



EKSPERTER I TEAM

VÅRSEMESTERET 2005

GULLFAKSLANDSBYEN

GRUPPE 3

Espen Ribe

Magnus Tvedt

Elisabeth Lange Høvik

Ola Galde

Knut Richard Straith

Passiv trykkstøtte fra Lunde

Forord

Denne rapporten er et resultat av det faglige arbeidet i ”Eksperter i Team” (EiT), som er et obligatorisk emne for de fleste 4. års studenter ved sivilingeniørutdanningen, NTNU. EiT er delt inn i flere forskjellige landsbyer ved de ulike institutter, der landsbyene igjen deles inn i grupper. Landsbyen vår, Gullfakslandsbyen, har tilhold ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk (IPT). Landsbyen samarbeider med Statoil, som er operatør på Gullfaksfeltet i Nordsjøen. Statoil har som mål å få en større utvinningsgrad på dette feltet, og ønsker å bruke Gullfakslandsbyen som et hjelpemiddel for å nå dette målet.

Statoil har kommet med flere forslag til problemstillinger de ser som aktuelle, men har ikke stått i veien dersom noen ønsker å komme med forslag selv.

Gjennom hele arbeidsprosessen har landsbyledelsen ved Professor Jon Kleppe og Jan Ivar Jensen vært til stor hjelp. Vi vil spesielt takke sistnevnte for stor hjelp med mange problemer som har oppstått underveis.

Trondheim den 09.05.2005

Knut Richard Straith

Espen Ribe

Elisabeth Lang Høvik

Ola Galde

Magnus Tvedt

Sammendrag

Gjennom fagarbeidet i Eksperter i Team våren 2005 har gruppen arbeidet med en problemstilling som tar for seg hvordan passiv trykkstøtte mellom reservoarene Statfjord og Lunde i Rimfaksfeltet kan utnyttes til å produsere fra Lundereservoaret. Lunde er plassert ganske umiddelbart under Statfjord og inneholder påviste mengder med hydrokarboner, i form av kondensat og olje. Lunde er ennå ikke åpnet for produksjon. Geologien er kompleks og det er usikkert om det vil være lønnsomt å produsere herfra. Ideen bak dette arbeidet har vært å produsere fra Lundeformasjonen til Statfjord ved forlengelse av den eksisterende letebrønnen i Lunde. På denne måten sparer en kostnader på ny produksjonsbrønn til Lunde samtidig som trykket vedlikeholdes i Statfjord uten å måtte injisere gass fra overflaten.

Simuleringer i Eclipse er gjennomført med flere modellgrunnlag, historisk produksjon frem til i dag, og fremtidige løsninger på videre oljeproduksjon. To alternative prediksjoner er valgt, hvor variabelen har vært med og uten gassinjeksjon i Statfjordformasjonen. Ved å variere gassinjeksjonen har vi funnet hvordan oljestrømmen fra Lunde til Statfjord påvirkes av trykket i Statfjord. Resultatet har blitt at selv med et meget begrenset volum for Lunde er det lønnsomt å åpne en brønn mellom de to formasjonene for trykkdrevet produksjon over de neste 10 årene. En økonomiberegning gir produksjonen en internrente på ca 9 %.

For å gi et estimat på unøyaktighet i simuleringene er det gjort beregninger på trykktapet som vil oppstå i rørsegmentet mellom øverst i Lundereservoaret og nederst i Statfjordreservoaret. Beregningene er blitt gjort ved å ta i bruk metoden for mekanisk energibalanse. Etter å ha gjort forenklinger og antagelser angående strømningsmønster, er trykktapet redusert til å bestå av to ledd – friksjonstap og hydrostatisk tap. Gjennom beregninger for to scenario – ved oppstart produksjon i 2005 og etter at strømmingen har stabilisert seg til å bli mer moderat i 2007. I begge tilfeller kan det konkluderes at trykktapet som oppstår pga friksjon mellom røret og mediene som strømmer er tilnærmet neglisjerbar i forhold til det hydrostatiske trykktapet

Innholdsfortegnelse

FORORD	III
SAMMENDRAG	IV
1 INNLEDNING	1
1.1 GRUPPEPRESENTASJON	1
1.2 OPPGAVEBESKRIVELSE	2
1.2.1 Statoils forslag 1	2
1.2.2 Statoils forslag 2	3
1.2.3 Teamets forslag	4
1.3 ENDELIG OPPGAVEDEFINISJON	6
2 TEORI.....	7
2.1 VERKTØY	7
2.1.1 Eclipse	7
2.1.1.1 Støttepersoner i forbindelse med Eclipse	8
2.1.1.2 Å lære seg Eclipse	8
2.1.1.3 Inndatafil	8
2.1.1.4 Problemer som har oppstått med Eclipse	9
2.1.2 Graf	9
2.1.3 GLview	11
2.1.4 Microsoft Word	12
2.2 LUNDES GEOLOGI	12
2.2.1 Avsetningshistorie og stratigrafi	12
2.2.2 Reservoaregenskaper i Lunde	15
2.3 NÅVERDI	17
2.3.1 Internrente	18
2.4 RØRSTRØMNING	19
2.4.1 Reservoaret	19
2.4.2 Medienes faseforhold	19
2.4.3 Strømningsmønster	21
2.4.4 Mekanisk Energibalanse	24
2.4.5 Forutsetninger for gjennomføring av trykktapsberegninger	25
3 SIMULERINGSMODELL.....	27
3.1 RESERVOARTEKNISK	27
3.2 USIKKERHETER OG ANTAGELSER FOR LUNDEFORMASJONEN	28
3.3 BRØNNPLASSERING	30
4 SIMULERINGSRESULTATER.....	31
4.1 SIMULERING	32
4.1.1 Fra januar 1999 til oktober 2004	32
4.1.2 Simulering fra 2005-2021	33
4.1.3 Fellestrekk	33
4.1.4 Med gassinjeksjon	35
4.1.5 Uten gassinjeksjon	38
4.1.6 Tillegg	40
4.2 DISKUSJON	41
4.3 OPPSUMMERING	43
5 TRYKKTAP I RØR – RESULTATER	44
5.1 PARAMETERE SOM BRUKES I BEREGNINGENE	44
5.1.1 Volumstrømmer	44
5.1.2 Trykkforhold	45
5.1.3 Viskositet	45
5.1.4 Tetthet	47
5.1.5 FVF	48

5.1.6 Strømningsvolumer i reservoaret	49
5.1.7 Rørdimensjoner.....	49
5.2 TRYKKTAPSBEREGNINGER	50
5.3 DRØFTING AV RESULTATER.....	54
5.3 DRØFTING AV RESULTATER.....	55
6 ØKONOMISKE BETRAKTNINGER	57
6.1 NÅVERDIBEREGNINGER.....	57
6.2 INTERNRENTE	58
6.3 DRØFTING AV RESULTATER.....	58
7 KONKLUSJON	60
8 VEDLEGG	61
8.1 VEDLEGG 1: TRYKKTAPSBEREGNINGER.....	61
8.2 VEDLEGG 2: TOTALE OLJEPRODUKSJONSTALL, KUMULATIVE.....	62
8.3 VEDLEGG 3: PARAMETERE SOM PÅVIRKER PRODUKSJON AV OLJE OG GASS.	63
8.4 VEDLEGG 4: NÅVERDIBEREGNINGER.....	65
9 LITTERATURLISTE:	66

1 Innledning

1.1 Gruppepresentasjon

Gruppe 3 ved Gullfakslandsbyen består av fem studenter med ulik faglig bakgrunn. Alle er studenter på fjerde året ved sivilingeniørutdanningen ved NTNU.

Magnus Tvedt

Studerer reservoarteknikk ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk. Har jobbet med simuleringen, både bygging av modellen og gjennomføringen.

Knut Richard Straith

Studerer geologi og seismikk ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk. Har jobbet med å få en oversikt over geologien i Lunde, samt med økonomiske beregninger.

Ola Galde

Studerer data og informasjonsforvaltning ved institutt for datateknikk og informasjonsvitenskap. Har jobbet med simuleringen, både bygging av modellen og gjennomføringen.

Elisabeth Lange Høvik

Studerer marine systemer og prosjektering ved institutt for marin teknikk. Har jobbet med å beregne trykktap i rør, samt jobbet med prosessrapporten.

Espen Ribe

Studerer elkraftteknikk ved institutt for elkraftteknikk. Han er tidligere utdannet høyskoleingeniør ved Høyskolen i Agder (HiA). Har hovedsakelig jobbet med prosessrapporten.

1.2 Oppgavebeskrivelse

1.2.1 Statoils forslag 1

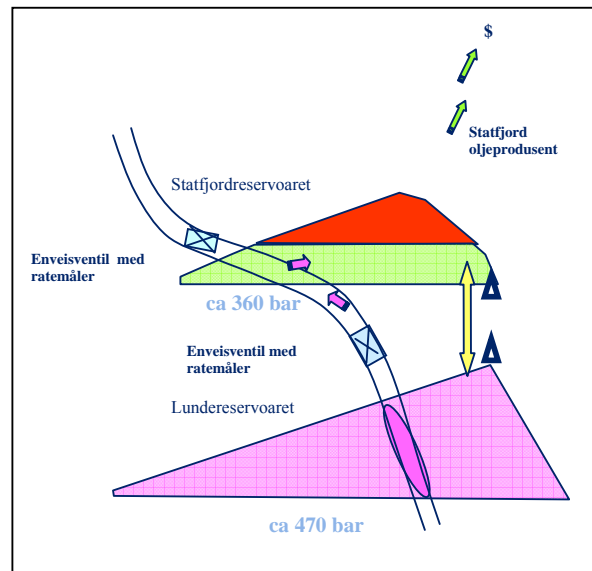
Den andre gangen landsbyen møttes, kom Statoils utsendte til PTS og presenterte de oppgavene de ønsket at gruppene skulle jobbe med. Her er et utdrag fra presentasjonen de holdtⁱ.

Brønnen J-1 AH passiv trykkutjevning fra Lunde til Statfjord. Drenere hydrokarboner fra ett reservoar til et annet ved å perforere begge reservoarene og la trykkdifferansen ordne strømmingen.

Oppgaven vil se på muligheten for at Statfjordreservoaret plugges pga finmateriale fra Lunde. Inkludering av størrelser, perforeringstetthet, lengder, optimale prod.rater som har betydning for resultatet bør taes med. Vi har kjernemateriell både fra Lunde og Statfjordreservoaret, samt noe dynamiske data fra Lunde og mye fra Statfjord.

Statoil ønsket altså at en Gullfaksgruppe skulle se på passiv strømming fra Lunde til Statfjord, som illustrert i Figur 1.

Alternative løsninger til passiv trykkutjevning er også beskrevet: Basisalternativet for Rimfaks Lunde er å produsere reservoaret via H-rammen i GFSAT senfase i 2013. Alternative løsninger sees på, også med tanke på forsering av sees på, også med tanke på forsering av produksjonsoppstart. Mulig tidlig produksjonserfaring ved J-1 AH passiv trykkutjevning (X-strømme Lunde) via Statfjordreservoaret



Figur 1: Skisse Lunde og Statfjord, Rimfaks.ⁱⁱ

ⁱ PowerPointpresentasjonen Passivtrykkutjevninglunde.ppt

ⁱⁱ Kilde: Statoil, presentasjon 19.jan 2005.

Det ble oppfordret til å se på passiv trykkutjevning med start allerede i 2005. Med dagens oljepriser på lettolje og gass, vil dette være mer lønnsomt med umiddelbar iverksetting enn å vente til 2013, i et nåverdiperspektiv.

1.2.2 Statoils forslag 2

Femte dag med landsbyen reiste alle landsbyens studenter til Bergen for å besøke Statoil på Sandsli. Der forelå en ny problemstilling, skrevet av en annen enn den første som ble presentert. Den nye oppgavedefineringen inneholdt flere detaljer om hvordan oppgaven burde løses. For gruppen ble det litt vanskelig å forholde seg til denne nye oppgavedefinisjonen da det i tillegg ble oversendt en oppgavedefinisjon til, riktignok basert på det første forslaget, per mail da det ikke var tid til å gjennomgå denne i Bergen.

ⁱⁱⁱHer er et utdrag av den oppgavedefinisjonen vi fikk utlevert i Bergen:

Rimfaks Lunde

Bruke en forenklet modell [...] eksempelvis kan en MBAL eller en enkel diskretisering av differensialligninger benyttes for å beregne produksjon av olje, gass og vann som funksjon av tid. [...] I størrelsesorden ca 100 bar redusert reservoartrykk i Rimfaks Lunde før produksjonen stoppes.

Rimfaks Statfjord

[...] olje vann og gass fra Rimfaks Lunde injiseres i Rimfaks Statfjord [...] vha 3 stk injektorer, en for hvert fluid (olje, vann og gass). [...] Antatt oppstart av injeksjonen fra Rimfaks Lunde lik slutten av år 2007 og utover. [...] Merk at ekstra gassproduksjon kan neglisjeres fordi Rimfaks Statfjord er styrt av gassbegrensning. Dvs. et ekstra gassvolum fra Rimfaks Lunde vil ikke føre til økt gassproduksjon.

Vurderinger

Det må beregnes hvor mye olje som strømmer fra Lunde til Statfjord (begge Rimfaks) og i tillegg må det estimeres hvor stor del av denne tilstrømningen som kommer opp til overflaten. Nåverdi og internrente (avkastning) bør beregnes. [...] Som utgifter har en kostnader med forlengelse av brønnen ned til Lunde og utstyr som skal installeres.

ⁱⁱⁱ Studentoppgave NTNU våren 2005. "Passiv trykkutjevner". Arne Kråkedal

1.2.3 Teamets forslag

Med flere forskjellige fagfolk i gruppen, ble det forskjellig fokus på hvordan oppgaven skulle løses. Områder med spesiell fokus var ny teknologi, geologi, brønnteknikk, rørstrømning og simulering. I felleskap ble et forslag til oppgavebeskrivelse^{iv} sendt til Statoil, basert på nevnte kategorier.

De viktigste elementene i gruppens beskrivelse var innen:

Teknikk

- DIACS- løsninger (intelligent perforering)
- Forskjellige måleteknikker for måling av trykk og rate / bruk av fiberoptikk
- Hvordan produksjon av sand kan begrense eller avgjøre forflytningen fra Lunde til Statfjord?

Geologi

- Hvilke modeller eksisterer for Lunde, hvor mye informasjon finnes om feltet?
- Hvordan skal produsert fluid komme fra, hvor nøyaktig skal Lundeformasjonen deles opp i en eventuell modell?
- Kan mengden olje og kondensat enkelt beregnes, eller må alle lagene skilles fra hverandre med korrekt innhold?
- Har kompresjon av litologien en effekt på produksjonen?

Brønnteknikk

- Bruk av brønner. Hvilke eksisterer? Er det planlagt ytterlige brønner til formasjonen?
- Hva skal den eksisterende brønnen brukes til senere? Eventuelt videreføring eller injeksjon?
- Sidesteg fra den brønnen som går gjennom Lunde for å øke produksjonen i Lunde.

Simulering

- Er Lunde simulert før? Hvor nøyaktig (plassering / volum) skal en ny simulering være
- Hvordan skal Statfjord og Lunde bindes sammen for å oppnå kommunikasjon?

^{iv} E-post fra Ingvill Storebø, Statoil, 7.feb-05, se vedlegg

Rørstrømning

- Gruppen ønsker å beregne trykktap i rør mellom Lunde og Statfjord

Økonomi

- Nåverdi og internrente beregnes, basert på avkastningskrav og oljepriser definert i oppgavetekst
- Flere ”caser” lages med forskjellige fortjenestenøkler

I den opprinnelige oppgaveteksten var oppgaven tilsynelatende åpen og egnet for egne vurderinger. Dette visste gruppen å finne glede i, og mange forslag ble presentert, basert på hva den enkelte ønsket å jobbe med, hvor erfaring eksisterte og hvilket mål gruppen i fellesskap ønsket å oppnå.

Sett i lys av oppgaven presentert fra Statoil andre landsbydag, var gruppas visjoner og planer vesentlig mer omfattende og utfordrende enn planlagt fra det som var tenkt. Teamet viste tydelig entusiasme og ønske om å prestere, og var overbevist om at dette var det riktige forum for geniale ideer å oppstå. Antagelig forsvant det jordnære i de fleste gruppemedlemmer, for da Statoils utvalgte svarte på forslaget var det med en klar oppfordring til å begrense simuleringen til et minimum, helst beregne tilførsel fra Lunde for hånd, unngå all teknikk og gjøre geologien enklest mulig^v

^v E-post fra Ingvill Storebø, Statoil, 7.feb-05, se vedlegg

1.3 Endelig oppgavedefinisjon

Etter denne korrespondansen med Statoil, bestemte gruppen seg for en mellomting, basert på arbeidskapasitet, interesser og nødvendighet. De forskjellige områdene skal behandles slik:

Geologi

Lundeformasjonen skal skisseres basert på Drill Stem Test (produksjonstest av Lunde fra letebrønn) og Statoils utdelte papirer om feltet. I tillegg skal rimfaksområdet utredes og beskrives med plassering av formasjonene Statfjord og Lunde.

Strømning i rør

Trykktap i rør skal beregnes på papiret, ettersom dette ikke tydelig kommer frem av Eclipse-simuleringene. Mulig bruk av HiSys i beregningene.

Simulering

Lage en simpel modell av Lunde. Simulere produksjon fra Lunde til Statfjord, og videre ut av Statfjord til overflaten. Beregne en utvinningsfaktor – hvor stor del av Lundeproduserte fluider kommer seg gjennom Statfjord og kan omsettes.

Økonomi

Beregne prosjektets nåverdi og internrente basert på nøkkeltall oppgitt av Statoil. Eventuelt betrakte ”worst case/ best case”.

Rapportering

EiT krever resultatene fremstilt i en fagrapport, en prosessrapport som beskriver gruppens samarbeid og en artikkel basert på fagrapporten.

2 Teori

Dette kapitlet tar for seg verktøyene gruppen har brukt i prosjektet, samt bakgrunnsteori som har vært nødvendig for utførelsen av prosjektet. Teorien omfatter geologi, økonomi og rørstrømninger.

2.1 Verktøy

I løpet av prosjektet har vi benyttet oss av verktøyene Eclipse, Graf, GLView og Word. Under følger en beskrivelse av disse verktøyene. Vi vil i hovedsak fokusere på Eclipse, og hvilke problemer som har oppstått med Eclipse, ettersom dette er verktøyet vi har benyttet mest.

