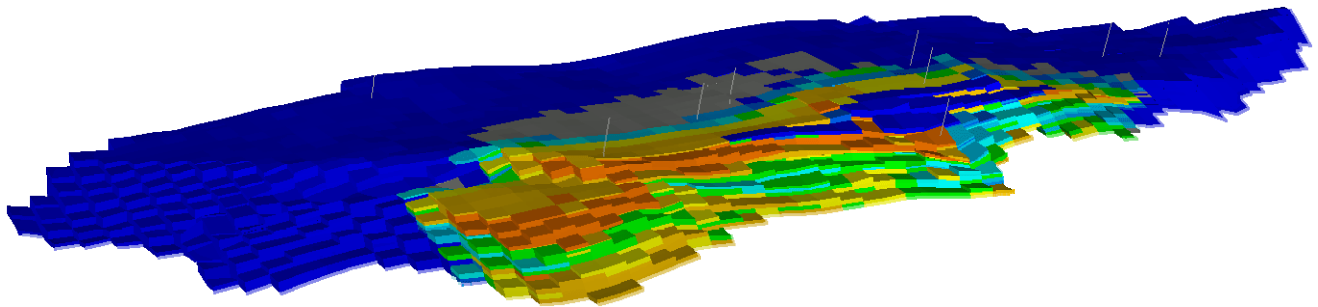


IOR i Cook-formasjonens I1-segment

Fagrapport
Gruppe 5
Gullfakslandsbyen



Utarbeidet av Øyvind Brekke, Øystein Jørgensen, Øystein
Lindland og Espen Rørvik

FORORD

Dette er den faglige rapporten til gruppe 5 i Eksperter i Team, Gullfakslandsbyen 2009. Per i dag har StatoilHydro satt en injektor B-7C og har i tillegg planlagt en produksjonsbrønn A-36A som skal bores i 2009. Denne rapporten tar for seg strategier som kan øke utvinningen og lønnsomheten i segmentet ved å sette inn nye produsenter og injektorer.

Vi ønsker å rette en spesiell takk til Jan Ivar Jensen, Jan Einar Våg og Håvard Lauritsen for all hjelp og støtte vi har fått i arbeidet med denne oppgaven. I tillegg ønsker vi å takke StatoilHydro på Sandsli i Bergen, Jon Kleppe, Heidi Vinge og Børge Andreas Johansen.

SAMMENDRAG

I denne rapporten tar vi for oss ulike strategier for å øke utvinningen av olje i Cook-formasjonens I1-segment. Injektoren B-7C er allerede boret i området, og StatoilHydro planlegger å bore produsenten A-36A i løpet av sommeren 2009.

Som utgangspunkt for oppgaven ble denne base casen, med B-7C og A-36A aktive, simulert. Resultatene fra denne simuleringen ble brukt som sammenligningsgrunnlag for resultatet av de andre casene. Sør i reservoaret finnes en forkastning, og det er usikkert om denne er åpen eller lukket. Det ble derfor simulert caser for begge tilfeller.

Med åpen forkastning ble det gjort simuleringer der det ble innført en ny produsent og en ny injektor. Plasseringen til disse ble valgt gjennom prøving og feiling. Det ble simulert med kun en ny produsent, med en ny produsent og en ny vanninjektor, og med en ny produsent og en ny WAG-injektor. Utvinningsgrader og nåverdi ble sammenlignet, og casen med ny produsent og WAG-injektor kom best ut. Den hadde både høyest utvinningsgrad (denne ble økt med 10,67 % i forhold til base case) og høyest nåverdi.

Med lukket forkastning ble resultatet av base case mye dårligere enn med åpen forkastning. For å bedre resultatet ble det først forsøkt å endre perforeringene i A-36A, noe som til en viss grad hjalp på resultatet. Deretter ble det også her innført en ny produsent og en ny injektor. Som ved simuleringene med åpen forkastning ble det casen med en ny produsent og en ny WAG-injektor som ga best resultat. Men sammenlignet med simuleringene med åpen forkastning ble både utvinningsgrad og nåverdi vesentlig lavere.

INNHold

Forord	2
Sammendrag	3
Innhold	4
1. Presentasjon av prosjektet.....	6
1.1. Mål.....	6
1.2. Bakgrunn	6
1.2.1. Gullfaksfeltet.....	6
1.2.2. Dagens status	7
1.2.3. Reservoaret.....	7
1.2.4. Økonomi	9
2. Rammevilkår	11
3. Simuleringer.....	12
3.1. Produksjonsmetoder.....	13
3.1.1. Vanninjeksjon	13
3.1.2. WAG-injeksjon (water-alternating-gas).....	13
3.1.3. Huff&Puff	13
3.2. Base Case	14
3.3. Innføring av ny produsent (P4C).....	16
3.3.1. P4C	16
3.3.2. P4C_I2A	17
3.3.3. P4C_WAG	18
3.3.4. Sammenligning av P4C-simuleringer	18
3.4. Base Case med lukket forkastning	20
3.4.1. Nye perforeringsdyp	21
3.5. Lukket forkastning med ekstra brønner	22
3.5.1. P4C uten ny injektor	22
3.5.2. P4C med vanninjektor	23
3.5.3. P4C med WAG-injektor	24
3.5.4. Sammenlikning	24
3.6. Huff&Puff	26
4. Økonomisk diskusjon.....	27
5. Usikkerhet.....	28
6. Konklusjon	29
7. Referanser	30
8. Vedlegg (se egen innholdsliste).....	31

Figuroversikt

Figur 1-1: Gullfaks' lokasjon.....	6
Figur 1-2: Reservoarene i Gullfaks	7
Figur 1-3: Cook I1 segmentet.....	8
Figur 3-1: Modell av reservoaret. Forkastningen er lagt inn med rødt.....	12
Figur 3-2: Brønnplasseringer base case	14
Figur 3-3: Perforeringsstrategi	15
Figur 3-4: Brønnplasseringer i P4C-casene	16
Figur 3-5: Total oljeproduksjon.....	19
Figur 3-6: Forkastning og brønnplasseringer	20
Figur 3-7: Brønnplasseringer i caser med lukket forkastning	22
Figur 3-8: Total oljeproduksjon med lukket forkastning.....	25
Figur 3-9: Huff&Puff-resultater.. ..	26
Figur 4-1: Nåverdier alle caser.....	27

Tabelloversikt

Tabell 1-1: Estimert olje- og gasspris fra Statoilhydro.....	9
Tabell 3-1: Resultater base case	15
Tabell 3-2: Brønnbeskrivelse case P4C.....	16
Tabell 3-3: Resultater case P4C	17
Tabell 3-4: Brønnbeskrivelse case P4C_I2A	17
Tabell 3-5: Resultater case P4C_I2A.....	17
Tabell 3-6: Brønnbeskrivelse case P4C_WAG	18
Tabell 3-7: Resultater case P4C_WAG.....	18
Tabell 3-8: Netto nåverdi for base case og P4C-casene.....	19
Tabell 3-9: Resultater BASE_CASE_FAULT	20
Tabell 3-10: Resultater med nye perforeringer	21
Tabell 3-11: Brønnbeskrivelse case F1A	22
Tabell 3-12: Resultater case F1A.....	23
Tabell 3-13: Brønnbeskrivelse case F1A_I2	23
Tabell 3-14: Resultater case F1A_I2.....	23
Tabell 3-15: Brønnbeskrivelse case F1A_I2_WAG.....	24
Tabell 3-16: Resultater case F1A_I2_WAG	24
Tabell 3-17: Utvinningsgrader med lukket forkastning	24
Tabell 3-18: Netto nåverdi for tilfeller med lukket forkastning	25

1. PRESENTASJON AV PROSJEKTET

1.1. Mål

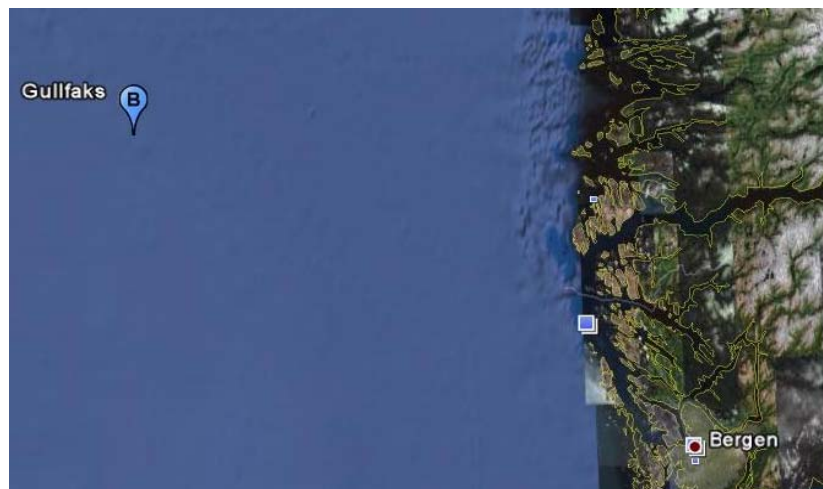
Målet med denne oppgaven er IOR (**I**mproved **O**il **R**ecovery) i Gullfaksfeltets I1 segment, i Cook-formasjonen. Per i dag er det kun én aktiv brønn i Cook-formasjonens I1-segment – vanninjektoren B-7C. I tillegg er produsenten A-36A planlagt ferdigstilt i løpet av sommeren 2009. Gruppens oppgave var å se på mulighetene for økt produksjon, i hovedsak gjennom å:

- innføre nye produsenter og injektorer (vann, gass, WAG) som øker feltets nåverdi.
- undersøke hvordan en lukket forkastning vil påvirke base case, og strategier for å bedre utvinningen i så tilfelle.

1.2. Bakgrunn

1.2.1. Gullfaksfeltet ^{I,II}

Gullfaksfeltet er et stort olje- og gassfelt lokalisert i Tampenområdet nord i Nordsjøen (Figur 1-1). Feltet ble oppdaget i 1979, men da hadde allerede forventningene til blokk 34/10 lenge vært store – faktisk så store at før lisenstildelingen i 1978 gikk blokk 34/10 under kallenavnet Gullblokken.



Figur 1-1: Gullfaks' lokasjon

Produksjonen ble startet fra Gullfaks A plattformen i desember 1986, og i løpet av de neste par årene ble feltet utvidet med ytterlige to produksjonsplattformer. I dag består feltet også av fire undersjøiske satellittfelt operert fra Gullfaks A og C. I tillegg går produksjonen fra andre nærliggende felt (Tordis, Vigdis og Visund) via Gullfaks-anleggene for transport til land. Oljen sendes via lastebøyer med

tankskip til diverse raffinerier, mens gassen sendes via Statpipe (rørledning) til Kårstø nord for Stavanger for behandling. Herfra eksporteres gassen direkte til kontinentet.

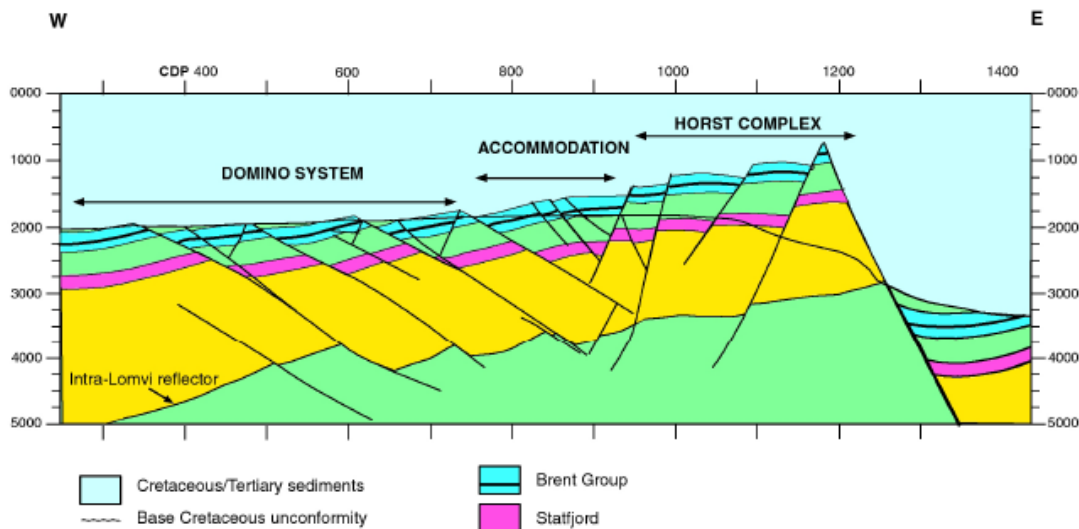
1.2.2. Dagens status ^{1,11}

StatoilHydro har som mål å produsere 400 MSm³ olje og 30 MSm³ gass fra Gullfaks hovedfelt. Fra produksjonstart i 1986 og frem til sommeren 2008 har det blitt produsert ca 340 MSm³ olje. Opprinnelig var målet en utvinningsgrad på 44 %, men grunnet flere faktorer (bl.a. lavere restoljemetning, bedre reservoarkunnskap og høyere teknologi) har dette blitt økt til 60 %. Det er et ønsket mål å øke utvinningsgraden ytterligere til 70 % for hovedformasjonene.

Gullfaks nådde toppen av sin produksjon i 1994, og er nå inne i avtrappingsfasen. Det er fortsatt mulig å produsere mer fra feltet, men dette krever økt kartlegging av resterende oljelommer i tillegg til økt utbytte av vann- og gassinjeksjon.

1.2.3. Reservoaret ^{1,11}

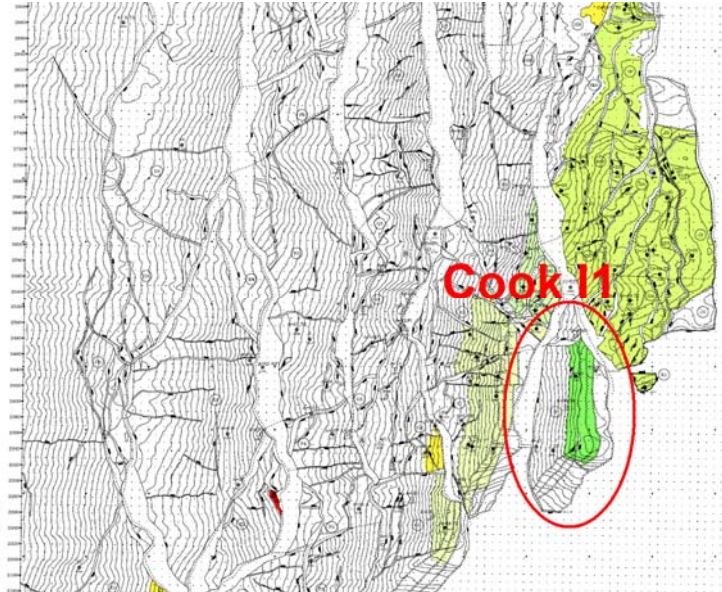
Gullfaksreservoarene ligger på 1700-2000 meters dyp og er delt opp i fire formasjoner: toppformasjonen Brent, Cook, Statfjord og bunnformasjonen Lunde. Brent består i hovedsak av sandstein fra mellomjura, mens de andre tre består av sandstein fra sein Trias og tidlig Jura.



Figur 1-2: Reservoarene i Gullfaks ligger i et veldig komplekst område med mye forkastninger og roterte blokker.

Gullfaksfeltet er lokalisert på en stor rotert blokk vest for Vikinggraben. Denne blokken er igjen delt opp i mindre, roterte blokker. Figur 1-2 viser hvordan feltet

består av et ikke-rotert horstområde i øst, et kraftig rotert dominoområde sentralt og i vest, mens det i mellom disse er en veldig kompleks overgangsstruktur bestående av mange fragmenter. Hovedforkastningene i horstområdet faller ca 60-65° mot vest, mens de i dominoområdet faller ca 30° mot øst.



Figur 1-3: Cook I1 segmentet

Gullfaks' hovedfelt er delt opp i segmenter, og i dette prosjektet sees det kun på Cook-formasjonen i segment I1 (se Figur 1-3). Det er antatt at I1 har begrenset kommunikasjon til I2A. Cook-formasjonen er delt opp i tre hovedgrupper eller -lag: Cook-1, Cook-2 og Cook-3. Cook-1, som er lokalisert nederst, består av marin skifer med innslag av tynne finkornige sandsteinslag. Dette laget er derfor regnet som et dårlig reservoar.

Cook-2 er finkornig sand- og siltstein avsatt i brede belter på ca 50 meter. Permeabiliteten er anslått til å ligge rundt 10 milliDarcy. Bergarten er egentlig ansett som dårlig reservoar, men på grunn av en veldig god kontinuitet regnes reservoaret som dårlig til moderat. Laget inneholder en del olje og er derfor ansett som viktig for utvinningen.

Cook-3 består av medium til finkornige sandsteiner av varierende tykkelser. Dette laget inneholder en del ressurser. Permeabiliteten er veldig god (opp til ca. 2 Darcy) og laget regnes derfor som godt reservoar.

Vedlegg 8.1 viser den stratigrafiske kolonnen til reservoaret.

1.2.4. Økonomi

For å vurdere hvilke løsninger som vil være mest lønnsomt ønsket StatoilHydro at vi tok i bruk netto nåverdi, NPV (net present value). Nåverdien til en sum penger sier noe om verdien til denne summen relativt til dens verdi om noen år. Dette fordi man for eksempel kunne ha satt 100 kroner i en bank og fått renteinntekter. Det betyr at regner man ut netto nåverdi til forskjellige prosjekt får man et sammenligningsgrunnlag for å vurdere hvilket prosjekt som er mest lønnsomt. I utregningene av netto nåverdi tas det følgelig med inntekter og investeringsutgifter, og generelt vil et prosjekt være lønnsomt dersom netto nåverdi er større enn null.

Nåverdien til en sum får man ved formelen $R_t/(1+i)^t$ hvor t er antall år inn i fremtiden, R_t er inntekter minus utgifter om t år, og i er diskonteringsraten. Netto nåverdi fås ved å summere disse nåverdiene over antall aktuelle år.

Tabell 1-1 viser de økonomiske antagelsene vi fikk fra StatoilHydro.

Tabell 1-1: Estimert olje- og gasspris fra Statoilhydro

Year	Oil price [USD/bbl]	Gas price [NOK/Sm ³]
2009	60	1.60
2010	65	1.75
2011	68	1.80
2012	70	1.90
2014 →	75	2.00

Usikkerhet:

Olje- og gasspris: Høy/lav +/- 40 %

Brønnskostnader: Høy/lav +/- 40 %

Vekslingskursen skulle være 6 NOK/USD og vi skulle bruke en diskonteringsrate på 8 %.

Snittid på boring av sidesteg til reservoaret ca. 45 dager.

For reservoardelen skulle vi anta at boringen leverte 80m/dagen. Lengden av brønnen i reservoardelen skulle estimeres via simuleringsmodellen.

Komplettering 14 dager.

Alt dette med en kostnad på 1.5MNOK dagen.

Produksjonskostnader og andre kostnader er ikke tatt med, men disse vil sannsynligvis også være tilnærmet lik for alle løsninger. Vi antar også at gassen produsert ikke selges da det er vanlig injisere dette tilbake på Gullfaks.

Som vurderingsgrunnlag skulle vi gjøre følgende. Regne ut netto nåverdi og regne ut netto nåverdi i verste tilfelle, NPV lav, og i beste tilfelle, NPV høy. I det verste tilfellet blir det da netto nåverdi dersom olje- og gassprisene har minket 40 % mens kostnadene har økt med 40 %, og motsatt for beste tilfelle. I tillegg skulle vi regne ut forventet netto nåverdi, ENPV (expected net present value). Det skulle regnes ut på følgende måte. Vi skulle bruke de gitte høye og lave prisene for oljen mens resten av prisene skulle være uforandret. Deretter skulle vi vekte på følgende måte; 60 % sjanse for at oljeprisene er slik de er antatt, 20 % sjanse for lav pris og 20 % sjanse for høy pris. Her kan det nevnes at siden vektingen er symmetrisk (20 % / 60 % / 20 %), og høy og lav pris for oljen er symmetrisk (+/- 40 %), vil NPV og ENPV bli identiske.

Kommentarer til utførelsen

Økonomiberegningene ble gjort i Microsoft Office Excel. For å finne hvor mye olje som var produsert i løpet av et år brukte vi Eclipse Office. Der kunne vi regne ut gjennomsnittlig dagsproduksjon av olje og gass i løpet av et år og gange dette med antall dager i året. Ideelt sett skulle vi kanskje ha fått ut årsproduksjon direkte, men det fant vi ikke helt ut av. Den førstnevnte metoden burde uansett fungere like greit. For å gjøre et estimat på lengden til en brønnbane i reservoardelen brukte vi et måleverktøy i GLview. Alle simuleringene vi har gjort har blitt kjørt fram til 2030. I beregning av nåverdiene er det da antatt produksjon helt fram til 2030 selv om dette ikke vil være realistisk. Det viser seg uansett ikke å påvirke rangeringen av beste løsninger.

2. RAMMEVILKÅR

Simuleringene i denne oppgaven er gjennomført med programmet Eclipse. Vurderinger og sammenligninger er gjort ved hjelp av programmene Eclipse-Office og Ceetron GL-view Inova.

Vi har brukt eclipsemodellen fra StatoilHydro uten noen form for endringer i simuleringen av Base Case. Dette har medført at B-7C startet injeksjonen i 2008 og A-36A startet produksjonen i 2009. I løpet av semesteret fant vi ut at ingen av disse brønnene er startet opp, det betyr at datoene i rapporten vår kun er veiledende.

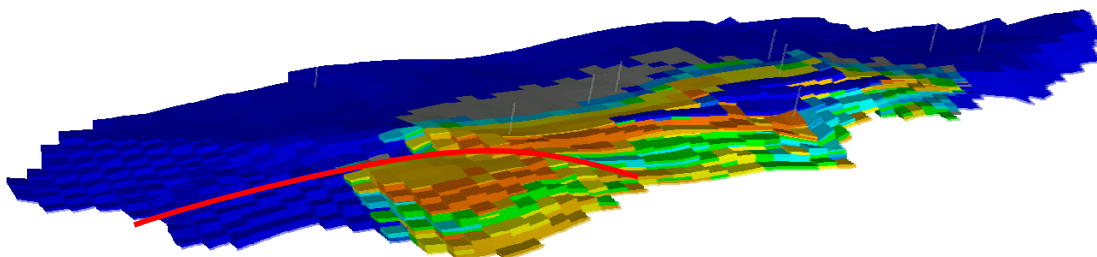
I simuleringene med WAG-injeksjon antas det at gassproduksjonen er stor nok til å dekke den injiserte gassen. Det er derfor ikke lagt til noen ekstra kostnad ved å injisere gass. Inntekter fra salg av gass er utelatt i alle caser, da det antas at gassen vil bli injisert andre steder hvis den ikke brukes direkte i dette feltet.

3. SIMULERINGER

For å finne optimal utvinningsstrategi for Gullfaks' I1-segment i Cook-formasjonen ble det gått systematisk til verks. Det første som ble gjort var å simulere StatoilHydros egne planer for å ha et utgangspunkt og et sammenligningsgrunnlag. Deretter ble det plassert en ny produksjonsbrønn i reservoaret og det ble gjort flere forsøk for å finne den beste lokasjonen for denne. Det ble prøvd med både vertikale og horisontale brønner, og plasseringen i forhold til den eksisterende injektoren ble vurdert. Når den beste lokasjonen var funnet ble det satt inn en ekstra injektor, og igjen ble det gjort flere forsøk for å finne ut hvor denne burde være plassert, og også når denne burde starte opp i forhold til produsenten. Til slutt ble det gjort simuleringsforsøk med forskjellige injeksjonsmetoder.

Det ble også gjort simuleringsforsøk hvor forkastningen på **Figur 3-1** var lukket (denne er normalt antatt å være åpen). Fremgangsmåten for å finne optimal utvinningsstrategi var den samme som med åpen forkastning: Prøving og feiling med hensyn på plassering av brønner, tidspunkt for oppstart av disse, og injeksjonsalternativer.

I kapitlene under beskrives simuleringene med de brønnplasseringene som ga best resultat. Simuleringer med andre brønnlokasjoner og brønnbaner ga lavere utvinningsgrad og netto nåverdi, og er derfor ikke tatt med.



Figur 3-1: Modell av reservoaret. Forkastningen er lagt inn med rødt.

3.1. Produksjonsmetoder

3.1.1. Vanninjeksjon

Hydrokarbonreservoarer består av naturlige steinformasjoner som er mettet med hydrokarboner og vann. Grunnet deres beliggenhet under jorda, og deres høye temperatur, er de som oftest utsatt for høyt trykk, noe som utnyttes når hydrokarboner utvinnes.

Etter hvert som reservoaret tømmes, vil trykket synke, og strømmingen til områder med produserende brønner vil avta. Ved å injisere vann i reservoaret, opprettholder man trykket og presser hydrokarboner mot de produserende brønnene. Slik kan man forlenge brønnens levetid og øke utvinningen av hydrokarboner.

