

Eksperter i Team

Gullfakslandsbyen 2007

Hvordan få ut 10 % mer olje fra Gullfaksfeltet

”Nedblåsning av gasskappe på Rimfaks Statfjord”

Gruppe 2

Stine Albertsen

Anders Rønning Devik

Steinar Lieng Fredriksen

Torstein Tønnessen

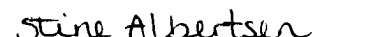
Forord

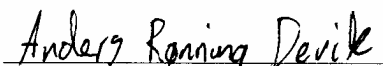
Denne rapporten er utarbeidet i faget TPG 4851 Eksperter i Team som er et tverrfaglig prosjekt ved NTNU.

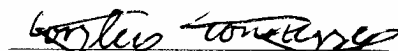
Vi vil rette en takk til John Kleppe og Jan Ivar Jensen ved NTNU for god hjelp med programvare og opplæring i reservoarteknikk. Vi vil rette en stor takk til Vibeke Haugen og Dag Chun Standnes hos Statoil i Bergen, for hjelp og avklaring i forbindelse med simuleringer, økonomi og bruk av ECLIPSE.

Trondheim 09.05.07


Steinar Lieng Fredriksen


Stine Albertsen


Anders Rønning Devik


Torstein Tønnessen

Sammendrag

I denne oppgaven har vi simulert en rekke forskjellige scenarier for olje- og gassproduksjon i Rimfaks Statfjord, og kommet frem til en strategi vi vil anbefale for Statoil. Vi har brukt tallmaterialet fra simuleringene til å beregne nåverdi, og brukt sensitivitetsanalyse for å vurdere hvilke faktorer som har størst innvirkning på vår konklusjon. Vi har vurdert flere aspekter omkring det å starte nedblåsning av gasskappen i perioden 2007 til 2013, og kommet frem til at dette ikke er å anbefale.

Vi mener Statoils egne målsetninger om utvinningsgrad og levetid for Gullfaksfeltet gjør nedblåsning i 2007 uaktuelt. Vi har sammenlignet nedblåsning i 2012 med et scenario hvor man borer et sidesteg for å få ut restolje, driver oljeproduksjon med trykkstøtte til 2021 og så blåser ned gasskappen i perioden 2021 - 2029. Med en diskonteringsfaktor på 4 prosent fant vi at nedblåsning i 2021 hadde kun 5 prosent lavere nåverdi enn nedblåsning i 2012. Utvinningsgraden for olje blir 52,6 prosent, tett opptil det generelle målet om 55 prosent for satellittfelt.

Nedblåsning i 2021 medfører at Rimfaks holdes i drift 10 år lenger enn hvis gasskappen blåses ned i 2012, og dette vil bidra til å holde Gullfaksfeltet i drift til 2030.

Innholdsfortegnelse

Forord	ii
Sammendrag	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Figurliste.....	v
Tabelliste	v
1 Innledning.....	1
1.1 Målsetning.....	1
1.2 Rapportens struktur	1
2 Bakgrunn	2
2.1 Historikk Nordsjøen	2
2.2 Gullfaksfeltet	3
2.3 Rimfaksfeltet	4
2.4 Statfjordsegmentet.....	6
3 Metode.....	7
3.1 Simuleringsverktøy	7
3.1.1 ECLIPSE 100	7
3.1.2 ECLIPSE modellen	7
3.1.3 GLview.....	7
3.2 Valg av produksjonsstrategi	8
3.2.1 Igangsetting av fjerde produksjonsbrønn	8
3.2.2 Profittmaksimering vs. utvinningsgrad	8
3.2.3 Tidspunkt for stopp av gassinjeksjon	8
3.2.4 Valg av gassproduksjonsbrønn.....	8
3.2.5 Boring av sidesteg for å få ut restolje.....	8
3.2.6 Navn på brønner	9
3.3 Verktøy for økonomisk analyse	9
3.3.1 Excel.....	9
3.3.2 MATLAB	9
4 Utførte Simuleringer	10
4.1 Tabeller for Produsenter og Blowdown (BD) dato	10
4.2 Tabeller for utvinningsgrad, nåverdi og termineringstidspunkt.....	12
5 Økonomisk analyse	14
5.1 Vurdering av cases	14
5.2 Økonomiske beregninger	15
5.3 Sensivitetsanalyse.....	17
5.4 Vurderinger av diskonteringsfaktor	20
6 Usikkerhet	23
6.1 ECLIPSE-modellen.....	23
6.2 Oljepris	24
6.3 Gasspris	24
6.4 OPEX	24
6.5 CAPEX.....	24
6.6 Dollarkurs.....	25
6.7 Inflasjon.....	25
7 Diskusjon.....	26
7.1 Strategi for maksimal nåverdi	26
7.2 Kritikk av nåverdi og diskonteringsfaktor	26
7.3 Økonomiske vurderinger fra ukebrevet Mandag Morgen.....	27

7.3.1	Bedriftsøkonomi versus samfunnsøkonomi	27
7.4	Vurdering av nåverdi versus utvinningsgrad	27
7.5	Strategi for lang levetid og høy utvinningsgrad	28
7.6	Diskonteringsfaktorens innvirkning på nåverdi	29
8	Konklusjon	30
9	Litteraturliste	31
9.1	Internettsider.....	31
	Vedlegg A: Plot fra ECLIPSE Office	33

Figurliste

Figur 1:	Områder på norsk kontinentalsokkel.....	2
Figur 2:	Gullfaksfeltets plassering	3
Figur 3:	Offisielle prognoser for Gullfaks hovedfelt	4
Figur 4:	Installasjoner i Nordsjøen.....	5
Figur 5:	Blokk 34/10, Gullfaksfeltet Statfjordformasjonen	6
Figur 6:	Eksempel på Statoils modell for beregning av nåverdi	16
Figur 7:	Nåverdi VS Utvinningsgrad, 2007-2013.....	17
Figur 8:	Sensitivitet i nåverdi, 2007 og 2013	18
Figur 9:	Nåverdi med varierende diskonteringsfaktor	20
Figur 10:	Variasjon i nåverdi gitt forskjellige diskonteringsfaktorer (3 %, 5 % og 8 %).....	21
Figur 11:	Statistisk usikkerhet i prediksjon fra ECLIPSE.....	23
Figur 12:	Forenklet usikkerhetsmodell fra Statoil.....	24

Tabelliste

Tabell 1:	Oversikt over de første utførte simuleringene	10
Tabell 2:	Oversikt over simleringer, der vi varierer år for nedblåsning av gasskappen	11
Tabell 3:	Resultater fra de første simuleringene	12
Tabell 4:	Resultater for simuleringene der vi varierer år for nedblåsning av gasskappen	13
Tabell 5:	Maks rate vannproduksjon for de mest aktuelle casene.....	13
Tabell 6:	Totalt produsert gass for de mest aktuelle casene.....	13
Tabell 7:	Nåverdi for de mest aktuelle casene med forskjellig diskonteringsfaktor	22
Tabell 8:	Statoils usikkerhetsmodell	23
Tabell 9:	kostnad på forskjellige operasjoner	24

1 Innledning

Vi fikk 17. januar presentert 10 oppgaver av Statoil. Med utgangspunkt i disse valgte gruppen vår oppgaven ”Nedblåsning av gasskappe i Rimfaks Statfjord”. Vi valgte denne oppgaven fordi vi synes den virket spennende i tillegg til at vi følte at alle gruppemedlemmene hadde kompetanse nok til å bidra i løsningen av denne oppgaven.

Vi har utarbeidet denne oppgaven ved hjelp og informasjon gitt av Statoil, samt den faglige kunnskapen gruppa besitter. Gruppa har måttet tilegne seg grunnleggende reservoarkunnskaper samt ferdigheter i ulike simuleringsverktøy for å kunne løse oppgaven.

1.1 Målsetning

Målet med denne oppgaven er å finne det vi mener er det beste tidspunktet for å stoppe injeksjon av gass og starte eksport av gass fra Rimfaks Statfjord. Dette skal vi komme frem til ved å diskutere resultatene vi har fått ved å gjøre simuleringer og økonomiske beregninger.

1.2 Rapportens struktur

Vi vil først gå gjennom det vi mener er relevant bakgrunnsinformasjon for denne oppgaven. Etter dette vil vi gå gjennom de metoder og verktøy vi har brukt. Til slutt vil vi diskutere resultatene vi har kommet frem til, samt argumentere for de valgene vi har tatt.

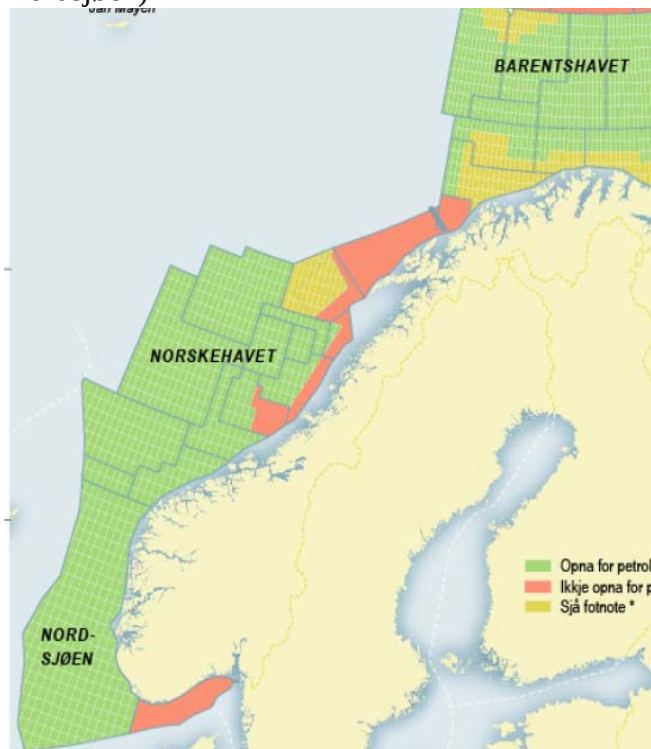
2 Bakgrunn

Vi har valgt å finne bakgrunnsstoff vi mener er relevant å belyse for denne oppgaven. Først vil vi gi informasjon og historikk om Nordsjøen. Dette både fordi oljeproduksjonen i Norge startet akkurat her, og fordi Rimfaksfeltet ligger i dette havområdet. Vi har videre valgt å se på Gullfaksfeltet generelt da satellitten Rimfaks er en del av dette oljefeltet. Til slutt har vi funnet informasjon om Rimfaksfeltet, da det er dette feltet oppgaven vår tar utgangspunkt i. Vi har også valgt å se litt på Statfjordsegmentet, da det er dette segmentet vi skal se på utvinningen fra.

2.1 Historikk Nordsjøen

Nordsjøen er den delen av Atlanterhavet som ligger mellom Norge og Danmark i øst, De Britiske øyer i vest, og Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike i sør. Nordsjøens areal er 0,6 millioner km². (Wikipedia, Nordsjøen)

Nordsjøen ble dannet ved oppsprekking av superkontinentet Pangea på slutten av jordens oldtid. Det daværende landområdet sank inn, og det ble dannet en nordlig og en sørlig havbukt med et vulkansk høydeområde i sentrale deler av Nordsjøen. I krittiden ble det dannet kalk som viser at havsirkulasjonen og næringstilgangen i havvannet var god. (Wikipedia, Nordsjøen)



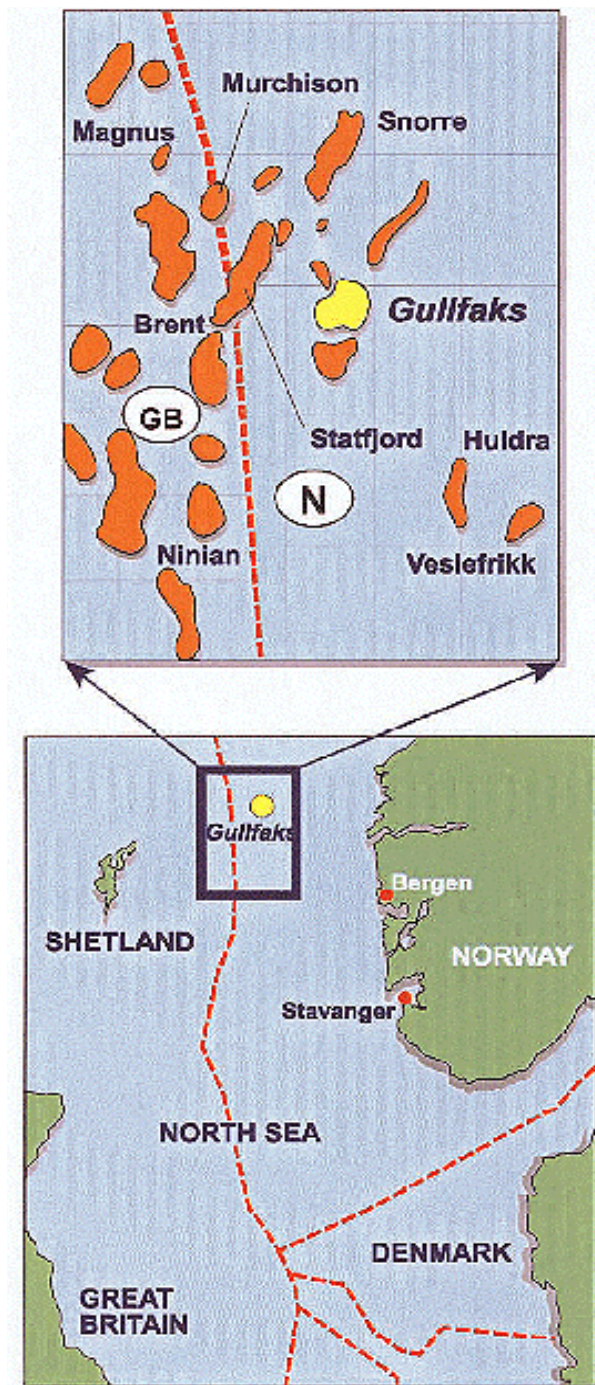
Ved utgangen av 1950-årene var det svært få som trodde at havbunnen utenfor norskekysten skjulte olje- og gassrikdommer. Men gassfunnet i Groeningen i Nederland i 1959 førte til geologisk nytenkning omkring Nordsjøens petroleumspotensiale. I 1963 fikk flere selskaper anledning til å foreta forberedende undersøkelser i Nordsjøen. De fikk lov til å gjøre seismiske undersøkelser, men ikke til å bore. (Faktaheftet, 2002)

I 1967 ble Balderfeltet i Nordsjøen funnet. I desember 1969 ble Ekofiskfeltet påvist, og tidlig i 1970 var det klart at dette funnet var betydelig. Senere samme år ble det gjort flere interessante funn i det samme området. Og i 1971 tok oljeproduksjonen i Nordsjøen til fra Ekofiskfeltet. (Faktaheftet, 2002)

Figur 1: Områder på norsk kontinentalsokkel

Etter dette har nye felt blitt funnet og oljeproduksjonen i Nordsjøen har vært betydelig. Tampen-området ble med feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre og flere mindre, felt det viktigste oljeproduserende området på norsk sokkel gjennom 1980- og 90-tallet. Transport av olje ut fra dette området foregår via bøyelasting til skip. (Faktaheftet, 2002)

2.2 Gullfaksfeltet

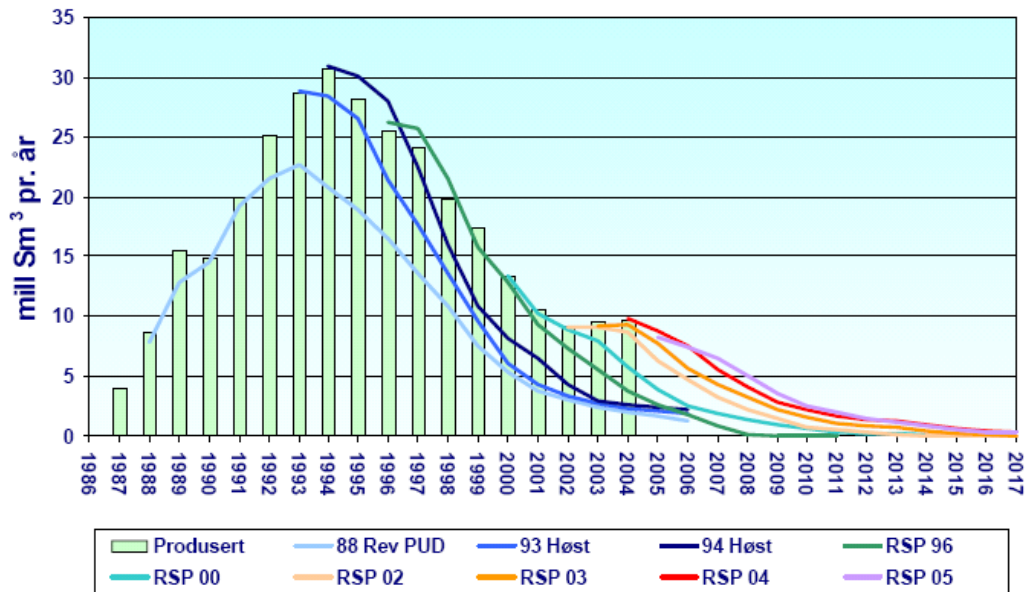


Figur 2: Gullfaksfeltets plassering

Gullfaksfeltet ble oppdaget i 1978, og ligger i blokk 34/10, ca 175 km nordvest for Bergen. Havdybden Gullfaksfeltet ligger på er mellom 130 og 220 meter. (OD Gullfaks) Den gang feltet ble oppdaget, var det Statoil, Norsk Hydro og Petoro som fikk tildelt lisenser på dette feltet, hvor Statoil var operatør. Lisensene er fordelt som følger; 61 % til Statoil, 30 % til Petoro og 9 % til Norsk Hydro, og disse utløper i 2016. (ScandOil Gullfaks)

Oljeproduksjonen på Gullfaksfeltet startet i desember 1986. Feltet har blitt utviklet med tre plattformer; Gullfaks A, B og C. Gullfaksinstallasjonene er en viktig del av infrastrukturen i Tampenområdet. (ScandOil Gullfaks)

Oljeproduksjonen på feltet drives ved hjelp av vann- og gassinjeksjon, der vanninjeksjon er hovedstrategien. Utvinningen av feltet er nå inne i senfase, og det jobbes med å øke utvinningsgraden. (OD Gullfaks) Ca 90 % av de antatt utvinnbare reservene er produsert. Hittil har en kombinasjon av mer gavmild natur enn opprinnelig antatt (lavere restoljemetning), større kunnskaper om reservoarene og teknologiske framskritt, gjort at antatt utvinningsgrad for Gullfaks hovedfelt er økt fra ca 44 % til ca 61 % i løpet av de siste 10 årene. Dette representerer mye olje og store økonomiske verdier. Det er også et viktig mål å øke utvinningsgraden ytterligere. (Reservoarstyringsplan, 2005) Som en ser av Figur 3, på neste side, har prognosene for utvinning fra Gullfaks hovedfelt økt jevnt siden produksjonen startet.



Figur 3: Offisielle prognoser for Gullfaks hovedfelt

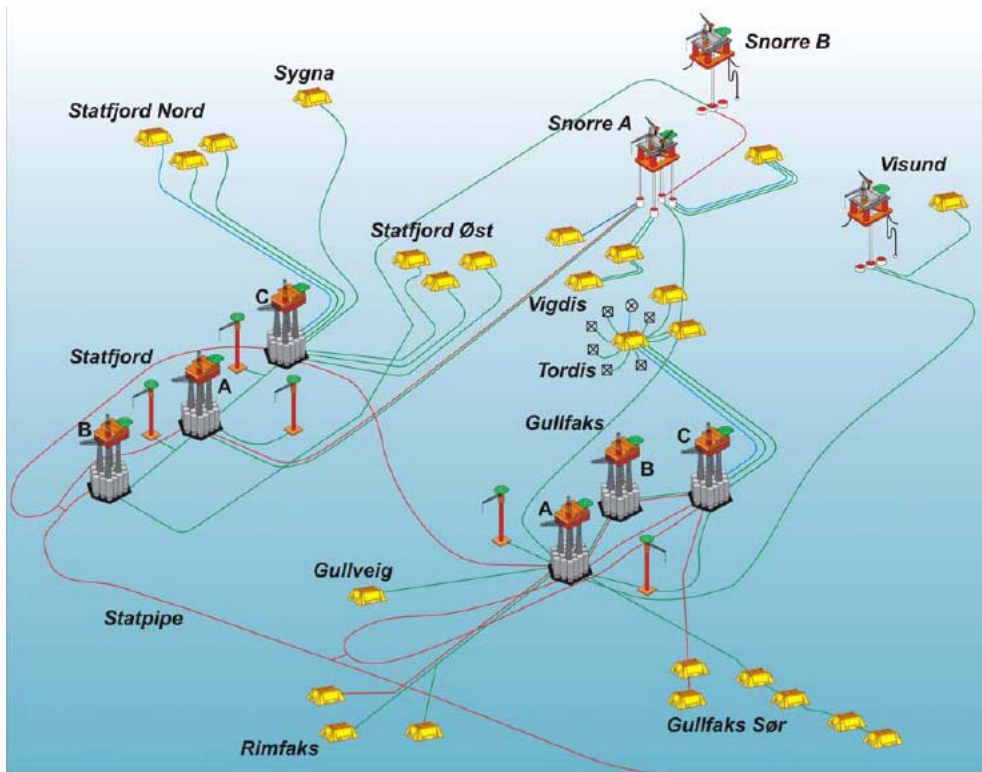
På Gullfaks- feltet finner vi også de tre satellittfeltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig som er bygd ut med undervannsbrønner som blir fjernoperert fra Gullfaks A- og C-plattformene. (Gullfaks web) Plasseringen av disse kan en se på bilde 4, som er et oversiktsbilde over alle installasjonene i Nordsjøen.

