

FAGRAPPORT

Gruppe 2, Gullfakslandsbyen 2008

Ny plattform på Gullfaks Sør

Eirik Espe

Stian Eiken

Trine Flobak

Espen Rødland Mikkelsen

Wenche Karin Storhaug Nybø

TPG 4851 Ekspert i Team



NTNU

Det skapende universitet

FORORD

Dette er en rapport i faget TPG 4851Eksperter i Team ved NTNU, våren 2008. Rapporten gjør rede for arbeide utført i Gullfakslandsbyen.

Vi ønsker å rette en stor takk til landsbyledelse, StatoilHydro og fagpersonell ved institutt for Petroleumsteknologi og Anvendt Geofysikk, for støtte og tilrettelegging gjennom prosjektperioden. En spesiell takk går til Esther Matland som har vært vår veileder fra StatoilHydro.

SAMMENDRAG

I denne rapporten undersøkes det hvor mye utvinningsgraden for Gullfaks Sør Statfjord kan økes ved å plassere 15 nye brønner.

Produksjonen for feltet har vært lavere enn antatt. Grunnen til dette er blant annet at Statfjord er et meget komplekst reservoar med begrenset kommunikasjon.

For å komme frem til et optimalt oppsett av brønner er det utført flere simuleringer der en har plassert brønner i ulike områder av reservoaret. Feltets lave permeabilitet gjør det vanskelig å drenere uten trykkstøtte. En tar sikte på oppstart av feltet i mai 2012, og skal drive produksjon frem til 2030. Ved å plassere ytterligere 10 produksjonsbrønner og 5 gass injeksjonsbrønner er det mulig å øke utvinningsgraden med 14.4 %. En har da produsert til sammen 14.4 MSm³ olje. Dersom en lar feltet produsere frem til 2040 nås målet på å øke utvinningsgraden med 18 %. Sensitivitetsanalyser er utført med hensyn på injeksjonstrykk, bunnhullstrykk, og maksimal volumstrøm gass per brønn.

Det er også utført grove økonomiske beregninger for å undersøke om det er lønnsomt å gjennomføre prosjektet. Beregningene er gjort med tall anbefalt av veileder hos Statoil. For å kunne gjøre en risikoanalyse av prosjektet har gruppen gjennomført en Monte Carlo simulering ved hjelp av @Risk.

Gruppen har sett på to mulige løsninger for gjennomføring av prosjektet, en innleid jack-up rigg og en ny brønnhodeplattform. Ingen av disse alternativene ga positiv nåverdi. Monte Carlo simuleringer gir en 45 % sjanse for at plattformalternativet skal bli økonomisk lønnsomt, og 14 % for riggalternativet.

INNHold

1	INTRODUKSJON	8
1.1	PROBLEMSTILLING.....	8
1.2	FORMÅL	9
1.3	METODEVALG OG GJENNOMFØRING	9
2	BAKGRUNN OG TEORI	10
2.1	Beskrivelse av reservoarbergarter i Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør	10
2.2	ECLIPSE MODELLEN	11
2.3	ØKONOMI	17
3	METODE	17
3.1	BRØNNEGENSKAPER	17
3.2	FREMGANGSMÅTE FOR PLASSERING AV BRØNNER	18
3.3	RESERVOARTRYKKET	20
3.4	ØKONOMI	20
4	OMRÅDEANALYSE OG PÅFØLGENDE BRØNNMØNSTER	22
4.1	OMRÅDET GF2	23
4.2	OMRÅDET GF3	25
4.3	OMRÅDET GF4	28
4.4	OMRÅDET GF5	30
4.5	OMRÅDET GF6	32
4.6	ENDELIG OPPSETT	35
5	BEST CASE.....	36
5.1	BRØNNPLAN.....	36
5.2	FELTETS YTELSE	39
5.3	SENSITIVITETSANALYSER	43
6	ØKONOMISKE BEREKNINGER OG SENSITIVITETSANALYSER	45
6.1	RIGG ALTERNATIVET	45
6.2	PLATTFORM ALTERNATIVET	47
7	DISKUSJON.....	49
8	KONKLUSJON	50
9	REFERANSER	52

FIGURLISTE

Figur 2.1-1 Stratigrafisk kolonne for Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør, Modifisert fra [1] ..	11
Figur 2.2-1 Grafisk fremstilling av Eclipse-modellen ved produksjonsstart.	13
Figur 2.2-2 - Oljerate, simulert vs historisk.....	14
Figur 2.2-3 - Vannkutt, simulert vs historisk.....	14
Figur 2.2-4 - Oljeproduksjon, simulert vs historisk	15
Figur 2.2-5 - Vannproduksjon, simulert vs historisk.....	15
Figur 2.2-6 Vannproduksjonsrate - G-1H.....	16
Figur 3.3-1 – Trykkutvikling – Base Case.....	20
Figur 3.4-1 Oljemetning 01 jan. 2006, base-Case	22
Figur 3.4-2 Oljemetning 31 jan.2029, base-Case	22
Figur 4.1-1 - Tverrsnitt XZ - GF2, permeabilitet	23
Figur 4.1-2 - Tverrsnitt YZ - GF2, permeabilitet	23
Figur 4.1-3 - Tverrsnitt YZ - GF2, oljemetning.....	23
Figur 4.1-4 - Tverrsnitt XZ - GF2, oljemetning.....	23
Figur 4.1-5 - GF2-Brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3.....	24
Figur 4.1-6 – Oljeproduksjon – GF2.....	25
Figur 4.2-1 - GF3, oljemetning, Des 2029 Base Case	25
Figur 4.2-2 GF3, oljemetning, Jan 2006 Base Case.....	25
Figur 4.2-3 GF3, horisontal permeabilitet	26
Figur 4.2-4 GF3, trykkfordeling	26
Figur 4.2-5, Oljeproduksjon, GF3	27
Figur 4.2-6 GF3, Brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3	27
Figur 4.3-1 GF4, oljemetning.....	28
Figur 4.3-2 GF4, horisontal permeabilitet	28

Figur 4.3-3 Illustrasjon, GF4-Case2	29
Figur 4.3-4 Oljeproduksjon GF4	29
Figur 4.3-5 GF4, brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3	29
Figur 4.4-1 Oljemetning, jan. 2006, Base Case	30
Figur 4.4-2 Oljemetning, des 2029, Base Case.....	30
Figur 4.4-3 Oljeproduksjon GF5	31
Figur 4.4-5 GF5, brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3	31
Figur 4.5-1 GF6, horisontal permeabilitet	32
Figur 4.5-2 GF6, oljemetning, des 2029 “base case”	32
Figur 4.5-3 GF5,Case3, oljemetning 31.des 2018.....	32
Figur 4.5-4 GF5, Case1, oljemetning 31.des 2018.....	32
Figur 4.5-5 Oljeproduksjon, GF6	34
Figur 4.5-6 GF6, brønnplassering og fortreningsprofil	34
Figur 5.1-1 Endeblokkstrykk, GF3-1.....	37
Figur 5.1-2 Endeblokkstrykk, GF6-3.....	37
Figur 5.1-3 - Endeblokkstrykk - GF4-INJ1.....	38
Figur 5.2-1 Oljemetning, base Case, des 2029.....	39
Figur 5.2-2 Oljemetning, Best Case, des 2029	39
Figur 5.2-3 Utvinningsgrad, Best Case.....	40
Figur 5.2-4 Oljeproduksjonsrate	41
Figur 5.2-5 Vannkutt	41
Figur 5.2-6 Reservoartrykk mot tid	42
Figur 5.2-7 Utvinningsgrad, Base Case vs Best Case	42
Figur 5.3-1 Utvinningsgrad mot maks gass rate.....	43
Figur 5.3-2 Utvinningsgrad mot injeksjonstrykk	44
Figur 5.3-3 Sensitivitet, BHP.....	44

Figur 6.1-1 Sannsynlighetsfordeling for NPV for riggalternativet.....	46
Figur 6.1-2 Følsomhetsanalyse for riggalternativet.	46
Figur 6.2-1 Sannsynlighetsfordeling for plattformalternativet med drift frem til 2030.	47
Figur 6.2-2 Sensitivitetsanalyse for plattformalternativet.	48
Figur 6.2-3 Sannsynlighetsfordeling for plattformalternativet med drift frem til 2040.	48

TABELL LISTE

Tabell 2-1 Formasjonsmedlemmer i Eclipse	12
Tabell 2-2 Initielle brønner	13
Tabell 5-1 Brønnplan Gullfaks Sør	36
Tabell 6-1 Kostnader for de to alternativene som er undersøkt.	45
Tabell 6-2 Andre variable som er felles for de to alternativene.	45

FORMEL LISTE

Formel 3.1-1 - trykktap for enfase rørstrømning	17
Formel 3.1-2 - trykktap for enfase rørstrømning	18

APPENDIKS

APPENDIKS A – Sensitivitetsanalyse, gassproduksjonsrate

APPENDIKS B – Sensitivitetsanalyse, injeksjonstrykk

APPENDIKS C - Økonomi

APPENDIKS D – Sensitivitetsanalyse: Gassinjeksjon vs. Gassproduksjon

APPENDIKS E - Brønnplasseringer og lengder

1 INTRODUKSJON

Bakgrunn for studiet er problemer knyttet til utvinningsgraden på Gullfaks Sør Statfjord. Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør er hovedreservoaret på Gullfaks Satellitter. Oljereserver på $12,6 \text{ MSm}^3$ ble forventet i Plan for utvikling og drift (PUD) i 1995, dessverre ble ikke produksjonen like god som først antatt. Dette førte til at StatoilHydro i 1999 nedjusterte oljereservene til $5,1 \text{ MSm}^3$. Grunnen til den lave utvinningsgraden, er at Statfjord er et meget komplekst reservoar med begrenset kommunikasjon. I tillegg er gasskapasiteten begrenset. [1] Per september 2007 finnes det syv produksjonsbrønner på Gullfaks Sør Statfjord, i tillegg finnes det én injeksjonsbrønn. Kun 3 MSm^3 er produsert per 01.01.08.

StatoilHydro har et mål om å øke utvinningsgraden med 18 % [3]. Noen av utfordringene med dette, er at lave trykk og store trykkkontraster gir redusert borbarehet og produksjonsbegrensninger. Spesielt er boring gjennom Raude krevende. Knapphet på brønnsliiser og slitasje på brønnhoder skaper også problem. I tillegg er plassering av injektorer usikker.[2]

På bakgrunn av dette, og i samarbeid med StatoilHydro, ble gruppens problemstilling formulert.

1.1 PROBLEMSTILLING

Gruppen skal undersøke hvor mye utvinningsgraden i Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør kan økes ved å øke antall brønner. Formasjonen er karakterisert ved begrenset lateral kommunikasjon mellom sandene. For å øke utvinningsgraden er det derfor nødvendig med flere brønner.

Knapphet på brønnsliiser og riggtilgjengelighet er en begrensning i dag. Det er derfor interessant å vurdere mulighetene for å bygge ny plattform.

Gruppen velger et plattformeksempel lignende utbyggingen på Volve, der kontraktører tar seg av boring og produksjon. Et eksempel er Maersk Inspirer med 15 brønnsliiser. Med dette som utgangspunkt skal gruppen finne beste brønnmønster og vurdere forholdet mellom vann/gass injektorer og produsenter. I første omgang plasseres plattformen i vest for å unngå de vanskelige boreforholdene i Raude.

Gruppen vil undersøke dette ved å bruke eksisterende Eclipse-modell, og gjøre simuleringer ved innsetting av nye brønner. Simuleringene danner grunnlaget for produksjonsprofiler og utvinnbare reserver ved de alternativer som synes mest attraktive. Dette i kombinasjon med grove kostnadsoverslag skal benyttes for å beregne nåverdi for utbyggingen.

Arbeidet skal sette gruppen i stand til å vurdere fordeler og ulemper ved utbygging, samt gjøre risikovurderinger for prosjektet.

Dersom tiden tillater det, vil gruppen undersøke beste mulige plassering av plattform. I dette må erfaringer fra tidligere brønner, samt boretekniske problemer på grunn av deplettering i Brent formasjonen, tas med.

1.2 FORMÅL

Formålet med prosjektet er at *"studentene både skal anvende sin fagkompetanse og utvikle sin samspillskompetanse gjennom å arbeide resultatrettet med relevante problemstillinger for samfunns- og arbeidsliv. Studentene skal utvikle sine teoretiske kunnskaper og praktiske ferdigheter i tverrfaglig prosjektsamarbeid og få trening i yrkesrelevante arbeidsmåter"* [www.ntnu.no/eit/student/]. I og med at problemstillingen er reell og utarbeidet sammen med StatoilHydro, vil oppgaven ha nytteverdi både for StatoilHydro og gruppe medlemmene.

1.3 METODEVALG OG GJENNOMFØRING

Som nevnt tidligere, blir en eksisterende Eclipse-modell brukt for å gjøre simuleringsdelen. Resultatene ble plottet i Result viewer i Eclipse Office. Opprinnelig skulle IPRISKwell brukes til de økonomiske beregningene, men i og med at beregningene kun kunne gjøres for en enkelt brønn om gangen, var ikke dette programmet det gunstigste å bruke. Av den grunn ble alternativet å bruke Microsoft Excel.

Mesteparten av data i rapporten kommer fra simuleringer gjort i Eclipse-modellen. Økonomidataene kommer fra erfaring fra Volve-feltet, samt anbefalinger fra StatoilHydro.

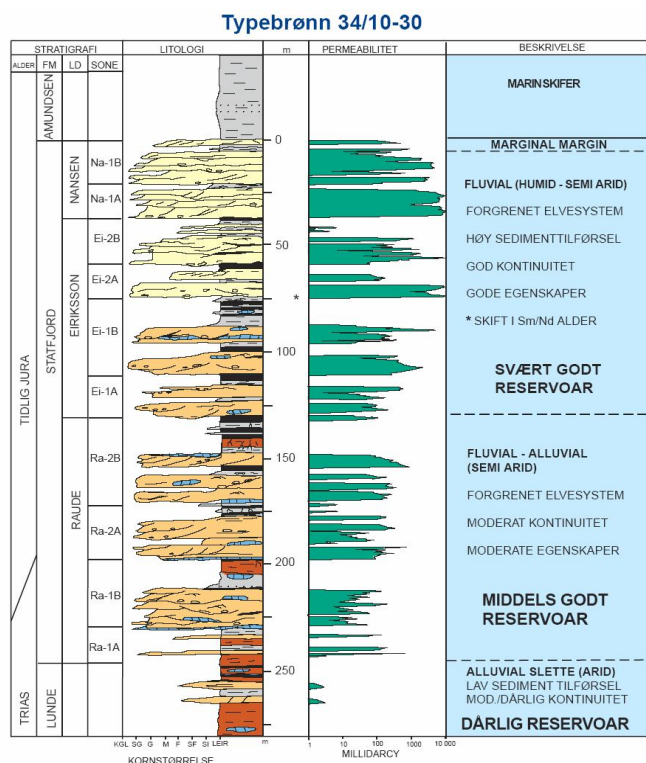
Nærmere beskrivelse av bakgrunn/teoridel og metode, samt resultater med diskusjon og konklusjon, blir presentert videre i rapporten, med vekt på resultater.

2 BAKGRUNN OG TEORI

2.1 Beskrivelse av reservoarbergarter i Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør

Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør er oljefyllt med gasskappe, og består av tre reservoarbergarter; Nansen, Eiriksson og Raude. Øvre del (Nansen og Eiriksson 1), har en mektighet på mellom 70 og 80 meter, mens nedre del (Eiriksson-1 og Raude) har en mektighet på mellom 160 og 175 meter. Se Figur 2.2-1. Nansen og Eiriksson er avsatt fluvialt i et forgrenet elvesystem med høy sedimenttilførsel og god kontinuitet, noe som gir svært gode reservoaregenskaper. De er massive, relativt homogene og har god permeabilitet (0,5 – 2 D). Nansen-1 har god lateral utstrekning, mens produksjonsdata viser, i form av lavere trykk, at Nansen-2 er en noe dårligere sand. For Eiriksson 1 er det større usikkerhet med hensyn på kommunikasjon i de sørlige områdene av feltet, men resultat fra depletterte sander i nord, tyder på god kommunikasjon her. Eiriksson 2 har lav permeabilitet og inneholder mye skifer, noe som begrenser kommunikasjonen.

Raude er avsatt i fluvialt – alluvialt miljø. Som Nansen og Eiriksson er også denne reservoarbergarten avsett i et forgrenet elvesystem, men her med moderat kontinuitet. På grunn av hyppig veksling mellom skifere og sander, har Raude derfor varierende reservoarkvalitet, dette gjelder også for nederste del av Eiriksson. Nedre del av Statfjord inneholder i tillegg høyere innhold av feltspat og kaolinitt, og trykket i de ulike sandene varierer.



Figur 2.1-1 Stratigrafisk kolonne for Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør, Modifisert fra [1]

En strukturgeologisk studie av formasjonen har vist at det finnes en rekke deformasjonsbånd tilknyttet forkastningene, noe som avslører at reservoaret er mer komplekst enn opprinnelig antatt. Oppløsning og rekrystallisering av kvarts i deformasjonssonene har ført til redusert kommunikasjon, noe som kan forklare problemene med raskt trykkfall under produksjon på flere brønner i området. Varierende olje / vannkontakt indikerer også at det finnes forseglede forkastninger. [1]

2.2 ECLIPSE MODELLEN

Eclipse-modellen som er benyttet til simuleringer av Gullfaks Sør feltet, er utviklet av StatoilHydro. En nyere Eclipse-modell over området er tilgjengelig, men etter dialog med StatoilHydro ble det besluttet å bruke den gamle. Til sammen 59 018 aktive blokker finnes i modellen; 64 blokker i x-retning, 110 blokker i y-retning og 15 blokker i z-retning. Blokkene som tilhører Raude-1A er satt innaktive.

Hvilke formasjonsmedlemmer som tilhører hvilke lag i modellen finnes i Tabell 2.2-1.

Tabell 2-1 Formasjonsmedlemmer i Eclipse

Medlem	Lag
Nansen-1B	1-3
Nansen-1A	4-5
Eiriksson-2B	6-7
Eiriksson-2A	8
Eiriksson-1B	9-10
Eiriksson-1A	11
Raude-2B	12
Raude-2A	13
Raude-1B	14
Raude-1A	15

Hele modellen er designet som en likevektsregion, noe som innebærer at det ikke eksisterer hydrostatiske forskjeller. Følgene av dette er at modellen kun behøver ett sett med referanser for dyp og trykk. Referansedypet ligger på 3224 meter med et trykk på 470,7 bar. Vann / oljekontakten er oppgitt til å være på 3362 meter SVD, mens gass / oljekontakten er lokalisert 138 meter høyere, det vil si på et dyp som tilsvarer 3225 meter SVD.

Det benyttes en svart oljemodell der fluidegenskapene er angitt til å være felles for hele reservoaret, og følgelig finnes kun én PVT-region.

Det er konstruert 10 regioner med hensyn på metning, kapillærtrykk og relativ permeabilitet. Relativ permeabilitet beregnes ut fra kapillærtrykksdataene som er gitt i "RELPERM.ENDSCALE". Disse dataene leses inn for hver av de 10 regionene som er definert i "SATNUM_END.GRDECL" ved å bruke nøkkelordet SATNUM.

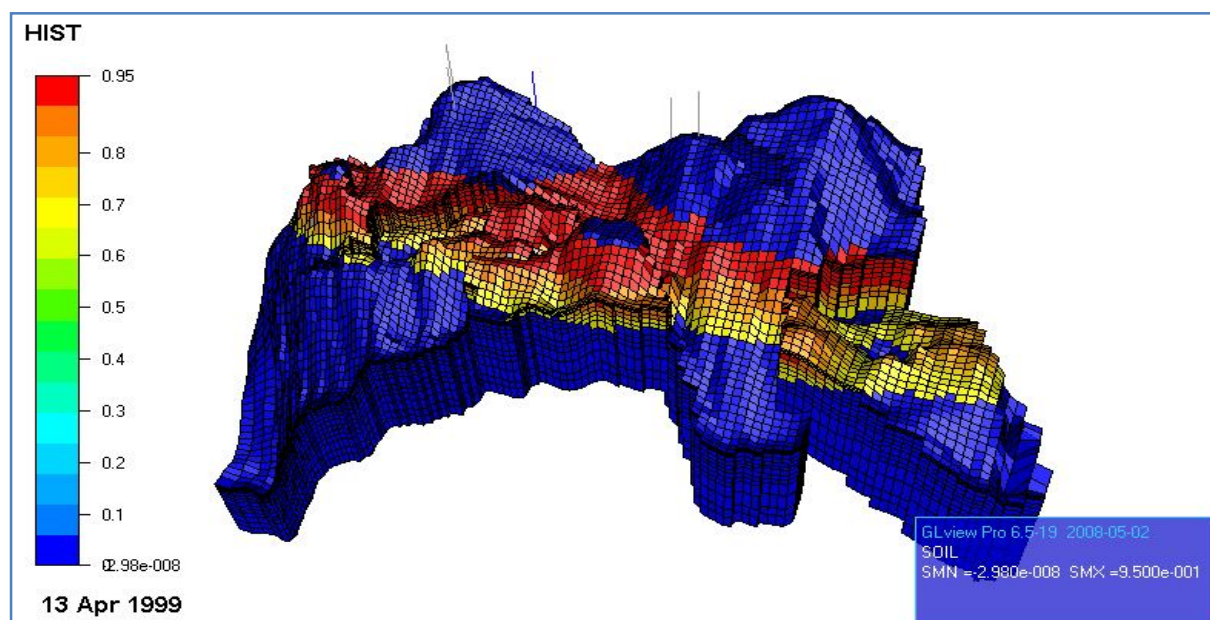
Permeabiliteten i modellen er lest inn for hver enkelt celle fra filen "PERMX.GRDECL". Permeabiliteten i x – retning er lik permeabiliteten i y – retning, og permeabiliteten i z – retning tilsvarer en tidel av disse. Spennet av permeabilitet i "PERMX.GRDECL" skulle tilsi at permeabiliteten er relativt god, men det skal merkes at for Nansen 1A og 1B, Eiriksson 2B til og med Raude 2A, er permeabiliteten først redusert med en faktor på 1.5 og 2.0 respektivt. For i tillegg å kunne modellere tilstrekkelig trykkfall, er permeabiliteten over hele reservoaret ytterligere redusert med en faktor på 50, noe som resulterer i en permeabilitet i området 0,308 mD til 27,12 mD. Noe som er særdeles lavt for et sandsteinreservoar.

Modellen inneholder seks horisontale brønner, derav to multilaterale. Historisk brønnproduksjon er implementert i Schedule filen. Brønnene som allerede er implementert, er listet i Tabell 2-2.2-2.

Tabell 2-2 Initielle brønner

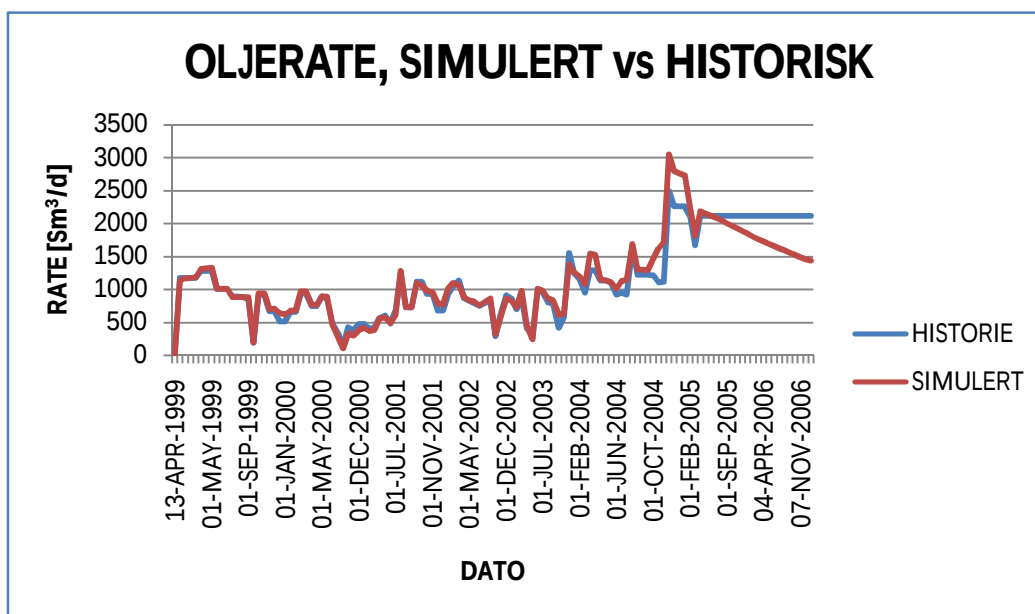
Brønn
F-2ML
G-2T3H
F-4AT3H
G-3T2H
G-1H

En grafisk fremstilling av modellen ved start av feltets produksjon, er presentert i Figur 2.2-1.2-1, der oljemetning skildres. Det kommer klart frem at reservoaret initielt er på boblepunktet med bakgrunn i tilstedeværelsen av en gasshatt. På figuren kan en tydelig se at gass / oljekontakten er på samme nivå over hele reservoaret, det samme gjelder for vann / oljekontakten.



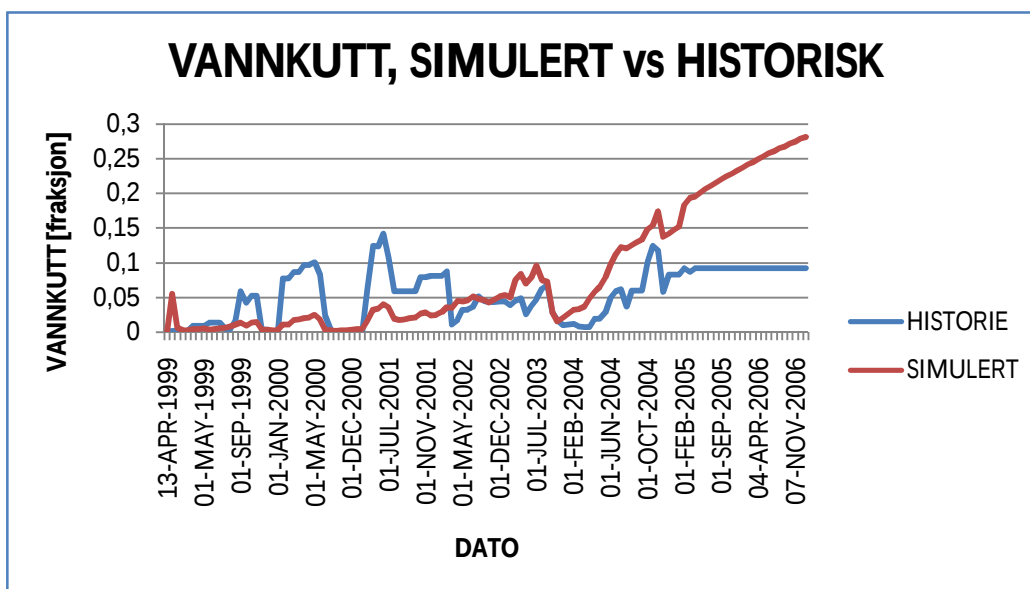
Figur 2.2-1 Grafisk fremstilling av Eclipse-modellen ved produksjonsstart.

For å vurdere hvor god modellen er, kan en simulere og evaluere den historiske produksjonen mot den simulerte. Feltets oljeproduksjonsrate og vannkutt er fremstilt i 2.2-2 og 2.2-3, der både historisk og simulert produksjon er gjengitt. De første årene av feltets levetid er det et godt samsvar mellom den historiske og den simulerte oljeproduksjonen. Mot slutten blir avviket noe større, den simulerte blir først en del høyere for deretter å avta, mens den historiske produksjonen ligger noe lavere og ender på en høyere konstant rate.



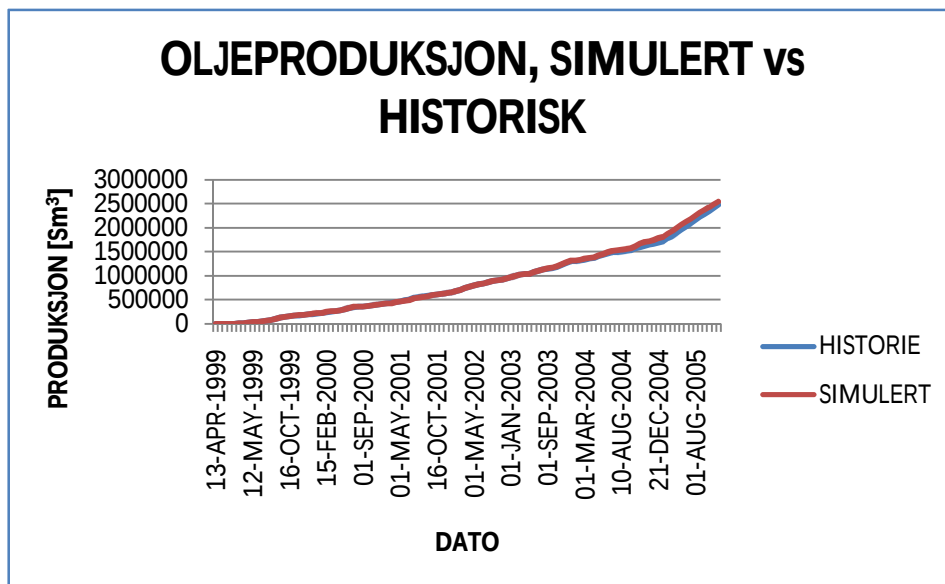
Figur 2.2-2 - Oljerate, simulert vs historisk

I Figur 2.2-3 vises det historiske vannkuttet i begynnelsen mer som pulsvise utslag. Disse utslagene overstiger det simulerte betraktelig. Mot slutten overgår simulert vannkutt det historiske, og øker utover i tid. Historisk vannkutt holder seg konstant mot slutten.



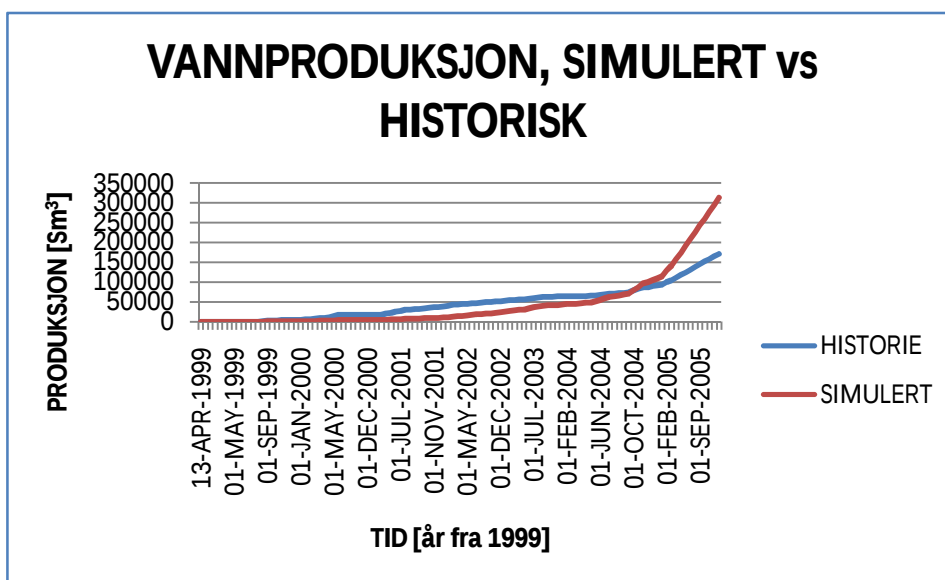
Figur 2.2-3 - Vannkutt, simulert vs historisk

Det er godt samsvar mellom den historiske og den simulerte oljeraten, og følgelig er det liten forskjell mellom den simulerte og den historiske kumulative oljeproduksjonen. Som vist på Figur 2.2-4, ser en at forskjellen blir tydelig mot slutten, men er av ubetydelig størrelse.



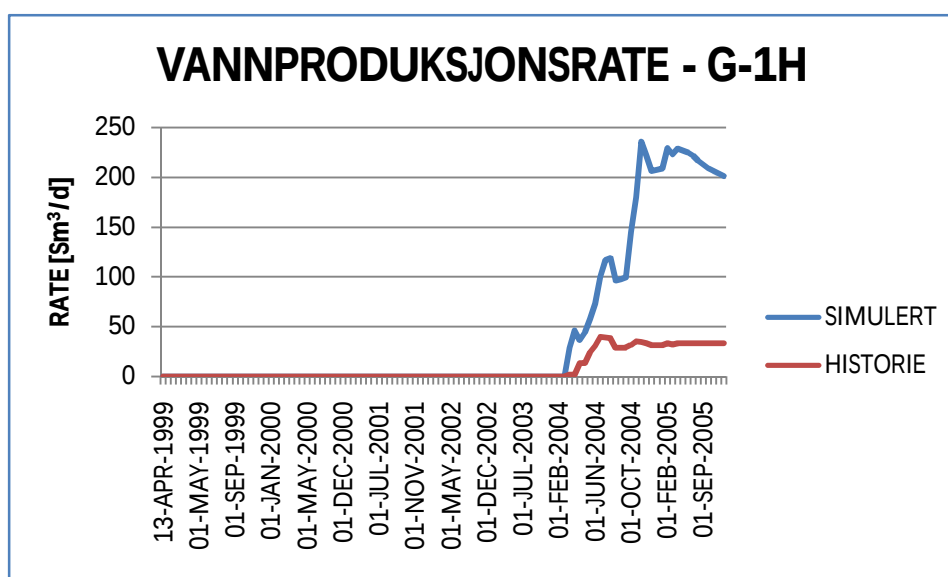
Figur 2.2-4 - Oljeproduksjon, simulert vs historisk

Plottet av historisk og simulert vannkutt viser noe avvik, og en ønsker å vite hva dette betyr for den totale vannproduksjonen. I Figur 2.2-5 kan en se at den simulerte vannproduksjonen blir betydelig større enn den historiske, og i slutten utgjør forskjellen hele 141'567 Sm³. Årsaken kan være at modellen er tilpasset med hensyn på oljeproduksjon, og ikke vannproduksjon.



Figur 2.2-5 - Vannproduksjon, simulert vs historisk

Fra evaluering av foregående plott, kan en konkludere med at historietilpasningen ser ut til å være utført med hensyn på oljeproduksjon. Modellen gir mot slutten en betydelig høyere vannproduksjon enn hva den historiske produksjonen skulle tilsi. For en grundigere undersøkelse ønsker en å se på hvilke avvik det er mellom de historiske og de simulerte ratene for de ulike brønnene. Det viser seg at for samtlige brønner er det tydelige avvik, men det er en brønn som tydelig skiller seg fra resten, G-1H. Denne befinner seg i det sentrale området i reservoaret, og er komplettert gjennom samtlige formasjonsmedlemmer foruten Raude-1A, fra øst mot vest. Vannproduksjonsraten for G-1H er illustrert i Figur 2.2-6. I starten overstiger den simulerte den historiske raten med en verdi tilsvarende 50 Sm³/d og øker utover mot ca 170 Sm³/d. Se Appendiks F for utfyllende informasjon om dette.



Figur 2.2-6 Vannproduksjonsrate - G-1H

Ved simuleringer med nye brønner, vil den utførte historietilpasningen resultere i en oljerate som er mer representativ for feltet enn hva vannproduksjonen vil være. Simuleringene vil gi et mer pessimistisk anslag av vannkutt enn hva man kan forvente.

2.3 ØKONOMI

En vanlig metode for å risikovurdere prosjekter er å bruke såkalt Monte Carlo simulering. Denne metoden baserer seg på at man gir variable som kostnader og inntekter, en sannsynlighetsfordeling. Deretter gir en random generator disse variablene verdi ut fra sin sannsynlighetsfordeling. Dette gjentas et stort antall ganger og på denne måten får man en sannsynlighetsfordeling for en ønsket sluttvariabel, ofte nåverdi. Dette gir et bedre beslutningsgrunnlag da man kan få en sannsynlighet for at prosjektet blir lønnsomt.

Fra samme simulering kan man ved hjelp av regresjon utføre en følsomhetsanalyse, altså hvilke variable som har størst påvirkning på resultatet. Dette gjør at man kan konsentrere innsatsen på å tilpasse den variabelen som påvirker utfallet mest.

3 METODE

3.1 BRØNNEGENSKAPER

I Eclipse er brønnegenskapene definert ut fra standardverdier, der dette kan være hensiktsmessig. Det er ikke benyttet multilaterale brønner, da med tanke på at det kreves å definere brønnsegmenter som knyttes til ulike blokker, og det skal spesifiseres lengder på de ulike segmentene. For enkelhets skyld er derfor kun nøkkelordene WELSPECS, COMPDAT, WCONPROD og WCONINJE benyttet. I de tilfellene der en ønsker å utføre sensitivitetsanalyser på produksjonsbegrensninger, er også nøkkelordet WECON implementert. WECON er benyttet til å utføre sensitivitetsanalyser på gassproduksjonsraten.

Eksisterende brønner er blitt brukt veiledende ved definering av brønndiameter på nye brønner, i tillegg til å overholde akseptable kompletteringslengder. Parametere som skal defineres i COMPDAT, eksempelvis koblingsfaktor som blant annet avhenger av kh (permeabilitet x høyde) og skin, er satt til standard Eclipse verdier. Brønndiameteren settes lik diameteren til allerede eksisterende brønner; 0,216 meter.

Referansedypet for bunnhullstrykket, er satt til det dypet der brønnen går inn i reservoaret. Referansedypet er funnet gjennom visualisering av modellen i GLview Pro og en evaluering av dybden til nodepunktene i gridblokken.

Bunnhullstrykket er beregnet ved å benytte trykktapsligningen for ènfase strømning i rør; [4]

Formel 3.1-1 - trykktap for enfase rørstrømning

$$dp + \rho g_x dx + \rho v dv + \frac{1}{2} f \frac{\rho}{d} v^2 dx = 0$$

Integrasjon av ligningen gir følgende resultat;

Formel 3.1-2 - trykktap for enfase rørstrømning

$$P_{TH} = P_{WF} - \rho gh - \frac{f}{2} \frac{L}{D} \rho u^2$$

Formel 3.1-2 kan benyttes for å gjøre et grovt anslag over minste tillatte bunnhullstrykk.

Ved å bruke en gjennomsnittlig tetthet på 650 kg/m^3 , neglisjere friksjonstrykktapet (som regel bare noen få prosenter av det totale trykktapet), og anslå at trykket på havbunnen skal være $100 \text{ bar}^\diamond$, vil en komme frem til et bunnhullstrykk på rundt 310 bara . Med tanke på det grove anslaget for fluidets tetthet og liten høydeforskjell mellom de ulike referansedypene, har samtlige produksjonsbrønner ett felles minste tillatte bunnhullstrykk. Som et utgangspunkt brukes 310 bara .

Bunnhullstrykket for injektorer er satt til 445 bara fordi brønnene er designet for å tåle $450 \text{ bar}^\diamond$. Reduksjonen på 5 bar er for å ha en viss sikkerhetsmargin.

For områder med begrenset eller ingen kommunikasjon til resten av reservoaret, og reservoartrykket er tilstrekkelig for å kunne levere en betydelig oljeproduksjon over en begrenset tidsperiode ved kun deplettering, men hvor det etter hvert planlegges trykkstøtte, er det satt en maksimal oljeproduksjonsrate per brønn på $350 \text{ Sm}^3/\text{d}$. Dette for å forsøke å opprettholde platåperioden.

3.2 FREMGANGSMÅTE FOR PLASSERING AV BRØNNER

Flere faktorer er med på å avgjøre hvor en brønn skal plasseres. Først og fremst omhandler brønnplasseringen det å oppnå størst mulig dreneringsareal på en slik måte at trykktapet som skal til for å få fluider til å strømme mot brønnen, blir minst mulig. Hvordan en brønn produserer, defineres i brønnens produktivitetsindeks. En høy produktivitetsindeks forteller at trykkfallet mellom formasjon og brønn, ikke behøver å være signifikant for at brønnen skal levere en akseptabel rate. Produktivitetsindeksen avhenger av permeabilitet, laghøyde, brønnradius, brønnlengde, geometrisk skin og formasjonsskade skin. Med tanke på best mulig produksjon, med minst mulig trykktap, er det i første omgang enklest å plassere

[♦] Verdier gitt av veileder i StatoilHydro, Esther Matland.

brønner i soner med god permeabilitet. I tillegg vil det, for å øke produktivitetsindeksen, være gunstig å komplettere i lengre intervaller. [4]

Flere av områdene har begrenset eller ingen kommunikasjon med resten av reservoaret. Forkastninger separerer de ulike områdene fra resten av reservoaret, og en unngår å plassere brønner gjennom disse. Ved å kjøre en simulering av modellen frem til desember 2029[♦], vil påfølgende visualisering gi et bilde over områder som dreneres dårlig, eller ikke er drenert i det hele tatt. Disse områdene står først på listen over hvor det skal plasseres brønner. For å lettere kunne forstå hvordan nye brønner påvirker produksjonen til et annet område, knyttes brønnene opp til egne gruppetrær. Et gruppetre representerer et eget område. På denne måten kan en raskere evaluere hvordan en ny brønn påvirker produksjonen i et annet område.

Prosedyren blir å simulere på de ulike områdene med forskjellige brønnmønstre, og hele tiden vurdere effekten av å plassere en ny brønn fra et økonomisk ståsted (gjøre grove anslag over hvor mye ekstra en tjener på produksjonsøkningen). Det oppsettet av brønner som gir best drenering, bevares.

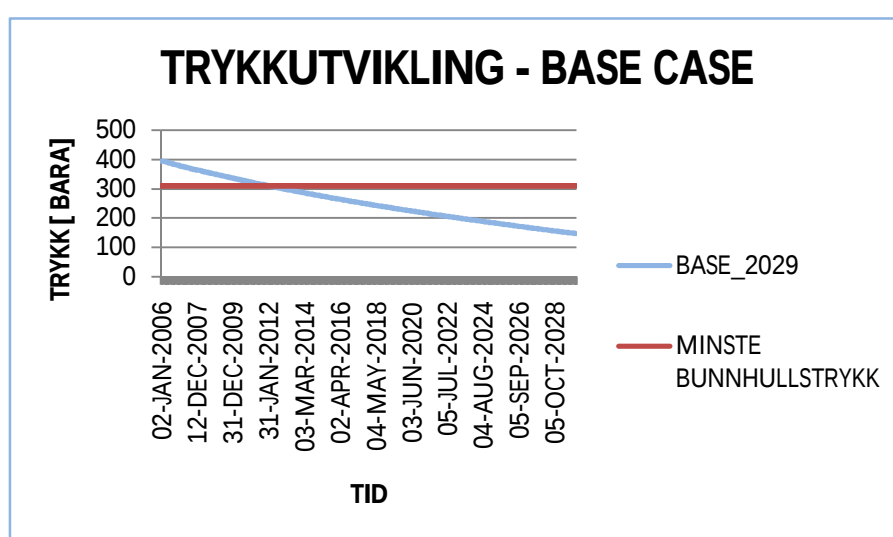
Med tanke på at det tar omtrent fire måneder fra start av boring til ferdig komplett brønn[♦], og at en ønsker å ta ut mest mulig olje per brønn, evalueres hvert enkelt område i helhet med de andre områdene. Med dette menes at en har en begrenset tidsperiode å forholde seg til. En tar sikte på oppstart i 2012/2013[♦] og å opprettholde produksjonen frem til 2030. En ønsker derfor ikke å bore de brønnene som leverer en akseptabel rate i 2030, sist. Disse brønnene har første prioritet i planleggingen av når de ulike brønnene skal bores.

[♦] Informasjon gitt av veileder i StatoilHydro, Esther Matland.

3.3 RESERVOARTRYKKET

For bestemmelse av reservoarets fluidtyper og grenseflater, og påfølgende dreneringsstrategi, er kjennskap til trykkfordelingen i reservoaret en nødvendighet. Trykkutviklingen i reservoaret forteller mye om hvordan de ulike områdene kommuniserer, og er viktig for hvor og når brønner skal settes.

Reservoartrykket i Gullfaks Sør er initialt 473,6 bara. Det er store forskjeller i trykket i de ulike områdene i reservoaret, men for å illustrere reservoarets gjennomsnittlige trykkutvikling, er det kjørt en simulering av Base Case frem til desember 2029. Trykkutviklingen er illustrert i Figur 3.3-1.



Figur 3.3-1 – Trykkutvikling – Base Case

Med tanke på at minste tillatte bunnhullstrykk er satt til 310 bara, og det faktum at en tar sikte på å starte produksjon i 2012/2013, kan det være nødvendig med trykkstøtte.

3.4 ØKONOMI

Best Case fra simuleringene er brukt som utgangspunkt for de økonomiske beregningene. På oppfordring fra oppdragsgiver har gruppen vurdert to alternative løsninger, bygging av en ny brønnhodeplattform og leie av en jack-up rigg for feltets levetid, gitt til å være frem til år 2030.

Tall brukt for kostnader, oljepris, diskonteringsrate og dollarkurs er kommet fram til i samråd med oppdragsgiver. Alle kostnader samt oljepris er blitt tildelt en sannsynlighetsfordeling med standardavvik tilsvarende 25 %, mens dollarkurs og produksjonstall har fått standardavvik tilsvarende 5 % og 10 % respektivt.

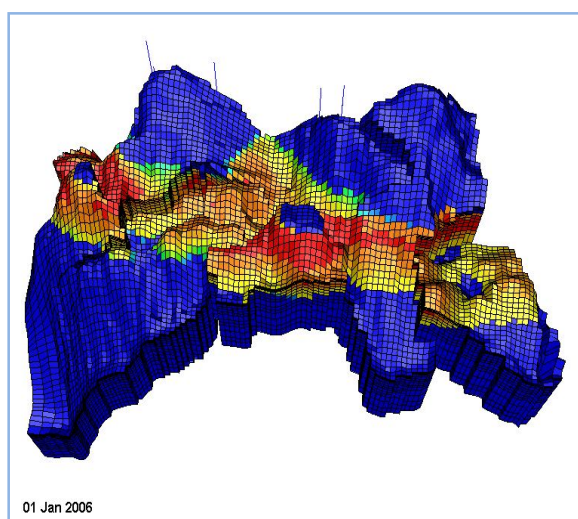
Monte Carlo simulering er blitt utført ved hjelp av en tilleggsprogramvare for Excel, kalt @Risk. Denne simuleringen bruker 10000 iterasjoner for å gi en sannsynlighetsfordeling av nåverdi for de to løsningsalternativene. I tillegg er det blitt utført en følsomhetsanalyse ved hjelp av regresjon. Denne analysen gir en pekepinn på hvilke variable som har størst påvirkning på nåverdien i positiv og negativ retning.

Under arbeidet med økonomien ble det oppdaget at feltets produksjon ikke faller så fort at det rettferdiggjør en nedstenging i 2030, som oppdragsgiver har foreslått. Derfor ble det gjort et forsøk på å la feltet drive videre til 2040, og det viser seg at feltet fortsatt leverer over 1 million fat årlig. Dessverre tillot ikke tiden å optimalisere den videre produksjonen, derfor ble reservoarstyringen holdt konstant de siste 10 årene av denne simuleringen. Det ble beregnet nåverdi og risiko for denne Casen også.

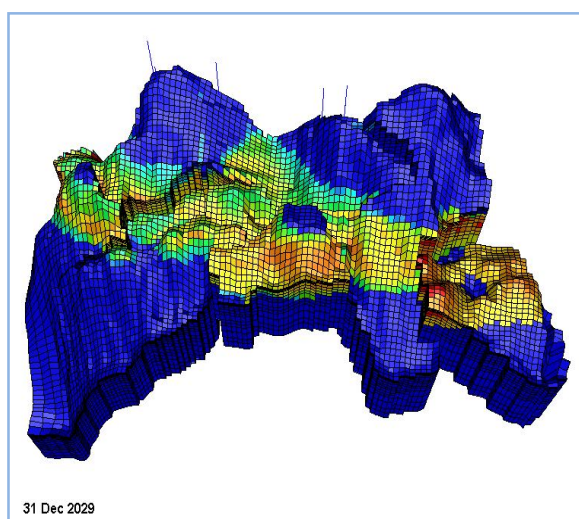
4 OMRÅDEANALYSE OG PÅFØLGENDE BRØNNMØNSTER

I dette kapittelet presenteres hvordan en er kommet frem til det endelige oppsettett av brønner i de ulike områdene i reservoaret.

Simulering av modellen frem til desember 2029 gir en metningsforandring som illustrert i Figur 3.4-1 og Figur 3.4-2. Oljemetningen illustreres i en fargeskala fra blå til rød, der rød er representerer størst verdi.



Figur 3.4-1 Oljemetning 01 jan. 2006, base-Case



Figur 3.4-2 Oljemetning 31 jan.2029, base-Case

For det sentrale området i vest med en liten gasshatt, er det noe forandring i oljemetningen. Det ser ut til at området har begrenset kommunikasjon til resten av reservoaret, og brønnen som drenerer dette området ser ut til å være G-1H. Området blir tilegnet en egen gruppe, GF2.

I området helt nord i feltet, øst for toppen med en liten gasshatt, er det fremdeles en relativt høy oljemetning. Kommunikasjonen mellom dette området og større deler av feltet betraktes som god. Området tilegnes gruppen GF3.

På et større dyp i sørvest befinner det seg et område som ikke kommuniserer med resten av feltet. I Nansen 1B og 1A er oljemetningen høy. Dette området blir tilegnet en egen gruppe, GF4.

Området mellom GF2 og GF4 kommuniserer godt med resten av feltet. Det er i hovedsak G-3T2H og G-1H som drenerer dette området. Området tilegnes gruppen GF5.

Oljemetningen på flanken i øst - vest retning i det sørøstlige området er fremdeles relativt høy. Området kommuniserer noe med resten av feltet, og det vil være noe kommunikasjon mellom dette og brønnene i GF5. Brønnene som plasseres her, med unntak av brønn

nummer 15 (kobles til GF6, men plasseres i det sentrale området midt mellom de to store gasshattene), kobles til gruppe GF6.

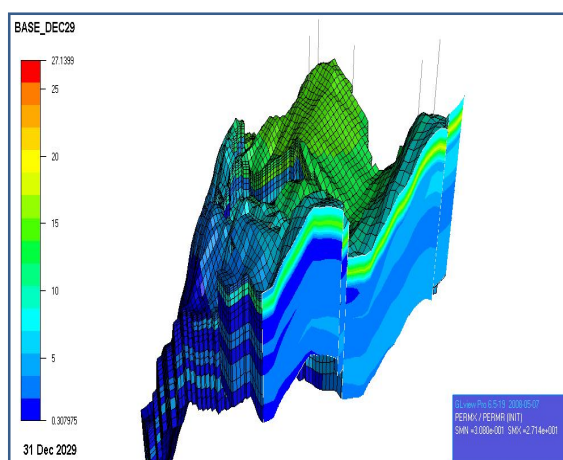
Det er forsøkt mange ulike brønnkonfigurasjoner for å ta ut mest mulig olje i de ulike områdene. Fremgangsmåten har vært av en progressiv art, hvor en starter med GF2 og arbeider seg frem til GF6.

