
Effektiv oljeutvinning fra Lundeforomasjonen

*TPG4800 - Ekspertene i Team
Gullfakslandsbyen*

Brømnes, Morten
Hals, Kjetil
Johansen, Asbjørn L.
Kvittem, Marit
Skytterholm, Cathrine

INSTITUTT FOR PETROLEUMSTEKNOLOGI OG ANVENDT GEOFYSIKK
NTNU 2006

Forord

Prosjektrapporten “Effektiv oljeutvinning fra Lundeformasjonen” er et resultat av faget Eksperter i Team ved NTNU. Den er skrevet og utarbeidet av en gruppe sammensatt av fem sivilingeniørstudenter fra 4. årskurs. Arbeidet har pågått i løpet av vårsemesteret 2006.

Eksperter i Team er organisert i landsbyer med hvert sitt overordnede tema. Gruppen tilhører Gullfakslandsbyen som er et samarbeid mellom Institutt for petroleums-teknologi og anvendt geofysikk (IPT) ved NTNU og Statoil. Temaet for landsbyen er “Hvordan få 10% mer olje fra Gullfaksfeltet?”.

Gruppen vil takke ansatte ved IPT og Statoil som har hjulpet til med arbeidet. Her må Jan Ivar Jensen ved IPT og Dag Wessel-Berg ved Sintef spesielt nevnes da de har lagt ned mye arbeid i å hjelpe til med modellering i henholdsvis Eclipse og MatLab. Ingvill Storebø ved Statoil har bidratt med litteratur og informasjon om Lundereservoaret og hjalp til med oppgavedefinisjon. Jon Kleppe ved IPT har som landsbyhøvding hjulpet til med å finne personer som kunne bistå i arbeidet med oppgaven. Hjelpen fra disse har vært avgjørende for prosjektets gjennomføring.

Trondheim, 10. mai 2006

Kvittem, Marit

Skytterholm, Cathrine

Brømnes, Morten

Hals, Kjetil

Johansen, Asbjørn L.

Sammendrag

Lundeformasjonen har dårligere reservoaregenskaper enn Statfjordformasjonen som ligger over. Den har høy initiell vannmetning og dårlig kommunikasjon mellom lagene. Man har få erfaringer med produksjon fra denne type reservoar. Prosjektet ser på muligheten for å drive lønnsom oljeutvinning fra formasjonen. Dette ble gjort ved å simulere reservoaret ved hjelp av Eclipse og MatLab. Ulike brønnløsninger ble her vurdert og nåverdier ble beregnet for hvert case.

En selvlaget MatLab-modell ble benyttet til å sammenligne ulike boreløsninger, sirkle inn lønnsomme løsninger, samt gi et røft estimat på nåverdier. Simulering i Eclipse ble deretter brukt til å finne mer korrekte verdier for kumulativ produksjon og dagrater.

MatLab-modellen viste at en enkel brønn uten sidesteg ikke er lønnsom. Brønner med drainholes vil derimot gi positiv nåverdi for to eller flere sidebrønner. Nedihullseparasjon og reinjeksjon av vann vil ikke gi en økning i produksjonen stor nok til å dekke kostnadene til installasjonen.

Eclipse-modelleringen viste at dersom man treffer en god til middels god sone i reservoaret, vil brønnen gå med overskudd. Multilaterale brønner vil gi bedre resultat enn én enkel brønn. Simuleringen antydde også at DIACS kan være en løsning som kan utnytte Lundeformasjonens potensiale. Den viste også at man får meget kort levetid på brønnene, noe som vil favorisere bruk av drainholes.

Vannhåndtering ble først ansett som det avgjørende aspektet når man skal se på oljeutvinning fra Lundeformasjonen. Men produksjonssimuleringene gav et så lavt vannkutt at det ikke ble vurdert noen særtiltak som nedihullseparasjon og bedret håndteringskapasitet på plattform.

Usikkerheten rundt både modellene og nåverdiberegningene er stor. I modellene er reservoaregenskapene hentet fra én testbrønn som er den beste i feltet. Dataene er ekstrapolert ut i resten av modellen, noe som kan være for optimistisk. Nåverdiene er meget forenklet beregnet, slik at disse bare bør sees på som veiledende.

Innhold

1	Introduksjon	1
1.1	Gruppen	1
1.2	Oppgavebeskrivelse	1
1.3	Veiledere	1
2	Geologi	2
2.1	Gullfaksfeltet	2
2.2	Lundeformasjonen	3
2.2.1	Avsetningshistorie og -miljø	3
2.2.2	Stratigrafi	3
2.2.3	Reservoaregenskaper	5
3	Bakgrunnsteori	8
3.1	MLT og DIACS	8
3.2	Nedihullsseparasjon	9
3.3	Dokumentasjon av reservoaregenskaper	10
3.3.1	Relativ permeabilitet	10
3.3.2	Verdier for Bo, Rs og viskositet	12
3.4	Nåverdiberegning	15
4	Metode	17
5	MatLab-modell	18
5.1	Simulering av produksjon	18
5.1.1	Massebalanse, Darcys lov og trykklikning	18
5.1.2	Produksjonsalgoritmen	21
5.1.3	Testing av produksjonsfunksjon med Eclipse	24
5.2	Simulering av reservoar	25
5.3	Fremgangsmåte	26
5.3.1	Enkel brønn	27
5.3.2	Drainholes	28
5.3.3	Reinjeksjon av vann	29
6	Eclipsemodell	30
6.1	Hva gjør Eclipse?	30
6.2	Forutsetninger og inndata i den avanserte Eclipse-modellen	31
6.3	Brønnplasseringer	32

7	Resultater og kostnadsanalyse	34
7.1	Resultater fra simulering i MatLab	34
7.1.1	Enkel brønn	34
7.1.2	Drainholes	35
7.1.3	Reinjeksjon av vann	36
7.2	Eclipse	37
7.2.1	Én enkel brønn i god sone:	37
7.2.2	To enkle brønner i to forskjellige gode soner:	40
7.2.3	Én enkel brønn i sone med høy vannmetning:	43
7.2.4	To ML brønner som hver har to dreneringspunkter i gode soner:	46
7.2.5	Én ML brønn med to grenbrønner (totalt tre dreneringspunkter) i gode soner:	49
7.2.6	To ML brønner som hver har én grenbrønn i gode lag (totalt fire dreneringspunkter):	52
7.3	Nåverdi for simuleringer i Eclipse	55
8	Vurderinger	58
8.1	Vurdering av modellene	58
8.2	Vurdering av brønnløsninger	59
8.3	Vannproduksjon og nedihullsseparasjon	60
	Referanser	61
A	Kart over vannmetninger	63
B	MatLab kildekode	64
B.1	Produksjonsfunksjonen	64
B.2	Program som tester produksjonsfunksjon mot eclipse	67
B.3	Reservoarfunksjon	68
B.4	Produksjonsfunksjon som tar med vanninjeksjon	71
B.5	Program som regner ut nåverdi for enkel brønn	74
B.6	Program som regner ut nåverdi for Drainholes-prosjektet	79
B.7	Vanninjeksjon	84
B.8	Nåverdiberegninger for Eclipse i MatLab	87
C	Figurer	90

1 Introduksjon

1.1 Gruppen

Brømnes, Morten	bromnes@stud.ntnu.no	Energi og miljø
Hals, Kjetil	kjetilma@stud.ntnu.no	Fysikk og matematikk
Johansen, Asbjørn L.	asbjorjo@stud.ntnu.no	Geofag og petroleumsteknologi
Kvittem, Marit	kvitttem@stud.ntnu.no	Bygg- og miljøteknikk
Skytterholm, Cathrine	cathris@stud.ntnu.no	Geofag og petroleumsteknologi

1.2 Oppgavebeskrivelse

Lundeformasjonen består av kanalsander med gode reservoaregenskaper, men med lav konnektivitet og høy initiell vannmetning. Produksjonstester har vist opp til 90% vannproduksjon. På grunn av bedre reservoaregenskaper i Statfjordformasjonen har det blitt produsert lite fra Lundeformasjonen.

Noe av det viktigste er å finne ut hvordan man skal håndtere vannmengden som produseres eller hvis det er mulig redusere vannproduksjonen.

For å få et inntrykk av hvordan det er å produsere formasjonen vil det bli tatt utgangspunkt i to brønner hvor det finnes mye data. Viktige elementer i vurderingen vil være brønnbane, plassering av brønn i reservoaret, brønntype (DIACS vs billige og enkle løsninger).

Muligheten for å benytte nye, utviklede metoder for å håndtere vannet fra produksjonen vil også bli vurdert.

Utvinning av olje fra Lundeformasjonen er forbundet med stor usikkerhet. Derfor er økonomi et aspekt det er viktig å vurdere. Lønnsomheten av forslagene vil til slutt bli vurdert.

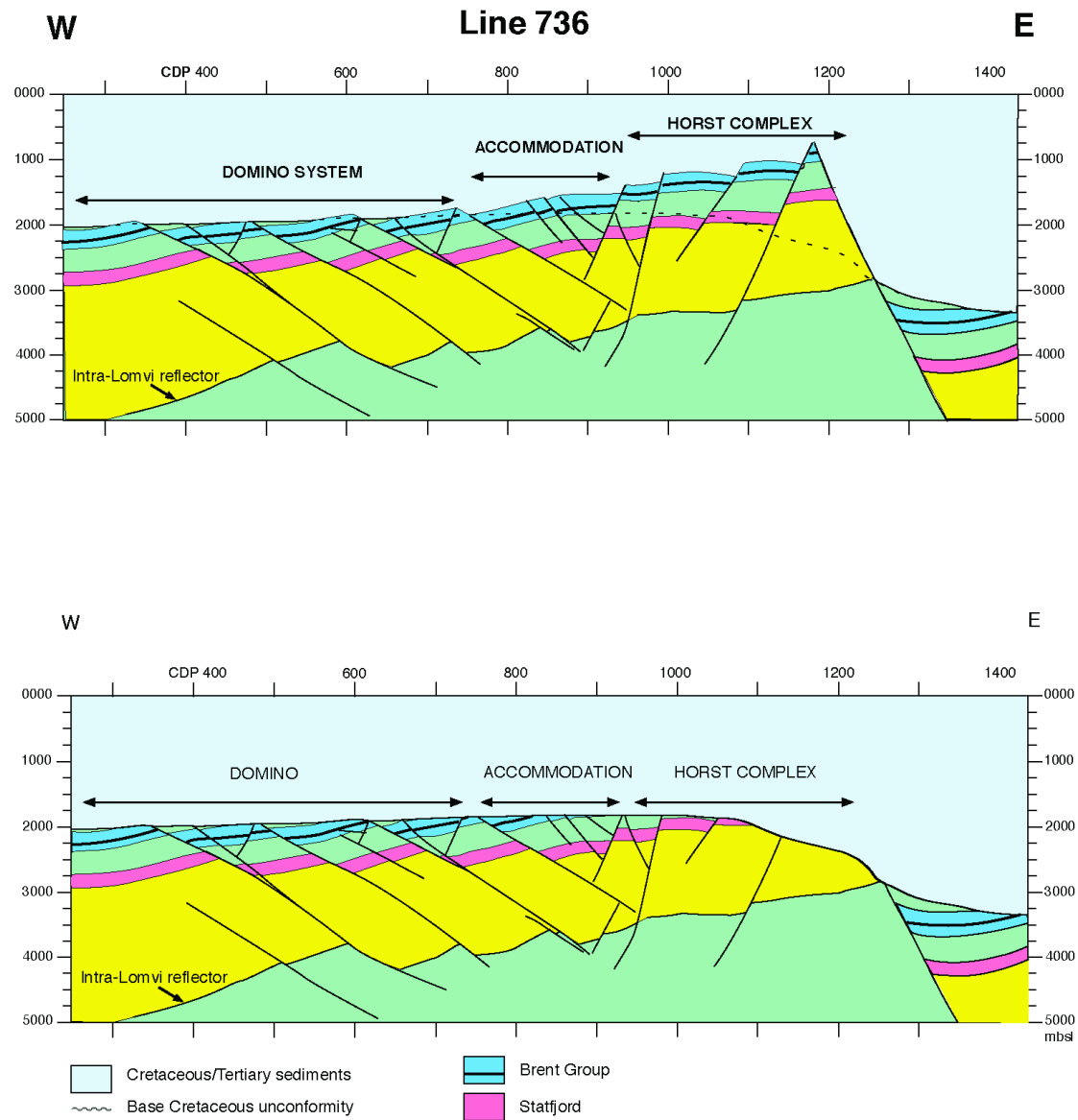
1.3 Veiledere

<i>IPT</i>	Jon Kleppe	jon.kleppe@ntnu.no
	Jan Ivar Jensen	jani@ipt.ntnu.no
	Dag Wessel-Berg	dag.wessel-berg@iku.sintef.no
	Michael Golan	mgolan@ipt.ntnu.no
<i>Statoil</i>	Ingvill Storebø	ingvills@statoil.com

2 Geologi

2.1 Gullfaksfeltet

Gullfaksfeltet ligger på flanken Vikinggraben i en serie roterte forkastningsblokker.



Figur 2.1: Generelt snitt over Gullfaksfeltet. Hentet fra [9].

2.2 Lundeforماسjonen

Lundeforماسjonen består i Tamponområdet av en 800 – 1200 m tykk pakke kontinentale avsetninger. Den befinner seg under Statfjordforماسjonen og utgjør den øverste delen av Hegregruppen.

Forماسjonen er Ladin til Rhæt i alder. Dette vil si at sedimentene ble avsatt for 208-240 millioner år siden, i øvre trias.

2.2.1 Avsetningshistorie og -miljø

Lundeforماسjonen er delt inn i tre ledd: Nedre, midtre og øvre Lundeforماسjon. Den nederste delen grenser mot Lomviforماسjonen og er veldefinert, men få brønner er penetrert her. Grensen mot Statfjordforماسjonen er mer gradvis og regionalt trolig tidstransgressiv.

Avsetningen har foregått i en forkastningsbegrenset basseng med varierende innsynkningsrate. Nedre del av forماسjonen later til å være avsatt under forhold med større forskjell i innsynkningsrate enn den øvre delen, som ser ut til å være avsatt da bassenget var i en jevnt innsynkende periode. Dette fører til at den øvre delen av forماسjonen har uniform tykkelse over hele Tamponområdet.

Under avsetningen av Lundeforماسjonen hadde Tamponområdet en paleobreddegrad på 25 – 30°, tilsvarende dagens plassering av Saharaørkenen. Klimaet under avsetning var derfor generelt varmt og tørt, trolig av monsun-type.

2.2.2 Stratigrafi

Lundeforماسjonen deles inn i 5 facies. Den nedre delen er dominert av innsjøavsetninger. De midtre og øvre delene av forماسjonen inneholder mest fluviale avsetninger.

<i>Reservoarsoner</i>	<i>Ca. tykkelse</i>	<i>Kommentarer</i>
Lunde-A	15 – 40 m	Amalgamert kanalavsetning (SCH) i bunnen og flomsletteavsetninge (FF) øverst. 4,4% av sanden er sementert.
Lunde-B	20 – 40 m	Amalgamert kanalavsetning (SCH) i bunnen og flomsletteavsetninger (FF) øverst. 4,2% av sanden er sementert (SCEM).
Lunde-C.2	60 – 70 m	Bunnen av sonen har høy konsentrasjon av kanaler (SCH). Jordhorisonter dominerer oppover. Opptil 12% av totalt kanalvolum er sementert.
Lunde-C.1	60 – 200 m	Består dominerende av kanalsandstein (SCH) og flomslettedesedimenter (FF) og 5% SSF. 4,1% av sonen er sementert.
Lunde-D.3	90 – 170 m	Raske skiftninger mellom kanal- og flomslette-sedimenter (FF) observeres. Øverste 1/3 domineres av “stabile” flomsletteavsetninger.
Lunde-D.2	160 – 250 m	Sonen har et markant lavere sandinnhold enn tilgrensende soner. 4,9% av totalt volum er sementert.
Lunde-D.1	110 – 180 m	Definert av høyere innslag av kanaler (SCH) og flomsletteavsetninger (FF) i forhold til Lunde-E.2. Opp til 32 m tykke kanalintervaller forekommer (i 34/10-13). 5,6% av totalt volum er sementert.
Lunde-E.2	150 – 200 m	Karakterisert av sandrike innsjøavsetninger (SLSF). Det er også innslag av kanaler og flomsletteavsetninger (FF). 2,5% av totalt volum er sementert.
Lunde-E.1	50 – 80 m	Ligger skarpt over Lomviformasjonen. Sonen er dominert av finkornige lakustrine avsetninger.

