 %) hindre dannelsen av hydrater fordi TEH senker frysepunktet for oljen. De vanligste kjemikaliene som benyttes i oljeindustrien er MeOH og MEG. Disse 2 vil bli omtalt her. Generelt vil injeksjon av inhibitor i rørsystemet kun være relatert i startfasen og ved nedstengning, siden anlegget har isolerte rør som ved drift forhindrer hydratdannelse. Det finnes derimot ikke noe vellykket teknologi i dag som kan resirkulere bort Metanol, og derfor vil MEG være å foretrekke. TEH kan også være giftig og blande seg med oljen. Når store mengder TEH benyttes vil det føre skade til plante og dyrelivet i havet.

Det vil være et betydelig varmetap fra rørledningen til omgivelsene. Rørlengden fra både den nye ramma til N5 og fra N5 til N er på 4,5 km, så til sammen er effektiv rørlengde 9 km. Ved bruk av bart stål vil en komme under den kritiske temperaturen ved ca 3,5 km slik at en må inhibere rørstrømmen kontinuerlig for å unngå hydratdannelse. For isolert rør vil varmetapet være så lite at temperaturen vil holde seg godt over den kritiske temperaturen.

Ved driftstans vil rørstrømmen avgi varme til omgivelsene og det vil være fare for hydratdannelse. Etter omtrent 8 timer vil temperaturen være kritisk lav for det isolerte røret. Når en tar med den isolerte rørledningen fra N5 til N i tillegg, vil denne temperaturen falle til under kritisk verdi på 6 timer. En må da inhibere rørstrømmen såpass at den kritiske temperaturen blir lavere enn vanntemperaturen utenfor røret.

Tidsplan

Innfasingen av det nye feltet (Skinfaks sør) er et prosjekt som vil ta flere måneder. Satellitt N5 har én ledig slot som tenkes brukt til utvinning i feltet øst av N5 i tiden fremover. Tidligst i 2012 vil denne utvinningen ta slutt, og sloten bli ledig til andre formål. Det er først da det kan være aktuelt å koble til den nye satellitten til denne sloten. Med

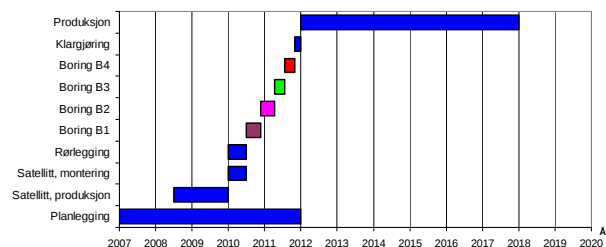
utgangspunkt i produksjonsstart i januar 2012, settes opp en plan for tidsforbruket i tiden før dette.

Den begrensende faktoren mhp. tiden, er boringen av de nye brønnbanene. For å bore korte brønner under 5 km regnes vanlig fremdrift til 100 m/dag. Når brønnene blir lengre enn dette, går boringen saktere. Risikoen for at ting går galt og problemer oppstår øker markant når brønnene blir mye lengre enn 5 km lange. Derfor regnes fremdrift på boring over 5 km til 30 m/dag.

Det bores 4 brønner fra den nye satellitten, 1-3, 1-5, 1-6 og 1-7. Disse er omtrent 6-7 km lange. Brønnene må bores én og én fra satellitten, og totalt vil beregnet boretid bli 486 dager.

Før brønner kan bores fra den nye satellitten må satellitten produseres, plasseres og monteres. Det er antatt oppstart av produksjon å starte i januar 2012, og foreløpig beregnet å vare til minst ut 2018. Det er muligheter for forlenget levetid på prosjektet.

Forutsatt produksjonsstart i 2012, med ovenfor nevnte tidsforbruk for å få produksjonsstart må da boring starte senest i januar 2010 for boring fra ny satellitt. Ved dette tidspunktet må satellitten ligge klar. Rørlegging fra N5 til den nye satellitten antas å kunne gjøres mens boring pågår, og vises dermed samtidig i tidsplanen. Bestilling, produksjon og montering av den nye satellitten antas å kunne gjøres på 2 år. De 4 brønnene må bores én og én. Under er en tidsplan for prosjektet:



Figur 6: Tidsplan

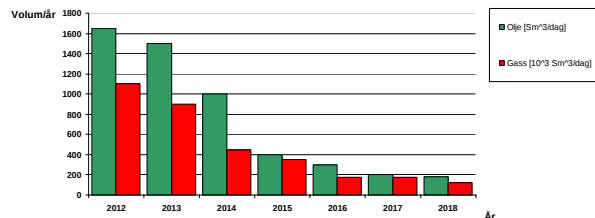
Prosjektstart er i 2007. Her begynner planleggingen, som også her regnes å pågå helt frem til oppstart produksjon i 2012. Produksjon av satellitt settes det av 1,5 år til. Montering av satellitt samt rørlegging fra N5 følger det påfølgende halvåret. Boring av de 4 brønnene starter i 2010. En kort klargjøring evt. Sikkerhetsmargin er lagt inn før produksjonsstart. Produksjon er beregnet oppstart i 2012, og beregnet å vare til 2018. Tidsforbruk til produksjon, transport og montering av ny satellitt, samt rørlegging til denne, er rene anslag fra vår side, men antas å være rimelig gjennomførbare.

