
Ekspert i team
Gullfakslandsbyen 2008
Fagrapport

Tina Ek, Kanwar G. Kumar, Eirik Opsanger, Arne Rekdal, Frank Syltern

Sammendrag

Det er studert forskjellige strategier for å produsere fra Lundeforvasjonen. Området er geologisk komplekst, bestående av skiftende lag av sand og leire. Det har vært ønskelig å komme frem til en strategi for å drenere denne forvasjonen optimalt. Fokuset har vært å oppnå høyest mulig utvinningsgrad, samt å vurdere lønnsomheten og risikoen ved utvinningen.

Dette ble gjort ved å bygge en forenklet simuleringsmodell for Eclipse 100. Eksisterende brønnlogg, resultater fra utført brønntest, samt fluiddata gitt av PVT-analyse ble brukt som grunnlag for modellen.

Brønnloggen ble tolket, og de forskjellige vertikale lagene ble identifisert. Verdier som porøsitet, permeabilitet og vannmetning ble antatt å være representative for hvert lag. Fluiddata fra flaske 0762-EA ble brukt i hele modellen, da denne prøven var tatt i det som var antatt å være det mest produktive laget. Der det ikke var relevante data tilgjengelig, ble det gjort rimelige antagelser, ofte i samarbeid med veileder i StatoilHydro. Blant annet ble relativ permeabilitet justert, slik at modellen viste en reservoaroppførsel som var i samsvar med brønntesten.

Det ble gjort en materialbalanse for å estimere STOOIP. Grunnlaget var produksjonsdata fra brønntesten. Dette ga et estimat på 703 585 Sm³. StatoilHydro sine estimat med en forenklet tankmodell var på hhv. 523 313 Sm³ og 1 046 627 Sm³. Vårt estimat ligger mellom disse, og virker fornuftig. Simuleringsmodellen som er benyttet, har en STOOIP på 1 006 864 Sm³.

Tre forskjellige dreneringsstrategier ble vurdert opp mot hverandre. Minste bunnhullstrykket på produsent ble satt til 280 bar, for å oppfylle antatt innløpskrav til separator. Produksjonen ble stoppet når daglig rate falt under 50 Sm³/døgn.

- Case 1 gikk ut på å sette en gassinjeksjonsbrønn i tillegg til produsenten.
- Case 2 gikk ut på å anvende "huff and puff"-teknologi. Brønnen vekslet mellom å produsere olje og injisere gass. Effekten av forskjellige produksjonstider, injeksjonstider og hviletider for gassen i reservoaret ble også diskutert.
- Case 3 gikk ut på å sette en vanninjeksjonsbrønn i tillegg til produsenten. Her ble det lagt ekstra vekt på hvordan brønnene var plassert i forhold til hverandre, da dette påvirket fortrengningen av olje med vann.

Caseanalysene viste at case 1 og 2 ga omtrentlig samme utvinningsgrad på 20%. Da case 1 medfører en ekstra brønn, ble denne uaktuell i forhold til de andre.

Case 3 ga en utvinningsgrad som var omtrent 6 prosentpoeng høyere enn case 2. Med vanninjeksjon produserer en også mye raskere; utvinningsgraden på 26% ble nådd etter omtrent 4 år, mens case 2 nådde 20% på 5,6 år. Gevinsten av denne økte utvinningen ble drøftet mot kostnadene ved å sette en ny brønn, samt behandling av produsert vann.

For hver case ble det også vurdert hvordan en endring i økt vertikal kommunikasjon påvirker produksjonen. Dette ga liten effekt på case 1, men økte utvinningsgraden med 5-6 prosentpoeng i case 2 og 3.

I økonomibetraktningene er casene med begrenset vertikal kommunikasjon vurdert. Fra et nåverdisynspunkt var det mest lønnsomt å gå for case 3. En forenklet analyse ga en nåverdidifferanse på 37 MNOK, men standardavviket indikerte en høyere risiko ved å sette en ekstra brønn.

"Huff and puff" kan brukes for å få erfaring med produksjon fra Lunde med relativt lave investeringskostnader. Det kan derfor være interessant å se videre på dette som en aktuell dreneringsstrategi. Det foreslås å utarbeide en mer detaljert geologisk modell, samt å ta kjerneprøver for å få et bredere datagrunnlag.

Forord

Denne rapporten er et resultat av et tverrfaglig samarbeid i emnet Eksperter i Team på NTNU. Gruppa er en del av Gullfakslandsbyen og gjennom semesteret har gruppa vært samlet hver onsdag, hvor gruppeprosessaktiviteter og faglig oppfølging fra Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk har stått sentralt. Vi vil spesielt takke professor Jon Kleppe, forsker Jan Ivar Jensen og professor Tom Aage Jelmert som har gitt oss god faglig hjelp og oppfølging hele veien. Vi vil også takke læringsassistentene Hilde Berg og Øystein Holien for veiledning med gruppeprosessen.

Ekstern problemeier, StatoilHydro, har bidratt med valg og definisjon av oppgaven. Dette har bidratt til at EiT har blitt et spennende emne, og vi sitter igjen med mye ny kunnskap. Spesielt vil vi takke produksjonsingeniør Frank Fosse, som har vært vår veileder fra StatoilHydro.

Trondheim, 9. mai 2008

Tina Ek
Kanwar G. Kumar
Eirik Opsanger
Arne Rekdal
Frank Syltern

Innhold

Forord	ii
1 Innledning	2
2 Verktøy	3
2.1 Eclipse 100 v. 2007.1	3
2.2 Eclipse Office v. 2006.1	3
2.3 Ceetron GLview v. 6.5	3
2.4 IPRISKwell	3
3 Geologi	4
3.1 Kommunikasjon	4
3.2 Avsetningshistorie og miljø	5
4 Materialbalanse	8
4.1 Antagelser	8
4.2 Resultat	9
5 Modell	10
5.1 Diskretisering	10
5.2 Klassifisering av lagene fra logg	11
5.3 Modellparametre	13
5.3.1 PVT-data	14
5.3.2 Relativ permeabilitet	14
5.4 Usikkerheter	15
5.5 Kalibrering	16
5.5.1 Forutsetninger	16
5.5.2 Resultater	16
6 Vurdering av dreneringsstrategier	19
6.1 Case 1: Gassinjeksjon	21
6.1.1 Forutsetninger	21
6.1.2 Resultater	21
6.1.3 Økt vertikal kommunikasjon	21
6.1.4 Oppsummering	23
6.2 Case 2: "Huff and Puff"	24
6.2.1 Forutsetninger	24
6.2.2 Resultater	24
6.2.3 Økt vertikal kommunikasjon	26
6.2.4 Oppsummering	26
6.3 Case 3: Vanninjeksjon	27
6.3.1 Forutsetninger	27
6.3.2 Resultater	27
6.3.3 Økt vertikal kommunikasjon	30
6.3.4 Oppsummering	31
6.4 Sensitivitetsanalyse	32

7	Diskusjon	33
8	Konklusjon	34
A	Vedlegg	36
A.1	Modell-parametre	36
A.2	Økonomiantagelser	37
A.3	Bakgrunn for materialbalansen	37
A.4	Figurer	38
A.4.1	Case 1: Gassinjeksjon	38
A.4.2	Case 2: "Huff and puff"	39
A.4.3	Case 3: Vanninjeksjon	40

1 Innledning

I denne rapporten skal vi vurdere forskjellige dreneringsstrategier av Lundeforformasjoner på Gullfaks hovedfelt. Basert på geologien i Lundeforformasjonen, er det ønskelig å bygge en Eclipsemodell av Lunde D1. Som parametergrunnlag skal brønnlogg, allerede eksisterende brønntest samt PVT-data tas i bruk. Brønntesten skal brukes til å kalibrere modellen ved å sammenligne reservoarets trykkoppførsel med simuleringsmodellen. Den ferdige modellen skal brukes for å vurdere forskjellige dreneringsstrategier. Til slutt skal det gjøres en økonomibetraktning, og strategiene skal vurderes opp mot hverandre.

Den endelige problemstillingen ble formulert slik:

"Vurdere utvinning fra Lundeforformasjonen ved å bygge modell og evaluere ulike strategier for drenering, både praktisk og økonomisk."

1. Bygge modell i Eclipse
 - (a) Samle inn nødvendig data (PVT, relativ permabilitet)
 - (b) Tolkning av logg
 - (c) Diskretisere modellen, legge inn parametere
2. Kalibrere modellen
 - (a) Sammenlikne med resultater fra brønntest
 - (b) Materialbalanse
3. Vurdere dreneringsstrategier ved caseanalyser:
 - (a) Gassinjeksjon
 - (b) "Huff and puff"
 - (c) Vanninjeksjon
 - (d) Undersøke reservoaroppførsel ved økt vertikal kommunikasjon
4. Økonomiske betraktninger av casene.

Problemstillingen ble valgt for å kunne utnytte tverrfagligheten i gruppa. Det var viktig for gruppa at alle medlemmene kunne bidra med kunnskap de hadde fra før. Gruppa består av

- Tina Ek, geofag og petroleumsteknologi,
- Kanwar G. Kumar, geofag og petroleumsteknologi,
- Eirik Opsanger, teknisk kybernetikk,
- Arne Rekdal, fysikk og matematikk,
- Frank Syltern, bygg og miljø.

Tina skal undersøke geologien i Lunde for å kunne fortelle hvordan modellen bør utformes. Arne og Eirik skal utforme modellen siden de har bakgrunn innen modellering. Kanwar skal simulere de forskjellige casene siden han har bakgrunn fra reservoarteknikk, og Frank skal gjøre økonomibetraktninger da han har kunnskap om dette.

2 Verktøy

Det er benyttet flere programvarer for å kunne løse oppgaven.

2.1 Eclipse 100 v. 2007.1

Eclipse 100 er brukt i caseanalysene av Lundeformasjonen. Dette er gjort på grunnlag av en modellfil som beskriver egenskapene til den aktuelle formasjon. Eclipse 100 er et numerisk reservoarsimuleringsprogram utviklet av Schlumberger. Dette er et effektivt program som kan utføre større beregninger med relativt lite datakraft. Programmet er mye brukt til reservoarsimulering i oljebransjen. Det simulerer i tre dimensjoner (x,y,z), og kan også simulere trefasestrømning med olje, gass og vann.

For nybegynnere har Eclipse en relativ høy brukerterskel, da det ikke har et grafisk brukergrensesnitt. Jan Ivar Jensen har holdt Eclipsekurs for å hjelpe oss i gang, men det har likevel tatt en del tid å bli godt nok kjent med programmet til å lage en modellfil. I denne fasen ble manualen til Eclipse[1] brukt flittig.

Eclipse er sensitivt for feilkonfigurasjoner, og feilmeldingene er ikke alltid lett å tolke. I arbeidet med modellen fikk vi f.eks. feilmeldinger på konvergensproblemer av ikke-lineære ligninger. Årsaken til slike generelle feilmeldinger var vanskelig og tidkrevende å finne.

2.2 Eclipse Office v. 2006.1

Dette er et postprosesseringsverktøy som benyttes til visualisering av resultater fra Eclipse 100. Dette programmet er også utviklet av Schlumberger. I modellfilen angis det hvilke utdata en ønsker etter en simulering, og Office bruker disse til å generere plott. De fleste figurer i denne rapporten er hentet ut med Office.

2.3 Ceetron GLview v. 6.5

GLview er et program utviklet av Ceetron for 3D-visualisering av natur- og ingeniørvitenskaplige problemstillinger. I denne oppgaven er simuleringer i Eclipse brukt som datagrunnlag i GLview, og reservoarets oppførsel blir visualisert for de ulike dreneringsstrategiene.

2.4 IPRISKwell

For å gjøre økonomiske vurderinger av produksjonen fra Lundeformasjonen, ble IPRISKwell benyttet. Programmet tar hensyn til usikkerhetene knyttet til de estimerte reservene, boring, produksjon og økonomi som støttegrunnlag for viktige avgjørelser i planleggingsfasen. Programmet er basert på sannsynligheter for at ulike hendelser skal oppstå ut ifra definerte sannsynlighetsfordelinger. Dette gir en mer sannsynlig nåverdibetraktning. Programmet er utviklet av IPRES basert på Microsoft Excel, og er sett på som bransjestandard i Norge.

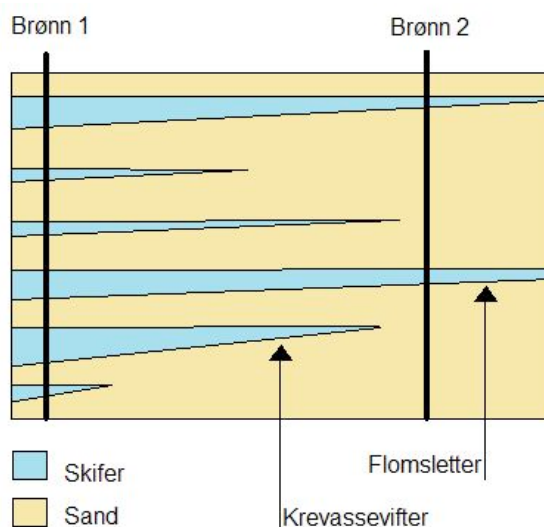
3 Geologi

For å forstå hvordan modellen over Lunde skal fungere best, må vi forstå litt av avsetningshistorien på Lunde. Lundeformasjonen består av skiftende lag av sand og leire, hvor tykkelse og sammensetning på lagene spiller en stor rolle når det kommer til kommunikasjon mellom lagene og produksjon av olje.

3.1 Kommunikasjon

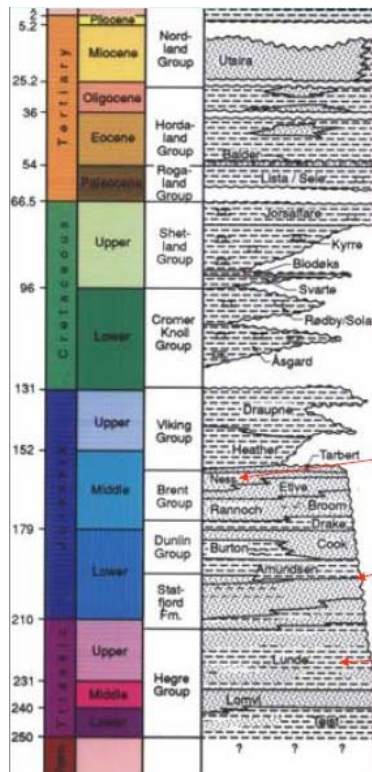
Det var ønskelig fra StatoilHydro å fokusere på del D1 i Lundeformasjonen. Utgangspunktet blir de fem forskjellige perforeringsintervallene satt i brønn 34/10-48S. Disse intervallene består hovedsakelig av sand, isolert fra hverandre med skiferlag.

