

Bruk av multilaterale brønner på GFS Statfjord

- Løsninger for F-2 -

Av Håvard Larsen, Kjersti Bysting, Kristin Alne,
Ole Martin Holmefjord og Rune Jerstad.

Denne artikkelen er skrevet i forbindelse med faget Eksperter i Team våren 2006. Oppgaven har vært å se på muligheten for å innføre multilaterale brønner i Statfjordformasjonen på satellittfeltet Gullfaks Sør. Artikkelen gjengir hovedlinjene i prosjektet – fra oppgavens bakgrunn, viktig teori, resultater fra simuleringene og nåverdiberegninger. Simuleringsprogrammet vi har benyttet i oppgaven er Eclipse Blackoil.

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 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 fem ulike caser, i tillegg til en basis case uten F-2 brønnen. Resultatene herfra er vurdert opp mot hverandre i forhold til økt produksjonsrate, risiko og økonomi. Som verktøy har vi benyttet Eclipse Blackoil. Vi har sett på ulike alternativer

som innebærer boring av F-2 som en konvensjonell og som en multilateral brønn. I tillegg har vi i noen av casene prøvd å øke oljeutvinningen med gassinjeksjon og å øke det tillatte gass - olje forholdet.

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 multilateral brønn, 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 isolert sett.. 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 - den nordlige brønnbanen alene og MLT brønnen fikk størst prosentvis økning.

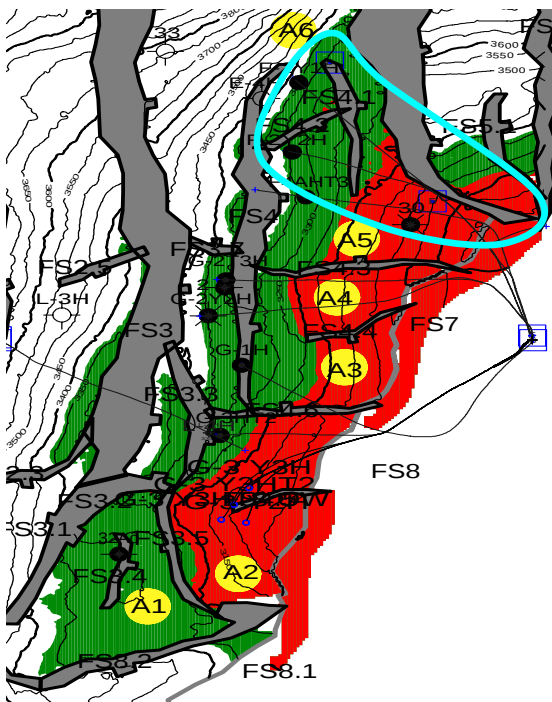
I økonomiberegningene har vi benyttet nåverdimetoden og internrente for å vurdere lønnsomheten til de ulike casene. For å angi usikkerhetsspennet i prosjektet og casene, har vi angitt et høyt og et lavt kostnadsestimat i tillegg til det mest realistiske. Som et resultat av økte kostnader ved MLT brønn 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.

Innledning

Det fokuseres i dag mye på hvordan man kan utvinne mer olje fra Gullfaksfeltet i Nordsjøen. Komplekse reservoar har

vært en av grunnene til at reserveestimatet har blitt justert i forhold til den opprinnelige planen. Begrenset reservoarkommunikasjon har i tillegg økt behovet for flere dreneringspunkt, og derfor ble innføring av multilaterale brønner en velegnet løsning. De vil gi en høyere risiko enn konvensjonelle brønner, men erfaringer viser at produksjonsraten har økt samtidig som kostnadene har gått ned.

Vår oppgave ble å se på muligheten for å bore en brønn fra F – rammen mot den nordlige delen av GFS Statfjord. En allerede eksisterende modell tilpasset produksjonshistorien ble brukt for å simulere de ulike løsningene, både konvensjonelle og multilaterale brønner. I tillegg skulle vi forsøke å sette inn en gassinjektor for å øke trykket. Figuren under viser området hvor vi skal se nærmere på oljeutvinningen fra det nordlige markerte området av reservoaret.