For å illustrere at det brønnoppsettet en har kommet frem til er det beste, drøftes tre ulike oppsett for de ulike områdene. Oppsettet i hvert Case forklares og forsvares. Illustrasjoner av brønnplasseringer, der dette ikke er gitt, finnes i appendiks E.

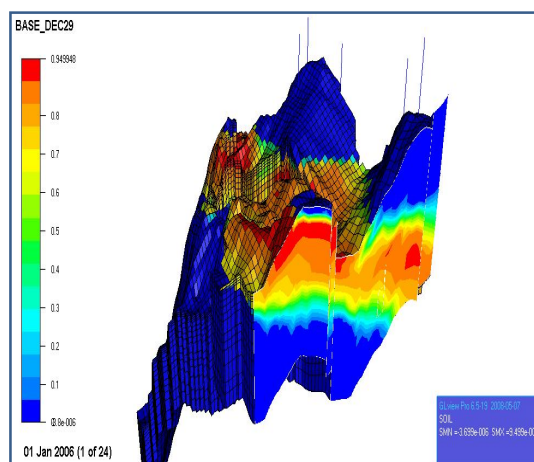
4.1 OMRÅDET GF2

GF2 befinner seg i det sentrale området i vest med en liten gasshatt i toppen. Det er kjørt mange simuleringer med flere forskjellige brønnkonfigurasjoner.

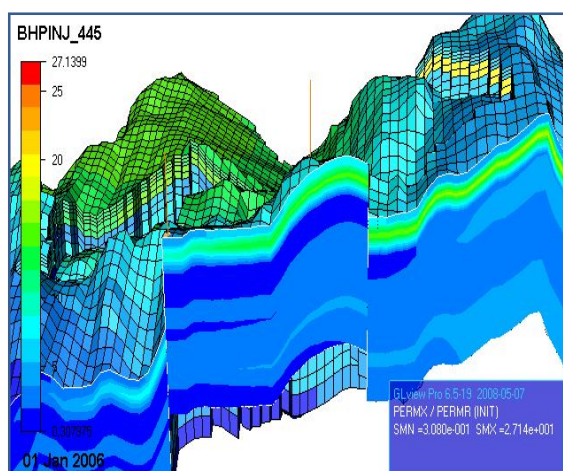
Tverrsnitt av oljemetning og permeabilitet kan ses Figur 4.1-1 - Figur 4.1-4.



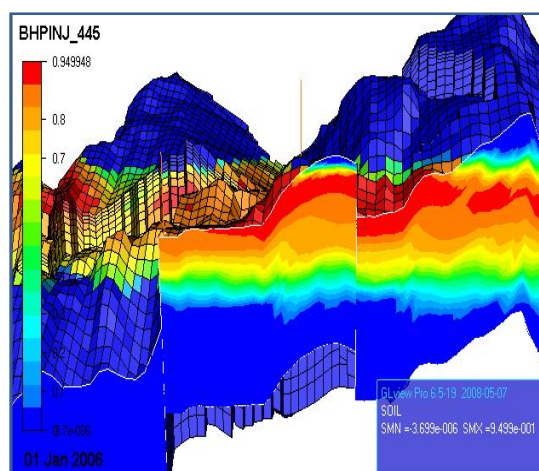
Figur 4.1-1 - Tverrsnitt XZ - GF2, permeabilitet



Figur 4.1-2 - Tverrsnitt XZ - GF2, oljemetning



Figur 4.1-4 - Tverrsnitt YZ - GF2, permeabilitet



Figur 4.1-3 - Tverrsnitt YZ - GF2, oljemetning

4.1.1.1 GF2 - CASE 1

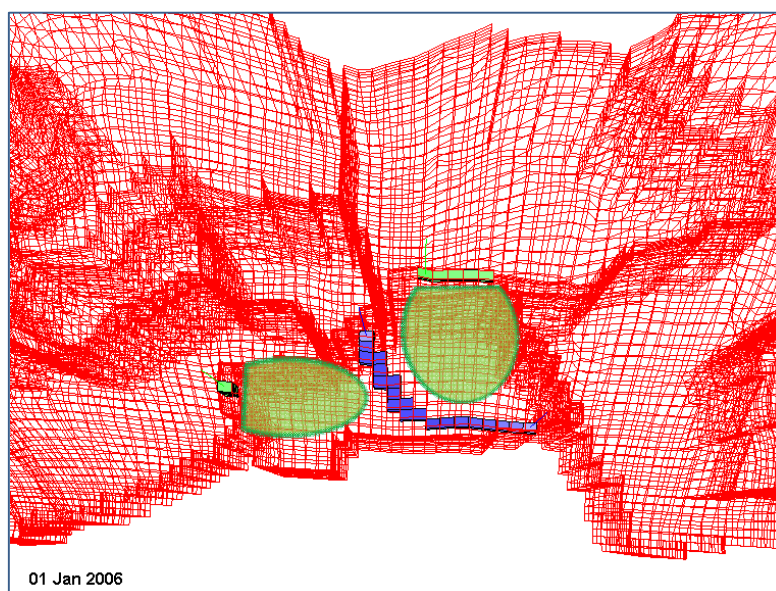
To horisontale brønner plasseres i Nansen -1A i lag 5, og får trykkstøtte fra en gassinjektor som kompletteres i Nansen-1B i lag 1-2. Som vist på figurene over, er oljemetningen i området relativt høy, spesielt i Nansen, som her har best permeabilitet. Det antas at det vil ta tid før et eventuelt gassgjennombrudd med tanke på at gassinjektoren plasseres i gasshatten der permeabiliteten er meget lav, i tillegg er den vertikale permeabiliteten en tidel av den horisontale.

4.1.1.2 GF2 - CASE 2

I dette tilfellet beholder man brønnoppsettet som i Case 1, men plasserer i tillegg to vertikale injektorer som kompletteres i Nansen-1B og 1A, lag 1-5. En injektor plasseres i nord, og en i hjørnet i sørvest. Med tanke på at gass har høy mobilitet, er ideen å øke oljeproduksjonen ved å fortrenge oljen som befinner seg ut mot flankene, inn mot de horisontale produsentene.

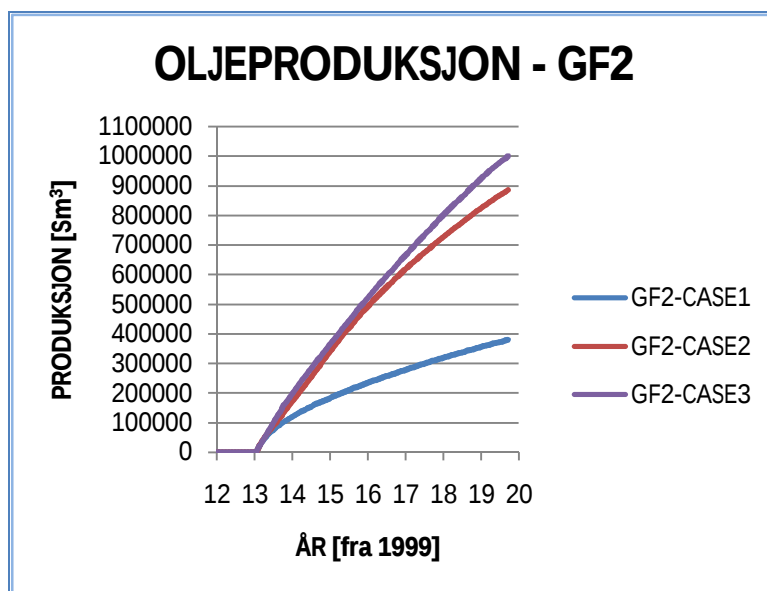
4.1.1.3 GF2 - CASE 3

Her endres den vertikale injektoren i gasshatten til en horisontal injektor som plasseres så langt øst i gasshatten som overhodet mulig. Den vertikale injektoren i nord bevares. To horisontale produsenter plasseres på en slik måte at en forsøker å unngå gjennombrudd av gass. Brønnplassering og tankegangen illustreres i Figur 4.1-5 Gass injektorene er farget grønne, og produsentene er farget blå. De grønne halvsirklene illustrerer hvor gassen beveger seg mot produsentene.



Figur 4.1-5 - GF2-Brønnplassering og fortrenningsprofil, Case 3

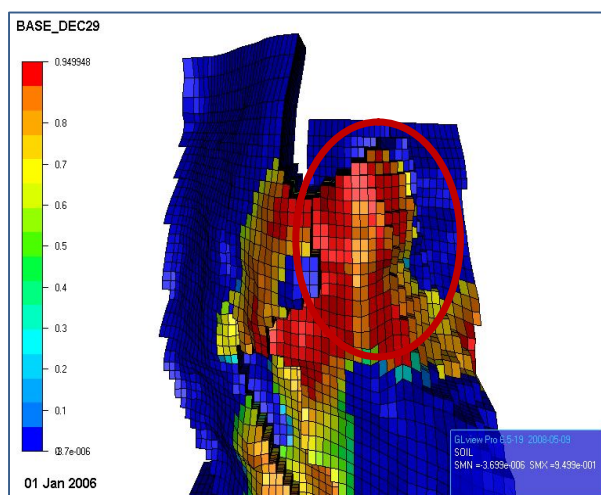
Resulterende produksjon over en mindre tidsperiode illustreres i Figur 4.1-6. Det kommer klart frem at det er oppsettet fra Case 3 som gir det beste resultatet. For Case 3 er det mulig å produsere mer olje enn for Case 2, med fire brønner, og ikke fem.



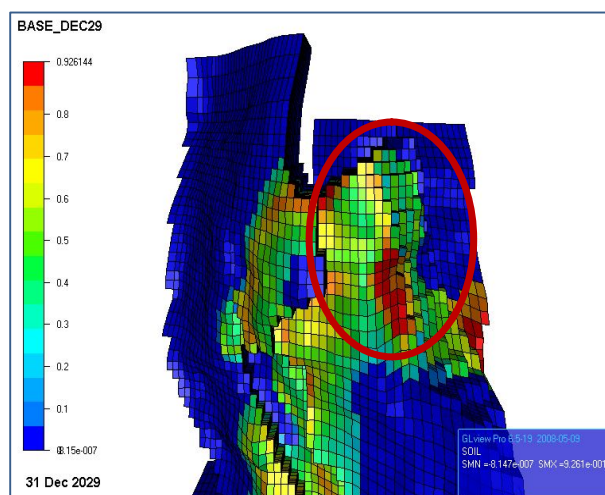
Figur 4.1-6 – Oljeproduksjon – GF2

4.2 OMRÅDET GF3

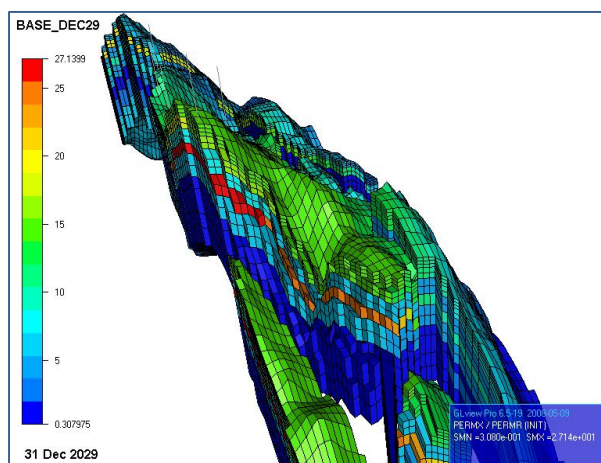
GF3 er lokalisert nordøst i reservoaret. Simulering av baseCase viser at det fremdeles er mye olje i dette som ikke dreneres. Figur 4.2-1 i sammenheng med Figur 4.2-2, viser at det ligger et potensial i å kunne drenere dette området bedre.



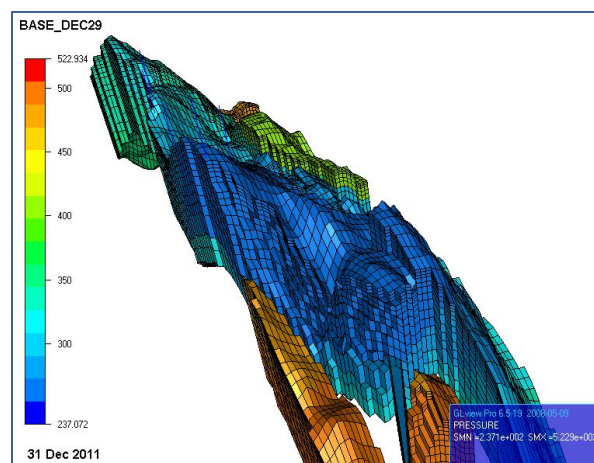
Figur 4.2-1 - GF3, oljemetning, Jan 2006, Base Case



Figur 4.2-2 GF3, oljemetning, Des 2029, Base Case



Figur 4.2-3 GF3, horisontal permeabilitet



Figur 4.2-4 GF3, trykkfordeling

Permeabiliteten er evaluert i henhold til Figur 4.2-3. Permeabiliteten er relativt god i Eiriksson-2A, 20 milliDarcy og økende i sørlig retning. Også i Nansen er den relativt god, og holder seg rundt 10 milliDarcy sørover. Reservoartrykket i området er lavt. Trykkfordelingen er illustrert i Figur 4.2-4, og viser at i desember 2011 vil trykket være lavere enn 310 bar. For i det hele tatt å kunne starte produksjon av olje i dette området, er derfor trykkstøtte nødvendig. En gassinjektor bør plasseres i den store gasshatten i nord, og bør kompletteres gjennom Nansen til og med Eiriksson-1B. Tatt permeabilitetsfordelingen i betraktning, vil gassinjeksjon forskyve olje mot flanken i nord, og da spesielt oljen i Eiriksson -2A. For å produsere mest mulig av den fortrenkte oljen starter en med å plassere en vertikal produksjonsbrønn i den nordlige delen.

For de ulike Casene plasseres en gassinjektor i den store gasshatten i nord. Den kompletteres i intervallene 1 til 9, og settes til et injeksjonstrykk på 445 bara.

4.2.1.1 GF3 - CASE 1

I tillegg til den vertikale injektoren i gasshatten, plasseres en produksjonsbrønn nær flanken i nord og kompletteres i intervallet 1-8.

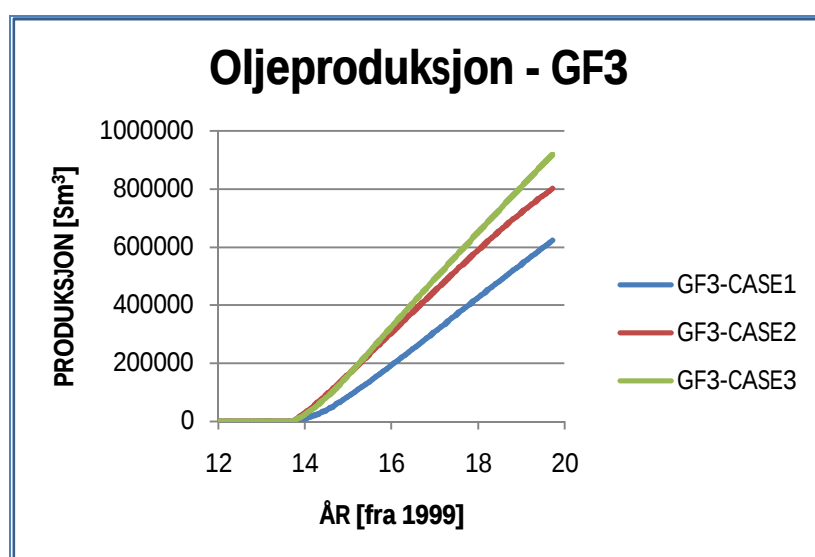
4.2.1.2 GF3 - CASE 2

Den vertikale produksjonsbrønnen erstattes med en horisontal produksjonsbrønn. Denne kompletteres i Nansen-1A lenger mot sør, i den dypere delen av området i retningen vest mot øst. Argumentet for å ikke plassere brønnen i den mer høypermeable Eiriksson-2A, er for å unngå å sette brønnen for nærme vannkontakten.

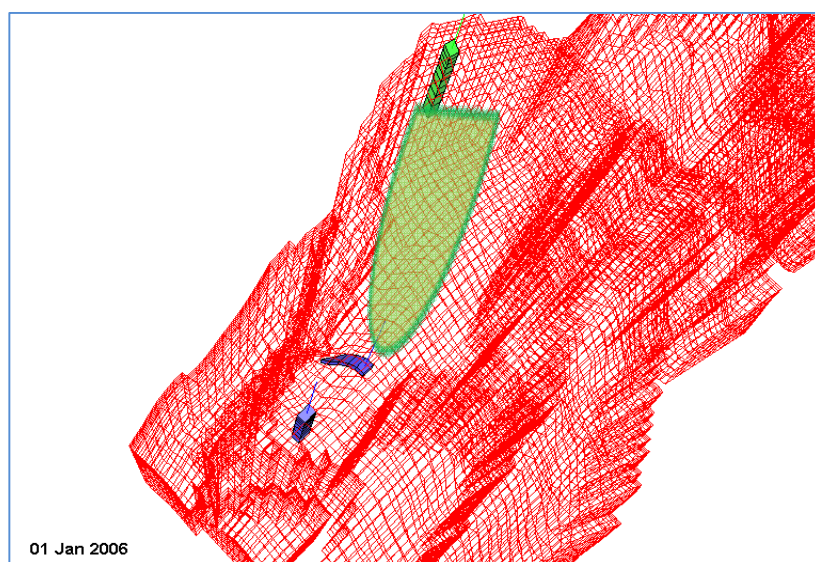
4.2.1.3 GF3 - CASE 3

Her beholdes den horisontale og den vertikale produksjonsbrønnen slik det er beskrevet i de foregående tilfellene. Grunnen er at gassinjektoren raskt vil forskyve oljen i Eiriksson-2A nordover. Permeabiliteten i Nansen-1A er omtrent halvparten av den i Eiriksson-2A, og den horisontale brønnen har som hensikt å sørge for en effektiv drenering av oljen i Nansen. Den vertikale brønnen skal drenere samtlige av de formasjonsmedlemmer den er komplettert gjennom, men primært, Eiriksson-2A.

Oljeproduksjonen for de ulike Casene er illustrert i Figur 4.2-5. Plottet viser at det vil være forsvarlig å plassere brønnene slik de er beskrevet i Case 3.



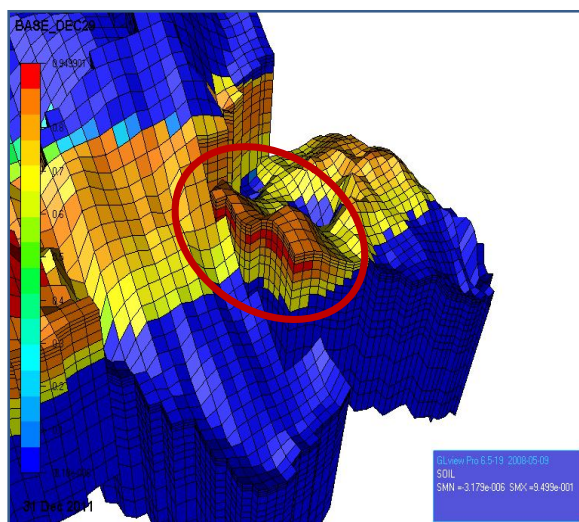
Figur 4.2-5, Oljeproduksjon, GF3



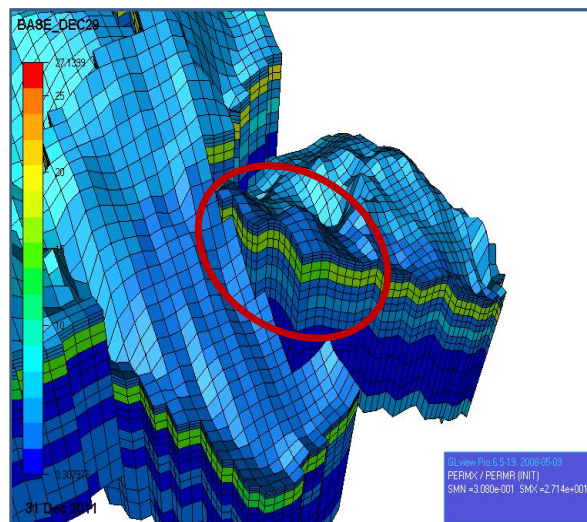
Figur 4.2-6 GF3, Brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3

4.3 OMRÅDET GF4

Dette området er lokalisert helt sørvest i feltet. Dette er et område som ikke kommuniserer med resten av reservoaret. Oljemetningen er relativt høy, og det er Nansen som har best permeabilitet. Trykket er høyt sammenlignet med resten av reservoaret, over 470 bara. Dette tilsier at gassinjeksjon ikke er mulig før etter en periode med deplettering. Oljemetning og horisontal permeabilitet er vist i figurene under. Permeabiliteten er høyest i Nansen-1A, 10 – 15 milliDarcy.



Figur 4.3-1 GF4, oljemetning



Figur 4.3-2 GF4, horisontal permeabilitet

4.3.1.1 GF4 - CASE 1

Tre horisontale produksjonsbrønner i Nansen -1A i retning nord / sør, i lag 5. En produksjonsbrønn settes i søkket mellom de to toppene, og en like under hver topp. Gassinjektorene plasseres i hver sin topp for å fortrenge oljen ned mot produksjonsbrønnene.

4.3.1.2 GF4 - CASE 2

Her plasseres en horisontal gassinjektor i Nansen-1A i lag 4 langs flanken i nord, mens en horisontal produksjonsbrønn plasseres dypere lenger sør i Nansen-1A i lag 5, parallelt med injektoren. Tanken er her å fortrenge det meste av oljen i Nansen-1A.

4.3.1.3 GF4 - CASE3

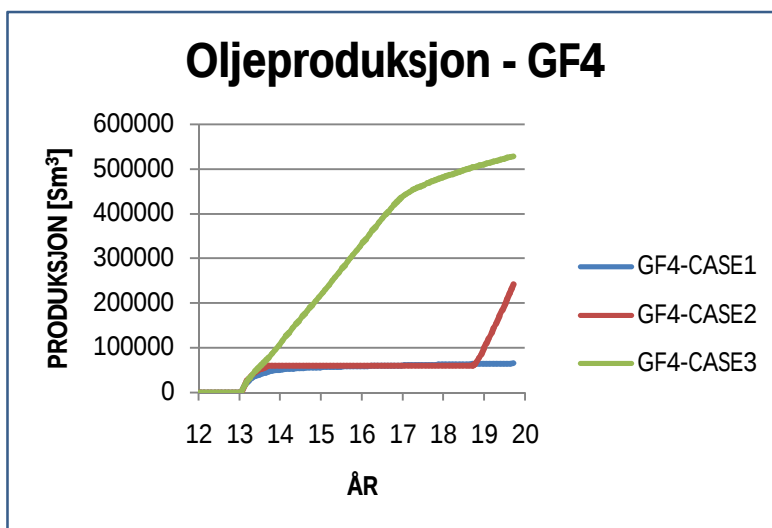
Den horisontale gassinjektoren fra Case 2 settes her langs flanken i vest, i Nansen-1A, lag 5. En horisontal produksjonsbrønn går parallelt med injeksjonsbrønnen, men i lag 4, lenger øst. På denne måten forsøker en å fortrenge oljen i lag 4 og 5. Gassen strømmer minste

motstands vei, i første omgang i lag 5 hvor permeabiliteten er omtrent 10 milliDarcy. Trykkfallet vil være størst i lag 4 (permeabilitet ~15mD). Gassen vil derfor etter hvert strømme opp i dette laget, og bevege seg mot produksjonsbrønnen. Se Figur 4.3-3.

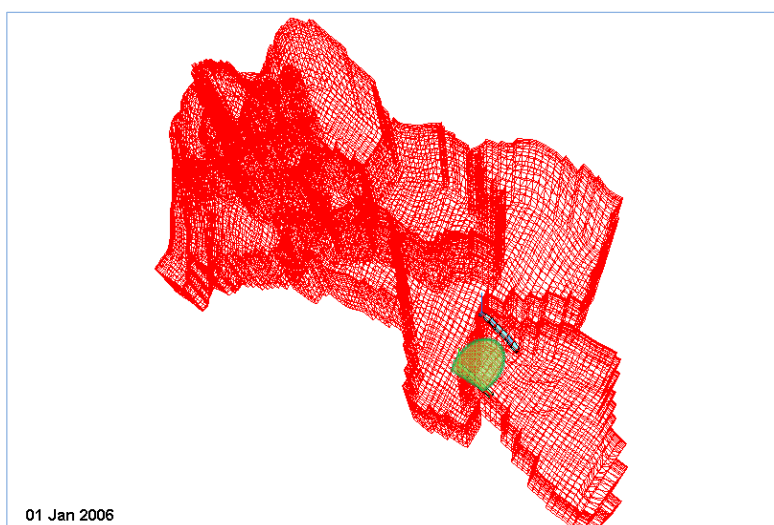


Figur 4.3-3 Illustrasjon, GF4-Case2

Oljeproduksjonen for de ulike Casene er illustrert i Figur 4.3-4. En velger oppsettet for Case 3 fordi dette raskt gir større produksjon. Ved kjøring over lenger tid ender en også på en noe høyere totalproduksjon.



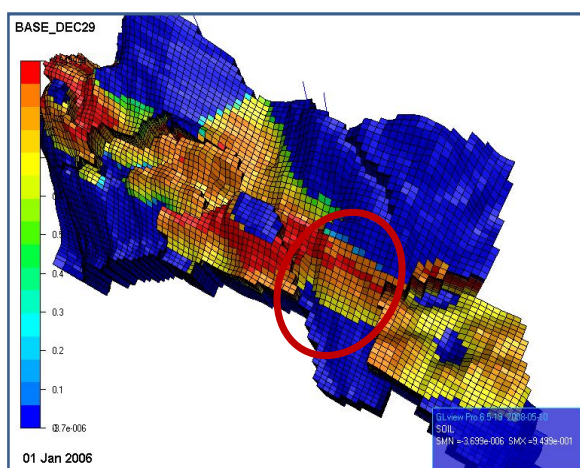
Figur 4.3-4 Oljeproduksjon GF4



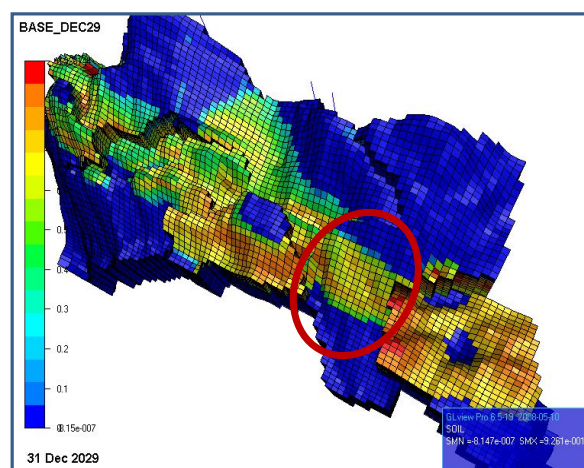
Figur 4.3-5 GF4, brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3

4.4 OMRÅDET GF5

GF5 befinner seg i området mellom GF2 og GF4. Også her er det forsøkt mange ulike oppsett. Det illustreres også for dette området tre ulike Case. En betraktning av Figur 4.4-1 og Figur 4.4-2, viser at oljemetningen endres noe. Produksjonsbrønnene i dette området er plassert i Nansen-1A, som har best permeabilitet, men de er også plassert i en viss avstand fra vannkontakten for å unngå høyt vannkutt.



Figur 4.4-1 Oljemetning, jan. 2006, Base Case



Figur 4.4-2 Oljemetning, dec 2029, Base Case

4.4.1.1 GF5 - CASE 1

En horisontal brønn i Nansen-1A i retning øst / vest. En ønsker å vurdere hvordan området kan dreneres ved deplettering og få støtte fra ekspansjon i gasshatten i sør.

4.4.1.2 GF5 - CASE2

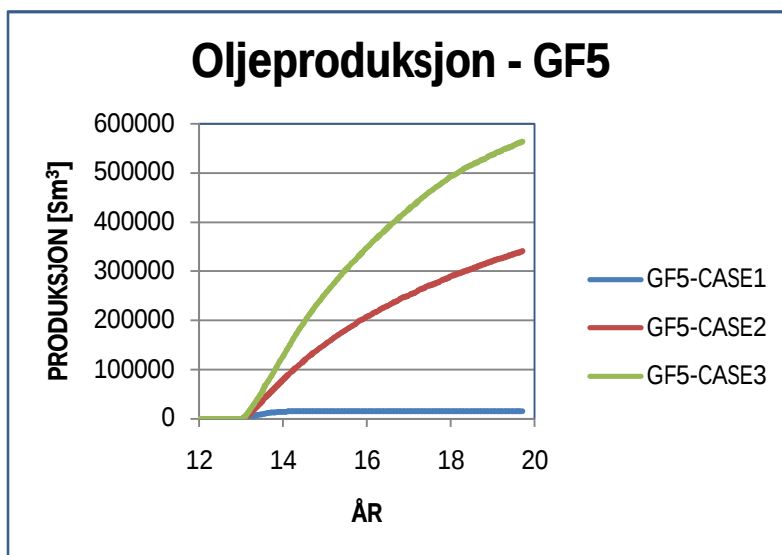
Her bevares den horisontale injektoren fra Case 1, men i tillegg ønsker en å vurdere hvor mye produksjonen vil øke ved å fortrenge olje ned mot brønnen med gass. Gassinjektoren plasseres i Nansen-1B og 1A i lag 1 til 5 lenger oppe i øst.

4.4.1.3 GF5 - CASE3

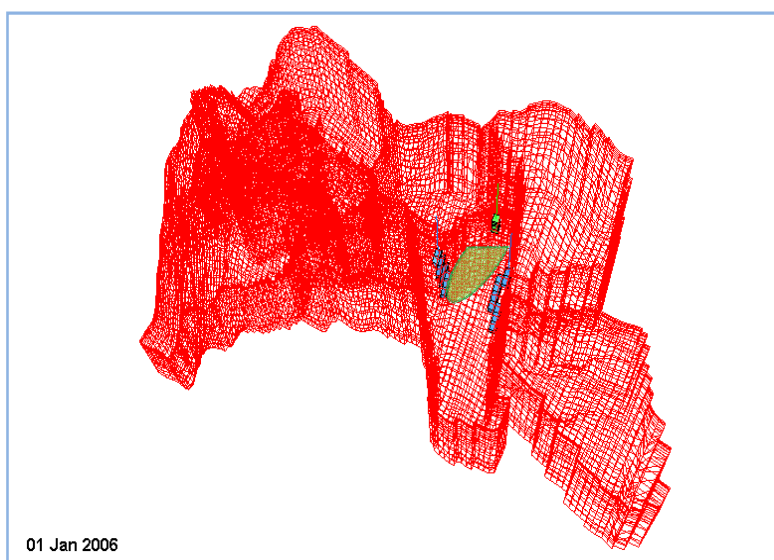
Gassinjektoren beholder sin posisjon, mens den horisontale produksjonsbrønnen flyttes noe sør. I tillegg plasseres en horisontal produksjonsbrønn lenger nord og kompletteres i retning nordøst mot sørvest. Med denne konfigurasjonen ønsker en å oppnå bedre effekt av gassinjeksjonen.

Oljeproduksjonen for de ulike Casene er illustrert i Figur 4.4- 3. Fra figuren ser en at det er Case 3 som tydelig gir best oljeproduksjon. Ved bruk av bare deplettering ser en av figuren at

det ikke tar lang tid før en er avhengig av trykkstøtte for å kunne opprettholde produksjonen.



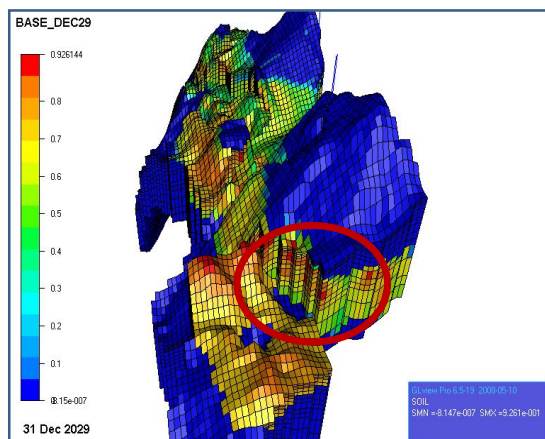
Figur 4.4-3 Oljeproduksjon GF5



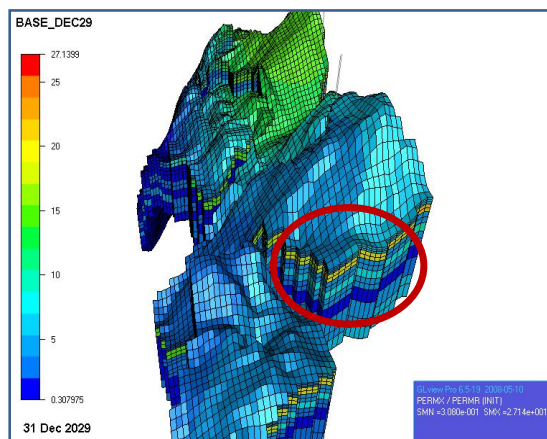
Figur 4.4-4 GF5, brønnplassering og fortreningsprofil, Case 3

4.5 OMRÅDET GF6

GF6 er det området som befinner seg helt sørøst i feltet. Figur 4.5-1 og Figur 4.5-2 illustrerer hvor området befinner seg. Det er kjørt flere Case på området.



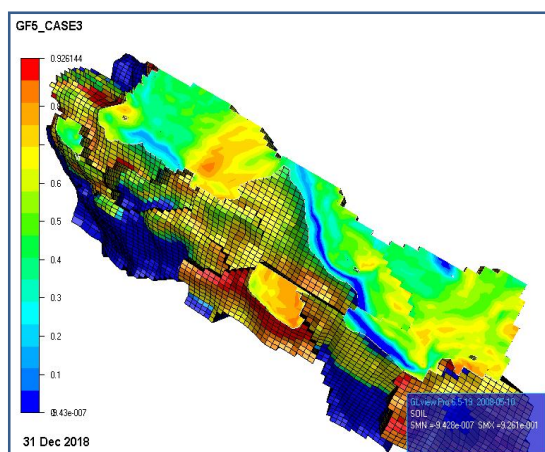
Figur 4.5-1 GF6, oljemetning, 31 des 2029, Base Case



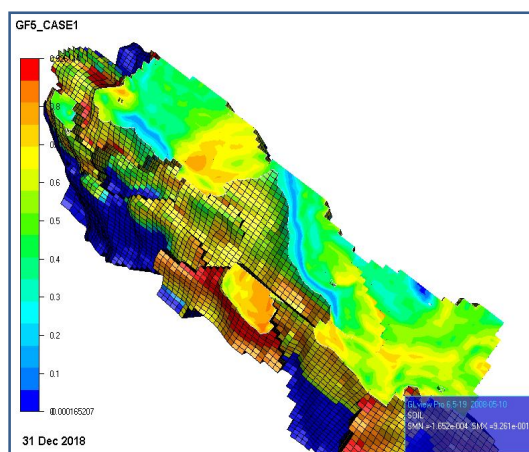
Figur 4.5-2 GF6, horizontal permeabilitet

Av figurene over ser en at mye av oljen befinner seg i de lavpermeable lagene.

En ønsker å vurdere i hvor stor grad gassinjektoren i GF5 vil bidra med trykkstøtte for området GF6. Ved å evaluere metningsforskjeller i et tverrsnitt for de to tilfellene Case 1 og Case 3 for GF5, er det mulig å kunne si noe om hvor den injiserte gassen strømmer. Tverrsnittene er tatt i samme dyp, 3232.78 meter, og på samme tid, 31. desember 2018.



Figur 4.5-3 GF5, Case3, oljemetning 31.des 2018



Figur 4.5-4 GF5, Case1, oljemetning 31.des 2018

Sammenligningen mellom Case 1 og 3 fra GF5 verifiserer at økningen i gassmetning skyldes injektoren i GF5 og ikke ekspansjon av gassen i gasshatten i sør.

I Figur 4.5-3 og Figur 4.5-4, ser en at gassen som injiseres i toppen av GF5 finner veien i den mer permeable Nansen, og strømmer nordover i en passasje som allerede inneholder en del gass. I nord ser en også en økning i oljemetning, noe som styrker opp om ideen om å plassere en produksjonsbrønn i det lavere området i øst mellom de to store gasshattene. I sør mot GF6 er det en antydning til økning i oljemetning. Brønnplasseringen i GF6 gjøres dermed med tanke på å utnytte mest mulig av potensialet til gassinjektoren i toppen av GF5.

Det settes en horisontal produksjonsbrønn i retning sør / nord langs flanken i vest i Nansen-1A i lag 5, og en horisontal produksjonsbrønn i retning øst / vest langs flanken i sør i Eiriksson-2A og Eiriksson-1B i lag 8 og 9. Det er vanskelig å unngå å plassere en brønn i de mer lavpermeable formasjonsmedlemmene i dette området. De høypermeable lagene befinner seg stort sett over oljesonen.

Gassinjektoren i GF3, fortrenger også olje i retning sør mot det dypere området mellom de to store gasshattene. Dette forsvaret plasseringen av en vertikal brønn i området mellom de to store gasshattene i øst. Brønnen kompletteres fra og med Nansen-1B til og med Eiriksson-2B i lagene 1-7. For de ulike Casene som presenteres her, vil derfor brønnene i GF3 og GF5 være tatt med tanke på at deres tilstedeværelse vil påvirke ytelsen til brønnene i GF6.

4.5.1.1 GF6 - CASE 1

Det settes en horisontal produksjonsbrønn i retning øst / vest langs flanken i sør i Eiriksson-2A og Eiriksson-1B i lag 8 og 9. En kan vanskelig unngå å plassere brønnen i meget lavpermeable lag med tanke på at det er her oljesonen befinner seg. En ønsker å vurdere ytelsen til en horisontal brønn alene.

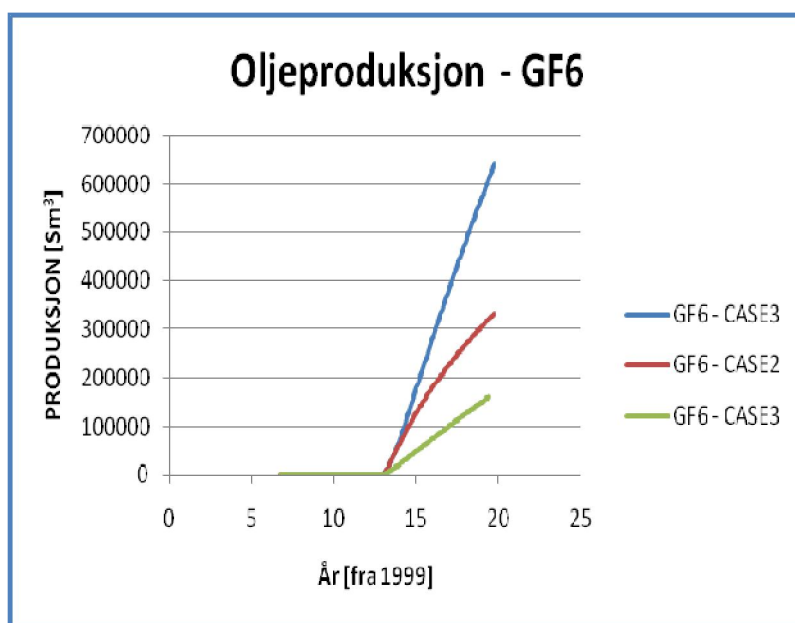
4.5.1.2 GF6 - CASE 2

En ønsker å utnytte gassinjektoren i GF5 enda bedre, og plasserer ytterligere en horisontal produksjonsbrønn i retning sør / nord i vest i Nansen-1A i lag 5. For denne Casen er det da to horisontale produksjonsbrønner, der den ene ligger som beskrevet under Case 1.

4.5.1.3 GF6 - CASE 3

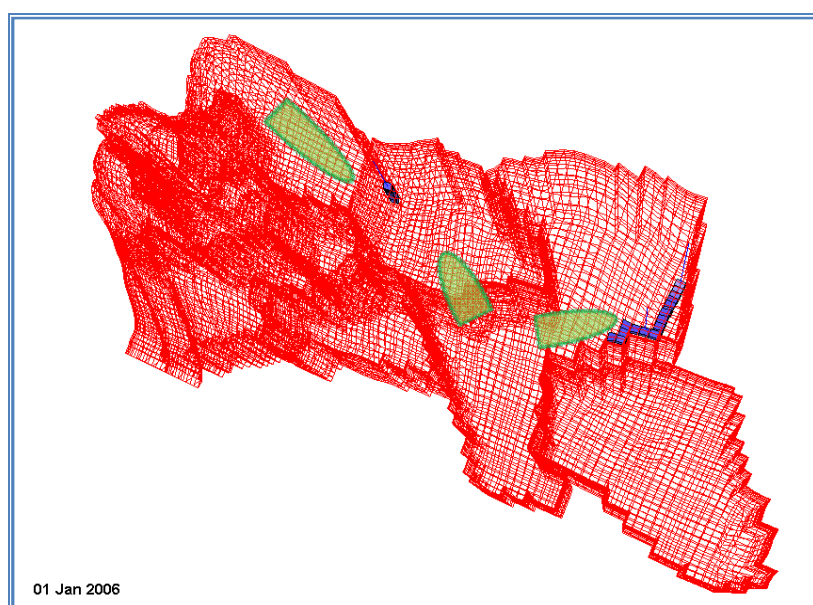
Her plasseres en vertikal brønn i området mellom de to store gasshattene i øst. Brønnen kompletteres fra og med Nansen-1B, til og med Eiriksson-2B, i lagene 1-7. De horisontale brønnene vil være i området som beskrevet under Case 1 og Case 2.

Den resulterende oljeproduksjonen er illustrert i Figur 4.5-5.



Figur 4.5-5 Oljeproduksjon, GF6

Brønnoppsettett fra Case 3 ser ut til å være det mest lovende, og det vil være denne konfigurasjonen som blir bevart for den totale evalueringen av feltet. Grafisk fremstilling over brønnoppsettet finnes i Figur 4.5-6.



Figur 4.5-6 GF6, brønnplassering og fortreningsprofil

4.6 ENDELIG OPPSETT

Case 3 for de ulike områdene settes sammen til et endelig oppsett av brønner som inneholder 10 produksjonsbrønner, derav to vertikale, fem injeksjonsbrønner, derav to vertikale og tre horisontale. Det endelige oppsettet defineres som Best Case.

For å evaluere hvor mye en klarer å produsere fra Gullfaks Sør, kjøres simuleringen frem til 31. Desember 2029[♦].

[♦] Dato satt av veileder i StatoilHydro, Esther Matland.

5 BEST CASE

Det endelige oppsettet betraktes som Best Case. I dette kapittelet følger en beskrivelse av hvordan brønnplanen er satt opp, feltets ytelse, sensitivitetsanalyser, og de økonomiske betraktninger som er utført

5.1 BRØNNPLAN

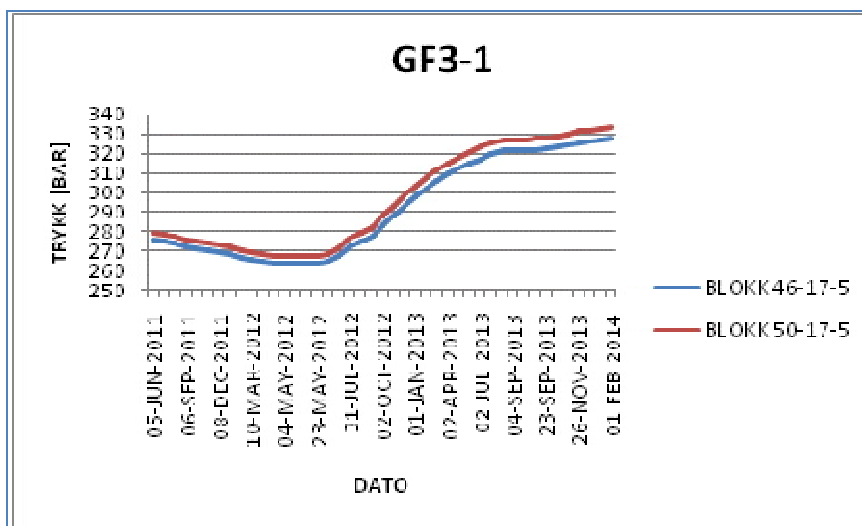
Det tas sikte på oppstart av feltet i 2012/2013, og feltet skal produsere frem til 2030. For å gjøre simuleringene mer realistiske, initieres brønnene med fire måneders mellomrom. En ønsker å drenere mest mulig av oljen i løpet av den gitte tidsperioden. Med tanke på både nåverdibetraktninger og utvinningsgrad, skal de brønnene som leverer gode rater over lenger tid, bores først. En brønnplan er utarbeidet og finnes som Tabell 5.1-1.

Tabell 5-1 Brønnplan Gullfaks Sør

BRØNNPLAN GULLFAKS SØR																
Ar	2012			2013			2014			2015			2016			2017
Måned	1	5	9	1	5	9	1	5	9	1	5	9	1	5	9	1
GF3-INJ1																
GF2-1																
GF3-1																
GF3-2																
GF5-INJ1																
GF2-INJ1																
GF2-2																
GF2-INJ2																
GF6-3																
GF6-2																
GF5-1																
GF6-1																
GF5-2																
GF4-1																
GF4-INJ1																
	PRODUKSJON			BORING			INJEKSJON									

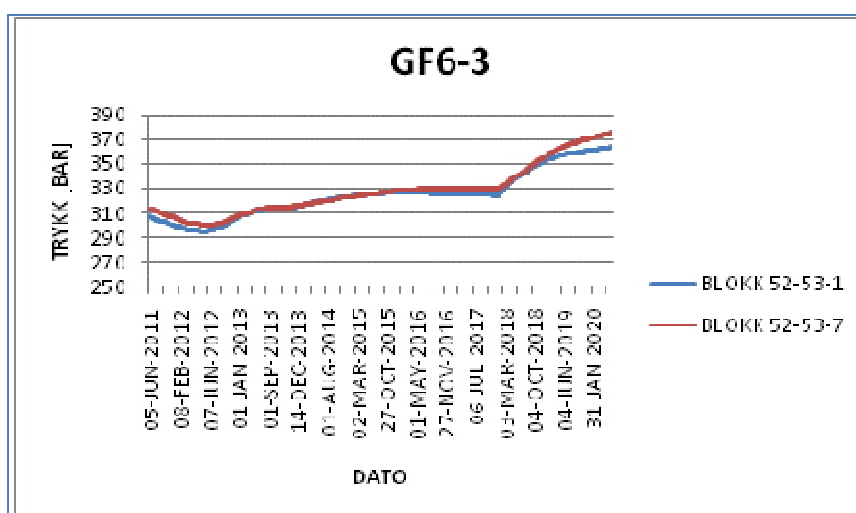
I brønnplanen ser en at første brønn som bores er injektoren GF3-INJ1. Denne har første prioritet med tanke på at brønnene GF3-1, GF3-2 og GF6-2 ikke klarer å produsere før etter en periode med trykkoppbygging. Dette for at reservoartrykket skal overstige minste tillatte bunnhullstrykk. Påstanden verifiseres gjennom en betraktning av Figur 5.1-1 som viser

trykkutviklingen i de kompletterte endeblokkene til brønn GF3-1, når brønnen er satt inaktiv. Fra figuren ser en at brønnen ikke vil være i stand til å produsere før i mars 2013.



Figur 5.1-1 Endeblokkstrykk, GF3-1

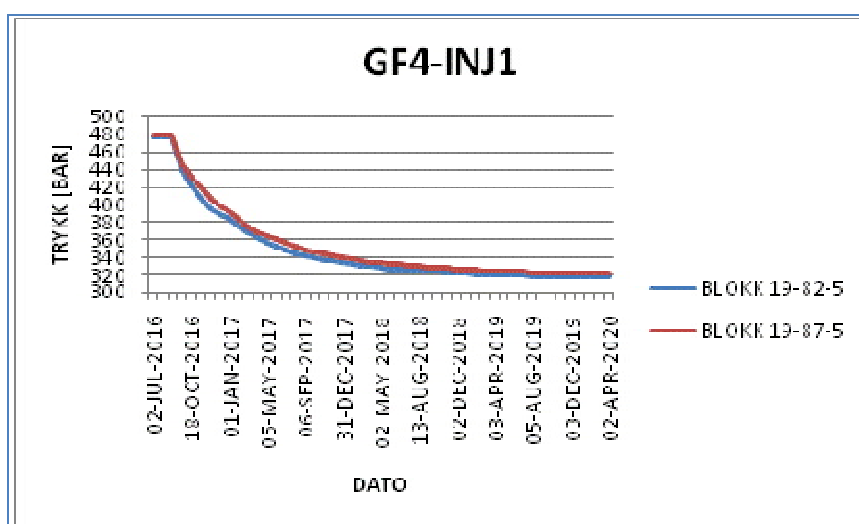
I løpet av perioden med trykkoppbygging bores GF2-1. Denne brønnen er i stand til å produsere over lenger tid uten trykkstøtte. Boringen av GF3-2 starter like etter boring av GF2-1. Neste brønn som skal bores er GF5-INJ1. Denne skal i tillegg til å utøve trykkstøtte for produksjonsbrønnene i GF5, bidra til trykkstøtte for GF6-3, se Figur 5.1-2. Merk, trykkutviklingen gjelder når GF6-3 er satt inaktiv.



Figur 5.1-2 Endeblokkstrykk, GF6-3

Trykket i blokkene blir tilstrekkelig høyt rundt desember 2014.

