

INNFASING AV SATELLITTER SKINFAKS SØR

**FAGRAPPOR
EKSPERTER I TEAM
GULLFAKS 2006
Gruppe 5**



Sammendrag

Vi har i denne oppgaven sett på innfasing av satellittfeltet Skinfaks sør, og har valgt å se på de to alternativene vi mener vil være de mest reelle. Det ene (alternativ A) er å bruke den eksisterende satellitten N5 og bore én brønn fra denne. Den andre muligheten (alternativ B) er å opprette en ny satellitt nærmere Skinfaks sør og bore fire kortere brønner fra denne rammen, som igjen gir enklere boreprosesser og økt utvinning.

Det har blitt gjort en vurdering av hvordan vi mener feltet kan dreneres på en best mulig måte. En vesentlig faktor er hvor den nye satellitten skal være lokalisert. Vi har valgt å legge den øst for feltet slik at vi borer gjennom betaryggen fra øst. Ved hjelp av VR-laboratoriet på PTS har vi simulert brønnbanene for begge alternativene. Vi har gått gjennom ulike risikomomenter ved boreprosessene, og sett på om gassløft vil være et alternativ.

Vi har antatt at det først i 2012 vil være aktuelt å fase inn feltet. Dette gjelder begge alternativene. For det alternativ A er det helt uaktuelt å fase inn feltet før 2012 siden den ene slissen på N5 vil være i bruk frem til da. For alternativ 2 kunne vi valgt å fase inn feltet før, men siden brønnene på Skinfaks sør og brønnen fra N5 til Rimfaks opererer på veldig forskjellige trykk er det valgt å vente til produksjonen fra N5 er avsluttet.

For å sikre at det kan være full produksjon på Skinfaks sør er alle elementer som kan begrense produksjonen gjennomgått. Begrensende elementer er kapasiteten til prosessene som behandler brønnstrømmen på GFC, og om det er ledig kapasitet i rørsystemet fra N5 til GFC. For å bestemme om det er kapasiteten på hva en kan behandle av olje, gass og vann som vil styre produksjonen på Skinfaks sør, har vi sammenlignet dem med de forventede produksjonsratene for 2012.

Rørsystemet som går fra N5 til GFC blir brukt av 3 andre produserende rammer (N, M, L). For å se om det var ledig kapasitet måtte vi summere hvor mye brønnstrøm som måtte transporteres gjennom hver rørstrekning. Denne produksjonen ble så sammenlignet med størrelsen på produksjonsrøret.

Vi har også sett nærmere på faren for hydratdannelse i rørsystemet, og hvor store kostnader dette vil medføre ved nedstengning av anlegget. Det er flere måter å hindre hydratdannelse, og vi har gått nærmere inn på hvilke behandlingsmetoder som vil være aktuelle for prosjektet.

Før produksjonen kan starte i 2012 vil det være mange tidskrevende operasjoner som må gjennomføres. Vi har satt opp når disse må gjennomføres og hvor lang tid operasjonene vil ta.

Det økonomiske aspektet vil uansett være det som avgjør valget. Vi har derfor gått gjennom kostnader og inntekter for begge alternativene og gjort en nåverdivurdering av begge alternativene.

Innhold

1 Oppgaven	5
1.1 Bakgrunn	5
1.2 Oppgaven	6
1.3 Alternativer	8
2 Brønner	10
2.1 Brønn fra opprinnelig brønnramme	10
2.2 Plassering av ny brønnramme	12
2.3 Hvordan bore brønnene	14
2.4 Multilateral brønn	17
2.5 Problemer	17
2.6 Risiko	18
2.7 Boring i reservoarseksjonen	20
2.8 Boring på Skinfaks sør	22
2.9 Gassløft	23
3 Kapasitetsbegrensninger	26
3.1 Vekselvirkninger mellom produksjonsrør	28
3.2 Sandproduksjon	28
3.3 Rørsystemet	29
4 Hydrater	32
4.1 Metoder	33
4.2 Vurdering av metode	35
4.3 Kritisk temperatur	36
5 Tid	39
5.1 Oppstart	39
5.2 Tidsplan	41
6 Økonomi	43
6.1 Introduksjon	43
6.2 Produksjonsrate	44
6.3 Nåverdivurderinger	45
6.4 Usikkerhetsmomenter	47
6.5 Feil	48
6.6 Endelige vurderinger	48
7 Konklusjon	50
Referanser	51
Kilder	52

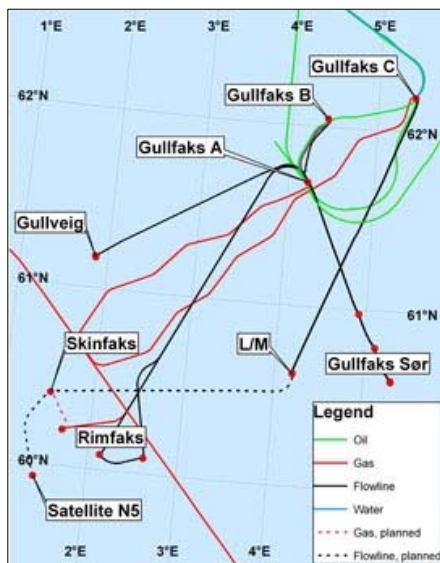
1 Oppgaven

Oppgaven er å se på innfasing av et nytt felt for olje og gassutvinning sør for Skinfaks på *Betaryggen*. Vår oppgave er å finne ut om/hvordan dette kan gjøres, og om dette lar seg gjøre når vi vurderer ulike faktorer som spiller inn i et slikt prosjekt. Under definerer vi oppgaven og hvordan denne blir lagt opp, men først litt kjapt om bakgrunnen for oppgaven.

1.1 Bakgrunn

Gullfaks-feltet ble åpnet for produksjon 22. desember 1986, og driftes av de 3 aktørene Statoil, Norske Hydro og Petoro (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.

Feltet ligger på vanddyb mellom 130 og 220 meter. Gullfaks A og C (GFA og GFC) brukes til behandling av undervannsanlegg. Olje og gass fra Gullfaks B (GFB) føres til GFA og GFC for behandling og lagring. GFA mottar og behandler fra Rimfaks, Gullveig og Gullfaks sør. GFC mottar og behandler fra Gullfaks sør og Skinfaks samt fra Tordis-feltet. Fra Gullfaks sendes gass videre til Statpipe og mottaksanlegget på *Kårstø* for videre behandling¹.



Figur 1: Oversikt Gullfaks-feltet¹

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 slisser og kapasitet i systemet. Dette ligger trolig minst 5 år frem i tid.

Utvinningsgraden på Gullfaks-feltet er 59 %², 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 (ØOU).

1.2 Oppgaven

Oppgaven er for så vidt ganske fritt definert, der vi har muligheten til selv å bestemme en del om hva vi ønsker å ha med. Overskriften, ”Økt utvinning – innfasing av segment N0 & N1”, sier noe om at vi skal vurdere tilkobling og utvinning av det nye prospektet av søndre N1 samt N0 – heretter kalt *Skinfaks sør*. Dette er hovedmålet med oppgaven.

Innfasing av disse feltene kan skje på flere måter. Vår oppgave blir en slags utredning av muligheter, utsikter og lønnsomhet av dette mulige prosjektet. Hovedfokus på innfasingen blir hvordan Skinfaks sør skal dreneres på best mulig vis. Forutsetning her er at det finnes olje/gass i feltet. Store deler av N0 og N1 er foreløpig bare et prospekt, men det er gjort beregninger på funnsannsynlighet i feltet. For området nord for letebrønn 29/3-1 er det satt en funnsannsynlighet på 0,49.³

Vi arbeider ut fra 2 alternative utbyggingsmuligheter: Drenering fra eksisterende satellitt N5 sør på Beta-ryggen (alternativ A) eller oppretting av ny satellitt lenger sør som tilkobles N5 (alternativ B). Alle hovedvurderinger i oppgaven skal vurdere disse to alternativene mot hverandre. Alternativ A/B vil brukes om de to løsningene i rapporten. Noen steder skriver vi om innfasingen generelt, dette er hvis alternativene ikke skiller seg klart fra hverandre.

Vår gruppe har valgt samme oppgave som en annen gruppe i landsbyen. For å få litt ulike rapporter om oppgaven satt vi oss ned sammen med den andre gruppen og klargjorde hvilke områder vi skal ta for oss, hva som skal være fokusområder og hvordan vi kan dele opp oppgaven litt ulikt. Gruppene er satt sammen av folk fra ulike fagområder, med ulik kompetanse på forskjellige felt. Slik ble det naturlig at vi fokuserte litt på forskjellige områder rundt oppgaven.

Vi har 2 på vår gruppe som går petroleumsteknologi rettet mot boring. De var derfor interessert i å gå i dybden med brønnboringen og kartlegge mer nøyaktige brønnbaner med 3D simulering på data. Vi har også en som går kjemi som har sett mer nøye på hydrater, hydratdannelse i rørene og denne problematikken. En siste i vår gruppe går materialteknologi og har sett på rør og rørsystemene. Disse områdene er altså ting vi har rettet mer fokus på enn andre. Vi kommer ikke til å gå nøye inn på reservoartekniske vurderinger eller kompliserte økonomivurderinger. Økonomi er allikevel et vesentlig kapittel. Vurderinger som tas med her er nåverdivurderinger av prosjektet under økonomikapitlet.

Den andre gruppen valgte andre områder som de vektla mer enn hva vi gjorde. Selvsagt vil begge grupper ha flere av de samme områdene, som for eksempel økonomi, men da i varierende grad av detaljer rundt dette.

Det meste av kjernen vi tar utgangspunkt i har vi fått fra Statoil. Flere rapporter og utredninger om feltet og noe informasjon muntlig eller på telefon og/eller e-post. De fleste i gruppen har liten faglig bakgrunnskunnskap om oljeutvinning og petroleum/geoteknikk. Det er derfor begrenset hvor nøyaktige beregninger og talldata vi kan presentere og vurdere. Tall som produksjonsprofiler og tidsforbruk etc. er tall fra Statoils rapporter som vi har anvendt for å gjøre vurderinger. Dette gjør selvsagt at prosjektet og rapporten inneholder en del store usikkerhetsmomenter både økonomisk og på flere andre felt. Vi har fokusert på å prøve å lage en helhetlig vurdering av prosjektet som gir en presentasjon av mulighetene ved innfasing av det nye feltet.

Når vi har presentert prosjektet og utfordringene/problematikken, drøfter vi oppgaven og tar for oss ulike punkter og temaer som er viktige i prosjektet. På bakgrunn av disse kan vi til slutt gi et sammendrag og en konklusjon av hvordan vi vurderer prosjektet. Avslutningen av denne utredningen av de, hovedsakelig to hovedløsningene, vil dra noen konklusjoner om prosjektets fremtid.

Noe av utfordringen med å arbeide i gruppe er å få et effektivt samarbeid. Hvordan få 5 personer til å skrive på samme oppgave. Oppgaven slik vi har definert den gjør at den ganske greit lar seg dele opp i ulike deler som vi kan arbeide med mer individuelt. Dermed kan vi hver for oss ta for oss hver vår del av oppgaven og rette fokus mot dette. Dette kan gjøres hvis alle sørger for samtidig å tilpasse sitt arbeid mot de andre områdene av oppgaven. Selv om vi har arbeidet en del selvstendig har vi hatt mange diskusjoner og samtaler om hvordan vi skal løse hverandres problemer og om oppgaven som helhet. Vi har lært av hverandre og ved å hente inn informasjon fra faglærere, faglitteratur, Statoil og flere andre. Gruppearbeidet og arbeidet med oppgaven har totalt sett vært vellykket.

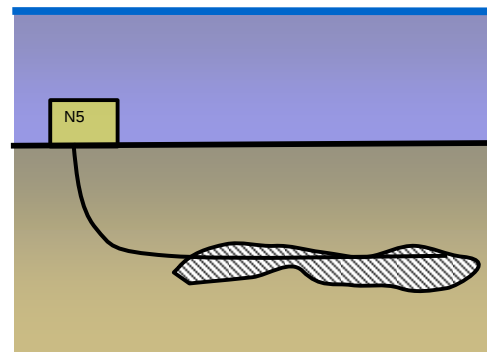
1.3 Alternativer

Det er i utgangspunktet flere måter å utnytte den eksisterende infrastrukturen for å utvinne olje og gass fra Skinfaks sør. I området ligger N-rammen som drenerer Skinfaks og N5 satellitten som drenerer deler av Rimfaks. N5 ligger nær den nordlige delen av Skinfaks sør, og når produksjonen fra Rimfaks avsluttes rundt 2012, kan den ene slissen på satellitten brukes til å drenere 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.

Det som selvfølgelig bestemmer dette valget er økonomien. For disse to alternativene vil en ha forskjellige volumer, produksjonsrater og utgifter. Det er også tekniske utfordringer som kan gjøre at det ene alternativet er bedre enn det andre.

