



NORGES TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE UNIVERSITET
INSTITUTT FOR PETROLEUMSTEKNOLOGI OG ANVENDT GEOFYSIKK

TPG 4851 EKSPERTER I TEAM

Bruk av multilaterale brønner på Gullfaks Sør Statfjord

- Løsninger for F-2 -

Kristin Alne

Rune Jerstad

Håvard Larsen

Kjersti Bysting

Ole Martin Holmefjord

9. mai 2006

Forord

Denne rapporten er en del av sluttproduktet vårt i faget TPG 4851 Eksperter i Team (EiT) ved NTNU våren 2006. EiT er et tverrfaglig prosjektemne der man får trening i å anvende sin fagkunnskap i grupper satt sammen av studenter fra ulike studieretninger. Derfor følger det også med en prosessrapport som beskriver arbeidsforløpet gjennom semesteret.

Temaet i landsbyen har vært økt oljeutvinning fra Gullfaksfeltet, med Statoil som ekstern oppdragsgiver. Prosjektarbeidet har blitt koordinert av ressurspersoner i Bergen i tillegg til veiledere fra NTNU. Det har blitt lagt stor vekt på å finne relevante problemstillinger med bakgrunn i Statoils utfordringer knyttet til Gullfaksfeltet.

Prosjektteamet har bestått av følgende studenter; Håvard Larsen og Kjersti Bysting fra geofag og petroleumsteknologi, Kristin Alne fra energi og miljø, Ole Martin Holmefjord fra industriell økonomi og teknologiledelse og Rune Jerstad fra bygg- og miljøteknikk.

Vi vil rette en stor takk til Vibeke Haugen i Statoil for nyttig informasjon og tett oppfølging. Samtidig vil vi takke landsbyhøvding Jon Kleppe og altnuligmann Jan Ivar Jensen for innspill, råd og veiledning underveis i prosessen.

Trondheim 9.mai 2006

Rune Jerstad

Kjersti Bysting

Kristin Alne

Ole Martin Holmefjord

Håvard Larsen

Sammendrag

Statfjordformasjonen på satellittfeltet Gullfaks Sør er karakterisert av kompleks struktur og dårlig kommunikasjon. Da produksjonen kom i gang i 1999 opplevde man en mye lavere produksjonsrate enn det som først var forventet. Innføring av multilaterale brønner gir flere dreneringspunkt og er, sammen med andre tiltak for økt oljeutvinning, allerede innført flere steder på Gullfaks Sør. I dette prosjektet har vi sett på muligheter for å bore brønnen F-2 i Statfjordformasjonen.

I oppgaven har vi simulert seks ulike caser og vurdert disse opp mot hverandre i forhold til økt produksjonsrate, risiko og økonomi. Som verktøy har vi benyttet Eclipse Blackoil. Utgangspunktet er fra en eksisterende reservoarmodell, uten F-2 brønnen. Vi har sett på ulike alternativer som innebærer boring av F-2 som en konvensjonell og som en multilateral brønn. I tillegg har vi testet ut en case med økt tillatt gass – olje forhold (GOF) og vi har lagt til gassinjisering i noen av casene.

Simuleringen viste at det nordlige brønnløpet var det som produserte best av de to løpene sett hver for seg. Ved å bore F-2 brønnen som en flergrensbrønn, kan man i følge simuleringen regne med en akselerert oljeproduksjon de første årene. På grunn av risiko for å ikke greie å starte opp produksjonen fra moderløpet, bør det sørlige løpet bores før det nordlige dersom MLT- løsning blir valgt. Dette på grunn av at det nordlige løpet produserer best av de to løpene. Utfallet av å øke det tillatte gass- olje forholdet ble en økning i den årlige oljeproduksjon på ca 20 % de første fem årene. Simuleringen av gassinjeksjon viste generelt en økning i den årlige oljeproduksjonen - casene uten økt GOF ga størst prosentvis økning.

I økonomiberegningene har vi benyttet nåverdimetoden og internrente for å vurdere lønnsomheten til de ulike casene. For å angi usikkerhetsspennet i prosjektet og casene, har vi angitt et høyt og et lavt kostnadsestimat i tillegg til det mest realistiske. Som et resultat av økte kostnader ved MLT brønn viser de økonomiske beregningene at nordlig brønnbane gav en marginalt bedre nåverdi enn MLT, både med og uten gassinjeksjon. Tar vi i betraktning at forskjellen mellom nordlig- og MLT løsningen er liten og at reservoarmodellens homogenitet gir forholdsmessig for stor produksjon i enkeltbrønnene enn MLT brønnen, vil vi anbefale F-2 boret som en MLT brønn med gassinjeksjon.

Innhold

Forord.....	i
Sammendrag.....	ii
Innhold	iii
1. Innledning.....	1
2. Satellittfelt og Gullfaks satellitter	3
3. Geologi.....	5
3.1 Geologisk beskrivelse av feltet	5
3.1.1 Introduksjon	5
3.1.2 Strukturgeologi.....	5
3.2 Statfjordformasjonen.....	6
4. Aktuelle utvinningsmetoder på GFS Statfjord.....	7
4.1 Multilaterale brønner.....	7
4.2 Horisontal brønnbane	8
4.3 DIACS.....	9
4.4 Gassinjeksjon	11
5. Produksjonserfaringer på GFS Statfjord	12
5.1 Produksjonserfaring - Nansen, Eiriksson og Raude.....	12
5.2 Produksjonserfaring - brønner boret på GFS Statfjord	13
6. Eclipse Blackoil.....	18
6.1 Forutsetninger.....	18
6.2 Beskrivelse av casene.....	19
6.2.1 Ingen F-2 brønn (Case 0)	19
6.2.2 F-2 som en vanlig brønn (Case 1 og 2).....	19
6.2.3 F-2 som en multilateral brønn (Case 3).....	21
6.2.4 Metoder for økt oljeutvinning (Case 4 og 5).....	21
7. Resultater.....	24
7.1 Case 0 – Basis casen.....	24
7.2 Case 1 og 2	25
7.3 Case 3	26
7.4 Case 4	28
7.5 Case 5	28
8. Økonomisk betraktning.....	35
8.1 Poster i den økonomiske beregningen.....	35
8.2 Forutsetninger.....	37
8.3 Modellen.....	37
8.4 Resultat.....	38
8.5 Diskusjon.....	42
9. Konklusjon	43
Kilder.....	44
Vedlegg 1 - Resultater.....	47
Vedlegg 2 – Eclipse-kode	50
Vedlegg 3 - Økonomi.....	61

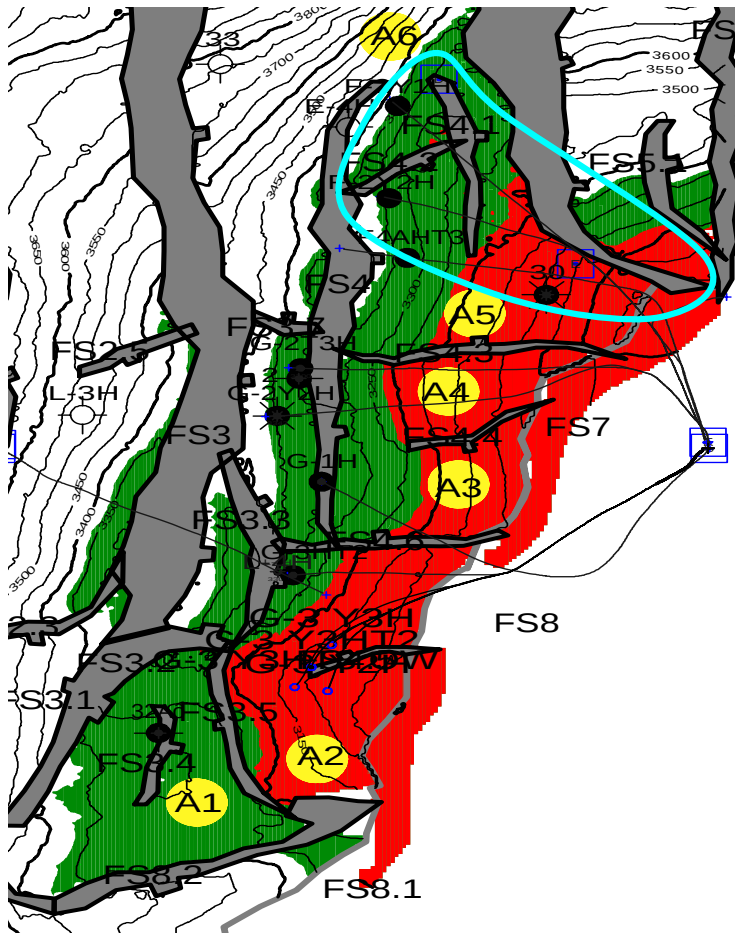
1. Innledning

Gullfaksfeltet er i dag inne i haleproduksjon og det fokuseres mye på hvordan man kan øke utvinningsgraden og forlenge feltets levetid. Komplekse reservoar og dårlig kommunikasjon mellom sandene gjør at det er gunstig å benytte flergrensbrønner. Til tross for økt risiko ved innføring av denne type brønner, tilsier erfaringene fra tidligere at produksjonsraten har gått opp samtidig som kostnadene har gått ned. I tillegg har man greid å overvåke og regulere innstrømningen ved hjelp av smartbrønn - teknologi. For Tampen – området er det overordnede målet at utvinningsgraden fra subsea felt skal være 55 %. [6]

I starten av semesteret kom representanter fra Statoil i Bergen til landsbyen og presenterte aktuelle problemstillinger knyttet til Gullfaksfeltet. Ett av temaene var økt drenering av Statfjord-formasjonen på Gullfaks sør ved innføring av multilaterale brønner. Reserveestimatet her er blitt justert ned i forhold til det opprinnelige på grunn av at produktiviteten er lavere enn ventet.

I vårt tilfelle ble oppgaven begrenset til å se på muligheten for å bore en brønn fra F – rammen mot den nordlige delen av GFS Statfjord. I en eksisterende modell med tilpasset produksjonshistorien var det mulig å legge inn ulike brønnbaner for vurdering av disse enkeltvis eller som en flergrensbrønn. Siden utvinningen skjer ved trykkavlastning bestemte vi oss for å bruke en gassinjektor i forsøk på å øke produksjonsraten ytterligere. De ulike alternativene skulle til slutt vurderes opp mot hverandre i lys av økt utvinning, risiko og økonomi.

Figur 1-1 viser et strukturelt dybdekart av Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør hvor vi skal se nærmere på oljeutvinningen fra det nordlige markerte området av reservoaret. De to nordligste brønnene som er vist på kartet er brønnbanene som blir vurdert.

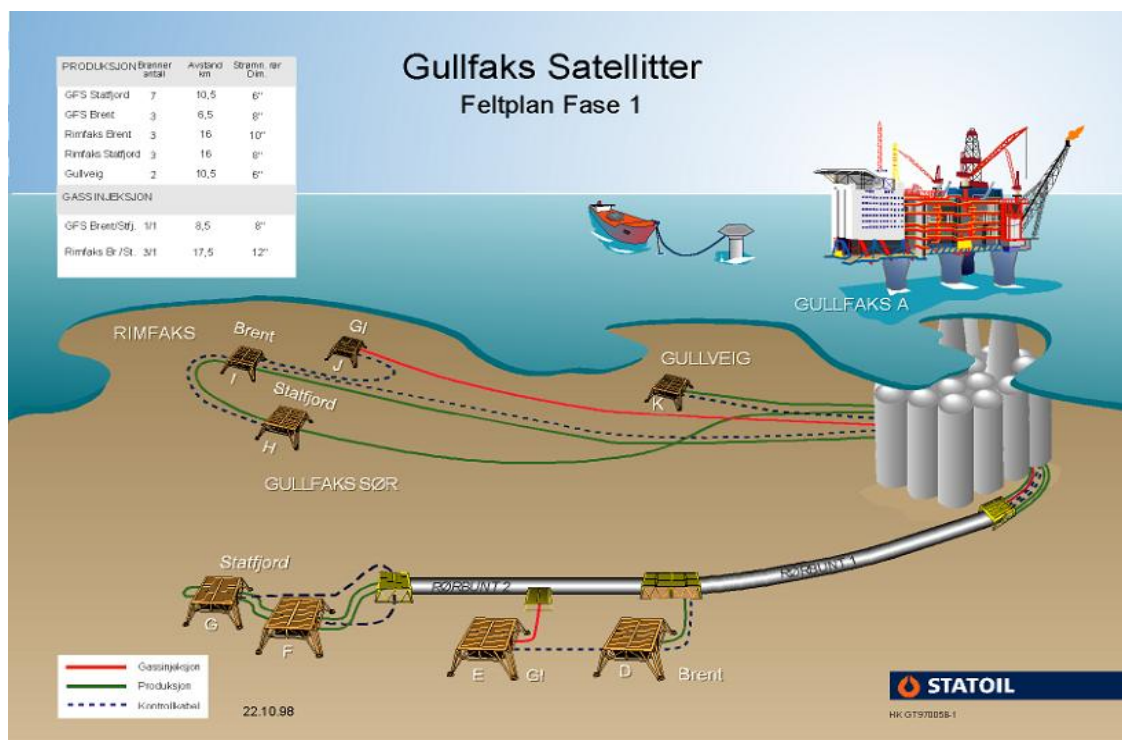


Figur 1-1: Strukturelt dybdekart som viser Gullfaks Sør Statfjord formasjonen (fra ca 3100 til 3400 dybdemeter). [11] Området som F-2 skal drenere er markert.

2. Satellittfelt og Gullfaks satellitter

Felles for satellittfelt er at de ikke er lønnsomme å bygge ut med tradisjonelle plattformløsninger. Dermed bygger man dem ut som et undervanns produksjonssystem og knytter de opp mot den eksisterende infrastrukturen. Undervannsanleggene omfatter kostnader ved selve brønnrammene, kontrollkabler, feltrør og stigerør. Selv om boringen på et satellittfelt kan være enklere enn boring ut fra en fast installasjon, blir brønnoperasjoner og vedlikehold fra en fast installasjon lettere og billigere enn å gå inn med rigger eller vedlikeholdsfartøyer mot havbunnsbrønner. Dette gjør seg også gjeldende når man etter hvert finner ut at man ønsker å bore sidesteg fra allerede eksisterende brønner. [21]

Gullfaks satellitter består av Gullveig, Rimfaks og Gullfaks Sør som ligger 10 – 17 km sør for plattformene på hovedfeltet. Feltene ble bygget ut i to faser, med 10 brønnrammer totalt. Produksjonsstart for fase 1 var i oktober 1998.



Figur 2.1: Figuren viser utbyggingsplanen for fase 1 for Gullfaks satellitter. [20]

Olje og kondensat utvinnes på Gullfaks Sør ved hjelp av reinjeksjon av gass i Brentgruppen, og ved trykkavlastning i Statfjord - formasjonen. Det siste er også tilfelle for Gullveig. På Rimfaks holdes trykket oppe ved hjelp av gassinjeksjon. Oljen fra satellittene transporteres til

Gulfaks A for prosessering, lagring og videre transport i tankskip. Rikgassen sendes til Gulfaks C for prosessering, og deretter til Kårstø for videre behandling. Forventet produksjon fra satellittene i 2006 er 70 000 fat olje per dag og 3,2 milliarder Sm³ gass. [17]

3. Geologi

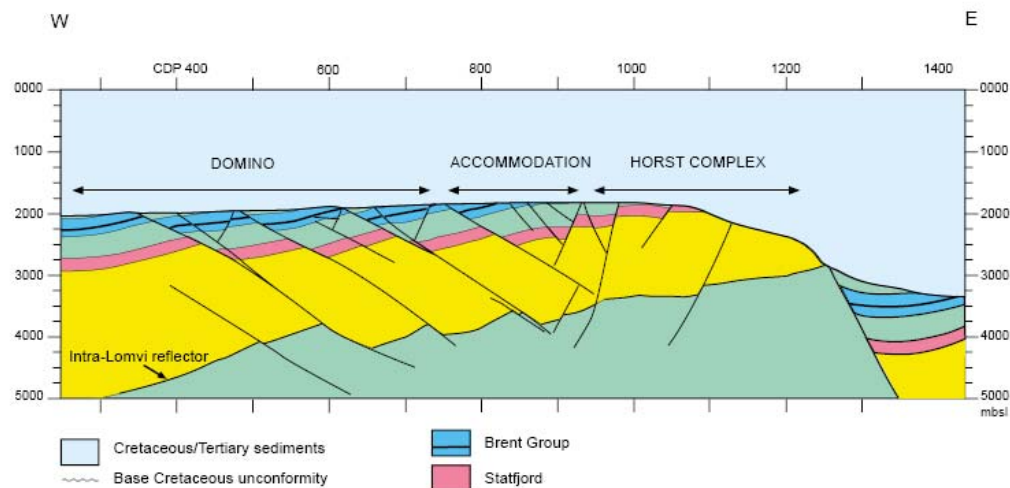
3.1 Geologisk beskrivelse av feltet

3.1.1 Introduksjon

Oljereservoarene på Gullfaksfeltet er dannet i tiden har fra sen trias til tidlig jura og ligger hovedsakelig mellom 2000 og 3500 meter under havoverflaten. Reservoarbergarten er porøs sandstein, mens takbergarten som hindrer oljen i å forsvinne opp til overflaten er skifer. Kildebergarten til oljeforekomstene er organisk rik skifer fra sen jura. Reservoarene i Gullfaks sør – forekomsten er kraftig segmenterte av mange interne forkastninger, og Statfjordformasjonen har dårlige strømningsegenskaper. [25]

3.1.2 Strukturgeologi

Gullfaksfeltet ligger på en stor rotet blokk vest for Vikinggraben. Hovedgeometriene på feltet endrer seg avhengig av hvor en geografisk befinner seg på denne blokken. Strukturelt sett kan feltet deles inn i 3 hovedområder; dominoområdet, tilpasningssonen og horstområdet. [17]



Figur 3-1: Strukturelt tverrsnitt av Gullfaks – feltet. [18]

Dominoområdet ligger i de sentrale og vestlige delene og består av roterte forkastningsblokker, mens det i øst finnes et ikke – rotert horstområde. Dette er det dominerende strukturelle domenet. Mellom disse ligger det et komplekst tilpasningsområde, karakterisert av en fragmentert foldestruktur.

Satellittfeltene ligger på atskilte, vestligroterte forkastningsblokker på den sørlige delen av Tampenutstikkeren. Struktureringen er resultat av to ulike riftfaser, henholdsvis av permio - triassisk og sen jura - tidlig kritt alder. Struktureringen fra den første fasen kontrollerte til dels utviklingen av det strukturelle mønsteret i den siste fasen. Området er dominert av utviklingen til riftfasen i sen jura - tidlig kritt. Gullfaks sør er den dypeste strukturen i Gullfaks – området med toppreservoar på 2860 m TVD MSL. Forkastningene er i hovedsak orientert N-S, NØ-SV og Ø-V, men den første orienteringen er dominerende. [19]

Den komplekse strukturen, oppdelingen i atskilte områder som ikke kommuniserer med hverandre, og de tallrike reservoarene, fører til usikkerhet i å forstå dreneringen av olje på feltet.

3.2 Statfjordformasjonen

Statfjordformasjonen ble avsatt i sen trias alder og tidlig jura, og finnes i store deler av Vikinggraben i Nordsjøen. Formasjonen består av sandsteiner og mudsteiner og kan deles opp i tre soner; Raude, Eiriksson og Nansen. Avsetningene endrer karakter fra alluviale med periodiske flomavsetninger i nedre deler til sump- og kanalavsetninger i øvre deler.

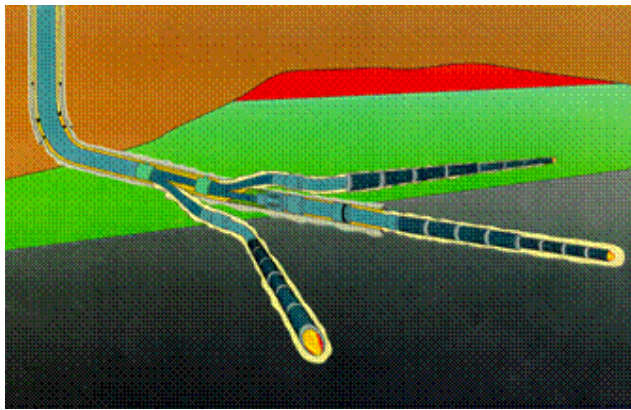
Mektigheten av øvre Statfjord (Nansen og Eiriksson 2) ligger for det meste rundt 70-80 meter, mens nedre Statfjord (Eiriksson-1 og Raude) har mektigheter rundt 160-175 meter. Mektigheten har en økning mot vest fra 170 m i horstområdet til mer enn 250 m vest i dominoområdet. Avsetningene endrer karakter fra alluviale med periodiske flomavsetninger i nedre deler til sump- og kanalavsetninger i øvre deler.