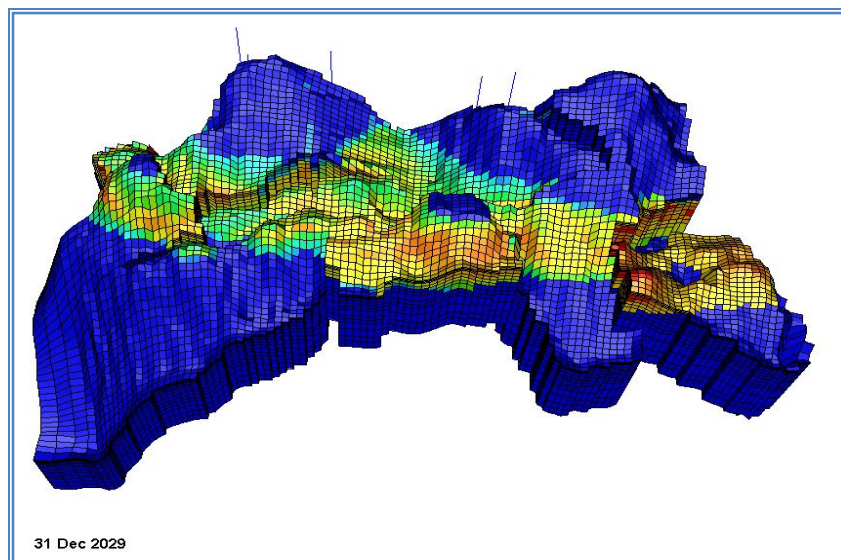
GF4 er området en velger å starte produksjonen i etter at alle de andre produksjonsbrønnene er boret og satt i drift. Dette området dreneres relativt godt i løpet av en mindre tidsperiode. Reservoartrykket i dette området er for høyt til at det initialt er mulig å injisere gass. En produserer derfor en periode ved trykkavlasting til reservoartrykket er lavere enn bunnhullstrykket til injeksjonsbrønnen, 445 bar. Trykkutviklingen i endeblokkene til GF4-INJ1 illustreres i Figur 5.1-3. Merk; trykkutviklingen i Figur 5.1-3 gjelder når GF4-INJ1 er satt inaktiv.



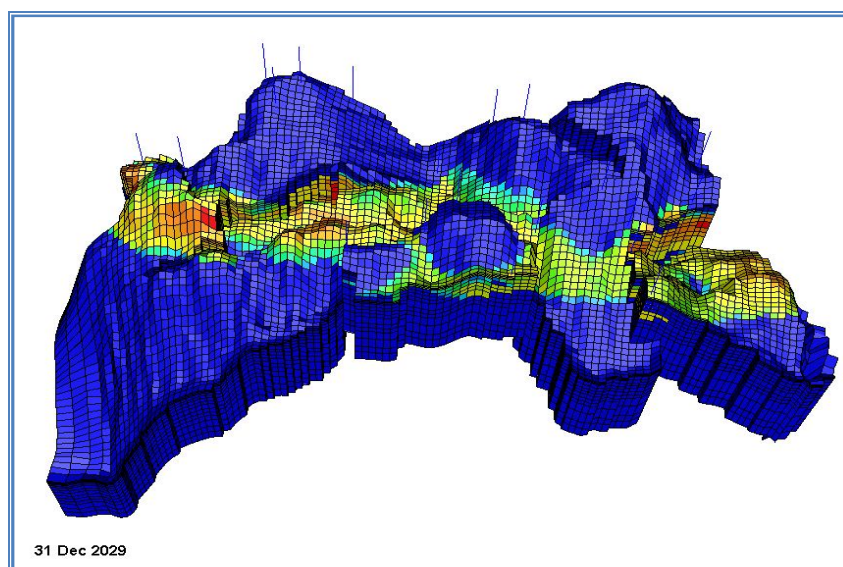
Figur 5.1-3 - Endeblokkstrykk - GF4-INJ1

5.2 FELTETS YTELSE

Metningsendringene for feltet sammenlignes med Base Case og er illustrert i Figur 5.2-1 og Figur 5.2-1.



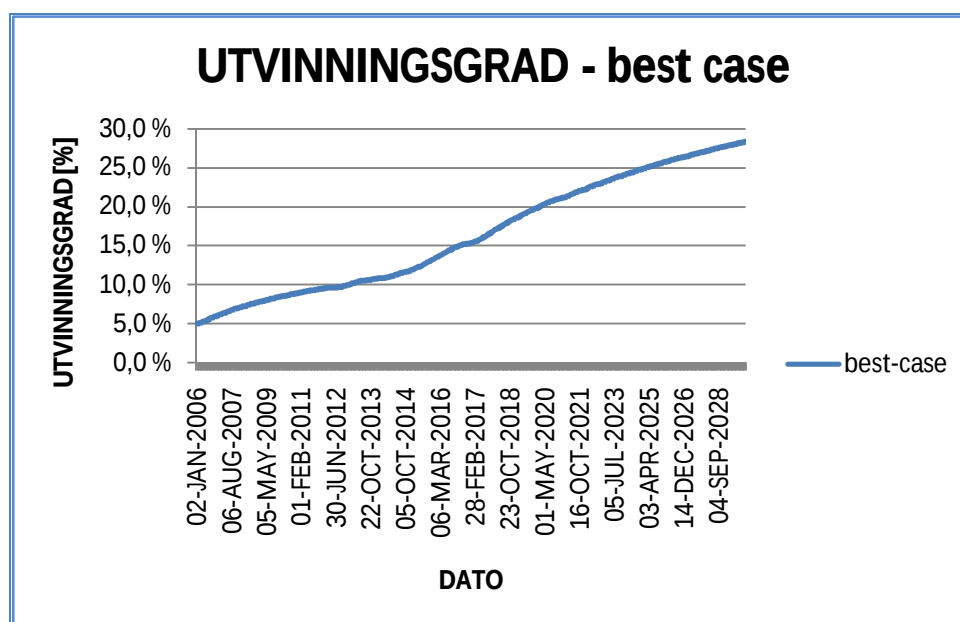
Figur 5.2-1 Oljemetning, base Case, des 2029



Figur 5.2-2 Oljemetning, Best Case, des 2029

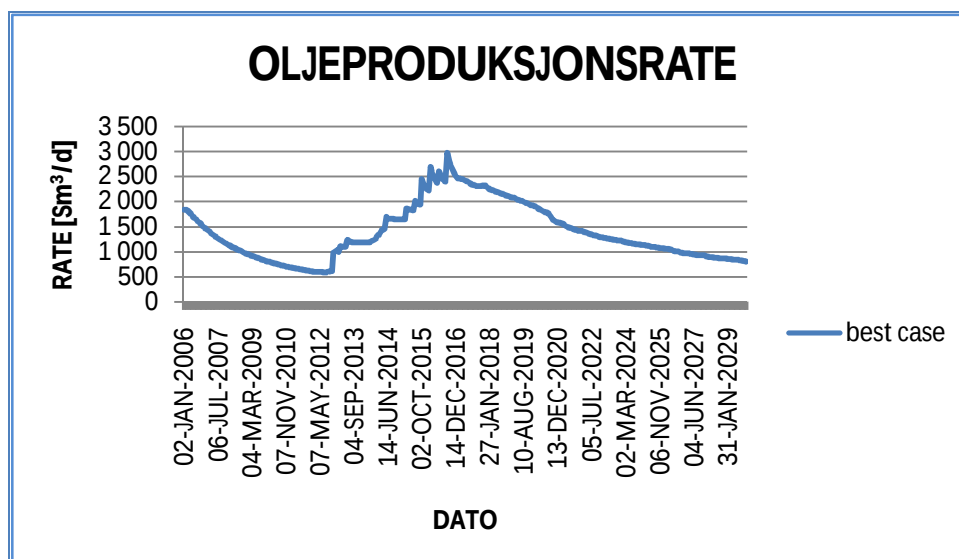
Fra de to figurene ser en at oljemetningen reduseres betraktelig i de områdene hvor det er plassert nye brønner. Injektoren GF3-INJ1 fortrenger mye av oljen ned mot produksjonsbrønnene, og metningen rundt den nordlige gasshatten er tydelig redusert. Også i området rundt GF6-3 observeres en tydelig reduksjon i oljemetning. For GF4 er det meste av oljen i Nansen-1A fortrent av den injiserte gassen. I GF2 observeres også en signifikant reduksjon i oljemetning hvor mesteparten av den oljen som produseres, skyldes injeksjon av gass. I GF5 skyves det meste av oljen ned mot de to produksjonsbrønnene GF5-1 og GF5-2, det er klare endringer i oljemetning, men den lave permeabiliteten gjør det vanskelig å drenere området bedre.

Figur 5.2-3 viser utvinningsgraden mot tid, og viser at ved tidspunktet for nedstenging er utvinningsgraden 28,4 %; 14,4 % høyere enn hva den ville vært dersom en kun produserer med de opprinnelige brønnene. Total produksjonen blir 14,43 MSm³.



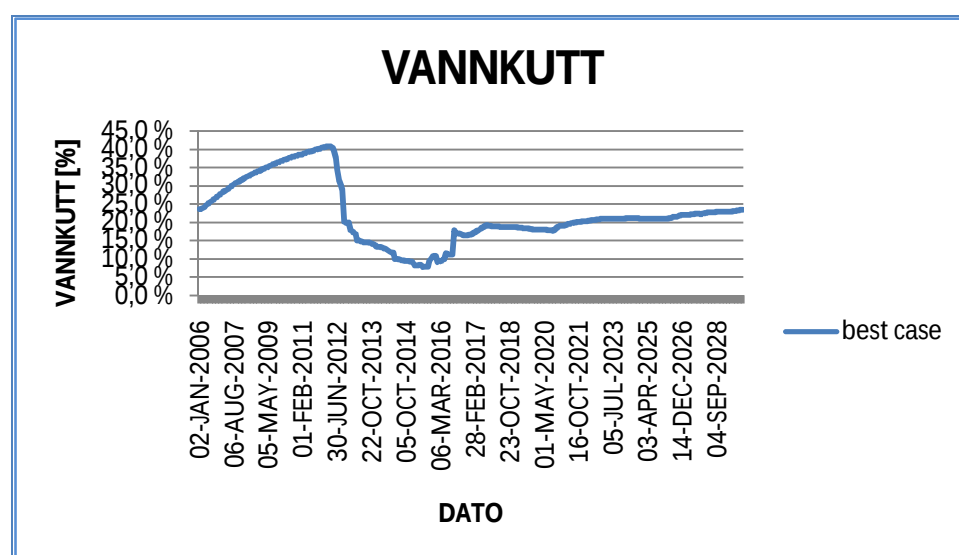
Figur 5.2-3 Utvinningsgrad, Best Case

I Figur 5.2-4 vises feltets oljeproduksjonsrate. Raten avtar gradvis i perioden frem til mai 2012, da den begynner å vokse. Økningen her skyldes trykkstøtten fra GF3-INJ1 som tydelig påvirker produksjonen til allerede eksisterende brønner. Oljeraten øker gradvis etter hvert som nye brønner starter å produsere. I det siste brønn er boret, injektoren GF4-INJ1, avtar produksjonen gradvis og ender på rundt 750 Sm³/d.



Figur 5.2-4 Oljeproduksjonsrate

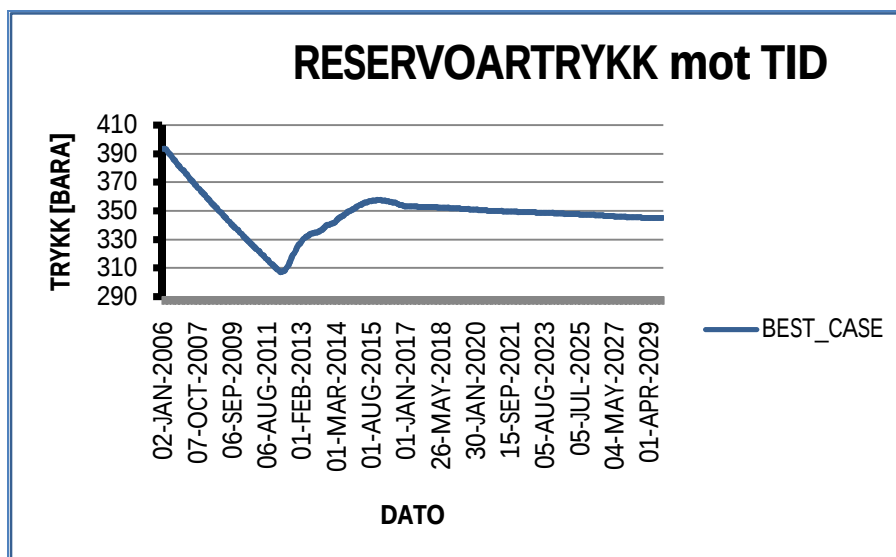
Figur 5.2-5 illustrerer hvordan vannkuttet forløper seg over tid. Fra perioden før en starter produksjon stiger vannkuttet over 40 %. Men som tidligere nevnt, er det simulerte vannkuttet særlig høyere enn det historiske for denne perioden. En observerer at vannkuttet synker brått idet injeksjon av gass starter i mai 2012. Etter hvert som de nye brønnene starter å produsere, blir reduksjonen mindre drastisk, øker etter hvert, og ender på rundt 25 %.



Figur 5.2-5 Vannkutt

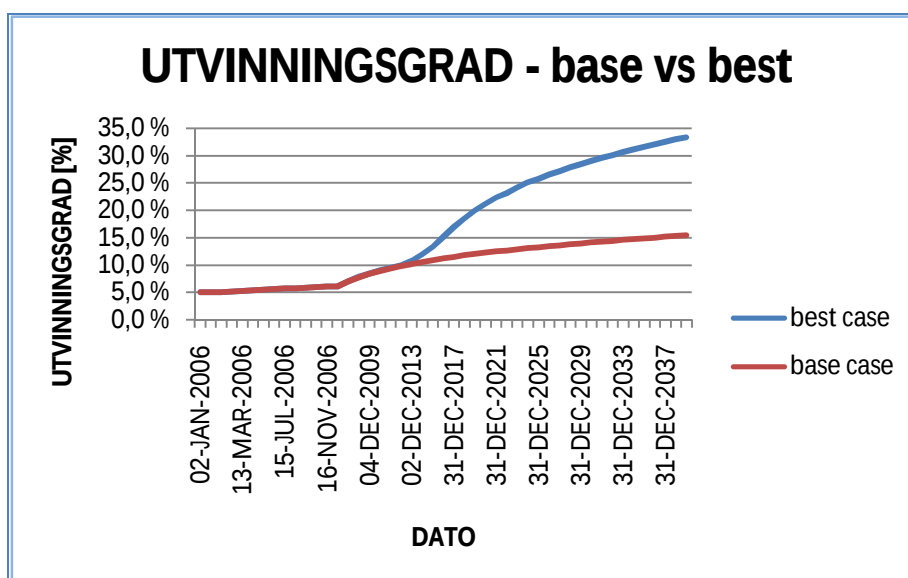
Reservoartrykkets utvikling er illustrert i Figur 5.2-6. En observerer at det gjennomsnittlige reservoartrykket øker umiddelbart etter at en starter å injisere gass i GF3-INJ1. Trykket øker til rundt 360 bara i 2015, før det rolig avtar og ender på 340 bara. At reservoartrykket

omtrent holder seg konstant i en periode på 25 år, betyr at det i snitt produseres like mye som det injiseres ved reservoarforhold.



Figur 5.2-6 Reservoartrykk mot tid

Dersom en lar feltet produsere frem til 2040, ender utvinningsgraden på omtrent 33.4 %. Ved å sammenligne med Base Case, altså å simulere frem til 2040 med de initiale brønnene, øker en utvinningsgraden med 17.8 %. Se Figur 5.2-7



Figur 5.2-7 Utvinningsgrad, Base Case vs Best Case

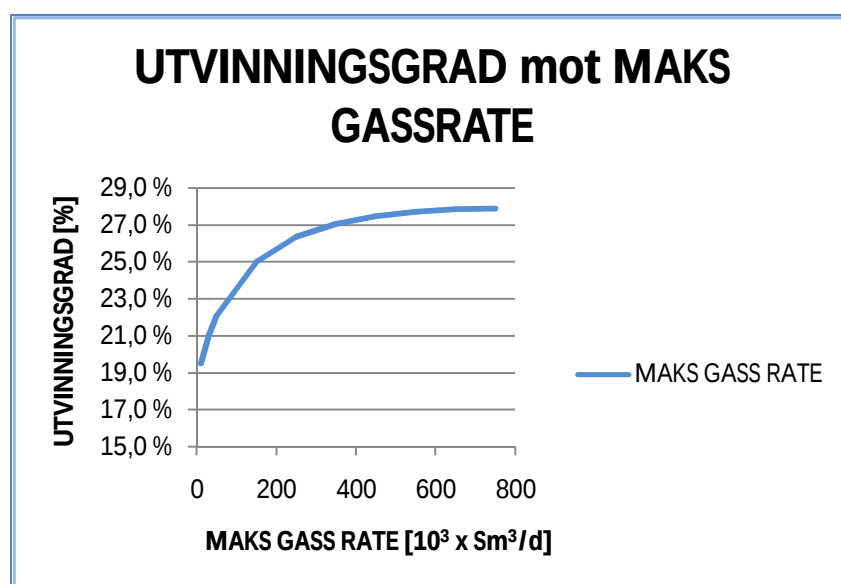
5.3 SENSITIVITETSANALYSER

En ønsker å utføre sensitivitetsanalyser for endring i injeksjonstrykket, reduksjon av bunnhullstrykket i produksjonsbrønnene, og ved å sette en maksimal grense for volumstrøm av gass som er tillatt i produksjonsbrønnene.

Fullstendig oversikt over produksjonsrater for de ulike gruppene og totalt for feltet for sensitivitetene som er utført med hensyn på injeksjonstrykk og gassproduksjon, finnes i Appendiks A, B, og D.

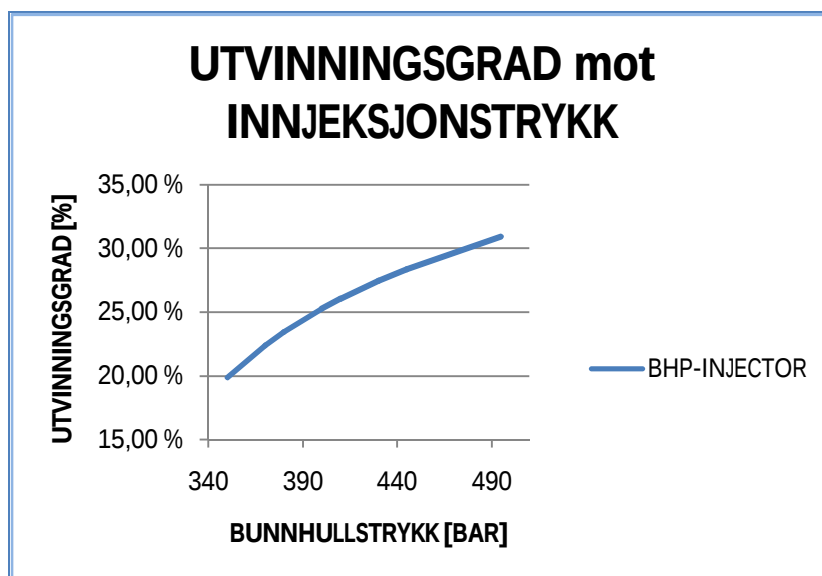
For å illustrere hvordan de ulike justeringene påvirker reservoarets produksjon, plottes utvinningsgrad mot de ulike spesifiserte grenseverdiene.

Når en spesifiserer en maksimal rate for tillatt gassproduksjon per brønn, får man et resultat som illustreres i Figur 5.2-8. Når den maksimalt tillatte gassraten settes til 500 000 Sm³/d per brønn, vil utvinningsgraden omtrent holde seg konstant. Det betyr at minst en av brønnene på feltet produserer over en viss periode 500 000 Sm³/d med gass.



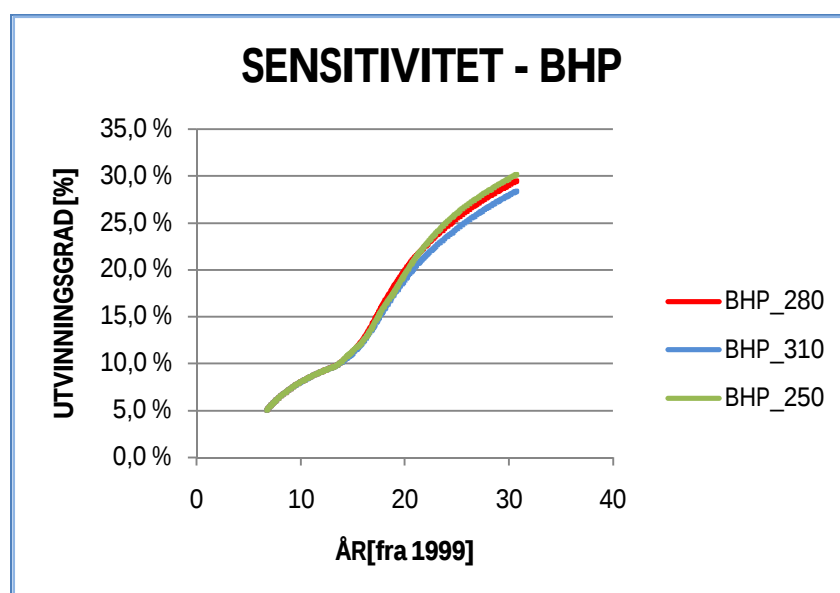
Figur 5.3-1 Utvinningsgrad mot maks gass rate

Fra sensitivitetsanalysen utført på injeksjonstrykket får en et resultat som illustrert i Figur 5.2-9. Utvinningsgraden øker nesten lineært ettersom injeksjonstrykket øker. Injeksjonstrykket har stor betydning for utvinningsgraden, og å øke injeksjonstrykket fra 390 bara til 440 bara, øker utvinningen med nesten 4 %.



Figur 5.3-2 Utvinningsgrad mot injeksjonstrykk

Et bunnhullstrykk på 310 bara er et noe konservativt anslag. Det er også mot slutten av feltets levetid aktuelt å redusere trykket i prosesseringsanlegget. Det vil derfor være av interesse å undersøke effekten en reduksjon i minste tillatte bunnhullstrykk. Tre tilfeller er plottet, bunnhullstrykk på 310 bara, 280 bara, og 250 bara. De to sistnevnte tilsvarer en reduksjon av trykket i prosesseringsanlegget på 30 bara og 60 bara respektivt. En reduksjon i bunnhullstrykket på 30 bara gir en økning i utvinningsgraden på 1%.



Figur 5.3-3 Sensitivitet, BHP

6 ØKONOMISKE BEREGNINGER OG SENSITIVITETSANALYSER

Før resultatene presenteres, er det viktig å presisere at dette er grove overslag. Det er knyttet stor usikkerhet til både driftskostnader og investeringer. Dette er dog forsøkt tatt høyde for ved å innføre sannsynlighetsfordelinger og gjennomføring av risikoanalyse. 6.1 og 6.2 viser tall brukt for beregningene, resten av beregningsgrunnlaget er å finne i appendiks C

Tabell 6-1 Kostnader for de to alternativene som er undersøkt.

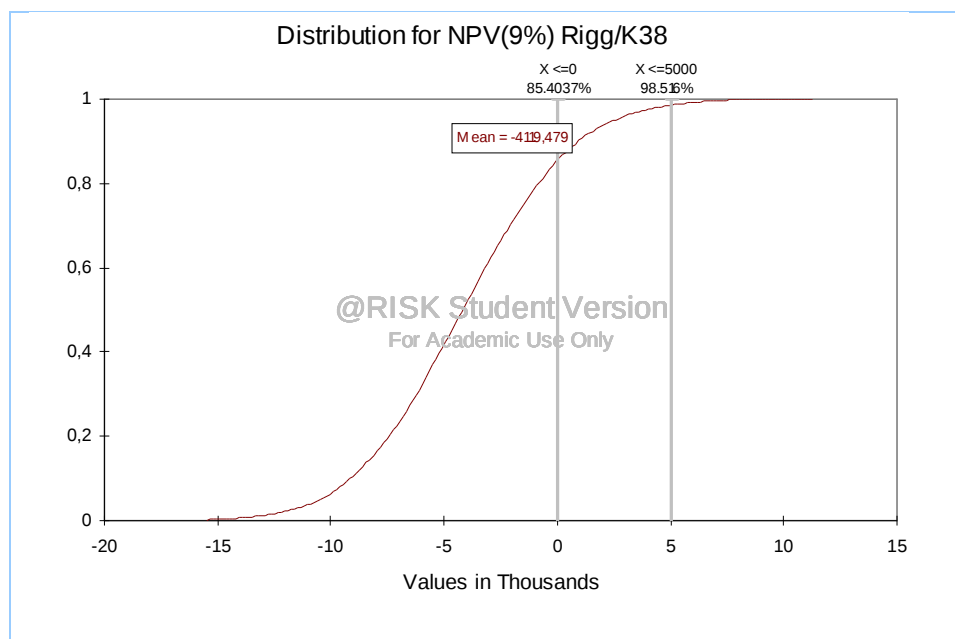
Investeringskostnader			Driftskostnader per anno.		
Plattform	5000	[MNOK]	Rigg	180	[MUSD]
Rigg	2000	[MNOK]	Plattform	200	[MNOK]
Brønn	192	[MNOK]			

Tabell 6-2 Andre variable som er felles for de to alternativene.

Andre variable		
Olje pris	60	[\$/fat]
Diskonteringsrate	0,09	[%]
Kurs	5	

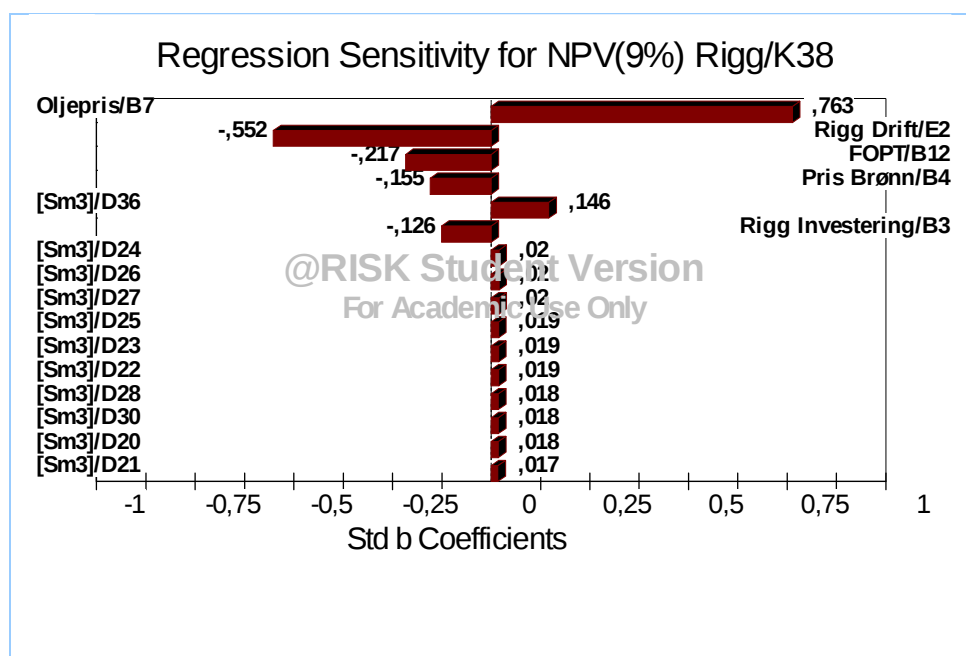
6.1 RIGG ALTERNATIVET

Dette alternativet har lav investeringskostnad, men høye driftskostnader. Med en årlig driftskostnad på 900 MNOK gir dette alternativet et netto underskudd på 4081MNOK og en nåverdi på 4119 MNOK. Som Figur 6.1-1 viser, er det 85 % sannsynlighet for at prosjektet går med underskudd.



Figur 6.1-1 Sannsynlighetsfordeling for NPV for riggalternativet.

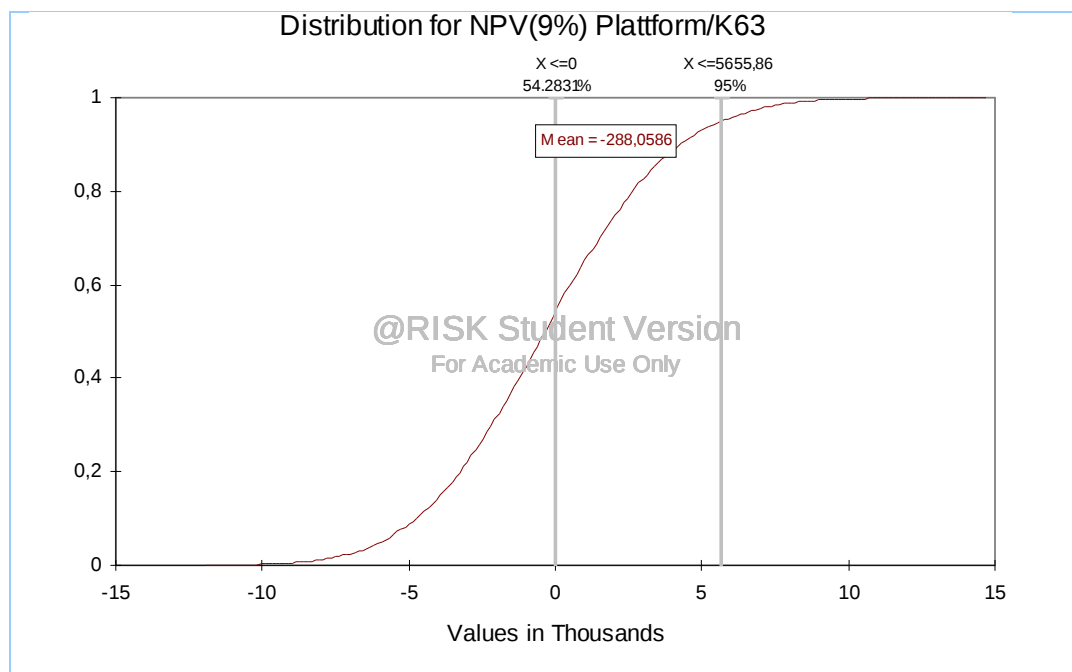
Følsomhetsanalysen i Figur 6.1-2 viser klart at oljeprisen er den variabelen som påvirker nåverdien mest i positiv retning. I negativ retning bidrar de høye driftskostnadene mest.



Figur 6.1-2 Følsomhetsanalyse for riggalternativet.

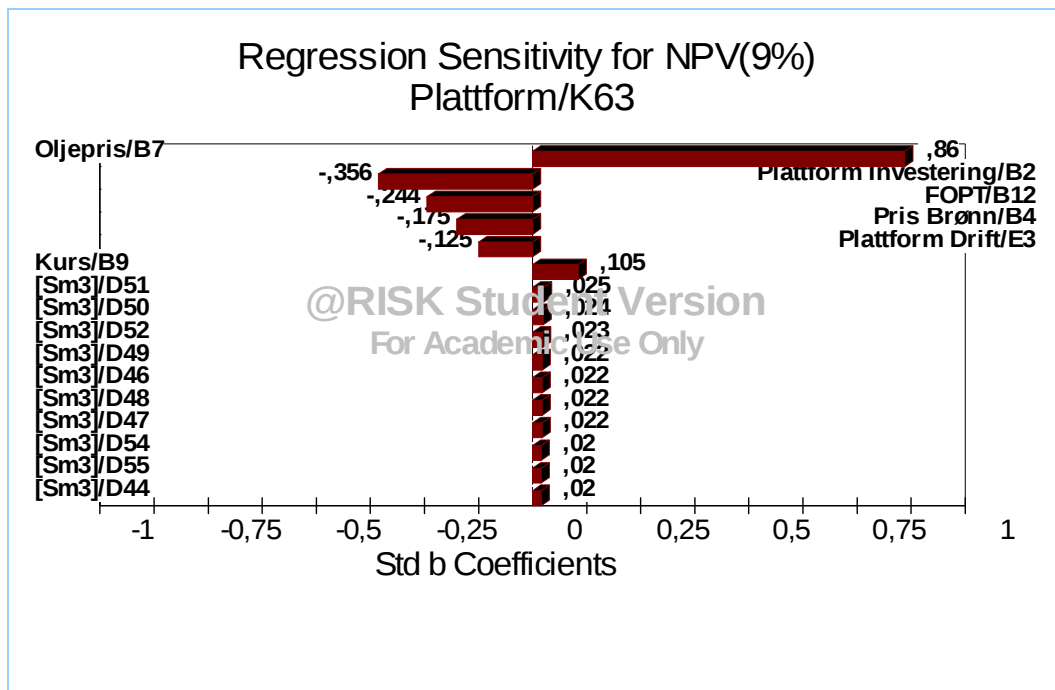
6.2 PLATTFORM ALTERNATIVET

Dette alternativet gir høyere investeringskostnader men mye lavere driftskostnader. Dersom man antar feltets levetid som avsluttet i 2030, gir dette alternativet ett netto overskudd på 6219 MNOK og en nåverdi på -290 MNOK. Som Figur 6.2-1 viser, er det 45 % sannsynlighet for at dette prosjektet blir lønnsomt.



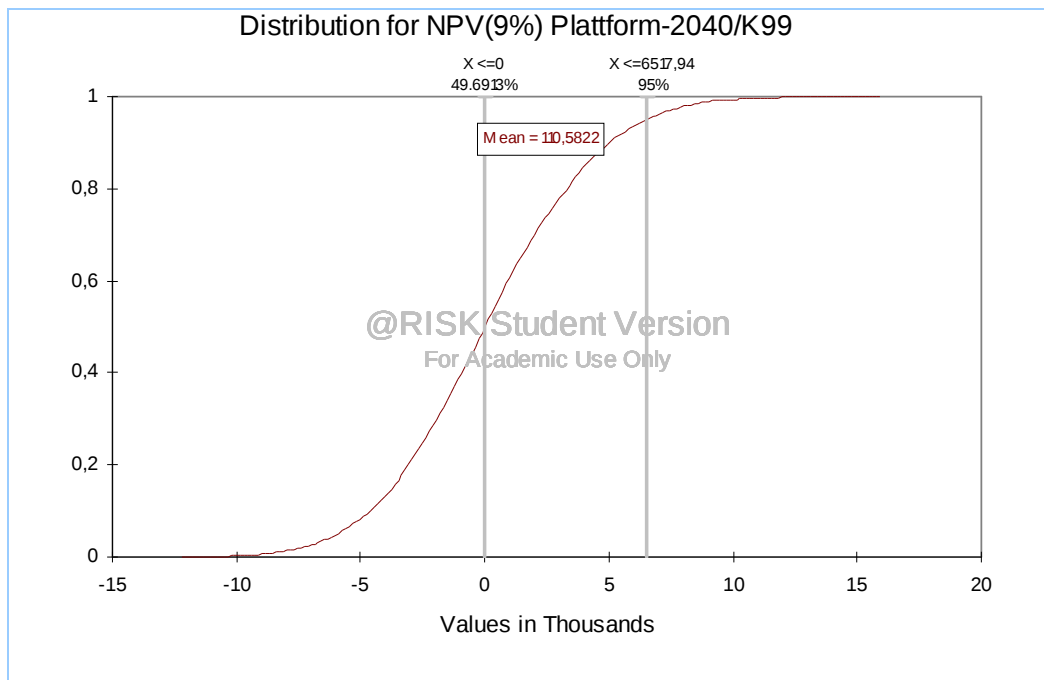
Figur 6.2-1 Sannsynlighetsfordeling for plattformalternativet med drift frem til 2030.

Sensitivitetsanalysen i Figur 6.2-2 viser at det er oljeprisen som påvirker nåverdien mest i positiv retning, mens investeringskostnadene og brønnkostnadene påvirker mest i negativ retning.



Figur 6.2-2 Sensitivitetsanalyse for plattformalternativet.

Ved å la feltet produsere frem til 2040 som i Figur 6.2-3, blir nåverdien 110 MNOK, og sannsynligheten for et lønnsomt prosjekt blir 51 %.



Figur 6.2-3 Sannsynlighetsfordeling for plattformalternativet med drift frem til 2040.

7 DISKUSJON

Plasseringen av de nye brønnene medfører en økt utvinning på 14.4 %, når en lar feltet produsere frem til 2030.

Fremgangsmåten er preget av å observere metningsendringer når en simulerer fram til 2030, og på denne måten få oversikt over områder som dreneres dårlig eller ikke i det hele tatt. Metningsendringene sier også noe om kommunikasjonen i reservoaret. En har først fokusert på å drenere områder med begrenset eller ingen kommunikasjon til resten av feltet. Etter hvert som de større områdene som kommuniserer med resten av feltet skal dreneres, forsøker en å vurdere hvordan de ulike områdene påvirkes av hverandre. For de separate områdene prøver man å oppnå et best mulig oppsett av brønner ved å simulere på ulike brønnmønstre. Det tilfellet som gir best produksjon av olje, og i tillegg veier opp for borekostnadene, beholdes.

Det er ofte en viss usikkerhet forbundet med bestemmelsen av reservoarets geometri og kommunikasjon. Dette bør tas i betraktning i forhold til hvordan de ulike områdene påvirker hverandre, også med tanke på at noen av brønnene er plassert ute på flankene i de ulike områdene.

I simuleringene er det ikke tatt hensyn til oppsprekking. Hvorvidt det initieres skjær og strekkbrudd er usikkert, og medfører økt risiko for at fluidene strømmer andre retninger enn predikert.

Sensitivitetsanalysene viser at utvinningsgraden i stor grad avhenger av injeksjonstrykket. For å oppnå en økt utvinning på 14.4 % er det en forutsetning at brønnene kan injisere med et trykk tilsvarende 445 bara, kun 5 bara lavere enn hva de er designet for å tåle.

Bunnhullstrykket for produksjonsbrønnene er primært satt til 310 bar. Dette er et noe konservativt anslag med tanke på at en vil redusere trykket i prosesseringsanlegget etter hvert som en nærmer seg slutten av feltets levetid. Dersom dette reduseres med 30 bar, er det mulig å øke utvinningsgraden med 1 %.

Vannkuttet holder seg lavt og stabiliserer seg på rundt 25 %. Historietilpasningene ser ut til å være utført med hensyn på oljeproduksjon, og det er godt samsvar mellom historisk og simulert rate. Fra analysen av vannproduksjonsraten, ligger den simulerte over den historiske, og kan dermed innebære at den resulterende vannkuttet, etter å ha plassert 15 nye brønner, vil være noe konservativ.

Det er tidligere gjort flere forsøk på å bore brønner sør i feltet, uten å lykkes. Dersom oljen i GF4 skal produseres er det en forutsetning at dette er mulig, kanskje ved å bore brønner fra vest.

Tiltross for en dobling i utvinningsgrad for feltet, viser nåverdiberegninger at prosjektet ikke er økonomisk lønnsomt dersom man legger ned driften i 2030. Dersom man fortsetter produksjonen utover dette, kan man få en positiv nåverdi og dermed gjøre prosjektet lønnsomt. Dog viser risikoanalyser at dette vil være en svært risikabel investering da det bare er i overkant av 50 % sannsynlighet for at nåverdien blir større enn 0.

Følsomhetsanalyser viser at oljeprisen som forventet er den mest avgjørende faktoren. Dersom denne holder seg nærmere dagens nivå i årene fremover, og ikke rundt 60 dollar / fatet som det her tas utgangspunkt i, vil prosjektets nåverdi stige og risikoen synke dramatisk. I tillegg ser man at investeringen ved bygging av plattform påvirker utfalle. Dersom denne kostnaden kan reduseres, vil risiko og nåverdi også bedres betraktelig. Alternativet for leie av jack-up rigg viser seg å ikke kunne være lønnsomt uavhengig av feltets levetid.

Denne rapporten vil forhåpentligvis komme oppdragsgiver til nytte i form av å bidra til et beslutningsgrunnlag rundt den aktuelle problemstillingen. Rapporten anses ikke som tilstrekkelig til å basere en avgjørelse på, men illustrerer hva som er mulig ved å plassere 15 nye brønner. Samfunnsnyttene for oppgaven sier seg selv, da StatoilHydro betaler rundt 78 % i skatt.

8 KONKLUSJON

- Problemstillingen for dette prosjektet var i korte trekk å undersøke hvor mye utvinningsgraden for Gullfaks Sør kunne økes ved å plassere nye brønner på best mulig måte.
- Resultatene viser at en kan forbedre utvinningsgraden med 18 % ved drift frem til 2039. Dette imøtekommer StatoilHydro's målsetning for området.
- Ved å se på metningsendringer og identifisere dårlig drenerte områder, har en kunnet finne gode brønnplasseringer. Ved deretter å vurdere beste mulige mønster for produksjon / injeksjon for hvert område, samt hvordan disse påvirker hverandre, mener man å ha hatt en god metodikk i arbeidet.
- Usikkerheter rundt oppsprekking og andre elementer i modellen bør tas med i vurderingen av resultatene.
- Verdien satt for bunnhullstrykket, er noe konservativ, og en endring fra 310 til 280 bar, kan øke utvinningsgraden med 1 %.
- For å kunne nå 14,4 % økt utvinningsgrad, må man operere med et injeksjonstrykk på 445 bara, kun 5 bara under det brønnene er designet for.

- Vannkuttet stabiliserer seg på rundt 25 %, et tall som ut fra historie kan vise seg å være noe konservativt.
- I sin nåværende form, fremstår ikke prosjektet som økonomisk lønnsomt. Med en negativ nåverdi for begge plattformalternativ, og høy risiko selv om man utvider levetiden, er det vanskelig å vurdere dette i noen annen retning enn negativt. Det beste alternativet viser seg å være en ny brønnhodeplattform hvor man kan oppnå positiv nåverdi ved produksjon ut 2040. Det må sies at de økonomiske beregningene er grove, og en mer grundig vurdering bør utføres for å være i stand til å ta noen avgjørelser.
- Fremtidig fortsettelse av dette arbeidet vil kunne dreie seg om en optimalisert reservoarstyring med tanke på å drive feltet lenger enn år 2030, hvor en avslutter med å produsere gassen i feltet. Man kan også se for seg å ta i bruk den nye modellen for feltet. Dette vil kunne øke troverdigheten og nøyaktigheten i resultatene. Det er også et stort forbedringspotensiale i de økonomiske beregningene. Et grundigere og mer realistisk kostnadsoverslag vil gjøre vurderinger av risiko og nåverdi mer pålitelig.
- Tiden har ikke tillatt å vurdere plassering av plattform, dette er også et arbeid man kan ta opp ved en eventuell fortsettelse.

9 REFERANSER

- [1] Reservoarstyringsplan for Gullfaks Hovedfelt og satellitter 2007. StatoilHydro.
- [2] Matland, Esther, Reservoaringeniør i StatoilHydro (2008): *Gullfaks Omega. Presentasjon for NTNU-studenter*. 06.02.08.
- [3] Eltvik, Petter og Lund, Torgeir, StatoilHydro (2008): *Prosjektforslag 9. Eksperter i Team – Gullfakslandsbyen 2008. Ny Plattform på Gullfaks Sør Statfjord*. 13.01.08
- [4] Asheim, Harald (2007): *Produksjonsbrønner 2007*.
<http://www.ipt.ntnu.no/~asheim/ovinger/1-bronnproduktivitet.doc>

APPENDIKS

APPENDIKS A – Sensitivitetsanalyse, gassproduksjonsrate

FPGR.....	3
FPGT	3
FOPR.....	4
FOPT	4
FWCT.....	5
GGPR GF2.....	5
GGPR GF3.....	6
GGPR GF4.....	6
GGPR GF5.....	7
GGPR GF6.....	7
GGPT GF2.....	8
GGPT GF3.....	8
GGPT GF4.....	9
GGPT GF5.....	9
GGPT GF6.....	10
GOPR GF2.....	10
GOPR GF3.....	11
GOPR GF4.....	11
GOPR GF5.....	12
GOPR GF6.....	12
GOPT GF2.....	13
GOPT GF3.....	13
GOPT GF4.....	14
GOPT GF5.....	14
GOPT GF6.....	15
GWCT GF2.....	15
GWCT GF3.....	16
GWCT GF4.....	16
GWCT GF5.....	17
GWCT GF6.....	17

APPENDIKS B – Sensitivitetsanalyse, injeksjonstrykk

FGIR.....	18
FGIT	18
FGPR.....	19
FGPT	19
FOPR.....	20
FOPT	20
FPR.....	21
FWCT.....	21
GGIR GF2.....	22
GGIR GF3.....	22
GGIR GF4.....	23
GGIR GF5.....	23
GGIT GF2.....	24

GGIT GF3	24
GGIT GF4	25
GGIT GF5	25
GGPR GF2	26
GGPR GF3	26
GGPR GF4	27
GGPR GF5	27
GGPR GF6	28
GGPT GF2	28
GGPT GF3	29
GGPT GF4	29
GGPT GF5	30
GGPT GF6	30
GOPR GF2	31
GOPR GF3	31
GOPR GF4	32
GOPR GF5	32
GOPR GF6	33
GOPT GF2	33
GOPT GF3	34
GOPT GF4	34
GOPT GF5	35
GOPT GF6	35
GWCT GF2	36
GWCT GF3	36
GWCT GF4	37
GWCT GF5	37
GWCT GF6	38
WOPR GF2	38
WOPR GF3	39
WOPR GF4	39
WOPR GF5	40
WOPR GF6	40

APPENDIKS C - Økonomi

Rammetall	41
Beregningsgrunnlag for rigg med levetid til 2030	42
Beregningsgrunnlag for platform med levetid til 2030	43
Beregningsgrunnlag for platform med levetid til 2040	44

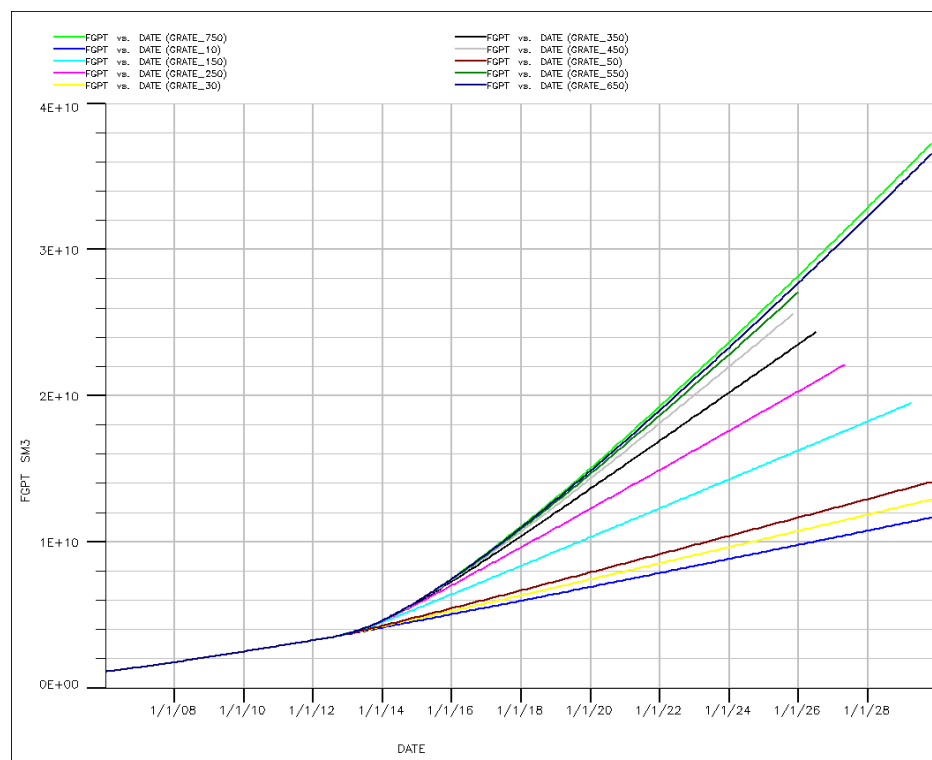
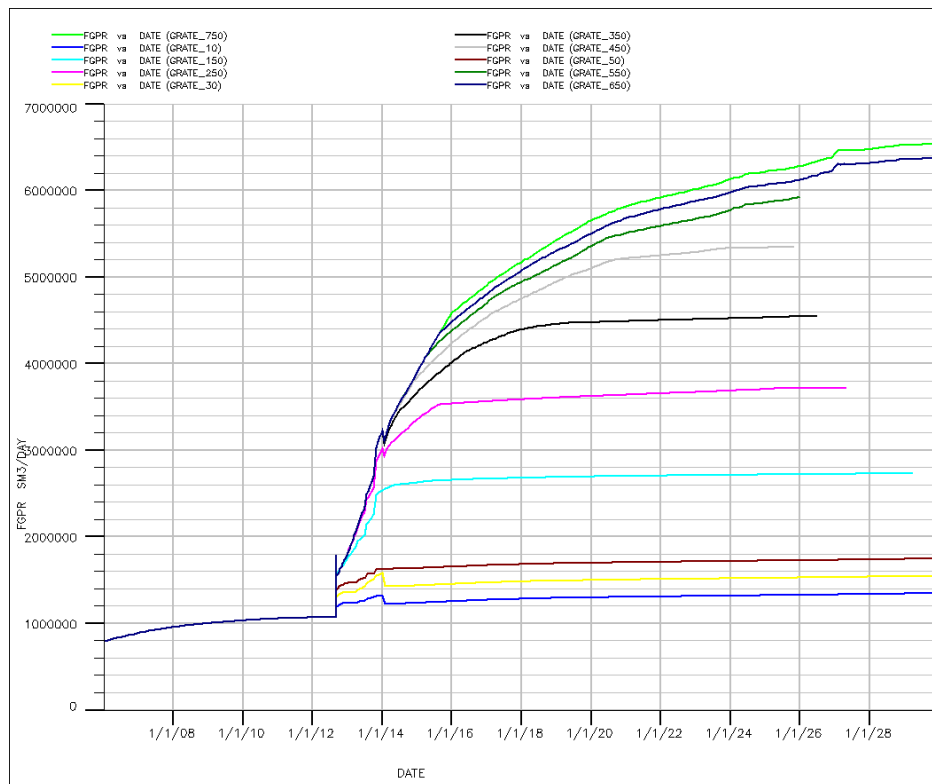
APPENDIKS D – Sensitivitetsanalyse: Gassinjeksjon vs. Gassproduksjon