Vannet man injiserer må oppfylle visse krav. Blant annet ønsker man å unngå at injeksjonsutstyret tetter seg eller blir utsatt for scale. I tillegg vil injisering av oksygen- og bakterieholdig vann kunne forsure reservoaret ved at det dannes H₂S. Vannet må derfor som oftest gjennom en renseprosess før det injiseres.

3.1.2. WAG-injeksjon (water-alternating-gas) ^{III}

WAG er en injeksjonsprosess der man veksler mellom å injisere vann og gass. Prosessen ble opprinnelig utviklet for å bedre fortrengringseffekten ved gassflømming, og vannet og gassen er hovedsakelig ment å følge samme vei gjennom reservoaret. Man kan også injisere simultant, dette kalles SWAG. Tanken bak WAG er at gravitasjonskreftene sørger for at vannet driver olje ut av reservoarets nedre deler, mens gassen driver olje ut av de øvre delene. Trefasestrømning er bedre egnet til å fortrenge restolje fra poresystemet enn tofasestrømning.

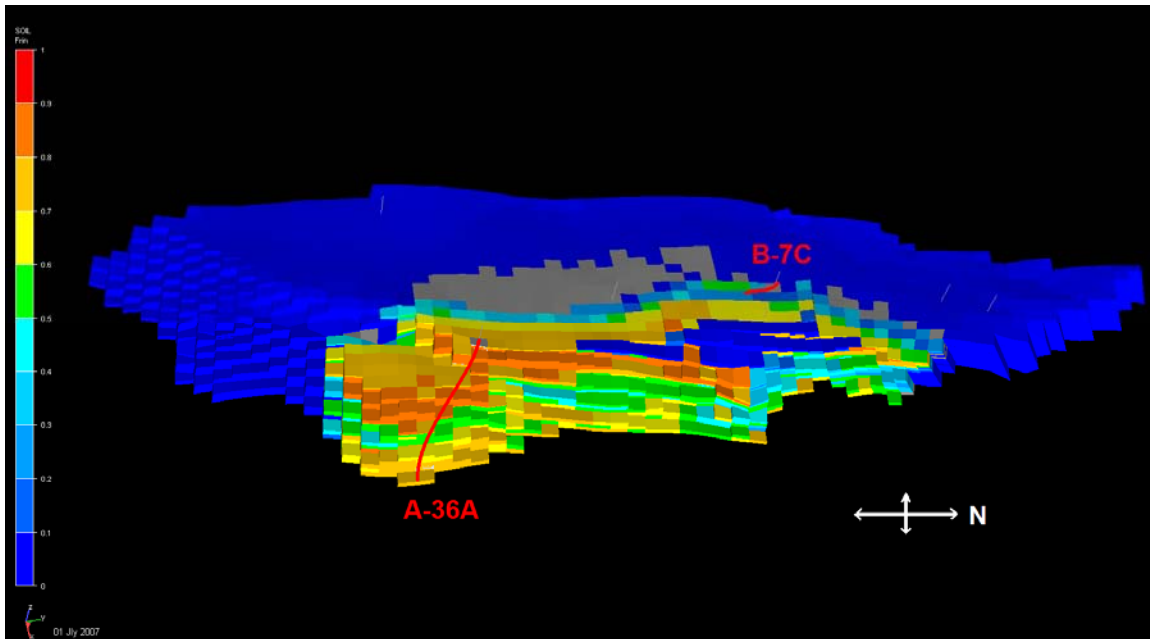
WAG er en veletablert teknologi i StatoilHydro, og de har benyttet seg av dette på flere felt, blant annet Gullfaks. IOR-potensialet ved bruk av WAG kontra vanlig vanninjeksjon anses å ligge på rundt 5 – 10 %. Gasskostnadene utgjør en stor del av de totale kostnadene, unntatt i de tilfeller hvor det finnes overskudd av gass fra produksjonen.

3.1.3. Huff&Puff

Huff&Puff bruker en såkalt "multipurpose" brønn som kan brukes både til injeksjon og produksjon. I en slik brønn veksles det mellom gassinjeksjon og produksjon i bestemte sykler. Mellom injeksjons og produksjonsperioden er det viktig å gi brønnen en "hvile tid" slik at den injiserte gassen får tid til å fordele seg i reservoaret.

3.2. Base Case

Som en base case ble det tatt utgangspunkt i brønnene StatoilHydro har planlagt for I1-segmentet. I modellen fra StatoilHydro er injektoren B-7C boret sommeren 2008 og produsenten A-36A høsten 2008. (I virkeligheten ble ikke B-7C boret før sent på høsten 2008 og A-36A er planlagt boret på sensommeren 2009.)

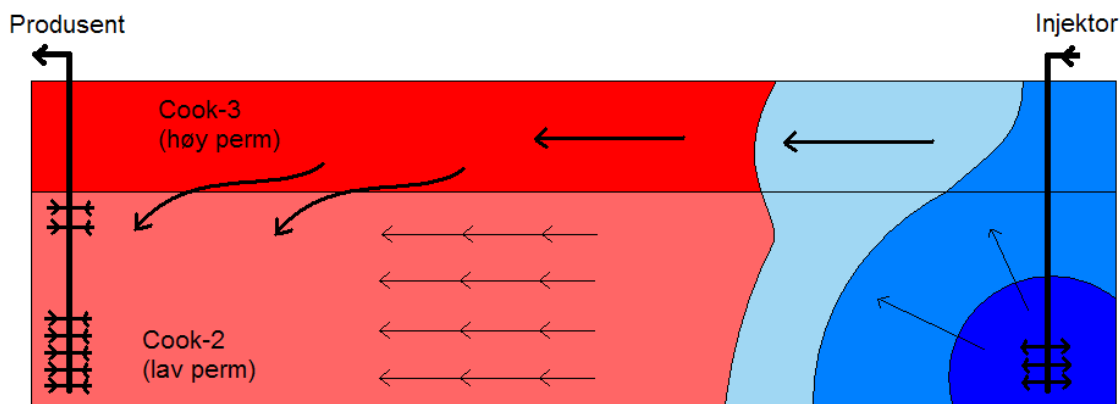


Figur 3-2: Brønnplasseringer base case

Som **Figur 3-2** viser ligger B-7C lokalisert nord i segmentet mens A-36A ligger i sørøst.

Begge brønnene er perforert i Cook-2; B-7C helt i bunn av Cook-2, A-36A stort sett gjennom hele Cook-2. Dette fordi Cook-2 har lavest permeabilitet og dermed er mye vanskeligere å produsere. Cook-3 har såpass høy permeabilitet at dette laget vil (sannsynligvis) bli produsert via Cook-2 (se **Figur 3-3**).

Det som egentlig ville blitt gjort i et slikt tilfelle er at man ville perforert i Cook-2, for deretter å hydraulisk sprekke opp reservoaret opp til Cook-3. På denne måten ville Cook-3 blitt produsert via sprekken, og ikke via laget under slik vi har gjort det i simuleringen. (Grunnen til at vi ikke har brukt dette i simuleringen er fordi dette er vanskelig å få til i Eclipse.)



Figur 3-3: Perforeringsstrategi

B-7C er en vanninjektor hvor injeksjonsraten er regulert av bunnhullstrykket. Det vil si at raten reguleres slik at bunnhullstrykket er konstant, i dette tilfellet 425 bara. Injeksjonen ble startet rett etter ferdigstillelse (altså juli 2008).

Produksjonen ble i modellen startet i februar 2009.

Resultat

Tabell 3-1: Resultater base case

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	År, WC over 95 %
Base Case	1,2957	*10 ⁶	44,45 %	2021

Simuleringen viser at StatoilHydros planlagte brønn(er) vil gi en utvinning på 1,30 millioner Sm³ olje frem mot 2030. Det vil gi en utvinningsgrad på 44,5 %.

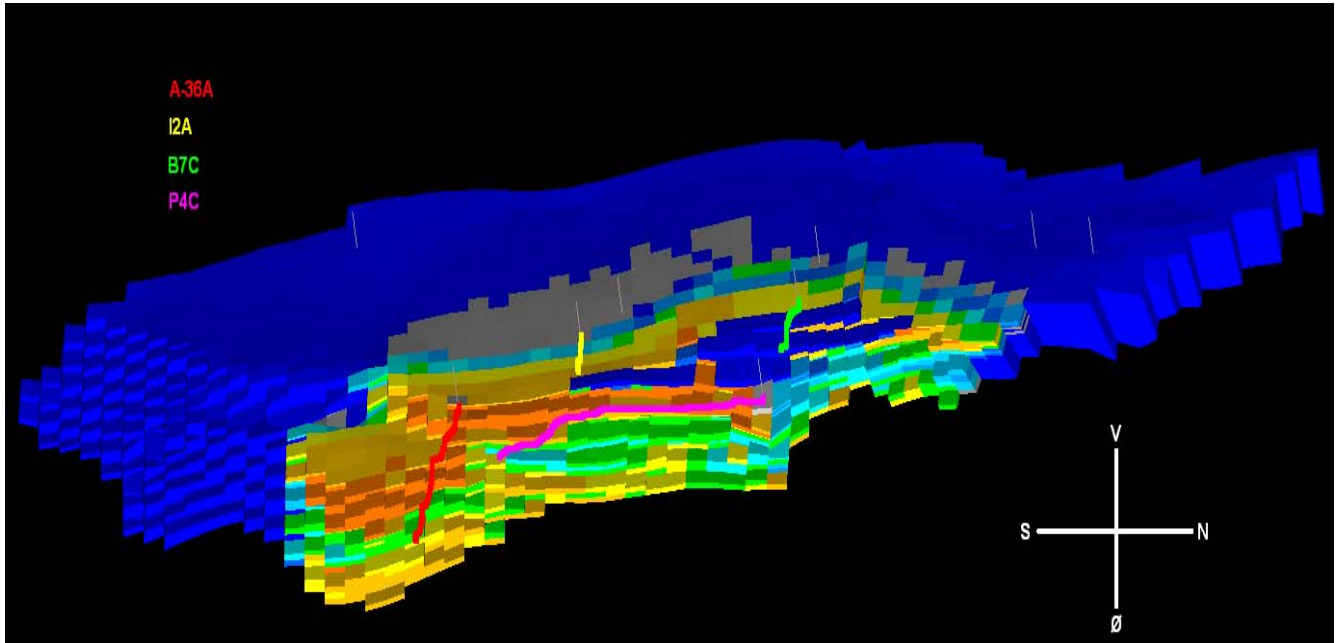
Vedlegg 8.2.1 viser hvordan olje- og gassproduksjonen allerede etter ett år gradvis vil bli erstattet av vannproduksjon. Fra og med 2021 vil watercut være over 95 %. Oljeraten vil fra da av synke fra ca 60 Sm³/dag til ca 40 Sm³/dag i 2030. Den høye vannproduksjonen vil kunne bli et problem, og produksjon fram til 2030 er usannsynlig.

Annet

Simuleringsforsøk viser at hvis A-36A reperforeres høyt oppe i Cook-3 rundt år 2021 vil dette kunne øke utvinningsgraden med ca 1 % (20.000 Sm³), noe som grovt regnet tilsvarer 4,5 MNOK.

3.3. Innføring av ny produsent (P4C)

Siden simuleringene med base case viste at det er mye olje igjen nordøst i reservoaret, kan det være aktuelt å innføre en ny produsent i dette området. Det ble derfor simulert forskjellige caser med produsenten P4C.



Figur 3-4: Brønnplasseringer i P4C-casene

Figur 3-4 viser de ulike brønnenes plassering i reservoaret. Injektoren I2A brukes ikke i den første simuleringen.

3.3.1. P4C

Brønnene fra base case er fortsatt med i denne casen, siden disse uansett skal bores av StatoilHydro. I tillegg er det lagt inn en ny produsent, P4C, fra nord mot sør i reservoaret (se **Figur 3-4**). Denne er perforert i Cook-2. Produksjonen fra P4C starter i 2013.

Tabell 3-2: Brønnbeskrivelse case P4C

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm^3/d]
B-7C	Vanninjektor	01.jun.08	425	N/A
A-36A	Produsent	01.jan.09	N/A	800
P4C	Produsent	01.jan.13	N/A	800

Resultat

Tabell 3-3: Resultater case P4C

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	År, WC over 95 %, A36A	År, WC over 95 %, P4C
P4C	1,4260	*10 ⁶	48,92 %	N/A	2018

Ved å innføre produsenten P4C økes utvinningsgraden til nesten 49 %. Det er likevel ganske mye olje igjen, og spesielt A-36A utnyttes ganske dårlig. Denne stenger produksjonen allerede i 2013, fordi trykket blir for lavt. Det kan derfor være lurt å bore en injektor i nærheten av A-36A, som kan gi trykkstøtte. P4C produserer fra og med 2013, men vannproduksjonen er høy. I 2018 passerer watercuten 95 %.

3.3.2. P4C_I2A

Dette er den samme casen som P4C, men det er i tillegg lagt inn en ny vanninjektor, I2A, sør i reservoaret (Figur 3-4), i nærheten av A-36A. Denne er perforert i bunnen av Cook-2, og injeksjonen starter i 2010. Hovedformålet med dette er å gi trykkstøtte til A-36A, slik at denne kan produsere over lenger tid.

Tabell 3-4: Brønnbeskrivelse case P4C_I2A

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm ³ /d]
B-7C	Vanninjektor	01.jun.08	425	N/A
I2A	Vanninjektor	01.jan.10	425	N/A
A-36A	Produsent	01.jan.09	N/A	800
P4C	Produsent	01.jan.13	N/A	800

Resultater

Tabell 3-5: Resultater case P4C_I2A

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	År, WC over 95 %, A36A	År, WC over 95 %, P4C
P4C_I2A	1,5440	*10 ⁶ 6	52,97 %	2014	2015

Trykkstøtten til A-36A hjelper, og nå er utvinningsgraden kommet opp i nesten 53 %. Det kommer også fram at det produseres en del gass, og det kan derfor være en idé å injisere denne i tillegg. Dette vil øke utvinningen av olje i reservoarets øvre deler. Vannproduksjonen er høy og begge brønnene når watercut over 95 % relativt tidlig. Dette kan komme av at det nå er to injektorer som injiserer vann. Dette er ikke optimalt, og den høye vannproduksjonen kan føre til nedstenging av produksjonen før 2030.

3.3.3. P4C_WAG

I denne casen brukes de samme brønnene som i P4C_I2A, men for I2A byttes det fra vanninjeksjon til WAG-injeksjon. Det injiseres vann i fem måneder og deretter gass i en måned, slik at det blir to sykluser per år.

Tabell 3-6: Brønnbeskrivelse case P4C_WAG

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm ³ /d]
B-7C	Vanninjektor	01.jun.08	425	N/A
I2A	WAG-injektor	01.jan.10	425	N/A
A-36A	Produsent	01.jan.09	N/A	800
P4C	Produsent	01.jan.13	N/A	800

Resultat

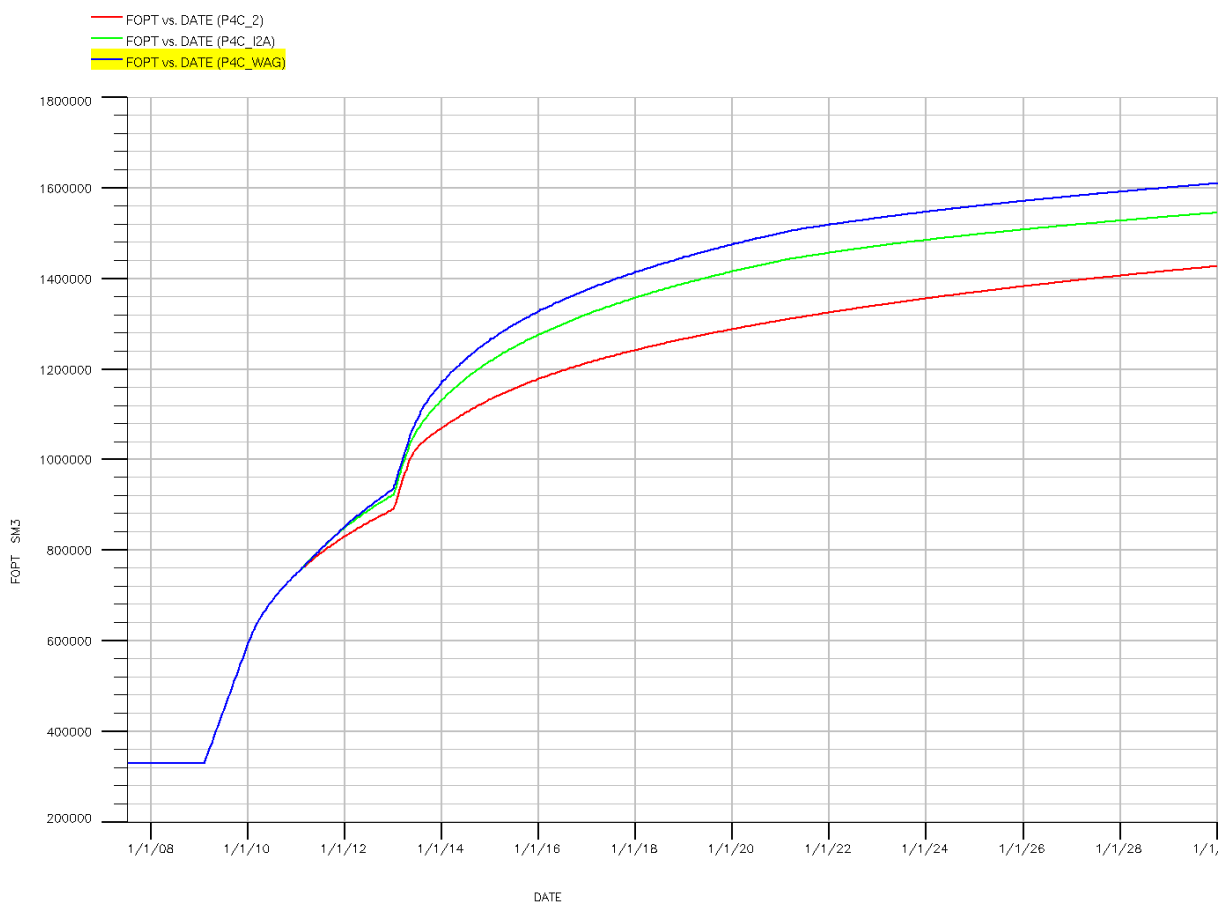
WAG-injeksjon øker utvinningen enda mer. Nå er den kommet opp i 55,17 %, noe som er 10,67 % mer enn i den opprinnelige basen casen. Med tanke på at Gullfakslandsbyens mål er å øke utvinningen med 10 % må dette anses som tilfredsstillende. Også i denne casen er vannproduksjonen høy, og 95 % watercut nås tidlig for begge produsentene.

Tabell 3-7: Resultater case P4C_WAG

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	År, WC over 95 %, A36A	År, WC over 95 %, P4C
P4C_WAG	1,6080	*10 ⁶	55,17 %	2015	2015

3.3.4. Sammenligning av P4C-simuleringer

Figur 3-5 viser feltets totale oljeproduksjon for de tre casene der P4C er boret. Innføringen av injektoren I2A har stor betydning for utvinningen. Denne øker trykket rundt A-36A, slik at denne kan produsere lenger. Utvinningen øker også når man injiserer gass (WAG-injeksjon), fordi man da får med mer olje fra feltets øvre deler. P4C_WAG er den av alle våre simuleringer der oljeutvinningen er høyest, og den har også høyest nåverdi.



Figur 3-5: Total oljeproduksjon

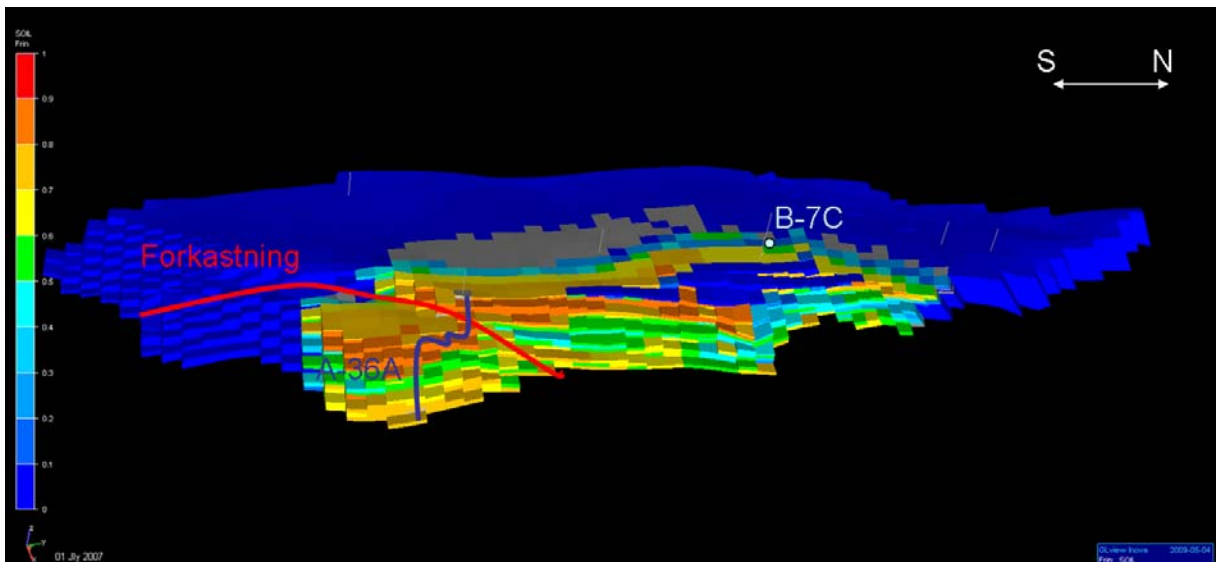
I **Tabell 3-8** nedenfor står netto nåverdierne. Tallene viser at på tross av ekstra kostnader med en ekstra brønn og eventuelt en ekstra injektor, så lønner dette seg. Til og med i verste tilfelle, NPV lav, hvor brønnkostnadene er antatt høye og oljeprisen er antatt lav. Som forventet kommer P4C_WAG løsningen best ut i alle tilfellene.

Tabell 3-8: Netto nåverdi for base case og P4C-casene (med og uten injektor).

Netto nåverdier	NPV (MNOK)	NPV lav (MNOK)	NPV høy (MNOK)	ENPV (MNOK)
BASE CASE	1583	871	2294	1583
P4C	1804	948	2660	1804
P4C_I2A	1946	970	2921	1946
P4C_WAG	2058	1037	3078	2058

3.4. Base Case med lukket forkastning

I denne casen har vi tatt utgangspunkt i et worst-case scenario der forkastningen i reservoaret er lukket (tegnet med rødt i **Figur 3-6**). Dette vil skape en mye lavere produksjon ettersom mesteparten av A-36A ligger til venstre for forkastningen. Vi har også gjort forsøk med forskjellige perforeringer i A-36A ved lukket forkastning for å se om det kan øke utbyttet til et akseptabelt nivå uten å lage nye brønner. Det at forkastningen er lukket gjør at vi i praksis kan dele reservoaret i 2 deler ettersom det ikke vil være kommunikasjon mellom sør siden og nord siden av forkastningen. Figuren under viser A-36A, B7C og forkastningen. Som vi ser vil ikke B-7C ha noen særlig effekt på produksjonen i A-36A.



Figur 3-6: Forkastning og brønnplasseringer

Resultater

Som vi ser på resultatene i **Tabell 3-9** får vi en mye lavere utvinning enn den opprinnelige base casen. Vi har nå en utvinningsgrad på 17,55 % mens vi med åpen forkastning hadde en utvinningsgrad på over 44 %. Ettersom A-36A kun har perforeringer i det lille område begrenset av forkastningen så stopper produksjon før 2010. Vi har altså mindre enn 1 år med produksjon.

Tabell 3-9: Resultater BASE_CASE_FAULT

Case	FOPT i 2030	Utvinningsgrad i 2030	År WC over 95%, A36A
BASE_CASE_FAULT	0,5116 *10 ⁶	17,55 %	N/A

3.4.1. Nye perforeringsdyp

For å prøve å øke utvinningsgraden uten å plassere nye injektorer så forsøkte vi å kun perforere i den delen av reservoaret som ligger "nedenfor" forkastningen. Vi starter produksjonen i det nederste segmentet i 2009. Etter 2 år med produksjon, i 2011 stenger vi av denne nederste delen av brønnen og åpner opp det resterende området.