Figur 1: Strukturelt dybdekart av Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør. [8]

Gullfaks satellitter

Gullfaks satellitter består av Gullveig, Rimfaks og Gullfaks Sør som ligger 10 – 17 km sør for plattformene på hovedfeltet. De ble bygget ut i to faser som et undervanns produksjonssystem og er knyttet opp mot eksisterende infrastruktur. Oljen fra satellittene transporteres til Gullfaks A for prosessering, lagring og videre transport i tankskip. Rikgassen sendes til Gullfaks 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. [5]

Geologi

Gullfaksfeltet ligger på en stor rotert blokk vest for Vikinggraben. På grunn av forkastninger fra sen jura og etterfølgende erosjon har det fått en kompleks struktur. Feltet kan strukturelt sett deles inn i 3 hovedområder; et dominoområde med roterte forkastningsblokker, en tilpasningssone med en fragmentert foldestruktur og et ikke-rotert horstområde. [6] Den komplekse strukturen, oppdelingen i atskilte områder som ikke kommuniserer med hverandre, samt de tallrike reservoarene, fører til usikkerhet i å forstå dreneringen av olje på feltet.

Statfjordformasjonen

Statfjordformasjonen finnes i store deler av Vikinggraben og består av ulike typer sandstein og mudstein. Den kan deles inn i tre soner; Raude, Eiriksson og Nansen. Den øvre delen av reservoaret betegnes som et svært godt, med høypermeable og homogene sander i tillegg til god kommunikasjon. I nedre deler finner man hyppige vekslinger mellom skifer og sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet. Dette gir utslag i store barrierer mellom Raude og Eiriksson sonene. [7]

Multilaterale brønner

Multilaterale brønner har to eller flere vanligvis horisontale brønner som produserer gjennom en felles brønn til overflaten. 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. Multilaterale brønner er spesielt godt egnet for tynne reservoar som har lav permeabilitet eller strømningsbarrierer. Man vil da penetrere større deler av reservoaret og/eller flere soner, noe som kan gi akselerert produksjon og økt total utvinning. [2]

DIACS

DIACS- teknologien er en av de som er mest benyttet i forbindelse med smarte brønner. En kan si at smarte brønner generelt er en fellesbetegnelse på brønner hvor en har muligheten til kontinuerlig oppsamling av tilnærmet sanntidsdata fra reservoaret og å styre produksjonen fra de isolerte sonene slik at man oppnår optimal drenering til enhver tid. [1-1] Ut fra dette har man mulighet til å gjøre om kompletteringen

uten kostbar brønnintervensjon. Dataene man får danner grunnlaget for oppdaterte reservoarmodeller som kan brukes i beslutningsprosessen for videre feltutvikling. [1-2]

Gassinjeksjon

Injeksjon av vann eller gass er ofte avgjørende for å oppnå høy utvinningsgrad for olje. Meningen er å opprettholde trykket i reservoaret. 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 generelt bidratt til høyere utvinningsgrad. Begrunnelsen for å velge gassinjeksjon vil være forskjellig fra felt til felt. [4]

Eclipse

Eclipse er et simuleringsverktøy som brukes til å teste ulike dreneringsalternativer for olje- og gassreservoar. Reservoarmodellen bygges opp etter små grid - blokker med forskjellige fysiske og seismiske egenskaper som samlet gir et helhetlig bilde av reservoaret. [3] 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 dette gir et mer homogent bilde av reservoaret.

Beskrivelse av casene

Uten F-2

- **Case 0 – Basis case**

Her er ikke F-2 - brønnen boret, så vi ser på hvordan reservoaret dreneres med de allerede eksisterende brønnene. Vi forventer en dårlig drenering av nordområdet på feltet i dette tilfellet.

Med F-2 som en vanlig brønn

I dette tilfellet borer man først et fellesløp før man borer et horisontalt løp, enten i sørlig eller i nordlig retning.

- **Case 1 – Sørlig brønn** – etter fellesløpet borer man et enkelt løp sørover.
- **Case 2 – Nordlig brønn** – etter fellesløpet borer man et enkelt løp nordover.