1.3.1 Alternativ A

Ved å utnytte N5 satellitten slipper en unna en god del investeringskostnader. En bruker da den ledige slissen til å bore en veldig lang, horisontal brønn som penetrerer Ness formasjonen gjennom hele feltet. På denne måten kan en utvinne hydrokarboner fra hele feltet med en brønn. Dette byr på store tekniske utfordringer, og risikoen øker også som følge av dette.



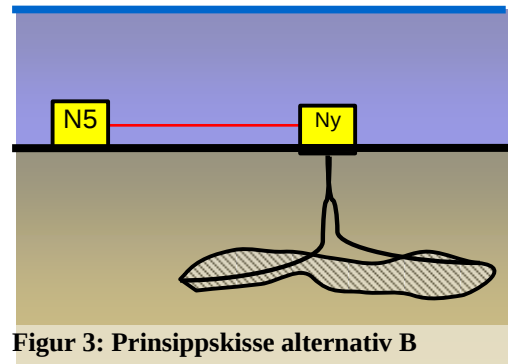
Figur 2: Prinsippskisse alternativ A

1.3.2 Alternativ B

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

Borelengdene reduseres også 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. I forhold til alternativ A vil en få større produksjonsrater og større utvinningsvolumer på denne måten.

Investeringskostnadene vil være høyere her siden en må sette opp en ny satellitt og legge opp ny rørledning fra N5. Borekostnadene kommer også til å bli formidable siden en må bore fire lange brønner ned i reservoaret. For å bore 4 brønner kommer en til å bruke lang tid og det kan være problem å få leid borerigg over så lang tid.



Figur 3: Prinsippskisse alternativ B

2 Brønner

Vi skal sammenligne to varianter av hvordan vi vil drenere Skinfaks sør. Det finnes da to muligheter man kan gjøre dette på. Den ene muligheten er å bruke en ramme som ligger på havbunnen fra før med kjent posisjon og som allerede er i bruk, det andre alternativet vil være å benytte en ny brønnramme, hvor valg av dens posisjon vil være sentralt for dreneringen av de aktuelle reservoarlagene. 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. Her må altså økonomien ses nærmere på med hensyn på kostnader og utgifter. Kostnadene det her snakkes om er brønnekostnader, anleggskostnader og driftkostnader, mens inntektene kommer fra hvor mye man greier å produsere av olje og gass. Denne produksjonen er avhengig av reservoardata (PVT-data) og hvordan selve reservoaret i lagene blir drenert. Måten reservoarlagene dreneres på vil derfor bli en viktig faktor i valget av modell.

2.1 Brønn fra opprinnelig brønnramme

Det ligger i dag satellitt N5, med UPC-koordinater 445025,6 og 6768262,5. Denne rammen ligger dermed litt nordøst for våre aktuelle reservoar på Skinfaks sør, som for øvrig begge ligger i lagene Ness og Tarbert. Denne opprinnelige rammen har samtidig bare en slisse. Denne slissen brukes i dag til drenering av Rimfaks, et felt øst for dens posisjon, 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, noe som gir oss flere dreneringspunkter, og det samlede dreneringsarealet blir dermed større.

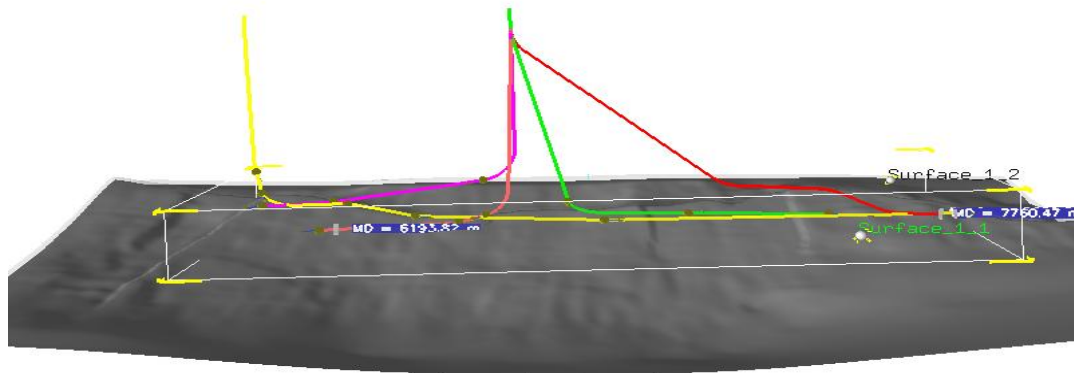
Det er valgt å lage brønnbanealternativene i en VR-lab hvor det har blitt lagt inn koordinater til de to aktuelle brønnrammene samt flatekoordinatene til alle de aktuelle lagene, henholdsvis Topp Ness-1, topp Ness-3B og topp Tarbert. Med utgangspunkt i disse dataene er det beregnet brønnbaner som menes å være mest hensiktsmessige, både med tanke på økonomisk og boreteknisk.

Brønnen vil komme inn gjennom forkastningen som ligger nord i N1 og vil så først måtte drenere en liten del av Tarbert i nord, før den bøyer av og går ned i Ness, som den følger hele veien til enden av N0. Denne brønnbanen blir da svært komplisert. Brønnbanen (se gul brønn, Figur 4) fra den opprinnelige rammen, N5, ser man raskt ut ifra kalkulasjonene vil bli for lang til å kunne nå hele Skinfaks sør. For å få drenert N0 med denne brønnen, vil den måtte være godt over 13.500 m lang, det vil si et godt stykke over den lengste brønnen boret i verden til nå. Man ser raskt at man har med et uaktuelt alternativ å gjøre. Det hadde riktignok holdt med én brønn her. Greinbrønner ville ikke ført til noe bedre alternativ, siden dette bare kompliserer boringen mer og ikke korter ned på den samlede lengden brønnen er nødt til å ha.

Det er i dag boret brønner i overkant av 10.000 meter, men i vårt tilfelle for å nå hele reservoaret, må det som nevnt bore 13.700 meter, noe som hadde vært en verdensrekord å være stolt av.

Samtidig som dette er en veldig lang brønn og med problemene dette gir, får man ikke drenert Tarbert i sør, hvor man regner med å ha store reserver. For å få drenert Tarbert i sør ville brønnen måtte bøyd av oppover fra Ness igjen, og i tillegg gjort den samlede lengden ennå lenger.

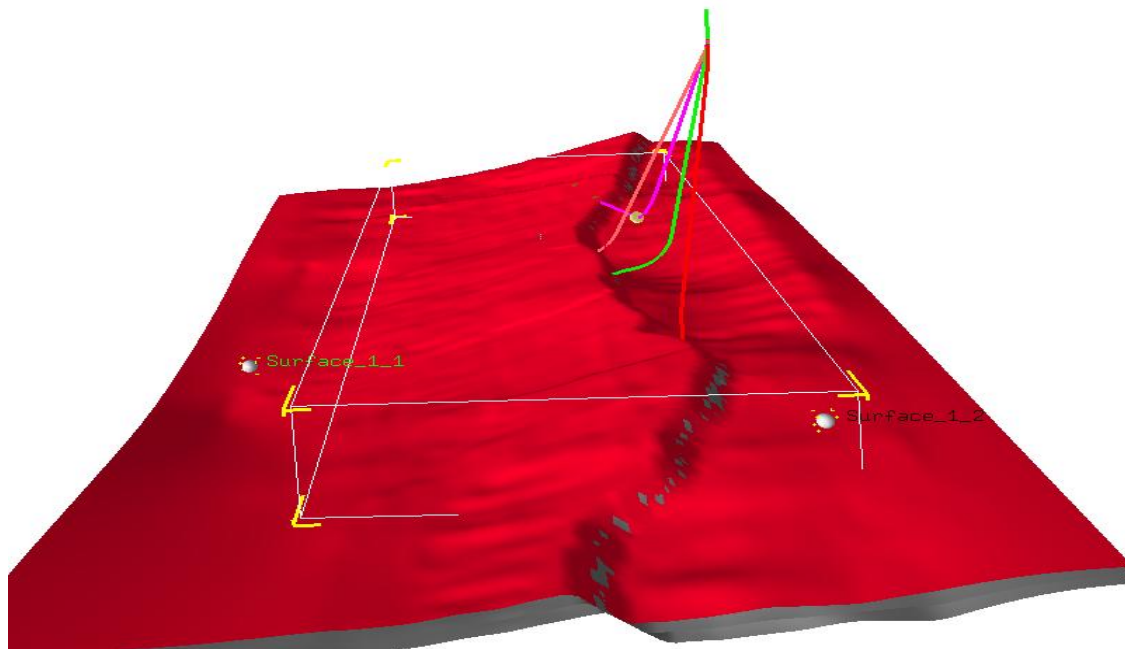
Fra dette kan det ganske enkelt konkluderes med at en slik brønn vil være uaktuelt. Denne beslutningen kan tas på grunnlag av lengden på brønnen og antall dreneringspunkter man vil få.



Figur 4: Drenering av felt, borebaner snitt nord-sør

2.2 Plassering av ny brønnramme

Det finnes et uttall av muligheter for hvor man vil plassere denne rammen. Det er et spørsmål om hvordan havbunnen er i området og hvordan en 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. Forslaget til plassering er basert på tidligere erfaringer gjort fra Gullfaks, dette på grunn av at det er forholdsvis like forhold på havbunnen og i reservoarene. I nærliggende reservoar har det blitt boret inn i reservoaret fra øst. Man legger da brønnene gjennom forkastningen som ligger øst for reservoar ryggen (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, med tanke på nord sør retning, og man vil da kunne få flest mulig dreneringspunkter og samtidig slippe problemer med veldig lange brønner (se Figur 5).



Figur 5: Drenering av felt, borebaner snitt sørfra

2.2.1 Antall 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 N0 og den nordligste delen av N1.

Reservoarene, slik vi ser det, bør dreneres med til sammen 4 brønner (se Figur 5). Dette for å nå alle de aktuelle lagene 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 som vist i Figur 5.

2.2.2 Horisontale eller vertikale brønner

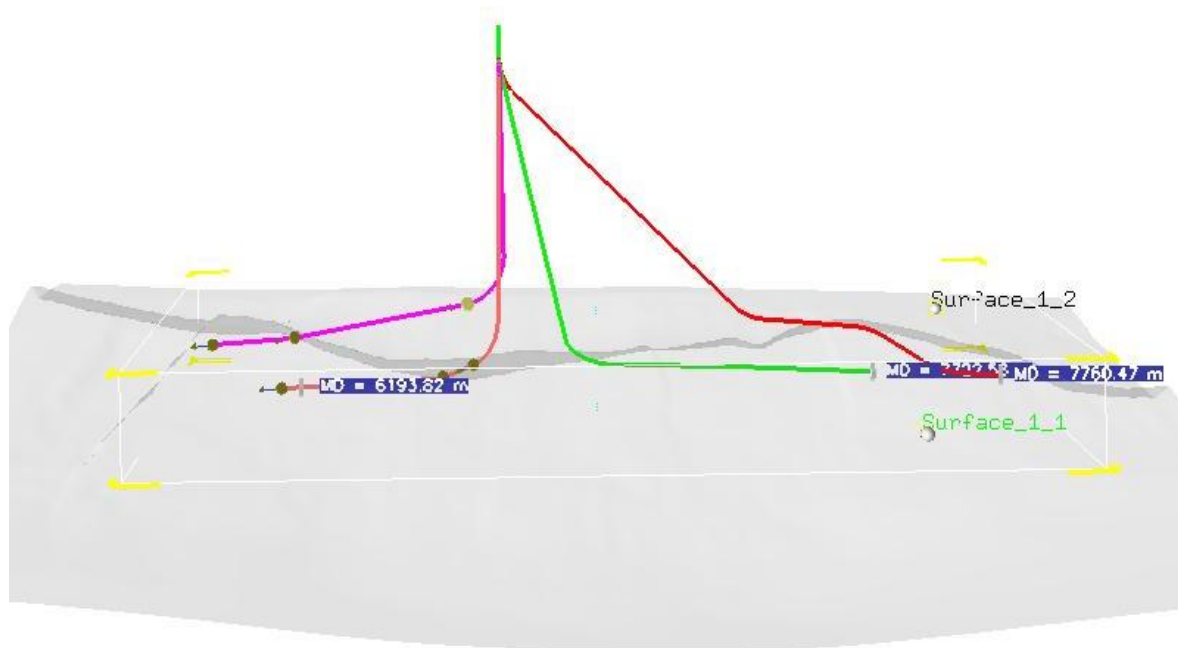
Med tanke på hvordan brønnene må legges må vi se litt på reservoarets egenskaper og form. Dette reservoaret har betydelig høyere permeabilitet horisontalt enn vertikalt. Vertikal permeabilitet er målt til å være lik null. I motsetning er horisontal permeabilitet målt til å være tilnærmet lik 100 %.