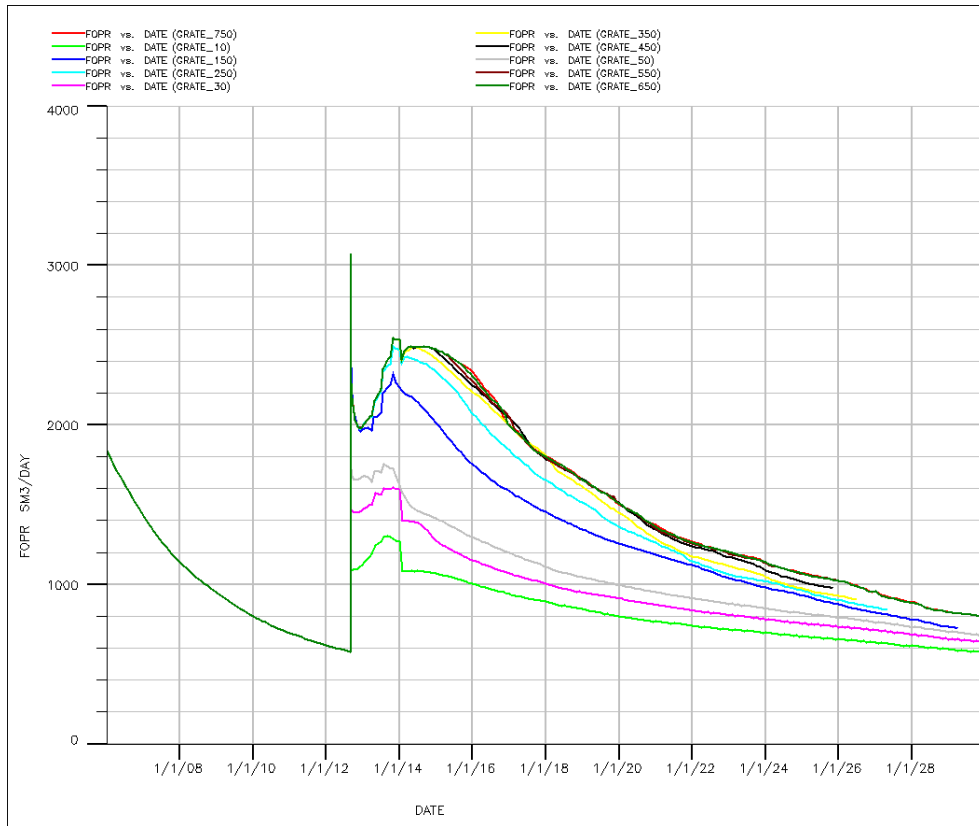
FGPR vs FGIR ved 430 bar	45
FGPR vs FGIR ved 410 bar	45
FGPR vs FGIR ved 400 bar	46
FGPR vs FGIR ved 380 bar	46
FGPR vs FGIR ved 370 bar	47
FGPR vs FGIR ved 350 bar	47
Differanse mellom FGIR og FGPR	48

APPENDIKS E - Brønnplasseringer og lengder

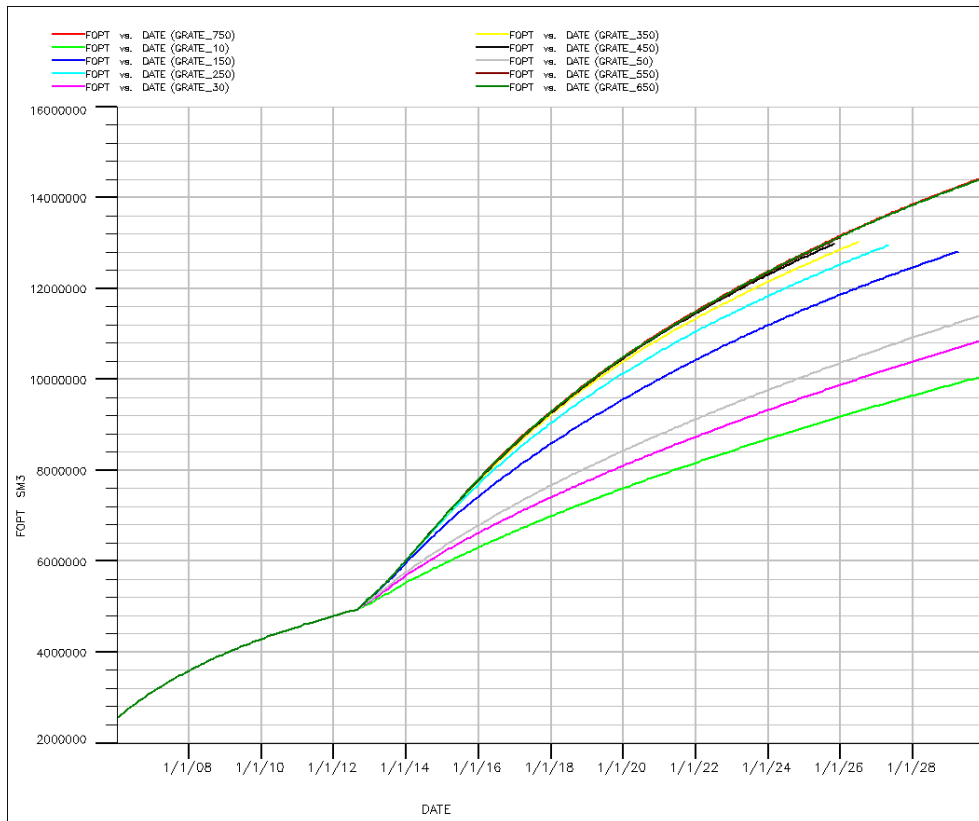
APPENDIKS F – Historisk vannproduksjonsrate vs. simulert

APPENDIKS A – RATESTYRT INJEKSJON





Figur3: Ratestart FOPR



Figur 4: Ratestart FOPT

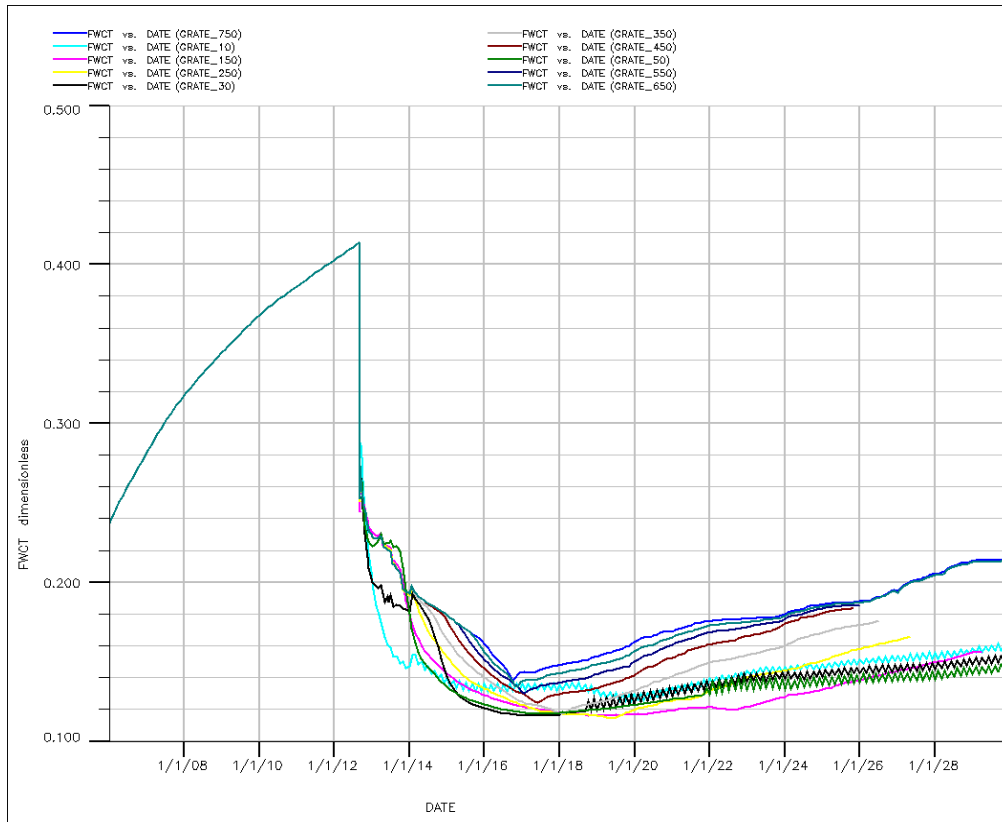


Figure 5: Ratestyt FWCT

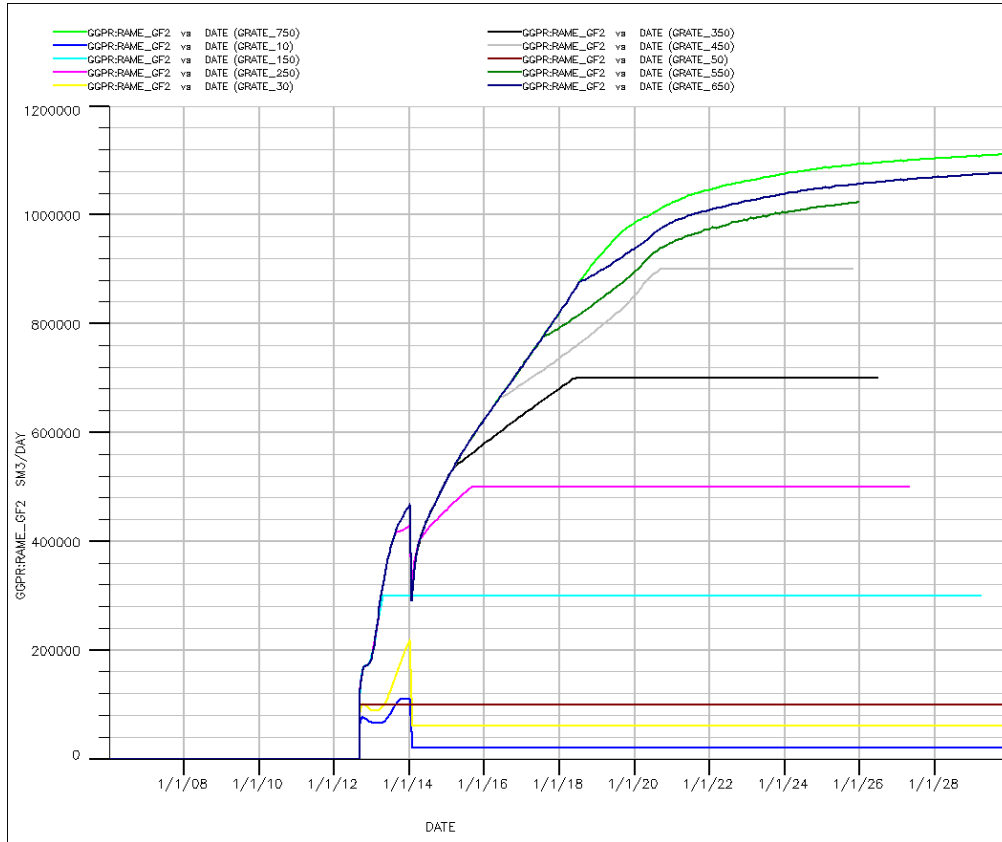
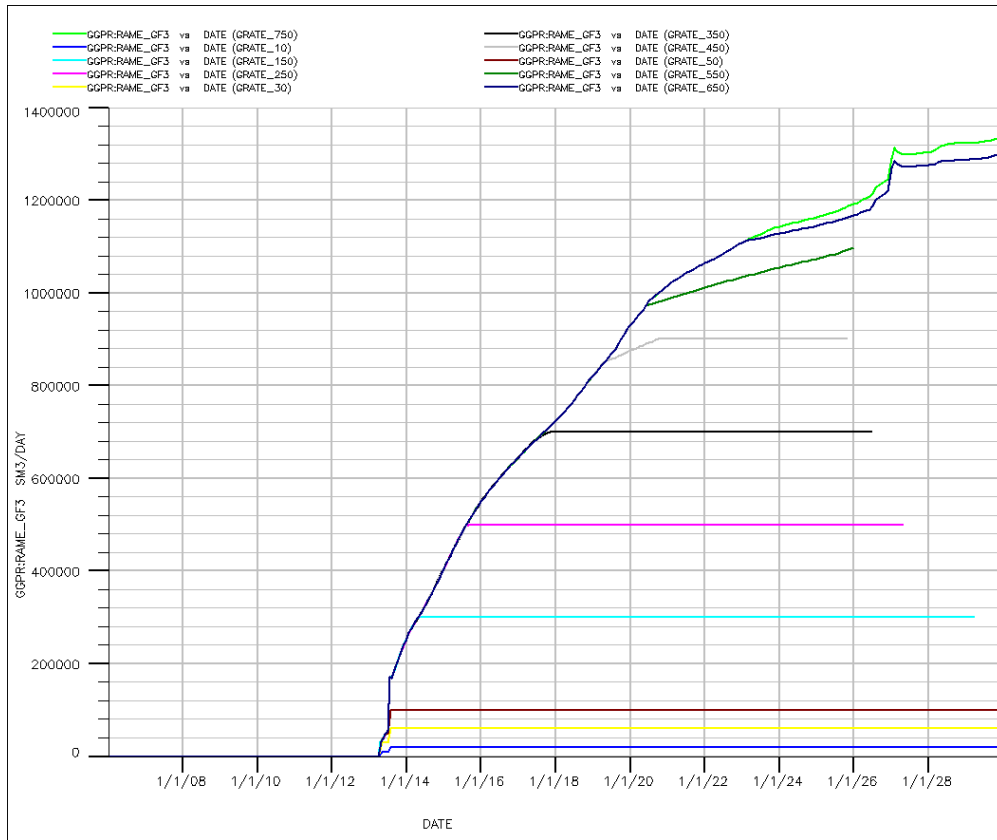
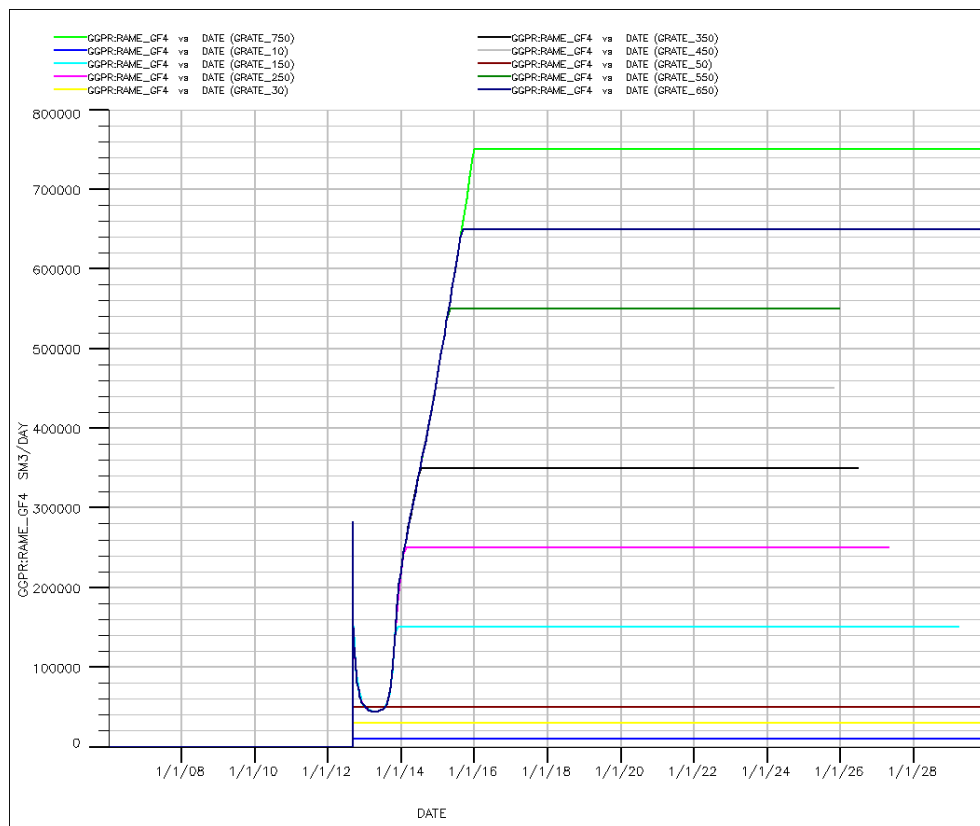