2.1.1 Eclipse

Eclipse 100, fra nå av kalt bare Eclipse, er et tre- fase, tredimensjonalt oljesimuleringsprogram som blant annet brukes av Statoil for å utføre oljereservoarsimuleringer. Programmet er laget av Schlumberger. Eclipse er skrevet i Fortran77 og kan kjøres på alle datamaskiner. Eclipse startes fra kommandolinjen med kommandoen ”@eclipse inndatafil”, og kjører deretter til simuleringen er ferdig. Underveis i simuleringen er ikke programmet mottakelig for kommandoer fra brukeren. Det finnes ingen konfigurasjonsfil til Eclipse, men programmet gis som parameter hvilken inndatafil det skal behandle. Simuleringstiden varierer med størrelsen på datafilen samt lengden på simuleringstiden – i tillegg kan simuleringstiden påvirkes av eventuelle feil i konfigurasjon av parametrene i datafilen. Det finnes en mengde parametere som skal settes for simulering. Eclipse leser disse og utfører simulering basert på parametrene. Programmet er sensitivt for feilkonfigurasjoner - det er derfor et komplisert arbeid å lage en korrekt inndatafil. Som en følge av dette har Schlumberger publisert en manual hvor alle parametere er beskrevet i detalj. Terskelen for tolkning av tilbakemeldinger fra Eclipse ved simulering er høy. Etter hvert som Eclipse leser datafilen gir den tilbakemelding til skjerm om hvorvidt den godtar parameterverdiene eller ikke. Ved feilmeldinger må verdiene korrigeres, noe som krever høy kunnskap om Eclipse og om reservoaret som simuleres. Ved endt simulering genererer Eclipse utfiler som så kan leses av grafiske verktøy, slik at todimensjonal eller tredimensjonal visualisering av simulasjonen blir mulig.

2.1.1.1 Støttepersoner i forbindelse med Eclipse

En rekke personer har hatt som oppgave å legge til rette og støtte gruppen i arbeidet med Eclipse. To som er verdt å nevne er sivilingeniør Jan Ivar Jensen fra NTNU, samt reservoaringeniør Petter Eltvik fra Statoil i Bergen.

Jan Ivar Jensen er alltid tilgjengelig og er svært hjelpsom. Han har i tillegg stor kompetanse på Eclipse og er til stor nytte i forbindelse med simuleringsprosessen. Petter Eltvik har blitt kontaktet de gangene problemer ikke har latt seg løse ved hjelp av Jan Ivar. Petter har vært hjelpsom og i møtekommende, men på grunn av stor avstand, og e- post som kommunikasjonsmiddel, har responstiden naturligvis vært større.

2.1.1.2 Å lære seg Eclipse

Gruppas to utvalgte simulatorer fikk en innføring i bruk av Eclipse av Jan Ivar. Her ble Eclipse fremstilt som en tekstbasert simulator. Eclipse`s avstamning fra Fortran kommer tydelig frem ved en gjennomgang av inndata og utputt filer, med enkel layout, mange tallremser (uten nødvendigvis en forklaring til alle) og en fyldig help- fil som forklarer alle syntakser.

Ettersom modellen for Staffjord allerede forelå da programmet ble tatt i bruk, var det greit å bli kjent med formater og oppsett, og angrepsvinkelen ble heller å forstå feil enn å begynne fra "scratch" og lære grunnleggende prinsipper.

2.1.1.3 Inndatafil

Når Eclipse kjører skrives det ikke inn noen parametere underveis i kompileringen, alle leses fra en inndatafil som redigeres vha en teksteditor som TextPad / NotePad i Windows, eller VI / Emacs i Linux. Denne fila er kategorisert etter hvilken rekkefølge Eclipse ønsker å lese parametere, nokså logisk oppbygd, med definering Grid (reservoarformer), PVT- data, tall om løsninger (vann- olje- gass), en oppsummering, og til slutt en tidsplan over hva som skal simuleres. Tallene skrives inn i ASCII-kode, uten overskrifter – selv om disse ofte er skrevet inn i tillegg, kommentert ut – avskilt med mellomrom, linjeskift, og skråstreker. For å vinne

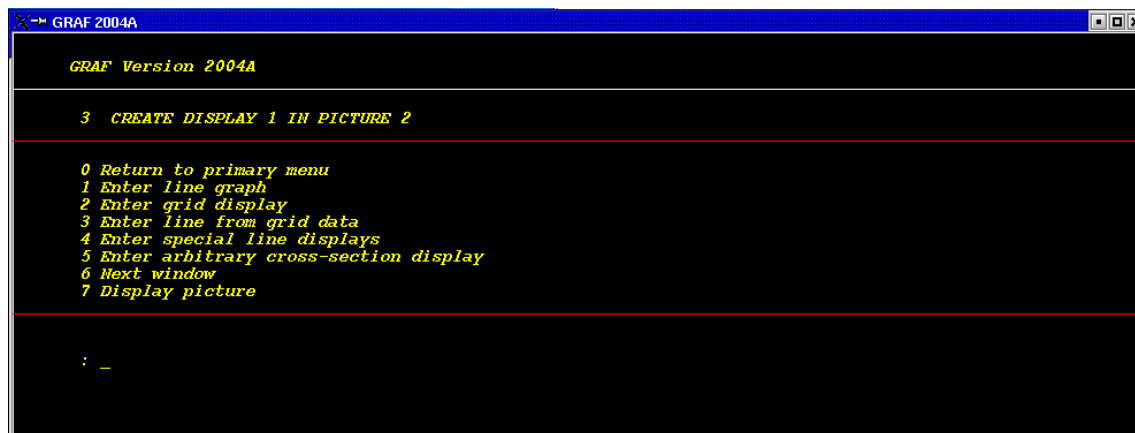
oversikt er det mulig å lage flere mindre filer med utdrag av inndatafila, for så å inkludere disse i den endelige. Navnet på inndatafila er *prosjektnavn.DATA*.

2.1.1.4 Problemer som har oppstått med Eclipse

I løpet av simuleringa har en rekke problemer oppstått. Særlig dreier dette seg om problemer i forbindelse med parametere i inndatafilen til Eclipse. Det viste seg at parametere for å beskrive reservoarets kompressibilitet manglet. Selv da kompressibilitetsproblemet ble ordnet meldte Eclipse om feil. Simuleringen konvergente aldri, det vil si at den etter en rekke iterasjoner aldri nærmet seg ønsket nøyaktighet, og ble derfor aldri ferdig. Ved å bruke parameteren «nosim» i inndatafilen, kunne man få Eclipse til lese gjennom inndatafilen uten å utføre simulasjon. På den måten kunne det testes hvorvidt det fantes syntaktiske feil eller parametriske mangler i inndatafilen. Riktignok gikk det ganske fort å forstå måten kompilatoren opererer på, men som med det meste annen programmering er det ofte en indirekte årsak som skaper større problemer enn den direkte årsaken, for eksempel når kompilatoren ber oss å øke maks antall iterasjoner, når problemet egentlig er en kompressibilitet som gjør beregningene for tunge. Det viste seg at det måtte være en feil i en av de tilsendte filene fra Statoil. Etter å ha mottatt ny PV- fil fra Statoil virket imidlertid simuleringa som den skulle. Flere problemer oppstod senere ved simulering i Eclipse, men problemene var syntaktisk relatert. Disse problemene ble løst ved å benytte Eclipse-manualen, eller ved at Jan Ivar hjalp til.

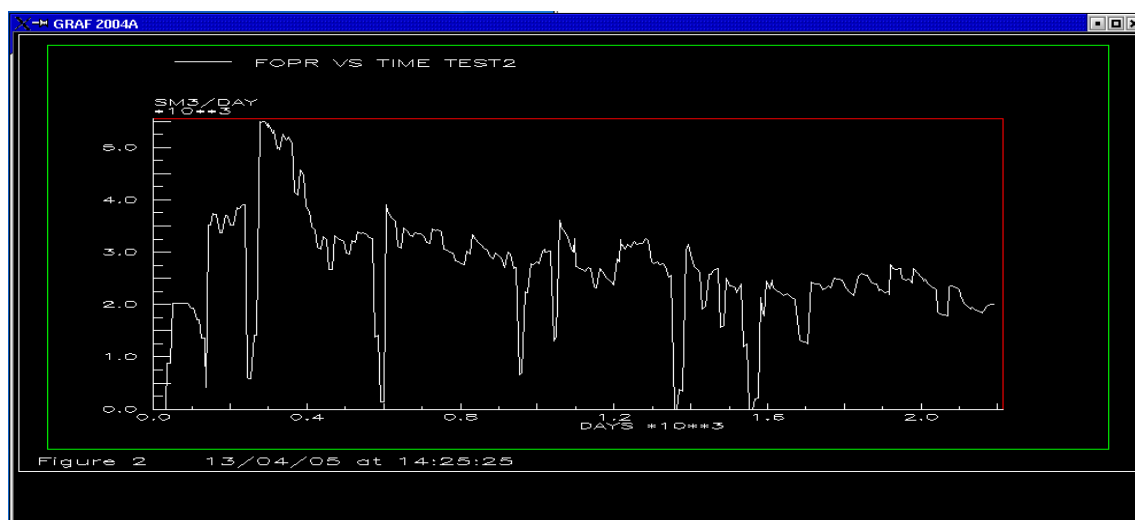
2.1.2 Graf

Graf er en del av Eclipse 100 pakken og er et kraftig etterprosesseringsverktøy. Det benytter et kommandolinje- grensesnitt. Grensesnittet guider brukeren gjennom prosessen med å visualisere data fra Eclipse.



Figur2: Figuren viser en meny i programmet Graf

I omfattende grafikkprogrammer er ofte utfordringen å få oversikt over mulighetene mer enn å forstå bruken av programmet generelt. En innføring ble presentert av Jan Ivar, og med tilgjengelige data ble det mye prøving og feiling, en metode som fungerer ganske bra når ny software skulle taes i bruk. Som resultat fikk man ut grafer over de ønskelige data. Graf gir kun todimensjonale data.

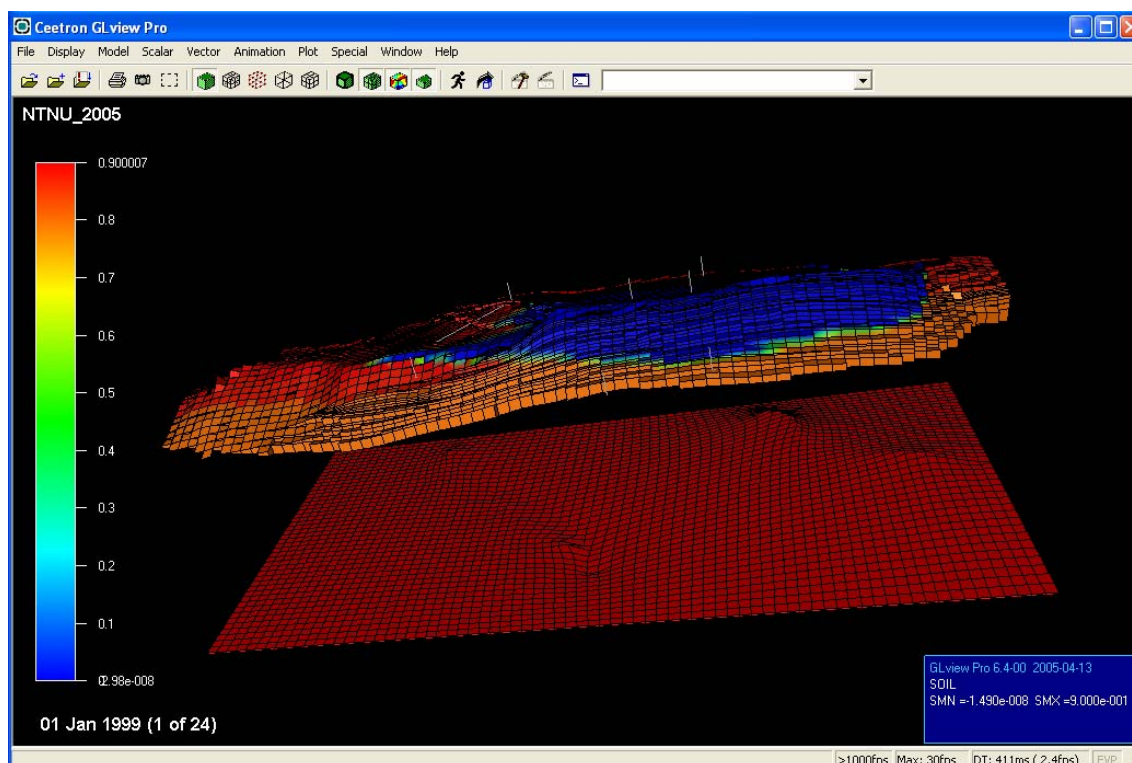


Figur 3: Figuren viser en trykk-urve i programmet Graf

Graf er ikke spesielt vanskelig å bruke, men alle menykombinasjonene som må huskes kan føre til at det tar noe tid før man behersker programmet til fulle. Graf prosesserer dataene raskt, slik at man raskt får opp grafer etter en simulering. På denne måten kan man raskt få svar på om endringer fra forrige simulering førte til forbedringer.

2.1.3 GLview

GLview er i utgangspunktet utviklet ved SINTEF Anvendt matematikk. Programmet videreutvikles og selges gjennom selskapet Ceetron ASA. GLview bygger på OpenGL, et grafikkbibliotek for tredimensjonal grafikk. Programmet visualiserer 3D geometri basert på data fra Eclipse. GLview kan generere interaktive animasjoner hvor modellen kan roteres og manipuleres.



Figur 4: Figuren viser Staffjord og Lunde visualisert i GLview

GLview er såpass avansert at det tar noe tid å sette seg inn i alle mulighetene, men som med Graf blir man kjent med programmet etter noe prøving og feiling. Navigeringen, det vil si flytting, forstørring, og dreining av modellen virket i starten noe kronglete og tungvint, men etter hvert som gruppen ble bedre kjent med verktøyet viste dette seg å være både lettvent og effektivt. Ved hjelp av GLview kan man se hvordan oljen flytter seg i reservoarene, hvordan gasskapper brer seg, hvordan vannet koner seg mot brønner, hvordan endringer i produksjonen påvirker reservoaret også videre.

2.1.4 Microsoft Word

I utformingen av alle fagrapportens deler, er Microsoft Word brukt som tekstbehandlingsprogram. Dette verktøyet lever tilsynelatende sitt eget liv, og etterlater få valgmuligheter til brukeren. Formålet med dette programmet er å komplisere skriftlig redigering mest mulig, slik at arbeidet skal gå så lite effektivt som mulig.

2.2 Lundes geologi

Lundeformasjonen ligger under Statfjordformasjonen og over Lomviformasjonen. Den delen av Lunde vi her tar for oss, ligger på Rimfaks, som er et av Gullfaks satellittfelt. Rimfaks ligger på blokk 34/10 i Nordsjøen, sør for Gullfaks hovedfelt.

Lunde er Ladin til Rhæt av alder, det vil si at sedimentene ble avsatt for mellom 240 og 208 millioner år siden i øvre trias^{vi}.

2.2.1 Avsetningshistorie og stratigrafi

Lunde består av ulike kontinentale avsetninger, hvilket betyr at sedimentene ble avsatt over datidens havnivå. Man deler gjerne inn i to kontinentale undermiljøer, laukustrine og fluviale.

Innsjøer er typiske laukustrine miljøer. I laukustrine miljøer skjer dannelsen av sedimentære bergarter i hovedsak ved tilførsel av såkalt silisiklastisk materiale, løsmasser som grus, sand, silt og leire, fra elver. Kjemisk utfelling av mineraler, alt etter hvor åpen innsjøen er, temperaturforhold og liknende kan også forekomme. Energinivået er forholdsvis lavt, noe som resulterer i at de silisiklastiske bergartene er finkornede.

Fluviale miljøer deles inn i tre undergrupper, meandrerende elver, forgrenede elver og alluviale vifter.

Meandrerende elver har lav topografisk gradient, og dermed også lavt energinivå.

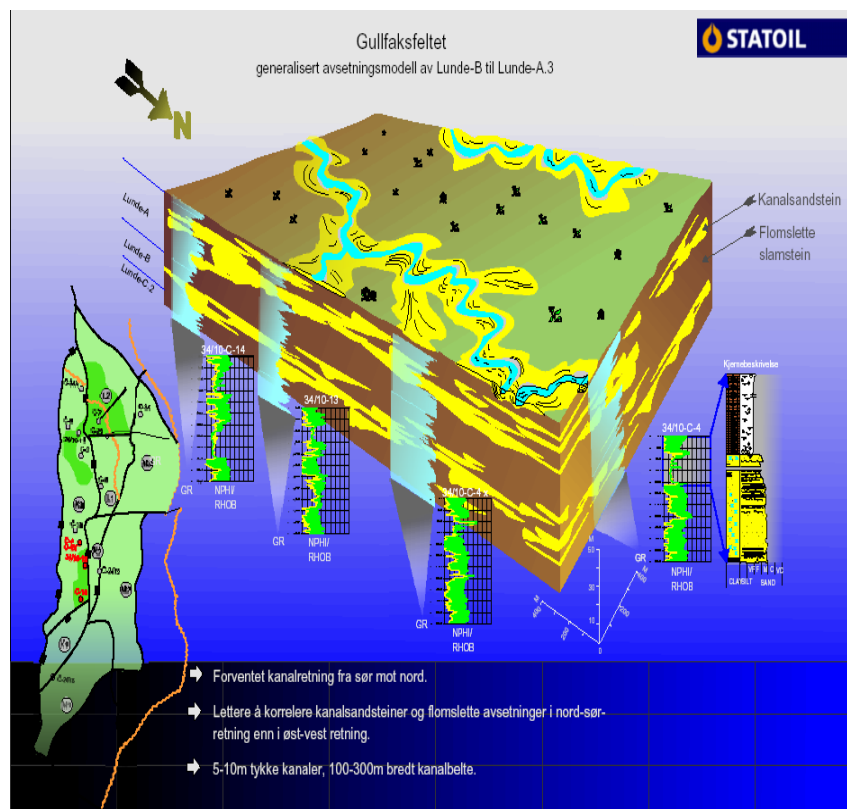
Sedimentene som avsettes er forholdsvis finkornede (sand, silt og leire). Meandrerende elvekanaler kjennetegnes ofte ved at man har erosjon i yttersving, der strømmens hastighet er

^{vi} Kilde: RSP for gullfaksfeltet 2003

høy og avsetning i innersving, der strømens hastighet er lav. Det avsettes da såkalte pyntbanker. Finkornige sedimenter, avsatt på flomsletter når kanaler flommer over normale løp under flomperioder, er også karakteristiske for meanderende elver.

