



# IPO

## Integrated Production Optimization

Ståle Aglen, Viet Dang, Per Christian Eriksen og Espen Knudsen

Copyright 2001 NTNU

Denne artikkelen er publisert i forbindelse med prosjekt faget "Ekspert i Team" som blir arrangert for alle sivilingeniørstudenter i 8. semester ved NTNU i Trondheim

### Sammendrag

Operasjonsanalyse og optimalisering av oppkoblingen av brønnstrømmer på plattformer har vært lite vektlagt på norsk sokkel, men kan gi stor inntjening med få ekstra investeringer. Plattformer som har brønnstrømmer med oljerater høyere enn det prosesseringsanlegget har kapasitet til, må i dag begrense sin produksjon. Dette kan i en viss grad unngås ved å optimalisere prosesseringsanlegget. Med utgangspunkt i separator og kompressor begrensninger kan man finne den brønnoppkoblingen mot prosesseringsanlegget som vil gi maksimal rate. Uten noen som helst ombygginger kan den eksisterende prosesseringsenhet øke den totale produksjonen for et felt. Dette er for mange felter et meget godt alternativ for å unngå dyre ombygginger, og allikevel øke inntjeningen og redusere nedbetalingstiden på plattformen.

Det blir i denne artikkelen sett på brønnallokeringen på Gullfaks C (GFC), og hvilken total oljeproduksjon den optimaliseringen av brønnstrømmene her vil gi. Ved hjelp av brønnvisualiseringsprogram av typen Prosper beregnes brønnrater som er koblet opp mot manifolden på GFC plattformen. Denne manifolden er designet slik at hver brønn kan kobles opp mot enten førstetrinnsseparator eller andretrinnsseparator. Ved å allokere brønnenes oppkobling mot manifolden, ved hjelp av optimaliseringsprogrammet Visual Xpress-MP (XMP), finnes den brønndistribusjon som gir den maksimale oljerate. Dette programmet finner kun den maksimale produksjonen i et stasjonært tilfelle. Brønnratene har derimot dynamiske rater, men for å optimalisere den gjennomsnittlige rate for hver brønn, er dette en meget interessant løsning.

På GFC, som har 30 produsenter som produserer i dag, er det faktisk lønnsomt å stenge ned så mange som 5 brønner. Dette fordi de totale ratene til brønnene er så mye høyere enn kapasiteten til separatorstoget. For GFC's separatorstog er det væskekapasiteten som er den begrensende faktoren, og ikke som tidligere antatt vannkapasiteten. Det som da blir gjort i optimaliseringsprosessen er å stenge ned brønner som produserer mye vann og isteden produsere de som har høyere andel ren olje.

Resultatet for GFC var følgende:

Høytrykksmanifold,  
brønnstrøm inn på  
separatortrinn 1

Lavtrykksmanifold,  
Brønnstrøm inn på  
separatortrinn 2

C - 2	C - 16
C - 3	C - 20
C - 6	C - 23
C - 7	C - 27
C - 8	C - 28
C - 11	C - 33
C - 14	C - 35
C - 15	C - 44
C - 22	C - 46 Oljestrøm fra Tordis
C - 29	
C - 30	
C - 32	
C - 34	
C - 38	
C - 40	
C - 41	
C - 42	

Denne brønnoppkoblingen ga en total brønnstrøm på **48,279 Sm<sup>3</sup>/d**.

### Problembeskrivelse

GFC produserer i dag med 30 av totalt 44 brønner. De resterende brønner er enten injektorer eller nedstengt over lengre tid. Flere produsentene blir strupet noe ned på grunn av kapasitetsmangel på prosesseringsanlegget på plattformen. Dette fører til at GFC produserer mindre enn det formasjonen kan gi. For Statoil betyr det at de har lavere inntjening på feltet enn de kunne ha hatt.

Manifoldsystemet på GFC er meget fleksibelt. En enkel oversikt finnes i figur 1. Ved hjelp av en høytrykksmanifold og en lavtrykksmanifold kan hver enkelt brønn styres til produksjon, henholdsvis til førstetrinns- eller andretrinnsseparatorene. Dette kan være ønskelig på grunn av brønnenes forskjellige brønnehodetrykk, og for å kunne øke produksjonen ved å fylle opp kapasiteten på andretrinnsseparatorene, i tillegg til førstetrinnet. Brønner med for lavt brønnehodetrykk til å gå inn på førstetrinnsseparatorene, kan dermed produsere ved å kobles opp på andretrinnet. Det er ønskelig med flest mulig brønner inn på førstetrinnet i separeringstoget, for dermed å separere ut

mest mulig vann og gass tidlig i prosessen, siden dette øker oljekvantiteten og kvaliteten.

Det er ønskelig for Statoil å maksimere oljeproduksjonen på GFC, for Statoils filosofi er at penger i dag er mer verd enn penger i morgen. Dette kan løses ved hjelp av å optimalisere brønnstrømmenes tilkobling til prosesseringssystemet. Det er optimaliseringsprosessen som vil bli lagt stor vekt på i denne oppgaven.

For å kunne optimalisere brønnstrømmene må hver enkelt brønnstrøm analyseres for å finne produksjonsrater, vanninnhold og gass-olje forhold. Disse elementene må med i optimaliseringsprosessen på grunn av separatorenes kapasitets-restriksjoner. Separatorene har restriksjoner på gass, vann og total fluid gjennomstrømning per tidsenhet.

For å finne den optimale brønn konfigurasjonen på GFC benyttes det et rent optimaliseringsverktøy, hvor vi selv lager programmet.