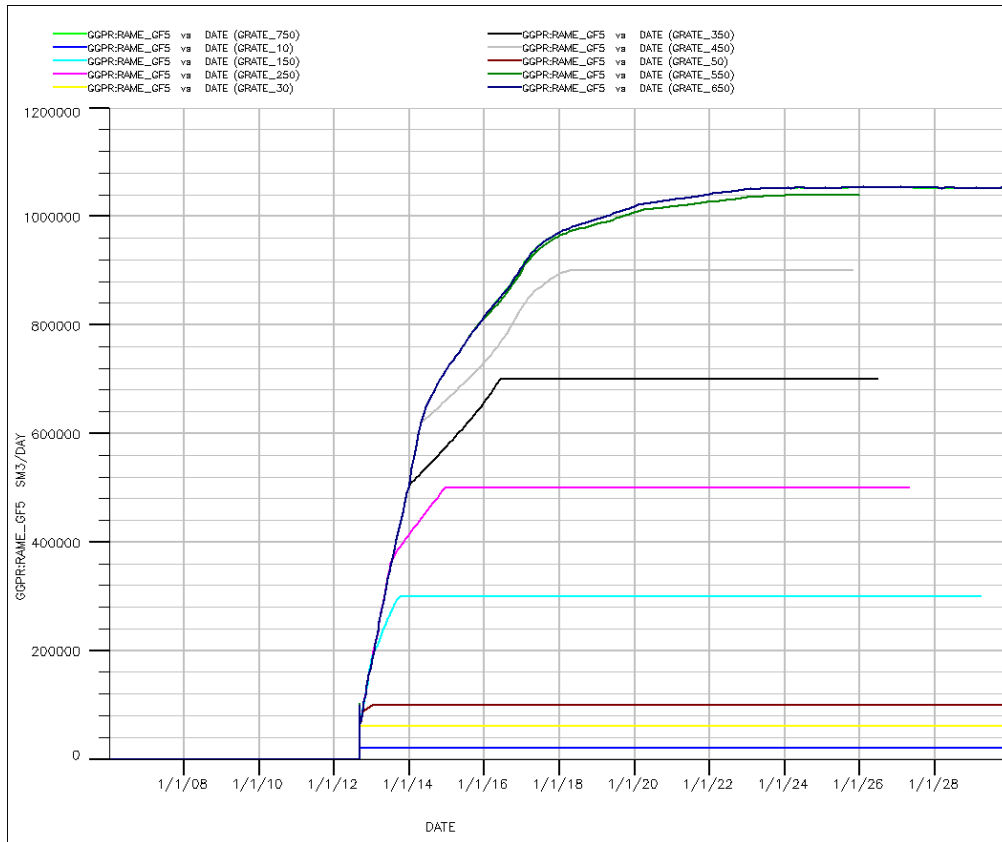
Figure 6: Ratestyt GGPR GF2



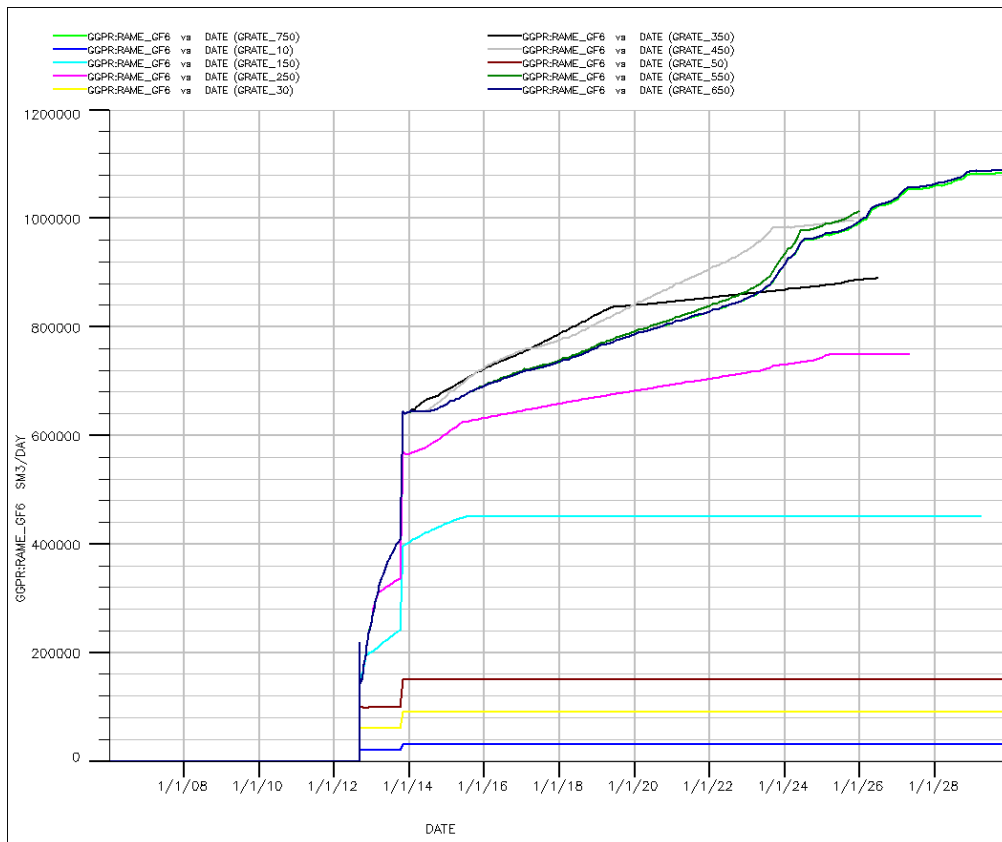
Figur 7: Ratestyre GGPR GF3



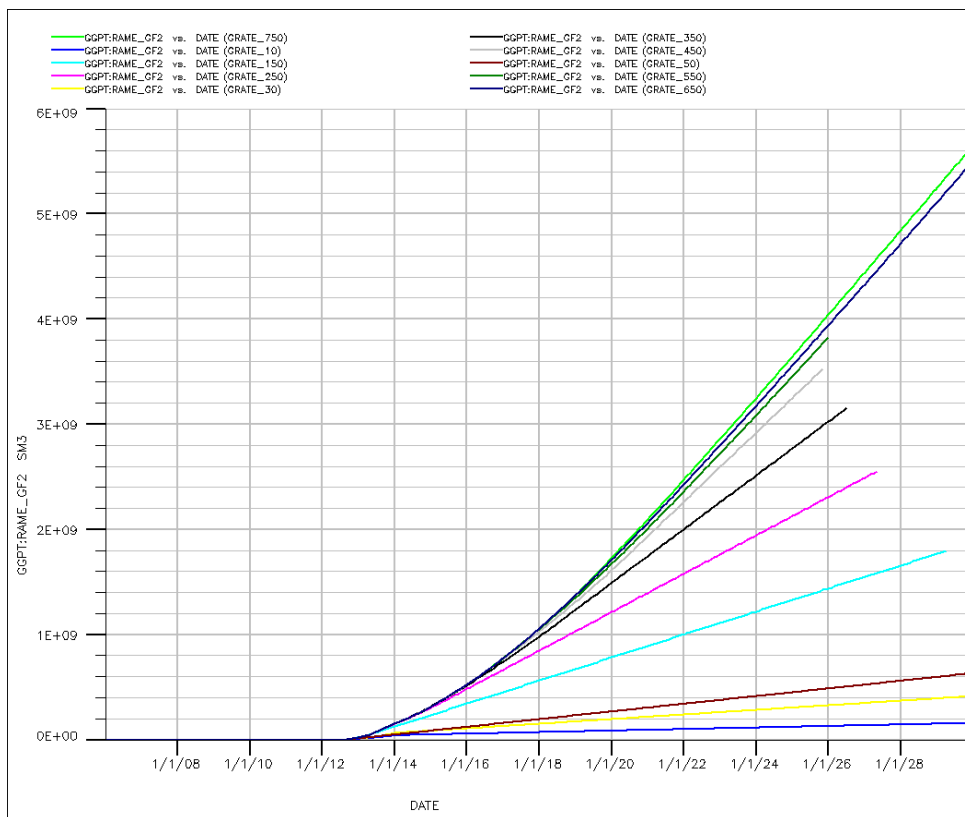
Figur 8: Ratestyre GGPR GF4



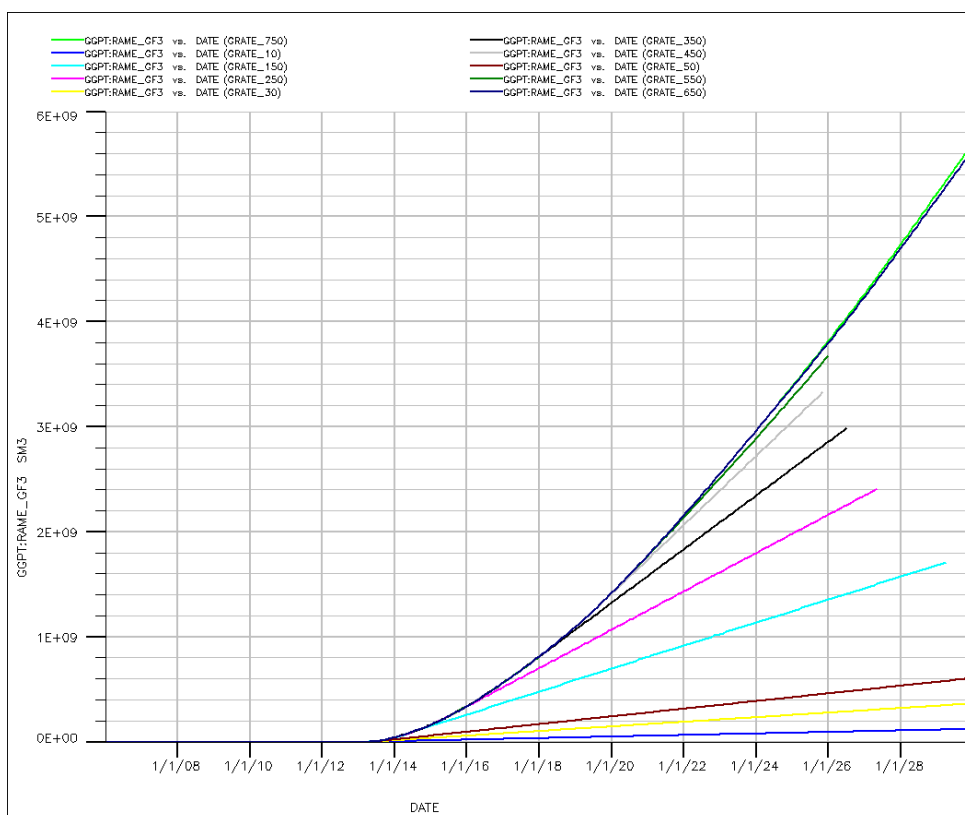
Figur 9: Ratestyr GGPR GF5



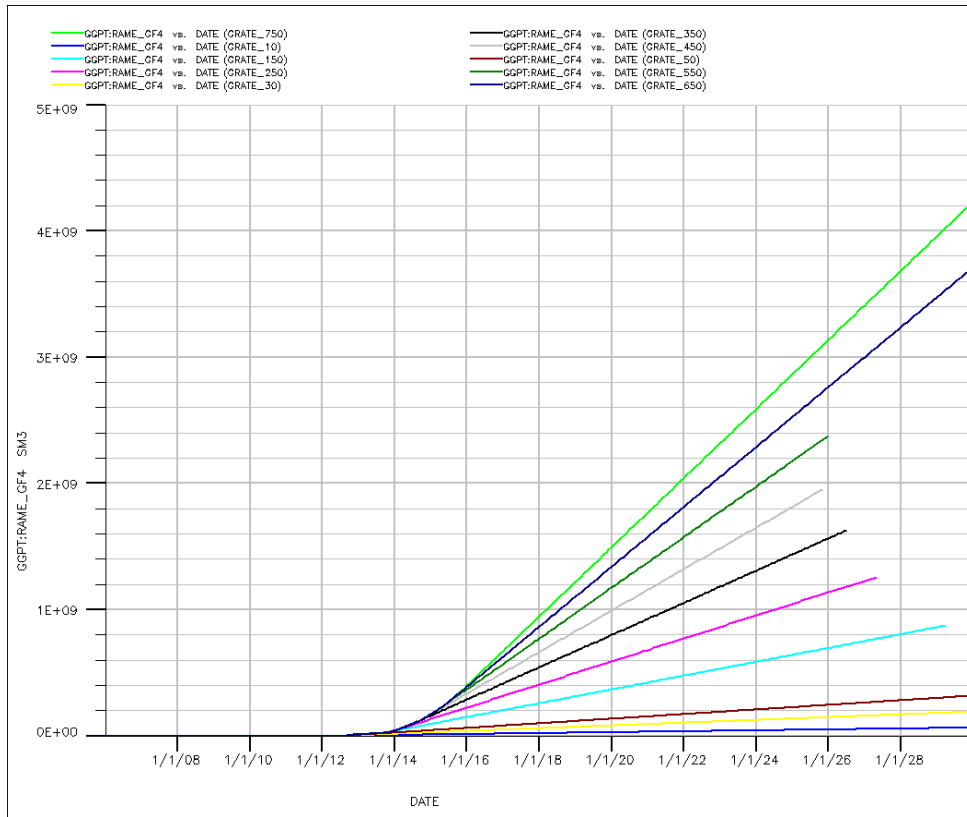
Figur 10: Ratestyr GGPR GF6



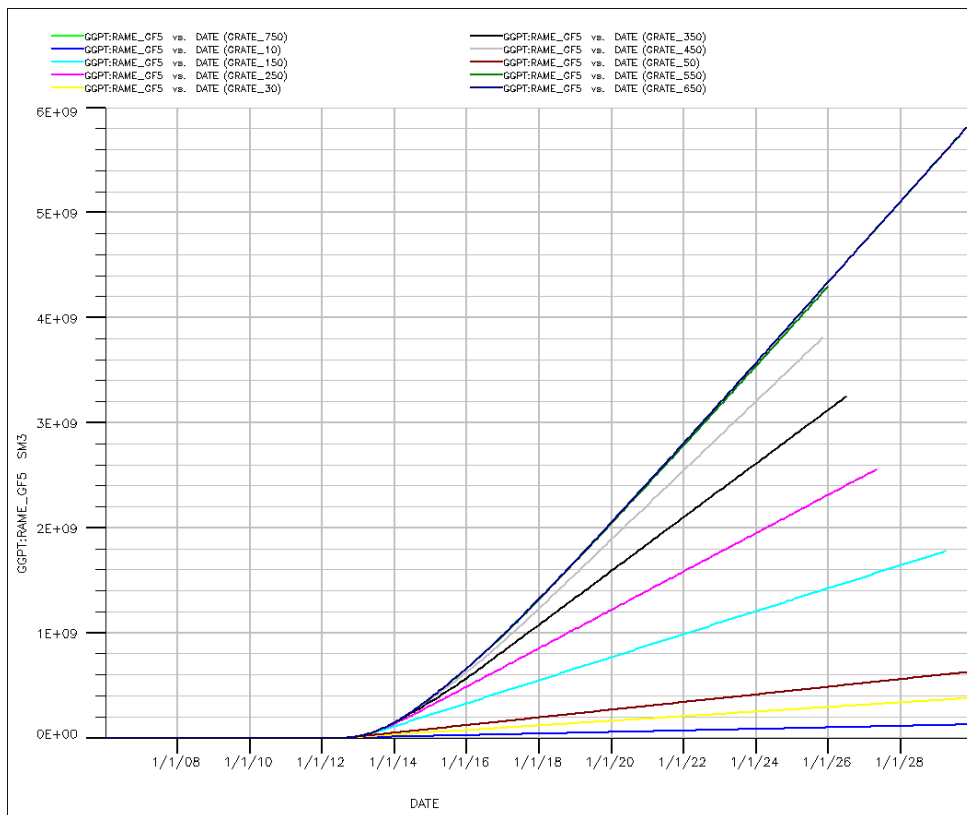
Figur 11: Ratestyr GGPT GF2



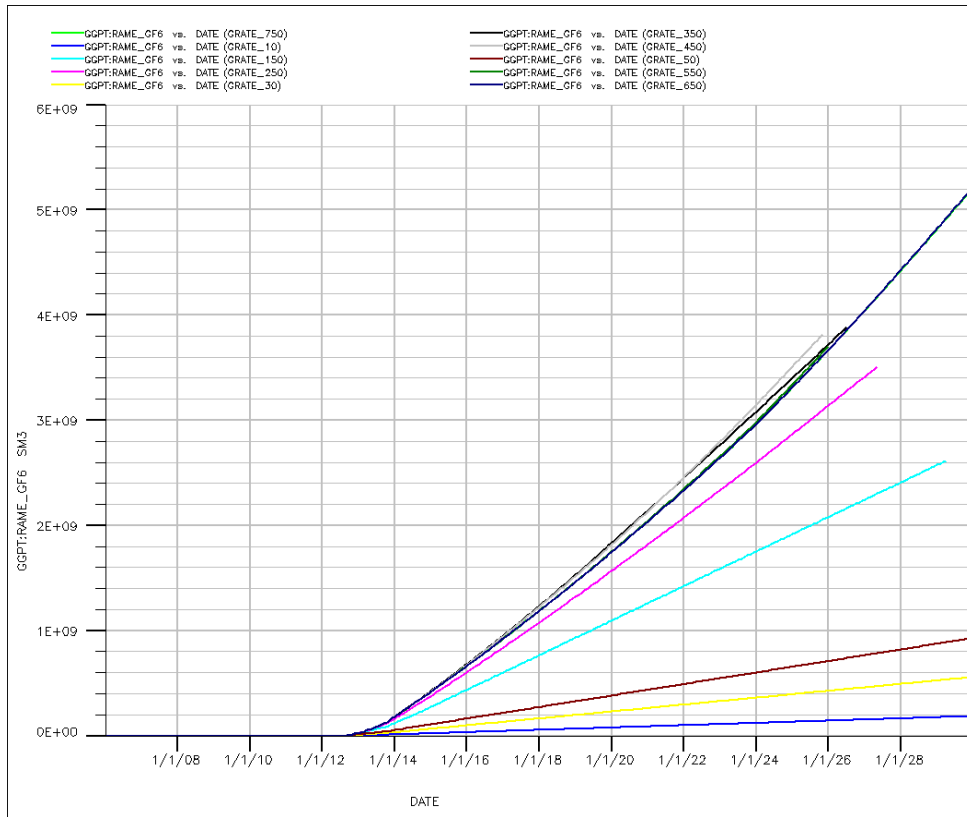
Figur 12: Ratestyr GGPT GF3



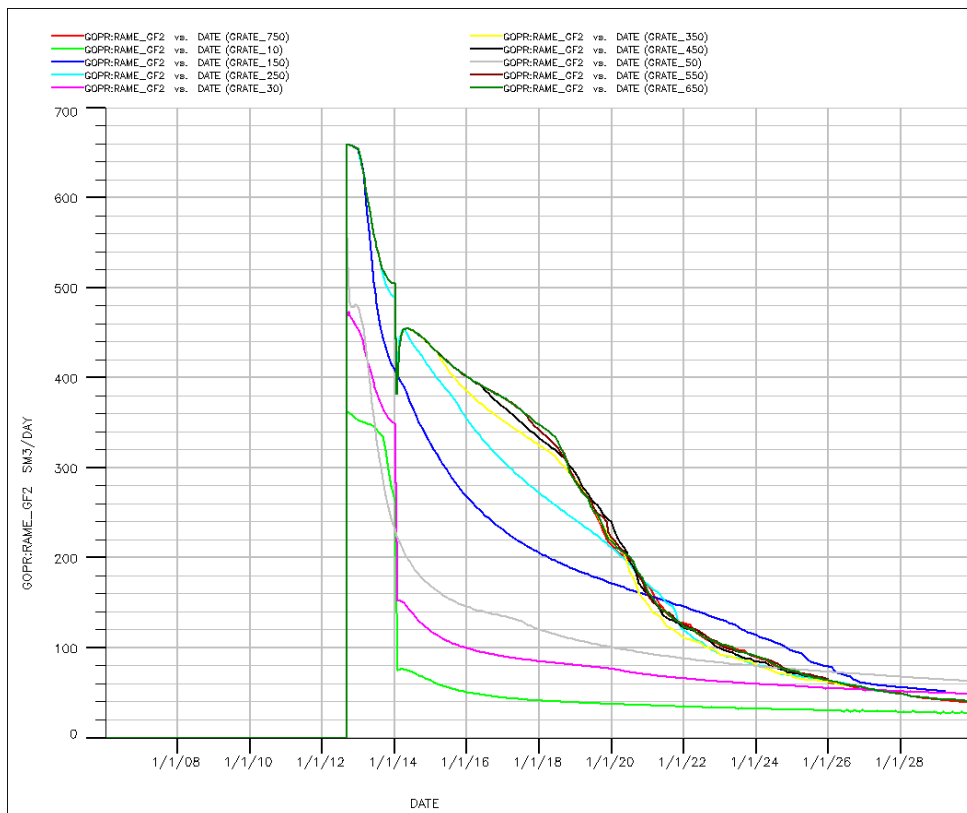
Figur 13: Ratestyr GGPT GF4



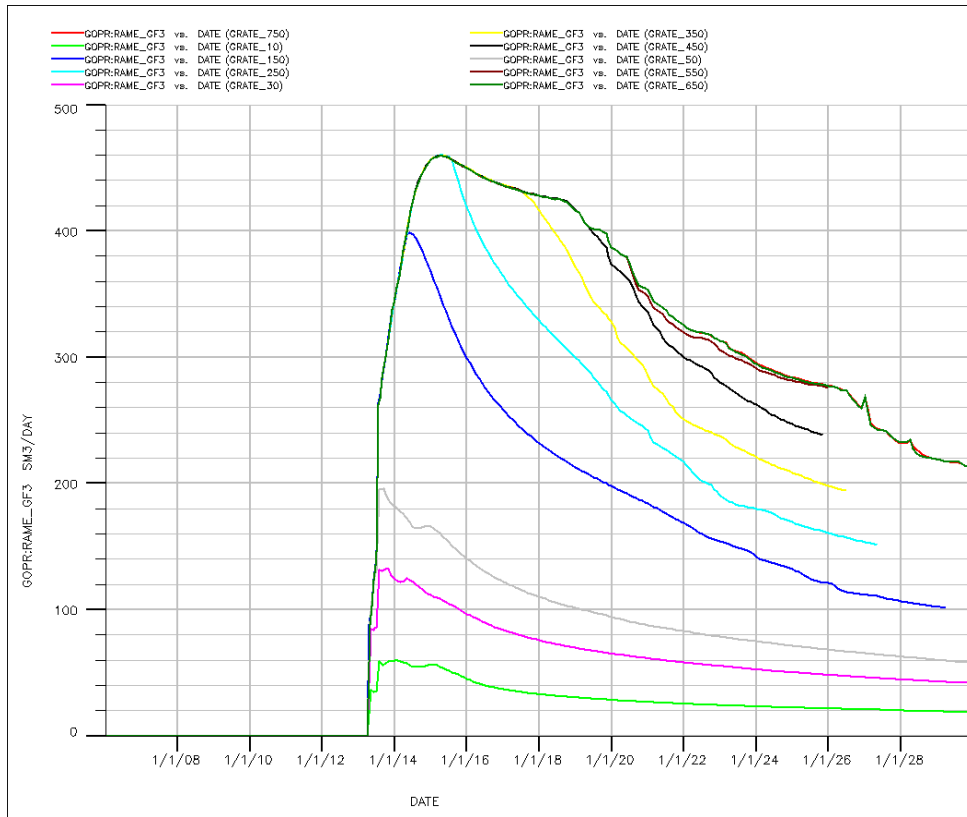
Figur 14: Ratestyr GGPT GF5



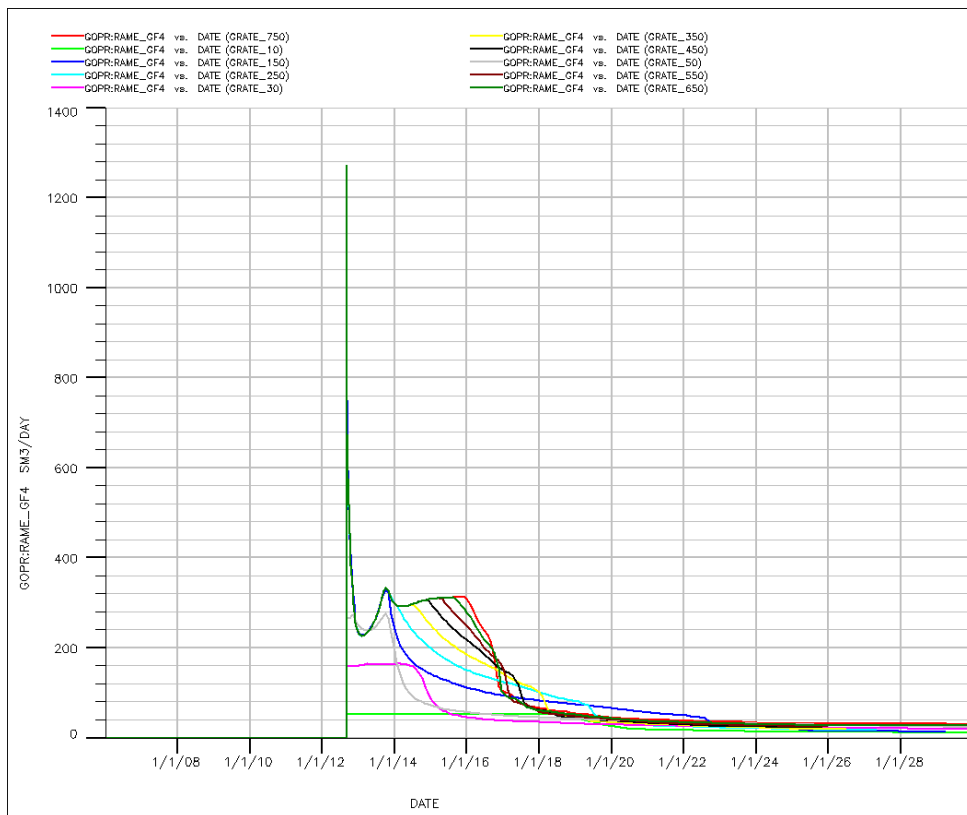
Figur 15: Ratestyr GGPT GF6



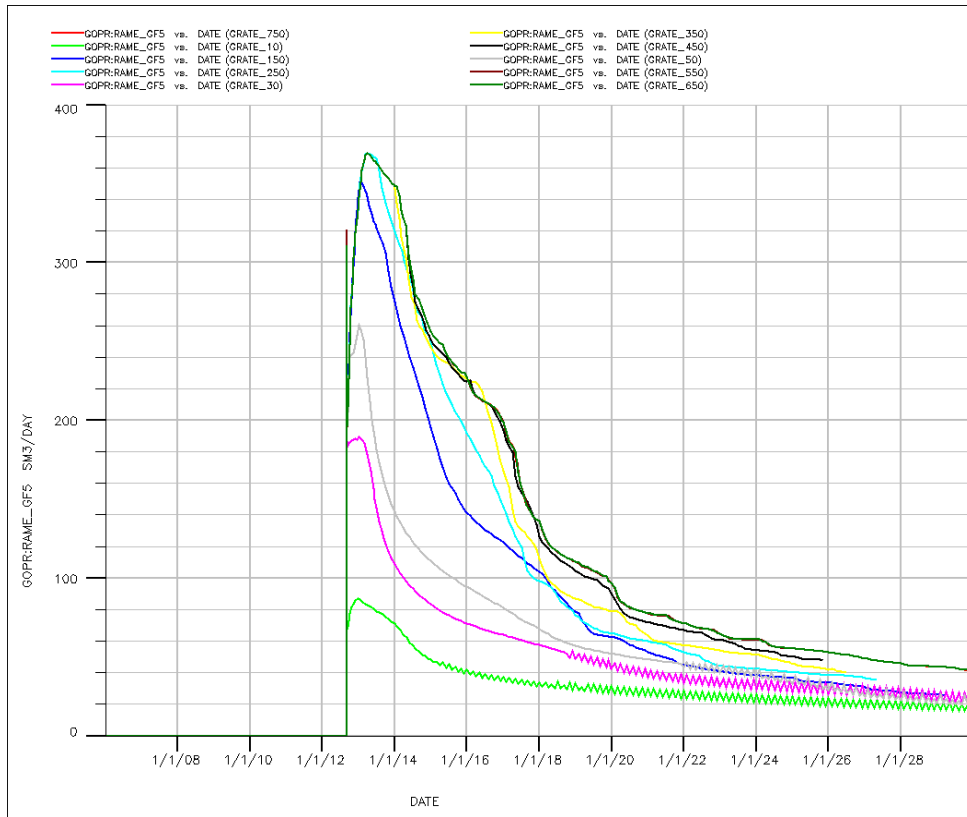
Figur 16: Ratestyr GOPR GF2



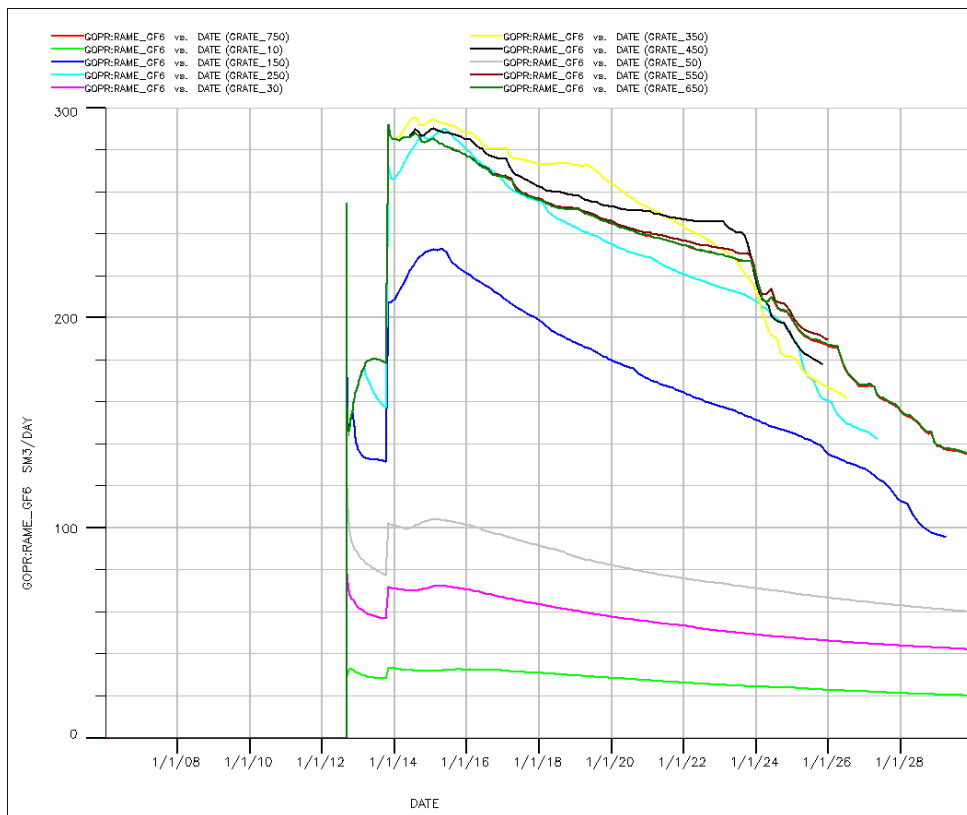
Figur 17: Ratestyr GOPR GF3



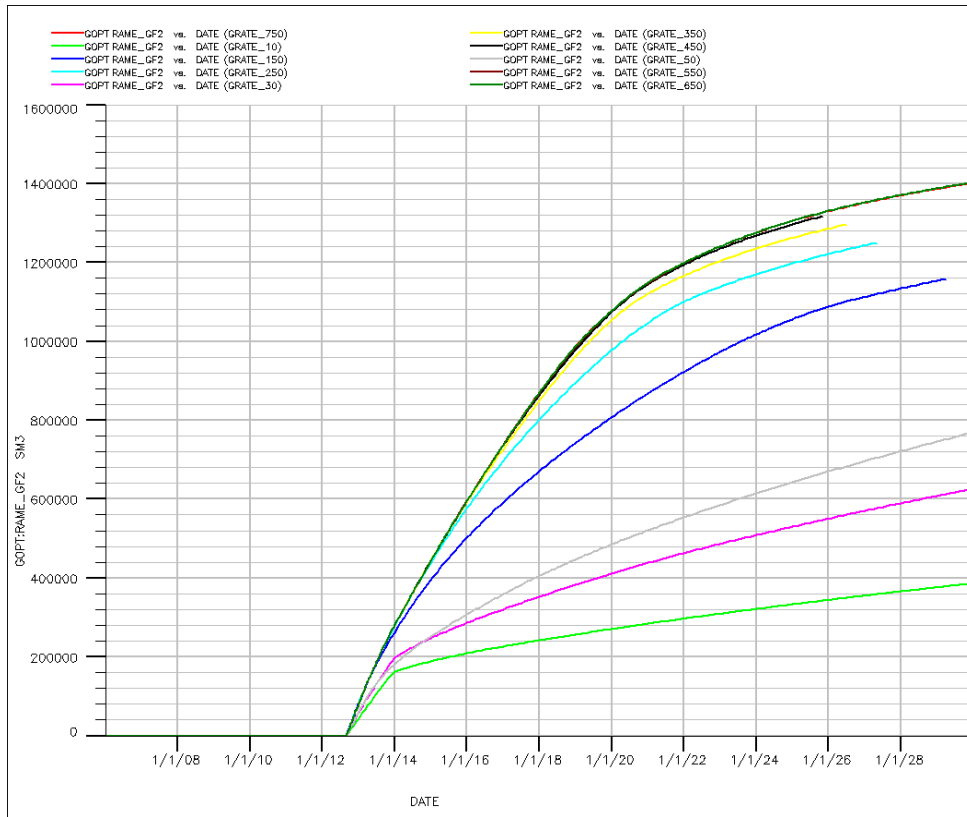
Figur 18: Ratestyr GOPR GF4



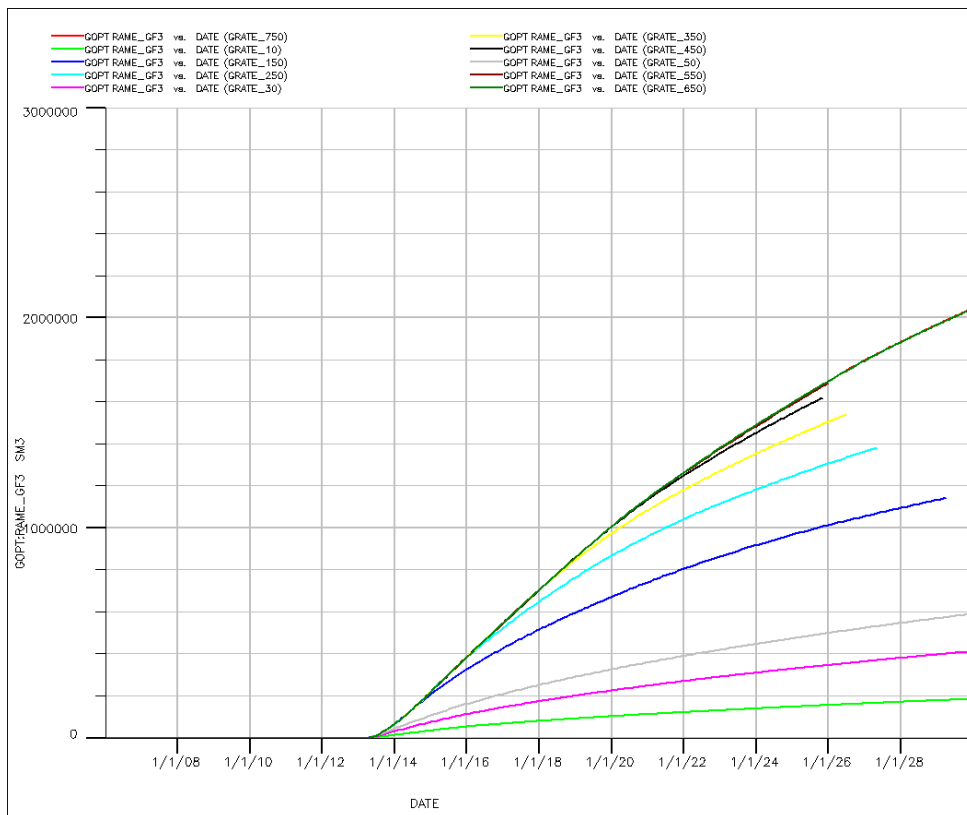
Figur 19: Ratestyt GOPR GF5



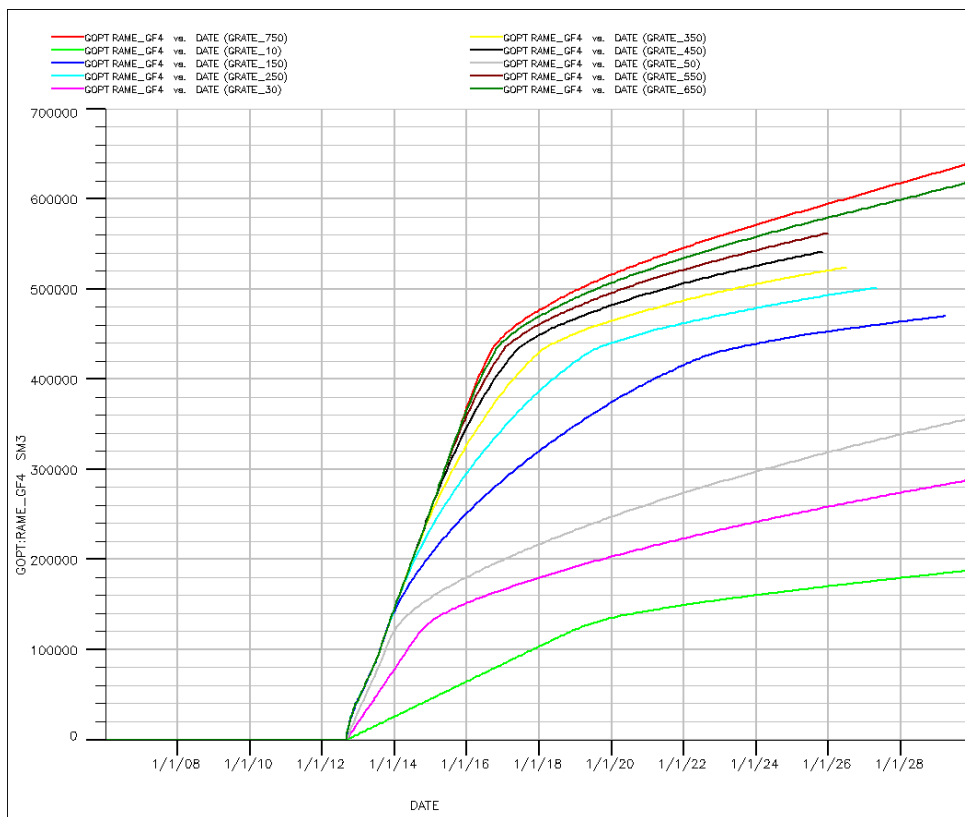
Figur 20: Ratestyt GOPR GF6



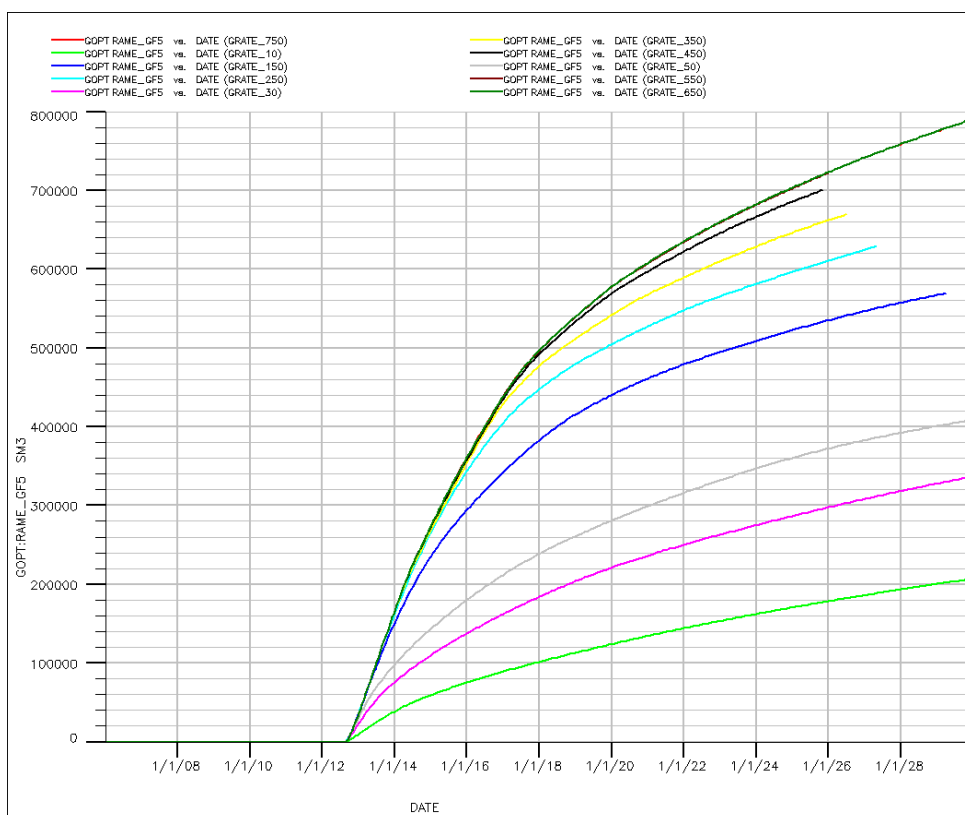
Figur 21: Ratestyr GOPT GF2



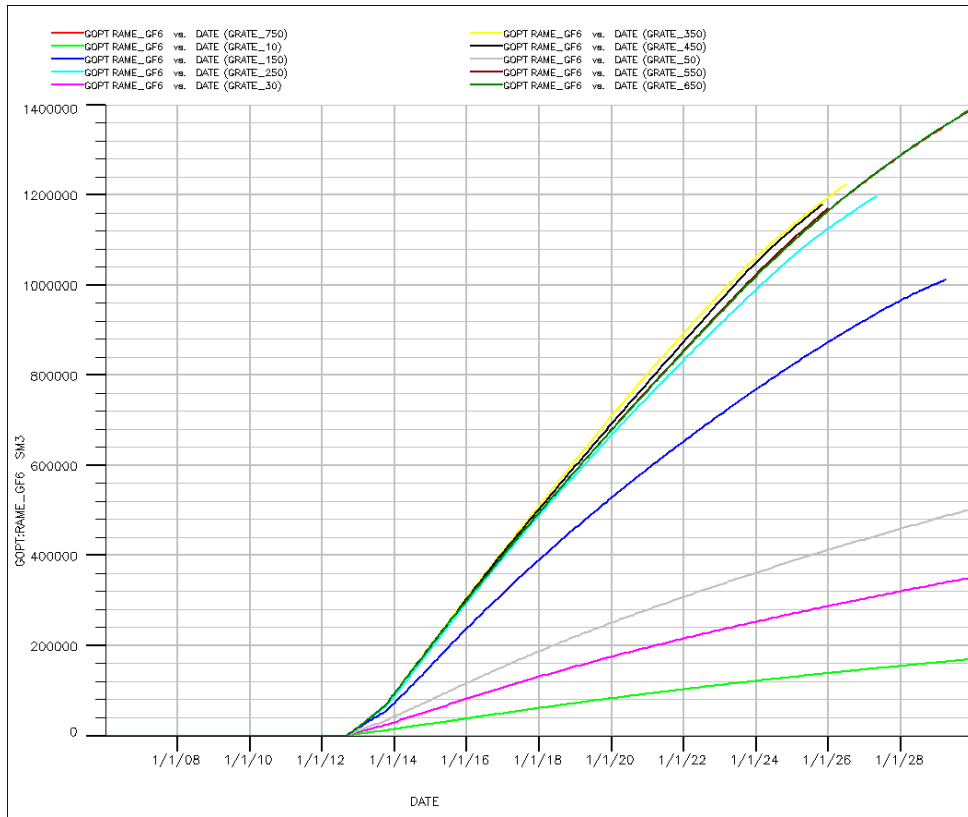
Figur 22: Ratestyr GOPT GF3



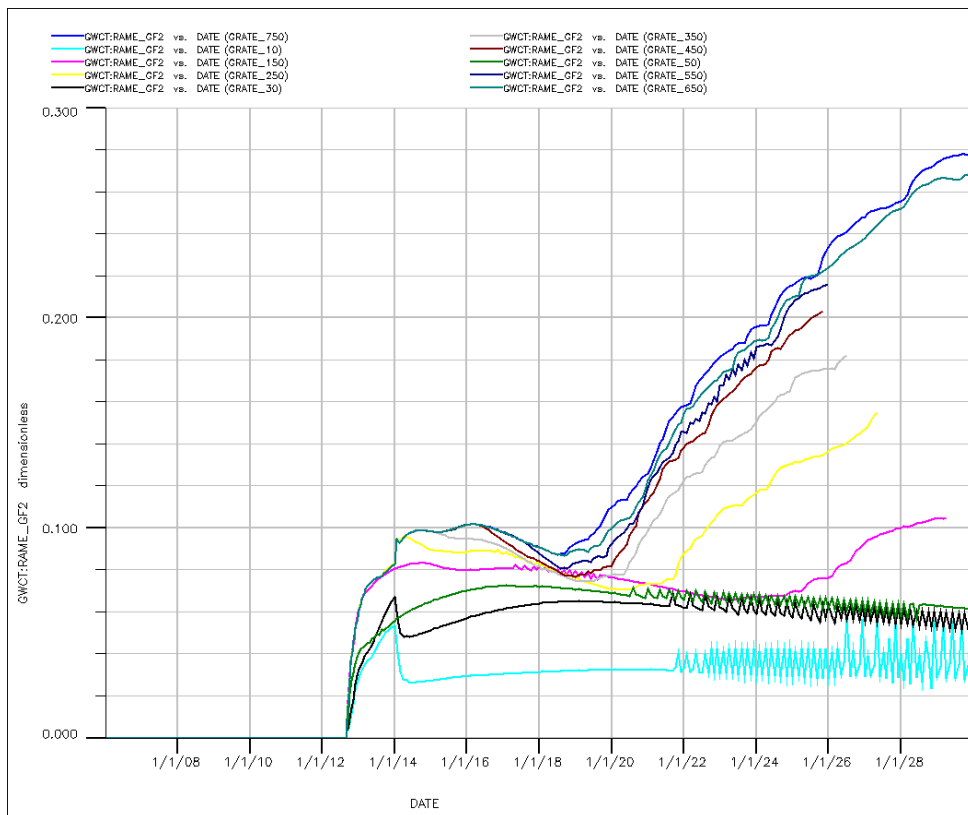
Figur 23: Ratestyr GOPT GF4



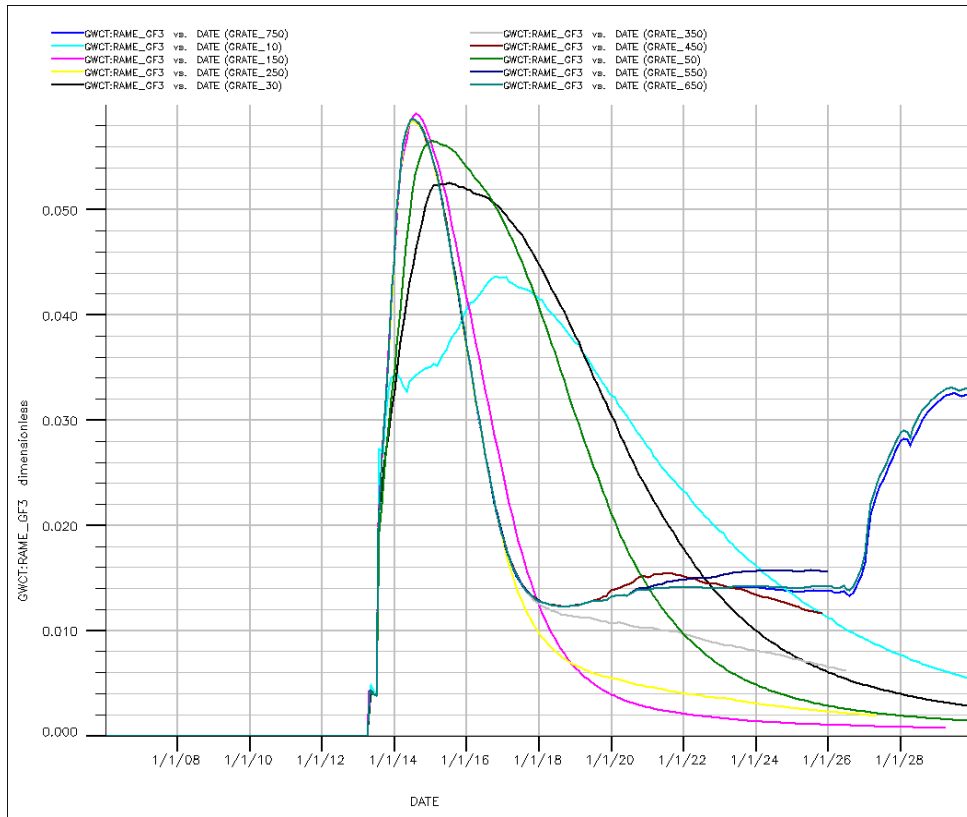
Figur 24: Ratestyr GOPT GF5



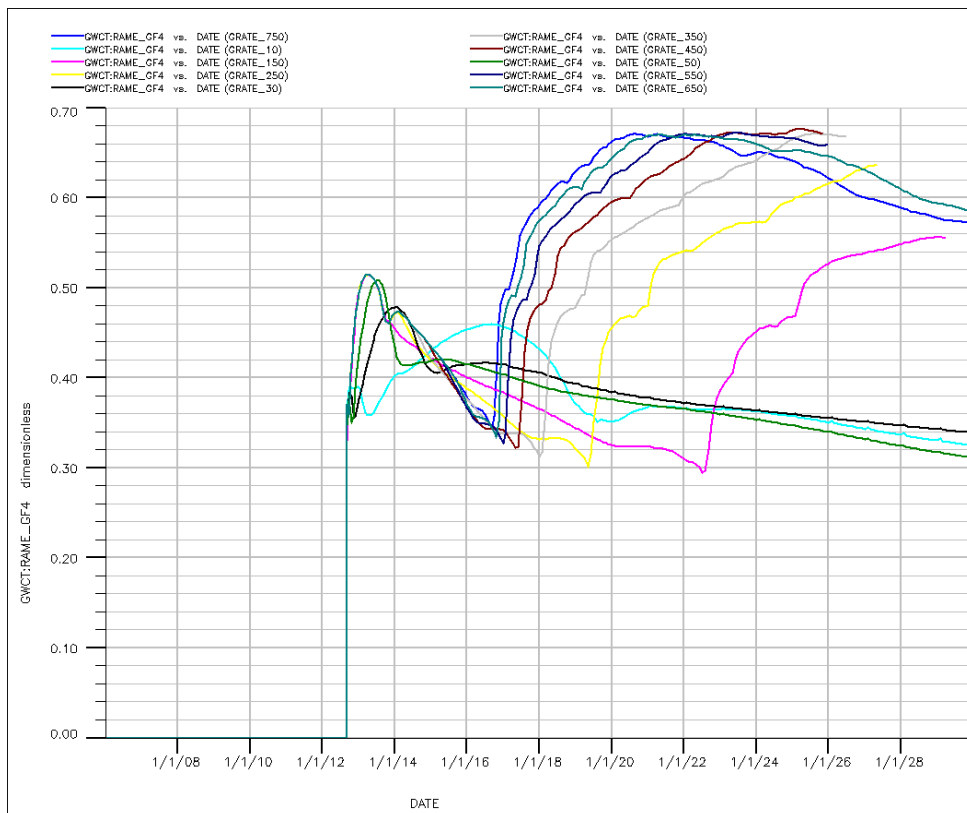
Figur 25: Ratestyrt GOPT GF6



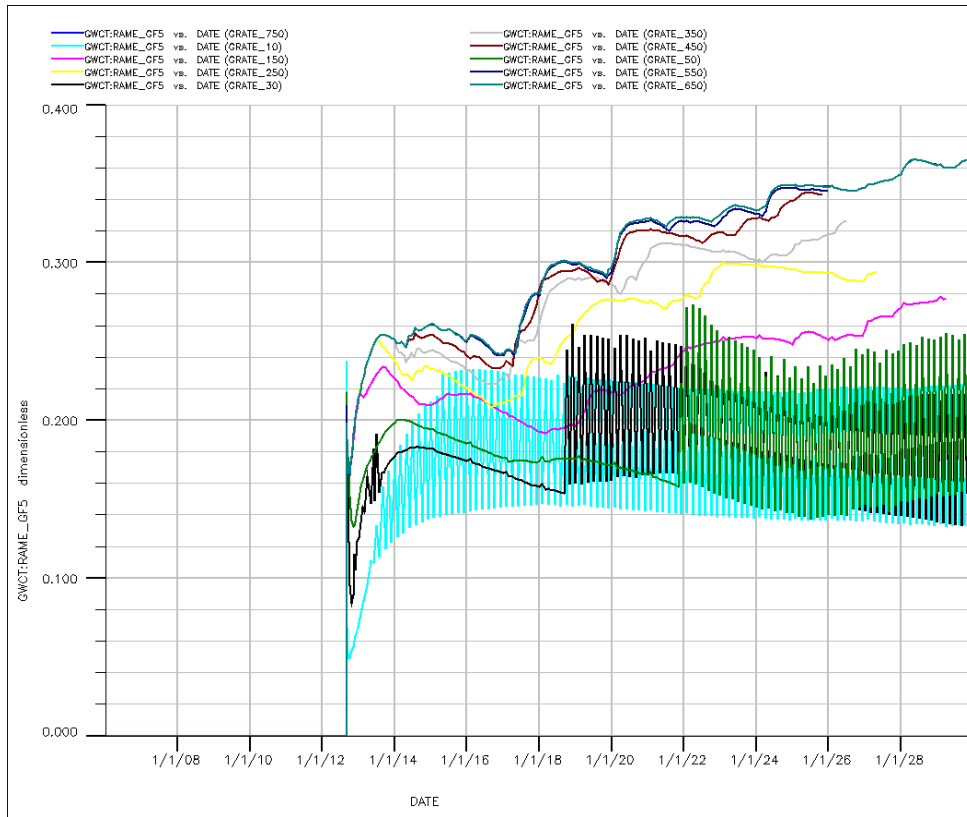
Figur 26: Ratestyrt GWCT GF2



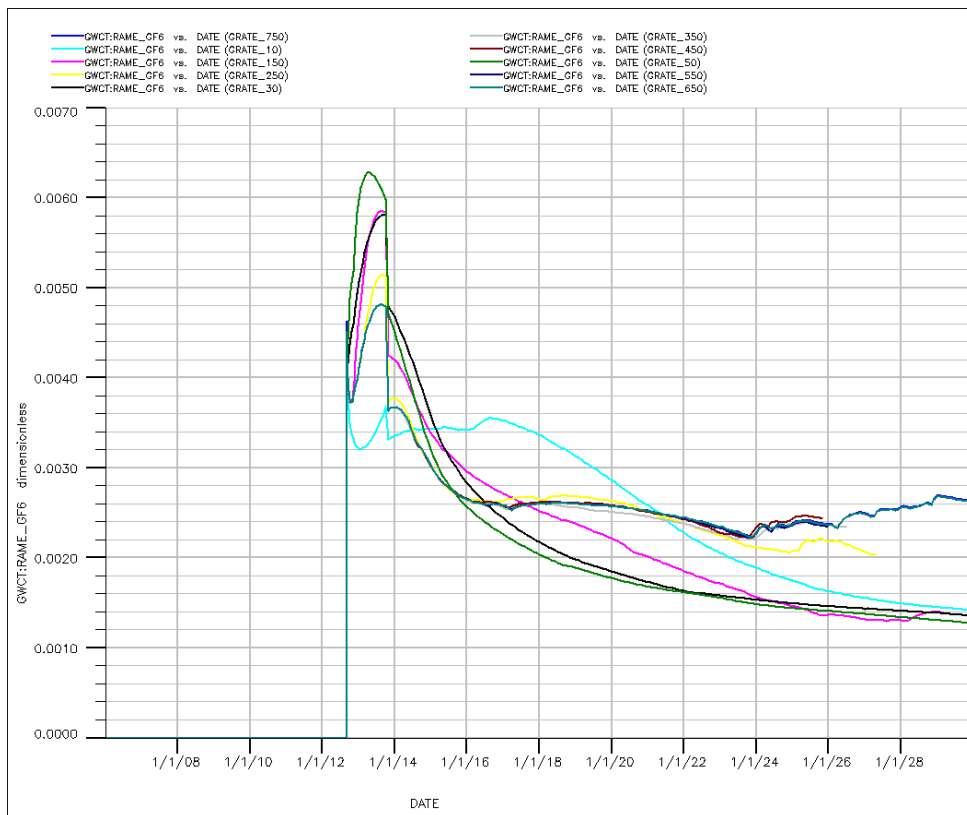
Figur 27: Ratestyrt GWCT GF3



Figur 28: Ratestyrt GWCT GF4

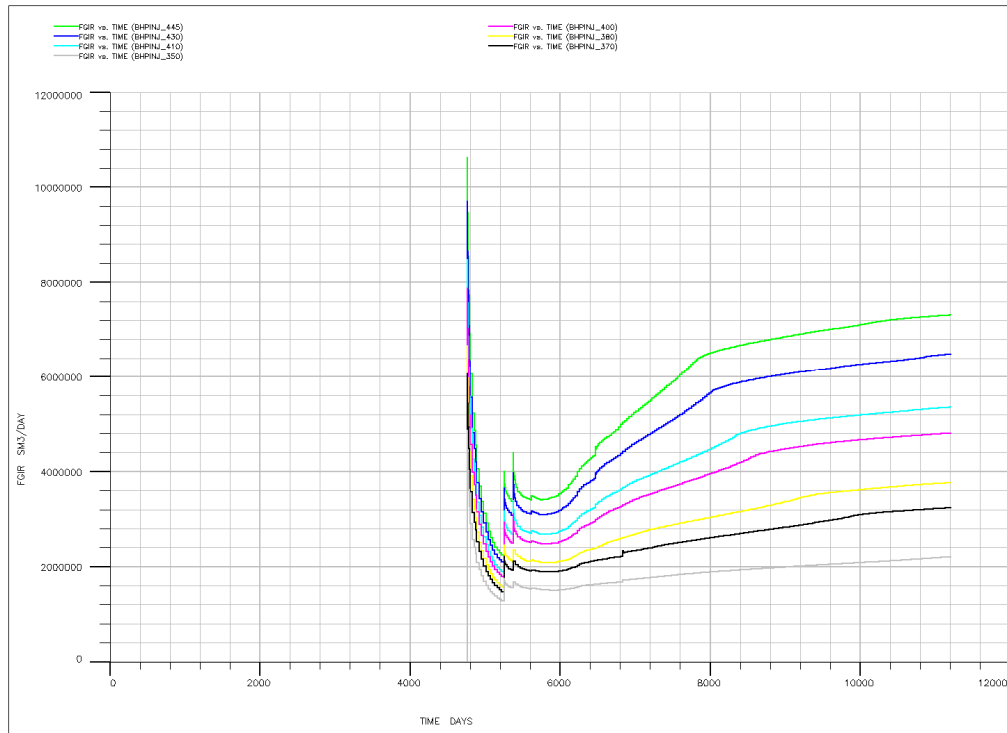


Figur 29: Ratestyr GWCT GF5

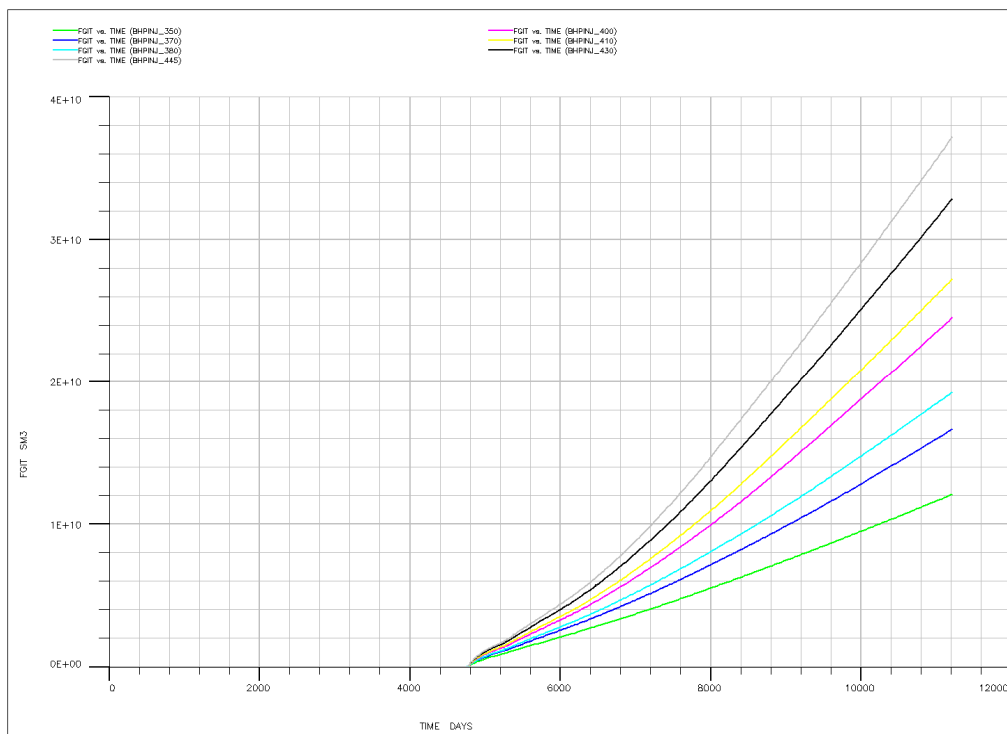


Figur 30: Ratestyr GWCT GF6

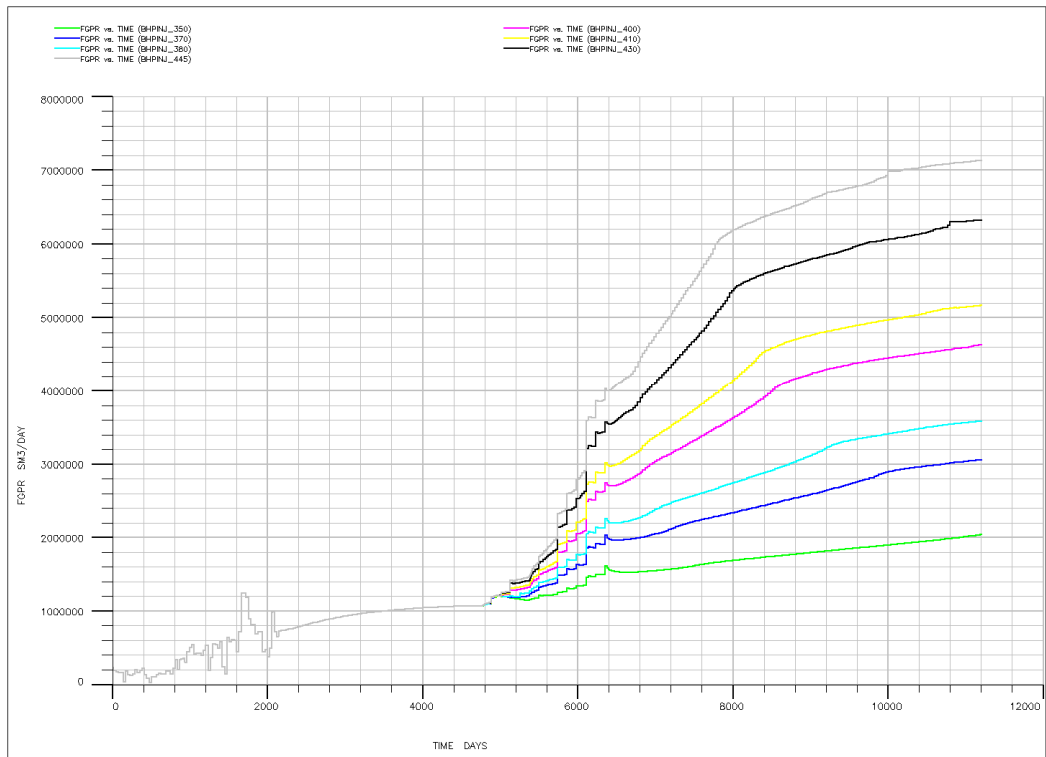
APPENDIKS B – BUNNHULLSTRYKK STYRT INJEKSJON