Tabell 2.1: Reservoarsoner i Lundeformasjonen. Hentet fra [10].

Tabell 2.2: Faciesassosiasjoner i Lundeformasjonen på Gullfaks. Hentet fra [10]

<i>Facies</i>	<i>Beskrivelse</i>
SCH - Kanalsandsteiner	Isolerte enheter av kanalsandsteiner med tykkelse på 4 – 8 m, men også amalgamerte enheter på opp mot 20 – 30 m tykke.
FF - Flomslette siltsteiner	Massive lag av silt og leire (0,2 – 20 m) med mindre lag av finkornet sand. Volumet av karbonat varierer fra få % helt opp til 25%.
SSF - Sheet flow avsetninger	0,25 – 2 m tykke lag av veldig fin- til finkornet sandstein. Disse lagene er over- og underleiret av flomsletteleirstein.
SLSF - Innsjøsandsteiner	Denne facies dominerer den nedre delen av Lundeformasjonen, og kjennetegnes ved en høyfrekvent lagdeling. Kornstørrelsen er veldig fin til fin, men det opptrer også hyppige tynne lag og laminae av sort skifer.
LF - Innsjøskifer	Denne facies er hyppig i de nederste 50 m av Lundeformasjonen. Består av samme sedimenter som de mest finkornede deler av facies SLSF, skifer og siltsteinslag med tynne karbonatlag.

2.2.3 Reservoaregenskaper

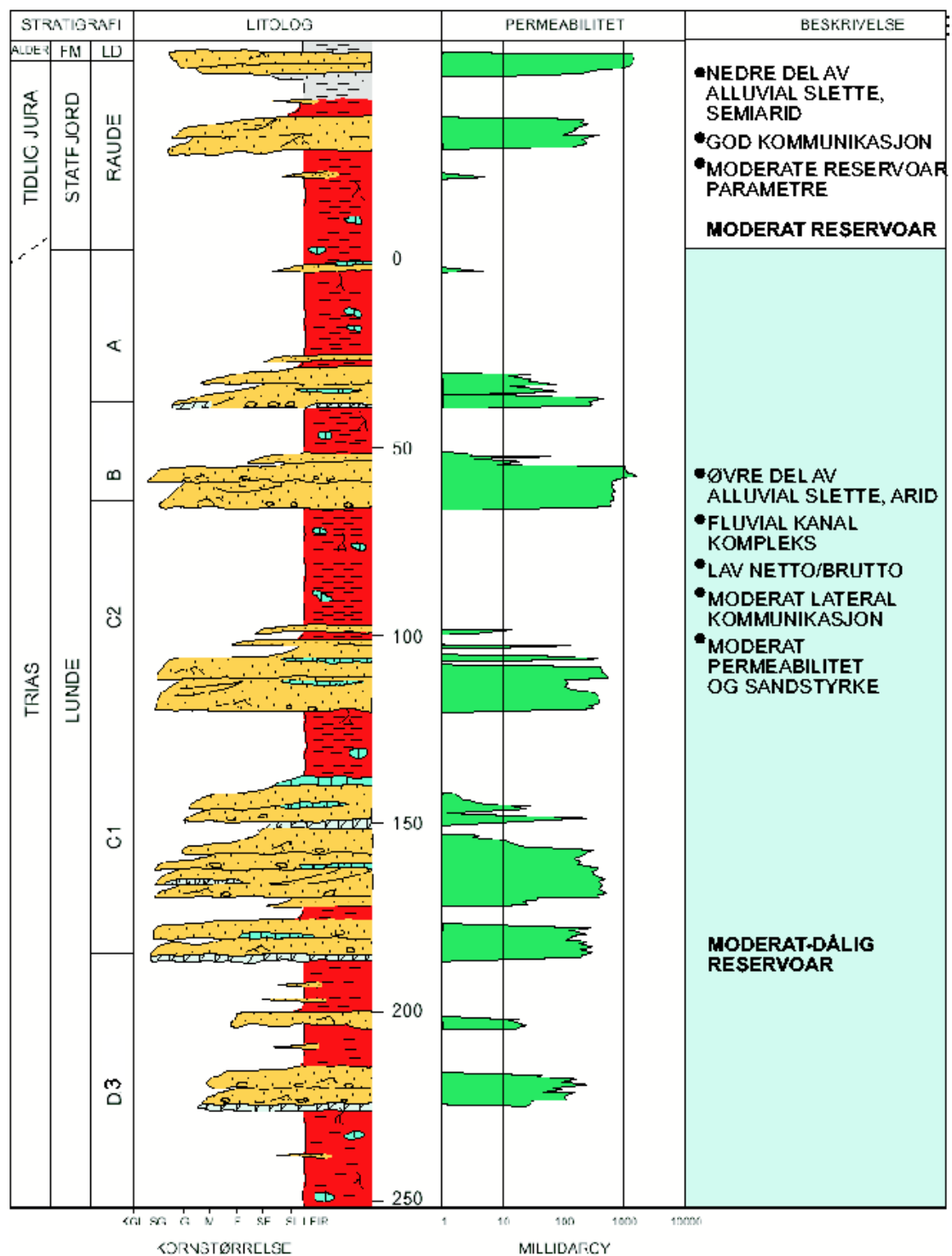
Potensielle reservoarsoner i Lundeformasjonen består av flere kanalsander med moderate egenskaper. Hovedproblemet er manglende kommunikasjon mellom sandene og til dels høye vannmetninger.

Forklaringen på at formasjonen består av såpass isolerte sandsoner ligger i avsetningsmiljøet. Fluviale avsetningsmodeller som denne har en bakgrunnsfacies bestående av impermeable flomsletteavsetninger med sand avsatt i kanalene. Hvordan nye kanaler posisjonerer seg i forhold til eldre avsetninger bestemmes i stor grad av tilfeldigheter, derfor knytter det seg stor usikkerhet til kommunikasjon mellom disse sandene. Innad i kanalsandene varierer permeabiliteten fra helt opp med 500mD ned til 0mD i de sementerte sonene[8]. Generelt er permeabiliteten lavere i topp og bunn av kanalsandene. I øvre og nedre del av Lundeformasjonen likevel kommunikasjonen mellom ulike kanalsander så mangelfull at de interne egenskapene er av underordnet betydning.

En stratigrafisk kolonne for de grunneste sonene, Lunde-D3 til Lunde-A, er vist i figur 2.2. Hver sone består av en eller flere oppfinende sekvenser. Øvre del av Lundeformasjonen har en total tykkelse på ca. 250 m. Kanalbeltene kan være 200 – 1000 m brede.

På grunn av at flomsletteavsetningene er impermeable vil de virke som migrasjonsbarrierer. Dette gir opphav til svært varierende oljemetninger mellom kanalsandene

i formasjonen. Den største delen av de antatt produserbare reservene er i sonene Lunde-D2 til Lunde-A i segment L2.



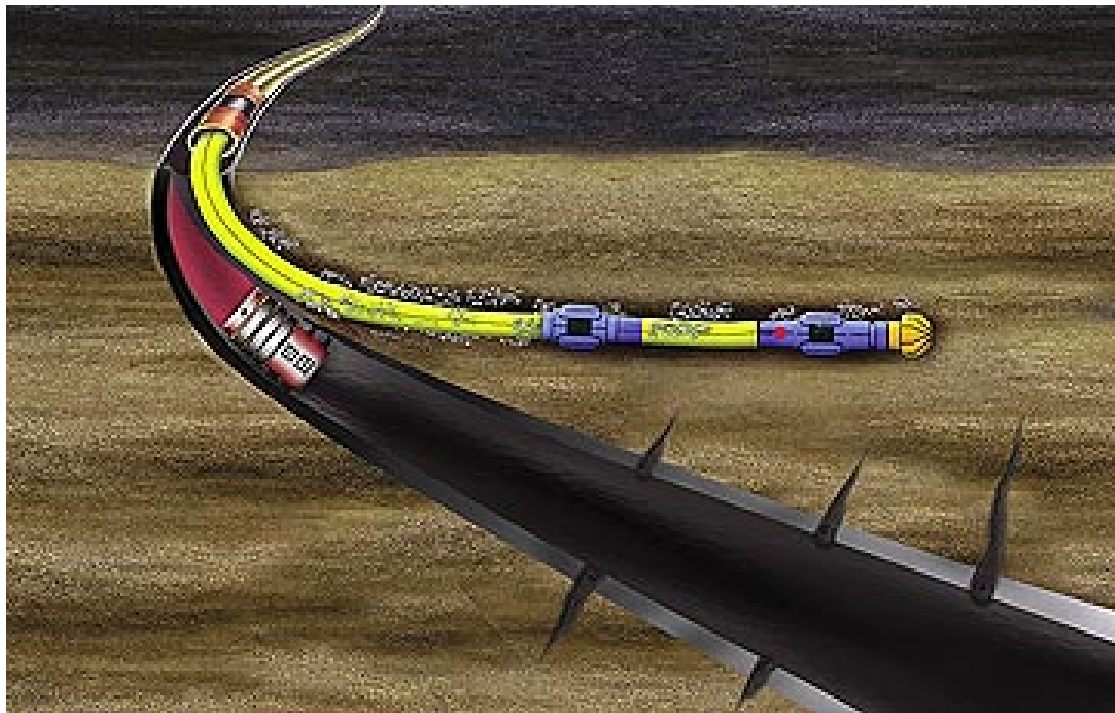
Figur 2.2: Stratigrafisk logg

Ill: Statoil

3 Bakgrunnsteori

3.1 MLT og DIACS

En multilateral brønn (ML brønn) er en brønn der moderløpet deler seg i to eller flere grenbrønner.



Figur 3.1: Multilateral brønn, TTRD

Ill: Statoil

For å lage slike grenbrønner benyttes TTRD (Through Tubing Rotary Drilling). TTRD er en løsning for å nå gjenværende reserver som ligger i nærheten av en eksisterende brønn. Fordelen med multilaterale brønner er at man øker antall dreneringspunkter, mens kostnadene er mindre enn for å bore en ny brønn. Hvis operasjonene utføres fra en produksjonsplattform, kan man spare mellom 10 og 20 MNOK per operasjon. Man slipper å trekke opp eksisterende produksjonsrør, og man trenger ikke bore så langt. Lavere kostnader tillater undersøkelse og produksjon av små eller usikre reservoarer. Dette gjør at man kan utvinne reserver som ellers ville blitt liggende igjen i reservoaret, noe som bidrar til økt utvinningsgrad.

Mye av boringen på Gullfaksfeltet er i dag sidesteg fra eksisterende brønner. Under TTRD-kampanjen i 2001 [5] ble det boret to brønner til en kostnad under 27

MNOK hver, og begge har produsert mer olje enn forventet. Dermed ble en utvidet kampanje iverksatt i 2002. Det ble boret seks brønner, hvorav fire produserte olje. For en total kostnad på 114 MNOK kunne man utvinne 600000 Sm^3 olje ekstra, hvilket gir en gjennomsnittlig kostnad på 190 NOK/Sm^3 . TTRD - metoden har vist seg å være både robust og effektiv.

Lundeformasjonen er et komplekst reservoar med kanalsander med liten eller ingen konnektivitet. Multilaterale brønner øker mulighetene for å drenere et segmentert reservoar [6], og multilaterale brønner vil derfor være et naturlig valg for Lundeformasjonen.

Siden Lundeformasjonen ligger under Statfjordformasjonen som er i produksjon, kan det også være aktuelt å bruke eksisterende brønner til å bore ned i Lundeformasjonen. Statfjordformasjonen produserer i senfase, og det er sannsynlig at noen av brønnene vil ha avtakende produksjon. Da kan det være en god løsning å isolere den eksisterende produksjonssonen og bore et sidesteg ned til Lundeformasjonen. Dette vil spare flere tusen meter med boring, noe som naturligvis vil være økonomisk gunstig.

Kanalsandene i Lundeformasjonen har ulike trykk og permeabiliteter. Dette gjør at ved samtidig drenering av to soner, kan det være at den ene sonen dreneres mye lettere. Dette vil føre til at brønnen domineres av en av grenene. Man trenger derfor å justere bidragene fra sonene for å maksimere produksjonen. Dette gjøres ved hjelp av såkalt DIACS teknologi. DIACS står for Downhole Instrumentation and Control System og er et samlebegrep for nyutviklinger innen brønnteologi i moderne "sliding sleeves" som kontrollerer brønnstrømmene [3]. Ventilene kan kontrolleres fra plattformen elektronisk, hydraulisk eller ved en kombinasjon. Ventilene har også integrerte sensorer som gir informasjon om trykk og temperatur i brønnen og i reservoaret. Dette gjør at det blir billigere å overvåke reservoaret og samle reservoardata mens brønnene produserer.

DIACS er naturlig nok dyrere og mer komplisert å installere enn vanlig komplettering. Siden kanalsandene i Lundeformasjonen er relativt små, er det sannsynlig at produksjonstiden ikke vil være så lang. En mulighet kan da være å la være å komplettere sidestegene, såkalte drainholes. Dette kan føre til at de kollapser, og det må vurderes om de vil kollapse for tidlig slik at man ikke får ut de nødvendige volumene.

3.2 Nedihullsseparasjon

Med 90 % vannkutt i en brønn er det mye vann som skal behandles på plattformen. Dersom man skal produsere mye olje per dag i en brønn, må man ha stor vannbehandlingskapasitet. Dette koster penger og gjør at drenering av reservoarer med høyt vannkutt kanskje ikke lønner seg. Man kan da se etter metoder som skiller vann og olje nede i brønnen og vurdere kostnadene av en slik mot behandlingskostnadene på plattformen.

En slik metode er nedihullsseparasjon. Det foregår ved at man ved hjelp av en installasjon i brønnen skiller vann fra olje og injiserer vannet tilbake i reservoaret. Slik unngår man også trykktap.

Det er utviklet to installasjoner for nedihullsseparasjon, begge er tyngdekraft-baserte [1]. Den ene bruker en stangpumpe ("rod pump"), mens den andre er en forbedret tyngdekraftsseparator. Den lar vannet skille seg fra oljen i en tank før oljen pumpes opp og vannet pumpes ut i reservoaret igjen. Den bruker en hydro-syklon og har en motor som sentrifugerer olje og vann slik at det skiller seg. Selve separasjonen foregår i ringrommet og vannet skilles ut i et punkt under OWC.

Den enkle gravitasjonsseparatoren er bedre egnet for små vannvolumer, mens hydrosyklonsystemet kan håndtere større volumer. Denne type systemer er mest effektiv for brønner med mer enn 90% vannkutt. Den kvitter seg ikke med alt vannet, men store deler av det. Injeksjonspunktet bør ligge slik at vannet ikke blir tatt opp i brønnen og sirkulerer i systemet.

Kapasiteten til hydrosyklonløsningen avhenger kraftig av dimensjon på casing; 500-4000 bpd for 5½", 2000-10000 for 7" casing. Ytelse for ettrinns i forhold til totrinnsseparasjon er avhengig av hvor høyt vannkutt man har. For minimum 85% vannkutt er ettrinnsseparasjon effektivt, mens totrinns er effektivt fra 65%. De to vil gi henholdsvis 50% og 35% produsert vannkutt.