I modellen vår tar vi hensyn til den dårlige kommunikasjonen, men prøver også å åpne for mer kommunikasjon mellom lagene, for å se om det vil forbedre produksjonen. Det er her tykkelsen på lagene kommer inn som en av de viktigste parameterne. I selve modellen har vi valgt at lagene skal ha konstant tykkelse, men i virkeligheten kan noen av disse lagene tynnes ut, og kanskje til og med forsvinne. Dette medfører bedre kommunikasjon mellom lagene innover i formasjonen, noe som er bakgrunnen for at vi valgte å åpne for kommunikasjon mellom lagene i modellen (se figur 3.1). Eksempel på slike lag kan være flomavsetninger som tynnes ut over flomsletta, eller krevassevifter, hvor lag av leire avsettes over et mindre område.



Figur 3.1: Kommunikasjon i Lunde. Brønn 2 viser best kommunikasjon mellom sandlagene.

3.2 Avsetningshistorie og miljø



Figur 3.2: Lagrekken i nordlige Nordsjøen. Fra [2].

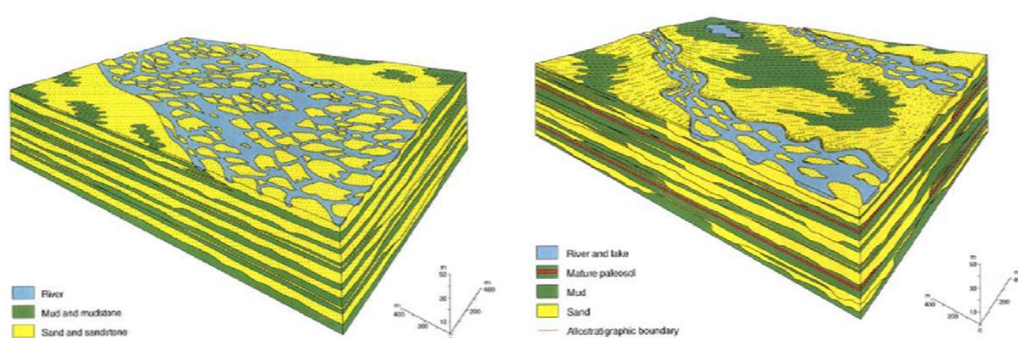
Lundeformasjonen består av en 800-1200m tykk lagpakke av kontinentale avsetninger, og utgjør den øvre delen av Hegregruppen, hovedsakelig i den nordlige delen av Nordsjøen, med avsetninger i sen Trias tid.

Lunde var preget av kontinentale forhold med store elvesletter, slamsletter, og tidvis små innsjøer. Det var fortsatt et varmt og tørt klima, men med mer regn enn tidligere.

Formasjonen er delt inn i tre ledd; nedre, midtre og øvre Lunde.

Nedre Lunde er trolig avsatt under forhold med betydelig differensiell innsynking, og varierer derfor trolig også i mektighet. Bassenget var en del av et mer omfattende bassengsystem som skar gjennom det meste av nordvest Europa. Nedre Lunde består hovedsaklig av finkornige, lakustrine avsetninger (~250m) fra relative grunne innsjøer.

Midtre Lunde var meget tørt og elvene flommet opp voldsomt under skybrudd, som medførte at sand ble avsatt som store sandtepper. Dette betyr at ved flom ble sand avsatt i elveløp som flettet seg inn i hverandre og som til sammen dannet et sandteppe med stor utstrekning. I midtre Lunde vil en kunne finne gode reservoarsandsteiner med vid utstrekning i alle retninger, men med begrenset vertikal forbindelse (Se figur 3.3).



Figur 3.3: Forgenete elvekanaler i elv under flom (1) og høyvann (2). Fra [2].

Øvre Lunde grenser mot Statfjord formasjonen, og ble trolig avsatt i et jevnt synkende basseng i nordlige Nordsjøen, og har dermed lik tykkelse på hele Tampen. Avsetningene er karakterisert av vekslende sand og leire.

Lundeformasjonen er inndelt i 5 facies: (Facies er *en arealmessig begrenset del av en bestemt sedimentær lagrekke, som viser karaktertrekk klart forskjellige fra andre deler av lagrekken.*)

- SCH: kanalsandstein (Isolerte enheter av kanalsandstein med tykkelse på 4-8m)
- FF: Flomslette, siltsteiner (Massive lag av silt og leire (0,2-20m) med mindre lag av finkornet sand)
- SSF: Sheet flow avsetninger (Disse lagene finner vi over og under flomsletteleira)
- SLSF: Innsjøsandstein
- LF: Innsjøskifer

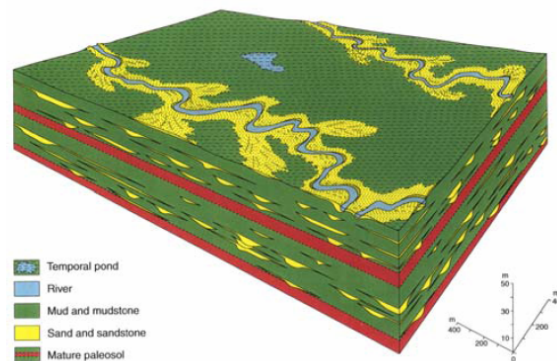
Lundeformasjonen er et fluvial reservoar, preget av impermeable flomsletter som inneholder varierende antall kanalsandsteiner. I tillegg finnes tilhørende ikke-kanaliserte sandsteintepper.

Internt i kanalene kan permeabiliteten variere fra $\sim 0\text{mD}$ til 500mD avhengig av om sandsteinen er sementert eller ikke. Kanalbeltene har i stor grad mangel på kommunikasjon med hverandre som nevnt tidligere, og kommunikasjonen vertikalt kan være sterkt begrenset av barrierer, som for eksempel små tette forkastninger. Enkelte steder hvor sandkroppene er tykkere, kan forkastninger også bidra til økt kommunikasjon i reservoaret. På grunn av dette er Lundeformasjonen delt inn i Lunde TK (Lunde i trykkommunikasjon), hvor lag har god kommunikasjon, og Lunde iTK (Lunde ikke i trykkommunikasjon), hvor lag ikke har kommunikasjon med hverandre.

Lunde TK ligger stratigrafisk grunnest, og har påvist kommunikasjon med Statfjordformasjonen. Lunde iTK ligger noe dypere (Lunde C1 til E), og her er ingen kommunikasjon med Statfjordformasjonen påvist. Noen steder internt i Lunde iKT kan det påvises trykkommunikasjon mellom noen av sandlagene.

Som nevnt tidligere er de produktive sonene delt inn i fem perforeringsintervall. Siden disse er alle å finne i D1, har vi valgt å gå litt nærmere inn på geologien her, og det er derfor bare tatt hensyn på lagfordelingen i D1 ved lagging av modellen.

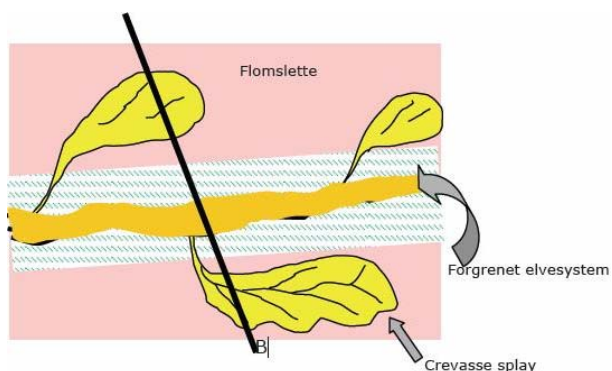
Stratigrafisk sett består D1 av høye innslag av kanaler (70% SCH) og flomsletter (27% FF) og noe "sheet flow" (3% SSF). Bare 5,6% av totalvolumet er sementert.



Figur 3.4: Smal, slynget til rett elv på en bred elveslette. Fra [2].

Isolerte enheter av kanalsandstein får vi når sand avsettes i selve elveløpet og under flom, som tynne sandlag langs kanten av elveløpet. Sandkroppene ligger som regel isolert i en lagpakke av flomsletteslam der jordsmonnlag (rød) er vanlig (se figur 3.4).

Flomsletteavsetninger vil si at når elva går over sine bredder spres vannet utover flomsletta og bringer med seg suspenderte materiale (silt og leire) som avsettes. Når flommen går tilbake tørker sedimentene opp og tørkesprekker kan dannes. Rothorisonter er derfor vanlig i flomsletteavsetninger. På flomsletta kan det også oppstå små innsjøer som etter hvert vil gro igjen. Man kan også finne krevassevifter i D1. Dette er sediment avsatt når elva under flom bryter seg gjennom elve-veggen (leveet) i et punkt og vann med stor suspensjonslast sprer seg ut over elvesletta (flomsletta).



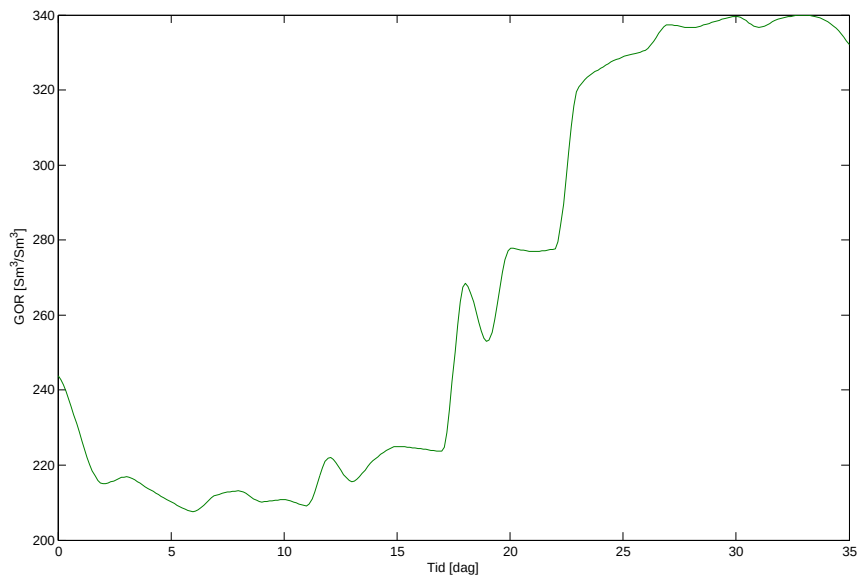
Figur 3.5: Krevassevifter og flomsletter. Fra [3] og [4].

4 Materialbalanse

Formålet med å sette opp en materialbalanse for Lundeforrasjonen er å kunne få et estimat på STOOIP. Dette estimatet ønsker vi å sjekke opp mot estimatet fra StatoilHydro.

StatoilHydro har beregnet sine tall ved å anta at det ble holdt en konstant produksjonsrate. Dette ble vanskelig å gjøre i praksis, og derfor er det her forsøkt å ta utgangspunkt i hvor mye som er produsert under brønntesten (kumulativ produksjon) frem til boblepunkt til å beregne STOOIP.

4.1 Antagelser



Figur 4.1: GOR vs. tid

Det er benyttet data fra flaske 0762-EA, som er tatt i sonen som det antas at produksjonen kommer fra. B_{oi} er gitt til å være 1,623, og B_{ob} til 1,636.

Det er antatt at det er ingen initiell gasskappe tilstede. Videre antas det ingen injeksjon av vann eller gass, og heller ingen produksjon av vann eller fri gass når materialbalansen utføres frem til reservoaret faller under boblepunkt.

Det antas at initialtrykket i den mest produktive sonen er 387 bar, slik trykkmåleren i brønnen har vist. Dette er målt ved 2518,2 m SVD.

Ut i fra figur 4.1 antas det at noe gass begynner å komme ut av løsningen under brønntesten. Spranget i GOR etter ca. 17 dager med produksjon brukes som referansepunkt for at det nå er en gasstrømmende fase i reservoaret. Frem til hit er det blitt produsert 7 620 Sm³ olje. Det antas at midlere reservoartrykk her er 350 bar, som er boblepunktstrykket for oljen.

B_{ob} og B_{oi} er gitt av PVT-analysen. Videre er bergartskompressibiliteten C_r gitt (beregnet av StatoilHydro ut i fra korrelasjon relatert til porøsitet). Vannets kompressibilitet C_w er antatt å være på $5 \cdot 10^{-5}$ bar⁻¹. Kompressibilitetene antas å være konstante under produksjon, og initiell vannmetning S_{wi} antas å være på 30%.

4.2 Resultat

Ved den gitte situasjonen reduseres materialbalanselikningen til

$$STOOIP = \frac{F}{E_o + E_{f,w}} = \frac{N_p B_{o2}}{(B_{o2} - B_{o1}) - B_{o1} \frac{C_r + C_w S_{w1}}{1 - S_{w1}} \Delta p} \quad (4.1)$$

Analysen gir et estimat på STOOIP til å være **703 585 Sm³**. Detaljer rundt materialbalansen er gitt i A.3.

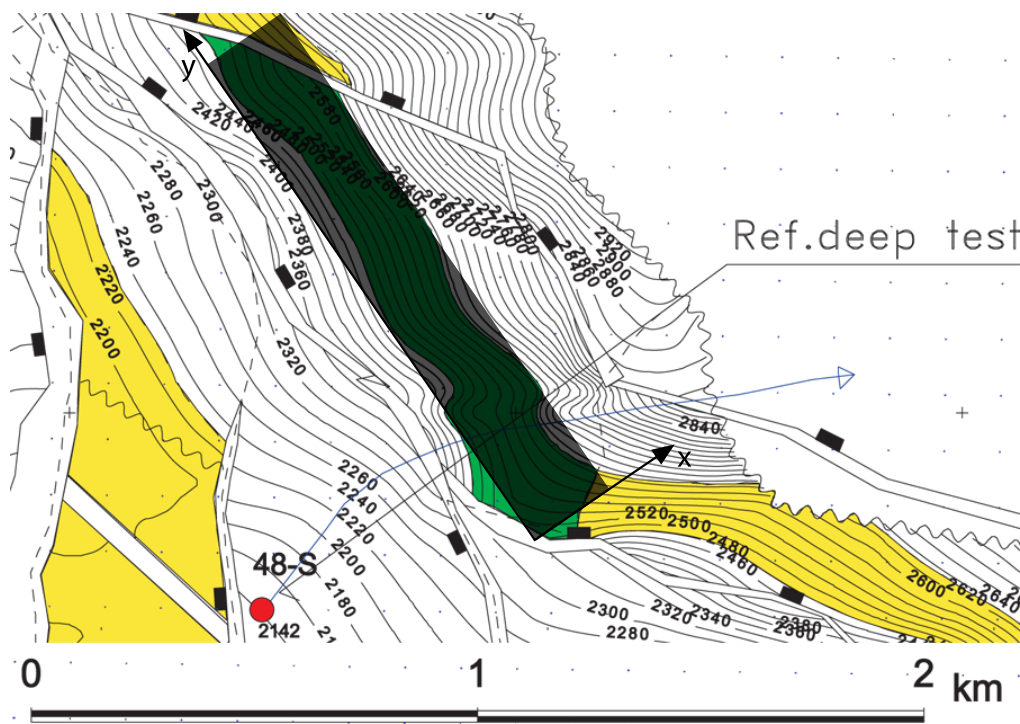
StatoilHydro sine estimat med en forenklet tankmodell var på hhv. 523 313 Sm³ og 1 046 627 Sm³. Vårt estimat ligger mellom disse, og virker å være fornuftig.