### Antagelser

Det var en del antagelser som måtte tas slik at problemstillingen skulle la seg løse. Et produksjonssystem med blant annet "Flashing" av brønnstrømmer fra reservoar tilstand til standard betingelser, ikke kan løses eksakt med dagens kunnskaper og programverktøy på området. Den største og viktigste antagelsen vår ligger i hvor compatible Prosper og PVTX, som er de to programvarene som er brukt, er i sine beregninger. Dette er nok en ganske korrekt antagelse siden dette er vel utprøvde verktøyer og som har gitt tilfredsstillende resultater ved tidligere analyser og tester.

Brønnoptimaliseringen blir et øyeblikksbilde, så derfor antas det at vi har stasjonær strømning. Det har dermed vært nødvendig å ta hensyn til slugging eller andre momenter som skaper ujevn produksjon. Alle brønnene produserer med konstant rate. Gass og vannproduksjonen til brønnene sies å være uavhengig av raten. Dette er ikke riktig fordi økning av produksjonsrate øker vann- og gasskoning, og dermed produksjonen av disse. I denne publikasjonen er dette en grei antagelse for å begrense problemstillingen noe.

For å finne gode tilnærmelser til reservoarfluidenes  $R_s$  verdier og samtidig gjøre denne beregningen enklere reservoarfluidene ble delt opp i to grupper, etter hvilken forekomst de produserer fra. Det ble så beregnet to  $R_s$  verdier til hvert separatortrinn. En til hver reservoarfluid type.

Prosesseringssystemet på GFC består av to identiske, parallele tog som kan kjøres uavhengig av hverandre. Dette betyr at togene kan gå på forskjellige betingelser, dvs forskjellig trykk og temperatur på henholdsvis separator 1 og separator 2. Her har det blitt antatt at togene benyttet like betingelser slik at kompleksiteten ble holdt nede, og at det da var mulig å kunne benytte studentutgaven til XMP. Antagelsen som i denne forbindelse gjorde seg gjeldende var hvorvidt det er korrekt å anta at de begrensningene som gjelder kunne legges sammen og kjøres som ett system.

Det har i denne oppgaven blitt antatt at vi har en ideel separasjon av vann fra oljen i det første trinnet brønnvæsken

kommer inn på. Dette medfører at det vil ikke komme noe bidrag av vann i oljestrømmen som går fra førstetrinnsseparator til andretrinnsseparator. Det blir dessuten antatt at oljen som blir transportert fra Tordis til separator 2 på GFC er fri for olje, siden vi sier at denne har blitt separert ut på Tordis-plattformen.

Ved utregninger av naturlig rate fra Prosper lå ratene til enkelte brønner godt over de anbefalte maksimale ratene som Statoil opererte med. Disse maksimale ratene var satt blant annet for å forhindre sandproduksjon i brønnene og dermed unngå uønsket slitasje på produksjonsstreng og ventiler. I disse tilfellene brukte vi de anbefalte maksimale ratene som reelle strømningsrater i de videre beregninger.

Det har ikke blitt satt en nedre grense for strømningsratene på de enkelte brønnene. Det vil si at en brønn som produserer mye vann kan stenges helt ned hvis kapasiteten blir for lav. Brønnene som ikke har blitt satt til en maksimal strømningsrate fra Statoil sin side har blitt vurdert ut fra sitt potensiale fra Prosper og hvilken formasjonstype brønnen ligger i. På grunn av at Statoil på sin side er noe ukonsekvent med ratetyper (total rate vs stock tank olje rate) har de maksimale ratene blitt tolket som maksimal oljerate.

Det blir i denne oppgaven ikke tatt hensyn til at det ved overgang fra oljefuktende til vannfuktende fase, vil øke separasjonshastigheten og senke oppholdstid slik at væskeraten kan økes. Dette har sammenheng med oljedråpenes overflatespenninger i væskefasen og oppdriftseffekten til disse.

### Teori

#### Prosessteori

Situasjon som vi har på GFC er at væsken som kommer opp fra reservoar blir pumpet videre via manifolden til forskjellige separatorer ettersom hvordan trykkforholdet i brønnen er. Brønner med brønnehodetrykk høyere enn 64 bar går direkte til separator 1, mens brønner som har lavere trykk enn 64 bar vil bli strupet ned til separator 2 som har et arbeidstrykk på 18 bar (se figur 1).

Før væsken fra de forskjellige brønnene når separatorene, skal de sorteres ut i forskjellige rørledninger ettersom hvilke trykk dem ha. Alle høytrykk rater vil gå til førstetrinnsseparator, mens resten gå direkte til andretrinnsseparator. Væsken blir separert i separatoren, og det er her vi beregner ut  $R_s$  for den enkelte brønn. Vann som er tyngste samler seg i bunnen av separatoren, olje i midten og øverst er gass.

Fra separatorene 1 strømmer gass (både frigass og oppløst gass fra oljen) videre direkte til avkjøling og prosessering før den enten blir reinjisert eller blir salgsgass. Olje går videre til neste separatortrinn hvor arbeidstrykket er lavere slik at mer gass kommer ut av løsningen, og blir separert ut. Vann tappes ut i bunn av separatorene renses for utslipp til sjøen eller eventuelt til reinjisering. Væsken som kommer inn til andretrinnsseparatorene blir separert på tilsvarende måte, men

har da et separeringstrinn mindre. Gassen fra separatortrinn 2 blandes med gasstrømmen fra separatortrinn 1.

Resterende olje går videre til inn til 3.trinnsseparatorene og prosessen gjentas som før. Vann, olje, og gass blir utskilt og fraktet dit dem skulle. Her forventer vi at all gass skal bli oppløst fra olje og det er kun olje og vann igjen som skal utskilles for siste gang. Men her er det vel å merke at oljemengde som kom ut av det siste separatortrinn er mindre enn den oljemengden som kom inn i første separatorene, siden en del av den blir oppløst som gass under separasjon. I gassen som går til avkjøling og filtrering, dannes det kondensert gass som blir fraktet tilbake til separatortrinn 1 eller 2 for nok en separering.