Et system med hydrosyklon kan koste 90000-300000\$. I tillegg kommer installasjonen av systemet. Et gravitasjonsbasert system koster til sammenligning 15000-100000\$ pluss installasjon.

3.3 Dokumentasjon av reservoaregenskaper

Det har blitt brukt enkelte antakelser og forenklinger for å finne verdier for alle reservoaregenskapene som har blitt brukt i simuleringene. Her følger en forklaring av forenklingene og antakelsene.

3.3.1 Relativ permeabilitet

Permeabilitet er et mål for et porøst mediums evne til å transportere fluid. Permeabilitet kan uttrykkes ved hjelp av Darcys likning (3.1), og har SI-enheten m^2 . Permeabiliteten er ofte et svært lite tall, og det er vanlig å bruke enheten Darcy eller milliDarcy som er henholdsvis $9.869233 \cdot 10^{-12}$ og $9.869233 \cdot 10^{-15} m^2$.

$$q = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.1)$$

Den permeabiliteten som måles når kun ett fluid eller en fase strømmer, kalles absolutt permeabilitet. Effektiv permeabilitet er evnen til å transportere et spesielt

fluid når andre ikke-blandbare fluider er tilstede, og er en funksjon av fluidmetning og bergartsegenskaper som fuktegenskaper, porestørrelse, porefordeling og metningshistorie. Relativ permeabilitet er forholdet mellom absolutt permeabilitet og effektiv permeabilitet.

$$k_r = \frac{k_{eff}}{k_{abs}} \quad (3.2)$$

$$q = \frac{k k_r}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.3)$$

For å beregne relativ permeabilitet i Lundeforrasjonen, ble det brukt Coreys likninger.

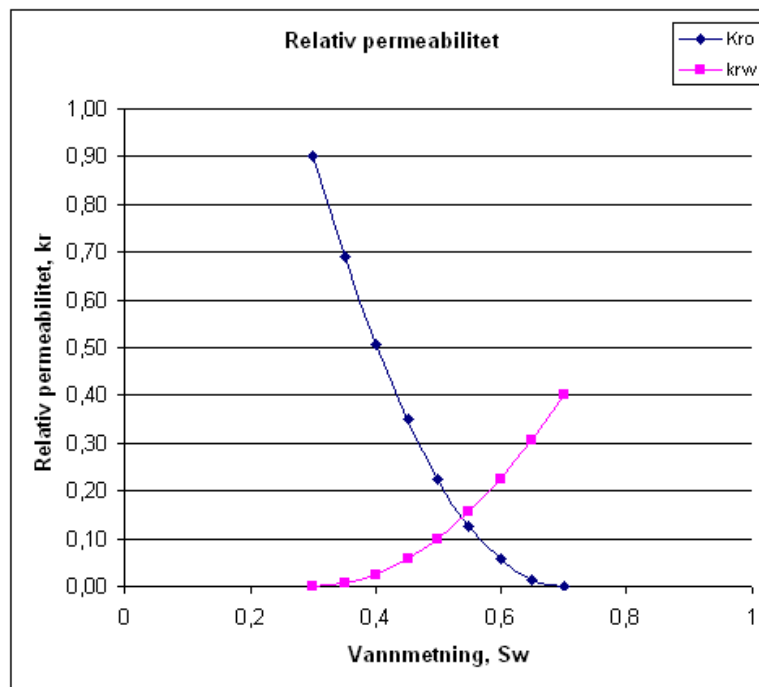
$$k_{rw}(S_w) = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^a k_{rw}^0 \quad (3.4)$$

$$k_{ro}(S_w) = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^b k_{ro}^0 \quad (3.5)$$

Dette ga følgende tabeller og kurver for relativ permeabilitet:

S_w	S_o	k_{ro}	k_{rw}
0,30	0,70	0,9000	0,0000
0,35	0,65	0,6891	0,0063
0,40	0,60	0,5063	0,0250
0,45	0,55	0,3516	0,0563
0,50	0,50	0,2250	0,1000
0,55	0,45	0,1266	0,1563
0,60	0,40	0,0563	0,2250
0,65	0,35	0,0141	0,3063
0,70	0,30	0,0000	0,4000

Tabell 3.1: Relativ permeabilitet som funksjon av metning



Figur 3.2: Relativ permeabilitet

3.3.2 Verdier for B_o , R_s og viskositet

Følgende data fra utdraget av Statoils rapport Gullfaks Hovedfelt Lunde [10] ble brukt:

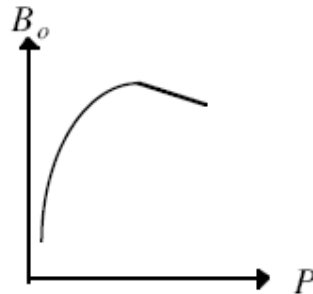
C-29

Reservoar trykk (bar)	341
Metningstrykk (bar)	280
Tetthet i.b. (kg/m^3)	685
Komp. i.b. (GPa^{-1})	1,8
Visk. i.b. (mPas)	0,51
B_o i.b. (Rm^3/Sm^3)	1,41
GOF	150
Tetthet olje stb. (kg/m^3)	838

Tabell 3.2: Data fra Statoil

FVF olje, B_o

For å finne verdier for B_o ble svartoljemodellen brukt. Det er kjent at kurven skal ha denne formen:



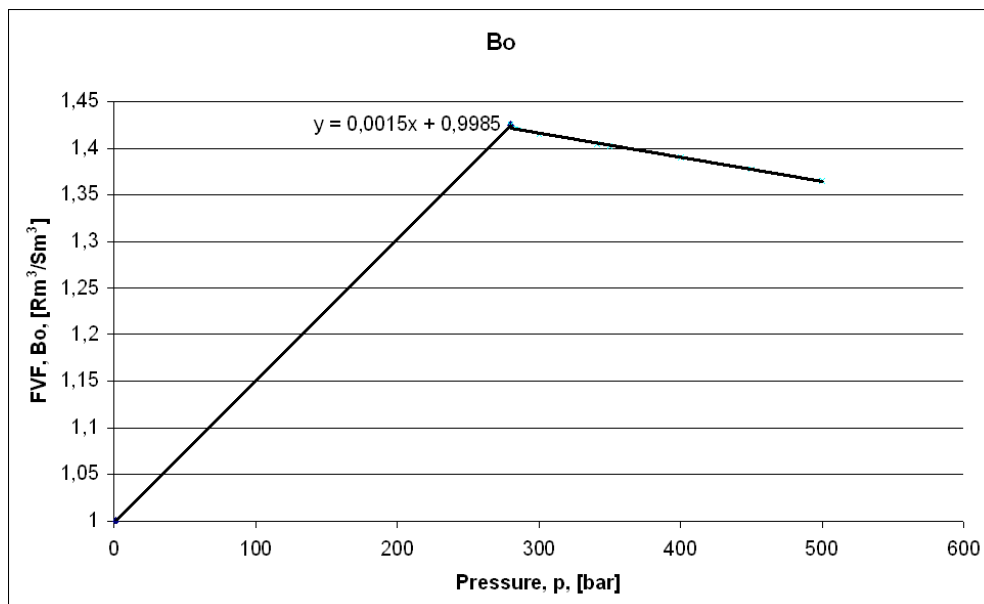
Figur 3.3: Generell graf for FVF Olje [7]

Siden verdiene ved initielt reservoartrykk er gitt i tabellen over (3.3.2), og ved hjelp av likning (3.6) kan verdier for FVF etter boblepunktet finnes.

$$B_o = B_{obp} e^{c_o(p_{bp} - p)} \quad (3.6)$$

Hvor B_{obp} er FVF ved boblepunktet og c_o er kompressibiliteten til oljen.

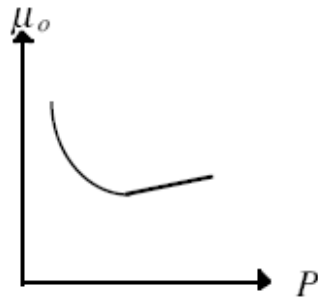
De tre kjente verdiene ble plottet og trendlinefunksjonen i Excel ble brukt til å finne likningene før og etter boblepunktet.



Figur 3.4: FVF Olje

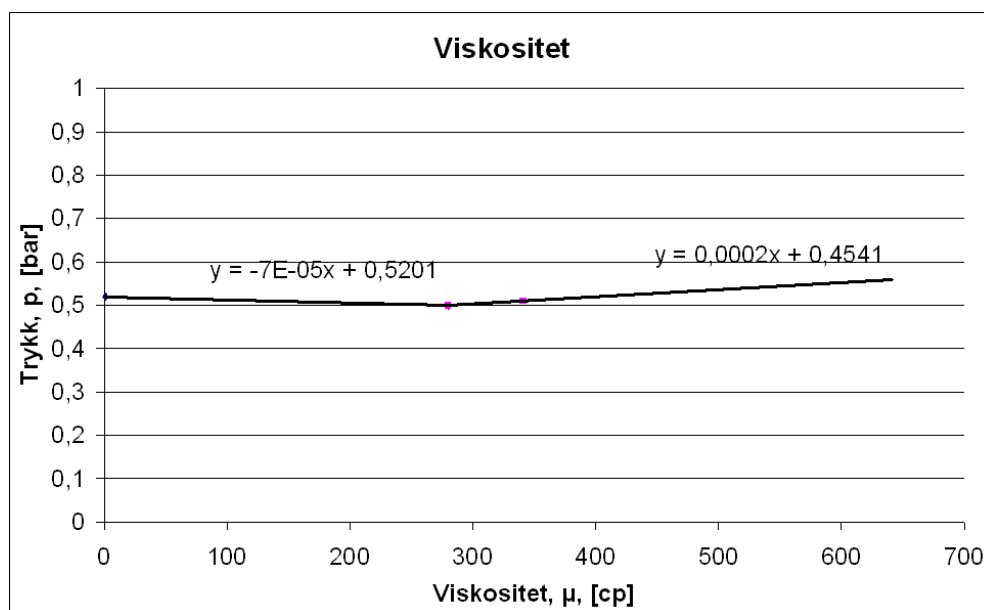
Viskositet, μ

Det er kjent at kurven skal ha denne formen:



Figur 3.5: Generell graf for viskositeten til olje [7]

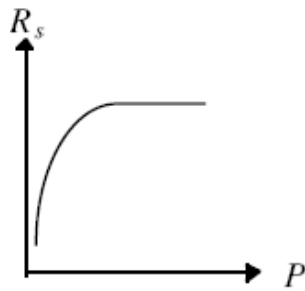
Igjen er verdiene for initielt reservoartrykk kjent. Ved å anta at viskositeten er relativt konstant, oppnås følgende resultat:



Figur 3.6: Viskositet olje

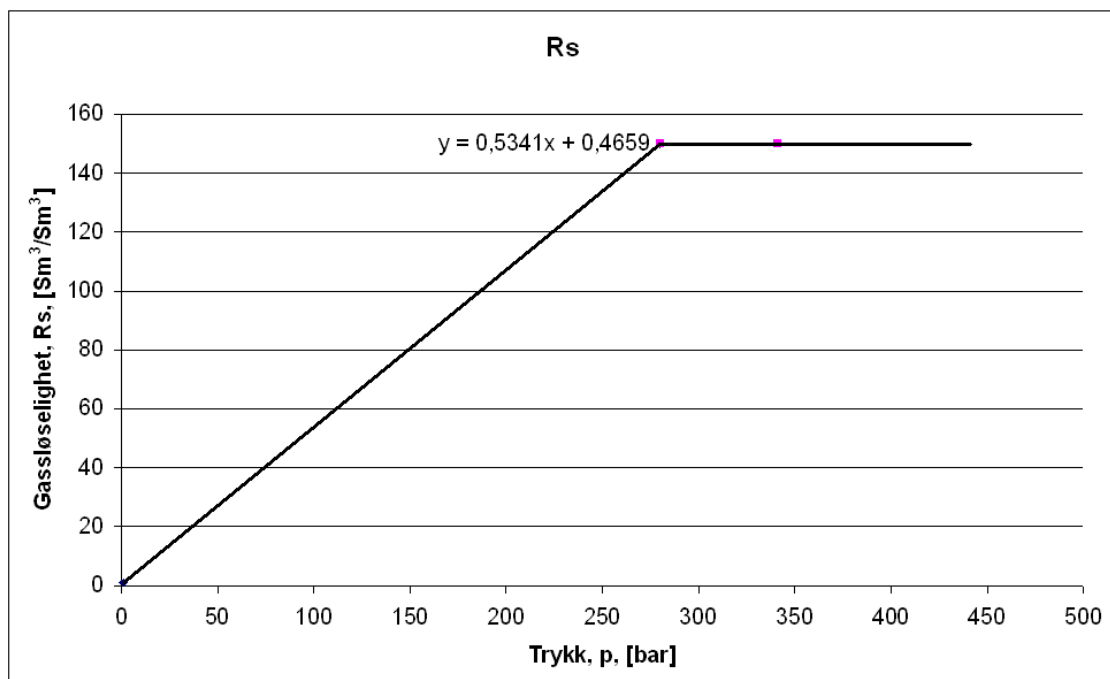
Gassløselighet, R_s

Det er kjent at kurven skal ha denne formen:



Figur 3.7: Generell graf for gassløselighet [7]

Etter boblepunktet er gassløseligheten konstant, så en formel finnes enkelt i Excel.



Figur 3.8: Gassløselighet

3.4 Nåverdiberegning

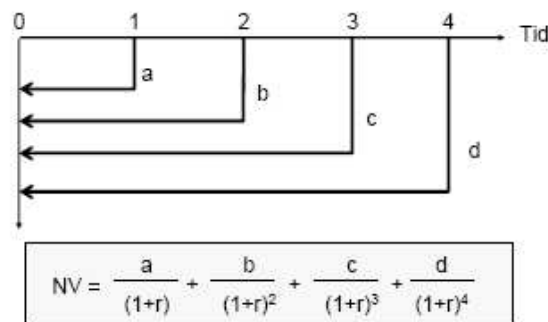
En nåverdiberegning kan brukes til å avgjøre lønnsomheten til et prosjekt. Et prosjekts nåverdi viser den verdiøkningen som oppnås på tidspunkt null ved å velge dette prosjektet fremfor å bruke pengene på noe som gir avkastning lik

diskonteringsrenten r [4]. Dette gjøres ved å regne alle kontantstrømmene tilbake til tidspunktet for prosjektstart. Nåverdien av en kontantstrøm X_n for året n etter prosjektstart er gitt ved;

$$NV = \frac{X_n}{(1+r)^n} \quad (3.7)$$

Nåverdien til prosjektet blir derfor å beregne nåverdien av alle kontantstrømmene, og summere disse sammen. Dersom prosjektets varighet er T år, er nåverdien gitt ved;

$$NV = \sum_{n=0}^T \frac{X_n}{(1+r)^n} \quad (3.8)$$



Figur 3.9: Figur viser hovedprinsippet bak en nåverdiberegning

Man betrakter boreprosjektet som en enhet, og budsjetterer derfor kontantstrøm av driften dvs prosjektets totale kontantstrøm. Skatt tas ikke med i beregningene, og faste kostnader er eksklusiv avskrivninger. Det er heller ikke tatt hensyn til prisstigning. Den reelle kontantstrømmen er da inntekter minus utgifter. Inntektene og utgiftene blir beregnet fra kostnadstall gitt av Statoil. Det antas at driftutgiftene under produksjon er inkludert i oljeprisen. Disse tallene er oppsummert i tabellen under.