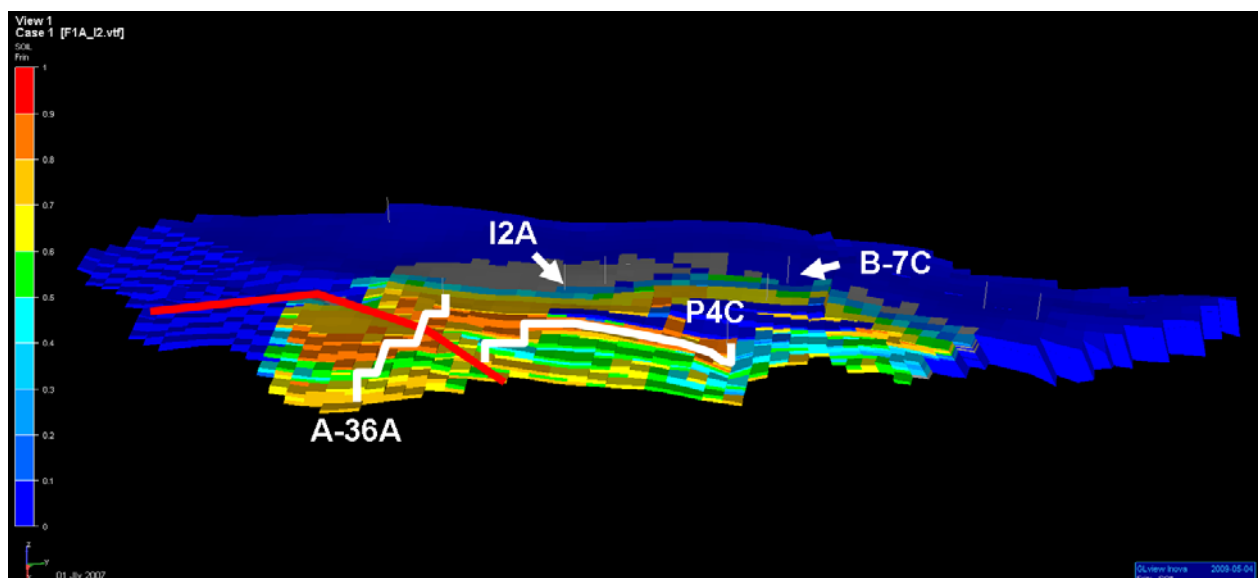
Tabell 3-10: Resultater med nye perforeringer

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	År WC over 95%, A36A
BASE_CASE_FAULT	0,5116	*10 ⁶	17,55 %	N/A
BASE_CASE_FAULT_1A	1,0231	*10 ⁶	35,10 %	2014

Vi ser at dagsraten (**Vedlegg 8.7.4**) i tidsrommet 2009-2010 er omtrent det samme som i base case med lukket forkastning (**Vedlegg 8.7.1**). Etter at vi åpner perforeringene i toppen får vi en ny topp i 2011. Her synker igjen produksjonen raskt det første året, men etter 2012 får vi en svakt avtakende produksjonsrate. Dersom brønnen produseres frem til 2030 vil det gi en utvinningsgrad på 35,10 % det gir en god økning i utvinning fra casen men de opprinnelige perforeringene. En ting som må tas med i betraktningen er at vi passerer 95 % vannproduksjon i 2014. Dersom produksjonen stoppes på dette tidspunktet vil det gi en utvinningsgrad på 24,57 %. Det å endre perforeringene har altså uansett en effekt i forhold til base case når forkastningen er lukket.

3.5. Lukket forkastning med ekstra brønner

Som den det forrige scenarioet viste så blir det et lite utbytte av reservoaret hvis vi har en lukket forkastning og kun A-36A som produsent. Vi har derfor gjort simuleringer med en ekstra produsent for å øke utbyttet fra denne siden av forkastningen. Den beste brønnplasseringen vi fant er den samme som P4C. Vi har også undersøkt effekten av å plassere en ekstra injektor, bruk av Huff&Puff og WAG injeksjon. Injektoren I2A har samme plassering som injektoren i de andre casene. A-36A bruker forskjellige perforeringer enn i de andre casene og produserer kun i bunnen av reservoaret, altså kun på sørsiden av forkastningen. Ettersom den største delen av oljevolumet ser ut til å befinne seg nord for forkastningen har vi ikke plassert noen ekstra injektorer innenfor forkastningen.



Figur 3-7: Brønnplasseringer i caser med lukket forkastning

3.5.1. P4C uten ny injektor

P4C er plassert for å produsere nord for forkastningen. Også her ser vi at reservoartrykket synker raskt, selv om injeksjonsbrønnen B-7C injiserer i dette området. I denne brønnen blir vannproduksjon et problem, og vi passerer 95 % i 2018. den høye vannproduksjonen skyldes at vi har en vanninjektor i reservoaret, og at vi begynner å produsere vann fra denne. Det kan da være lurt å vurdere lønnsomheten på dette punktet ettersom dagsraten begynner å bli lav.

Tabell 3-11: Brønnbeskrivelse case F1A

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm ³ /d]
B-7C	Vanninjektor	1 jun 2008	425	N/A
A-36A	Produsent	1 feb 2009	N/A	800
P4C	Produsent	1 jan 2010	N/A	800

Resultater

Ut fra disse resultatene ser vi at brønnen vil få en utvinningsgrad på 40,73 %. Dersom vi sammenlikner med det beste resultatet fra forrige scenario der vi kun hadde A-36A ser vi at utvinningsgraden øker fra 35,10 % til 40,73 %. Vi får også et mye lavere vannproduksjon i case F1A, og passerer 95 % vann først i 2018.

Tabell 3-12: Resultater case F1A

Case	FOPT i 2030	Utvinningsgrad i 2030	År WC over 95%, A36A	År WC over 95%, P4C
F1A	1,1873	*10 ⁶	40,73 %	N/A

Ettersom A-36A ligger innenfor forkastningen og det ikke er plassert noen injektor i dette området får vi veldig lav produksjon og lav dagsrate. Dette skjer fordi all trykkstøtten blir brukt opp i løpet av kort tid og resulterer i at brønnen slutter å produsere allerede i juli 2010. Siden vi ikke har noen injeksjon blir det heller ikke noen problemer med vannproduksjon. (Se produksjonsplott i **Vedlegg 8.8**)

3.5.2. P4C med vanninjektor

Tabell 3-13: Brønnbeskrivelse case F1A_I2

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm ³]
B-7C	Vanninjektor	1 jun 2008	425	N/A
A-36A	Produsent	1 feb 2009	N/A	800
P4C	Produsent	1 jan 2010	N/A	800
I2A	Vanninjektor	1 jan 2011	425	N/A

I dette tilfellet er det plassert en ekstra injeksjonsbrønn i området nord for forkastningen. Dette er gjort for å øke trykket, og "presse" oljen mot brønn P4C.

Resultater

Vi ser at i denne casen får vi en økning på 34500 Sm³ olje. Mens det fremdeles ikke vil være noe problem med vannproduksjon i A-36A så passerer vi 95 % watercut i P4C allerede i 2013.

Tabell 3-14: Resultater case F1A_I2

Case	FOPT i 2030	Utvinningsgrad i 2030	WWCT A36A	WWCT P4C
F1A_I2	1,2218	*10 ⁶	41,92 %	N/A

Også i denne casen vil hele trykkstøtten i A-36A forsvinne og denne vil slutte å produsere i juli 2010. Produksjonen fra P4C er relativt god.

3.5.3. P4C med WAG-injektor

I WAG casen injiseres det vann i fem måneder og gass i en måned, dette gir to slike sykler per år.

Tabell 3-15: Brønnbeskrivelse case F1A_I2_WAG

Brønn	Type	Oppstart	Trykkbegrensning injeksjon [bar]	Oljerate [Sm ³]
B-7C	Vanninjektor	1 jun 2008	425	N/A
A-36A	Vanninjektor	1 feb 2009	N/A	800
P4C	Produsent	1 jan 2010	N/A	800
I2A	WAG	1 jan 2011	425	N/A

Resultater

WAG casen gir en ytterligere forbedring i produksjonen, men vi ser at vi passerer 95 % watercut i 2014, noe som må tas i betraktning når vi ser på lønnsomheten av brønnen. Produksjon fram til 2030 vil være usannsynlig med så høy vannproduksjon.

Tabell 3-16: Resultater case F1A_I2_WAG

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	WWCT A36A	WWCT P4C
F1A	1,1873	*10 ⁶	40,73 %	N/A	2018
F1A_I2	1,2218	*10 ⁶	41,92 %	N/A	2013
F1A_I2_WAG	1,2823	*10 ⁶	43,99 %	N/A	2014

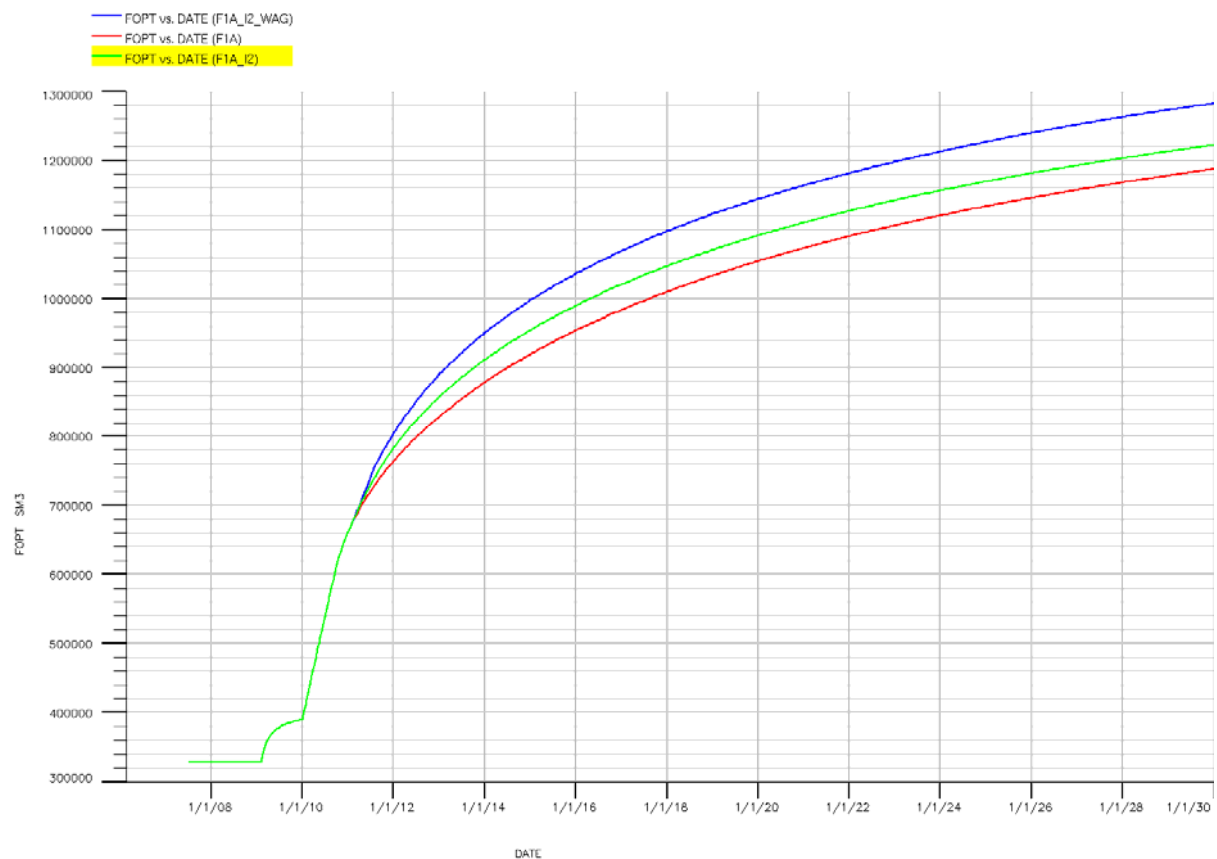
3.5.4. Sammenlikning

Figur 3-8 viser total oljeproduksjon i reservoaret. Det gir oss et tydelig bilde på at utvinningen kan økes med en ekstra injektor, og det kan økes enda mer ved å bruke WAG i en av injektorene.

Tallene i **Tabell 3-17** viser en solid økning i utvinningsgrad når vi benytter oss av WAG.

Tabell 3-17: Utvinningsgrader med lukket forkastning

Case	FOPT i 2030		Utvinningsgrad i 2030	WWCT A36A	WWCT P4C
F1A	1,1873	*10 ⁶	40,73 %	N/A	2018
F1A_I2	1,2218	*10 ⁶	41,92 %	N/A	2013
F1A_I2_WAG	1,2823	*10 ⁶	43,99 %	N/A	2014



Figur 3-8: Total oljeproduksjon med lukket forkastning

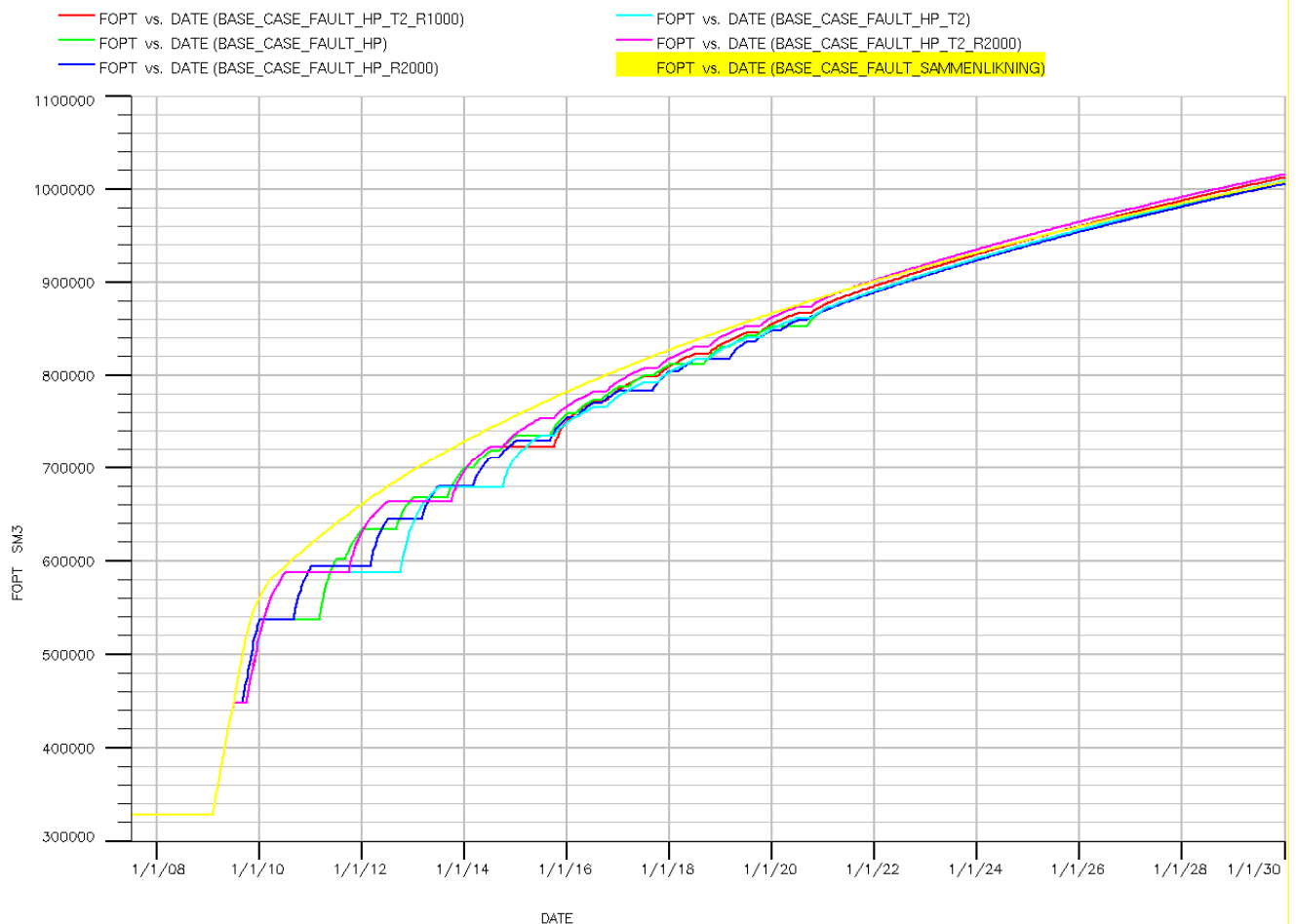
I **Tabell 3-18** nedenfor står netto nåverdiene. Igjen viser det seg at en ekstra brønn, og eventuelt en ekstra injektor, lønner seg. Denne gangen er det og løsningen med WAG som kommer best ut i alle tilfellene.

Tabell 3-18: Netto nåverdi for tilfeller med lukket forkastning

Netto nåverdier	NPV (MNOK)	NPV lav (MNOK)	NPV høy (MNOK)	ENPV (MNOK)
BASE CASE FAULT	315	111	519	315
BASE CASE FAULT_1A	1030	540	1521	1030
F1A	1329	648	2010	1329
F1A_I2	1472	792	2152	1472
F1A_I2_WAG	1578	855	2300	1578

3.6. Huff&Puff

Vi bestemte oss for å prøve effekten av Huff&Puff i A-36A i tilfellet hvor vi har en lukket forkastning. Vi prøvde to ulike injeksjonssyklusler. Den ene syklusen er én måneds injeksjon, én måneds hvile og fem måneders produksjon; den andre syklusen er på to måneders injeksjon, én måneds hvile og fire måneders produksjon. Vi testet også effekten av å endre injeksjonsrate.

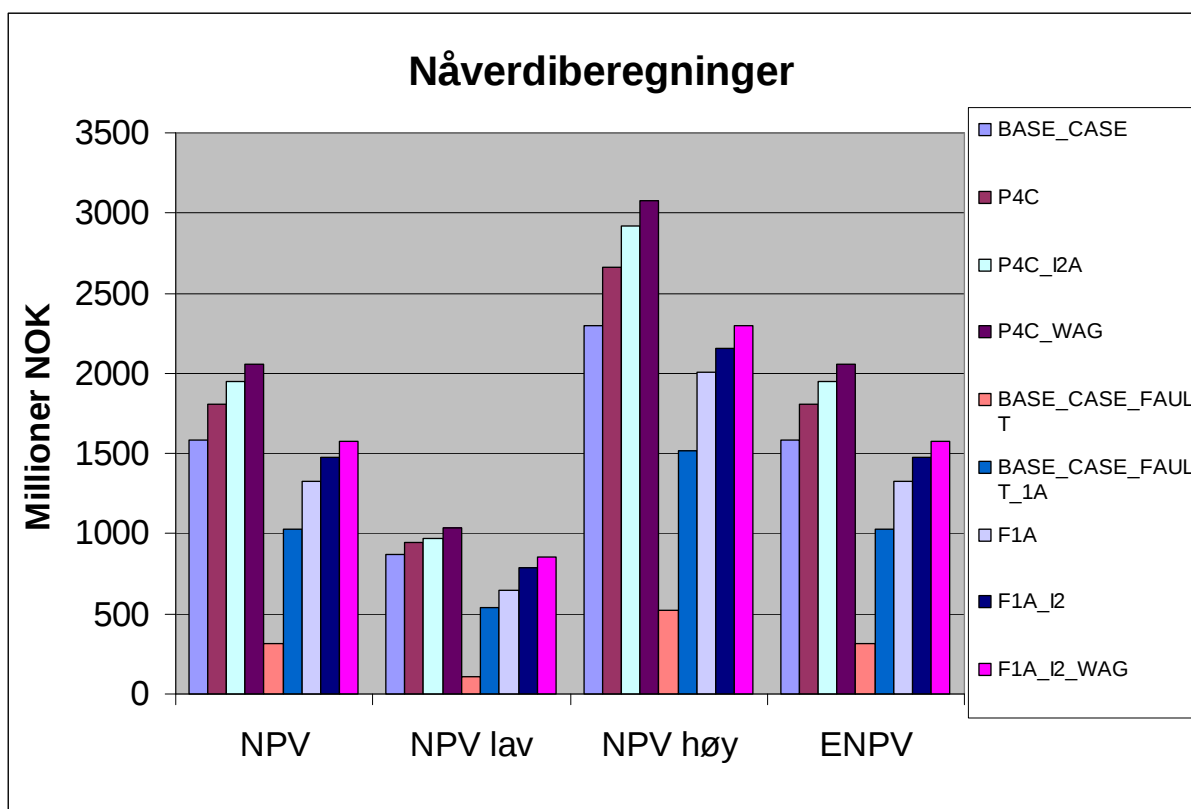


Figur 3-9: Huff&Puff-resultater. Det er her prøvd ut forskjellige rater og tidssykluser.

Som vi ser ut fra **Figur 3-9** hadde ikke Huff&Puff noen stor effekt på utvinningen. Den gule linjen er uten Huff&Puff og er brukt som sammenlikningsgrunnlag. Ettersom vi fikk såpass dårlige resultater besluttet vi å ikke fortsette å simulere med Huff&Puff.

4. ØKONOMISK DISKUSJON

I **Figur 4-1** er alle nåverdiberegningene samlet. Det kommer tydelig fram at dersom forkastningen er lukket får det drastiske konsekvenser for Base Case løsningen. Nåverdiene for vår beste løsning i tilfellet med lukket forkastning (ny produsent og ny WAG-injektor), ligger ganske likt i forhold til Base Case i tilfellet med åpen forkastning. Konsekvensene dersom forkastningen er lukket blir da ikke så drastiske. Hvis forkastningen er åpen er det også simuleringen med en ny produsent og en ny WAG-injektor som gir best nåverdi.



Figur 4-1: Nåverdier alle caser

5. USIKKERHET

Eclipse er et simuleringsprogram, altså brukes en modell til å regne ut hvordan det sannsynligvis blir i virkeligheten. En modell av et reservoar kan aldri erstatte et reelt reservoar, og dermed blir det automatisk usikkerhet i resultatene

I virkeligheten vil brønnene følge glatte kurver, og dermed gå gjennom blokkene på ulike måter. I Eclipse løses dette med en parameter som kalles "connection factor", denne sier noe om hvor mye av blokka brønnen går igjennom. Vi har simulert uten bruk av connection factor, altså går våre brønner gjennom midten av hver blokk (som er 50m x 50m x 10m). Dette vil gi unøyaktige resultater, som oftest litt bedre enn ved bruk av connection factor.

Økonomiberegningene vil også inneholde en del usikkerhet. Utviklingen i oljeprisen, dollarkursen, dagsrater ved boring av brønner og så videre er vanskelig å forutse. Vi har brukt tall vi har fått fra StatoilHydro.

6. KONKLUSJON

Det eksisterer et stort IOR-potensiale i Cook-I1. Ved base case vil utvinningsgraden i segmentet ligge på 44,45 %, i vår beste case er den økt til 55,17 %. I denne casen har vi lagt til en ny horisontal produksjonsbrønn, og en WAG-injektor i bakkant av reservoaret.

Det finnes en forkastning sør i reservoaret, og om denne er lukket får det dramatiske konsekvenser for utvinningen; med base case vil den kun ligge på 17,55 %. Med innføring av en ny produsent og en ny WAG-injektor øker utvinningen til 43,99 %, altså en meget stor forskjell. Hvis det viser seg at forkastningen er lukket bør StatoilHydro gjennomføre tiltak som øker utvinningen, da lønnsomhetspotensialet vil være stort.