For å drenere reservoarene vil det enten være aktuelt å bruke vertikale eller horisontale brønner. De målte permeabilitetene 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. Dreneringslengden til horisontale brønner er i tillegg betydelig større enn for vertikale brønner, og med dagens teknologi og boreegenskaper er en slik bane ingen problem.

2.3 Hvordan bore brønnene

Det er mange forskjellige måter å løse dette på, men gjennom nøye planlegging og drøfting har vi kommet fram til en løsning. Det skal bores fire brønner som vist i Figur 6.

Alle brønnene bores med en satt normal *dogleg angle* på $3^{\circ}/100\text{ft}$.



Figur 6: Drenering av felt, borebaner snitt nord-sør

2.3.1 Brønn 1 (lilla)

Brønn 1 skal bores inn i Tarbert i blokk 33/12. Denne brønnen har som sin eneste oppgave å bare drenere Tarbert i denne blokken på en best mulig måte. Dette gjøres ved å bore brønnen horisontalt gjennom hele Tarbert. Denne brønnen bores først vertikalt ca 3100m før den bøyer av nordover og så etter hvert entrer Tarbert tilnærmet horisontalt og penetrerer oljesonen her hele veien. Denne brønnen har en lengde MD på 6610m og en TVD på 3437m ved endepunktet.

2.3.2 Brønn 2 (rosa)

Brønn 2 skal bores inn i Ness i blokk 33/12, det vil si lenger ned enn brønn 1, og har som sin oppgave å drenere nord i Skinfaks. Denne brønnen bores som brønn 1 først vertikalt, ned til omtrent 3400m, bøyer så av nordover med satt dogleg vinkel og vil deretter ha en lang horisontal del, som gir et stort drenerings volum av den nordlige delen av Skinfaks sør. Denne brønnen har en lengde på MD 6447m og en dybde TVD på 3766m.

Ut fra Figur 4 vises et lite område i sentrum av N1 som ikke direkte blir drenert av en spesiell brønn. Dette området vil nok delvis bli drenert av brønn 2 og 3, men det vil ta lenger tid enn hvis man hadde lagt en av disse to brønnene slik at de gikk gjennom dette området. Grunnen til at brønnene ble lagt som vist ovenfor er for å forenkle boreprogrammet vårt, slik at utregninger i sammenheng med dette ikke ble for komplisert og tidkrevende. Det skal da samtidig nevnes at det beste alternativet antakelig ville ha vært å legge brønn 2 slik at den først bøyer godt av sørover forbi brønn 3, før den skifter retning og går nordover igjen og treffer Ness-laget slik at man får drenert dette midtre området i Ness laget horisontalt, for så å gå videre (jfr. Figur 6). TVD vil holdt seg som før, men MD ville blitt lengre, selv om dette ikke ville skapt noen store problemer verken med tanke på boring eller kostnadsmessig.

2.3.3 Brønn 3 (grønn)

Brønn 3 skal drenere Ness i den midtre og sørlige delen av Skinfaks (Blokk 33/12 og blokk 29/1). Denne brønnen bøyer litt sørover ganske tidlig, dette fordi brønnen er nokså lang, og det er ønskelig å korte litt ned på den. Samtidig bøyer den ikke av så mye siden man vil ha størst mulig dreneringsareal i Ness laget. For at den ikke skulle bli for lang og by på for mange problemer med tanke på kostnader og boringen, ble det valgt å drenere siste søndre delen av Skinfaks sør med brønn 4, som kommer fra den forutsatte produktive Tarbert sonen i N0.

Brønn 3 blir en lang brønn som drenerer et stort volum i Ness. Denne brønnen går mot sør i motsetning til brønn 1 og 2 og har MD 7723 m og TVD 3750m.

2.3.4 Brønn 4 (rød)

Brønn 4 skal drenere både Tarbert og Ness helt sør i Skinfaks sør (blokk 29/1). For å korte ned på lengden er det valgt å ha kick-off tidligst mulig og skrå nedover mot Tarbert. Både brønn 3 og 4 har altså tidlige kick off punkt i motsetning til brønn 1 og 2, dette bare med tanke på innsparing av meter i totale brønnlengder. Brønnen vil gå inn i Tarbert på omtrent 3650m dyp og drenerer her horisontalt, før den går videre ned i Ness på omtrent 3750m dyp hvor den også her vil drenere horisontalt. Brønn 4 vil dermed ta for seg siste søndre delen av Ness laget som ble utelatt fra brønn 3. Samlet vil brønn 4 ha MD 7760m og TVD 3750m.

2.4 Multilateral brønn

En annen mulighet hadde vært å ha brønn 1 og 2 som én opprinnelig brønn, med grener. 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 greinbrønn 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. Multilateral brønn gir oss også mulighet til å nå flere punkter med en og samme brønn. Dette er derfor et meget godt alternativ.

Valget vårt var med andre ord konservativt. Brønn 1 og 2 kunne altså like godt ha vært en multilateral brønn, mens de to andre brønnene hadde vært best separate, slik som valgt her.

2.5 Problemer

2.5.1 Brønnteknologi

Det kan oppstå mange problemer under boreprosessen, men risikoen er langt lavere i dag enn før i tiden. Erfaringer og ny teknologi har også gjort det mulig å nå reservoar man bare kunne drømme om før. Med 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 fordel. 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.

2.6 Risiko

Man har i dag lang erfaring ved boring av brønner, noe som gjør denne prosessen til en enklere prosess enn tidligere. Det kan fortsatt oppstå problemer under boring. Vi vil derfor diskutere noen mulige problemer som kan oppstå under slik boring. Disse problemene kan bidra til å forsinke eller stoppe boreprosessen samt være svært kostnadsfulle. Det er derfor særdeles viktig å være nøyaktig i utformingen av boreprogram.

Et boreprogram går igjennom alle faser av en boreprosess. Viktige elementer i et slikt program er:

- Casingprogram som forteller noe om hvilke casing som skal benyttes til å stabilisere borehullet.
- Slamprogram som er en oversikt over hvordan slam man skal benytte. Dette slammet er med på å holde hullet stabilt under boreprosessen samt hullrenskning.
- Riggkapasitet.
- Tidsoversikt

2.6.1 Grunn gass

Ved boring kan man bore inn i områder med grunn gass. Grunn gass er gass som har samlet seg i små lommer. Disse lommene finnes på dyp opptil 1000 meter ned i formasjonen. Denne gassen har ofte høyt trykk, og kan derfor føre til gasskick. Dette gjør at man får gass inn i borehullet. Gass som har kommet inn i borehullet vil stige til overflaten, der den kan by på store problemer. Dette kan føre til en svært alvorlig situasjon med tanke på at denne gassen vil ha høyt trykk og er svært eksplosjonsfarlig. Dette løses i dag ved å bore denne seksjonen uten BOP og riser. Det betyr da at returstrømmen fra boreprosessen kommer opp på havbunnen noe som gjør at man ikke får gassen på boredekk. Selv om man ikke får gassen opp på boredekk må grunn gass tas på alvor. En slik utblåsing kan skape svært farlige situasjoner for riggstabilitet og personalet om bord og gi store ekstra kostnader.

Det kan være vanskelig å finne denne gassen, dette på grunn av størrelsen på gass lommene, men ved hjelp av seismikk og ved god forståelse av geologien i området kan man oppdage slike farlige lommer. Denne jobben krever med andre ord erfaring og et oppmerksomt øye.

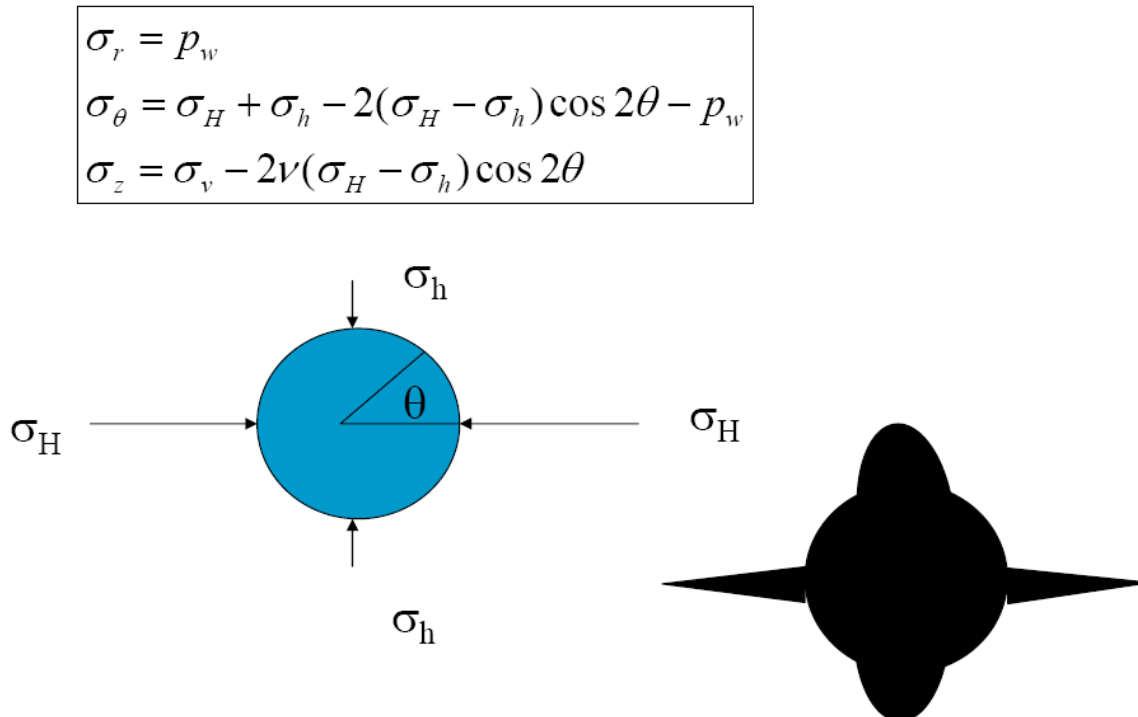
2.6.2 Boring i leire

Boring i leire er en kompleks operasjon. Her må personellet som jobber med boring ta hensyn og gjøre en nøyaktig jobb. Dette gjelder særlig i valg av mud. Boreslammet som benyttes skal være med på holde leirlaget stabilt, noe som krever en riktig sammensetning. Det må her vurderes om man skal benytte olje eller vannbasert slam og hvilke komponenter det skal inneholde.

En feilvurdering her kan føre til utrasninger i brønnen, svelling av leire, gumbo og ellers annen ustabilitet som igjen kan sette en stopper for helle boreoperasjonen.

2.6.3 Boring gjennom formasjon med stor forskjell i spenningsforhold rundt hullet

Ved boring spiller hullstabilitet en viktig rolle. Dette for å kunne fullføre boringen som planlagt. Kreftene ved brønnbanen er viktig for hvordan hullstabiliteten blir. Dette betyr at kreftene som står normalt på brønnbanen ikke må avvike for mye i forhold til hverandre. Et stort avvik kan føre til kollaps av hullet. En slik situasjon kan oppstå ved forkastninger. Det er derfor viktig å tolke slike områder nøye. Man kan også få slike situasjoner ved *infill drilling*. Infill drilling er boring i reservoar som er allerede er blitt produsert fra eller produseres fra.



Figur 7: Krefter rundt borehull (fra faget TPG4185⁴)

σ_r	krefter radielt
σ_θ	krefter på en hvis vinkel i hullet
σ_H	største horisontal kraft
σ_h	minste horisontal kraft
ν	Poissons tall
p_w	poretrykk

2.7 Boring i reservoarseksjonen

2.7.1 Boring inn i reservoar eller permeable lag

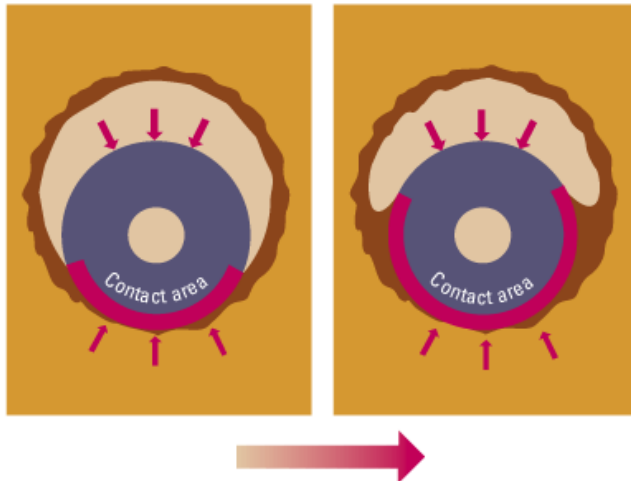
Ved boring inn i permeable lag er det ekstra viktig å tenke på slamvekten man benytter. Det er her viktig å bore overbalansert. Overbalansert boring betyr at trykket i brønnen er høyere enn trykket i formasjonen. Denne overbalansen er med på å hindre at fluider fra formasjonen kommer inn i brønnen. Samtidig må man passe på at trykket i brønnen ikke er alt for stort i forhold til trykket i porene siden dette kan skade formasjonen.