### Operasjonsanalyse

I operasjonsanalyse prøver man å optimalisere et virkelig problem, ved hjelp av en modell med begrensninger, for å se på om det er mulig å optimalisere dette virkelige problemet. Denne optimaliseringen blir gjort på bakgrunn av ren lineær programmering.

### Lineær programmering

Optimaliseringsproblemer løst av lineær programmering er beskrevet med den objektive funksjonen og begrensningene. Begge må være lineære funksjoner av de selvstendige variablene  $x_i$ . Den objektive funksjonen som enten skal maksimeres eller minimaliseres skrives som

$$U(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + \dots + b_nx_n = \sum_i b_i x_i \quad (1)$$

begrenset av

$$G_i = \sum_j a_{ij} x_j \leq, =, \text{ eller } > C_i \quad (2)$$

hvor,  $b_i$ ,  $a_{ij}$  og  $C_i$  er konstanter. Restriksjonene kan være likheter eller ulikheter. Det finnes  $n$  variable og  $m$  ligninger som inkluderer disse variablene. I lineær programmering kan  $n$  være både mindre, større eller lik  $m$ , mens i tradisjonell Lagrange multiplikator metode, fungerer dette bare for  $n$  større enn  $m$ . Det vi da er ute etter er å finne verdiene av variablene som tilfredsstiller ligningene og ulikhetene, mens man samtidig minimaliserer eller optimaliserer den objektive funksjonen  $U$ .

### Hjelpemidler

#### Prosper

Prosper er et brønn egenskap-, design- og optimaliseringsprogram som er en del av en pakke fra selskapet Petroleum Experts som benyttes til å visualisere brønnrater. Ved å legge inn PVT-data (væske karakteristikk) og VLP-data (produksjonsrør karakteristikk) inn i programmet kan dette estimere IPR (inflow Performance Relation) og TPR (Tubing Performance Relation) kurver og finne brønnenes naturlige strømning. Brønnenes naturlige strømning (point of

natural flow, PNF) er ønskelig å finne fordi denne raten er den ideelle raten til brønnen. Raten kan i korte perioder være enten høyere eller lavere, men vil alltid komme tilbake til PNF, fordi den her er stabil. Hvis man derimot ønsker en annen rate enn den raten man oppnår ved PNF, må man enten stimulere brønnen, ved å montere en pumpe, eller strupe brønnen ved hjelp av ventiler. Pumpeytelser og, eller ventiler legges da inn i programvaren og nye rater for det oppdaterte systemet beregnes. I Figur 2, grafen for systemanalyse, har man lagt tre forskjellige produksjonsrørtykkelser inn i Prosper og finner dermed tre forskjellige PNF. Dermed kan man bestemme nødvendig produksjonsrørtykkelse for å oppnå ønsket rate.

Ved å velg mellom alternative bunn eller brønnehode forhold, formasjonens skin, brønnens vannfraksjon og så videre beregner programmet TPR-kurver og viser disse sammen med IPR-kurvene. Ved hjelp av disse kurvene finner man da punktet for naturlig rate, som er skjæringspunktet mellom kurvene. Grunnen til at TPR-kurven først avtar og så øker med hensyn på trykk, er fordi det oppstår et stort trykktap som følge av hydrostatisk trykk, men at dette ikke gjør seg så gjeldende ved høyere rater.

Prosper er designet til å kunne bygge mest mulig korrekte og konsistente brønn modeller med tanke på de forskjellige ønskede ut dataene. Man kan beregne strømmingen både ved ventiltreet og nede i brønnen. Samtidig kan man beregne flere alternative strømningsrater med tanke på forskjellige ventiltre trykk, skin, GOR, vannkutt osv. Dette gjør det mulig å beregne usikkerheten i systemet og finne det sannsynlige strømningsområde selv om man ikke har nøyaktige data til for eksempel skinnen til formasjonen. Ved hjelp av Prosper kan man også simulere eventuelle nye installasjoner i brønnen for å øke produksjonen, ved for eksempel gassløft eller installasjon av brønnpumpe. Tapt produksjon på grunn av gasskoning kan også med letthet estimeres. Dette er med andre ord et meget anvendelig program som blant annet Statoil bruker i utstrakt grad.

### PVTx

PVTx er et program som brukes til simulering og beregning av PVT-data, enten det er hentet fra brønntesting eller fra lab-en. Beregning i programmet baserer på tilstandsligning (Equation Of State) som er mest brukt til simulering av reservoarsammensetning. Ellers brukes det også til studering av fasesoppførsel, generering eller modifisering av svartoljes PVT-egenskaper for Betatype reservoar simulatorer, design spesiell PVT-typer, osv. PVTx baserer sine utregninger på oljens sammensetning og kan ut i fra denne beregne hvordan fluiden vil oppføre seg under forskjellige tilstander. PVTx kan beregne reservoarfluidens GOR, formasjonsvolumfaktor og oljens tetthet og innhold ved standard betingelser. Det som ble gjort var at vi skrev inn våre fluidsammensetninger inn i PVTx IN-filen, som programmet leser inn og beregner verdiene. Ut i fra reservoarfluidene (brønnenes PVT verdier) og separator trykk og temperatur, ble  $R_S$ -verdiene beregnet ved hjelp av PVTx.