5 Modell

Oppgaven går ut på å vurdere forskjellige strategier for å utvinne olje fra Lundeforrasjonen på Gullfaks hovedfelt. Det må derfor bygges en modell for å kunne simulere de forskjellige strategiene.

5.1 Diskretisering

Utgangspunktet for en modell av Lundeforrasjonen var et dybdekart[5]. I figur 5.1 ser man hvilket område modellen skal beskrive. Siden dybden varierer ganske mye i x -retning, er det valgt å lage en modell som tar hensyn til dette. Det er antatt at dybden øker lineært som funksjon av x . Ut fra dybdekartet virker dette å være en fornuftig antagelse, siden avstanden mellom dybdekontene er så og si konstant. I tillegg er ikke spesifikk geometri for dette området viktig å få med, siden StatoilHydro har mange lignende formasjoner på Gullfaks HF. Dette blir dermed en modell for en generell Lundeforrasjon.



Figur 5.1: Modellen tegnet på dybdekartet for Lunde.

Det er valgt å diskretisere Lunde D1 inn i lag med 260 blokker i hvert lag. Dette er gjort for å få en enkel modell å jobbe med.

Reservoarparametrene er satt homogent lagvis, slik at det ikke var nødvendig med en veldig fin oppdeling i hvert lag. I tillegg er det ikke alltid nødvendig å bruke mindre blokker, siden det allerede kan finnes feilkilder som er større enn diskretiseringsfeilen. Tabell 1 inneholder en oversikt over forskjellige geometriske parametre for modellen.

Tabell 1: Geometri- og diskretiseringsparametre for modellen.

Parameter	Verdi	Parameter	Verdi
Bredde (x -retning)	200m	Blokkbredde (Δx)	20m
Lengde (y -retning)	1300m	Blokkklengde (Δy)	50m
Dybdeforskjell på topplag, x -retning	150m	Helning	36.9°

5.2 Klassifisering av lagene fra logg

Det ble brukt en brønnlogg fra 34/10-48S [6] for å skille de forskjellige lagene i Lundefor-
masjonen fra hverandre. Som nevnt er det perforert i fem forskjellige intervaller i Lunde
D1. Disse er gitt i tabell 2. Under arbeidet med tolkningen av loggen ble det observert at
intervallene samsvarer med det som ble klassifisert som sandførende lag.

Loggen viser både MD (målt dyp langs brønnen) og SVD. Loggmålinger som nøytronpo-
røsitet (figur 5.2, L6), bulk tetthet (L6) og gammalogg (L5) sammen med vannmetning (L3)
ble brukt for å bestemme de forskjellige lagene i formasjonen, samt utstrekning i tykkelse.

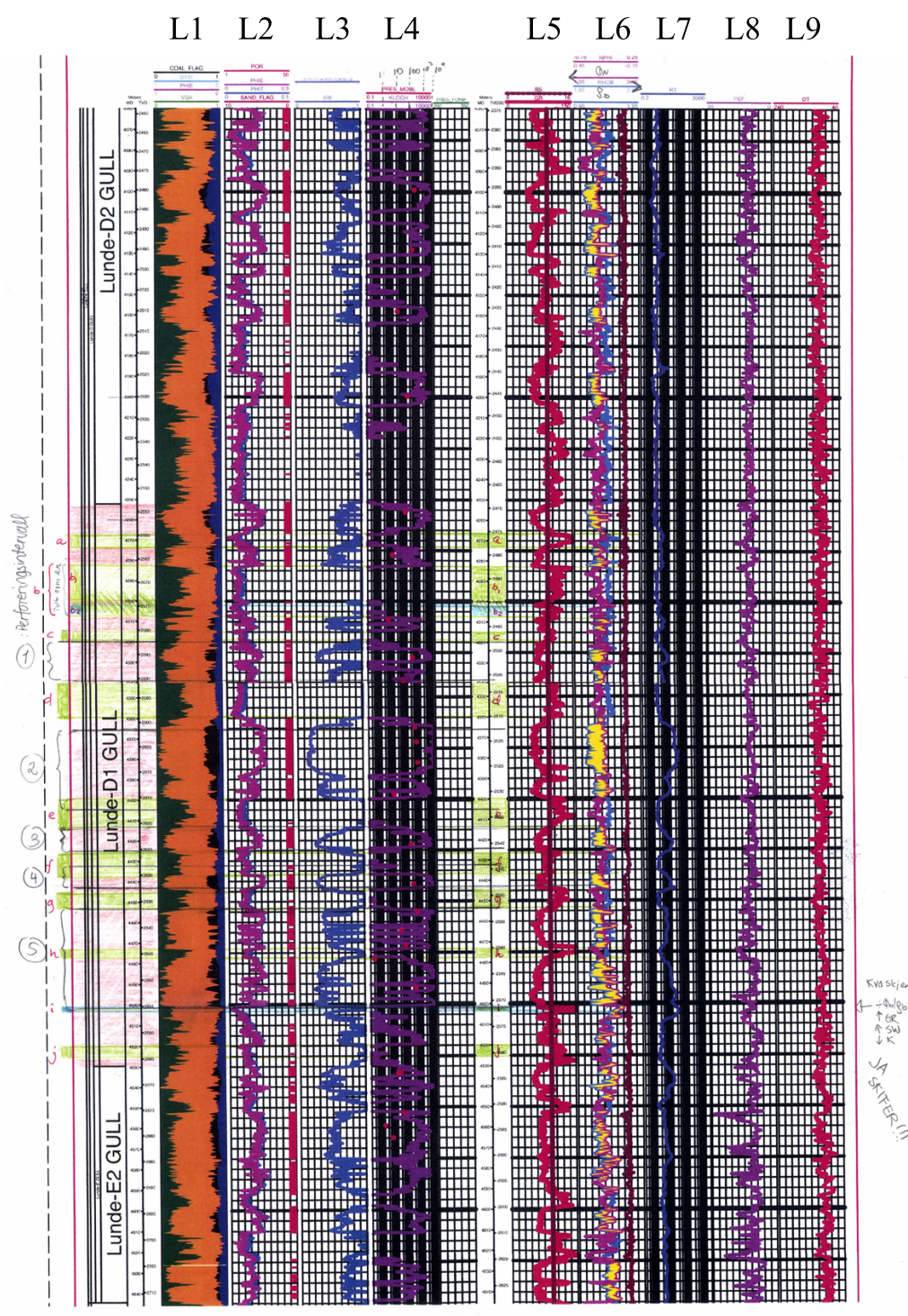
Skiferlagene skiller seg ut ved at de har høy nøytronporøsitet og høy tetthet, slik
at det vil gi en positiv separasjon mellom nøytron- og tetthetsloggen [7]. Samtidig vil
gammaloggen gi høye verdier dersom det er skifer, på grunn av de radioaktive stoffene
som finnes i skiferen. Vannmetningen vil også være høy, opp mot 1, og det vil ikke være
indikasjon på olje. Skiferlagene er de lagene som er farget grønne i margin i figur 5.2.

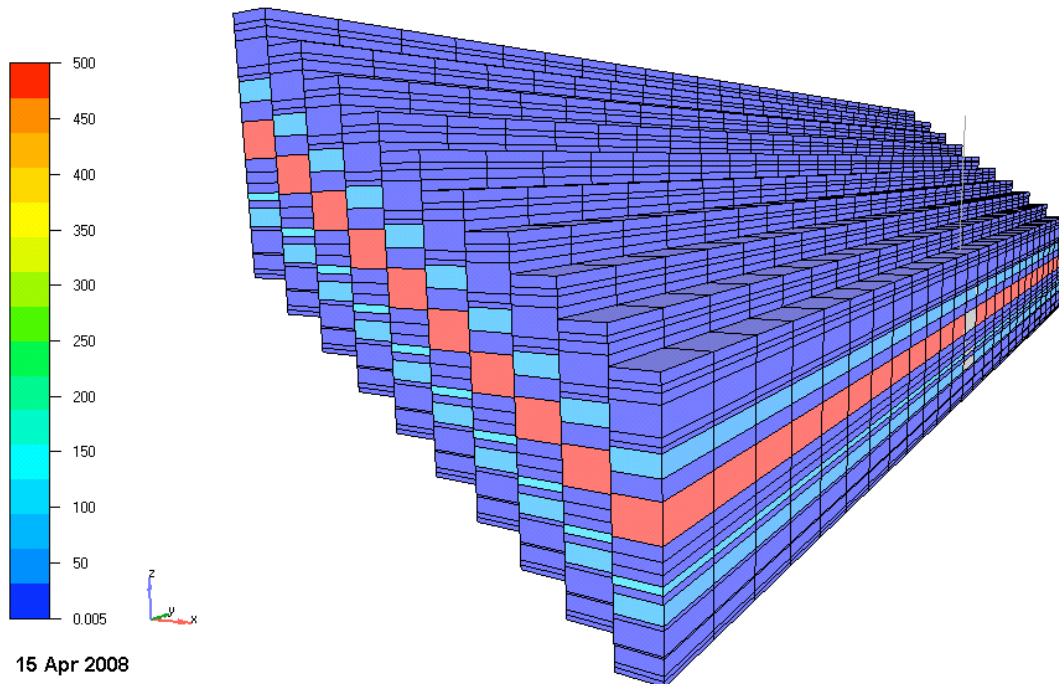
Lagene mellom skiferlagene, fargelagt røde i figur 5.2, er tolket som sandlag. Disse har
lavere tetthet, men også lavere nøytronporøsitet, som gir en negativ separasjon. Her finnes
noe indikasjon på olje (L1, svartfarget), samtidig som at er gammaloggen lavere. Se figur
5.2.

Det var nødvendig å konvertere tykkelse på lagene målt langs brønnen om til ekte
vertikal tykkelse for så å kunne bruke disse verdiene i datafilen i Eclipse. Dybde målt i
SVD til hvert lag var ikke nødvendig å regne ut siden det ble antatt at disse lagene kom
stratigrafisk under hverandre.

Tabell 2: Perforeringsintervall, 34/10-48S [8]

	m MD KB		m SVD MHN	
	Fra	Til	Fra	Til
1	4320,0	4339,5	2496,4	2504,7
2	4365,6	4404,5	2515,6	2531,4
3	4414,3	4424,0	2535,2	2539,0
4	4433,7	4443,5	2542,8	2546,6
5	4453,2	4501,8	2550,4	2569,3





Figur 5.3: Selve modellen, og oppdelingen av området i blokker. Skalen viser permeabilitet. En produksjonsbrønn er plassert i blokk (10, 13).

Fra loggen ble det valgt ut 21 lag som ble lagt inn i modellen. Figur 5.3 viser blokkstrukturen for modellen. Det kan se ut som om blokkene innefor hvert lag ikke er i kontakt med hverandre. Etter diskusjon med professor Jon Kleppe ble det konkludert med at dette kun var et visuelt problem. Alle beregninger i Eclipse blir gjort som om disse er i kontakt.

5.3 Modellparametre

Hver blokk i simuleringsmodellen krever følgende parametre:

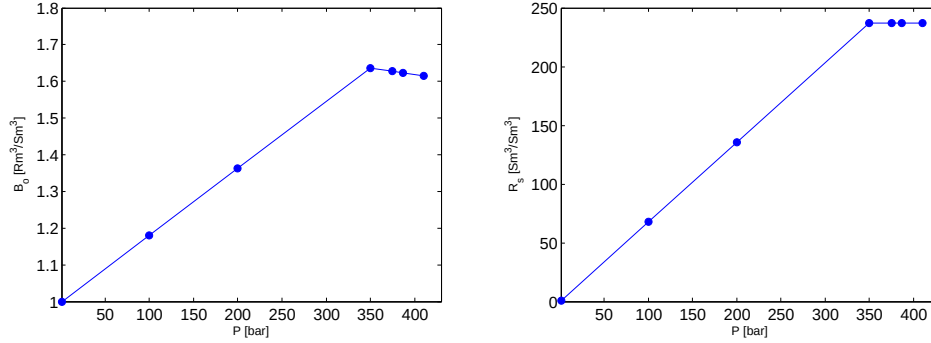
- Størrelse: Δx , Δy og Δz
- Porøsitet, Φ
- Permeabiliteter: k_x , k_y og k_z
- Initielle metninger: S_w og S_g
- Initiell andel gass løst i olje: R_s
- Initielt trykk: p_i

Δz i hvert lag, porøsitet, metninger og permeabilitet er tolket ut fra brønnloggen. Dette ble gjort ved å estimere gjennomsnittet for hvert lag, og satt til å gjelde i hele laget. Parametrene er gitt i vedlegg A.1.

Reservoartrykk i modellen ble satt ved å bruke trykkdata fra trykktestanalysen som er utført [8]. Disse dataene stemmer også veldig bra med den empiriske formelen for trykk i Lundeforrasjonen, som er gitt i reservoarstyringsplanen [4, s. 64]. R_s ble initielt satt til å være 237,2 (fra flaske 0762-EA) i alle blokkene.

5.3.1 PVT-data

I modellen kreves det også PVT-data. Det ble valgt å bruke fluiddata fra den mest produktive sonen (flaske 0762-EA), og dette ble antatt til å være representativt for hele reservoaret. B_o er angitt ved to forskjellige trykk, p_{bp} og p_{res} . Eclipse krever flere elementer enn to punkter, så det er brukt lineær interpolasjon mellom disse punktene.



Figur 5.4: PVT-tabellen brukt i modellen. Her er B_o , og R_s plottet mot trykk. p_{bp} er 350 bar. Punktene representerer de tabulerte verdiene.

5.3.2 Relativ permeabilitet

Når det strømmes mer enn én fase i reservoaret, er det nødvendig å innføre relativ permeabilitet. Dette er en fluidparameter, mens permeabiliteten korrelert fra porøsitet (som igjen kommer fra for eksempel brønnloggen) er en bergartsparemeter. Denne omtales ofte i litteraturen som absolutt permeabilitet.

Kurver for relativ permeabilitet mot vannmetning for tofasestrømning kan finnes fra laboratorieforsøk på kjerneprøver ved "steady" eller "unsteady state". Det er også mulig å bruke korrelasjoner fra litteraturen, for eksempel Burdine-Corey; en antatt porestørrelsefordelingsindeks og normalisert vannmetning resulterer i normaliserte kurver for relativ permeabilitet [9]. Det kreves da kjennskap til residuelle metninger.

Det er også mulig å ha tre faser strømmende i reservoaret; olje, vann og gass. Eksperimentelle forsøk med trefasestrømning er vanskelige å få til i laboratoriet. En mulighet er å anvende Stones modeller [10] for å beregne den relative permeabiliteten til den tredje fasen.