En *influx* av gass, som er det verste tilfellet, kan få katastrofale følger om det ikke blir oppdaget på et tidlig stadium. Ved influx av gass er man nødt å starte en *kill-operasjon*. Det betyr at gassen må sirkuleres ut av brønnen og mud vekten må økes, slik at overbalansen blir gjenopprettet. Det er viktig og ha overbalanse, men må samtidig passe på å holde seg under oppsprekningstrykket. Oppsprekningstrykket er det trykket som skal til for å sprekke opp formasjonen. En slik situasjon kan føre til tap av boreslam, som videre fører til kick.

Ved boring i reservoarseksjonen er det veldig viktig å tenke på slammet som blir benyttet. Dette for å opprettholde samt unngå å skade reservoarbergarten. Ved bruk av feil slam kan det dannes *skin*. Dette er partikler som legger seg i porer og rom rundt borehullet. Skin kan oppstå ved bruk av for tung mud. Det betyr at brønntrykket ligger høyere enn poretrykket og dermed strømmer slam inn i formasjonen. Dette er med på å redusere det ønskelige produserende fluidets evne til å strømme, noe som gir lavere produksjonsrate og dermed dårligere økonomisk gevinst. Denne fasen av boreprosessen er derfor svært viktig.

Ved boring i reservoar er *differential sticking* relevant å tenke på. Differential sticking er når det bores med mye overbalanse i brønnen og har en filterkake på hullveggen. Filterkake er partikler i slammet som legger seg på hullveggen slik at den blir impermeabel. En impermeabel borevegg gjør at slam ikke går inn i formasjonen (se Figur 8). Overtrykket sammen med filterkaken kan da føre til at borestrengen setter seg fast. Dette er et problem ved avviks-boring, der borestrengen kan legge seg på den laveste delen av borehullet.

Differential sticking kan unngås ved å redusere kontaktarealet borestrengen har til filterkaken og borehullsveggen, eller unngå for stor overbalanse i brønnen. Reduksjon av kontaktarealet fås ved å benytte riktig boreslam, eller man kan spesialdesigner borestrengen. Hull rensking er også en viktig faktor her. Hull rensking er kort og godt at borekaket blir ført med slamstrømmen opp til boredekk og vi får et åpent og rent hull.

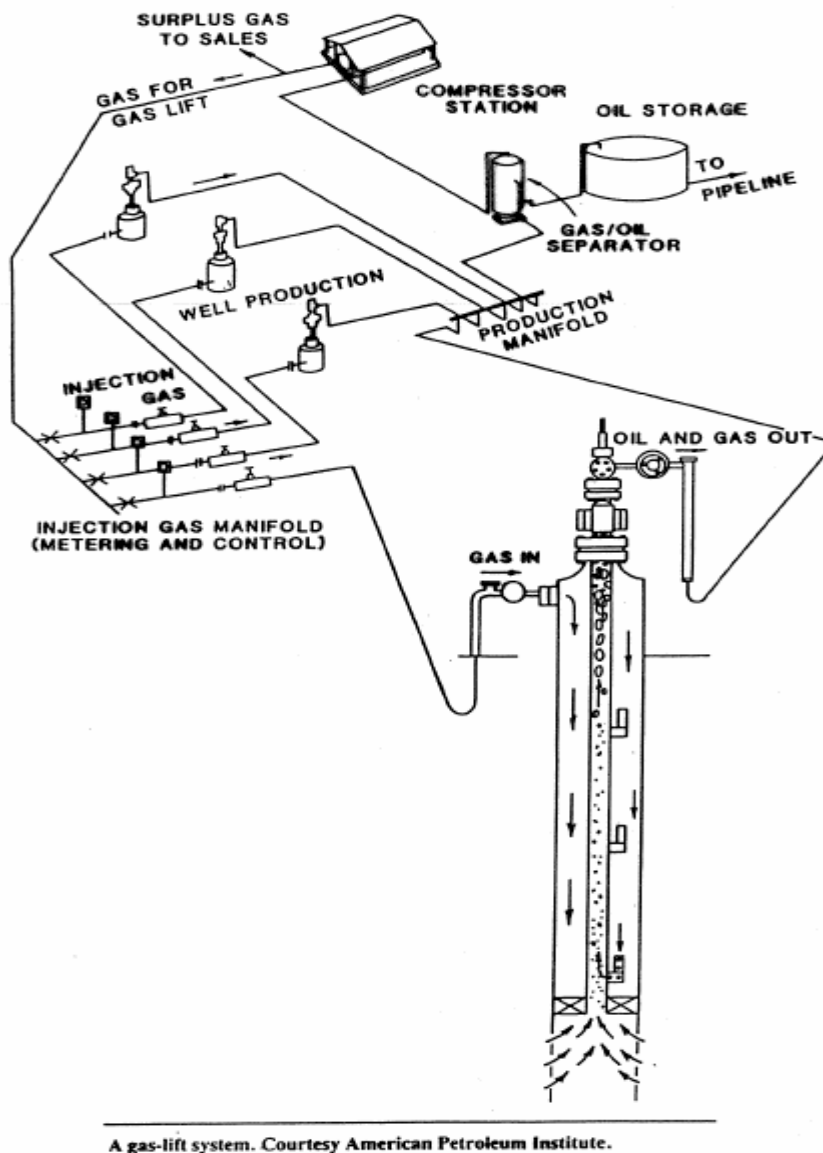


Figur 8: Større mulighet for differential sticking på figur til høyre⁵

2.8 Boring på Skinfaks sør

De planlagte brønnene har en lengde fra 6000-7000 meter. Dette er ingen lengde å snakke om med dagens teknologi og erfaringer, så lengden vil ikke by på problemer. En annen ting som er viktig i det området det skal opereres i er hvordan man borer gjennom Viking-gruppen. Denne gruppen ligger over Brent, som er reservoardelen. Dette er en formasjon som består av mye skifer. Denne skiferen er det viktig å ta alvorlig, spesielt i Draupner-laget. Dette laget må bores med en god vinkel. Det vil si at man ikke bør bore denne seksjonen med en vinkel på over 70 grader fra vertikal vinkel (90 grader er horisontalt). Dette må gjøres for å opprettholde stabiliteten i skiferen. Draupner-seksjonen kan bores med rimelig høy slam vekt, slik at det er høy overbalanse. Dette er ikke noe problem siden reservoaret har et svært høyt trykk.

2.9 Gassløft



Figur 9: Gassløftsystem⁶

2.9.1 Hvorfor gassløft

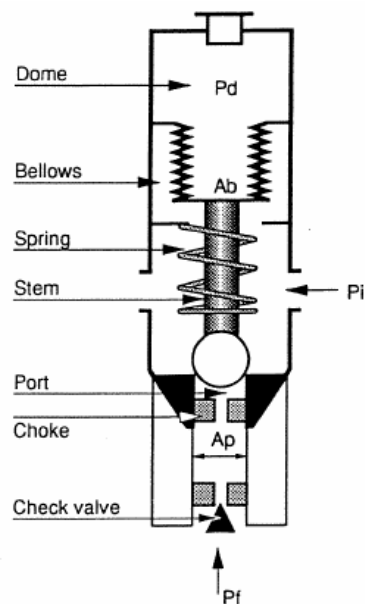
Gassløft er i dag en vanlig måte å øke produksjonen på. Dette er en operasjon som virker omtrent akkurat på den måten som det navnet tilsier. Man pumper gass ned gjennom ringrommet, mellom produksjons- og føringsrør, gjennom en gassløftventil og inn i produksjonsrøret, helst så nær bunnen av brønnen som mulig. Ofte er produksjonsrør utstyrt med slike gassløftventiler i

utvidede seksjoner ved ulike dybder for letter å kunne starte opp brønnen, men ved stabil produksjon bør injeksjonen av gass foregå ved den dypest sette ventilen siden denne da vil være mest effektiv (se Figur 9).

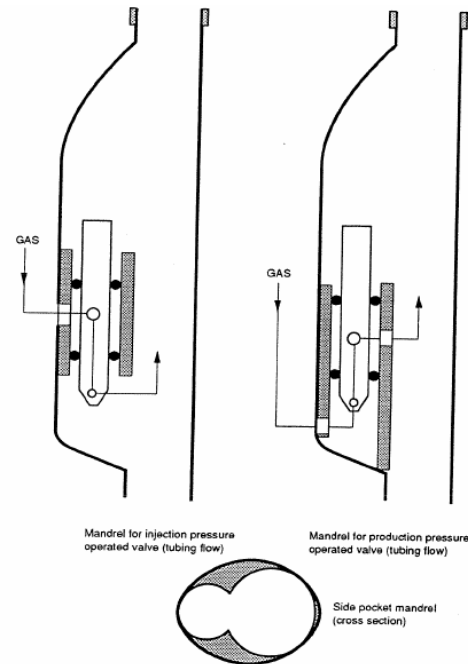
Den økte produksjonen kommer av at ekstra innpumpet gass reduserer gjennomsnittstettheten av den produserende fluidblandingen, som igjen fører til at bunntrykket faller. Når bunntrykket faller, øker innstrømning av reservoarfluid, og derav økt produksjon. Hvor stor injeksjonsrate man bør ha, er et kalkulasjonsspørsmål, og man kan da altså kalkulere seg frem til optimal rate som gir minst bunntrykk og dermed størst produksjon.

Et litt mindre heldig utfall vil være at gassinjeksjon i bunnen av brønnen som sagt øker strømningsfarten og dermed også øker veggfriksjonen, men ikke nok til at det ikke er lønnsomt allikevel i de aller fleste tilfeller. Gassløftbrønner kan imidlertid også bli ustabil av diverse årsaker uten at dette prosjektet skal gå nærmere inn på det.

Som sagt skjer gassinjeksjon gjennom spesielle ventiler. Åpningen av disse skjer ved gass fra ringrommet strømmer gjennom en dyse, og trykket i ringrommet presser da altså sammen en gassfylt belg, med trykk satt på forhånd, eventuelt sammen med spiralfjør, og ventilen åpner/lukker seg ved ønsket ringromstrykk.



Figur 11: Trykkstyrt gassløfteventil



Figur 10: Gassløfteventiler plassert i side-pocket-mandrel

2.9.2 Gassløft som hjelpemiddel ved Skinfaks sør

Gassløft er brukt ved noen brønner i Gullfaksområdet, men det er ikke lagt ut gassrørledninger helt ned til brønnramme N5. For å kunne benytte gassløft ved N0 og N1 måtte i så fall rørledninger for gass vært lagt ned til N5, så videre ned til den brønnrammen det er valgt å drenere feltet fra.

I tillegg til at fasilitetene ikke er tilrettelagt for gassløft, har reservoaret et meget høyt trykk (over 500 bar), noe som tilsier at det produserende fluidet vil strømme lenge og godt av seg selv, slik at noen ekstra hjelp med gassløft ikke vil være nødvendig.

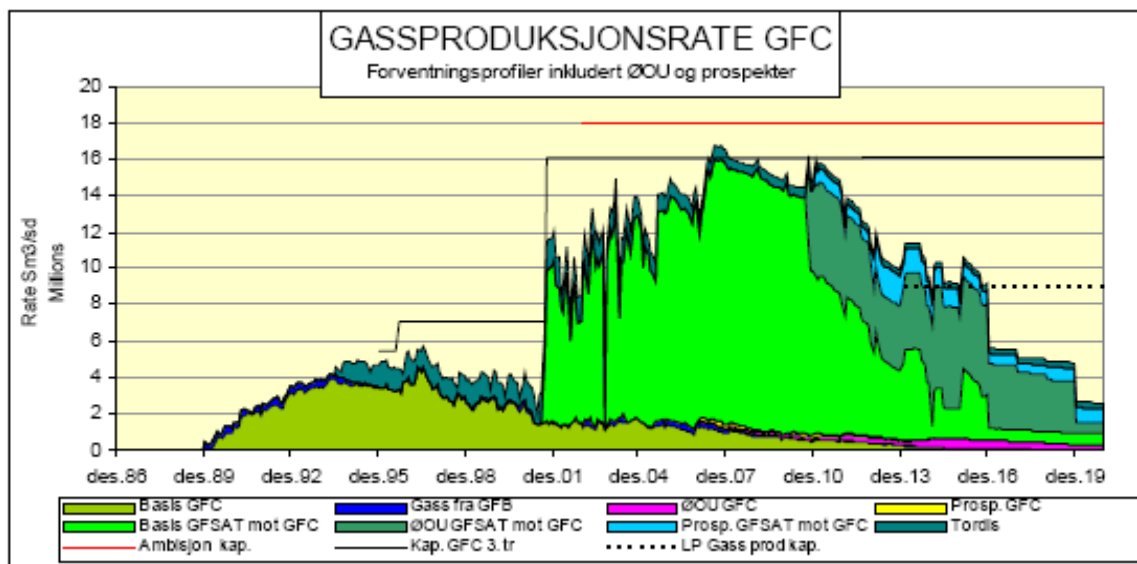
Det konkluderes derfor med at gassløft er uaktuelt som hjelpemiddel til produksjonen enn så lenge.