Forgrenede elver har et forholdsvis høyt energinivå. Det er vanlig med dannelse av langsgående elvebanker bestående av grov sand og grus, samt tverrstilte elvebanker. Alle kornstørrelser forekommer fordi vannstanden, og da også energinivået, varierer med elvenes vannstand.

Alluviale vifter forekommer i overganger mellom flatt og bratt terreng, og preges av uregelmessige strømninger. De har et høyt, men varierende energinivå og ofte dårlig sorterte avsetninger.



Figur 5: Prinsipiell avsetningsskisse for Lunde^{vii}

^{vii} Kilde: Statoils powerpoint-presentasjon

Lunde er delt inn i 9 ulike reservoarsoner som igjen kan deles inn i tre grovere deler, en nedre, en midtre og en øvre del. Den nedre består av laukustrine avsetninger med innslag av sand, den midtre består av kanaler og flomsletteavsetninger og den øvre består av finkornede elementer som har en oppfinende tendens oppover.

Tabell 1, tatt ut fra reservoarstyringsplanen for Gullfaksfeltet i 2003, definerer Lundes ulike reservoarsoner med tilhørende avsetningsmiljø. Det er verdt å merke seg at denne tabellen er laget for Lunde generelt, ikke kun for Rimfaks Lunde. Det kan derfor være visse forandringer lokalt på Rimfaks Lunde i forhold til denne tabellen, noe gruppen også observerte i dataene som ble tilsendt fra Statoil^{viii}.

I hovedsak består kanalene av et konglomerat av leir- og kalkfragmenter i bunn, avsatt under høy energi, med et oppfinende sandlag over. Kanalene har begrenset lateral utbredelse. Det finnes også sandlag med større utbredelse, men disse er så tynne at de ikke er interessante som reservoar^{ix}.

^{viii} sandhig.txt, tilsendt fil fra Statoil

^{ix} Kilde: RSP 2003

Reservoarsoner	Ca. tykkelse	Kommentarer
Lunde A	15-40	Amalgamert kanalavsetning i bunnen og flomsletteavsetninger øverst.
Lunde-B	20-40	Amalgamert kanalavsetning i bunnen og flomsletteavsetninger øverst.
Lunde-C.2	60 -70	Bunnen av sonen har høy konsentrasjon av kanaler. Jordhorisonter dominerer oppover. Kanalavsetningene i denne sonen er blant de mest sementerte i Lundeformasjonen.
Lunde-C.1	60-200	Består dominerende av kanalsandstein og flomslettesedimenter.
Lunde-D.3	90-170	Raske skiftninger mellom kanal og flomslettesedimenter observeres. Øverste 1/3 domineres av "stabile" flomsletteavsetninger.
Lunde-D.2	160 -250	Sonen her et markant lavere sandinnhold en tilgrensende soner.
Lunde-D.1	110-180	Definert av høyere innslag av kanaler og flomsletteavsetninger i forhold til Lunde-E.2. Opp til 32 m tykke kanalintervaller forekommer (i 34/10-13).
Lunde-E.2	150-200	Karakterisert av sandrike innsjøavsetninger. Det er også innslag av kanaler og flomsletteavsetninger.
Lunde-E1	50-80	Ligger skarpt over Lomviformasjonen. Sonen er dominert av finkornige lakustrine avsetninger avsatt i en relativ grunn innsjø som teppesander periodevis bygget seg ut i.

Tabell 1: Tabellen viser en oversikt over reservoarsonene i Lunde^x

2.2.2 Reservoaregenskaper i Lunde

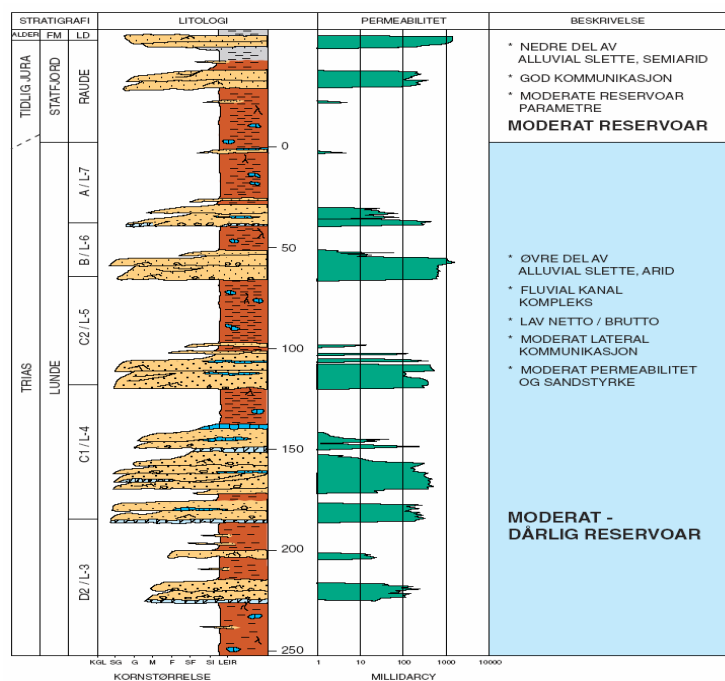
Reservoaregenskapene i Lunde er moderate til dårlige. Formasjonen er kompleks i sammensetning, og det er vanskelig å få en generell oversikt. Lunde er heller ikke like godt studert og beskrevet som andre formasjoner i området.

I fluviale miljøer er avsetningsforholdene varierende. Vannstanden endrer seg ofte, og fører til at energinivået endrer seg i samme takt. I perioder med flom avsettes finkornede, tette sedimenter mellom elvekanaler. Selv om noen kanalinnfyllinger har høy porøsitet og permeabilitet isolert sett, kan det være tette sedimenter fra flomperioder mellom dem slik at kontinuiteten totalt sett er dårlig. Dersom det skulle forekomme hydrokarboner i en kanal vil

^x Kilde: Statoil

det ofte være et begrenset volum tilstede, og det vil være vanskelig å lokalisere akkurat denne kanalen. Seismikk kommer ofte til kort når en skal se små sandkropper. I alluviale vifter kan det også være hydrokarboner tilstede, men permeabiliteten kan være sterkt begrenset siden kornstørrelsen som regel er varierende.

I Lunde vil reservoaregenskapene i kanalinnfyllingene være best midt i innfyllingen, det vil si i sandavsetningene mellom bunnkonglomeratet og de finkornede sedimentene på toppen^{xi}.

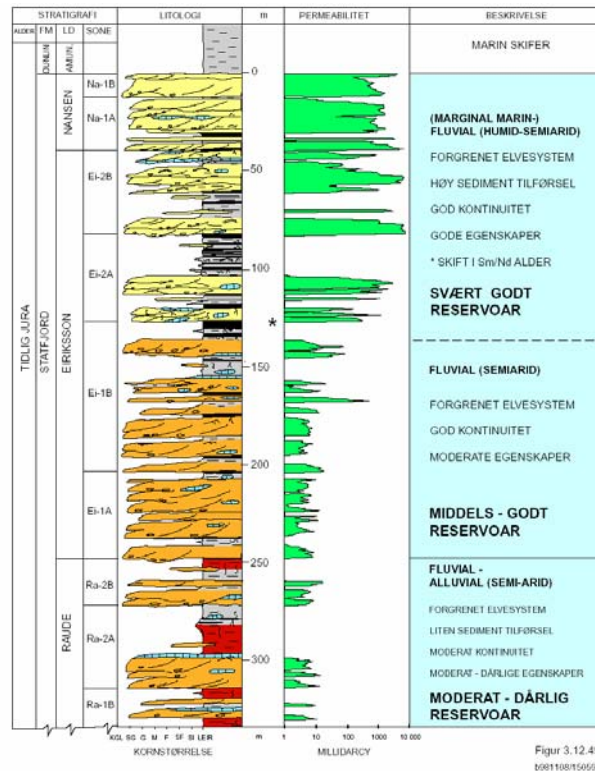


Figur 6: Utsnitt av sedimentologisk logg fra Lunde^{xii}

Figur 6 viser utsnitt av en sedimentologisk logg fra øvre del av Lunde. I grove trekk gir denne informasjon om formasjonens sedimenttyper, porøsitet, permeabilitet også videre. En slik logg er som regel tatt fra en kjerneprøve. Loggen viser at Lunde består av en god del permeable sander, men at den vertikale kommunikasjonen mellom disse er begrenset av tette leirbergarter. Sammenliknes dette med figur 7, som er en logg tatt fra den overliggende Statfjordformasjonen, er det lett å se at kommunikasjonen i Statfjord er mye bedre enn Lunde. I tillegg har de enkelte sandene i Statfjord høyere permeabilitet.

^{xi} Kilde: RSP 2003

^{xii} Kilde: Statoils powerpoint-presentasjon



Figur 7: Utsnitt av sedimentologisk logg fra Lunde^{xiii}

2.3 Nåverdi

Når et beløp sees på i et nåverdiperspektiv, ser en på hvor mye et beløp en investerer over en tid er verdt med dagens økonomiske betingelser. Nåverdi kan sees på som det motsatte av sluttverdi, som finnes ved å beregne forrentning av et beløp. Et enkelt eksempel på en sluttverdi, er et innskudd med en årlig rente på en sparekonto. Sluttverdien av innskuddet er det beløpet man tar ut av kontoen når den avsluttes. Med nåverdi forsøkes det å se det motsatt vei. Dersom man i dag investerer og fastbinder penger i et prosjekt, vil man gjerne at det skal være mer lønnsomt å investere i prosjektet enn hva det vil være å bruke pengene med en gang. Dersom dagens verdi av prosjektet er mindre enn investeringsbeløpet, vil det være mer lønnsomt å bruke beløpet med en gang. Nåverdien av et investert beløp kan finne ved hjelp av følgende likning^{xiv}.

^{xiii} Kilde: Statoils powerpoint-presentasjon

^{xiv} Kilde: Ø. Bøhren og P.I. Gjørsum, Prosjektanalyse, 2. utgave, skarvet forlag 2003, side 126

$$X_0 = \frac{X_T}{(1+r)^T}$$

Der r kalles diskonteringsrente eller avkastningskrav og X er det investerte beløpet.

I tilfellet for Lunde blir beregningene noe mer innviklet enn overnevnte likning. Siden kostnader og produksjonsdata, og dermed også inntektene fra Lunde endrer seg fortløpende, må det her beregnes nåverdi av en kontantstrøm. En formel for dette er gitt ved følgende likning^{xv}.

$$NV = \frac{X_0}{(1+r)^0} + \frac{X_1}{(1+r)^1} + \dots + \frac{X_T}{(1+r)^T} = X_0 + \frac{X_1}{1+r} + \dots + \frac{X_T}{(1+r)^T}$$

Kontantstrømmen er her delt opp i årlige beløp, som består av inntekter minus utgifter. Vi tar, i henhold til betingelsene gitt av Statoil, ikke hensyn til skatting av kontantstrømmen.

Inntektene finnes ved å se på produksjonsprofilen, oljepris og kurs mellom krone/ dollar.

Utgiftene må anslås ut fra tidligere erfaringer gjort av Statoil.

2.3.1 Internrente

Internrente er definert ved den diskonteringsrenta som gir nåverdi lik null. Internrenta måler prosentvis avkastning på den kapital som til enhver tid er bundet til prosjektet. I stedet for nåverdi som måler lønnsomhet i kroner, måler internrenta avkastningen per krone investert, såkalt relativ avkastning^{xvi}.

Internrenta er gitt ved følgende likning.

$$X_0 + \frac{X_1}{1+i} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_T}{(1+i)^T} = 0$$

^{xv} Kilde: Bøhren og P.I. Gjærum, Prosjektanalyse, 2. utgave, skarvet forlag 2003, side 177

^{xvi} Kilde: Ø.Bøhren og P.I. Gjærum, Prosjektanalyse, 2. utgave, skarvet forlag 2003, side 182

2.4 Rørstrømning

2.4.1 Reservoaret

Lundereservoaret består av flere soner med forskjellige faser. Den øverste delen av reservoaret inneholder olje, mens det ligger kondensat i de nedre sonene.

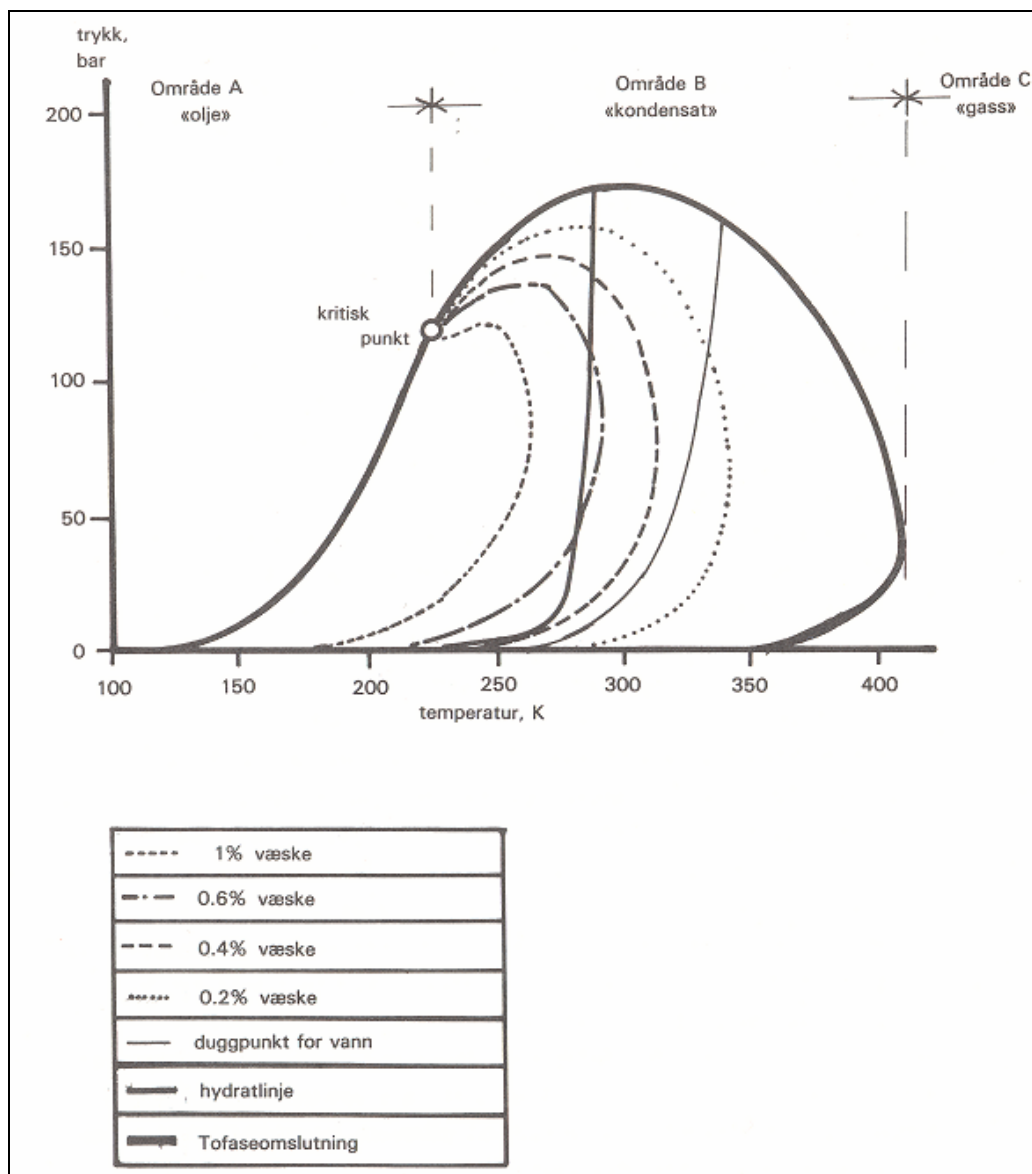
Rørsegmentet det beregnes trykktap på går fra topp Lunde, som ligger ved 3260m, til bunn Statfjord (OVK) ved 3080m. Det vil si en høydeforskjell på 180m. Det regnes med at rørsegmentet har en helningsvinkel på 44 grader fra vertikal retning^{xvii}.

2.4.2 Medienes faseforhold

Hydrokarbonblandinger kan være sammensatt av flere faser, og forekommer naturlig i form av gass, olje, kondensat eller faste stoffer(voks, asfalt). Hvis trykket er tilstrekkelig høyt og temperaturen tilsvarende lav, vil alle hydrokarboner gå over i væskefase. Hydrokarboner i form av både væske og damp kan også eksistere sammen i likevekt over et ganske stort trykk - temperaturområde. Ettersom trykket faller, vil gass løse seg ut av væsken. Det vil si at selv om man har hydrokarboner kun i form av væske/olje i reservoaret, kan mengdene som kommer ut ved produksjon være i form av store mengder gass i tillegg til oljen. Forholdet mellom fasene ved atmosfæretrykk beskrives ved hjelp av en Gass-Olje Rate (GOR).

Kondensat oppfører seg annerledes enn ren olje når det utsettes for trykkfall. Kondensatet skiller, i motsetning til oljen, ut væske når trykket faller. Det vil også skille seg gass ut av løsningen.

^{xvii} DST Analyserapport



Figur 8: Fasediagram for lett hydrokarbonblanding^{xviii}

Hvordan hydrokarbonenes faser endrer seg er avhengig av trykk og temperatur. Dette kan beskrives på en oversiktlig måte ved bruk av fasediagram. Figur 8 viser dette.

Den kraftig trukne linjen i fasediagrammet (kokepunktlinje + dugglinje) viser innenfor hvilket område hvor løsningen vil være sammensatt av to faser. Innenfor dette området er det vist linjer for konstante væskefraksjoner. Ved duggpunktlinjen vil det ikke befinne seg noe væske, mens kokepunktlinjen avgrenser området innenfor hvor løsningen kun vil bestå av en

^{xviii} Kilde: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen

væskefase. Som angitt i fasediagrammet over som gjelder for en lett hydrokarbonblanding, kan man se at det er to forskjellige duggpunkt, både for kondensat og vann. Ettersom hydrokarbonblandingen blir ført mot overflaten, reduseres både trykk og temperatur. Uansett om utgangspunktsforholdene er en løsning for ren gass, olje eller kondensat, vil man ved utløpet ha en løsning som kan beskrives å befinne seg innenfor tofaseområdet^{xix}.