Gullfaks satellitter har vært i produksjon siden 1998, og ca. 47 % av basis olje/kondensat reservene er produsert. Totalt er antatt utvinningsgrad på Gullfaks satellitter 28 %. Utvinningsgraden varierer for de ulike reservoarene, da det er stor forskjell på kompleksitet. Gullveig Brent og Rimfaks Statfjord har en antatt utvinningsgrad på hhv. 44 % og 52 % av olje/kondensat reservene, mens Gullfaks Sør Brent og Gullfaks Sør Statfjord bare har hhv. 20 % og 14 %. (Reservoarstyringsplan, 2005)

Feltene Gullfaks Sør, Rimfaks, Skinfaks, Gullveig og Gulltopp ligger på atskilte, vestlig roterte forkastningsblokker på sørlige del av Tampenutstikkeren. Struktureringen er resultat av to ulike riftfaser, henholdsvis av permo-triassisk og sen jura - tidlig kritt alder. Struktureringen fra den første fasen kontrollerte til dels utviklingen av det strukturelle mønsteret i den siste fasen. (OD Gullfaks)

2.3 Rimfaksfeltet

Rimfaks er det ene av fem felt som utgjør Gullfaks satellitter, og ligger sør i blokk 34/10. Feltet har vært i produksjon siden februar 1999. Det består av tre undersjøiske bunnrammer som er tilknyttet plattformen Gullfaks A. (Rimfaks web) Rimfaks består av reservoarene Brent, Cook, Lunde og Statfjord. Rimfaks Brent har fire produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner, mens Rimfaks Statfjord har fire produsenter og to gassinjektorer. (Reservoarstyringsplan, 2005) Vi skal i vår oppgave se på utvinning fra Rimfaks Statfjord.



Figur 4: Installasjoner i Nordsjøen

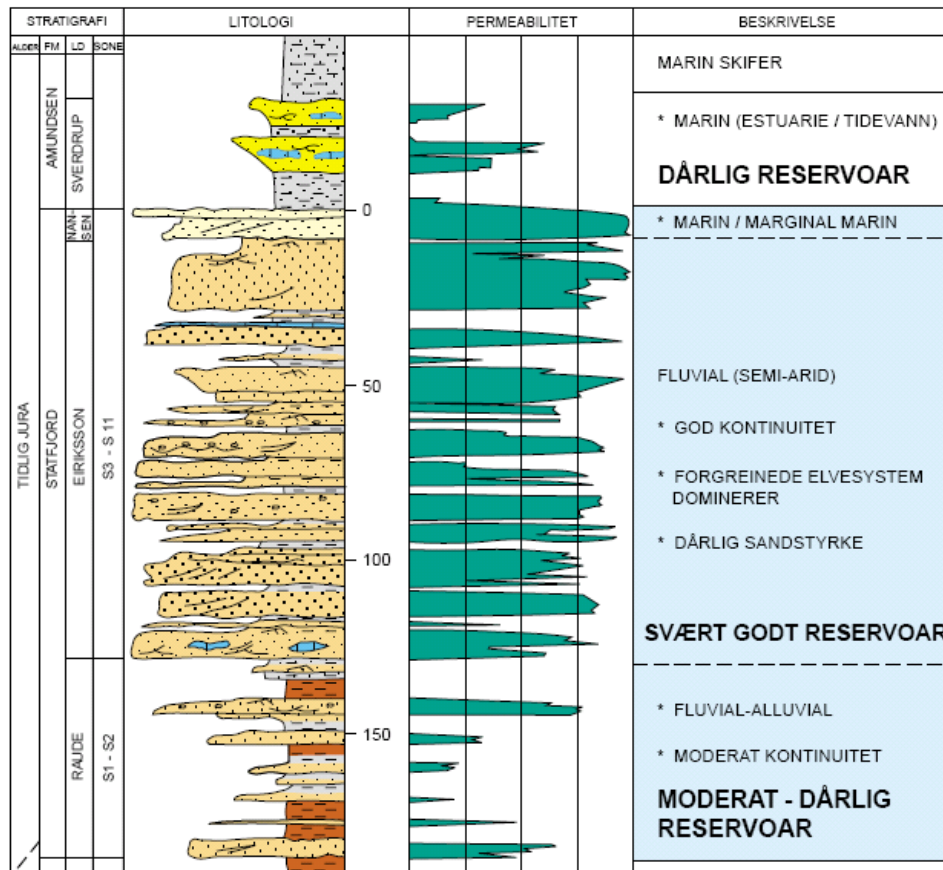
Rimfaks Statfjord reservoaret har en oljesone initielt på opptil 106 meter og en gasskappe på toppen av strukturen. Reservoaret består av to segmenter, P2 og P3, med samme kontaktsystem i begge segmentene. Reservoarkvaliteten er svært god, spesielt i øvre Statfjord. Ei-1 i nedre Statfjord har også gode egenskaper. Statfjord er adskilt av et tykt skiferlag, og det er også andre trykk-barrierer vertikalt i reservoaret. Kommunikasjonen lateralt i reservoaret er god. (Reservoarstyringsplan, 2005) Rimfaks ligger på et grunnere strukturelt nivå enn Gullfaks Sør, med topp reservoar på ca. 2500 m MHN. Feltet ligger på en rotert vesthellende forkastningsblokk og er begrenset av tre større forkastninger mot vest, nord og øst. (UiB GF Hovedoppgave)

Dreneringen av Rimfaks Statfjord skjer ved gassinjeksjon som drivmekanisme. I de første årene var det reinjeksjon som var dreneringsstrategien. De senere årene har reservoaret blitt produsert med trykkvedlikehold i reservoaret som dreneringsstrategi. Gassinjeksjonen foregår primært gjennom gassinjektor J-4H i P3- segmentet. (Reservoarstyringsplan, 2005) Per i dag benyttes én injektor og tre produsenter. Den fjerde produsenten har vært ute av drift siden 1.1.2006, men Statoil har planer om å sette den i drift igjen i løpet av 2007. Det blir en del av oppgaven vår å vurdere om vi synes dette er hensiktsmessig.

Gassen, som produseres blir til dels sendt tilbake i reservoarene for trykkstøtte, og til dels eksportert i Statpipe til Kårstø hvor den blir prosessert til salgsproduktene tørrgass og NGL. En mindre del av den produserte gassen blir brukt til kraftgenerering (brensel) på Gullfaks A og C. I tillegg vil litt gass gå til fakling på hver av plattformene. (Reservoarstyringsplan, 2005)

2.4 Statfjordsegmentet

Nedre del av Statfjordreservoaret, Eiriksson-1 og Raude, kjennetegnes av hyppige vekslinger mellom skifre og sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet. I Raude forekommer ofte røde skifre og jordprofiler. De nedre delene av Statfjordreservoaret har også et høyere innhold av feltspat og kaolinit enn øvre deler. Statfjord viser en mektighetsøkning fra ca. 250 m i Gullfaks Sør-området til ca. 450 m i Rimfaks-området. Både på Gullfaks Sør og Rimfaks er Statfjord oljefyllt med en gasskappe, mens hydrokarbonsystemet i Statfjord på Gullveig er gass/kondensat. (Reservoarstyringsplan, 2005)



Figur 5: Stratigrafi for Blokk 34/10, Gullfaksfeltet Statfjordformasjonen

3 Metode

3.1 Simuleringsverktøy

Vi vil her kort gjennomgå de simuleringsverktøyene vi har brukt.

3.1.1 ECLIPSE 100

Vi har brukt ECLIPSE 100 som simuleringsverktøy. ECLIPSEs reservoar-simulerings programvare tilbyr ulike robuste numeriske simuleringsteknikker for nøyaktige og raske løsninger for alle typer reservoarer og alle grader av kompleksitet – struktur, geologi, væsker og utbyggingsplaner. ECLIPSE er utviklet og lisensieres av Schlumberger. (slb.com, ECLIPSE) Av simuleringsverktøyene ECLIPSE tilbyr, benyttet vi ECLIPSE Blackoil og ECLIPSE Office.

ECLIPSE Blackoil er en helt implisitt trefase, tredimensjonal, generell oljesimulator. Blackoil tilbyr flere avanserte og unike spesialiseringer som for eksempel veiledende relativ permabilitet, vertikal likevekt, todelt porøsitet og permabilitet, ikke-nabo koblinger og en tre-komponent blandbar væske modell for simulering av blandet gassinjeksjon. Blackoil modellen antar at reservoarvæskene består av olje, løsningsgass og vann. Med Blackoil har en fordel at en kan modellere omfattende brønnkontroller, noe som gir en mer effektiv modellering av feltet. (slb.com, ECLIPSE)

ECLIPSE Office er et brukergrensesnitt som gir mulighet for å kvalitetskontrollere dataene, geologiske strukturer, egenskaper og produksjon. Dataene en får ut fra for eksempel Blackoil kan en behandle i Office. Simuleringsresultatene kan visualiseres i visualiseringsprogrammet til Office som for eksempel linjeplot, 2D kart og rapporter. 3D visualisering gir en mulighet til å analysere statiske og dynamiske egenskaper i reservoaret. (slb.com, ECLIPSE)

3.1.2 ECLIPSE modellen

Modellen vi brukte var historietilpasset frem til mai 2006. Denne ble etablert våren 2003, og er basert på en revidert geologisk modell fra 2002 hvor det er tatt hensyn til data samlet inn under boring av alle produsenter og injektorer i Rimfaks Statfjord. Den nye Eclipse-100 modellen erstattet den tidligere modellen som var fra før 1998. Den nye modellen består av 26 lag og har ca. 50 000 aktive blokker – noe som er en dobling av antallet sammenlignet med modellen fra 1998. Modellen ble initialisert i løpet av høsten 2002. Modellen er brukt til å kjøre sensitiviteter for fremtidig reservoaroppførsel. Alle prediksjoner er basert på trykkvedlikehold i reservoaret inntil nedblåsning starter. (Reservoarstyringsplan, 2005)

3.1.3 GLview

Som visualiseringsprogram har vi brukt GLview pro. GLview er opprinnelig utviklet ved SINTEF Anvendt matematikk, men viderutvikles, markedsføres og selges gjennom selskapet Ceetron ASA. (GLView info)

GLview er et raskt visualiseringsprogram som kan vise 3D geometrier basert på egne beregninger, tidsvarierende og statiske resultater (skalarer og vektorer/forskyvninger) og interaktiv animasjon der modellen kan roteres og manipuleres mens animasjonen kjører. (GLView info)

3.2 Valg av produksjonsstrategi

3.2.1 Igangsetting av fjerde produksjonsbrønn

Per i dag er den ene produksjonsbrønnen ute av drift, men Statoil planlegger å sette den i drift igjen. Vi ønsker å finne ut om dette vil lønne seg. Dette vil komme an på om det er økonomisk lønnsomt i forhold til kostnaden ved å sette den i drift igjen. Dette kan gi utslag i form av økt oljeproduksjon og raskere utvinnig av oljen, noe som vil være økonomisk lønnsom. Hvis vi kommer frem til at dette er en lønnsom operasjon, kommer vi til å simulere med at denne brønnen produserer videre i oppgaven. Navnet på denne brønnen er H-2AH.

3.2.2 Profittmaksimering vs. utvinningsgrad

Vi blir i løpet av oppgaven nødt til å gjøre avveininger angående om vi ønsker å tjene mest mulig på produksjonen, altså gå for profittmaksimering. Eller om vi skal legge vekt på å produsere mest mulig av oljen i reservoaret, altså høyest mulig utvinningsgrad. Oppgaven i seg selv legger ingen føringer for hvilke valg vi bør ta med hensyn på dette. Et kriterium vi vil ta med i vurderingen er petroleumsloven:

Lov om petroleumsvirksomhet

§ 4-1. Forsvarlig utvinning

Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumforekomst, eller i flere petroleumforekomster sammen, blir produsert. Utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper og slik at øding av petroleum eller reservoarenergi unngås. For å oppnå dette, skal rettighetshaver fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak. (Lovdata web)

3.2.3 Tidspunkt for stopp av gassinjeksjon

Tidspunktet vi setter for stopp av oljeproduksjon og start av gassproduksjon vil avhenge av valgene vi tar med tanke på profittmaksimering vs. utvinningsgrad som vi belyste i avsnittet over. På grunn av økt etterspørsel etter gass om vinteren, er det mest gunstig å la datoen være 1. oktober. Så med utgangspunkt i dette har vi kun variert hvilket år nedblåsning skal starte.

3.2.4 Valg av gassproduksjonsbrønn

Vi blir nødt til å bestemme oss for hvilken strategi vi ønsker å benytte for å produsere gassen. Valgene vi her vil vurdere er å bore sidesteg fra en av de eksisterende produksjonsbrønnene, å benytte en eller flere av de eksisterende produksjonsbrønnene uten å gjøre endringer, å sementere og perforere eksisterende brønner eller å gjøre om en eller flere av injeksjonsbrønnene til å bli produksjonsbrønner. Å bruke injeksjonsbrønner, fikk vi opplyst fra Statoil, at ikke var mulig siden J-rammen, som brukes til injeksjon, ikke uten videre kunne brukes til produksjon (Reservoarstyringsplan, 2005). Vi valgte derfor å ikke undersøke dette nærmere. Valgene vi tar vil avhenge av hvor vanskelige de eventuelle operasjonene er, hvor mye de vil koste i forhold til økt utvinning, og av kapasiteten til rørledningen som fører gassen til Gullfaks A plattformen.

3.2.5 Boring av sidesteg for å få ut restolje

Etter hvert som vi hadde simulert oljeutvinningen fra reservoaret så vi på metningsgraden i reservoaret at det forekom lommer med olje som det kunne være aktuelt å bore sidesteg for å

få utvunnet. Dette valget vil avhenge av om det er økonomisk lønnsom å bore et sidesteg i forhold til den økte oljeutvinningen. Dette sidesteget er referert til som "NTNU_ST" videre i oppgaven.

3.2.6 Navn på brønner

I løpet av oppgaven vil vi henwise til en del forskjellige brønner i reservoaret. Vi har gjengitt navnene samlet her.

Eksisterende, åpne brønner ved start av prediksjon:

H-1AH (også referert til som H1).
H-3T3H (også referert til som H3)
H-4H (også referert til som H4)

Eksisterende brønn som ikke er i drift per i dag:

H-2AH (også referert til som H2)

Mulige sidesteg for gassproduksjon:

H-3H_S1 (Sidesteg fra H-3T3H)
H-4H_S1 (Sidesteg fra H-4H)

Mulig sidesteg for å ta ut restolje:

NTNU_ST (Sidesteg fra H-2AH)

3.3 Verktøy for økonomisk analyse

Vi vil her kort presentere verktøyene vi har brukt til å gjøre de økonomiske analysene.

3.3.1 Excel

Microsoft Office Excel er et program produsert av Microsoft og er en del av Microsoft Office-pakken. Programmet er basert på regneark der man kan utføre beregninger, ofte i form av matematiske problemer, analysere informasjon, behandle lister og talldata i regneark eller websider. Programmet har avanserte matematiske funksjoner, og har en hel del formler og funksjoner inkludert. Programmet brukes også til å produsere diagrammer og statistikk. (Wikipedia, Excel)

Vi har benyttet dette programmet i forbindelse med beregninger av nåverdier og sensitivitet i vår oppgave.

3.3.2 MATLAB

MATLAB er en forkortelse for "matrix laboratory", og er et numerisk beregningsprogram, og programmeringsspråk. Programmet er utviklet av The MathWorks, og muliggjør matriseregning, plotting av funksjoner og data, implementasjon av algoritmer, å lage brukergrensesnitt, og grensesnitt med andre programmer i andre språk. (Wikipedia, MATLAB)

Vi har benyttet dette programmet for å illustrere resultatene fra våre økonomiske beregninger, i form av plot.

4 Utførte Simuleringer

Vi har gjort mange simuleringer for å komme frem til et svar på denne oppgaven. Men vi vil kun gå nærmere inn på de som gav signifikante resultater. Først har vi to tabeller som beskriver valg av produsenter og nedblåsningsdato i alle de forskjellige casene vi har kjørt. Etter dette presenterer vi resultatene disse forskjellige simuleringene gav, hva gjelder nåverdi, utvinningsgrad og termineringstidspunkt.

4.1 Tabeller for Produsenter og Blowdown (BD) dato

Dette er de første simuleringene vi gjorde, og resultatene fra disse brukte vi til å velge hvilke simuleringer vi skulle gjøre videre.

Case	(Olje)produsenter til BD dato	BD År	(Gass)produsenter etter BD dato
1	H1, H3 og H4	Aldri	
2	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	Aldri	
3	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H1, H2, H3 og H4
4	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H1, H2, H3 og H4
5	Ikke brukt		
6	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H3 og H4
7	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H3 og H4
8	Ikke brukt		
9	H1, H3 og H4	2007	H1, H3 og H4
10	H1, H3 og H4	2007	H3 og H4
11	H1, H3 og H4. H2 fra 01.07.07 gjøres om til NTNU_ST 01.01.09	Aldri	
12	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H-3H_S1, H-4H_S1, H1 og H2
13	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H-3H_S1, H-4H_S1, H1 og H2
14	Ikke brukt		
15	H1, H3 og H4	2007	H-3H_S1, H-4H_S1
16	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H-3H_S1, H-4H_S1
17	Ikke brukt		
18	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	Kun H2 med nye perforeringer
19	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	Kun H2 med nye perforeringer
20	Ikke brukt		
21	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H3 med eget forslag til brønnbane
22	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H4 med eget forslag til brønnbane
23	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H-3H_S1
24	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H-4H_S1
25	H1, H3 og H4. H2 fra 01.07.07 gjøres om til NTNU_ST 01.01.09	2012	H1, H3, H4 og NTNU_ST
26	H1, H3 og H4. H2 fra 01.07.07 gjøres om til NTNU_ST 01.01.09	2021	H1, H4, H-3H_S1 og NTNU_ST
27	H1, H3 og H4	2007	H1, H-3H_S1 og H4

Tabell 1: Oversikt over de første utførte simuleringene

Denne tabellen dekker de casene vi mener benytter optimal produksjonsstrategi for å maksimere nåverdien til prosjektet. Vi har kun variert oppstartsår for nedblåsning av gasskappen. Oljeprodusentene og gassprodusentene er de samme for alle disse simuleringene.

Case	(Olje)produsenter til BD dato	BD År	(Gass)produsenter etter BD-dato
2007	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2007	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2008	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2008	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2009	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2009	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2010	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2010	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2011	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2011	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2012	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2012	H1, H2, H-3H_S1 og H4
2013	H1, H2(01.07.07), H3 og H4	2013	H1, H2, H-3H_S1 og H4

Tabell 2: Oversikt over simlinger der vi varierer år for nedblåsning av gasskappen

4.2 Tabeller for utvinningsgrad, nåverdi og termineringstidspunkt

Tabellmaterialet gitt i tabell 3 og 4 svarer til resultatene fra simuleringene som er angitt i henholdsvis tabell 1 og 2. Casene med høyest forventet nåverdi, og høyest utvinningsgrad er uthevet. Som vi ser, vil termineringstidspunktet være avhengig av når nedblåsningen av gassen igangsettes. Generelt vil sent nedblåsningstidspunkt føre til sent termineringstidspunkt, høy utvinningsgrad og lav nåverdi. Mens tidlig tidspunkt for nedblåsning medfører tidlig termineringstidspunkt, lav utvinningsgrad og høy nåverdi.

Case	Utvinningsgrad (%)	NPV (NOK)	Termineringstidspunkt
1	44,5	1,60E+09	2012
2	46,8	1,84E+09	2014
3	44,3	5,00E+09	2019
4	48,4	3,69E+09	2020
5	Ikke brukt		
6	42,8	4,53E+09	2014
7	48,1	3,65E+09	2019
8	Ikke brukt		
9	42,8	4,71E+09	2020
10	42,7	4,64E+09	2014
11	51,1	2,05E+09	2020
12	42,4	3,93E+09	2015
13	47,6	3,40E+09	2018
14	Ikke brukt		
15	41,8	4,73E+09	2014
16	47,2	3,84E+09	2018
17	Ikke brukt		
18	41	3,79E+09	2029
19	46,3	3,22E+09	2029
20	Ikke brukt		
21	41,3	3,77E+09	2021
22	41,3	3,75E+09	2021
23	47,2	3,54E+09	2021
24	47,1	3,52E+09	2021
25	48,7	3,59E+09	2020
26	52,6	3,16E+09	2029
27	42,6	4,92E+09	2016

Tabell 3: Resultater fra de første simuleringene

Case	Utvinningsgrad (%)	NPV (NOK)	Termineringstidspunkt
2007	43,0	5,16E+09	2014
2008	44,3	4,53E+09	2014
2009	45,3	4,25E+09	2016
2010	46,3	4,01E+09	2017
2011	47,1	3,88E+09	2018
2012	48,0	3,80E+09	2019
2013	48,7	3,69E+09	2019

Tabell 4: Resultater for simuleringene der vi varierer år for nedblåsning av gasskappen

Vi har også tatt med en del plot fra følgende kjøringer, ettersom disse er de vi har betraktet mest. Casene er valgt ut på grunn av høyest nåverdi (case 2007), variasjon i oppstartstidspunkt for nedblåsning av gasskappen (case 2008-2013), case uten å bore sidesteg, men med nest høyest nåverdi (case 3) og caset med høyest utvinningsgrad (case 26):

- Utvinningsgrad, olje (FOE): Case 3, 26 og case 2007-2013.
- Total gassproduksjon (FGPT): Case 3, 26 og 2007-2013.
- Vannproduksjonsrate (FWPR): Case 3, 26 og 2007-2013.