[13]

4. Aktuelle utvinningsmetoder på GFS Statfjord

4.1 Multilaterale brønner

Multilaterale brønner har to eller flere vanligvis horisontale brønner som produserer gjennom en felles brønn til overflaten. Tar man utgangspunkt i eksisterende brønner kan en enten stenge moderbrønner og borer ut et sidesteg (tradisjonelt sidesteg) eller lage en multilateral brønn hvor flere grener kan produsere samtidig. Kostnaden per multilaterale brønn er noe større enn for en vanlig brønn, men i forhold til en ny brønn for hvert dreneringspunkt spares brønnsliiser, tid og penger ved at øverste hullseksjon allerede er boret og komplettert. [1], [8], [11]



Figur 4-1: Illustrasjon av brønn med sidesteg. [2]

MLT - brønner kan drenere uavhengige reservoar og/eller ha flere dreneringspunkter i samme reservoar. Flere penetrerings- og dreneringspunkter i samme reservoar er en god metode i tynne reservoar som har lav permeabilitet eller strømningsbarrierer. Større deler av reservoaret og/eller flere soner penetreres, noe som gir økt produksjon og redusert trykktap. [1] Dette gjør seg spesielt gjeldende ved anvendelse av smartbrønntechnologi. Den økte produksjonen kommer karakteristisk i et avgrenset tidsrom, dvs. vi drenerer reservoaret fortere og får dermed gevinst i form av økt nåverdi. [11]

Anvendelse av MLT kan medføre at marginale felt som ellers ikke ville bli vurdert som drivverdige kan bygges ut og produseres med relativt god avkastning. Størrelsen på

feltinstallasjonene kan reduseres og feltet kan produsere lenger og med redusert vann/oljekutt. [2]

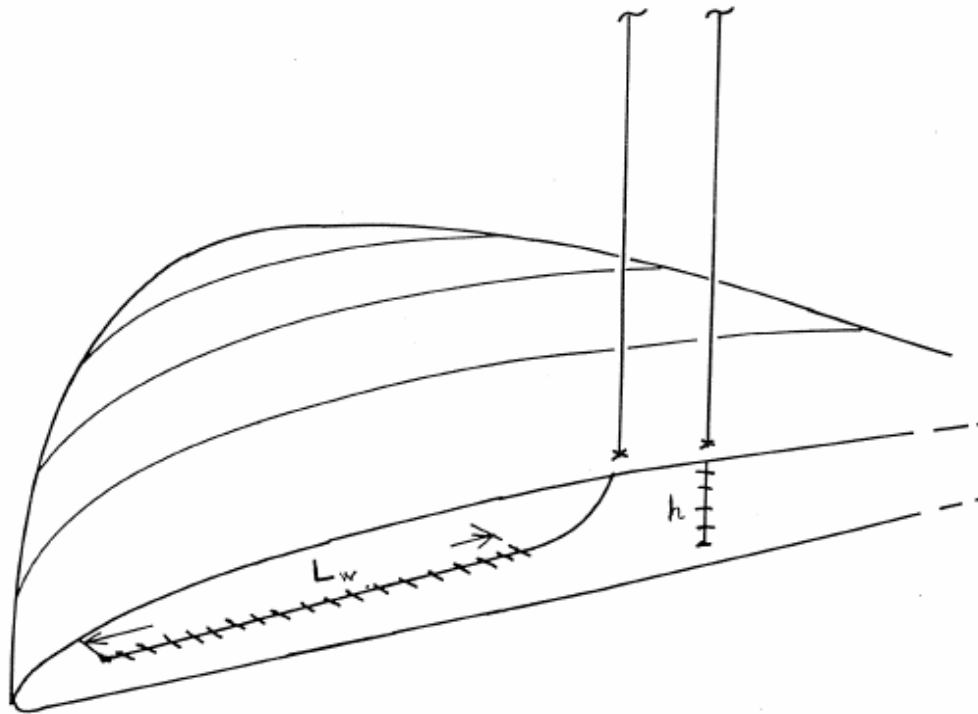
Gode kandidater for multilaterale brønner er ofte tynne reservoarer eller små lommer. I de tilfellene hvor reservoaret dekker et stort område, men har lav høyde, så vil flere brønner fra en enkelt hovedbrønn gi et større dekket areal. Hvis man i tillegg har flere fluidkontakter rundt reservoaret så kan en serie med parallelle horisontale brønner være et mulig alternativ for å redusere coning.

Den primære utfordringen ved multilaterale brønner er i forbindelse med boringen og kompletteringen av forgreningspunktet. Utfresing gjennom casingen lager metallfragmenter som kan skade komplettering av brønnen. Tradisjonell utfresning må vanligvis bruke flere "trips" for å komplettere vinduet. Dette betyr at både risikoen og den totale kostnad øker.

Andre risikomomenter kan være i forbindelse med borehullstabilitet, fastkjøring, overtrykk mot casingen og sementering [3]. Med mer erfaring og bedre teknologi har risikoen i forbindelse med multilaterale brønner blitt betydelig redusert i de senere årene. [4]

4.2 Horisontal brønnbane

Horisontale brønner vil vanligvis si brønner langs reservoarlaget. Slike brønner kan som oftest kompletteres over et mye lenger intervall enn i tilsvarende vertikale brønner. Dette betyr større brønnproduktivitet. Dessuten kan horisontale brønner plasseres i størst mulig avstand fra olje/vann- og olje/gasskontakter. Slik blir horisontale produksjonsbrønner mindre utsatt for tidlig gjennombrudd av vann eller gass. [5]



Figur 4-2: Penetrering av reservoar [5]

4.3 DIACS

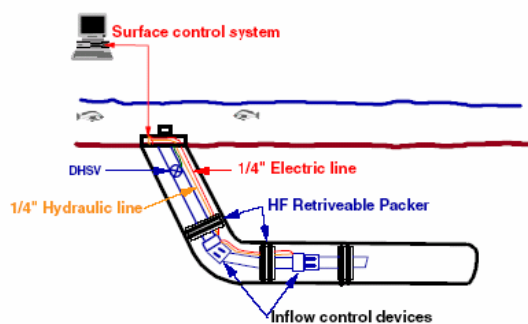
DIACS står for Downhole Instrumentation and Control System. DIACS er en av de mest brukte teknologiene når det gjelder smarte brønner.

Smarte brønner har sitt utspring i muligheten til kontinuerlig oppsamling av tilnærmet sanntidsdata fra reservoaret. Ut fra dette har man så muligheten til å gjøre om kompletteringen uten å måtte trekke ut borestrengen og gå ned i brønnen for å få best mulig oljeproduksjon eller hvis brønnen har en uventet oppførsel. Dataene man får danner grunnlaget for oppdaterte reservoarmodeller som kan brukes i beslutningsprosessen for videre feltutvikling.



Figur 4-3: Illustrasjon av brønn med DIACS. [23]

I motsetning til tradisjonelle brønnkompletteringer inneholder smarte brønner en sammenstilling av forskjellige sensorer til å måle forskjellige variable som viktige produksjonsvariable, temperatur, trykk og strømningsrater for de ulike fasene. I tillegg kan man få variabler for resistivitet og akustisk impedans som er logget lenger unna brønnen enn helt inntil borehullet, også kalt fjernbrønnsparmetre. [16-2]



Figur 4-4: Systemskisse av smart brønn. [5]

Smarte brønner med mulighet for innsamling av sanntidsdata kan være nyttig i høypermeable soner der man kan få problemer med vannforløp og fanget olje. Dette vil gi tapte ressurser som resultat. I en multilateral brønn kan man ødelegge produksjonen dersom man får et uventet vanngjennombrudd. Dersom en har kontinuerlig overvåkning av fjernbrønnsparmetrene kan man hele tiden følge med på hva som skjer og dermed oppdage

vannfronten tidligere slik at vi kan stenge av den aktuelle sonen, med et fjernstyrt nedihulls kontrollsystem, før en får vanngjennombrudd. Dette innebærer at en slipper en kostbar brønnintervensjon. [16-2]

4.4 Gassinjeksjon

Injeksjon av vann eller gass er ofte avgjørende for å oppnå høy utvinningsgrad for olje. Forholdene på feltet avgjør hva som er mest effektivt av vanninjeksjon, gassinjeksjon eller en kombinasjon av disse to. Antall brønner og plasseringen av disse er også viktig for en effektiv utvinning. Injeksjon av naturgass og bruk av VAG (vekslende vann- og gassinjeksjon) har bidratt til høy utvinningsgrad. Det samme har bedre verktøy for brønnstyring og reservoarvisualisering. VAG er en metode der de positive effektene av injisert gass og injisert vann kombineres i reservoaret.

Begrunnelsen for å velge gassinjeksjon vil være forskjellig fra et felt til et annet. I noen tilfeller gir gassinjeksjon best utvinning, mens i andre tilfeller er manglende eksportmuligheter for naturgass en viktig faktor. Gass injiseres derfor også i felt der virkningen er moderat fordi dette gir mulighet til å produsere oljen uten å måtte brenne gassen. For de fleste feltene er injeksjonen basert på reinjeksjon av egen naturgass. Den samme gassen kan da bli produsert og injisert flere ganger. I tillegg kommer økte eller akselererte inntekter fordi gassinjeksjonen tillater kontinuerlig olje- og kondensatproduksjon der produksjonen av ulike grunner ellers ville ha blitt redusert eller stoppet.

Alle felt som hovedsakelig inneholder gass har enten en oljesone under gasskappen, eller et høyt kondensatinnhold i gassen. En stor utfordring er hvordan forholdene kan legges til rette for gassinjeksjon i nye, mindre feltutbygginger, spesielt der ekstra gass utenfra kan bidra til økt olje- eller kondensatutvinning. Oljefelt inneholder både olje og naturgass, og injeksjon av egen gass eller gass fra andre felt er produksjonsscenarier som må vurderes. Gassinjeksjon gir som regel vesentlig høyere oljeutvinning enn både trykkavlastning og vanninjeksjon, men effekten vil avta utover i tid. På steder hvor en mangler transport- eller prosesskapasitet for naturgass er reinjisering et godt alternativ for å produsere oljen i feltene. Naturgassen kan eventuelt produseres senere dersom det blir tilgjengelig kapasitet. [15]

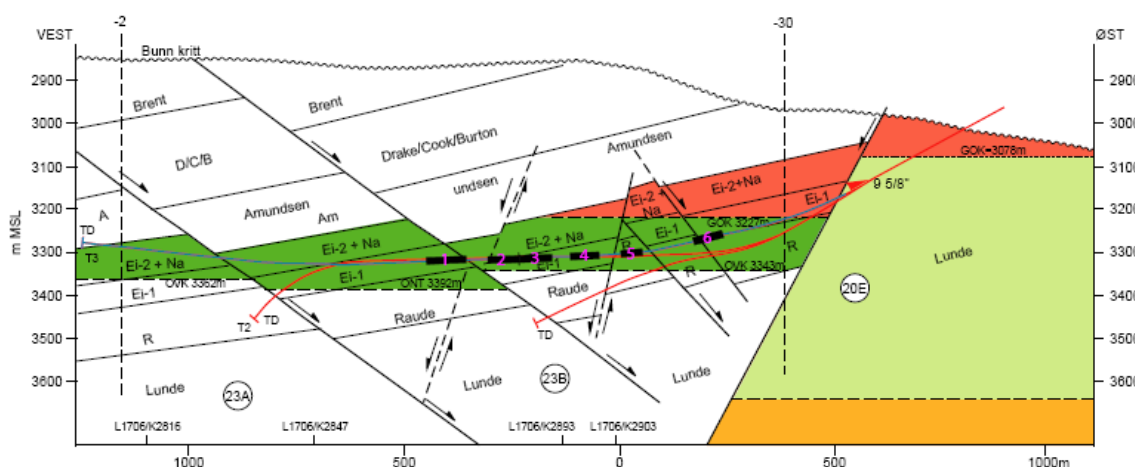
5. Produksjonserfaringer på GFS Statfjord

5.1 Produksjonserfaring - Nansen, Eiriksson og Raude

Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør ble satt i produksjon i 1999 som et ledd i utviklingen av Gullfaks satellitter. Produksjonserfaringene avslørte et dårligere reservoar enn forventet.

Produksjonsdata viser at Øvre Statfjord (Nansen 1) har god lateral utstrekning og at brønnene kommuniserer godt med hverandre gjennom gasskappen. Dette er sander som er relativt homogene og høypermeable, og påvirkes i stor grad av volumet som blir produsert totalt på feltet, i tillegg til nærbrønnsområdet. I Nansen 2 observeres det lavere trykk enn i resten av Nansen - sandene. Man antar at dette er en dårligere sand enn Nansen 1 og at trykket derfor ikke bygger seg opp like raskt.

For sandene i Eiriksson er det større usikkerhet mht utstrekningen. Man vet ikke hvorvidt de nordligste brønnene påvirker de sørligste, men man antar kommunikasjon nord - sør. Eiriksson 2 er en sand med lav permeabilitet og mye skifer som helt tydelig begrenser kommunikasjonen. I Eiriksson 3 er det observert både initielle og depleterte trykk, og man har tydelig kommunikasjon nord - sør.



Figur 5-1: Øst-vest geologisk tverrsnitt [11]

I nedre deler av formasjonen, i Raude, innehar reservoaret hyppige vekslinger mellom skifere og sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet. Sandene har ikke den laterale

utstrekningen som Nansen - sandene, og er trolig ikke i kommunikasjon med gasskappen. Denne delen av reservoaret er heterogent og det er påvist store trykkforskjeller både lateralt og vertikalt. Tynne og lite lateralt kontinuerlige sander, i tillegg til sand mot skifer kontakt, begrenser den laterale kommunikasjonen i denne delen av reservoaret. [13]

Vekslingene mellom skifer, gode sander og mindre gode sander har ført til at det forekommer store barrierer mellom Raude og Eiriksson sonene.

5.2 Produksjonserfaring - brønner boret på GFS Statfjord

STOOIP for GFS Statfjord var estimert til 35 mill Sm³ i "Plan for Development and Operations" (PDO), med estimerte reserver på 12,6 mill Sm³. Planen for utviklingen av Statfjordformasjonen bestod av 7 horisontale brønner og 1 injektor, der 5 av brønnene var planlagt forboret.

Brønn	Oppstart	Prod-intervall	Komplettering
G-2 HT3	13.04.99	Na	Perf. Liner
(G-2 Y1H)	10.09.03	Na/Ei/Raude	Tilleggsperf
F-4 AHT3	30.04.99	Na	Perf. Liner
	27.10.03	Na/Ei/Raude	Tilleggsperf
G-3 HT2	06.07.01	Na/Ei	Skjerm
G-1 H	06.02.04	Na/Ei/Raude	DIACS Forboret liner
G-2 Y2H	26.07.04	Na/Ei/Raude	MLT med DIACS Forboret liner

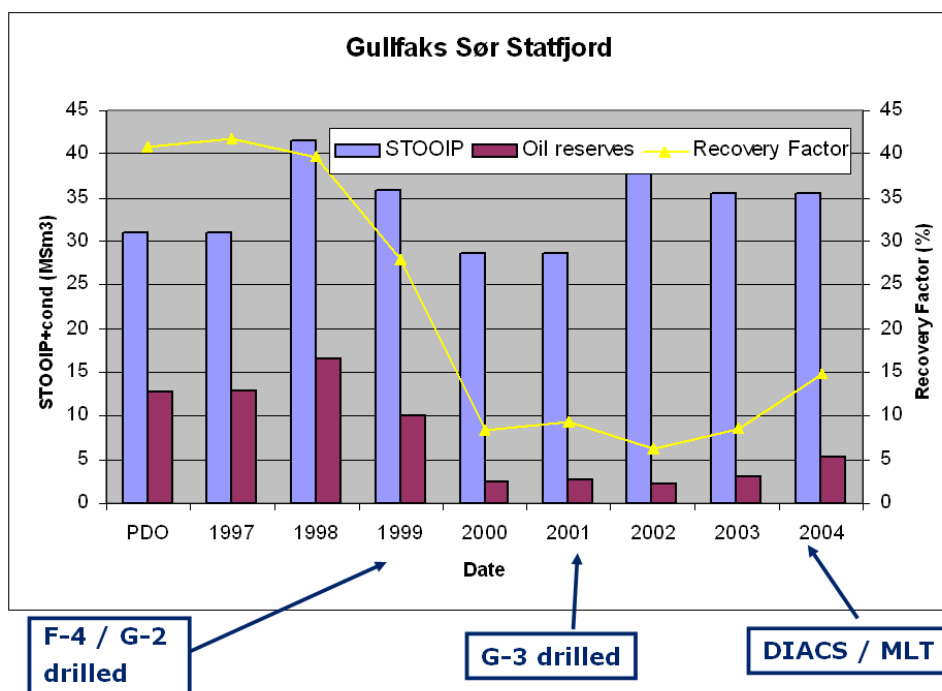
Tabell 5-1: Brønndata for brønner i F- og G-blokka. [17]

Da de to første brønnene ble satt i gang i 1999 (G-2 HT3/F-4 AT3H), viste det seg at produksjonsraten var mye lavere enn forventet. Man hadde forventet en oljerate på 1500 – 2000 Sm³/d, mens den initielle produksjonen lå rundt 400-500 Sm³/d. I tillegg ble signifikant trykkfall observert i brønnhullet, noe som tydet på dårlig kommunikasjon i feltet. Etter ferdigstillingen av de to første brønnene ble derfor videre utvikling utsatt.

Etter et år med produksjon fikk man gassgjennombrudd i den første brønnen, F-4 AHT3. Dette tror man kom fra soner med høy permeabilitet. Den andre brønnen, G-2 HT3 erfarte ikke gassgjennombrudd, og oppdaterte geologiske tolkninger indikerer at denne brønnen produserer fra en isolert blokk som ikke er i kommunikasjon med gasskappen.

I 2001 ble den tredje brønnen boret, G-3 HT2. I denne brønnen fikk man gassgjennombrudd kort tid etter produksjonsstart. Årsakene til gassgjennombruddet kan skyldes den korte vertikale avstanden fra brønnhullet til antatt gass - olje kontakt (GOC), som er omtrentlig 50 meter under GOC. For de to første brønnene (G-2 HT3/F-4 AT3H) er avstanden ca 210 meter. Produksjonserfaringene fra den tredje brønnen indikerer høyere produktivitet enn fra de to første.

I planleggingsfasen var prognosene for utvinningsraten for GFS Statfjord estimert til rundt 40 %. I 2001, etter å ha boret de tre første brønnene, ble videre utvikling utsatt basert på erfaringene fra feltet. Utvinningsraten ble nedjustert til 7 %, og bokførte reserver nedjustert fra 12,6 til 2,4 mill Sm³ i reservoarstyringsplanen for 2002.



Figur 5-2: Figuren viser justering av forventet STOIP og utvinningsfaktor. [20]

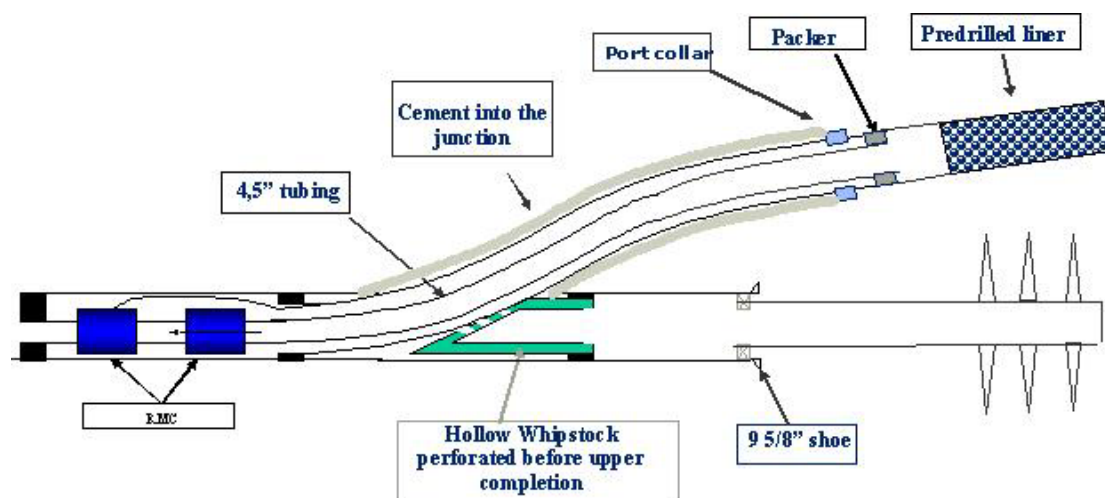
Brønnen G-1 ble boret og komplettert i desember 2003-januar 2004 i et område med stor geologisk usikkerhet. Hovedmålet for G-1H var å produsere fra hele reservoaret og strupe tilbake gass fra tåa. Basert på erfaringer fra tidligere brønner på GFS ble G-1H komplettert med to - soners DIACS og predrilled liner i en åpenhullsbrønn. Det ble valgt DIACS - løsning med trykk- og temperaturmålere i hver sone, samt i tubing. På grunn av høy temperatur var

Under oppstarten ble det kjørt en test på trykkintegriteten til swell packerne. Ventilene til den nederste sonen ble stengt mens den øverste sonen produserte fritt. Det ble da dokumentert en trykkdifferanse (mellom "tubing" og "annulus") på over 60 bar.

I dag fungerer begge ventilene, men sensorene har sluttet å virke. Nåværende produksjonsrate er 300 Sm³/d og GOF er 1000 Sm³/ Sm³. Det har foreløpig ikke vært produksjonsmessige fordeler som følge av bruk av DIACS, men informasjonen har bidratt til økt reservoarforståelse av et komplekst reservoar. Muligheten for innestegning av sone 1 før boring av ny brønn i området sikrer også gjennomførbarhet av boreoperasjonen. Erfaringene fra G-1H har oppmuntret til videre bruk av smartbrønntechnologi på GFS Statfjord.

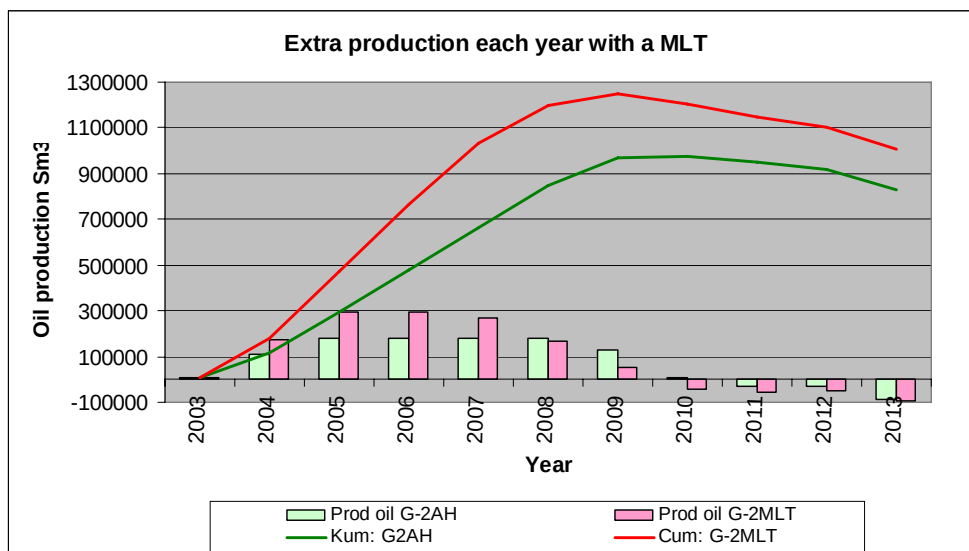
Brønnen G-2HT3, som ble først satt i gang i mars 1999, penetrerte ikke alle de dypereliggende sandene på Statfjord, og var derfor ikke optimal med hensyn til drenering av segmentet. Som tiltak ble det boret en sidebrønn (G-2 Y2H) sommeren 2004. To DIACS -

ventiler, med trykk - og temperaturmålere i hver sone og i tubingen, ble installert for å optimalisere produksjonen fra de to grenene. Det var viktig å bevare produksjonen fra hovedbrønnen (nå hetende G-2 Y1H) for at den totale løsningen skulle være kostnadseffektiv. Det ble brukt en hollow whipstock for å lage en enkel og økonomisk Level 4 forgrening (både hovedbrønn og sidebrønn er sementert og har casing). Man mistet da muligheten for inngrep lenger nede i hovedbrønnen, men kompletteringen av DIACS ville uansett ha begrenset dette. Den nederste DIACS'en kontrollerte produksjonen fra den nye sidebrønnen, mens den øverste kontrollerte produksjonen fra hovedbrønnen.