2.4.3 Strømningsmønster

I rør hvor man har flerfasestrømning kan det oppstå forskjellige strømningsmønstre alt ettersom forholdene av sammensetningen mellom for eksempel olje, kondensat og gass som strømmer gjennom røret og hastighetene til disse. Det er vanskelig å skille disse blandinger i stabile olje- og gassfaser ettersom forholdene og egenskapene til det som strømmer forandrer seg over rørets lengde. Kondensat vil felles ut av en gassblanding som følge av reduksjon i trykk og/eller temperatur, mens oljen vil avgi gass (koke) ved økning av temperatur og/eller reduksjon av trykk. Det er dermed vanskelig å gjøre detaljerte beregninger så lenge disse forholdene hele tiden endrer seg. Egenskapene til det som strømmer i røret er viktige å holde rede på, slik som for eksempel kritisk trykk og temperatur. Her er kritisk trykk det som også kalles for bobletrykket, hvor det begynner å skille seg gass ut av oljen.

Strømningen mellom Lunde- og Statfjordreservoaret tas fatt på som en tofasemodell med væske/gass. I tilfellet her er det både ”ren” oljefase og kondensat liggende i Lundereservoaret.

I vertikale rørsegment kan tofasestrømmen ha flere strømningsmønstre:

- Boble
- Annular
- Slug

For strømning som avviker fra horisontal retning vil gravitasjonskrefter få en avgjørende innflytelse på strømningen, særlig ved lave væske- og gassrater.

^{xix} Kilde: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen

Ved lave væske- og gassrater vil det strømme i form av boblestrømning, hvor store deformerbare bobler vil bevege seg med et sikk-sakk-mønster i væsken. For rater som er noe høyere vil boblene brytes inn i mindre bobler og strømmingen vil gå over i en dispergert boblestrømning. Se Figur 9.



Figur 9: Boblestrømning

For strømning hvor gassratene er store vil gassboblene slå seg sammen i større bobler som skiller av væskeslugger med små bobler i væsken. For enda høyere strømningsrater, vil forholdene i strømmingen være mye mer uregelmessige. Se Figur 10.



Figur 10: Slugstrømning

Når gassraten økes ytterligere, vil sluggene brytes ned og strømningsmønsteret vil gå over i annular strømning hvor oljen presses ut mot rørsidene og en nærmest ren gass strømmer i midten. Se Figur 11.



Figur 11: Annular strømning^{xx}

^{xx} Kilde: Kompendium i fag nr. 67173 Flerfase Rørstrømning, Per Fuchs, 1997

2.4.4 Mekanisk Energibalanse

For å kunne regne på strømninger i rør tas den mekaniske energibalansen i betraktning. Trykkendring over rørets lengde må oppveie sum av tyngdekraft, friksjonskraft, akselerasjonskraft og eventuelle ytre påvirkningskrefter. Se Figur 12.

$$F_p + F_g + F_a + F_f = -F_w$$

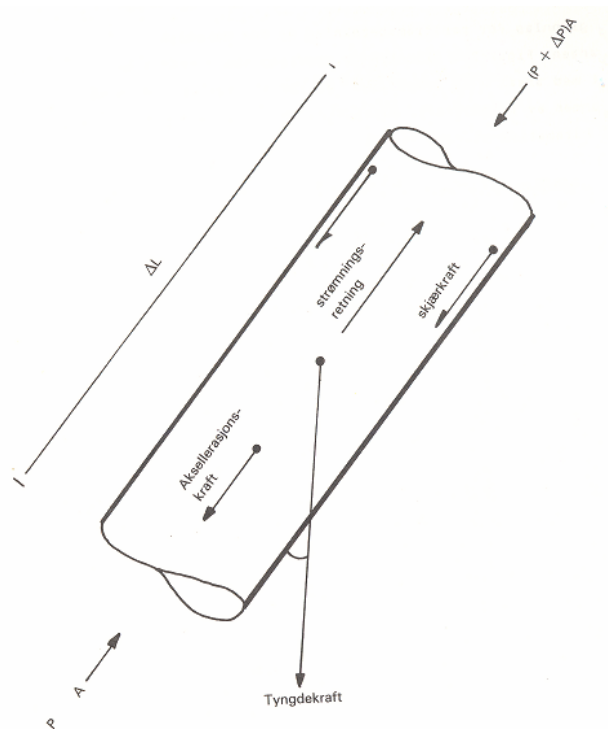
F_p : Trykkraft, på grunn av trykkforskjell over rørets lengde Δl .

F_g : Tyngdekraft, kraft utøvet av tyngden av væska i rørsegmentet.

F_a : Akselerasjonskraft, kraft pga hastighetsendringer mellom innløp og utløp

F_f : Friksjonskraft – skjærspenning rør/væske

F_w : kraftoverføring til eller fra rørsegment (pumpe, turbin)



Figur 12: Mekanisk energibetraktning^{xxi}

^{xxi} Kilde: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen, 1985

2.4.5 Forutsetninger for gjennomføring av trykktapsberegninger

For å kunne gjøre beregninger på trykktapene er det nødvendig å ha data på volumstrømmer, og forholdet mellom faseforholdene i løsningen som strømmer. Det er også nødvendig med data for tetthet og viskositet til det som strømmer i rørene.

I dette tilfellet vil strømmingen som går gjennom rørene være i form av flerfase. Dette byr på komplekse formler og vanskelige beregninger, og det er dermed behov for å ta fatt på problemstillingen ved hjelp av en tilstrekkelig god tilnæringsmetode.

I simuleringene er PVT- data fra en simuleringsmodell av Statfjordformasjonen tilsendt fra Statoil. Modellen er modifisert ved at Lundereservoaret er lagt til denne modellen, og de samme PVT- data er dermed satt til å gjelde for Lunde- som for Statfjordreservoaret.

Fra simuleringen finnes volumstrømmer og sammensetningen av fasene som strømmer til Statfjordreservoaret. Trykk, viskositet og tetthet til mediene kan også finnes fra simuleringsresultatene. Grafer for hvordan viskositeten og tettheten til mediene som strømmer fra Lundereservoaret forandrer seg over simuleringens tidsforløp finnes ved bruk av programmet "Graf". Se Figur 23 og Figur 24. Det sees også hvordan strømningsratene forandrer seg over tid ettersom trykkforskjellen mellom reservoarene gradvis reduseres.

Simuleringene tar derimot ikke hensyn til at det vil oppstå et trykktap over rørets lengde mellom reservoarene. Det er derfor av interesse å gjøre beregninger for dette for hånd for å forutse verdier for hvor stor begrensning trykktapet kan påføre strømningsforholdene og lønnsomheten i denne metoden.

Det antas at strømningsmønsteret løsningen vil følge vil være et godt dispergert boblemønster (se figur 9). Fasene strømmer dermed godt blandet og med samme hastighet gjennom rørsegmentet. Det antas at det kan finnes en felles tetthet og viskositet for oljen/ kondensatet og gassen i beregningene.

På denne måten tas det ikke hensyn til hvordan det vil strømme, men det antas at mediene vil flyte relativt homogent og godt distribuert gjennom røret. Slik kan hensyn som må tas til

flerfasestrømning nærmest neglisjeres, samtidig som man får en forenklet men tilstrekkelig nøyaktig tilnæringsmetode.

Over rørets lengde vil mer gass løses ut av oljen – med andre ord vil mediene tetthet forandre seg ettersom trykket faller. Samtidig ekspanderer gassen når trykket blir lavere med en mye større faktor enn oljen vil gjøre. Dette vil medføre en hastighetsforandring mellom innløpet og utløpet av rørsegmentet. Mediene som strømmer over rørlengden mellom Statfjord og Lunde vil i beregningene som foretas ikke være utsatt for trykk som ligger under boblepunktstrykket til oljen som er på 362 bar^{xxii}. Dette betyr at det ikke vil forekomme noen særlig stor grad av gass som løser seg ut av oljen og ekspanderer over rørsegmentet. Dermed kan problemstillingen forenkles videre ved å anta at egenskapene som viskositet og tetthet til det som strømmer vil holde seg tilnærmet lik konstant. Slik kan beregningene utføres ved hjelp av en tilnærming hvor det antas strømming av inkompressibelt medium og akselerasjonsleddet i metoden for mekanisk energibalanse kan neglisjeres.

Trykkfallet vil dermed bestå av bidrag fra to mekanismer – en som resultat av tyngdekraft på mediene som strømmer gjennom røret, og det andre grunnet av friksjonskrefter mellom strømningsmediene og rørveggen.

Derimot, hvis det skulle vært antatt at et kompressibelt medium strømmer gjennom røret, ville trykkfallet langs røret forårsake en minking i tetthet som, for å tilfredsstille kontinuitetsligningen, resulterer i en økt hastighet. Denne økte hastigheten vil igjen øke energitapet langs røret. For nøyaktig bestemmelse av trykkfallet i et kompressibelt medium gjennom røret, kreves kjennskap til variasjoner i forholdet mellom trykk og spesifikt volum, noe som kan være komplisert.

Dersom trykkdifferansen mellom de aktuelle punkter på rørledningen er liten, er også forandring i spes. volum liten, og man kan betrakte problemstillingen hvor man har et inkompressibelt medium^{xxiii}.

^{xxii} DST Analyserapport

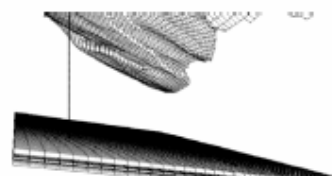
^{xxiii} Kilde: Kompendium Prosjektering av rørsystemer av Olav Høyland

3 Simuleringsmodell

Dette kapitlet beskriver først Lunde- og Statfjordformasjonen i detalj, i tillegg til valg av brønnplassering både i Lunde og Statfjord. I tillegg vil det diskuteres antagelser og usikkerheter i forbindelse med simuleringsmodellen.

3.1 Reservoarteknisk

Lundeformasjonen er laget som en flat formasjon uten helning, de 5° som er indikert fra DST er sett bort fra i modellen, som er designet med tre lag i vertikal retning, se figur 1. Lagdelingen er innført for lettest å kunne justere mengden / volumet av de forskjellige fluidene. Brønnen har en vinkel på ca 45° mellom Statfjord og Lunde, for å tilnærme designet fra DST.

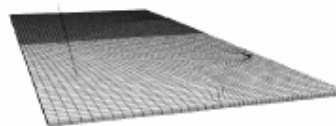


Figur13: Lundeformasjonen med brønn til Statfjord

Avstanden mellom lagene er basert på olje-vann-kontaktene, hvor Statfjords ligger ca 500 m over Lundes. (Avstanden mellom Statfjord og Lunde er noe overdrevet på figurene (ca 1000 m) for å tydeliggjøre avstanden mellom de to formasjonene.)

Høyden til de tre vertikale lagene er beregnet ut fra det oljefylte HKPV, gitt i DST. Altså er korrekt volum beregnet for det midterste laget (oljelaget) og gass- og vannlaget har fått tilsvarende volum.

For å illustrere kondensatet som stort sett preger Lunde er det laget atskilte olje og gass lag. Kondensatet fremstår ved hjelp av undermettet olje i det midterste laget, og gass i flytende fase i det øverste laget. Brønnen perforerer de to øverste lagene (ikke vannlaget), og det strømming mellom olje- og vannlaget.



Figur 14: Valg av areal, Rimfaks Lunde, mørkere område ikke med i modellen.

Lundes overflate har samme rutemønster (grid) som Statfjord, derfor kan det se ut som Lunde

har høydedrag når formasjonen sees ovenfra eller fra siden. Denne oppfatningen skyldes Statfjords ruters varierende størrelse i horisontal retning. For å tilpasse oljevolumet fra DST ($22 \cdot 10^6 \text{Sm}^3$) er deler av rutemønsteret satt inaktivt, Se figur 14.

Permeabiliteten er satt til 60mD basert på data fra DST1B. Permeabiliteten mellom lagene er satt til å være stor, så fluidene kan strømme som om det var ingen lagdeling. Porøsiteten i Lunde er satt til 0,15 etter data i DST1B.

3.2 Usikkerheter og antagelser for Lundeformasjonen

Den ideelle situasjonen for geologer og petrofysikere er å ha eksakt viten om den geologiske modellen, om permeabilitetsverdier og porøsitetsverdier for reservoarene og data for å kunne forutsi vann- og oljemetninger. Da Lunde-formasjonen er svært lite utforsket er en slik situasjon foreløpig umulig å oppnå. Derfor må usikkerhetsmomenter tas i betraktning.

Dimensjonen til den endelige modellen av Lundeformasjonen er $45 * 41 * 3$ gridblokker. Usikkerheten rundt Lundes størrelse er stor, men verdiene som er blitt brukt er basert på DST. Antallet gridblokker har blitt bestemt på bakgrunn av volumet av Lunde som fremkom i DST.

Lundeformasjonen er preget av store variasjoner i oljemetning. Den laterale kommunikasjonen sies å være høyst variabel og det finnes trolig ingen eller svært lite vertikal kommunikasjon i formasjonen. DST har påvist OVK. Statoil har totalt definert ni reservoarsoner for Lunde-formasjonen. Høyden på Lundeformasjonen med alle de ni reservoarsonene er høyst usikker, men beregninger i følge RSP2003 foreslår et gjennomsnitt på 1100m. Prosjektgruppas simuleringsmodell av Lundeformasjonen er derimot bare klassifisert i tre lag, hvorav det øverste laget (lag 27 i Eclipsemodellen) er et rent gasslag, det midterste laget (lag 28 i Eclipsemodellen) er et rent oljelag og det nederste laget (lag 30 i Eclipsemodellen) er vannlaget. I simuleringsmodellen er Lundeformasjonen 100m høy. Det har også blitt sett bort fra kondensatlag som ligger mellom olje- og gasslagene i Lundeformasjonen. Lundeformasjonen har i realiteten en helling på ca fem grader. Prosjektgruppen har som en forenkling laget Lundeformasjonen flat.

Prosjektgruppen har som en forenkling videre antatt at lagene i Lunde har en isotrop og homogen permeabilitet horisontalt i hvert lag. Det er også vertikal kommunikasjon mellom lagene i Lunde. I simuleringsmodellen har trykket i Lunde blitt satt til 100 Bar høyere enn den oppgitte trykkverdien for Statfjord. Det vil si at det initielle trykket i Lunde er blitt satt til 526 Bar.

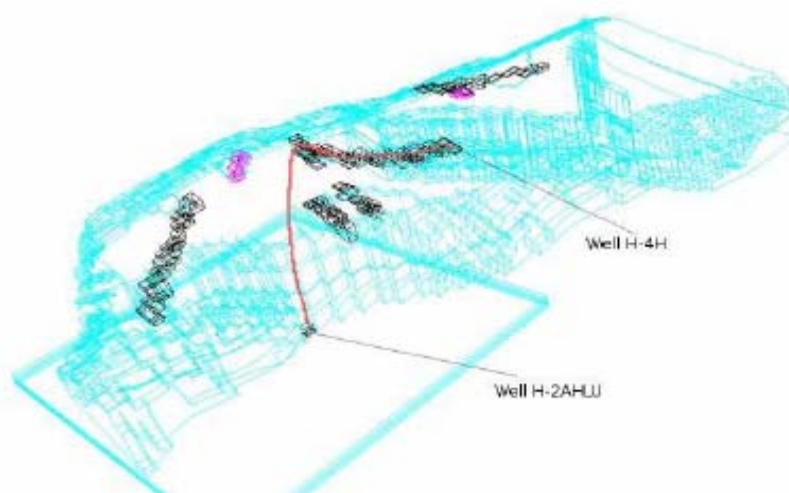
Prosjektgruppen har videre antatt at samme PVT-data kan brukes for Lunde som i Statfjord, selv om dette fører til unøyaktigheter i viskositet og tetthet for Lunde. Både våtgass og olje er deklarerert i filen *hysterese*, tilsendt av Statoil i begynnelsen av semesteret. Porøsitetsverdien som er benyttet i Lunde er på bakgrunn av DST satt til 0,15.

Grunnet lagdelingen i modellen prosjektgruppen har laget er det atskilt gass- og oljelag som begge er perforerte. Gasslaget, som består av en ganske våt gass med høy tetthet ($1,023 \text{ kg/Sm}^3$) inneholder i komprimert form en del olje som vil skilles ut ved lavere trykk. Tilsvarende er det i oljelaget løst gass, med høy GOR ($674 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$) under så høyt trykk som det opereres med i Lunde.

Minimum porevolum har i prosjektgruppas simuleringsmodell av Statoil blitt endret fra $0,5 \cdot 10^{-4} \text{ Rm}^3$ til $1,0 \cdot 10^{-4} \text{ Rm}^3$. Endringen fører til at porer med volum mindre enn minimum porevolum blir utelatt fra beregningene. Dette går også utover volumet. Det totale porevolumet har som en følge av denne endringen blitt redusert med 0,1 prosent. I alt har 2890 porer av totalt ca 55000 i både Statfjord og Lunde blitt nullet ut.

3.3 Brønnplassering

Brønnen H2-AHLU er plassert etter skisse av Rimfaks Lunde og Rimfaks Statfjord, med en avviksbrønn (ca 45°) som dykker ned gjennom Statfjord og inn i Lunde. Plasseringen av brønnen midt på Lunde ble valgt av di dette trolig er punktet som gir høyest produksjon. Brønnen er i Lunde-formasjonen perforert i lagene 28 og 29 i simuleringsmodellen. Når det gjelder valg av plassering av brønnen i Statfjord-formasjonen, har det blitt tatt utgangspunkt i Statoils ønske om å legge den nær brønnen H-4H. Prosjektgruppen løste dette ved å perforere H-2AHLU i naboblokkene til blokkene hvor H-4H er perforert. Naboblokkene ble perforert for å unngå feilmeldinger i Eclipse. Se Figur 15 for visualisering av brønnbanen til H-2AHLU.



Figur 15: Figuren viser brønnbanen til brønnen H-2AHLU

4 Simuleringsresultater

Dette kapittelet beskriver i detalj de ulike tilfellene som ble simulert. Det ble utført simulering på i alt to tilfeller. Begge tilfellene tar utgangspunkt i simuleringen som er utført fra 1999 til 2005. Under er en presentasjon av disse.