## Fremgangsmåte

### Bruk av Prosper

Prosper er et ganske avansert program men er meget brukervennlig og er lagt opp slik at man kan benytte det uten for mye bakgrunnskunnskap om brønnen. Etterhvert som kunnskapen øker kan man legge inn flere parametre slik at Prosper's beregninger blir mer nøyaktige. For å få den mest riktige strømningsraten er det viktig å legge inn typer og strømningssegenskaper til alt av ventiler, pakninger og rørdiametre og definere en aktuell strømningsmodell. For oss var dette heldigvis lagt inn i programmet på forhånd, siden dette er denne programvaren som Statoil benytter. Uten dette programmet hadde det vært en nesten umulig oppgave å estimere brønnratene for hele GFC.

Alle dataene lå som Prosper filer på forhånd så det var bare å hente PVT-input filene inn i programmet og kjøre programmet med de forutsetningene som hadde blitt satt for systemet. Det innebar at vi satte topptrykket etter manifolden til henholdsvis 18 og 64 bar, og estimerte brønnraten ved utstrømsløpet. Topptrykkene ble satt til 18 og 64 bar siden dette er arbeidstrykkene til henholdsvis separator 2 og separator 1. Deretter kalkulerte Prosper strømningsrater mot trykktap og plottet IPR og TPR kurvene. I kryssningspunktene mellom disse kurvene kunne det leses av de aktuelle ratene ved de gitte separatortrykk. Dette ble gjort manuelt ved å lese av på grafene. Siden vi satte inn to konstante separatortrykk fikk vi to skjæringspunkter, fordi vi da får to forskjellige TPR-kurver. En for 18 bars separatortrykk og en for 64 bars separatortrykk. Her ble det så lest av de to tilhørende ratene, hvor 18 bars topptrykk ga den høyeste raten siden denne har størst trykkfall i produksjonsstrengen. Raten er avhengig av trykkfall og friksjon, ved økende trykkfall fåes det høyere rate, men som reduseres noe pga. økende friksjon. Eksempel på en slik kurve finnes i Figur 3.

De ratene som ble funnet fant for hver brønn ble videre sammenlignet med Statoils anbefalte maksimale rater. Disse maksimale ratene var blitt satt blant annet for å unngå sandproduksjon fra formasjonen og unngå unødig slitasje på nedihullsutstyret. Der hvor ratene fra Prosper var høyere enn de anbefalte ratene, ble Statoils anbefalte maksimale rater brukt. I de andre tilfellene ble rater beregnet fra Prosper analysert, og gitt maksimale rater etter hvilke formasjoner de produserte fra.

### Implementering av modell inn i Xpress-MP

For å optimalisere strømmene inn og ut av separatorene ble det brukt Xpress-MP (XMP) som dataverktøy. Det er kun strømmene det skal optimaliseres på, separatortankene modelleres kun som restriksjoner. Det som er av interesse er at strømmen av olje blir størst mulig ut av den siste separatorene. Derfor er det oljestrømmen ut fra den som må optimaliseres. Oppkoblingen av manifoldene er meget fleksibel. Hver brønn kan enten kobles opp til Høytrykksmanifolden, eller til Lavtrykksmanifolden.

For å sette opp problemet på en ryddig måte lagde vi en oversiktstegning som inneholdt de prosessene vi skal bruke i optimaliseringen (Figur 1). Hver brønn blir gitt et nummer som blir brukt gjennom hele optimaliseringen. I tillegg har hver brønn en oljerate regnet ut ved hjelp av Prosper. Vanninnholdet finnes ved hjelp av brønntester, og dette er allerede lagt inn i Prosper for å finne oljeraten. Gass/oljeraten beregnes ved hjelp av  $R_s$  verdiene som betegner hvor mye gass som kommer ut av løsningen ved forskjellig trykk og temperatur under oljens boblepunkt.

### Separatorrestriksjoner

Det ligger restriksjoner på hvor mye gass og vann separatorene klarer å fjerne, og dette begrenser også automatisk oljestrømmen. Max separasjon begge separatorene for total fluid er  $56000 \text{ Sm}^3$  per dag,  $45000 \text{ Sm}^3$  per dag for vann og  $3550000 \text{ Sm}^3$  per dag for gass.

### Implementering av lineærprogrammering

Ved bruk av (1) så kan vi sette opp et uttrykk for oljestrømmen ut fra siste ledd i prosessen (3). Denne skal så brukes som optimaliseringsgrunnlag, hvor det maksimeres på den totale oljestrømmen.

$$Q_{tot} = \sum_1^n (Q_{ni} * X_{nij}) \quad (3)$$

her er:

- $Q$  er oljestrøm ( $\text{Sm}^3$  per dag)
- $n$  er antall brønner
- $X_{nij}$  er boolsk optimaliseringsvariabel:
  - $i$  er hvilken manifold det skal kobles til
    - $i=1$  betyr oppkobling til høytrykksmanifold
    - $i=2$  betyr oppkobling til lavtrykksmanifold.
    - Ikke mulig å koble opp til begge samtidig
  - $j$  er om brønn skal kobles til manifold  $i$  eller ikke
    - $j=1$  betyr ikke oppkobling av brønn
    - $j=2$  betyr oppkobling av brønn
- For hver  $X_n$  fins det  $2^2$  verdier hvor kun en verdi kan være lik 1, men alle kan være lik 0.
- $X_{nij}=0$  betyr ikke oppkobling
- $X_{nij}=1$  betyr at brønn kobles opp

Restriksjonene modelleres også etter lineær optimaliserings-teori. Vi har 3 begrensinger for hver separator som vist i forrige delkapittel. Ved å bruke (2) finner vi følgende:

$$\begin{aligned} GassMax &\leq 3550000 \\ VannMax &\leq 45000 \\ MaxKap &\leq 56000 \end{aligned} \quad (4)$$

hvor GassMax er maksimal gasskapasitet, VannMax er maksimal vannkapasitet og MaxKap er maksimale kapasitet til separator 1 og 2 (alle i Sm<sup>3</sup> per dag).