Figur 5-4: Skjematisk oppstilling av G-2 [20]

Sidesteget (G-2 Y2H) ble startet opp med en initiell Produktivitetsindeks (PI) på 100 $\text{Sm}^3/\text{d}/\text{bar}$ og GOF på 170 Sm^3/Sm^3 . Det måtte to forsøk til for å starte produksjonen fra den opprinnelige brønnen (G-2 Y1H). Årsaken til dette var antakelig måten den var stengt ned på, og at det fantes tung mud i brønnen etter perforeringen av whipstocken. En lekkasje i soneisolasjon mellom de to grenene gjør at brønnen i praksis fungerer som en brønn uten DIACS. Av den grunn er det ikke mulig å si i hvor stor grad den opprinnelige brønnen (G-2 Y1H) har bidratt til produksjonen, men bruk av hollow whipstock har sannsynligvis gitt et positivt bidrag som en ellers ville ha mistet. Brønnen har nå en produksjonsrate på 670 Sm^3/d og en GOF på 170 Sm^3/Sm^3 . Det har ikke vært noen produksjonsmessig fordel med installert DIACS, men den var nyttig i forbindelse med opprensningen av brønnen. [10], [11], [20]



Figur 5-5: Simulert ekstra produksjon fra G-2 med og uten MLT. [20]

Dårlig reservoarkommunikasjon har rettferdiggjort bruken av MLT på GFS Statfjord. MLT har også gjort det mulig å beholde eksisterende brønner i tillegg til å bore nye, på tross av et begrenset antall slisser tilgjengelig.

Smartbrønnsystemet har gitt viktig informasjon både for evaluering og utvikling av reservoarmodellen. I tillegg har man fått muligheten til å strupe tilbake soner/grener med høyt GOF, uten kostbare inngrep i brønnen underveis. Swell packere har vist seg å være en robust og kostnadseffektiv soneisolering.

[10], [11], [20]

6. Eclipse Blackoil

Eclipse er et simuleringsverktøy som brukes til å teste ulike dreneringsalternativer for olje- og gassreservoar. Programmet er utviklet av Schlumberger og kan simulere tre - fase systemer i tre dimensjoner. Fordelen er at man kan finne de mest gunstige brønnbanene og optimalt antall brønner i reservoaret før man begynner å bore.

Modellen bygges opp etter små grid – blokker med ulike fysiske og seismiske egenskaper som samlet gir et helhetlig bilde av reservoaret. Det antas at olje, gass og vann kan være tilstede samtidig og under simuleringen har man hele tiden kontroll på hvor mye som finnes av hvert av fluidene. Smarte brønner med DIACS – ventiler kan legges inn i programmet, og det er mulig å regulere injeksjonsmengden av vann eller gass etter behov.

Problemet med Eclipse- modeller generelt er at de ikke representerer reservoaret slik det vil være i virkeligheten. Det henger hovedsakelig sammen med geologisk usikkerhet i tillegg til noe begrenset datakapasitet, og det gir et mer homogent bilde av reservoaret. Homogeniteten i modellen fører til at man vil få utvunnet all oljen hvis man produserer lenge nok. I et reelt reservoar er ikke dette tilfelle.

6.1 Forutsetninger

Vi fikk tilsendt en reservoarmodell fra Statoil hvor en del brønner allerede var lagt inn, og i tillegg hadde vi muligheten til å legge inn nye brønner. Modellen manglet en god del strømningsbarrierer, og noen brønner som i virkeligheten hadde DIACS installert, lå ikke inne med det. Statoil hadde historietilpasset modellen frem til 2004. F-2 brønnen la vi til i alle casene i november dette året, og i case 5 hadde vi i tillegg en gassinjektor som ble satt i gang i januar 2006. Alle simuleringene ble kjørt frem til år 2016.

Resultatene fra simuleringene ble visualisert og tolket i egne programmer. I vårt tilfelle valgte vi å bruke Floviz, Schedule, Report og Microsoft Excel til dette formålet.

6.2 Beskrivelse av casene

I dette prosjektet har vi sett på forskjellige løsninger for å få ut mer olje av GFS Statfjord. Vi har simulert forskjellige caser og sett på hvordan de har virket inn på totalproduksjonen på feltet. I utgangspunktet planla vi å simulere den multilaterale brønnen med DIACS. Det viste seg å bli mer komplisert og tidkrevende enn først antatt, og vi valgte derfor å utelate det i simuleringen. En kort beskrivelse av de forskjellige casene følger under.

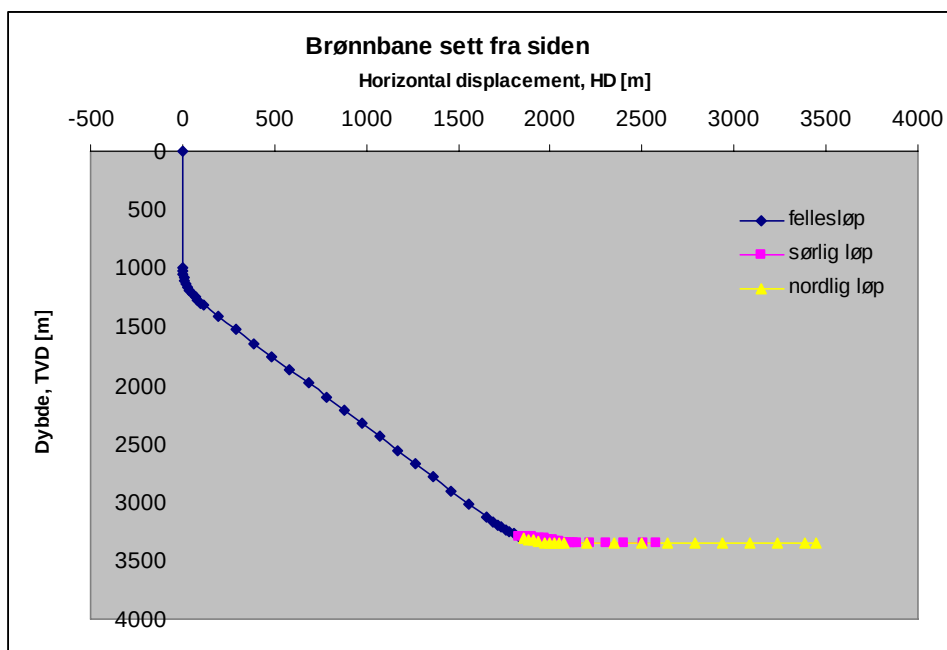
6.2.1 Ingen F-2 brønn (Case 0)

Case 0 – Basis casen

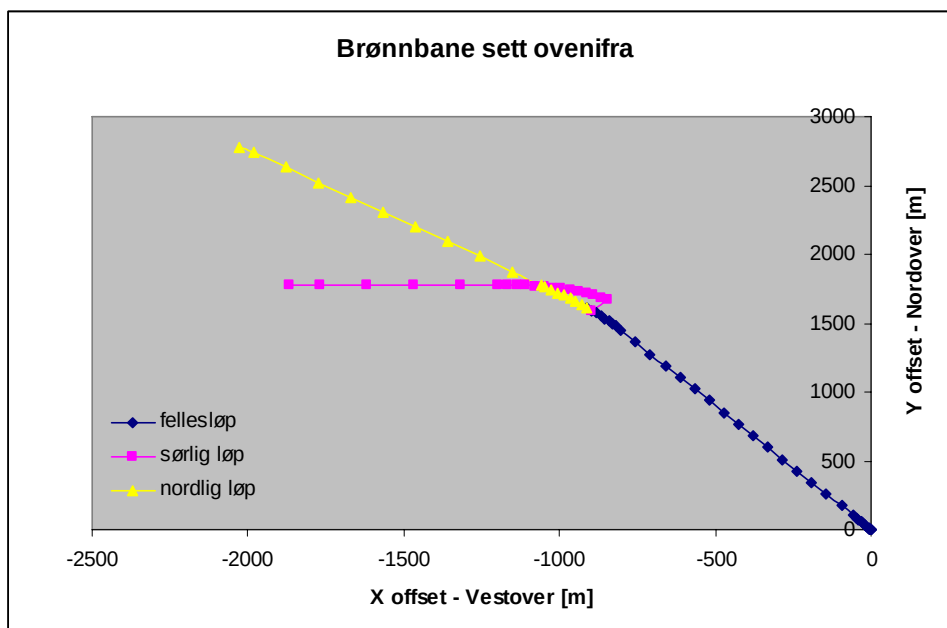
Her har vi kjørt simuleringen av den reservoarmodellen vi fikk av Statoil uten å endre noe. Brønn F-2 er ikke med i denne modellen, det er kun de andre brønnene på feltet som er inkludert her. Vi forventer at vi vil få en dårlig drenering av den nordligste delen av GFS Statfjord i dette tilfellet, og vi vil derfor prøve med forskjellige brønnløsninger i denne delen av reservoaret for å utvinne ekstra olje.

6.2.2 F-2 som en vanlig brønn (Case 1 og 2)

I case 1 og 2 vil vi se nærmere på boringen av en vanlig brønn i den nordlige delen av GFS Statfjord. Vi regner med at dette vil ha stor betydning for utvinningen av olje i dette området. Vi har brukt reservoarmodellen fra Statoil og lagt til brønnen F-2. Brønnen består av et løp som først er felles for case 1 og 2, deretter følger den et mer horisontalt løp som går i forskjellig retning for de to casene. Se figur 6-1 og 6-2.



Figur 6-1: Brønnbane sett fra siden



Figur 6-2. Brønnbane sett ovenifra

Case 1 – Sørlig brønn

I denne casen har vi sett på muligheten for å bore en vanlig brønn i den sørlige delen av det aktuelle området. Den sørlige brønnen består av fellesløpet og det sørlige løpet vist som henholdsvis blå og rosa linje i figur 6-1 og 6-2. Koordinatene for brønnen er gitt i tabell 6-1.

Case 2 – Nordlig brønn

I denne casen har vi sett på muligheten for å bore en vanlig brønn i den nordlige delen av det aktuelle området. Den nordlige brønnen består av fellesløpet og det nordlige løpet vist som henholdsvis blå og gul linje i figur 6-1 og 6-2. Koordinatene for brønnen er gitt i tabell 6-1.

Brønnløp	Modellkoordinater [i, j, k]
Fellesløp – start	(61, 28, 1)
Nordlig løp – start	(58, 26, 13)
Sørlig løp – start	(59, 25, 11)
Nordlig løp – endepunkt	(32, 14, 1)
Sørlig løp – endepunkt	(40, 27, 7)

Tabell 6-1: Modellkoordinater for brønnløsningene.

I tabell 6-1 er koordinatene for viktige punkter i brønnen angitt i [i, j, k] som refererer til gridblokkene i reservoarmodellen. Fellesløp – start angir punktet der brønnen kommer inn i reservoarmodellen. Nordlig løp – start angir punktet der det nordlige løpet går ut fra fellesløpet, mens Sørlig løp – start angir punktet der det sørlige løpet går ut fra fellesløpet. Endepunktene angir endepunktene i de forskjellige brønnløpene.

6.2.3 F-2 som en multilateral brønn (Case 3)

Case 3 – Multilateral brønn

I case 4 vil vi se nærmere på F-2 som en multilateral brønn. Den multilaterale brønnen består da av fellesløpet med både nordlig og sørlig brønnløp. Se figur 6-1 og 6-2.

6.2.4 Metoder for økt oljeutvinning (Case 4 og 5)

For casene beskrevet over er det simulert en case med økt gass – oljeforhold og en case med gassinjisering for å se på effekten av dette.

Case 4 – MLT med økt GOF

I denne casen har vi økt det tillatte gass – olje forholdet fra $1,05 \text{ MSm}^3/\text{Sm}^3$, som er brukt i de forgående casene, til $2 \text{ MSm}^3/\text{Sm}^3$. Dette betyr at vi produserer mer gass, og at man må ha kapasitet til å håndtere den ekstra gassmengden. Kapasiteten kan økes ved å bygge et ekstra anlegg eller å utvide det eksisterende anlegget. Et annet, og mer sannsynlig alternativ er å produsere mindre gass fra andre felt som deler samme gasshåndteringsanlegg. Hvis den økte

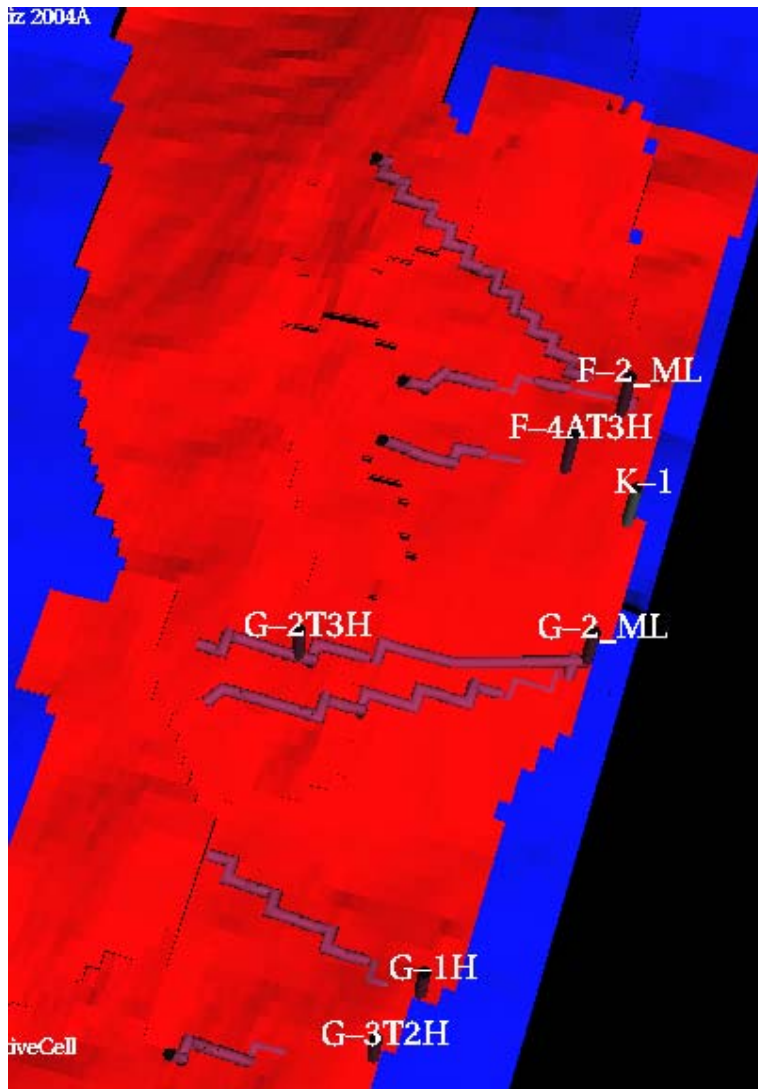
oljeproduksjonen man får ved å produsere mer gass fra GFS Statfjord er så stor at det lønner seg å stenge ned produksjonen på et annet felt kan dette være en oppside for GFS Statfjord. Dersom en får høyt vannkutt på andre felt og må stenge brønner der, kan det bli ledig kapasitet for GFS Statfjord.

Case 5 – Gassinjisering

Her ser vi på om injisering av gass vil øke oljeproduksjonen ytterligere. Vi har valgt å simulere case 2, 3 og 4 med gassinjisering, henholdsvis kalt case 5.1, 5.2 og 5.3. En vertikal gassinjeksjonsbrønn, som vi har valgt å kalle K-1¹, er plassert i gasskappen i reservoaret for å gi trykkstøtte. Modellkoordinatene for brønnen er [61, 32, 1-14]. Ved å plassere brønnen her er det sannsynlig at vi vil presse oljen nordvestover mot brønnen F-2, både fordi gasskappen vil gå litt ned ved injeksjonsbrønnen og fordi lagene heller nedover i retning F-2 brønnen. Injeksjonen starter ett og et halvt år etter at brønnen F-2 settes i produksjon. Vi bruker en injeksjonsrate på 1.0 MSm³, og brønnen er perforert i hele reservoarhøyden.

På figur 6-3 ser vi plasseringen av de forskjellige brønnene. F-2-brønnen består av den delen av brønnen som er felles for begge løp i blått og det nordlige og sørlige løpet i grønt. Det øverste løpet på figuren er det nordlige løpet av brønnen, mens den nederste delen er det sørlige løpet. Injeksjonsbrønnen, K-1, er den blå vertikale brønnen i bildet.

¹ Navnet K-1 er tilfeldig valgt og har ingenting med K-rammen å gjøre.



Figur 6-3: Gullfaks Sør, med innlagt brønn F-2_ML og injeksjonsbrønn K-1.

7. Resultater

I forhold til modellen vi har brukt i simuleringen er reservoaret mye mer heterogent. I en homogen modell får vi ut mesteparten av hydrokarbonene hvis vi drenerer lenge nok, noe som ikke vil være sannsynlig i virkeligheten. Dette gir stor usikkerhet rundt simuleringsresultatene, spesielt et stykke fram i tid. Ved simulering bør man derfor ha som mål og fokus på akselerert produksjon, og nødvendigvis ikke totalproduksjon etter mange år.

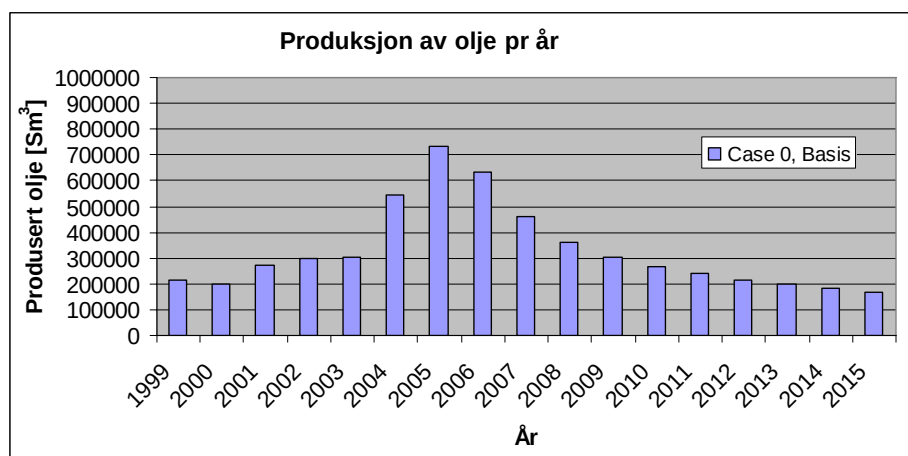
Simuleringen starter i 1999, og frem til november 2004 er simuleringen lik for alle casene. I november 2004 settes brønnen F-2 i produksjon i alle casene. I case 5 har vi i tillegg en gassinjektor som settes i gang i januar 2006.

For hver case vil vi legge frem resultater av total oljeutvinning for feltet (FOPT), samt se på gevinsten i forhold til basis casen (case 0). Alle simuleringene kjøres frem til 2016.

Resultatene våre har vi fått ved hjelp av RSM-filene generert i kjøringen av Eclipse, og disse er behandlet i Excel. I tillegg til Excel har vi brukt Result til å lage grafer. Vi har brukt Floviz og GLView til å se på fluidenes bevegelser i modellen, og Schedule til visualisering av brønnbanen.

7.1 Case 0 – Basis casen

Simuleringen uten F-2 brønnen gir sammenligningsgrunnlag for de andre casene.



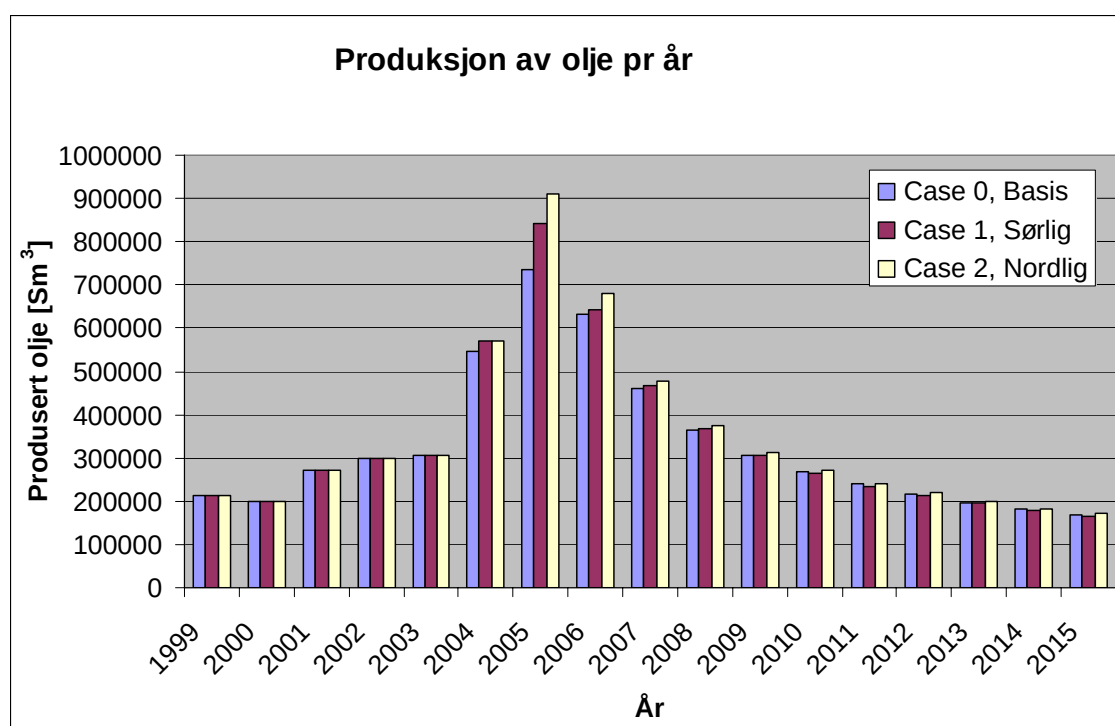
Figur 7-1: Årlig oljeproduksjon for case 0

Tabell V-1 i vedleggene viser tallverdiene over produsert olje hvert år.