Tabell 3.3: Kostnadstall

Boringskostnad	1.2 MNOK/dg
Kompletteringskostnad	1.5 MNOK/dg
Rigrate (Boring)	3.0 MNOK/dg
Rigrate (Komplettering)	3.5 MNOK/dg
Kompletteringsdager	20
Antall meter pr dag (Boring)	150 m
Oljepris	35 USD/fat
Dollarkurs	7 NOK/USD
Diskonteringsrente	7%

4 Metode

Simulering av Lundeforrasjonen ble valgt for å kunne danne et bilde av hvordan produksjonspotensialet er. Simulering kan gi verdier for trykkfall og olje-, gass- og vannproduksjon som en funksjon av tid. Verdiene fra simuleringen kan videre bli brukt til lønnsomhetsanalyser. I tilfellet Lundeforrasjonen, der usikkerheten rundt reservoaregenskapene er stor, kan det være fornuftig å nærme seg problemet fra flere sider. Derfor er det laget fire forskjellige simuleringsmodeller, to i MatLab og to i Eclipse. Eclipse er et anerkjent verktøy i oljebransjen, utviklet av Schlumberger [2]. MatLab-modellen bygger på reservoar- og strømningsligninger og er bygd opp fra grunnen.

Fordelen ved å ha et simuleringsprogram som er bygd fra grunnen, er at det kan skreddersys for det aktuelle problemet, og at man har større oversikt over forutsetningene for modellen enn man har i et ferdig simuleringsprogram. Poenget med å skreddersy modellen, er å kunne vurdere lønnsomheten av drainholes mot enkel brønn og injisering av vann. Modellen skulle gi tilnærmede kostnadsestimat, samt sirkle inn hvilke løsninger er mest lovende. Eclipse ble deretter benyttet til å finne mer korrekte verdier for dagrater og nåverdier.

Det ble først lagd to enkle modeller av reservoaret, én i Eclipse og én i MatLab. Disse er lagd som et homogent volum der begge modeller har samme innparametre. Dette ble gjort for å teste MatLab-modellen. Da modellene var så like som det kan forventes, ble de utviklet videre for å få mer realistiske modeller med ulike egenskaper i de forskjellige lagene.

5 MatLab-modell

MatLab-programmet simulerer på en geologi typisk for Lundeforrasjonen, og gir et statistisk gjennomsnitt for produksjonen. Dette statistiske gjennomsnittet brukes til å beregne:

- Nåverdi som funksjon av lengde på brønn
- Nåverdi som funksjon av antall drainholes
- Hvor mye mer produseres det i snitt med nedihullseparasjon og reinjeksjon av vann

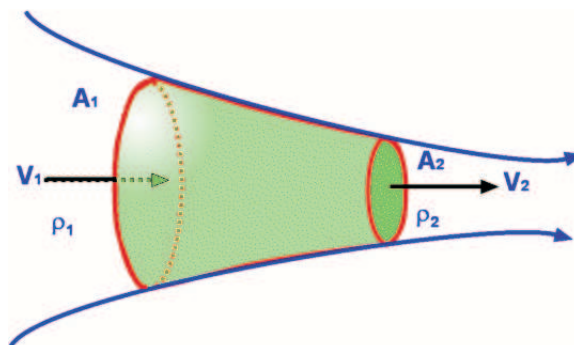
Programmet bygger på to funksjoner. En produksjonsfunksjon som beregner produksjonsraten ved drenering, og en reservoarfunksjon som returnerer et reservoar der geologiske størrelser som trykk, permeabilitet, porøsitet, vannmetning er fordelt slik at det etterligner geologien til Lundeforrasjonen. Disse to funksjonene blir forklart i detalj i de neste to avsnittene. Produksjonsfunksjonen blir her også testet mot Eclipse for å se om den gir tilnærmet korrekte data. Resultatene presenteres i kapittel 7.1.

5.1 Simulering av produksjon

Produksjonsfunksjonen antar sylindersymmetri, og benytter stasjonær løsning av trykkligning sammen med Darcys lov og massebalanse til å beregne produksjonen.

5.1.1 Massebalanse, Darcys lov og trykkligning

En differensialligning for trykket i reservoaret kan utledes ved å se på et kontrollvolum, og benytte at masse er bevart. Det betyr at den massen som strømmer inn i et volumelement må være lik massen som strømmer ut.



Figur 5.1: Figuren viser et eksempel på et kontrollvolum.

Formulert matematisk blir dette:

$$\frac{d}{dt} \int_V \phi \rho dx = - \int_{\partial V} \rho \mathbf{v} \cdot \mathbf{n} dS(x) \quad (5.1)$$

Her er ρ tettheten, ϕ porøsiteten, $\mathbf{v}$ hastighetsfeltet integrert over volumet V og overflaten til volumet, ∂V . Bruker nå divergens teoremet,

$$\int_{\partial V} \mathbf{f} \cdot \mathbf{n} dS(x) = \int_V \nabla \cdot \mathbf{f} dx \quad (5.2)$$

og omformer ligningen (5.1) til

$$\int_V \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) dx = 0 \quad (5.3)$$

Siden dette skal holde for vilkårlige kontrollvolum må man ha

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0 \quad (5.4)$$

Det er ønskelig å omforme ligning (5.4) til en ligning for trykket i reservoaret. Ser på første leddet, og ekspanderer:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) = \rho \frac{d\phi}{dP} \frac{\partial P}{\partial t} + \phi \frac{d\rho}{dP} \frac{\partial P}{\partial t} = \phi \rho (c_f + c_r) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.5)$$

Her har man innført kompressibilitet for væske og stein gitt ved:

$$c_f = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} \quad c_r = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dP} \quad (5.6)$$

Ser nå på andre ledd i ligning (5.4). Dette leddet kan uttrykkes som funksjon av trykket ved hjelp av Darcys lov som sier;

$$\mathbf{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla P \quad \text{hvor } \mu : \text{Viskositet} \quad k : \text{Permeabilitet} \quad (5.7)$$

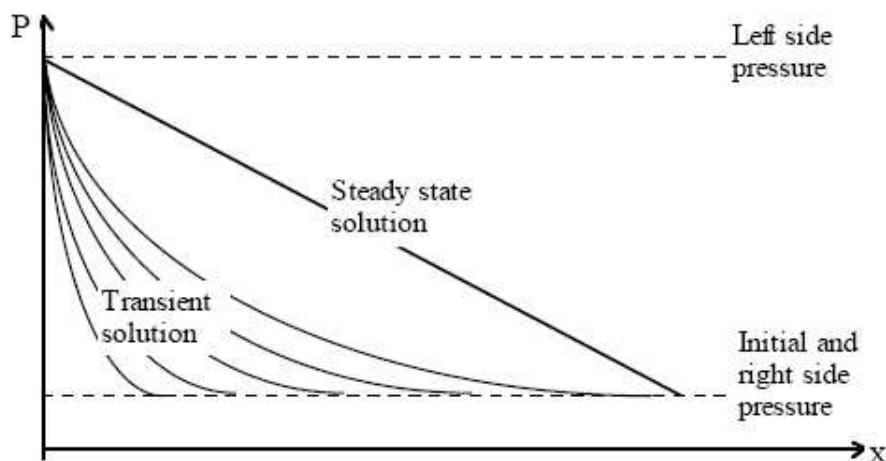
Ved å anta at kompressibilitet og trykkgradient er liten, gir dette

$$\nabla \cdot \left(\rho \frac{k}{\mu} \nabla P \right) = \frac{\rho k}{\mu} (\nabla^2 P + c_f \nabla P \cdot \nabla P) \simeq \frac{\rho k}{\mu} \nabla^2 P \quad (5.8)$$

Ved å sette ligning (5.5) og ligning (5.8) tilbake i ligning (5.4), ender man opp med en lineær partiell differensialligning for trykket i reservoaret;

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad c = c_f + c_r \quad (5.9)$$

Plottet av den endimensjonale trykklikningen for ulike tider er vist nedenfor. Legg merke til at ligningen går mot en stasjonær løsning, som er løsning av ligningen $\nabla^2 P = 0$.



Figur 5.2: Figuren viser løsningen av trykklikning for ulike tider t . Den rette linjen er den stasjonære løsningen

Tiden det tar å innta den stasjonære tilstanden er tilnærmet gitt ved den karakteristiske tidsskalaen i ligning (5.9). I produksjonsfunksjonen bruker man den stasjonære løsningen. Man antar dermed at trykket går mot stasjonær løsning relativt raskt, og et uttrykk for karakteristisk tid er derfor av interesse. Karakterisk tid (T) finnes ved å skalere trykklikningen. Karakteristisk lengdeskala (L) er den største lengdeverdien i problemet. Karakteristisk trykk (P') er gitt ved forskjellen på høyre og venstre-side trykk i figur 5.2.

$$t = Tt^*, \quad P = P_b + P'P^*, \quad x = Lx^* \quad (5.10)$$

Variablene og trykket merket med asteriks er nå dimensjonløse, og varierer mellom null og en. Dette betyr at de partiellderiverte også er av størrelsesorden én. Skalert trykklikning er

$$\nabla^2 P^* = \frac{\phi \mu c L^2}{kT} \frac{\partial P^*}{\partial t^*} \quad (5.11)$$

Siden de partiellderiverte er av størrelsesorden én, gir dette den karakteristiske tidsskalaen:

$$T = \frac{\phi \mu c L^2}{k} \quad (5.12)$$

Dersom man har flerfasestrømning, vil Darcys lov ha formen:

$$\mathbf{v} = -\frac{k_{r,l}k}{\mu}\nabla P, \quad k_{r,l} : \text{Relativ Permeabilitet } l : \text{vann, olje} \quad (5.13)$$

I denne modellen bruker man Corey-formulering for relativ permeabilitet, som er gitt ved:

$$k_{rw}(S_w) = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}}\right)^a k_{rw}^0 \quad (5.14)$$

$$k_{ro}(S_w) = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^b k_{ro}^0 \quad (5.15)$$

$$S_w = \text{Vannmetning}$$

Parametrene i uttrykket for relativ permeabilitet er bestemt av geologien til reservoaret.

I produksjonsfunksjonen trenger man også et uttrykk som viser hvor mye gjennomsnittstrykket i reservoaret synker når et gitt volum av vann og olje er produsert. Dette finner man også fra massebalanse, ved uttrykket:

$$\Delta \bar{P} = \frac{Q_w + Q_o}{c_T \phi V}, \quad Q_w, Q_o : \text{Produsert vann og olje, } V : \text{Bulkvolum} \quad (5.16)$$

Når både olje og vann strømmer, vil c_T være en vektet sum gitt av vannmetningen S_w ved:

$$c_T = c_r + S_w c_w + (1 - S_w) c_o \quad (5.17)$$

Dette var det teoretiske grunnlaget for produksjonsfunksjonen, og man går nå over til å forklare selve algoritmen.

5.1.2 Produksjonsalgoritmen

Produksjonsfunksjonen tar inn følgende data: Totalt innstrømningsareal til brønn, gjennomsnittstrykk i reservoar, vannmetning, bulkvolum, porøsitet, viskositet for olje og vann, bunnhullstrykk, radius til brønn, størrelsen til reservoar uttrykt ved en radius, kompressibilitet til vann, olje og stein, permeabilitet og faktorer som trengs i Coreys uttrykk for relativ permeabilitet. Funksjonen regner da ut produksjonsrate for olje og vann i Sm^3/d , samt hvordan vannmetningen og snitttrykket i reservoaret forandres med tiden.

Produksjonsfunksjonen bygger på tre hovedantagelser:

- Antar sylinder symmetri, og radiell innstrømning i brønn

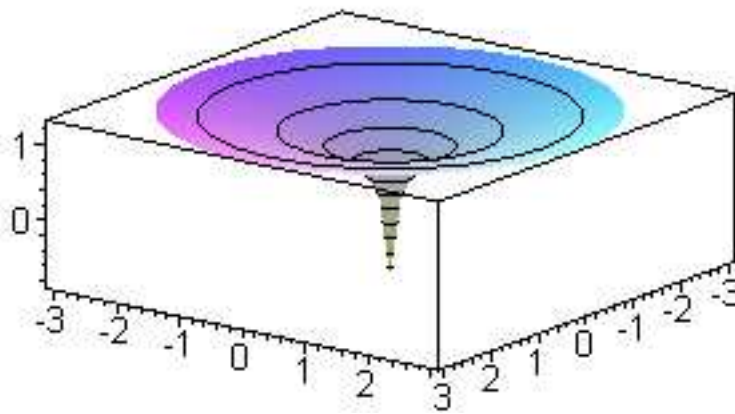
- Antar at trykket rundt brønn kan beskrives tilnærmet med den stasjonære trykkligningen
- Antar konstant bunnhullstrykk

De to første antagelsene leder til følgende trykkligning

$$\frac{d^2 P}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dP}{dr} = 0 \quad (5.18)$$

Ved brønnens radius r_0 er trykket lik bunnhullstrykket P_b , mens ved maksradius R_0 er trykket lik det initielle trykket P_i i reservoaret før produksjonen starter. Med disse randverdiene er løsningen av ligning (5.18) gitt ved ligning (5.19). Grafisk fremstilling av løsning er vist nedenfor.

$$P(r) = \frac{P_i - P_b}{\ln(\frac{R_0}{r_0})} \ln(\frac{r}{r_0}) + P_b \quad (5.19)$$



Figur 5.3: Figuren viser løsningen av den stasjonære trykkligningen når man har antatt sylindersymmetri

Når man vet hvordan trykket oppfører seg rundt brønnen, vet man også hastigheten til fluidene som er gitt ved Darcys lov (ligning (5.13)). Dette kan brukes til å regne ut produksjonen over et tidsrom Δt ved

$$Q_w + Q_o = \left(\frac{k_{ro} k}{\mu} \nabla P + \frac{k_{rw} k}{\mu} \nabla P \right) \cdot \mathbf{n} dA \quad (5.20)$$

dA : Flate-element fluid strømmer gjennom

$\mathbf{n}$: Normalvektor til flate-element

k_{ro}, k_{rw} : Relativ permeabilitet til olje og vann

For sylinder med A som effektivt innstrømningsareal, blir produksjonen gitt ved 5.19;

$$Q_w = \frac{Ak_{r,w}k}{\mu_w r_0} \left(\frac{P_i - P_b}{\ln R_0 - \ln r_0} \right) \Delta t \quad (5.21)$$

$$Q_o = \frac{Ak_{r,o}k}{\mu_o r_0} \left(\frac{P_i - P_b}{\ln R_0 - \ln r_0} \right) \Delta t \quad (5.22)$$

Trykkfallet kan nå beregnes fra ligning (5.16). Dette er hvor mye gjennomsnittstrykket i reservoaret faller. I produksjonsligningen (5.20) er det lettest å oppdatere P_i etterhvert som trykket faller. Man må derfor finne en sammenheng mellom gjennomsnittstrykkfallet $\Delta \bar{P}$ og trykkfallet ΔP_i . Denne sammenhengen finnes ved å regne ut gjennomsnittstrykket;

$$\bar{P} = \frac{1}{\pi R_0^2} \int_0^{2\pi} \int_{r_0}^{R_0} P(r) r dr d\theta \quad (5.23)$$

differensiere dette uttrykket, og løse med hensyn på P_i . Man ender da opp med;

$$\Delta P = \frac{\Delta \bar{P}}{1 - \alpha}, \quad \alpha = \frac{1}{2(\ln R_0 - \ln r_0)} \quad (5.24)$$

I denne modellen vil $\alpha \simeq 0.1$. Det er derfor en god tilnærming å neglisjere α , som gir følgende iterasjons uttrykk for P_i ;

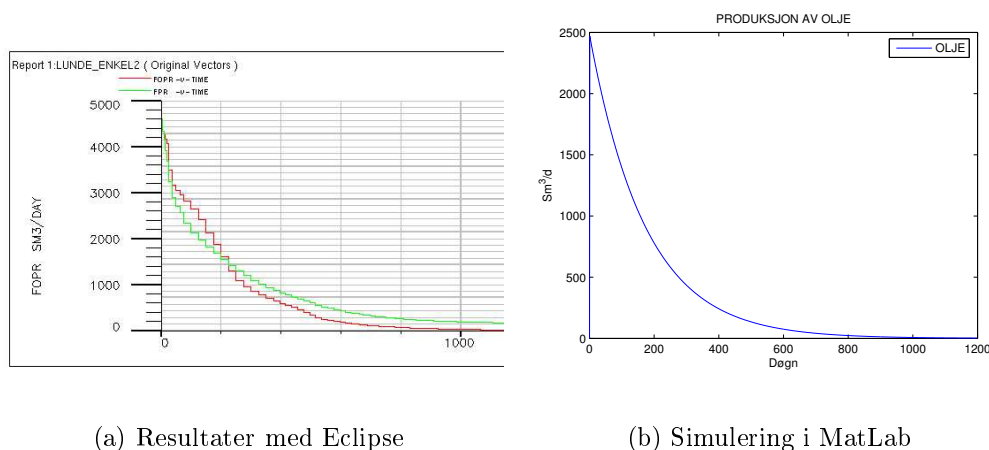
$$P_i^{n+1} = P_i^n - \Delta \bar{P} \quad (5.25)$$

Man kan nå beregne produksjonen iterativt ved å produsere i et tidsrom, beregne trykkfallet, justere P_i i trykkligning, og produsere videre i et nytt tidsintervall. Dette er sammenfattet i en pseudokode nedenfor:

1. Sett et tidsintervall Δt .
2. Beregn Q_w og Q_o fra ligning (5.21) og (5.22).
3. Beregn trykkfallet $\Delta \bar{P}$ fra ligning (5.16)
4. Oppdater trykket P_i som gitt i ligning (5.25)
5. Sett oppdatert P_i inn i ligning (5.21) og (5.22)
6. Dersom $P_i > P_b$, gå til 2 igjen. Dersom $P_i < P_b$ STOPP.