### Programmet

Det å lage ett program som inneholdt hele problemet, viste seg etterhvert å være vanskelig. XMP versjonen som ble det brukt er en studentversjon og den har bl.a. restriksjoner på hvor mange indekser man kan ha på hver variable, noe som gjorde at programmet ble delt opp i to deler.

Del 1 tar for seg separator 1. Her fases de brønnene med høyt nok trykk og høyt vannkutt. Brønnene som passer inn på sep.trinn 1 gies manuelt en boolsk verdi 1. Programmet velger da blant disse brønnene for å fylle opp sep.trinn 1. De brønnene som ikke blir brukt blir registrert, og føres over til neste del.

Del 2 bruker dataene fra brønnene som ikke ble brukt i del 1. Dette er brønner med lavt trykk, nedstrupede ubrukte høytrykksbrønner fra del 1, og fast tilkoblede lavtrykksbrønner (f.eks. Tordis). Disse brønnene skal fases inn på sep.2. Her er det også ønskelig å bruke de brønnene med høyest oljerate. I tillegg vil sep.trinn 1 levere en fluidstrøm inn til sep.trinn 2. Etter del 2 er ferdig, viser programmet hvor brønnene er tilkoblet.

Begge programmene finnes i sin helhet i Appendiks C. Mye av programmene er like og det er kommentarer i begge.

### Resultater

I Prosper laget vi grafer med IPR-kurver og TPR-kurver for brønnehodetrykk på 18 og 64 bar. De viktigste resultatene fra PVTx programmet er i Tabell 1. Med gjennomkjøring av Xpress-MP fant vi følgende brønnallokeringer:

#### Separator 1

Produserende brønner	Grad	Produksjon
C - 2	1	300 Sm <sup>3</sup> /d
C - 3	1	1000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 6	1	300 Sm <sup>3</sup> /d
C - 7	0.487	1705 Sm <sup>3</sup> /d
C - 8	1	2000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 11	1	1000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 14	1	1230 Sm <sup>3</sup> /d
C - 15	1	150 Sm <sup>3</sup> /d
C - 22	1	1500 Sm <sup>3</sup> /d
C - 29	1	750 Sm <sup>3</sup> /d
C - 30	1	5000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 32	1	500 Sm <sup>3</sup> /d
C - 34	1	3220 Sm <sup>3</sup> /d
C - 38	1	1000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 40	1	1500 Sm <sup>3</sup> /d
C - 41	1	1250 Sm <sup>3</sup> /d
C - 42	1	850 Sm <sup>3</sup> /d
<b>Total oljeproduksjon</b>		<b>23255 Sm<sup>3</sup>/d</b>

#### Separator 2

Produserende brønner	Grad	Produksjon
C - 16	0.291	582 Sm <sup>3</sup> /d
C - 20	1	350 Sm <sup>3</sup> /d
C - 23	1	730 Sm <sup>3</sup> /d
C - 27	1	1200 Sm <sup>3</sup> /d
C - 28	1	1800 Sm <sup>3</sup> /d
C - 33	1	1000 Sm <sup>3</sup> /d
C - 35	1	1300 Sm <sup>3</sup> /d
C - 44	1	4410 Sm <sup>3</sup> /d
C - 46 Tordis	1	13652 Sm <sup>3</sup> /d
C - 47 Separator 1	1	23255 Sm <sup>3</sup> /d
<b>Total oljeproduksjon</b>		<b>48279 Sm<sup>3</sup>/d</b>

Av de 30 produserende brønnene produserte 25 brønner etter optimaliseringen. For begge separatorene var det væskekapasiteten som var den begrensende faktoren, og ikke gass- eller vannkapasiteten. De brønnene som ikke produserte var:

- C - 12
- C - 19
- C - 24
- C - 25
- C - 36

Tapt produksjon på grunn av nedstengte brønner er i størrelsesorden 11.000 Sm<sup>3</sup>/d.

Optimal produksjon gjennom separator 1 ga 23.255 Sm<sup>3</sup>/d olje videre til separatortrinn 2. I separatortrinn 1 er C - 7 strupet ned til 48,72% av full produksjonsrate. Separatortrinn 2 mottok produksjon fra separatortrinn 1, Tordis og resterende brønner til kapasiteten var fylt opp. Her ble brønn C - 16 strupet ned ca. 70%. Optimalisert produksjon gjennom separatortrinn 2, og total oljeproduksjon for feltet ble på 48.279 Sm<sup>3</sup>/d. Visualisert i figur 4 og 5.

### Diskusjon

Det som var gjennomgående her var at verdiene fra Prosper lå godt over de maksimalt antatte verdiene til Statoil. I disse tilfellene ble Statoils benyttet tall videre. De brønnene som ikke hadde noen oppgitt maksimal rate, ble vurdert ut i fra sin posisjon i forekomsten og nærliggende brønner, og satt til en antatt maksimal rate. Dette gav tall som ikke var helt reelle og antageligvis noe høye. På grunn av høyt tidspres ble  $R_s$  verdiene beregnet ut i fra noe unøyaktige verdier, noe som vil være en liten feilkilde for gassraten. Dette vil derimot ikke ha noen innvirkning på optimaliseringen siden gassproduksjonen lå langt under separatorenes begrensninger.

De nedstengte brønnene ble sjaltet ut av Visual Xpress-MP siden de produserer med et høyt vannkutt og ville dermed økt vannproduksjonen totalt. Disse brønnene ville begrenset produksjonen. For å kontrollere om optimaliseringen var reell, ble en og en brønn av de som programmet valgte å produsere i den optimaliserte beregningen låst til å ikke produsere. Da

programmet ble kjørt på nytt ble de stengte brønnene byttet ut og erstattet med andre brønner. Disse brønnene hadde et høyere vannkutt, og siden det var den totale væskekapasiteten som var den begrensende faktoren, ble den oljeproduserende raten noe lavere. Dette indikerer at optimaliseringen er korrekt og problemstillingen løst.