Ved visualisering i Floviz så vi at dreneringen av den nordlige delen av reservoaret, som forventet, ikke ble særlig god. Den nordlige delen av reservoaret fortsatt har forholdsvis høy oljemetning, og dette bekrefter at det vil være interessant å se på boring av en brønn i dette området.

7.2 Case 1 og 2

Simulering av disse casene viste at av den nordlige og sørlige brønnen var det den sørlige brønnen som produserte dårligst. Den årlige oljeproduksjonen for de to casene er gitt i tabell V-2 i vedleggene.



Figur 7-2: Årlig oljeproduksjon for case 0, 1 og 2

Figur 7-2 viser den årlig oljeproduksjon for case 0, 1 og 2. Vi ser en økning i forhold til case 0 for begge brønnløsningene, men det er klart størst økning for det nordlige alternativet. Siden disse to casene vil ha omtrent samme kostnader, er case 2 å foretrekke fremfor case 1. På grunn av dette ser vi bort fra case 1 i videre diskusjon, og dette er også grunnen til at den ikke blir tatt med i case 4 og 5 når vi ser på økt GOF og gassinjisering.

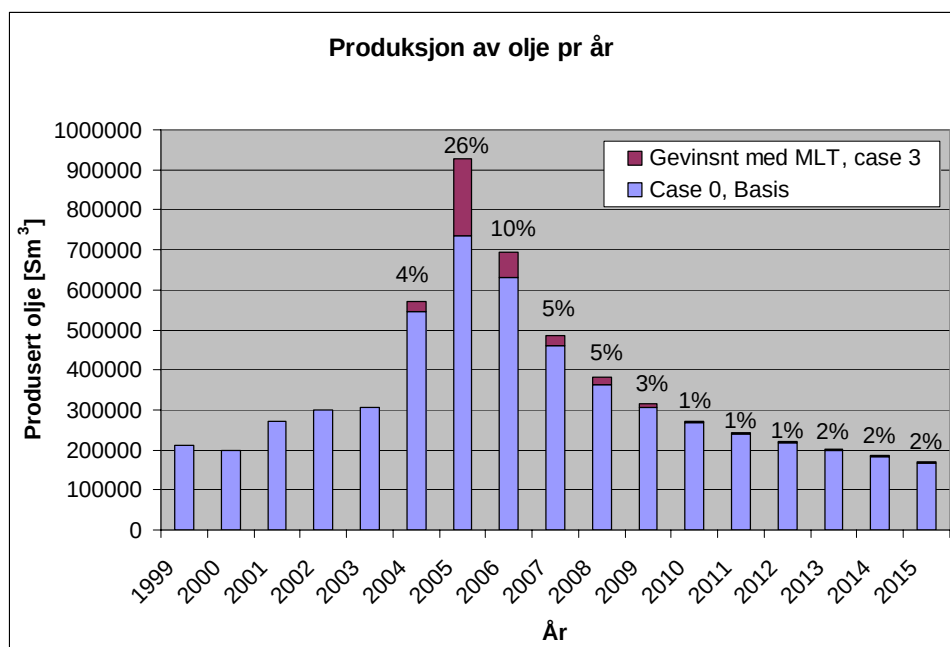
Den årlige gevinsten i oljeproduksjon i prosent for case 2 er gitt i tabell 7-1.

År	Gevinst i %
2004	4 %
2005	24 %
2006	8 %
2007	4 %
2008	3 %
2009	2 %
2010	1 %
2011	0 %
2012	1 %
2013	1 %
2014	1 %
2015	1 %

Tabell 7-1: Årlig gevinst i oljeproduksjon for case 2 i forhold til case 0.

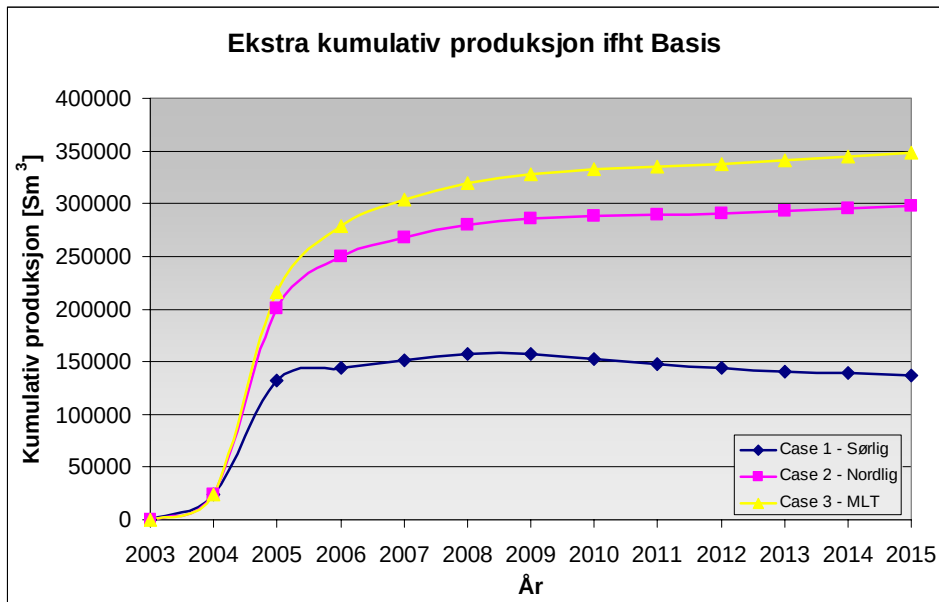
7.3 Case 3

Her har vi sett på effekten en multilateral brønn vil ha på den totale oljeproduksjonen. Et plott over den årlige oljeproduksjonen med årlig gevinst i % er gitt i figur 7-3.



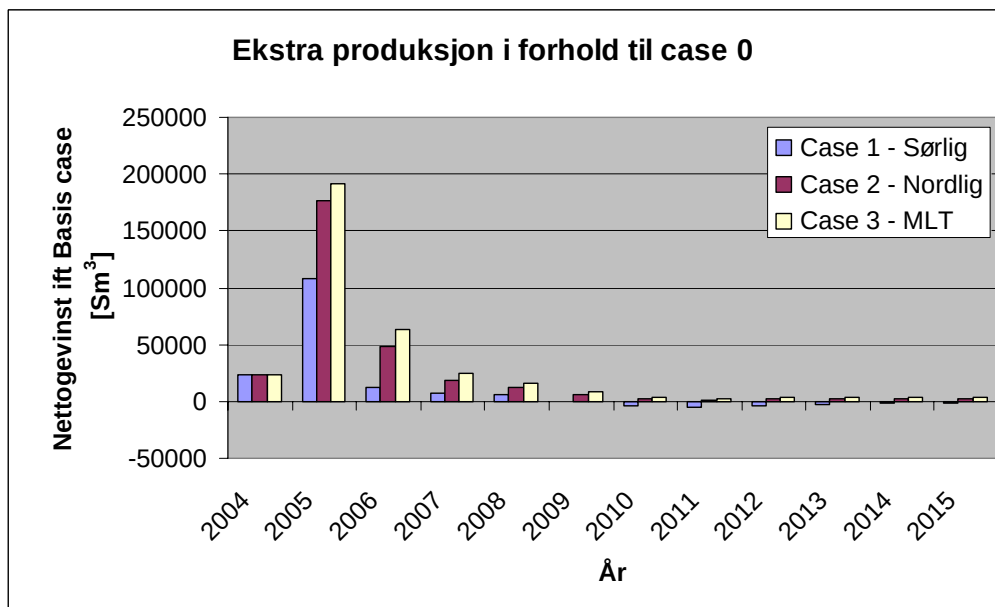
Figur 7-3: Årlig oljeproduksjon for case 3.

Vi kan ut fra figur 7-3 se at vi får en økt oljeproduksjon ved å benytte en multilateral brønn. Gevinsten er for øvrig ikke så stor som vi forventet på forhånd.



Figur 7-4: Gevinst i total oljeproduksjon for case 1, 2 og 3 i forhold til case 0 (basis casen).

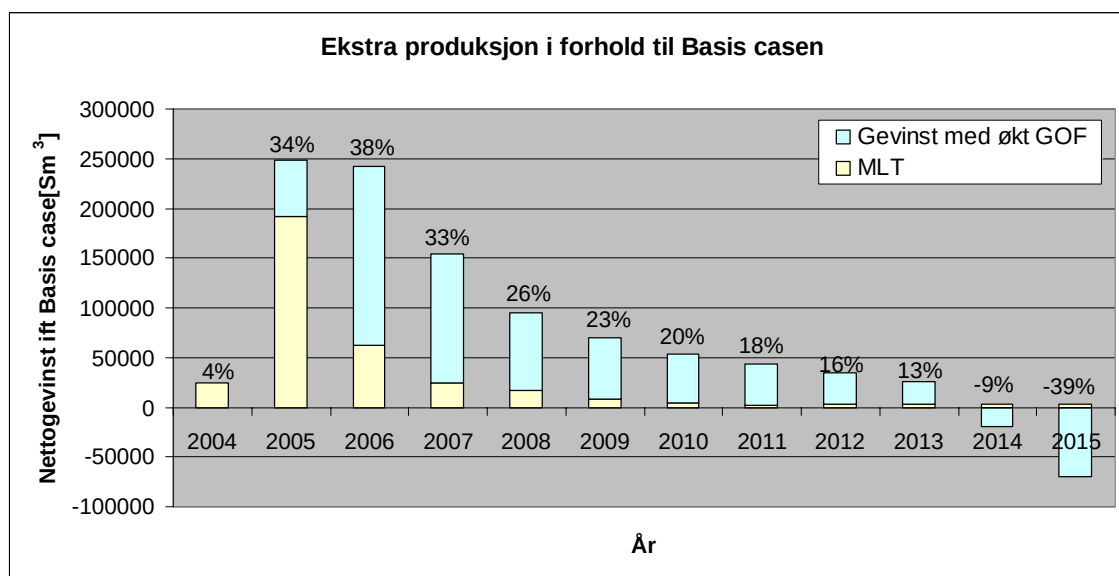
Fra figur 7-4 kommer det tydelig frem at forskjellen i produksjon er mye større mellom den sørlige og nordlige brønnen, enn den er mellom den nordlige brønnen og den multilaterale. Vi ser også at forskjellen er størst de første årene, og jevner seg mer ut etter hvert. Se figur 7-5. På grunn av risiko for å ikke greie å starte opp produksjonen fra moderløpet, bør det sørlige løpet bores før det nordlige dersom MLT- løsning blir valgt. Dette på grunn av at det nordlige løpet produserer best av de to løpene.



Figur 7-5: Ekstra produksjon i forhold til case 0 (basis casen).

7.4 Case 4

I denne casen har vi sett på effekten av å øke det tillatte gass-olje forholdet (GOF) fra 1,05 Sm³ til 2 Sm³ for ML-brønnen (case 3). Dette viste seg å ha en stor effekt på den totale oljeproduksjonen. Se figur 7-6. En tabell over den årlige oljeproduksjonen, samt årlig gevinst i % i forhold til case 0 er gitt i tabell V-3 i vedleggene.



Figur 7-6: Årlig oljeproduksjon, case 4 og årlig gevinst i % i oljeproduksjon for case 4 i forhold til case 0 (basis casen).

Vi ser fra figur 7-6 at vi får tap i forhold til case 0 de to siste årene. Dette kommer av at vi har produsert så mye av oljen tidligere, så da er det mindre igjen de siste årene.

Et plott med gevinsten i total oljeproduksjon for alle casene i forhold til case 0 vises i figur 7-7. Vi ser her at effekten av å øke GOF er stor i forhold til effekten av å bore en multilateral brønn. Å øke GOF kan altså ses på som en oppside, så hvis man har ledig kapasitet bør man vurdere å gjøre dette.

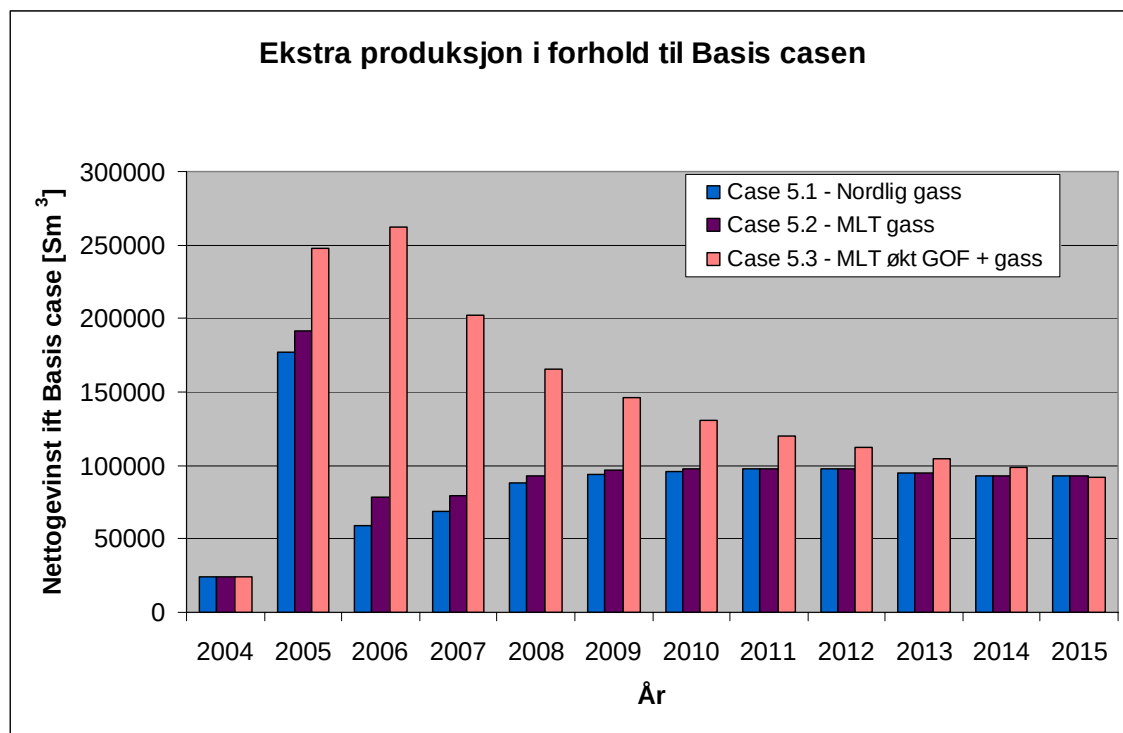
7.5 Case 5

Injisering av gass i reservoaret viste seg å gi en stor gevinst i forhold til økt oljeproduksjon. Årlig oljeproduksjonsgevinst i % i forhold til tilhørende case uten gassinjisering er vist i tabell 7-2.

År	Gevinst i %		
	Nordlig (case 2)	MLT (case 3)	GOF (case 4)
2006	2 %	2 %	2 %
2007	11 %	11 %	8 %
2008	20 %	20 %	15 %
2009	28 %	28 %	20 %
2010	35 %	34 %	24 %
2011	40 %	40 %	27 %
2012	44 %	43 %	31 %
2013	47 %	46 %	35 %
2014	50 %	48 %	69 %
2015	53 %	52 %	155 %

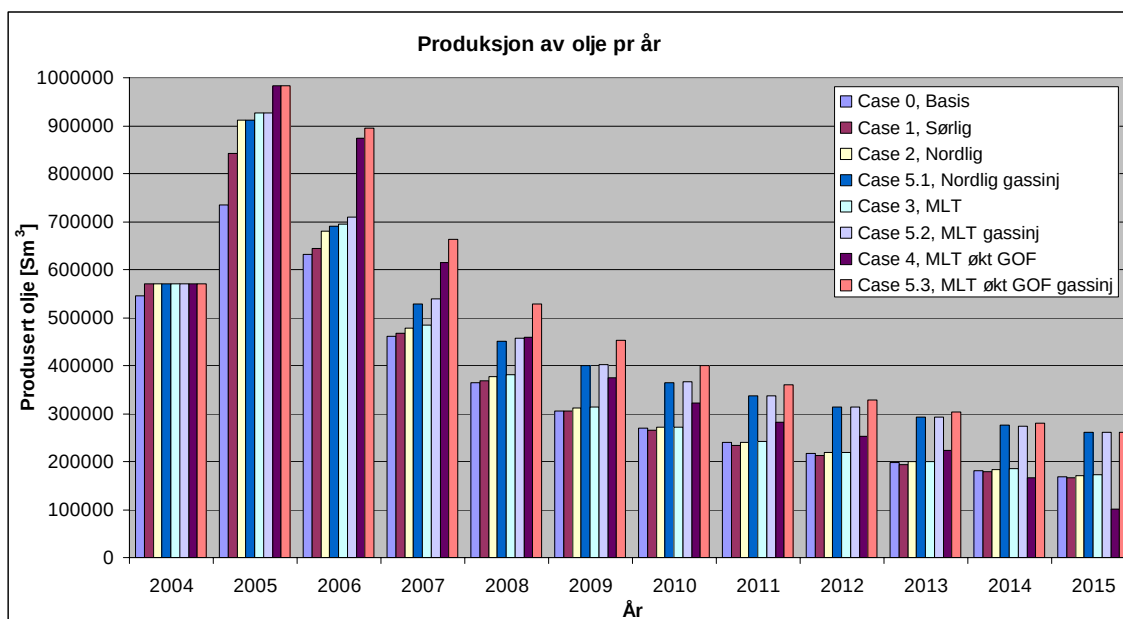
Tabell 7-2: Årlig gevinst i oljeproduksjon for case 2, 3 og 4 med gassinjeksjon i forhold til uten gassinjeksjon.

De høye tallene for år 2014 og 2015 i case 4 kommer av at man for case 4 uten gassinjisering har negativ gevinst (tap) i forhold til basis casen.



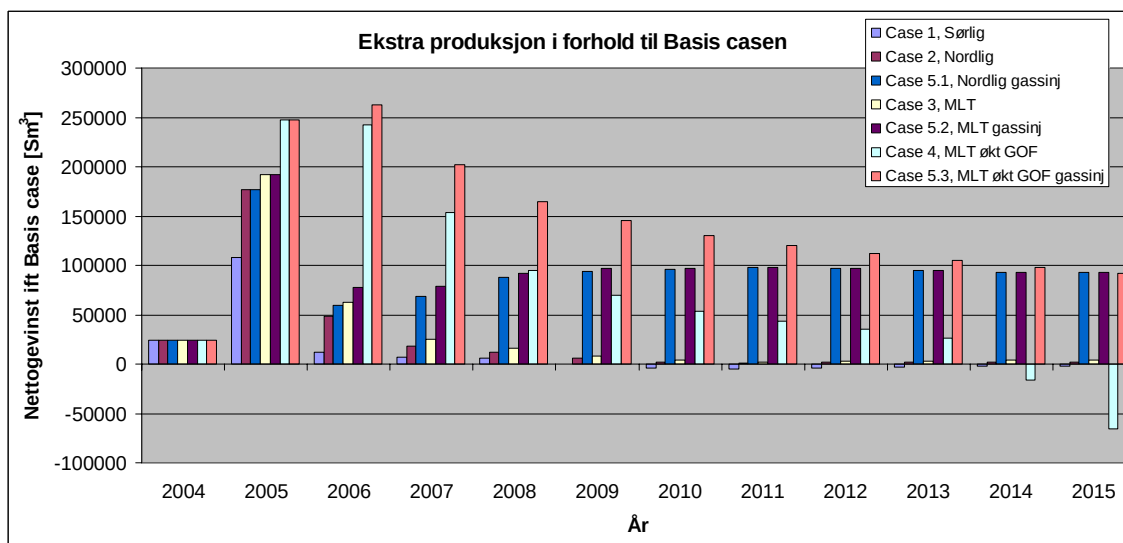
Figur 7-7: Ekstra produksjon ved gassinjisering i forhold til basis casen (case 0).

Et plott med gevinsten i total oljeproduksjon for alle casene i forhold til case 0 finnes i figur 7-7. Vi ser her at effekten av gassinjisering er stor i forhold til effekten av å bore en multilateral brønn. Dette gjelder injisering av gass i alle de tre casene.