Økonomi

I den videre utbygging av GFC satellittfelt for økt oljeutvinning på Skinfaks sør, er vurdering av økonomien høyt prioritert, for ikke å si aller høyest.

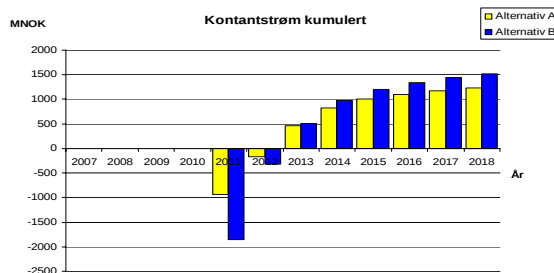
Å anlegge den nye satellitten er en direkte investeringskostnad. Hva dette koster vil ikke bli drøftet i detalj, men det er gjort et anslag på en total kostnad for etablering av den nye satellitten. Dette inkluderer innkjøp/bygging, transport, montasje og igangsetting for produksjon. En kvalifisert gjetting av denne kostnaden er satt til 90 millioner NOK.

Rør på havbunn fra N5 til ny satellitt må anlegges. Det må også tas hensyn til driftskostnader av det nye anlegget. Drifting av selve satellitten, tiltak mot hydrattdannelse, gassløft, evt. oppvarming m.m.



Figur 7: Produksjonsrater

Prosjektets økonomi beregnes ut fra et langsiktig anslag om en oljepris på 28USD. Det er beregnet nåverdi av prosjektet for de kommende årene etter 2012. Vi antar en diskonteringsrente på 7 %. Kumulert kontantstrøm for prosjektet:



Figur 8: Kumulert kontantstrøm

Investeringene i prosjektet antas å gjøres i 2011. Påfølgende år (2012) forventes full produksjon fra brønnene. Allerede etter 2 år ses en høyere nåverdi enn ved produksjon fra den opprinnelige rammen(N5). Dette er svært avhengig av de forutsatte produksjonsrater. Ved prosjektets avslutning (2018), er nåverdien av prosjektet være 1513MNOK.

Prosjektets lønnsomhet er nært knyttet opp mot inntekter. Forventet oljeproduksjonsrate er basert på en gitt analyse av Statoil, og økonomien er veldig avhengig av disse ratene. Oljeprisen spiller her også en viktig rolle for lønnsomheten. Selv om oljeprisen i dag ligger over 50\$/fat, er dette en unaturlig høy pris som må forventes å falle. På lengre sikt vil oljeprisen falle godt under dagens nivå. For dette prosjektet er forventet oljepris satt til 28\$/fat.

Alle investeringene antas å skje i år 2011. Her går kontantstrømmen i minus, og ingen inntekter forventes. De kommende år forventes inntekter fra oljeproduksjon på feltet, samt noen kostnader knyttet til drift av anlegget. Dette gir en positiv kontantstrøm til prosjektet. Kontantstrømmene diskonteres til nåverdibeløp som beskrevet ovenfor med diskonteringsrente og eventuell inflasjon. Prosjektets totale nåverdi summeres fra disse beregningene. Denne nåverdien må så vurderes opp mot andre alternative prosjekter med annen nåverdi og usikkerhet. Finnes det andre mulige investeringer som kan være like bra/bedre økonomisk

Det er heller ikke vurdert noen løpende årlige utgifter til drift av feltet. Det er antatt at prosjektet ikke påfører resten av anlegget vesentlige driftskostnader, og at det eksisterende rør- og produksjonsanlegg har den nødvendige kapasiteten som behøves for innfasingen. Årlige driftskostnader av det nye anlegget antas å være lave i forhold til inntektene. Denne kostnaden kan eventuelt regnes inn i vårt konservative anslag om 28\$/fat for oljen.

Spørsmålet er hvor mye produksjonen endrer seg. Det er kun gjort en prøvebrønn i NO (29/3-1), så her er usikkerhetene ganske store. Slik det ser ut nå er det lønnsomt å anlegge en ny satellitt sør på Betaryggen. Det er vesentlige usikkerheter knyttet mot at store deler av feltet

fremdeles er et prospekt. Dermed finnes ingen garanti for oljefunn og produksjonsrater på feltet. Det er usikkerheter knyttet til disponering av satellittanlegget, og hvorvidt det er ledig kapasitet til produksjon. Det er også mulig at andre alternative utbygginger, som kanskje ikke er utarbeidet eller påtenkt, er mer aktuelle enn vårt prosjekt.

KONKLUSJON

Denne artikkelen tar for seg en mulig utnytting av nye felter på Gullfaks-feltet. Det er sett på muligheten for drenering og hvordan dette kan gjøres. Beregninger viser at prosjektet kan være økonomisk meget godt. Nåverdien av prosjektet er i første omgang anslått til 1513 MNOK. En vellykket drenering av Skinfaks sør kan altså vise seg å bli et vellykket prosjekt dersom det gjennomføres. Prosjektet trenger likevel mer inngående beregninger før noen avgjørelser om igangsetting kan tas.

Kilder

¹ Kapittel 11.3.3, Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004

² Kapittel 10.2, Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004

³ Tabell 11.1.3, kapittel 11, Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004

⁴ Vedlegg 1 (HYSYS utregning)

⁵ NORSOK P-001 (1999)

⁶ Tvedt V., *Transportation of Petroleum i Subsea pipelines*, SINTEF petroleum, Trondheim (2005)

⁷ Statoil, korrenspondanse (15.02.06)