Med F-2 som en multilateral brønn

Her ser vi på F-2 som en multilateral brønn, noe som betyr at det bores to løp, ett i nordlig retning og ett i sørlig.

- **Case 3 – MLT** – begge løpene produserer samtidig.
- **Case 4 – MLT med økt GOF** – det tillatte gass – olje forholdet økes.

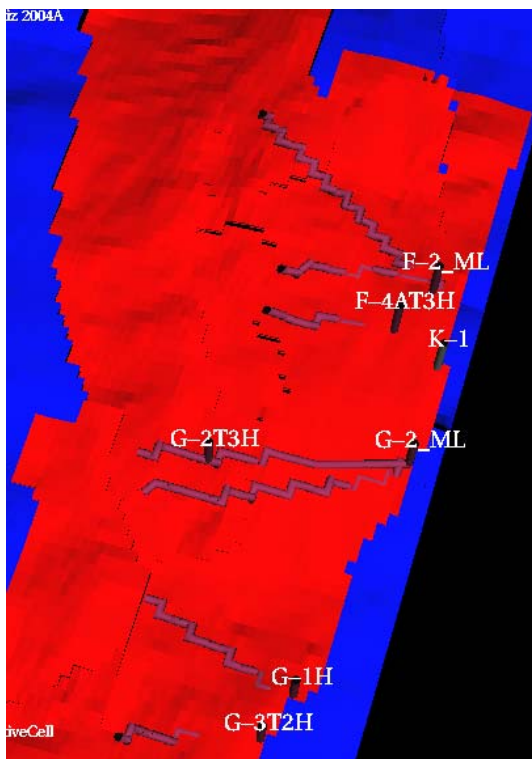
Med gassinjeksjon

Her ser vi på om gassinjeksjon vil øke oljeproduksjonen ytterligere. Injeksjons - brønnen plasseres i gasskappen.

- **Case 5.1 – Gassinjeksjon** - nordlig.
- **Case 5.2 - Gassinjeksjon** - MLT.
- **Case 5.3 - Gassinjeksjon** – MLT med økt GOF.

Forutsetninger

Figuren under viser plasseringen av de ulike brønnene;



Figur 3: Brønnplasseringen.

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 6 har vi i tillegg en gassinjektor fra januar 2006. Alle simuleringene kjøres frem til 2016.

Resultater

Reservoaret er mye mer heterogent enn modellen. I en homogen modell får vi ut mer 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. Under følger en oppsummering av resultatene. Grafer som viser årlig oljeproduksjon, ekstra produksjon i forhold til basis case, samt olje- og vannrater blir presentert i vedlegg.

• Case 0

Det viste seg at dreneringen av den nordlige delen av reservoaret, som forventet, ikke ble særlig god.

• Case 1 og 2

Simulering av disse casene viste at den sørlige brønnen produserte dårligst. Vi ser en økning i forhold til case 1 for begge brønnløsningene, men det er klart størst økning for det nordlige alternativet.

• Case 3

Ved å bore en multilateral brønn viser det seg at vi får en økt oljeproduksjon. Likevel går 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 at det jevner seg mer ut etter hvert.

.

- **Case 4**

Økt GOF viste seg å ha en stor effekt på den totale oljeproduksjonen. Siden mye av oljen produseres tidligere enn før, får vi i dette tilfellet et tap i forhold til case 1 de siste to årene. 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, og hvis man har ledig kapasitet bør man vurdere å gjennomføre dette.

- **Case 5**

Injisering av gass i reservoaret viste seg å gi en stor gevinst i forhold til økt oljeproduksjon. Effekten av gass - injisering er stor i forhold til effekten av å bore en multilateral brønn. Dette gjelder injisering av gass i case 5.1 – 5.3.

Økonomi

For vurdering av prosjektets lønnsomhet benyttes en økonomisk modell som viser nåverdien av ekstra produksjon av olje, gitt at man beslutter utbygging av F-2. Det blir anbefalt å stenge av brønnen ved slutten av et år, gitt at produksjonen i

påfølgende år medfører reduksjon i nåverdi.