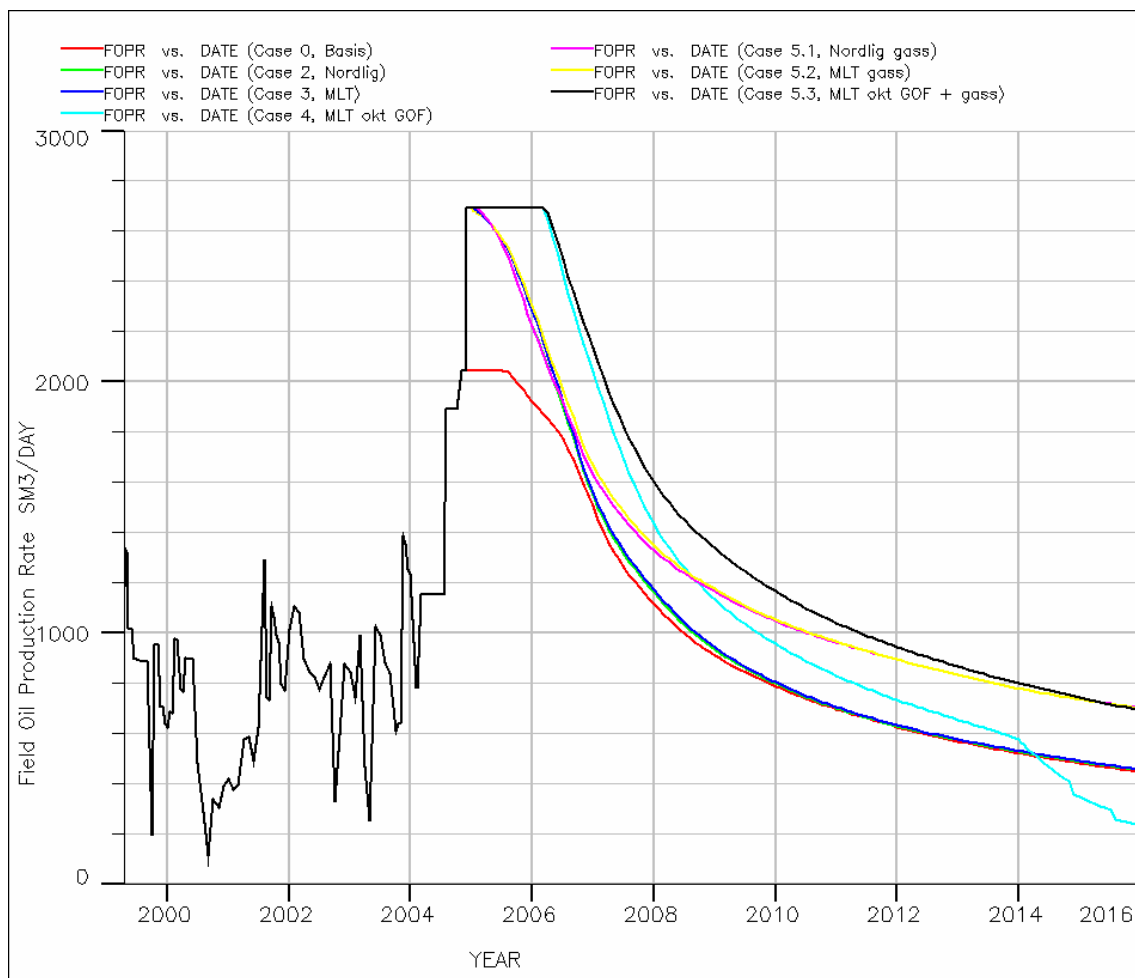


Figur 7-8: Produksjon pr år for de forskjellige casene.

Brønn F-2 blir her startet opp i slutten av november 2004. Gassinjeringen starter i januar 2006. Vi ser at vi får klart best produksjon de første årene ved å øke gass-olje forholdet. I 2007, året etter at gassinjeringen starter, ser vi at gassinjeringen øker oljeutvinningen betydelig.



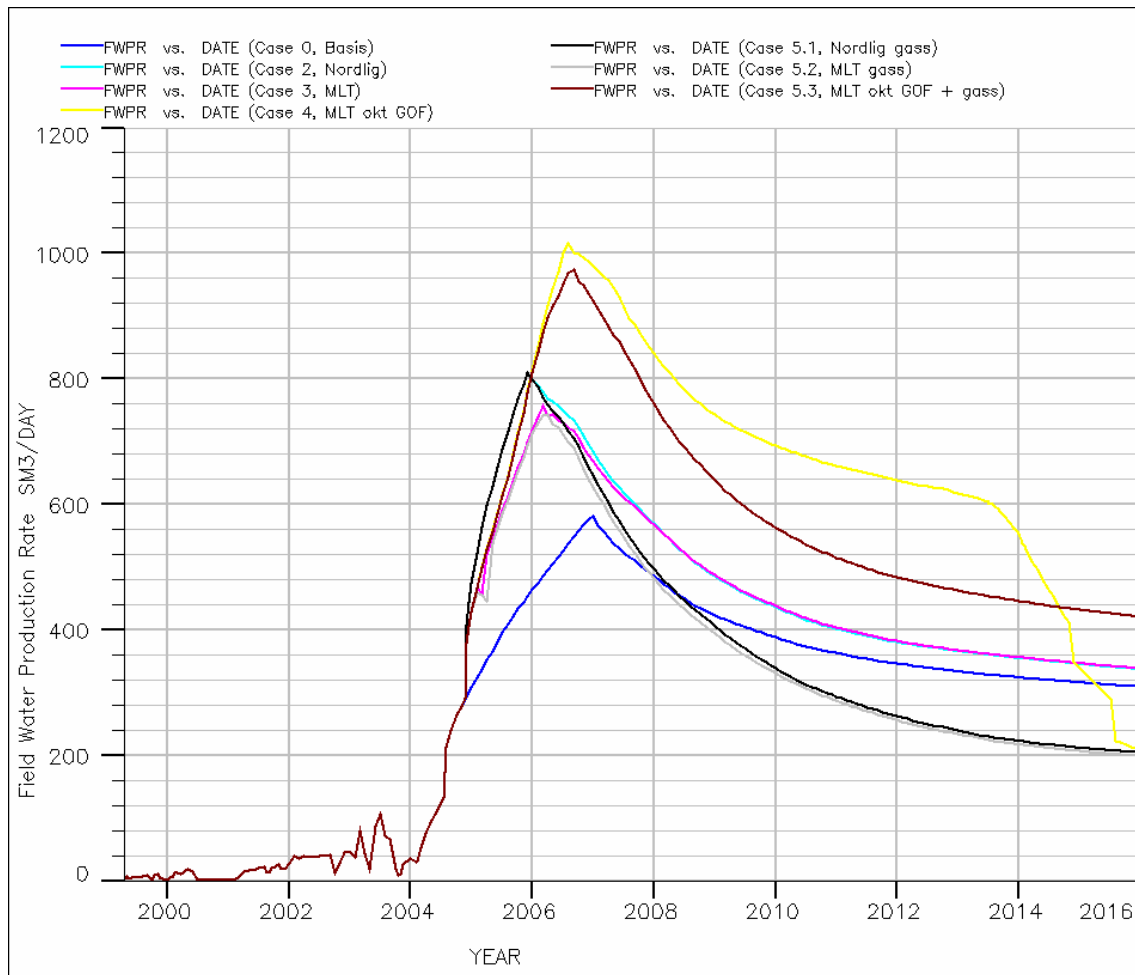
Figur 7-9: Gevinst i forhold til basis-casen for de forskjellige casene.



Figur 7-10: Feltets oljerate

Fra figur 7-10 ser vi at feltets oljerate (FOPR) øker kraftig for alle casene når brønnen F-2 blir satt i produksjon, men raten begynner å falle like etter den når toppraten for alle casene unntatt de med økt GOF. I casene der vi har økt GOF vil vi oppnå en platårrate på i underkant av 2700 Sm³/døgn, som holder seg i nesten et og et halvt år før den synker. En annen observasjon fra figuren er at casene uten gassinjisering faller raskere i produksjon enn casene med gassinjisering fra 2007 og utover. Forskjellen mellom casen med den nordlige brønnen (case 2) og den multilaterale brønnen (case 3) er liten, men den multilaterale produserer best.

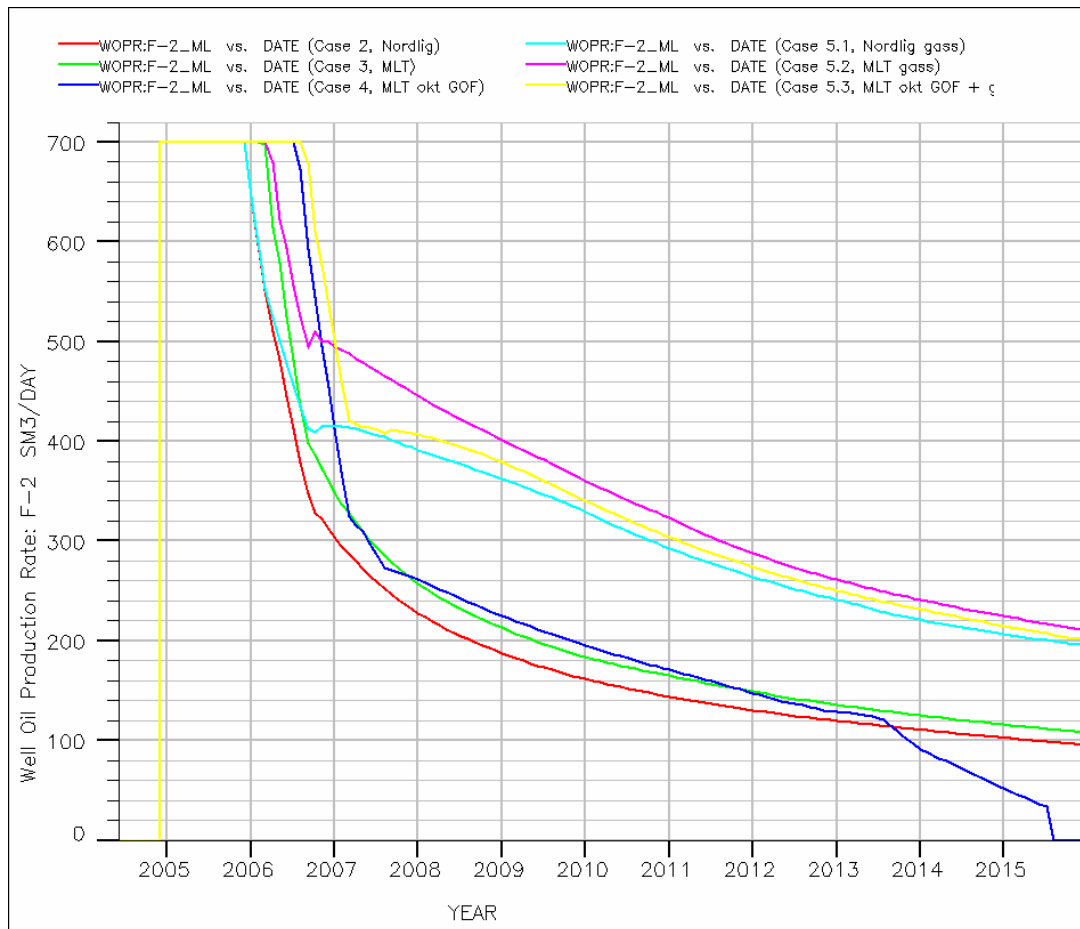
Figur 7-11 viser et plott av feltets vannrate over tid. Vi ser at ved å øke GOF, får vi en høyere vannrate. Dette er naturlig, siden vi også produserer mer olje, altså mer væske totalt. Det som er interessant med dette plottet er at når vi injiserer gass, produserer vi mindre vann. Høy



Figur 7-11: Feltets vannrate

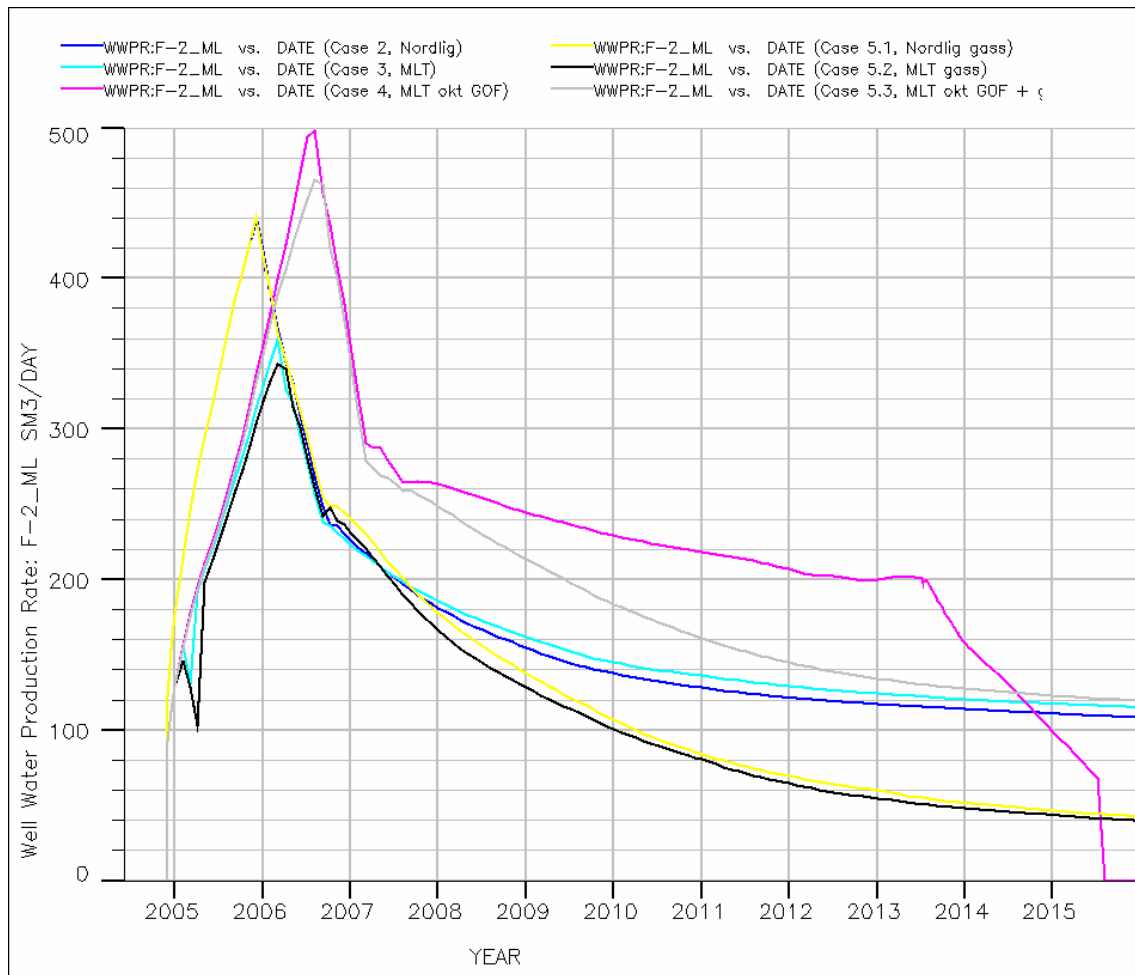
vannproduksjon krever større vannrensekapasitet, og det er en stor fordel om vi kan redusere produksjonen av vann. Vi ser også at den nordlige brønnen (case 2) produserer mer vann enn den multilaterale brønnen (case 3) de første årene. Fra 2008 og utover er vannproduksjonen nokså lik i begge tilfellene. Med gassinjisering produserer casen med den nordlige brønnen (case 5.1) mer vann enn casen med den multilaterale brønnen (case 5.2) hele tidsperioden. Dette fører til at den multilaterale løsningen er å foretrekke når vi ser på vannraten.

Feltets gassrate for de forskjellige casene er ganske lik på grunn av begrensningen i gass - olje forholdet, og er derfor ikke interessant å vise i et plott. Når vi øker gass - olje forholdet vil selvfølgelig feltets gassrate øke.



Figur 7-12: Oljerate for brønn F-2.

Vi ser fra figur 7-12 at brønn F-2 greier å holde platåraten på 700 Sm³/døgn ca tre måneder lenger med den multilaterale brønnløsningen i forhold til den nordlige brønnen, både med og uten gassinjisering. Vi ser også tydelig forskjell mellom casene med gassinjisering og casene uten gassinjisering i dette plottet. Begge faller raskt til å begynne med etter platået, men med gassinjisering faller raten etterhvert saktere og mer lineært i forhold til de casene uten gassinjisering. Utifra dette plottet virker det som om den multilaterale løsningen med gassinjisering er den beste.



Figur 7-13. Vannrate for brønn F-2.

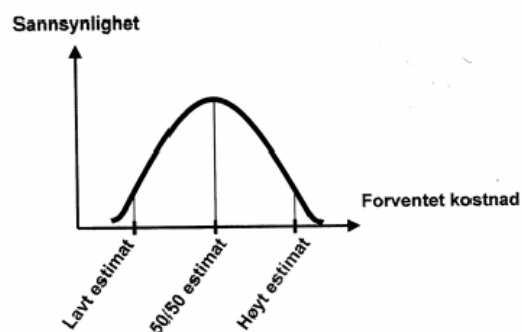
Figur 7-13 viser et plott over vannrate over tid for brønnen F-2. Vi ser her samme tendenser som for feltets vannrate når det gjelder økt GOF; ved høyere GOF får vi høyere vannrate på grunn av økt total væskerate. Det interessante med dette plottet er at det kommer tydeligere frem at den nordlige brønnen vil gi en høyere vannrate for F-2 brønnen enn den multilaterale brønnen vil de første årene. Etter de første årene jevner det seg mer ut, men den nordlige produserer hele tiden med høyere vannrate enn den multilaterale. Siden den multilaterale produserer mer olje enn den nordlige, vil dette gjøre at den multilaterale hele tiden produserer med et lavere vannkutt enn den nordlige. Siden vi gjerne vil ha et så lavt vannkutt som mulig, fører dette til at den multilaterale løsningen står frem som den beste når vi ser på vannproduksjon. Vi ser også i dette plottet at vi får lavere vannrate ved gassinjisering, så igjen ser det ut til at den multilaterale løsningen med gassinjisering står frem som den beste.

8. Økonomisk betraktning

I dette kapittelet presenteres økonomisk betraktning av prosjektets lønnsomhet. Det blir vist 7 scenarier, som tar utgangspunkt i brønn med og uten gassinjeksjon. Modellene viser nåverdien av den simulerte ekstraproduksjonen av olje.

Modellene i rapporten presenteres som 50/50 estimat slik figuren til høyre viser.

I vedlegg på CD - rom illustreres usikkerhetsspennet ved at et høyt og lavt estimat presenteres i tillegg til selve kostnadsestimatet.



Det vil anbefales å avslutte produksjonen ved slutten av et år, gitt at produksjonen i påfølgende år medfører reduksjon i nåverdi.

8.1 Poster i den økonomiske beregningen

I dette delkapittelet følger en forklaring til hvert av punktene i nåverdimodellene, og en forklaring til punkter som er utelatt og hvorfor.

Inntekter

Inntekter er i dette prosjektet den ekstra produksjonen av olje som følge utbygging av F-2 på GFS Statfjord, og disse er beregnet ut i fra produksjonsdata fra simuleringen. Dette betyr at inntektene er direkte avhengig av den økte utvinningen av olje, i tillegg til oljepris som avgjør størrelsen på inntektene.

Investeringskostnader

Kostnadene i modellen presenteres som 50/50 estimat. For å angi usikkerhetsspennet i estimatet, presenteres også et høyt og lavt estimat for hver modell i vedlegg.

Utelatte poster:

Skatt

Vi har valgt å presentere beregninger og resultater "før skatt" fordi kalkyler og beregninger etter skatt er betydelig mer komplisert, og vil nødvendigvis ikke gi et riktigere bilde av økonomien i de ulike casene. Faktorer som selskapsskatt, oljeskatt, eierandeler og tariffer og teknisk anvendelse av disse vil med vårt utgangspunkt øke usikkerheten i estimatene.

Driftskostnader

Driftskostnadene er i hovedsak kostnadene knyttet til drift og vedlikehold av satellitten, men på bakgrunn av informasjon fra Vibeke Haugen utelater vi disse utgiftene i modellen. I vedlegg på CD er det mulig å implementere driftskostnader for satellitt. Driftskostnader vil ha betydning for nåverdi og internrente i de ulike casene, men vil ikke ha betydning for rangering av de ulike casene, gitt at kostnadene er like.

Royalties

Prosjektet vil ikke medføre utgifter til Royalties, og dette er da heller ikke tatt med i modellen.

Lånebetingelser og forsikring

Det regnes med at dette prosjektet finansieres 100 % med egenkapital, og dermed ingen utgifter i forbindelse med lån. Det regnes også med at det ikke vil bli nødvendig med ytterligere forsikringer for å gjennomføre prosjektet.

Avskrivning

Investeringene kostnadsføres i sin helhet i anskaffelsesåret, og det er derfor ikke tatt med i modellen.

8.2 Forutsetninger

Forutsetninger	Value
USD/Fat	35
Antall Fat/Sm3	6,2933
Vekslingsrate USD	7
Diskonteringsfaktor før skatt	7,0 %
Årlige driftskostnader satellitt	0

Tabell 8-1: Forutsetninger

Modellene opererer med en flat oljepris på 35 \$ pr fat. Mengde utvunnet olje og oljepris spiller naturligvis en stor rolle for de økonomiske betraktningene av casene; endring av oljepris kan ha betydning for rangering av prosjektene. Dette illustreres i vedlegg på CD.

Kostnadsestimater	50/50'
Case 1 - Sørlig	229200000
Case 2 - Nordlig	229200000
Case 3 - MLT	327720000
Case 4 - MLT økt GOF	327720000
Case 5.1 - Nordlig gass	434400000
Case 5.2 - MLT gass	532920000
Case 5.3 - MLT økt GOF + gass	532920000

Tabell 8-2: Kostnadsestimater

Kostnadsestimater for 10/90 og 90/10 er gitt i vedlegg. Estimater for F-2 YH, brønn med DIACS (5330m) og enkel gassinjektor uten DIACS er lagt til grunn for estimatene.

8.3 Modellen

Her illustrerer vi hvordan de forskjellige casene er vurdert økonomisk ved å vise modellen for "Sørlig brønnbane" som et eksempel. År 0 tilsvarer 1.1.2004. Modellen forutsetter at man slutter å produsere når nåverdibidrag blir negativt (diskontert kontantstrøm). I tilfellet nevnt gjelder dette til og med 31.12.2009. Kostnader til boring og komplettering er 50/50 estimater. I vedlegg på CD er det mulig å justere forutsetningene for alle modellene.