Det kom frem i diskusjon med veileder i StatoilHydro at det ikke er blitt utført noen laboratorieforsøk for å beregne relativ permeabilitet fra kjerneprøver. Dermed var det akseptabelt å bruke allerede eksisterende kurver for relativ permeabilitet; representative kurver for fortregning av olje med gass [11] ble valgt ut og justert, slik at modellen viste en reservoaroppførsel som var i samsvar med brønn testen utført på Lunde D1. I andre områder på Gullfaks er S_{or} og S_{wi} i Lunde funnet til hhv. 18 og 20% [4], og disse verdiene er også antatt å være representative for D1.

5.4 Usikkerheter

Modellen er basert på relativt lite data som medfører stor usikkerhet. Datagrunnlaget for modellen er dybdekartet, brønnloggen, brønntesten, og PVT-data. Fluiddata har vært forurensset av boreslam, men StatoilHydro har forsøkt å korrigere for dette. I modellen er parametrene satt lagvis, og det antas at verdiene er representative for hele laget. Usikkerhetene øker også fordi det ikke er tatt kjerneprøver fra området.

5.5 Kalibrering

Etter at modellen var bygget ferdig, var det nødvendig å justere den for å få en oppførsel som lignet på brønntesten som var utført. Dette arbeidet var essensielt å gjøre *før* det kunne gjøres caseanalyser. Det var ønskelig at modellen skulle være uforandret i de forskjellige casene, slik at resultatene var direkte sammenlignbare.

Det har blitt fokusert på å få tilpasset bunnhullstrykket (BHP) som ble målt på ca. 2800m dyp (SVD MHN), gass-olje forhold (GOR) og vannkutt mot brønntesten.

5.5.1 Forutsetninger

I brønntesten ble det produsert ca. 14 000 Sm³. Først ble det produsert fra 5 åpne perforeringer i 25 døgn, før brønnen ble stengt i nesten 4 døgn. Deretter ble det produsert i én uke, før brønnen ble stengt i 17 døgn. I perioden med fire dagers innstengning steg trykket fra ca. 290 bar til ca. 310 bar (figur 5.5).

Produksjonsratene i brønntesten varierte noe i disse drawdownperiodene. Under kalibreringen ble det brukt en gjennomsnittlig produksjonsrate i hver av disse periodene. Disse ble satt til hhv. 500 og 450 Sm³/døgn.

5.5.2 Resultater

I arbeidet med kalibreringen av modellen ble det klart at det som hadde mest å si for å treffe trykkendepunktene i "draw-down"-fasene, var metningene satt i hvert lag. En S_w på 0,45 ga en relativ god tilpasning, sammenlignet med S_w på 0,30 som det først ble forsøkt med. Tilstedeværende reserver i hele modellen kom da på 1 006 864 Sm³, mens det mest produktive laget fikk en STOOIP på 318 033 Sm³. StatoilHydro har et estimat på ca. 450 000 Sm³ for dette laget.

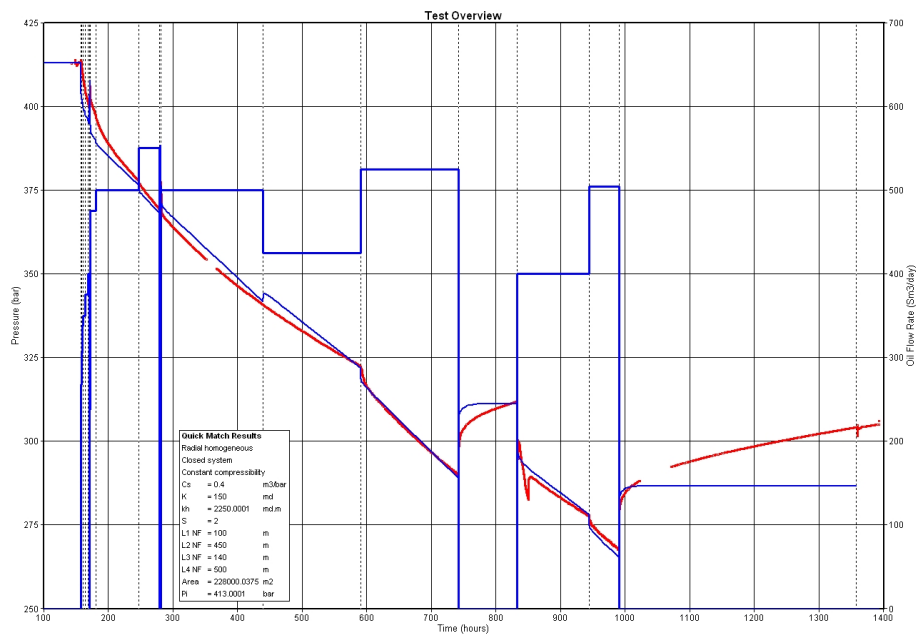
I tillegg har også permeabiliteten mye å si. Den virker å ha lite å si på selve trykkendepunktene i buildupfasen, men den bestemmer naturlig nok hastigheten på trykkoppbyggingen. Kurvene for relativ permeabilitet ble justert for å samsvare i høyest mulig grad med vannkuttet under brønntesten, som varierte fra 0,05- til 0,7%.

Kalibreringsprosessen var omfattende, siden det var en rekke parametre som kunne endres. En oppjustering av f.eks. vannmetning ga en bedre tilpasning på bunnhullstrykket i slutten av en drawdownperiode, men førte til at vannkuttet og STOOIP ikke stemte så bra med eksisterende data fra StatoilHydro. Det ble forsøkt veldig mange kombinasjoner, og sluttresultatet ble et kompromiss der trendene stemmer, mens tallverdiene ikke nødvendigvis stemmer helt med brønntesten. I diskusjon med veileder ble vi enige om at trendene var det viktigste å få på plass, siden modellen representer en generell Lundefor-masjon.

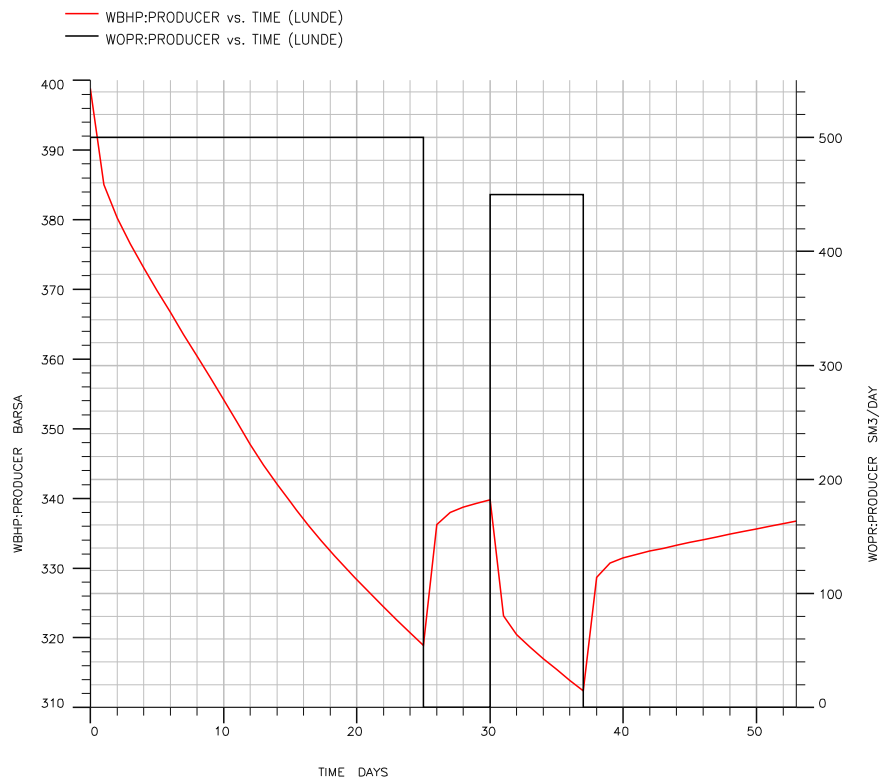
Sammenligner vi figur 5.5 og 5.6 ser vi at trykkdata fra modellen ligger ca. 30 bar for høyt i store deler av testen, men den følger samme trend som brønntesten. Dette kan tyde på at vi har for mye tilstedeværende olje i modellen. Det er derfor grunn til å tro at estimatene er for optimistiske.

Transmissibilitetene mellom lagene ble beregnet av Eclipse ut fra permeabilitetene i lagene. Permeabilitetene i skiferlagene var satt til 0,01 mD, som førte til at transmissibiliteten mellom lagene ble veldig lav, og lagene var i praksis å regne som helt tette.

Det er også interessant å se når trykket går under p_{bp} , og gassen begynner å komme ut av oljen. Dette ser man lettest ut fra plot av GOR (figur 5.7). I brønntesten kan det se ut som dette skjer etter 17 dager (figur 4.1). Figur 5.7 viser en nedgang i GOR etter rundt

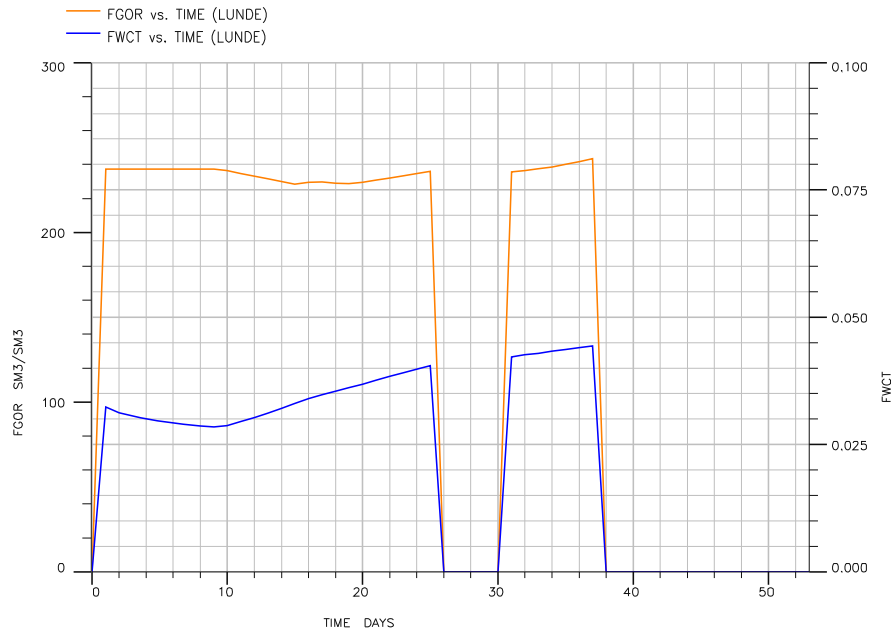


Figur 5.5: Brønntesten som ble utført. Her er BHP og produksjonsrate plottet mot tid.



Figur 5.6: BHP og produksjonsrate.

12 dager. Det antas da at noe gass kommer ut av oljen, men at gassen ikke har dannet en strømmende fase. Dermed synker GOR noe, helt til metning av fri gass i reservoaret har blitt høyere enn kritisk gassmetning S_{gc} . Først da kan den frigjorte gassen strømme, og man ser da en økning i GOR. Denne trenden er synlig i plottet, men økningen i GOR er ikke så tydelig som brønntesten viste. Dette skyldes mest sannsynlig at trykket ikke ble senket tilstrekkelig.



Figur 5.7: Gass-olje forhold og vannkutt.

Tabell 3: Oppsummering av simuleringen som er gjort for kalibrering.

Nøkkeltall	Verdi
Tidsperiode	53 døgn
Produksjonsrateintervall	0 - 500 Sm ³ /døgn
Gjennomsnittlig produksjonsrate	295 Sm ³ /døgn
Vannkutt	4,4 %
Største GOR	243,4
Total produksjon	15 650 Sm³
Utvinningsgrad	1,6 %

6 Vurdering av dreneringsstrategier

Det er ønskelig å vurde forskjellige dreneringsstrategier for Lunde D1. Utgangspunktet her er da resultatene fra simuleringsmodellen. Vurderingskriteriene blir i hovedsak økonomi og usikkerhet. I utgangspunktet settes en grense på hver case til 6 år. Casen avbrytes før den tid hvis GOR er større enn $10\,000\text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, vannkutt er større enn 85% eller daglig produksjonsrate er mindre enn 50 Sm^3 . Restriksjonene er utarbeidet sammen med veileder i StatoilHydro.

Lundeformasjonen er geologisk svært kompleks, og det er mistanke om at skiferlagene mellom sonene med hydrokarboner ikke er helt tette slik modellen antar. Det er ønskelig å undersøke effektene av at de vertikale kommunikasjonsforholdene bedres i disse sonene. For å modellere denne effekten, er den vertikale permeabiliteten multiplisert med en faktor 200 i hele modellen. Dette er gjort som et eget delkapittel under hver case.

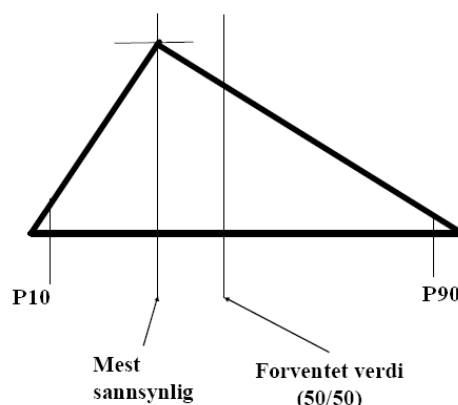
Brønnene er satt opp til å være ratestyrt, og minste tillatte bunnhullstrykk er satt til 280 bar i alle casene. Blir bunnhullstrykket lik 280 bar, reduseres raten for å overholde denne. Dette er estimert med hensyn på hydrostatisk trykktap, friksjonstap og innløpskrav til separator.

Casene som skal vurderes er:

- i) Gassinjeksjon
- ii) "Huff and puff"
- iii) Vanninjeksjon

For å vurdere de økonomiske aspektene i hver case er produksjonsprofilen fra Eclipse lagt inn i IPRISKwell. Resultatet presenteres i en tabell med nøkkelinformasjon under hver case. Det er flere muligheter i programmet, som for eksempel beslutningstrær, men vi har valgt å presentere nåverdi, tilbakebetaling og investeringskostnader for hver case. Årsaken er at verdien i seg selv ikke er så interessant, siden det er forskjellen mellom casene som påvirker beslutningen om hvilken dreneringsstrategi som er mest gunstig.

Trekantfordeling



Figur 6.1: Fordelingen brukt i økonomibetraktningene.

Som inngangsparametre i IPRISKwell er det brukt en oljepris på 60 USD/bbl, kalkulasjonsrente på 8%, inflasjon på 2% og en kostnad pr. brønn til 100 mill NOK. Ut ifra dette og de aktuelle produksjonsprofilene beregnes nåverdien. Med nåverdi mener vi dagens verdi av en fremtidig inntekt eller utgift. Denne metoden vil ta hensyn til at lønnsomheten påvirkes av produksjonstiden. Tilbakebetaling beskriver antall måneder det tar før investeringskostnadene er inntjent.