Disse plottene ligger i vedlegg A. Under har vi samlet en del informasjon fra disse.

Case	Topp vannrate (Sm ³)
3	760
26	520
2007	590
2008	520
2009	520
2010	520
2011	520
2012	520
2013	520

Ser fra grafene at brønnene generelt har lav vannproduksjon, vi har noen "spiker", men heller ikke disse er veldig store. Det vil også være mulig å rute om noe av væsken via I-rammen der det går et 10" rør opp til Gullfaks A ved behov. Fra H-rammen går det et 8" rør opp til Gullfaks A. Vi har fått opplyst, fra statoil, at vannproduksjon ikke har vært noe problem på Rimfaks, så vi vil anta at dette ikke vil ha noen innvirkning på vår analyse av produksjonsstrategier.

Tabell 5: Maks rate vannproduksjon for de mest aktuelle casene

Case	Total gassproduksjon (Milliarder Sm ³)
3	3,8
26	5,0
2007	4,6
2008	4,4
2009	4,6
2010	4,6
2011	4,7
2012	4,7
2013	4,8

Siden vi injiserer like mye gass som vi produserer mens injeksjonen fortsatt går, blir totalt produsert gass beregnet ved å ta totalt produsert gass ved sluttproduksjon og trekke fra totalt produsert gass ved injeksjonsslutt.

Tabell 6: Totalt produsert gass for de mest aktuelle casene

5 Økonomisk analyse

5.1 Vurdering av cases

Simuleringene vi satte opp var systematiske, og hensikten med disse var å komme frem til hvilke løsninger som ville være mest økonomisk gunstige, slik at vi kunne eliminere visse muligheter og bygge videre på andre. Det første vi gjorde var å teste caset der vi kun produserer olje med brønnene slik de er for øyeblikket opp mot caset der vi 1. juli 2007 tar i bruk brønnen H2 (H-2AH), som i øyeblikket er ute av drift. Vi kom frem til at den sistnevnte løsningen er den beste så vel økonomisk som i forhold til utvinningsgrad. Vi ønsker derfor å benytte oss av muligheten til å sette denne brønnen i drift i de fleste casene vi betrakter videre.

Vi ønsker å finne ut hvorvidt det er lønnsomt å drive gassproduksjon med to eller fire brønner etter at vi har sluttet å injisere gass. Vi har sett på muligheten for å stoppe gassinjeksjon i 2007 og 2012 for begge disse scenariene. I casene der vi kun driver gassproduksjon med to brønner, har vi valgt å gjøre dette med H3 (H-3T3H) og H4 (H-4H). Vi kom frem til at det vil være lønnsomt både økonomisk og i forhold til utvinningsgrad å velge å bruke alle de fire brønnene som gassprodusenter.

Vi forsøkte også å la være å åpne opp den stengte brønnen; H2, og blåse ned gasskappen med de tre øvrige brønnene, men det viste seg at det var lønnsomt både med tanke på nåverdi og utvinningsgrad å åpne opp H2. Videre testet vi om det var mer lønnsomt å la være å åpne opp H2 hvis vi skulle blåse ned gasskappen med kun to brønner; H3 og H4. Det viste seg å være økonomisk mest lønnsomt å la være å åpne H2 hvis gassproduksjon kun skal gjennomføres fra H3 og H4 etter stopp av gassinjeksjon. Men det mest lønnsomme scenariet i forhold til økonomi og utvinningsgrad er foreløpig å åpne opp H2, og å blåse ned gasskappen med alle de fire eksisterende brønnene.

Vi ønsket så å undersøke hvorvidt det er lønnsomt å bore et sidesteg for å få opp restoljen. Dette er i tilfelle aktuelt å gjøre fra 2009. Hvis vi kun betrakter hvordan oljeproduksjonen utvikler seg, er dette lønnsomt både i forhold til utvinningsgrad og økonomi. Videre vil vi se på om det er lurt å benytte oss av sidesteg når vi skal nedblåse gassen. Vi forsøkte dette med sidestegene vi kaller H-3H_S1 og H-4H_S1. Det viste seg å ikke være lønnsomt å bruke disse sidestegene til nedblåsning av gasskappen i forhold til å bruke eksisterende brønner.

Vi ønsket å teste hvorvidt det er lønnsomt å kun bruke disse to nye sidestegene til nedblåsning av gasskappen. Vi fant ut at det gav høyere nåverdi, men lavere utvinningsgrad å utelukkende bruke disse to sidestegene som gassprodusenter, i forhold til å bruke de to andre brønnene som gassprodusenter i tillegg. Disse sidestegene førte til høyere nåverdi enn de to eksisterende brønnene, men utvinningsgraden av olje er høyere for de eksisterende brønnene H3 og H4 enn de nye sidestegene H-3H_S1 og H-4H_S1. Vurdert opp mot å nedblåse gass med de fire eksisterende brønnene, vil nedblåsning av gass fra sidestegene vi har betraktet føre til lavere utvinningsgrad. Nåverdien vil bli lavere for nedblåsning av gasskappen med de to sidestegene dersom nedblåsningen starter i 2007 i forhold til nedblåsning med de fire eksisterende brønnene, mens nåverdien blir høyere for tilfellet der vi benytter oss av sidestegene dersom nedblåsningen startes i 2012.

Vi ønsker å finne ut hvorvidt nye perforeringer i H2 vil være lønnsomt. Vi simulerer nye perforeringer i I:24, J:46, K:1-5, og holder de andre brønnene stengt. Ved å sammenlikne med de andre casene vi allerede hadde kjørt, fant vi ut at disse perforeringene gav lavere

utvinningsgrad og nåverdi enn alle de andre casene det var naturlig å sammenlikne med. Vi bestemte oss derfor for å ikke gå videre med denne perforeringen.

Vi forsøkte også å blåse ned gasskappen med H-4H_S1A, med nye perforeringer i I:34, J:62-45, K:2 og med I:36, J:42-65, K:2. Disse casene viste seg å medføre noe høyere utvinningsgrad enn perforeringene i H-2AH, men førte til noe lavere nåverdi. Forskjellen var så liten at vi lot være å se noe mer på perforeringer, og valgte heller å konsentrere oss om å finne sidesteg som kunne være aktuelle i forbindelse med nedblåsningen av gasskappen.

Vi ønsket å finne ut av hvilket av sidestegene H-3H_S1 og H-4H_S1 som var best egnet. Disse sidestegene gav rimelig likt resultat både hva gjelder nåverdi og utvinningsgrad, men H-3H_S1 var marginalt bedre i forhold til både utvinningsgrad og nåverdi. Derfor valgte vi å konsentrere oss om dette sidesteget videre.

Vi vil finne ut om det har noe for seg å benytte et sidesteg for utvinning av restolje fra produsenten H2 fra 2009. Dette gav en lavere nåverdi enn ved nedblåsning med de fire eksisterende gassprodusentene, men førte til en noe høyere utvinningsgrad. Vi forsøkte også dette restoljesidesteget i et case der vi ikke startet nedblåsning av gasskappe før 2021. I tillegg benyttet vi oss av sidesteget H-3H_S1. Dette medførte den høyeste utvinningsgraden (52,6 %) av samtlige cases vi har betraktet. Nåverdien (3,16 milliarder NOK) var derimot ikke spesielt høy.

Vi ønsket å undersøke hvorvidt det er lønnsomt å benytte oss av H1, H2, H4 og sidesteget H-3H_S1 som gassprodusenter. Det viste seg å være lønnsomt å åpne opp H2 uansett, selv med start av nedblåsning av gasskappe i 2007. Dette kommer av at denne produsenten ligger bra plassert i forhold til gasskappen, og vil bidra til produksjon av gass i stor grad. Etter grundige vurderinger, bestemte vi oss for å gå for dette alternativet, ettersom det gav det jevnt over beste resultatet både med tanke på nåverdi og utvinningsgrad i forhold til de andre alternativene som vi har betraktet. Vi kjørte dermed dette caset med ulike tidspunkter for stopp av gassinjeksjon. Vi valgte å betrakte årene 2007-2013 som alternative årstall for stans av gassinjeksjon. Vår videre analyse baserer seg på resultatene fra disse casene.

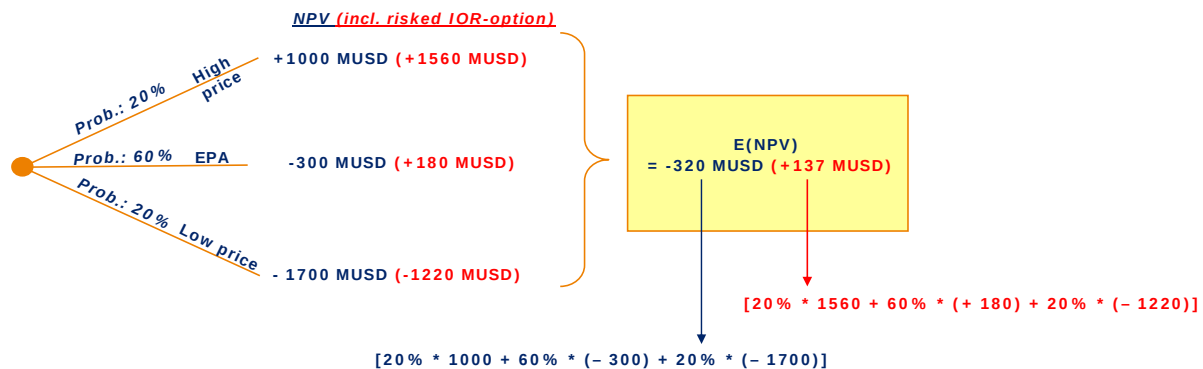
5.2 Økonomiske beregninger

For å vurdere lønnsomheten til de ulike scenariene, har vi utført økonomiske beregninger i regneark, og regnet ut nåverdiene for salg av produsert olje og gass i hvert av casene vi har simulert. Måten beregningene er foretatt på, er ved å benytte RSM-filer som blir skrevet ut fra ECLIPSE. Fra disse filene har vi prediksjon for kumulativt produsert volum av olje og gass for de periodene vi betrakter. Ved hjelp av disse kumulative volumene finner vi produsert mengde olje og gass for hvert enkelt år.

Vi har fått oppgitt Statoils estimer for olje- og gasspriser. Oljeprisen er estimert til å synke frem til 2011, og regnes for å være konstant etter den tid. Gassprisen antas å synke frem til 2014, og regnes for å være konstant etter den tid. Ut ifra oljeprisene, regner vi ut "verste"/"beste" oljepris ved å trekke fra/legge til 40 % på den estimerte oljeprisen. Tilsvarende gjorde vi da vi skulle beregne gassprisen.

Vi beregnet nåverdier for hvert år. Vi summerte inntektene for oljesalg og gassalg, og trakk fra årlige utgifter på 4 millioner NOK for hver brønn som er i drift i løpet av et år (OPEX). I tillegg trakk vi fra 200 millioner NOK det året som vi satte brønn H-2AH i drift, i de casene hvor vi hadde valgt å benytte oss av denne muligheten (CAPEX). I de casene hvor vi hadde

valgt å lage sidesteg for nedblåsning av gasskappe trakk vi fra utgiften som dette medførte; 300 millioner NOK pr sidesteg. I tilfellene der vi har valgt å perforere kommer det en utgift på 25 millioner NOK for det aktuelle året som denne hendelsen finner sted. Beløpene fremover i tid neddiskonterte vi med en diskonteringsfaktor på 8 %. Videre beregnet vi "verste" og "beste" tenkelige nåverdi. Dette gjorde vi ved å bruke "lavest" og "høyest" tenkelige olje-/gasspris, kombinert med "høyest" og "lavest" tenkelige kostnader. For å finne forventet nåverdi, vekter vi disse estimerte nåverdiene med 60 % sannsynlighet for "base case" og 20 % sannsynlighet for hvert av de ekstreme utfallene "best" og "worst" case. Dette er illustrert i figur 6.

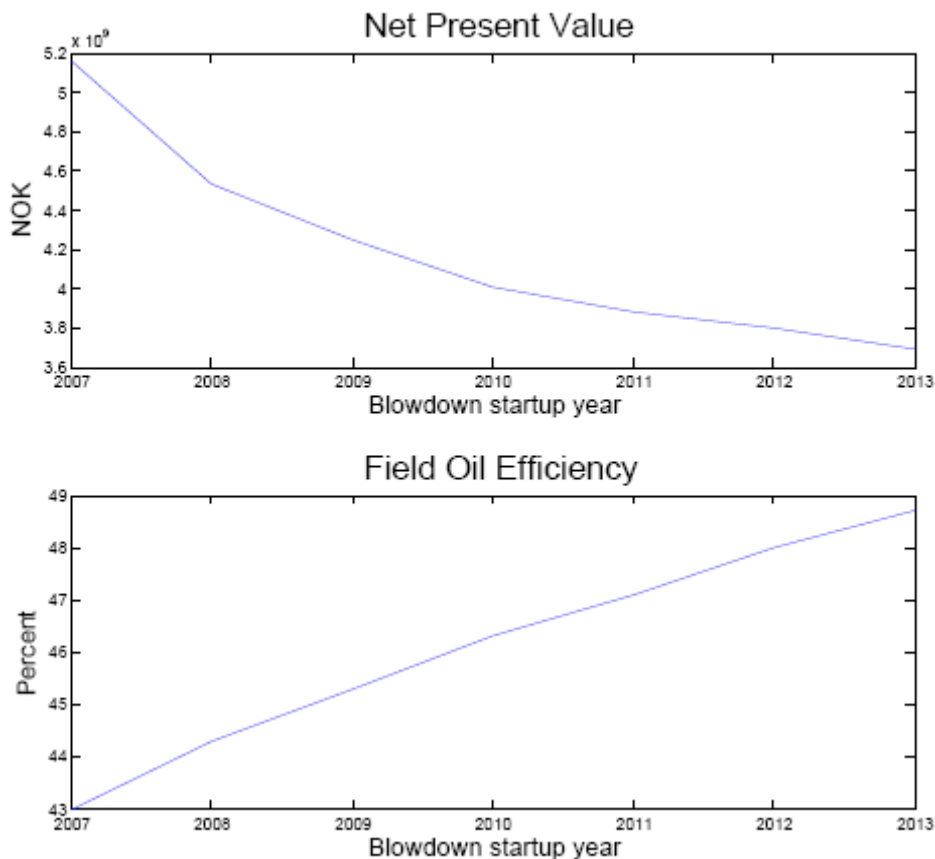


Figur 6: Eksempel på Statoils modell for beregning av nåverdi

Vi legger merke til at det økonomisk mest gunstige er å starte nedblåsning av gasskappen så tidlig som mulig, mens det mest optimale med tanke på å oppnå høy utvinningsgrad ikke uventet, er å vente så lenge som mulig med å starte nedblåsningen av gasskappen. Det blir da en vurderingssak å finne et optimalt starttidspunkt for nedblåsningen av gasskappen. Det er ingen åpenbar fasit på dette spørsmålet. Dersom man utelukkende legger vekt på den økonomiske gevinsten, vil man starte nedblåsningen av gasskappen 1. oktober inneværende år.

En strategi som utelukkende legger vekt på den økonomiske gevinsten kan sies å stride mot loven om petroleumsvirksomhet. Denne loven sier at man skal utvinne olje på en slik måte at mest mulig petroleum blir produsert. Dette er en lov man åpenbart må ta hensyn til, og den sammenfaller også bra med Gullfakslandsbyens overordnede mål; "Hvordan få 10 % ut mer olje fra Gullfaksfeltet?" Vi vil derfor anta at dette kriteriet vil veie relativt tungt når en beslutning skal fattes, og at vi derfor vil velge et senere starttidspunkt for nedblåsning av gasskappen enn vi ville ha gjort ved kun å ta hensyn til økonomisk gevinst. Vi vil drøfte dette nærmere i oppgavens diskusjon.

Figur 7 illustrerer hvordan nåverdien utvikler seg i forhold til når vi velger å starte nedblåsningen av gasskappen, samt hvordan utvinningsgraden utvikler seg som følge av starttidspunktet for nedblåsning av gasskappen. Vi kan legge merke til at disse profilene har tilnærmet motsatt utvikling i forhold til hverandre. Profilen til utviklingen i utvinningsgrad er tilnærmet lineær, mens profilen til utviklingen i nåverdi ser ut til å avta raskere de første årene i forhold til de seneste årene vi har betraktet. Dette er en god illustrasjon på at det er vanskelig å finne ett beste år for nedblåsning av gasskappen, da man hele veien får økt utvinningsgrad mens nåverdien synker.



Figur 7: Nåverdi VS Utvinningsgrad, 2007-2013

5.3 Sensivitetsanalyse

For å studere hvordan de ulike faktorene vil påvirke beregnet nåverdi, har vi valgt å utføre en sensitivitetsanalyse, som kan avdekke hvor mye et avvik på +/- 40 % for hver enkelt faktor vil spille inn på estimert nåverdi. Faktorene vi ser på her er oljepris, gasspris, CAPEX, OPEX, dollarkurs og ECLIPSE-modellen. På grunn av formen på formelen for beregning av nåverdi, vil en viss prosents avvik i oljepris målt i forhold til "base case" ha samme effekt som tilsvarende avvik i dollarkurs eller produsert mengde olje i forhold til "base case". På samme måte vil en viss prosents avvik i gasspris medføre samme effekt som tilsvarende avvik i produsert mengde gass. I tillegg vil en viss prosents avvik i forhold til simulert mengde olje og gass fra ECLIPSE-modellen ha samme effekt som tilsvarende avvik i både olje- og gasspris. Profilen for avviket i ECLIPSE-modellen er dermed summen av profilene for olje- og gasspris.

For å oppsummere er følgende kurver sammenfallende:

ECLIPSE (Grønn kurve)

- Samtidig feil i predikert produksjon av olje og gass
- Samtidig feil i prediksjon av oljepris og gasspris
- Kombinasjoner av ovennevnte

Oljepris (rød kurve)

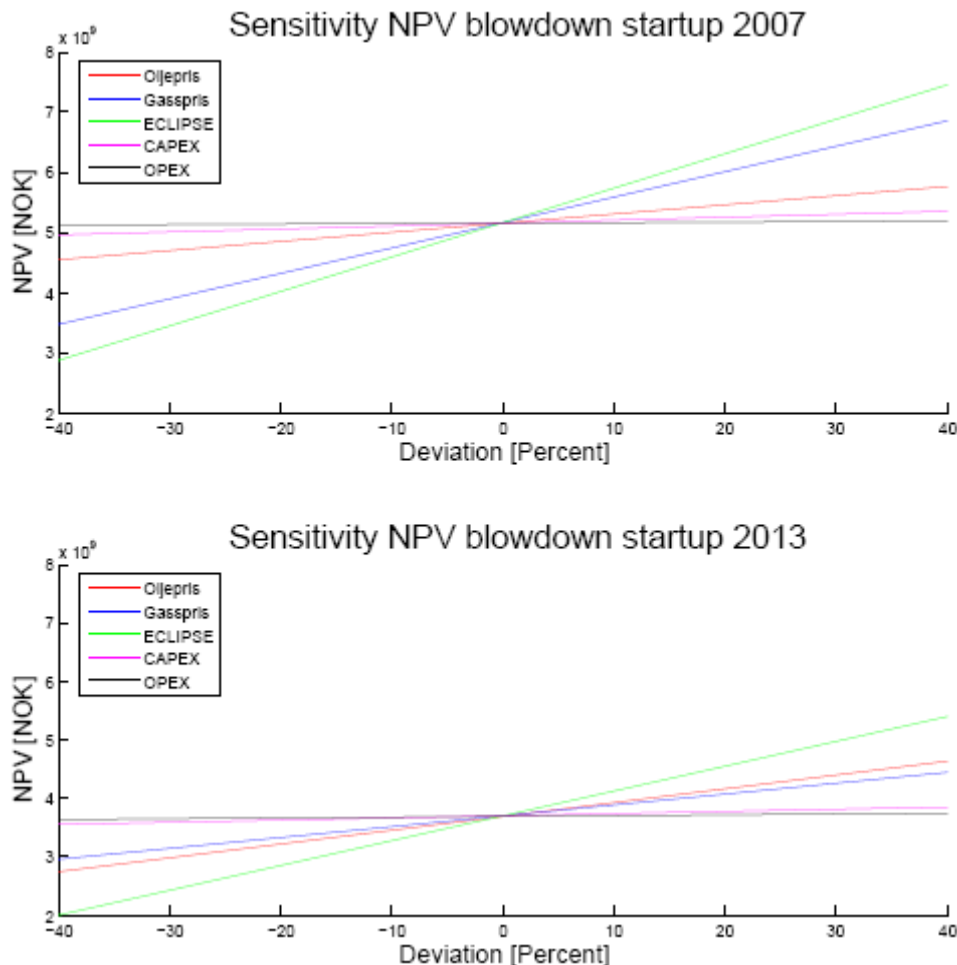
- Variasjon i prediksjon
- Variasjon i oljepris

- Variasjon i dollarpris

Gasspris (blå kurve)

- Variasjon i prediksjon
- Variasjon i gasspris

I realiteten vil gjerne gasspris også avhenge av dollarkurs, ettersom den gjerne skal selges på et internasjonalt marked. Men siden vi fikk oppgitt råvareprisen i NOK har vi sett bort fra dette.



