

EiT - Gullfakslandsbyen

Skinfaks gassløft

6. mai, 2009



Gruppe 2:

Muazma

Brage

Anders

Stian

1 Forord

Denne prosjektrapporten i Ekspert i Team er et resultat av et oppgavesamarbeid mellom StatoilHydro og NTNU. I denne rapporten har vi prøvd å gi svar på gassløftrelaterte problemstillinger for utvalgte brønner i Skinfaksfeltet. Vi vil rette stor takk til professor Michael Golan ved institutt for petroleumsteknologi på NTNU, Ole Jørgen Birkenes og Leif-Kristian Tveiterå i StatoilHydro samt veilederne i Gullfakslandsbyen for god veiledning og tilrettelegging.

Brage Rugstad Knudsen

Stian Lunde Høgåsen

Muazma Ali

Anders Dalby

Innhold

1	Forord	2
2	Sammendrag	5
3	Kort om Skinfaks	6
4	Notasjon	7
5	Prosjektbeskrivelse	7
5.1	Problemstilling	7
5.2	Gruppedeltakere	8
5.3	Gassløft	8
5.4	Restriksjoner i modellene:	8
5.5	Økonomiske vurderinger	9
6	Hvorfor gassløft	9
6.1	Virkemåte	9
6.2	Ulemper ved gassløft	9
6.3	Fordeler ved gassløft, økt oljeproduksjon	10
6.4	Faktorer som påvirker oljeproduksjon fra gassløft	11
6.5	Beregning av P_{wf} og produksjonsrate med en gitt injeksjonsdybde	12
6.6	Beregningseksempel	12
7	Prosedyre for simulering av gassløft	13
7.1	Modellering i Prosper	13
7.2	Modellering i GAP	15
7.3	Simulering i GAP	17
7.4	Antakelser gjort i simuleringen	17
8	Simuleringsresultater	19
9	Analyse av simuleringsresultater	22
9.1	Vurdering av resultater	22
9.2	Sensitivitetsanalyse	26
9.3	Feilkilder og usikkerhet	28
10	Økonomiske forutsetninger	29
10.1	Finansiell modell og netto nåverdi	29
10.2	Inputs og andre forutsetninger	29

11 Økonomisk analyse	31
11.1 Verdiadditivets-prinsippet	33
11.2 Tolkning av resultater	34
11.3 Konklusjon	35
12 Vedlegg	38
A Modelldata	38
B Figurer	40
C Simuleringsresultater	41

2 Sammendrag

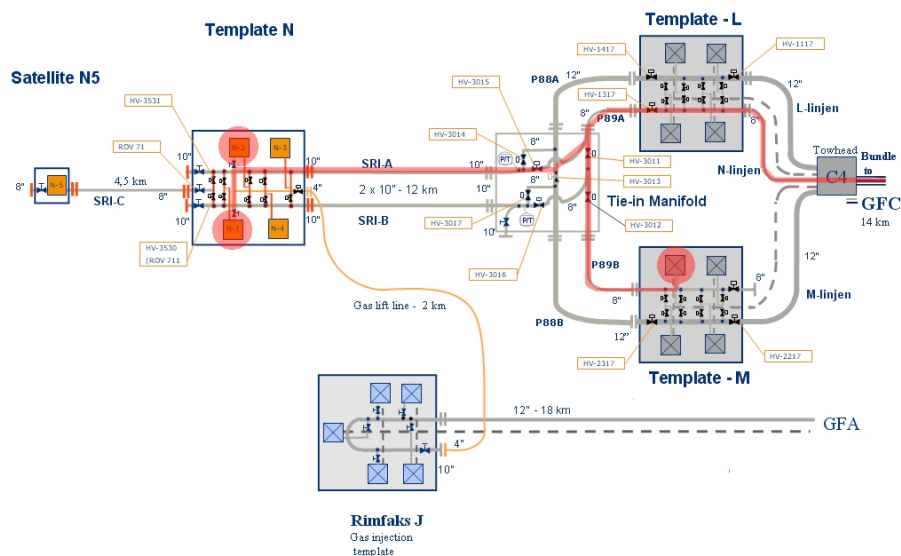
Gruppen vår ble tildelt oppgaven “Gassløft på Skinfaks”. Problemstillingen er å finne anbefalt tidspunkt for oppstart av gassløft på brønnene N-1 og N-2, i tillegg til å finne ut om dette er økonomisk lønnsomt for StatoilHydro. For å simulere produksjon i brønnene har vi tatt i bruk programvarene PROSPER og GAP. En økonomisk modell er brukt for å beregne kontantstrømmer forbundet med simuleringsresultatene, som gir oss netto nåverdi for prosjektet. Resultatene tilsier at StatoilHydro bør gjennomføre gassløft på brønnene. Tidspunkt for installering avhenger av investeringskostnad og riktige forutsetninger. Vi har kjørt flere case i beregningene for å belyse usikkerheten rundt kostnadselementene. Resultatene viser også at vi fra juni 2009 får en merproduksjon av olje på 9,3% ved bruk av gassløft på N-1 og N-2. Vi håper og tror at StatoilHydro vil ha nytte av denne oppgaven.

3 Kort om Skinfaks

Skinfaks er et satelittfelt til Gullfaksfeltet som ligger i blokk 34/10 i den nordlige delen av Nordsjøen[2]. Feltet består av flere undervannsproduksjonssystemer som er koblet opp til eksisterende brønnrammer på satelittfeltet Gullfaks Sør og går videre til Gullfaks C i hovedfeltet.

Skinfaks begynte sin produksjon 27. januar 2007 [2] og brønnene N-1 og N-2 startet tidlig vannproduksjon. I tillegg har trykkfallet i brønnene vært større enn først estimert [1]. Dette har ført til en redusert levetid og produksjonsrate for brønnene. Vi ønsker å undersøke om disse faktorene kan forbedres ved hjelp av gassløft, og om dette er økonomisk lønnsomt.

Brønnene vi skal se nærmere på er brønn N-1 og N-2 på ramme N, samt en brønn fra ramme M. Se figur 1 [2] på side 6. De aktuelle brønnene og tilhørende produksjonsrør er markert med rødt.



Figur 1: Aktuelle Skinfakssatelitter

Disse tre brønnene går alle inn på samme ledningsnett og dette stiller krav til produksjonsrate og ledningstrykk i røret. Produksjonsrøret går videre til Gullfaks C plattformen. Gass som skal benyttes til gassløft kommer fra Gullfaks A (hvor kompressoren står) via Rinfaks J og videre til brønn N-1 og N-2.

4 Notasjon

Notasjon benyttet i programvaren fra *Petroleum Experts Ltd.* avviker noe fra notasjonen benyttet ellers i litteratur og software for olje- og gassproduksjon. I tabell 1 på side 7 presenteres derfor notasjon som blir benyttet i beskrivelse av modellering og resultater:

PVT	Pressure Volume Temperature
IPR	Inflow Performance Relation
VLP	Vertical Lift Performance
WCT	Water Cut
GOR	Gas Oil Ratio
P.I.	Productivity Index
FBHP	Flowing Bottomhole Pressure
FWHP	Flowing Wellhead Pressure
Sm ³ /d	Standard m ³ per day
TIM	Tie In Manifold

Tabell 1: Notasjon

Inflow Performance (IP) er **innstrømning** fra reservoar inn i brønn, og plot av produksjon rate mot FBHP definerer IPR. VLP er **utstrømning** i brønn fra øverste perforering til overflate. VLP kurver, også kalt løftekurver eller Outflow curves, viser sammenheng mellom produksjonsrate og FBHP. Sammenhengen mellom IPR og VLP kurver blir nærmere beskrevet i avsnitt 8 (analyse av resultater).

5 Prosjektbeskrivelse

5.1 Problemstilling

Vi har ikke avviket noe fra StatoilHydro sin opprinnelige problemstilling i dette prosjektet. Vi vurderte problemstillingen som passende for vår gruppe og ville ikke komplisere oppgavene med unødvendige detaljer som ikke inngår i gassløft.

Problemstillingen som vi ønsker å belyse i denne rapporten er som følger:

Beregne anbefalt tidspunkt for oppstart av gassløft og videre beregne kostnader/merinntekt av gassløft på Skinfaksbrønnene ut feltets levetid.

5.2 Gruppedeltakere

Brage Knudsen: siv.ing. teknisk kybernetikk

Muazma Ali: siv.ing. petroleumsteknologi

Stian Høgåsen: siv.ing. bygg/konstruksjon

Anders Dalby: master i finansiell økonomi (bachelor i økonomi og adm.)

5.3 Gassløft

Teori:

Professor Michael Golan har holdt en forelesning om teorien rundt gassløft, for å gi oss et faglig fundament for å løse oppgaven. Vi har også søkt veiledning hos vår kontaktperson i StatoilHydro, for bistand med den tekniske utformingen av simuleringer og vurdering av våre endelige resultater.

Praktisk:

Det praktiske i denne oppgaven består av å lage en brønnmodell for N-1 og N-2 med gassløft i Prosper, for deretter å bygge SRI-A + N-linjen i GAP, samt at vi legger til M1. Det vil si at vi legger inn hele systemet i GAP, etter å ha modellert brønnene i Prosper. Dette innebærer at vi måtte få opplæring i programmene Prosper og GAP.

5.4 Restriksjoner i modellene:

Det har vært nødvendig med ulike forenklinger og restriksjoner i den tekniske og økonomiske analysen. Restriksjonene vi har satt på våre modeller har vi fått fra StatoilHydro og er nærmere beskrevet i avsnitt 7.4 og 10.2. Noen av restriksjonene i GAP-modellen er listet her:

1. Topside trykk (sep) 60 bar
2. Temperatur p åTIM min. 35 °C
3. Max gassrate tilgjengelig for gassløft
4. M-brønn leverer fast rate

Alle input i modellen (brønndata, produksjonsprofil og trykkprofil for hver brønn) er levert av StatoilHydro.

5.5 Økonomiske vurderinger

Etter at vi var ferdig med å simulere produksjon og fikk ut relevante data starter vi med den økonomiske analysen.

Et potensielt gassløft innebærer innstalleringskostnader i form leie av et fartøy med tilhørende dagsrate og gasskostnader pga beslaglagt injeksjonskapasitet. Inntektene vil bestå av eventuell merproduksjon av gass og olje. Vi har da laget en økonomisk modell og kjørt forskjellige case basert på denne.

6 Hvorfor gassløft

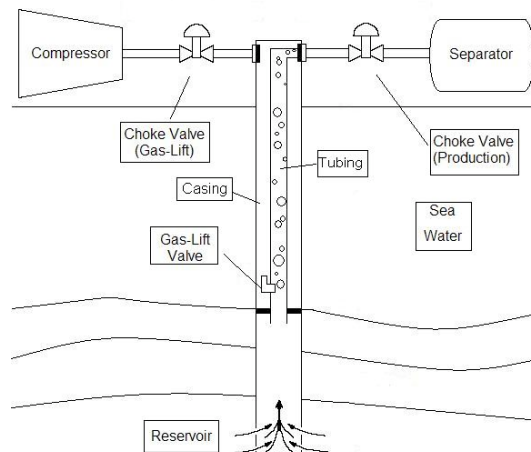
Etter hvert som de store feltene kommer i avtrappingsfasen, blir vannproduksjon et økende problem på norsk sokkel. Økende vannproduksjon mot slutten av et felts levetid kan føre til problemer med å løfte brønnstrømmen opp til overflaten. I fremtidige utbygninger på dypt vann vil vi også oppleve problemer knyttet til den høye statiske(hydrostatiske) trykkforskjellen, $\rho \times g \times h = \text{tetthet} \times \text{tyngdensakselerasjon} \times \text{høyde}$. Problemet kan løses med kunstig løft i form av pumping eller gassløft som letter den hydrostatiske kolonnen. Når trykket på bunnen av brønnen minker, får vi høyere rate ut. Gassløft blir regnet som den mest brukte løftemetoden for høyproduktive brønner. For brønner som ikke naturlig produserer mye gass, vil gassinjeksjon i produksjonsrøret kunne øke strømningskapasiteten.

6.1 Virkemåte

Gassen injiseres ned gjennom annalusen og inn i produksjonsrøret nede i brønnen (i området mellom casingen og annulusen). Figur 2 på side 10 illustrerer utstyr som trengs for å injisere gass ved kontrollerte trykk og rater. Når brønnen produserer for fullt, skal all gass injiseres gjennom den nederste ventilen.

6.2 Ulemper ved gassløft

Bruk av annulusen som gasskanal stiller andre krav til tetting og sikkerhetsbarrierer enn om ringrommet inneholder tung kompletteringsvæske. I tillegg er en gassløftet brønn et dynamisk system, det vil ta tid før gassen injiseres ved full rate gjennom nederste ventil og produksjonen stabiliserer seg.