7. REFERANSER

^I "Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satelitter 2007" – Statoil Hydro, 2007

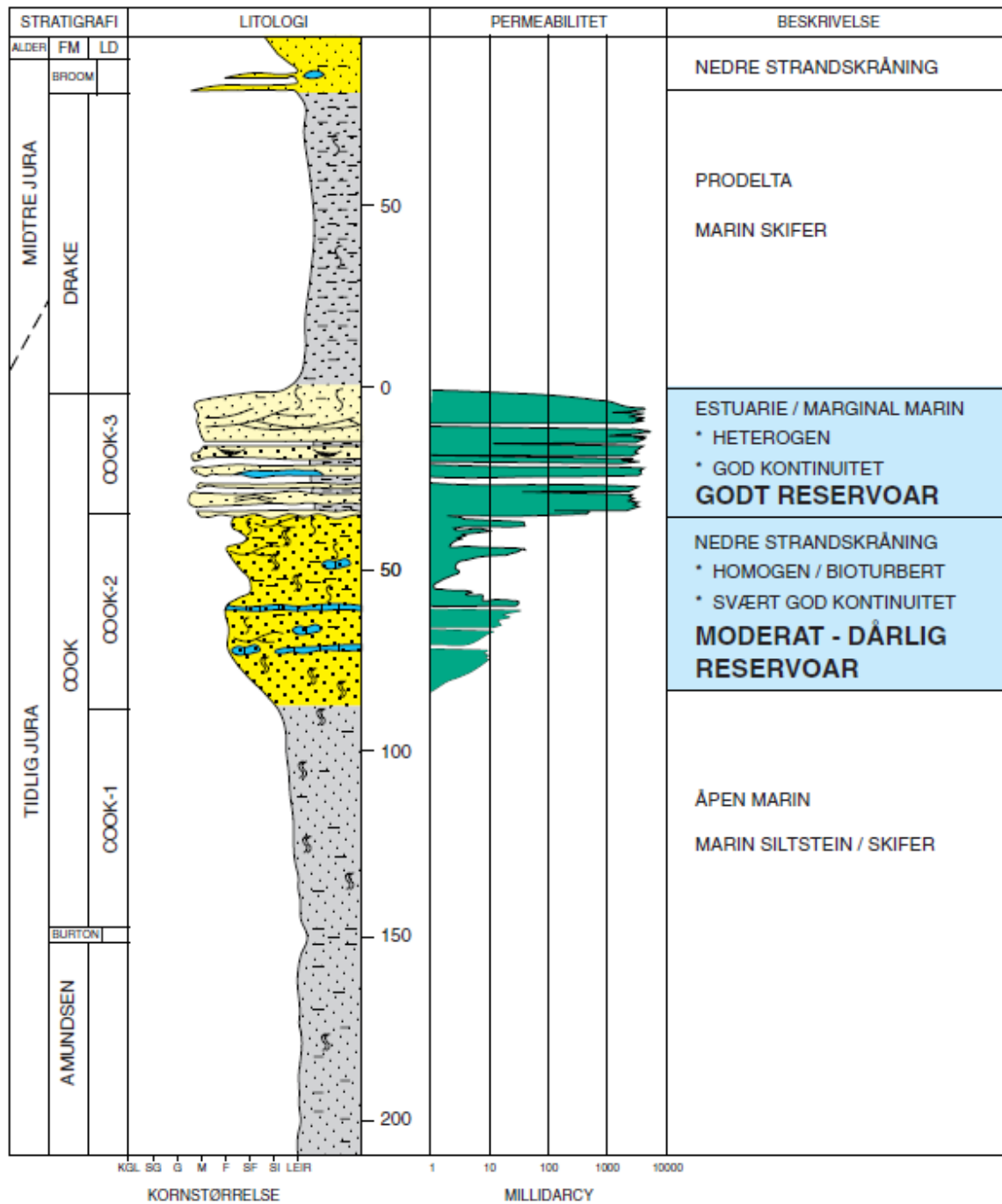
^{II} "FAKTA 2009 – Norsk petroleumsverksemd" – Oljedirektoratet, 2009

^{III} "Alternierende vann- og gassinjeksjon" – StatoilHydro's hjemmeside:
[http://www.statoilhydro.com/no/technologyinnovation/optimizingreservoirrecovery/recoverymethods/wateralternatinggaswag/pages/water-alternating-gas%20\(wag\).aspx](http://www.statoilhydro.com/no/technologyinnovation/optimizingreservoirrecovery/recoverymethods/wateralternatinggaswag/pages/water-alternating-gas%20(wag).aspx)

8. VEDLEGG

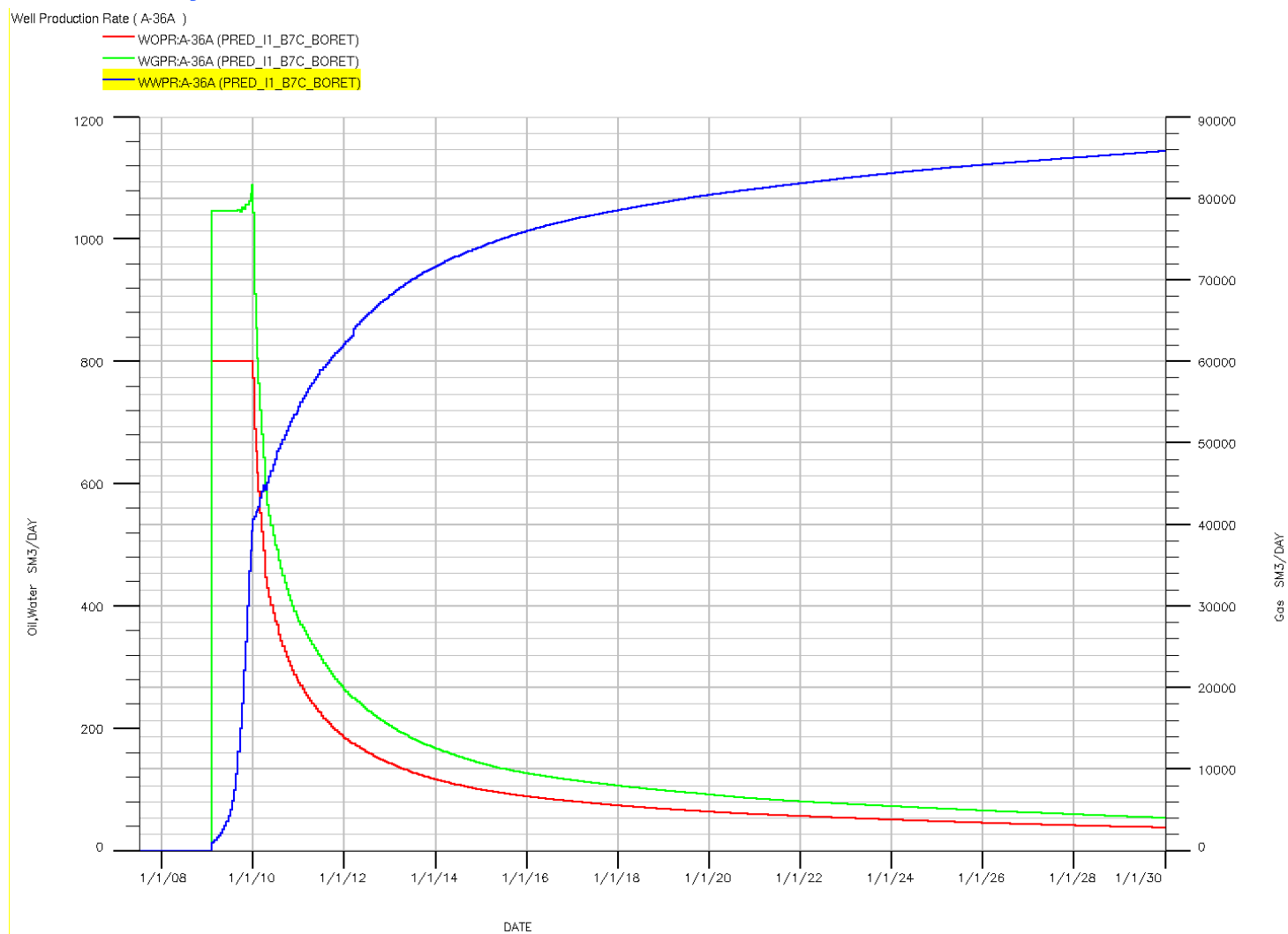
8.1.	Stratigrafisk kolonne, Cook-formasjonen, Gullfaks	2
8.2.	Base Case	3
8.2.1.	Produksjonsrate, A-36A	3
8.2.2.	Vanninjeksjonsrate i B-7C	4
8.2.3.	NPV beregninger Base Case	5
8.3.	P4C	7
8.3.1.	Produksjonsrate A-36A	7
8.3.2.	Produksjonsrate P4C	8
8.3.3.	Vanninjeksjonsrate i B-7C	9
8.3.4.	NPV beregninger P4C	10
8.4.	P4C_I2A	12
8.4.1.	Produksjonsrate A-36A	12
8.4.2.	Produksjonsrate P4C	13
8.4.3.	Vanninjeksjonsrate i B-7C og I2A	14
8.4.4.	NPV beregninger P4C_I2A	15
8.5.	P4C_WAG	17
8.5.1.	Produksjonsrate A-36A	17
8.5.2.	Produksjonsrate P4C	18
8.5.3.	Vanninjeksjonsrate, B-7C og I1A	19
8.5.4.	Gassinjeksjonsrate i I2B	20
8.5.5.	NPV beregninger P4C_WAG	21
8.6.	Lukket forkastning	23
8.6.1.	Faults og Multflt fra BASE_CASE_FAULT.DATA	23
8.7.	Base case med lukket forkastning (BASE_CASE_FAULT)	24
8.7.1.	Produksjonsrate A-36A	24
8.7.2.	Vanninjeksjonsrate, B-7c (lukket forkastning)	25
8.7.3.	NPV Base case lukket forkastning	26
8.7.4.	Produksjonsrate, A-36A (lukket forkastning, nye perf)	28
8.7.5.	Vanninjeksjonsrate, B-7C (lukket forkastning)	29
8.8.	F1A	32
8.8.1.	Produksjonsrate A-36A	32
8.8.2.	Produksjonsrate, P4C	33
8.8.3.	Vanninjeksjonsrate i B-7C	34
8.9.	F1A_I2	37
8.9.1.	Produksjonsrate A-36A	37
8.9.2.	Produksjonsrate P4C	38
8.9.3.	Vanninjeksjonsrate B-7C og I2	39
8.9.4.	NPV F1A_I2	40
8.10.	F1A_I2_WAG	42
8.10.1.	Produksjonsrate A-36A	42
8.10.2.	Produksjonsrate P4C	43
8.10.3.	Vanninjeksjonsrate i B-7C og I2A	44
8.10.4.	Gassinjeksjonsrate i I2A	45
8.10.5.	F1A_I2_WAG	46

8.1. Stratigrafisk kolonne, Cook-formasjonen, Gullfaks

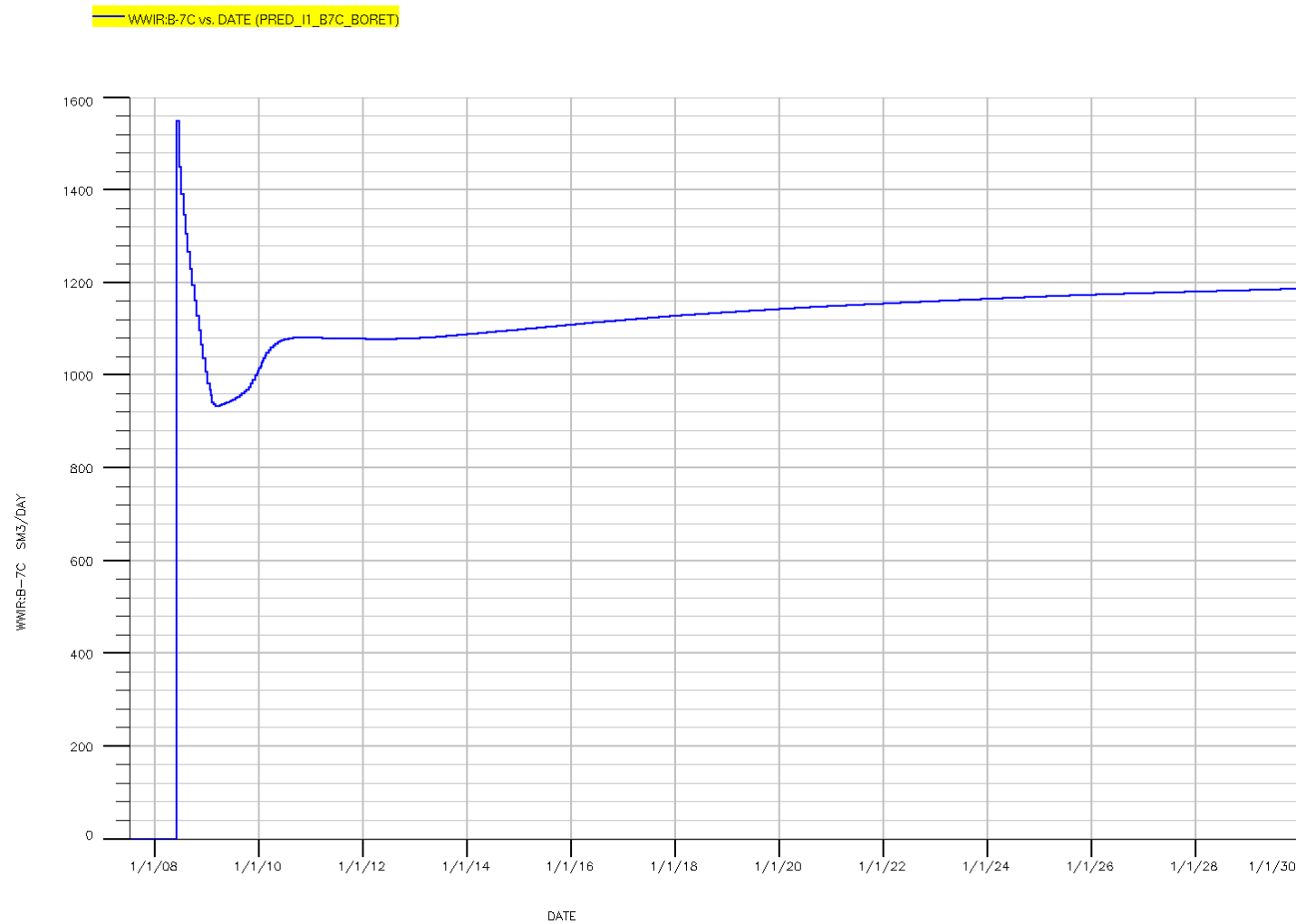


8.2. Base Case

8.2.1. Produksjonsrater, A-36A



8.2.2. Vanninjeksjonsrate i B-7C



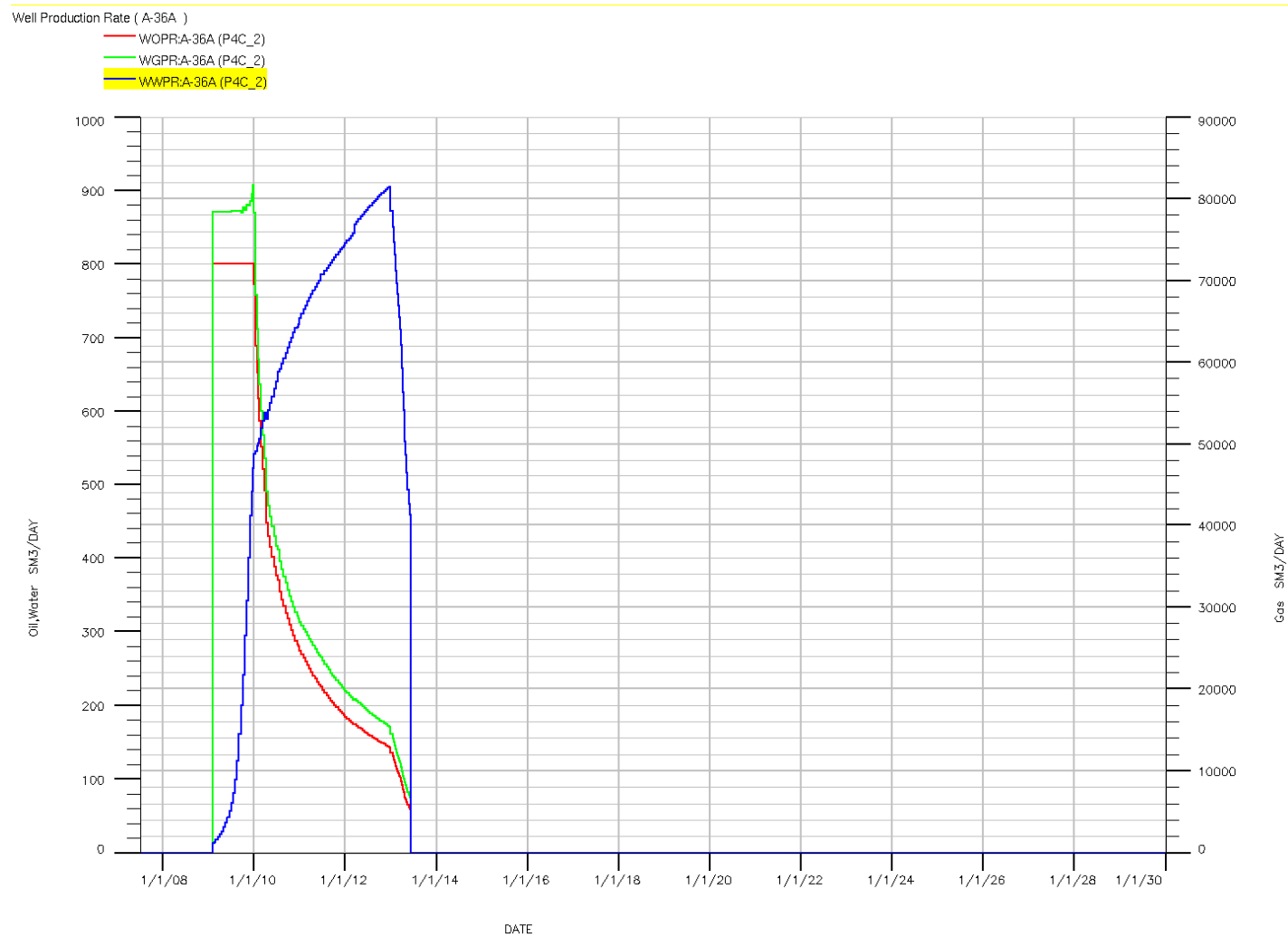
8.2.3. NPV beregninger Base Case

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500		
Discount rate	0,08	High price	1,4				
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6				
Standard dager	45	Prob. Low	0,2				
Meter per dag	80	Prob. High	0,2				
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV	
Komplettering	14		1,583E+09	8,715E+08	2,294E+09	1,583E+09	
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]				
jan.08	366			0			
jan.09	365	60	1,6	1			
jan.10	365	65	1,75	2			
jan.11	365	68	1,8	3			
jan.12	366	70	1,9	4			
jan.13	365	75	2	5			
jan.14	365	75	2	6			
jan.15	365	75	2	7			
jan.16	366	75	2	8			
jan.17	365	75	2	9			
jan.18	365	75	2	10			
jan.19	365	75	2	11			
jan.20	366	75	2	12			
jan.21	365	75	2	13			
jan.22	365	75	2	14			
jan.23	365	75	2	15			
jan.24	366	75	2	16			
jan.25	365	75	2	17			
jan.26	365	75	2	18			
jan.27	365	75	2	19			
jan.28	366	75	2	20			
jan.29	365	75	2	21			

Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	7,32E+02	5,60E+08	3,36E+08	7,85E+08	5,60E+08
0,00E+00	0,00E+00	4,18E+02	3,21E+08	1,93E+08	4,49E+08	3,21E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,26E+02	1,68E+08	1,01E+08	2,35E+08	1,68E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,62E+02	1,15E+08	6,92E+07	1,61E+08	1,15E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,28E+02	9,04E+07	5,42E+07	1,27E+08	9,04E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,07E+02	7,00E+07	4,20E+07	9,80E+07	7,00E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,37E+01	5,65E+07	3,39E+07	7,91E+07	5,65E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,42E+01	4,72E+07	2,83E+07	6,60E+07	4,72E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,69E+01	3,98E+07	2,39E+07	5,57E+07	3,98E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,08E+01	3,39E+07	2,03E+07	4,74E+07	3,39E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,56E+01	2,91E+07	1,75E+07	4,07E+07	2,91E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,13E+01	2,52E+07	1,51E+07	3,53E+07	2,52E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,78E+01	2,20E+07	1,32E+07	3,07E+07	2,20E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,47E+01	1,92E+07	1,15E+07	2,69E+07	1,92E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,17E+01	1,69E+07	1,01E+07	2,36E+07	1,69E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,90E+01	1,48E+07	8,90E+06	2,08E+07	1,48E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,65E+01	1,30E+07	7,79E+06	1,82E+07	1,30E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,41E+01	1,14E+07	6,84E+06	1,60E+07	1,14E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,20E+01	1,01E+07	6,03E+06	1,41E+07	1,01E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,00E+01	8,90E+06	5,34E+06	1,25E+07	8,90E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,84E+01	7,88E+06	4,73E+06	1,10E+07	7,88E+06

8.3. P4C

8.3.1. Produksjonsrate A-36A



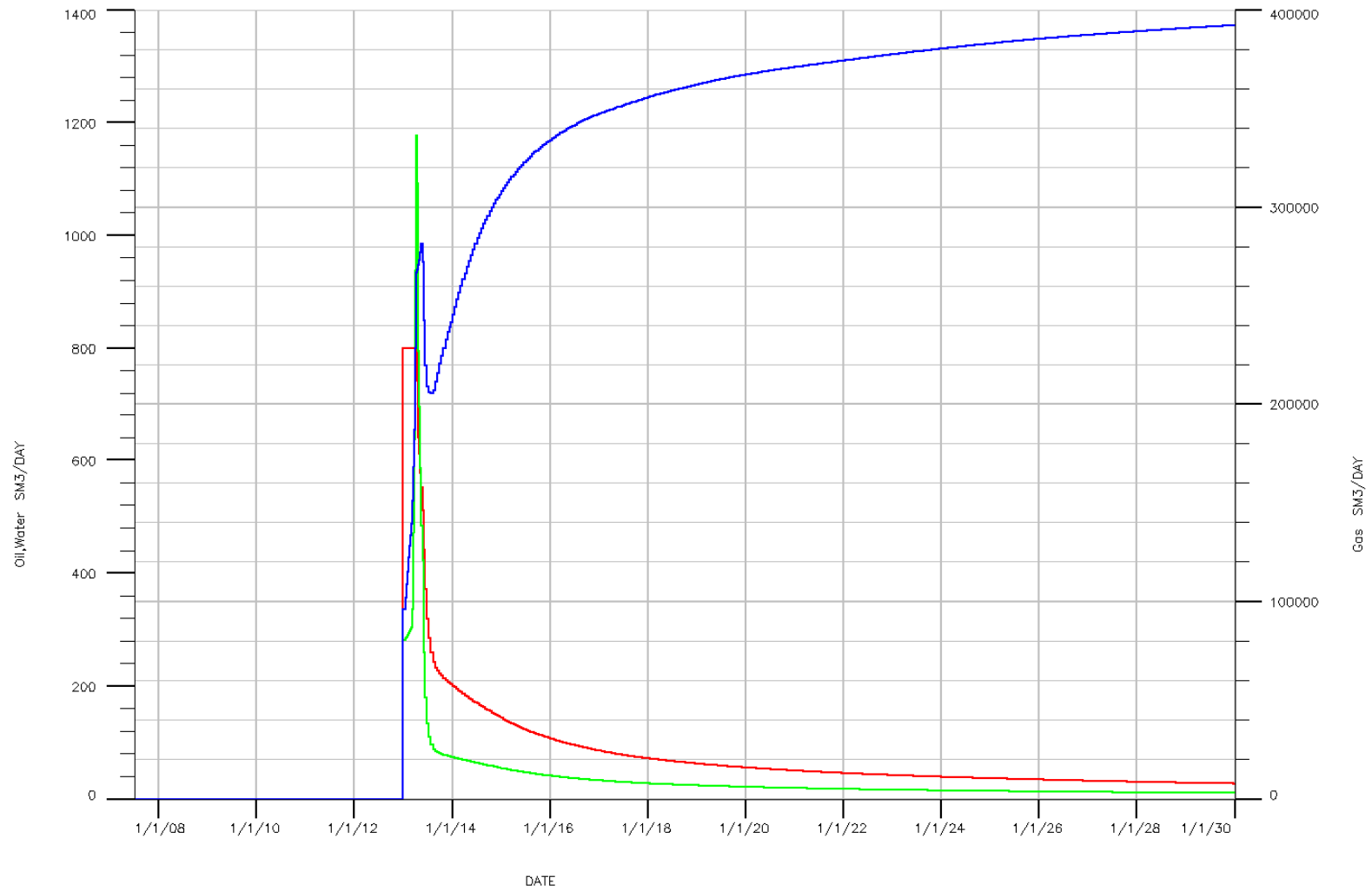
8.3.2. Produksjonsrate P4C

Well Production Rate (P4C)

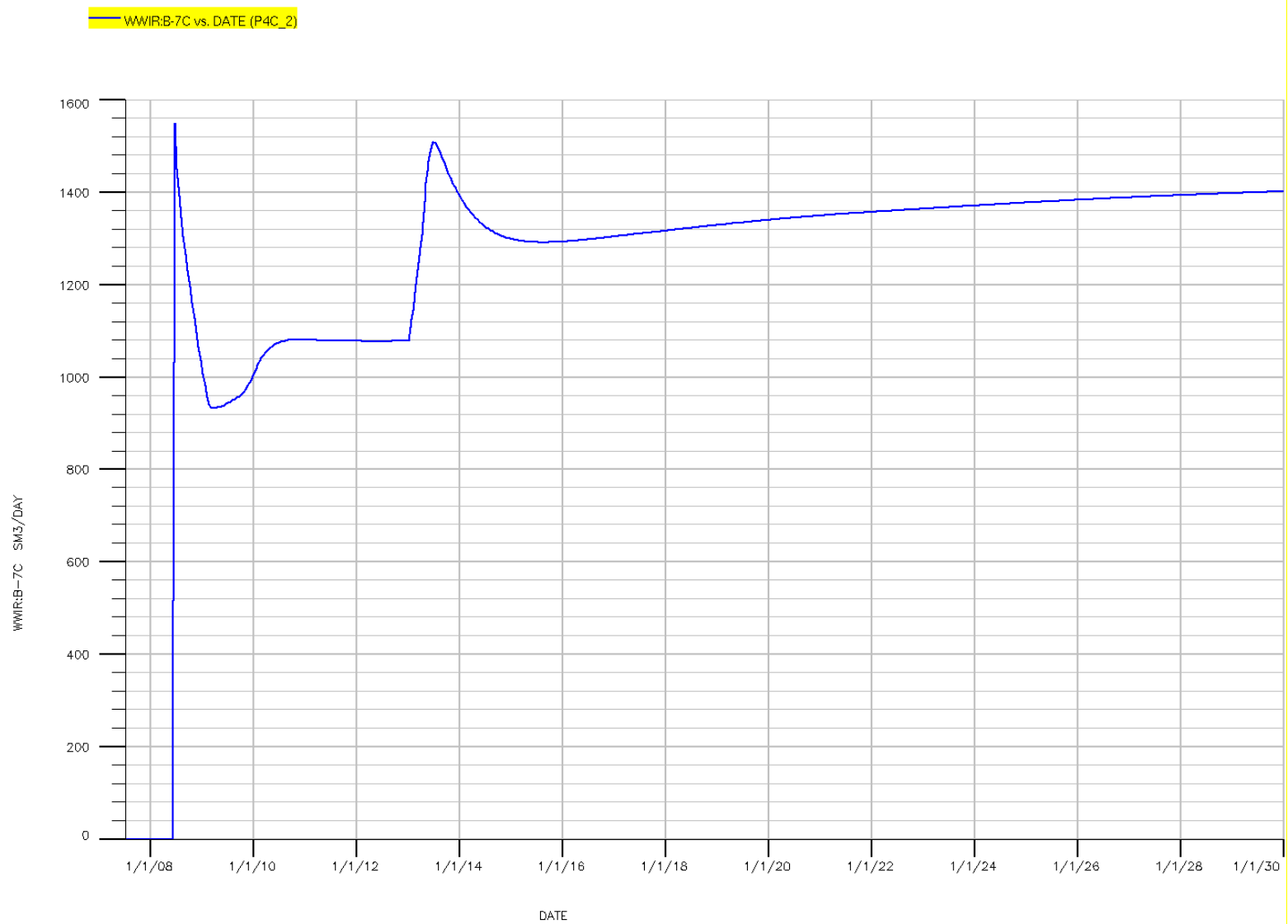
WOPR:P4C (P4C_2)