Figur 8: Sensitivitet i nåverdi, 2007 og 2013

Plottene i figur 8 illustrerer sensitivitet for oppstart av nedblåsning i 2007 sammenliknet med oppstart i 2013. Vi legger merke til at endringer i CAPEX og OPEX ikke vil ha altfor stor innvirkning på nåverdien. Effekten av usikkerhet i ECLIPSE-modellen er derimot den mest betydningsfulle faktoren. Dette er helt naturlig i og med at det tilsvarer summen av effekten av usikkerhet i inntektene fra olje- og gassalg.

Det er interessant å observere at dersom vi starter nedblåsning av gasskappen tidlig, vil gassprisen være svært betydningsfull, mens variasjon i oljepris ikke vil spille en like signifikant rolle. Dersom vi starter nedblåsningen senere, ser vi at variasjon i oljeprisen vil være mer betydningsfull enn variasjon i gassprisen. Men her ser vi at forskjellen ikke er like stor som forskjellen var ved et tidligere tidspunkt. Vi bør være klar over at olje- og gasspriser

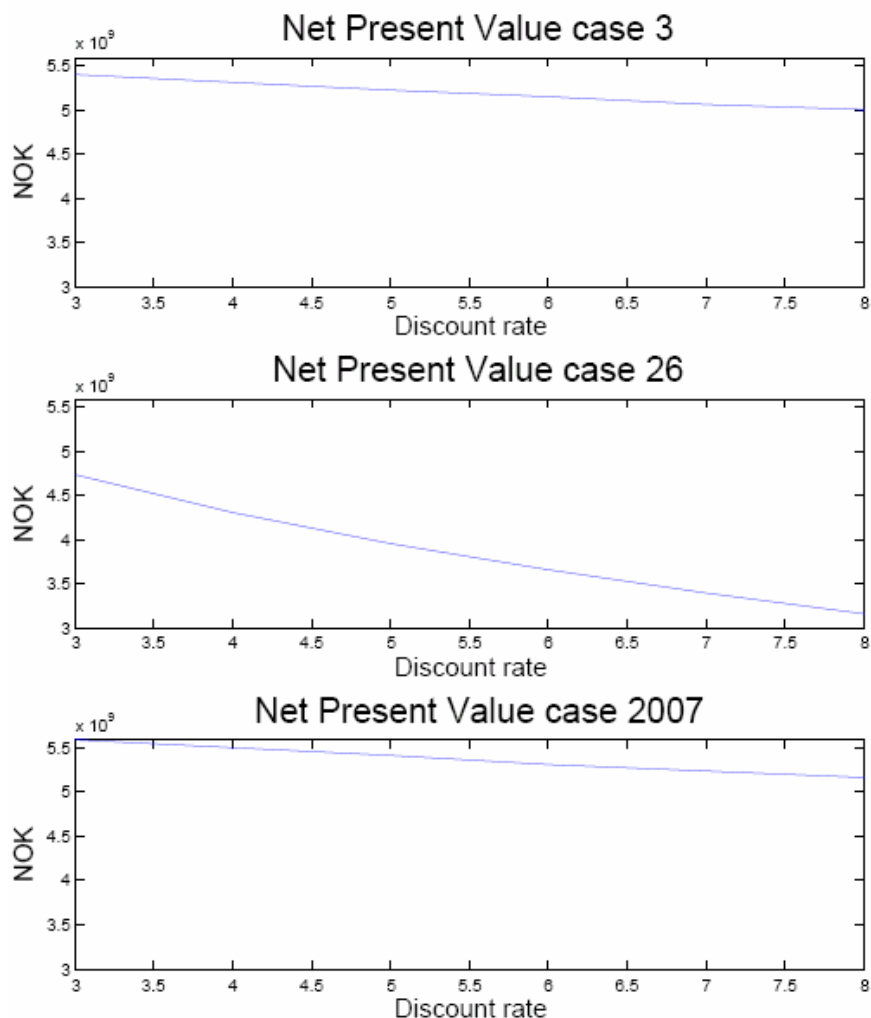
er korrelert. Dette gjør det interessant å betrakte profilen som vi har kalt ECLIPSE. Når vi ser på denne, kan vi legge merke til at usikkerheten i olje- og gasspris samlet vil ha en større effekt dersom man starter nedblåsning i 2007 i forhold til i 2013. Dette fører til at dersom prisene på olje og gass skulle være mye lavere enn estimatene som vi har brukt, vil ikke forskjellene i nåverdi bli så store. Dersom dette skulle være tilfelle, vil det kanskje være "enklere" å kunne velge å starte nedblåsningen av gasskappen senere, slik at utvinningsgraden blir høy, samtidig som det økonomisk ikke vil utgjøre så stor forskjell. Dersom olje- og gassprisene skulle være langt høyere enn estimert, vil derimot dette medføre en større forskjell økonomisk, og man kan være mer fristet til å velge et tidligere tidspunkt. Dette vil medføre større økonomisk gevinst enn det vi har estimert, og det vil derfor være vanskeligere å argumentere for å vente med nedblåsningen av gasskappen.

Man må spørre seg hvor realistiske estimatene for olje- og gasspriser er. Dersom man kommer frem til at estimatene har stor sannsynlighet for å være lavere enn man har antatt, vil man lettere kunne velge et sent tidspunkt for nedblåsningen av gasskappen, og ivareta det lovpålagte kravet om utvinningsgrad. Dersom man har grunn til å anta at olje- og gassprisene har stor sannsynlighet for å være høyere enn man har estimert, vil beslutningen bli vanskeligere. I og med at loven om petroleumsvirksomhet pålegger en å drive forsvarlig utvinning i den forstand at man skal produsere så mye som mulig av oljen som befinner seg i reservoaret, vil man nok likevel måtte velge et senere tidspunkt enn man ville ha gjort sett ut ifra et rent økonomisk perspektiv. Det er i tillegg av Statoils interesse å opprettholde driften på feltene sine så lenge som mulig. Dette blir ivaretatt ved å starte nedblåsningen av gasskappen på et sent tidspunkt.

Loven om petroleumsvirksomhet er formulert på en måte som gjør den åpen for tolkning når det gjelder "sunne økonomiske prinsipper". Man kan tolke dette som at man skal drive oljeutvinning så lenge man går i overskudd, men det er neppe nødvendig å tolke loven på en så streng måte. Hensikten med denne loven er vel heller å forhindre at store mengder olje blir liggende igjen i reservoarene, samtidig som dette ikke skal føre til store økonomiske tap for oljeselskapene. Man vil her sannsynligvis inngå et kompromiss mellom utvinningsgrad og økonomisk gevinst. Dette er en vanskelig vurdering, der også Statoils ønske om en utvinningsgrad for Gullfaksfeltet sine satellitter på 55 % må tas hensyn til. Man vil sannsynligvis til slutt ende på en dato som ligger en liten stund frem i tid. Et starttidspunkt 1. oktober 2012 vil for eksempel medføre rimelig høy utvinningsgrad, samtidig som man vil oppnå en brukbar økonomisk gevinst.

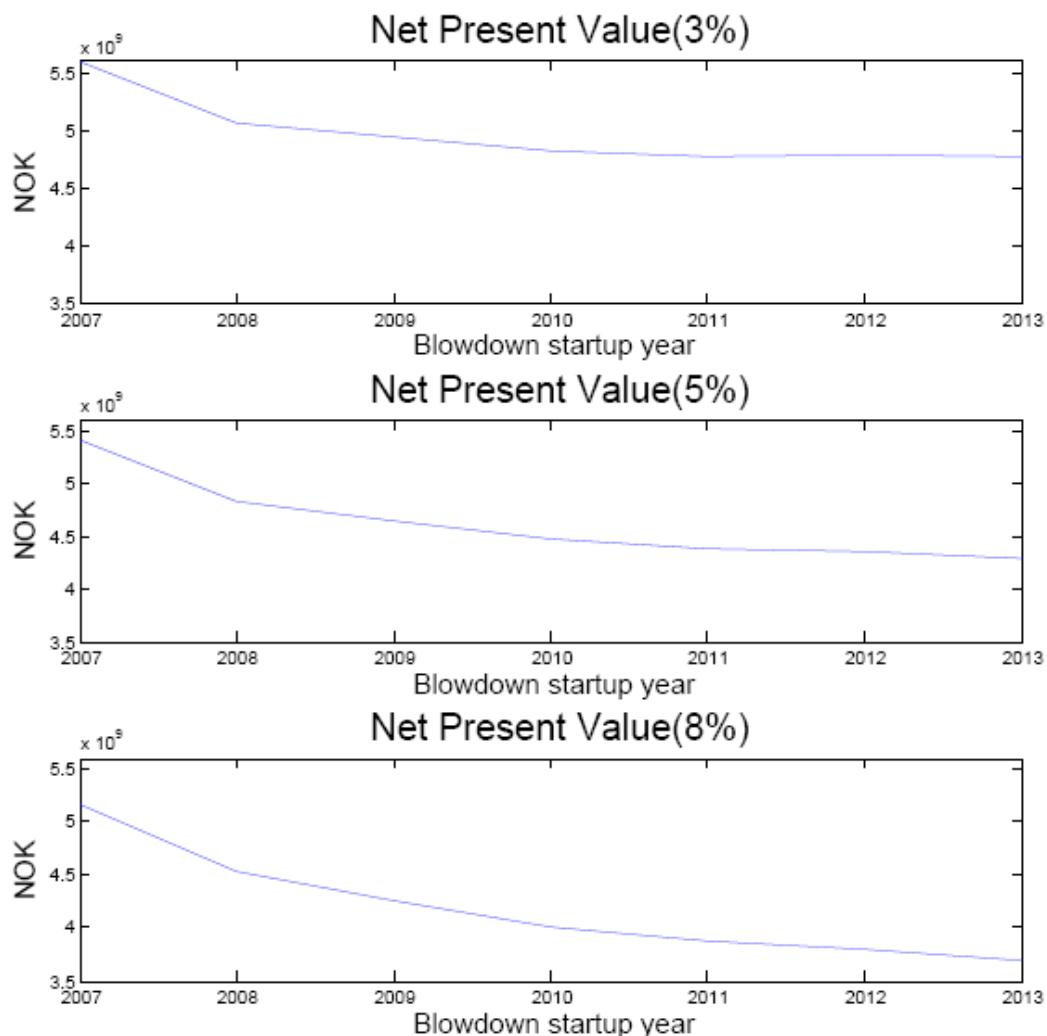
5.4 Vurderinger av diskonteringsfaktor

Vi vil vurdere hvorvidt en diskonteringsfaktor på 8 % er fornuftig. Vi ønsker derfor å undersøke effekten en lavere diskonteringsfaktor vil medføre. Vi har plukket ut tre cases som vi ønsker å sammenlikne i forhold til hvordan nåverdien til disse casene varierer med hensyn på diskonteringsfaktoren. Dette er illustrert i figur 9. Vi har plukket ut de to casene med høyest nåverdi; begge med stopp av gassinjeksjon i 2007. Case 3 er tilfellet der vi bruker alle de fire eksisterende brønnene til nedblåsning av gasskappen, mens case 2007 er tilfellet der vi benytter oss av sidesteget H-3H_S1. Vi legger merke til at resultatene fra disse casene ikke varierer så mye med ulike diskonteringsfaktorer. Det tredje caset som vi har illustrert ved hjelp av et plot i figur 9, er tilfellet som har høyest utvinningsgrad. Det er caset hvor vi omgjør H2 til et restoljesidesteg (NTNU_ST), i tillegg til at vi bruker sidesteget H-3H_S1, og brønnene H1 og H4 som gassprodusenter. Stopp av gassinjeksjon er i dette tilfellet i 2021. Vi ser at nåverdien er svært avhengig av hvilken diskonteringsfaktor man opererer med. Dette er naturlig, ettersom med såpass lang levetid som dette caset har, vil inntektene lengst frem i tid være lite verdt med en høy diskonteringsfaktor. Med en lavere diskonteringsfaktor, vil inntektene fra gassproduksjonen ha større betydning, og vi vil ikke tape så mye i nåverdi i forhold til casene der vi stanser gassinjeksjonen på et tidlig tidspunkt.



Figur 9: Nåverdi med varierende diskonteringsfaktor

Vi ønsker å konsentrere oss om casene som vi har hatt hovedfokus på; casene med nedblåsning av gasskappen med H1, H2, H4 og sidesteget H-3H_S1. Plottene i figur 10 illustrerer hvordan nåverdien varierer med hensyn på tidspunkt for oppstart av nedblåsning av gasskappen med ulike diskonteringsfaktorer. Det er interessant å merke seg at med en lav diskonteringsfaktor, synker ikke nåverdien like raskt for senere tidspunkt for oppstart av gassnedblåsningen. Dersom man for eksempel kan tenke seg at det vil være fornuftig å regne med en diskonteringsfaktor på 3 %, vil man få en brukbar nåverdi, selv med 2013 som oppstartsår for nedblåsning av gasskappen.



Figur 10: Variasjon i nåverdi gitt forskjellige diskonteringsfaktorer (3 %, 5 % og 8 %)

Poenget med diskonteringsfaktor må være å bruke en prosentsats tilsvarende en avkastning man hadde fått dersom man hadde plassert pengene sine i markedet. Om det finnes mulighet for å sette sammen en portefølje av verdipapirer som med lav risiko, vil gi høy avkastning, er dette noe som bør vurderes. Hvordan eventuelt en slik portefølje vil se ut, hvor stor risiko man eventuelt er villige til å ta, og hvor stor avkastning man vil kunne forvente ut ifra en slik investering, er interessante aspekter i forhold til denne problemstillingen. Grunnet begrenset tid og omfang av denne oppgaven, har vi besluttet å ikke undersøke denne problemstillingen i detalj. Alle som gjør investeringer vil ha høyest mulig avkastning til minst mulig risiko. I

forbindelse med dette prosjektet er mye av risikoen allerede tatt, da investeringen og boringen allerede har funnet sted. Ut ifra dette kan vi si at risikoen er relativt lav, og at en derfor heller ikke forventer, eller bør regne med en såpass høy avkastning som 8 %.

Generelt vil vi anta at Statoil er interessert i å investere med lav risiko, men med høy rente. Dersom dette er tilfellet, vil vi si at en lavere diskonteringsfaktor vil være mer realistisk enn en diskonteringsfaktor på 8 %. Dette vil da være et argument for å kunne velge en senere oppstartsdato for nedblåsning av gasskappen. Det vil medføre et mindre avvik i nåverdi mellom tidlig og sent oppstartstidspunkt. Fra tabell 7, kan vi for eksempel observere at en oppstart for nedblåsning av gasskappen i 2012 vil medføre en nåverdi på 4,79 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 3 %, og 4,56 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 4 %. Nedblåsningsstart i 2021 (case 26) vil medføre en nåverdi på 4,73 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 3 % og 4,31 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 4 %. Utvinningsgraden for de to respektive casene er henholdsvis 48 % og 52,6 %. Levetiden på feltet er altså ti år lengre for oppstart av nedblåsning i 2021 i forhold til oppstart i 2012. Med en såpass lav diskonteringsfaktor, blir forskjellen i nåverdi ikke like stor, og økning i utvinningsgrad og levetid av feltet kommer i så tilfelle til å veie tyngre i beslutningsprosessen enn med en høyere diskonteringsfaktor.

	Diskonteringsfaktor					
Case	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %
3	5,40 mrd. NOK	5,32 mrd. NOK	5,23 mrd. NOK	5,15 mrd. NOK	5,07 mrd. NOK	5,00 mrd. NOK
26	4,73 mrd. NOK	4,31 mrd. NOK	3,96 mrd. NOK	3,66 mrd. NOK	3,39 mrd. NOK	3,16 mrd. NOK
2007	5,59 mrd. NOK	5,50 mrd. NOK	5,41 mrd. NOK	5,32 mrd. NOK	5,24 mrd. NOK	5,16 mrd. NOK
2008	5,06 mrd. NOK	4,94 mrd. NOK	4,83 mrd. NOK	4,73 mrd. NOK	4,63 mrd. NOK	4,53 mrd. NOK
2009	4,94 mrd. NOK	4,79 mrd. NOK	4,64 mrd. NOK	4,51 mrd. NOK	4,38 mrd. NOK	4,25 mrd. NOK
2010	4,82 mrd. NOK	4,64 mrd. NOK	4,47 mrd. NOK	4,31 mrd. NOK	4,16 mrd. NOK	4,01 mrd. NOK
2011	4,77 mrd. NOK	4,57 mrd. NOK	4,38 mrd. NOK	4,20 mrd. NOK	4,03 mrd. NOK	3,88 mrd. NOK
2012	4,79 mrd. NOK	4,56 mrd. NOK	4,35 mrd. NOK	4,15 mrd. NOK	3,97 mrd. NOK	3,80 mrd. NOK
2013	4,77 mrd. NOK	4,51 mrd. NOK	4,28 mrd. NOK	4,07 mrd. NOK	3,87 mrd. NOK	3,69 mrd. NOK

Tabell 7: Nåverdi for de mest aktuelle casene med forskjellig diskonteringsfaktor

6 Usikkerhet

Vi vil her kommentere de ulike usikkerhetsmomentene vi mener kan påvirke resultatene og beslutningene som skal tas. Vi mener alle faktorene som er gitt nedenfor kan sees på som uavhengige variabler. Hvis vi skulle tatt hensyn til alle mulige kombinasjoner av disse måtte vi vurdert 3^7 (2187) mulige utfall. Dette til tross for at vi gjør en forenkling og kun ser på worst-, best-, og basecase for de ulike faktorene. Egentlig har alle faktorene kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger, men å ta hensyn til det vil være svært krevende.

Vi vil undersøke hvilke faktorer som har størst sannsynlighet for å variere og samtidig har størst innvirkning på resultatet. For å undersøke dette har vi valgt å gjøre en sensitivitetsanalyse på en del av scenarioene vi har simulert. Vi regner også ut en forventet nåverdi ($E(NPV)$), basert på Statoils usikkerhetsmodell, beskrevet lenger nede, der vi bruker base-, best- og worst-case på alle variabler samtidig.

Fra Statoil fikk vi en enkel og generell modell for å tallfeste mulig variasjon i tallmaterialet:

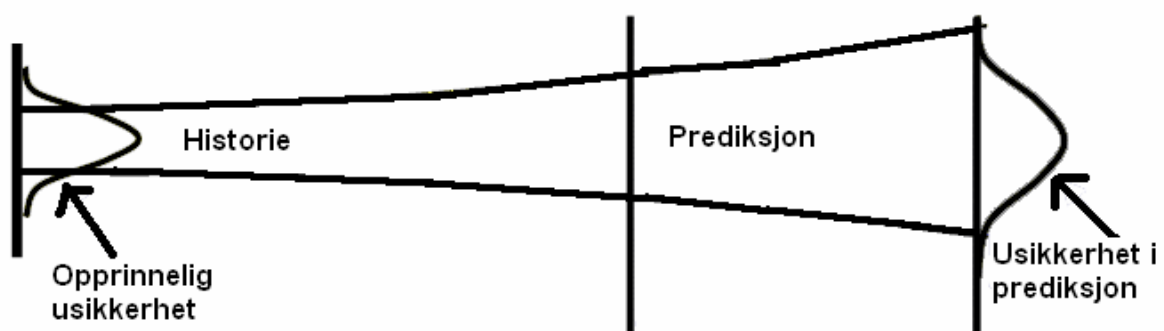
	Verdi	Sannsynlighet for utfall
Base Case	BC	60%
Best Case	$1.4 \cdot BC$ (40% økning)	20%
Worst Case	$0.6 \cdot BC$ (40% nedgang)	20%

Tabell 8: Statoils usikkerhetsmodell

Vi vil referere til dette som "Statoils usikkerhetsmodell" i denne rapporten. Modellen er brukt i figur 12 nedenfor.

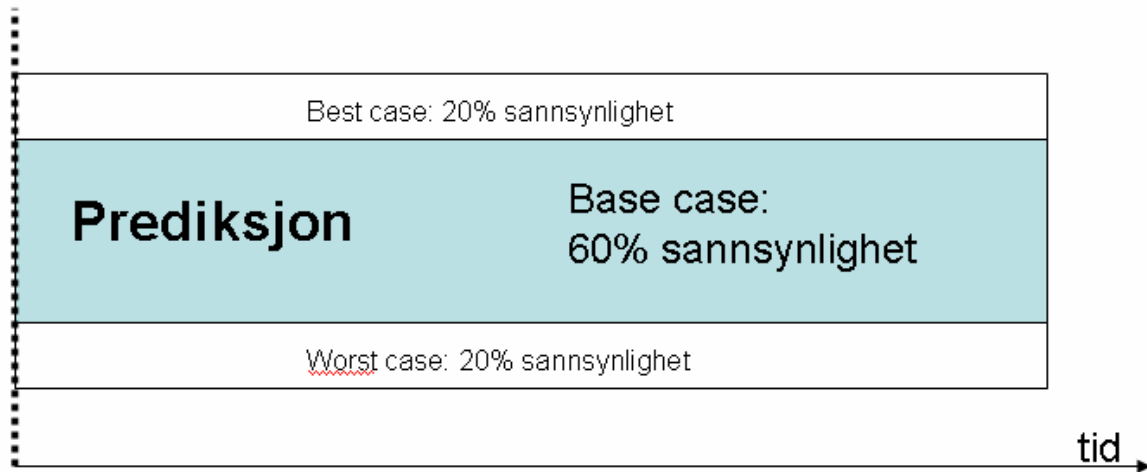
6.1 ECLIPSE-modellen

ECLIPSE-modellen vi har fått fra Statoil er en simuleringsmodell som gir en prediksjon basert på numerisk løsning av et sett med ligninger som beskriver reservoaret. Modellen av reservoaret har blitt historietilpasset flere ganger, og ansees for å være ganske god (Jensen, 2007). Det vil likevel være usikkerhet knyttet til prediksjonene, som kan beskrives ved en statistisk fordeling som vist i figuren under.