- Med gassinjeksjon: I dette tilfellet kjøres to simuleringer, den ene simuleringen med brønn A-2AHLU til Lunde og den andre simuleringen uten denne brønnen. Statfjord har i dette tilfellet trykkstøtte fra gassinjektorene J-1H og J-4H.
- Uten gassinjeksjon: I dette tilfellet kjøres også to simuleringer, både med og uten brønnen A-2AHLU mellom Lunde og Statfjord. Nå er imidlertid begge gassinjektorene, J-1H og J-4H, utkoblet. Dette er gjort for å se hvor mye som kan produseres fra Lunde når trykkdifferansen mellom Lunde og Statfjord økes som en følge av å stenge gassinjeksjonen.

4.1 Simulering

Simuleringen er delt i to, basert på før og etter januar 2005, hvor prediksjonene begynner. Frem til 2004 er modellert uten Lunde-brønnen, men med et nytt grid hvor en modell av Lunde er lagt til, altså en historisk riktig modell med en ekstra, passiv formasjon under. For prediksjon fra oktober 2004 og til 2021 taes det utgang i simuleringen frem til oktober 2004, med Eclipses funksjon RESTART. Dette gir et nokså korrekt utgangspunkt ved start av prediksjon. Det er ikke gjennomført noen form for historie matching med produksjonstallene som ble utlevert fra Statoil ved begynnelsen av semesteret.

4.1.1 Fra januar 1999 til oktober 2004

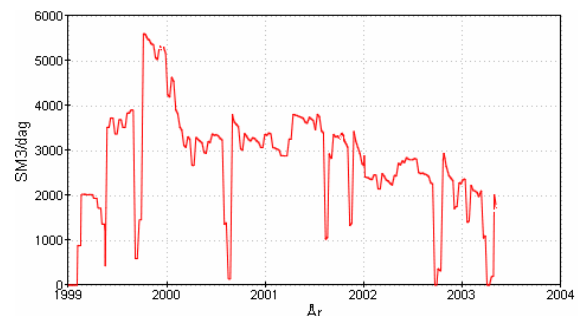
Gullfaks er perforert av mange brønner, flere av disse er injektorer av vann og gass. Disse sørger for å opprettholde et høyt trykk i formasjonen og drive olje mot de produserende brønnene. Gjennomsnittstrykket i Rimfaks (både Lunde og Statfjord) er på ca 440 bar, se Figur 166 for detaljer. Legg merke til at trykket her er høyere enn om kun en modell av Statfjord ble brukt, ettersom trykket i Lunde (100 bar høyere enn Statfjord) trekker gjennomsnittet opp. Samlet produksjon fra alle brønnene, med individuelle oljerater opp mot 700 Sm³/d, er ca 5,09 MSm³ olje (1/7-04)^{xxiv}, se Figur 17 for detaljer. I simuleringen fra 1999-2005 er beregnet oljeproduksjon rundt 1/7-04 ca 5,47 MSm³, som gir et utgangspunkt 0,38 MSm³ for høyt i forhold til historietilpasning.



Figur 16 Trykk Rimfaks Statfjord og Lunde

I Lunde er det brukt samme PVT-data som det er i Statfjord. Grunnet dens mengde tunge komponenter er gassen er ganske tung, 1,023 kg/Sm³ og oljen veier 789,2 kg/Sm³.^{xxv}

Datumtrykket i Lunde er satt til å være 526 bar, og referansedybden er satt til 3545m, 50m over OVK på 3595. Denne er noe for dyp i forhold til



Figur 17 Produksjonsdata Rimfaks Statfjord

^{xxiv} Reservoarstyringsplan 2004, Gullfaks. Statoil

^{xxv} Volatile Oil Eclipse Black Oil 28 05 04. Statoil

geologisk modell og DST, men er satt slik for å unngå kontakt mellom Lundes og Statfjords grid.

4.1.2 Simulering fra 2005-2021

Følgende er en vurdering av to forskjellige situasjoner / tilfeller,

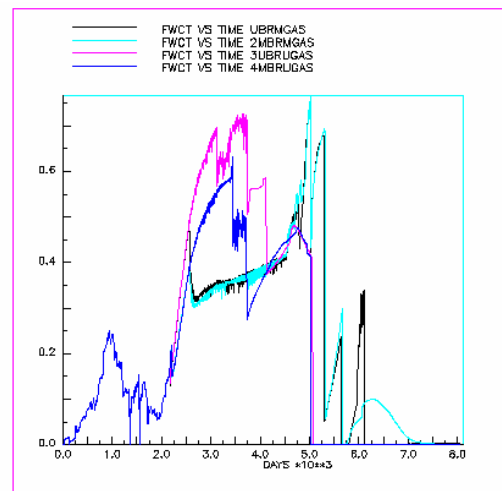
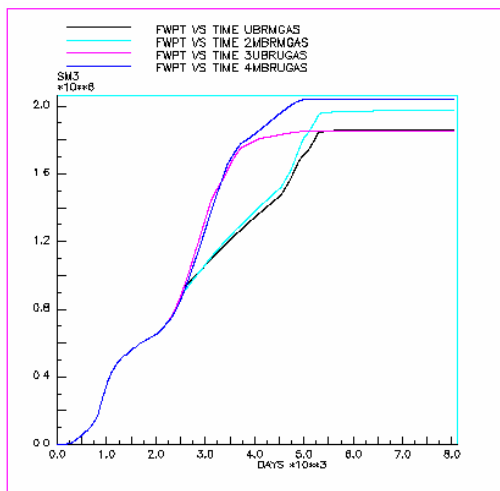
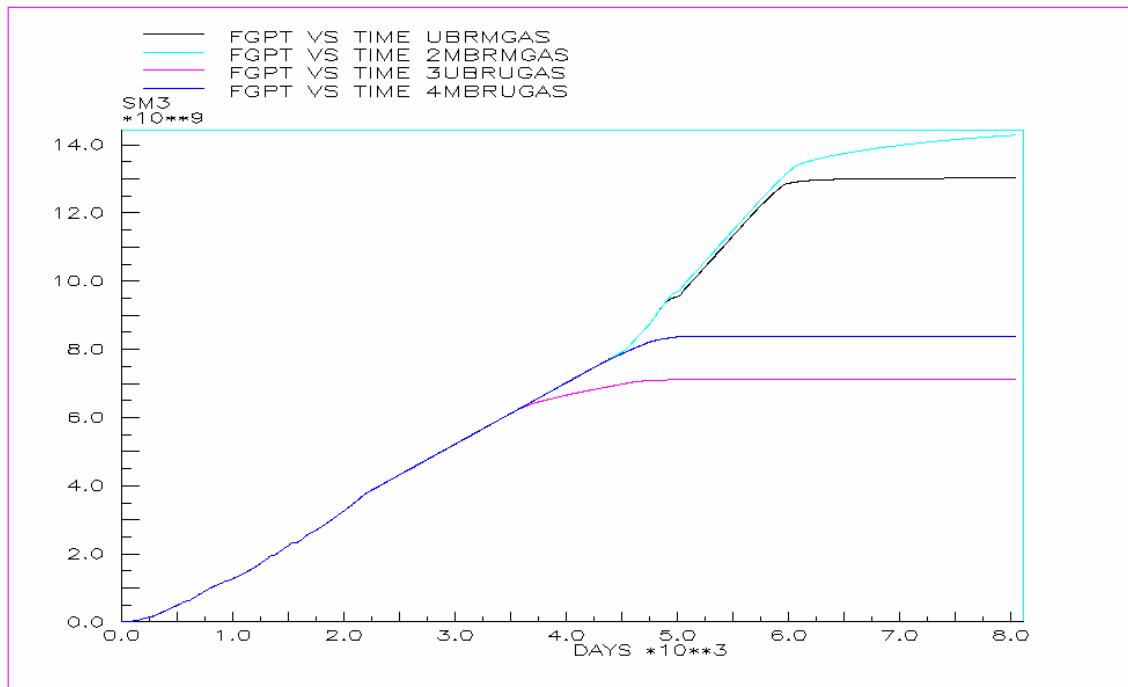
1. med fortsatt gassinjeksjon, som videre produksjon er planlagt, og
2. med avsluttet gassinjeksjon i 2005.

Målet er å vise mulighetene for oljeproduksjon ved fortsatt drift av Statfjord men med en åpen brønn mellom Statfjord og Lunde (med gassinjeksjon), og hvor stort potensial oljeproduksjon fra Lunde har ved en raskere trykksenkning.

4.1.3 Fellestrekk

Ettersom det ble spesifisert at det ikke regnes økonomi på produsert vann og at Statfjord er styrt av gassbegrensning er det ikke lagt vekt på volum av disse fluidene. Gassen i Lundemodellen er lagt til for å illustrere kondensat og for å modellere gassløft som det vil oppstå i brønnen mellom de to formasjonene. Av plottene i Figur 1818 vises det en vesentlig forskjell i vannproduksjon, med gassinjeksjon kommer det en høy andel vann tidlig i produksjonen, riktignok lavere når Lundebrønnen produserer, ettersom den ikke produserer vann. Uten gassinjeksjonen kommer vannet strømmende noe senere. Ser man bort fra Lundebrønnen ender man opp med en lik vannproduksjon i begge tilfeller, men når olje og gass strømmer fra Lunde, stiger vannproduksjonen over 2 MSm^3 når gassinjeksjonen sees bort fra.

Grunnet Lundes høye gassinnhold, både i olje- og gassonen, blir det produsert noe mer gass når Lundebrønnen åpnes, med det mest vesentlige for gassproduksjon er uansett hvorvidt det injiseres eller ikke. Ser av Figur 1818 at det nesten forekommer en fordobling av gassproduksjon ved gassinjisering. Hadde det ikke vært for en korrelasjonsfeil i injeksjonsberegningene, ville nok produsert gass vært enda høyere.



Figur 18 Grafer med og uten gassinjeksjon, Total gassproduksjon (FGPT), Total vannproduksjon (FWPT), Totalt vannkutt (FWCT)

UBRMGAS	Uten brønn, med gass
MBRMGAS	Med brønn, med gass
UBRUGAS	Uten brønn, uten gass
MBRUGAS	Med brønn, uten gass

Tabell 2 Forkortelser

4.1.4 Med gassinjeksjon

Brønnene J-4H og J-1H injiserer begge gass for å opprettholde trykket i Statfjord på ca 420 bar. I 2005 stenges J-1H, og pga en konvergensfeil stenges også J-4H i 2005, men den åpnes opp igjen i 2006, basert på konstant gassrate. Dette gir et jevnt gjennomsnittlig (Lunde + Stfj) reservoartrykk (FPR) på ca 425 bar, som synker til ca 410 etter konvergensstengingen, frem til gassnedblåsning i oktober 2012.

Olje produseres helt frem til 2016, hvor den grunnet for lavt trykk stopper opp. Det mest interessante området å se på her er fra januar 2005 (hvor grafen deler seg i to) og frem til juni 2011, hvor oljeproduksjonen økes for å forberede gassnedblåsning, se rød rektangel på produksjons- og trykkdata. Etter denne tiden er oljeproduksjonen tilnærmet lik, helt til den nærmer seg slutt på naturlig produksjon.

Antall dager telles fra januar 1999, og prediksjonen begynner ikke før januar 2005, hvor grafene deles i to, se Figur 19. UBRMGAS er en forkortelse for *Uten Brønn, Med GASs*, altså en prediksjon av Statfjord og Lunde med gassinjisering, men uten aktivitet i brønnen som forbinder de to formasjonene. MBRMGAS står for *Med Brønn, Med GASs*, og er tilsvarende UBRMGAS, men her med mulighet for strømning mellom de to formasjonene via brønn. Se Tabell 2.

Legg merke til at trykkdifferansen i de to tilfellene (FPR) ikke er helt reell, ettersom det i tilfellet uten aktiv brønn er konstant høyt trykk i Lunde, og kun Statfjords trykk varierer med tid, og grafen viser gjennomsnittstrykket for hele reservoaret (Lunde + Statfjord). Altså for høyt trykk i tilfellet uten brønnkontakt til Lunde.

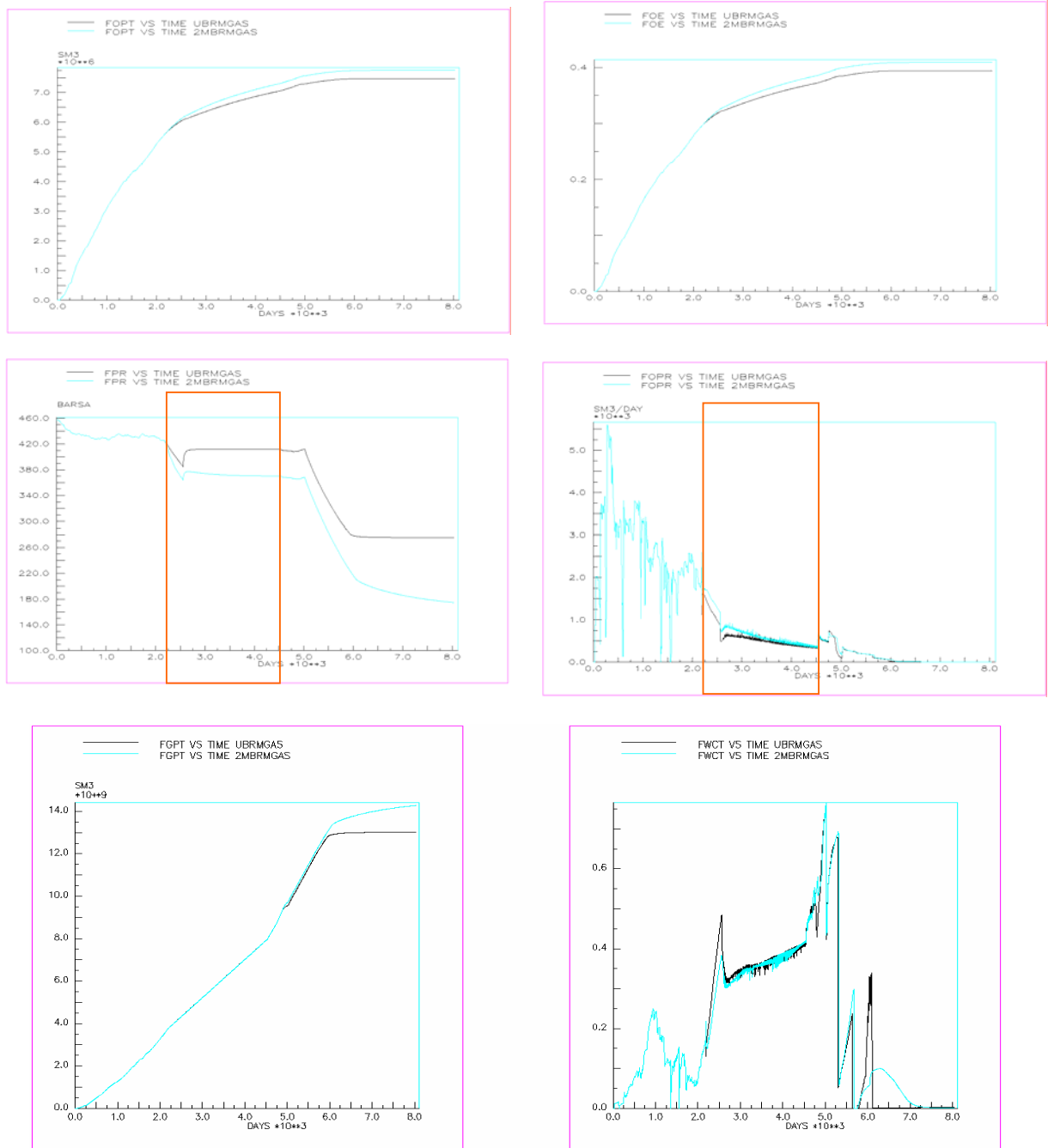
Produsert olje fra Statfjord uten kontakt med Lunde beregnes i juni 2011 til $7,066 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$. Lundes totale akkumulerte bidrag (tilstrømning fra Lunde + IOR Statfjord) i juni 2001 er $0,251 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$, så totalt produsert med brønnen åpen for gjennomstrømning, men stengt av over Statfjordformasjonen blir ca $7,317 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$. I 2021 er den endelige forskjellen mellom de to $0,29 \text{ MSm}^3$, eller 3,93 % økning.

Oljeutvinningsgraden (fraksjon) (FOE, Field Oil Enhancement) stiger i samme tidsperiode fra 0,373 til 0,386 når det produseres fra Lunde i tillegg til Statfjord. Også her må det bemerkes at FOE fra kun Statfjord (0,373) er noe for lav, ettersom det ikke er mulig å produsere fra Lunde når brønnen ikke er aktiv, men Lundes formašjons- og hydrokarbonporevolum gjelder i beregningene. Se Tabell 3.

[Sm ³]	UBRMGAS	MBRMGAS
Prod 2005-2011	1,46E+06	1,71E+06
Differanse	Med inj	2,50E+05
Prod 2005-2016	1,86E+06	2,14E+06
Differanse	Med inj	2,83E+05
Prod 2005-2021	1,86E+06	2,16E+06
Differanse	Med inj	2,93E+05
Strøm fra Lunde	0	0,76E+6

Tabell 3 Produksjonstall med gassinjisering.

Fra Lunde til Statfjord strømmer det totalt 759000 Sm³ i løpet av simuleringsintervallet. Dette fører til en økt olje produksjon på 298000 Sm³. Med andre ord blir 39 % av volumet olje som strømmer fra Lunde til Statfjord produsert ut gjennom produksjonsbrønnene på Statfjord.



Figur 19 Grafer med gassinjeksjon. Total oljeproduksjon (FOPT), oljeproduksjonseffektivitet (FOE), Gjennomsnittstrykk i reservoar (Statfjord + Lunde) (FPR), Oljerate (FOPR), Total gassproduksjon (FGPT), Totalt vannkutt (FWC). Grafer laget i Graf

4.1.5 Uten gassinjeksjon

Dette tilfellet er laget for å se på produksjonen ved en høyere trykkdifferanse mellom Statfjord og Lunde. Her er injektorene i Statfjordformasjonen stengt av i januar 2005, og trykket daler veldig fort ned mot et minimums produksjonstrykk, tilsvarende den prosessen som skjer ved gassnedblåsning, se Figur 20.