Vi har valgt en enkel trekantfordeling for å beskrive usikkerheten i anslagene, hvor P10 og P90 er henholdsvis 10% og 90% persentilen (Se figur 6.1). En 10% persentil for nåverdi, k_{10} , er den nåverdien som gir en sannsynlighet for at den reelle nåverdien er mindre eller lik k_{10} på 10%. Matematisk kan dette formuleres,

$$P(\text{Nåverdi} \leq k_{10}) = 0,10.$$

Følgende begreper kommer frem av tabellen presentert under hver case

- i) Mean: Forventet verdi. (Foretrukken beslutningsparameter)
- ii) Mode: Mest sannsynlige verdi.
- iii) Std. avvik: Mål på spredning/usikkerhet.

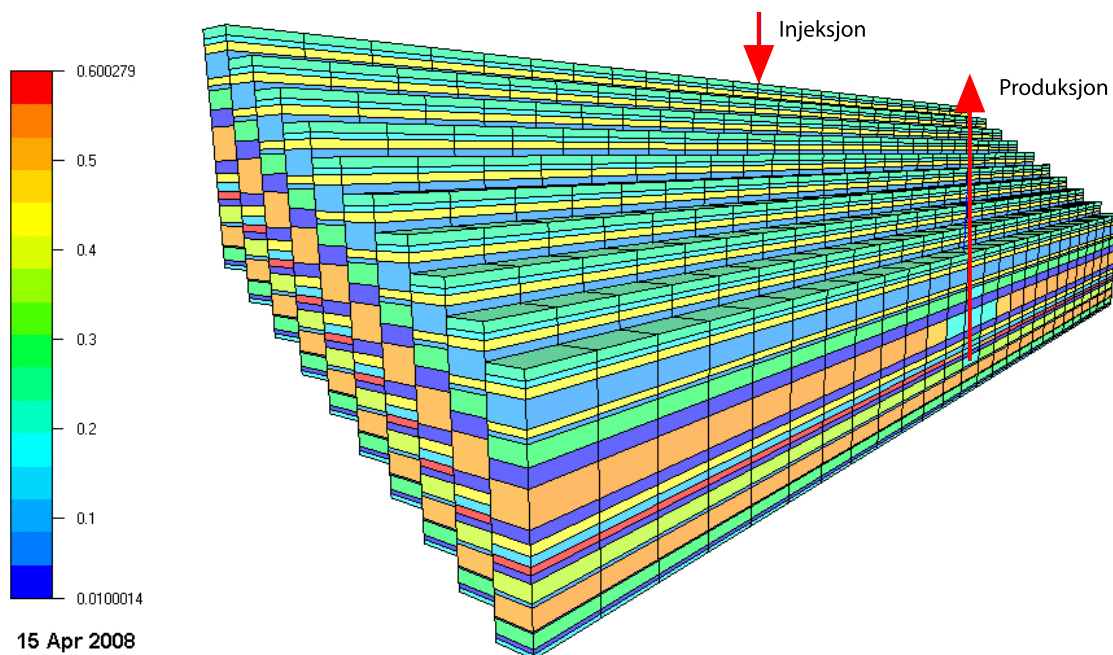
Alle økonomibetrakningene er gjort under forutsetningen om at skiferlagene er tette.

6.1 Case 1: Gassinjeksjon

Ved hjelp av gassinjeksjon ønsker en å fortrenge oljen i lagene mot brønnen. I denne casen blir det sett på drenering av Lunde med en gassinjeksjonsbrønn og en produksjonsbrønn.

6.1.1 Forutsetninger

Produksjonsbrønnen er plassert i det laveste punktet langs x -aksen, mens injeksjonsbrønnen er plassert på det høyeste punktet (se figur 6.2). Begge brønnene er plassert midt i modellen på y -aksen, og perforert i de samme intervallene som beskrevet i Tabell 2. Produksjonsbrønnen ble kontrollert ved at den skulle holde en rate på $400 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$. Injeksjonsbrønnen ble satt til å holde et bunnhullstrykk på 413 bar, og maks tillatte injeksjonsrate var $500 \text{ Rm}^3/\text{døgn}$.



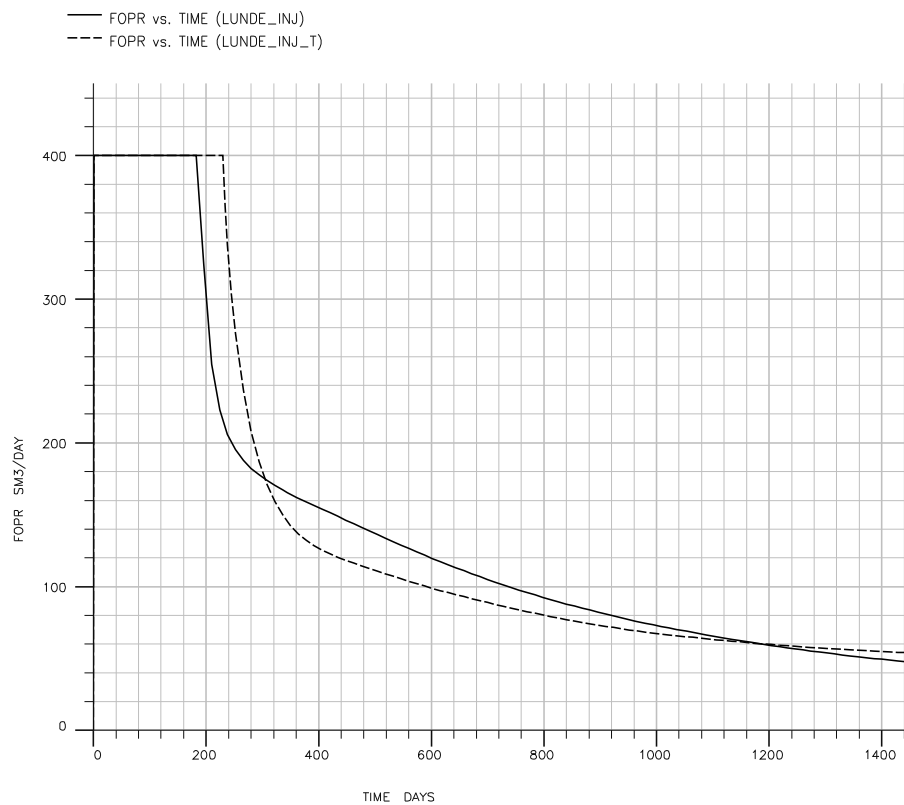
Figur 6.2: Brønnplassering i case 1.

6.1.2 Resultater

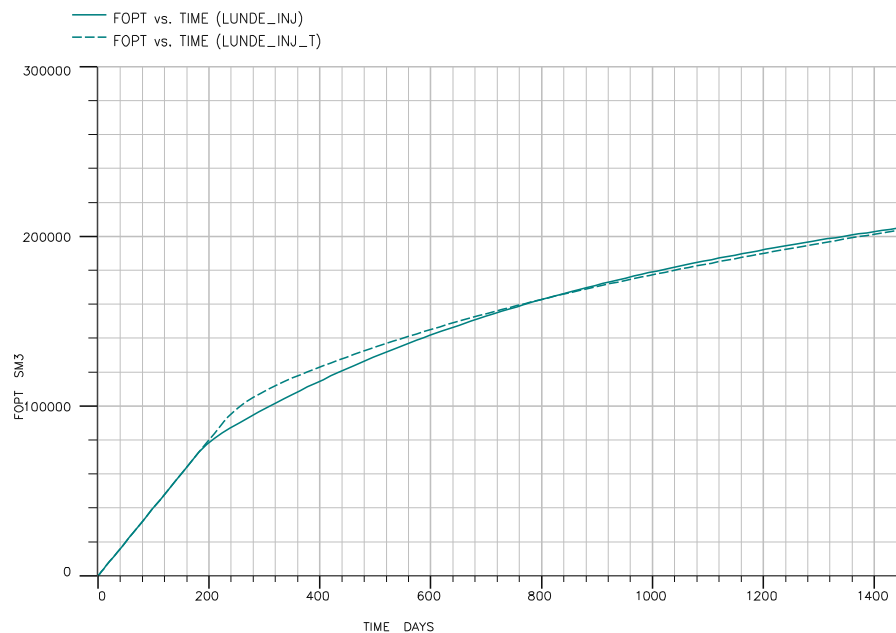
Det var mulig å holde raten på $400 \text{ Sm}^3/\text{d}$ i ca. 180 dager, og raten sank til $100 \text{ Sm}^3/\text{d}$ etter ca. 730 dager med produksjon. Etter omtrent fire år ender en opp med en totalproduksjon på omtrent $205\,000 \text{ Sm}^3$, som tilsvarer en uvinningsgrad på ca. 20%. Casen ble avbrutt siden produksjonsraten var lavere enn $50 \text{ Sm}^3/\text{d}$.

6.1.3 Økt vertikal kommunikasjon

Det ble injisert og produsert fra de samme lagene, og rater og bunnhullstrykk ble fulgt som før. Den vertikale kommunikasjonen ble økt som beskrevet innledningsvis. Resultatet av dette er mulig å sammenligne i figur 6.3, 6.4, samt i tabell 4. Plot av reservoartrykk, GOR og vannkutt er lagt ved i A.4.1.



Figur 6.3: Produktionsprofil for case 1, gassinjeksjon. Den stiplede kurven viser produksjonsprofil ved økt vertikal kommunikasjonen.



Figur 6.4: Total produksjon for case 1, gassinjeksjon. Den stiplede kurven viser total produksjon ved økt vertikal kommunikasjonen.

Tabell 4: Oppsummering for case 1.

Nøkkeltall	Verdi
Tidsperiode	1456 døgn
Produksjonsrateintervall	47 - 400 Sm ³ /døgn
Gjennomsnittlig produksjonsrate	141 Sm ³ /døgn
Vannkutt	11.3 %
Største GOR	2230
Total produksjon	205 489 Sm³
Utvinningsgrad	20.4 %

Tabell 5: Økonomibetrakninger, Case 1.

Parameter	Mean	Mode	Std.avvik	P10	P90	Benevning
Nåverdi	173,78	164,51	66,48	120,10	227,32	Mill. NOK
Tilbakebetaling	16,27	17,47	3,83	7,00	19,57	Mnd.
Borekostnader	180,59	197,18	62,40	0	221,67	Mill.

Det virker å skje svært lite med den totale produksjonen når forholdene i skiferlagene endres (se figur 6.3). Det er mulig å produsere med platårate i ytterligere 25 dager.

Etter fire år ender en opp med en totalproduksjon på omtrent 205 000 Sm³, som tidligere. Det har nesten ingen effekt å øke kommunikasjonen mellom lagene i dette tilfellet. Det ble også prøvd å ikke injisere i alle de fem vanlige perforeringsintervallene, men heller perforere bare de øverste for å få en fortrenkning ovenfra og ned på tvers av lagene. Dette ga et dårligere resultat enn når vi injiserte inn i alle lag.

6.1.4 Oppsummering

Strategien med en gassinjektor virker å være lite påvirket av hvordan den virkelige vertikale kommunikasjonen mellom lagene er. Dette betyr at usikkerheten med kartleggingen av lagene her virker å være av liten betydning. Tabell 5 viser at forventet nåverdi for denne casen er på 173,8 MNOK. Økonomivurderingen viser også at casen har et stort standardavvik på 66,48 MNOK. Dette skyldes at en her trenger å bore to brønner, og borekostnadene generelt medfører stor usikkerhet.

Slik problemstillingen er formulert, så er ikke tallene i seg selv så veldig interessante. Det er sammenligningen med de andre casene som blir viktig.

6.2 Case 2: "Huff and Puff"

Det er ønskelig å se på dreneringsmuligheter uten å sette en injeksjonsbrønn. En måte å gjøre dette på er "huff and puff". Dette begrepet er egentlig brukt for syklisk dampinjeksjon ved produksjon av tungolje. I denne rapporten er betydningen syklisk injeksjon av gass. Samme brønn blir brukt til å produsere olje, og injisere gass. Etter hver injeksjonsperiode er det en hvileperiode. Gassen vil da trekke opp mot toppen av laget, og etter en stund kan produksjonen tas opp igjen. Det forventes da at gassen bidrar til økt trykk, og dermed økt produksjon.

6.2.1 Forutsetninger

I hele casen er det forsøkt å holde produksjonsraten på $300 \text{ Sm}^3/\text{d}$, begrenset av et minimum bunnhullstrykk på 280 bar. Strategien for "huff and puff" er som følgende:

- Produsere en tidsperiode
- Stenge for produksjon, og injisere en tidsperiode
- Stenge injeksjonen, og la gassen hvile i reservoaret i en tidsperiode

Denne syklusen gjentas over lang tid. Forskjellige kombinasjoner av tidsperiodene ble også undersøkt for å se om det ga noe utslag på oljeproduksjonen.

6.2.2 Resultater

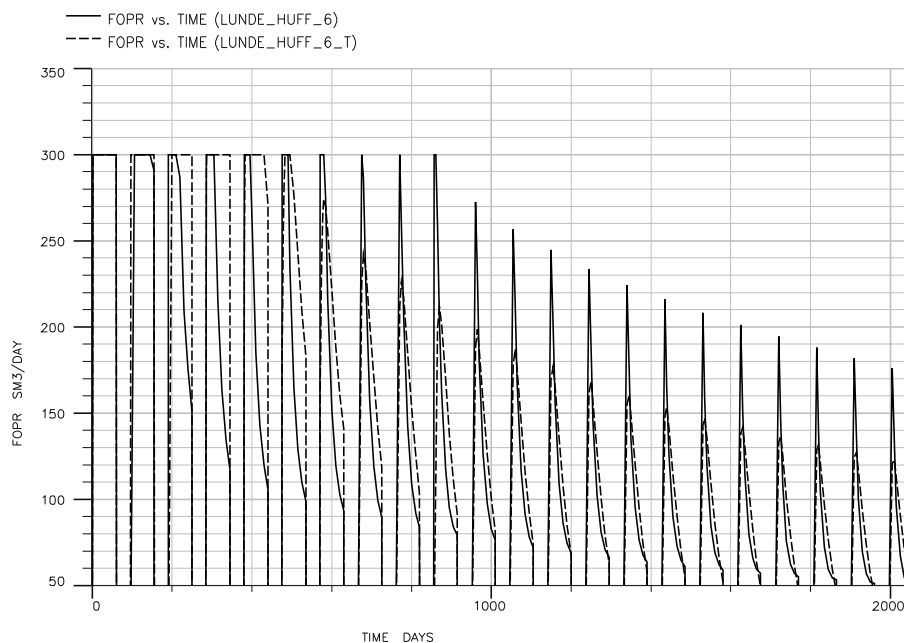
Tabell 6: Total produksjon for forskjellige kombinasjoner av produksjons- og injeksjonsperioder. Hvileperioden er satt til 15 døgn i alle kombinasjonene.