WGPR:P4C (P4C_2)

WWPR:P4C (P4C_2)



8.3.3. Vanninjeksjonsrate i B-7C



8.3.4. NPV beregninger P4C

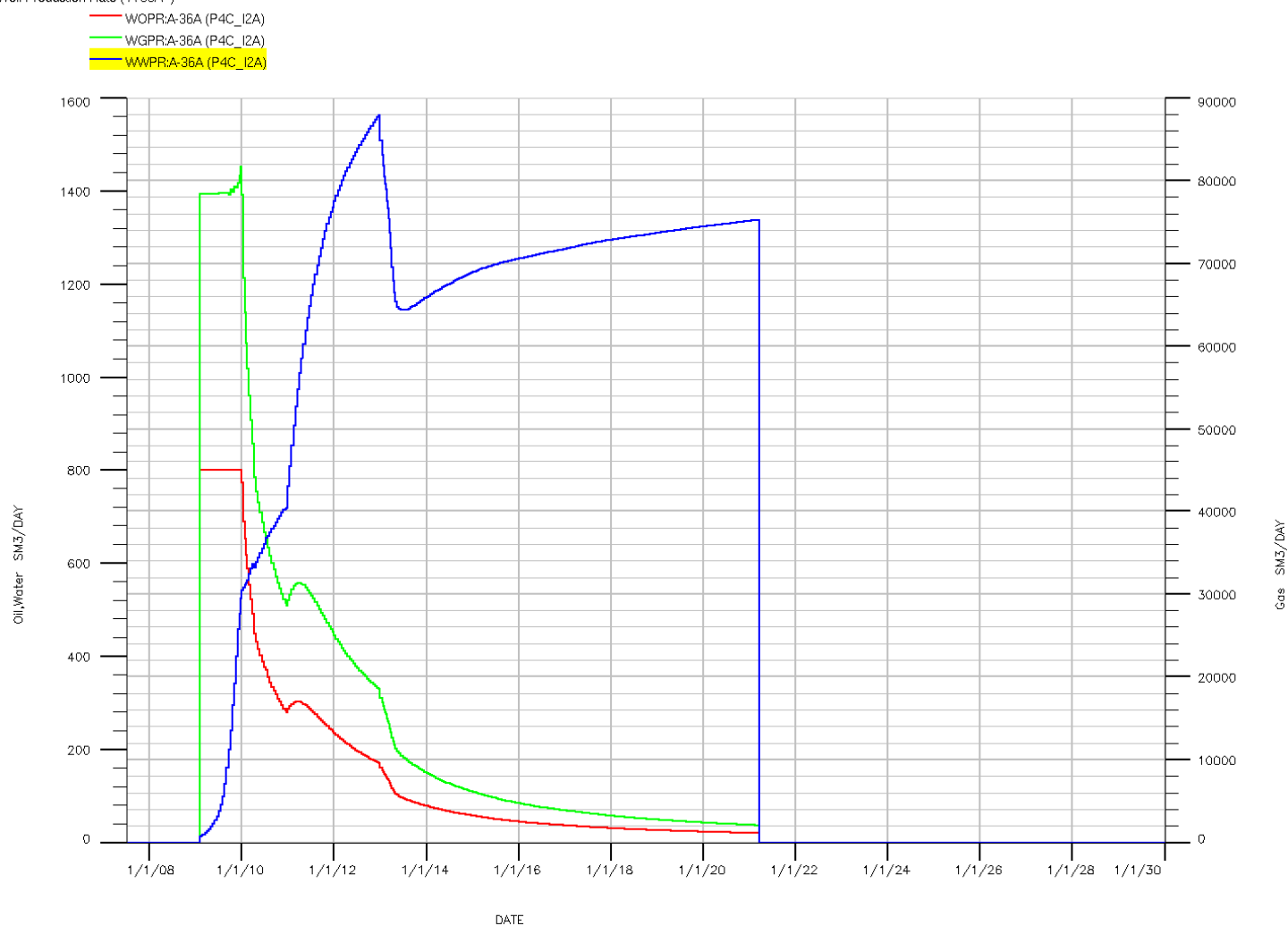
NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500	
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4C(m)	800	
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6			
Standard dager	45	Prob. Low	0,2			
Meter per dag	80	Prob. High	0,2			
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		1,804E+09	9,477E+08	2,660E+09	1,804E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]			
jan.08	366				0	
jan.09	365	60	1,6		1	
jan.10	365	65	1,75		2	
jan.11	365	68	1,8		3	
jan.12	366	70	1,9		4	
jan.13	365	75	2		5	
jan.14	365	75	2		6	
jan.15	365	75	2		7	
jan.16	366	75	2		8	
jan.17	365	75	2		9	
jan.18	365	75	2		10	
jan.19	365	75	2		11	
jan.20	366	75	2		12	
jan.21	365	75	2		13	
jan.22	365	75	2		14	
jan.23	365	75	2		15	
jan.24	366	75	2		16	
jan.25	365	75	2		17	
jan.26	365	75	2		18	
jan.27	365	75	2		19	
jan.28	366	75	2		20	
jan.29	365	75	2		21	

Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	7,32E+02	5,60E+08	3,36E+08	7,85E+08	5,60E+08
0,00E+00	0,00E+00	4,18E+02	3,21E+08	1,93E+08	4,49E+08	3,21E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,26E+02	1,68E+08	1,01E+08	2,35E+08	1,68E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,62E+02	1,15E+08	6,92E+07	1,61E+08	1,15E+08
-1,04E+08	0,00E+00	5,00E+02	2,81E+08	1,12E+08	4,50E+08	2,81E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,71E+02	1,11E+08	6,69E+07	1,56E+08	1,11E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,24E+02	7,46E+07	4,48E+07	1,04E+08	7,46E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,55E+01	5,35E+07	3,21E+07	7,49E+07	5,35E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,81E+01	4,04E+07	2,42E+07	5,65E+07	4,04E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,68E+01	3,20E+07	1,92E+07	4,48E+07	3,20E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,89E+01	2,61E+07	1,57E+07	3,66E+07	2,61E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,28E+01	2,17E+07	1,30E+07	3,04E+07	2,17E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,78E+01	1,82E+07	1,09E+07	2,54E+07	1,82E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,38E+01	1,54E+07	9,26E+06	2,16E+07	1,54E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,05E+01	1,32E+07	7,93E+06	1,85E+07	1,32E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,77E+01	1,14E+07	6,85E+06	1,60E+07	1,14E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,53E+01	9,85E+06	5,91E+06	1,38E+07	9,85E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,31E+01	8,56E+06	5,13E+06	1,20E+07	8,56E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,11E+01	7,46E+06	4,48E+06	1,04E+07	7,46E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,94E+01	6,54E+06	3,92E+06	9,15E+06	6,54E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,78E+01	5,72E+06	3,43E+06	8,00E+06	5,72E+06

8.4. P4C I2A

8.4.1. Produksjonsrate A-36A

Well Production Rate (A-36A)



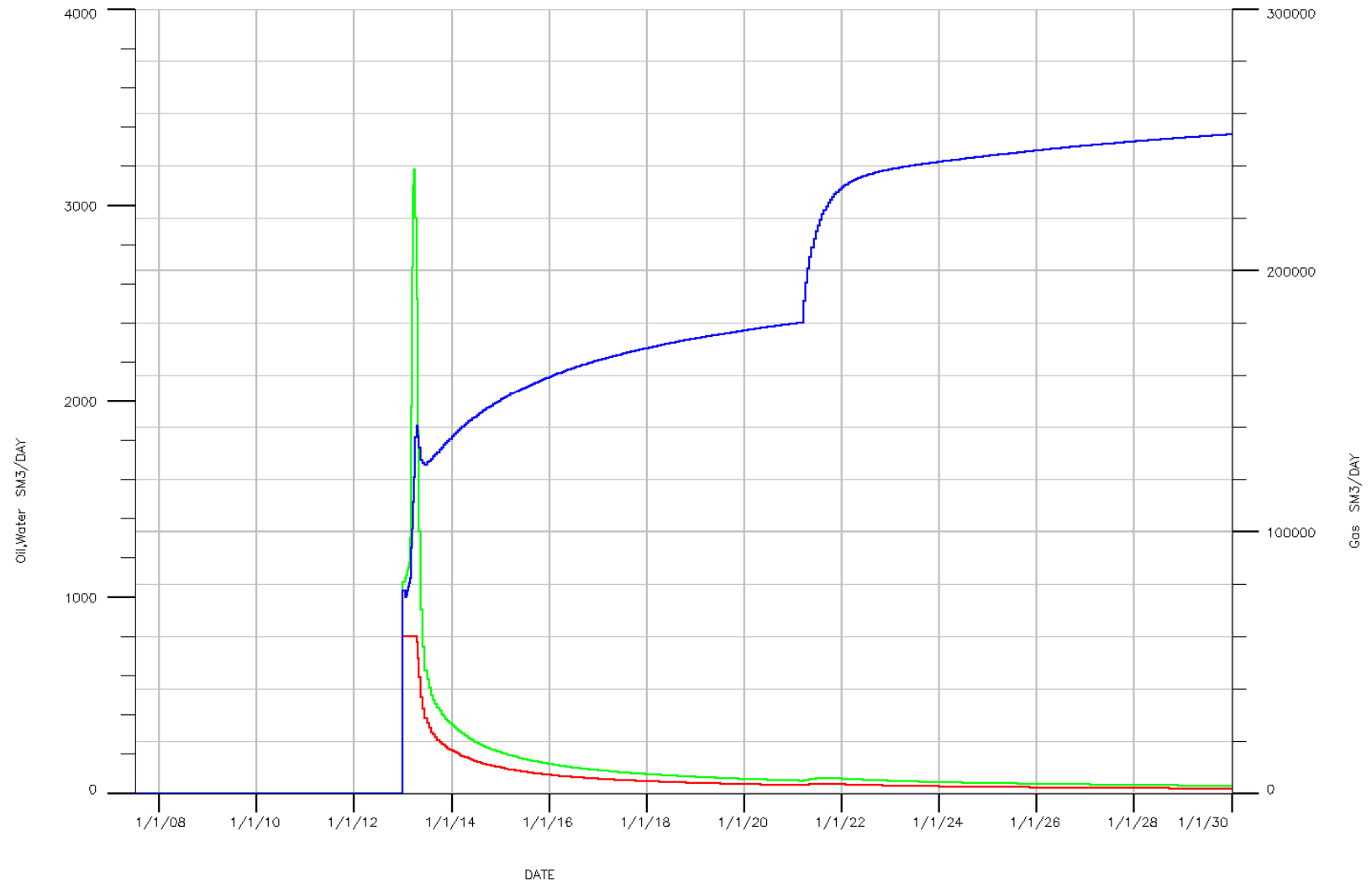
8.4.2. Produksjonsrate P4C

Well Production Rate (P4C)

— WOPR:P4C (P4C_I2A)

— WGPR:P4C (P4C_I2A)

— WWPR:P4C (P4C_I2A)

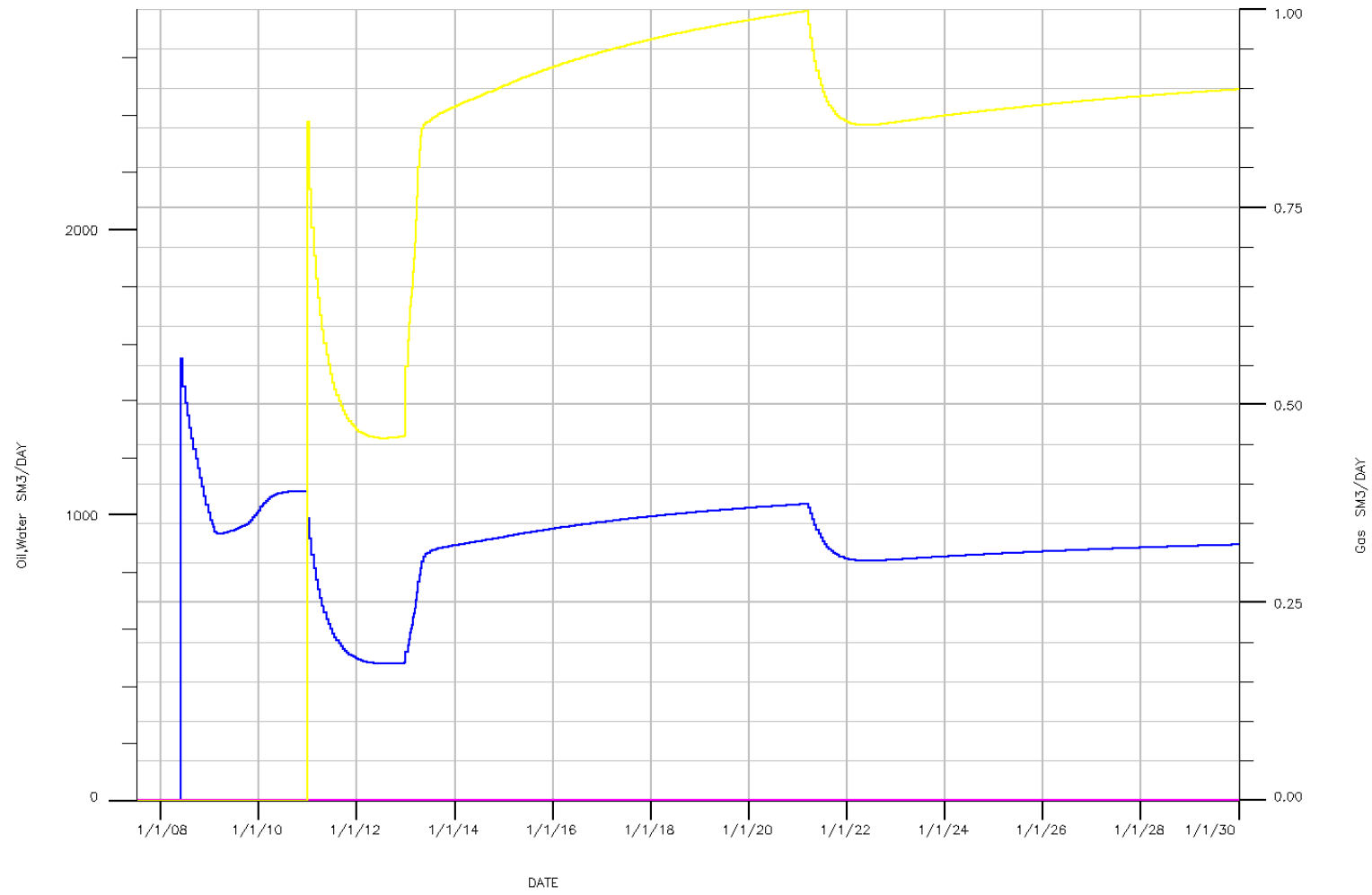


8.4.3. Vanninjeksjonsrate i B-7C og I2A

Well Injection Rate (B-7C I2A)

WOIR:B-7C (P4C_I2A)
WGIR:B-7C (P4C_I2A)
WWIR:B-7C (P4C_I2A)

WOIR:I2A (P4C_I2A)
WGIR:I2A (P4C_I2A)
WWIR:I2A (P4C_I2A)



8.4.4. NPV beregninger P4C_I2A

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500	
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4C(m)	800	
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6	I2A(m)	150	
Standard dager	45	Prob. Low	0,2			
Meter per dag	80	Prob. High	0,2			
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		1,946E+09	9,700E+08	2,921E+09	1,946E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]			
jan.08	366			0		
jan.09	365	60	1,6	1		
jan.10	365	65	1,75	2		
jan.11	365	68	1,8	3		
jan.12	366	70	1,9	4		
jan.13	365	75	2	5		
jan.14	365	75	2	6		
jan.15	365	75	2	7		
jan.16	366	75	2	8		
jan.17	365	75	2	9		
jan.18	365	75	2	10		
jan.19	365	75	2	11		
jan.20	366	75	2	12		
jan.21	365	75	2	13		
jan.22	365	75	2	14		
jan.23	365	75	2	15		
jan.24	366	75	2	16		
jan.25	365	75	2	17		
jan.26	365	75	2	18		
jan.27	365	75	2	19		
jan.28	366	75	2	20		
jan.29	365	75	2	21		

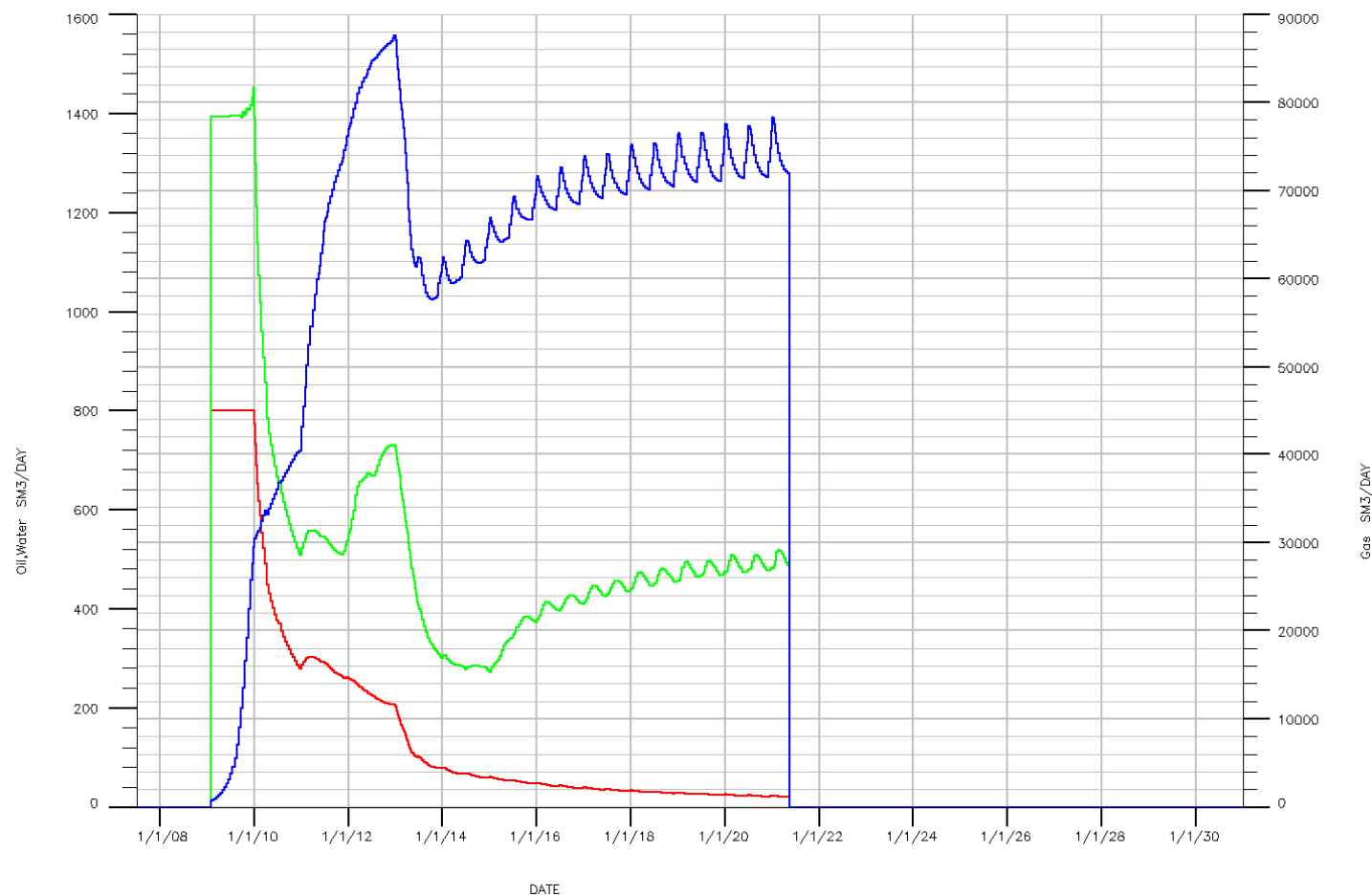
Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	7,32E+02	5,60E+08	3,36E+08	7,85E+08	5,60E+08
-9,13E+07	0,00E+00	4,18E+02	2,43E+08	8,30E+07	4,02E+08	2,43E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,78E+02	2,07E+08	1,24E+08	2,89E+08	2,07E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,99E+02	1,41E+08	8,49E+07	1,98E+08	1,41E+08
-1,04E+08	0,00E+00	5,80E+02	3,37E+08	1,46E+08	5,29E+08	3,37E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,34E+02	1,52E+08	9,13E+07	2,13E+08	1,52E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,60E+02	9,65E+07	5,79E+07	1,35E+08	9,65E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,22E+02	6,85E+07	4,11E+07	9,59E+07	6,85E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,99E+01	5,16E+07	3,10E+07	7,23E+07	5,16E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,46E+01	4,05E+07	2,43E+07	5,67E+07	4,05E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,32E+01	3,25E+07	1,95E+07	4,54E+07	3,25E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,45E+01	2,65E+07	1,59E+07	3,72E+07	2,65E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,81E+01	1,83E+07	1,10E+07	2,56E+07	1,83E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,10E+01	1,44E+07	8,65E+06	2,02E+07	1,44E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,59E+01	1,17E+07	7,02E+06	1,64E+07	1,17E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,25E+01	9,82E+06	5,89E+06	1,37E+07	9,82E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,99E+01	8,36E+06	5,02E+06	1,17E+07	8,36E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,79E+01	7,22E+06	4,33E+06	1,01E+07	7,22E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,62E+01	6,27E+06	3,76E+06	8,77E+06	6,27E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,46E+01	5,47E+06	3,28E+06	7,66E+06	5,47E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,33E+01	4,78E+06	2,87E+06	6,69E+06	4,78E+06

8.5. P4C WAG

8.5.1. Produksjonsrater A-36A

Well Production Rate (A-36A)

- WOPR:A-36A (P4C_WAG)
- WGPR:A-36A (P4C_WAG)
- WWPR:A-36A (P4C_WAG)