### Konklusjon

Problemstillingen i oppgaven var å maksimere produksjon av olje ved hjelp av å optimalisere brønnenes allokering mellom høytrykk- og lavtrykksmanifold. Det var intensjonen at optimaliseringen skulle gjennomføres uten ombygging av det eksisterende anlegget. Dermed skulle man få en høyere inntjening uten store ekstra kostnader, ved at mer av oljen blir utvunnet.

Det har blitt kommet fram til en integrert måte å finne optimale løsninger på den type prosesser som vi har undersøkt på GFC. Ved å putte reelle data inn i modellen, kunne IPO prosedyren kommet fram til en ideell oppkobling av brønner på bakgrunn av våre antagelser. På grunn av manglende data om dagens produksjon på GFC fra Statoil, kan det ikke anslås eventuell økt produksjon.

Med riktige tall og korrekt implementering hadde det ved hjelp av gruppens IPO program, vært mulig å øke produksjonen.

Mulig forbedring av løsning på problemstillingen er å benytte fullversjonen av XMP. Da blir det mulig å optimalisere brønn allokeringen på manifoldene parallellt, og ikke serielt som nå. Det hadde også vært ønskelig å lage et anvendelig brukergrensesnitt til å omslutte programprosessene. Ved å hente inn data fra den sentrale databasen som overvåker brønnratene, kan det ved behov beregnes optimale brønntilkoplinger.

### Anbefalinger

I petroleumsbransjen er ikke optimaliseringstankegangen veldig utbredt som en faktor til økt profitt og effektivitet. Per i dag drives mye av effektiviseringsarbeidet på et prøve og feile nivå. Dette baseres ikke på operasjonsanalyse, men på den enkeltes erfaring. Resultatene fra dette arbeidet indikerer at operasjonsanalyse kan implementeres i mange situasjoner i industrien. Benyttelse av operasjonsanalyse fører nødvendigvis ikke til endring i utrustning, men kan generere økt profitt på eksisterende anlegg.

Erfaringer fra programmeringsdelen viste at det er viktig å få oversikt over problemet og løse det enklest mulig. For senere å øke kompleksiteten til den dekker hele problemstillingen. Forøvrig anbefales det at det brukes rikelig med tid til å finne det best egnede program for den aktuelle problemstilling. Ved å aktivt trekke inn flere fagområder i forbindelse med problemløsningen oppnås et bredere kunnskapsfundament for å løse oppgaven på en kreativ måte.

### Referanser

Jaluria, Y., *Design and optimization of Thermal Systems*, McGRAW-HILL Internatinal edition. 1999.

McCain, W. D., *The properties of Petroleum Fluids*, PennWell Publishing Company, 2.edt.1990.

Golan, M. & Whitson, C. H., *Well Performance*, Tapir Edition (NTNU), 1996.

Petroleum Exerts, *Prosper, Single Well Systems Analysis, User Guide*, Petroleum Experts Limited, Version 6.0, 1999

Teknologiledelse 1, *Systemteori*, Informasjon presenter I forelesning, Intituttet for industriell økonomi og teknologiledelse, NTNU, Høst 2000.

Dash Associates, *Reference Manual*, Tilgjengelig fra: <http://www.dash.co.uk>, 20 april 2001.

Nygreen, B., Personlig kommunikasjon, 7. mars 2001.

Beasley, J. E., *OR-Notes*, Imperial College, London <http://mscmga.ms.ic.ac.uk/jeb/or/contents.html>

Whitson, C. H., *Manual PVT Analysis, Field Development & Technology Reservoir Technology*, Norsk Hydro, November 1998.

Fossen H. & Hesthammer J., *Structural Geology of the Gullfaks Field, northern North Sea*, Coward M.P.

Daltaban T. S. & Johnson H., *Structural Geology in Reservoir Characterization*. Geological Society, London, Special Publications, 127, 231-261.

Dake L.P., *Fundamentals Of Reservoir Engineering*. Elsvier, NewYork, 1978.

Whitson Curtis H., *Petroleums Engineering Fluid Properties Data Book*. NTNU-Norway, 1994

Statoil, *reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet*, Dok. Nr. 0000161, oktober 2000.