3 Kapasitetsbegrensninger

All produksjon fra Skinfaks sør feltet vil gå via N-M/L rammene og deretter videre til GFC. Her blir gass og vann separert fra oljen. Oljen blir så lagret på plattformen.⁷ 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.⁸

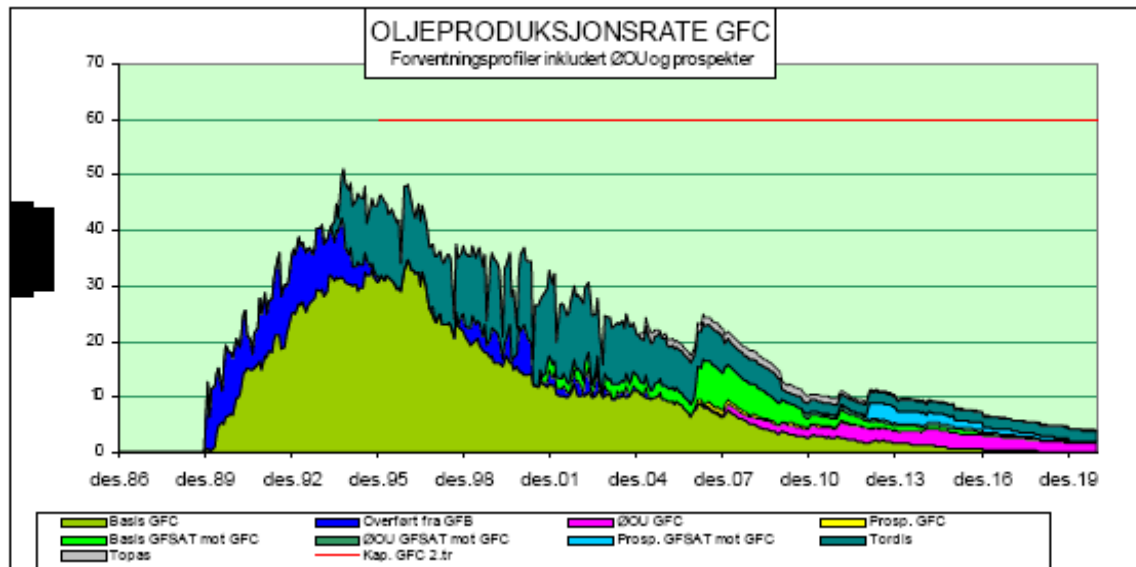
Kapasiteten til GFC [Sm^3/d]⁹:

- Oljebehandling 56.000
- Gassbehandling 16.100.000
- Vannbehandling 61.000

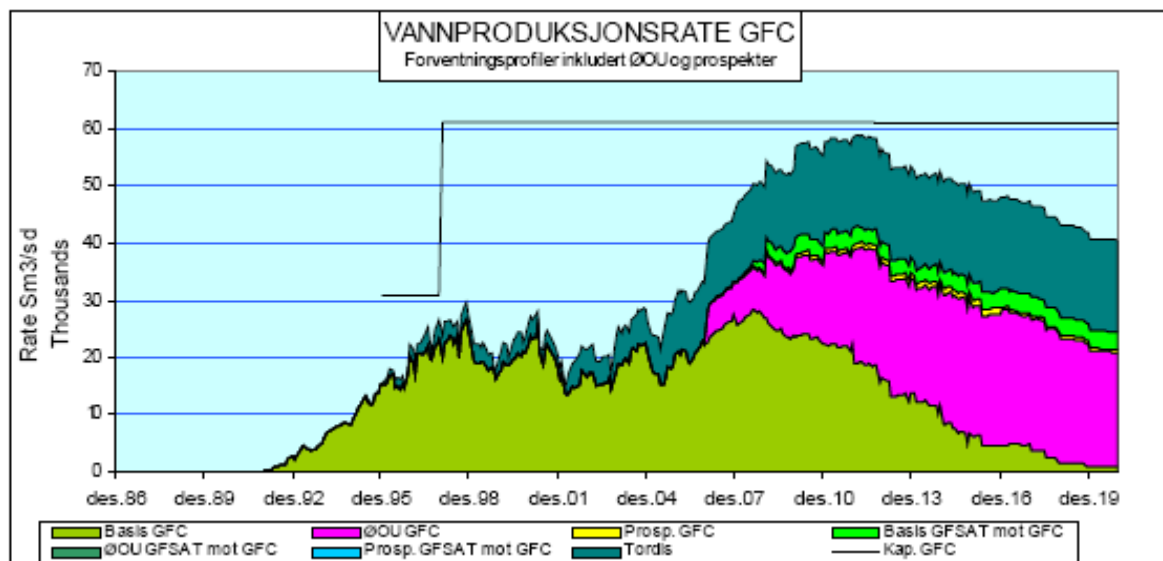


Figur 12: Gassproduksjonsrate GFC ¹⁰

Gassproduksjonsraten inn mot GFC er forventet å falle ganske kraftig rundt 2012. Dersom ambisjonene om å få opp kapasiteten på gasshåndtering til 18 MSm^3/d oppnås, vil ikke dette være kapasitetsregulerende. De anslåtte produksjonsratene av gass er 2,2 MSm^3/d . Ved starten av 2012 er antatt mengde gass til GFC 13,8 MSm^3/d , men synker i løpet av året til 12,5 MSm^3/d .

Figur 13: Oljeproduksjonsrate GFC ¹¹

Det er regnet med at 4,8 MSm³/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 14: Vannproduksjonsrate GFC ¹²

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. Det er antatt at omtrent 3500 Sm³/d med vann vil bli produsert fra GFSAT til GFC, men det er nok ikke tatt høyde for en så stor innfasing, slik at det meste som blir produsert ved Skinfaks sør vil komme i tillegg. Dette fører til at kapasiteten for vannbehandling er nær overbelastet, og dersom vanninnholdet skulle vise seg å være høyere enn 40 % vil dette være produksjonsstyrende.

Ved hjelp av disse grafene over produksjonsratene av olje, gass og vann 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.

3.1 Vekselvirkninger mellom produksjonsrør

På GFSAT produseres det fra flere brønner samtidig til en rørledning. Disse brønnene kan ha veldig forskjellige egenskaper når det gjelder brønnhodetrykk, GOF og produktivitet.

Ved produksjon vil disse påvirke hverandre, og kan gjøre at det fra noen brønner produseres veldig mye på bekostning av andre. Dersom en ikke klarer å optimalisere produksjonen kan dette styre produksjonsraten til feltet, og ikke reservoarbetingelsene.

Fra N rammen til M/L og videre til GFC går det to produksjonsrør som bidrar til optimalisering av produksjonene, men fra N5 går det bare en rørledning slik at de 4 produksjonsbrønnene fra Skinfaks sør må samarbeide.¹³

3.2 Sandproduksjon

Erfaringsmessig har det vært lite problem med sandproduksjon fra satelittfeltene. For å detektere dette brukes akustiske sanddetektorer på produksjonsbrønnene. På GFSAT fase 2 har det i tillegg blitt installert erosjonsprober som gir en indikasjon på hvor mye erosjon en har.¹⁴

3.3 Rørsystemet

- N5 til N (4,5 km)¹⁵: 8” isolert produksjonsrør
 2” injeksjonsrør
- N til M/L (11,3 km): 2x10” isolert produksjonsrør
 2” injeksjonsrør
- M/L til GFC¹⁶: 2x12” produksjonsrør i rørbunt
 8” produksjon/test rør
 Varmtvannsrør
 Injeksjonsrør

Siden produksjonen fra Skinfaks sør er avhengig av at utvinningen av Rimfaks fra N5 rammen avsluttes, vil strømmingen fra N5 til N bare være avhengig av produksjonen ved Skinfaks sør.

År	Ny - N5 - N		N - M/L		M/L - GFC	
	Væskerate [MSm ³ /år]	Gassrate [GSm ³ /år]	Væskerate [MSm ³ /år]	Gassrate [GSm ³ /år]	Væskerate [MSm ³ /år]	Gassrate [GSm ³ /år]
2006	0	0	0,00	0,00	0,860	4,474
2007	0	0	0,36	0,21	1,102	4,019
2008	0	0	0,66	0,38	1,321	4,052
2009	0	0	0,61	0,31	1,218	4,015
2010	0	0	0,40	0,17	0,944	3,843
2011	0	0	0,24	0,08	0,697	3,422
2012	2,04	0,80	2,38	0,96	2,720	3,649
2013	1,80	0,66	2,00	0,81	2,247	2,827
2014	1,20	0,33	1,33	0,43	1,497	1,857
2015	0,48	0,26	0,58	0,33	0,730	1,660
2016	0,36	0,14	0,44	0,21	0,627	1,838
2017	0,12	0,13	0,18	0,17	0,336	1,625
2018	0,22	0,09	0,27	0,13	0,404	1,496
2019	0,00	0,00	0,04	0,03	0,159	1,227
2020	0,00	0,00	0,03	0,03	0,145	1,191

Figur 15: Produksjonsrater i de forskjellige rørledningene (se Vedlegg 6)

Ut fra produksjonsprofilen ser en at når Skinfaks sør blir faset 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 rammen. Her har en bare et enkelt produksjonsrør på 8". Ut fra massestrømningen og tettheten ved brønnhodet kan en finne hastigheten på brønnstrømmen. (se Vedlegg 2)

A: Tverrsnittsareal 8" rørledning

M: Masse strømning

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

I følge NORSOK P-001 kan en bruke denne relasjonen som en veiledning for maksimal hastighet i produksjonsrør med to eller flerfase strømning:¹⁷

ρ_{mix} : Blandingens tetthet [kg/m³]

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

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

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. Vi brukte verdier fra simulering i Hysys (se Vedlegg 2).

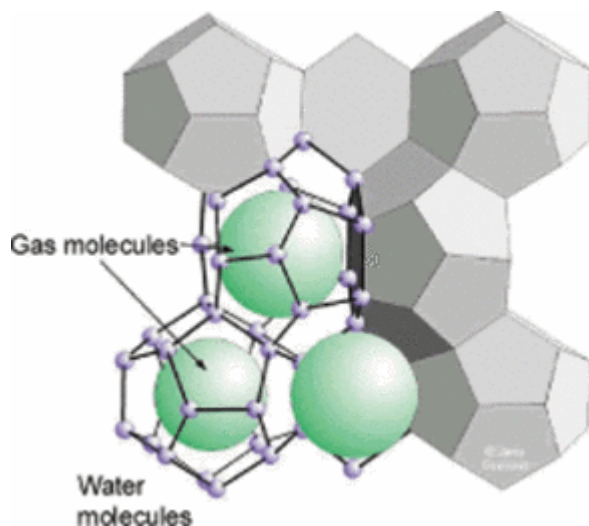
I rørledningene til GFSAT har det blitt brukt rustfrie stål av typen 13 % krom, *supermartensittisk rustfritt stål* (SMSS). Dette er en ståltipe med forholdsvis god korrosjonsmotstand, samtidig som

det har en veldig høy styrke. Den brønnstrømmen som kommer fra feltet vil ikke være særlig korrosiv siden det ikke er oksygen til stede så korrosjon vil ikke være noe problem. Manifoldene er laget av 25 % krom *Super Duplex rustfritt stål* (SDSS), og er en enda edlere ståltype enn rørene.

4 Hydrater

Hydrater og hydratdannelse er et stort problem for oljeindustrien, så dette vil 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.

Hydrater er krystallinsk struktur som formes når lette hydrokarboner blandes med vann under høyt trykk og lav temperatur ($< 25\text{ }^{\circ}\text{C}$). Eksempel på struktur av et gasshydrat er vist i Figur 16 nedenfor. Gasshydrater er ikke en kjemisk forbindelse, men betegnes som *klatrater*, det vil si at naturgassmolekyler er innesluttet i vannet uten kjemisk tilknytting¹⁸. Gasshydrater blir dannet når små gassmolekyler løses i vannet ved høyt trykk og lav temperatur. 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 kjemikaler som for eksempel *termodynamisk inhibitorer*, *kinetisk inhibitorer*, *anti-agglomerat* eller direkte elektrisk oppvarming (DEO).