Figur 2: Prinsippskisse av gassløft

Gassløft vil også være dominert av termodynamisk ikke-likevekt mellom gass og olje, fordi det tar tid før injeksjonsgassen blir tatt opp i oljefasen. En viktig utfordring for å oppnå kontrollerte og effektive gassløft i fremtiden, er å finne tiden det tar å løse gass i olje. Oppløsningshastigheten vil være avhengig av om strømmingen er turbulent eller laminær (virvelfri) og evnen gassmolekylene har til å transporteres inn i oljefasen ved aktuelt trykk og temperatur. Transportevnen til gassmolekylene vil igjen være styrt av diffusjonshastigheten til gass i olje[7], og diffusjonshastigheten vil igjen være avhengig av sammensetningen til gassen og oljen.

6.3 Fordeler ved gassløft, økt oljeproduksjon

Formålet med bruk av gassløft er først og fremst å få økt oljeproduksjon. Produktiviteten ved gassløft er avhengig av en rekke faktorer som for eksempel hvordan gassinjeksjon virker inn på trykktapet i produksjonsrøret og hvordan innstrømmningen fra reservoaret reagerer på trykket i brønnen[4]. Trykktapet i produksjonsrøret avhenger først og fremst av oljerate, q_o , gass/oljeforhold, R_t , rørdiameter, d , og reservoardybde, h . Symbolsk kan vi uttrykke trykket i produksjonsrøret som:

$$p_w = p_{th} + \Delta P(q_o, R_t, d, h \dots) \quad (1)$$

, der p_{th} er brønnhodetrykk på toppen av produksjonsrøret (se figur 19 på side 40). Det totale gass/oljeforholdet i produksjonsrøret vil bestå av gass/oljeforholdet som

brønnen naturlig produserer: R_{ti} fra den oppløste gassen i oljen, pluss bidraget fra injisert gass, q_{gi} :

$$R_t = R_{ti} + \frac{q_{gi}}{q_o} \quad (2)$$

Om vi forutsetter konstant produktivitetsindeks, J (PI i simuleringene våre) får vi den velkjente relasjonen mellom tilstrømningen av olje, q_o , trykket i produksjonsrøret, P_w og reservoartrykk, P_r :

$$q_o = J \times (p_r - p_w) \quad (3)$$

Oljeraten kan nå uttrykkes med denne sammenhengen:

$$q_o = q_o(q_{gi}, p_r, p_i, h, J, R_{ti}, d, h...) \quad (4)$$

Av denne likningen ser vi variabler som inngår i utrekningen og derfor vil påvirke resultatet.

J, produktivitetsindeks er forholdet mellom rate og trykktap i reservoaret. Dette er ofte J_{actual} : $q/(P_r - P_{wf} - \Delta P_{skin})$, der q er rate, P_r er reservoartrykket, P_{wf} er trykket i produksjonsrøret ned i reservoaret, ΔP_{skin} er trykktap forårsaket av *Skin-effekt*¹

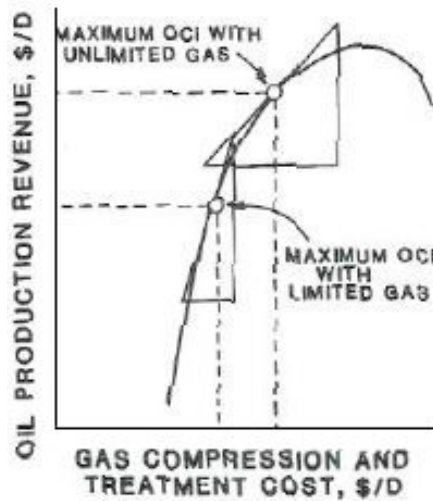
J_{actual} er et uttrykk for hvor effektivt brønnen produserer når man tar hensyn til trykktap forårsaket av *skin-effekt*. J_{ideal} , er tilfellet med den ideelle situasjonen når trykktap på grunn av skin ikke er tilstede ($J_{ideal} = q/(P_r - P_{wf})$).

Høy produktivitetsindeks fører til at man får høy oljerate i starten og stor rørdiameter gir også høyere oljerate.

6.4 Faktorer som påvirker oljeproduksjon fra gassløft

Den høye kostnaden for gasskompresjonen og separasjonsutstyret som trengs til å separere store mengder gass forteller at maksimum oljerate ikke nødvendigvis er den beste økonomisk sett. Har man ubegrenset gass, forekommer den mest økonomiske raten ved en enhetsøkning på kurven i figur 3 [9] på side 12. Dette

¹Et område med skin er et område med mindre permeabilitet enn reservoaret eller. Permeabilitet er formasjonens evne til væskegjennomstrømning. Innvasjon av *mudfiltrat* eller brudd i reservoaret kan føre til at vi får et område med skin-effekt.(se figur 20 på side 40.)



Figur 3: Inntekt/kostnad for injisert gass

maksimumpunktet er punktet der økningen i inntekter er lik økning i gassinjeksjonskostnader og betegnes ofte som *maximum daily operating cash income*, OCI.

6.5 Beregning av P_{wf} og produksjonsrate med en gitt injeksjonsdybde

En likning som ofte brukes er:

$$P_{downhole} = P_{surface} \left(1 + \frac{H}{40000} \right) \quad (5)$$

H er avstanden fra overflaten ned til gassløftsventilen.

6.6 Beregningseksempel

Eksempelvis kan man anta at gassen blir injisert med 900 psia ($14.57 \text{ psia} = 10^5 \text{ Pa}$) overflatetrykk og injeksjonsventilen er såvidt over perforeringen. Det estimerte trykkfallet i gassinjeksjonsventilen ΔP_v er 100 psi. Gasstrykket i annulusen er representert med en rett linje som uttrykk (5) viser fra overflaten ned til 8000 ft ($1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m}$), ved perforeringen og produktivitetsindeksen er $0,2 \text{ Sm}^3/\text{bar}$.

P_{wf} er knyttet til gasstrykket i annulusen slik:

$$P_{wf} = P_{annulus} - \Delta P_{valve} \quad (6)$$

som gir

$$pwf = 900 \times \left(1 + \frac{8000}{40000}\right) - 100 = 980 \text{ psia} \quad (7)$$

Produksjonsraten beregnes så fra IPR slik:

$$q = J \times (pr - pwf) = 0,2 \times (2650 - 980) = 334 \text{ STB/D} \quad (8)$$

(barrel ved standardbetingelser: 15°C, 6.29 barrel = 1 Sm³)

Pwf som trengs for å produsere 200 STB/D, regnet fra IPR, lik:

$$pwf = 2650 - \frac{200}{0,2} = 1650 \text{ psia} \quad (9)$$

7 Prosedyre for simulering av gassløft

For simulering av gassløft for brønnene N-1 og N-2 på Skinfaks-feltet, benyttes programmene Prosper (v10.4) og GAP (v7.4) fra *Petroleum Experts Ltd.* Generelt benyttes Prosper for modellering og simulering av olje- og gassbrønner, mens GAP benyttes for simulering og optimering av produksjonsnettverk fra brønn til plattform. Brønnmodellene som lages i Prosper benyttes direkte som input til beregningene i GAP, noe som gjør det naturlig å generere disse først.

7.1 Modellering i Prosper

Prosper har et stort antall parametre og inngangsverdier, hvorav en del *må* settes (obligatoriske) og en del er valgfrie. Brønnene N-1 og N-2 har litt forskjellige data, så vi har valgt å modellere dem hver for seg. Fremgangsmåten er likevel den samme. Alle data benyttet er gjengitt i tabellform i appendix A, og dermed blir kun strukturen i modellering beskrevet her. Generelle data som brønntype, prediksjonsmetode og fluidtype settes først. Et bilde av vinduet fra Prosper er vedlagt i figur 4 på side 14. Figuren gir et inntrykk av grensesnittet som benyttes i Prosper. Det mest sentral valget som blir gjort her er valg av Artificial Lift - Gas lift og No friction loss in annulus - det antas nok tilgjengelig trykk for injesering av gass i annulus. Videre settes PVT data, IPR data og Gaslift data. Parametere som settes under IPR data er reservoarkarakteristikker. I Gaslift data settes sammensetning av den gassen som injiseres i brønnen og på hvilken dybde gassløftventilen er. PVT data er selvforklarende. Beskrivelsen og utformingen av selve brønnen legges inn i Equipment data. Inklinasjon og innsnevring i

brønnen blir dermed tatt høyde for her. Geotermiske data legges også inn under denne seksjonen.

Figur 4: Generelle systemspesifikasjoner i Prosper

Essensielle parametre og data er nå definert for å kunne gjøre beregninger for brønnen. Prosper gir brukeren mulighet til å utføre atskillig forskjellige beregninger. For å benytte brønnmodellene i nettverksimulering i GAP må VLP kurver genereres. Prosper benytter en øvre og nedre *node* for beregning av løftekurver. Øvre node settes til brønnhode/juletre og nedre node settes til (øverste) perforering. Løftekurvene beregnes med bruk av sensitiviteter. Man har mulighet til å velge opptil fire ulike sensitiviteter. Tabell 2 på side 14 viser hvilke sensitiviteter som er benyttet i simuleringen og hva slags spennvidde (span) som er benyttet for dem.

Sensitivitet	N-1	N-2
Water Cut(WCT)	75-100%	40-71%
First Node Pressure	40-200 bar	10-300 bar
Gaslift Gas Injection Rate	0-10 ⁶ Sm ³ /d	0-10 ⁶ Sm ³ /d
Gas Oil Ratio(GOR)	1200-2000 Sm ³ /Sm ³	800-1500 Sm ³ /Sm ³
Liquid rate ²	50-2000 Sm ³ /d	50-2000 Sm ³ /d

Tabell 2: Sensitiviteter

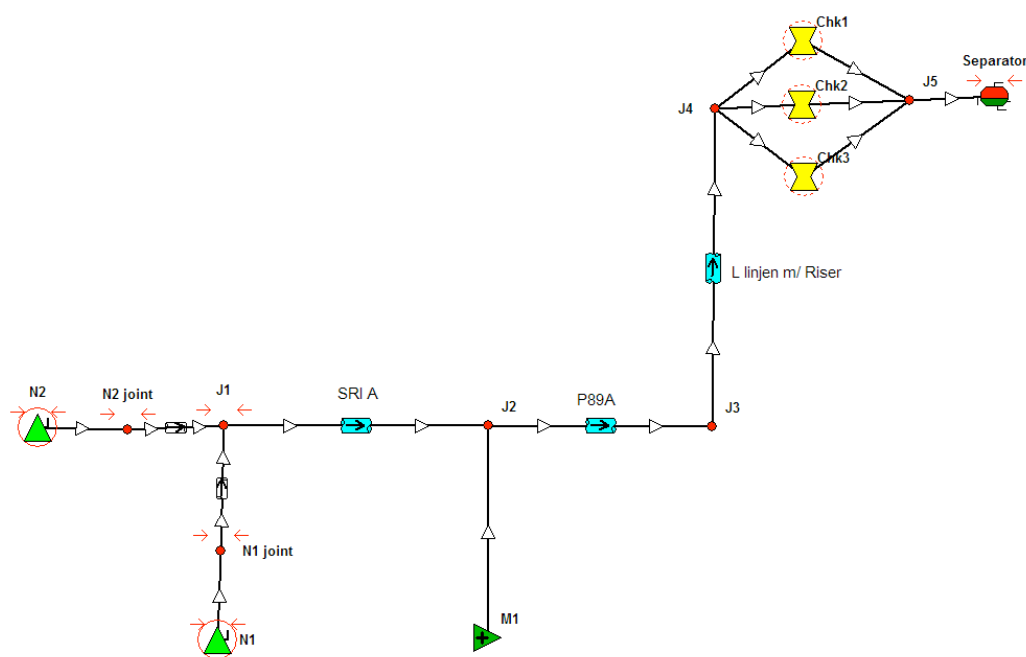
²Væskerate er i utgangspunktet ikke definert som sensitivitet, men spennvidden av denne settes

I tillegg settes en spennvidde (span) av produksjonsvæskerater. Prosper krever også at man setter et top node pressure. I Equipment data er kun brønndata fra brønnhode til øverste perforering satt, og resten av rørledningsdata settes i GAP. Top node vil i dette tilfellet derfor være det samme som første node, altså brønnhode. First node pressure er valgt som sensitivitet, og derfor vil ikke verdien top node pressure er satt til være avgjørende for beregningen av løftekurvene.

Løftekurvene genereres og eksporteres så til GAP.

7.2 Modellering i GAP

GAP har et drag-and-drop grensesnitt som gjør det enkelt å definere produksjonsbrønner, strupeventiler, separasjoner, rørledningsnettverk og andre elementer som inngår i en nettverksmodell. Basert på skissen av produksjonslinjen fra N-rammen til plattform Gullfaks C vist i figur 1 på side 6 er en nettverksmodell i GAP designet. Denne er vist i figur 5.



Figur 5: Nettverksmodell designet i GAP av produksjonslinjen fra brønn N-1 og N-2 til plattform Gullfaks C.