5.1.3 Testing av produksjonsfunksjon med Eclipse

Produksjonsfunksjonen skal brukes til å regne ut nåverdien av ulike boreløsninger, og det er derfor viktig at den gir tilnærmet korrekte produksjonstall. Man testet derfor produksjonsfunksjonen med Eclipse ved å simulere på et $1100 \text{ m} \times 810 \text{ m} \times 220 \text{ m}$ homogent reservoar. Trykket var satt til 341 bar, vannmetning til 0.4, permeabilitet til 0.5 darcy.



(a) Resultater med Eclipse

(b) Simulering i MatLab

Figur 5.4: Resultater med de to modellene (Eclipse og MatLab). Rød kurve i 4(a) er oljeproduksjon.

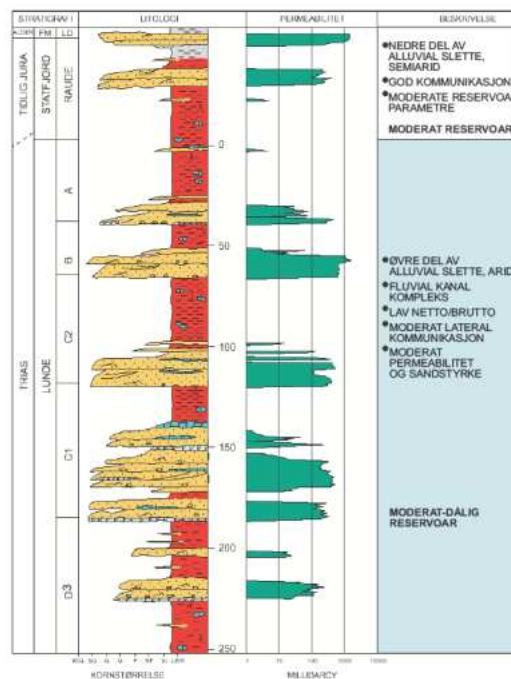
Eclipse gir høyere produksjonsrate i starten, men går etter en tid ned til de produksjonsratene MatLab gir. Dette kan forklares enkelt ved at trykkgradienten i den transiente fasen (se fig 5.2) er mye større enn for den stasjonære løsningen. Dette gir derfor en større innstrømningshastighet inn i brønn, og dermed en høyere produksjon i starten.

Man kan også benytte produksjonsratene fra Eclipse til å finne ut om den karakteristiske tiden, gitt ved ligning (5.12), er liten nok for å kunne anta at trykket mesteparten av tiden oppfører seg lik den stasjonære løsningen. For å kunne benytte stasjonærligning, må trykkfallet på grunn av produksjon være lite i løpet av karakteristisk tid. Fysisk betyr dette at trykket alltid har tid til å nå stasjonær løsning før gjennomsnittstrykket i reservoaret har falt merkbart. Ved å sette inn reservoarstørrelser i ligning (5.12) får man $T \simeq 40000 \text{ s}$. Fra Eclipse ser man at produksjonsraten $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ er en høy rate over tidsrommet produksjonen pågår. Bruker denne raten, og regner ut trykkfallet i reservoar ved å produsere i 40000 s. Dette gir et trykkfall $\Delta P \simeq 0.5 \text{ bar}$. Dette indikerer at antagelsen om at trykkkurven er tilnærmet lik stasjonær løsning er ganske bra. Siden modellen gir

lavere produksjonrate enn Eclipse i starten, vil derfor MatLab-modellen være en konservativ modell med tanke på at den skal brukes til å regne ut nåverdier.

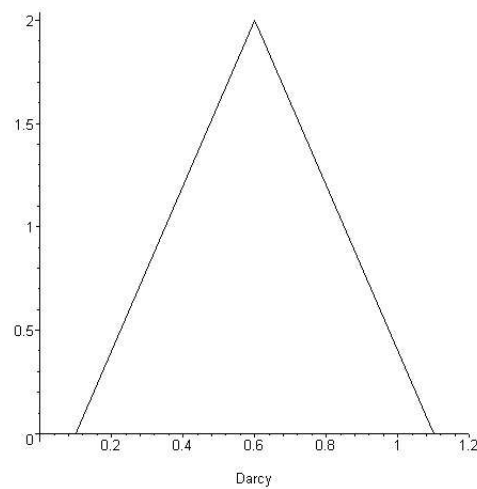
5.2 Simulering av reservoar

Geologien til Lundeformasjonen gjør produksjonen vanskelig. Det er dårlig kommunikasjon mellom sandkroppene både vertikalt og horisontalt. Disse vanskelighetene bør gjenspeiles i MatLab simuleringen. For å få frem disse effektene deles reservoaret opp i horisontale lag (sandkropper) uten kommunikasjon dem imellom. Hvert lag betraktes som homogent, og får tildelt en tykkelse, overflateareal (utstrekning), vannmetning, porøsitet, trykk, permeabilitet. Disse størrelsene må etterligne geologien til Lundeformasjonen. Et slik oppdelt reservoar blir returnert fra reservoarfunksjonen (kildekode finnes i appendiks B. Typisk permeabilitet og tykkelse på lagene finnes fra følgende figur



Figur 5.5: Reservoarbeskrivelse for øvre del av Lunde [10]

Ved å regne på hvor mange lag leire det er i forhold til porøse sandlag, kommer man frem til ca 60%. Permeabiliteten ser ut til å ligge mye rundt 0.6 darcy. I modellen brukes derfor sannsynlighetsfordelingen for permeabilitet vist nedenfor, på de porøse sandlagene.



Figur 5.6: Permeabilitetsfordelingen som benyttes på de porøse sandlagene

Verdier for vannmetning og porøsitet ble også funnet i [10]. Fant i disse tilfellene omtrentlige maksimum og minimums verdier, og fordelte uniform innen intervallet. Uniform fordeling vil si at det er lik sannsynlighet for alle verdiene. For trykket benyttet man empirisk formel fra [10];

$$P(dyp) = 0,11 \cdot dyp + 110, \quad [P] = \text{bar} \quad [dyp] = m \quad (5.26)$$

Reservoarstørrelsene som er benyttet er oppsummert i tabellen.

Tabell 5.1: Reservoarstørrelser

	Fordelt i intervallet	Fordeling
Total høyde til reservoar	220 m	fiksert
Sannsynlighet for at lag er leire	60%	fiksert
Tykkelse hvert lag	(5 m, 30 m)	uniform
Ustrekning til hvert lag	(100 m × 100 m, 900 m × 900 m)	uniform
Vannmetning i porøse lag	(0.2, 0.8)	uniform
Permeabilitet i porøse lag	(0.1D, 1.1D)	fig 5.6
Porøsitet i porøse lag	(0.2, 0.3)	uniform

5.3 Fremgangsmåte

Nåverdien vil gi et estimat på lønnsomheten ved å utvinne Lundeforvasjonen, og vi går nå over til å beregne nåverdien av ulike boreløsninger. Ser først på en helt

enkelt brønn, og deretter drainholes. Programmet plotter nåverdien som funksjon av lengde på brønnen, og nåverdi som funksjon av antall drainholes. Dette vil gi svar på om man kan bore en helt ny brønn, eller må ta i bruk eksisterende Statfjord brønner for å få positiv nåverdi. Drainholes er en egnet boreløsning når sandkroppene ligger spredt med dårlig kommunikasjon mellom. Derfor er det interessant å se på hvordan lønnsomheten til en slik boreløsning varierer med antall drainholes og lengde på brønn. Vi antar under simuleringen av begge løsningene at sannsynligheten for å treffe en sandkropp med olje er tilnærmet tilfeldig. Vi antar også at brønnen går vertikalt gjennom 220 m av Lundeforrasjonen

Til slutt ser vi på en enkel sandkropp med porøsitet, permeabilitet, vannmetning, størrelse og trykk som er typisk for Lundeforrasjonen, og beregner hvor mye mer olje man får ut ved å reinjisere en viss prosent av vannet man produserer. Denne simuleringen er gjort med tanke på en lønnsomhetsanalyse av nedihullseparasjon.

5.3.1 Enkel brønn

Med en enkel brønn menes en brønn uten sidebrønner. Vi holder lengden av brønnen som er perforert konstant under simuleringen, og varierer lengden på brønnen. Lengden ligger i intervallet (500 m, 2000 m). Antar også at perforert del er en sammenhengende del av brønnen. Programmet regner ut kostnaden for å bore gitt brønnlengde og komplettere. Dette gir kostnaden i boreprosjektet. Perforert del som treffer porøse sandkropper med olje produserer fra disse. En sandkropp svarer til et horisontalt lag i reservoarfunksjonen, som ble forklart tidligere. Produksjonen gir inntektene til boreprosjektet. Man kan nå enkelt regne ut kontantstrøm og nåverdi til denne boreløsningen. For å få en statistisk snittverdi for denne nåverdien, gjøres beregningen ca 1000 ganger for hver brønn. Dette gjøres for ulike lengder på brønnen, og resulterer i et plott. Kildekoden for programmet finnes i appendikset. Nedenfor vises pseudokode for programmet.

1. Sett iterasjoner
2. Sett lengde på brønn
3. Regn ut kostnaden til brønnen
4. Lag et reservoar med reservoarfunksjonen
5. Trekk tilfeldig ut 3 sandlag som tilsvarer perforert del av brønn
6. Produserer fra sandlagene med olje som perforert del av brønn treffer med produksjonsfunksjonen
7. Regn ut inntektene fra produksjonen
8. Beregn nåverdi
9. Gjør 4 til 8 inntil oppnådd maks iterasjoner
10. Gå til 2, og start på nytt med en ny lengde inntil oppnådd maks lengde på brønn

5.3.2 Drainholes

Drainholes-programmet er nokså likt enkel brønn programmet. Forskjellen er at her produserer man fra drainholes med mye større innstrømningsareal. Sandkroppene dreneres derfor raskere, noe som gir høyre nåverdi. Drainholenes lengde fikses til 100 m, og plasseres tilfeldig i et av sandlagene reservoarfunksjonen lager. Vi simulerer for ulikt antall med drainholes, og plotter nåverdi som funksjon av antall drainholes. Under denne simuleringen holdes lengden på hovedbrønn konstant lik 1000 m. Til slutt plottes maks lengde på brønn for å gå i positiv nåverdi. Kildekode finnes i appendikset. Pseudokode er vist under.

1. Sett iterasjoner
2. Sett antall drainholes
3. Regn ut kostnaden til brønnen med drainholes
4. Lag et reservoar med reservoarfunksjonen
5. Trekk tilfeldig ut like mange sandlag som drainholes
6. Produserer fra sandlagene som ikke er leire med produksjonsfunksjonen
7. Regn ut inntektene fra produksjonen
8. Beregn nåverdi
9. Gjør 4 til 8 inntil oppnådd maks iterasjoner
10. Gå til 2, start på nytt og øk antallet drainholes med 1
Gjør dette inntil oppnådd maks antall drainholes

5.3.3 Reinjeksjon av vann

Ved nedihullseperasjon separeres ut en viss fraksjon av produsert vann, som deretter reinjiseres i reservoaret. Dette gir trykkstøtte, og gjør at man får presset ut mer olje. Det er av interesse å finne ut hvor mye mer man får ut. Siden det er meget lav kommunikasjon mellom de ulike sandlagene, vil reinjisert vann hovedsaklig gi økt produksjon i den sandkroppen vannet pumpes inn i. Reinjeksjonsfunksjonen regner ut hvor mye mer man får ut av en enkelt sandkropp ved reinjeksjon. Programmet plukker ut mange porøse sandlag, og regner fra disse en snittverdi på differansen *produsert olje med injeksjon* minus *produsert olje uten injeksjon*. Dette gjøres for ulike prosenter av produsert vann som blir reinjisert. Kildekode finnes i appendikset. Nedenfor vises pseudokode.

1. Sett iterasjoner
2. Sett prosent av produsert vann som skal reinjiseres
3. Lag reservoar med reservoarfunksjonen
4. Plukk ut porøse sandlag
5. Produser fra disse sandlagene med og uten vanninjeksjon
6. Regn ut hvor mye mer man får ut av hvert sandlag med vanninjeksjon
7. Regn ut snittverdien av differansene
8. Gå til 3 igjen inntil maks iterasjoner er oppnådd
9. Når maks iterasjoner er oppnådd, gå til 2, juster opp prosent og start på nytt
10. Gjør 2 til 9 inntil man har gått gjennom alle ønskelige prosenter

6 Eclipsemodell

6.1 Hva gjør Eclipse?

Med Eclipse 100 kan man lage en tredimensjonal modell av et reservoar og simulere olje-, gass- og vannproduksjon som en funksjon av tid. Brønner kan plasseres manuelt og ulike brønntyper kan simuleres. Dette gjør det mulig å si noe om økonomisk gevinst av å utvinne reservoaret og hvordan man utvinner det på mest lønnsomme måte.

Brukeren angir reservoaregenskapene, brønnplassering og hva slags utdata som er ønskelig. Dette skrives i en tekstfil som leses av Eclipse. Visualiseringsprogrammene GLWiew og Office leser informasjon fra Eclipse-simuleringen og fremstiller produksjonen grafisk.