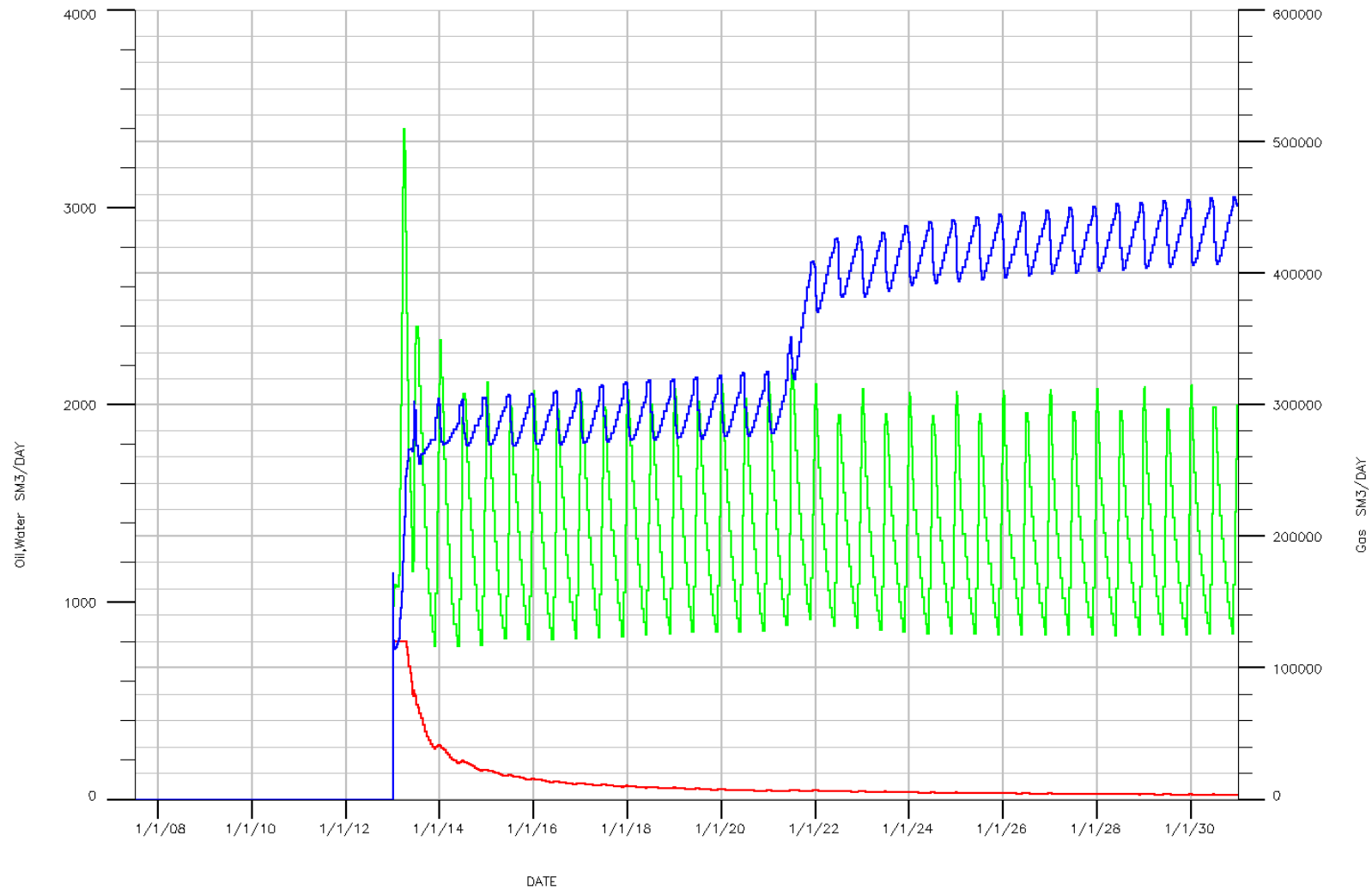
8.5.2. Produksjonsrater P4C

Well Production Rate (P4C)

— WOPR:P4C (P4C_WAG)

— WGPR:P4C (P4C_WAG)

— WWPR:P4C (P4C_WAG)



8.5.3. Vanninjeksjonsrater, B-7C og I1A

Well Injection Rate (B-7C I1A)

WOIR:B-7C (P4C_WAG)

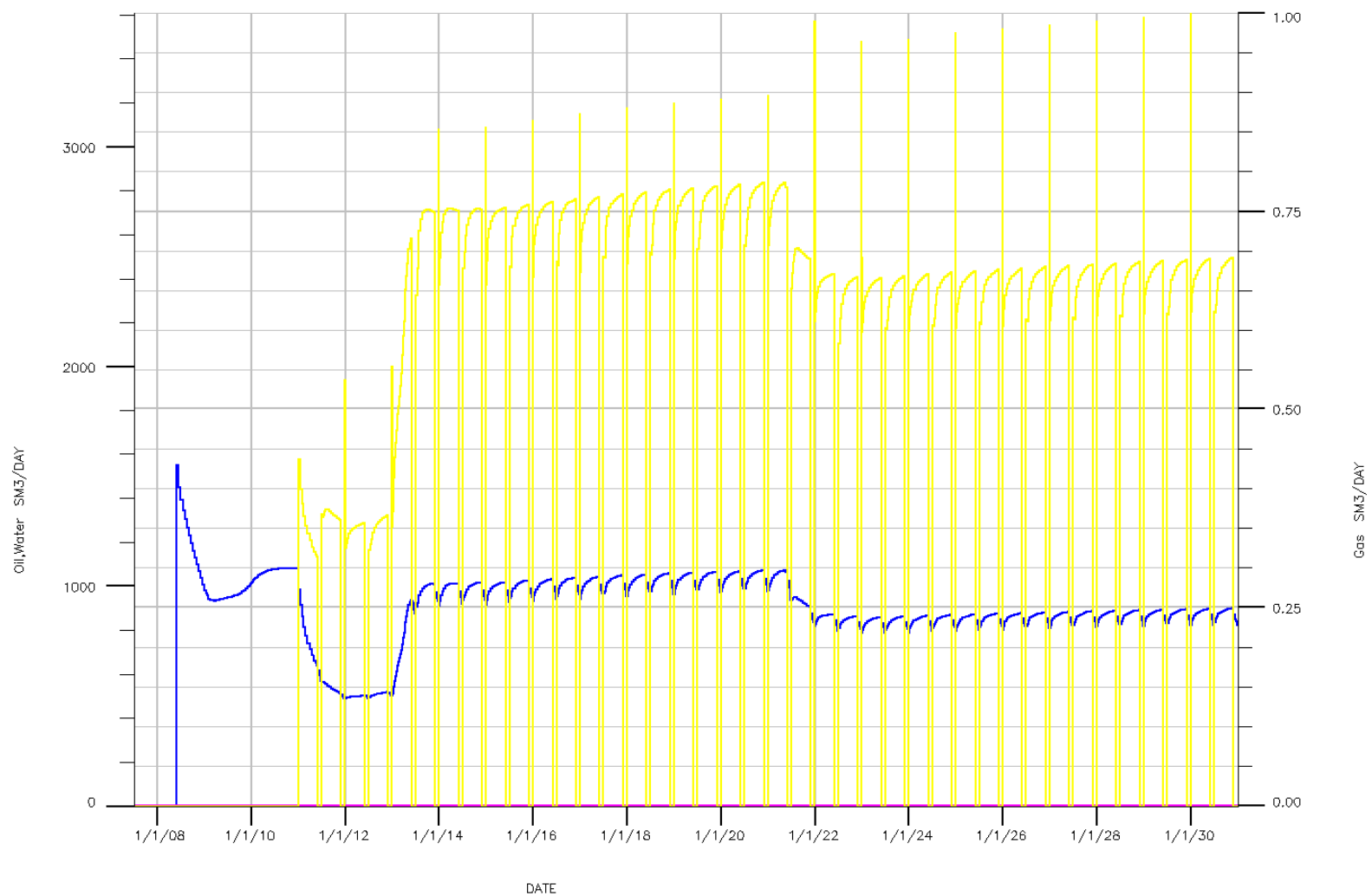
WGIR:B-7C (P4C_WAG)

WWIR:B-7C (P4C_WAG)

WOIR:I1A (P4C_WAG)

WGIR:I1A (P4C_WAG)

WWIR:I1A (P4C_WAG)



8.5.4. Gassinjeksjonsrate i I2B

Well Injection Rate (I1B)

WOIR:I1B (P4C_WAG)
WGIR:I1B (P4C_WAG)
WWIR:I1B (P4C_WAG)



8.5.5. NPV beregninger P4C_WAG

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500	
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4C(m)	800	
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6	I2A(m)	150	
Standard dager	45	Prob. Low	0,2			
Meter per dag	80	Prob. High	0,2			
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		2,058E+09	1,037E+09	3,078E+09	2,058E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]			
jan.08	366			0		
jan.09	365	60	1,6	1		
jan.10	365	65	1,75	2		
jan.11	365	68	1,8	3		
jan.12	366	70	1,9	4		
jan.13	365	75	2	5		
jan.14	365	75	2	6		
jan.15	365	75	2	7		
jan.16	366	75	2	8		
jan.17	365	75	2	9		
jan.18	365	75	2	10		
jan.19	365	75	2	11		
jan.20	366	75	2	12		
jan.21	365	75	2	13		
jan.22	365	75	2	14		
jan.23	365	75	2	15		
jan.24	366	75	2	16		
jan.25	365	75	2	17		
jan.26	365	75	2	18		
jan.27	365	75	2	19		
jan.28	366	75	2	20		
jan.29	365	75	2	21		

Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	7,32E+02	5,60E+08	3,36E+08	7,85E+08	5,60E+08
-9,13E+07	0,00E+00	4,18E+02	2,43E+08	8,30E+07	4,02E+08	2,43E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,84E+02	2,11E+08	1,27E+08	2,96E+08	2,11E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,28E+02	1,62E+08	9,73E+07	2,27E+08	1,62E+08
-1,04E+08	0,00E+00	6,47E+02	3,85E+08	1,74E+08	5,95E+08	3,85E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,58E+02	1,68E+08	1,01E+08	2,35E+08	1,68E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,73E+02	1,04E+08	6,26E+07	1,46E+08	1,04E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,30E+02	7,27E+07	4,36E+07	1,02E+08	7,27E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,06E+02	5,46E+07	3,27E+07	7,64E+07	5,46E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,94E+01	4,28E+07	2,57E+07	6,00E+07	4,28E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,75E+01	3,44E+07	2,06E+07	4,81E+07	3,44E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,82E+01	2,81E+07	1,69E+07	3,93E+07	2,81E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,08E+01	1,93E+07	1,16E+07	2,70E+07	1,93E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,09E+01	1,44E+07	8,64E+06	2,02E+07	1,44E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,69E+01	1,20E+07	7,22E+06	1,68E+07	1,20E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,34E+01	1,01E+07	6,07E+06	1,42E+07	1,01E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,12E+01	8,71E+06	5,23E+06	1,22E+07	8,71E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,92E+01	7,54E+06	4,53E+06	1,06E+07	7,54E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,73E+01	6,55E+06	3,93E+06	9,16E+06	6,55E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,57E+01	5,71E+06	3,43E+06	8,00E+06	5,71E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,42E+01	4,98E+06	2,99E+06	6,97E+06	4,98E+06

8.6. Lukket forkastning

Fault of Multfault dataene er de samme i alle casene som tar utgangspunkt i lukket forkastning.

8.6.1. Faults og Multflt fra BASE_CASE_FAULT.DATA

FAULTS

```
'F1' 55 55 63 67 1 17 X /  
'F1' 56 56 67 67 1 17 Y /  
'F1' 56 56 68 69 1 17 X /  
'F1' 57 57 69 69 1 17 Y /  
'F1' 57 57 70 72 1 17 X /  
'F1' 58 59 72 72 1 17 Y /  
'F1' 59 59 73 75 1 17 X /  
'F1' 60 61 75 75 1 17 Y /  
'F1' 61 61 76 77 1 17 X /  
'F1' 62 63 77 77 1 17 Y /  
'F1' 63 63 78 79 1 17 X /  
'F1' 64 65 79 79 1 17 Y /  
'F1' 65 65 80 81 1 17 X /  
'F1' 66 66 81 81 1 17 Y /
```

/

MULTFLT

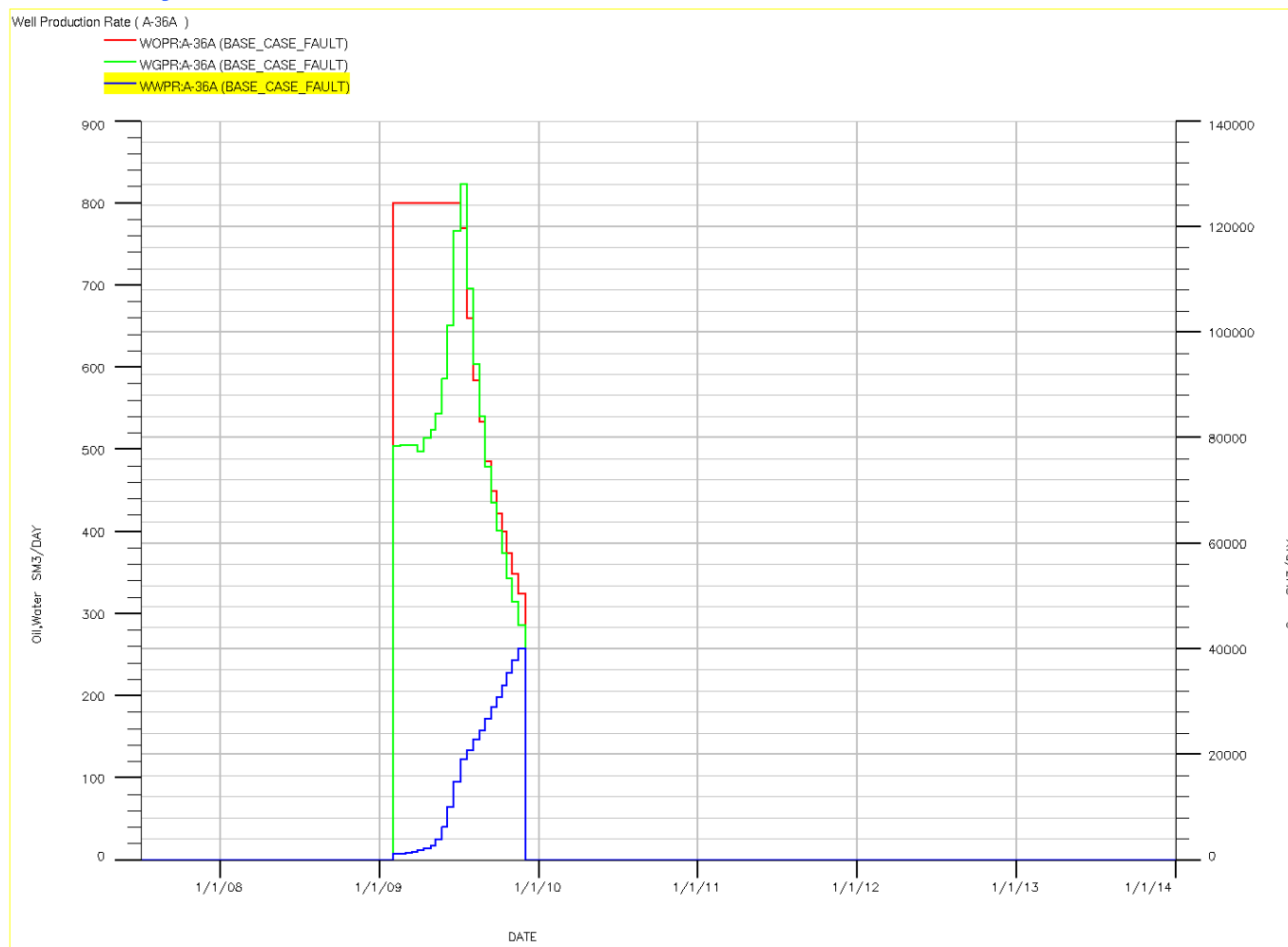
```
'F1' 0.0 /
```

/

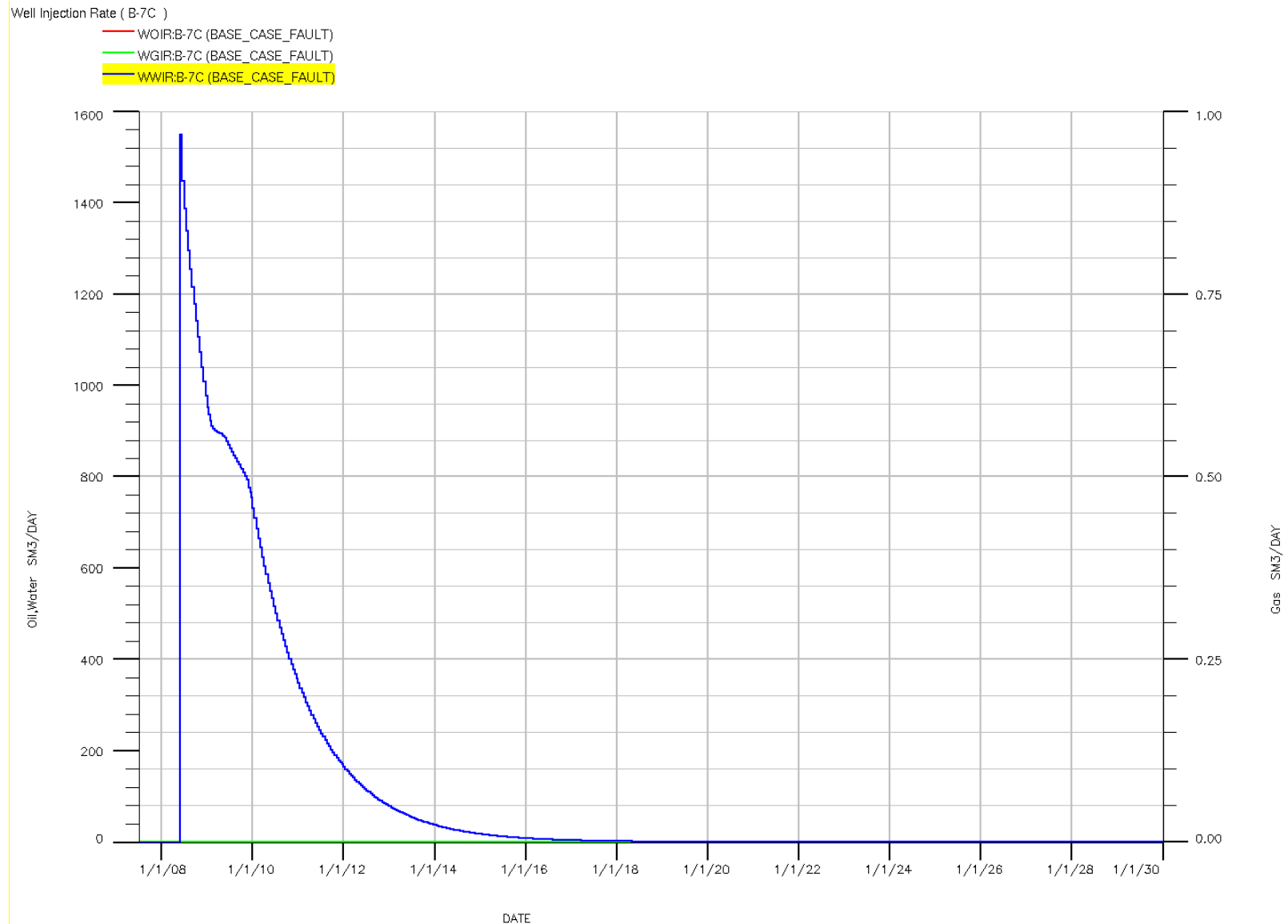
8.7. Base case med lukket forkastning (BASE CASE FAULT)

Denne casen bruker samme brønnplasseringer og perforeringer som den originale base case.

8.7.1. Produksjonsrate A-36A



8.7.2. Vanninjeksjonsrate, B-7c (lukket forkastning)



8.7.3. NPV Base case lukket forkastning

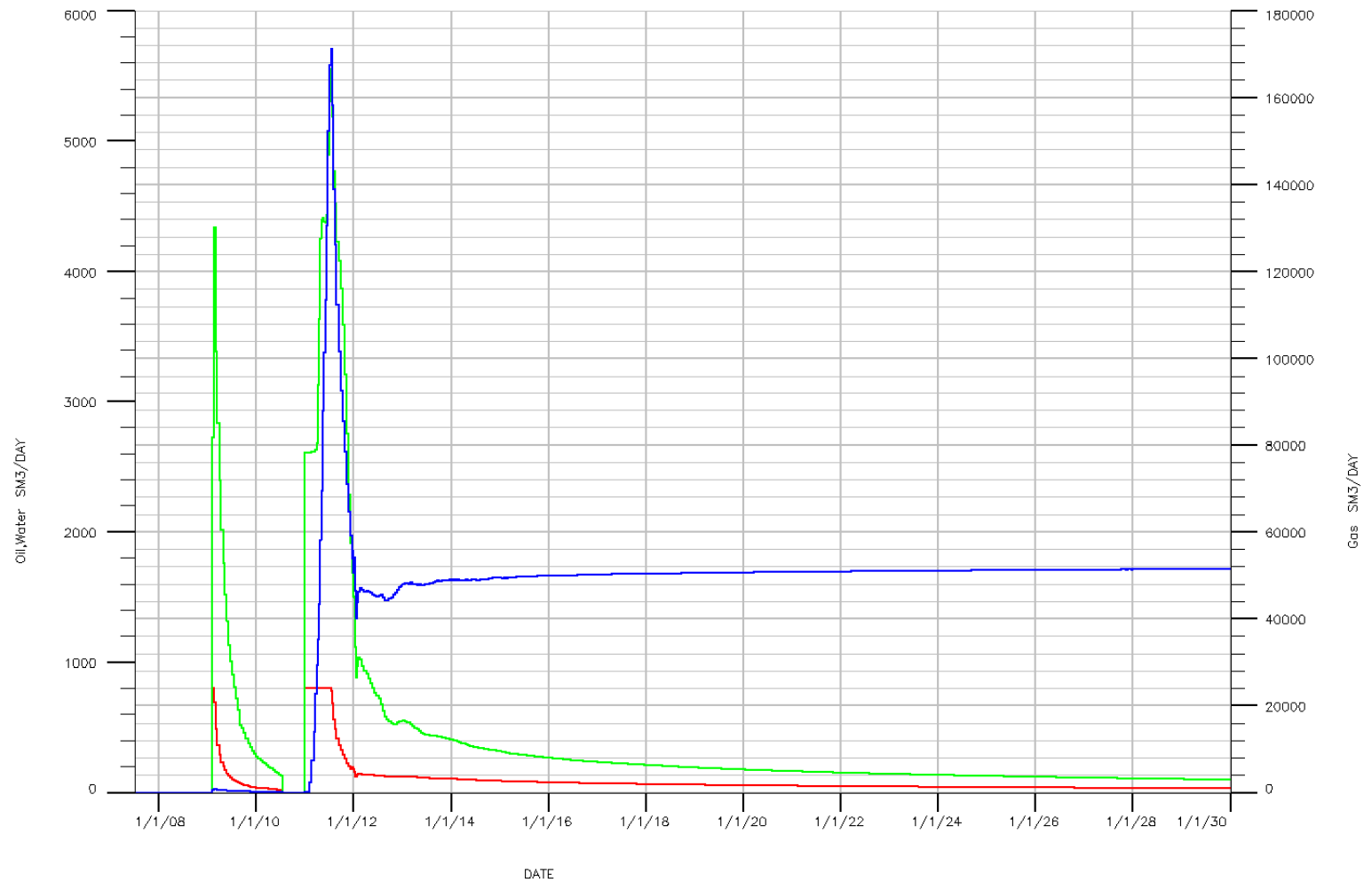
NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500
Discount rate	0,08	High price	1,4		
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6		
Standard dager	45	Prob. Low	0,2		
Meter per dag	80	Prob. High	0,2		
Kostnad/dag	1,50E+06	NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		3,15E+08	1,108E+08	5,194E+08
					3,151E+08
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]		
jan.08	366			0	
jan.09	365	60	1,6	1	
jan.10	365	65	1,75	2	
jan.11	365	68	1,8	3	
jan.12	366	70	1,9	4	
jan.13	365	75	2	5	
jan.14	365	75	2	6	
jan.15	365	75	2	7	
jan.16	366	75	2	8	
jan.17	365	75	2	9	
jan.18	365	75	2	10	
jan.19	365	75	2	11	
jan.20	366	75	2	12	
jan.21	365	75	2	13	
jan.22	365	75	2	14	
jan.23	365	75	2	15	
jan.24	366	75	2	16	
jan.25	365	75	2	17	
jan.26	365	75	2	18	
jan.27	365	75	2	19	
jan.28	366	75	2	20	
jan.29	365	75	2	21	

[illegible]