Figur 11: Statistisk usikkerhet i prediksjon fra ECLIPSE

For enkelhets skyld bruker vi Statoils usikkerhetsmodell istedenfor, for å ha en uniform tilnærming til de ulike variasjonspunktene.



Figur 12: Forenklet usikkerhetsmodell fra Statoil

6.2 Oljepris

Vi har fått oppgitt fra Statoil hvordan de tror oljeprisen vil endre seg de kommende fire årene. Etter dette antar de at prisen stabiliserer seg. Vi vet ikke hvilken begrunnelse som ligger til grunn for disse forutsetningene, men antar at dette blir en kvalifisert gjetning. Vi mener ikke vi vil ha bedre forutsetninger for å anta dette, og har derfor valgt å bruke disse prisene. Dette til tross for at vi innser at dette er svært usikre tall som kan bli både "dårligere" og "bedre" i våre øyne. Vi tror for eksempel at prisen kan gå kraftig opp i en periode hvis USA innvaderer Iran. En stor satsning fra USA på å begrense utslipp av klimagasser kan på en annen side gi nedgang i oljeprisen. Vi har brukt Statoils usikkerhetsmodell til å estimere variasjon i oljepris.

6.3 Gasspris

Vi har fått estimert gasspris for de kommende årene fra Statoil, og mener at denne påvirkes av flere eksterne faktorer på samme måte som oljeprisen. Vi ser av tallmaterialet at gasspris og oljepris er positivt korrelert, men har valgt å se på disse som uavhengige variabler i sensitivitetsanalysen. Vi har valgt å la gassprisen følge Statoils usikkerhetsmodell.

6.4 OPEX

OPEX er en forkortelse for operating expenditures. Dette er kostnader for å drive en brønn i 1 år, og prisen er den samme for injeksjonsbrønner og produsenter. Denne er gitt fra Statoil til å være 4 millioner NOK pr år.

6.5 CAPEX

CAPEX er en forkortelse for capital expenditures. Dette er kostnader knyttet til flere forskjellige typer operasjoner. De vi har brukt er listet opp i tabellen under.

Type operasjon	Kostnad (mill NOK)
Sette H-2AH i drift	200
Sidesteg (alle mulige)	300
Reperforere og sementere H-2AH for gassproduksjon	30

Tabell 9: kostnad på forskjellige operasjoner

Både OPEX og CAPEX følger Statoils usikkerhetsmodell.

6.6 Dollarkurs

Vi har gjort beregninger med en valutakurs på 6 NOK/USD, da dette er standardkursen oppgitt fra Statoil. Vi mener at også dette er en usikker faktor, og bruker Statoils usikkerhetsmodell for å beregne mulig variasjon også her. Dollarkursen er avhengig av veldig mange utenforliggende hendelser. Eksempler på dette kan være børsen, renten, arbeidsledighet, i USA og verdensmarkedet generelt.

6.7 Inflasjon

Vi har valgt å ikke regne med inflasjon i oppgaven vår. Dette har vi valgt både fordi denne faktoren utgjør en liten del i forhold til alle de andre usikre faktorene vi regner med i oppgaven. I tillegg anser vi denne til å være en lite usikker faktor i forhold til faktorene nevnt ovenfor. Vi har heller ikke fått oppgitt noe tall på hva vi kan anta inflasjonen vil være, og tallet ville derfor bare blitt gjetning fra vår side. Å regne med inflasjon ville dessuten gjøre beregningene mer tidkrevende og kompliserte. Vi mener usikkerheten er såpass stor på andre punkter at vi velger å utelate denne faktoren.

Et eksempel på hvordan inflasjonen kan påvirke beregningene våre er følgende. Hvis vi skulle regnet med en inflasjon på 2 prosent ville OPEX etter 10 år ha steget fra 4,0 MNOK til 4,9 MNOK per brønn. Vi innser altså at dette er nok en faktor som er med på å bygge usikkerhet inn i de valgene vi har tatt, men har allikevel valgt å se bort fra den i beregningene våre for enkelhets skyld. Med eksempeltallene over fikk vi en økning på omkring 20 prosent, og denne variasjonen er lite signifikant i forhold til en større endring i oljeprisen.

7 Diskusjon

7.1 Strategi for maksimal nåverdi

Ved simulering og analyse av case 1 til case 27 viste at det var en god del konkrete valg man burde gjøre for å maksimere nåverdien av de ressursene man skal produsere fra Rimfaks. Den strategien vi mener er optimal for å få høyest nåverdi på prosjektet vil vi referere til som "NPV-alternativet" videre i Diskusjon og Konklusjon av oppgaven.

De konkrete tiltakene vi anbefaler er som følger:

- Ta i bruk H-2AH så snart som mulig
- Bruk sidesteg fra H-3T3H for nedblåsning
- Ikke bore sidesteg for restolje
- Hold alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen så lenge de produserer tilstrekkelig til å dekke "egen" OPEX.

Kommentar til punkt 3: Sidesteget har ikke vist seg å være lønnsomt i simuleringer der nedblåsning startes i perioden 2007-2013.

Vi valgte så å undersøke nærmere hvilket årstall som var mest lønnsomt å starte nedblåsning, samtidig som vi ville ta hensyn til utvinningsgrad av olje. Utvinningsgrad av olje vil noen steder refereres til som "FOE (Field Oil Efficiency)", da dette er navnet på verdien vi får ut fra ECLIPSE. Vi kjørte altså simuleringer med oppstart av nedblåsning i årene 2007 – 2013. Scenariene er navngitt etter oppstartsår for nedblåsning, dvs. case 2007, case 2008 etc.

Resultatene fra disse simuleringene er vist i figur 7 i kapitlet 5, økonomianalyse. Her ser vi en klar sammenheng mellom FOE og nåverdi. Ved å utsette oppstart av nedblåsning øker utvinningsgraden, mens nåverdien til prosjektet synker. Vi var i utgangspunktet interessert i å finne et årstall som var tilnærmet optimalt økonomisk, samtidig som vi tok hensyn til å få så høy utvinningsgrad som mulig. Resultatet vi fikk i figur 7 gjorde at vi måtte revurderte kriteriene vi la til grunn for hva som var "optimalt" tidspunkt for nedblåsning.

Nåverdien av prosjektet faller ganske raskt når man utsetter oppstarten av nedblåsning. Vi mener at synkende gasspris og høy diskonteringsfaktor er de viktigste grunnene til det raske fallet. Usikkerheten omkring antatte gasspriser har vi diskutert tidligere i oppgaven, og vi vil bare påpeke at oljepris og gasspris har variert svært mye de siste årene, noe som gjør at vi ser på disse som ganske usikre estimer. Som vi snakket om i kapittel 5.3, sensitivitetsanalyse, har vi brukt sensitivitetsanalyse for å tallfeste hvordan denne usikkerheten påvirker resultatet. Kort oppsummert viste den at tidlig nedblåsning er mest sårbar for variasjon i gasspris, mens sen nedblåsning er mest sensitiv for variasjon i oljepris.

7.2 Kritikk av nåverdi og diskonteringsfaktor

Som nevnt over tror vi det skarpe fallet i nåverdi ved utsatt oppstart av nedblåsningen kommer av at vi regner med en rimelig høy diskonteringsfaktor. Vi ville derfor undersøke to ting: Om det var riktig å bruke diskonteringsfaktor på 8 %, og om nåverdi generelt er et godt mål på lønnsomheten i prosjektet. Det at vi brukte 8 % i utgangspunktet kom av at denne verdien lå inne i det økonomiske bakgrunns materialet, sammen med antatt utvikling av oljepris, gasspris og andre tall vi har brukt i beregningene. Det samme gjelder for bruk av nåverdi som verktøy for økonomisk analyse.

Petter Eltvik i Statoil uttalte at 300 millioner NOK (prisen vi regner med for å bore et sidesteg) er en "liten" investering for Statoil. (Fagpresentasjon 2007) Vi tolker dette dit hen at man ikke nødvendigvis må regne med en høy diskonteringsfaktor på dette prosjektet. Nåverdi blir ikke like kritisk, og langsiktig drift fremstår som et bedre alternativ. Torgeir Lund i Statoil sa at Statoils målsetting er at Gullfaksfeltets levetid bør holdes lang, og det er satellittene som gjør at Gullfaks fortsatt er drivverdig (Fagpresentasjon 2007). Gullfaks skal etter planen drives til 2030. (Gullfaks Intro)

Basert på dette vil vi legge vekt på hvor lenge feltet holdes i drift i de forskjellige scenariene, i tillegg til det vi allerede vet om nåverdi i prosjektet. Vi har så vurdert hvilke diskonteringsfaktorer som kanskje ville være mer "riktig" å regne med, og fant en rekke interessante kommentarer i ukebrevet "Mandag Morgen".

7.3 Økonomiske vurderinger fra ukebrevet Mandag Morgen

Direktør i oljedirektoratet Gunnar Berge om olje- og gassutvinning på Trollfeltet i ukebrevet Mandag Morgen 8. januar 2007:

"Økt gasseksport kan ikke være det sentrale styringsparameter. Det må underordnes målet om å få mest mulig ut av oljeressursene. Oljedirektoratet kan kreve at lisenshaverne treffer tiltak for å sikre oljeproduksjonen, selv om det skulle gå utover ambisjonene om økt gasseksport."

"Vi tror fremtidig teknologiutvikling kan gi en langt høyere utvinningsrate enn det vi forestiller oss i dag."

7.3.1 Bedriftsøkonomi versus samfunnsøkonomi

Utdrag fra samme artikkel:

Myndighetene har tradisjonelt tenkt mer langsiktig i valg av utvinningstempo og utvinningsgrad. Men for Statoil og andre kommersielle virksomheter, er nåverdiene av mulige oljeinntekter 20-30 år inn i fremtiden nærmest lik null.

(...) Årsaken er at selskapene i sine modeller for å beregne nåverdi opererer med en årlig internrente på 8-9 prosent når de skal evaluere inntekter over tid. Sett fra samfunnets og statens side, ser regnestykket annerledes ut. Alternativet til å beholde ressursene i bakken kan være å øke utvinningen og sette pengene i Pensjonsfondet. Det skulle tilsi en kalkulasjonsrente på 3-4 prosent, og ikke 8-9 prosent som oljeselskapene opererer med.

Professor Steinar Holden ved Universitet i Oslo mener det er behov for en ny debatt om kriterier for utvinningstempo og utvinningsgrad på sokkelen:

"Forskjellen mellom den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kalkulasjonsrenten gir veldig store utslag for investeringer med lang tidshorisont. For bedriftene har inntekter 20-30 år frem tilnærmet null verdi, men slik kan det ikke være for samfunnet."

7.4 Vurdering av nåverdi versus utvinningsgrad

Med utgangspunkt i sitatene fra Gunnar Berge og Steinar Holden valgte vi å se på hvilken innvirkning en lavere diskonteringsfaktor hadde på nåverdiberegningene våre. Det viste seg at lavere diskonteringsfaktor gav et positivt utslag for scenarier med sen oppstart av nedblåsning, mens det hadde mindre innvirkning på tidlig oppstart. Med diskonteringsfaktor på 3 % ser vi

av tabell 7 at scenariet med nedblåsning i 2012 har tilnærmet samme nåverdi som å vente helt til 2021, blant annet fordi man i det langsiktige alternativet får opp mer av oljen.

Vi mener Statoil bør gjøre et klart valg her, enten tenke kortsiktig eller langsiktig. Vi mener den økonomiske analysen viser at det ikke er så mye å tjene på å finne en mellomting. Gitt prognosene for oljepris og gasspris er det definitivt lønnsomt å blåse ned gasskappen så snart som mulig. Dette blir her kalt "NPV-alternativet", med start av nedblåsning i 2007.

Hvis Statoil vil ha økonomi som styrende kriterium vil det å vente noen år for å heve utvinningsgraden med et par prosent stort sett bare innebære større økonomisk risiko og lavere nåverdi.

Vi har funnet en rekke gode grunner for ikke å velge dette alternativet. Ut fra det Gunnar Berge uttalte i ukebrevet Mandag Morgen er et ensidig fokus på nåverdi på Rimfaks uønsket fra Oljedirektoratets side. Følger man argumentasjonen til Steinar Holden og regner med lavere diskonteringsfaktor, er heller ikke fallet i nåverdi så markant ved sen oppstart av nedblåsning.

Det overordnede målet for Gullfakslandsbyen er "Hvordan få ut 10 % mer olje fra Gullfaksfeltet". Denne målsetningen kan tolkes som "Hvordan tjene 10 % mer penger fra Gullfaks". Petter Eltvik fra Statoil presenterte de to tolkningene første gang Statoil besøkte landsbyen, som var den 20.01.2007.

7.5 Strategi for lang levetid og høy utvinningsgrad

Vi vil nå diskutere forskjellene mellom den serien med scenarier vi mente var optimal med tanke på nåverdi, og et scenario vi kjørte for å prøve å maksimere oljeutvinningen før vi startet nedblåsning.

Sistnevnte scenario er case 26, som er oppsummert her:

1. Trykkstøtte til 2021
2. Sidesteg for restolje i 2009
3. Nedblåsning starter i 2021, sidesteg fra H-3T3H
4. Holder alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen

Dette scenariet følger en annen strategi enn "NPV-alternativet". Rimfaks er i produksjon til 2029, 10 år lenger enn hvis man starter nedblåsning i 2012. Strategien kan oppsummeres slik:

- Målet er å drive Rimfaks til 2030
- Oljeutvinning med trykkstøtte så lenge det er lønnsomt
- Må beregne å bruke i hvert fall siste 7 årene på gassproduksjon
- Sidesteg for restolje kan bores i 2009 eller senere, se kommentar nedenfor
- Nedblåsning kan starte i perioden 2021 – 2023 med sidesteg fra H-3T3H
- Hold alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen

Vi vil referere til denne strategien som "FOE-alternativet".

Grunnen til at vi anbefaler å ta restoljesidesteget i 2009 eller senere er at H-2AH tidligst kommer i produksjon i 2007, og simuleringene viser at den vil produsere en god del olje når den nettopp er satt i drift. Vi vil i hvert fall ha med "toppen" av dette, men man kan godt holde på lenger enn to år før man borer sidesteget.

Til forskjell fra "NPV-alternativet" er det nå et fokus på at Rimfaks skal bidra til at Gullfaksfeltet skal være drivverdig frem til 2030, og man kommer nærmere det generelle målet om at utvinningsgraden for satellittfelt skal være 55 %. I tillegg innebærer denne strategien at man tolker målet for Gullfakslandsbyen ganske bokstavelig, det vil si å fokusere mest på den faktiske utvinningsgraden til Gullfaks, ikke lønnsomheten i driften.

Vi vil også poengtere at nåverdi ikke gir et fullstendig inntrykk av lønnsomheten i de forskjellige strategiene. Verdien av at Statoil har feltet i drift i 10 år lenger gjenspeiles ikke på en tydelig måte i nåverdien.

7.6 Diskonteringsfaktorens innvirkning på nåverdi

I tabell 7 i kapittel 5, økonomiskanalyse, har vi oppsummert nåverdiberegninger med varierende diskonteringsfaktor for ni forskjellige scenarier. Med bakgrunn i sitatet fra Steinar Holden vil vi fokusere på forskjellen mellom det å bruke 3 eller 4 prosent og 8 prosent som diskonteringsfaktor.

Case 2007 er det beste eksempelet på "NPV-alternativet", og vi vil sammenligne tallene derfra med case 26, som er vårt "FOE-alternativ". Vi vil også trekke inn tallene fra case 2012, ettersom Statoil opprinnelig hadde planlagt å starte nedblåsning det året (Reservoarstyringsplan, 2005).

Det første vi vil påpeke er at man i case 2007 produserer en god del mindre olje enn i case 26. Tall for "Field Oil Production Total" fra RSM-filene viser at forskjellen er 1622575 standard kubikkmeter olje, som tilsvarer cirka 10,2 millioner fat. Den økonomiske verdien av dette må man se i sammenheng med hvilket år oljen ville blitt solgt, men det er uansett en svært markant forskjell i produsert volum. I utvinningsgrad tilsvarer det en forskjell på 9,6 prosent. Hvis man sammenligner case 2012 med case 26 er forskjellen i utvinningsgrad 4,6 prosent.

Det vi generelt ser i tabell 7 er at det store fallet i nåverdi skjer mellom 2007 og 2012, altså de første fem årene. Hvis man utsetter nedblåsningen fra 2012 til 2021 (case 26), altså i ni år til, er det relativt sett et mye lavere fall i nåverdi. Vi har illustrert dette med å se på den prosentvise nedgangen fra 2007 til 2012, og fra 2012 til 2021:

Nedgang i nåverdi med diskonteringsfaktor på 8 %:

- 2007 – 2012: **39 % nedgang**
- 2012 – 2021: **17 % nedgang**

Nedgang i nåverdi med diskonteringsfaktor på 4 %:

- 2007 – 2012: **14 % nedgang**
- 2012 – 2021: **5 % nedgang**

Ett usikkerhetsmoment knyttet til de første årene av case 26 er når sidesteget for restolje kan bores, og også når H-2AH kan settes i drift. Dette vil være avhengig av riggtilgangen i markedet generelt, og også hvordan Statoil prioriterer de forskjellige operasjonene. Vedlikehold på andre felt kan bli prioritert foran Rimfaks, og siden vi her snakker om til sammen tre separate operasjoner på feltet er det klart at det kan bli vanskelig å følge en ferdig definert tidsplan. Vi tror for eksempel oljeprisen vil avgjøre hvor lenge Statoil ønsker å strekke haleproduksjonen av olje. Vår endelige anbefaling vil derfor være en overordnet strategi, hvor vi angir et anbefalt tidsrom for utførelse av de forskjellige operasjonene.

8 Konklusjon

Basert på målsetningen om å drive Gullfaks til 2030, Petroleumsloven § 4-1 og sitatet fra Gunnar Berge om Oljedirektoratets politikk, mener vi det å starte nedblåsning av gasskappen i 2007 ikke er et reelt alternativ (se Diskusjon for alle kildehenvisninger).

Basert på sitatet fra professor Steinar Holden og uttalelsene fra Petter Eltvik (begge deler i Diskusjon) mener vi det er mer riktig å bruke en diskonteringsfaktor på 4 % i dette prosjektet. Med det utgangspunktet ser vi at det kun er 5 % nedgang i nåverdien hvis man velger å gå for strategien i case 26 istedenfor case 2012, samtidig som Rimfaks er i drift 10 år lengre. Man får en oljeutvinningsgrad på 52,6, som er rimelig nært det generelle målet om 55 % utvinning på satellittfelt.

Vår konklusjon er derfor å anbefale følgende strategi for Rimfaks Statfjord:

- Målet er å drive Rimfaks til 2030
- Oljeutvinning med trykkstøtte så lenge det er lønnsomt
- Må beregne å bruke i hvert fall siste 7 årene på gassproduksjon
- Sidesteg for restolje kan bores i 2009 eller senere
- Nedblåsning kan starte i perioden 2021 – 2023 med sidesteg fra H-3T3H
- Hold alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen

9 Litteraturliste

Sitater og gjengitt tekst i kapittel 7.1 er hentet fra:

Ukebrevet Mandag Morgen Nr. 1 | 8. januar 2007

Artikkel: "Oljegiganter strides om gassutbygging", side 6-8.

(Jensen 2007)

Diverse foredrag i løpet av semesteret, holdt av:

Professor Jan Ivar "Iversen" Jensen, institutt for petroleumsteknologi

(Haugen 2007)

E-post korrespondanse i løpet av semesteret,

Vibeke Haugen, Statoil

(Fagpresentasjon 2007)

Fagpresentasjon for Gullfakslandsbyen 2007

Dato: 2.5.2007

(Økonomiske forutsetninger)

Forelesning for Gullfaks landsbyen 2007,

Statoil i Bergen Dato:7.2.2007

9.1 Internettssider

Alle internettsider ble aksessert siste gang onsdag 9.5.2007. Det kan ha skjedd endringer i innholdet etter den tid.