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. I tabellen under følger nåverdier, samt internrente for de ulike casene;

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

Tabell 1: Nåverdi og internrente for de ulike casene.

Sørlig brønnbane oppnår ikke positiv nåverdi under gjeldene forutsetninger, og den blir derfor utelatt i videre diskusjoner.

Sammenligner vi nåverdien for den nordlige brønnbanen med og uten gassinjeksjon, ser vi at gassinjeksjon er svært gunstig i forhold til nåverdi. Internrente i tilfellet der gassinjektoren er med, blir noe lavere som følge av høyere utbyggingskostnader. Det samme er tilfelle for MLT – brønnen med og

uten gassinjeksjon. Ut fra disse tolkningene virker det hensiktsmessig å bore en gassinjeksjonsbrønn.

Oppsidene case 4 og 5.3 gir vesentlig høyere nåverdi enn alle de andre casene. Som i beskrivelsen av casene forutsetter oppsiden at andre felt stenger ned eller at totalkapasitet for gasshåndtering øker.

Diskusjon

Med utgangspunkt i 50/50 kostnads-estimerer ser den nordlige brønnbanen med gassinjeksjon ut til å være det mest lønnsomme alternativet. Denne er marginalt bedre enn MLT med gassinjeksjon, dersom vi ser bort fra oppsiden med økt GOF. I motsetning til kostnadsestimatene for MLT med gassinjeksjon som er reelle, er kostnadsestimatene for den nordlige brønnbanen med gassinjeksjon tatt fra en brønn med tilsvarende lengde. Dette gjør at det er stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene for denne brønnen, og en økning i kostnadene her vil fort kunne "spise opp" gevinsten i forhold til MLT med gassinjeksjon.

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.