Legg merke til at antall dager telles fra januar 1999, og prediksjonen ikke begynner før i 2005, hvor grafene deles i to.

UBRUGAS er en forkortelse for *Uten Brønn, Uten GASs*, altså en prediksjon av Statfjord og Lunde uten gassinjisering i Statfjord, men uten aktivitet i brønnen som forbinder de to formasjonene. MBRUGAS står for *Med Brønn, Uten GASs*, og er tilsvarende UBRUGAS, men her med mulighet for strømning mellom de to formasjonene via brønn, og all trykkstøtte kommer via Lunde. Se Tabell 2 Forkortelser

Igjen viser trykksignaturen en noe feilaktig verdi ettersom når brønnen er inaktiv (ingen strømning) sørger Lundes konstante trykk for å opprettholde et høyere gjennomsnittstrykk (FPR).

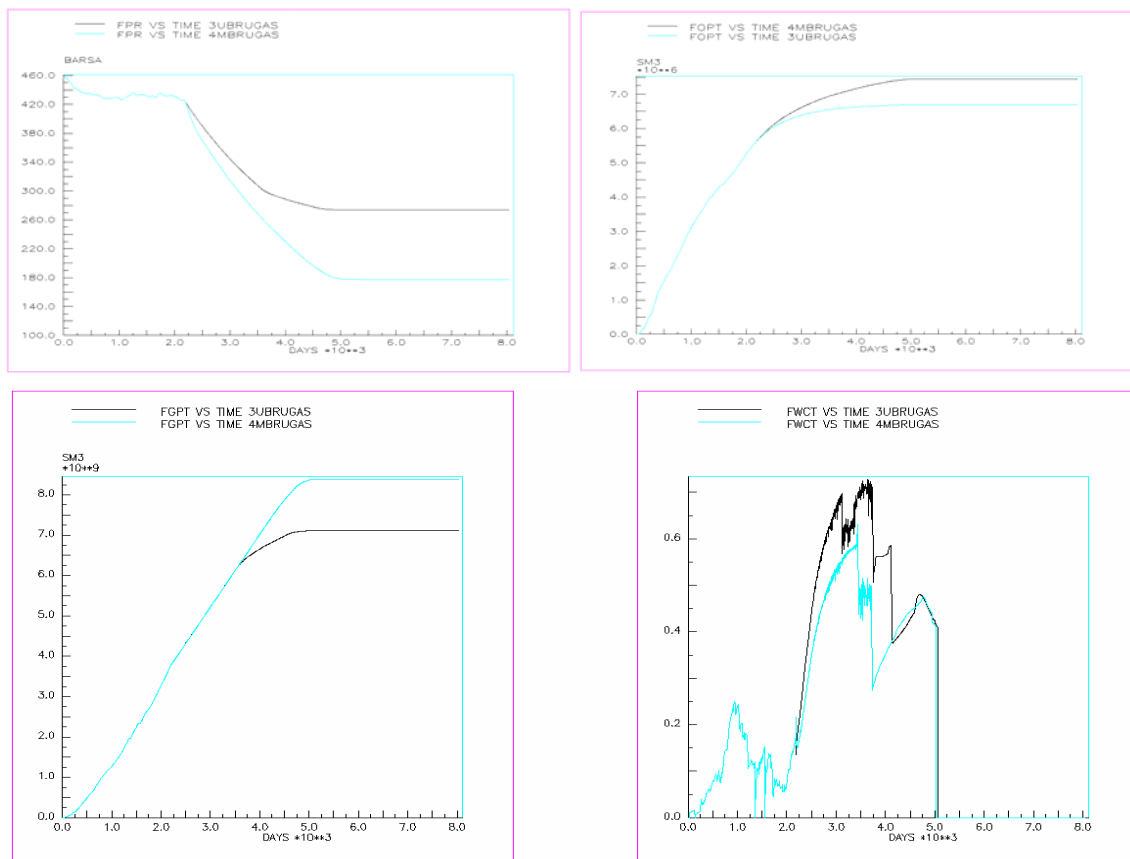
Det mest karakteristiske i dette tilfellet er den større forskjellen i produsert olje mellom med og uten kommunikasjon mellom formasjonene via brønn. Den samlede oljeproduksjonen (FOPT) er vesentlig lavere uten gassinjisering enn når injektorene går som planlagt, og altså ingen gunstig produksjonssituasjon.

	UBRUGAS	MBRUGAS
Prod 2005-2011	1,06E+06	1,74E+06
Differanse	Uten inj	6,75E+05
Prod 2005-2016	1,09E+06	1,84E+06
Differanse	Uten inj	7,48E+05
Prod 2005-2021	1,09E+06	1,84E+06
Differanse	Uten inj	7,48E+05
Strømn Lunde	0	0,77E+6

Tabell 4 Produksjonstall med gassinjisering. Tall i Sm³

Uten Lundebrønnen går produksjonen av olje mot $6,7 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$. Simulering med lundebrønnen gir en samlet oljeproduksjon på $7,44 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$. Se Tabell 4 for mer data. Differansen mellom disse er på hele $0,747 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$, som utgjør et tillegg på 11 % til produksjonen uten brønnen.

Til sammenligning strømmer det $0,77 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ olje fra Lunde til Statfjord, altså kommer at volum opp til oljeflaten tilsvarende 97 % av volumet som strømmer mellom de to formasjonene.



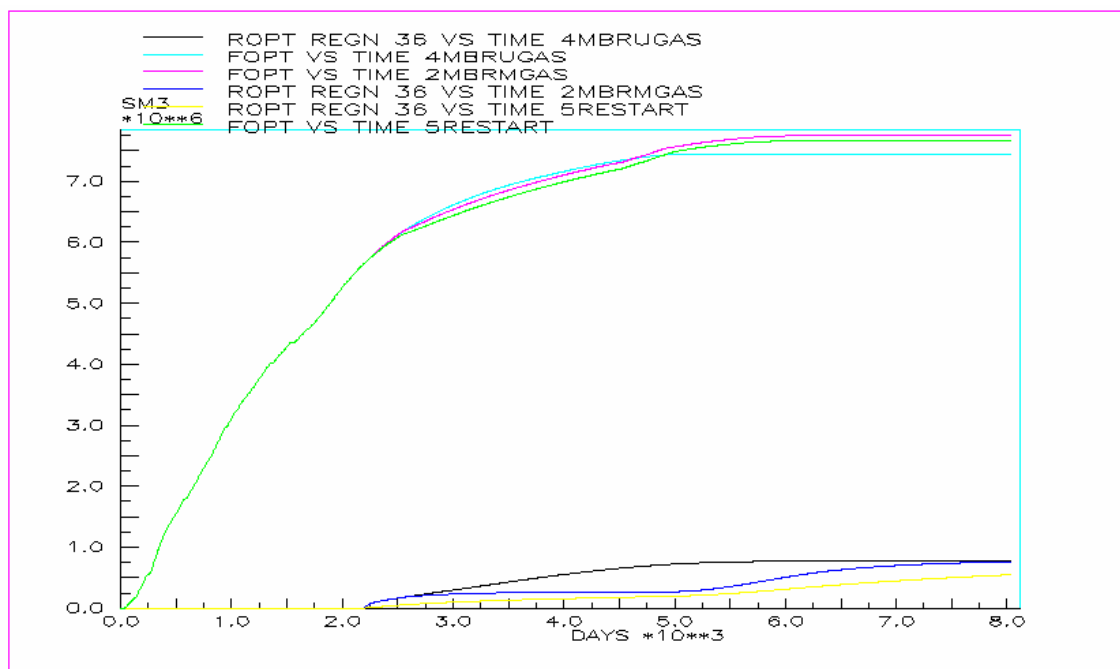
Figur 20 Grafer uten gassinjeksjon. Gjennomsnittstrykk (Statfjord + Lunde) (FPR), Total oljeproduksjon (FOPT), Total gassproduksjon (FGPT), Totalt vannkutt (FWCT). Grafer laget i Graf

4.1.6 Tillegg

Som et eksperiment ble perforeringen i gassonen i Lunde stengt igjen, for å se på effekten av gassen i brønnen. Injeksjon ble opprettholdt som i tilfellet med gassinjeksjon, men lundebrønnens gassperforering ble stengt. Selv om det er strømming mellom lagene i Lunde vil gassproduksjonen begrenses.

Resultatet av dette var minimal, det kan virke som om gassen i brønnen fører til gassløft mellom Lunde og Statfjord, for mindre olje strømmet fra Lunde og mindre olje ble produsert totalt, enn da det ble produsert gass i tillegg.

Figur 21 sammenligner total oljeproduksjon med oljestrømming fra Lunde. Restart er tilfellet hvor kun oljeregionen er åpen. Der det kun er oljeproduksjon (og noe tilsig av gass og vann fra de berørende sonene) strømmer det mindre olje fra Lunde, og den samlede oljeproduksjonen blir mindre.



Figur 21: ROE vs ROPT alle tilfeller

4.2 Diskusjon

De to drøftede tilfellene, med og uten injeksjon, viser at med injeksjon – som vel er den mest sannsynlige måten å gjennomføre produksjonen på – er det et potensial på ca 250000 Sm³ olje, basert på en Eclipsesimulering over 16 år med nedblåsning av gassonen i 2013.

Tar man bort injeksjonen, og dermed trykkstøtten til Statfjord, vil differansen mellom Statfjord og Lunde holdes større, og produksjon fra Lunde vil være mer effektiv (med tanke på strømning, gassinnholdet fra Lunde / i brønnen må vurderes), men produksjonen vil stoppe opp tidligere pga for lavt trykk i Statfjord til å produsere opp til overflaten og videre til plattform.

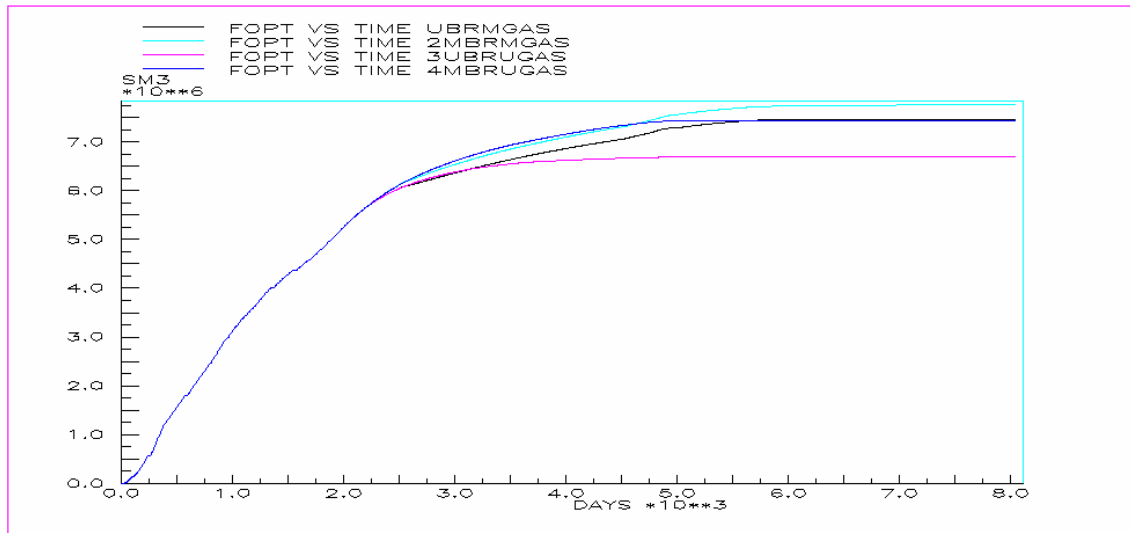
Lundes funksjon som trykkstøtte er ganske minimal, ettersom produksjon fra Lunde, og altså trykkstøtte avhenger av et dalende trykk i Statfjord, som er en ond sirkel hvor trykket er nødt til å synke for at Lunde skal levere olje og gass. Skulle derimot Lunde åpnes kun for trykkstøtte for Statfjord vil det ha en moderat effekt, ettersom mye av gassen er kondensat som ikke vil ekspandere like mye som tørrgass.

Strømning av både gass og olje fra Lunde er ingen ulempe for total oljeproduksjon, ettersom det øker effektiviteten i Statfjords oljeproduksjon. Produksjonsratene fra Lunde er ikke prøvd ut i denne modellen, sannsynligvis vil varierende produksjonsrater kunne korrigere både produksjonsvolum og trykkfall.

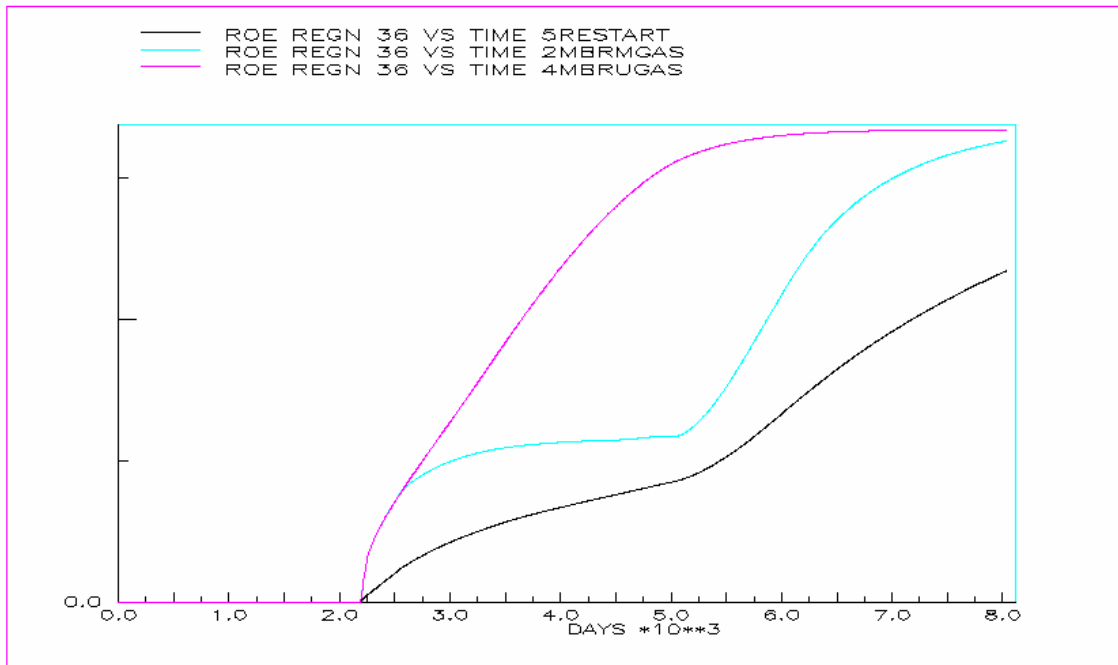
Figur 21 viser en endelig sammenligning av total oljeproduksjon med og uten gassinjisering, og med og uten kontakt mellom Statfjord og Lunde via brønn.

Figur 22 illustrerer effektiviteten i oljeproduksjonen i Lunde i de to tilfellene og med kun olje produsert fra Lunde (5RESTART)

Uten gassinjeksjon blir *volumandelen produsert olje / olje fra Lunde til Statfjord* større enn den blir med gassinjeksjon, 97 % vs 39 %. Dette kan ha rot i både gassens evne til å drive olje (mindre gassmolekyler ”presser” de større oljemolekylene ut av porene) og gassen fra Lunde går gjennom områder uten tidligere gassinjeksjon. Det er vanskelig å si om det er Lundeolje som kommer til overflaten eller om det er Statfjordolje



Figur 21 Sammenligning kumulativ oljeproduksjon



Figur 22 Oljeproduksjonseffektivitet i Lunde

4.3 Oppsummering

- iverksettelse av brønnen til Lunde som passiv trykkstøtte kan over ca 10 år produsere ytterligere 250000 Sm³ olje over 10 år
- fortsatt gassinjeksjon i Statfjord er nødvendig for å opprettholde produksjon
- uten gassinjeksjon øker volumandelen *Olje produsert / Olje fra Lunde til Statfjord*
- gassproduksjon fra Lunde har en positiv total effekt på Statfjords oljeproduksjon
- Lundes funksjon som trykkstøtte er minimal, ettersom oljeproduksjon fra Lunde avhenger av dalende trykk i Statfjord

5 Trykktap i rør – resultater

Ved hjelp av dataprogrammet Eclipse er det gjort simuleringer på hvordan olje og kondensat i Lundereservoaret vil strømme til det overliggende Statfjordreservoaret som resultat av trykkforskjellen mellom reservoarene.

Simuleringene tar derimot ikke hensyn til trykktap som oppstår i røret over strekningen mellom reservoarene. For å gi et estimat på dette, er det derfor gjort beregninger på trykktapet ved hjelp av forenklete tilnæringsmetoder og ved å ta i bruk formler for en mekanisk energibalanse.

Fra simuleringene i Eclipse kan det leses av verdier for volumstrømmer over tidsforløpet simuleringen dekker. Trykkfallsberegninger blir gjort for to tilfeller, det første for 2005 når det begynner å strømme mellom reservoarene og det andre etter to år i 2007 – når strømningene har stabilisert seg på et mer moderat nivå.