(Strategy 2006)

Statoil's strategy Autumn 2006

[http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/strategi2006/\\$FILE/strategi_eng.pdf](http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/strategi2006/$FILE/strategi_eng.pdf)

(Gullfaks web)

Facts about Gullfaks

<http://www.statoil.com/STATOILCOM/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=2F835CBDD0FD658EC1256FF500392B05>

(Faktaheftet, 2002)

Faktaheftet 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet

http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger_brosjyrer/2002/Faktaheftet-2002-Norsk-Petroleumsvirksomhet.html?id=87895

(Rimfaks web)

Facts about the Rimfaks satellite

<http://www.statoil.com/STATOILCOM/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=2F835CBDD0FD658EC1256FF500392B05>

(Gullfaks Intro)

Hesjedal, Arild & Eltvik, Petter: *Introduction to the Gullfaks Area*

http://www.ipt.ntnu.no/%7Ekleppe/Gullfakslandsbyen/Gullfakslandsbyen2007/gullfaks_introduksjon.pdf

(Reservoarstyringsplan, 2005)

**RESERVOARSTYRINGSPLAN FOR GULLFAKS HOVEDFELT
OG SATELLITTER 2005 - Årlig statusrapport
GF RESU-HF-05 00041**

<http://gullfaks.ipt.ntnu.no/reservoarstyringsplan/Plan2005/RSP-2005.pdf>

(OD Gullfaks)

Oljedirektoratet – Gullfaks, Generell informasjon

<http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/field/all/43686.htm>

(ScandOil Gullfaks)

Scandinavian oil-gas magazine - Om Gullfaks

http://www.scandoil.com/moxie_field/norway/production/gullfaks-including-gullfa.shtml

(Wikipedia, nordsjøen)

Wikipedia - Nordsjøen

<http://no.wikipedia.org/wiki/Nordsj%C3%B8en>

(UiB GF Hovedoppgave)

Hovedoppgave UiB: Analyse av seismiske data innenfor Gullfakslisensen

<http://www.ub.uib.no/elpub/2003/h/420008/Hovedoppgave.pdf>

(slb.com, ECLIPSE)

Schlumberger - ECLIPSE brosjyre

http://www.slb.com/media/services/software/reseng/eclipse_brochure.pdf

(GLView info)

ViewTech GLView Pro - Informasjon

<http://www.ntnu.no/itea.info/programvare/glview/GLview.html>

(Lovdata web)

Lovdata - Lov om petroleumsvirksomhet

<http://www.lovdata.no/all/tl-19961129-072-004.html>

(Wikipedia, Excel)

Microsoft Office Excel

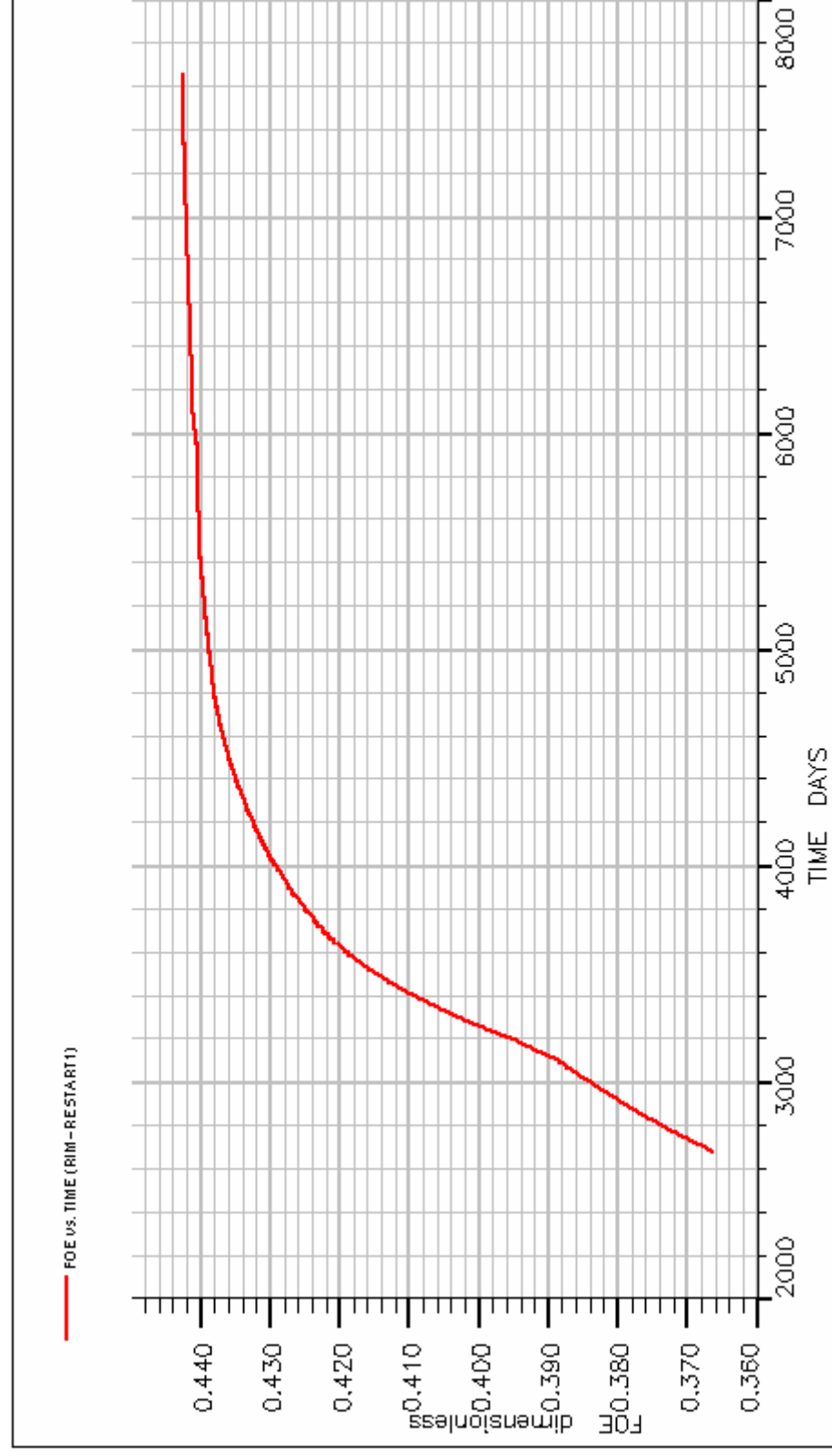
http://en.wikipedia.org/wiki/Microsoft_Excel

(Wikipedia, Matlab)

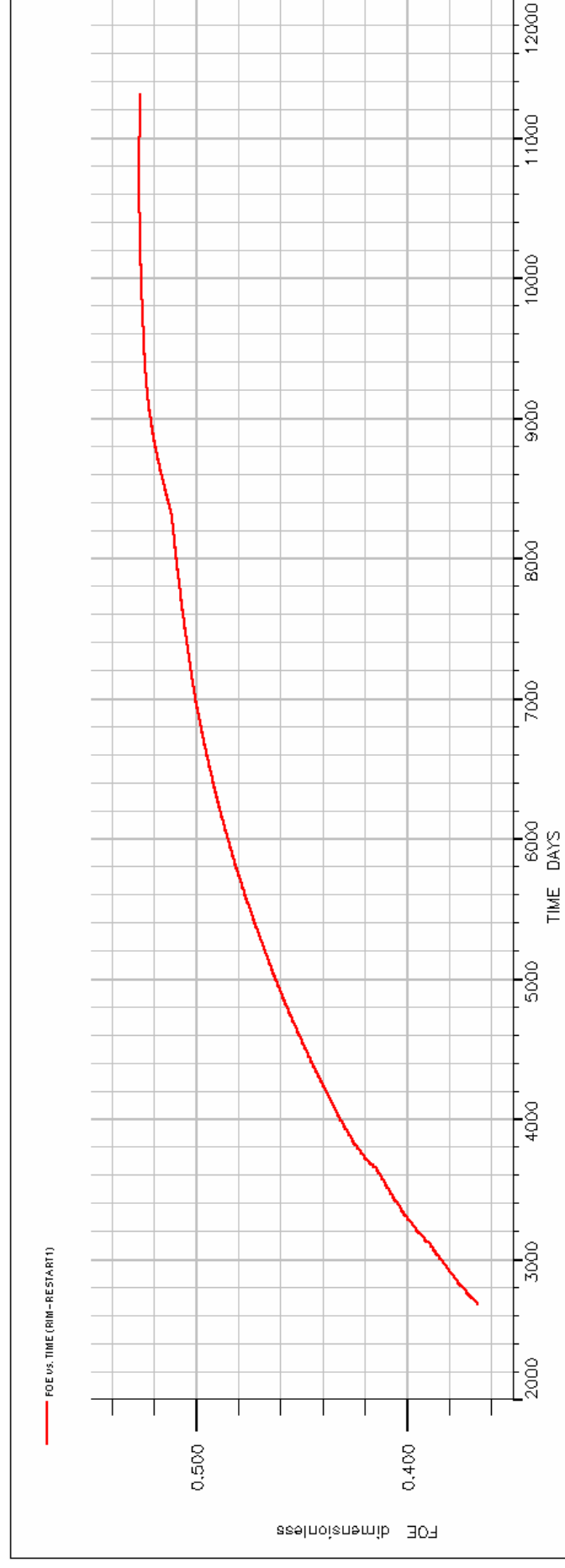
Matlab

<http://en.wikipedia.org/wiki/Matlab>

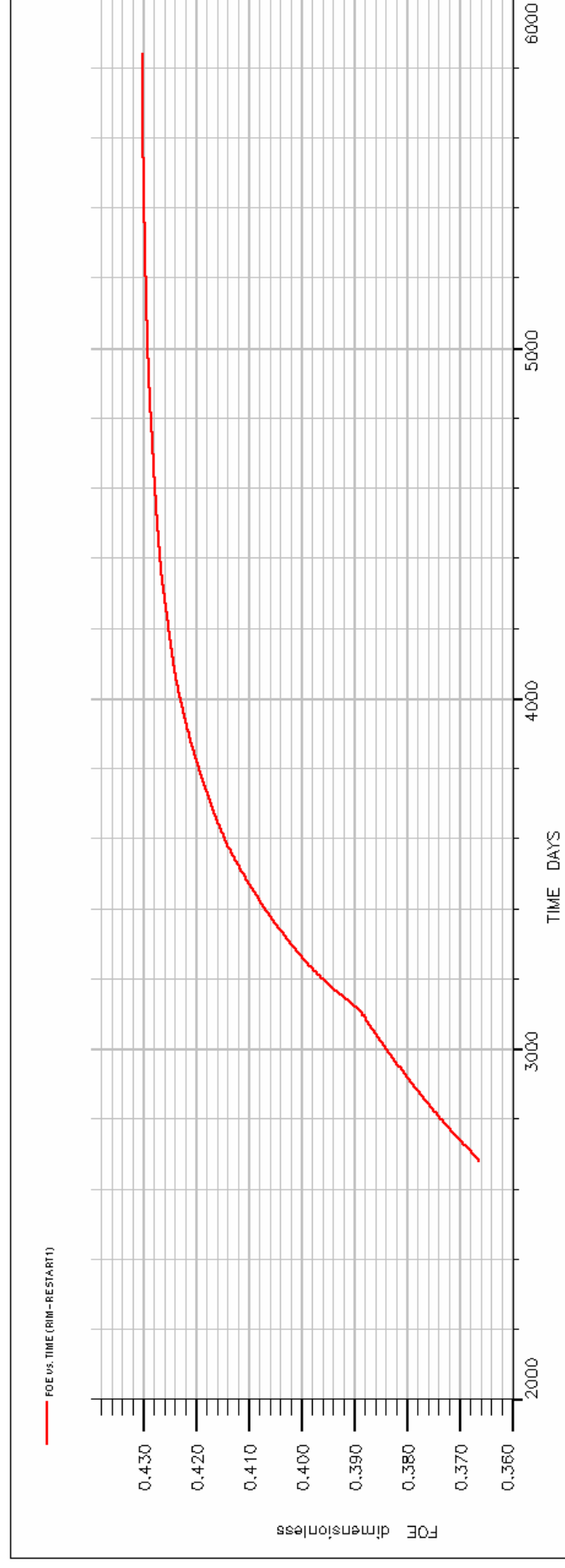
Vedlegg A: Plot fra ECLIPSE Office



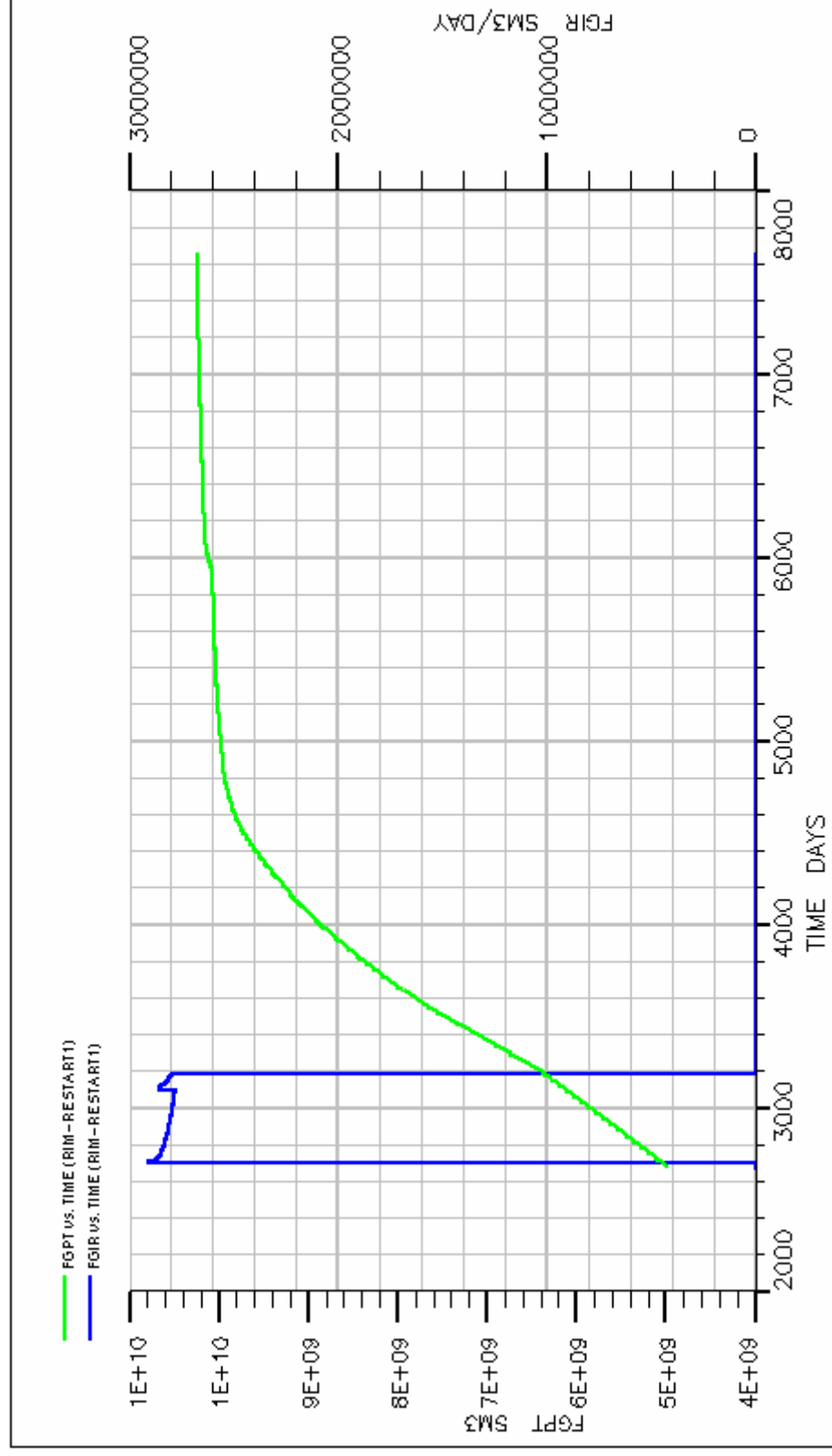
Figur A1: Utvinningsgrad olje case3



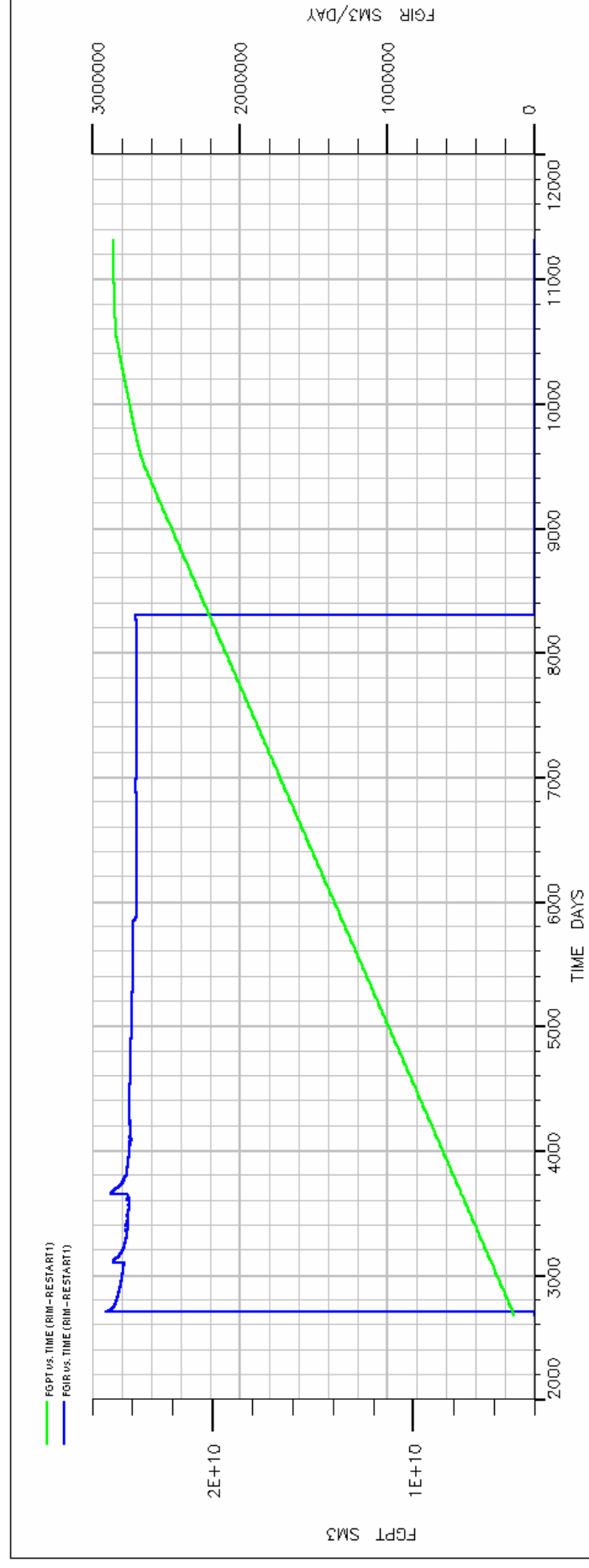
Figur A2: Utvinningsgrad olje
case26



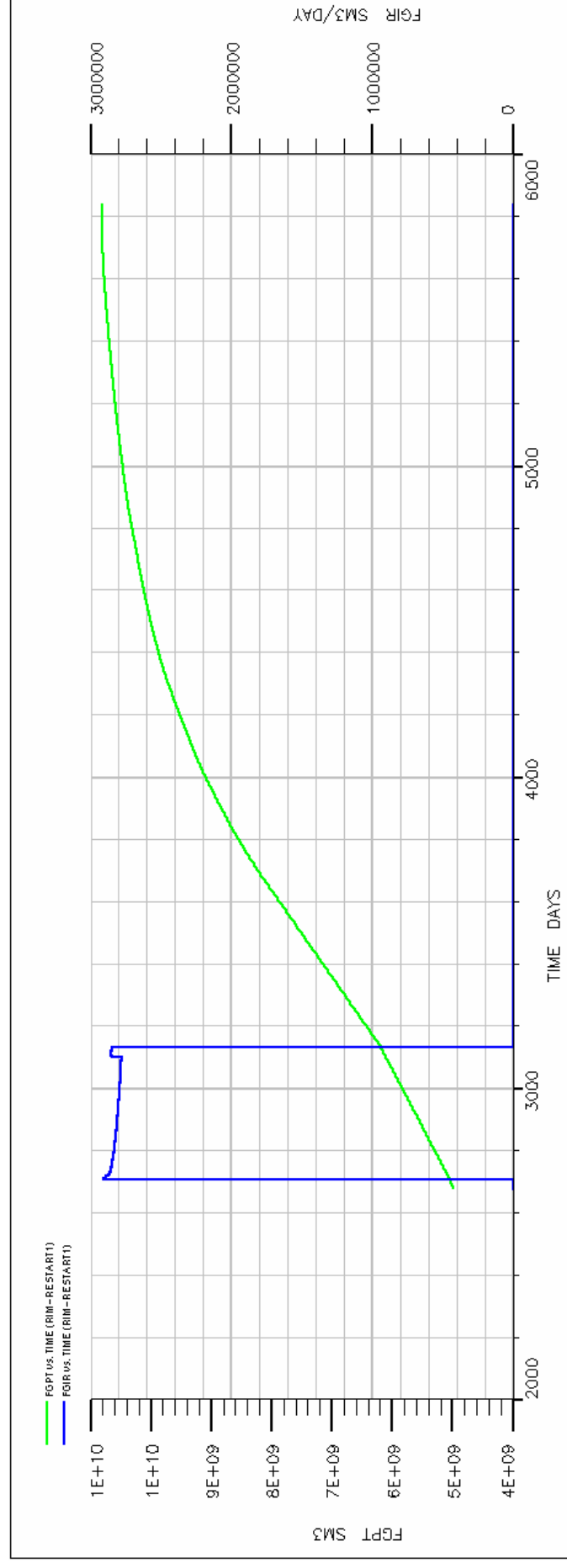
Figur A3: Utvinningsgrad olje case 2007



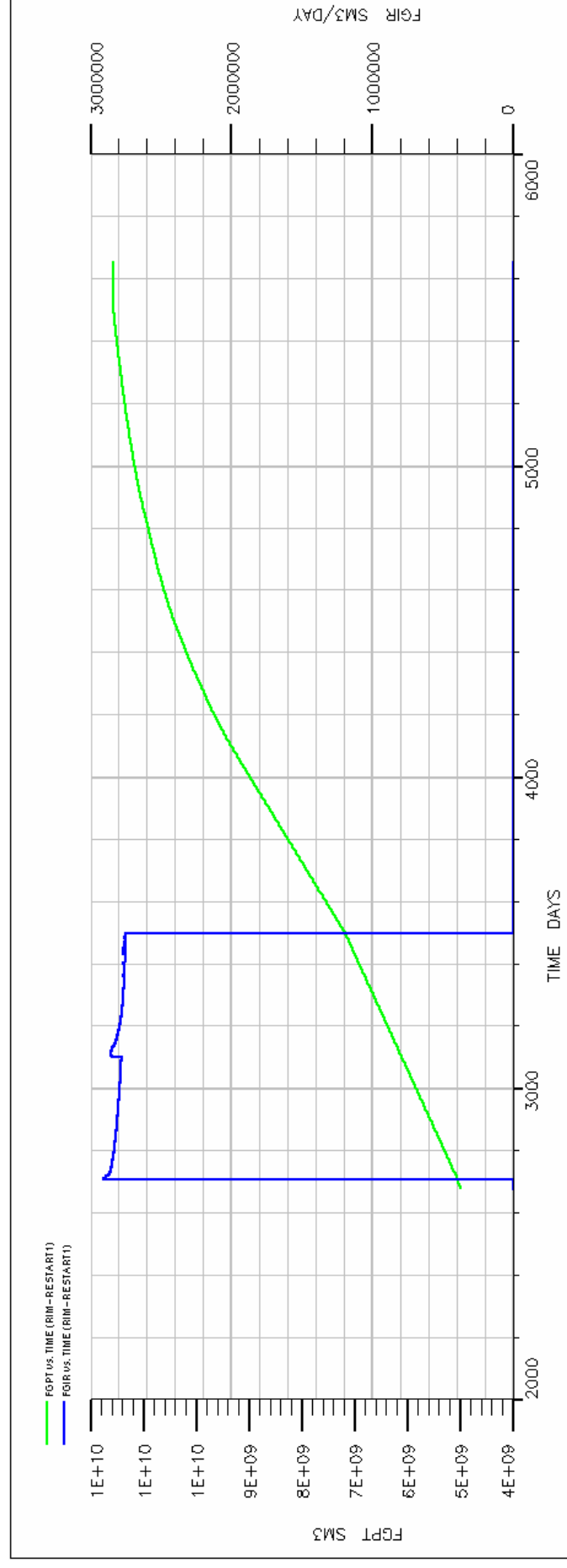
Figur A4: Totalt produsert gass case 3
 Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



Figur A5: Totalt produsert gass case 26
Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.