Figur 16: Eksempel på en gasshydratstruktur¹⁹

4.1 Metoder

Det finnes flere metoder som kan benyttes for å forebygge eller fjerne hydrater. Det finnes mange metoder som brukes til å redusere hydratproblemer.²⁰ Under står noen av de mest relevante metodene for et prosjekt av denne typen.

4.1.1 Termodynamisk inhibitor

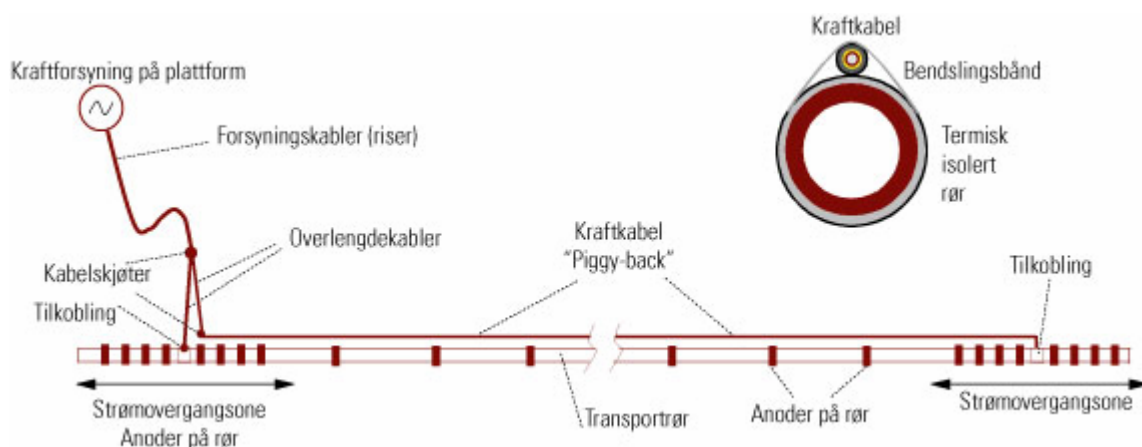
Med termodynamisk inhibitorer (TEH) vil tilsats av høy konsentrasjon av kjemikalier (10-50 %) hindre dannelse av hydrater fordi TEH senker frysepunktet for oljen. Kjemikaler som benyttes er metanol (MeOH), mono-etylenglykol (MEG), tri-etylenglykol (TEG) og polypropylenglykol (PPG). De vanligste kjemikaliene som benyttes i oljeindustrien er MeOH og MEG. Disse to 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 (se Vedlegg 3). Det vil være mer vanlig å bruke MEG fremover i forhold til metanol pga. de resirkulasjonssystemene som finnes for MEG. Resirkulasjonssystem gjør det mulig å resirkulere bort MEG. Det finnes derimot ikke noe vellykket teknologi i dag som kan resirkulere bort metanol, og derfor vil MEG være å foretrekke.

4.1.2 Lav dose hydratinhibitor

Kinetisk inhibitorer og er kjent som ”lav dose hydratinhibitor” (LDHI). Ved tilsetning av lave konsentrasjoner av kinetisk inhibitor, vil dannelsen av hydrater forsinkes. Det er viktig å merke seg at denne metoden ikke virker ved høye konsentrasjoner av kinetisk inhibitorer, som bare vil medføre til mer dannelse av hydrater. Med anti-agglomerat inhibitor vil det dannes hydrater, men de vil hemme veksten av dem og minske risikoen for plugg i røret. LDHI er ganske dyrt, men det kreves kun lave konsentrasjoner av denne typen inhibitor, som derfor vil være gunstig både med hensyn til økonomiske og miljømessige betraktninger. I enkelte land, deriblant Norge, er det forbud mot å anvende LDHI pga. innhold av giftige amin-forbindelser og de dårlige oppløsningsegenskapene.

4.1.3 Direkte elektrisk oppvarming

Direkte elektrisk oppvarming (DEO) baserer seg på at elektrisk vekselstrøm i en metallisk leder genererer varme. En prinsippskisse av systemet er vist i Figur 17 nedenfor. I DEO er kabler koblet til hver ende i røret for å skape et lukket krets, når det sendes strøm gjennom kretsen vil det være energitap som varmer opp ledningene. DEO benyttes før startfasen, ved nedstengning og ved ustabile strømhastighet. DEO er også velegnet for temperaturkontroll. Denne teknologien kan brukes i rørledninger på opptil 200km. Per i dag er denne metoden tatt i bruk på 7 rørledninger (13 % Cr-stål) i Nordsjøen med rørledninger fra 5 til 16 km.



Figur 17: Prinsippskisse av et DEO-system²⁰

4.1.4 Risiko ved metodene

LDHI vil ikke bli presentert her, siden det forbudt i Norge. De to viktigste alternativene for behandling er TEH og DEO.

TEH

Selv om TEH metoden er kjent og mye brukt i oljeindustrien, finnes det flere utfordringer ved bruk av denne metoden som for eksempel; mulighet for korrosjon av rørsystem, å injisere kjemikaler til riktig sted og med riktig hastighet. Bruk av store mengder TEH vil være miljøskadelig.

TEH kan også være giftig og blande seg med oljen. Et eksempel er ved bruk av metanol som inhiberende middel, der metanol vil blande seg med oljen og forurensen den. Siden det vil være vanskelig å få resirkulert bort metanol i oljen, vil MEG bli foretrukket. Når store mengder TEH benyttes kan det føre til skade på plante og dyrelivet i havet, derfor vil det generelt ikke være kontinuerlig injisering av kjemisk inhibitor, med mindre det er nødvendig.

DEO

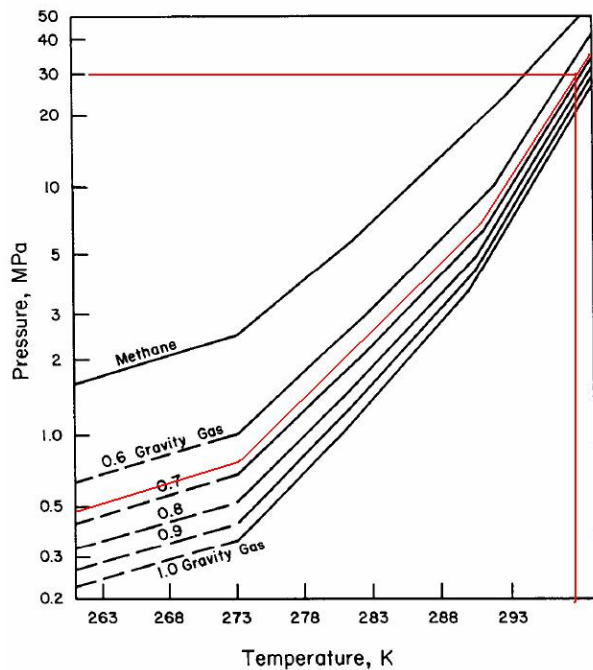
Risiko ved bruk av DEO er feil som kan oppstå i kabler, som kan føre til skade i rørledningen. I verste fall kan det være kortslutning, og det kan føre til hull i rørledninger. Et annet problem kan være korrosjon som kan oppstå når temperaturen er høy.

DEO er en ganske ny teknologi som behøver mer videreutvikling før det vil bli tatt i bruk flere steder, dessuten koster denne teknologien ganske mye, og det kreves også en god del energi ved bruk av DEO.

4.2 Vurdering av metode

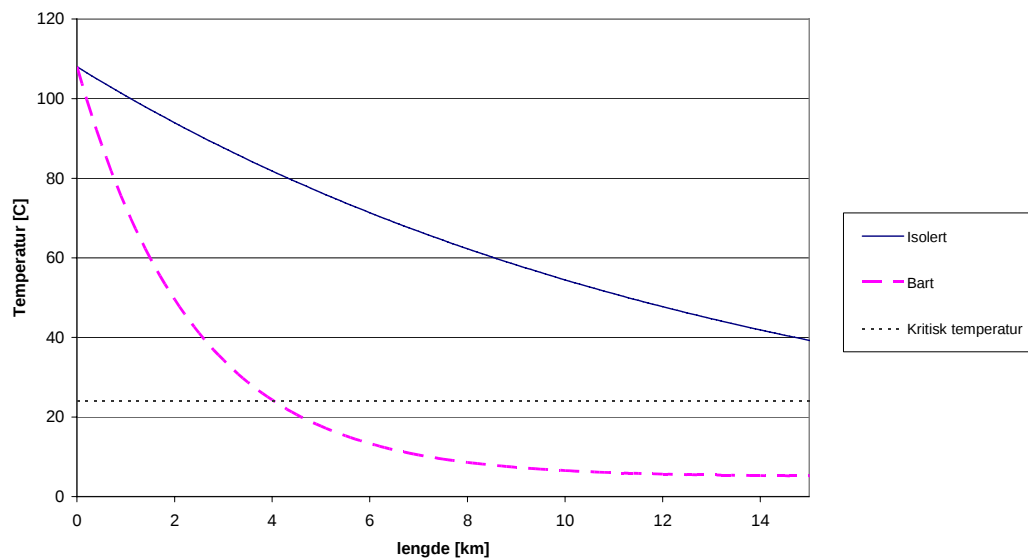
Av de overnevnte metodene for å løse hydratproblemet, vil kun TEH metoden være hensiktsmessig å bruke med hensyn på dagens teknologi, miljømessige betraktninger og økonomiske forhold. LDHI er nevnt tidligere her og vil verken være aktuelt eller lov å ta i bruk i Norge pga giftigheten. DEO er en ganske ny teknologi som trengs å utvikles videre, før det vil bli tatt i bruk flere steder, noe som ikke vil være hensiktsmessig for Gullfaks (Skinfaks sør).

4.3 Kritisk temperatur



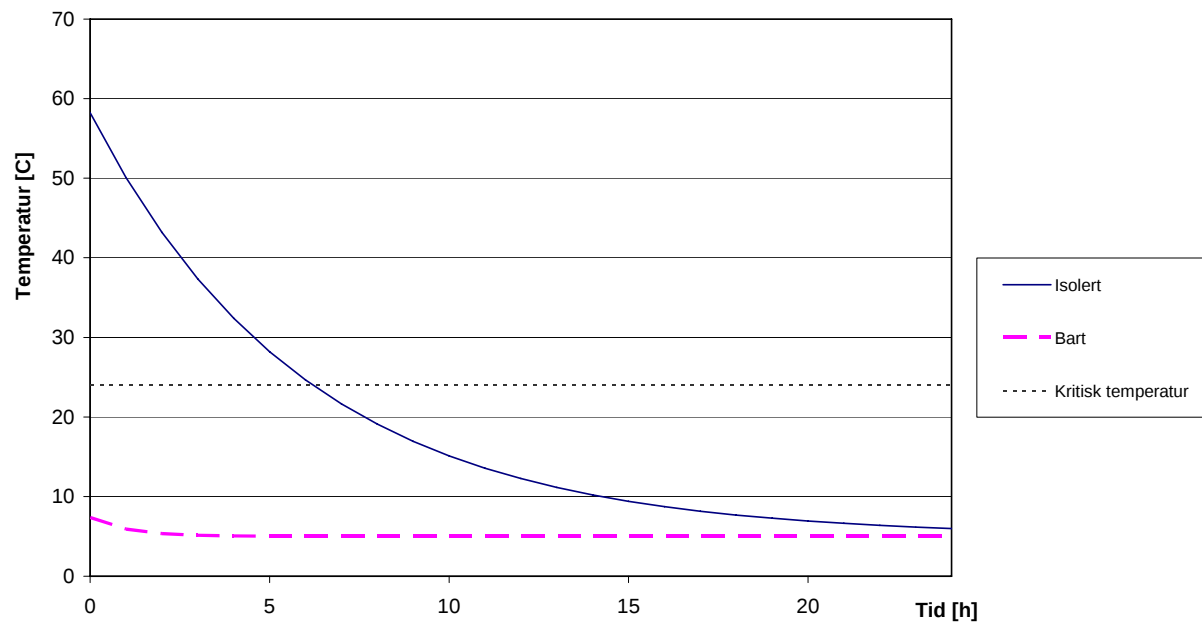
Figur 18: Likevektskurver for hydrat ²¹

Den kritiske temperaturen med brønnhodetrykk på 300 bar og gassgravitet på 0,68 blir 24 °C (se Figur 18). Dersom temperaturen blir lavere enn dette vil en kunne få dannet hydrater. Brønnstrømmen vil kjøles ned over rørledningen slik at det kritiske punktet vil være i enden av rørledningen. Det vil være et trykktap over rørledningen som vil redusere den kritiske temperaturen, men denne endringen ble minimal ved utregninger gjort i Hysys.