Nederst til venstre i figuren vises brønnene N-1 og N-2. IPR data legges inn på nytt også manuelt i Prosper for hver brønn og inkluderes i tabellen for enkelhets skyld

for hver av brønnene, og VLP data hentes fra filene generert i Prosper. For hver brønn spesifiseres trykk- og gasløftkontroll. For trykkkontroll velges Calculated dP Control. Dette innebærer at en strupeventil plasseres ved hver av brønnhodene og GAP beregner selv trykkreduksjon i ventilene (dette fremgår ikke av modellen i figur 5 på side 15). Gassløftkontroll settes også som Calculated, og maks tilgjengelig gassrate for injisering spesifiseres. Som det fremgår av figur 1 på side 6 sendes produksjon fra brønn M-1 på M-rammen på samme linje som N-1 og N-2 fra TIM til Gullfaks C. Brønn M-1 er i GAP modellert med konstant oljerate på 125 Sm³/d.

Pilene i figur 5 langs rørledningene definerer strømningsretning. I de blå “pilboksene” er rørledningsdata fra tabell 6 i appendix A lagt inn³. I pilboksen mellom joint J3 og J4 ligger data for rørledning fra brønnramme L til Gullfaks C (se figur 1 side 6), inkludert data for riser fra havbunn til plattform. Rørledningen leder opp til tre choke ventiler i parallell som videre samles i en joint og ledes inn til separator på plattform. Choke ventilene har dP kontroll satt til et fast trykktap over ventilen på 20bar.

GAP gir brukeren mulighet til å definere et stort antall begrensninger for systemet. Stor bruk av begrensninger i systemet vil gjøre det vanskelig for optimiser å finne optimal løsning for gassinjeksjon og produsjonsrate for brønnene. Antall inkluderte begrensninger i systemet er derfor holdt lavt, men nok for å gi en realistisk simulering sammen med brønnmodellene. I figur 5 har flere av elementene (N-1, N-2, J-1 etc.) røde piler pekende fra begge sider inn mot elementet. Dette indikerer at elementet har en begrensning.

Element	Type begrensning	Verdi
N-1	Maksimum gass injeksjonsrate	10 ⁶ Sm ³ /d
N-2	Maksimum gass injeksjonsrate	10 ⁶ Sm ³ /d
N-1 joint	Maksimum oljerate	150 Sm ³ /d
N-2 joint	Maksimum oljerate	200 Sm ³ /d
J1 (joint)	Minimum væskerate	500 Sm ³ /d
Separator	Minimum trykk	60 bar

Tabell 3: Begrensninger i GAP model

³Rørledningen som er lagt inn mellom N1 - J1 og N2 - J2 i figur 5 er noe misvisende. Brønnene ligger på samme juletre og det er ingen vesentlig avstand mellom dem. Rørledningene mellom brønnene og jointen er lagt inn for å kunne definere de riktige begrensningen i systemet, og i de hvite pilboksene er det ikke lagt inn noe rørddata. Dette er også grunnen til at disse to pilboksene er hvite.

Tabell 3 på side 16 gir en oversikt over hvilke begrensninger som er brukt i simuleringen. GAP gir ikke mulighet for å sette maks oljerate fra brønn. For å sette denne begrensningen er derfor en joint inkludert rett etter henholdsvis brønn N-1 og N-2. Maks oljerate fra brønnene tilsvarer også ønsket produksjonsrate. Det er ikke mulig å inkludere begrensninger i temperatur ved jointer. For å simulere temperaturbegrensning på minimum 35 °C ved joint J1 er det derfor lagt til en begrensning på 500 Sm³/d i minimum væskerate. I tillegg er et trykk på 60 bar ved inngang til separator påkrevd.

7.3 Simulering i GAP

Som optimerings og prediksjonsmetode er følgende innstillinger valgt:

- Systemtype: Production - Modellen er et system av produksjonsbrønner, ventiler og separator
- Optimisation Method: Oil rate only - Optimiser vil forsøke å maksimere oljeproduksjonen i systemet
- Prediction: On - GAP tillates å benytte predikterte materialbalanser for å gi mest mulig reelle beregninger av trykk, temperatur og strømningsrater.
- Prediction Method: Pressure and temperature - GAP beregner både trykk og temperaturløst langs strømningsrør til separator

Fra StatoilHydro er det spesifisert en ønsket produksjonsrate på 150 Sm³/d fra brønn N-1 og 200 Sm³/d fra brønn N-2. For å spesifisere dette i GAP er begrensninger lagt inn på første joint etter de respektive brønnene, slik beskrevet i forrige avsnitt. GAP optimerer oljeproduksjon i systemet med gitte inputparametere, maks gassrate for injisering tilgjengelig og trykk ved separator. For å gi reelle simuleringsresultater over en tidshorison, trengs en modell for utvikling av reservoartrykk, WCT og GOR. En prognose for utvikling av WCT og GOR i tillegg til en modell av reservoartrykket er supplert av StatoilHydro. Prognosen er vist som egen kolonne i resultatene i appendix C. Basert på denne prognosen og simulerte verdier for oljerate oppdateres reservoartrykk, WCT og GOR for hver iterasjon (kjøring).

7.4 Antakelser gjort i simuleringen

Følgende antakelser ligger til grunn for simuleringen

- Det antas at WCT øker med 1% for hver måned med unntak av de siste månedene i produksjonshorisonen til N-1 hvor WCT nærmer seg 100% .
- GOR antas å avta med 20 Sm³/Sm³ per måned for begge brønnene.

- Produksjonen antas videre å være konstant over én måned. Dette betyr at hver iterasjon er gyldig i én måned og IPR data WCT, GOR og reservoartrykk oppdateres før neste iterasjon.
- Temperaturen antas å holde seg konstant 106 °C også for brønn M-1.
- *Environment Parameters* er lagt inn for rørledningene antas å være den samme over hele systemet.
- Pipe roughness settes til default 1.524e-5.
- Benytter *Petroleum Experts 3* som korrelasjon tilsvarende som i Prosper.
- Hvis en brønn produserer under definert cut-off på 50 Sm³/d blir den koblet ut.
- RKB (topp av flyterigg) benyttes som level referanse både for GAP og Prosper. RKB settes som 25 meter over havet.

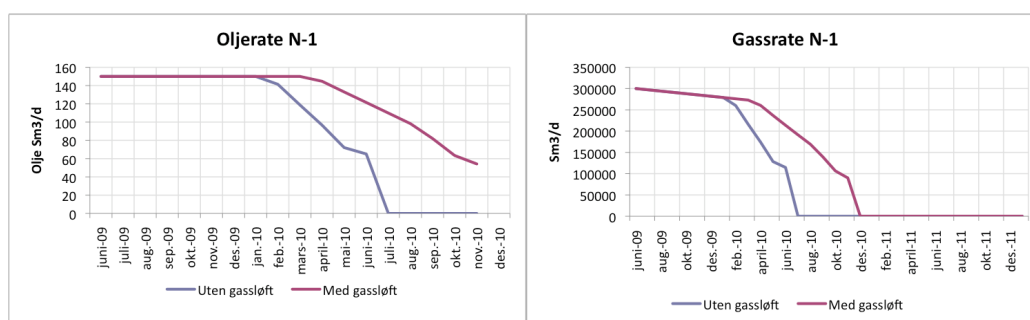
8 Simuleringsresultater

Brønn N-1 og N-2 er simulert for en periode fra juni 2009 til januar 2012. Fullstendige simuleringsresultater er vedlagt i appendix C, og i tabell 6 presenteres kun resultatene for oljerate, gassrate produsert og gassrate injisert med og uten gassløft for N-1. De to siste kolonnene viser avvik i produksjon med og uten gassløft.

Figur 7 viser olje og gassproduksjon fra N-1. Grunnet forhåndsbestemt cut-

Mnd	N-1 med gassløft			N-1 uten gassløft			Avvik Olje sm ³ /d	Avvik Gass sm ³ /d
	Olje rate sm ³ /d	Gass rate sm ³ /d	Gass injisert N-1 sm ³ /d	Olje rate sm ³ /d	Gass rate sm ³ /d			
jun.09	150,0	300000	21	150	300000	0	0	
jul.09	150,0	297000	20	150	297000	0	0	
aug.09	150,0	294000	23	150	294000	0	0	
sep.09	150,0	291000	23	150	291000	0	0	
okt.09	150,0	288000	22	150	288000	0	0	
nov.09	150,0	285000	21	150	285000	0	0	
des.09	150,0	282000	38	150	282000	0	0	
jan.10	150,0	279000	10006	150	279000	0	0	
feb.10	150,0	276000	23042	141	260176	9	15824	
mar.10	150,0	273000	49734	119	216216	31	56784	
apr.10	144,7	260460	107506	97	174060	48	86400	
mai.10	133,0	236740	398625	72	128338	61	108402	
jun.10	121,5	213840	398855	65	114576	56	99264	
jul.10	109,9	191226	402131	0	0	110	191226	
aug.10	98,3	169076	399380	0	0	98	169076	
sep.10	82,0	139400	311494	0	0	82	139400	
okt.10	63,4	106512	172910	0	0	63	106512	
nov.10	54,2	89972	183546	0	0	54	89972	
des.10	0,0	0	0	0	0	0	0	
jan.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
feb.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
mar.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
apr.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
mai.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
jun.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
jul.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
aug.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
sep.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
okt.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
nov.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
des.11	0,0	0	0	0	0	0	0	
jan.12	0,0	0	0	0	0	0	0	

Figur 6: Simuleringsresultater for brønn N-1



(a) Oljerate N-1

(b) Gassrate N-1

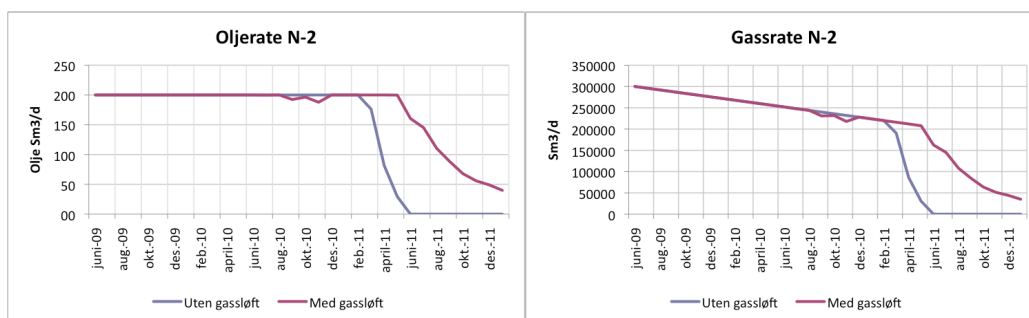
Figur 7: Simulert produksjonsrater fra N-1

off av produksjon under 50 Sm³/d, er produksjonen fra N-1 stanset i desember 2010 med gassløft og juli 2010 uten gassløft. Dette fremgår av også tabell 6.

Tabell 8 presenterer resultater for olje og gassrate produsert og gassrate injisert med og uten gassløft for N-1. Avvik er også inkludert. Figur 9 viser simulert olje og gassproduksjon fra N-2, og viser en markant økning i produksjon med gassløft. Uten gassløft havner N-2 under cut-off på 50 Sm³/d i mai 2011, mens med gassløft havner den under cut-off produksjon i januar 2011. Forlengelsen av produksjonstid med installasjon av gassløft er derfor større for N-2 enn for N-1 hvis man sammenlikner figur 7 og 9. Av figur 9 fremgår det også at produksjonen er noe lavere med enn uten gassløft i perioden september til november 2010.