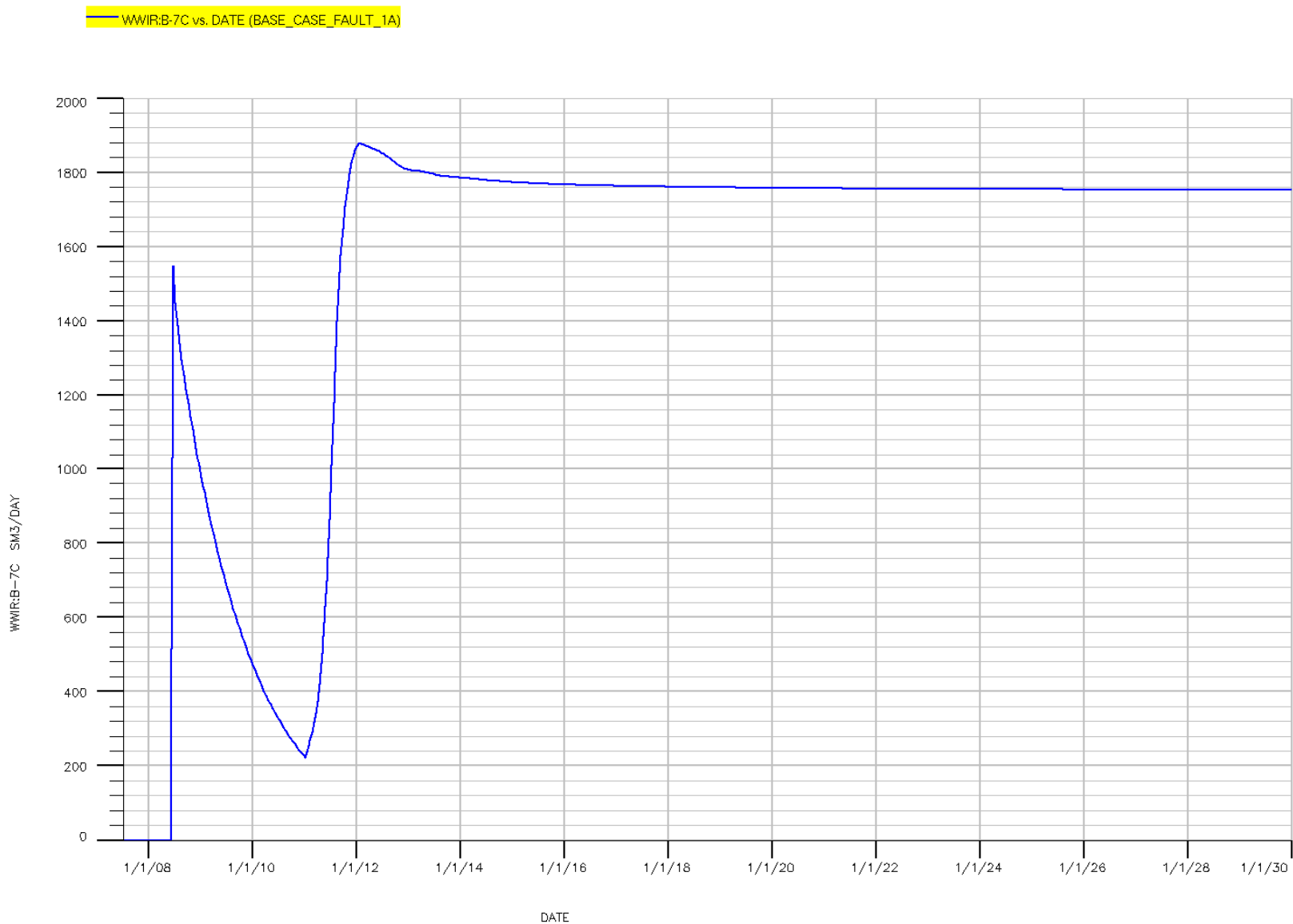
8.7.4. Produksjonsrate, A-36A (lukket forkastning, nye perf)

Well Production Rate (A-36A)

- WOPR:A-36A (BASE_CASE_FAULT_1A)
- WGPR:A-36A (BASE_CASE_FAULT_1A)
- WWPR:A-36A (BASE_CASE_FAULT_1A)



8.7.5. Vanninjeksjonsrate, B-7C (lukket forkastning)



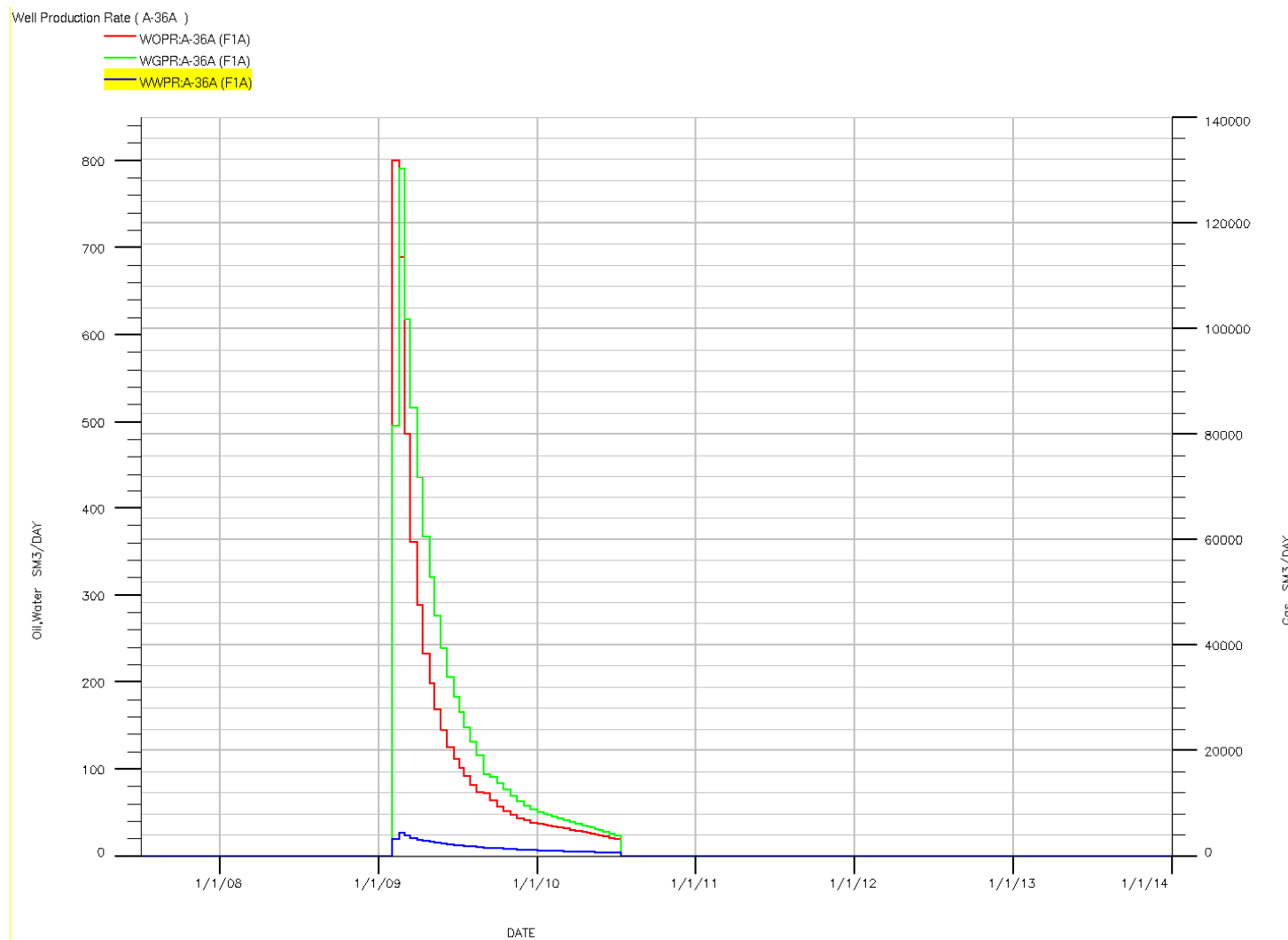
NPV base case fault med ny perforeringer (BASE_CASE_FAULT_1A)

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500
Discount rate	0,08	High price	1,4		
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6		
Standard dager	45	Prob. Low	0,2		
Meter per dag	80	Prob. High	0,2		
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high
Komplettering	14		1,030E+09	5,399E+08	1,521E+09
					ENPV
					1,030E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]		
jan.08	366			0	
jan.09	365	60	1,6	1	
jan.10	365	65	1,75	2	
jan.11	365	68	1,8	3	
jan.12	366	70	1,9	4	
jan.13	365	75	2	5	
jan.14	365	75	2	6	
jan.15	365	75	2	7	
jan.16	366	75	2	8	
jan.17	365	75	2	9	
jan.18	365	75	2	10	
jan.19	365	75	2	11	
jan.20	366	75	2	12	
jan.21	365	75	2	13	
jan.22	365	75	2	14	
jan.23	365	75	2	15	
jan.24	366	75	2	16	
jan.25	365	75	2	17	
jan.26	365	75	2	18	
jan.27	365	75	2	19	
jan.28	366	75	2	20	
jan.29	365	75	2	21	

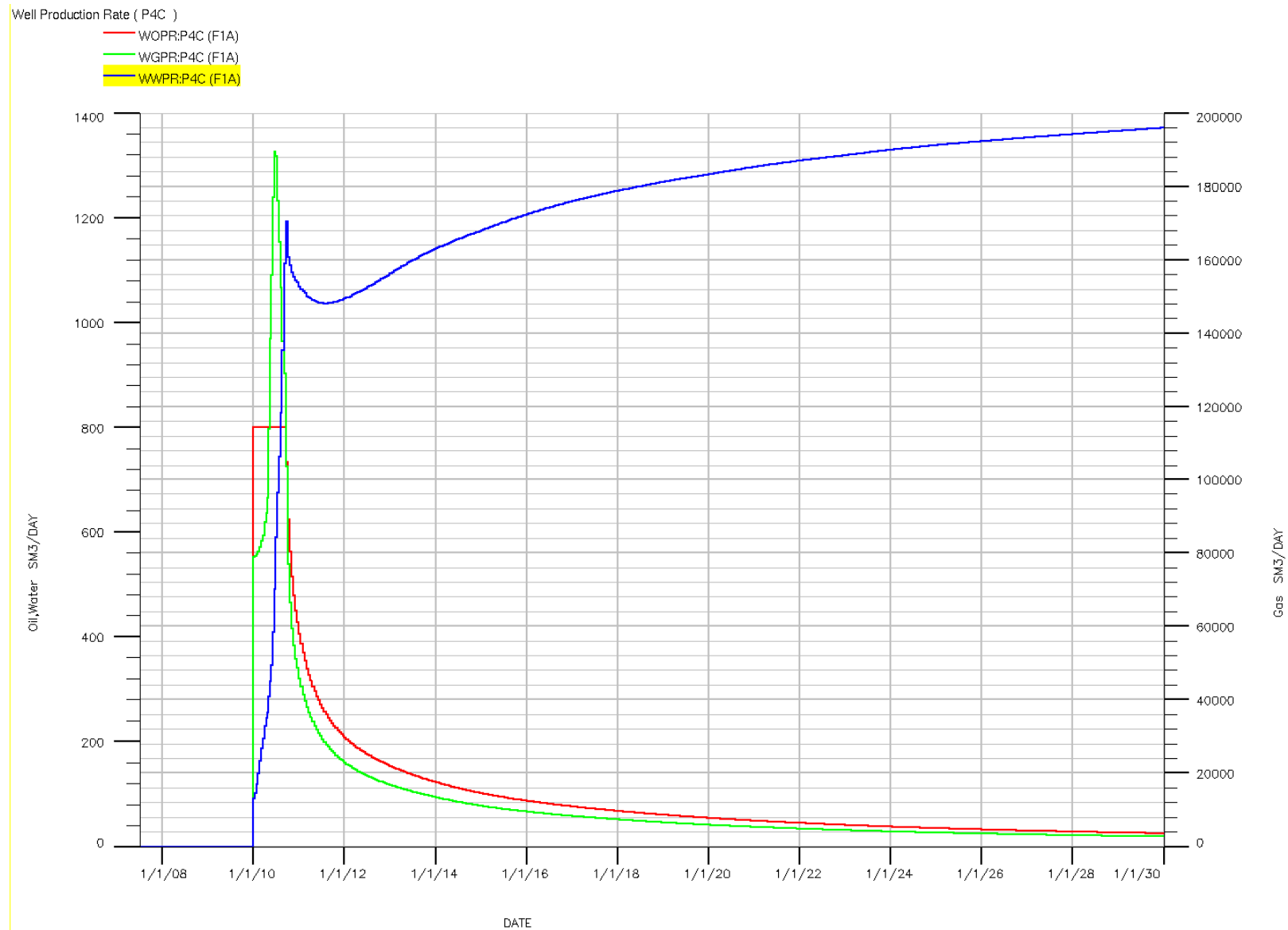
Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,71E+02	1,31E+08	7,86E+07	1,83E+08	1,31E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,53E+01	1,18E+07	7,06E+06	1,65E+07	1,18E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,94E+02	4,42E+08	2,65E+08	6,19E+08	4,42E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,30E+02	9,27E+07	5,56E+07	1,30E+08	9,27E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,12E+02	7,91E+07	4,75E+07	1,11E+08	7,91E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,59E+01	6,25E+07	3,75E+07	8,75E+07	6,25E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,30E+01	5,01E+07	3,00E+07	7,01E+07	5,01E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,43E+01	4,16E+07	2,50E+07	5,82E+07	4,16E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,75E+01	3,49E+07	2,09E+07	4,89E+07	3,49E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,20E+01	2,97E+07	1,78E+07	4,16E+07	2,97E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,73E+01	2,54E+07	1,52E+07	3,56E+07	2,54E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,33E+01	2,20E+07	1,32E+07	3,07E+07	2,20E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,99E+01	1,90E+07	1,14E+07	2,65E+07	1,90E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,69E+01	1,65E+07	9,90E+06	2,31E+07	1,65E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,41E+01	1,44E+07	8,62E+06	2,01E+07	1,44E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,16E+01	1,26E+07	7,55E+06	1,76E+07	1,26E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,93E+01	1,10E+07	6,59E+06	1,54E+07	1,10E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,72E+01	9,62E+06	5,77E+06	1,35E+07	9,62E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,52E+01	8,44E+06	5,06E+06	1,18E+07	8,44E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,35E+01	7,44E+06	4,47E+06	1,04E+07	7,44E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,19E+01	6,55E+06	3,93E+06	9,17E+06	6,55E+06

8.8. F1A

8.8.1. Produksjonsrate A-36A



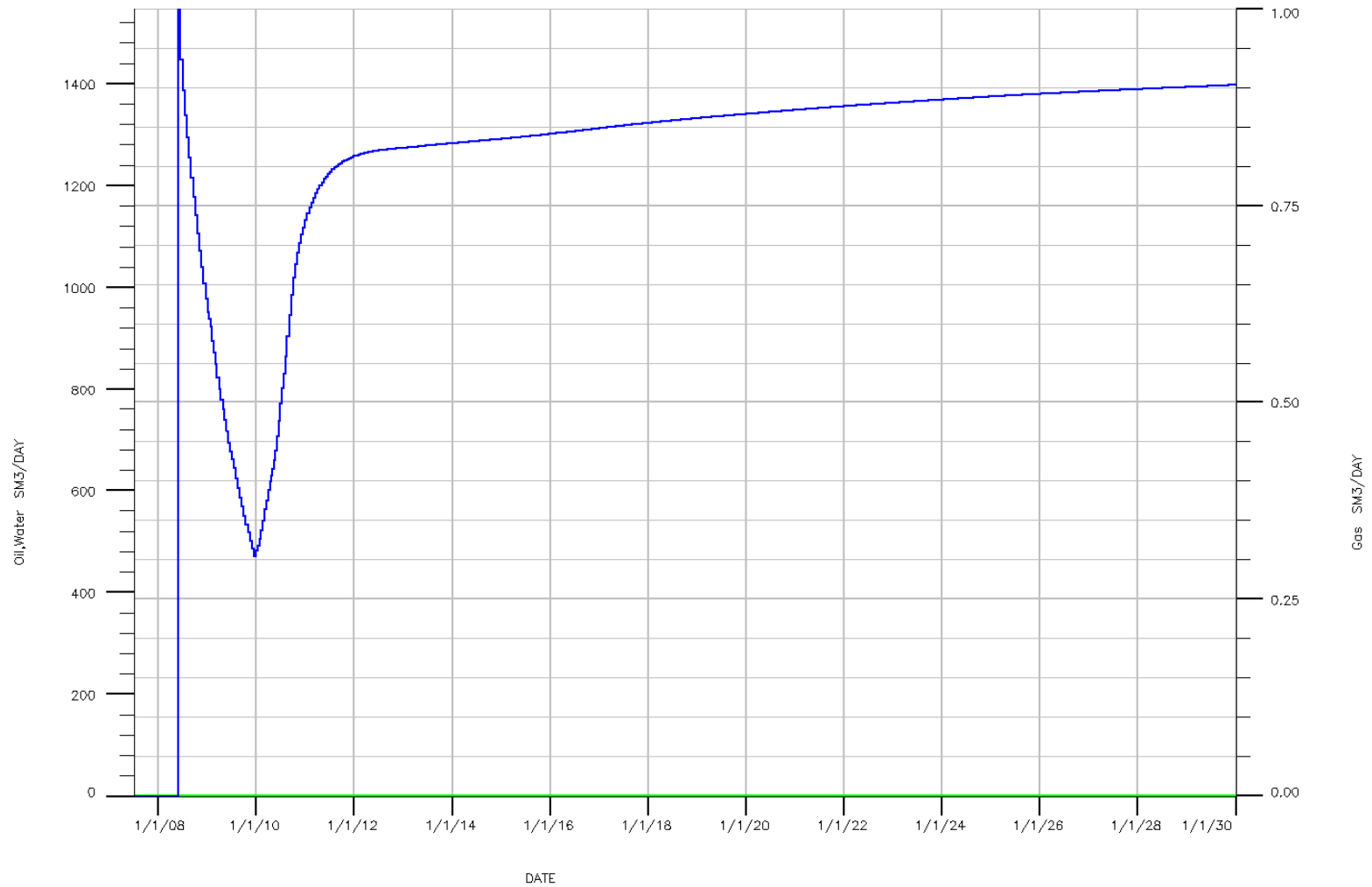
8.8.2. Produksjonsrate, P4C



8.8.3. Vanninjeksjonsrate i B-7C

Well Injection Rate (B-7C)

- WOIR:B-7C (F1A)
- WGIR:B-7C (F1A)
- WWIR:B-7C (F1A)



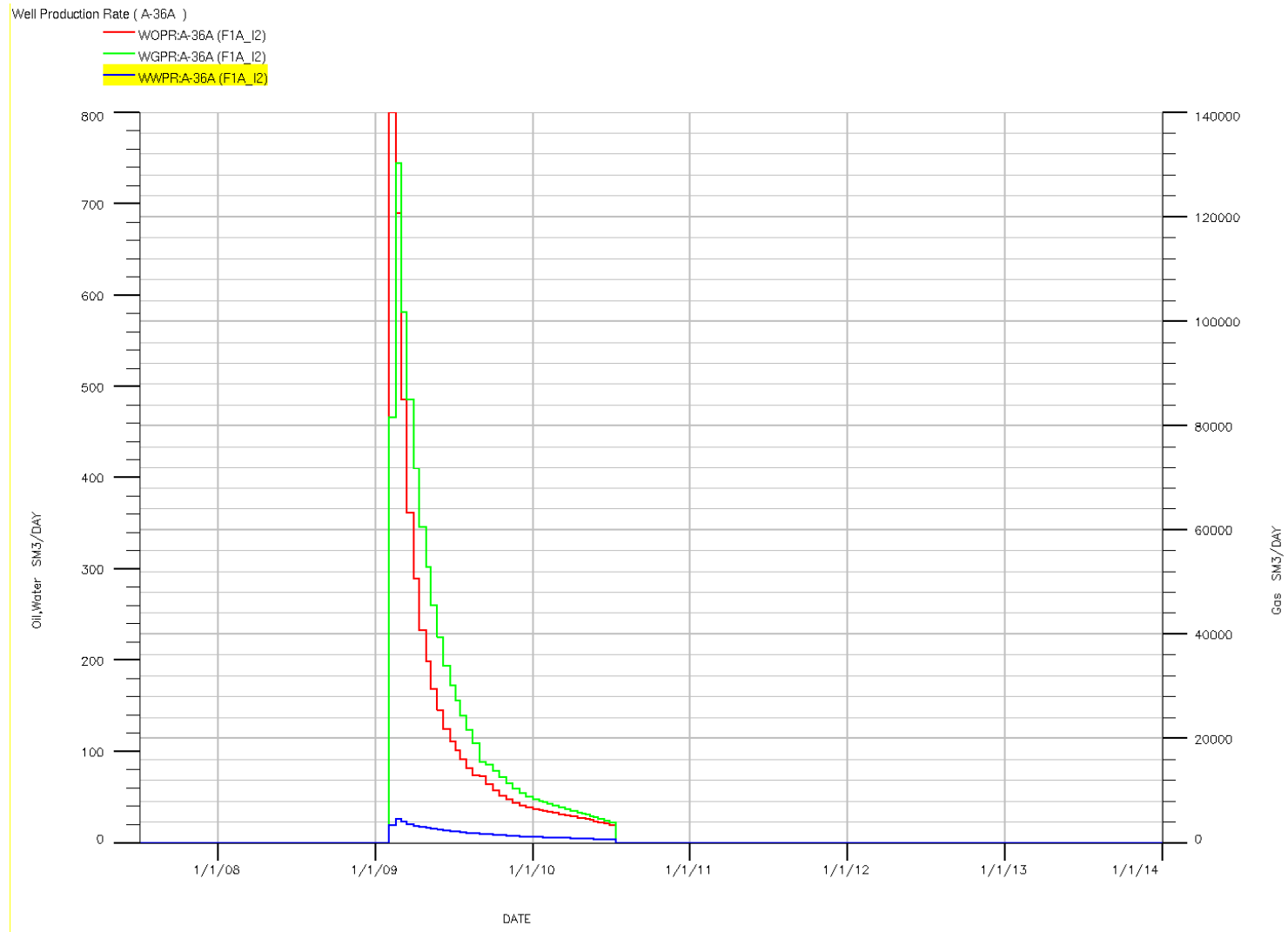
NPV F1A

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500		
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4C(m)	800		
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6				
Standard dager	45	Prob. Low	0,2				
Meter per dag	80	Prob. High	0,2				
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV	
Komplettering	14		1,329E+09	6,481E+08	2,010E+09	1,329E+09	
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]				
jan.08	366				0		
jan.09	365	60	1,6		1		
jan.10	365	65	1,75		2		
jan.11	365	68	1,8		3		
jan.12	366	70	1,9		4		
jan.13	365	75	2		5		
jan.14	365	75	2		6		
jan.15	365	75	2		7		
jan.16	366	75	2		8		
jan.17	365	75	2		9		
jan.18	365	75	2		10		
jan.19	365	75	2		11		
jan.20	366	75	2		12		
jan.21	365	75	2		13		
jan.22	365	75	2		14		
jan.23	365	75	2		15		
jan.24	366	75	2		16		
jan.25	365	75	2		17		
jan.26	365	75	2		18		
jan.27	365	75	2		19		
jan.28	366	75	2		20		
jan.29	365	75	2		21		

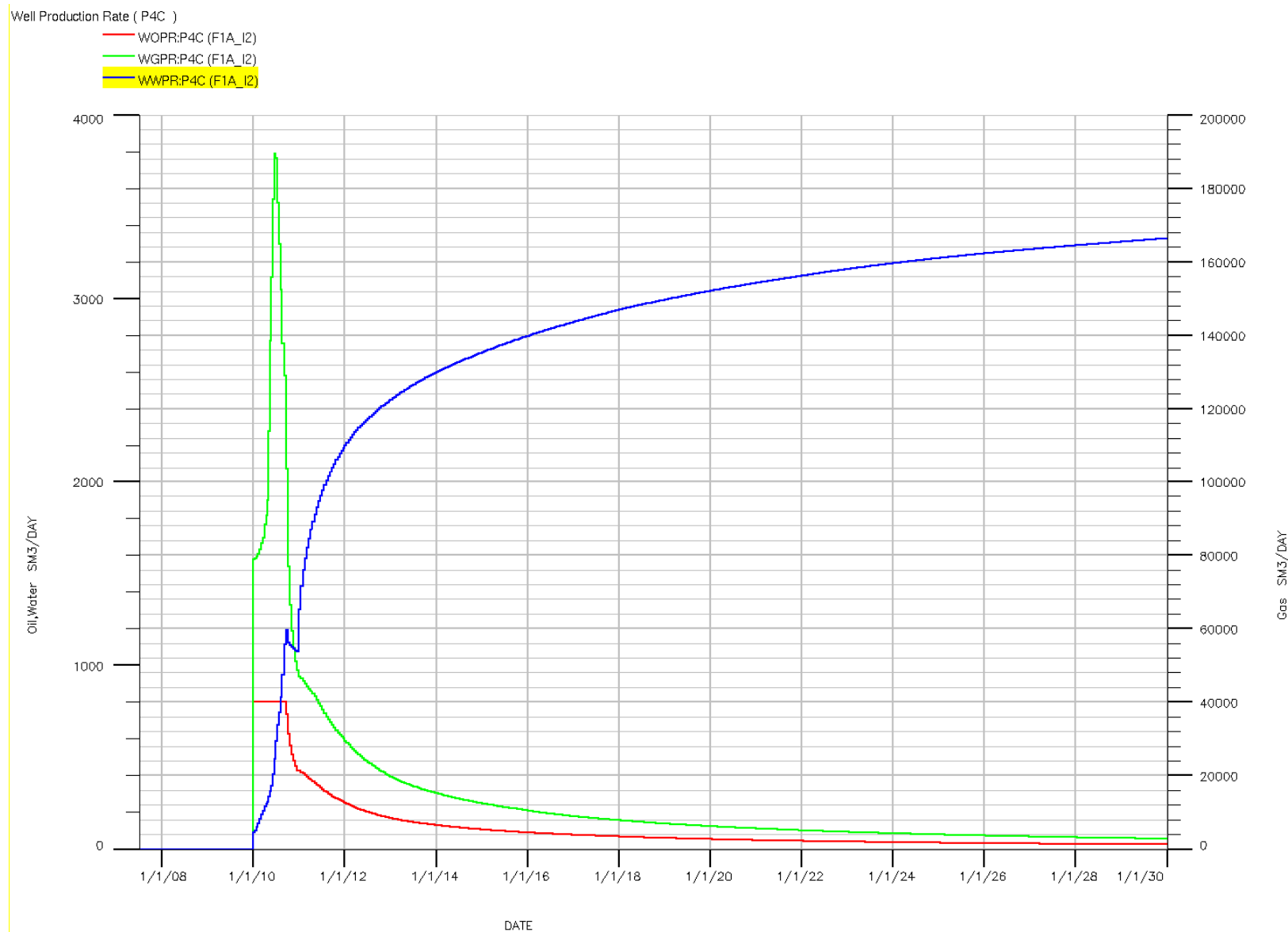
Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	1,71E+02	1,31E+08	7,86E+07	1,83E+08	1,31E+08
-1,04E+08	0,00E+00	7,42E+02	4,81E+08	2,18E+08	7,44E+08	4,81E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,82E+02	2,10E+08	1,26E+08	2,94E+08	2,10E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,78E+02	1,27E+08	7,59E+07	1,77E+08	1,27E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,37E+02	9,65E+07	5,79E+07	1,35E+08	9,65E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,12E+02	7,27E+07	4,36E+07	1,02E+08	7,27E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,39E+01	5,66E+07	3,40E+07	7,93E+07	5,66E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,14E+01	4,56E+07	2,74E+07	6,38E+07	4,56E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,18E+01	3,71E+07	2,23E+07	5,20E+07	3,71E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,39E+01	3,06E+07	1,84E+07	4,28E+07	3,06E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,73E+01	2,54E+07	1,52E+07	3,56E+07	2,54E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,17E+01	2,13E+07	1,28E+07	2,98E+07	2,13E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,69E+01	1,78E+07	1,07E+07	2,50E+07	1,78E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,28E+01	1,51E+07	9,04E+06	2,11E+07	1,51E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,93E+01	1,28E+07	7,69E+06	1,79E+07	1,28E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,62E+01	1,10E+07	6,58E+06	1,53E+07	1,10E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,36E+01	9,38E+06	5,63E+06	1,31E+07	9,38E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,13E+01	8,09E+06	4,85E+06	1,13E+07	8,09E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,92E+01	7,00E+06	4,20E+06	9,80E+06	7,00E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,74E+01	6,09E+06	3,65E+06	8,53E+06	6,09E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,58E+01	5,29E+06	3,17E+06	7,40E+06	5,29E+06