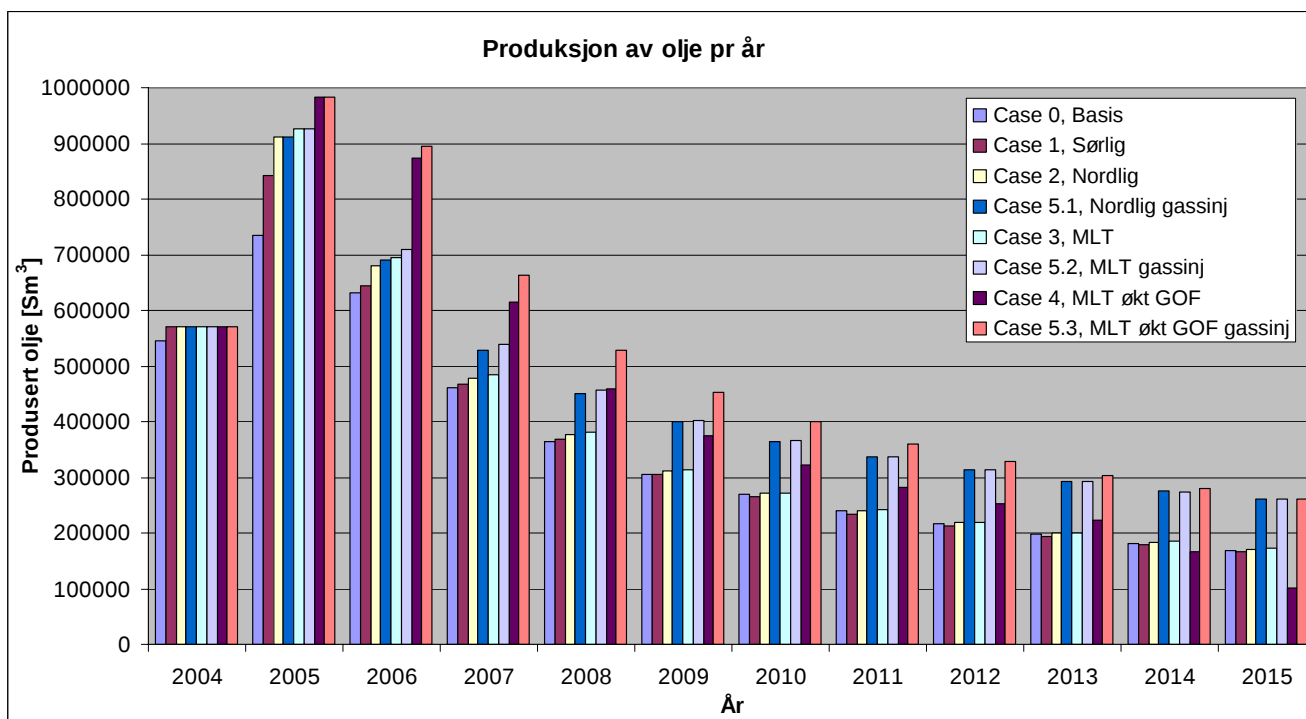
Kilder

- [1] ODIN Petroleum
- [1-1] <http://www.odin-petroleum.no/smartebrønner.htm>
- [1-2] <http://www.odin-petroleum.no/reservoarkarakterisering.htm>
- [2] Woxen, Tomas. "Strømningskontroll i forgrenede brønner - Flow control in multilateral wells", 1996
- [3] Schlumberger, Eclipse Blackoil
http://www.slb.com/content/services/software/reseng/eclipse_simulators/blackoil.asp
- [4] Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005
<http://www.npd.no/Norsk/Frontpage.htm>
- [5] Olje-, og Energidepartementet og Oljedirektoratet, Fakta Norsk petroleumsværksemd 2006.
<http://odin.dep.no/filarkiv/278474/fakta-nyn2.pdf>
- [6] The Geological Society of London, "The Millennium Atlas: Petroleum geology of the central and northern North Sea", 2003
- [7] Reservoarstyringsplan 2003 GF hovedfelt, Statoil, 2003
- [8] Vibeke Haugen, Statoil. Presentasjon i Bergen 06.02.06,
http://gullfaks.ipt.ntnu.no/gullfakslandsbyen/2006/Statoil_Sandsli_060208/gfsstfj.ppt#5
- [9] Diverse informasjon fra Halliburton, Stavanger,
<http://www.halliburton.no>