Figur 19: Rørtemperatur ved drift (se Vedlegg 3)

Det vil være et betydelig varmetap fra rørledningen til omgivelsene. I Figur 19 er dette illustrert ved bart stål og ved isolert stål som funksjon av rørlengde. Rørlengden fra både den nye rammen 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 (se Figur 19).



Figur 20: Rørtemperatur ved driftstans (se Vedlegg 3)

Ved driftstans vil rørstrømmen avgi varme til omgivelsene og det vil være fare for hydrattdannelse. Fra Figur 20 ser en at 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.

5 Tid

Innfasingen av det nye feltet (Skinfaks sør) er et prosjekt som vil ta flere måneder. Satellitt N5 har én ledig slisse som tenkes brukt til utvinning av Rimfaks i tiden fremover. Tidligst i 2012 vil denne utvinningen ta slutt, og slissen bli ledig til andre formål. Det er først da det kan være aktuelt å koble til den nye satellitten til denne slissen. Med utgangspunkt i produksjonsstart i januar 2012, settes opp en plan for tidsforbruket i tiden før dette.

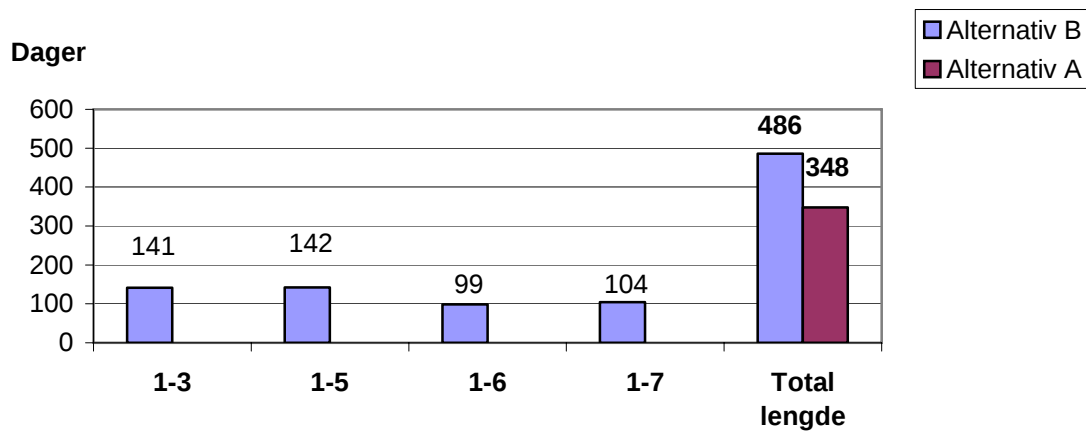
5.1 Oppstart

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.

Med utgangspunkt i de beregnede brønnbaner fra 3D-modellene, er lengdene av de ulike brønnene kjent.

Med alt. A bores én lang brønn på nesten 14 km. Hvis dette lar seg gjøre, vil beregnet boretid bli 348 dager. Altså nærmere ett år. Med alt. B bores 4 brønner fra den nye satellitten. Disse er omtrent 6-7 km lange. Brønnene må bores én og én fra satellitten, og totalt vil beregnet boretid bli 486 dager (se Figur 21). Altså nærmere ett år og fire måneder.

Her forutsettes selvsagt at alt går etter planen og ingen tidsforsinkelser forekommer.



Figur 21: Tidsforbruk boring

Før brønner kan bores fra den nye satellitten må satellitten produseres, plasseres og monteres.

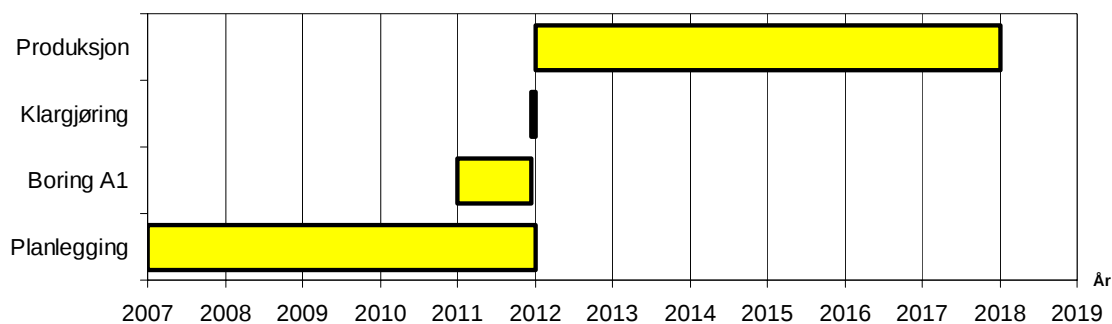
Det er antatt oppstart av produksjon å starte i januar 2012, og foreløpig beregnet å vare til minst ut 2018. Det er muligheter for forlenget levetid på prosjektet.

5.2 Tidsplan

Forutsatt produksjonsstart i 2012, med ovenfor nevnte tidsforbruk For å få produksjonsstart må da boring starte senest i januar 2011 for alt. A, og i august 2010 for alt. B.

5.2.1 Alternativ A

Under vises en tidsplan for prosjekt B:

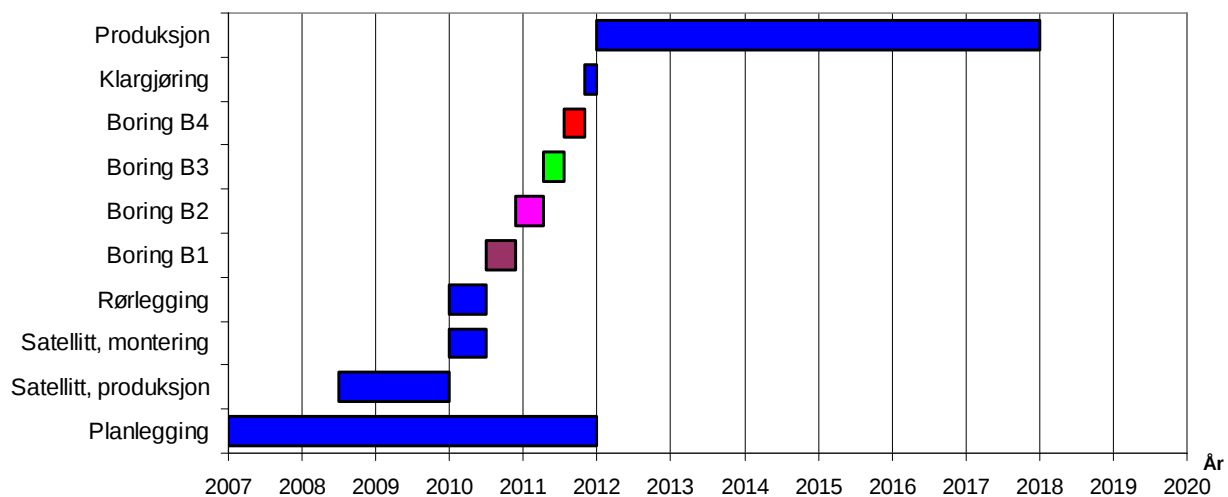


Figur 22: Tidsplan alternativ A

Prosjektstart er i 2007. Også her begynner planleggingen, som regnes å pågå frem til oppstart produksjon i 2012. Boring av den lange brønnen starter i 2011, og varer nesten ett år. En kort klargjøring evt. buffer før produksjonsstart er lagt inn. Produksjon er beregnet oppstart i 2012, og foreløpig beregnet å vare til minst ut 2018.

5.2.2 Alternativ B

For å få produksjonsstart må boring starte senest i januar 2011. 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 prosjekt B:



Figur 23: Tidsplan alternativ B

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.

6 Økonomi

6.1 Introduksjon

I den videre utbygging av GFC satellittfelt for økt oljeutvinning på Skinfaks sør, er vurdering av økonomien høyt prioritet, for ikke å si aller høyest. De to alternativene har noen ulike vurderinger som må gjøres mhp. det økonomiske. I de fleste verdier om kostnader og borehastigheter er det tatt utgangspunkt i tall oppgitt i e-post fra Statoil²² og i spørsmål til Statoil²³.

6.1.1 Alternativ A:

Det er bare én ledig slot på N5, så det må bores én lang brønn herfra.

Brønnen blir i overkant lang av hva som er å anbefale, antagelig over 10km. Det er ikke boret så lange brønner før. Her ligger det altså en usikkerhet i om dette lar seg gjøre. Gjennomføringen kan bli vanskelig og det igjen fører til stor økonomisk usikkerhet vedrørende overskridelser av både tids- og pengebudsjetter. Dette er usikkerheter som er vanskelig å tallfeste, men som allikevel er viktige i den endelige vurderingen av økonomien.

Ellers forutsetter alt. A ingen annen utbygging av eksisterende nett. Det skal være god kapasitet til å ta hånd om en produksjon i størrelsesorden hva som er forventet fra N0/N1.

6.1.2 Alternativ B:

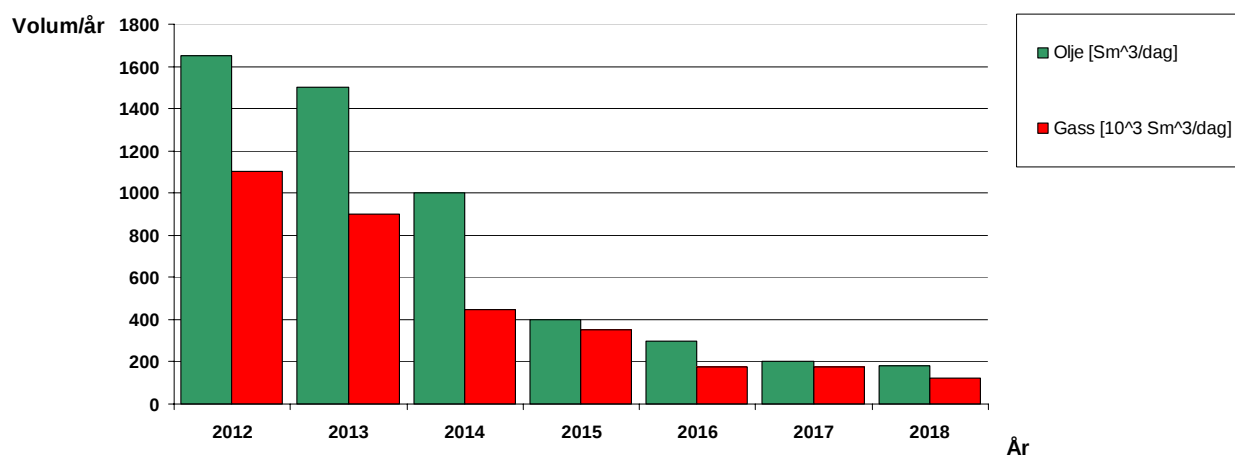
Det er her ønskelig å anlegge en ny satellitt lenger sør på betaryggen over Skinfaks Sør. Den blir tilkoblet med et 8' rør fra den ene ledige slissen på N5.

Å anlegge den nye satellitten er en direkte investeringskostnad av dette alternativet. 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 gjetning av denne kostnaden er satt til 90 millioner NOK.

Rør på havbunn fra N5 til ny satellitt må anlegges (dette er muligens inkludert i totalpris for ny satellitt). Det må også tas hensyn til driftskostnader av det nye anlegget. Drifting av selve satellitten, tiltak mot hydratdannelser, gasslift, evt. oppvarming m.m.

6.2 Produksjonsrate

Spørsmålet er hvordan brønnløsningene i de 2 alternativene påvirker produksjonsraten. Det er tatt utgangspunkt i TFO-rapportens²⁴ prediksjon for 2 brønner nær prøvebrønn 29/3-1:



Figur 24: Produksjonsrater Skinfaks sør

Det er antatt at produksjonen (se Figur 24) for alt. A blir lik den fra TFO-rapporten. For alt. B har vi 4 brønner, altså det dobbelte av i TFO-rapporten. Det er også antatt at produksjonen dobles ved alt. B. Dette medfører en betydelig økning i inntektene hvert år. Nåverdien på prosjektet blir dermed også mye bedre. Antagelsen om doubling er noe som må vurderes mer inngående ved senere analyser.