Mnd	N-2 med gassløft			N-2 uten gassløft		Avvik Olje sm3/d	Avvik Gass sm3/d
	Olje rate sm3/d	Gass rate sm3/d	Gass injisert N-2 sm3/d	Olje rate sm3/d	Gass rate sm3/d		
jun.09	200,0	300000	22	200,0	300000	0	0
jul.09	200,0	296000	21	200,0	296000	0	0
aug.09	200,0	292000	23	200,0	292000	0	0
sep.09	200,0	288000	19	200,0	288000	0	0
okt.09	200,0	284000	14	200,0	284000	0	0
nov.09	200,0	280000	7	200,0	280000	0	0
des.09	200,0	276000	0	200,0	276000	0	0
jan.10	200,0	272000	0	200,0	272000	0	0
feb.10	200,0	268000	0	200,0	268000	0	0
mar.10	200,0	264000	0	200,0	264000	0	0
apr.10	200,0	260000	0	200,0	260000	0	0
mai.10	200,0	256000	0	200,0	256000	0	0
jun.10	200,0	252000	0	199,9	251874	0	126
jul.10	200,0	248000	0	199,6	247504	0	496
aug.10	200,0	244000	0	200,0	244000	0	0
sep.10	192,4	230880	0	200,0	240000	-8	-9120
okt.10	196,4	231752	0	200,0	236000	-4	-4248
nov.10	187,8	217848	0	200,0	232000	-12	-14152
des.10	200,0	228000	22	200,0	228000	0	0
jan.11	200,0	224000	24	200,0	224000	0	0
feb.11	200,0	220000	57	200,0	220000	0	0
mar.11	200,0	216000	13142	176,3	190404	24	25596
apr.11	200,0	212000	62602	155,9	165254	44	46746
mai.11	199,8	207792	195069	29,3	30472	171	177320
jun.11	176,8	180336	400000	0,0	0	177	180336
jul.11	145,1	145100	399968	0,0	0	145	145100
aug.11	110,4	108192	422610	0,0	0	110	108192
sep.11	88,1	84576	422610	0,0	0	88	84576
okt.11	67,8	63732	422610	0,0	0	68	63732
nov.11	55,9	51428	306124	0,0	0	56	51428
des.11	49,1	44190	395631	0,0	0	49	44190
jan.12	39,9	35112	115098	0,0	0	40	35112

Figur 8: Simuleringsresultater for brønn N-2

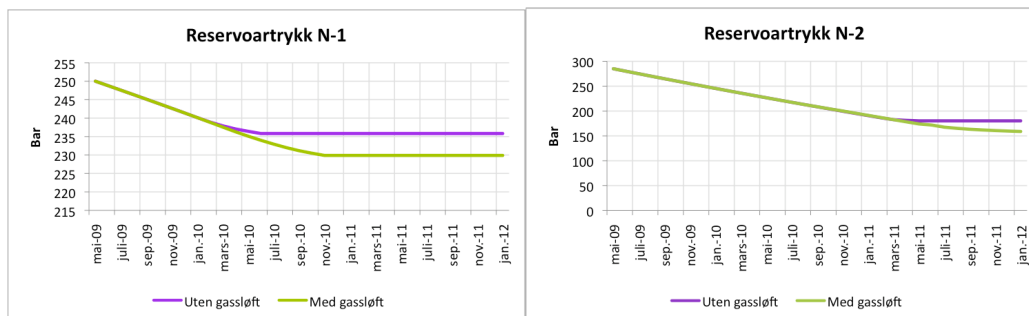


(a) Oljerate N-2

(b) Gassrate N-2

Figur 9: Simulert produksjonsrater fra N-2

Under presenteres simulerte resulatater for reservoartrykk for N-1 og N-2. Som det fremgår av figur 10 vil reservoartrykket flate ut når produksjonen fra brønnen stanses.

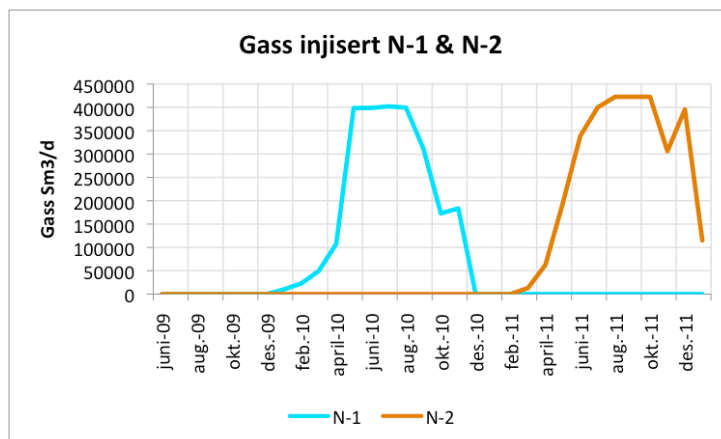


(a) Reservoartrykk N-1

(b) Reservoartrykk N-2

Figur 10: Simulert utvikling av reservoartrykk for N-1 og N-2

Figur 11 viser gassraten som benyttes til injisering i N-1 og N-2. Figuren viser at gassmengden benyttet til injisering aldri er i nærheten av begrensningen på 1 million Sm³/d. Det fremgår også av figuren at gass vil injiseres på forskjellige tidspunkt for N-1 og N-2.



Figur 11: Gassmengde injisert i N-1 og N-2 som funksjon av tiden

9 Analyse av simuleringsresultater

I excelarkene vist i figur 21 til 24 i vedlegg C har man multiplisert standardvolumet av olje Sm^3/d med formasjonsfaktor av olje, B_o [m^3/Sm^3] for å få raten gitt ved reservoarbetingelser:

$$Vannrate = V_{ost} \times \frac{f_w}{(1 - f_w)} \quad (10)$$

$$Vannrate = \text{Volumet av olje i standardbetingelser(ost)} \times \frac{\text{vannfraksjonen}}{(1 - \text{vannfraksjonen})}$$

Reservoarvolumet av gass beregnes ved å ta standardvolumet av olje multiplisert med GOR, gass over olje fraksjonen multiplisert med formasjonsfaktoren for gass B_g :

$$(\text{Sm}^3/\text{d}) \times (\text{Sm}^3/\text{Sm}^3) \times (\text{m}^3/\text{Sm}^3)$$

Totaluttak er summen av gassrate, oljerate og vannrate i reservoarbetingelser. Kumulativt uttak er totaluttak per dag multiplisert med antall dager per iterasjon, som i dette tilfellet er 30.

For å beregne reservoartrykket er en lineær utvikling av reservoartrykket som funksjon av kumulativt uttak benyttet. Den lineære sammenhengen for utvikling av reservoartrykk fremgår av figur 10. Lineærkonstant er beregnet ut fra korrelasjonsanalyse av reservoartrykk og produksjon, basert på tidligere målinger av variablene. Konstanten er oppgitt av StatoilHydro, og er forskjellig for N-1 og N-2.

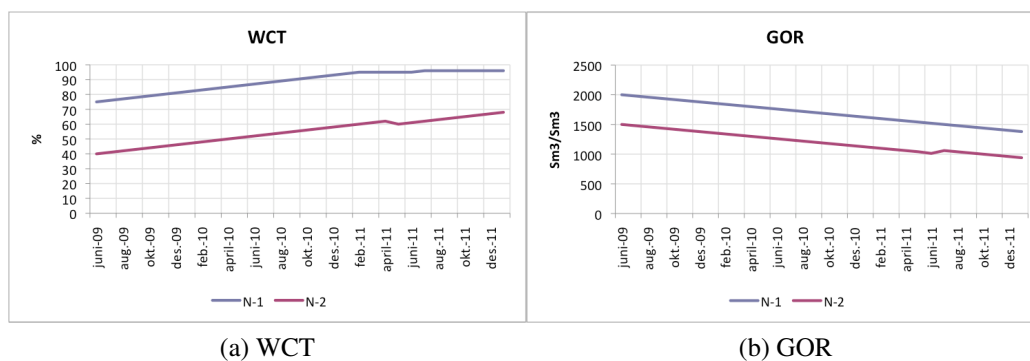
9.1 Vurdering av resultater

Figur 7 og figur 9 viser at bruk av gassløft utvider produksjonstiden for brønn N-1 og N-2 markant. For N-1 vil bruk av gassløft forlenge produksjonstiden med fem måneder før produksjonen havner under (forhåndsdefinert) cut-off på 50 Sm^3 i produsert oljerate per dag. Tilsvarende forlenges produksjonstiden for N-2 med 7 måneder. Tabell 4 viser total **merproduksjon** av olje og gass for begge brønnene oppsummert. **MERK:** Disse tallene er beregnet som økt produksjon fra juni 2009 til januar 2012, og tar ikke hensyn til historisk produksjon. Tallene kan derfor ikke sammenliknes med recoveryfactor. I tabellen oppgis også prosentvis forbedring i forhold til produksjon uten gassløft. Dette blir totalt avvik, dvs summen av siste kolonne i henholdsvis tabell 6 og 8.

	N-1		N-2	
Olje	18693 Sm ³	36.2%	28929 Sm ³	20,8%
Gass	32417230 Sm ³	33.2%	28530615 Sm ³	16,0%

Tabell 4: Total produksjon fra N-1 og N-2 ved bruk av gassløft fra juni 2009 til januar 2012

Figur 12a viser utvikling av vannkutt over tid. Merk: Dette er prognose og ikke et simuleringsresultat, og blir diskutert i sensitivitetsanalyse i neste avsnitt. Etter som vannkuttet øker blir oljerate mindre. Vann i flytende form er tyngre enn olje og den hydrostatiske kolonnen blir da enda tyngre.

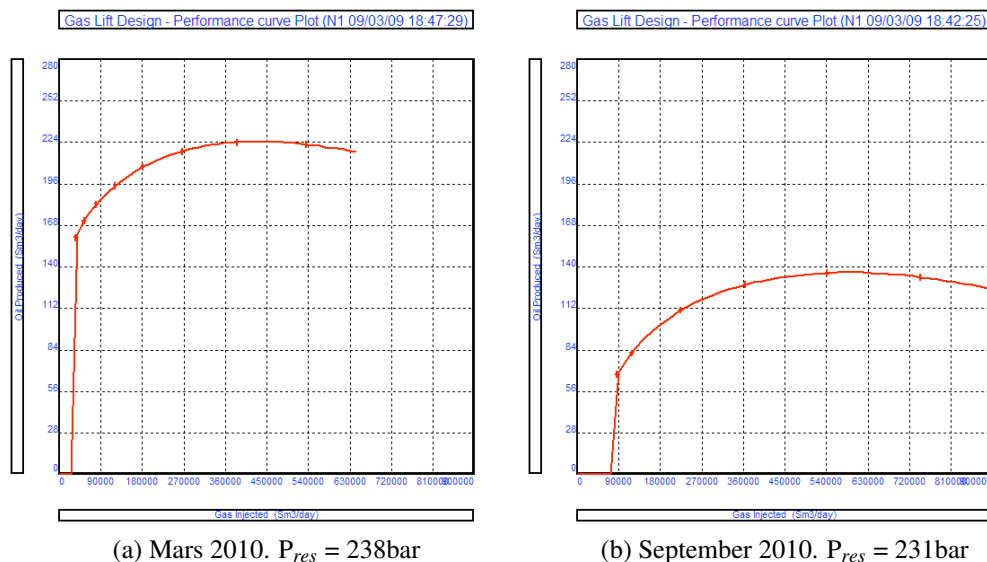


Figur 12: Simulert produksjonsrater fra N-2

GAP gir ikke brukeren mulighet til å spesifisere optimeringsvariable i objekt-funksjon. Kildekoden er lukket, og hvilket optimeringsproblem som løses opplyses ikke. Dette gjør det vanskelig å anta noe konkret om hvilket optimeringsproblem som løses og hvilken objektfunksjon som defineres. Med valg av Optimisation Method: Oil rate only i avsnitt om simulering i GAP, er det likevel *sannsynlig* at optimerer har en lineær sammenheng for total oljeproduksjon i systemet som objektfunksjon. Begrensningen i systemet vil være de lineære ulikhetene vi selv definerer i tillegg til funksjoner av olje, gass og væskerate definert ut fra massebalanser. Disse produksjonsratene må være funksjoner av gass injisert og trykk ved brønn, slik at optimerer kan beregne hvilken gassmengde injisert og trykkreduksjon i form av strupeventil (dP choke) på brønnhode som gir optimal oljeproduksjon i systemet. Disse funksjonene og sammenghengene er ikke nødvendigvis lineære. Det er derfor ikke mulig å bestemme om optimeringsproblemet som løses er et lineært programmerings problem (LP). Det som

likevel kan observeres av tabel 6 og 6 i simulerinsresultater, er at løsningen av optimeringen hele tiden ligger på eller tett opp mot begrensningen for maks (ønsket) oljeproduksjon fra den respektive brønnen før WCT blir for stort og reservoartrykket for lite. Løsning av et LP problem ligger på et skjæringspunkt av begrensningene så lenge en gyldig løsning er mulig[10]. Tallene som fås fra optimeriser i GAP er derfor i samsvar med grunnleggende optimeringsteori.

En av begrensningene for systemet og simuleringen av det, er temperaturen ved TIM (se figur 4) burde ligge over 35°C . Begrensning var vanskelig å legge inn i GAP. Som nevnt i tabell 3 ble det derfor lagt inn en begrensning på minimum $500 \text{ Sm}^3/\text{d}$ i væskerate fra juletreet (i GAP modellen: joint J1). Det viste seg at denne begrensningen skapte problemer for optimereren etterhvert som produksjonen gikk. Optimal løsning ble forskjellig med og uten begrensningen aktiv. Dette var spesielt et problem når oljeraten fra N-1 sank, både med og uten gassløft. At produksjonen blir forskjellig er for såvidt reelt, men problemet ligger i at optimeriser vektlegger produksjon fra N-1 kontra N-2 for å holde begrensning for væskerate ved J1 med stor margin. Som det fremgår av figur 12a har N-1 høy vannproduksjon på slutten av produksjonstiden. Total væskeproduksjon (olje og væske) er da fortsatt høy, og er nok forklaringen på de forskjellige løsningene for samme IPR data (samme iterasjon).