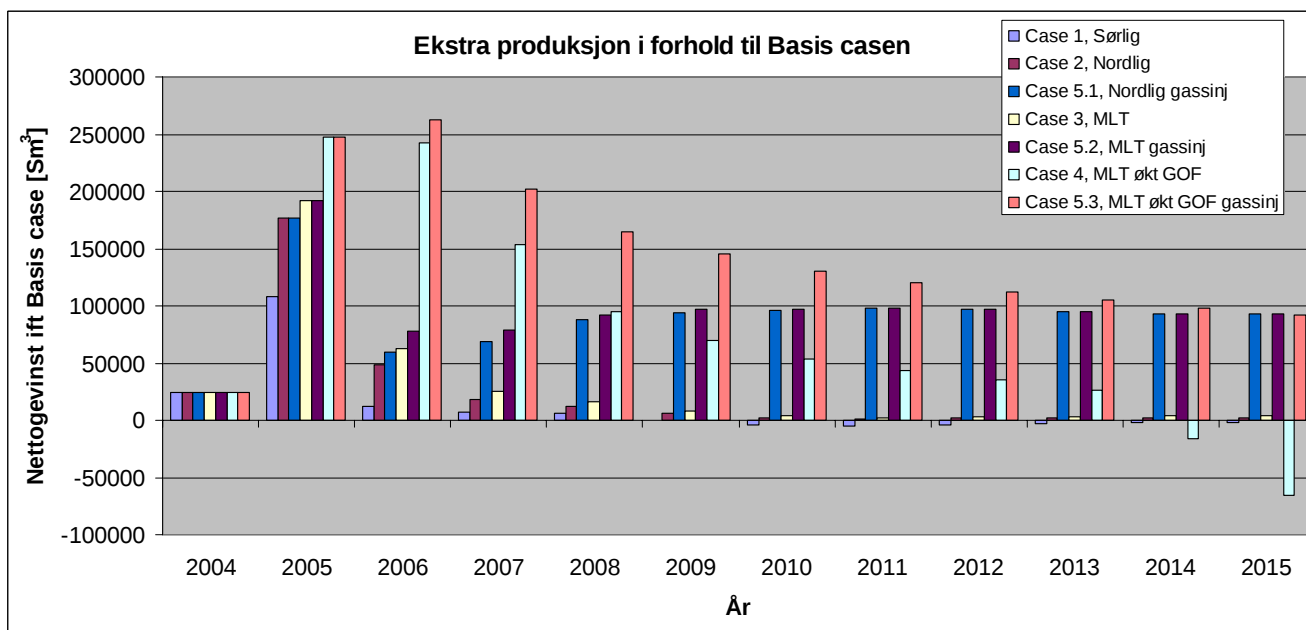
Vedlegg

År	Gevinst i % i forhold til basis casen (case 0)						
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5.1	Case 5.2	Case 5.3
2004	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
2005	15 %	24 %	26 %	34 %	24 %	26 %	34 %
2006	2 %	8 %	10 %	38 %	9 %	12 %	42 %
2007	2 %	4 %	5 %	33 %	15 %	17 %	44 %
2008	2 %	3 %	5 %	26 %	24 %	25 %	45 %
2009	0 %	2 %	3 %	23 %	31 %	32 %	48 %
2010	-1 %	1 %	1 %	20 %	36 %	36 %	49 %
2011	-2 %	0 %	1 %	18 %	41 %	41 %	50 %
2012	-2 %	1 %	1 %	16 %	45 %	45 %	52 %
2013	-1 %	1 %	2 %	13 %	48 %	48 %	53 %
2014	-1 %	1 %	2 %	-9 %	51 %	51 %	54 %
2015	-1 %	1 %	2 %	-39 %	55 %	55 %	55 %

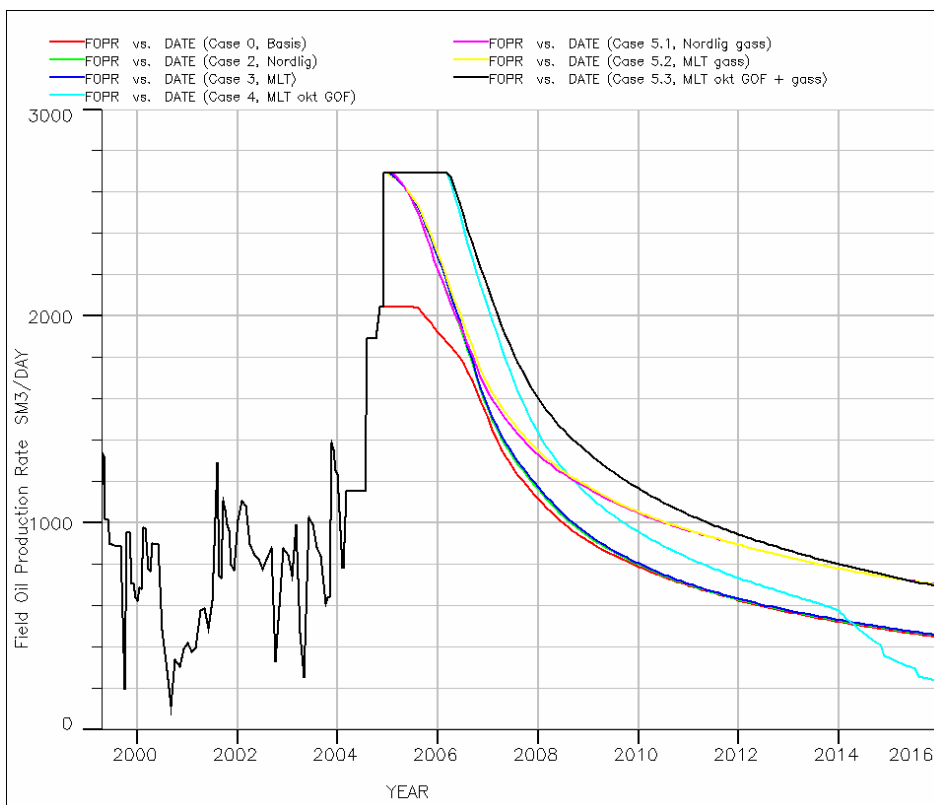
Vedlegg 1: Gevinst i prosentvis økt oljeproduksjon i forhold til basis case.