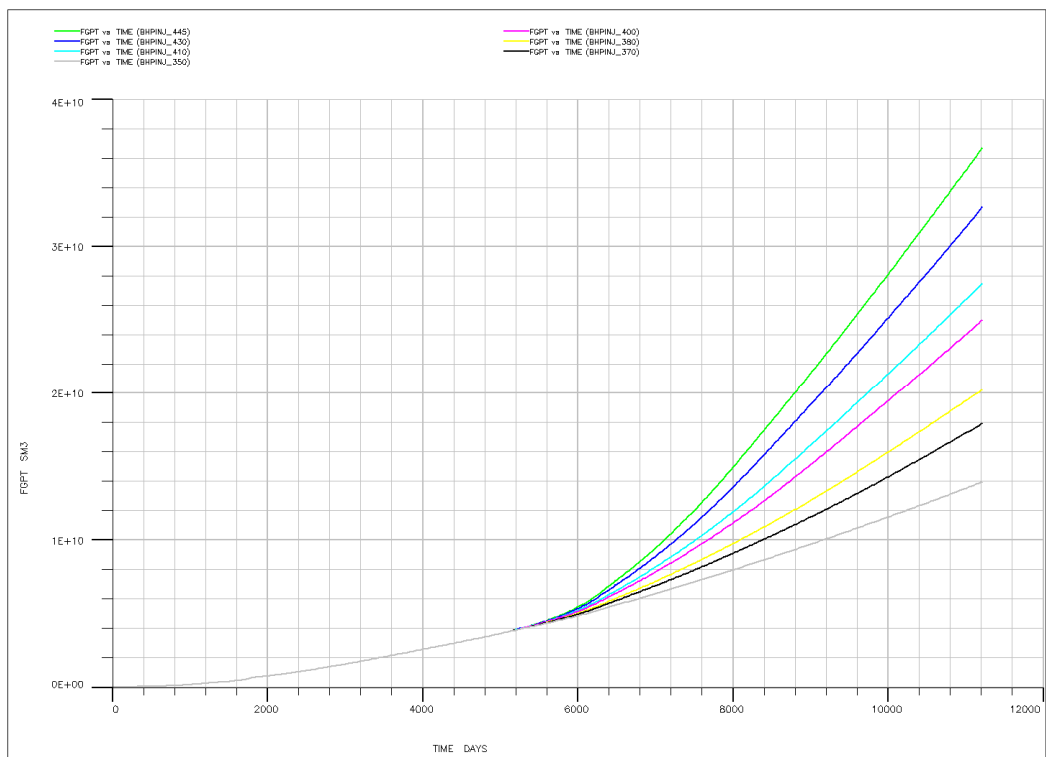
Figur 31: Bunnhullstrykk styrt FGIR



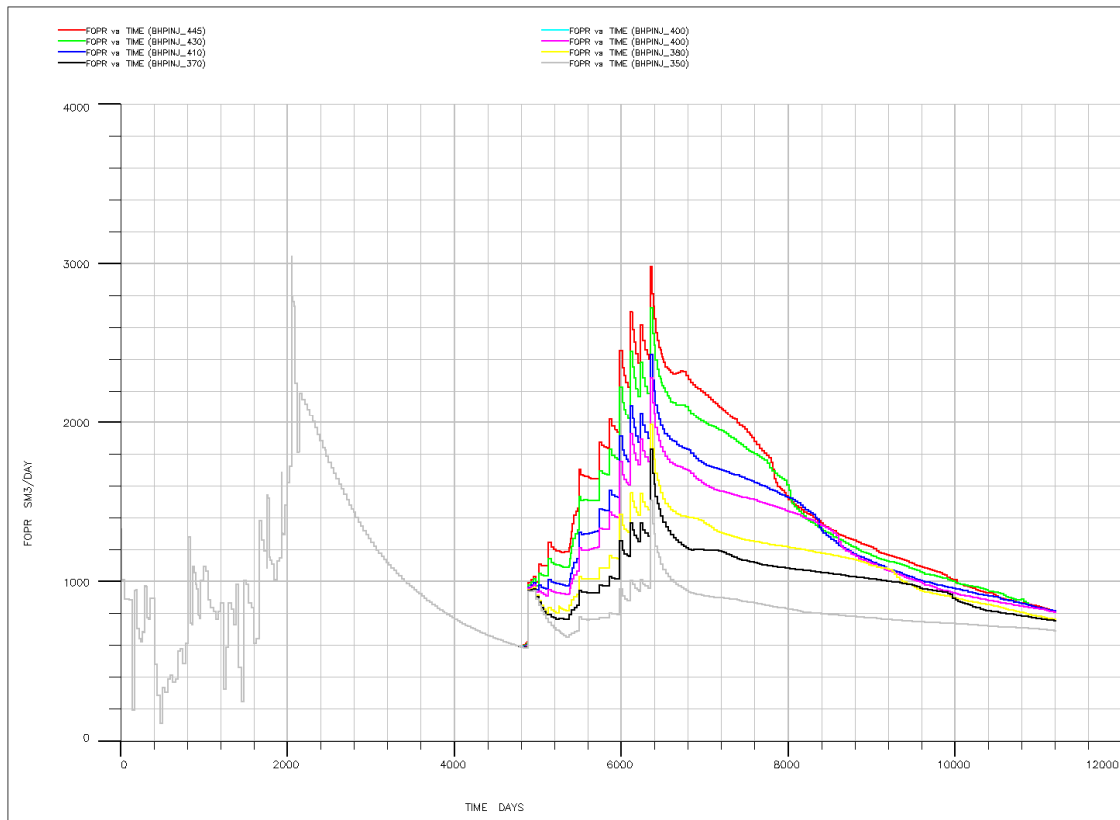
Figur 32: Bunnhullstrykk styrt FGIT



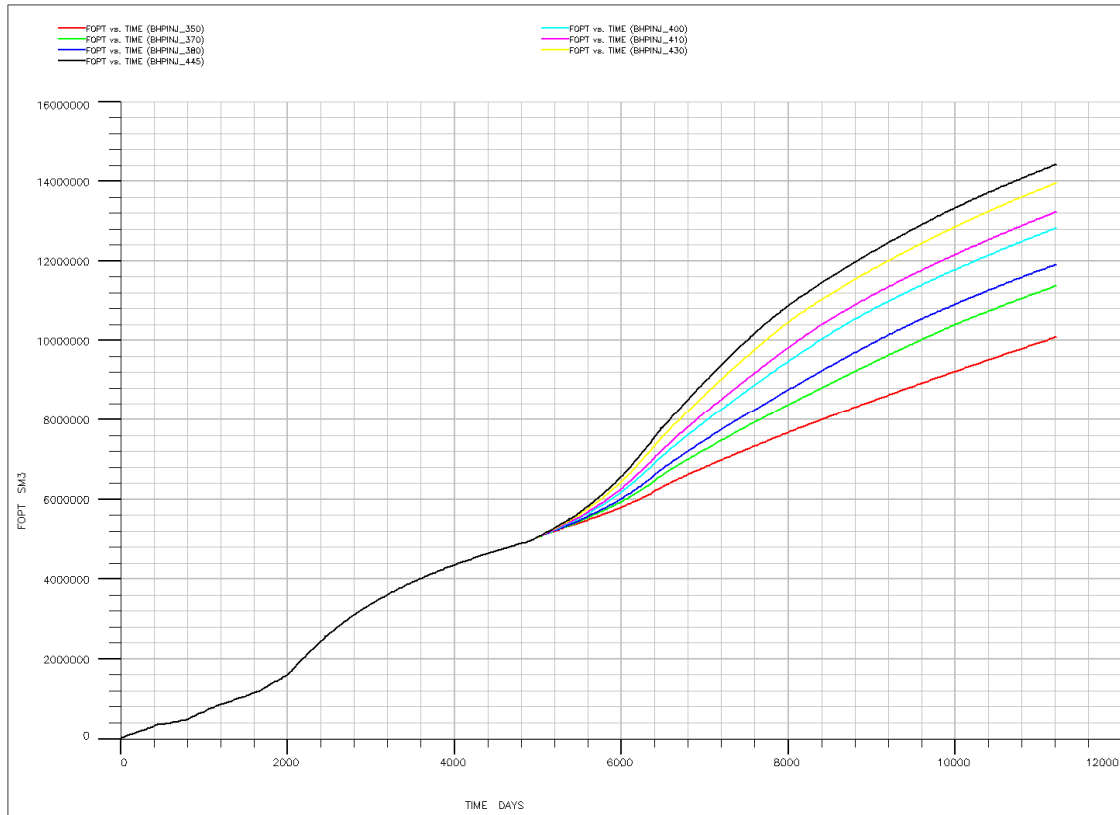
Figur 33: Bunnhullstrykk styrt FGPR



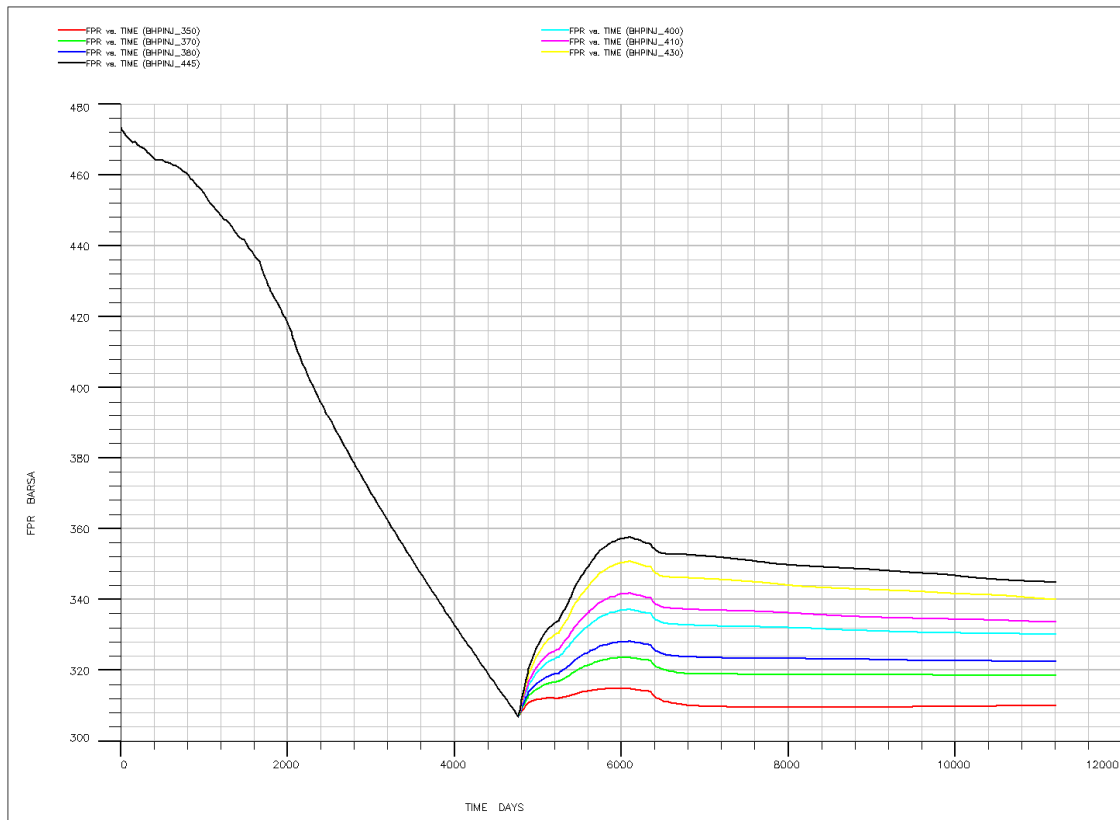
Figur 34: Bunnhullstrykk styrt FGPT



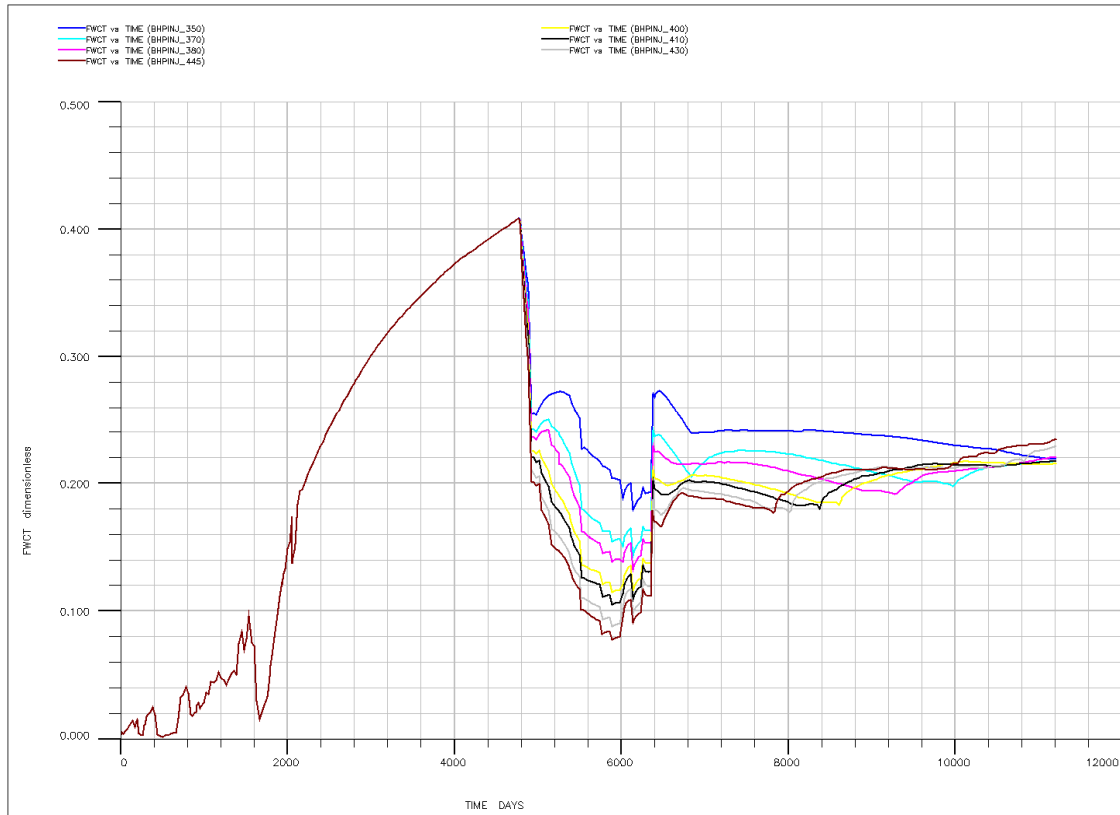
Figur 35: Bunnhullstrykk styrt FOPR



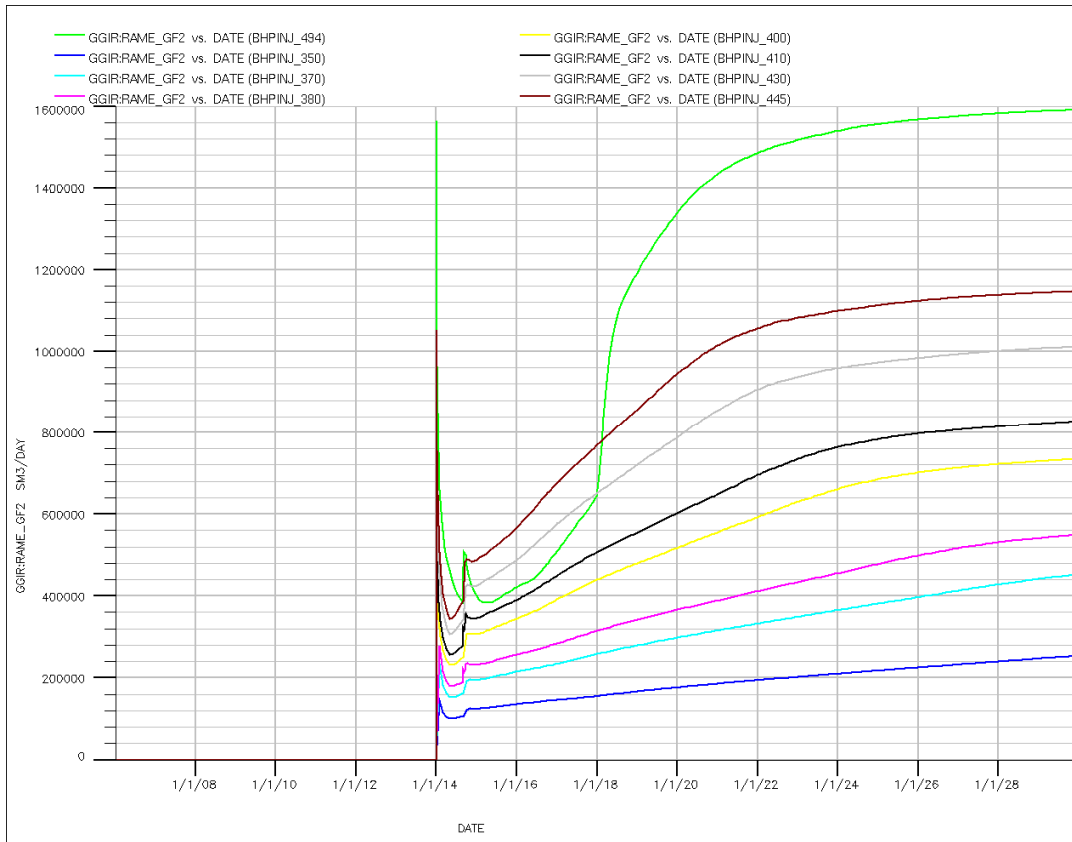
Figur 36: Bunnhullstrykk styrt FOPT



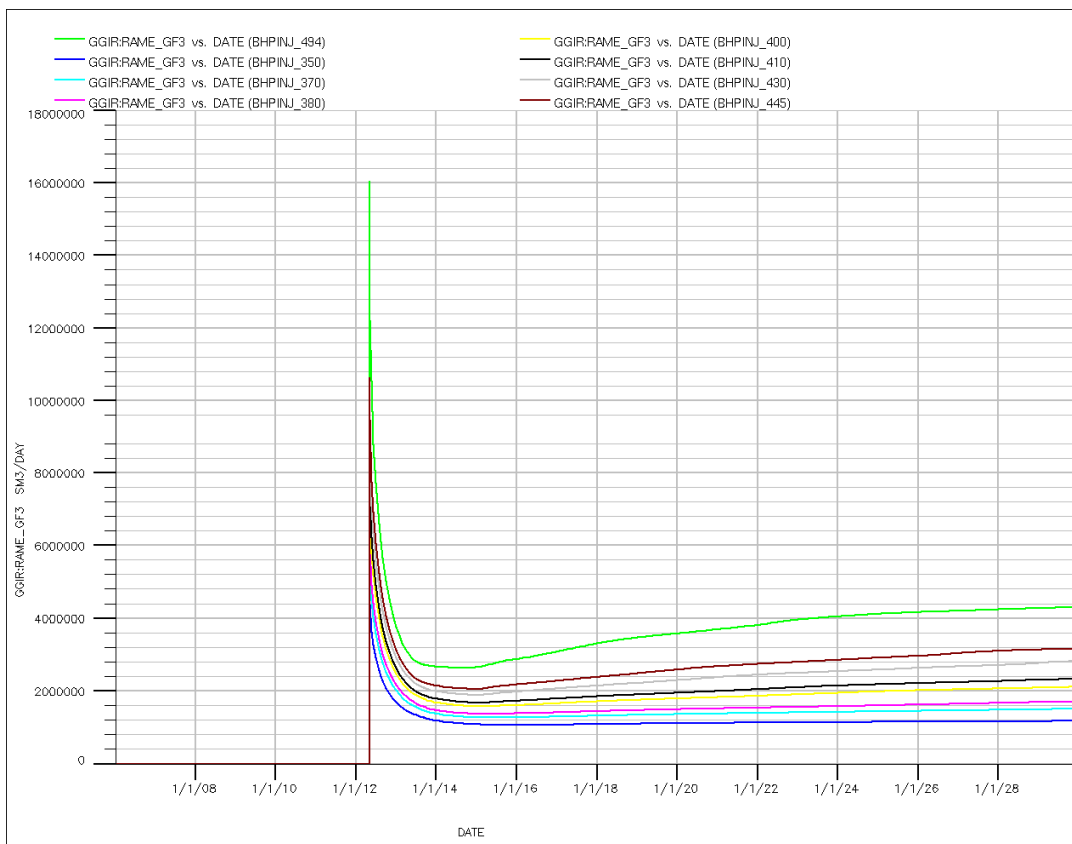
Figur 37: Bunnhullstrykk styrt FPR



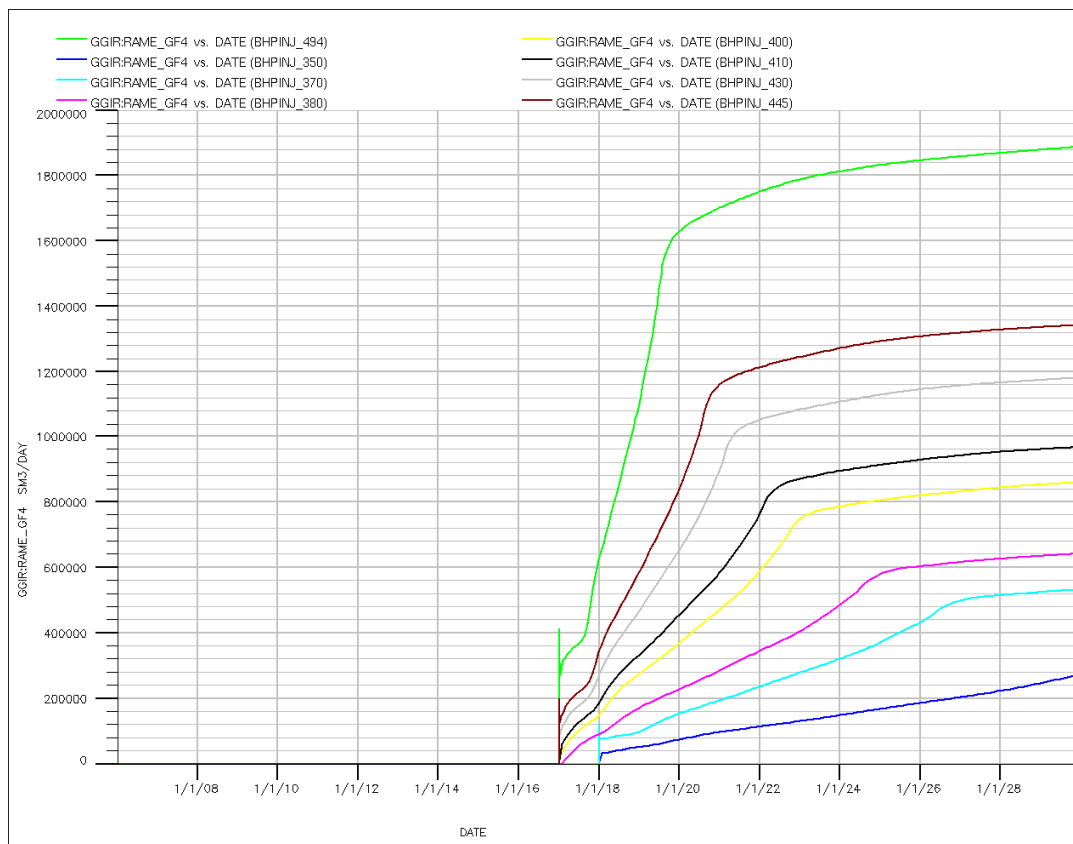
Figur 38: Bunnhullstrykk styrt FWCT



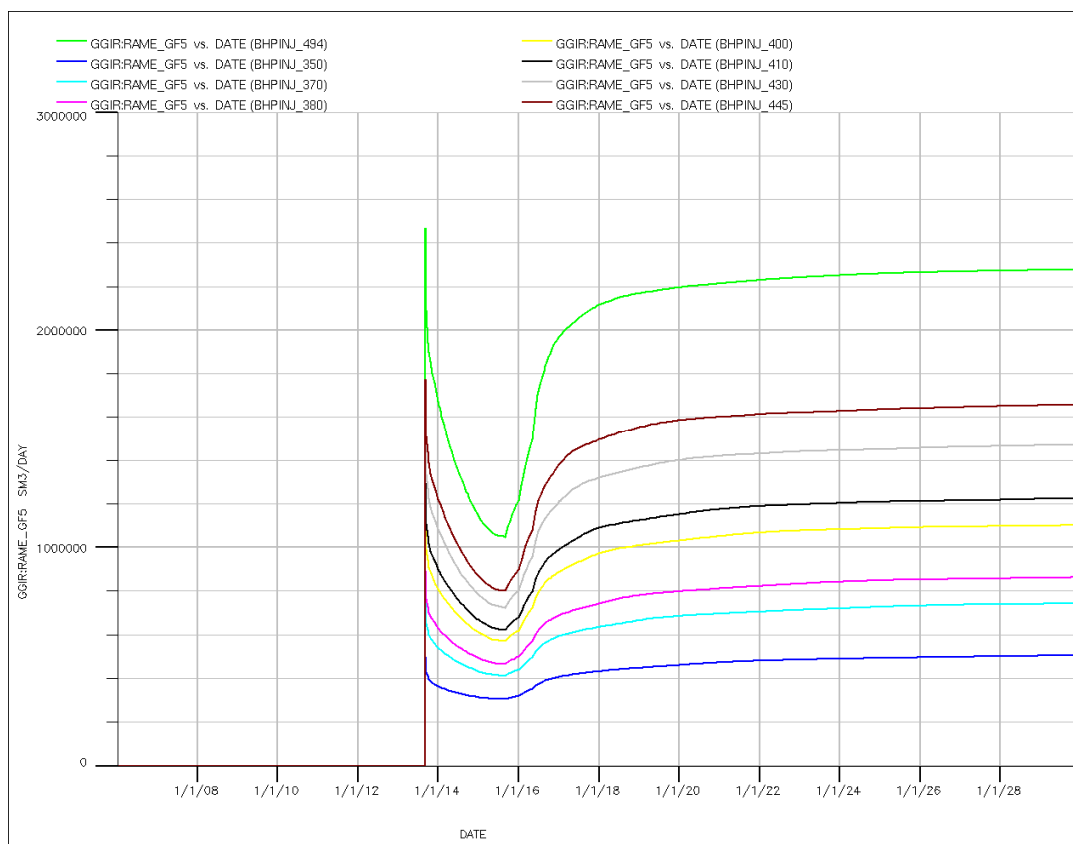
Figur 39: Bunnhullstrykk styrt GGIR GF2



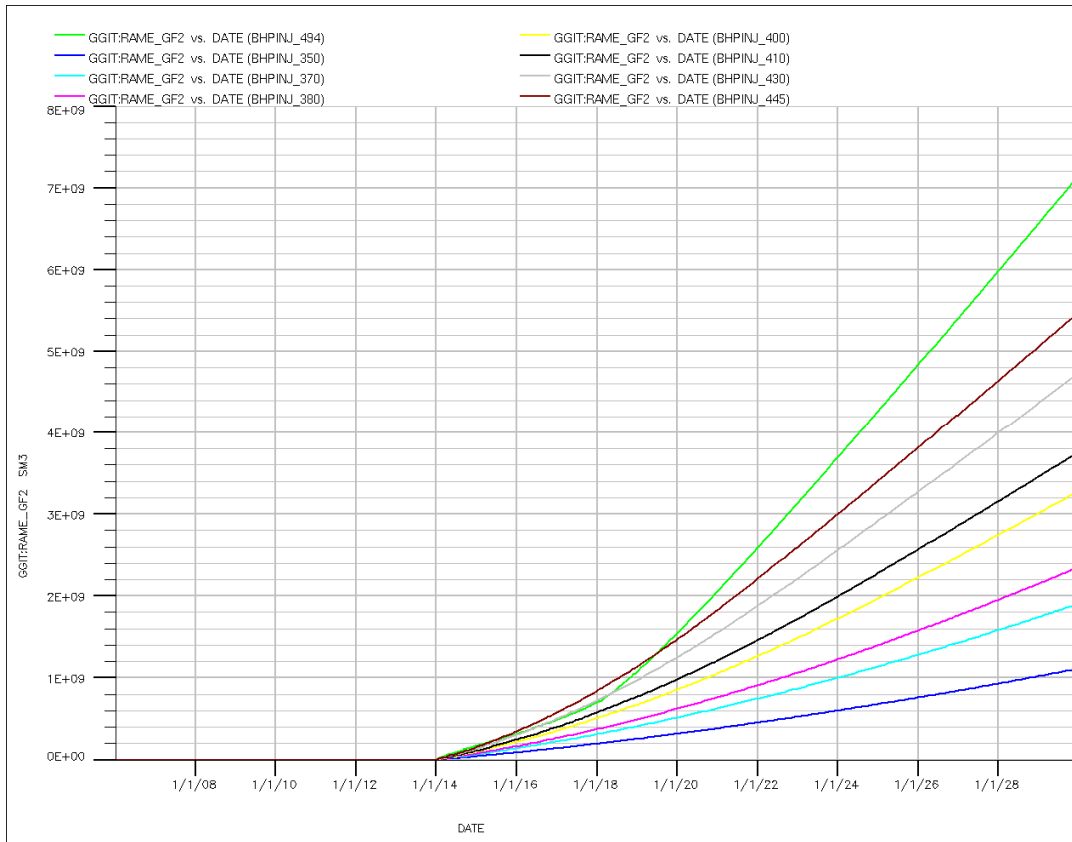
Figur 40: Bunnhullstrykk styrt GGIR GF3



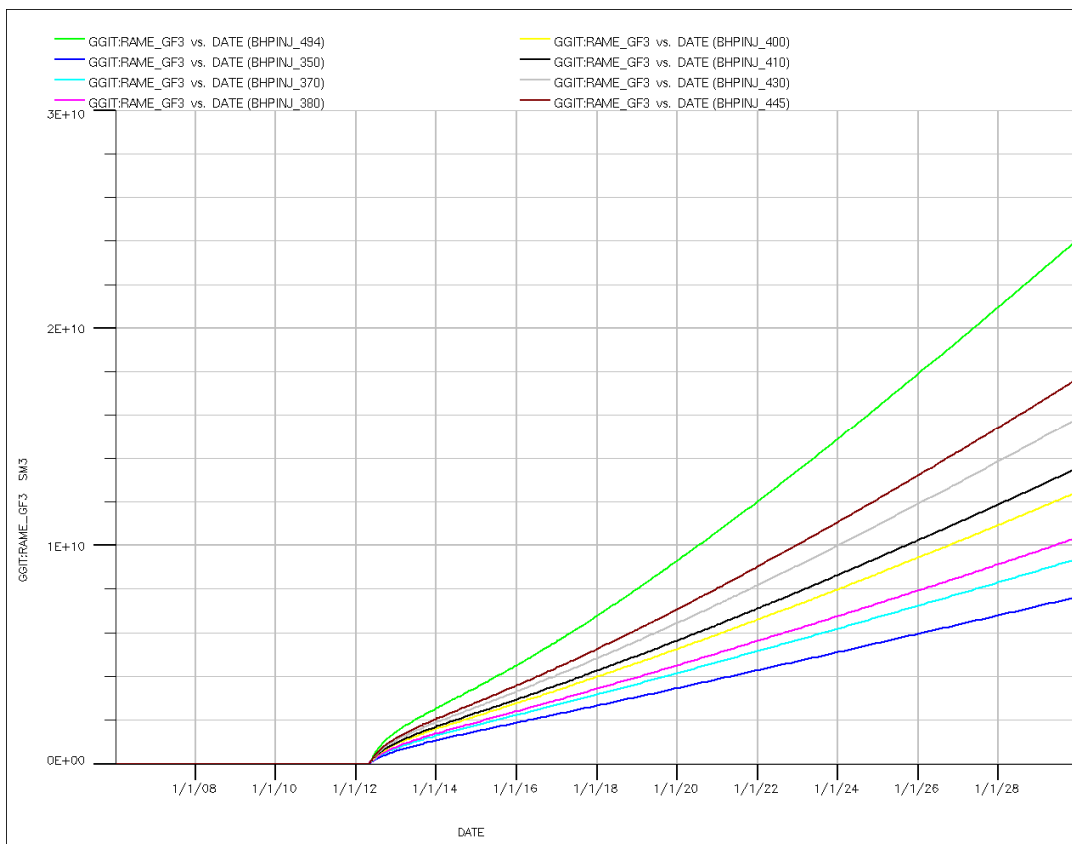
Figur 41: Bunnhullstrykk styrt GGIR GF4



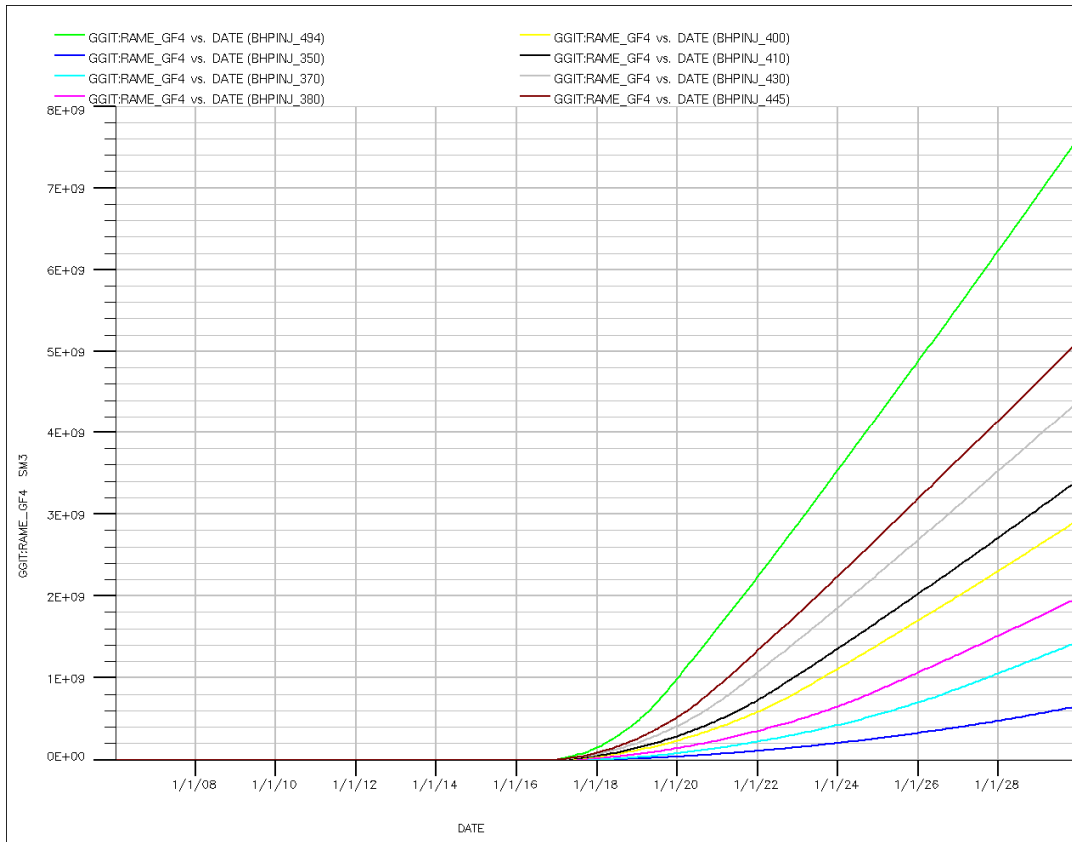
Figur 42: Bunnhullstrykk styrt GGIR GF5



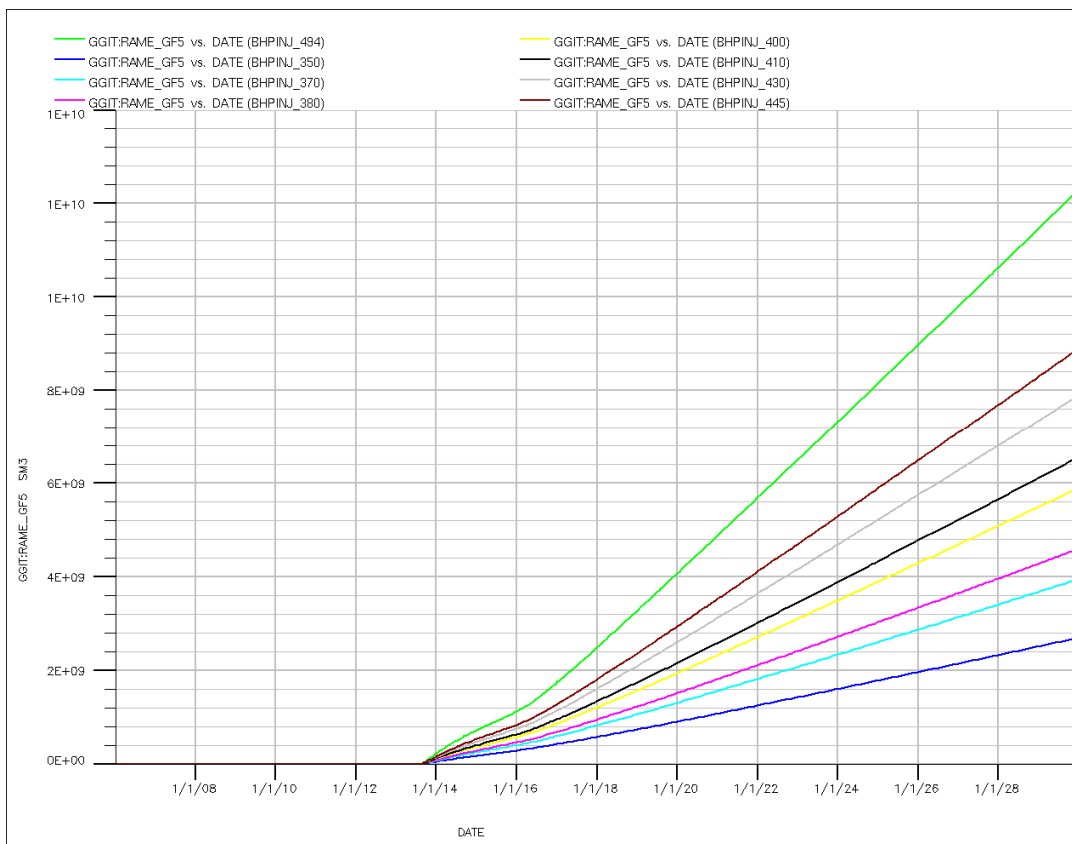
Figur 43: Bunnhullstrykk styrt GGIT GF2



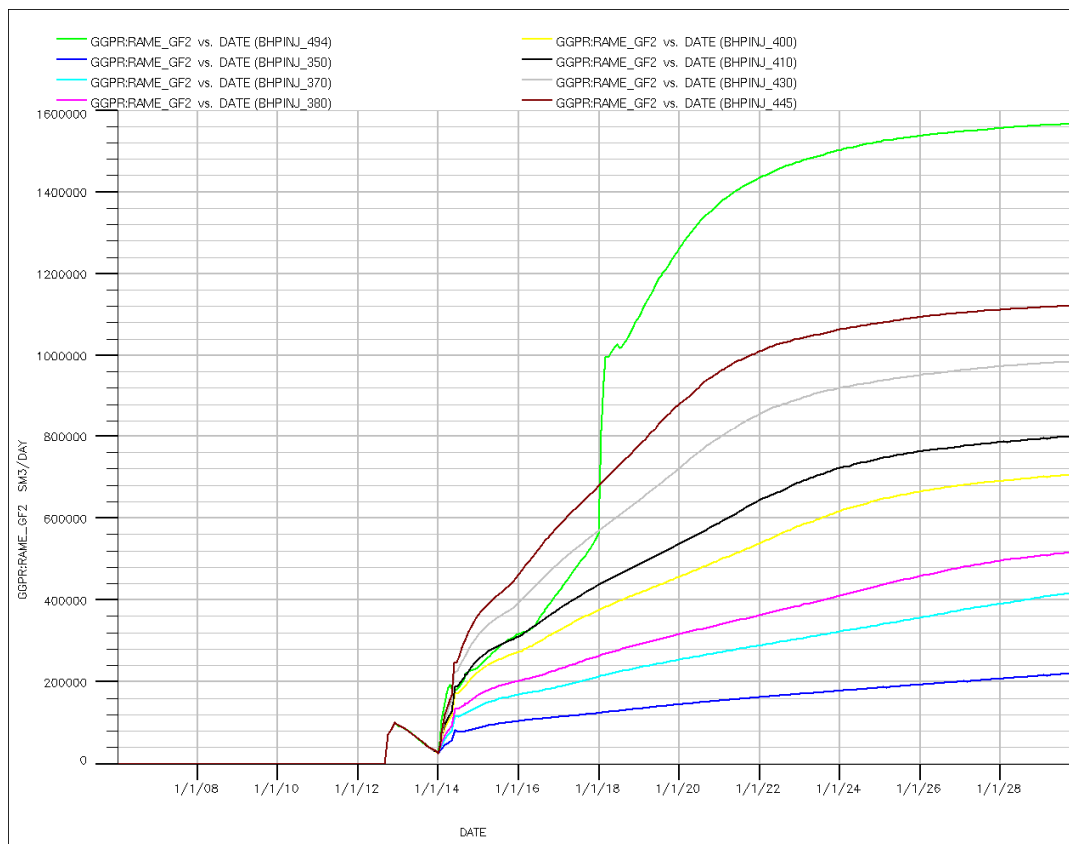
Figur 44: Bunnhullstrykk styrt GGIT GF3



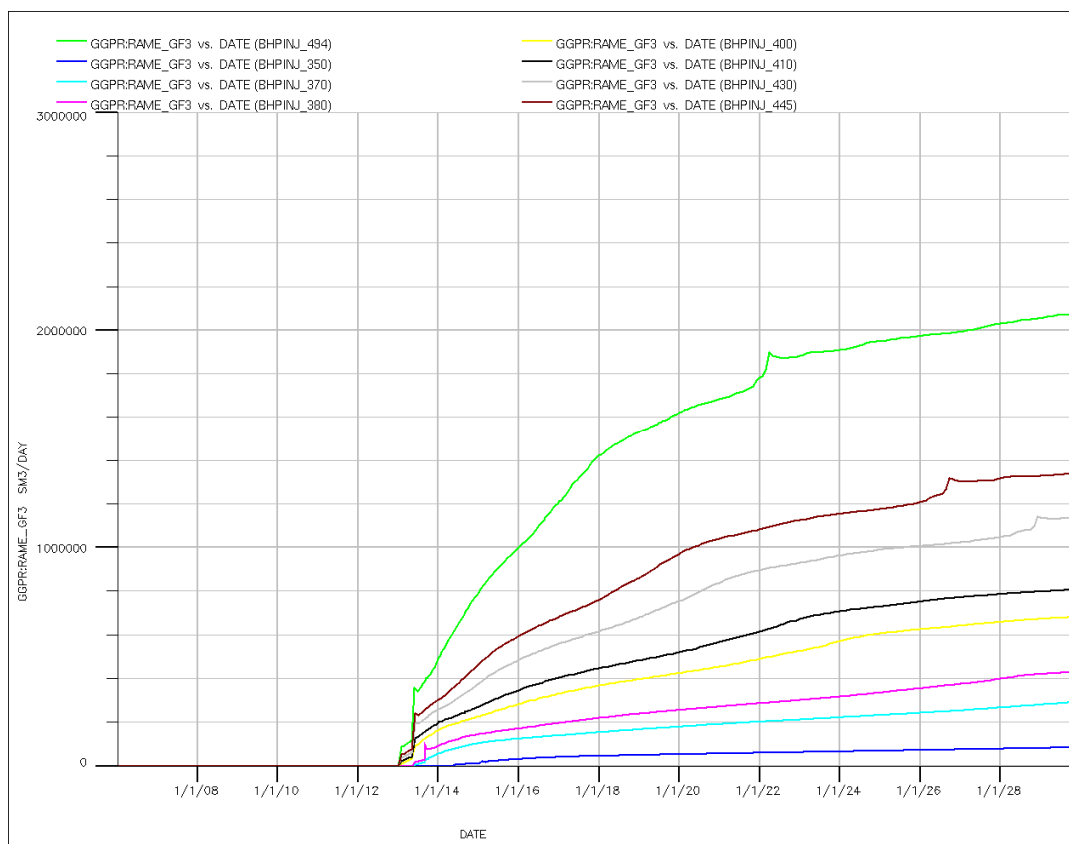
Figur 45: Bunnhullstrykk styrt GGIT GF4



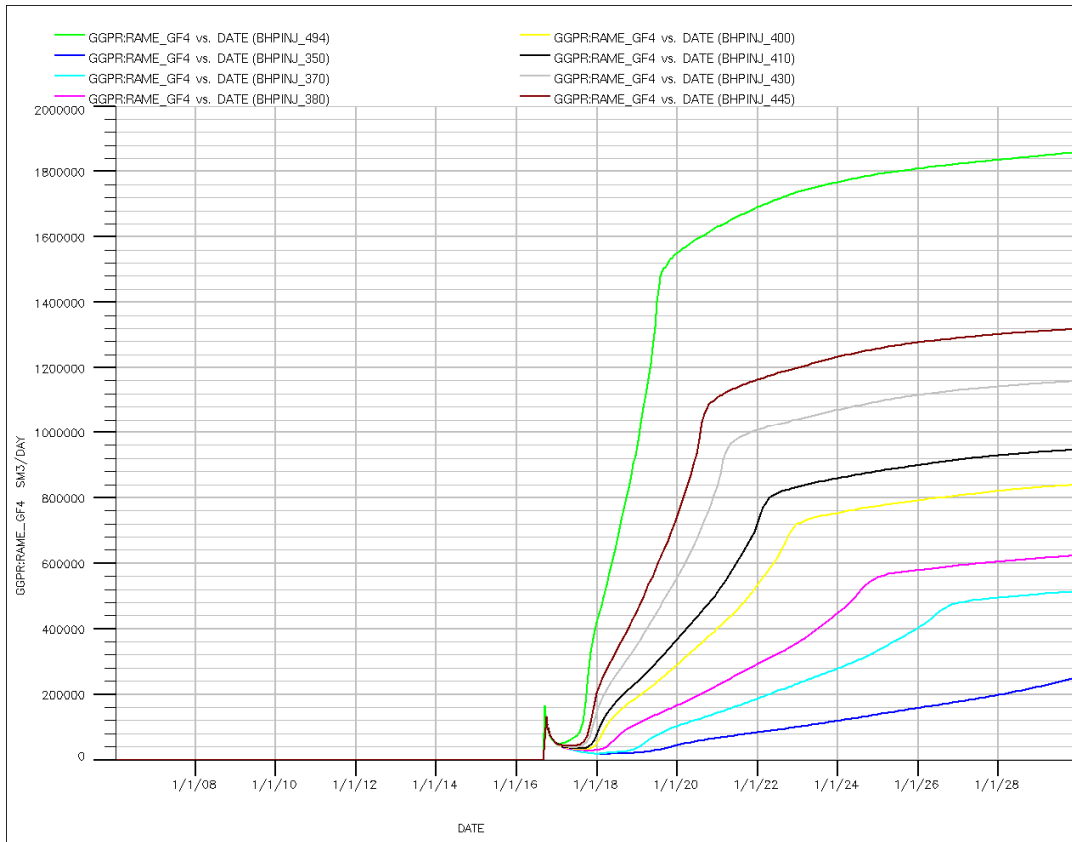
Figur 46: Bunnhullstrykk styrt GGIT GF5



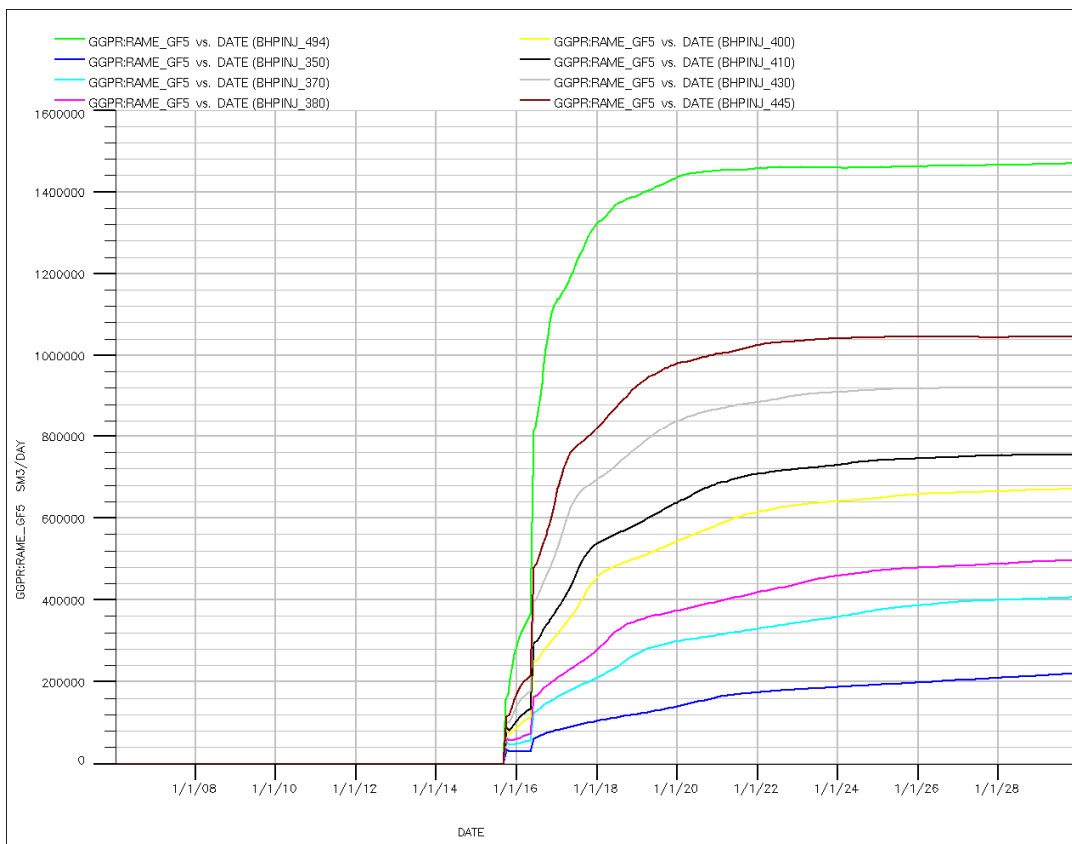
Figur 47: Bunnhullstrykk styrt GGPR GF2



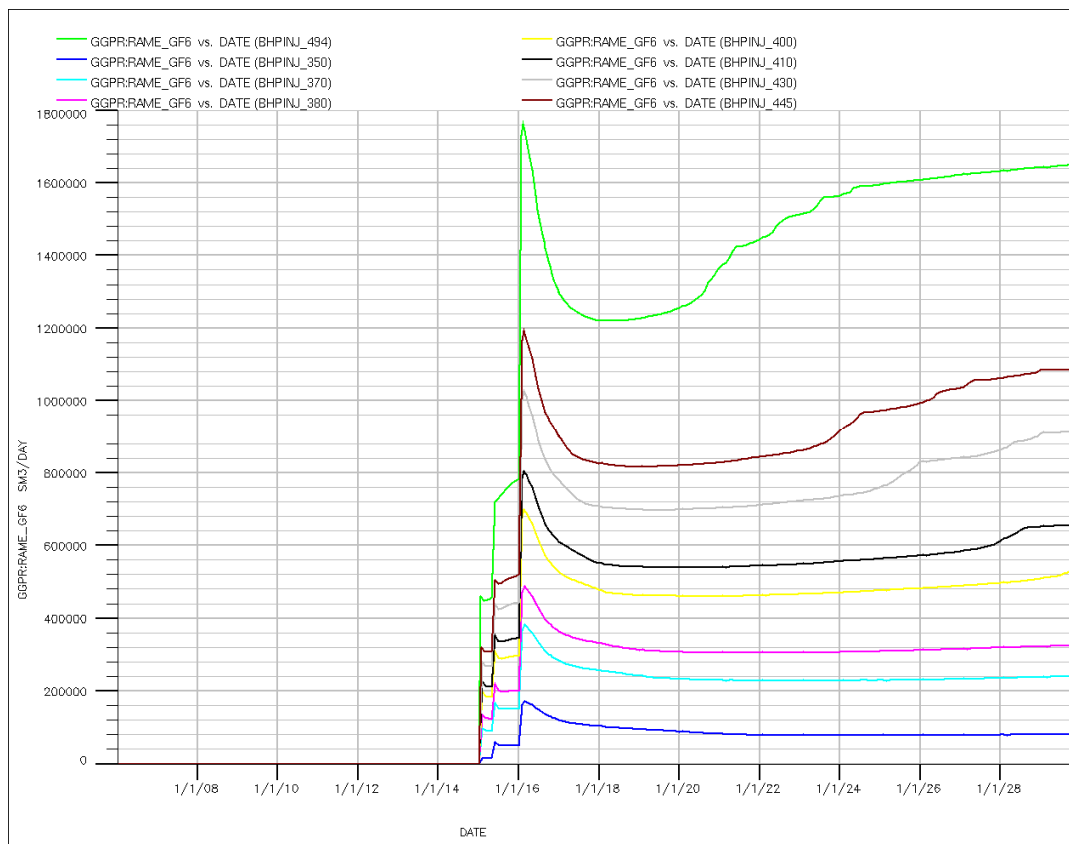
Figur 48: Bunnhullstrykk styrt GGPR GF3



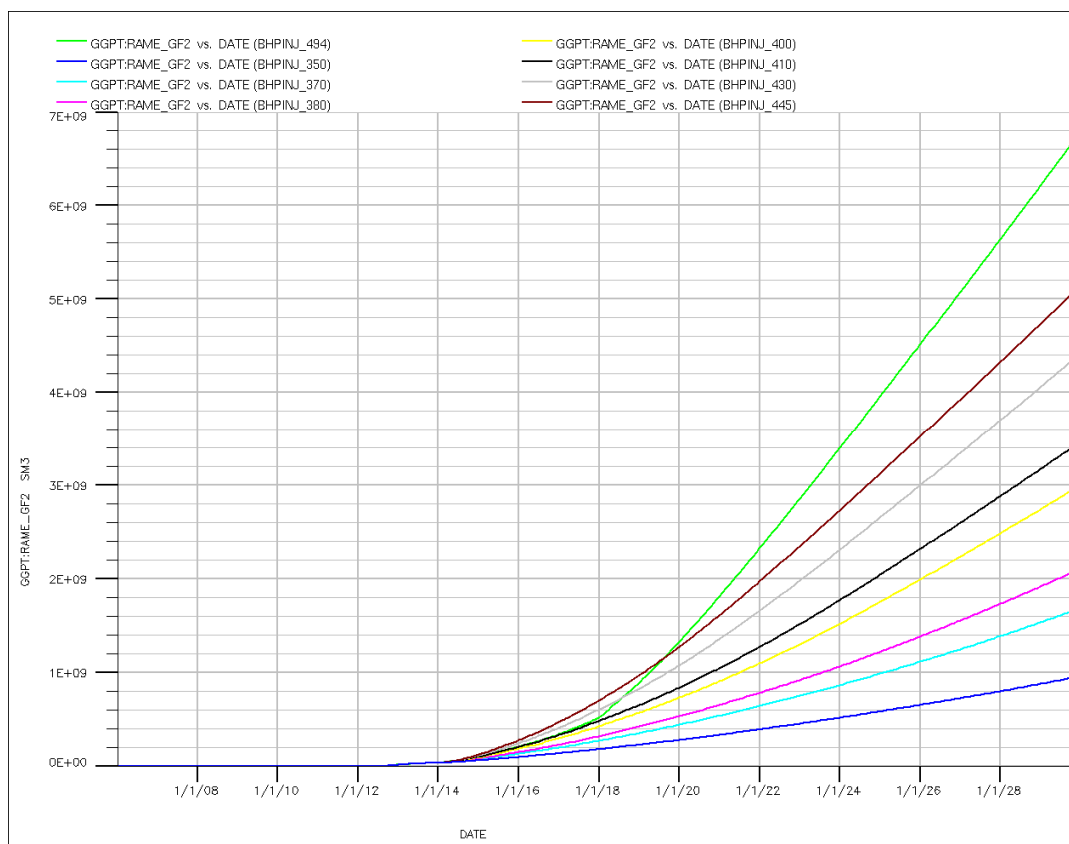
Figur 49: Bunnhullstrykk styrt GGPR GF4



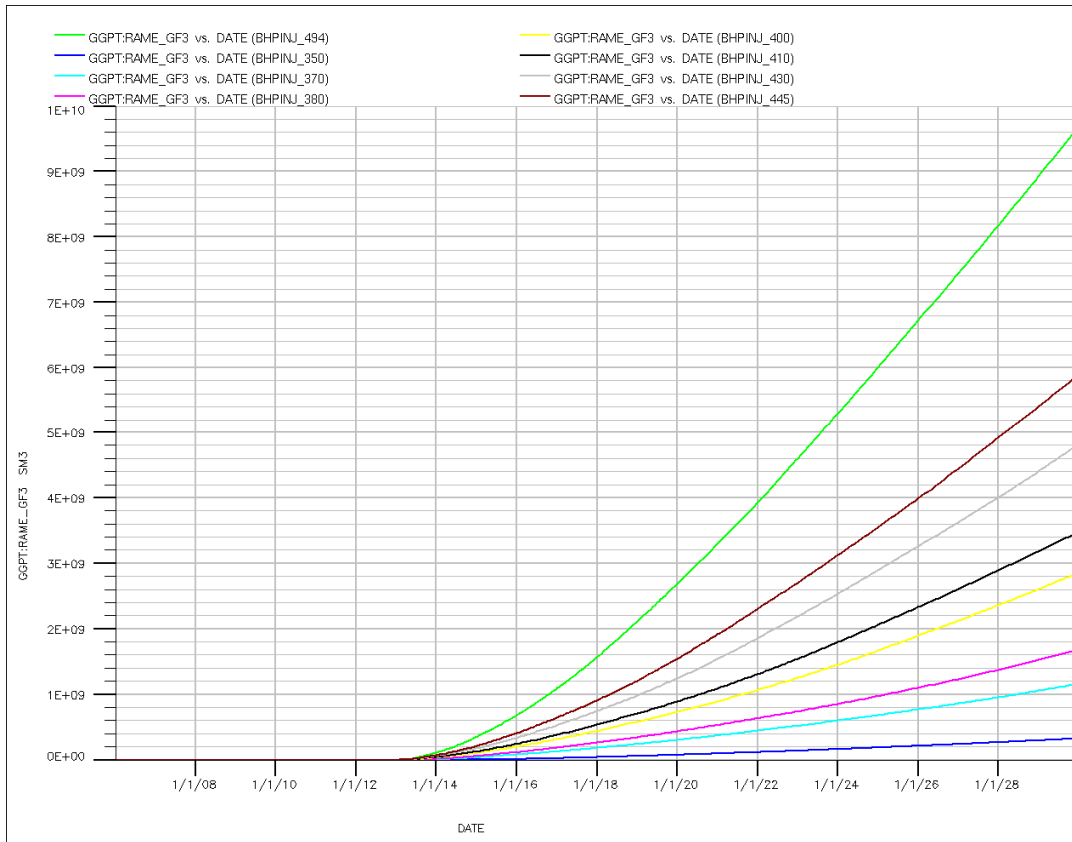
Figur 50: Bunnhullstrykk styrt GGPR GF5



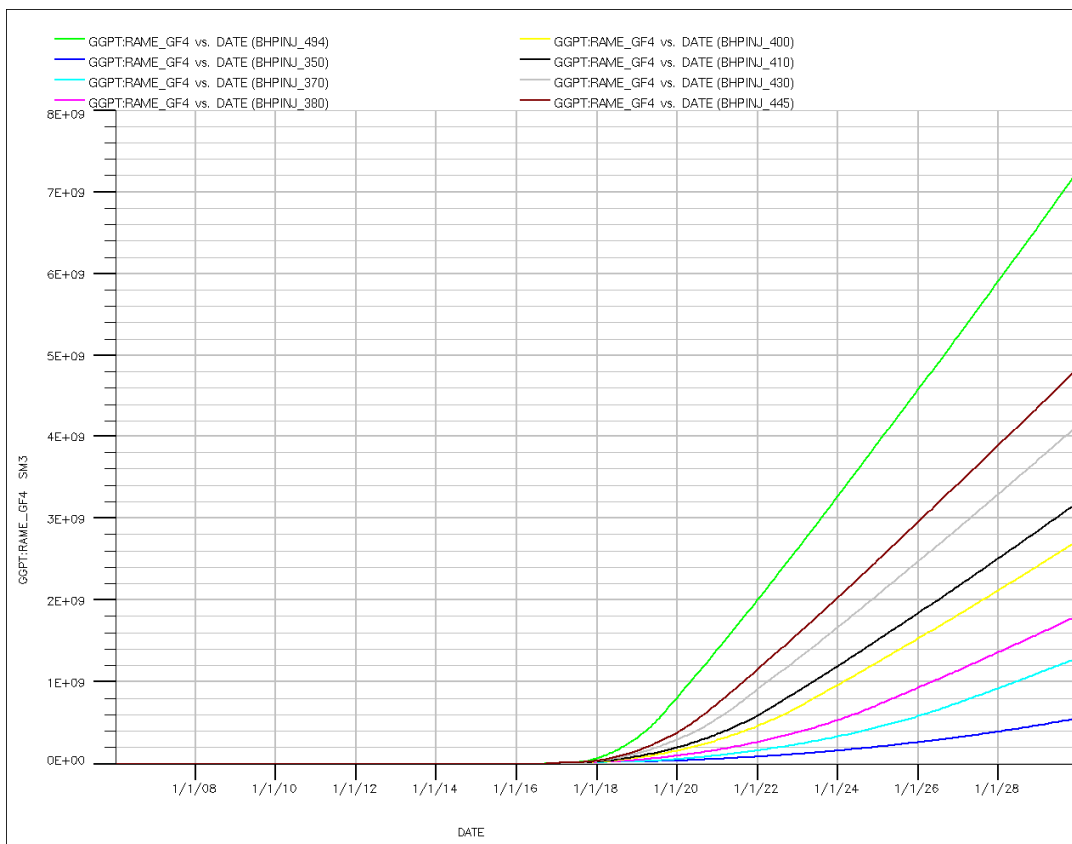
Figur 51: Bunnhullstrykk styrt GGPR GF6



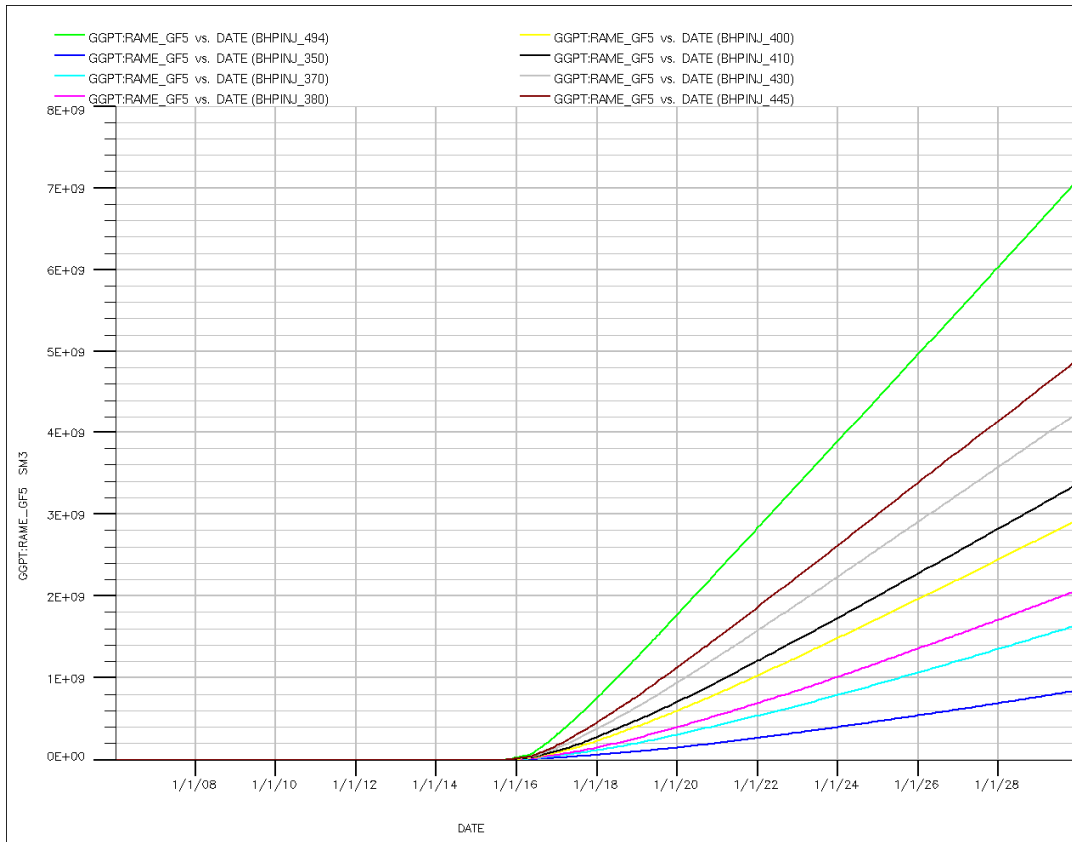
Figur 52: Bunnhullstrykk styrt GGPT GF2



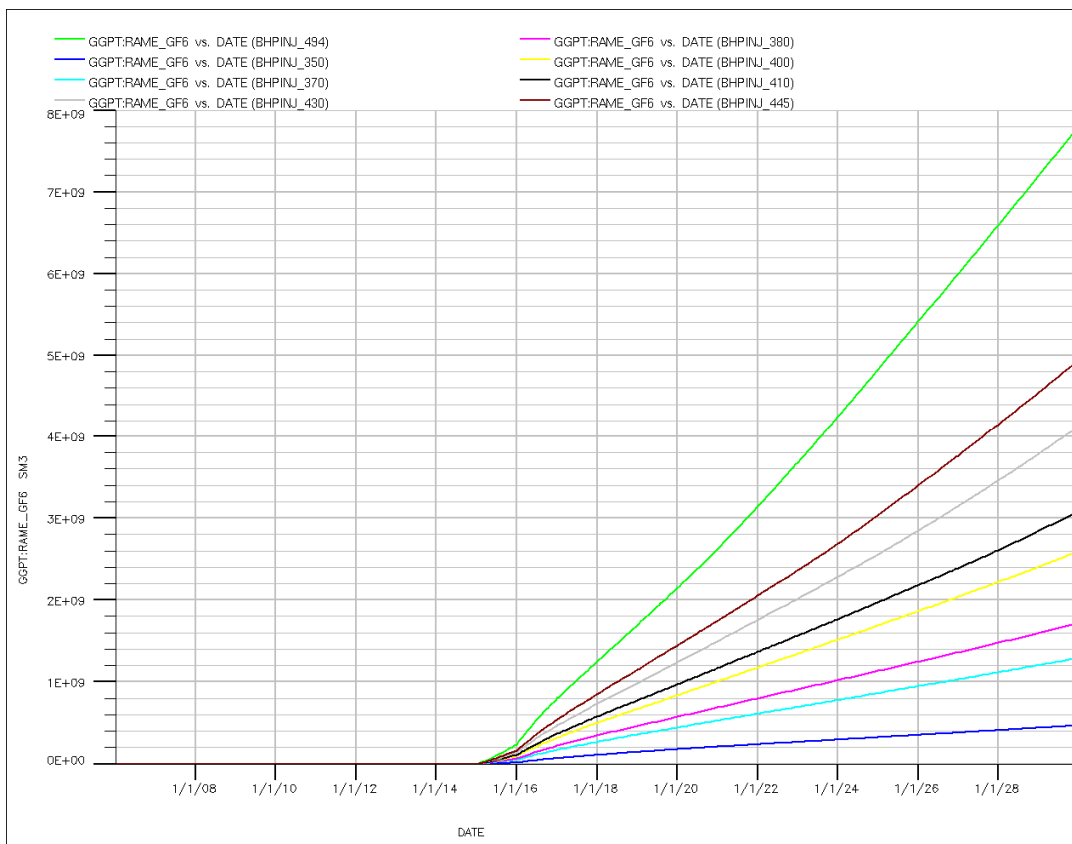
Figur 53: Bunnhullstrykk styrt GGPT GF3



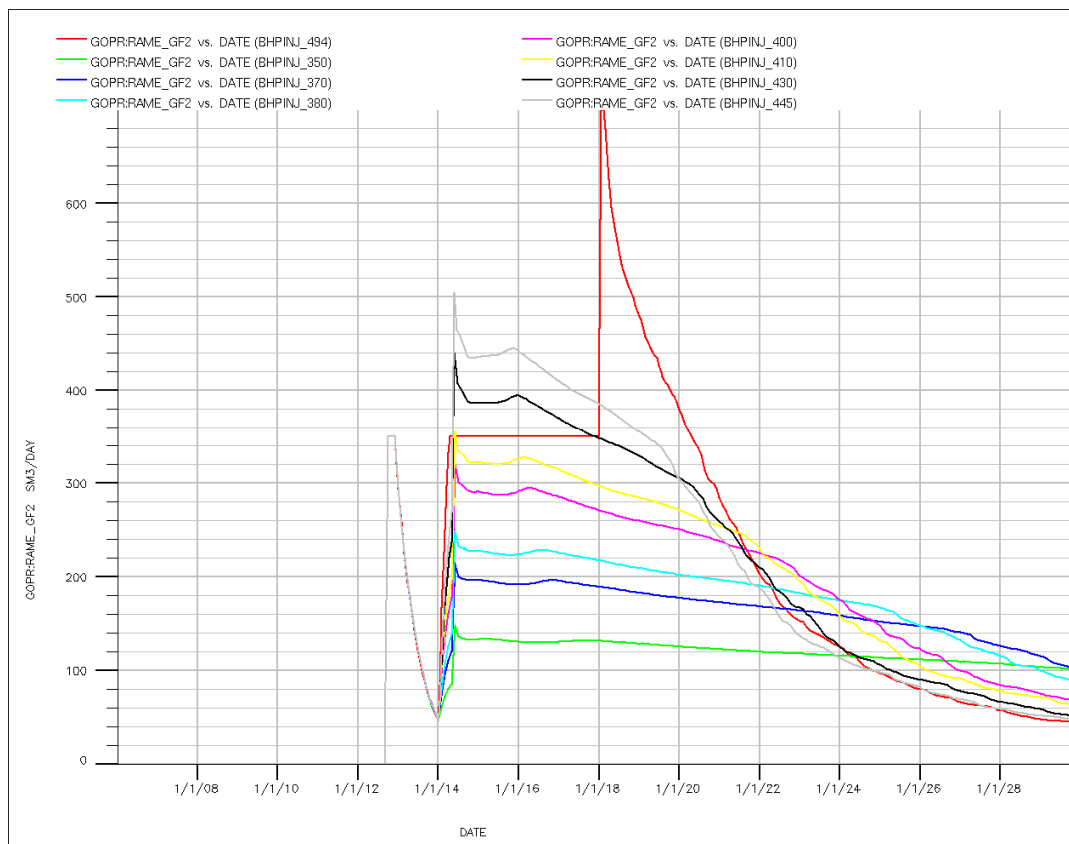