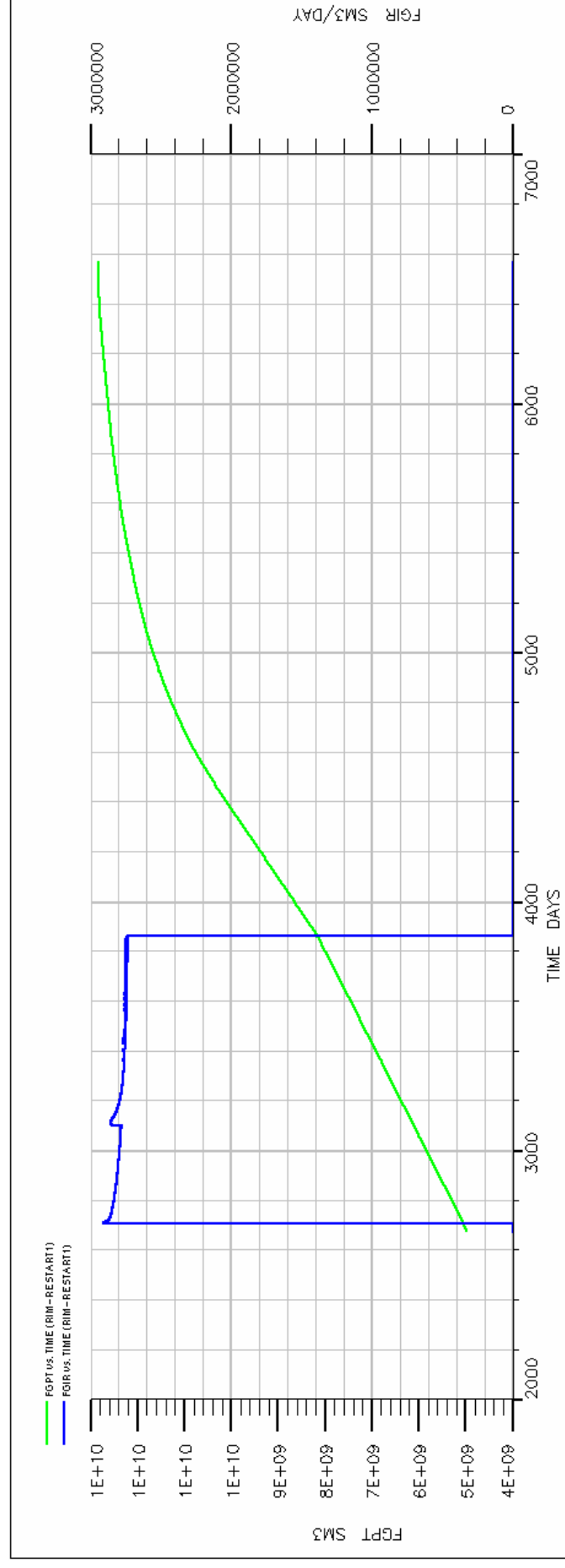


Figur A6: Totalt produsert gass case 2007
Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.

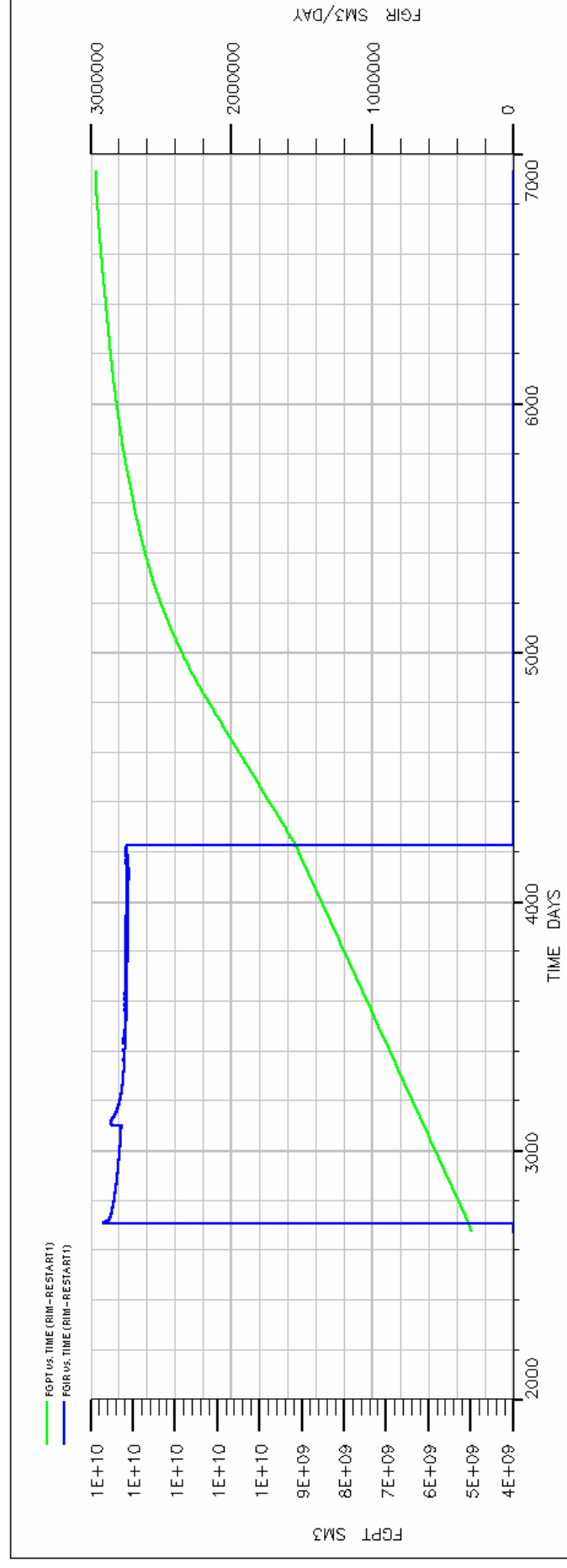


Figur A7: Totalt produsert gass case 2008

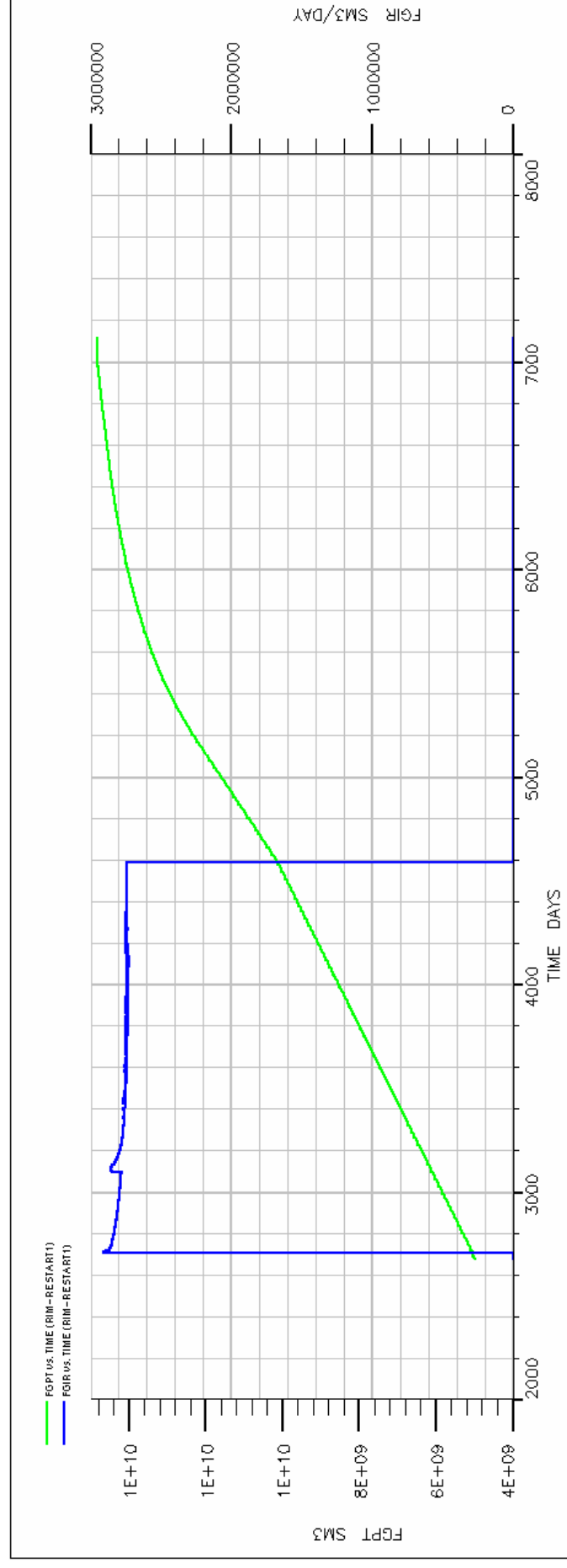
Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



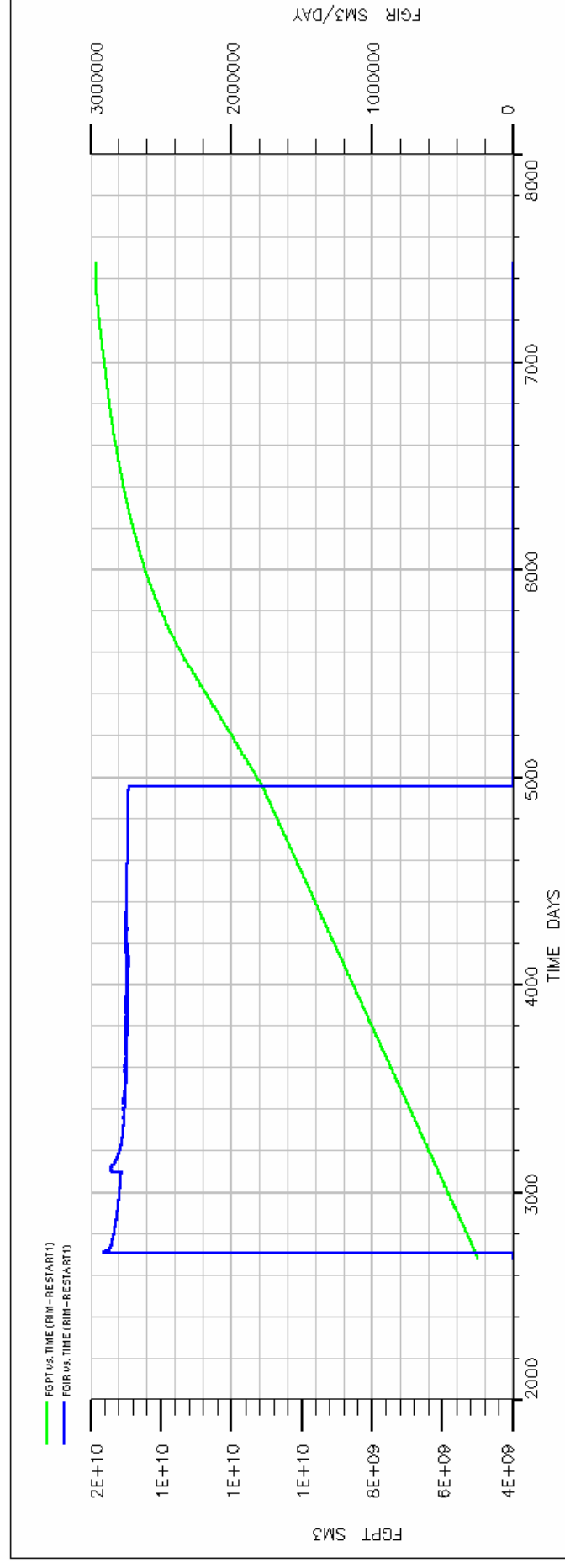
Figur A8: Totalt produsert gass case 2009
 Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



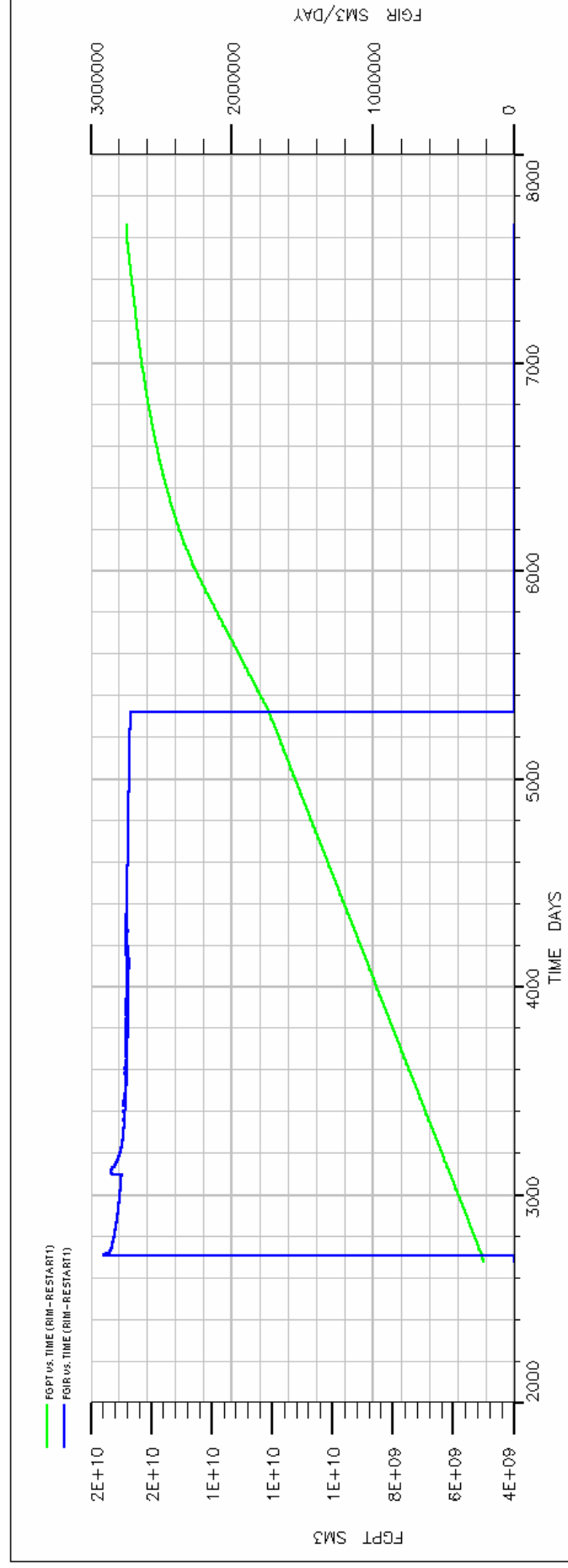
Figur A9: Totalt produsert gass case 2010
Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



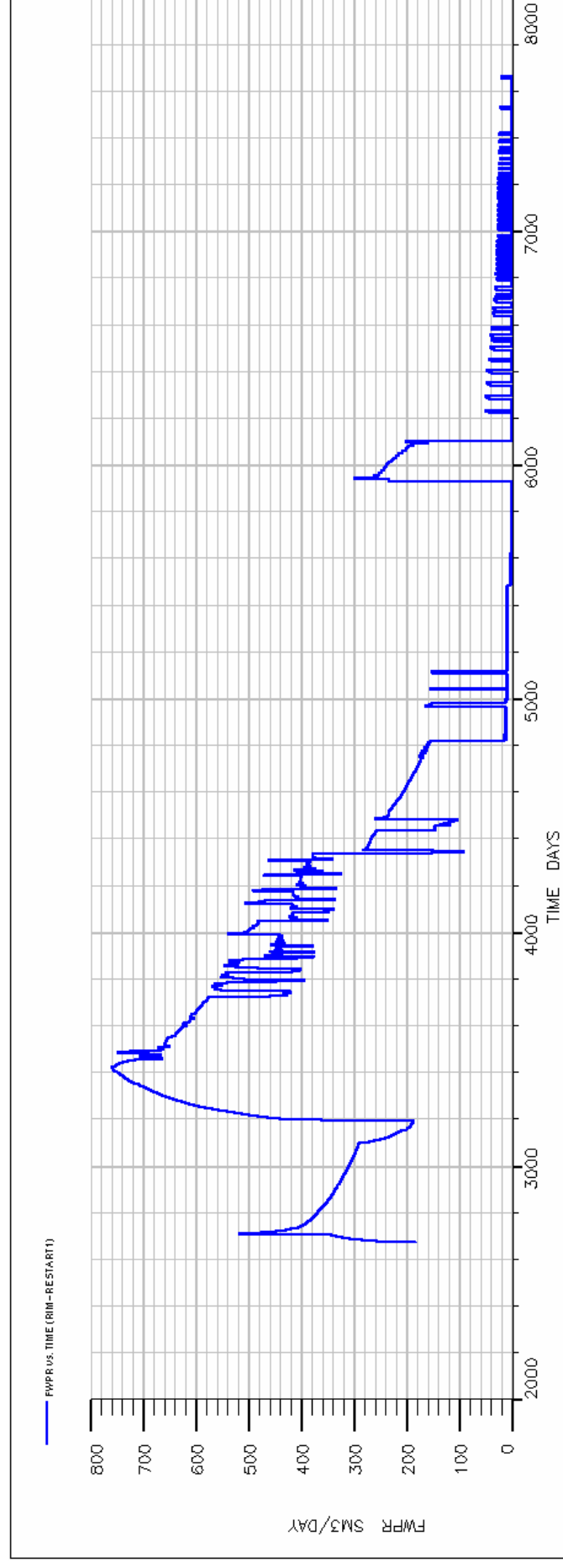
Figur A10: Totalt produsert gass case 2011
Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



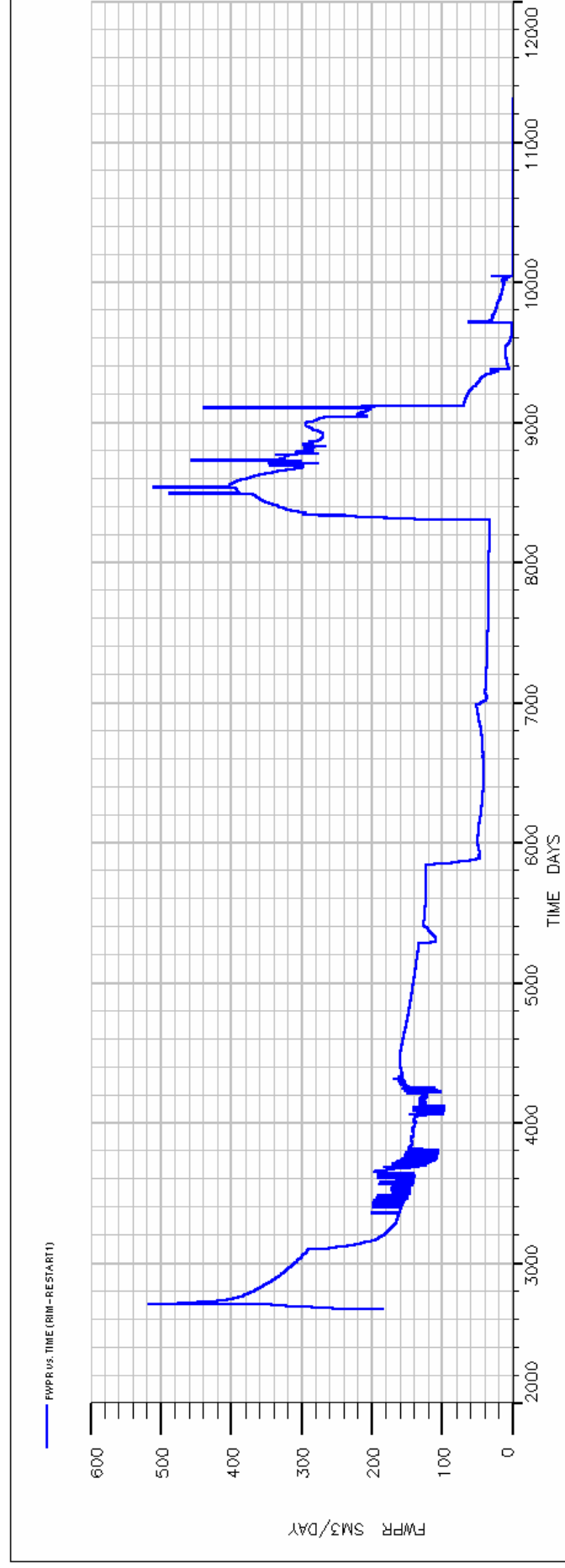
Figur A11: Totalt produsert gass case 2012
 Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