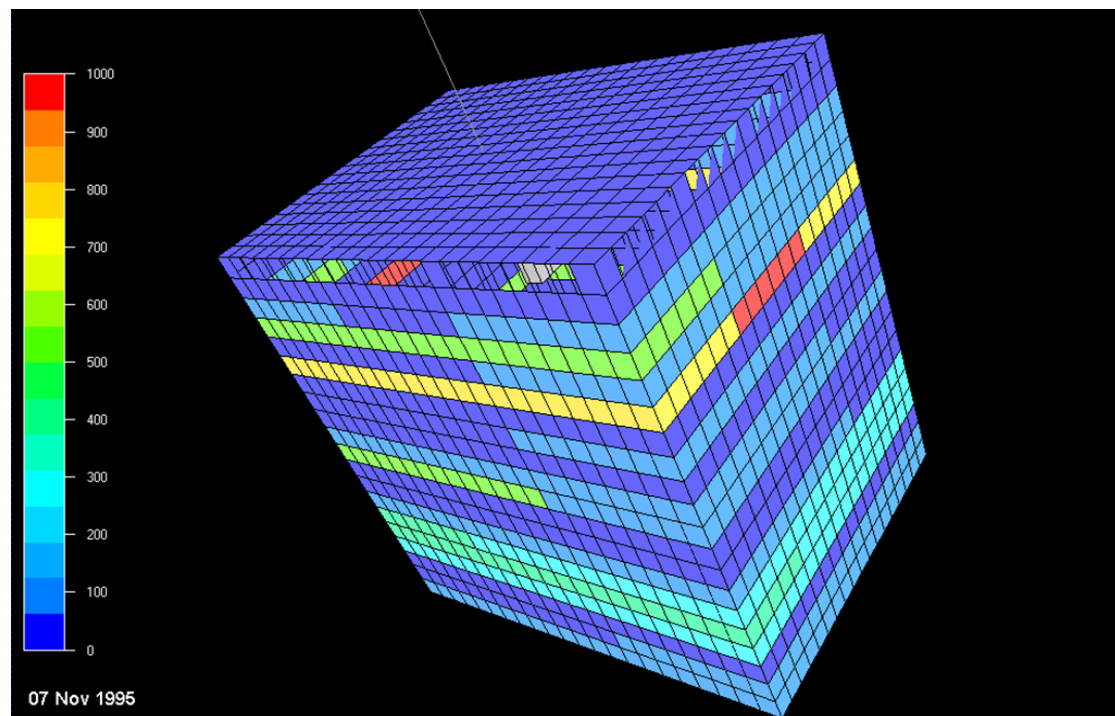
Ut fra et strukturkart av Lundeforماسjonen (figur A.1) ble området rundt test-brønnen C-29 valgt, og modellert som en $1100 \times 810 \times 220$ m enkeltstående blokk inndelt i $22 \times 18 \times 20$ gridblokker. Det vil si at hver gridblokk er $50 \times 45 \times 11$ m. Området som er modellert var merket som “oljefylt reservoar” på strukturkartet.

6.2 Forutsetninger og inndata i den avanserte Eclipse-modellen

Den avanserte reservoarmodellen er delt i 11 meter tykke horisontale lag med ulik vannmetning og permeabilitet. Hvert lag er inndelt i blokker med forskjellig permeabilitet.

Reservoaregenskapene til Lundereservoaret er kartlagt ved hjelp av brønntester i tre brønner; C-29, C-39 og C-14 [10]. Dette gir lite informasjon om hvordan formasjonen er utenfor disse brønnene. Likevel ble vannmetningsmålinger fra C-29 valgt som grunnlag for modellen, da denne viste lavest vannmetninger av de tre.

Permeabiliteter i horisontal retning er avlest fra en reservoarbeskrivelse av øvre del av Lundeformasjonen (figur 2.2). Da denne figuren er todimensjonal, ble verdiene ekstrapolert i hvert lag for å få ulike permeabiliteter i blokkene. Permeabilitet i vertikal retning ble satt til ti prosent av horisontalretning.



Figur 6.1: Permeabilitet i modellen i xy-retning [mD]

Lag nr.	PERM mD	Sw %
1	7,5	0,19
2	0	0,19
3	75/50/80	0,22
4	500/100/100	0,22
5	0/0/75	0,33
6	800/1000/750	0,34
7	0	0,31
8	0/0/100	0,51
9	0	0,74
10	100/75/10	0,79
11	500/100/100	0,49
12	0/10/10	0,61
13	0	0,61
14	75/75/0	0,41
15	400/300/300	0,41
16	400/300/300	0,77
17	300	0,77
18	0	0,77
19	30/30/100	0,77
20	100	0,77

Tabell 6.1: Permeabilitet og Sw for lag i modellen

6.3 Brønnplasseringer

Som nevnt tidligere er det knyttet stor usikkerhet til kartleggingen av Lunde-formasjonen. Mangel på detaljkunnskaper gjør at det ikke er sikkert at en antatt god sone virkelig er så god og ligger akkurat der man tror den ligger. Sannsynligheten for å bore inn i en mindre god sone er altså stor. Det er derfor modellert flere scenarioer, både for brønner i gode soner og i mindre gode soner. En god sone karakteriseres ved høy permeabilitet og lav vannmetning. En sone med svært lav permeabilitet vil omtrent ikke produsere, mens en sone med høy vannmetning vil gi tidlig vanngjennombrudd og høyt vannkutt.

Av de simulerte situasjonene, ble følgende sett på som interessante:

Filnr	Ant. brønner	Brønntype	Ant. dreneringspunkt	Soner
3	1	Enkel	1	God
4	2	Enkle	2	God / moderat
5	1	Enkel	1	Høy Sw
8	2	ML	4	Gode / moderate
9	1	ML	3	Gode / moderate
12	2	ML	4	Gode / moderate

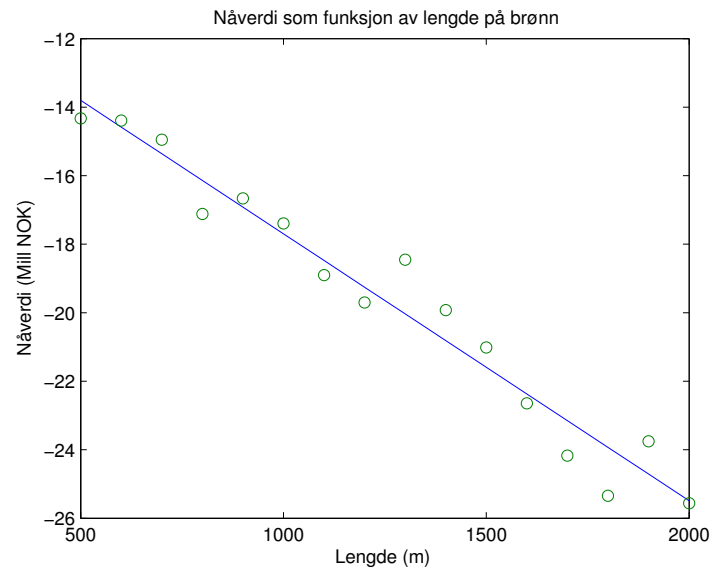
Tabell 6.2: Oversikt over brønnløsninger simulert i Eclipse

En enkel brønn vil i dette tilfellet si en brønn som går vertikalt ned til reservoaret hvor den svinger og drenerer reservoarsonen fra en horisontalseksjon. En slik brønn har kun ett dreneringspunkt. En multilateral brønn har her ett moderløp som går vertikalt ned til reservoarseksjonen. Den har to eller tre horisontale dreneringspunkter, det vil si at man har ett eller to sidesteg.

7 Resultater og kostnadsanalyse

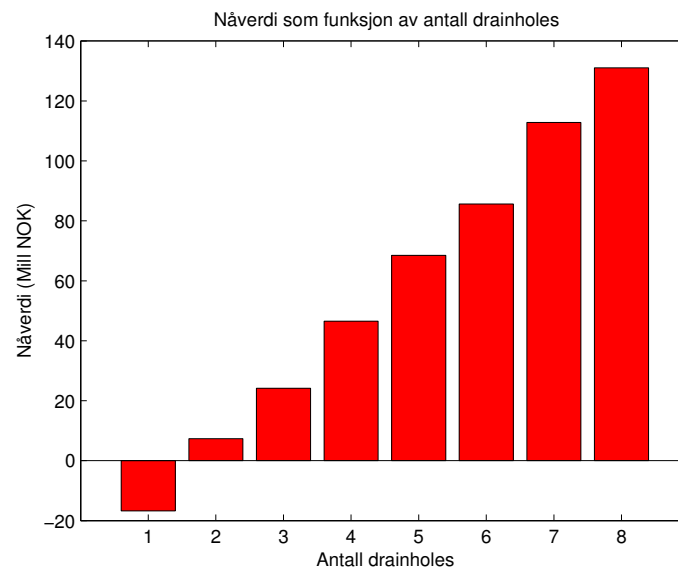
7.1 Resultater fra simulering i MatLab

7.1.1 Enkel brønn

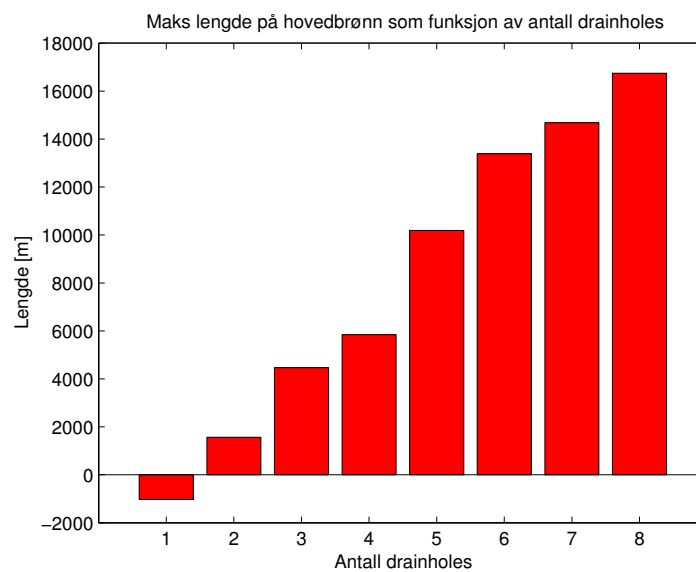


Figur 7.1: Viser nåverdien som funksjon av lengden på brønnen. Dataene (sirklene) er kurvetilpasset

7.1.2 Drainholes

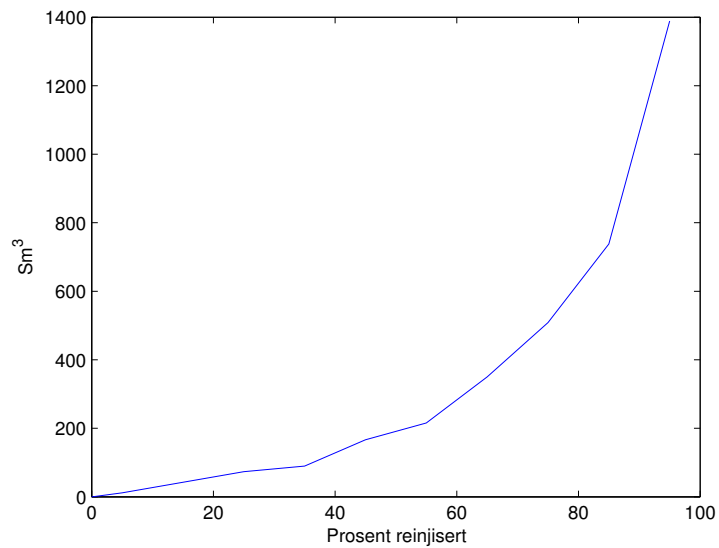


Figur 7.2: Søylediagrammet viser nåverdien til boreprosjektet for ulikt antall drainholes

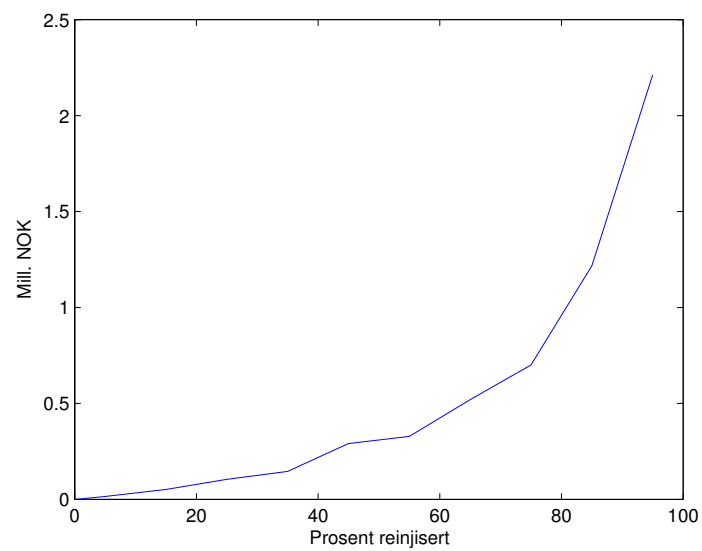


Figur 7.3: Søylediagrammet viser maks lengde til hovedbrønn for å gå i positiv nåverdi

7.1.3 Reinjeksjon av vann



Figur 7.4: Grafen viser hvor mye mer man får ut av en sandkropp ved å reinjisere en viss prosentandel av produsert vann