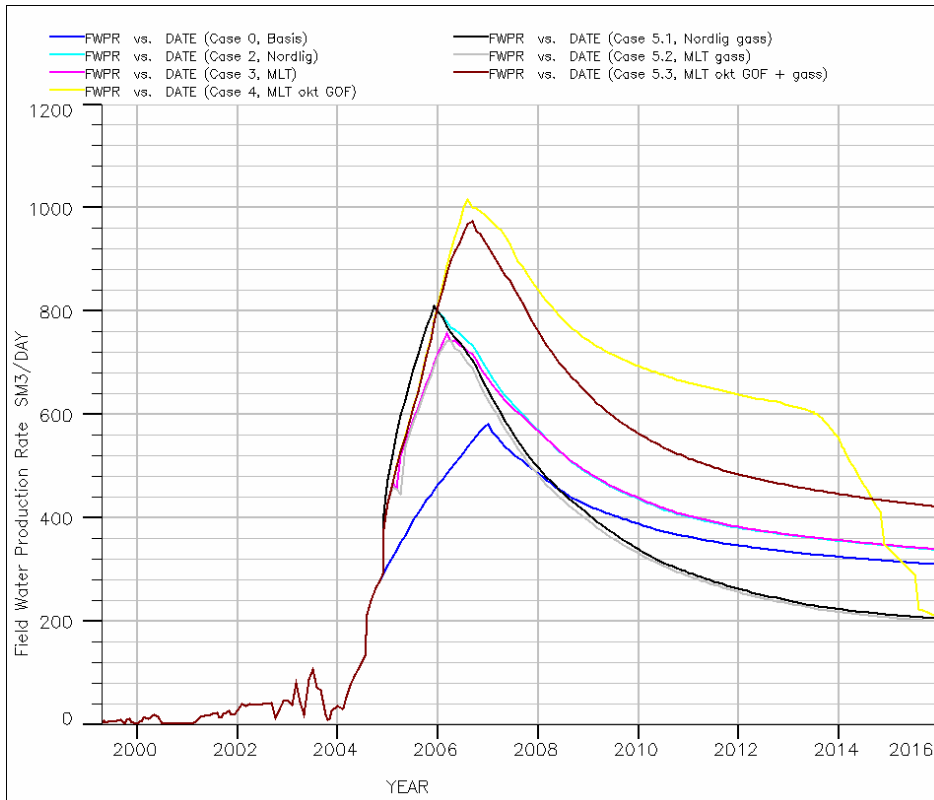
Vedlegg 2: Årlig oljeproduksjon for de ulike casene.