Figur 13: Oljerate fra N-1 som funksjon av injisert gassrate for to ulike tidspunkt i simuleringen

For hver iterasjon kan sammenheng mellom oljerate og gassmengde injisert som i figur 13a og 13b genereres (helst skulle disse kurvene vært i samme plot, men det lot seg ikke gjøre). Av tabell 22 for N-1 med gassløft i appendix C kan oljerate leses av til 150 Sm³/d med gassinjeksjon ca 50 000 Sm³/d for mars 2010. I følge figur 13a kan injeksjonsraten i denne måneden økes og gi økt oljeproduksjon, se også figur 3. Av figur 13 kan det observeres at produksjonen vil gå ned med stor gassinjeksjon. Produksjonsrøret krever også et visst trykk $P_{minintake}$ for at strømmingen skal kunne eksistere i produksjonsrøret. Etterhvert vil trykktap fra friksjonen bli like stor som gevinsten fra gassløft. Friksjonen øker med kvadratet av farten. Samtidig som redusert hydrostatisk trykk av væskesøylen vil bety større volumstrøm og større fart, vil også øke veggfriksjonsbidraget[5] øke kvadratisk. Dette er også en av grunnen til den konkave utformingen av kurven

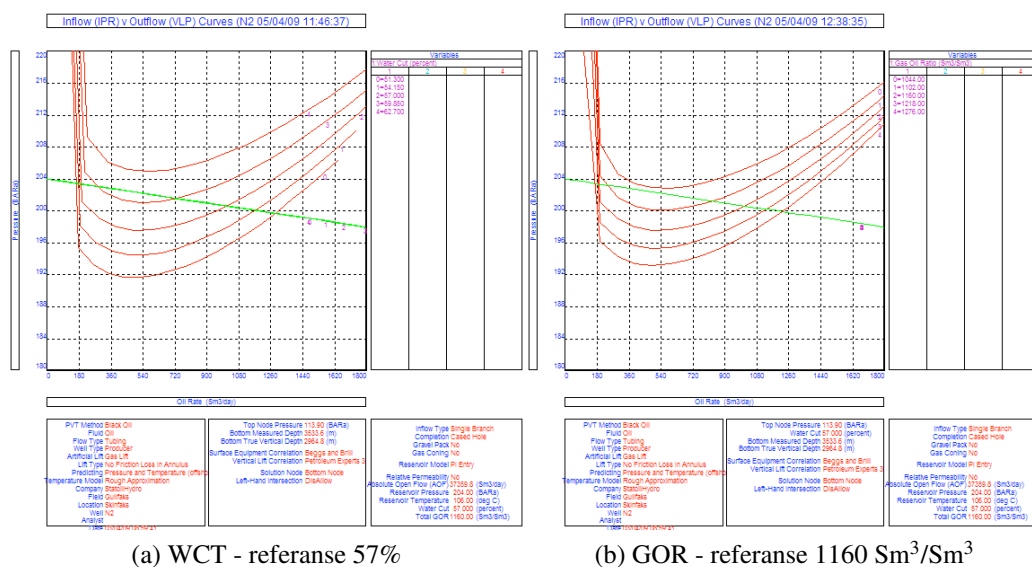
Fra tabell 6 i appendix A fremgår det at optimiser i GAP først gir injisering av gass for fullt i N-2 fra mars 2011. Likevel er produksjonen fra N-2 lavere med enn uten gassløft i perioden september til og med november 2010. På denne tiden er fortsatt produksjonen fra N-1 betydelig, og brønnen har som nevnt stor vannproduksjon. Simuleringen gir brønnhodetrykket(FWHP) til N-2 115 bar mens N-1 har brønnhodetrykk 110bar. Linjetrykket ved J1 er 110 bar. Det vil si at brønnhodetrykket til N-2 er redusert med 5bar av dP choke. Med fortsatt produksjon over cut-off fra N-1 er trykket på linjen så stort grunnet stor væskerate fra N-1, og N-2 kan dermed ikke produsere maks selv om gass hadde blitt injisert eller dP minket. Avstengning av N-1 ville uansett gitt mindre total oljeproduksjon i systemet.

Væskerate er notert ned for N-2 i tabell i appendix C, når begrensning på minimum 500 Sm³/d i væskerate ved J1 må slakkes for at optimiser skal finne en gyldig løsning. Dette er gjort for å vurdere faren for hydratdannelse i punktet ettersom produksjonsraten går ned. Ved væskerater tett oppunder 500 Sm³/d burde ikke dette være noe problem, men en utfyllende diskusjon rundt dette er utenfor omfanget til denne rapporten.

9.2 Sensitivitetsanalyse

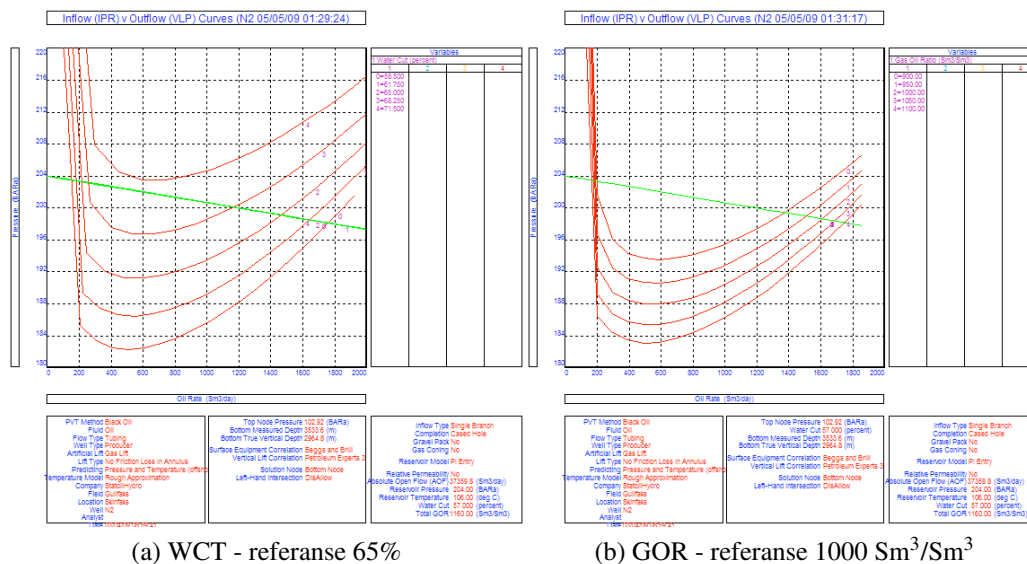
Som nevnt i forrige avsnitt er WCT og GOR oppgitte prognoser fra StatoilHydro. Disse er av stor betydning for resultatene, og derfor utføres en sensitivitetsanalyse for variablene for et par av iterasjonene i simuleringen. Alle plot under er gjort for fem verdier av sensitiviteten med +/-10% av referanseverdien som spennvidde. Referanseverdi er estimert verdi (fra prognose) benyttet i simuleringen, og er hele veien kurven i midten av de fem. Brønnhodetrykk er lagt inn i Prosper ut fra simuleringsresultat i GAP.

Figur 14 viser at en økning med 10% i WCT eller nedgang med 10% i GOR

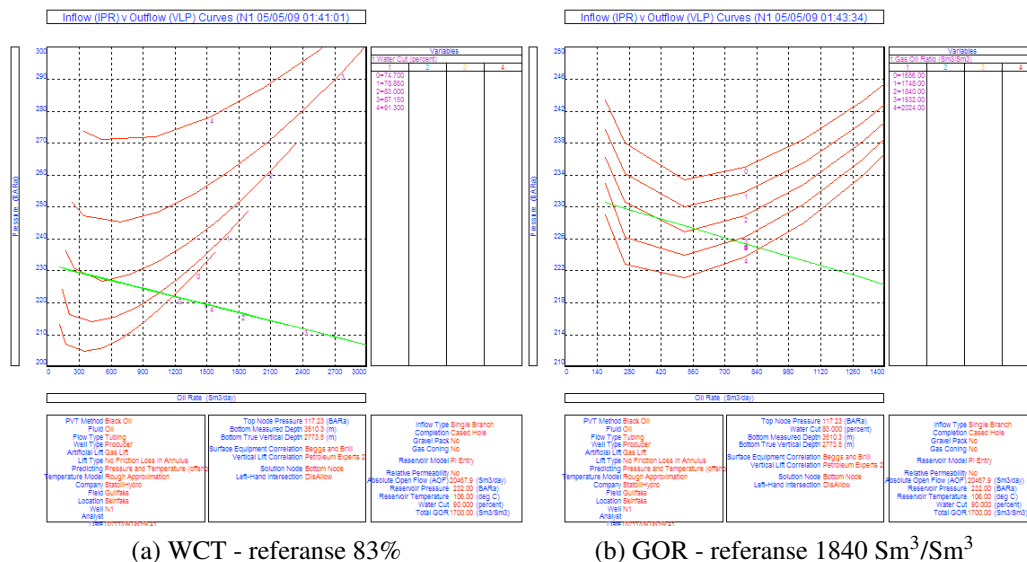


Figur 14: Sensitivitet for N-2 i november 2010

for N-2 vil føre til ingen oljeproduksjon ettersom IPR og VLP kurve ikke krysser hverandre. For juli 2011 i figure 15 gjelder det samme for WCT, mens produksjon ikke er like sensitiv til GOR i dette tilfellet. N-1 er enda mer sensitiv for variasjoner i input. Dette fremgår av figur 16, hvor VLP og IPR kurve ikke krysser for 5% eller høyere økning i WCT og tilsvarende minkning i GOR. Det kan nevnes at oljeraten og trykk ved perforering (BHP) som vi får ut fra kryssningspunkt i kurvene under er någenlunde lik tallene vi får fra GAP så lenge begrensninger for oljerate fra brønnene fjernes. Ellers er de vanskelig å sammenlikne.



Figur 15: Sensitivitet for N-2 i juli 2011



Figur 16: Sensitivitet for N-1 februar 2010

9.3 Feilkilder og usikkerhet

WCT og GOR er definitivt de to største usikkerhetene i simuleringen. Brønnhode-trykk kan også være kilde til usikkerhet og er lagt inn som sensitivitet i Prosper med realtvt stort span. Brønnhodetrykkene legges ikke direkte inn i GAP, og usikkerheten vil derfor ikke være av like stor betydning som WCT og GOR

Optimiser i GAP virker tidvis å ha enkelte numeriske ustabiliteter. Solveren sliter med å finne gyldig løsning, selv om antall tillatte iterasjoner (for å finne løsning) og tillatt feilmargin endres. I noen tilfeller førte slakking av væskerratebegrensning ved joint J1 (se figur 4) til at gyldig løsning blir funnet, og løsningen brøt faktisk ikke nevnte noen begrensninger. I andre tilfeller måtte vi kjøre flere iterasjoner for samme måned, hvor en iterasjon ble gjort gyldig for kun én uke. Trykktap i reservoaret ble da slakere og optimiser klarte å finne en løsning. Senere kunne en itereringen kjøres for en måned av gangen igjen. Dette underbygger mistanken om enkelte numeriske ustabiliteter i GAP.

Vi fikk oppgitt en konstant produktivitetsindeks PI for bruk i GAP/Prosper. I virkeligheten vil PI forandre seg litt over tid. Permeabilitet kan forandre seg over tid ved at man får mudfiltrat invadert ved et uhell. Vi har også antatt null friksjonstap i annulusen. Friksjonstap i annulusen er som oftest tilstede, men fordi tapet er veldig lite, har vi valgt å se bort fra dette.

10 Økonomiske forutsetninger

10.1 Finansiell modell og netto nåverdi

Netto nåverdi brukes for å avgjøre om en investeringsmulighet er lønnsom eller ikke. Man kan finne verdien på investeringsmuligheten i dag ved å neddiskontere de fremtidige kontantstrømmene med en passende diskonteringsrente.

For å finne ut om StatoilHydro (SH) bør investere i gassløft på Skinfaks, må vi beregne merinntekten de får fra dette, subtrahere kostnadene som er forbundet, og neddiskontere dette til dagens verdi. Merinntekten SH får fra et eventuelt gassløft vil bestå av ekstra produsert olje og gass. Kommer vi frem til en positiv netto nåverdi, bør SH gjennomføre gassløft på Skinfaks. Det er viktig å påpeke at modellen ikke gir et fasitsvar, men gir kun en pekepinn basert på våre forutsetninger. Putter man dårlige tall inn i modellen, får man dårlige tall ut. Det er med andre ord svært viktig at vi har gode forutsetninger for tallene vi velger å bruke.

10.2 Inputs og andre forutsetninger

Valutakurs

Siden StatoilHydro selger oljen sin i dollar/fat, er vekslingsforholdet mellom NOK og USD relevant. Vi ser på netto nåverdi i norske kroner og inntektene til SH er bl.a. i dollar. Vi har fått oppgitt predikert valutakurs fra SH og bruker det i analysen vår. Denne er forøvrig satt til 6 NOK/USD. Det er viktig å påpeke at det er knyttet stor usikkerhet til dollaren i tiden fremover.