8.9. F1A_I2

8.9.1. Produksjonsrate A-36A



8.9.2. Produksjonsrate P4C



8.9.3. Vanninjeksjonsrater B-7C og I2

Well Injection Rate (B-7C I2A)

WOIR:B-7C (F1A_I2)

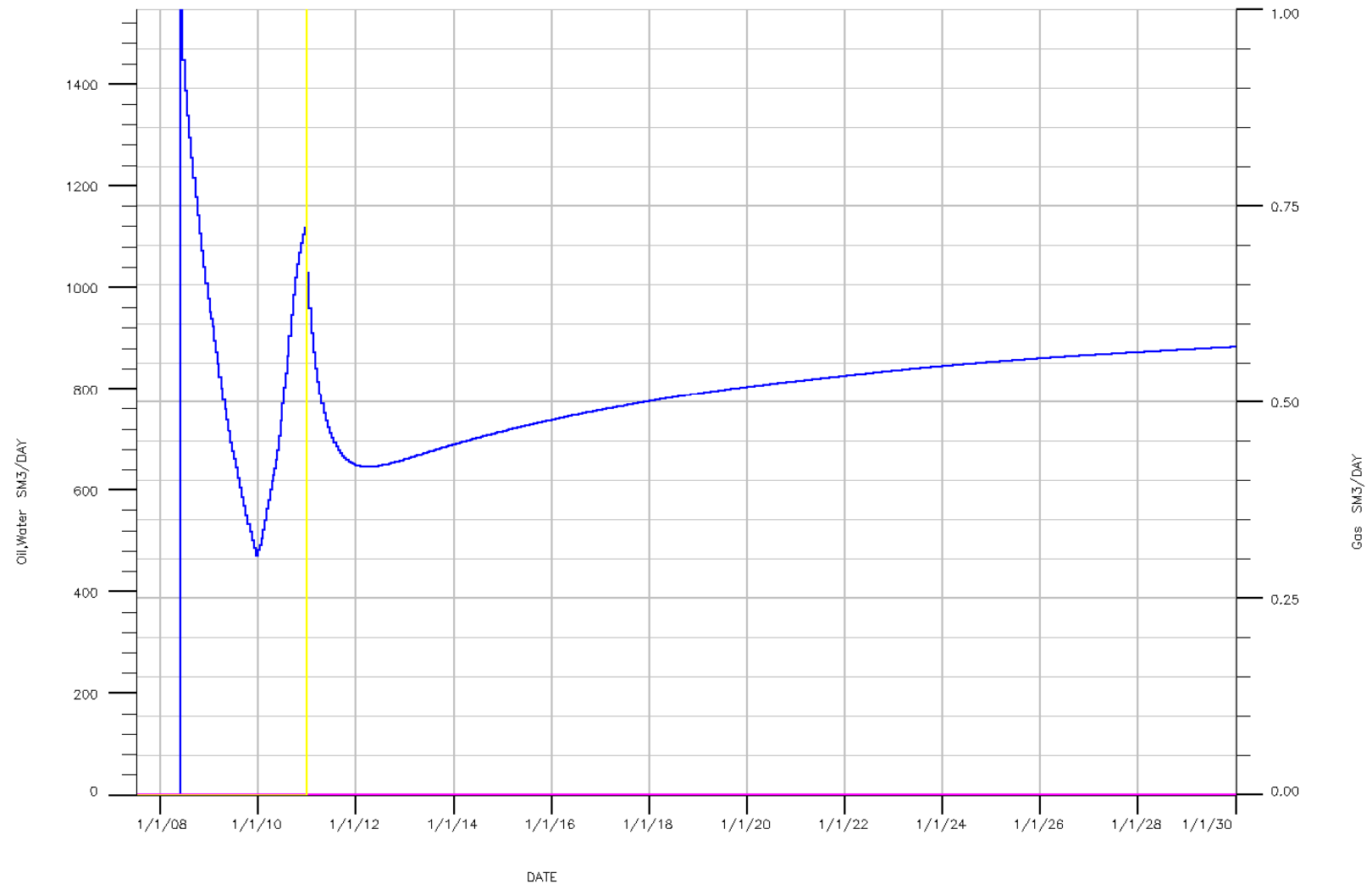
WGIR:B-7C (F1A_I2)

WWIR:B-7C (F1A_I2)

WOIR:I2A (F1A_I2)

WGIR:I2A (F1A_I2)

WWIR:I2A (F1A_I2)



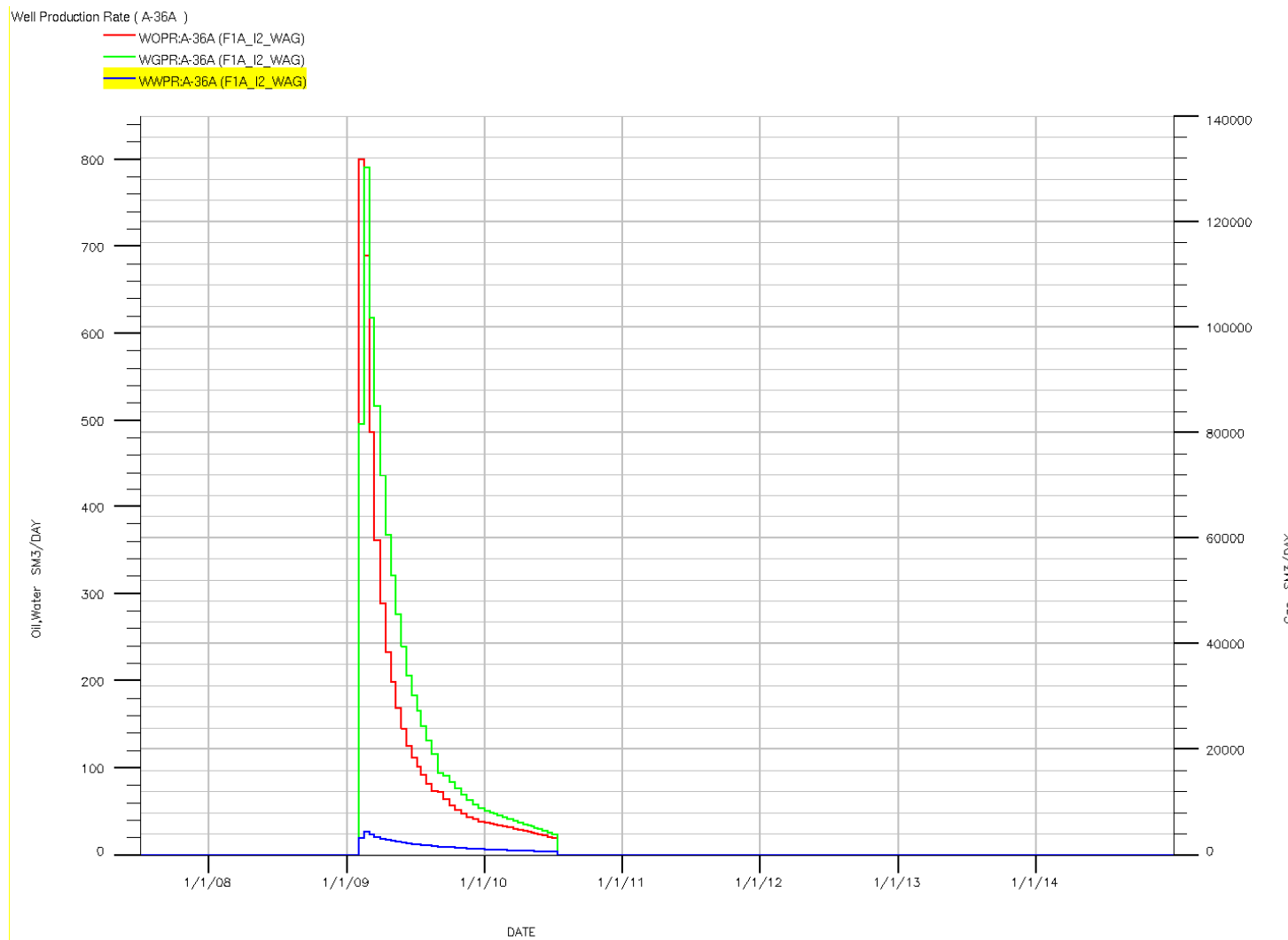
8.9.4. NPV F1A_I2

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500	
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4A(m)	800	
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6	I2A(m)	150	
Standard dager	45	Prob. Low	0,2			
Meter per dag	80	Prob. High	0,2			
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		1,472E+09	7,920E+08	2,152E+09	1,472E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]			
jan.08	366			0		
jan.09	365	60	1,6	1		
jan.10	365	65	1,75	2		
jan.11	365	68	1,8	3		
jan.12	366	70	1,9	4		
jan.13	365	75	2	5		
jan.14	365	75	2	6		
jan.15	365	75	2	7		
jan.16	366	75	2	8		
jan.17	365	75	2	9		
jan.18	365	75	2	10		
jan.19	365	75	2	11		
jan.20	366	75	2	12		
jan.21	365	75	2	13		
jan.22	365	75	2	14		
jan.23	365	75	2	15		
jan.24	366	75	2	16		
jan.25	365	75	2	17		
jan.26	365	75	2	18		
jan.27	365	75	2	19		
jan.28	366	75	2	20		
jan.29	365	75	2	21		

Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	1,71E+02	1,31E+08	7,86E+07	1,83E+08	1,31E+08
-1,04E+08	0,00E+00	7,42E+02	4,81E+08	2,18E+08	7,44E+08	4,81E+08
9,13E+07	0,00E+00	3,34E+02	3,21E+08	2,51E+08	3,92E+08	3,21E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,05E+02	1,46E+08	8,76E+07	2,04E+08	1,46E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,47E+02	1,04E+08	6,22E+07	1,45E+08	1,04E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,17E+02	7,64E+07	4,58E+07	1,07E+08	7,64E+07
0,00E+00	0,00E+00	9,75E+01	5,88E+07	3,53E+07	8,24E+07	5,88E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,35E+01	4,67E+07	2,80E+07	6,54E+07	4,67E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,27E+01	3,76E+07	2,26E+07	5,26E+07	3,76E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,40E+01	3,06E+07	1,84E+07	4,29E+07	3,06E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,69E+01	2,52E+07	1,51E+07	3,53E+07	2,52E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,10E+01	2,10E+07	1,26E+07	2,94E+07	2,10E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,62E+01	1,75E+07	1,05E+07	2,46E+07	1,75E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,20E+01	1,48E+07	8,88E+06	2,07E+07	1,48E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,86E+01	1,26E+07	7,54E+06	1,76E+07	1,26E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,56E+01	1,08E+07	6,46E+06	1,51E+07	1,08E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,30E+01	9,22E+06	5,53E+06	1,29E+07	9,22E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,07E+01	7,95E+06	4,77E+06	1,11E+07	7,95E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,87E+01	6,88E+06	4,13E+06	9,63E+06	6,88E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,70E+01	6,00E+06	3,60E+06	8,40E+06	6,00E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,54E+01	5,22E+06	3,13E+06	7,30E+06	5,22E+06

8.10. F1A I2 WAG

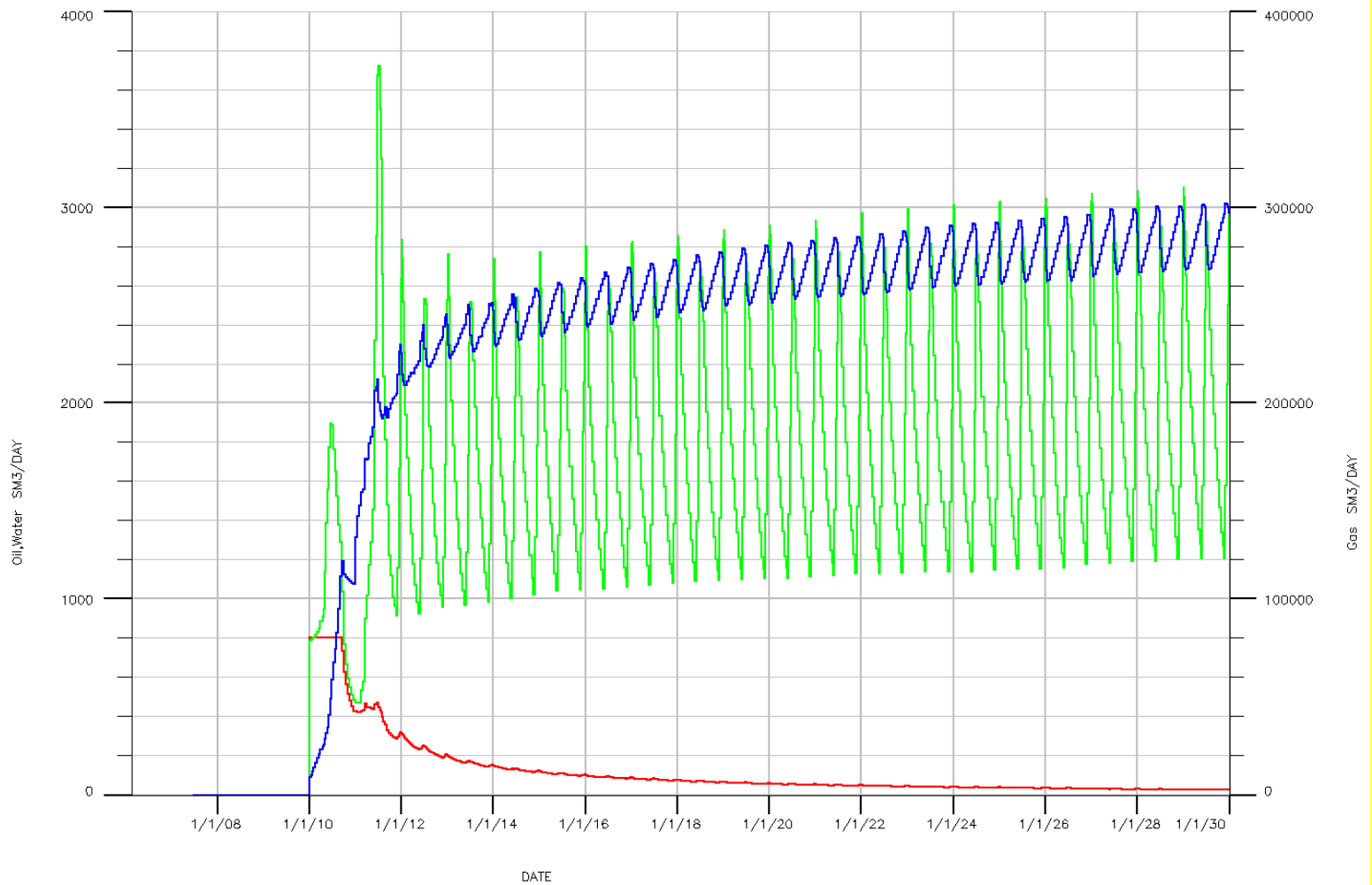
8.10.1. Produksjonsrate A-36A



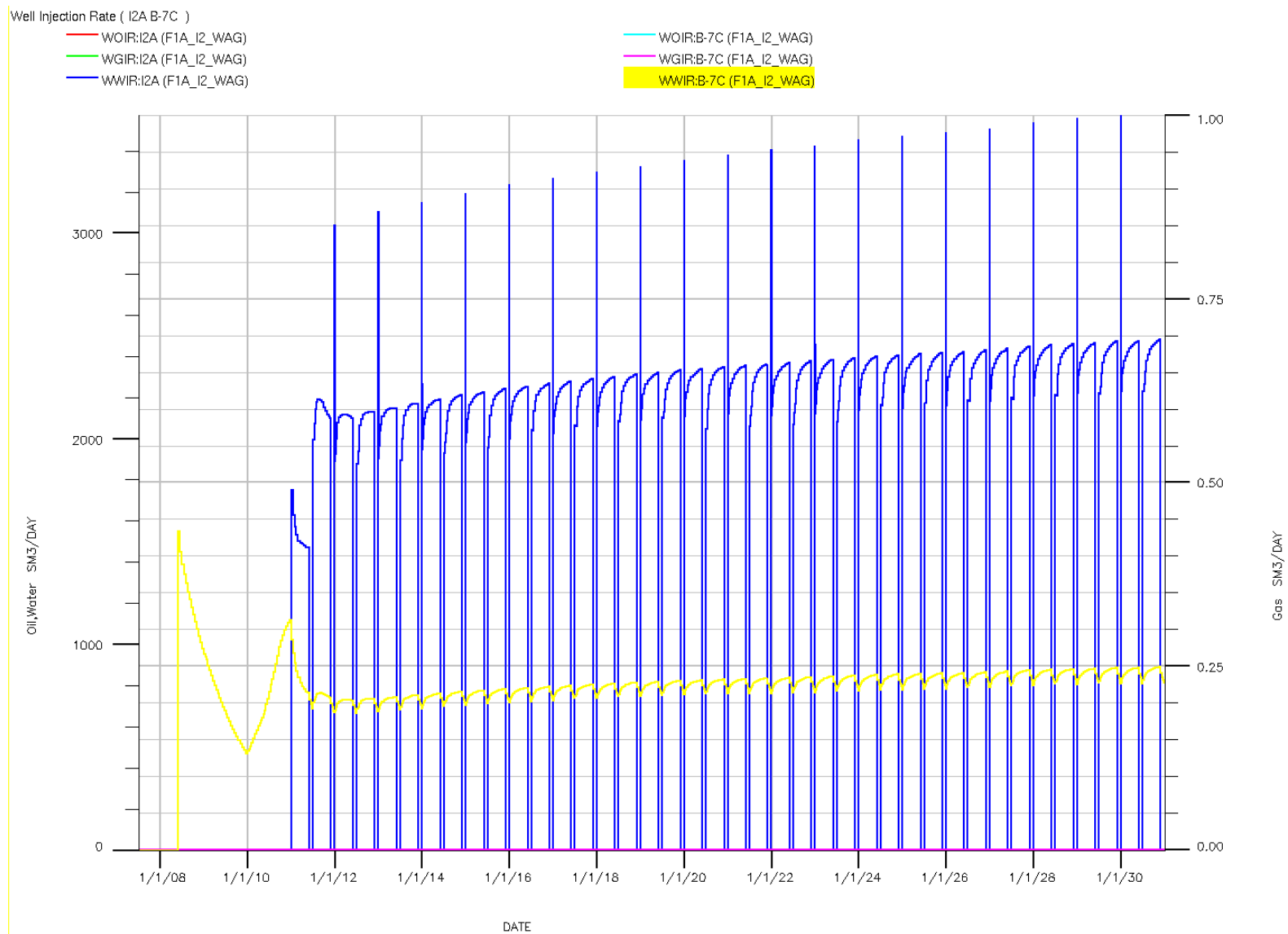
8.10.2. Produksjonsrate P4C

Well Production Rate (P4C)

WOPR:P4C (F1A_I2_WAG)
WGPR:P4C (F1A_I2_WAG)
WWPR:P4C (F1A_I2_WAG)



8.10.3. Vanninjeksjonsrater i B-7C og I2A



8.10.4. Gassinjeksjonsrater i I2A

Well Injection Rate (I2B)

WOIR:I2B (F1A_I2_WAG)
WGIR:I2B (F1A_I2_WAG)
WWIR:I2B (F1A_I2_WAG)



8.10.5. F1A_I2_WAG

NOK/USD	6	Low price	0,6	A-36-a(m)	500	
Discount rate	0,08	High price	1,4	P4C(m)	800	
bbl/Sm3	6,293	Prob. u.	0,6	I2A(m)	150	
Standard dager	45	Prob. Low	0,2			
Meter per dag	80	Prob. High	0,2			
Kostnad/dag	1,50E+06		NPV	NPV low	NPV high	ENPV
Komplettering	14		1,578E+09	8,554E+08	2,300E+09	1,578E+09
Year	Days/year	Oil [USD/bbl]	Gas [NOK/Sm]			
jan.08	366			0		
jan.09	365	60	1,6	1		
jan.10	365	65	1,75	2		
jan.11	365	68	1,8	3		
jan.12	366	70	1,9	4		
jan.13	365	75	2	5		
jan.14	365	75	2	6		
jan.15	365	75	2	7		
jan.16	366	75	2	8		
jan.17	365	75	2	9		
jan.18	365	75	2	10		
jan.19	365	75	2	11		
jan.20	366	75	2	12		
jan.21	365	75	2	13		
jan.22	365	75	2	14		
jan.23	365	75	2	15		
jan.24	366	75	2	16		
jan.25	365	75	2	17		
jan.26	365	75	2	18		
jan.27	365	75	2	19		
jan.28	366	75	2	20		
jan.29	365	75	2	21		

Well/injector	GAS SM3/DAY	OIL SM3/DAY	PV	PV low	PV high	EPV
-9,79E+07	0,00E+00	0,00E+00	-9,79E+07	-1,37E+08	-5,87E+07	-9,79E+07
0	0,00E+00	1,71E+02	1,31E+08	7,86E+07	1,83E+08	1,31E+08
-1,04E+08	0,00E+00	7,42E+02	4,81E+08	2,18E+08	7,44E+08	4,81E+08
9,13E+07	0,00E+00	3,91E+02	3,63E+08	2,76E+08	4,51E+08	3,63E+08
0,00E+00	0,00E+00	2,36E+02	1,68E+08	1,01E+08	2,35E+08	1,68E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,65E+02	1,16E+08	6,96E+07	1,62E+08	1,16E+08
0,00E+00	0,00E+00	1,29E+02	8,42E+07	5,05E+07	1,18E+08	8,42E+07
0,00E+00	0,00E+00	1,06E+02	6,39E+07	3,83E+07	8,94E+07	6,39E+07
0,00E+00	0,00E+00	8,98E+01	5,03E+07	3,02E+07	7,04E+07	5,03E+07
0,00E+00	0,00E+00	7,80E+01	4,03E+07	2,42E+07	5,64E+07	4,03E+07
0,00E+00	0,00E+00	6,79E+01	3,25E+07	1,95E+07	4,55E+07	3,25E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,97E+01	2,64E+07	1,59E+07	3,70E+07	2,64E+07
0,00E+00	0,00E+00	5,34E+01	2,20E+07	1,32E+07	3,08E+07	2,20E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,88E+01	1,85E+07	1,11E+07	2,60E+07	1,85E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,50E+01	1,58E+07	9,50E+06	2,22E+07	1,58E+07
0,00E+00	0,00E+00	4,10E+01	1,34E+07	8,01E+06	1,87E+07	1,34E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,80E+01	1,15E+07	6,89E+06	1,61E+07	1,15E+07
0,00E+00	0,00E+00	3,56E+01	9,94E+06	5,96E+06	1,39E+07	9,94E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,32E+01	8,59E+06	5,16E+06	1,20E+07	8,59E+06
0,00E+00	0,00E+00	3,00E+01	7,18E+06	4,31E+06	1,01E+07	7,18E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,78E+01	6,18E+06	3,71E+06	8,65E+06	6,18E+06
0,00E+00	0,00E+00	2,61E+01	5,35E+06	3,21E+06	7,49E+06	5,35E+06