6.3 Nåverdivurderinger

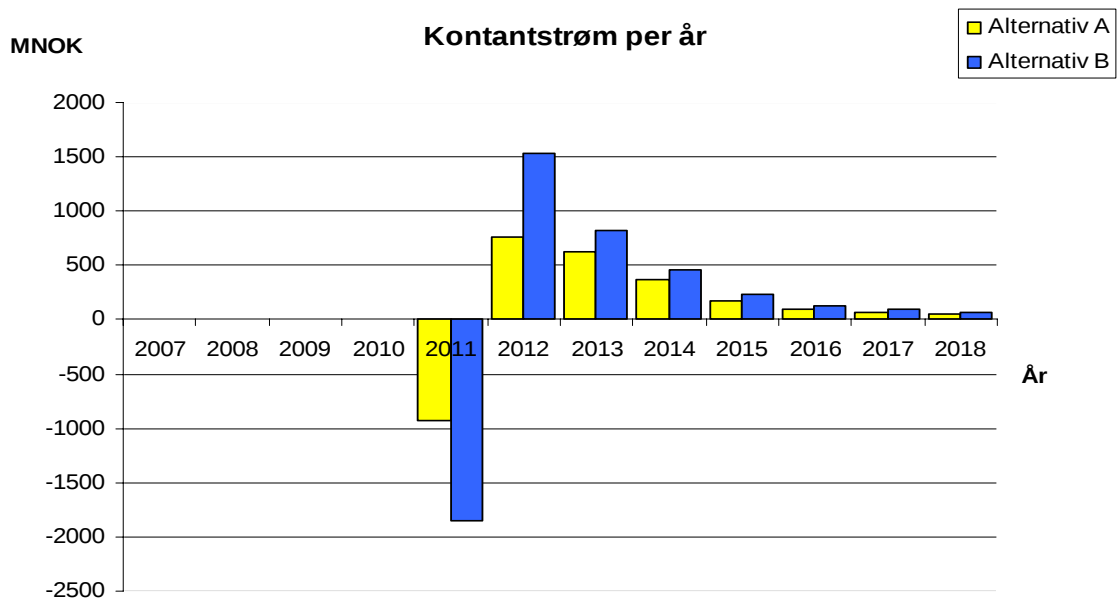
Fra opplysninger fra rapporter fra Gullfaks-feltet samt råd fra Statoil, vil en eventuell innfasing av oljeproduksjon kunne skje fra 2012. Dette er lagt til grunn for de økonomiske utsiktene.

Ut fra rapporten antas en fremtidig produksjonsfordeling for Skinfaks sør. 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 antar²⁵ en diskonteringsrente på 7 %. Inflasjonen forventes å være tatt hensyn til i denne renten. Slik ser vi at vi får fremtidig inntekt i tiden etter investering i det nye anlegget. Det er gjort rentes-rente-beregninger med eksponentiell vekst på formen

$$K = K_0(1 + n)^t \text{ eller } K_0 = K/(1+n)^t$$

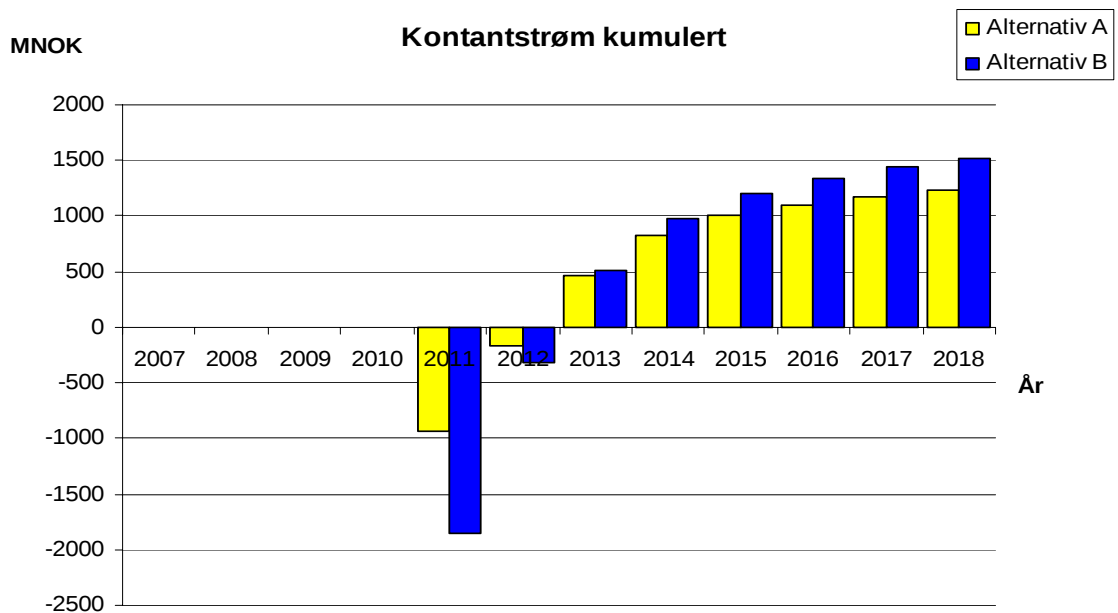
Her er n diskonteringsrenten, K_0 er nåverdi, K er nominell verdi og t er antall år fra nåverdiberegningen gjøres.

Kontantstrømmen for hvert år i prosjektet:



Figur 25: Kontantstrøm per år

Det er også interessant å se på den kumulerte kontantstrømmen i prosjektet:



Figur 26: Kontantstrøm kumulert

Investeringene i prosjektet antas å gjøres i 2011 for begge alternativer. Påfølgende år (2012) forventes full produksjon fra brønnene. Allerede etter 2 år ses at alternativ B har høyere nåverdi. Dette er svært avhengig av de forutsatte produksjonsrater. Ved prosjektets avslutning (2018), er nåverdien av alt. A 1201MNOK og alt. B 1611MNOK (se Figur 26). Alternativ B er altså et mer økonomisk lønnsomt prosjekt enn alternativ A.

6.3.1 Internrente

Internrenten er den diskonteringsrente som gir nåverdi lik null av prosjektet. Med de tall som beregner nåverdien i økonomioversikten og prosjektstart i 2007 (nåverdiens utgangspunkt), kan internrenten finnes ved å endre diskonteringsrenten til nåverdien av prosjektet er lik null.

Alt. A har en internrente på over 63 %. Det er etter alt å dømme en meget høy verdi. Alt. B har en internrente på nesten 40 %, noe som også må sies å være veldig bra. Mye av grunnen til at alt. A har en høyere internrente ligger i at alternativet har mye lavere investeringskostnader nært opp mot nåverditidspunktet. Siden nåverdi er av eksponentiell orden, vil høyere investeringer kreve en mye raskere inntjening for å klare samme internrente. Allikevel er ikke nødvendigvis alt. A det mest økonomisk lønnsomme prosjektet.

Prosjektets internrente må vurderes ut fra selskapets økonomiske situasjon og eventuelle andre investeringsmuligheter.

6.4 Usikkerhetsmomenter

Prosjektets lønnsomhet er som det kan se av regneark om økonomi (se Vedlegg 1) nært knyttet opp mot inntekter. Forventet oljeproduksjonsrate er basert på en gitt analyse, 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. Dette må sies å

være et moderat og fornuftig anslag for inntekter på lang sikt. En oljepris under dette er også meget lite sannsynlig, så dette er et ganske konservativt anslag.

Gassprisen er satt til 90øre/Sm³ gass, og er verdier som Statoil opererer med på langsiktige prosjekter. Her er det også noe usikkerhet.

6.5 Feil

For å gjøre en økonomisk vurdering av prosjektet er man nødt til å gjøre et overslag. Dette er nødvendig siden det ikke er gjort noen detaljert økonomisk oversikt over prosjektet. Oppgaven er ganske tidsbegrenset, og det har vært nødvendig å ta noen avgjørelser mhp. hvor nøye ulike faktorer skal vurderes. Gruppen sitter heller ikke med en voldsom økonomisk kompetanse.

Alle investeringene antas å gjøres 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.

6.6 Endelige vurderinger

De to alternativene er vurdert opp mot hverandre. Noen antagelser og overslag/vurderinger er foretatt. Alt. A innebærer mindre investeringer og endringer av det nåværende anlegget. Derimot

er det større usikkerhet forbundet med selve boringen av brønner med denne lengden. Alt. B krever en del mer investeringer. Det kan dermed bores flere brønner, og dermed forhåpentligvis få en økt produksjon og utvinningsgrad av reservoaret Skinfaks sør. Spørsmålet er hvor mye produksjonen endrer seg. Det er kun gjort en prøvebrønn i N0 (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

7 Konklusjon

Selv før borebanene er planlagt i detalj, er det klart at alternativ A gir en uheldig lang borebane. Med dagens teknologi er denne nærmest umulig å bore. Et alternativ til denne lange brønnen kunne vært å bare sett på drenering av nordlige deler av feltet.

Økonomien i prosjektet virker god. Begge alternativene gir en høy nåverdi beregnet til 2007. Alternativ B med oppretting av ny satellitt gir høyest nåverdi. Alternativ A har derimot også veldig god nåverdi selv om investeringene kun er omtrent halvparten så store. Lavere investeringer gjør at den økonomiske risikoen senkes, og er også et argument å ta hensyn til.

Prosjektet er gjennomført i et begrenset tidsrom, og det er grenser for hvor mye informasjon vi har hatt tilgang til og mulighet til å benytte. Gruppen har også en begrenset kompetanse og erfaring innen fagområdet til å ta de beste beslutningene rundt prosjektet og prosjektets fagområde.

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 også 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.

Vi mener alternativ B, med oppretting av en ny satellitt, kan gjennomføres som et lønnsomt prosjekt. Produksjon fra Skinfaks sør kan med god sannsynlighet starte opp i 2012 og vare til minst 2018. Nåverdi av prosjektet er grovt beregnet til 1514 millioner.

Referanser

Figurer

Figur 4: Drenering av felt, borebaner snitt nord-sør
Figur 5: Drenering av felt, borebaner snitt sørfra
Figur 6: Drenering av felt, borebaner snitt nord-sør
Figur 7: Krefter rundt borehull (fra faget TPG4185)
Figur 8: Større mulighet for differential sticking på figur til høyre
Figur 9: Gassløftsystem
Figur 12: Gassproduksjonsrate GFC
Figur 13: Oljeproduksjonsrate GFC
Figur 14: Vannproduksjonsrate GFC
Figur 15: Produksjonsrater i de forskjellige rørledningene (se Vedlegg 6)
Figur 16: Eksempel på en gasshydratstruktur
Figur 17: Prinsippskisse av et DEO-system
Figur 18: Likevektsskurver for hydrat
Figur 19: Rørtemperatur ved drift (se Vedlegg 3)
Figur 20: Rørtemperatur ved driftstans (se Vedlegg 3)
Figur 21: Tidsforbruk boring
Figur 22: Tidsplan alternativ A
Figur 23: Tidsplan alternativ B
Figur 24: Produksjonsrater Skinfaks sør
Figur 25: Kontantstrøm per år
Figur 26: Kontantstrøm kumulert

Vedlegg

Vedlegg 1	Regneark om økonomi
Vedlegg 2	Beregninger gjort i Hysys
Vedlegg 3	Temperatur i rør
Vedlegg 4	VR-lab
Vedlegg 5	Tidsforbruk
Vedlegg 6	Produksjonsrater

Kilder

□

- ¹ Statoil webside, *Fakta om satellittfeltet Gullfaks sør*, www.statoil.com (15.03.06)
- ² Statoil webside, *Om Gullfaks*, www.statoil.com (15.03.06)
- ³ Statoil rapport, *Evaluering av Nessformasjonen i N0 og N1 i Skinfaks*
- ⁴ TPG4185 Formasjonsmekanikk, *Borehole Stability Presentation* (2005)
- ⁵ Schlumberger, *Differential sticking*, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=differential+sticking>
- ⁶ Asheim, H, kapittel 10:10.2 ”konsekvenser og nytte av fleirfasestrømning”, utlagte notater på internett (2006)
- ⁷ Kapittel 11.3.3, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ⁸ Kapittel 10.2, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ⁹ Tabell 11.1.3, kapittel 11, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ¹⁰ Figur 7.7.24, kapittel 7, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2005*
- ¹¹ Figur 7.7.20, kapittel 7, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2005*
- ¹² Figur 7.7.21, kapittel 7, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2005*
- ¹³ Kapittel 5.4.4, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ¹⁴ Kapittel 5.4.6, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ¹⁵ Statoil, Skinfaks/Rimfaks Field Layout (2005)
- ¹⁶ Figur 11.A.3, *Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2004*
- ¹⁷ NORSOK P-001 (1999)
- ¹⁸ Larsen Roar, *Hydrater som fenomen*, SINTEF petroleumsforskning (2000)
- ¹⁹ Marum ocean research center website,
http://www.rcm.marum.de/English/English/General_information_on_Gas_Hydrate.html?Mode=91 (20.04.06)
- ²⁰ Tvedt V., *Transportation of Petroleum i Subsea pipelines*, SINTEF petroleum, Trondheim (2005)
- ²¹ Studiemateriale i TPG4135, ”Likevektskurver for hydrat” (2005)
- ²² Lund Torgeir, epost, *Tips fra Torgeir Lund* (15.02.06)
- ²³ Statoil, *Spørsmålsark til Statoil*, svar på epost (2006)
- ²⁴ Statoil, *TFO2005*, Figur 2.9
- ²⁵ Lund Torgeir, epost, *Gullfakslandbyen* (15.02.06)