År	Utgifter		Inntekter		
	komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	229 200 000	229 200 000	37 058 370	-192 141 630	-192 141 630
1		0	167 000 881	167 000 881	-25 140 749
2		0	18 565 419	18 565 419	-6 575 330
3		0	10 828 414	10 828 414	4 253 084
4		0	8 631 278	8 631 278	12 884 361
5		0	-32 379	-32 379	12 851 982
6		0	-6 059 471	-6 059 471	6 792 511
7		0	-7 900 441	-7 900 441	-1 107 930
8		0	-6 256 828	-6 256 828	-7 364 758
9		0	-4 520 705	-4 520 705	-11 885 463
10		0	-3 197 797	-3 197 797	-15 083 260
11		0	-2 429 956	-2 429 956	-17 513 216
Oljepris					-17 513 216
NPV =				-4 426 313	
IRR =				5,08 %	

Tabell 8-3: Utsnitt av regneark

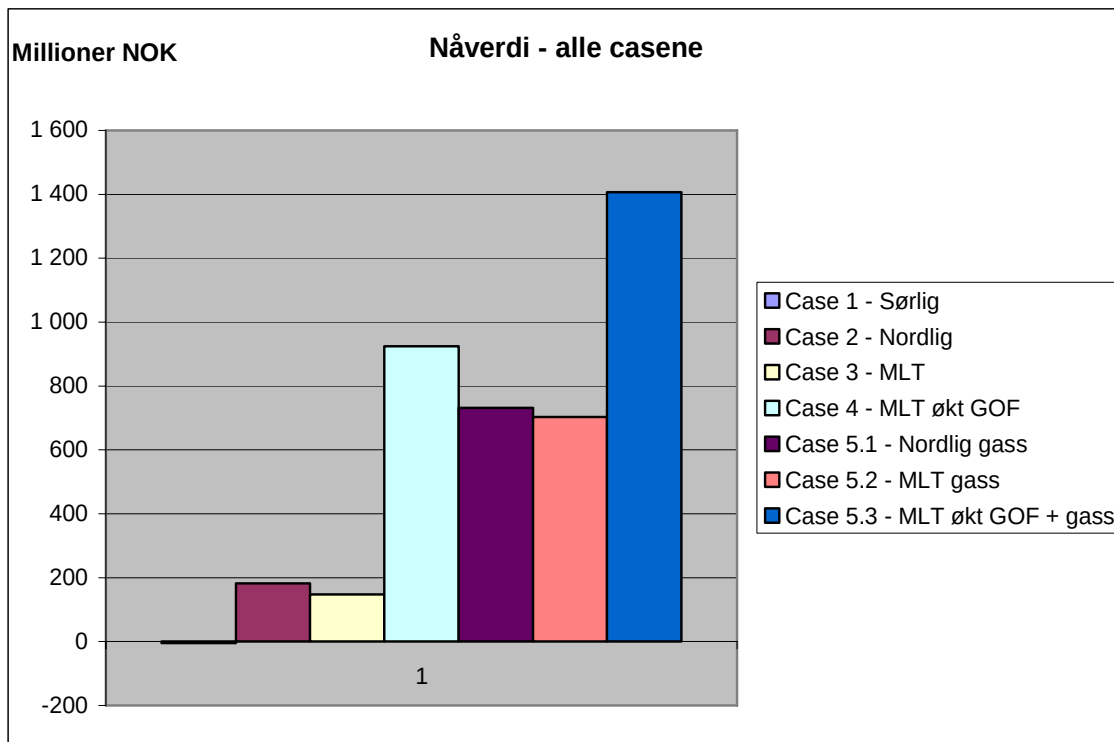
8.4 Resultat

Nåverdi og internrente for alle casene (50/50 kostnadsestimater)

50/50 estimat	NPV	IRR
Case 1 - Sørlig	-4 426 313	5,08 %
Case 2 - Nordlig	182 029 255	72,25 %
Case 3 - MLT	147 505 582	37,55 %
Case 4 – MLT økt GOF	924 558 179	116,08 %
Case 5.1 – Nordlig gass	731 715 169	40,62 %
Case 5.2 – MLT gass	702 591 106	34,47 %
Case 5.3 – MLT økt GOF + gass	1 406 274 780	69,43 %

Tabell 8-4: Nåverdi og internrente

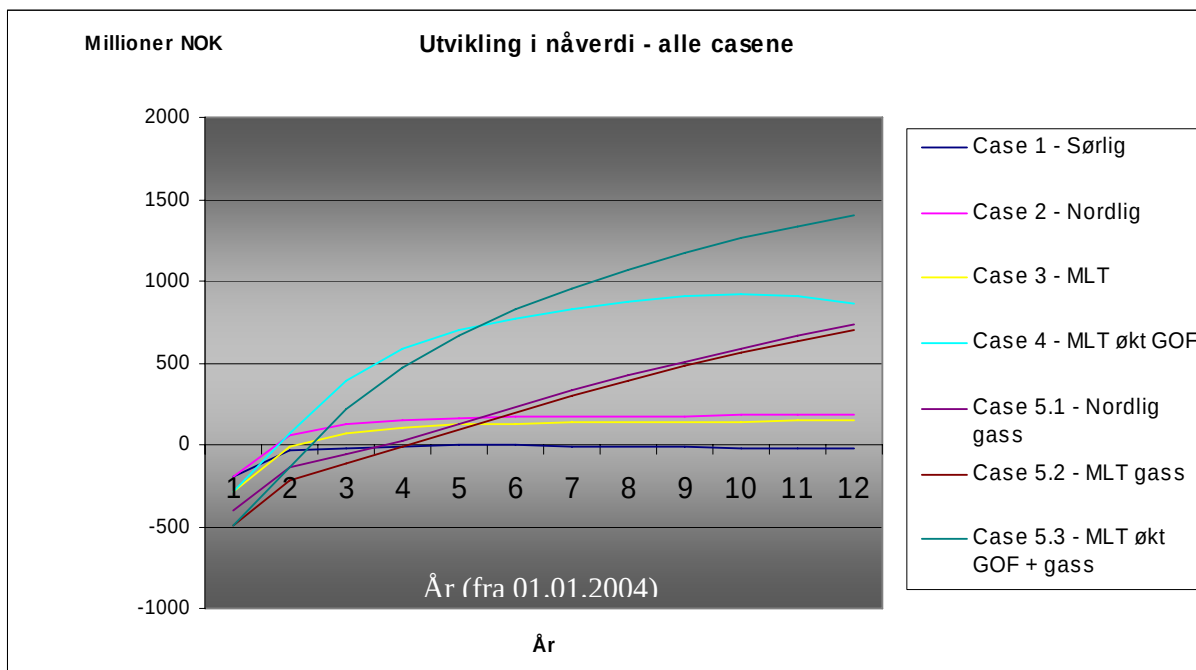
Case 1 - Sørlig oppnår makismal nåverdi etter 5 år, men vi ser at den ikke oppnår positiv nåverdi under gjeldene forutsetninger, slik at videre drøftelser opphører.



Figur 8-1: Nåverdi av samtlige caser

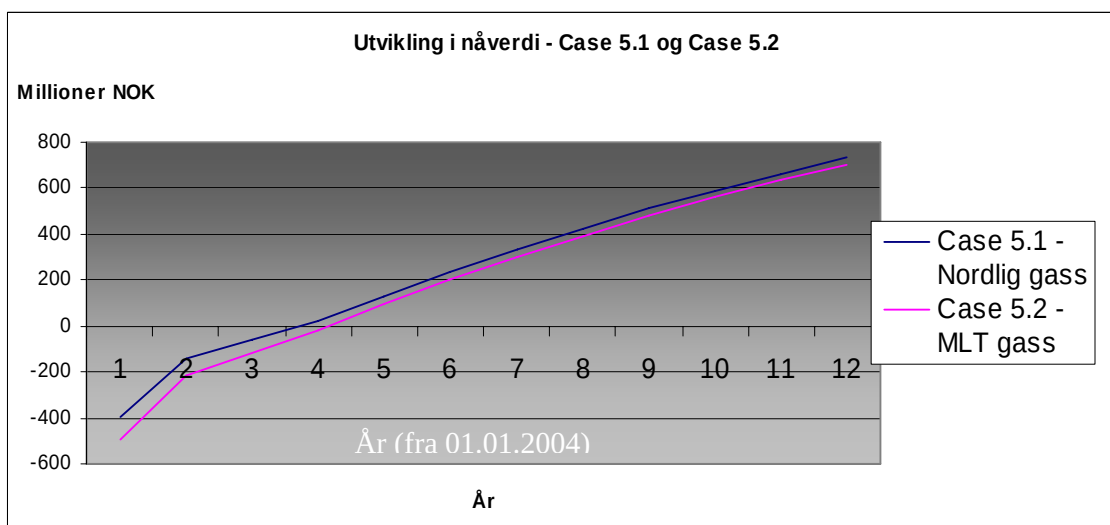
Sammenligner vi *Case 2 - Nordlig* med *Case 5.1 - Nordlig gass* ser vi at gassinjeksjon er svært gunstig i forhold til nåverdi. At internrenten for *Case 2 - Nordlig* er større enn internrenten for *Case 5.1 Nordlig gass* skyldes de vesentlig høyere utbyggingskostnadene ved gassinjeksjon.

Sammenligner vi *Case 3 - MLT* med 6) *Case 5.2 - MLT gass* ser vi også her at gassinjeksjon gir et positivt bidrag i forhold til nåverdien. At internrenten for *Case 3 - MLT* er større enn internrenten for *Case 5.2 - MLT gass*, skyldes de vesentlig høyere utbyggingskostnadene ved gassinjeksjon.



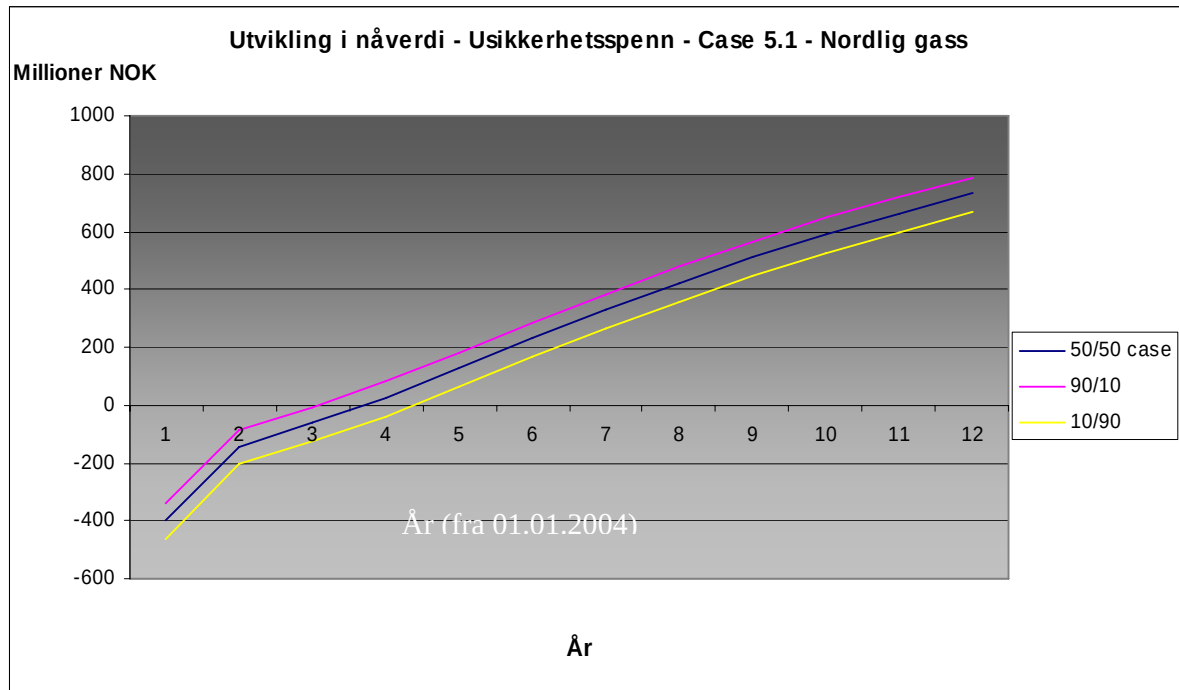
Figur 8-2: Utviklingen av nåverdi over tid, for alle casene

Oppsidene Case 4 – MLT økt GOF og Case 5.3 - MLT økt GOF + gass gir vesentlig høyere nåverdi enn alle de andre casene. Som i beskrivelsen av casene forutsetter oppsidene at andre felt stenger ned eller at totalkapasitet for gasshåndtering øker, noe vi ikke går nærmere inn på. ”Upside”-casene drøftes derfor ikke utover dette i oppgaven. Av dette følger at Case 5.1 – Nordlig gass og Case 5.2 – MLT gass er de mest interessante casene. I figur 8-2 er utviklingen i nåverdi presentert for disse to casene.

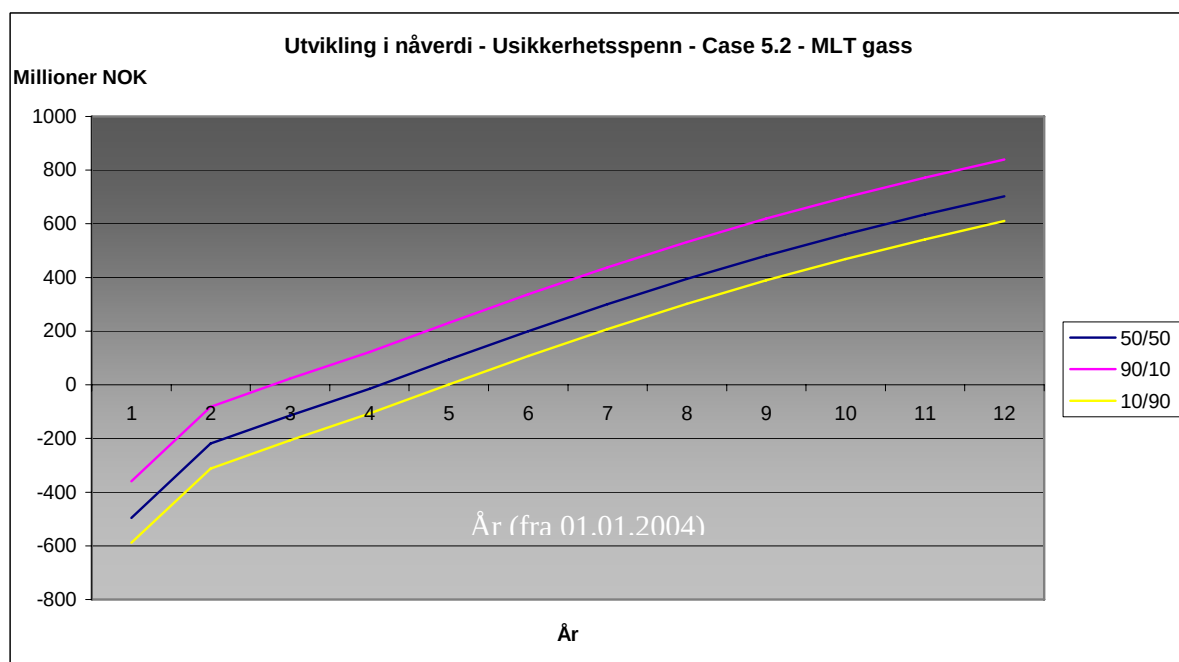


Figur 8-3: Utviklingen av nåverdi over tid, for case 5.1 og 5.2

Videre presenteres usikkerhetsspennet for henholdsvis *Case 5.1 – Nordlig gass* og *Case 5.2 – MLT gass*



Figur 8-4: Utviklingen av nåverdi over tid, for usikkerheten i case 5.1



Figur 8-5: Utviklingen av nåverdi over tid, for usikkerheten i case 5.2

Tabell 8-5 viser at hvis utbyggingskostnadene skulle bli lavere enn 50/50 estimatet vil *Case 5.2 – MLT gass* oppnå en betydelig gevinst i forhold til *Case 5.1 – Nordlig Gass*

Høyt estimat	NPV	IRR	Tap i forhold til 50/50
Case 5.1 – Nordlig gass	505 119 296	33,01 %	-64 000 000
Case 5.2 – MLT	428 552 512	25,45 %	-92 240 000
Lavt estimat	NPV	IRR	Gevinst i forhold til 50/50
Case 5.1 – Nordlig gass	624 519 296	49,91 %	55 400 000
Case 5.2 – MLT	658 032 512	52,50 %	137 240 000

Tabell 8-5: Utslag av usikkerhet knyttet til kostnadene for case 5.1 og 5.2

Dersom utbyggingskostnadene skulle vise seg å bli høyere enn 50/50, ser vi at begge casene vil få redusert nåverdi, ”*MLT med gassinjeksjon*” noe mer enn *Case 5.1 – Nordlig gass*. Hvis derimot kostnadene skulle bli lavere enn 50/50 estimatet, ser vi at ”*MLT med gassinjeksjon*” vil oppnå en betydelig gevinst i forhold til *Case 5.1 – Nordlig gass*.

8.5 Diskusjon

Med utgangspunkt i 50/50 kostnadsestimater ser *Case 5.1 – Nordlig gass* ut til å være det mest lønnsomme alternativet, marginalt bedre enn *Case 5.2 – MLT gass* (Ser bort i fra upside med økt GOF). I motsetning til kostnadsestimatene for *Case 5.2 – MLT gass* som er reelle, er kostnadsestimatene for *Case 5.1 – Nordlig gass* tatt fra en brønn med tilsvarende lengde. Dette gjør at det er stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene for *Case 5.1 – Nordlig gass*, og en økning i kostnadene her vil fort kunne ”spise opp” gevinsten i forhold til *Case 5.2 – MLT gass*.

9. Konklusjon

Gullfaks Sør er et komplekst felt med lite homogenitet. Det er mange sprekker og varierende kommunikasjon mellom ulike segmenter. Den geologiske modellen vi har benyttet oss av mangler en god del strømningsbarrierer, og reservoaret er i virkeligheten mye mer heterogent enn i modellen. Dette fører til en ikke ubetydelig usikkerhet knyttet til modellen og simulerte resultater.

Siden det er store usikkerheter i geologiske modeller, vil man ved å øke antallet dreneringspunkter øke sjansen for å treffe et eller flere segmenter med gode reservoaregenskaper. Man får muligheten til å drenere flere lommer med olje som ikke er i kommunikasjon med hverandre, og man kan få hurtigere drenering der kommunikasjonen er dårlig. En annen fordel med mange dreneringspunkter er at man får et jevnere trykkfall i reservoaret. Trykkfallet nært brønnen blir mindre, gassgjennombrudd utsettes og man kan produsere med høyere rate over lengre tid. I tillegg vil bruk av DIACS kunne øke produksjonen ved at man stenger av produksjonen fra soner med høyt vannkutt eller mye gass og heller åpner for produksjon fra soner med mer olje.

Simuleringene vi har gjort i Eclipse viser økt og akselerert produksjon ved bruk av MLT på F-2. Resultatene viser også en betydelig økt og akselerert produksjon ved gassinjeksjon på feltet. Å øke gass-olje forholdet viste seg å være en klar oppside. På grunn av tidsbegrensningen vi hadde til å gjennomføre oppgaven har ikke DIACS blitt simulert. Vi mener likevel DIACS vil være nyttig for å få bedre kontroll med brønnen.

De økonomiske tolkningene av resultatene fra simuleringen viser at gassinjeksjon på feltet er svært gunstig i forhold til nåverdien. I forhold til MLT er resultatene ikke like tydelige, og her har *Nordlig brønnbane* større nåverdi enn *MLT*, både med og uten gassinjeksjon. Forskjellene mellom *Nordlig brønnbane* og *MLT* er imidlertid marginale, og må sees i sammenheng med definitivt høyere utbyggingskostnader for MLT i våre modeller. I tillegg gir reservoarmodellen for mye produksjon for enkeltbrønnen i forhold til MLT- brønnen. Med dette tatt i betraktning, samt sett i sammenheng med fordelene med MLT, fremstår MLT som det gunstigste alternativet, fortrinnsvis med gassinjeksjon.

Kilder

- [1] Woxen, Tomas. "Strømningskontroll i forgrenede brønner - Flow control in multilateral wells", 1996
- [2] Diverse informasjon fra Halliburton, Stavanger, <http://www.halliburton.no>
- [3] Bosworth, Saad El-Sayed, Ismali, Ohmer, Stracke, West, Retnanto: "Key issues in multilateral technology", 1998, [www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors98/win98/key . pdf](http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors98/win98/key.pdf)
- [4] Diverse informasjon fra Offshore.no, <http://www.offshore.no>
- [5] Diverse informasjon fra IPT, NTNU, Trondheim, <http://www.ipt.ntnu.no>
- [6] Reservoarstyringsplan 2005, <http://gullfaks.ipt.ntnu.no/reservoarstyringsplan/Plan2005/RSP-2005.pdf>
- [7] Haugen, Vibeke. Muntlig kilde, Statoil
- [8] Isaksen, Daniel. "Multilateral Junctions, Stability & Joining Technology", Institutt for Petroleumsteknologi og Anvendt geofysikk, 1999
- [9] Diggins, Eric. "Multilateral Well Classification Matrix" <http://www.dea.main.com/taml/matrix.htm>
- [10] Netland, Haugen, Samsonsen, Krogh. "SPE 90793 - Smart well technology applied to a horizontal subsea well at Gullfaks satellites", 2004, SPE
- [11] Haugen, Fagerbakke, Samsonsen, Krogh. "SPE 95721 - Subsea smart multilateral wells increases reserves at Gullfaks South Statfjord", 2006, SPE
- [12] Diverse informasjon fra ODIN Petroleum, www.odin-petroleum.no

- [13] Reservoarstyringsplan for Gullfaks Satellitter, Dok.nr GFRESU SAT U-03 00035, Statoil, 2003

- [14] Diverse informasjon fra Corelab, www.corelab.com/promore

- [15] Oljedirektoratet, <http://www.npd.no/NR/rdonlyres/62E91556-1E80-4475-BA65-9EDB5B2E33E9/0/Ressursrapporten2005.pdf>

- [16] ODIN Petroleum
 [16-1] <http://www.odin-petroleum.no/smartebonner.htm>
 [16-2] <http://www.odin-petroleum.no/reservoarkarakterisering.htm>

- [17] Olje-, og Energidepartementet og Oljedirektoratet, Fakta Norsk petroleumsvirksomhet 2006. <http://odin.dep.no/filarkiv/278474/fakta-nyn2.pdf>

- [18] The Geological Society of London, “The Millennium Atlas: Petroleum geology of the central and northern North Sea”, 2003

- [19] Reservoarstyringsplan 2003 GF hovedfelt, Statoil, 2003

- [20] Vibeke Haugen, Statoil. Presentasjon i Bergen 06.02.06, http://gullfaks.ipt.ntnu.no/gullfakslandsbyen/2006/Statoil_Sandsli_060208/gfsstfj.ppt#5

- [21] Tema – Statoil magasin.
<http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf?opendatabase&lang=no&artid=4333A24D8C05023941256798004D36A4>

- [22] Reservoarstyringsplan 2001 GF hovedfelt, Statoil, 2001

- [23] International Research Institute of Stavanger,
<http://www.rf.no/Internet/EksternInfo98.nsf>, 1999

- [24] Oljedirektoratet. The NPD's Fact Pages. Sist besøkt 01.05.06.
<http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/field/all/43699desc.htm>
- [25] Forlaget Vett & Viten. Nettressurser. Geologi og formasjonsevaluering.
<http://vvi.no/interactive/index.php?module=ContentExpress&func=display&ceid=112>

Vedlegg 1 - Resultater

År	Produksjon [Sm ³]
1999	212106
2000	198746
2001	272482
2002	299362
2003	304767
2004	546183
2005	734359
2006	631694
2007	460025
2008	363723
2009	306222
2010	268428
2011	239710
2012	216804
2013	197318
2014	181572
2015	168034
TOTAL	5601536

Tabell V-1: Årlig oljeproduksjon, case 1.