### Appendiks A

Figurer

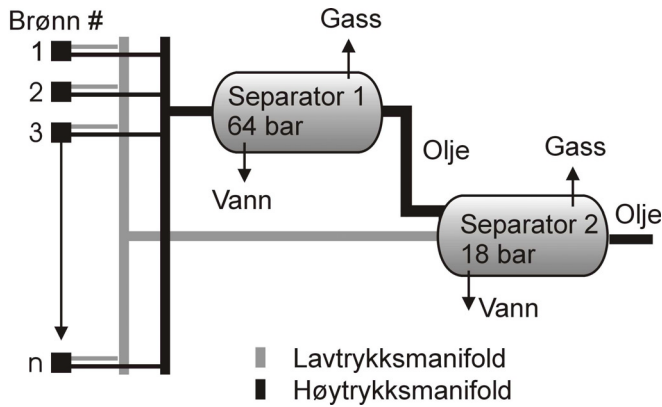
### Appendiks B

Optimaliseringsprogram

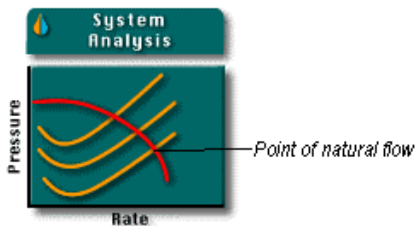
### Appendiks C

Tabeller

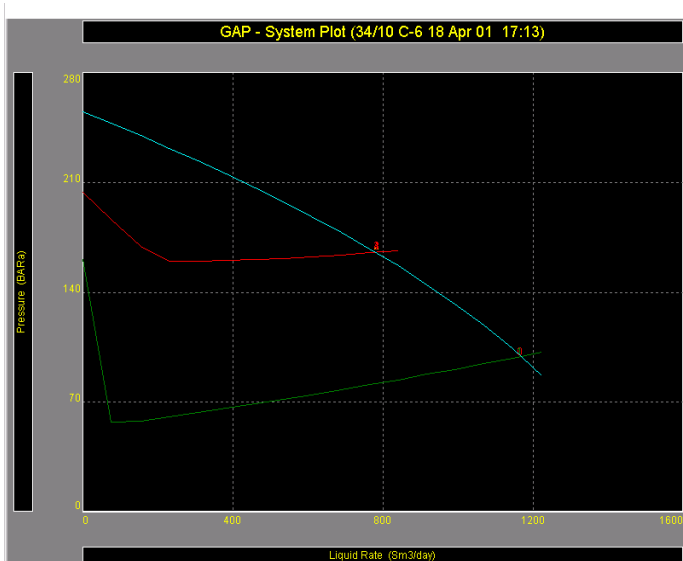
## Appendiks A Figurer



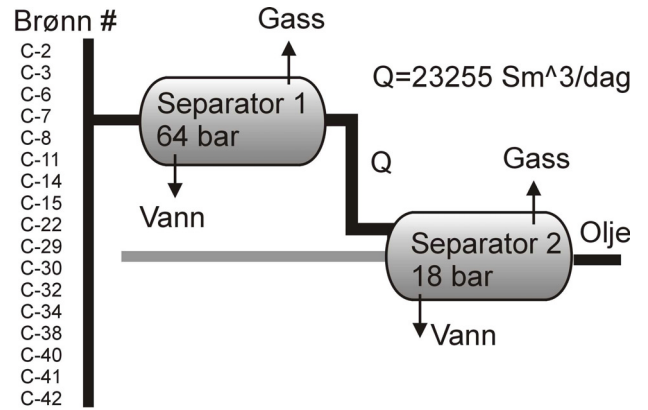
Figur 1 Forenklet prosesssystem GFC



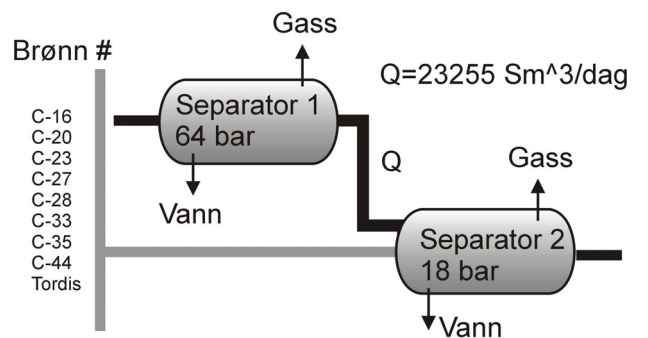
Figur 2. Systemanalyse i Prosper



Figur 3. TPR og IPR kurver fra brønn C-6 visualisert i Prosper



Figur 4. Brønner allokert til separator 1



Q total=  
48279 Sm<sup>3</sup>/dag

Figur 5. Brønner allokert til separator 2

## Appendiks B Fullstendig optimaliseringsprogram

### Del 1

!<VISUAL Xpress-MP>

LET Nitems=46

Kommandoen **LET** forteller programmet at det kommer en konstant. I dette tilfelle **Nitems** som er antall brønner i optimaliserings prosessen. Vi navngir også brønnene fra 1 til **Nitems**.

TABLES  
WATER(Nitems)  
QWELL(Nitems)  
ALLOK(Nitems)  
RS(Nitems)

Før man henter inn dataene, må man beskrive hvor verdiene skal legges. I XMP finnes det en kommando, **TABLES**, som gjør det mulig å lage tabeller å legge data inn i. **Water** og **QWELL** er begge rater i  $\text{Sm}^3$  per dag. **Allok** er om brønnen passer til å koble til sep1, mens **RS** er Rs verdiene til den gjeldene strømmen.

#### FETCHDATA(NItems,4)

Lager tabell som kan huse inndataene.

**DISKDATA FETCHDATA = indat.csv**

Innhenting av data fra fil indat.csv til tabell **FETCHDATA**. CSV filene er kommaseparert og kan genereres i Excel. De ligger i formatet (uten overskrift):

<QWELL>	<RS>	<Water>	<ALLOK>
1230	155.77	1845	1
1000	65.89	1083	1

Tabell X.X Eksempel på inndata

**LET GASSMAX1 = 3550000 ! Separator 1**  
**gassbegrensning**  
**LET WATERMAX1 = 52000 ! Separator 1**  
**vannbegrensning**  
**LET SEP1MAXKAP = 56000 ! Separator 1**  
**total kapasitets begrensning**

**GASSMAX1, WATERMAX1 og SEP1MAXKAP** beskriver separatorenes begrensinger.

#### VARIABLES

**x(NItems) ! 1 for OK, 0 for ikke OK.**

Dette er programmets eneste variabel som det skal optimaliseres på. Brønner som blir koblet på sep1 får verdien 1, mens ikke anbefalt oppkoblede får verdien 0.