Kapitalkostnad

Det er vesentlig at diskonteringsrenten reflekterer risikoen forbundet med den investeringsmuligheten som skal vurderes. Et risikofritt prosjekt neddiskonteres naturligvis med risikofri rente. Siden StatoilHydro er et børsnotert selskap, er det naturlig å anta at de velger prosjekter som maksimerer aksjonærenes verdier. Det er dermed mulig å bruke kapitalverdimodeller til å beregne en passende kapitalkostnad som gjelder for SH, og derfor for et prosjekt som gassløft på Skinfaks.

I vårt tilfelle har SH oppgitt en diskonteringsrente på 8%, som vi velger å bruke. Vi antar dermed at SH har tatt hensyn til risikoaspektene og kapitalstruktur og regnet seg frem til en teoretisk korrekt total kapitalkostnad.

Alternativkostnad for gassbruk

Gassen som injiseres i forbindelse gassløft kan brukes til andre formål for SH. Denne gassen kunne ha blitt injisert i andre reservoarer for å få en større oljeproduksjon på andre brønner. Siden dette blir en alternativkostnad for SH, har vi fått oppgitt at dette vil utgjøre en kostnad på $300 \text{ Sm}^3 / \text{d}$ oljetap for $1 \text{ MSm}^3 / \text{d}$ gass brukt til gassløft.

Investeringer

For å foreta gassløft på Skinfaks-brønnene, er SH avhengige av å leie et fartøy som installerer en gassventil, noe som medfører kostnader i forbindelse med dagsleie av fartøyet. Vi har fått oppgitt at dette medfører en investeringskostnad på 20 mNOK for hver gassventil som skal installeres, dvs. totalt 40 mNOK for dette prosjektet. Vi er imidlertid litt skeptisk om dette er helt korrekt, siden fartøyet allerede er på havet når gassventil nr 2 skal installeres. Det kan tenkes at totalbeløpet blir noe mindre. Løsningen blir da at vi kjører en total investering på 40 mill. NOK, men at vi i tillegg lager ulike case på hvordan investeringskostnaden påvirker resultatet. Vi kommer nærmere tilbake til dette senere i analysen. Etter å ha rådført oss med SH har vi antatt at installering av gassløft sannsynligvis vil skje i løpet av 2009, noe som vi har lagt til grunn for våre beregninger.

Oljepris

En av de største usikkerhetene til SH er utviklingen av oljeprisen. Olje har falt svært mye som følge av finanskrisen, med en topp i sommer på nesten \$150 til ca. \$50 i dagens marked. Olje er som kjent en ikke-fornybar energikilde som det vil være begrenset tilgang til i fremtiden. Siden tilbudssiden er begrenset, vil oljeprisen stige betraktelig når verdensøkonomien er friskmeldt og etterspørselen tar seg opp igjen. Men det er fortsatt vanskelig å spå oljeprisnivået i årene framover, siden estimer og prognoser endrer seg hyppig. Vi har likevel fått oppgitt årlig oljepris fra 2009 frem til 2015 av SH som vi legger til grunn for våre beregninger. Vi kommer også til å kjøre $\pm 40\%$ estimer ut i fra **base case**, for å finne ut hva som er *break-even oljepris*.

Gasspris

I tillegg til olje produseres det en hel del gass i N-1 og N-2 brønnene. SH kan da få en merproduksjon av gass ved å bruke gassløft. Vi har fått oppgitt årlige gasspriser i NOK/ Sm^3 . Disse prisene ligger faste i beregningene, og det er ikke laget sensitiviteter etter ønske fra SH.

Sannsynligheter

Siden vi kjører sensitiviteter med base/høy/lav oljepris, har vi fått oppgitt tilhørende sannsynligheter av SH. Sannsynlighetene er 60% for base case og 20% for henholdsvis høy og lave case. Dette vil vi da bake inn i nåverdiberegningene våre og komme fram til en forventet netto nåverdi.

11 Økonomisk analyse

Som forklart under *økonomiske forutsetninger* har vi regnet på om StatoilHydro bør iverksette gassløft på Skinfaks-feltet. Ut i fra denne problemstillingen har vi laget en Excel-modell der vi ser på ulike case med forskjellige forutsetninger.

Måten vi regner ut disse kontantstrømmene er ved hjelp av denne nåverdiformelen [11]:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{FCF_t}{(1+k)^t} \quad (11)$$

Der:

$t = 1, 2, \dots, T$,

I_0 = Investering tidspunkt = 0,

FCF = Free Cash Flow,

k = kapitalkostnaden.

For å komme frem til FCF tar vi merinntektene fra olje-/gassproduksjon og subtraherer fra alle kostnader forbundet med dette. I vårt tilfelle ser vi på kontantstrømmene før skatt. Hvis vi hadde tatt hensyn til skatt måtte vi ha korrigert for skatt og avskrivninger. I figur 17 på side 32 er resultatene fra de ulike casene presentert.

Case 1 N-1 & N-2 with gas costs			Case 5 N-1 with gas costs		
Exp. NPV with gas revenues	53,05	mNOK	Exp. NPV with gas revenues	22,26	mNOK
Break-even investment	-93,05	mNOK	Break-even investment	-42,26	mNOK
Exp. NPV without gas revenues	-43,30	mNOK	Exp. NPV without gas revenues	-28,28	mNOK
Break-even investment	3,30	mNOK	Break-even investment	8,28	mNOK
Change in NPV	96,35	mNOK	Change in NPV	50,55	mNOK
Case 2 N-1 & N-2 without gas costs			Case 6 N-1 without gas costs		
Exp. NPV with gas revenues	162,03	mNOK	Exp. NPV with gas revenues	71,40	mNOK
Break-even investment	-202,03	mNOK	Break-even investment	-91,40	mNOK
Exp. NPV without gas revenues	65,68	mNOK	Exp. NPV without gas revenues	20,86	mNOK
Break-even investment	-105,68	mNOK	Break-even investment	-40,86	mNOK
Change in NPV	96,35	mNOK	Change in NPV	50,55	mNOK
Case 3 N-2 with gas costs			Case 7 N-2 after 2010 with gas costs		
Exp. NPV with gas revenues	30,79	mNOK	Exp. NPV with gas revenues	37,09	mNOK
Break-even investment	-50,79	mNOK	Break-even investment	-64,96	mNOK
Exp. NPV without gas revenues	-15,02	mNOK	Exp. NPV without gas revenues	-27,81	mNOK
Break-even investment	-4,98	mNOK	Break-even investment	-3,79	mNOK
Change in NPV	45,80	mNOK	Change in NPV	64,90	mNOK
Case 4 N-2 without gas costs			Case 8 N-2 after 2010 without gas costs		
Exp. NPV with gas revenues	90,62	mNOK	Exp. NPV with gas revenues	96,93	mNOK
Break-even investment	-110,62	mNOK	Break-even investment	-137,50	mNOK
Exp. NPV without gas revenues	44,82	mNOK	Exp. NPV without gas revenues	49,85	mNOK
Break-even investment	-64,82	mNOK	Break-even investment	-80,43	mNOK
Change in NPV	45,80	mNOK	Change in NPV	47,08	mNOK

Figur 17: Resultater

Case 1- N-1 og N-2 med gasskostnader: Her ser vi både på N-1 og N-2 brønnene, der vi tar med gassinntekter i tillegg til en investering på 20 mNOK for hver brønn. Hvis vi legger til grunn gassinntektene får Statoil-Hydro en positiv netto nåverdi (NNV) på 53 mNOK, noe som forteller oss at dette er svært lønnsomt. NNV viser hvor mye dette prosjektet er verdt i dag, og hovedregelen er at alle investeringer med en positiv netto nåverdi bør gjennomføres. Ser vi derimot på samme caset uten gassinntektene, ser vi at NNV faller kraftig ned til - 43 mNOK. Dette er en differanse på 96 mNOK, og viser hvor stort utslag gassinntektene gir.

Case 2 - N-1 og N-2 uten gasskostnader: Denne casen er identisk med case 1, men vi har utelatt gasskostnaden. Ut i fra vår oppfatning er gasskostnaden

på 300 Sm³/d mindre olje for 1M Sm³/d gass injisert noe usikker. Det er derfor interessant å se hvor mye denne kostnaden slår ut på NNV av prosjektet. Uten gasskostnader og med gassinntekter får vi en NNV på 162 mNOK. Hvis vi utelukker gassinntektene faller NNV til 66 mNOK, en nedgang på 96 mNOK. Vi kan observere at nedgangen i NNV er identisk med case 1.

Case 3 - N-2 med gasskostnader: I case 3 ser vi kun på N-2 brønnen med gassinntekter. Med en investeringskostnad på 20 mNOK har N-2 en positiv NNV på 31 mNOK. Uten gassinntekter faller NNV til - 15 mNOK. Gassinntekten bidrar med andre ord til en økning på 46 mNOK.

Case 4 - N-2 uten gasskostnader: Med gassinntekter får vi en NNV på 91 mNOK, og uten faller NNV til 45 mNOK. En nedgang på 46 mNOK, identisk som case 3.

Case 5 - N-1 med gasskostnader: For N-1 får vi en NNV på 22 mNOK hvis vi inkluderer gassinntektene. Utelukker vi disse faller NNV til - 28 mNOK, altså en reduksjon på 50 mNOK.

Case 6 - N-1 uten gasskostnader: Når gasskostnadene ekskluderes vokser NNV til 71 mNOK med gassinntekter, og til 21 mNOK uten gassinntekter. Gassinntektene utgjør også her en forskjell på 50 mNOK.

Case 7 - N-2 etter 2010 med gasskostnader: Her har vi valgt å se på N-2 alene etter 2010, siden det er først i 2011 at N-2 får en betydelig merproduksjon av olje og gass. Gassløft bidrar faktisk negativt i 2010. I dette caset er NNV med gassinntekter på 37 mNOK, og - 28 mNOK uten gassinntekter.

Case 8 - N-2 etter 2010 uten gasskostnader: Når vi utelukker gasskostnader vokser NNV til 97 mNOK med gassinntekter og 50 mNOK uten gassinntekter. Sammenlignet med case 7 ser man hvor mye gasskostnadene slår ut. Forskjellen fra case 7 i NNV med gassinntekter er på 60 mNOK og viser hvor stor kostnadspost gasskostnader er.

11.1 Verdiadditivets-prinsippet

Verdiadditivets-prinsippet [11] impliserer at hvis vi vet netto nåverdi av separate prosjekter, kan vi summere disse til total netto nåverdi, NNV. I matematiske termer med n prosjekter kan formelen fremstilles slik:

$$NNV = \sum_{j=1}^n NNV_j \quad (12)$$

Det er dette prinsippet vi baserer oss på når vi ser på N-1 og N-2 som to separate prosjekter som kan legges sammen. Det har derfor vært interessant for oss å endre på forutsetningene på casene slik at vi kan se hva totalverdien blir for hvert tilfelle. Selv om alle casene ikke er like realistiske, ser man i hvertfall hvordan de ulike inntekts- og kostnadselementene slår inn på NNV.

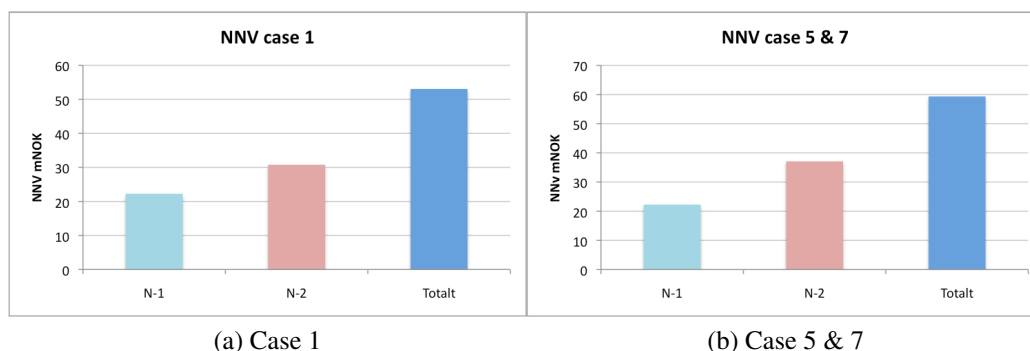
11.2 Tolkning av resultater

Som vi kan lese av resultatene er det stor variasjon i lønnsomheten i de ulike casene. Det er viktig å merke seg er at gasskostnaden påløper i form av mindre produsert olje i andre brønner, pga beslaglagt injeksjonskapasitet. Høyere oljepris bidrar til høyere inntekter, men også høyere gasskostnader. Dette er verdt å ha i bakhodet når man ser på casene, siden effekten av høy/lav oljepris blir utjevnet. Vi har også regnet “break-even” investering for hvert case. Dette forteller oss hvor stor installeringskostnaden må være for at NNV skal gå i null. I enkelte caser er denne verdien positiv, som forteller at SH må få penger for at prosjektet skal gå i null.