Figur 54: Bunnhullstrykk styrt GGPT GF4



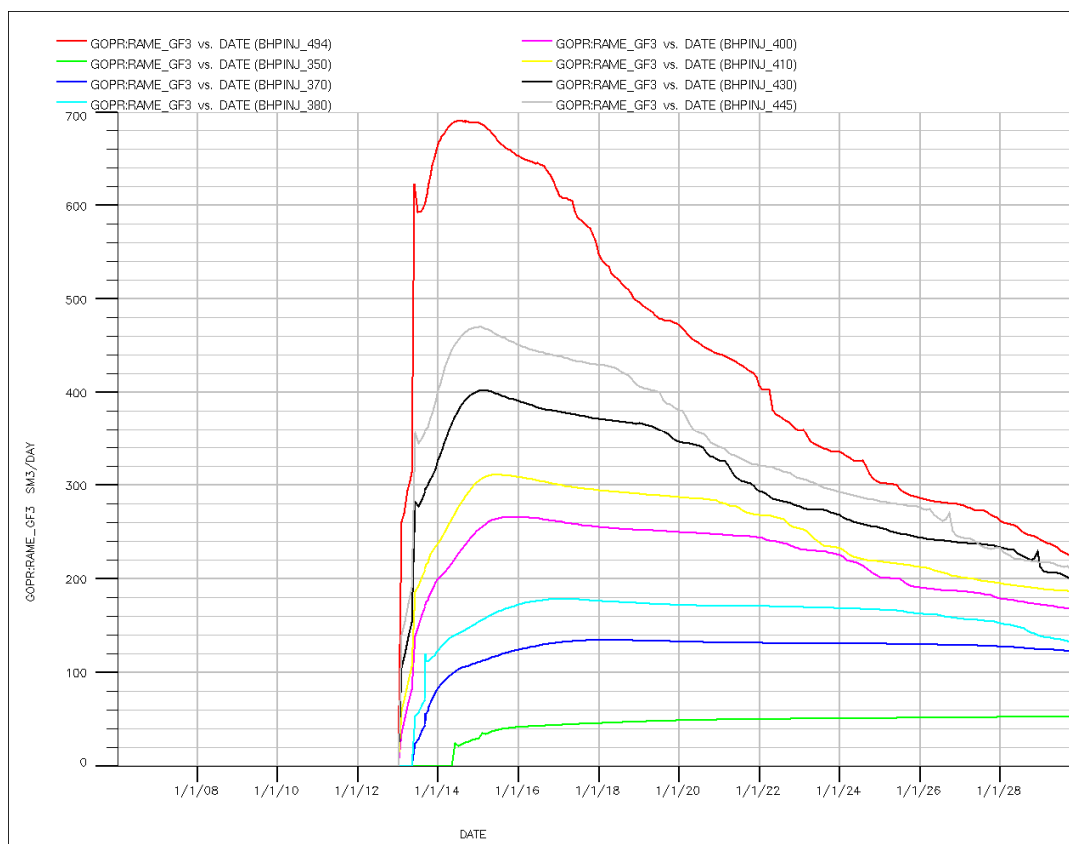
Figur 55: Bunnhullstrykk styrt GGPT GF5



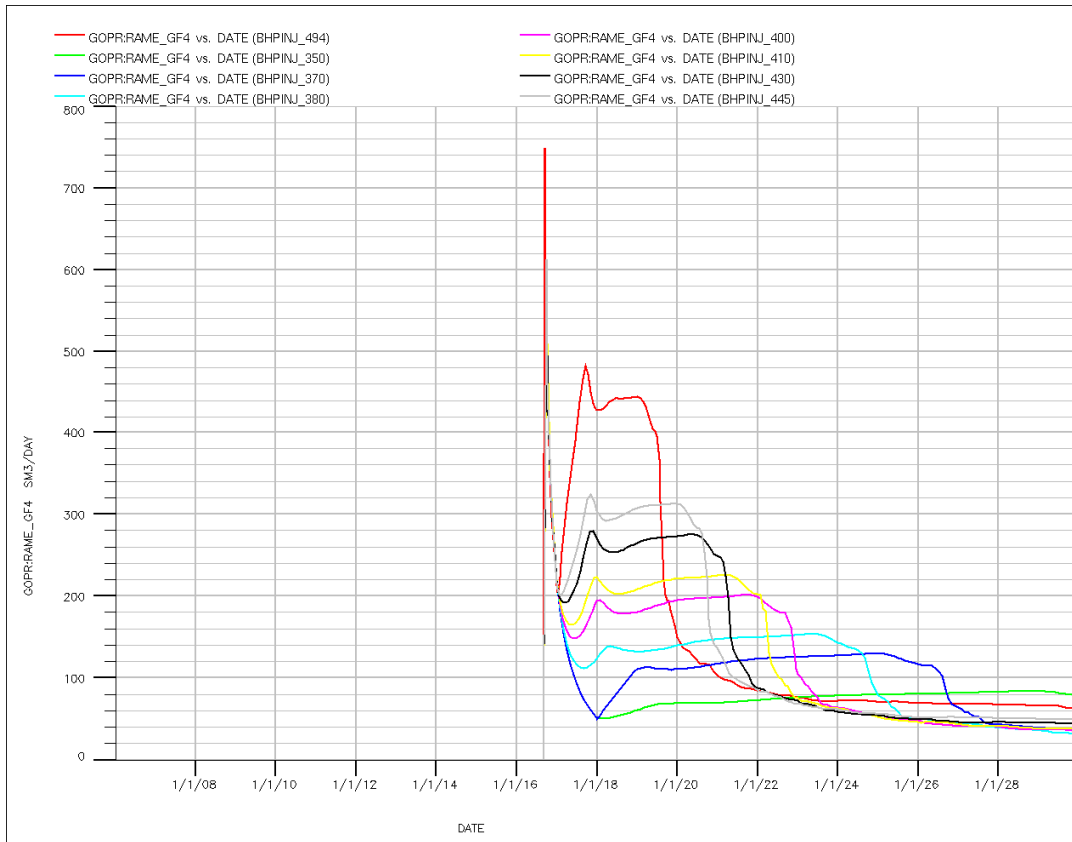
Figur 56: Bunnhullstrykk styrt GGPT GF6



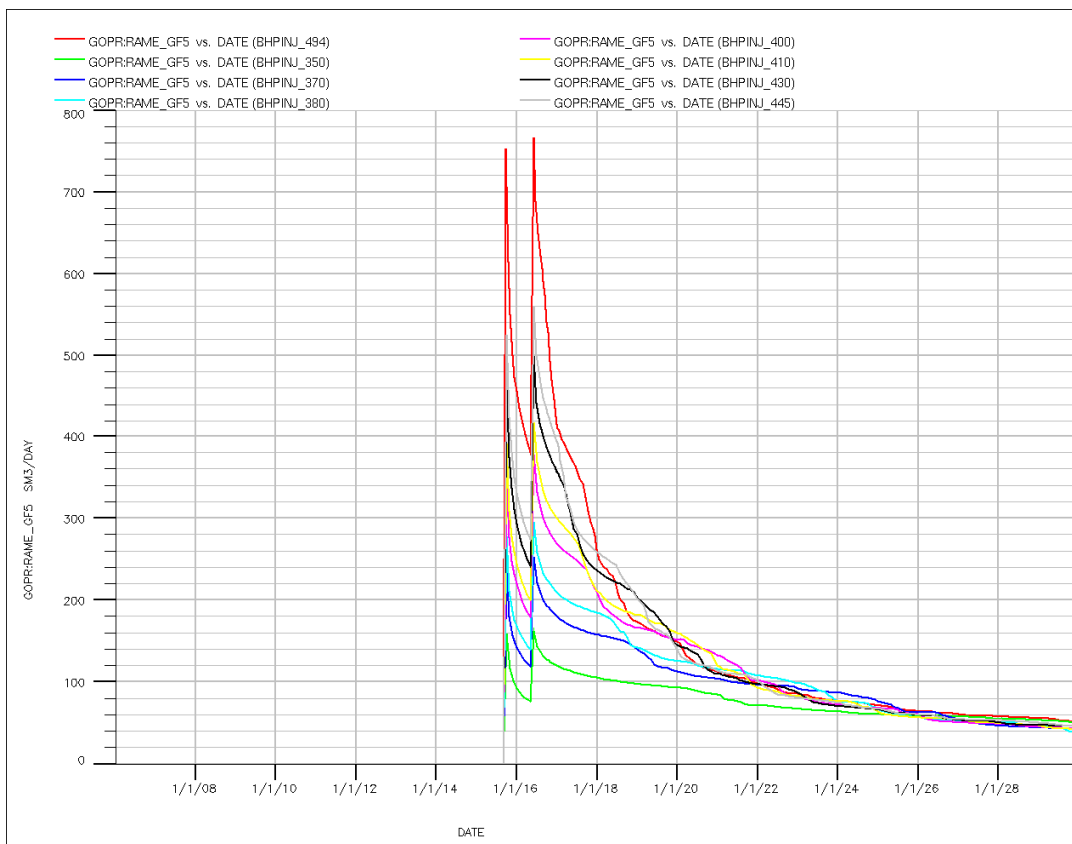
Figur 57: Bunnhullstrykk styrt GOPR GF2



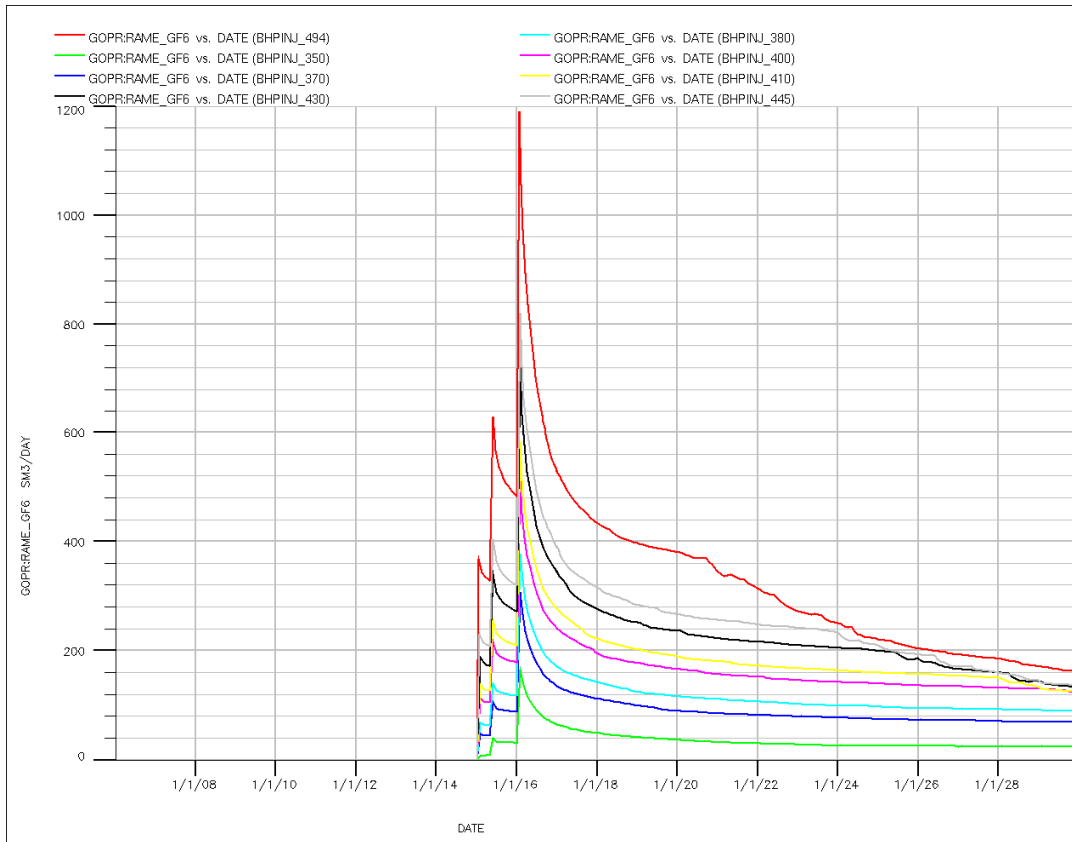
Figur 58: Bunnhullstrykk styrt GOPR GF3



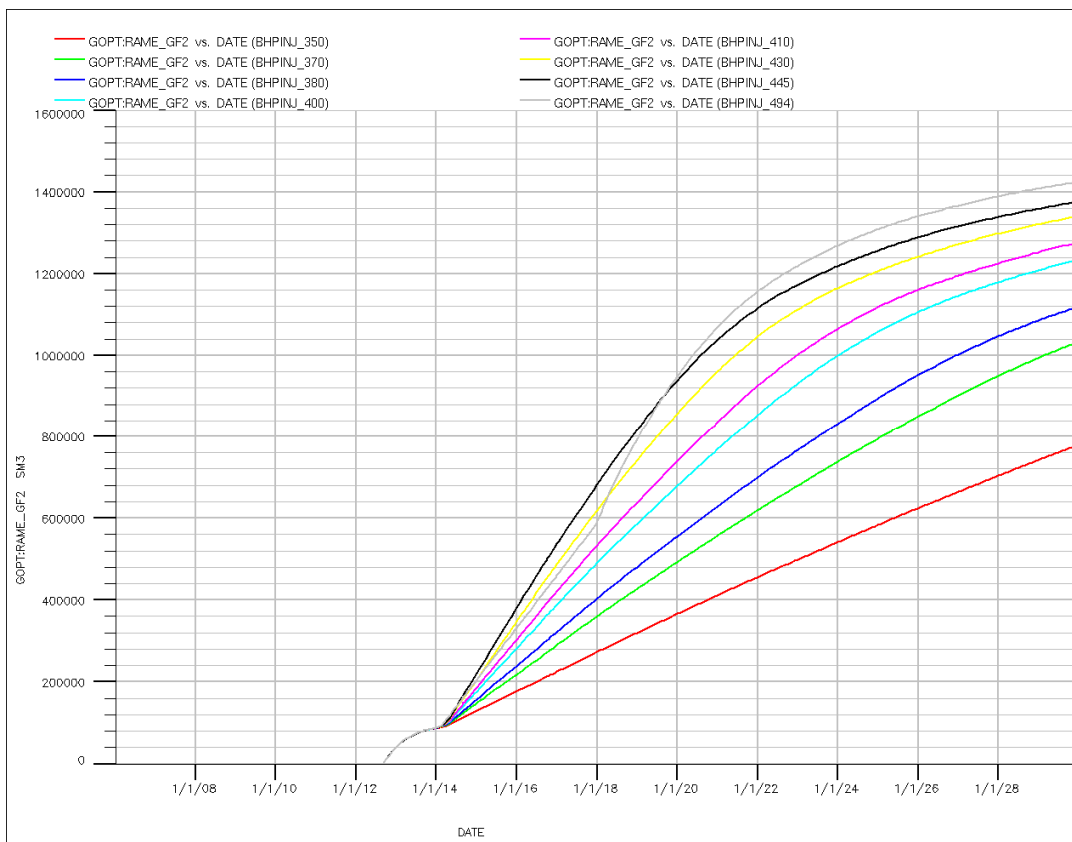
Figur 59: Bunnhullstrykk styrt GOPR GF4



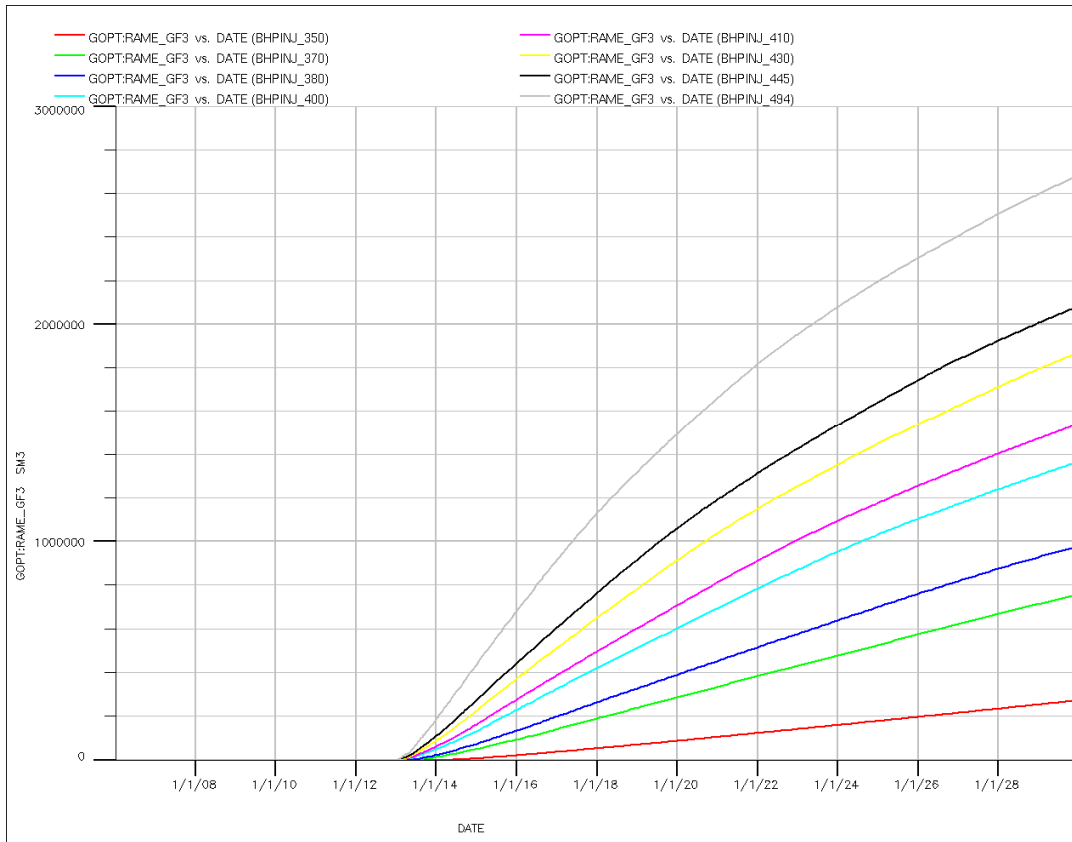
Figur 60: Bunnhullstrykk styrt GOPR GF5



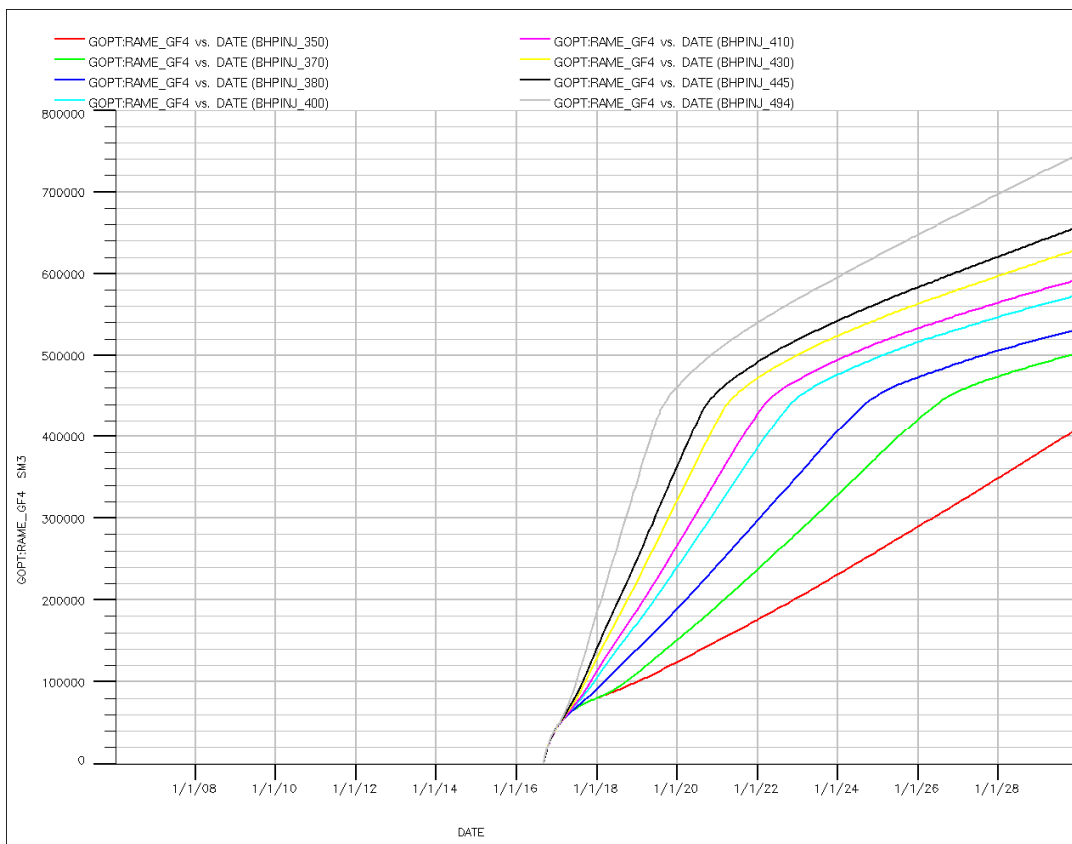
Figur 61: Bunnhullstrykk styrt GOPR GF6



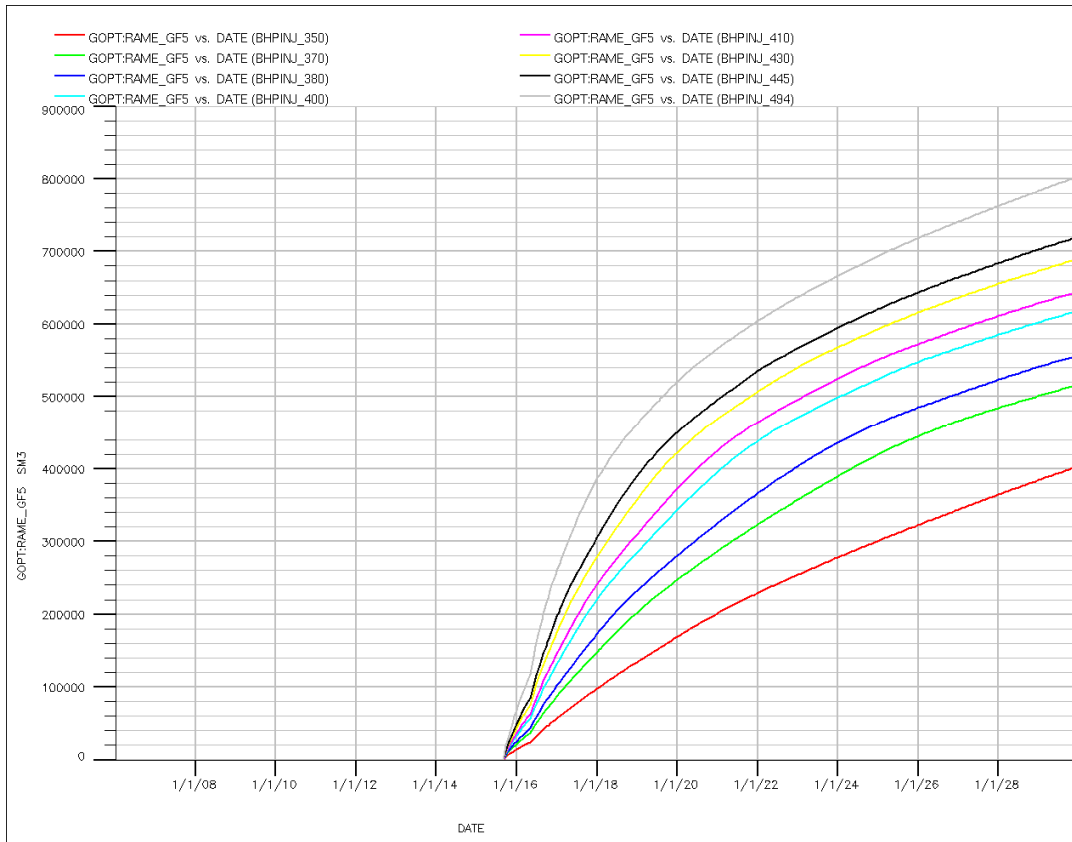
Figur 62: Bunnhullstrykk styrt GOPT GF2



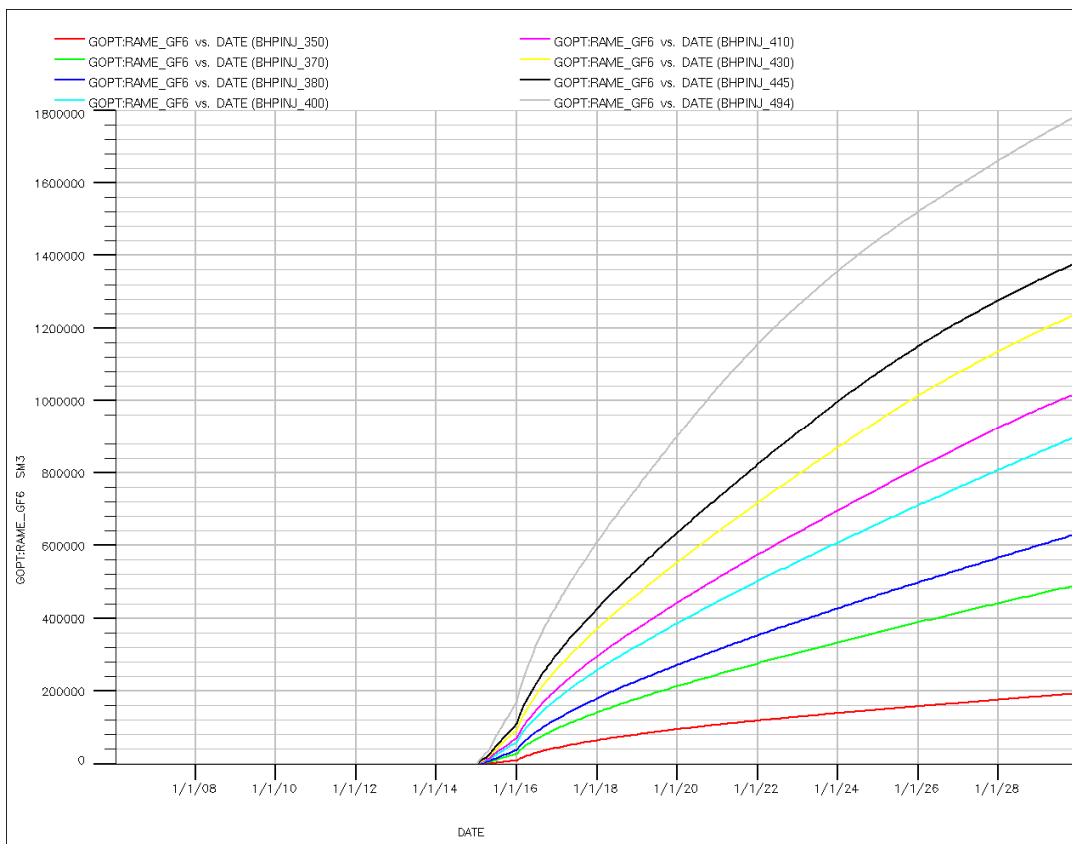
Figur 63: Bunnhullstrykk styrt GOPT GF3



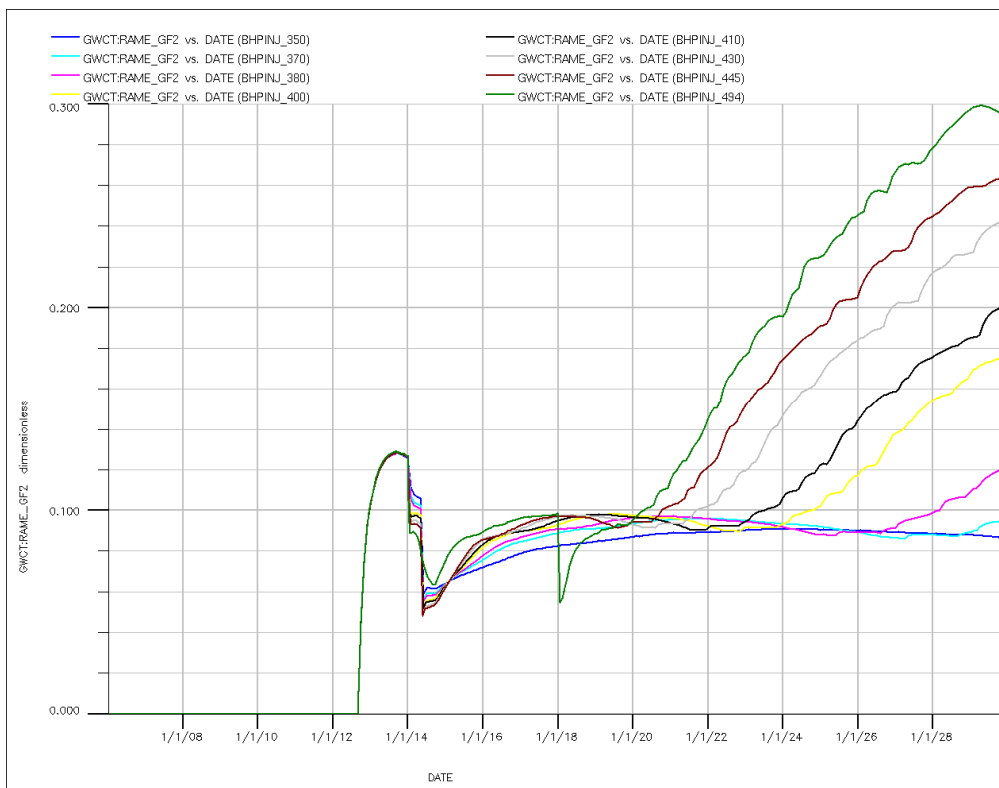
Figur 64: Bunnhullstrykk styrt GOPT GF4



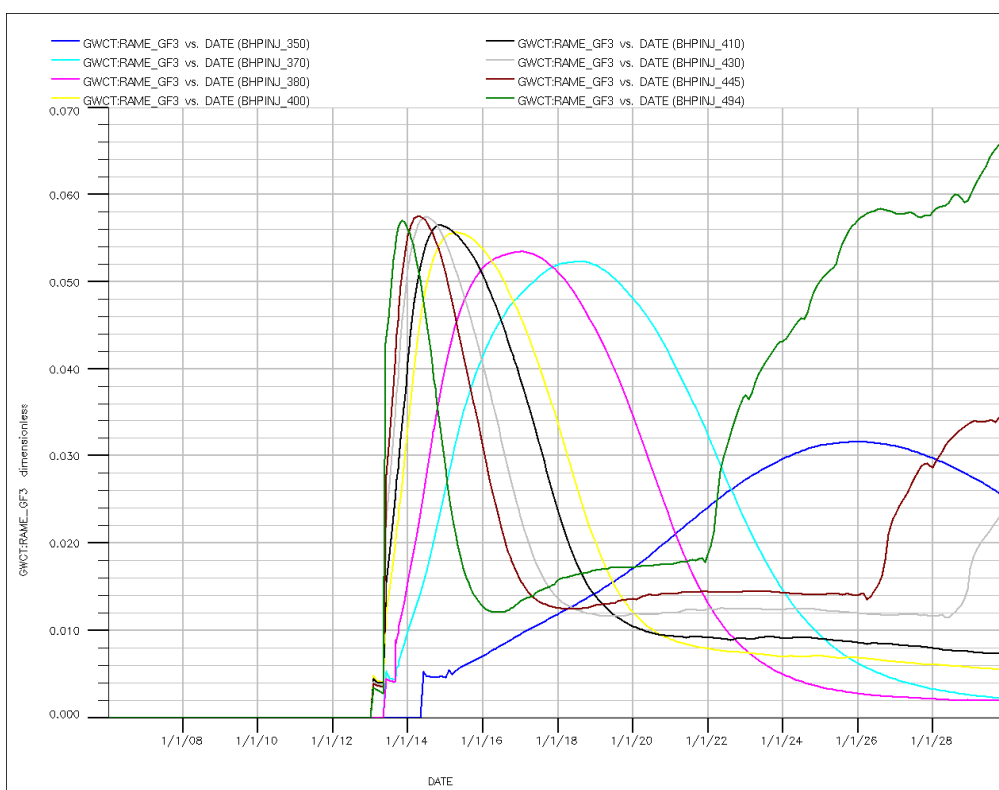
Figur 65: Bunnhullstrykk styrt GOPT GF5



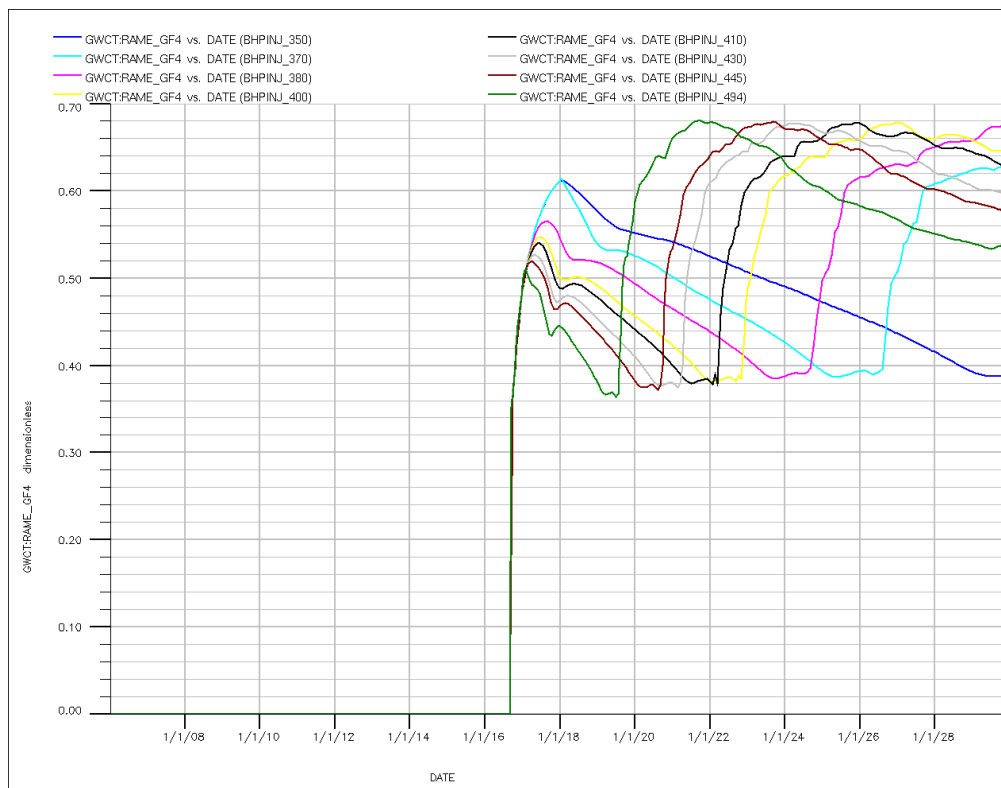
Figur 66: Bunnhullstrykk styrt GOPT GF6



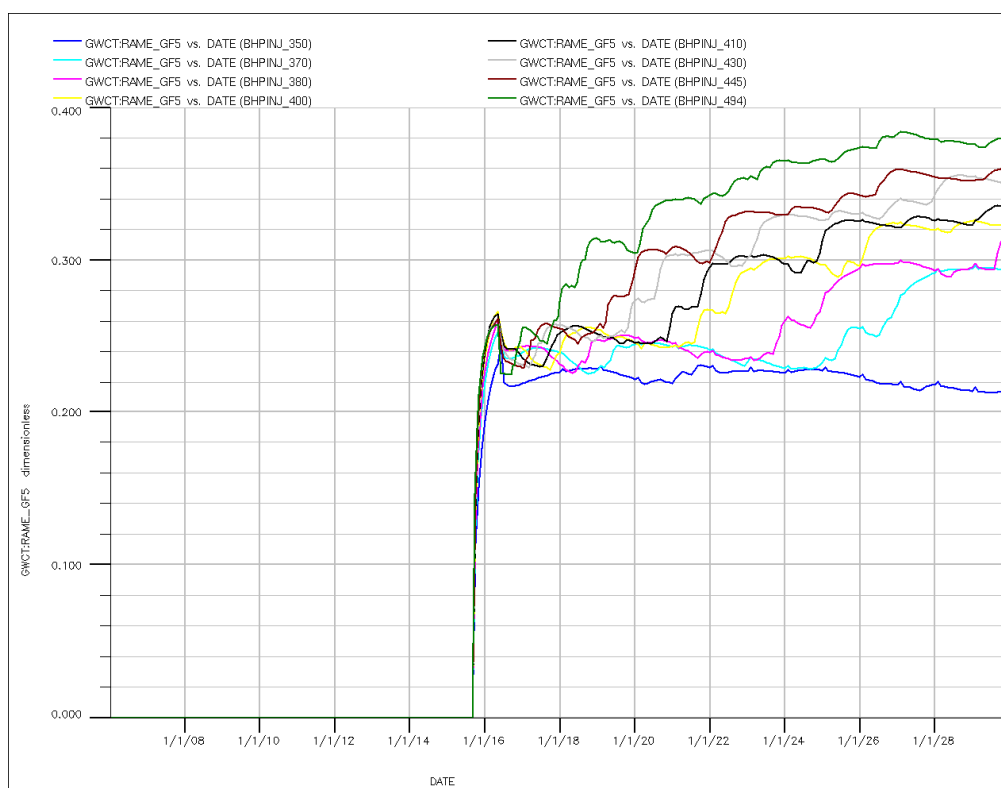
Figur 67: Bunnhullstrykk styrt GWCT GF2



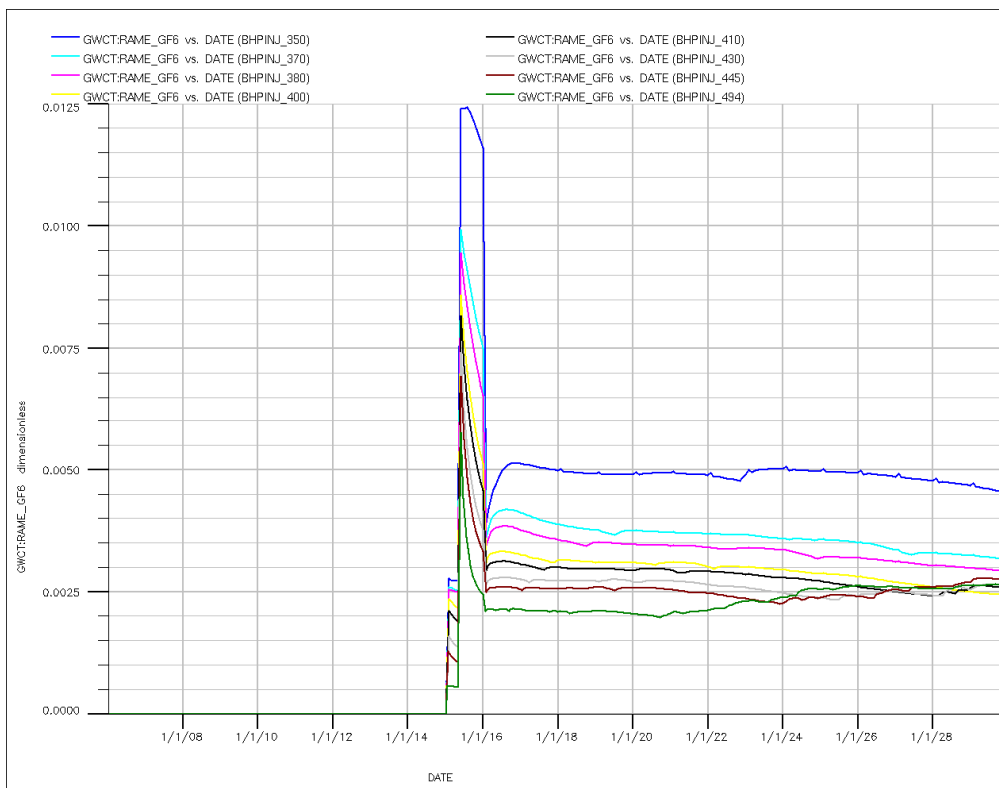
Figur 68: Bunnhullstrykk styrt GWCT GF3



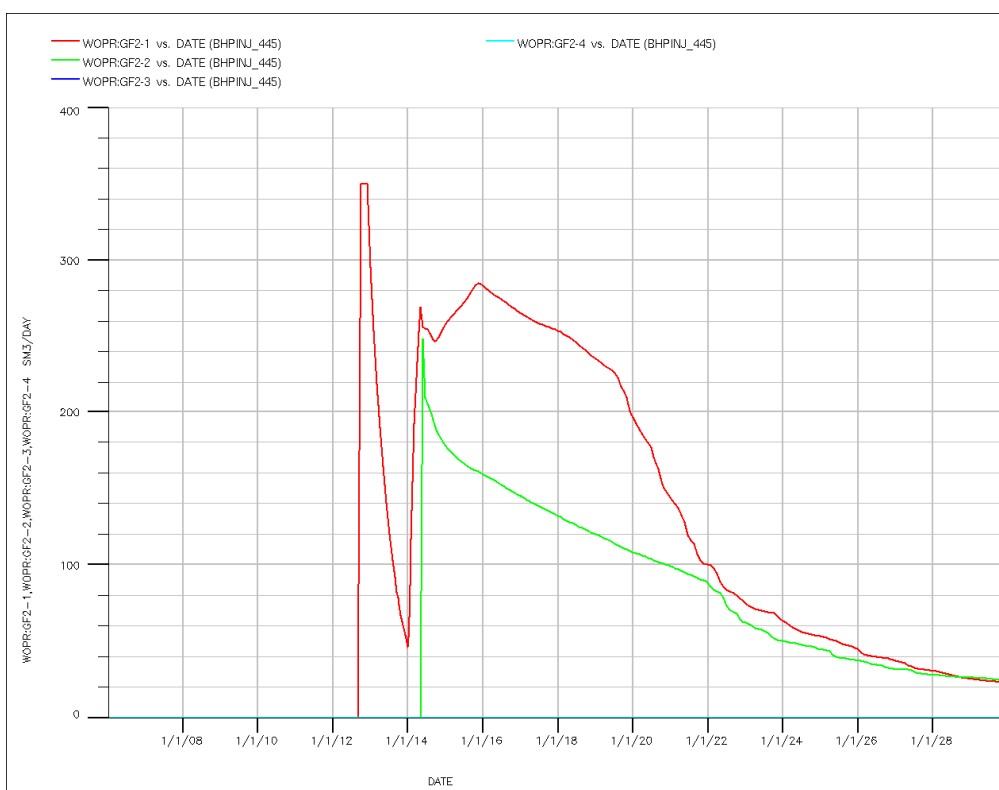
Figur 69: Bunnhullstrykk styrt GWCT GF4



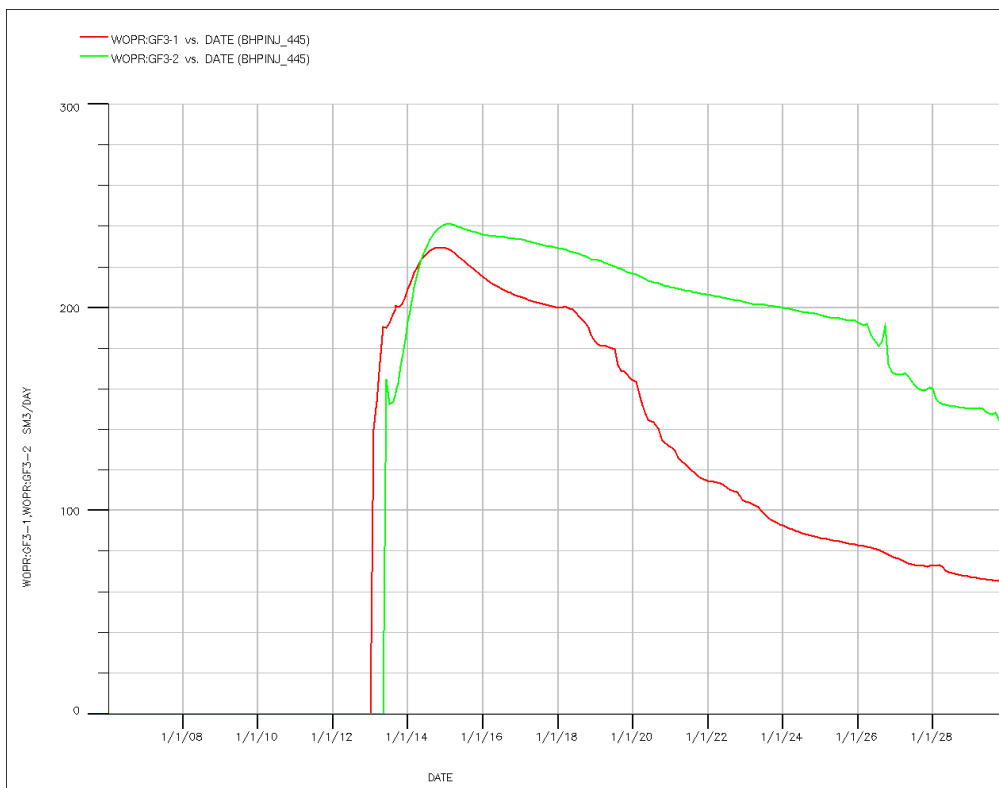
Figur 70: Bunnhullstrykk styrt GWCT GF5



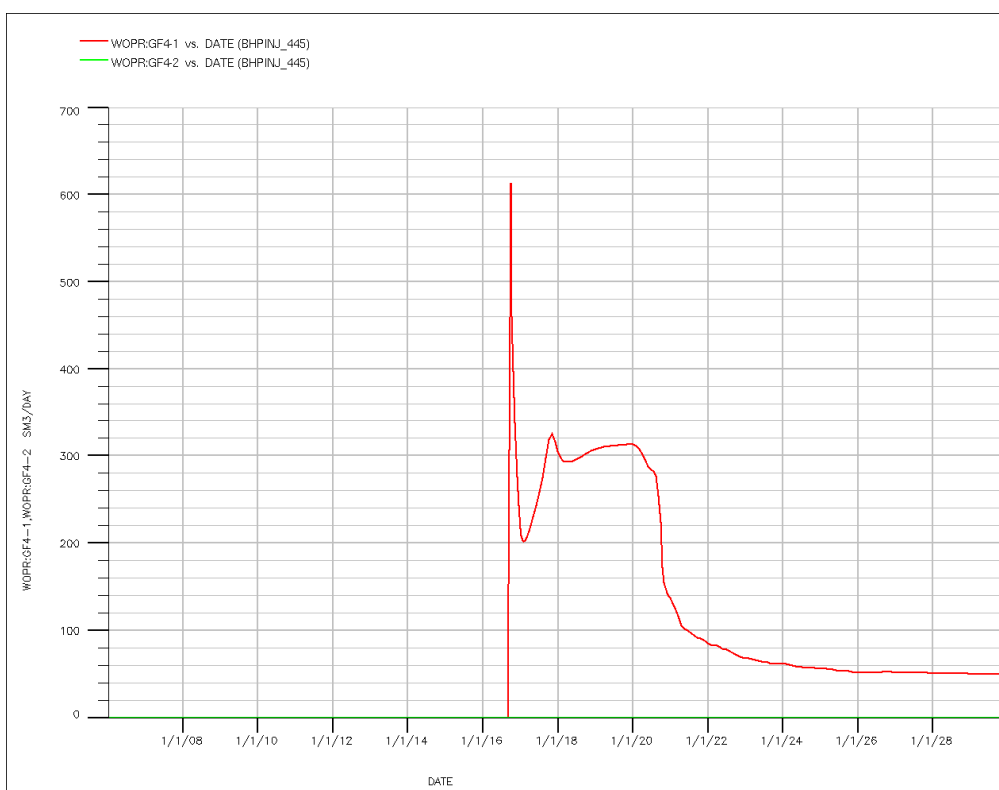
Figur 71: Bunnhullstrykk styrt GWCT GF6



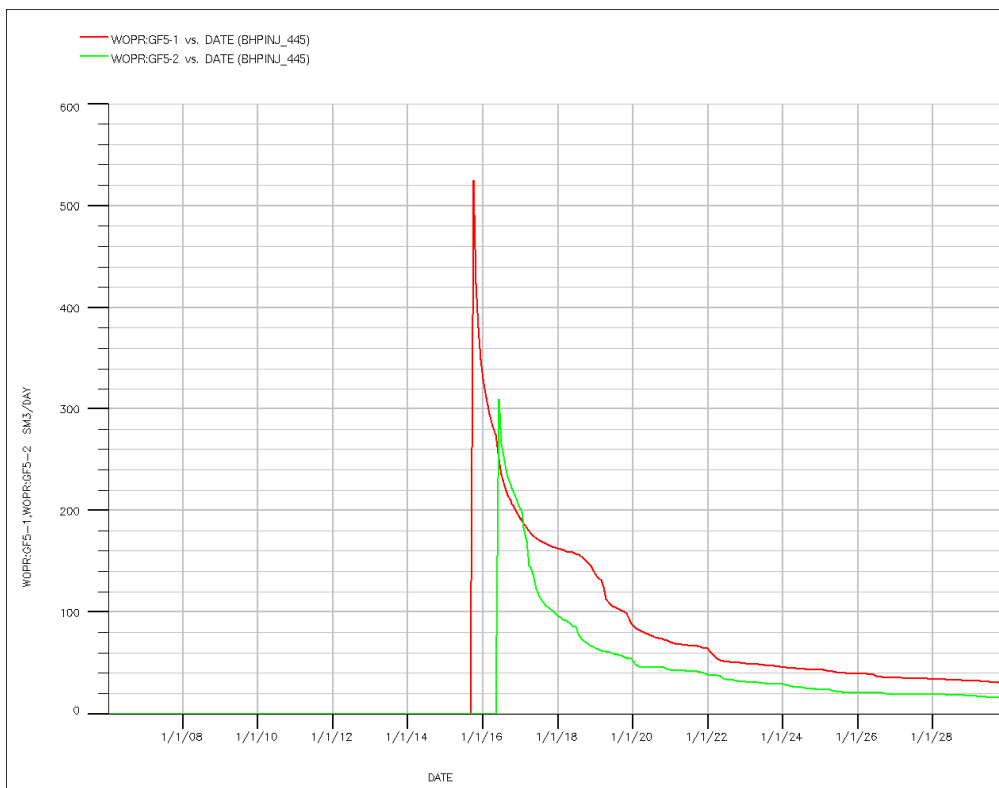
Figur 72: Bunnhullstrykk styrt WOPR GF2



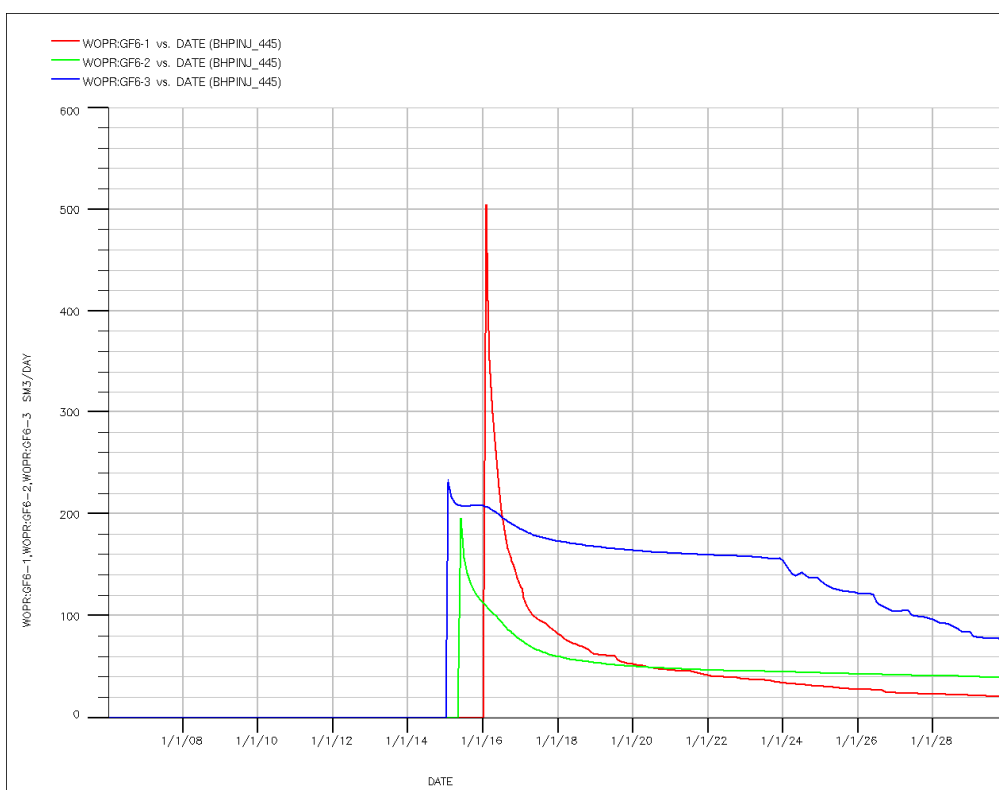
Figur 73: Bunnhullstrykk styrt WOPR GF3



Figur 74: Bunnhullstrykk styrt WOPR GF4



Figur 75: Bunnhullstrykk styrt WOPR GF5



Figur 76: Bunnhullstrykk styrt WOPR GF6

APPENDIKS C – Økonomi

Investeringskostnader			Driftskostnader per anno.		
Plattf.	5000	[MNOK]	Rigg	180	[MUSD]
Rigg	2000	[MNOK]	Plattform	200	[MNOK]
Brønn	192	[MNOK]			