Prod. [døgn]	Inj. [døgn]	Prod. 4 år [Sm ³]	Recovery 4 år [%]	Prod. 6 år [Sm ³]	Recovery 6 år [%]
50	20	164 747	16,36	209 677	20,82
50	40	151 436	15,04	193 282	19,20
50	60	142 798	14,18	184 982	18,37
40	20	165 121	16,40	205 219	20,39
40	30	157 093	15,60	194 587	19,33
60	20	165 654	16,45	207 620	20,62

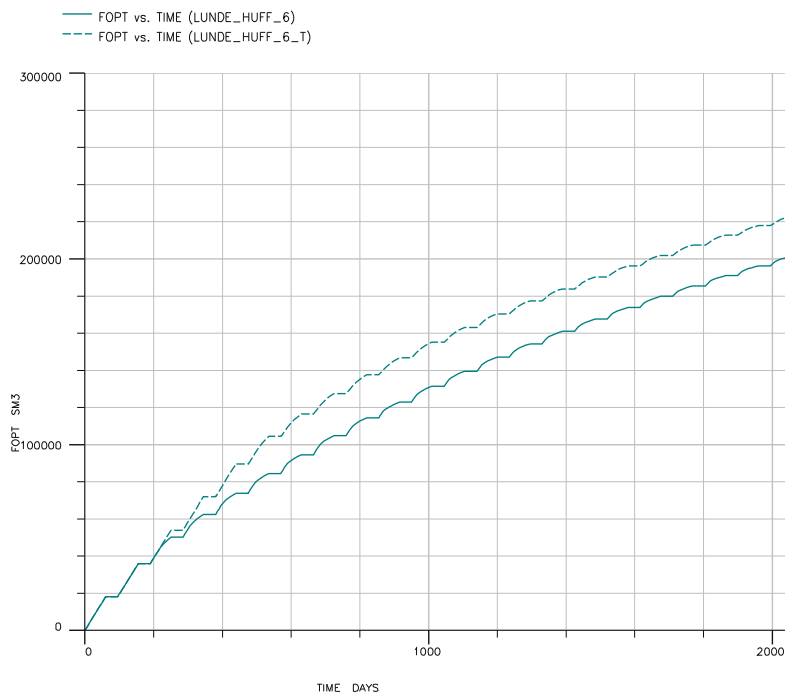
Injeksjonsperioden som gir best resultat er 20 dager. Variasjon i produksjonstid virker ikke å ha en betydelig effekt på utvinningsgraden (det ble forsøkt med 40, 50 og 60 dagers produksjonsperiode). Av praktiske årsaker antas det at det er mest fornuftig å bruke 60 dager produksjonsperiode. Dette fører til færre sykluser, og det antas da at arbeidet med å veksle mellom injeksjon og produksjon reduseres.

Resultatet for sekvensen med produksjon i 60 dager, injeksjon i 20 dager og oppbygging i 15 dager er vist i figur 6.5, 6.6 og i tabell 7. Casen ble avbrutt etter 5,6 år, siden raten gikk under $50 \text{ Sm}^3/\text{d}$. I løpet av denne perioden ble det produsert litt over $200\,000 \text{ Sm}^3$.

Plott av reservoartrykk, GOR og vannkutt er lagt ved i A.4.2. Fra GOR-plottet kommer det frem at det produseres en del gass når brønnen åpnes for produksjon igjen. Ved åpning



Figur 6.5: Produktionsprofil for case 2, "huff and puff". Den stiplede kurven viser produksjonsprofil ved økt vertikal kommunikasjonen.



Figur 6.6: Total produksjon for case 2, "huff and puff". Den stiplede kurven viser total produksjon ved økt vertikal kommunikasjonen.

Tabell 7: Oppsummering for case 2.

Nøkkeltall	Verdi
Tidsperiode	2 055 døgn
Produksjonsrateintervall	49 - 300 Sm ³ /døgn
Gjennomsnittlig produksjonsrate	98 Sm ³ /døgn
Vannkutt	13,67 %
Største GOR	~ 4 000
Total produksjon	201 442 Sm³
Utvinningsgrad	20,0 %

av brønnen kan en se tydelige ”spikes” i GOR. Dette kan skyldes en brå åpning av brønnen. I virkeligheten ville man trolig åpnet brønnen mer langsomt.

Total produksjon er her gitt etter 5,6 år grunnet raterestriksjon.

Tabell 8: Økonomibetrakninger, Case 2.

Parameter	Mean	Mode	Std.avvik	P10	P90	Benevning
Nåverdi	233,65	231,70	37,28	196,22	281,23	Mill. NOK
Tilbakebetaling	11,86	11,93	3,23	3,00	14,40	Mnd.
Borekostnader	90,17	102,33	31,18	0	111,57	Mill. NOK

6.2.3 Økt vertikal kommunikasjon

Ved økt kommunikasjon ble det produsert omtrent 223 000 Sm³. Dette er 22 000 Sm³ mer enn med tette skiferlag. Dette skyldes delvis at det blir injisert mer gass, men også at gassen kan bevege seg mer i reservoaret. Den gassen som har kommet ut av oljen ved at reservoartrykket går under boblepunktet, har en enklere vei å gå mot toppen av modellen. Det er dette man ønsker skal skje i oppbyggingsperioden. Figur A.4 i vedlegg viser at trykkoppbyggingen er en del større når skiferlagene er åpnet opp.

6.2.4 Oppsummering

Den primære fordelene med ”huff and puff” er at en bruker samme brønnen til produksjon og trykkstøtte. Her settes ikke en egen injeksjonsbrønn. Dette gjør at risikoen for prosjektet blir lavere, siden investeringskostnadene er halvert. Den sparte investeringen bør vurderes opp mot at det brukes noe lengre tid på å produsere et gitt volum, sammenlignet med tilfellet med en separat injeksjonsbrønn.

Tabell 8 viser forventet nåverdi for denne casen er beregnet til 233,7 MNOK. Utfra et nåverdisynspunkt virker dette som en klart bedre strategi enn case 1. Standardavviket er også betydelig redusert, siden borekostnadene er mindre.

Tilfellet med ”huff and puff” er noe mer sensitiv når det kommer til kommunikasjonsforholdene i reservoaret, der økt vertikal kommunikasjon gir økt trykkstøtte og følgelig økt produksjon.

6.3 Case 3: Vanninjeksjon

I denne casen er det ønskelig å se på muligheter til å produsere fra Lundeforrasjonen med trykkstøtte fra vanninjeksjon. En ønsker å injisere vann fra bunn, og dermed fortrenge oljen opp mot produksjonsbrønnen. Gravitasjonen vil her være til hjelp når en fortrenger fra bunn, da vannets tetthet er høyere enn oljens.

6.3.1 Forutsetninger

I case 1 har det blitt drøftet dreneringsstrategier med trykkstøtte fra gass, og følgelig har produksjonsbrønnen stått lavere enn injeksjonsbrønnen. Produksjonsbrønnen og injeksjonsbrønnen fra case 1 har nå byttet plass, slik at produksjonsbrønnen står øverst.

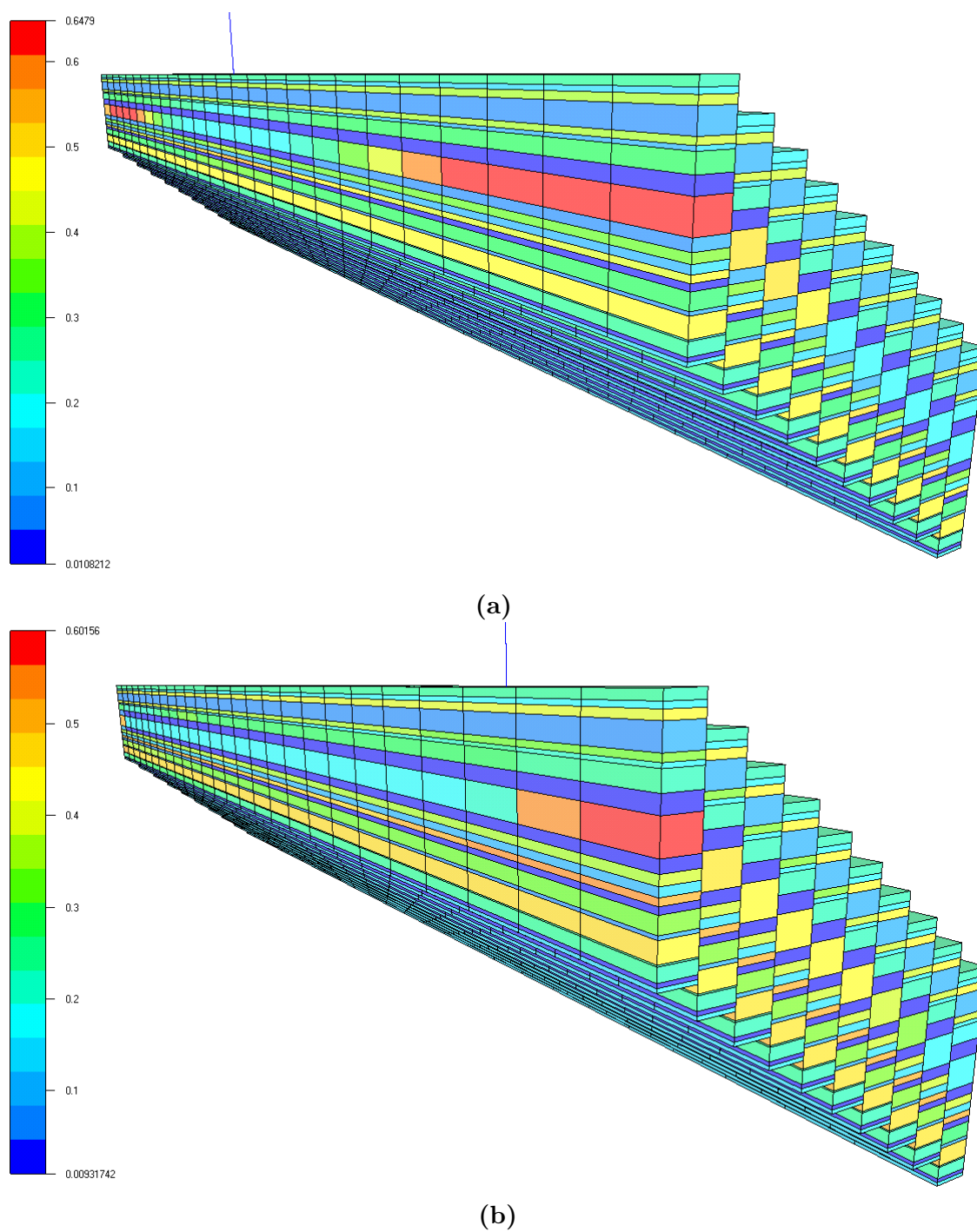
Ved å studere metningsendring over tid etter å ha simulert situasjonen beskrevet ovenfor, fant en ut at mye av oljen ble liggende igjen på ytterkantene av reservoaret. Dermed ønsket en også å prøve en diagonal plassering av brønnene for å oppnå bedre fortrenkning og drenering. Det er også undersøkt effekt av økt vertikal kommunikasjon med den mest optimale brønnplasseringen.

6.3.2 Resultater

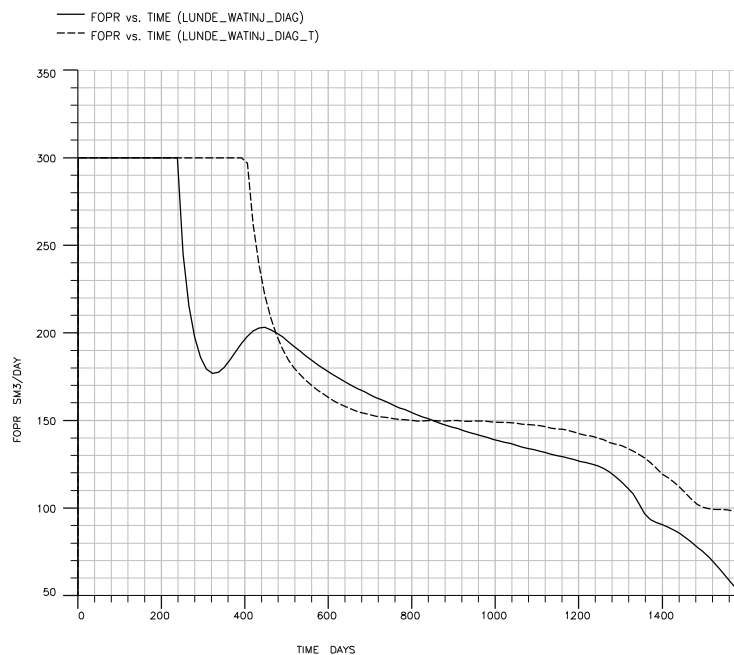
Etter 4 år blir det produsert mer olje når brønnene settes diagonalt i forhold til hverandre (se figur 6.7). Dette er tilfellet fordi noe av restoljemetning som før ble liggende på kanten av reservoaret, nå blir fortrent mot brønnen. Etter 6 års produksjon er total produksjon omtrent det samme (uavhengig av om brønnene står rett ovenfor hverandre eller diagonalt), litt over 280 000 Sm³/d. Dette betyr at fortrenkningen er mer effektiv når brønnene er satt diagonalt, men at sluttresultatet omtrent er uendret. Med diagonal plassering har også produksjonsraten etter 6 år falt ned til 23 Sm³/d, og ved primær plassering ned til 35 Sm³/d. Total utvinningsgrad er på hhv. 27,8% og 27,9%. Casen ble avbrutt etter 4,2 år, da raten var lavere enn 50 Sm³/d.

Tabell 9: Oppsummering for case 3.

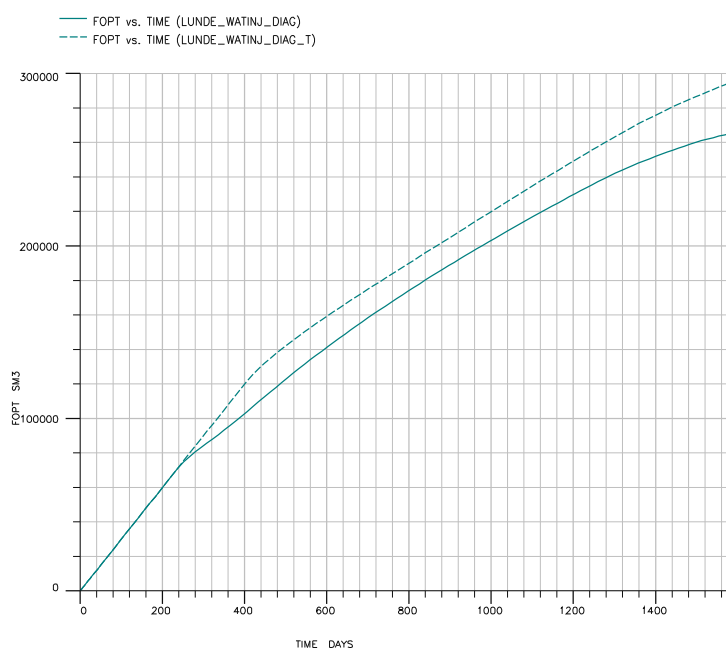
Nøkkeltall	Verdi
Tidsperiode	1 596 døgn
Produksjonsrateintervall	47-300 Sm ³ /døgn
Gjennomsnittlig produksjonsrate	166 Sm ³ /døgn
Vannkutt	62,3 %
Største GOR	387
Total produksjon	265 916 Sm³
Utvinningsgrad	26,4 %



Figur 6.7: Oljemetning etter 4 år med to forskjellige brønnplasseringer. (a) brønnene er plassert rett overfor hverandre, (b) brønnene er plassert diagonalt.