Det er viktig at SH bruker de ulike casene som sensitiviteter på forutsetningene. Som man ser av resultatene utgjør gasskostnaden er stor del av kostnadsbildet. Hvis det er usikkerhet i denne antakelsen, bør de etterstrebe mer informasjon rundt dette. Gassinntektene er på en annen side med på å løfte NNV betraktelig i casene. Vi fikk oppgitt kun en fast gasspris i beregningene våre, men gassprisen i årene fremover blir også en usikkerhetsfaktor for SH.

11.3 Konklusjon

Vi mener at det er mest naturlig å anta at det påløper både gasskostnader og gassinntekter i et slik prosjekt. Det er dermed case 1, 3, 5 og 7 som er mest relevante. Det er trolig mest hensiktsmessig for SH er å installere gassløft på begge brønnene. I følge analysen er det optimalt å installere gassløft på N-1 brønnen i slutten av 2009 og i tillegg vente med å installere gassløft på N-2 til januar 2011. NNV for prosjektet blir da 59 mNOK, altså summen av case 5 og 7. I case 1 installeres det gassløft på begge brønnene i slutten av 2009, og man oppnår en NNV på 53 mNOK. Det at SH utsetter N-2 til 2011 øker med andre ord NNV for prosjektet med 6 mNOK.



Figur 18: Resultater

Likevel er det rom for diskusjon rundt disse resultatene. Vi har fått oppgitt at det koster 20 mNOK for å installere gassløft på hver brønn og har lagt dette til grunn for beregningene våre. Men vi finner det trolig at hvis SH installerer gassløft på N-1 brønnen, er merkostnaden for installasjon på N-2 på samme tidspunkt ikke er så stor som 20mNOK. Fartøyet er allerede ute på havet og avstanden mellom de to brønnene er minimal, noe som bør redusere installeringskostnaden. Dette gjør at installasjon av begge brønnene samtidig kan være det mest gunstige for SH. Vi har tatt det opp tidligere, men har ikke kunnet bekrefte eller avkrefte dette hos SH. Vi har funnet ut at hvis installasjonen av N-1 koster 20 mNOK bør de samtidig gjennomføre installasjon på N-2 hvis ekstrainvesteringen er mindre enn 13,7 mNOK for N-2. Dette bør uansett vurderes nøyer før man evt. tar en beslutning på installeringstidspunkt.

Konklusjonen blir derfor at hvis ekstrainvesteringene på N-2 blir mindre enn 13,7 mNOK, bør SH installere gassløft på begge brønnene i slutten av 2009. Hvis det påløper en total innstalleringskostnad på rundt 40 mNOK av begge brønnene i

2009, bør de vente med N-2 til starten av 2011.

Merproduksjon av gassløft

Hovedformålet med Gullfakslandsbyen er å lage løsninger som bidrar til å få ut 10% mer olje fra Gullfaksfeltet. Selv om dette ikke inngår direkte i vår problemstilling, finner vi det naturlig å belyse dette gjennom gassløft-simuleringene våre.

Måten vi har gjort dette på er som følger: Først har vi beregnet total oljeproduksjon for N-1 og N-2 uten gassløft, deretter har vi sett på merproduksjonen av olje når man injiserer gass. Disse tallene er beregnet fra juni 2009. I tillegg til dette får StatoilHydro mindre oljeproduksjon andre steder ved å ta opp gasskapasitet, som forklart tidligere i oppgaven. Tapt oljeproduksjon består derfor av gass injisert minus ekstra gass produsert, som vi kan kalle netto brukt gass. Vi definerer tapt oljeproduksjon som følge av netto brukt gass, som kommer av gasskostnaden beskrevet tidligere. Vi trekker derfor fra denne oljeproduksjonen for å finne ut netto merproduksjon av olje for brønnene. I følge våre beregninger får SH en økning av produsert olje på 9,3% ut feltets levetid fra N-1 og N-2, hvis de installerer gassløft iløpet av 2009. Vi har dermed ikke sett på “recovery factor” for hele produksjonstiden, men kun fra juni 2009.

Referanser

- [1] Årlig statusrapport 2008 for Gullfaks, oktober 2008
- [2] <http://www.statoilhydro.com>
- [3] Hu, B: *Charaterization of Gaslift Instabilities*, doktoravhandling NTNU, 2005
- [4] Åsheim, Professor Petroleum Technology, Production, ipt-fakultet, NTNU:
<http://www.ipt.ntnu.no/~asheim/ovinger/11.Gassloft.doc>
- [5] Åsheim, Professor Petroleum Technology, Production, ipt-fakultet, NTNU:
<http://www.ipt.ntnu.no/asheim/ovinger/9.Fleirfasestrom.doc>
- [6] Jon Steinar Gudmundsson: Kompendium i emnet TPG 4135 PROSESSERING AV PETROLEUM: *Grunnleggende enhetsoperasjoner i produksjon av olje og gass*, Trondheim
- [7] <http://folk.ntnu.no/solbraa/research/rapport/gassloft.htm>
- [8] Tom Aage Jelmert, Department of petroleum engineering and applied geophysics, NTNU: kompendium i emnet TPG 4115 Reservoaregenskaper: *Well Testing Compendium*.
- [9] Michael Golan, Curtis H. Whitson: *Well Performance*, 1986
- [10] J. Nocedal and S.J. Wright: *Numerical Optimization*, Springer, New York, 1999
- [11] Copeland, Weston & Shastri: *Financial Theory and Corporate Policy*, International Edition

12 Vedlegg

A Modelldata

<i>Gasslift – data</i>	<i>N1</i>	<i>N2</i>
Reservoir Pressure	250 Bar	290 Bar
Reservoir Temp.	106 °C	106 °C
WCT	77%	42%
GOR	1800 Sm ³ /Sm ³	1500 Sm ³ /Sm ³
PI	120 Sm ³ /d/bar	300 Sm ³ /d/bar
Gas lift gravity	0.69 sp. gravity	0.69 sp. gravity
H ₂ S	0%	0%
CO ₂	1.28%	1.28%
N ₂	1.18%	1.18%
Depth of injection	2772 mMD	3040 mMD
Wellhead (surrounding temp.)	5 °C	5 °C
Overall Heat Transfer Coefficient	16 W/m ² /K	16 W/m ² /K

Tabell 5: Gassløft-data

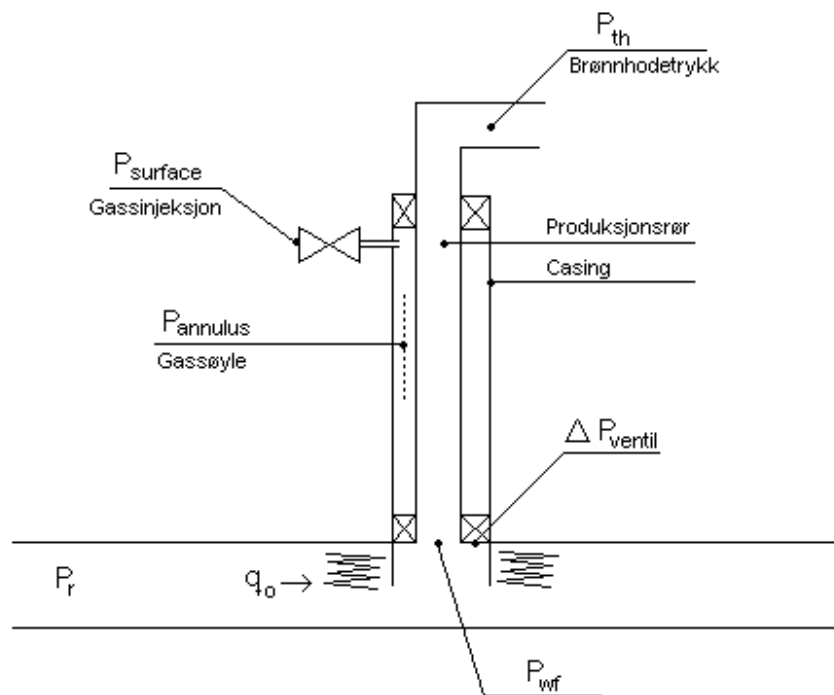
<i>PVT – data</i>	<i>N1</i>	<i>N2</i>
Solution GOR	245 Sm ³ /Sm ³	245 Sm ³ /Sm ³
Oil Gravity	845 Kg/m ³	845 Kg/m ³
Gas Gravity	0.72 sp. gravity	0.72 sp. gravity
Water Salinity	1.035 sp. gravity	1.035 sp. gravity
H ₂ S	0%	0%
CO ₂	1.5%	1.5%
N ₂	0.2%	0.2%

Tabell 6: PVT-data

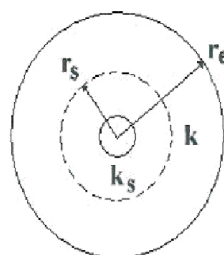
<i>Pipe(N)</i>	<i>Dim(in)</i>	<i>Length(m)</i>	<i>ID(m)</i>	<i>A(m²)</i>	<i>Volum(m³)</i>	<i>Depth</i>
Spool N	8	75	0.1923	0.0290	2.2	137.0
Søndre rørbunt	8	6908	0.1971	0.0305	210.7	137.0
Nordre rørbunt	8	6892	0.1971	0.0305	210.2	137.0
Spool fra tauehode C1 $\rightarrow$ riserbase(RB)	8	56	0.1923	0.0290	1.6	214.0
Riser base til ESV på GFC	8	285	0.1923	0.0290	8.3	214.0
VA07-separator						-60.0
Total		14216			432.9	
SRI Anlegg						
SRI A	10	11658	0.2419	0.0459	535.5	136.0
P89A (Jumper mellom TIM og L)	8	59	0.1901	0.0284	1.7	137.0

Tabell 7: Rørledningsdata

B Figurer



Figur 19: Brønnparametere



Figur 20: Område, K_s påvirket av skin-effekt

C Simuleringsresultater

Følgende simuleringsresultater er oppnådd for brønn N-1:

Bo

1,50 m3/Sm3

Bg

0,006 m3/Sm3

Bw

1,00 m3/Sm3

Konstant f

0,000016

Reservoaruttak - simulerte verdier (std bet.) * Bo/BgBw (Bo - krympfaktor olje, Bg - krympfaktor gass, Bw - krympfaktor vann)

res.trykk (forrige tidssteg) - kum.uttak (siste tidssteg) * konstant

Prognose - ønsket produksjon				Simulerte verdier			Reservoar uttak				Kum. Uttak pr tidssteg	Res.trykk bar	Gas rate sm3/d	
Oil rate Sm3/d	GOR Sm3/Sm3	WCT %		Oil rate Sm3/d	GOR Sm3/Sm3	WCT %	Oil rate m3/d	Water rate m3/d	Gas rate m3/d	Totalt uttak m3/d				
mai.09	150	2000	75	150	2000	75	225	450	1800	2475	74250	249	300000	
jun.09	150	1980	76	150	1980	76	225	475	1782	2482	74460	248	297000	
jul.09	150	1960	77	150	1960	77	225	502	1764	2491	74735	246	294000	
aug.09	150	1940	78	150	1940	78	225	532	1746	2503	75085	245	291000	
sep.09	150	1920	79	150	1920	79	225	564	1728	2517	75519	244	288000	
okt.09	150	1900	80	150	1900	80	225	600	1710	2535	76050	243	285000	
nov.09	150	1880	81	150	1880	81	225	639	1692	2556	76694	241	282000	
des.09	150	1860	82	150	1860	82	225	683	1674	2582	77470	240	279000	
jan.10	150	1840	83	141	1840	83	212	690	1561	2464	73906	239	260176	
feb.10	150	1820	84	119	1820	84	178	624	1297	2099	62976	238	216216	
mar.10	150	1800	85	97	1800	85	145	548	1044	1737	52121	237	174060	
apr.10	150	1780	86	72	1780	86	108	443	770	1321	39632	236	128338	
mai.10	150	1760	87	65	1760	87	98	436	687	1221	36623	236	114576	
jun.10	150	1740	88	0	1740	88	0	0	0	0	0	0	236	0
jul.10	150	1720	89	0	1720	89	0	0	0	0	0	0	236	0
aug.10	150	1700	90	0	1700	90	0	0	0	0	0	0	236	0
sep.10	150	1680	91	0	1680	91	0	0	0	0	0	0	236	0
okt.10	150	1660	92	0	1660	92	0	0	0	0	0	0	236	0
nov.10	150	1640	93	0	1640	93	0	0	0	0	0	0	236	0
des.10	150	1620	94	0	1620	94	0	0	0	0	0	0	236	0
jan.11	150	1600	95	0	1600	95	0	0	0	0	0	0	236	0
feb.11	150	1580	95	0	1580	95	0	0	0	0	0	0	236	0
mar.11	150	1560	95	0	1560	95	0	0	0	0	0	0	236	0
apr.11	150	1540	95	0	1540	95	0	0	0	0	0	0	236	0
mai.11	150	1520	95	0	1520	95	0	0	0	0	0	0	236	0
jun.11	150	1500	96	0	1500	96	0	0	0	0	0	0	236	0
jul.11	150	1480	96	0	1480	96	0	0	0	0	0	0	236	0
aug.11	150	1460	96	0	1460	96	0	0	0	0	0	0	236	0
sep.11	150	1440	96	0	1440	96	0	0	0	0	0	0	236	0
okt.11	150	1420	96	0	1420	96	0	0	0	0	0	0	236	0
nov.11	150	1400	96	0	1400	96	0	0	0	0	0	0	236	0
des.11	150	1380	96	0	1380	96	0	0	0	0	0	0	236	0
jan.12	150			0			0	0	0	0	0	0	236	0