Andre variable		
Olje p.	60	[\$/fat]
Diskont.	0,09	[%]
Kurs	5	

Status ved produksjonsstart		
FOPT	4945887	[Sm ³]

Figur 77: Rammetall

Rigg-2030									
År	Dato	Borr	FOPT	Oljeproduksjon	Intfekter olje	Brennkostnader	Driftskostnader	Netto	NPV
	[dag- måned-år]		[Sm³]	[MSm³]	[Mfat]	[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]
0	01.01.2012	3			0	576	900	-3476	-3476
1	01.01.2013	3	5068795	0,122908	0,773091	576	900	-1244,07	-1141,351
2	01.01.2014	3	5495142	0,426347	2,681723	576	900	-671,483	-565,174
3	01.01.2015	3	6065039	0,569897	3,584652	576	900	-400,604	-309,3401
4	01.01.2016	3	6812706	0,747667	4,702825	576	900	-65,1524	-46,15558
5	01.01.2017		7751436	0,93873	5,904612	0	900	871,3835	566,33949
6	01.01.2018		8599942	0,848506	5,337103	0	900	701,1308	418,0614
7	01.01.2019		9394738	0,794796	4,999267	0	900	599,7801	328,10023
8	01.01.2020		10127430	0,732692	4,608633	0	900	482,5898	242,19555
9	01.01.2021		10772460	0,64503	4,057239	0	900	317,1716	146,03462
10	01.01.2022		11312030	0,53957	3,393895	0	900	118,1686	49,915689
11	01.01.2023		11801770	0,48974	3,080465	0	900	24,13938	9,3548027
12	01.01.2024		12257270	0,4555	2,865095	0	900	-40,4715	-14,38902
13	01.01.2025		12684090	0,42682	2,684698	0	900	-94,5907	-30,85345
14	01.01.2026		13085150	0,40106	2,522667	0	900	-143,2	-42,85203
15	01.01.2027		13458340	0,37319	2,347365	0	900	-195,79	-53,75193
16	01.01.2028		13803050	0,34471	2,168226	0	900	-249,532	-62,84962
17	01.01.2029		14125810	0,32276	2,03016	0	900	-290,952	-67,23118
18	01.01.2030		14431240	0,30543	1,921155	0	900	-323,654	-68,61254
							Total	-4081,14	-4118,56

Figur 78: Beregningsgrunnlag for rigg med levetid til 2030

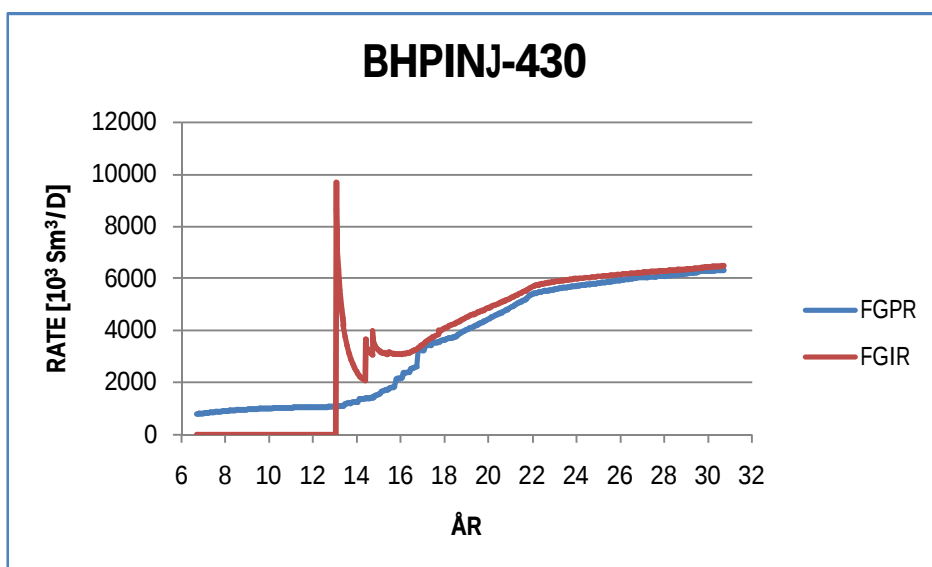
					Plattform- 2030							
År	Dato	Borr	FOPT	Oljeproduksjon	Inntekter olje	Brønnskostnader	Driftskostnader	Netto	NPV			
	[dag- måned-år]		[Sm³]	[Msm³]	[Mfat]	[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]			
0	01.01.2012	3			0	576	200	-576	-5776			
1	01.01.2013	3	5068795	0,122908	0,773091	231,927396		576	-544,073			
2	01.01.2014	3	5495142	0,426347	2,681723	804,516789		576	28,51679			
3	01.01.2015	3	6065039	0,569897	3,584652	1075,395639		576	299,3956			
4	01.01.2016	3	6812706	0,747667	4,702825	1410,847629		576	634,8476			
5	01.01.2017		7751436	0,93873	5,904612	1771,38351		0	1571,384			
6	01.01.2018		8599942	0,848506	5,337103	1601,130822		0	1401,131			
7	01.01.2019		9394738	0,794796	4,999267	1499,780052		0	1299,78			
8	01.01.2020		10127430	0,732692	4,608633	1382,589804		0	1182,59			
9	01.01.2021		10772460	0,64503	4,057239	1217,17161		0	1017,172			
10	01.01.2022		11312030	0,53957	3,393895	1018,16859		0	818,1686			
11	01.01.2023		11801770	0,48974	3,080465	924,13938		0	724,1394			
12	01.01.2024		12257270	0,4555	2,865095	859,5285		0	659,5285			
13	01.01.2025		12684090	0,42682	2,684698	805,40934		0	605,4093			
14	01.01.2026		13085150	0,40106	2,522667	756,80022		0	556,8002			
15	01.01.2027		13458340	0,37319	2,347365	704,20953		0	504,2095			
16	01.01.2028		13803050	0,34471	2,168226	650,46777		0	450,4678			
17	01.01.2029		14125810	0,32276	2,03016	609,04812		0	409,0481			
18	01.01.2030		14431240	0,30543	1,921155	576,34641		0	376,3464			
							Total	6218,86	-289,62			

Figur 79: Beregningsgrunnlag for plattform med levetid til 2030

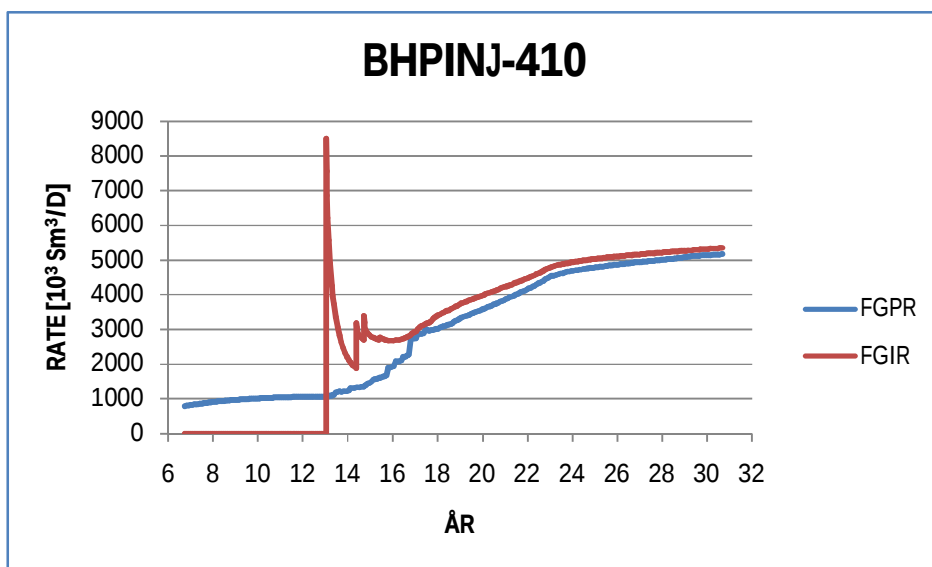
År	Dato	Borr	FOPT [Sm ³]	Plattform-2040			Driftskostnader [MNOK]	Netto [MNOK]	NPV [MNOK]
				Oljeproduksjon [MSm ³]	[Mfot]	Inntekter olje [MNOK]			
0	01.01.2012	3	5068795	0,122908	0,773091	231,927396	576	200	-576
1	01.01.2013	3	5495142	0,426347	2,681723	804,516789	576	200	-544,073
2	01.01.2014	3	6065039	0,569897	3,584652	1075,395639	576	200	28,51679
3	01.01.2015	3	6812706	0,747667	4,702825	1410,847629	576	200	299,3956
4	01.01.2016	3	7751436	0,93873	5,904612	1771,38351	0	200	634,8476
5	01.01.2017		8599942	0,848506	5,337103	1601,130822	0	200	1571,384
6	01.01.2018		9394738	0,794796	4,999267	1499,780052	0	200	1401,131
7	01.01.2019		10127430	0,732692	4,608633	1382,589804	0	200	1299,78
8	01.01.2020		10772460	0,64503	4,057239	1217,17161	0	200	1182,59
9	01.01.2021		11312030	0,53957	3,393895	1018,16859	0	200	1017,172
10	01.01.2022		11801770	0,48974	3,080465	924,13938	0	200	818,1686
11	01.01.2023		12257270	0,4555	2,865095	859,5285	0	200	724,1394
12	01.01.2024		12684090	0,42682	2,684698	805,40934	0	200	659,5285
13	01.01.2025		13085150	0,40106	2,522667	756,80022	0	200	605,4093
14	01.01.2026		13458340	0,37319	2,347365	704,20953	0	200	556,8002
15	01.01.2027		13803050	0,34471	2,168226	650,46777	0	200	504,2095
16	01.01.2028		14125810	0,32276	2,03016	609,04812	0	200	450,4678
17	01.01.2029		14431240	0,30543	1,921155	576,34641	0	200	409,0481
18	01.01.2030		14720800	0,28956	1,821332	546,39972	0	200	376,3464
19	01.01.2031		15001240	0,28044	1,763968	529,19028	0	200	346,3997
20	01.01.2032		15273520	0,27228	1,712641	513,79236	0	200	329,1903
21	01.01.2033		15538630	0,26311	1,654952	496,48857	0	200	313,7924
22	01.01.2034		15792320	0,25569	1,60829	482,48703	0	200	296,4886
23	01.01.2035		16037850	0,24553	1,544384	463,31511	0	200	282,487
24	01.01.2036		16274070	0,23622	1,485824	445,74714	0	200	263,3151
25	01.01.2037		16500660	0,22659	1,425251	427,57533	0	200	245,7471
26	01.01.2038		16717880	0,21722	1,366314	409,89414	0	200	227,5753
27	01.01.2039		16925740	0,20765	1,307439	392,23182	0	200	209,8941
28	01.01.2040		17125810	0,20007	1,25844	377,53209	0	200	192,2318
29	01.01.2041								177,5321
							Total		9103,51
									109,59

Figur 80: Beregningsgrunnlag for plattform med levetid til 2030

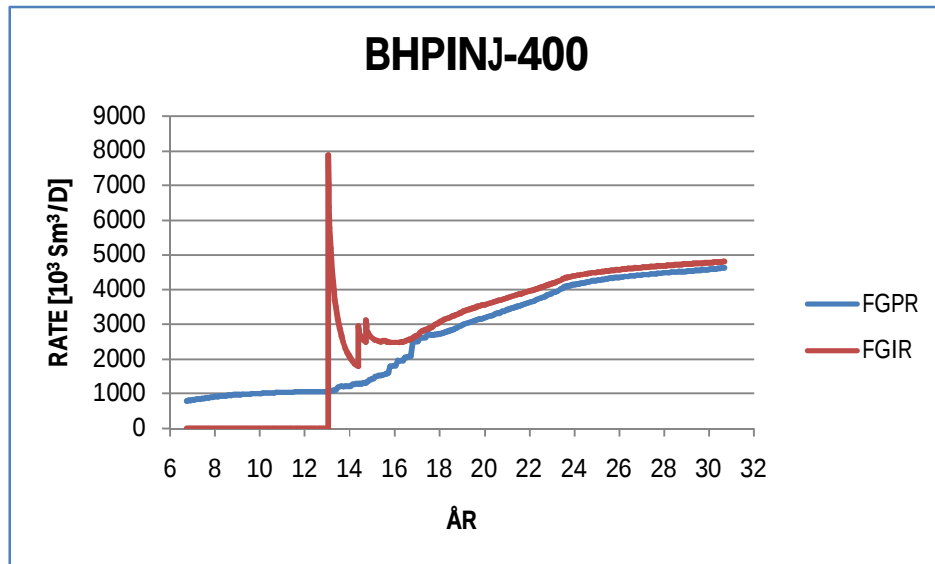
APPENDIKS D – SENSITIVITETSANALYSE



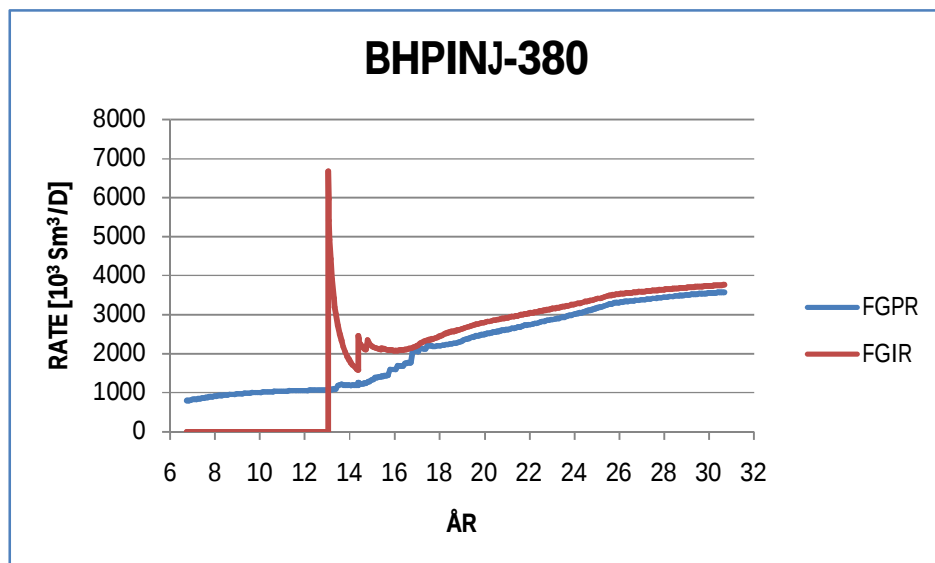
Figur 81: FGPR vs FGIR ved 430 bar



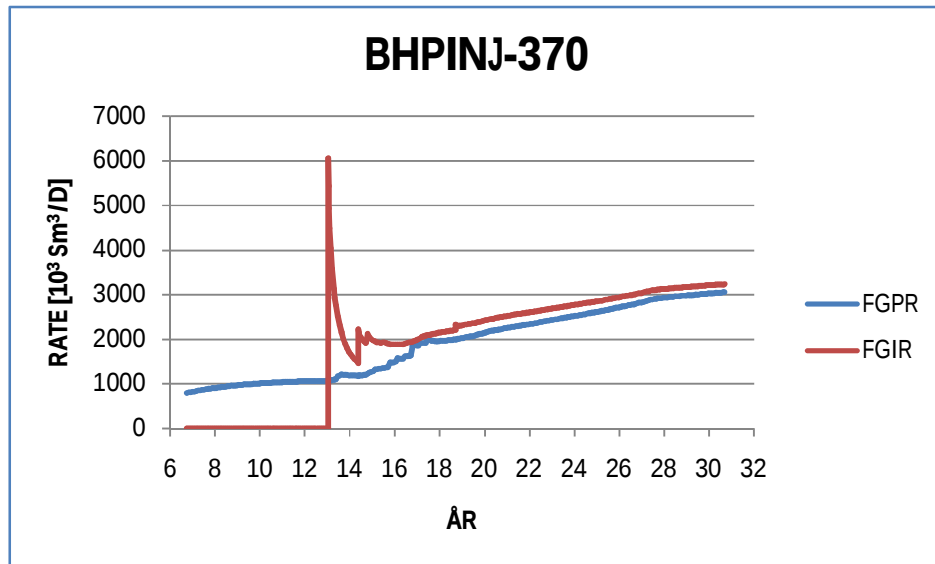
Figur 82: FGPR vs FGIR ved 410 bar



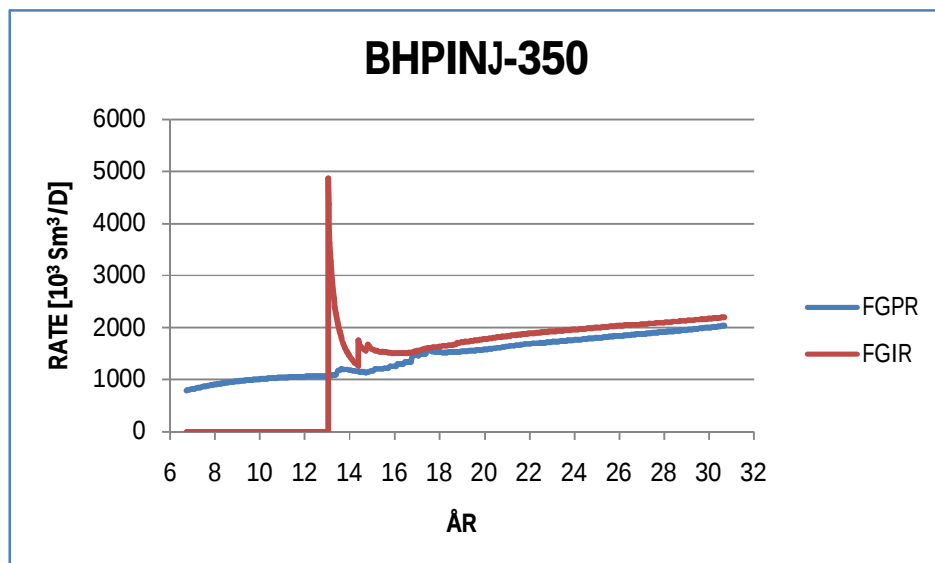
Figur 83: FGPR vs FGIR ved 400 bar



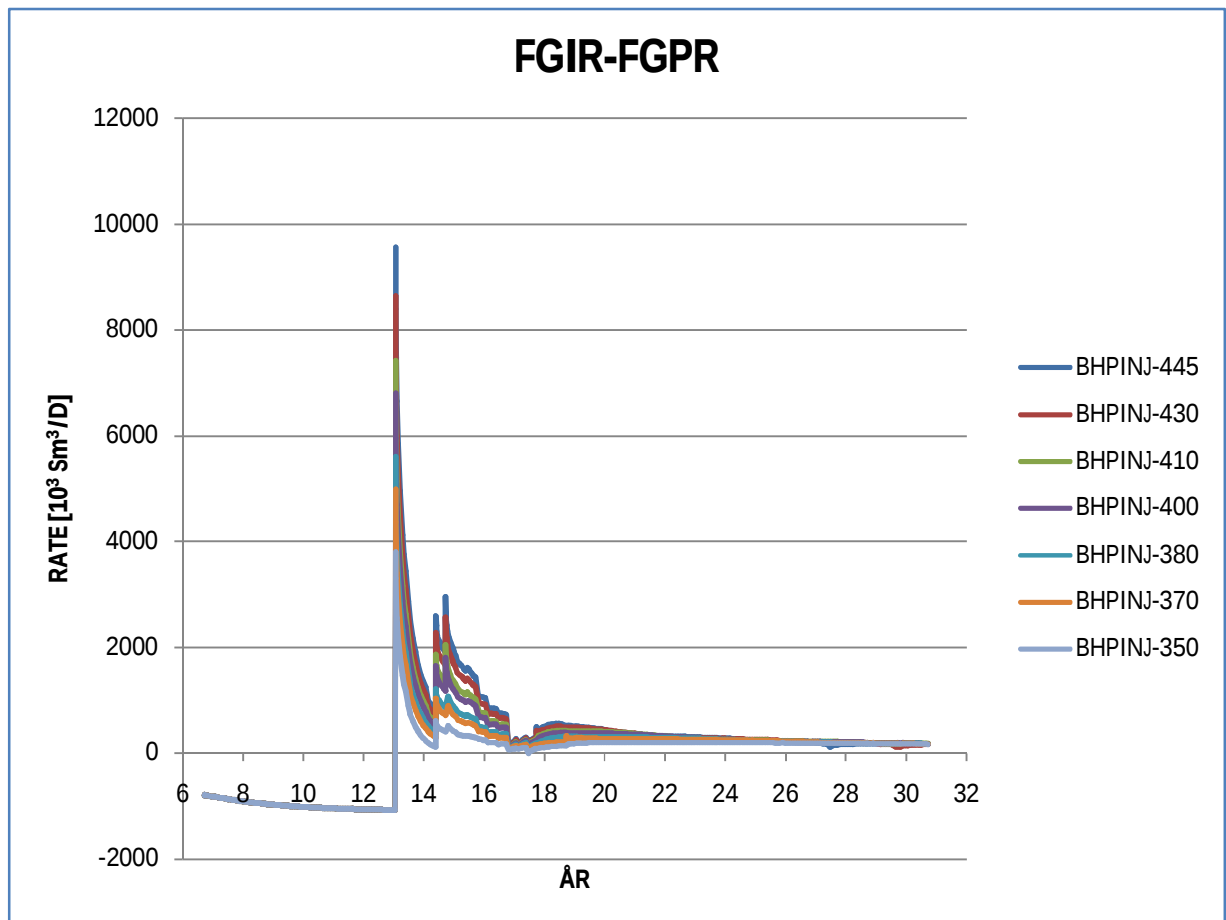
Figur 84: FGPR vs FGIR ved 380 bar



Figur 85: FGPR vs FGIR ved 370 bar



Figur 86: FGPR vs FGIR ved 350 bar



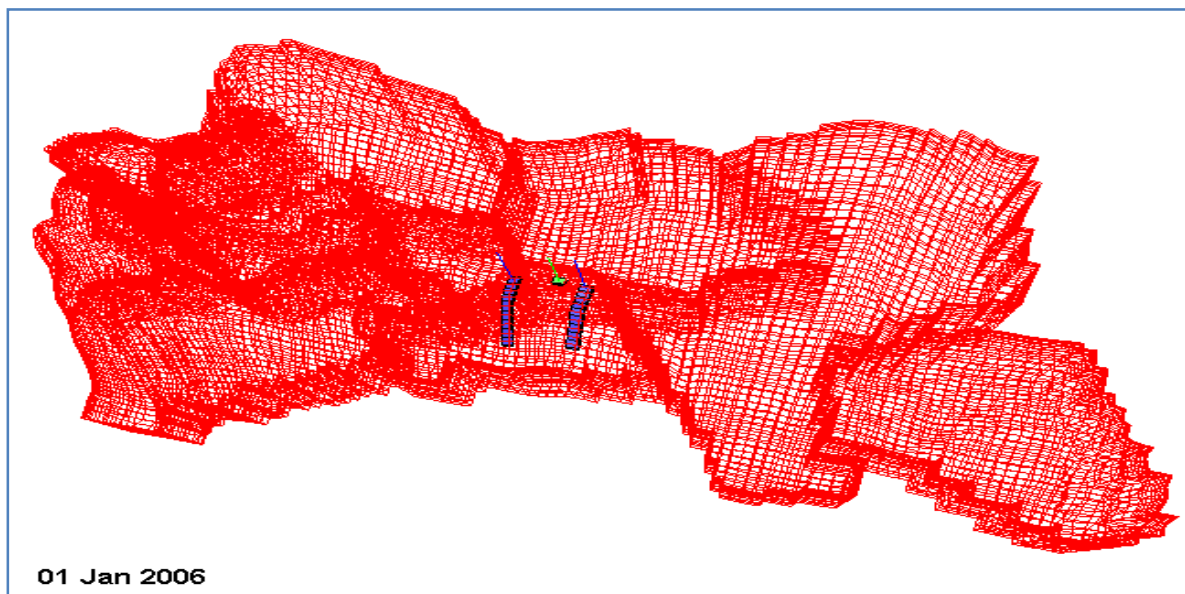
Figur 87: Differanse mellom FGIR og FGPR

APPENDIKS E – Brønnplassering og lengder

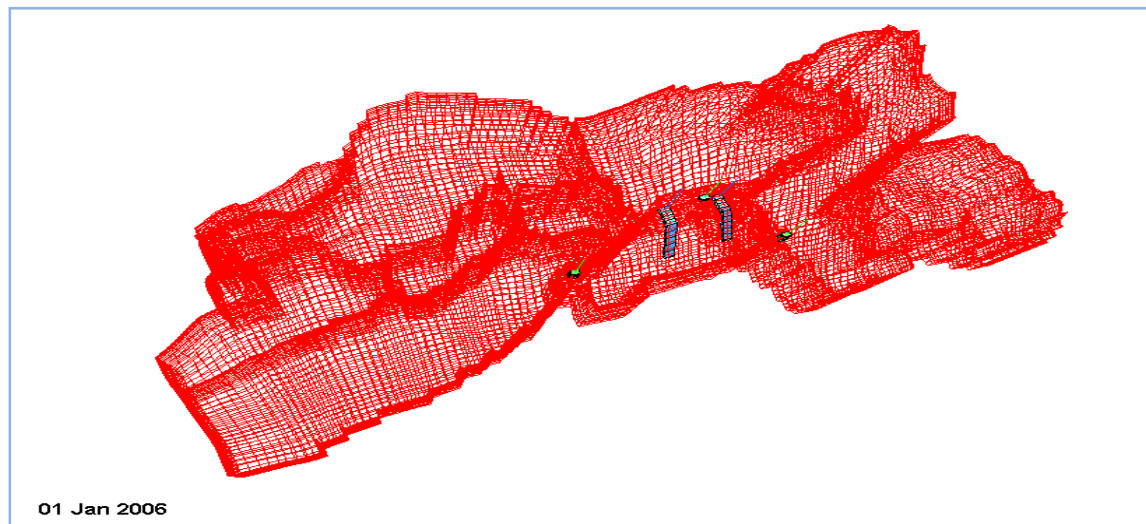
Brønn	Dyp	Kompletteringsretning			Kompletterings- lengde i meter
		X	Y	Z	
GF3-INJ1	3060			9	81
GF2-1	3280	8	4		760
GF3-1	3255	5			350
GF3-2	3260			8	72
GF5-INJ1	3150			5	45
GF2-INJ1	3212		5		250
GF2-2	3250		8		400
GF2-INJ2	3295			5	45
GF6-3	3206			7	63
GF6-2	3170	10			700
GF5-1	3280	6	3		570
GF6-1	3270	5	2		450
GF5-2	3246	7	2		590
GF4-1	3282		7		350
GF4-INJ1	3280		6		300

GF2

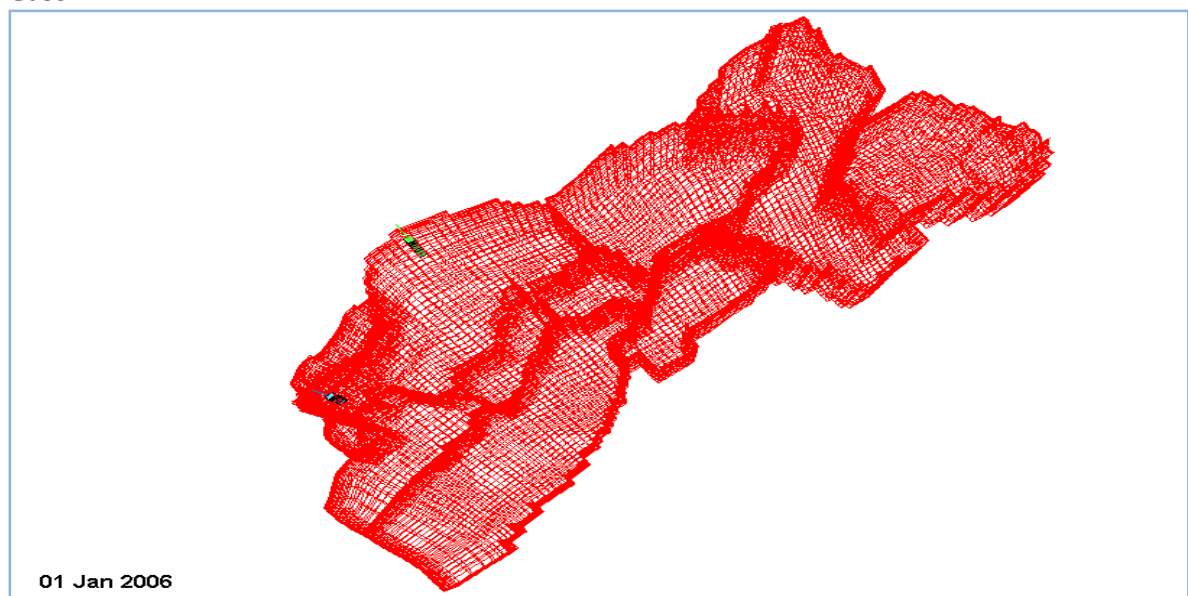
CASE 1:



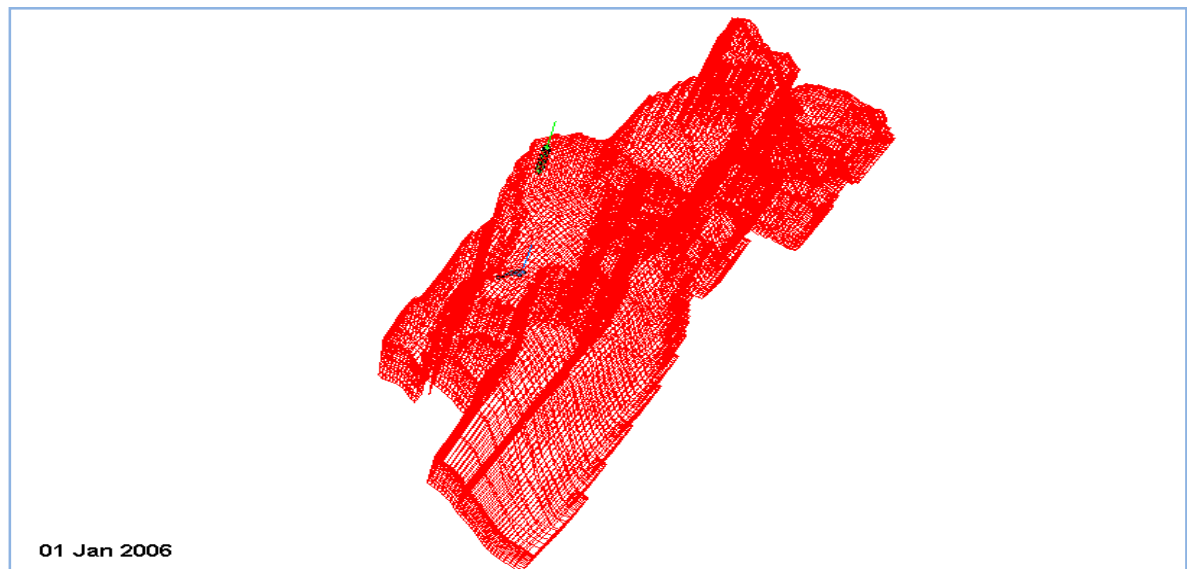
CASE2:



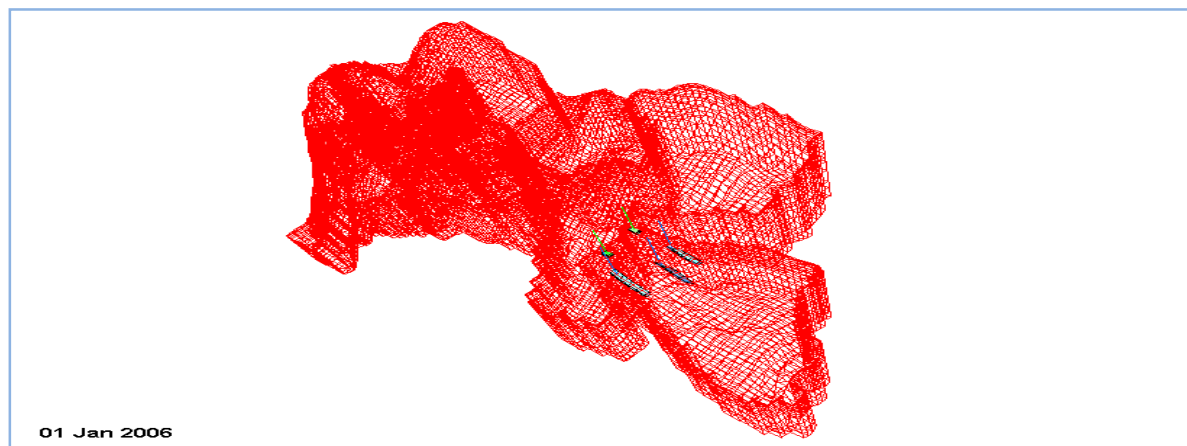
GF3
Case1



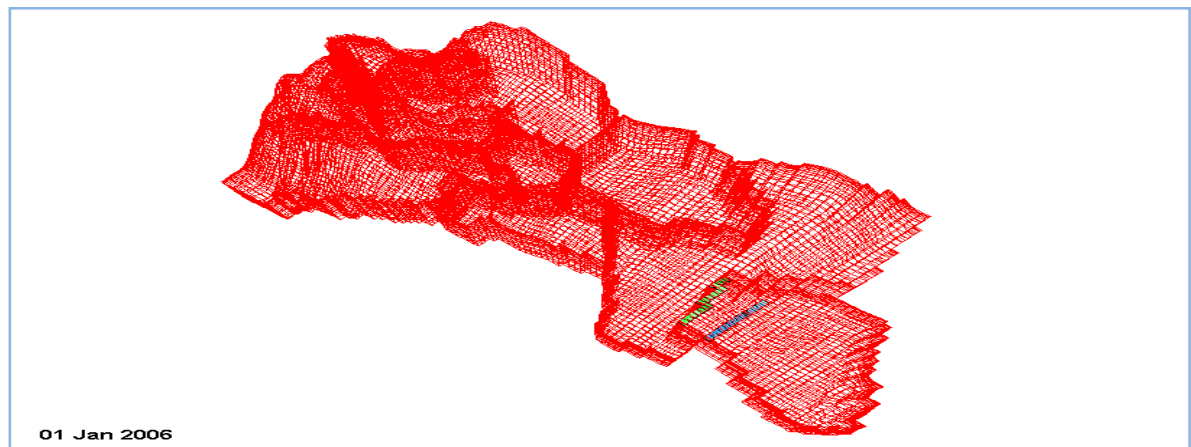
Case 2



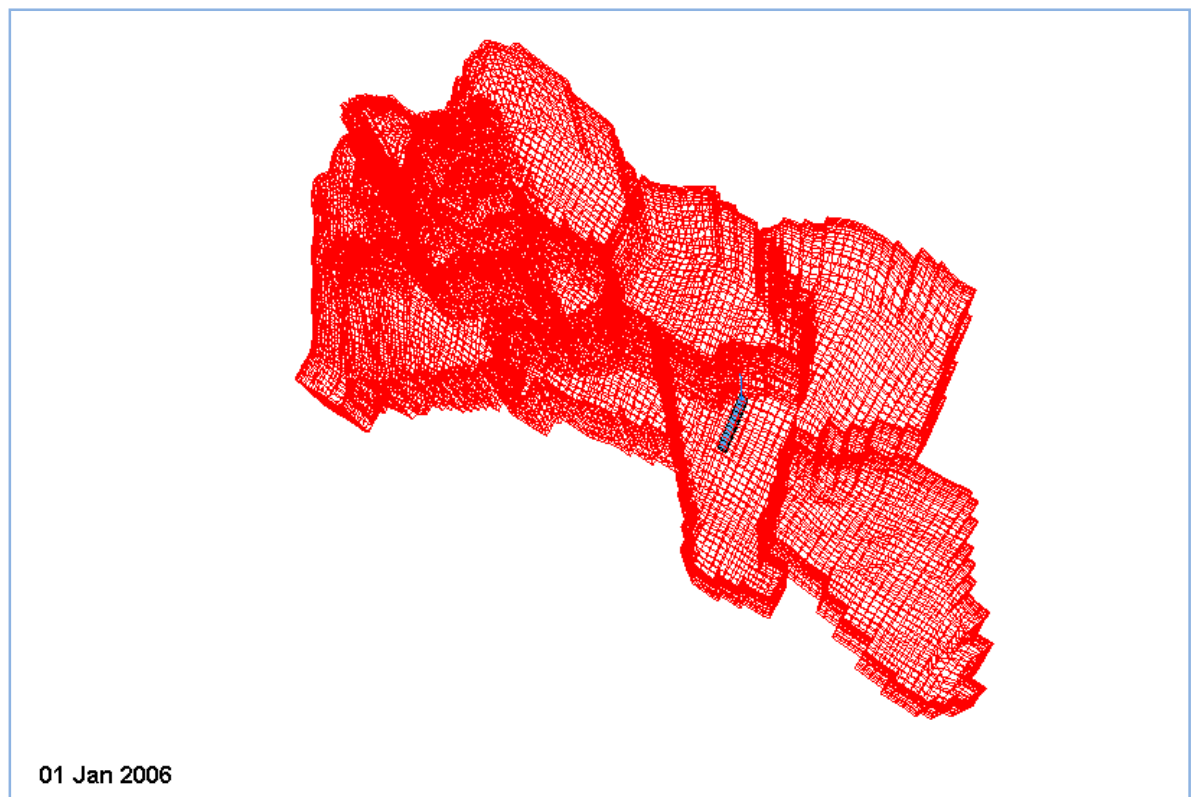
GF4
Case 1



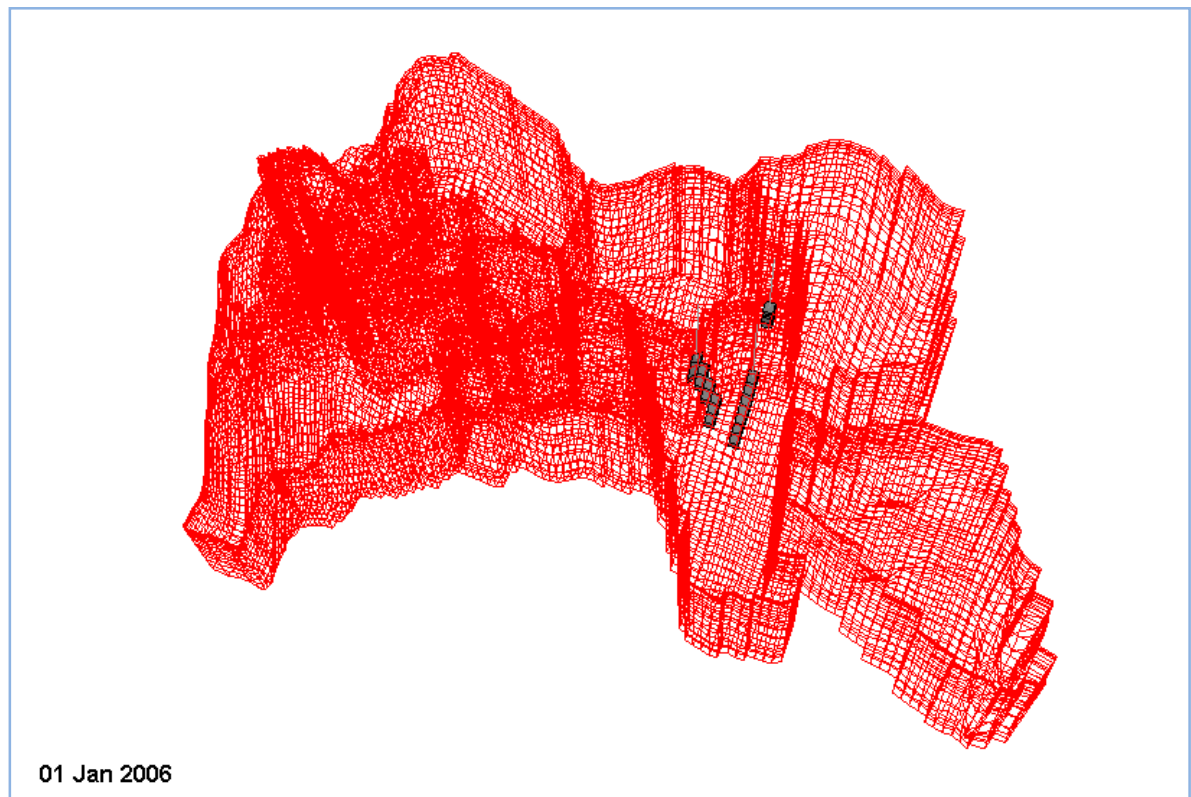
Case 2



GF5
Case 1

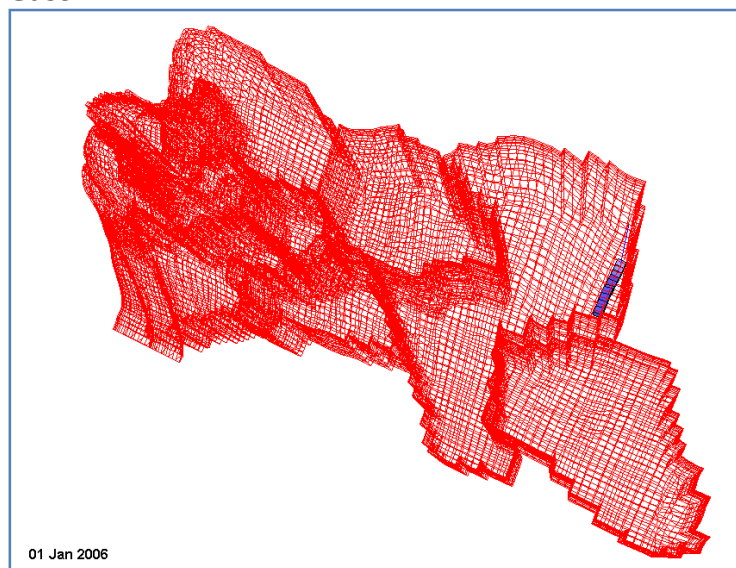


Case 2

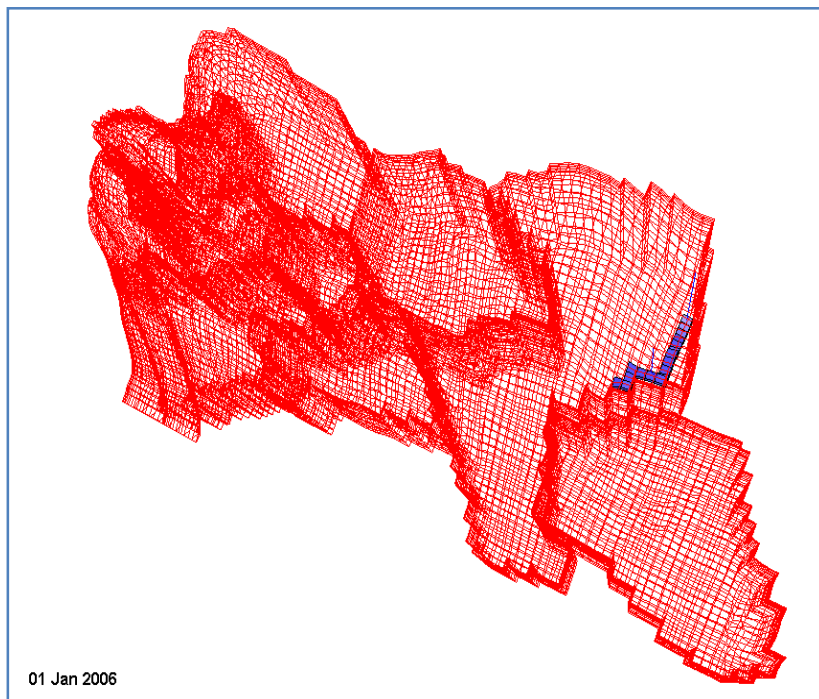


GF6

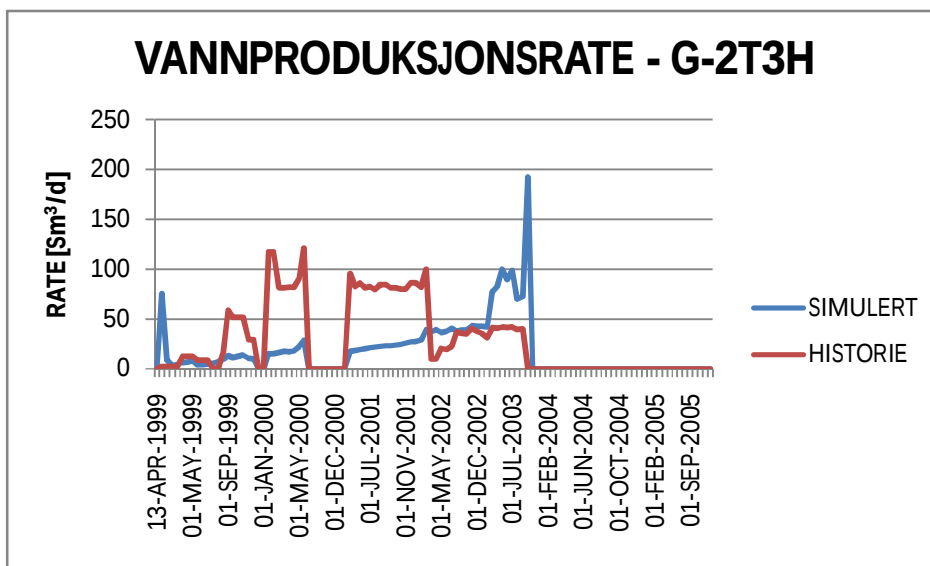
Case 1



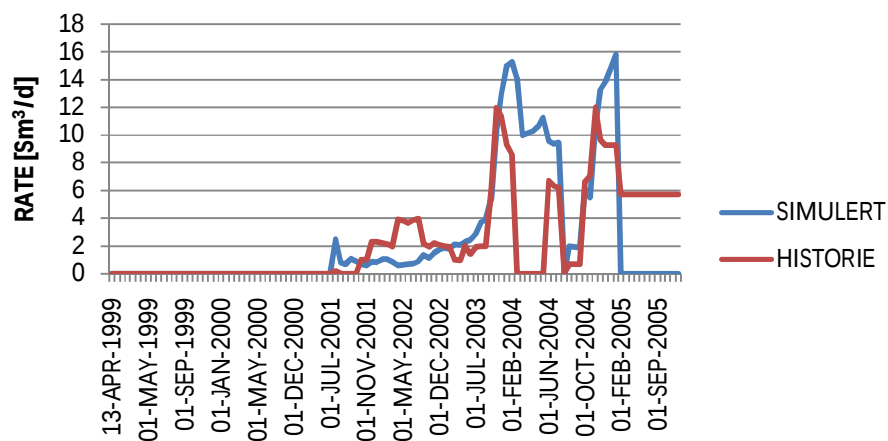
Case 2



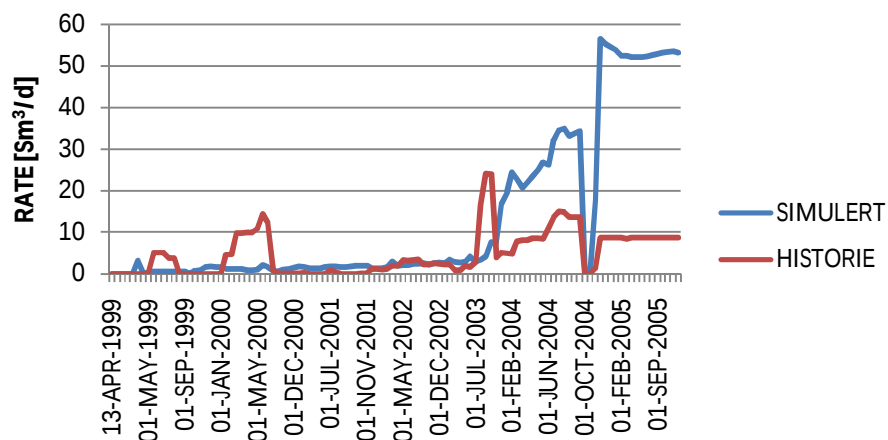
Appendiks F – Historisk vannproduksjonsrate vs. simulert



VANNPRODUKSJONSRATE - G-3T2H



VANNPRODUKSJONSRATE - F-4AT3H



VANNPRDUKSJONSRATE - G-2_ML