Figur 6.8: Produktionsprofil for case 3, vanninjeksjon. Etter hvert som trykket bygges opp, begrenses produksjon av fri gass (ved ca. 320 dager), og oljeproduksjonen øker. Den stiplede kurven viser produksjonsprofil ved økt vertikal kommunikasjonen.



Figur 6.9: Total produksjon for case 3, vanninjeksjon. Den stiplede kurven viser total produksjon ved økt vertikal kommunikasjonen.

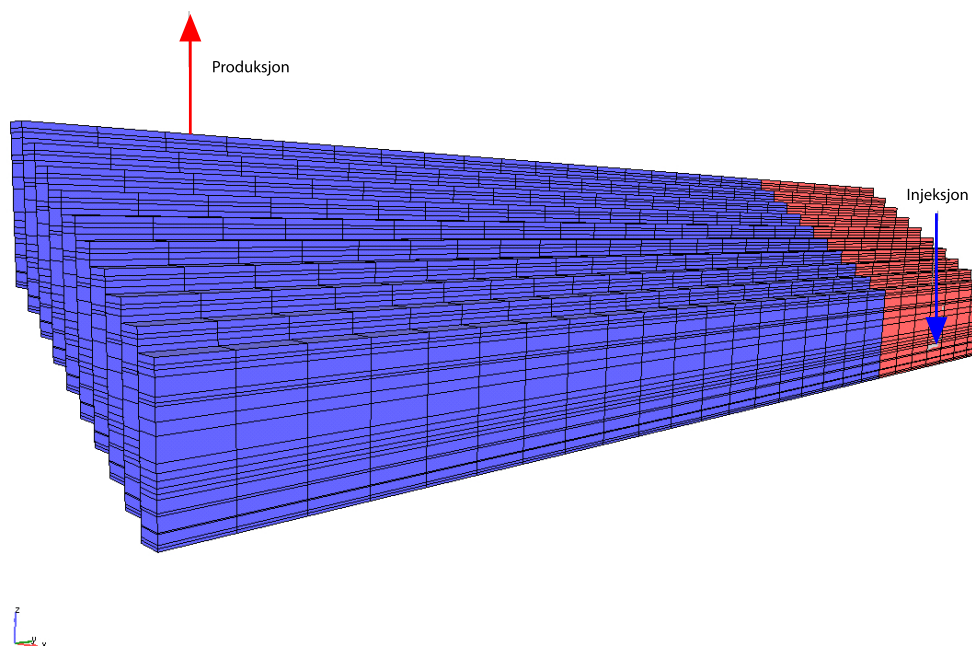
Tabell 10: Økonomibetrakninger, Case 3.

Parameter	Mean	Mode	Std.avvik	P10	P90	Benevning
Nåverdi	270,92	251,77	68,62	210,07	348,22	Mill. NOK
Tilbakebetaling	18,53	19,05	4,51	8,00	22,17	Mnd.
Borekostnader	180,80	184,31	62,56	0	223,03	Mill. NOK

6.3.3 Økt vertikal kommunikasjon

Når en så skulle se på vanninjeksjon ved økt vertikal kommunikasjon, ble tilfellet med diagonal brønnplassering brukt som grunnlag. Tidligere klarte en å holde platåperioden i ca. 240 dager. Med økt vertikal kommunikasjon økte platåperioden til rundt 400 dager (Figur 6.6). Dette resulterte i en totalproduksjon etter 6 år på 339 631 Sm³, og følgelig en utvinningsgrad på 33,7%. Raten mot slutten av produksjonsperioden lå på over 60 Sm³/døgn.

I GLview så man at vannet hadde en veldig god vertikal kommunikasjon, og sank nedover i modellen på tvers av lagene. Kommunikasjonen virket å være for god. I stedet for å bedre den vertikale kommunikasjonen i hele modellen, økte vi heller kommunikasjonen i deler av modellen. I avsnitt 3.1 ble det nevnt at dette kan være tilfelle i Lundefformasjoner (se figur 3.1). I figur 6.10 er området som har fått økt kommunikasjon markert i rødt.



Figur 6.10: Modellen med området som har fått bedre vertikal kommunikasjon, markert i rødt.

Denne forandringen gjorde at man endte opp med en totalproduksjon på 330 464 Sm³, og en utvinningsgrad på 32,8%. Produksjonsraten etter 6 år lå på 42 Sm³/d, som er under det som er satt som restriksjon for casene.

6.3.4 Oppsummering

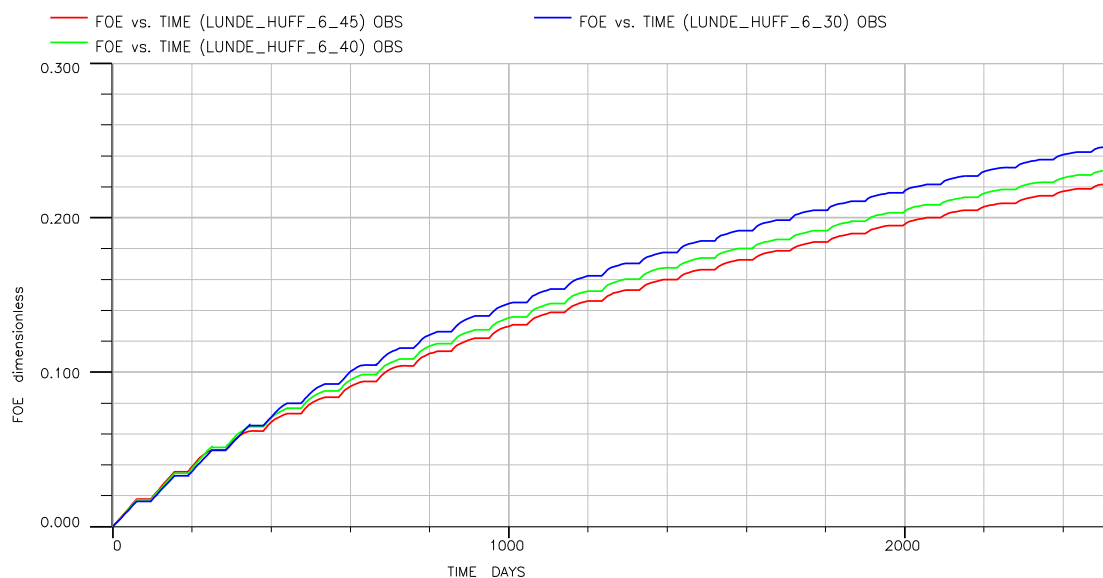
Ved å produsere med trykkstøtte fra en vanninjektor, oppnås det etter 6 år en utvinning-grad på 26,4%. Ulempene med en slik løsning vil antakeligvis være at en må behandle vannet som produseres, som betyr en økning i kostnader. Vannkuttet er ganske lavt i rundt 3,5 år (6%), men øker til over 60 % ved 6 år med produksjon. Det må også settes en ny brønn i tillegg til produsenten.

Fortrengningen av olje med vann virker å være svært effektivt ved økt vertikal kommunikasjon. Vannkuttet mot slutten av produksjonsperioden er også lavere her enn ved tilfellet ovenfor; Etter 6 år ligger vannkuttet på ca. 30%, med markant vanngjennombrudd først etter ca. 3,8 år.

I følge tabell 10, er forventet nåverdi 270,9 MNOK, med et standardavvik på 68,6 MNOK. Standardavviket er relativt stort, og dette kommer av usikkerhet knyttet til de store borekostnadene.

6.4 Sensitivitetsanalyse

I modellering er det vanlig å undersøke hvordan modellen reagerer på forandringer i inngangsverdier til modellen. Dette blir gjort for å teste hvor robust modellen er. I modellen er vannmetninger kritiske parametre som avgjør hvor mye olje som er tilstede i modellen. Det var ønskelig å se på i hvor stor grad resultatet fra casene forandret seg når metningene ble forandret. I figur 6.11 er utvinningsgraden for forskjellige vannmetninger i de mest produktive laget vist for case 2, "huff and puff". Det ble valgt å se på utvinningsgrad i stedet for total produksjon, siden en endring i metninger fører til at tilstedeværende olje forandrer seg. Hadde modellen vært upåvirket av metningene hadde kurvene vært overlappende. Det viser seg at en mindre vannmetning medfører en større utvinningsgrad.



Figur 6.11: Utvinningsgrad med forskjellige vannmetninger i det mest produktive laget. Analysen er utført med "huff and puff"-casen.

I starten så ligger kurven med minst vannmetning lavest. Dette kommer av at "huff and puff"-casen er ratebegrenset i begynnelsen, slik at alle tilfellene produserer like mye. Dette fører til at utvinningsgraden blir lavere der vannmetningen er lavere, siden den totale produksjonen er den samme og STOOIP er større. Etterhvert så klarer de laveste vannmetningene å holde en høyere produksjonsrate, og går forbi de med høyere vannmetning.

Det ser ikke ut som en forandring i metningene, fører til en dramatisk forandring i utvinningsgrad. Dette kan tolkes som modellen er stabil i forhold til slike perturbasjoner av vannmetninger. En forandring på 15% i vannmetning fører til en økning i utvinningsgrad på 2-3%. Denne økningen skyldes nok at den relative permeabiliteten for olje øker når vannmetningen blir mindre. Poenget i en slik analyse er ikke å få samme svar, men å se hvor stort utslag en forandring i inngangsverdiene til modellen gir på resultatet.

7 Diskusjon

Resultatene fra caseanalysene viser at vanninjeksjon gir høyest utvinningsgrad. Det er også i dette tilfellet at produksjonen går raskest; snittraten er på $166 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$. Totalt produseres det $265\,916 \text{ Sm}^3$, og utvinningsgraden er på 26,4%. Vanninjeksjon krever at det settes en brønn i tillegg til produsenten.

Med "huff and puff" blir det produsert $201\,442 \text{ Sm}^3$, noe som tilsvarer en utvinningsgrad på 20,0%. Den store fordelene her er at det ikke er nødvendig å sette en injeksjonsbrønn; samme brønn brukes til både produksjon og injeksjon.

Ved å sette en gassinjeksjonsbrønn i tillegg til produsenten, ender totalproduksjonen på $205\,489 \text{ Sm}^3$, noe som tilsvarer en utvinningsgrad på 20,4%.

Ut i fra diskusjonen ovenfor virker det som om strategien med en gassinjeksjonsbrønn kan utelukkes, da denne gir svært liten økning i utvinningsgraden i forhold til "huff and puff". Strategien med vanninjeksjonsbrønn gir rundt $64\,000 \text{ Sm}^3$ mer i produksjon enn "huff and puff". Dette tilsvarer en økning i utvinningsgrad på 6,4 prosentpoeng. I tillegg gir dette, som nevnt tidligere, raskere produksjon. Det som da må vurderes, er om økningen i utvinningen er tilstrekkelig nok til at det er lønnsomt å sette en vanninjeksjonsbrønn.

For hver case ble det også vurdert hvordan en endring i økt vertikal kommunikasjon påvirker produksjonen. Den vertikale permeabiliteten ble i hele modellen økt med en faktor på 200, og dette scenarioet ble drøftet innad i hver case. Dette ga omtrent ingen effekt på case 1, mens i case 2 ble utvinningsgraden økt med 2 prosentpoeng. I case 3 med vanninjeksjon førte dette til en økning i utvinningsgrad på 5,8 prosentpoeng, men da dette virket litt vel optimistisk prøvde en å kun endre permeabiliteten i en begrenset sone. Dette førte likevel til en høyere utvinninggrad; en økning på 4,9 prosentpoeng.

Den forenklete økonomianalysen som er blitt gjort, har vært under forutsetningen om at lagene er tette (ingen økt vertikal kommunikasjon). Analysen viser at vanninjeksjon gir størst nåverdi; den er ca. 37 MNOK høyere ved vanninjeksjon enn med "huff and puff". Likevel vil det å sette en ekstra brønn føre til høyere risiko; standardavviket er nesten dobbelt så høyt (69 MNOK mot 37 MNOK). Det betyr at en svakere produksjonsprofil enn den estimerte vil svekke nåverdien betydelig, og aller mest i casen med vanninjeksjon.

Produksjonskostnaden for vanninjeksjonscasen er $800 \text{ NOK}/\text{Sm}^3$, mens for "huff and puff" er denne $600 \text{ NOK}/\text{Sm}^3$. Lønnsomhetskrav på Gullfaks er at produksjonskostnaden skal være mindre enn $350 \text{ NOK}/\text{Sm}^3$. Forenklingene gjort underveis gjør at resultatene er for enkle til å kunne brukes i en investeringsanalyse, men de kan tyde på at det bør vurderes tiltak for å gjøre investeringskostnadene mindre. En mulighet er å finne ut om det eksisterer gamle brønner i nærheten av Lundefformasjoner som det kan bores sidesteg utfra.

8 Konklusjon

”Huff and puff” virker å være en fornuftig strategi for å utvinne fra Lundeforrasjonen. Denne strategien kan brukes for å få erfaring med produksjon fra Lunde med relativt lave investeringskostnader. For videre arbeid med Lundeforrasjonen kan det være interessant å gjøre følgende:

- Utarbeide en mer detaljert geologisk modell
- Utføre kjerneboring i de mest produktive lagene, og gjøre forsøk for å estimere porøsitet og relative permeabiliteter.

Referanser

- [1] *Eclipse Reference Manual*. Schlumberger, 2007.
- [2] UiO. *Oljerikdom*. http://www.geo.uio.no/for_skolen/jpn-oljerikdom.pdf, 2006.
- [3] <http://faculty.gg.uwyo.edu/heller/Sed%20Strat%20Class/Sedstrat4/Sedstrat4%20gifs>.
- [4] StatoilHydro. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satelitter, 2007.
- [5] StatoilHydro. 34/10 Gullfaks, Topp Lunde dybdestruktur.
- [6] StatoilHydro. Brønnlogg fra 34/10-48S.
- [7] Helge Langeland. *Innføring i boreholslogging*. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk.
- [8] Statoil. Trykktestanalyse Lunde 34/10-48S. Desember 2005.
- [9] C.H. Whitson. *Subsurface multiphase flow*. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk.
- [10] Jon Kleppe. *Review of relative permeabilities and capillary pressures*. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk.
- [11] Aziz S. Odeh. Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem, SPE 9723. Januar 1981.
- [12] Jon Kleppe. *Material Balance Equations*. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk.