Figur 21: N-1 uten gassløft

Bo1.50 m3/Sm3
Bg0.006 m3/Sm3
Bw1.00 m3/Sm3
Konstant f0.000016

Reservoaruttak - simulerte verdier (std bet.) * Bo/BgBw (Bo - krympfaktor olje, Bg - krympfaktor gass, Bw - krympfaktor vann)

res.trykk (forrige tidssteg) - kum.uttak (siste tidssteg) * konstant

Prognose - ønsket produksjon				Simulerte verdier			Reservoar uttak				Kum. Uttak pr tidssteg	Res.trykk bar	Gas lift injection rate m3/d	Gas Rate m3/d
Oil rate Sm3/d	GOR Sm3/Sm3	WCT %		Oil rate Sm3/d	GOR Sm3/Sm3	WCT %	Oil rate m3/d	Water rate m3/d	Gas rate m3/d	Totalt uttak m3/d				
mai.09	150	2000	75	150.0	2000	75	225	450	1800	2475	74250	249	21	300000
jun.09	150	1980	76	150.0	1980	76	225	475	1782	2482	74460	248	20	297000
jul.09	150	1960	77	150.0	1960	77	225	502	1764	2491	74735	246	23	294000
aug.09	150	1940	78	150.0	1940	78	225	532	1746	2503	75085	245	23	291000
sep.09	150	1920	79	150.0	1920	79	225	564	1728	2517	75519	244	22	288000
okt.09	150	1900	80	150.0	1900	80	225	600	1710	2535	76050	243	21	285000
nov.09	150	1880	81	150.0	1880	81	225	639	1692	2556	76694	241	38	282000
des.09	150	1860	82	150.0	1860	82	225	683	1674	2582	77470	240	10006	279000
jan.10	150	1840	83	150.0	1840	83	225	732	1656	2613	78401	239	23042	276000
feb.10	150	1820	84	150.0	1820	84	225	788	1638	2651	79515	238	49734	273000
mar.10	150	1800	85	144.7	1800	85	217	820	1563	2600	77993	236	107506	260460
apr.10	150	1780	86	133.0	1780	86	200	817	1420	2437	73108	235	398825	236740
mai.10	150	1760	87	121.5	1760	87	182	813	1283	2278	68352	234	398855	213840
jun.10	150	1740	88	109.9	1740	88	165	806	1147	2118	63544	233	402131	191226
aug.10	150	1720	89	88.3	1720	89	147	795	1014	1957	58717	232	399380	189076
sep.10	150	1700	90	82.0	1700	90	123	738	836	1697	50922	231	311494	139400
okt.10	150	1680	91	63.4	1680	91	95	641	639	1375	41256	230	172910	106512
nov.10	150	1660	92	54.2	1660	92	81	623	540	1244	37333	230	183546	89972
des.10	150	1640	93	0.0	1640	93	0	0	0	0	0	230	N-1 under cutoff	0
jan.11	150	1620	94	0.0	1620	94	0	0	0	0	0	230	0	0
feb.11	150	1600	95	0.0	1600	95	0	0	0	0	0	230	0	0
mar.11	150	1580	95	0.0	1580	95	0	0	0	0	0	230	0	0
apr.11	150	1560	95	0.0	1560	95	0	0	0	0	0	230	0	0
mai.11	150	1540	95	0.0	1540	95	0	0	0	0	0	230	0	0
jun.11	150	1520	95	0.0	1520	95	0	0	0	0	0	230	0	0
jul.11	150	1500	96	0.0	1500	96	0	0	0	0	0	230	0	0
aug.11	150	1480	96	0.0	1480	96	0	0	0	0	0	230	0	0
sep.11	150	1460	96	0.0	1460	96	0	0	0	0	0	230	0	0
okt.11	150	1440	96	0.0	1440	96	0	0	0	0	0	230	0	0
nov.11	150	1420	96	0.0	1420	96	0	0	0	0	0	230	0	0
des.11	150	1400	96	0.0	1400	96	0	0	0	0	0	230	0	0
jan.12	150	1380	96	0.0	1380	96	0	0	0	0	0	230	0	0

Figur 22: N-1 med gassløft

Følgende simuleringresultater er oppnådd for brønn N-2:

Bo	1,50 m3/Sm3	
Bg	0,006 m3/Sm3	
Bw	1,00 m3/Sm3	Reservoaruttak - simulerte verdier (std bet.) * Bo/BgBw (Bo - krympefaktor olje, Bg - krympefaktor gass, Bw - krympefaktor vann)
Konstant f	0,000076	

$$\text{res. trykk (forrige tidssteg)} - \text{kum. uttak (siste tidssteg)} * \text{konstant}$$

	Prognose - onsket produksjon				Simulerte verdier				Reservoar uttak						gas rate sm3/d	væskerate m3/d
	Oil rate	GOR	WCT		Oil rate	GOR	WCT		Oil rate	Water rate	Gas rate	Totalt uttak	Kum. Uttak	Res.trykk		
	Sm3/d	Sm3/Sm3	%		Sm3/d	Sm3/Sm3	%		m3/d	m3/d	m3/d	m3/d	pr tideteg	bar		
mai.09															285	
jun.09	200	1500	40		200,0	1500	40		300	133	1800	2233	67000	280	300000	
jul.09	200	1480	41		200,0	1480	41		300	139	1776	2215	66449	275	296000	
aug.09	200	1460	42		200,0	1460	42		300	145	1752	2197	65905	270	292000	
sep.09	200	1440	43		200,0	1440	43		300	151	1728	2179	65366	265	288000	
okt.09	200	1420	44		200,0	1420	44		300	157	1704	2161	64834	260	284000	
nov.09	200	1400	45		200,0	1400	45		300	164	1680	2144	64309	255	280000	
des.09	200	1380	46		200,0	1380	46		300	170	1656	2126	63791	250	276000	
jan.10	200	1360	47		200,0	1360	47		300	177	1632	2109	63281	246	272000	
feb.10	200	1340	48		200,0	1340	48		300	185	1608	2093	62778	241	268000	
mar.10	200	1320	49		200,0	1320	49		300	192	1584	2076	62285	236	264000	
apr.10	200	1300	50		200,0	1300	50		300	200	1560	2060	61800	231	260000	
mai.10	200	1280	51		200,0	1280	51		300	208	1536	2044	61325	227	256000	
jun.10	200	1260	52		200,0	1260	52		300	217	1512	2028	60850	222	252000	
jul.10	200	1240	53		199,6	1240	53		299	225	1485	2010	60385	218	247504	
aug.10	200	1220	54		200,0	1220	54		300	235	1464	1999	59963	213	244000	434,8
sep.10	200	1200	55		200,0	1200	55		300	244	1440	1984	59533	209	240000	444,4
okt.10	200	1180	56		200,0	1180	56		300	255	1416	1971	59116	204	236000	454,5
nov.10	200	1160	57		200,0	1160	57		300	265	1392	1957	58713	200	232000	465,1
des.10	200	1140	58		200,0	1140	58		300	276	1368	1944	58326	195	228000	476,2
jan.11	200	1120	59		200,0	1120	59		300	288	1344	1932	57954	191	224000	487,8
feb.11	200	1100	60		200,0	1100	60		300	300	1320	1920	57600	187	220000	500,0
mar.11	200	1080	61		175,3	1080	61		264	276	1142	1683	50479	183	190404	451,9
apr.11	200	1060	62		166,9	1060	62		234	254	992	1480	44392	179	165254	410,4
mai.11	200	1040	63		29,3	1040	63		44	50	183	277	8300	179	30472	79,1
jun.11	200	1020	64		0,0	1020	64		0	0	0	0	0	179	0	0,0
jul.11	200	1000	65		0,0	1000	65		0	0	0	0	0	179	0	0,0
aug.11	200	980	66		0,0	980	66		0	0	0	0	0	179	0	0,0
sep.11	200	960	67		0,0	960	67		0	0	0	0	0	179	0	0,0
okt.11	200	940	68		0,0	940	68		0	0	0	0	0	179	0	0,0
nov.11	200	920	69		0,0	920	69		0	0	0	0	0	179	0	0,0
des.11	200	900	70		0,0	900	70		0	0	0	0	0	179	0	0,0
jan.12	200	880	71		0,0	880	71		0	0	0	0	0	179	0	0,0

Figur 23: N-2 uten gassløft

Bo	1,50 m3/Sm3	
Bg	0,006 m3/Sm3	
Bw	1,00 m3/Sm3	Reservoaruttak - simulerte verdier (std bet.) * Bo/BgBw (Bo - krympefaktor olje, Bg - krympefaktor gass, Bw - krympefaktor vann)
Konstant I	0,000076	

$$\text{res. trykk (forrige tidssteg)} - \text{kum. uttak (siste tidssteg)} \cdot \text{konstant}$$

	Oprognose - onsket produksjon			Simulerte verdier			Reservat utsett			Kum. utsett pr tidsteig	Res. trykk bar	Gas lift injection rate m3/d	gas rate m3/d	veskerate m3/d
	Oil rate	GOR	WCT	Oil rate	GOR	WCT	Oil rate	Water rate	Gas rate					
	m3/d	m3/d	%	m3/d	m3/d	%	m3/d	m3/d	m3/d					
juni 09	200			200			200	133	1800	2233	67000	285		
juli 09	200	1500	40	2000	1500	40	300	139	1776	2215	66449	275	21	296000
aug 09	200	1480	42	2000	1480	42	300	145	1752	2197	65905	270	23	292000
sep 09	200	1440	43	2000	1440	43	150	1728	2080	2045	63801	265	19	288000
okt 09	200	1420	44	2000	1420	44	300	157	1704	2161	64784	260	14	284000
nov 09	200	1400	45	2000	1400	45	300	164	1680	2144	64309	255	7	280000
des 09	200	1380	46	2000	1380	46	170	1656	1710	2126	63791	250	0	276000
jan 10	200	1360	47	2000	1360	47	300	177	1632	2109	63281	246	0	272000
feb 10	200	1340	48	2000	1340	48	300	185	1608	2093	62778	241	0	268000
mar 10	200	1320	49	2000	1320	49	192	1864	2075	62285	6238	238	0	264000
apr 10	200	1300	50	2000	1300	50	300	200	1560	2050	61800	231	0	260000
mai 10	200	1280	51	2000	1280	51	300	208	1536	2044	61325	227	0	256000
juni 10	200	1260	52	2000	1260	52	300	217	1512	2029	60860	222	0	252000
juli 10	200	1240	53	2000	1240	53	225	225	1488	2015	60406	218	0	248000
aug 10	200	1220	54	2000	1220	54	300	235	1464	1999	59963	213	0	244000
sep 10	200	1200	55	1924	1200	55	289	235	1385	1909	57271	209	0	230800
okt 10	200	1180	56	1900	1180	56	295	250	1391	1915	56802	204	0	226800
nov 10	200	1160	57	1878	1160	57	282	249	1307	1838	55132	200	0	217848
des 10	200	1140	58	2000	1140	58	300	276	1368	1944	58326	196	22	228000
jan 11	200	1120	59	2000	1120	59	300	288	1344	1932	57954	191	24	224000
feb 11	200	1100	60	2000	1100	60	300	300	1320	1918	57500	187	57	220000
mar 11	200	1080	61	2000	1080	61	300	313	1296	1909	57285	183	13142	216000
apr 11	200	1060	62	2000	1060	62	300	326	1272	1898	56949	178	62602	212000
mai 11	200	1040	63	2000	1040	63	340	340	1240	1887	56500	174	185089	207792
juni 11	200	1020	64	1768	1020	64	265	314	1082	1662	49846	170	400000	180356
juli 11	200	1005	65	1451	1000	65	218	269	871	1358	40732	167	399988	145100
aug 11	200	980	66	1114	980	66	166	214	649	1029	30872	165	422610	108192
sep 11	200	960	67	881	960	67	179	207	857	818	24550	163	426110	2871
okt 11	200	940	68	678	940	68	102	144	382	628	18845	162	422610	63732
nov 11	200	920	69	555	920	69	84	124	309	517	15005	160	306124	51428
des 11	200	900	70	451	900	70	74	115	245	435	11460	159	34501	45349
jan 12	200	880	71	399	880	71	60	98	211	368	11546	159	115008	35112

Figur 24: N-2 med gassløft