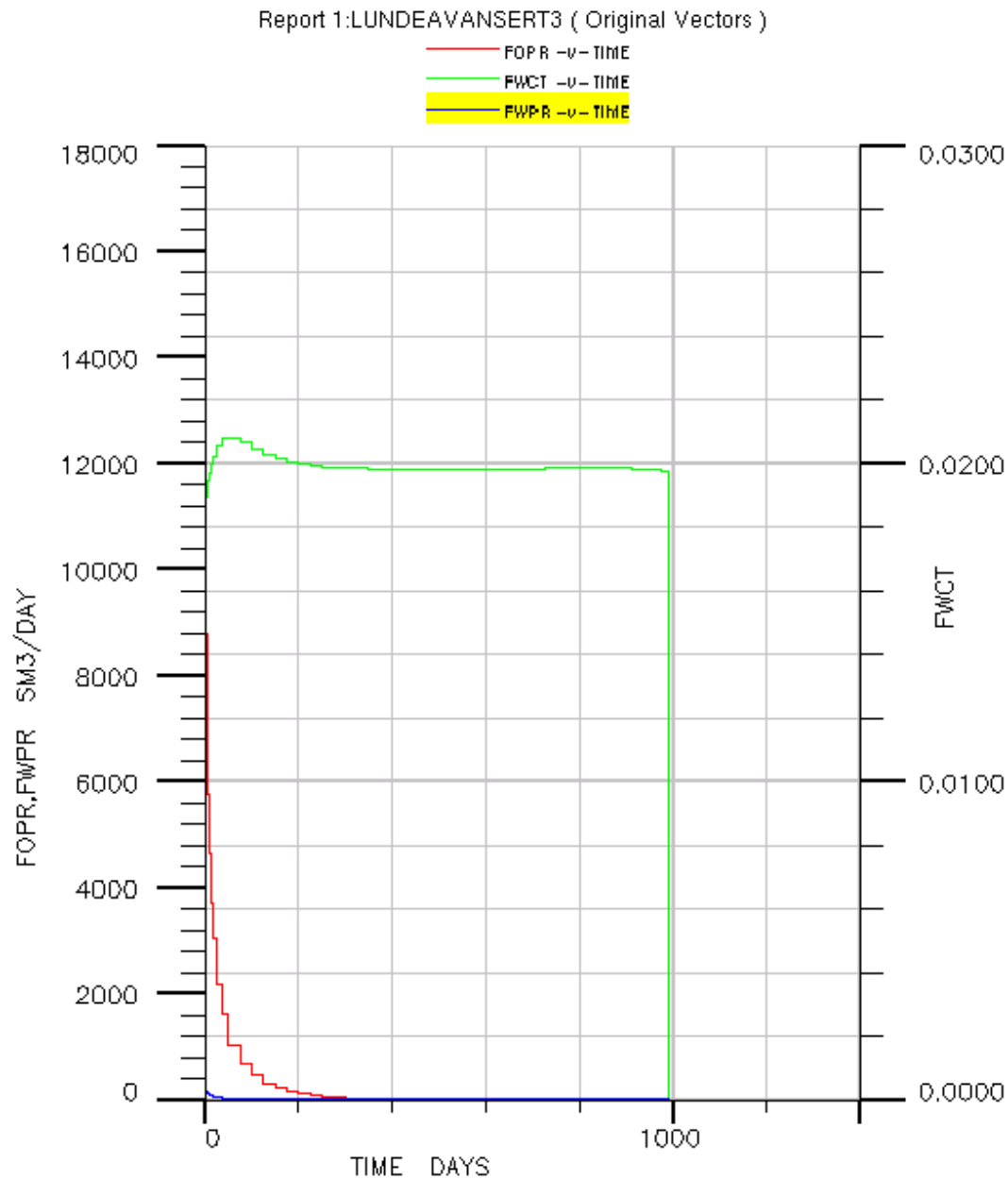


Figur 7.5: Grafen viser hva den økte produksjonen i figur 7.4 utgjør i mill.NOK

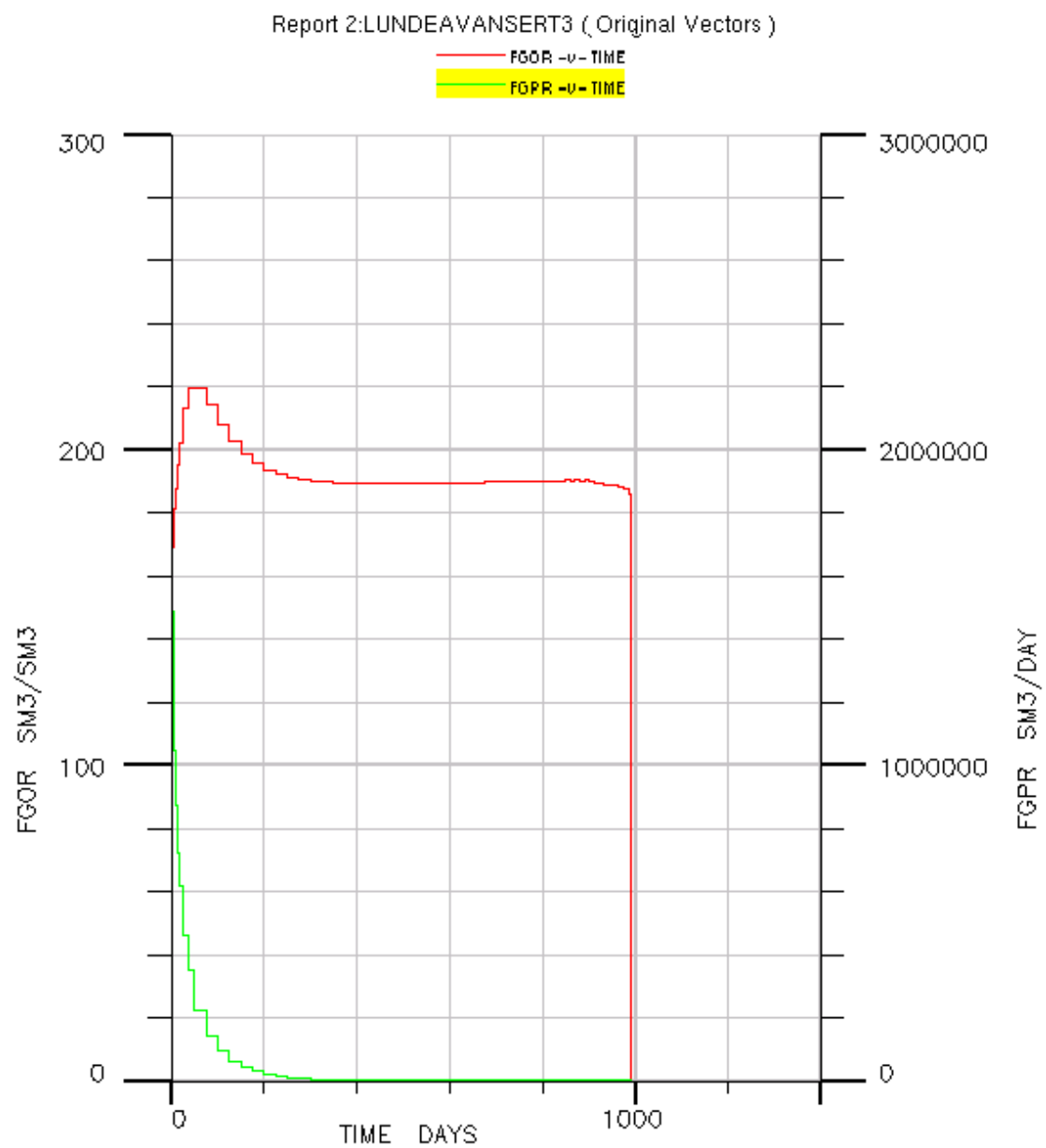
7.2 Eclipse

7.2.1 Én enkel brønn i god sone:

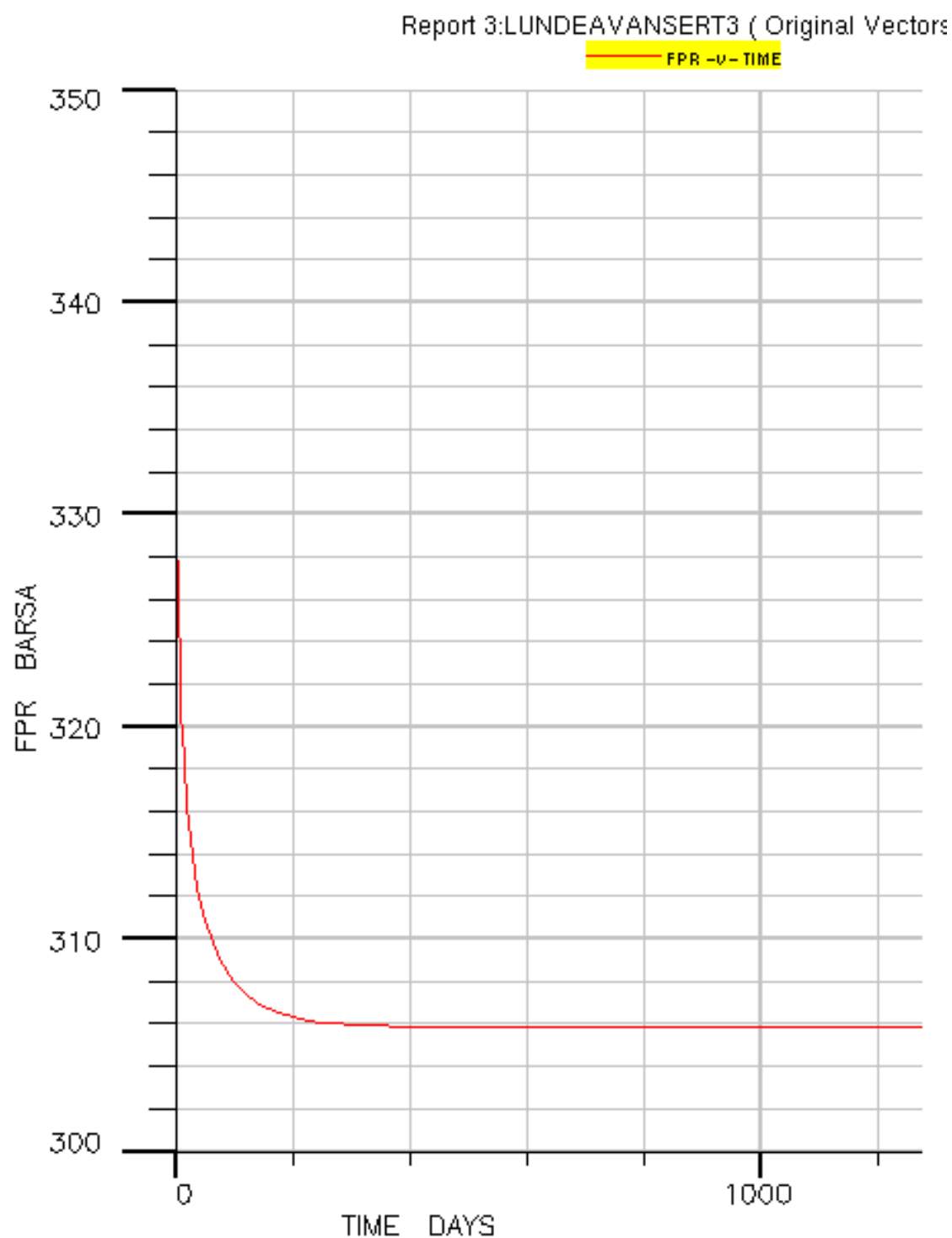
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 272,5 kSm³.



Figur 7.6: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 3



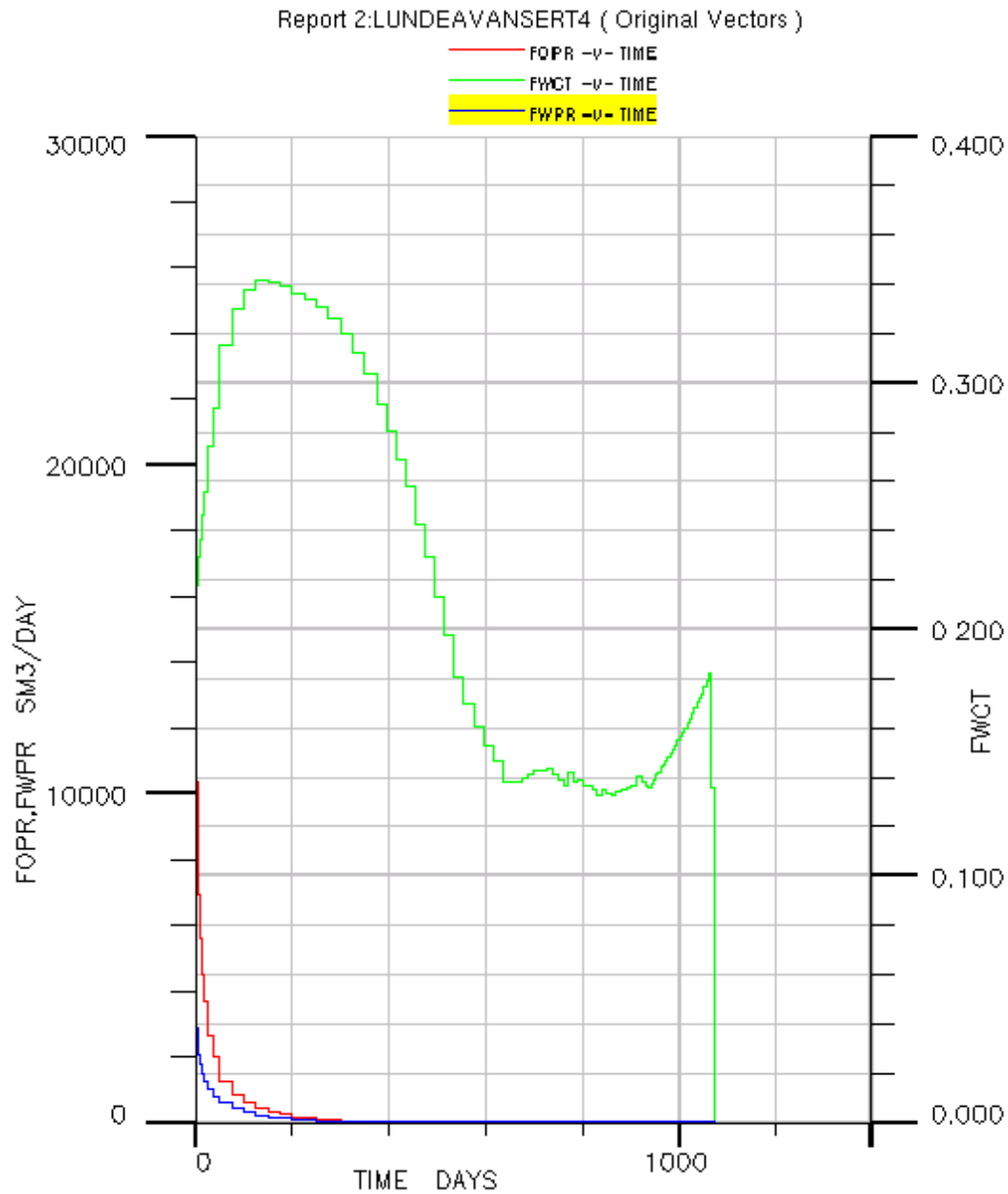
Figur 7.7: Gassproduksjon og gassoljerate for case 3



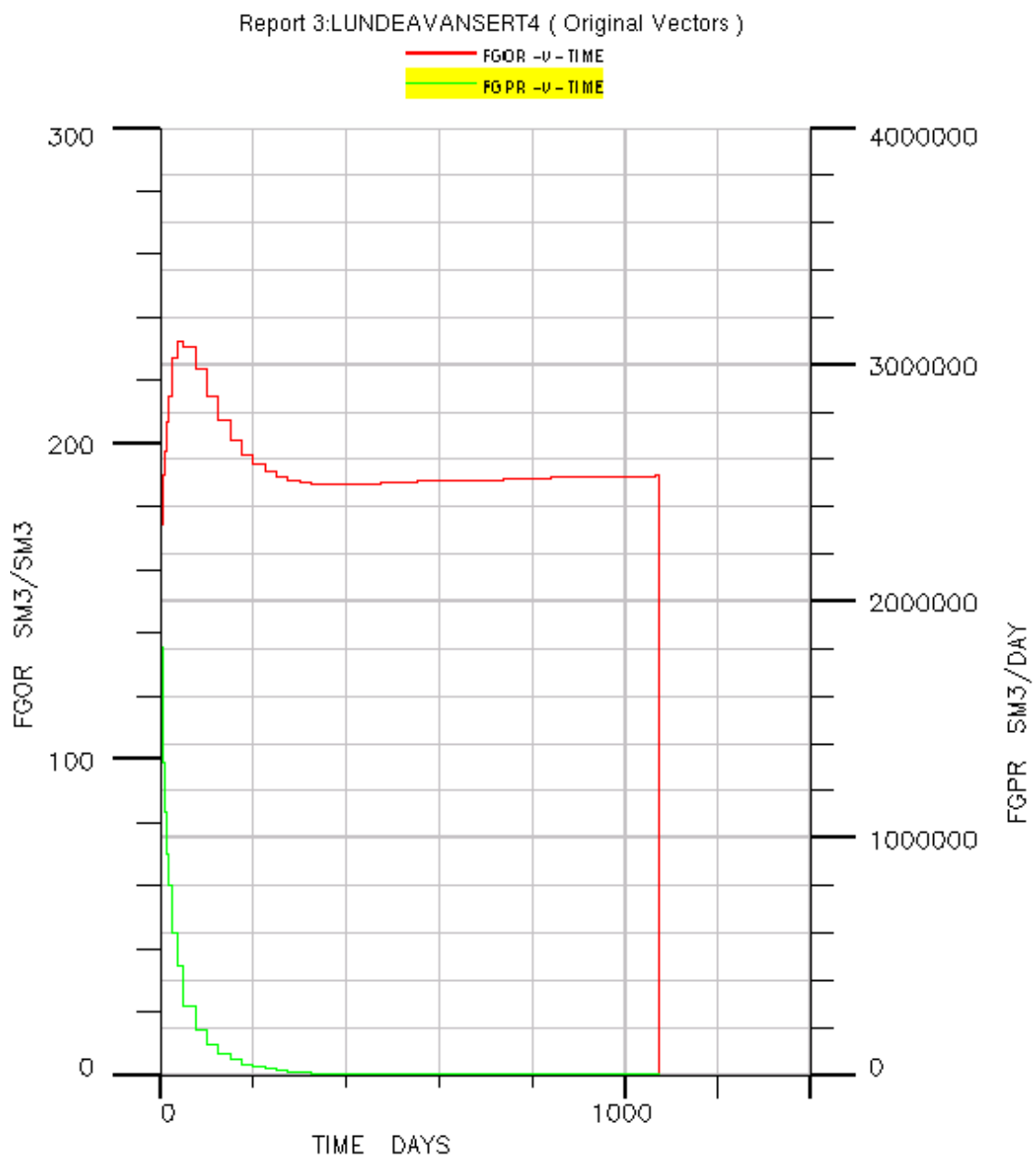
Figur 7.8: Trykkutvikling i reservoaret for case 3