#### ASSIGN

**FOR(i=1:NItems): QWELL(i)=FETCHDATA(i,1)**  
**FOR(i=1:NItems): RS(i)=FETCHDATA(i,2)**  
**FOR(i=1:NItems): WATER(i)=FETCHDATA(i,3)**  
**FOR(i=1:NItems): ALLOK(i)=FETCHDATA(i,4)**

Denne delen henter inn verdiene fra **FETCHDATA** og legger den inn i de reaktive tabeller.

#### CONSTRAINTS

**CONSTRAINTS** betyr begrensning. Dette er den viktigste delen av programmet, hvor man setter kriteriene for prosessen. **\$** betyr at det er denne begrensingen man vil optimalisere på.

**ValMax1: SUM(i=1:NItems)**  
**QWELL(i)\*ALLOK(i)\*x(i)\$**

Dette er begrensingen vi skal optimalisere på. Vi er interessert i at den totale oljestrømmen blir størst, derfor vil vi at programmet skal prøve å finne en løsning som maksimerer denne strømmen.

**GMax1: SUM(i=1:NItems)**  
**RS(i)\*QWELL(i)\*ALLOK(i)\*x(i) < GASSMAX1**  
**WMax1: SUM(i=1:NItems)**  
**WATER(i)\*ALLOK(i)\*x(i) < WATERMAX1**  
**SMax1: SUM(i=1:NItems)**  
**(QWELL(i)+WATER(i))\*ALLOK(i)\*x(i) < SEP1MAXKAP**

Separatoren har som tidligere nevnt begrensinger for gass og vann, pluss en total kapasitetsbegrensning. Strømmen av de forskjellige fasene må være mindre enn de begrensende faktorene.

#### BOUNDS

**x(i=1:NItems) .BV. ! Alle x er 0/1**

**.BV.** sørger for at **x(i)** kun inneholder 0 og 1. Dette blir overstyrt av programmet når det struper verdier. Da kan man få verdier mellom 0 og 1 for **x(i)**.

**DISKDATA -o out.dat = FETCHDATA**

Til slutt skriver vi ut dataene slik at vi kan bruke de i del 2 av programmet.

#### END

#### Del 2

**LET NItems=47**  
**LET Lock=47**

Væskestrømmen ut fra sep2 plasseres inn som siste brønn, denne får da et nr som skal sørge for at den alltid blir koblet inn på sep2.

#### TABLES

**WATER(NItems)**  
**QWELL(NItems)**  
**ALLOK(NItems)**  
**RS2(NItems)**

RS2 er Rs verdiene kalkulert for lavtrykkseparatoren.



FETCHDATA(NItems,4)

LET GASSMAX2 = 3550000           ! Separator 2  
gassbegrensning  
LET WATERMAX2 = 52000           ! Separator 2  
gassbegrensning  
LET SEP2MAXKAP = 56000           ! Separator 2  
totalkapasitets begrensning

DISKDATA FETCHDATA = indat2.csv

Inndataene er har vært prosessert manuelt mellom programmene (pga at XMP er i studentversjon), og satt inn brønnene som allerede er brukt til å få ALLOK = 0. Resten blir satt til 1.

ASSIGN

FOR(i=1:NItems): QWELL(i)=FETCHDATA(i,1)  
FOR(i=1:NItems): RS2(i)=FETCHDATA(i,2)  
FOR(i=1:NItems): WATER(i)=FETCHDATA(i,3)  
FOR(i=1:NItems): ALLOK(i)=FETCHDATA(i,4)

VARIABLES

x(NItems)                   ! 1 for OK, 0 for ikke OK.

CONSTRAINTS

ValMax1:       SUM(i=1:NItems)  
QWELL(i)\*ALLOK(i)\*x(i)\$  
GMax1:       SUM(i=1:NItems)  
RS2(i)\*QWELL(i)\*ALLOK(i)\* x(i)       < GASSMAX2  
WMax1:       SUM(i=1:NItems) WATER(i)\*ALLOK(i)\*  
x(i)       < WATERMAX2  
SMax1:       SUM(i=1:NItems)  
(QWELL(i)+WATER(i))\*ALLOK(i)\*x(i)< SEP2MAXKAP

Det skal også her maksimeres på at oljestrømmen i sep2 blir maksimal. Sep2 har egne begrensinger.

DISKDATA -o out.dat = FETCHDATA

BOUNDS

x(i=1:NItems) .BV.       ! Alle x er 0/1  
x(Lock)=1

X(lock)= 1 fastsetter at sep1 alltid skal være oppkoblet til sep2.

END

## Appendiks C Tabell

### Gulfaks Separator Calculations

Case 1

Stage	Separator Conditions				Gas-Oil Ratio				Percent Deviation
	Temperature (F)	Temperature (C)	Pressure (psia)	Pressure (kPa)	Calculated (scf/STB)	Measured (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	Calculated	Measured	
0	161.60	72.00	3538.92	24400.0	507.6	0.0	90.41	0.00	0.0
1	149.00	65.00	942.75	6500.0	370.0	0.0	65.89	0.00	0.0
2	149.00	65.00	261.07	1800.0	96.5	0.0	17.18	0.00	0.0
3	60.01	15.56	14.70	101.4	41.2	0.0	7.33	0.00	0.0

Case 2

Stage	Separator Conditions				Gas-Oil Ratio				Percent Deviation
	Temperature (F)	Temperature (C)	Pressure (psia)	Pressure (kPa)	Calculated (scf/STB)	Measured (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	Calculated	Measured	
0	160.70	71.50	4206.09	29000.0	1113.4	0.0	198.31	0.00	0.0
1	149.00	65.00	942.75	6500.0	874.6	0.0	155.77	0.00	0.0
2	149.00	65.00	261.07	1800.0	158.0	0.0	28.15	0.00	0.0
3	60.01	15.56	14.70	101.4	80.8	0.0	14.40	0.00	0.0