A Vedlegg

A.1 Modell-parametre

Tabell 11: Parametre brukt i simuleringsmodellen.

Lag	MD (topp) [m]	Δz [m]	k [mD]	Φ [–]	S_w [–]	Kommentarer
1	-	20,00	-	0,00	1,00	Bufferlag topp
2	4257,5	4,44	40	0,25	0,75	
3	4267,5	2,67	0,01	0,10	0,85	
4	4273,5	4,00	40	0,27	0,60	
5	4282,5	11,11	0,01	0,10	0,95	
6	4307,5	3,33	10	0,15	0,70	
7	4315,0	2,08	0,01	0,12	0,95	
8	4320,0	8,75	100	0,17	0,70	Perforeringsintervall 1
9	4341,0	7,92	0,01	0,10	0,98	
10	4360,0	15,68	1000	0,23	0,45	Perforeringsintervall 2
11	4400,0	5,61	0,01	0,10	0,99	
12	4414,3	4,59	40	0,23	0,60	Perforeringsintervall 3
13	4426,0	4,12	0,01	0,12	0,90	
14	4436,5	3,33	150	0,25	0,40	Perforeringsintervall 4
15	4445,0	3,21	0,01	0,15	0,98	
16	4453,2	7,80	70	0,18	0,65	} Perforeringsintervall 5
17	4473,1	1,76	0,01	0,14	0,95	
18	4477,6	9,49	25	0,19	0,45	
19	4501,8	0,74	0,01	0,03	0,99	
20	4503,7	6,39	10	0,15	0,70	
21	4520,0	1,96	0,01	0,12	0,98	
22	4525,0	1,96	15	0,14	0,85	
23	4530,0	20,00	-	0,00	1,00	Bufferlag bunn

A.2 Økonomiantagelser

Antagelsene gjort for økonomibetraktninger er gjengitt i tabell 12.

Tabell 12: Parametergrunnlag for økonomibetraktninger.

Parameter	Verdi	Kommentar
Oljepris	60 USD/Bbl	
Inflasjon	2 %	
Diskonteringsrente	8 %	Nominell rente
Forberedelseskostnader	16 - 20 - 24 mill NOK	P10 - Mode - P90
Borekostnader	42 - 50 - 48 mill NOK	P10 - Mode - P90
Komplementeringskostnader	23 - 30 - 37.5 mill NOK	P10 - Mode - P90

A.3 Bakgrunn for materialbalansen

[12] Ligningen for materialbalansen kan skrives som

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + (W_i + W_e)B_{w2} + G_iB_{g2} \quad (\text{A.1})$$

der produksjonsleddet er gitt ved

$$F = N_p(B_{ob} + (R_p - R_{so2})B_{g2}) + W_pB_{w2} \quad (\text{A.2})$$

olje- og gasssekspansjonsleddet er gitt ved

$$E_o = (B_{o2} - B_{o1}) + (R_{so1} - R_{so2})B_{g2} \quad (\text{A.3})$$

gasskappeekspansjon er gitt ved

$$E_g = B_{o1} \left(\frac{B_{g2}}{B_{g1}} - 1 \right) \quad (\text{A.4})$$

og kompresjon/ekspansjon av berg/formasjonsvann er gitt ved

$$E_{f,w} = -(1 + m)B_{o1} \frac{C_r + C_w S_{w1}}{1 - S_{w1}} \Delta p \quad (\text{A.5})$$

Vi har ingen initell gasskappe, slik at $m = 0$. Videre ser vi kun på produksjon ned til boblepunkt, slik at $R_p = R_{so2} = R_{so1}$. Ligningene A.1-A.5 blir da redusert til

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (\text{A.6})$$

$$F = N_p B_{o2} \quad (\text{A.7})$$

$$E_o = (B_{o2} - B_{o1}) \quad (\text{A.8})$$

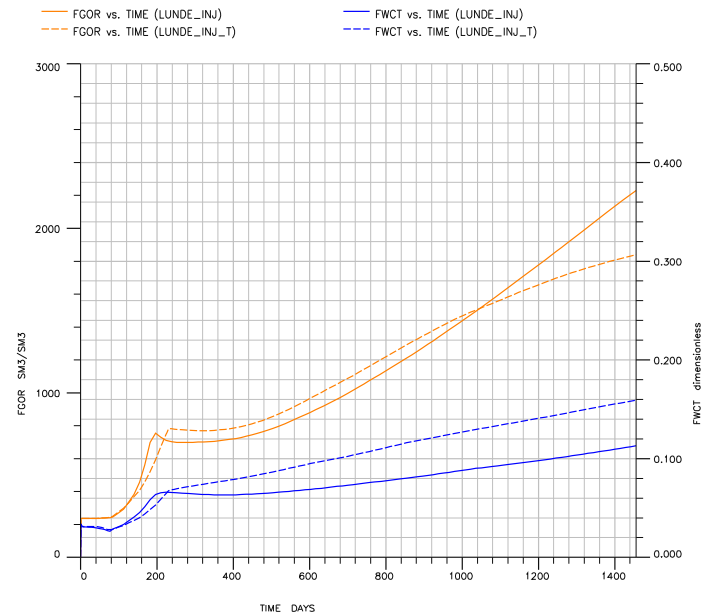
$$E_{f,w} = -B_{o1} \frac{C_r + C_w S_{w1}}{1 - S_{w1}} \Delta p \quad (\text{A.9})$$

Uttrykket for STOOIP blir dermed

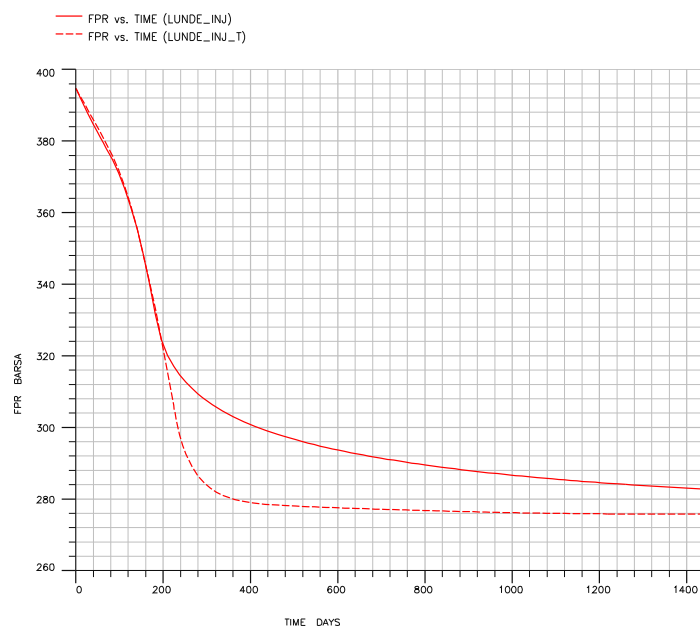
$$STOOIP = \frac{F}{E_o + E_{f,w}} = \frac{N_p B_{o2}}{(B_{o2} - B_{o1}) - B_{o1} \frac{C_r + C_w S_{w1}}{1 - S_{w1}} \Delta p} \quad (\text{A.10})$$

A.4 Figurer

A.4.1 Case 1: Gassinjeksjon

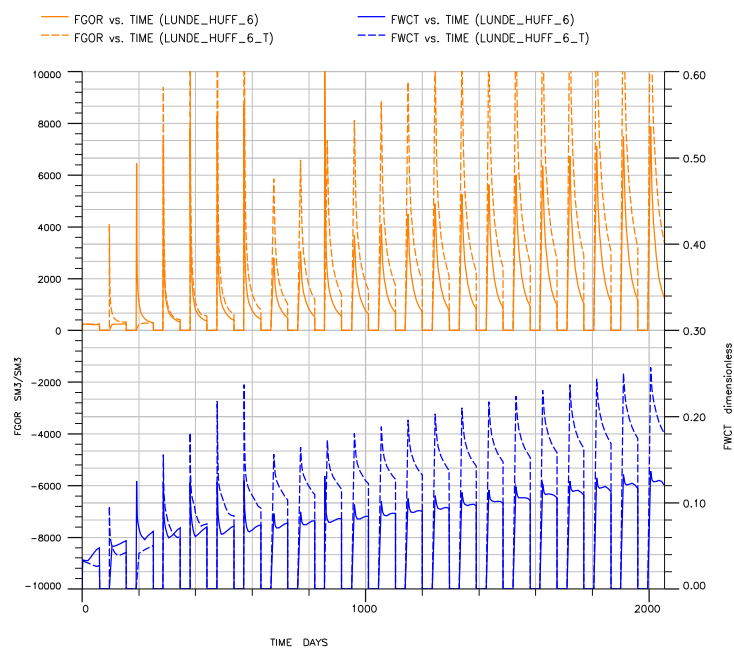


Figur A.1: GOR og vannkutt for case 1, gassinjeksjon. De stiplede kurvene viser GOR og vannkutt ved økt vertikale kommuniksasjon.

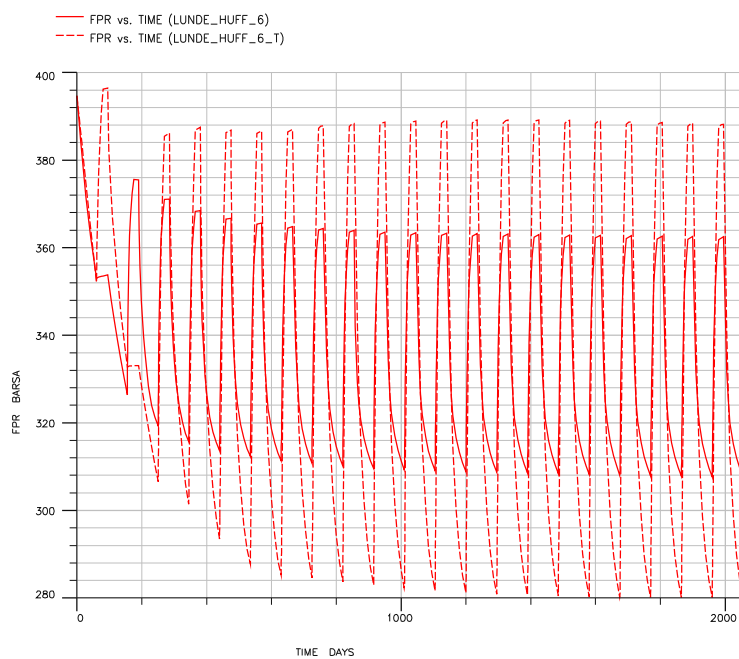


Figur A.2: Gjennomsnittlig reservoartrykk for case 1, gassinjeksjon. Den stiplede kurven viser reservoartrykk ved økt vertikale kommuniksasjon.

A.4.2 Case 2: "Huff and puff"

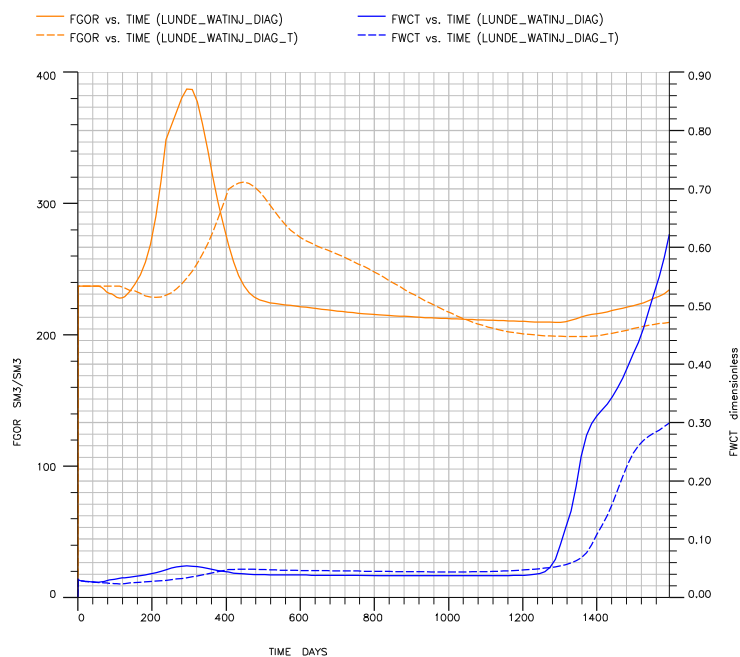


Figur A.3: GOR og vannkutt for case 2, "huff and puff". De stiplede kurvene viser GOR og vannkutt ved økt vertikale kommuniksasjon.

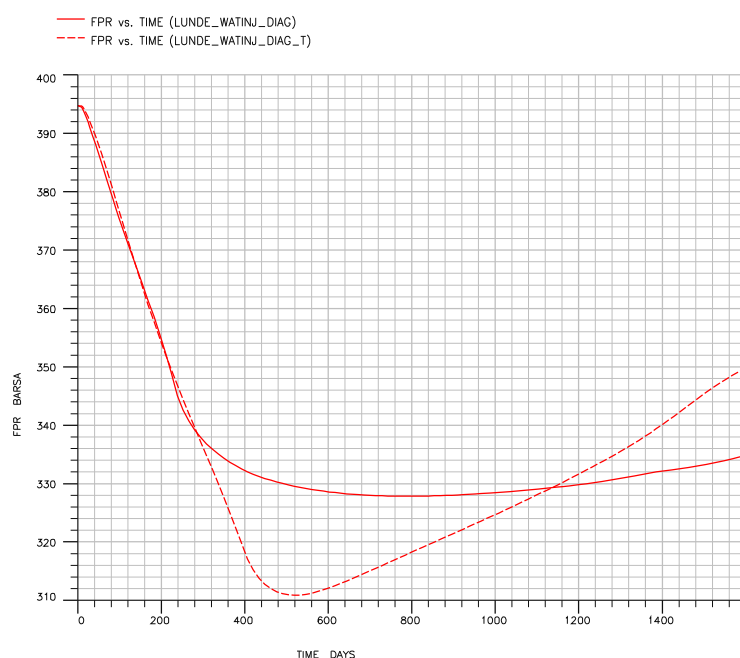


Figur A.4: Gjennomsnittlig reservoartrykk for case 2, "huff and puff". Den stiplede kurven viser reservoartrykk ved økt vertikale kommuniksasjon.

A.4.3 Case 3: Vanninjeksjon



Figur A.5: GOR og vannkutt for case 3, vanninjeksjon. De stiplede kurvene viser GOR og vannkutt ved økt vertikale kommuniksasjon.



Figur A.6: Gjennomsnittlig reservoartrykk for case 3, vanninjeksjon. Den stiplede kurven viser reservoartrykk ved økt vertikale kommuniksasjon.