År	Produksjon [Sm ³]	
	Sørlig - case 2	Nordlig - case 3
1999	212106	212106
2000	198746	198746
2001	272482	272482
2002	299362	299362
2003	304767	304767
2004	570218	570218
2005	842671	911499
2006	643735	679963
2007	467048	478396
2008	369321	375816
2009	306201	311983
2010	264498	270731
2011	234586	240770
2012	212746	218473
2013	194386	199437
2014	179498	183844
2015	166458	170480
TOTAL	5738830	5899074

Tabell V-2: Årlig oljeproduksjon, case 2 og 3.

År	Produksjon [Sm ³]	Gevinst i %
1999	212106	-
2000	198746	-
2001	272482	-
2002	299362	-
2003	304767	-
2004	570218	4 %
2005	926350	26 %
2006	694366	10 %
2007	484801	5 %
2008	380172	5 %
2009	314597	3 %
2010	272436	1 %
2011	242085	1 %
2012	219740	1 %
2013	200748	2 %
2014	185112	2 %
2015	171702	2 %
TOTAL	5949792	

Tabell V-3: Årlig oljeproduksjon, case 4 og årlig gevinst i oljeproduksjon for case 4 i forhold til case 1.

År	Produksjon [Sm ³]		
	Nordlig (case 3)	MLT (case 4)	GOF (case 5)
1999	212106	212106	212106
2000	198746	198746	198746
2001	272482	272482	272482
2002	299362	299362	299362
2003	304767	304767	304767
2004	570218	570218	570218
2005	911499	926350	982288
2006	690908	709826	893913
2007	528995	538932	662205
2008	451358	456146	528822
2009	400328	402934	452046
2010	364293	365872	399150
2011	337316	337795	359542
2012	314278	314152	329297
2013	292333	292409	302245
2014	274918	274723	279844
2015	261115	260617	260088
TOTAL	6685023	6737438	7307122

Tabell V-4: Årlig produksjon, case 3,4 og 5 med gassinjeksjon.

År	Produksjon [Sm ³]	Gevinst i %
1999	212106	-
2000	198746	-
2001	272482	-
2002	299362	-
2003	304767	-
2004	570218	4 %
2005	982288	34 %
2006	873865	38 %
2007	613734	33 %
2008	458919	26 %
2009	375679	23 %
2010	322387	20 %
2011	282706	18 %
2012	251948	16 %
2013	223281	13 %
2014	165868	-9 %
2015	102049	-39 %
TOTAL	6510406	

Tabell V-5: Årlig oljeproduksjon, case 4 og årlig gevinst i oljeproduksjon for case 4 i forhold til case 0 (basis casen).

Vedlegg 2 – Eclipse-kode

Utklipp fra Schedule fil for case 5.2 – MLT med gassinjisering

DATES

25 'NOV' 2004 /

/

```
-- : F-2_ML Perforation Top: 4050.00 Bot: 10000.00 Diam: 0.22 Skin: 0.00
-- WARN: F-2_ML Perf interval 5611.979981 10000.000000 below grid
-- : F-2_ML Perforation Top: 4050.00 Bot: 10000.00 Diam: 0.22 Skin: 0.00
-- WARN: F-2_ML Perf interval 5043.879811 10000.000000 below grid
-- : F-2_ML Connection 58 26 13 Perf. Len 43.01 ( 86.6%)
-- : F-2_ML Connection 57 26 13 Perf. Len 1.42 ( 2.5%)
-- : F-2_ML Connection 57 25 13 Perf. Len 28.70 ( 55.2%)
-- : F-2_ML Connection 57 25 12 Perf. Len 31.74 ( 63.2%)
-- : F-2_ML Connection 56 25 12 Perf. Len 59.62 (117.6%)
-- : F-2_ML Connection 55 25 12 Perf. Len 0.17 ( 0.5%)
-- : F-2_ML Connection 55 24 12 Perf. Len 58.31 (114.2%)
-- : F-2_ML Connection 54 24 12 Perf. Len 50.70 ( 97.1%)
-- : F-2_ML Connection 54 24 11 Perf. Len 8.15 ( 14.9%)
-- : F-2_ML Connection 53 24 11 Perf. Len 7.64 ( 15.8%)
-- : F-2_ML Connection 53 23 11 Perf. Len 27.11 ( 52.1%)
-- : F-2_ML Connection 53 23 10 Perf. Len 23.81 ( 47.7%)
-- : F-2_ML Connection 52 23 10 Perf. Len 53.12 (106.1%)
-- : F-2_ML Connection 52 23 9 Perf. Len 5.53 ( 11.1%)
-- : F-2_ML Connection 51 23 9 Perf. Len 16.84 ( 33.6%)
-- : F-2_ML Connection 51 22 9 Perf. Len 41.73 ( 84.4%)
-- : F-2_ML Connection 50 22 9 Perf. Len 32.57 ( 62.5%)
-- : F-2_ML Connection 50 22 10 Perf. Len 25.88 ( 49.6%)
-- : F-2_ML Connection 49 22 10 Perf. Len 26.98 ( 51.9%)
-- : F-2_ML Connection 49 21 10 Perf. Len 31.78 ( 60.9%)
-- : F-2_ML Connection 48 21 10 Perf. Len 38.27 ( 73.2%)
-- : F-2_ML Connection 48 21 11 Perf. Len 20.23 ( 38.6%)
-- : F-2_ML Connection 47 21 11 Perf. Len 22.46 ( 45.4%)
-- : F-2_ML Connection 47 21 10 Perf. Len 16.09 ( 32.4%)
-- : F-2_ML Connection 47 20 10 Perf. Len 20.06 ( 40.1%)
-- : F-2_ML Connection 46 20 10 Perf. Len 58.57 (117.7%)
-- : F-2_ML Connection 45 20 10 Perf. Len 47.92 ( 97.1%)
-- : F-2_ML Connection 45 20 9 Perf. Len 3.75 ( 7.6%)
-- : F-2_ML Connection 45 19 9 Perf. Len 6.72 ( 13.6%)
-- : F-2_ML Connection 44 19 9 Perf. Len 58.39 (116.9%)
-- : F-2_ML Connection 43 19 9 Perf. Len 1.41 ( 2.8%)
-- : F-2_ML Connection 43 19 8 Perf. Len 53.62 (106.5%)
-- : F-2_ML Connection 43 19 7 Perf. Len 3.34 ( 6.6%)
-- : F-2_ML Connection 42 19 7 Perf. Len 7.64 ( 15.4%)
-- : F-2_ML Connection 42 18 7 Perf. Len 50.72 (102.9%)
-- : F-2_ML Connection 41 18 7 Perf. Len 58.40 (118.2%)
```

```

-- : F-2_ML Connection 40 18 7 Perf. Len 23.69 ( 48.0%)
-- : F-2_ML Connection 40 17 11 Perf. Len 34.77 ( 70.5%)
-- : F-2_ML Connection 39 17 11 Perf. Len 58.54 (118.2%)
-- : F-2_ML Connection 38 17 11 Perf. Len 41.37 ( 80.8%)
-- : F-2_ML Connection 38 16 11 Perf. Len 15.19 ( 30.3%)
-- : F-2_ML Connection 38 16 10 Perf. Len 1.41 ( 2.8%)
-- : F-2_ML Connection 37 16 10 Perf. Len 58.56 (117.8%)
-- : F-2_ML Connection 36 16 10 Perf. Len 37.39 ( 73.4%)
-- : F-2_ML Connection 36 16 9 Perf. Len 20.75 ( 40.5%)
-- : F-2_ML Connection 35 16 9 Perf. Len 1.92 ( 3.3%)
-- : F-2_ML Connection 35 15 9 Perf. Len 37.54 ( 71.7%)
-- : F-2_ML Connection 35 15 8 Perf. Len 18.92 ( 36.1%)
-- : F-2_ML Connection 34 15 8 Perf. Len 24.30 ( 46.6%)
-- : F-2_ML Connection 34 15 7 Perf. Len 27.20 ( 52.2%)
-- : F-2_ML Connection 34 15 6 Perf. Len 6.57 ( 12.0%)
-- : F-2_ML Connection 33 15 6 Perf. Len 22.74 ( 45.8%)
-- : F-2_ML Connection 33 14 6 Perf. Len 5.62 ( 10.4%)
-- : F-2_ML Connection 33 14 5 Perf. Len 30.12 ( 59.3%)
-- : F-2_ML Connection 32 14 5 Perf. Len 0.58 ( 0.8%)
-- : F-2_ML Connection 32 14 4 Perf. Len 19.09 ( 35.9%)
-- : F-2_ML Connection 32 14 3 Perf. Len 11.68 ( 22.0%)
-- : F-2_ML Connection 32 14 2 Perf. Len 11.90 ( 22.4%)
-- : F-2_ML Connection 32 14 1 Perf. Len 9.71 ( 18.3%)
-- : F-2_ML Connection 59 25 11 Perf. Len 28.02 ( 56.6%)
-- : F-2_ML Connection 58 25 11 Perf. Len 1.34 ( 2.7%)
-- : F-2_ML Connection 58 25 12 Perf. Len 52.37 (105.3%)
-- : F-2_ML Connection 57 25 12 Perf. Len 51.92 (101.7%)
-- : F-2_ML Connection 56 25 12 Perf. Len 50.87 (101.0%)
-- : F-2_ML Connection 55 25 12 Perf. Len 50.35 ( 99.9%)
-- : F-2_ML Connection 54 25 12 Perf. Len 49.98 ( 99.1%)
-- : F-2_ML Connection 53 25 12 Perf. Len 43.98 ( 84.8%)
-- : F-2_ML Connection 53 25 11 Perf. Len 6.72 ( 13.0%)
-- : F-2_ML Connection 52 25 11 Perf. Len 50.85 (100.7%)
-- : F-2_ML Connection 51 25 11 Perf. Len 31.54 ( 62.0%)
-- : F-2_ML Connection 51 25 12 Perf. Len 19.38 ( 38.1%)
-- : F-2_ML Connection 50 25 12 Perf. Len 50.88 (101.6%)
-- : F-2_ML Connection 49 25 12 Perf. Len 24.25 ( 48.4%)
-- : F-2_ML Connection 49 26 12 Perf. Len 26.63 ( 53.7%)
-- : F-2_ML Connection 48 26 12 Perf. Len 50.91 (101.6%)
-- : F-2_ML Connection 47 26 12 Perf. Len 42.66 ( 84.8%)
-- : F-2_ML Connection 47 26 11 Perf. Len 8.28 ( 16.5%)
-- : F-2_ML Connection 46 26 11 Perf. Len 50.85 (100.9%)
-- : F-2_ML Connection 45 26 11 Perf. Len 35.91 ( 71.1%)
-- : F-2_ML Connection 45 26 10 Perf. Len 15.03 ( 29.8%)
-- : F-2_ML Connection 44 26 10 Perf. Len 50.94 (100.4%)
-- : F-2_ML Connection 43 26 10 Perf. Len 13.84 ( 27.4%)
-- : F-2_ML Connection 43 26 9 Perf. Len 37.12 ( 73.4%)
-- : F-2_ML Connection 42 27 9 Perf. Len 47.00 ( 93.9%)
-- : F-2_ML Connection 42 27 8 Perf. Len 3.84 ( 7.7%)
-- : F-2_ML Connection 41 27 8 Perf. Len 50.96 (101.0%)

```

-- : F-2_ML Connection 40 27 8 Perf. Len 29.69 (58.3%)
 -- : F-2_ML Connection 40 27 7 Perf. Len 17.78 (35.0%)

WELSPECS

'F-2_ML' 'RAMME_F' 61 28 1* 'OIL' 7* /
 /

WELSEGS

'F-2_ML'	3260.066	3952.565	74.389	'INC'	2* /				
2	2	1	1	7.385	3.745	0.155	1.5E-05	0.019	0.139 /
3	3	2	1	118.939	46.875	0.155	1.5E-05	0.019	2.238 /
4	4	2	3	22.212	6.887	0.155	1.5E-05	0.019	0.418 /
5	5	2	4	15.059	3.324	0.155	1.5E-05	0.019	0.283 /
6	6	2	5	30.222	5.713	0.155	1.5E-05	0.019	0.569 /
7	7	2	6	45.682	4.784	0.155	1.5E-05	0.019	0.860 /
8	8	2	7	29.897	2.217	0.155	1.5E-05	0.019	0.563 /
9	9	2	8	29.242	0.069	0.155	1.5E-05	0.019	0.550 /
10	10	2	9	54.508	0.065	0.155	1.5E-05	0.019	1.026 /
11	11	2	10	29.427	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.554 /
12	12	2	11	7.893	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.149 /
13	13	2	12	17.373	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.327 /
14	14	2	13	25.461	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.479 /
15	15	2	14	38.467	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.724 /
16	16	2	15	29.327	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.552 /
17	17	2	16	11.188	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.211 /
18	18	2	17	29.285	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.551 /
19	19	2	18	37.148	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.699 /
20	20	2	19	29.222	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.550 /
21	21	2	20	26.429	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.497 /
22	22	2	21	29.380	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.553 /
23	23	2	22	35.025	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.659 /
24	24	2	23	29.252	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.551 /
25	25	2	24	21.347	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.402 /
26	26	2	25	19.277	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.363 /
27	27	2	26	18.073	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.340 /
28	28	2	27	39.313	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.740 /
29	29	2	28	53.245	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	1.002 /
30	30	2	29	25.835	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.486 /
31	31	2	30	5.233	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.098 /
32	32	2	31	32.554	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.613 /
33	33	2	32	29.902	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.563 /
34	34	2	33	27.515	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.518 /
35	35	2	34	28.476	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.536 /
36	36	2	35	5.488	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.103 /
37	37	2	36	29.181	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.549 /
38	38	2	37	54.563	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	1.027 /
39	39	2	38	41.046	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.773 /
40	40	2	39	29.230	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.550 /
41	41	2	40	46.659	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.878 /
42	42	2	41	49.959	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.940 /

43	43	2	42	28.281	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.532 /
44	44	2	43	8.300	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.156 /
45	45	2	44	29.986	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.564 /
46	46	2	45	47.974	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.903 /
47	47	2	46	29.070	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.547 /
48	48	2	47	11.337	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.213 /
49	49	2	48	19.730	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.371 /
50	50	2	49	28.232	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.531 /
51	51	2	50	21.614	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.407 /
52	52	2	51	25.754	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.485 /
53	53	2	52	16.886	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.318 /
54	54	2	53	14.652	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.276 /
55	55	2	54	14.179	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.267 /
56	56	2	55	17.869	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.336 /
57	57	2	56	15.347	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.289 /
58	58	2	57	9.832	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.185 /
59	59	2	58	15.384	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.290 /
60	60	2	59	11.791	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.222 /
61	61	2	60	10.806	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.203 /
62	62	3	2	104.058	1.057	0.155	1.5E-05	0.019	1.958 /
63	63	3	62	14.676	6.139	0.155	1.5E-05	0.019	0.276 /
64	64	3	63	26.854	9.545	0.155	1.5E-05	0.019	0.505 /
65	65	3	64	52.148	16.834	0.155	1.5E-05	0.019	0.981 /
66	66	3	65	51.395	13.284	0.155	1.5E-05	0.019	0.967 /
67	67	3	66	50.609	9.779	0.155	1.5E-05	0.019	0.952 /
68	68	3	67	50.164	6.194	0.155	1.5E-05	0.019	0.944 /
69	69	3	68	46.976	2.757	0.155	1.5E-05	0.019	0.884 /
70	70	3	69	25.348	0.600	0.155	1.5E-05	0.019	0.477 /
71	71	3	70	28.786	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.542 /
72	72	3	71	41.194	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.775 /
73	73	3	72	25.457	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.479 /
74	74	3	73	35.127	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.661 /
75	75	3	74	37.563	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.707 /
76	76	3	75	25.437	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.479 /
77	77	3	76	38.766	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.730 /
78	78	3	77	46.785	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.881 /
79	79	3	78	25.474	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.479 /
80	80	3	79	29.569	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.556 /
81	81	3	80	43.384	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.817 /
82	82	3	81	25.474	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.479 /
83	83	3	82	32.985	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.621 /
84	84	3	83	32.389	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.610 /
85	85	3	84	25.483	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.480 /
86	86	3	85	42.060	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.792 /
87	87	3	86	25.420	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.478 /
88	88	3	87	27.404	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.516 /
89	89	3	88	40.325	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.759 /
90	90	3	89	23.732	0.000	0.155	1.5E-05	0.019	0.447 /

/

COMPDAT

-- WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro
'F-2_ML'	58	26	13	13	'OPEN'	1*	0.182	0.216	13.416	2*	'X'	5.570
/												
'F-2_ML'	57	26	13	13	'OPEN'	1*	0.008	0.216	0.587	2*	'Y'	5.694
/												
'F-2_ML'	57	25	13	13	'OPEN'	1*	0.117	0.216	8.574	2*	'X'	5.420
/												
'F-2_ML'	57	25	12	12	'OPEN'	1*	0.233	0.216	17.461	2*	'X'	5.973
/												
'F-2_ML'	56	25	12	12	'OPEN'	1*	0.431	0.216	32.361	2*	'X'	6.010
/												
'F-2_ML'	55	25	12	12	'OPEN'	1*	0.002	0.216	0.139	2*	'X'	6.321
/												
'F-2_ML'	55	24	12	12	'OPEN'	1*	0.438	0.216	33.332	2*	'X'	6.378
/												
'F-2_ML'	54	24	12	12	'OPEN'	1*	0.393	0.216	30.359	2*	'X'	6.799
/												
'F-2_ML'	54	24	11	11	'OPEN'	1*	0.039	0.216	2.927	2*	'X'	6.040
/												
'F-2_ML'	53	24	11	11	'OPEN'	1*	0.042	0.216	3.140	2*	'X'	6.131
/												
'F-2_ML'	53	23	11	11	'OPEN'	1*	0.126	0.216	9.353	2*	'X'	5.771
/												
'F-2_ML'	53	23	10	10	'OPEN'	1*	0.598	0.216	43.743	2*	'X'	5.434
/												
'F-2_ML'	52	23	10	10	'OPEN'	1*	1.284	0.216	91.403	2*	'X'	4.891
/												
'F-2_ML'	52	23	9	9	'OPEN'	1*	0.135	0.216	9.605	2*	'X'	4.892
/												
'F-2_ML'	51	23	9	9	'OPEN'	1*	0.399	0.216	27.963	2*	'X'	4.634
/												
'F-2_ML'	51	22	9	9	'OPEN'	1*	0.993	0.216	69.999	2*	'X'	4.717
/												
'F-2_ML'	50	22	9	9	'OPEN'	1*	0.766	0.216	54.181	2*	'X'	4.780
/												
'F-2_ML'	50	22	10	10	'OPEN'	1*	0.608	0.216	43.075	2*	'X'	4.799
/												
'F-2_ML'	49	22	10	10	'OPEN'	1*	0.627	0.216	44.316	2*	'X'	4.774
/												
'F-2_ML'	49	21	10	10	'OPEN'	1*	0.740	0.216	52.374	2*	'X'	4.795
/												
'F-2_ML'	48	21	10	10	'OPEN'	1*	0.878	0.216	62.214	2*	'X'	4.798
/												
'F-2_ML'	48	21	11	11	'OPEN'	1*	0.086	0.216	6.098	2*	'X'	4.851
/												
'F-2_ML'	47	21	11	11	'OPEN'	1*	0.094	0.216	6.662	2*	'X'	4.841
/												
'F-2_ML'	47	21	10	10	'OPEN'	1*	0.364	0.216	25.798	2*	'X'	4.795
/												

'F-2_ML'	47	20	10	10	'OPEN' 1*	0.456	0.216	31.983 2*	'X'	4.635
/										
'F-2_ML'	46	20	10	10	'OPEN' 1*	1.309	0.216	92.577 2*	'X'	4.775
/										
'F-2_ML'	45	20	10	10	'OPEN' 1*	1.077	0.216	76.417 2*	'X'	4.825
/										
'F-2_ML'	45	20	9	9	'OPEN' 1*	0.083	0.216	5.943 2*	'X'	4.921
/										
'F-2_ML'	45	19	9	9	'OPEN' 1*	0.150	0.216	10.729 2*	'X'	4.928
/										
'F-2_ML'	44	19	9	9	'OPEN' 1*	1.284	0.216	92.944 2*	'X'	5.226
/										
'F-2_ML'	43	19	9	9	'OPEN' 1*	0.031	0.216	2.246 2*	'X'	5.544
/										
'F-2_ML'	43	19	8	8	'OPEN' 1*	3.047	0.216	234.476 2*	'X'	6.668
/										
'F-2_ML'	43	19	7	7	'OPEN' 1*	0.093	0.216	7.247 2*	'X'	6.962
/										
'F-2_ML'	42	19	7	7	'OPEN' 1*	0.193	0.216	14.437 2*	'X'	5.895
/										
'F-2_ML'	42	18	7	7	'OPEN' 1*	1.197	0.216	84.700 2*	'X'	4.789
/										
'F-2_ML'	41	18	7	7	'OPEN' 1*	1.334	0.216	94.438 2*	'X'	4.793
/										
'F-2_ML'	40	18	7	7	'OPEN' 1*	0.517	0.216	36.584 2*	'X'	4.785
/										
'F-2_ML'	40	17	11	11	'OPEN' 1*	0.127	0.216	8.876 2*	'X'	4.562
/										
'F-2_ML'	39	17	11	11	'OPEN' 1*	0.209	0.216	14.667 2*	'X'	4.596
/										
'F-2_ML'	38	17	11	11	'OPEN' 1*	0.145	0.216	10.436 2*	'X'	5.104
/										
'F-2_ML'	38	16	11	11	'OPEN' 1*	0.054	0.216	3.853 2*	'X'	4.780
/										
'F-2_ML'	38	16	10	10	'OPEN' 1*	0.029	0.216	2.029 2*	'X'	4.889
/										
'F-2_ML'	37	16	10	10	'OPEN' 1*	1.172	0.216	82.845 2*	'X'	4.768
/										
'F-2_ML'	36	16	10	10	'OPEN' 1*	0.724	0.216	51.478 2*	'X'	4.884
/										
'F-2_ML'	36	16	9	9	'OPEN' 1*	0.399	0.216	28.383 2*	'X'	4.899
/										
'F-2_ML'	35	16	9	9	'OPEN' 1*	0.046	0.216	3.182 2*	'Y'	4.516
/										
'F-2_ML'	35	15	9	9	'OPEN' 1*	0.727	0.216	53.728 2*	'X'	5.670
/										
'F-2_ML'	35	15	8	8	'OPEN' 1*	0.688	0.216	53.432 2*	'X'	6.908
/										
'F-2_ML'	34	15	8	8	'OPEN' 1*	0.831	0.216	65.184 2*	'X'	7.211
/										