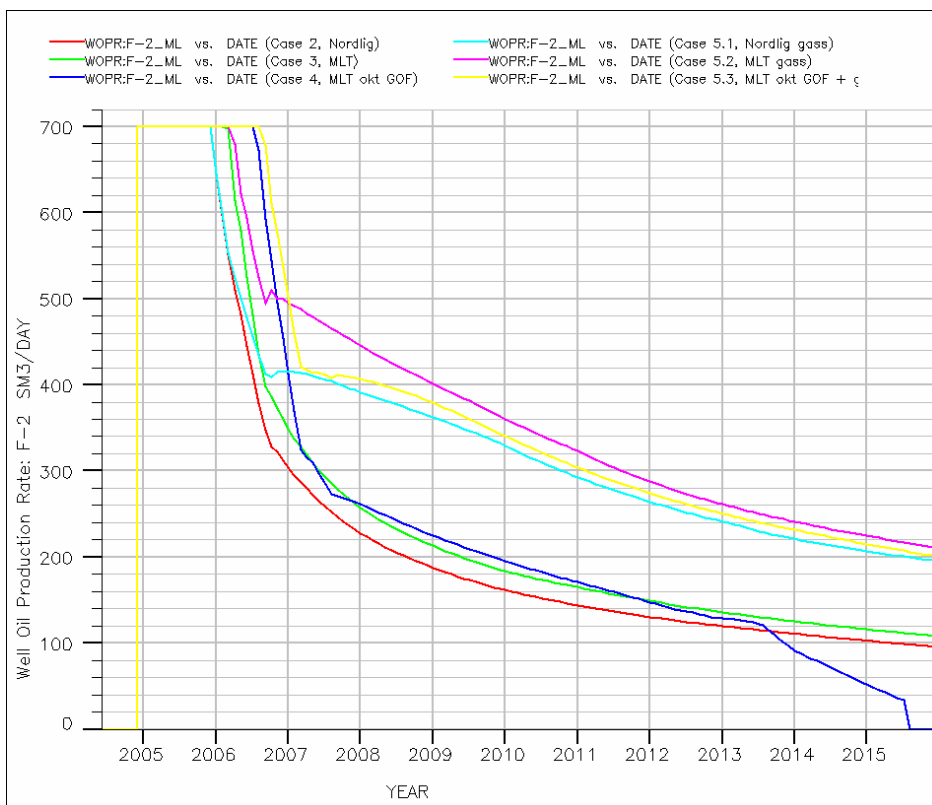
Vedlegg 3: Ekstra produksjon i forhold til basis - casen for de forskjellige casene.



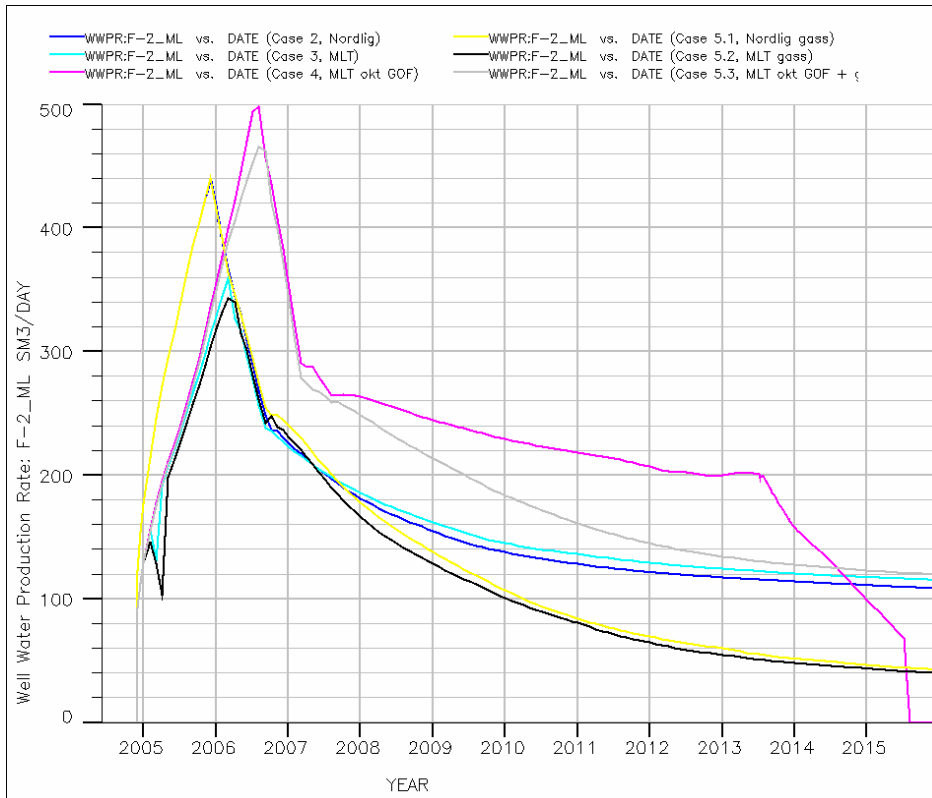
Vedlegg 4: Feltets oljerate.



Vedlegg 5: Feltets vannrate.



Vedlegg 6: Oljerate for brønn F-2.



Vedlegg 7: Vannrate for brønn F-2.