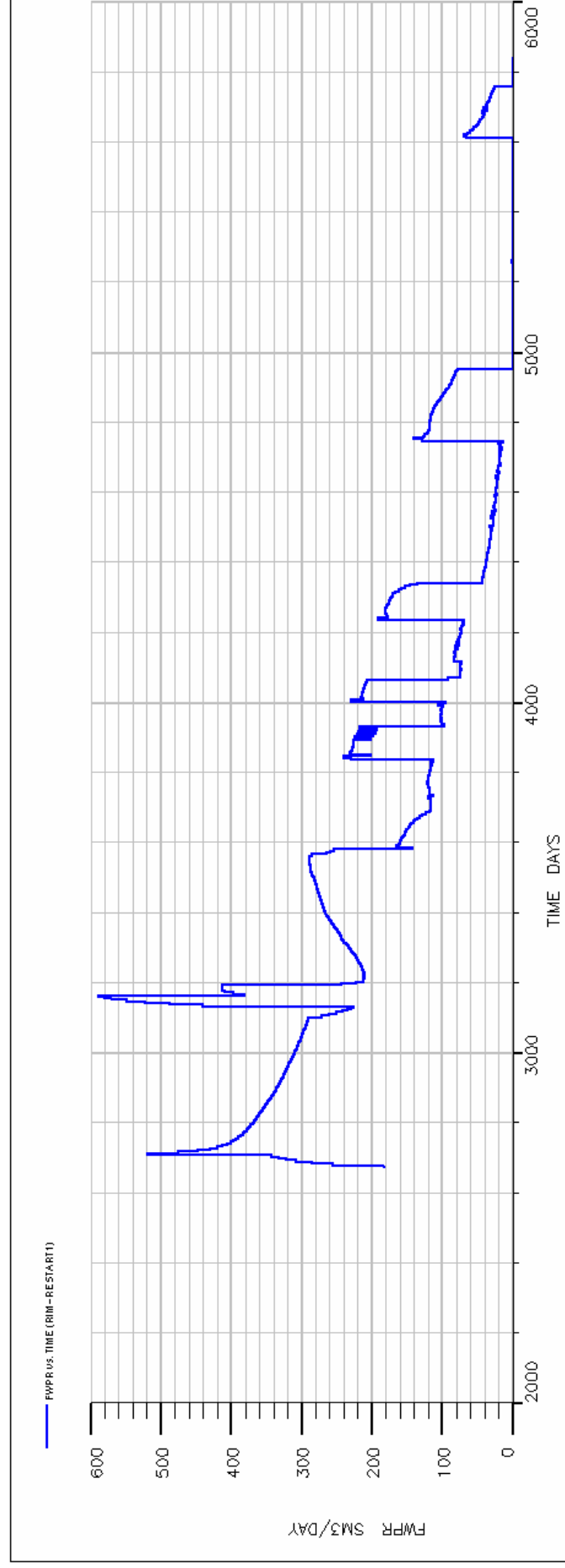
Figur A12: Totalt produsert gass case 2013
 Produsert gass regnes fra stopp injeksjon, Oppstart ved kryssing blå og grønn graf.



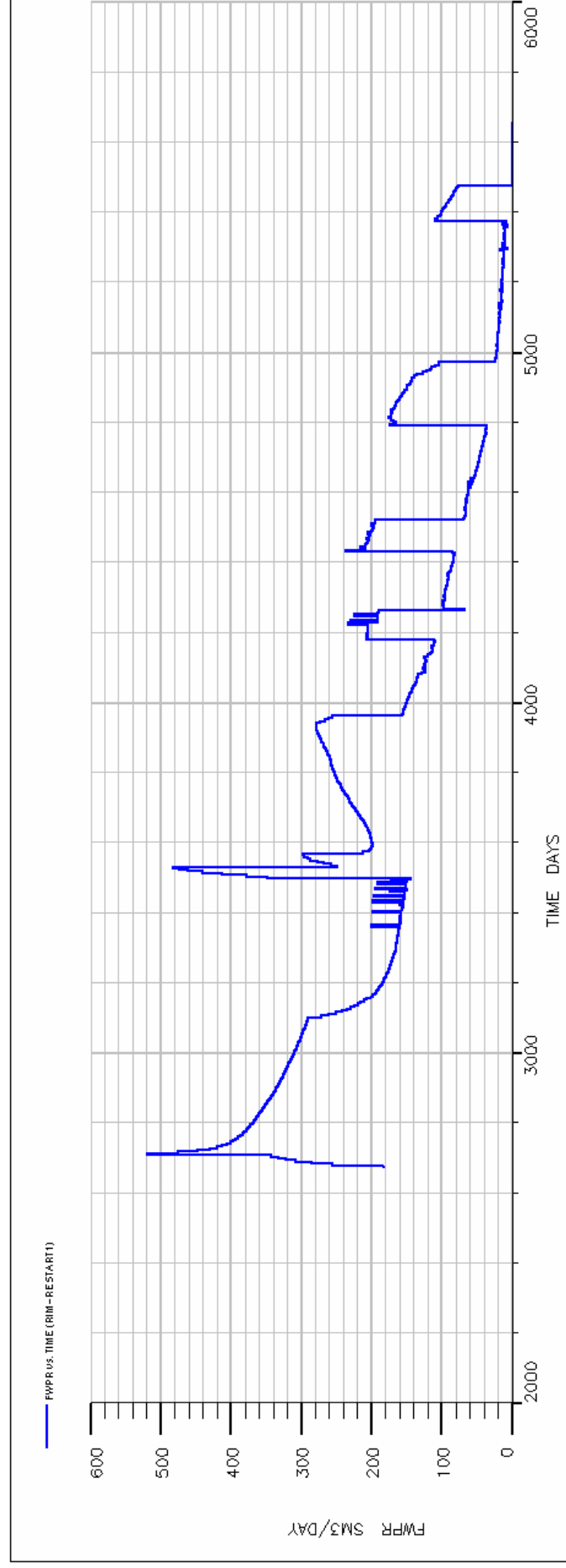
Figur A13: Vannproduksjonsrate case 3



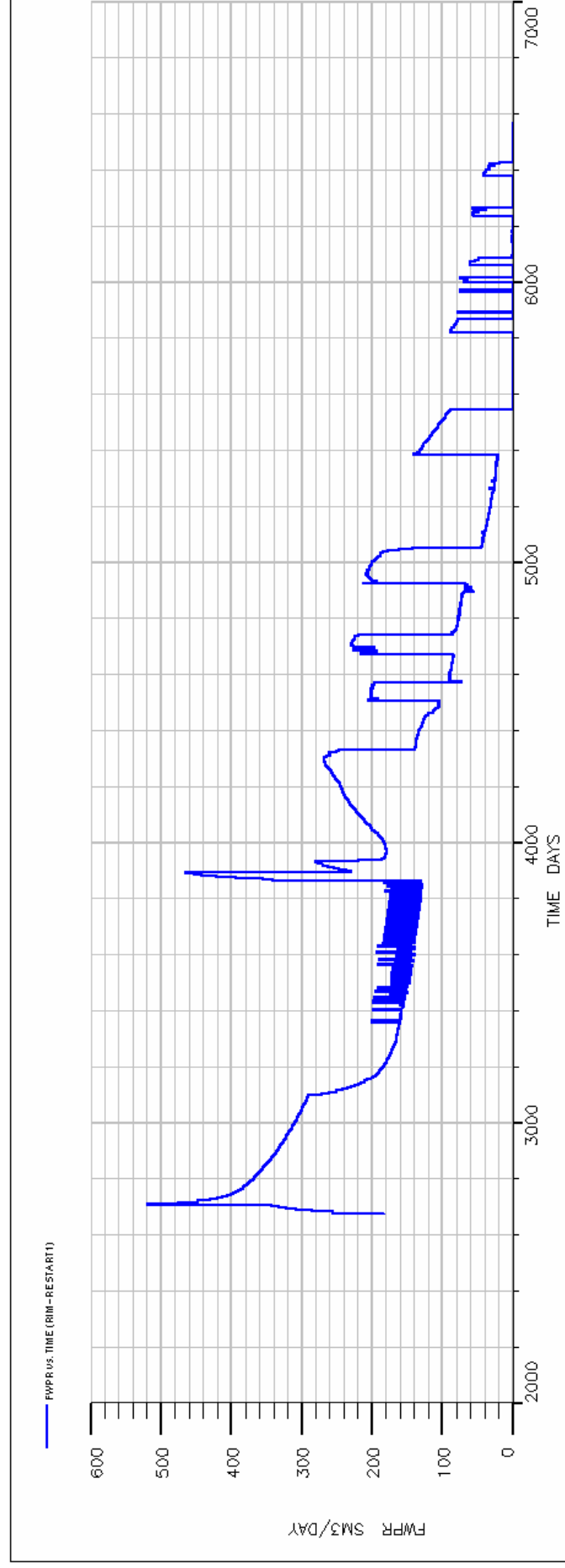
Figur A14: Vannproduksjonsrate case 26



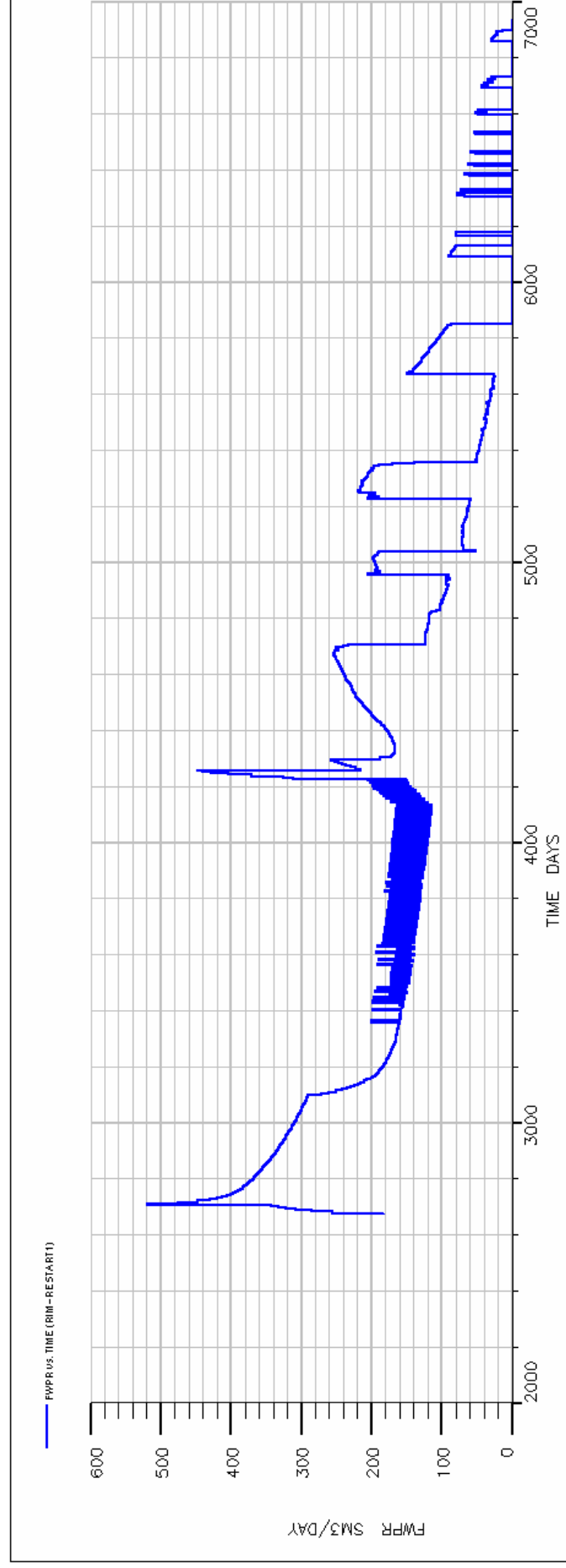
Figur A15: Vannproduksjonsrate case 2007



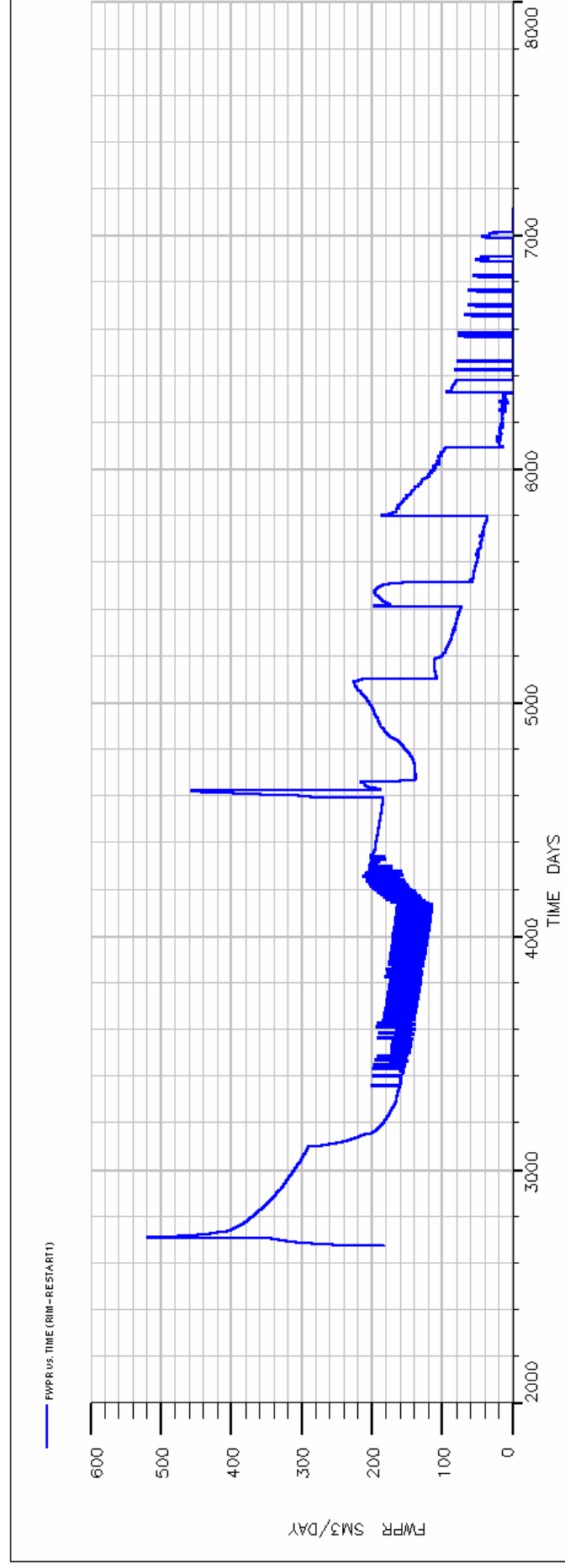
Figur A16: Vannproduksjonsrate case 2008



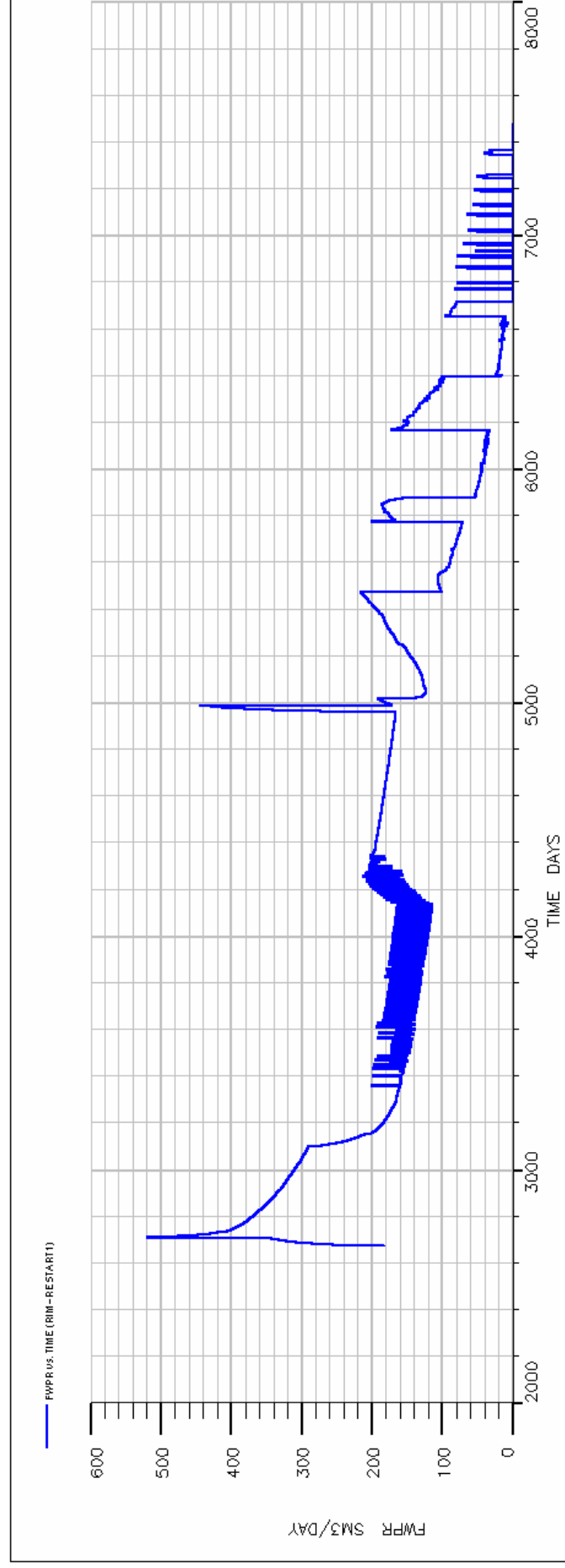
Figur A17: Vannproduksjonsrate case 2009



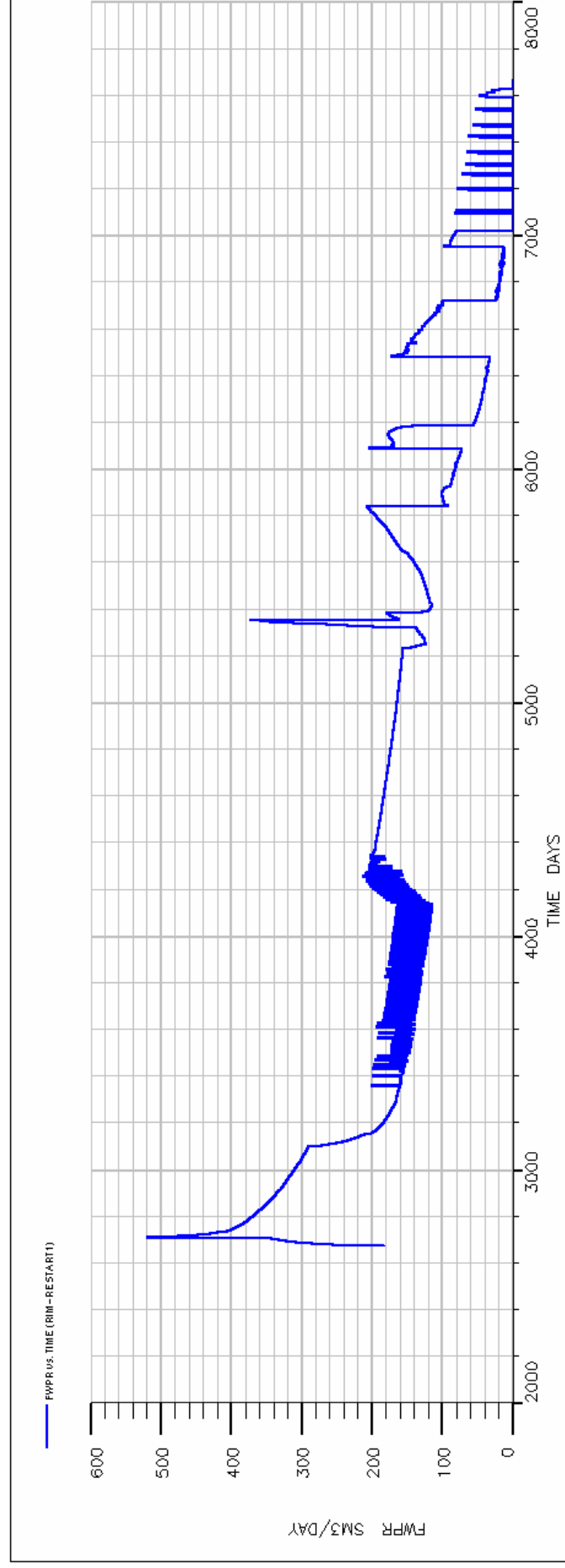
Figur A18: Vannproduksjonsrate case 2010



Figur A19: Vannproduksjonsrate case 2011



Figur A20: Vannproduksjonsrate case 2012



Figur A21: Vannproduksjonsrate case 2013