'F-2_ML'	34	15	7	7	'OPEN' 1*	0.470	0.216	37.465 2*	'X'	7.693
/										
'F-2_ML'	34	15	6	6	'OPEN' 1*	0.090	0.216	6.728 2*	'X'	5.813
/										
'F-2_ML'	33	15	6	6	'OPEN' 1*	0.306	0.216	22.291 2*	'X'	5.327
/										
'F-2_ML'	33	14	6	6	'OPEN' 1*	0.072	0.216	5.190 2*	'X'	5.117
/										
'F-2_ML'	33	14	5	5	'OPEN' 1*	1.227	0.216	93.223 2*	'X'	6.326
/										
'F-2_ML'	32	14	5	5	'OPEN' 1*	0.024	0.216	1.854 2*	'Y'	6.808
/										
'F-2_ML'	32	14	4	4	'OPEN' 1*	0.783	0.216	61.840 2*	'X'	7.425
/										
'F-2_ML'	32	14	3	3	'OPEN' 1*	0.339	0.216	25.097 2*	'X'	5.696
/										
'F-2_ML'	32	14	2	2	'OPEN' 1*	0.345	0.216	25.586 2*	'X'	5.740
/										
'F-2_ML'	32	14	1	1	'OPEN' 1*	0.282	0.216	20.878 2*	'X'	5.723
/										
'F-2_ML'	59	25	11	11	'OPEN' 1*	0.150	0.216	11.246 2*	'X'	6.022
/										
'F-2_ML'	58	25	11	11	'OPEN' 1*	0.007	0.216	0.524 2*	'X'	5.780
/										
'F-2_ML'	58	25	12	12	'OPEN' 1*	0.373	0.216	28.696 2*	'X'	6.641
/										
'F-2_ML'	57	25	12	12	'OPEN' 1*	0.369	0.216	27.886 2*	'X'	6.175
/										
'F-2_ML'	56	25	12	12	'OPEN' 1*	0.365	0.216	27.694 2*	'X'	6.257
/										
'F-2_ML'	55	25	12	12	'OPEN' 1*	0.365	0.216	27.581 2*	'X'	6.220
/										
'F-2_ML'	54	25	12	12	'OPEN' 1*	0.370	0.216	28.029 2*	'X'	6.227
/										
'F-2_ML'	53	25	12	12	'OPEN' 1*	0.334	0.216	25.519 2*	'X'	6.436
/										
'F-2_ML'	53	25	11	11	'OPEN' 1*	0.032	0.216	2.351 2*	'X'	5.664
/										
'F-2_ML'	52	25	11	11	'OPEN' 1*	0.229	0.216	16.688 2*	'X'	5.317
/										
'F-2_ML'	51	25	11	11	'OPEN' 1*	0.143	0.216	10.677 2*	'X'	5.886
/										
'F-2_ML'	51	25	12	12	'OPEN' 1*	0.151	0.216	11.632 2*	'X'	6.640
/										
'F-2_ML'	50	25	12	12	'OPEN' 1*	0.397	0.216	30.010 2*	'X'	6.189
/										
'F-2_ML'	49	25	12	12	'OPEN' 1*	0.192	0.216	14.485 2*	'X'	6.193
/										
'F-2_ML'	49	26	12	12	'OPEN' 1*	0.209	0.216	15.699 2*	'X'	6.002
/										

'F-2_ML'	48	26	12	12	'OPEN'	1*	0.410	0.216	30.913	2*	'X'	6.105
/												
'F-2_ML'	47	26	12	12	'OPEN'	1*	0.349	0.216	26.300	2*	'X'	6.112
/												
'F-2_ML'	47	26	11	11	'OPEN'	1*	0.035	0.216	2.563	2*	'X'	5.332
/												
'F-2_ML'	46	26	11	11	'OPEN'	1*	0.211	0.216	15.412	2*	'X'	5.366
/												
'F-2_ML'	45	26	11	11	'OPEN'	1*	0.147	0.216	10.700	2*	'X'	5.347
/												
'F-2_ML'	45	26	10	10	'OPEN'	1*	0.324	0.216	23.536	2*	'X'	5.269
/												
'F-2_ML'	44	26	10	10	'OPEN'	1*	1.078	0.216	78.521	2*	'X'	5.338
/												
'F-2_ML'	43	26	10	10	'OPEN'	1*	0.289	0.216	21.016	2*	'X'	5.279
/												
'F-2_ML'	43	26	9	9	'OPEN'	1*	0.776	0.216	56.386	2*	'X'	5.285
/												
'F-2_ML'	42	27	9	9	'OPEN'	1*	0.948	0.216	69.283	2*	'X'	5.409
/												
'F-2_ML'	42	27	8	8	'OPEN'	1*	0.143	0.216	10.658	2*	'X'	5.909
/												
'F-2_ML'	41	27	8	8	'OPEN'	1*	1.784	0.216	133.741	2*	'X'	5.998
/												
'F-2_ML'	40	27	8	8	'OPEN'	1*	0.977	0.216	73.735	2*	'X'	6.147
/												
'F-2_ML'	40	27	7	7	'OPEN'	1*	0.308	0.216	23.228	2*	'X'	6.101
/												
/												

COMPSEGS

'F-2_ML' /

58	26	13	2	4050.000	4093.008	3* /
57	26	13	2	4093.008	4094.424	3* /
57	25	13	2	4094.424	4123.125	3* /
57	25	12	2	4123.125	4154.868	3* /
56	25	12	2	4154.868	4214.489	3* /
55	25	12	2	4214.489	4214.663	3* /
55	24	12	2	4214.663	4272.974	3* /
54	24	12	2	4272.974	4323.679	3* /
54	24	11	2	4323.679	4331.828	3* /
53	24	11	2	4331.828	4339.466	3* /
53	23	11	2	4339.466	4366.575	3* /
53	23	10	2	4366.575	4390.389	3* /
52	23	10	2	4390.389	4443.508	3* /
52	23	9	2	4443.508	4449.042	3* /
51	23	9	2	4449.042	4465.885	3* /
51	22	9	2	4465.885	4507.612	3* /
50	22	9	2	4507.612	4540.181	3* /
50	22	10	2	4540.181	4566.056	3* /

49	22	10	2	4566.056	4593.039	3* /
49	21	10	2	4593.039	4624.816	3* /
48	21	10	2	4624.816	4663.089	3* /
48	21	11	2	4663.089	4683.319	3* /
47	21	11	2	4683.319	4705.783	3* /
47	21	10	2	4705.783	4721.873	3* /
47	20	10	2	4721.873	4741.929	3* /
46	20	10	2	4741.929	4800.498	3* /
45	20	10	2	4800.498	4848.419	3* /
45	20	9	2	4848.419	4852.168	3* /
45	19	9	2	4852.168	4858.886	3* /
44	19	9	2	4858.886	4917.277	3* /
43	19	9	2	4917.277	4918.690	3* /
43	19	8	2	4918.690	4972.307	3* /
43	19	7	2	4972.307	4975.643	3* /
42	19	7	2	4975.643	4983.283	3* /
42	18	7	2	4983.283	5034.004	3* /
41	18	7	2	5034.004	5092.408	3* /
40	18	7	2	5092.408	5116.096	3* /
40	17	11	2	5116.096	5150.869	3* /
39	17	11	2	5150.869	5209.414	3* /
38	17	11	2	5209.414	5250.787	3* /
38	16	11	2	5250.787	5265.977	3* /
38	16	10	2	5265.977	5267.386	3* /
37	16	10	2	5267.386	5325.949	3* /
36	16	10	2	5325.949	5363.335	3* /
36	16	9	2	5363.335	5384.088	3* /
35	16	9	2	5384.088	5386.008	3* /
35	15	9	2	5386.008	5423.549	3* /
35	15	8	2	5423.549	5442.471	3* /
34	15	8	2	5442.471	5466.776	3* /
34	15	7	2	5466.776	5493.978	3* /
34	15	6	2	5493.978	5500.548	3* /
33	15	6	2	5500.548	5523.283	3* /
33	14	6	2	5523.283	5528.905	3* /
33	14	5	2	5528.905	5559.022	3* /
32	14	5	2	5559.022	5559.599	3* /
32	14	4	2	5559.599	5578.685	3* /
32	14	3	2	5578.685	5590.368	3* /
32	14	2	2	5590.368	5602.268	3* /
32	14	1	2	5602.268	5611.980	3* /
59	25	11	3	4050.000	4078.016	3* /
58	25	11	3	4078.016	4079.353	3* /
58	25	12	3	4079.353	4131.725	3* /
57	25	12	3	4131.725	4183.648	3* /
56	25	12	3	4183.648	4234.515	3* /
55	25	12	3	4234.515	4284.866	3* /
54	25	12	3	4284.866	4334.843	3* /
53	25	12	3	4334.843	4378.818	3* /
53	25	11	3	4378.818	4385.538	3* /

```

52 25 11 3 4385.538 4436.389 3* /
51 25 11 3 4436.389 4467.925 3* /
51 25 12 3 4467.925 4487.303 3* /
50 25 12 3 4487.303 4538.179 3* /
49 25 12 3 4538.179 4562.429 3* /
49 26 12 3 4562.429 4589.054 3* /
48 26 12 3 4589.054 4639.960 3* /
47 26 12 3 4639.960 4682.624 3* /
47 26 11 3 4682.624 4690.907 3* /
46 26 11 3 4690.907 4741.761 3* /
45 26 11 3 4741.761 4777.675 3* /
45 26 10 3 4777.675 4792.709 3* /
44 26 10 3 4792.709 4843.645 3* /
43 26 10 3 4843.645 4857.487 3* /
43 26 9 3 4857.487 4894.610 3* /
42 27 9 3 4894.610 4941.606 3* /
42 27 8 3 4941.606 4945.450 3* /
41 27 8 3 4945.450 4996.415 3* /
40 27 8 3 4996.415 5026.100 3* /
40 27 7 3 5026.100 5043.880 3* /
/

WCONHIST
'F-2_ML' 'OPEN' 'ORAT' 0.000 0.000 0.000 5* /
/

WCONPROD
'F-2_ML' 'OPEN' 'ORAT' 700.000 1* 1500000.000 3* 100.000 2 6* /
/

WRFT
'F-2_ML' /
'F-2_ML' /
/

-- 2102.000000 days from start of simulation ( 1 'MAR' 1999 )
DATES
1 'DEC' 2004 /
/

```

-- LEGGER INN GASSINJEKSJONSBRONN

```

-- =====
-- WELL SPECIFICATION DATA
-- =====

```

```

WELSPECS
-- WELL GROUP LOCATION BHP PI
-- NAMENAME I J DEPTH DEFN

```

'K-1' 'RAMME_E' 61 32 1* 'GAS' 0 'STD' 'STOP' 'YES' /
/

-- =====
-- COMPLETION SPECIFICATION DATA
-- =====

--WELL LOCATION OPEN/ SAT CONN BORE KH SKIN NON-DARCY
--NAME I J K1-K2 SHUT TAB FACT DIAM FACT FACT SKIN
COMPDAT

'K-1' 61 32 1 1 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 2 2 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 3 3 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 4 4 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 5 5 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 6 6 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 7 7 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 8 8 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 9 9 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 10 10 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 11 11 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 12 12 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 13 13 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /
'K-1' 61 32 14 14 'OPEN' 1* 0 0.216 1* 0.0 1* 'Z' /

/

--

=====

WELL INJE OPEN/ CNTR SURF RES. BHP THP VFP
NAME TYPE SHUT MODE RATE RATE TARG TABLE

--

=====

WCONINJE

'K-1' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 1000000 1* 600.000 3* /

/

-- 2133.000000 days from start of simulation (1 'MAR' 1999)

DATES

1 'JAN' 2005 /

/

-- 2498.000000 days from start of simulation (1 'MAR' 1999)

DATES

1 'JAN' 2006 /

/

WELOPEN

K-1 'OPEN' /

/

Vedlegg 3 - Økonomi

Her følger utregningene av nåverdi og internrente for de ulike casene. Forutsetningene er ellers som presentert i rapporten. I vedlegg på CD er det mulig å endre forutsetningene, og hver graf inneholder en egen "olje-knapp" for et mer pessimistisk eller optimistisk syn på oljepris.

I forutsetningene i vedlegg på CD er det også mulig å legge til årlige driftskostnader (i 2004-kroner) for satellitt.

Kostnadene som presenteres her er basert på 50/50 estimer. Utregningene for 10/90 og 90/10 er i vedlegg på CD.

Case 1 – Sørlig

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring, komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	229 200 000	229 200 000	37 058 370	-192 141 630	-192 141 630
1		0	167 000 881	167 000 881	-25 140 749
2		0	18 565 419	18 565 419	-6 575 330
3		0	10 828 414	10 828 414	4 253 084
4		0	8 631 278	8 631 278	12 884 361
5		0	-32 379	-32 379	12 851 982
6		0	-6 059 471	-6 059 471	6 792 511
7		0	-7 900 441	-7 900 441	-1 107 930
8		0	-6 256 828	-6 256 828	-7 364 758
9		0	-4 520 705	-4 520 705	-11 885 463
10		0	-3 197 797	-3 197 797	-15 083 260
11		0	-2 429 956	-2 429 956	-17 513 216
Oljepris 35					-17 513 216
NPV =				-4 426 313	
IRR =				5,08 %	

Case 2 – Nordlig

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring, komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	229 200 000	229 200 000	37 058 370	-192 141 630	-192 141 630
1		0	273 123 348	273 123 348	80 981 718
2		0	74 423 568	74 423 568	155 405 286
3		0	28 325 330	28 325 330	183 730 617
4		0	18 645 595	18 645 595	202 376 211
5		0	8 882 599	8 882 599	211 258 811
6		0	3 550 881	3 550 881	214 809 692
7		0	1 634 361	1 634 361	216 444 053
8		0	2 573 348	2 573 348	219 017 401
9		0	3 267 181	3 267 181	222 284 581
10		0	3 503 084	3 503 084	225 787 665
11		0	3 771 366	3 771 366	229 559 031
Oljepris 35				229 559 031	
				NPV =	182 029 255
				IRR =	72,25 %

Case 3 – MLT

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring, komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	327 720 000	327 720 000	37 058 948	-290 661 052	-290 661 052
1		0	296 020 833	296 020 833	5 359 781
2		0	96 631 286	96 631 286	101 991 067
3		0	38 201 256	38 201 256	140 192 323
4		0	25 361 988	25 361 988	165 554 312
5		0	12 912 574	12 912 574	178 466 886
6		0	6 180 263	6 180 263	184 647 149
7		0	3 662 424	3 662 424	188 309 573
8		0	4 527 143	4 527 143	192 836 716
9		0	5 288 735	5 288 735	198 125 451
10		0	5 457 667	5 457 667	203 583 118
11		0	5 654 910	5 654 910	209 238 028
Oljepris 35				209 238 028	
				NPV =	147 505 582
				IRR =	37,55 %

Case 4 – MLT økt GOF

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring, komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	327 720 000	327 720 000	37 058 370	-290 661 630	-290 661 630
1		0	382 269 383	382 269 383	91 607 753
2		0	373 391 410	373 391 410	464 999 163
3		0	236 996 256	236 996 256	701 995 419
4		0	146 777 974	146 777 974	848 773 392
5		0	107 092 291	107 092 291	955 865 683
6		0	83 196 696	83 196 696	1 039 062 379
7		0	66 293 392	66 293 392	1 105 355 771
8		0	54 186 784	54 186 784	1 159 542 555
9		0	40 031 057	40 031 057	1 199 573 612
10		0	-24 213 216	-24 213 216	1 175 360 396
11		0	-101 738 987	-101 738 987	1 073 621 410
Oljepris 35				1 073 621 410	
				NPV =	924 558 179
				IRR =	116,075 %

Case 5.1 – Nordlig gass

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring, komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	434 400 000	434 400 000	37 058 370	-397 341 630	-397 341 630
1		0	273 123 348	273 123 348	-124 218 282
2		0	91 299 119	91 299 119	-32 919 163
3		0	106 341 410	106 341 410	73 422 247
4		0	135 120 044	135 120 044	208 542 291
5		0	145 097 357	145 097 357	353 639 648
6		0	147 809 471	147 809 471	501 449 119
7		0	150 493 833	150 493 833	651 942 952
8		0	150 290 308	150 290 308	802 233 260
9		0	146 498 899	146 498 899	948 732 159
10		0	143 925 551	143 925 551	1 092 657 709
11		0	143 516 960	143 516 960	1 236 174 670
Oljepris 35				1 236 174 670	
				NPV =	731 715 169
				IRR =	40,62 %

Case 5.2 – MLT gass

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring; komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	532 920 000	532 920 000	37 058 370	-495 861 630	-495 861 630
1		0	296 021 366	296 021 366	-199 840 264
2		0	120 467 841	120 467 841	-79 372 423
3		0	121 662 775	121 662 775	42 290 352
4		0	142 502 423	142 502 423	184 792 775
5		0	149 115 419	149 115 419	333 908 194
6		0	150 244 053	150 244 053	484 152 247
7		0	151 232 379	151 232 379	635 384 626
8		0	150 096 035	150 096 035	785 480 661
9		0	146 616 079	146 616 079	932 096 740
10		0	143 624 890	143 624 890	1 075 721 630
11		0	142 749 119	142 749 119	1 218 470 749
				1 218 470 749	
Oljepris 35					
				NPV =	702 591 106
				IRR =	34,47 %

Case 5.3 – MLT økt GOF + gass

År	Utgifter		Inntekter		
	Kostnader; boring; komplettering	Totalt	Inntekter	Kontantstrøm (inntekt - kostnad)	Kumulativ kontantstrøm
0	532 920 000	532 920 000	37 058 370	-495 861 630	-495 861 630
1		0	382 269 383	382 269 383	-113 592 247
2		0	404 302 423	404 302 423	290 710 176
3		0	311 731 278	311 731 278	602 441 454
4		0	254 557 930	254 557 930	856 999 383
5		0	224 838 767	224 838 767	1 081 838 150
6		0	201 553 744	201 553 744	1 283 391 894
7		0	184 762 996	184 762 996	1 468 154 890
8		0	173 447 357	173 447 357	1 641 602 247
9		0	161 781 718	161 781 718	1 803 383 965
10		0	151 520 705	151 520 705	1 954 904 670
11		0	141 933 480	141 933 480	2 096 838 150
				2 096 838 150	
Oljepris 35					
				NPV =	1 406 274 780
				IRR =	69,43 %

Resultater fra 50/50, 10/90 og 90/10.

50/50 estimat	NPV	IRR
Case 1 - Sørlig	-4 426 313	5,08 %
Case 2 - Nordlig	182 029 255	72,25 %
Case 3 - MLT	147 505 582	37,55 %
Case 4 - MLT økt GOF	924 558 179	116,08 %
Case 5.1 - Nordlig gass	731 715 169	40,62 %
Case 5.2 - MLT gass	702 591 106	34,47 %
Case 5.3 - MLT økt GOF + gass	1 406 274 780	69,43 %

Høyt estimat	NPV	IRR
Case 1 - Sørlig	-68 426 313	-14,96 %
Case 2 - Nordlig	118 029 255	37,94 %
Case 3 - MLT	55 265 582	15,58 %
Case 4 - MLT økt GOF	787 318 179	80,54 %
Case 5.1 - Nordlig gass	667 715 169	33,66 %
Case 5.2 - MLT gass	610 351 106	27,38 %
Case 5.3 - MLT økt GOF + gass	1 314 034 780	56,63 %

Lavt estimat	NPV	IRR
Case 1 - Sørlig	50 973 687	38,45 %
Case 2 - Nordlig	237 429 255	128,90 %
Case 3 - MLT	284 745 582	127,30 %
Case 4 - MLT økt GOF	1 016 798 179	234,03 %
Case 5.1 - Nordlig gass	787 115 169	48,87 %
Case 5.2 - MLT gass	839 831 106	52,09 %
Case 5.3 - MLT økt GOF + gass	1 543 514 780	100,40 %

Kostnader boring og komplettering

Kostnader	50/50'	Lavt estimat	Høyt estimat
Case 1 - Sørlig	229200000	173800000	293200000
Case 2 - Nordlig	229200000	173800000	293200000
Case 3 - MLT	327720000	190480000	419960000
Case 4 - MLT økt GOF	327720000	190480000	419960000
Case 5.1 - Nordlig gass	434400000	379000000	498400000
Case 5.2 - MLT gass	532920000	395680000	625160000
Case 5.3 - MLT økt GOF + gass	532920000	395680000	625160000

Bakgrunn for kostnader og antall dager

P50 - Enkel GI uten DIACS			
P50	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	46	NOK	3 000 000,00
Komplettering	21	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	205 200 000,00

F-2 YH (MLT Brønn med DIACS)			
P10			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	46	NOK	3 000 000,00
Komplettering	16,4	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	190 480 000,00
P50			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	83	NOK	3 000 000,00
Komplettering	24,6	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	327 720 000,00
P90			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	105	NOK	3 000 000,00
Komplettering	32,8	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	419 960 000,00

Brønn med DIACS (5330m)			
P10			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	43	NOK	3 000 000,00
Komplettering	14	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	173 800 000,00
P50			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	54	NOK	3 000 000,00
Komplettering	21	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	229 200 000,00
P90			
	Dager	Kostnader pr dag	
Boring	70	NOK	3 000 000,00
Komplettering	26	NOK	3 200 000,00
Urisket totalt		NOK	293 200 000,00