5.1 Parametere som brukes i beregningene

5.1.1 Volumstrømmer

2005

$$Q_l = 1739,9 [Sm^3/dag]$$

$$Q_g = 1,79 \cdot 10^6 [Sm^3/dag]$$

$$GOR = \frac{1,79 \cdot 10^6}{1739,9} = 1029 [Sm^3/Sm^3]$$

2007

$$Q_l = 90,4 [Sm^3/dag]$$

$$Q_g = 11385,18 [Sm^3/dag]$$

$$GOR = 1282 [Sm^3/Sm^3]$$

5.1.2 Trykkforhold

2005

$$P_{Statfjord} = 428[bar]$$

$$P_{Lunde} = 528[bar]$$

$$\Delta P = 100[bar] = 100 \cdot 10^5 [Pa]$$

2007

$$P_{Statfjord} = 380[bar]$$

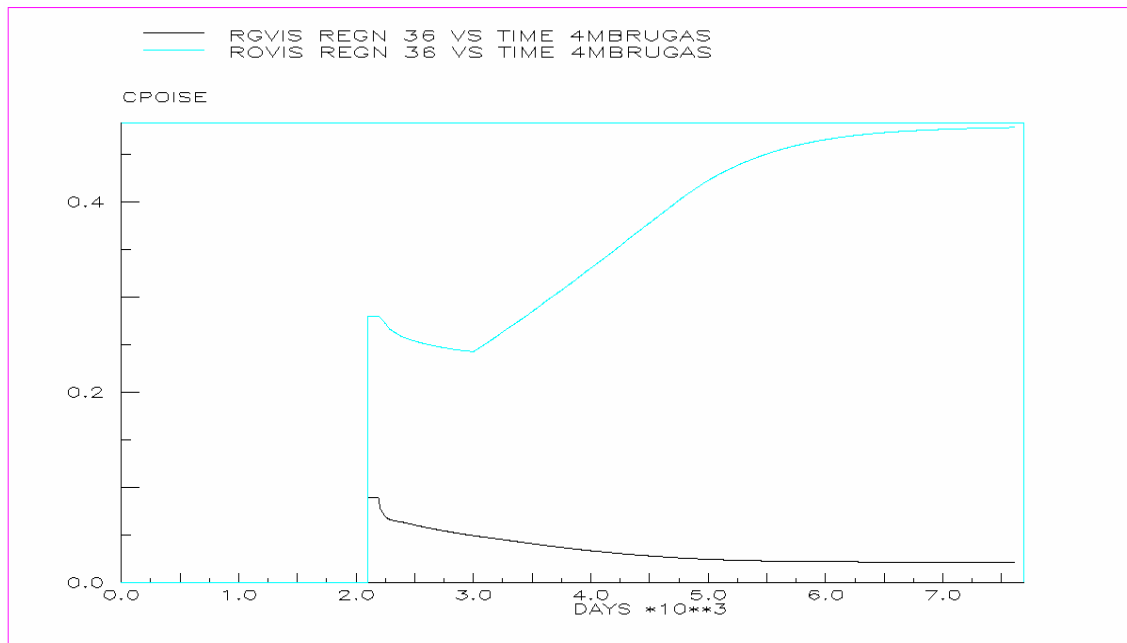
$$P_{Lunde} = 430[bar]$$

$$\Delta P = 50[bar] = 50 \cdot 10^5 [Pa]$$

PVT-data fra tilsendt simuleringsmodell av Rimfaks Statfjord blir brukt også for Lundereservoaret.

5.1.3 Viskositet

En graf for hvordan viskositeten til gassen og oljen som strømmes varierer over tid er satt opp ved bruk av programmet "Graf".



Figur 23: Viskositet i Lunde

Forklaring til grafen:

RGVIS - Gassens viskositet

ROVIS – Oljens viskositet

Oppstart på produksjon i 2005 er avmerket der hvor grafen stiger og gir verdier for viskositeten til oljen og gassen i Lundereservoaret. Grafens nullpunkt er gitt for 1999. Det bør også bemerkes at benevnningen for grafens x-akse er gitt i 1000 dager.

2005

$$\mu_l = 0.28 \cdot 10^{-3} [Pa.s]$$

$$\mu_g = 0.09 \cdot 10^{-3} [Pa.s]$$

2007

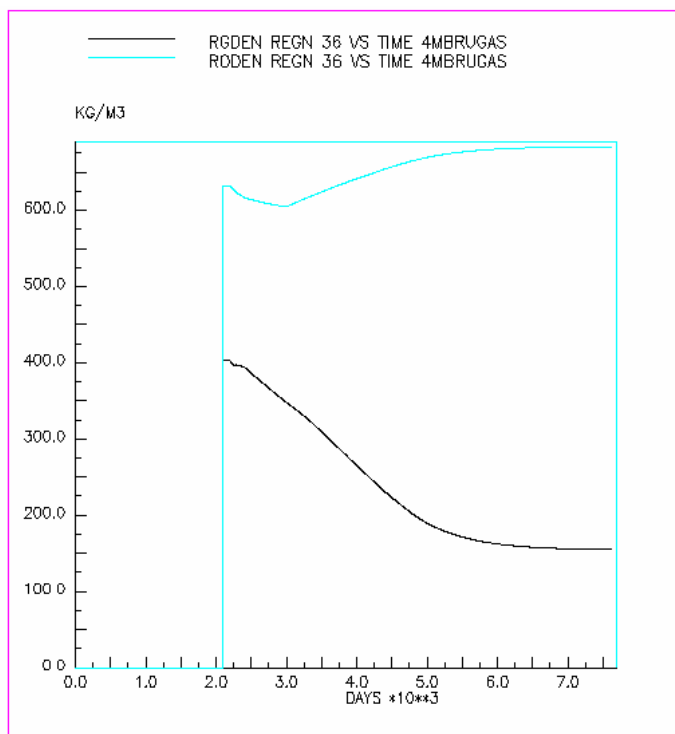
Tall for viskositeten i 2007 finnes for 8 år etter starten på grafen i 1999 – ved 2920 dager – angitt ved 2,9 på grafen.

$$\mu_l = 0,245 \cdot 10^{-3} [Pa.s]$$

$$\mu_g = 0.05 \cdot 10^{-3} [Pa.s]$$

5.1.4 Tetthet

Tettheten til oljen og gassen kan også finnes ved bruk av illustrasjonen nedenfor som er funnet ved hjelp av programmet Graf.



Figur 24: Tetthet for olje og gass i Lunde

Forklaring til grafen:

RGDEN – Gassens tetthet

RODEN – Oljens tetthet

2005

$$\rho_l = 630 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

$$\rho_g = 405 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

2007

Tall for tettheten i 2007 finnes, som for viskositetene, 8 år etter starten på grafen i 1999 – ved 2920 dager – angitt ved 2,9 på grafen.

$$\rho_l = 607 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

$$\rho_g = 352 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

5.1.5 FVF

Ut fra disse dataene kan FVF for oljen og gassen beregnes:

2005

$$FVF_l = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{\rho_l} = \frac{798,2 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{630 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]} = 1,267 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

$$FVF_g = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{\rho_g} = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{405 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]} = 0.00253 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

2007

$$FVF_l = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{\rho_l} = \frac{798,2 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{607 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]} = 1,315 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

$$FVF_g = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{\rho_g} = \frac{1.02331 \left[\text{kg}/\text{Sm}^3 \right]}{405 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]} = 0.00291 \left[\text{kg}/\text{m}^3 \right]$$

5.1.6 Strømningsvolumer i reservoaret

Strømningsvolumer for olje(merket l) og gass(merket g) i reservoaret:

2005

$$Q_{res,l} = Q_l \cdot FVF_l = 1739,9 [Sm^3/dag] \cdot 1,267 [m^3/Sm^3] = 2204,45 [m^3/dag]$$

$$Q_{res,g} = Q_g \cdot FVF_g = 1,79 \cdot 10^6 [Sm^3/dag] \cdot 0,00253 [m^3/Sm^3] = 4528,7 [m^3/dag]$$

2007

$$Q_{res,l} = Q_l \cdot FVF_l = 284,6 [Sm^3/dag] \cdot 1,315 [m^3/Sm^3] = 374,25 [m^3/dag]$$

$$Q_{res,g} = Q_g \cdot FVF_g = 365005,7 [Sm^3/dag] \cdot 0,00291 [m^3/Sm^3] = 1061,12 [m^3/dag]$$

5.1.7 Rørdimensjoner

Det skal beregnes fra topp Lunde som ligger ved 3260m til bunn Statfjord (OVK) som ligger på 3080m. Det vil si en høydeforskjell på 180m.

Fra analyserapporten av DST 1A og 1B finnes det at røret har en helningsvinkel med 44 grader fra vertikalen. [DST Analyserapport]

Rørlengden mellom øverst i Lunde til nederst i Statfjord blir da:

$$\Delta L = \frac{180}{\cos(44^\circ)} = 250,23[m]$$

Røret det strømmer gjennom er av typen 7" liner. Det regnes med en indre diameter på 5,75".

$$d = 5,75" = 0,14605[m]$$

Tverrsnittsareal:

$$A = 0,1147[m^2]$$

Det antas at røret er av kommersielt stål med en ruhet:

$$k = 0,000045[m]$$

Relativ ruhet:

$$\varepsilon = \frac{k}{d} = 0,00030811$$

5.2 Trykktapsberegninger

2005

Hastigheten væsken strømmer med ved innløp i røret fra Lundereservoaret:

$$v_m = \frac{Q_{l,res} + Q_{g,res}}{A} = 0,68[m/s] = 2,45[km/t]$$

Gjennomsnittlig tetthet og viskositet (kan brukes som tilnærming når gass og væske strømmer godt distribuert):

$$\rho_m = \frac{\rho_g \cdot Q_g + \rho_l \cdot Q_l}{Q_g + Q_l} = 478,73[kg/m^3]$$

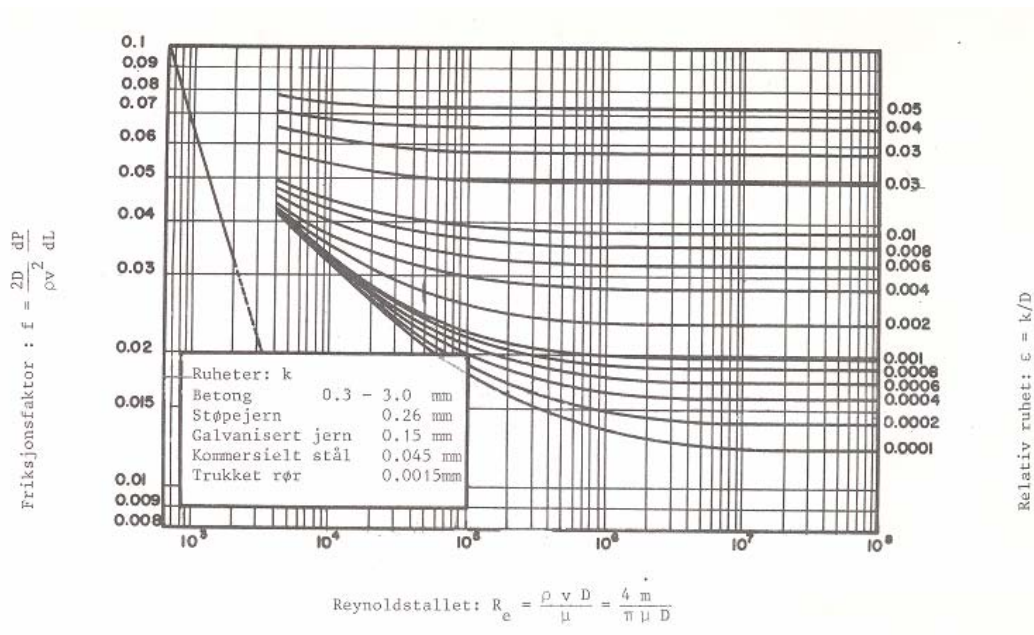
$$\mu_m = \frac{\mu_g \cdot Q_g + \mu_l \cdot Q_l}{Q_g + Q_l} = 0,000152[Pa \cdot s]$$

Reynholdstallet finnes:

$$Re = \frac{\rho \cdot v_m \cdot D}{\mu} = 311697,6[-]$$

Dette tilvarer en verdi hvor det er turbulent strømning.

Ruheten k , finnes ut fra hvilke type rør det strømmer i. Type rør det er snakk om her er en 7" liner. Relativ ruhet $\epsilon = k/D$ og Reynoldstallet kan så brukes i Moodys diagram for å finne friksjonsfaktoren f . Se Figur 25.



Figur 25: Moodys Frikjonsdiagram^{xxvi}

$$f = 0,0175$$

Friksjonskraften finnes fra ligning:

^{xxvi} Kilde: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen

$$F_f = \Delta P_f \cdot A = \left(\frac{1}{2} f \frac{\rho_m}{D} v_m^2 \cdot \Delta L \right) \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

Trykktapet som resultat av skjærspenninger/friksjon mellom strømningsmediene og røret:

$$\Delta P_f = \frac{1}{2} f \frac{\rho_m}{D} v_m^2 \cdot \Delta L = 3306,7 [Pa] = 0,033 [bar]$$

Trykkfallet over rørlengden vil også påvirkes av tyngden av mediene som strømmer i røret.

$$F_g = \rho \cdot g \cdot \cos \alpha \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L$$

Trykktapet blir da:

$$\Delta P_g = \rho_m \cdot g \cdot \cos \alpha \cdot L = 845343 [Pa] = 8,453 [bar]$$

Totalt trykktap over rørsegmentet mellom Lunde- og Statfjordreservoaret i 2005:

$$\underline{\underline{\Delta P_{tap,2005} = 0,033 + 8,453 = 8,486 [bar]}}$$

2007

Hastigheten væsken strømmer med ved innløp i røret fra Lundereservoaret:

$$v_m = \frac{Q_{l,res} + Q_{g,res}}{A} = 0,14 [m/s] = 0,504 [km/t]$$

Gjennomsnittlig tetthet og viskositet (kan brukes som tilnærming når gass og væske strømmer godt distribuert):

$$\rho_m = \frac{\rho_g \cdot Q_g + \rho_l \cdot Q_l}{Q_g + Q_l} = 418,5 [kg/m^3]$$

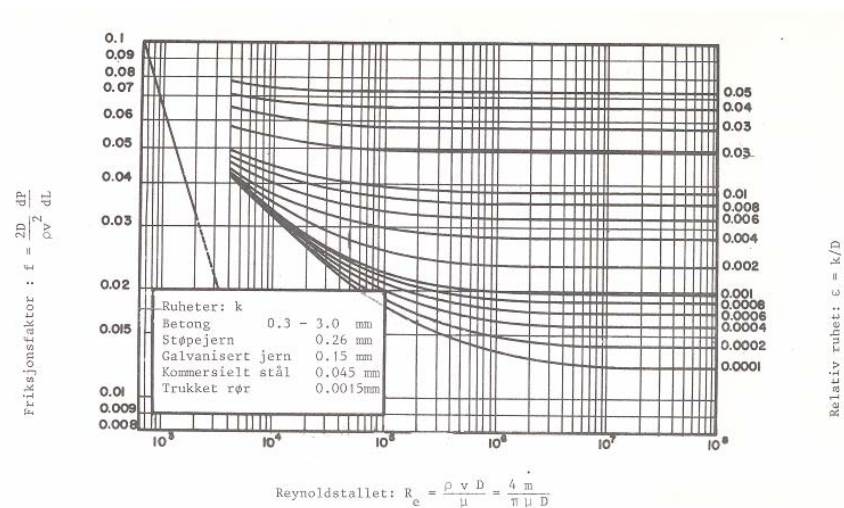
$$\mu_m = \frac{\mu_g \cdot Q_g + \mu_l \cdot Q_l}{Q_g + Q_l} = 0,0001008 [Pa \cdot s]$$

Reynholdstallet finnes:

$$Re = \frac{\rho \cdot v_m \cdot D}{\mu} = 87780,0 [-]$$

Dette tilvarer en verdi hvor det er turbulent strømning.

Relativ ruhet $\varepsilon = k/D$ og Reynoldstallet kan så brukes i Moodys diagram for å finne friksjonsfaktoren f . Se Figur 26.



Figur 26: Moodys friksjonsdiagram^{xxvii}

Friksjonsfaktor:

$$f = 0,0195$$

Friksjonskraften finnes fra ligning:

$$F_f = \Delta P_f \cdot A = \left(\frac{1}{2} f \frac{\rho_m}{D} v_m^2 \cdot \Delta L \right) \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

^{xxvii} Kilde: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen

Trykktapet som resultat av skjærspenninger/friksjon mellom strømningsmediene og røret:

$$\Delta P_f = \frac{1}{2} f \frac{\rho_m}{D} v_m^2 \cdot \Delta L = 146,64 [Pa] = 0,00147 [bar]$$

Trykkfallet over rørlengden vil også påvirkes av tyngden av mediene som strømmer i røret.

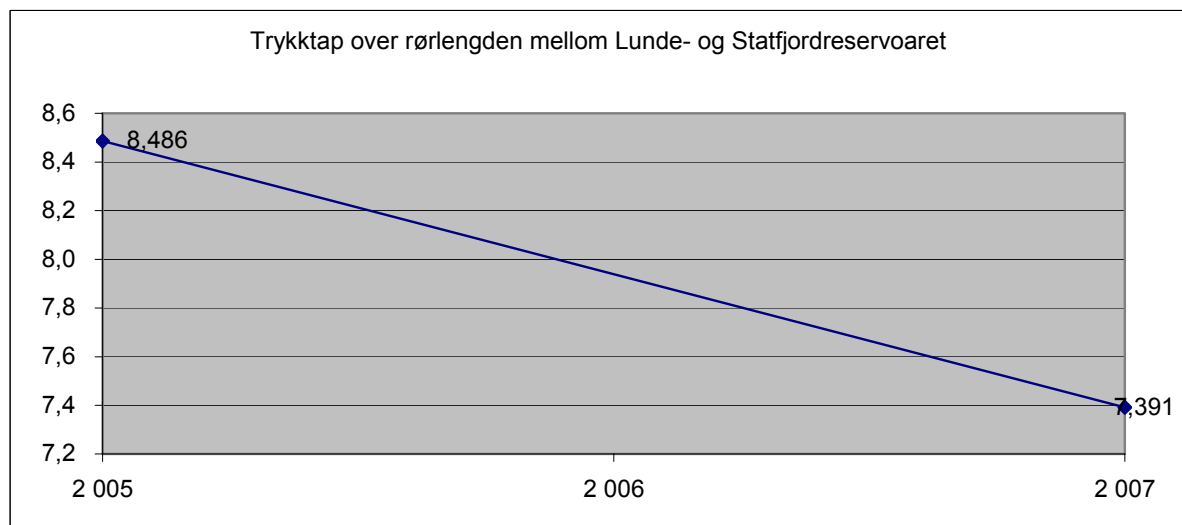
$$F_g = \rho \cdot g \cdot \cos \alpha \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L$$

Trykktapet pga gravitasjonskrefter:

$$\Delta P_g = \rho_m \cdot g \cdot \cos \alpha \cdot L = 738965,64 [Pa] = 7,39 [bar]$$

Totalt trykktap over rørsegmentet mellom Lunde- og Statfjordreservoaret i 2007

$$\underline{\underline{\Delta P_{tap} = 0,00147 + 7,39 = 7,391 [bar]}}$$



Figur 27: Graf for trykktap i 2005 til 2007

5.3 Drøfting av resultater

I beregningene gjort for trykktap i 2005 og 2007 vil størst verdier komme fra bidraget på grunn av gravitasjonskrefter på mediene som strømmer i røret. Se Figur 27.

Friksjonskreftene mellom rørets vegger og mediene som strømmer er lite i forhold til hydrostatisk trykktap. Friksjonskreftene fra 2005 til 2007 reduseres ettersom volumstrømning og hastighet gjennom røret reduseres. Reynholdstallet går også ned, men det vil være turbulent strømning gjennom røret i begge tilfellene til tross for dette.

Det hydrostatiske bidraget til trykktapet varierer derimot kun med endringen i tettheten til mediene som strømmer. Størrelsen på dette leddet varierer ikke så mye mellom 2005 og 2007, og er høyt i forhold til friksjonsbidraget i begge tilfellene.

Det er tatt i bruk en tilnæringsmetode hvor det antas at mediene som strømmer gjennom røret er av inkompressibel natur. Dette er ikke helt i samsvar med realiteten, men godtas som tilnæringsmetode ettersom en hastighetsforandring over rørets lengde når et kompressibelt medium strømmer gjennom røret vil gi veldig små utslag i trykkfall i forhold til det hydrostatiske bidraget.

Det kan også rettes usikkerhet til strømningsmønsteret det er antatt at mediene strømmer med. Å anta en felles tetthet og viskositet for mediene er heller ikke ideelt, men er blitt brukt ettersom det antas at denne tilnæringsmetoden vil gi tilstrekkelig gode resultater. Lundereservoaret, som er beskrevet å bestå av to oljelag på toppen og syv underliggende kondensatlag, er antatt som et stort og sammenhengende lag. Det er så å si umulig å utføre beregninger som tar hensyn til at det er flere lag i reservoaret og ansees derfor som en god tilnæringsmetode.

PVT-data som blir brukt i simuleringen og også i trykktapsberegningene er tilsvarende for de som er gitt gjennom Statoils simuleringsmodell av Statfjordreservoaret i Rimfaksfeltet. Viskositets- og tetthetsgrafene (Figur 23 og Figur 24) som er lagt til grunn for utregningene er dermed også gitt av disse PVT-dataene. Større nøyaktighet og riktighet i utregningene kunne

vært oppnådd dersom PVT-data gitt spesifikt for Lundereservoaret hadde vært brukt, men disse var ikke tilgjengelige.

6 Økonomiske betraktninger

6.1 Nåverdiberegninger

Det er tatt utgangspunkt i simuleringen med produksjonsstart for Lunde i år 2005. Stans i produksjonen er satt til år 2012.

Statoil har oppgitt kostnadene i forbindelse med forlengelse av brønn til å være 200 000 000 NOK i 2005, inklusive boring og komplettering. Oljeprisen settes konstant lik 22 USD per fat. Det går 6,29 fat per standard kubikkmeter olje. Vekslingskursen mellom NOK og USD settes i alle år lik 7. Avkastningskravet settes til å være 0,08 reelt før skatt. Årlige kostnader forbundet med produksjon antas å være neglisjerbare. Alle faktorer og antagelser settes på grunnlag av anbefalinger fra Statoil.^{xxviii}

Nåverdiberegningene er gjort i et eget regneark, ”naverdier.xls”.^{xxix} Det er gjort nåverdiberegninger på de to tilfellene med og uten åpning mellom Lunde og Statfjord. I begge tilfeller benyttes produksjonstallene fra simuleringene med gassinjeksjon, da det er disse tilfellene som er mest reelle. Filene med produksjonsdata som benyttes er ”FOPT_3ubrmgas.txt” – kumulativ produksjon uten åpning mellom Lunde og Statfjord, samt ”FOPT_3mbrmgas.txt” – kumulert produksjon uten åpning mellom Lunde og Statfjord. Siden disse filene viser kumulert produksjon, må dataene gjøres om til årlig produksjon. Ved å trekke kumulert produksjon ved inngangen til et år fra kumulert produksjon ved utgangen av det samme året, finnes den årlige produksjonen.

Det er bidraget fra Lunde som er mest interessant, siden nåverdiene fra hele modellen, både Lunde og Statfjord, beregnes fra et allerede eksisterende prosjekt, og derfor har urealistisk lave kostnader. Lundes bidrag kan finnes på to måter. Enten ved å ta differansen i nåverdi mellom de to tilfellene (med og uten åpning), eller ved å trekke produksjonsdataene deres fra hverandre, for så å regne nåverdi fra den nye kontantstrømmen. Resultatet blir det samme.

Nåverdien til bidraget fra Lunde er beregnet til å være 2 994 468 NOK.

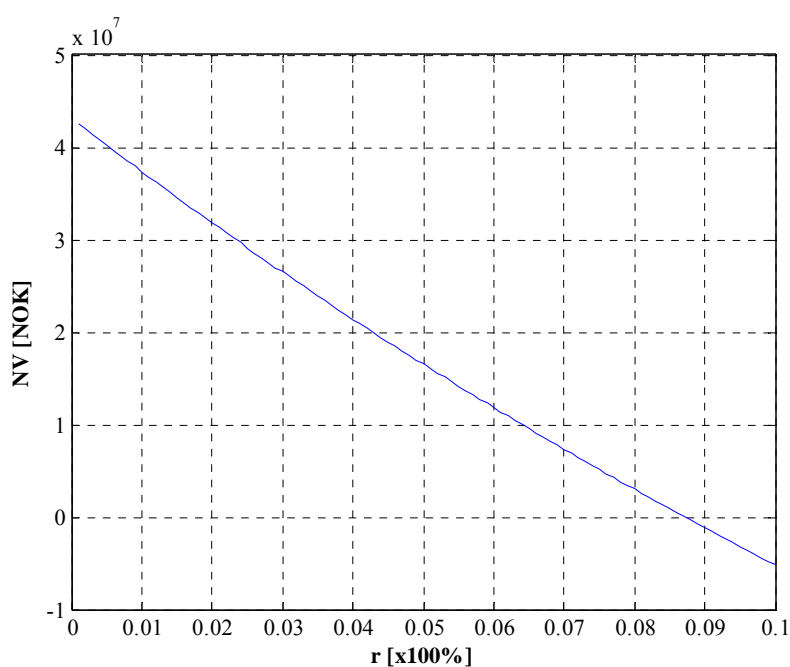
^{xxviii} Arne Kråkedal, Statoil

^{xxix} Se vedlegg med nåverdiberegninger

6.2 Internrente

Internrenta finnes ved å iterere seg frem til den diskonteringsrenta (tilsvarende avkastningskrav) som gir nåverdi lik null. Som grunnlag for denne beregningen brukes kontantstrømmen fra Lundes bidrag – altså differansen mellom produksjon med og uten Lunde.

Internrenta blir for dette tilfellet tilnærmet lik 8,72%. Figur 28 viser nåverdi som funksjon av diskonteringsrenta. Merk at grafen har NV (nåverdi) lik null ved r (diskonteringsrenta) lik 8,72%.



Figur 28: Nåverdi som funksjon av diskonteringsrente

6.3 Drøfting av resultater

Alle antagelser i forbindelse med nåverdiberegningene må kunne sies å være tatt med forsiktighet. Oljeprisen per dags dato er mye høyere enn antatt, og selv om den skulle falle kan det kunne ta tid før den er nede på 22 USD per fat. I beregningene er den antatt å være 22

USD allerede fra år en. I tillegg medregnes ikke bidragene fra simulert produksjon mellom oktober og desember 2004.

Tidsrammene i simuleringene kan ikke sies å være reelle, og derfor blir de heller ikke det i de økonomiske beregningene. Dersom produksjonsstart ikke kommer i gang før 2007, vil investeringen på 200 000 000 NOK kunne diskonteres ned, slik at økonomien i prosjektet bedres.^{xxx} Det er imidlertid valgt å holde på tidsrammene fra simuleringen i nåverdiberegningene, slik det blir enklere å forholde seg til helheten i prosjektet.

På tross av konservative antagelser, viser resultatene fra nåverdiberegningene at den økonomiske gevinsten ved prosjektet er liten. Nåverdien på 2 994 468 NOK er intet komfortabelt beløp med hensyn på de usikkerheter som ligger i simuleringen. Ser en på internrenta på 8,72%, ser en at det skal svært lite til før prosjektet med en diskonteringsrente på 8% går i tap.

^{xxx} Arne Kråkedal, Statoil

7 Konklusjon

Selv om oljeproduksjon fra Lunde relatert til total økning i oljeproduksjon vil være størst uten gassinjeksjon, vil det være nødvendig å fortsette med dette i Statfjord for å opprettholde tilstrekkelig trykk til produksjon. Total oljeproduksjon fra Statfjord vil øke med 250000 Sm³ i løpet av produksjonstiden som resultat av Lundes tilstrømning. Lundes funksjon som trykkstøtte vil være minimal, og reservoaret må i første rekke sees på som en produsent. Trykktap i rør kan baseres på hydrostatisk trykk ettersom friksjonstapet kan neglisjeres.

Økonomien i prosjektet er dårlig. Med små marginer vil nåverdien bli negativ. Selv om alle antagelser rundt økonomien er konservative, vil ikke prosjektet ha tilfredsstillende økonomi ved dristigere strategier. I tillegg er det usikkerheten rundt simuleringen som veier tyngst i dette tilfellet.

Dersom en beslutning om gjennomføring skal taes, må man gå tallene i simuleringen nærmere i sømmene. En nærmere utredning av geologien vil kunne gi utgangspunkt til en mer nøyaktig simuleringsmodell og dermed også mer pålitelige produksjonsdata. Det bør også gjennomføres flere simuleringer, der ulike optimistiske og pessimistiske anslag betraktes.

8 VEDLEGG

8.1 VEDLEGG 1: TRYKKTAPSBEREGNINGER

Strømningsforhold	2 005	2007
Q_i [Sm ³ /dag]	1 739,90	284,60
Q_g [Sm ³ /dag]	1 790 000,00	365005,7
GOR [Sm ³ /Sm ³]	1 028,79	1282,521785
FVF _i [m ³ /Sm ³]	1,2670	1,3150
FVF _g [m ³ /Sm ³]	0,002527	0,002907
visk _i [Pa*s]	0,00028	0,000245
visk _g [Pa*s]	0,00009	0,00005
$Q_{i,res}$ [m ³ /dag]	2 204,43	374,25
$Q_{g,res}$ [m ³ /dag]	4 522,78	1 061,12
$Q_{i,res}$ [m ³ /s]	0,0255142	0,0043316
$Q_{g,res}$ [m ³ /s]	0,0523470	0,0122815
ρ_{i_1} [kg/m ³]	630,00000	607
ρ_{g_1} [kg/m ³]	405,00000	352
Rørdimensjoner		
44 graders helningsvinkel fra vertikalt		
d [m]	0,14605	0,14605
A [m ²]	0,1147074	0,1147074
L [m]	250,23	250,23
k (ruhet)	0,000045	0,000045
Beregninger		
v [m/s]	0,68	0,14
g [m/s ²]	9,81	9,81
$\rho_{o, middel}$ [kg/m ³]	478,73	418,49
visk, middel [Pa*s]	0,000152261	0,000100843
Re	311 697,6	87 780,0
relativ ruhet = k/d	0,00030811	0,00030811
f	0,01750	0,0195
Trykktap		
trykktap, friksjon	3 306,70	146,64
trykktap, gravitasjon	845 343,06	738 965,64
Totalt trykktap [Pa]	848 649,77	739 112,27
Totalt trykktap [bar]	8,486	7,391

8.2 VEDLEGG 2: Totale oljeproduksjonstall, kumulative

Fra oktober 2004 (restart dato) til 2021
 2011,4 dato for start gassnedblåsning av reservoar
 Alle tall er i sm^3 .

Forkortelser	
UBRMGAS	Uten brønn, med gass
MBRMGAS	Med brønn, med gass
UBRUGAS	Uten brønn, uten gass
MBRUGAS	Med brønn, uten gass

	UBRMGAS	MBRMGAS	UBRUGAS	MBRUGAS
	1	2	3	4
2004,8	5,47E+06	5,47E+06	5,47E+06	5,47E+06
2005	5,61E+06	5,61E+06	5,61E+06	5,61E+06
2006	6,08E+06	6,17E+06	6,08E+06	6,17E+06
2007	6,30E+06	6,47E+06	6,34E+06	6,53E+06
2008	6,52E+06	6,72E+06	6,49E+06	6,81E+06
2008	6,52E+06	6,72E+06	6,49E+06	6,80E+06
2009	6,70E+06	6,93E+06	6,58E+06	7,00E+06
2010	6,87E+06	7,10E+06	6,63E+06	7,16E+06
2011	7,01E+06	7,26E+06	6,66E+06	7,30E+06
2011,4	7,06E+06	7,31E+06	6,67E+06	7,34E+06
2012	7,17E+06	7,43E+06	6,68E+06	7,40E+06
2013	7,32E+06	7,59E+06	6,70E+06	7,44E+06
2014	7,41E+06	7,68E+06	6,70E+06	7,44E+06
2015	7,46E+06	7,73E+06	6,70E+06	7,44E+06
2016	7,47E+06	7,75E+06	6,70E+06	7,44E+06
2017	7,47E+06	7,75E+06	6,70E+06	7,44E+06
2018	7,47E+06	7,76E+06	6,70E+06	7,44E+06
2019	7,47E+06	7,76E+06	6,70E+06	7,44E+06
2020	7,47E+06	7,76E+06	6,70E+06	7,44E+06
2021	7,47E+06	7,76E+06	6,70E+06	7,44E+06

8.3 VEDLEGG 3: Parametere som påvirker produksjon av olje og gass.

[SI-enheter i hakeparentes]

Porøsitet ϕ [fraksjon]

Fraksjon av totalt volum som er hulrom. Effektiv porøsitet er tilgjengelig hulrom (sammenkoblede ganger)

Permeabilitet k [m^2]

Bergartenes evne til å transportere fluider. SI-enhet m^2 -kvadratmeter, men det er vanlig å benytte Darcy= $10^{-12}m^2$ [D] og milliDarcy [mD]= $10^{-15}m^2$.

Tetthet ρ_g , ρ_o [kg/m^3]

Viskositet μ_o , μ_g [$Pa*s$]

Fluiders flyteevne. En tyktflytende fluid (olje) vil ha høy viskositet (10^{-2} Pas), en lettflytende fluid (gass) vil ha lav viskositet (10^{-6} Pas)

Formation Volume Factor, B_g , B_o [m^3/Sm^3]

Forholdet mellom volumet i reservoaret og i standardtilstand

Kompressibilitet c [atm^{-1}]

Fluider og bergets evne til å synke sammen ved fjerning av fluider (produksjon).

Sammensynkning fører til opprettholdt trykk i reservoaret og kan være svært gunstig for produksjon. Ekofiskplattformen sank mange meter og måtte jekkes opp pga denne effekten

Transmissibilitet

Funksjon av trykk P (avhengig av tid og posisjon), viskositet μ , permeabilitet k og formation volume factor B , som beskriver fluidenes evne til å flømme mellom blokkene i en reservoarmodell

Standardtilstand

Tilstand i gitte omgivelser, f.eks $25^\circ C$ og $1atm$

Standardkubikkmeter [Sm^3]

En kubikkmeter i standardtilstand, altså volum på overflaten i friluft

TVD – Total vertikal dybde [m]

Vertikal dybde målt fra gitt referansepunkt: RKB – Rotary Kelly Bushing, boredekket på plattform; MSL – Mean Sea Level, gjennomsnittelig havhøyde; Seabed – havbunn

MD – Målt dybde [m]

Lengden på brønn i løpemeter, fra samme referansepunkt som under TVD

Injeksjon av vann og gass

Brukes for å holde trykket oppe i reservoaret og for å drive olje mot produserende brønner.

Også injeksjon av kjemikalier er brukt for å fordrive hydrokarboner

Naturlig tilstrømning av vann og gass

De fleste reservoarer har en underliggende oljeakvifer (stor) og en gasskappe (begrenset).

Disse fører til naturlig fortrengning av olje. Ofte blir resultatet stor produksjon av vann og gass, som bringer utfordringer til separasjon og transport.

Metning

En olje (eller vann) kan holde på en mengde gass som blander seg pga trykk. Olje i reservoaret kan derfor skille seg til olje og gass på overflaten (standardtilstand)

GOR – Gas / Oil Ratio [$\text{Sm}^3_{\text{gass}}/\text{Sm}^3_{\text{olje}}$]

Hvor mye gass som løser seg i olje, målt på overflata

8.4 VEDLEGG 4: Nåverdiberegninger

linje #	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kurs (NOK/USD)	7						
Oljepris (USD)	22						
Fat per Sm ³	6,29						
Investering 1. år (NOK)	-200000000						
Avkastning skrav	0,08						
Interrente	0,08715084						
Uten trykkstøtte fra Lunde							
År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produksjon (Sm ³)	0	471 000	219 000	211 000	184 000	160 000	140 000
Konstantstrøm	0	456 238 860	212 136 540	204 387 260	178 233 440	154 985 600	135 612 400
Nåverdi	0	422 443 389	181 872 891	162 249 197	131 005 899	105 480 595	85 458 816
Nåverdi	1 180 640 007						
Med trykkstøtte fra Lunde							
År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produksjon (Sm ³)	0	558 000	294 000	248 000	203 000	176 000	152 000
Konstantstrøm	-200000000	540 512 280	284 786 040	240 227 680	196 637 980	170 484 160	147 286 320
Nåverdi	-200000000	500 474 333	244 158 128	190 700 478	144 534 785	116 028 695	92 783 857
Nåverdi	1 183 634 475						
Lundes bidrag							
År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produksjon (Sm ³)	0	87 000	75 000	37 000	19 000	16 000	12 000
Konstantstrøm	-200000000	84 273 420	72 649 500	35 840 420	18 404 540	15 488 560	11 623 920
Nåverdi	-200000000	78 030 944	62 285 237	28 451 281	13 527 896	10 548 060	7 325 041
Nåverdi	2 994 468						

9 Litteraturliste:

[Kompendium: Fag nr. 67173: Flerfase Rørstrømning, Per Fuchs, 1997]

[Kompendium: Fag nr 82057: Prosjektering av rørsystemer av Olav Høyland]

[Bok: Harald Asheim; Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen, Forlaget TANO A/S, 1985]

[Rapport: DST Analyserapport]

[Statoil: Reservoarstyringsplan for Gullfaks 2003]

[S. O. Johnsen, forelesningsfoiler til faget Sedimentologi og Stratigrafi]

[Øyvind Bøhren og Per Ivar Gjærum, Prosjektanalyse, Skarvet forlag, 2003]