7.2.2 To enkle brønner i to forskjellige gode soner:

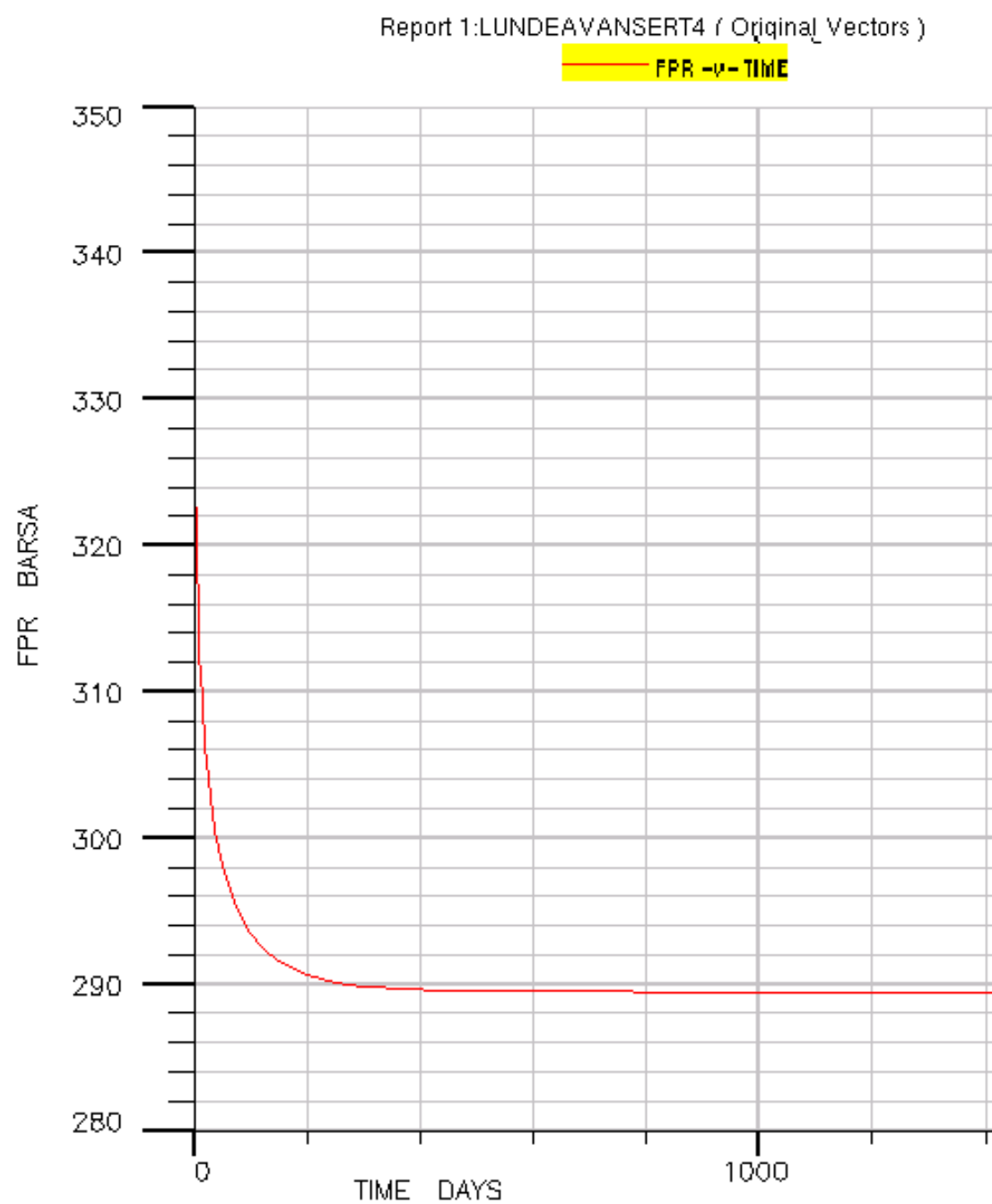
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 243,0 kSm³.



Figur 7.9: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 4



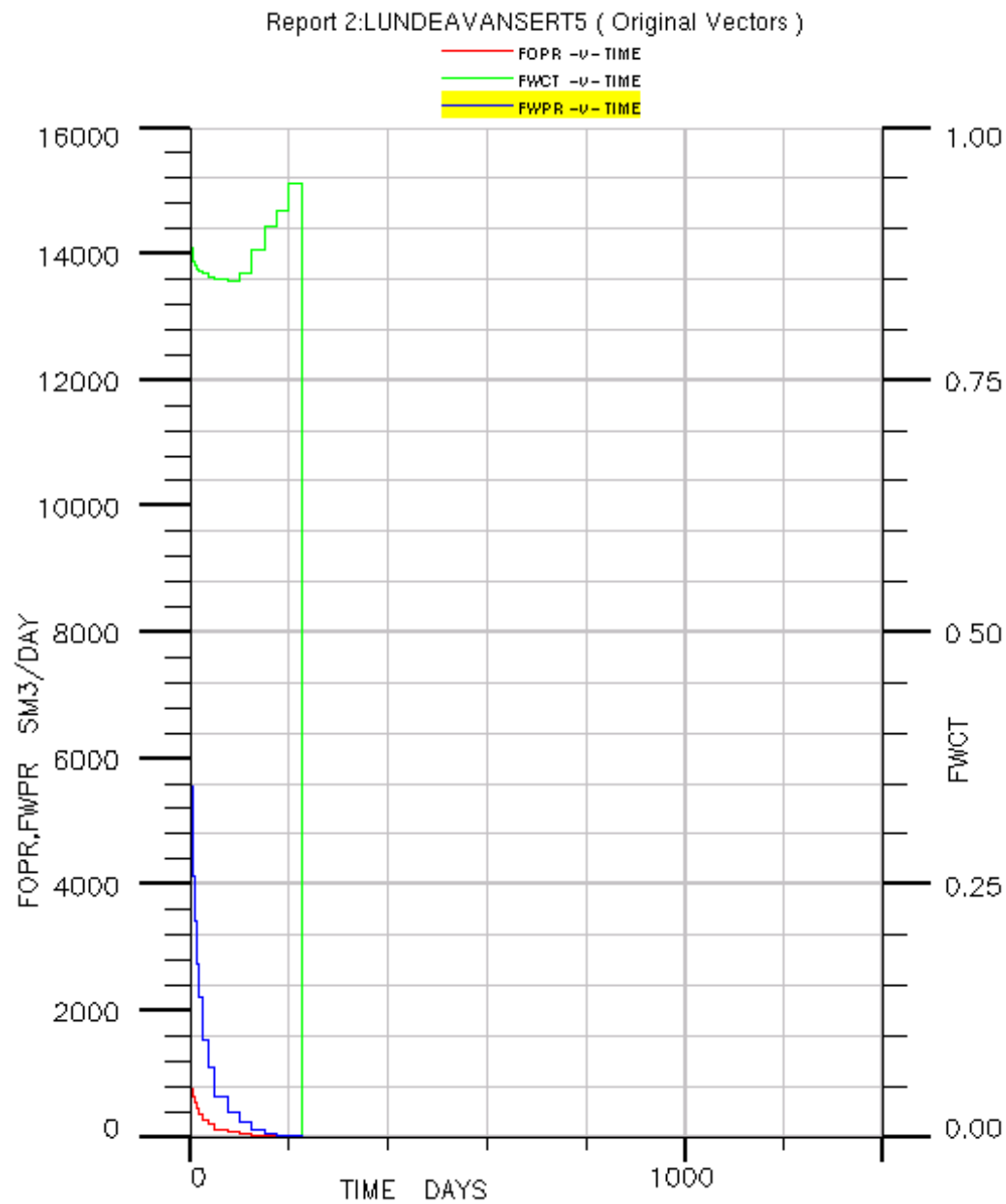
Figur 7.10: Gassproduksjon og gassoljerate for case 4



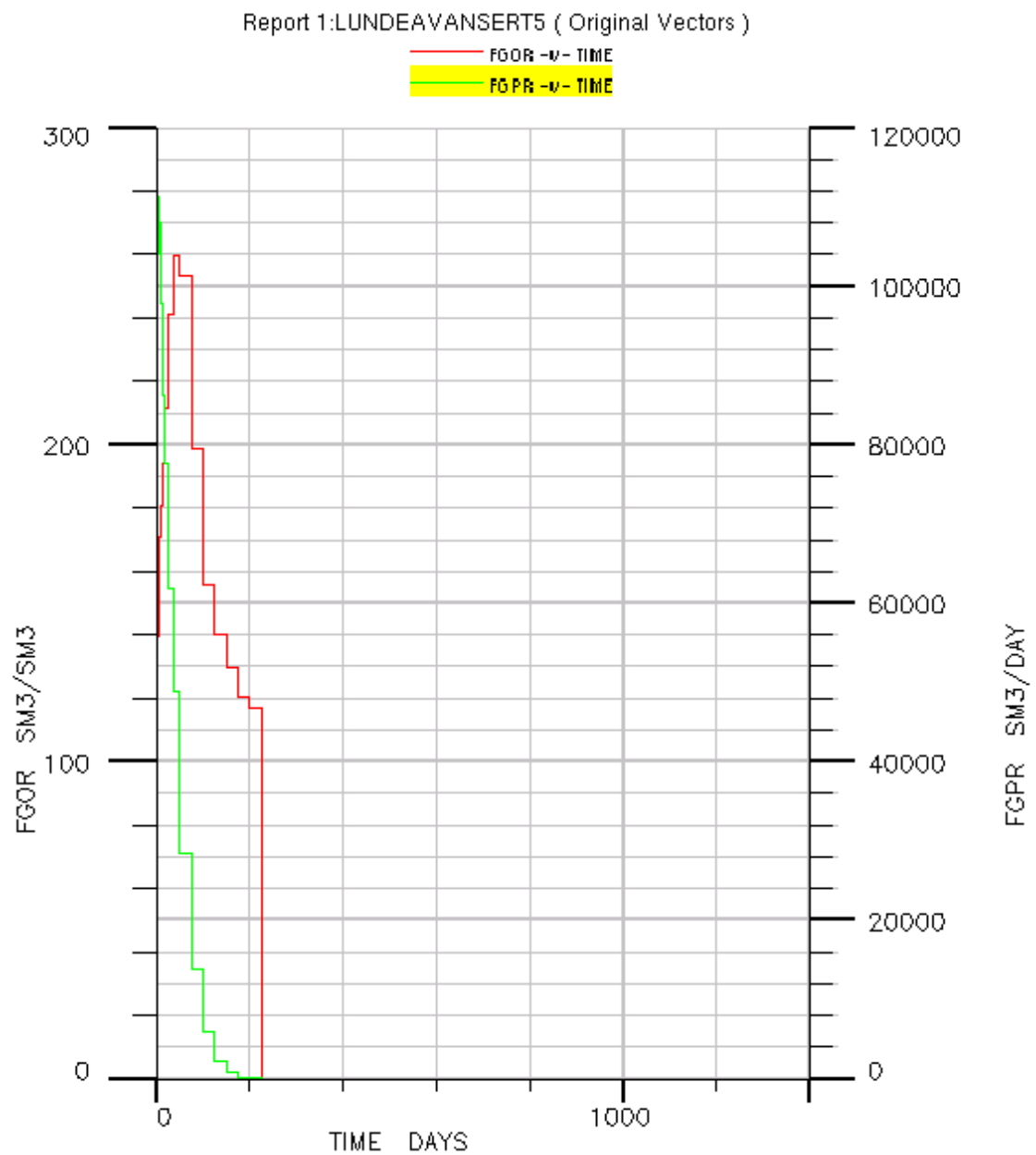
Figur 7.11: Trykkutvikling i reservoaret for case 4

7.2.3 Én enkel brønn i sone med høy vannmetning:

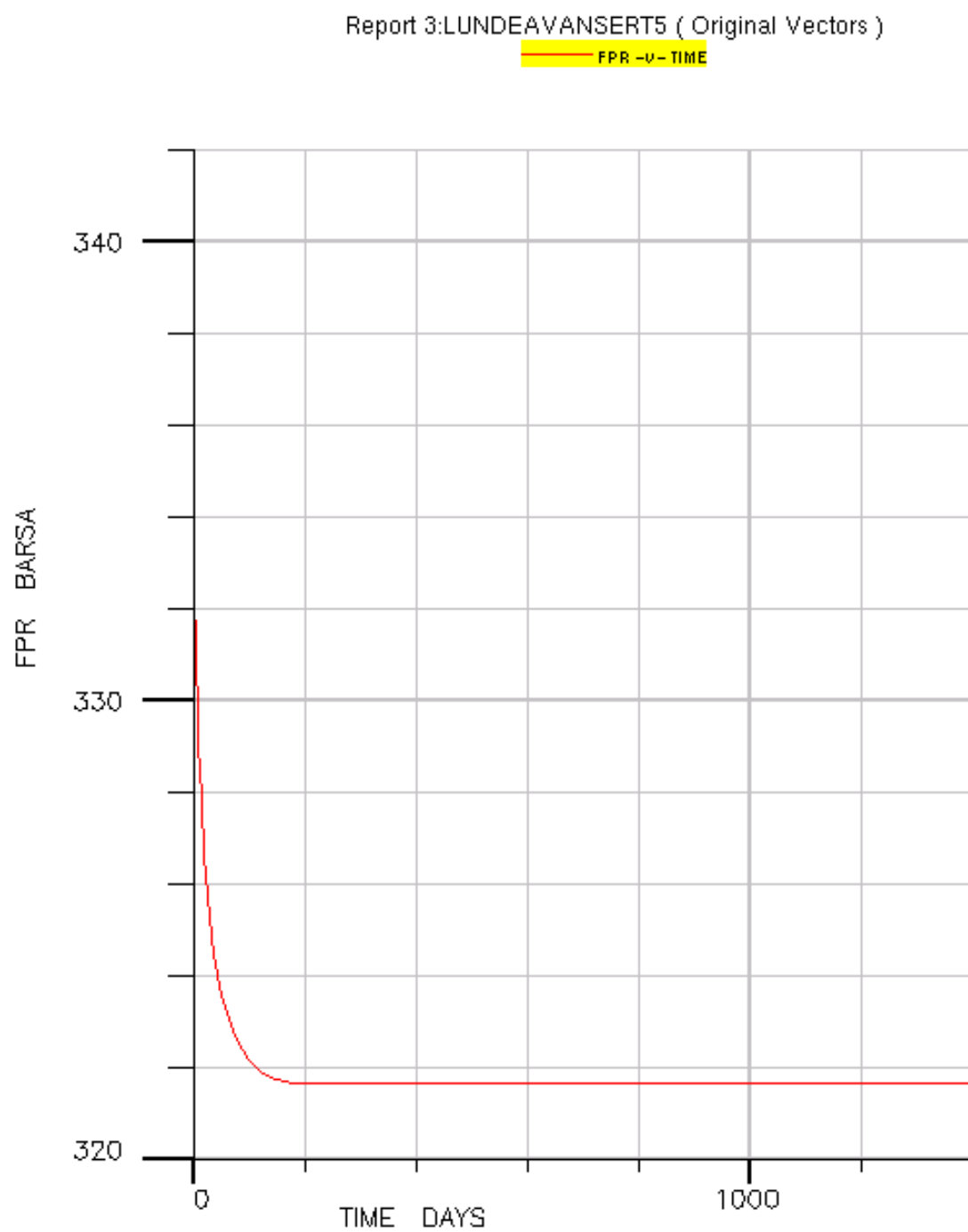
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 24,6 kSm³.



Figur 7.12: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 5



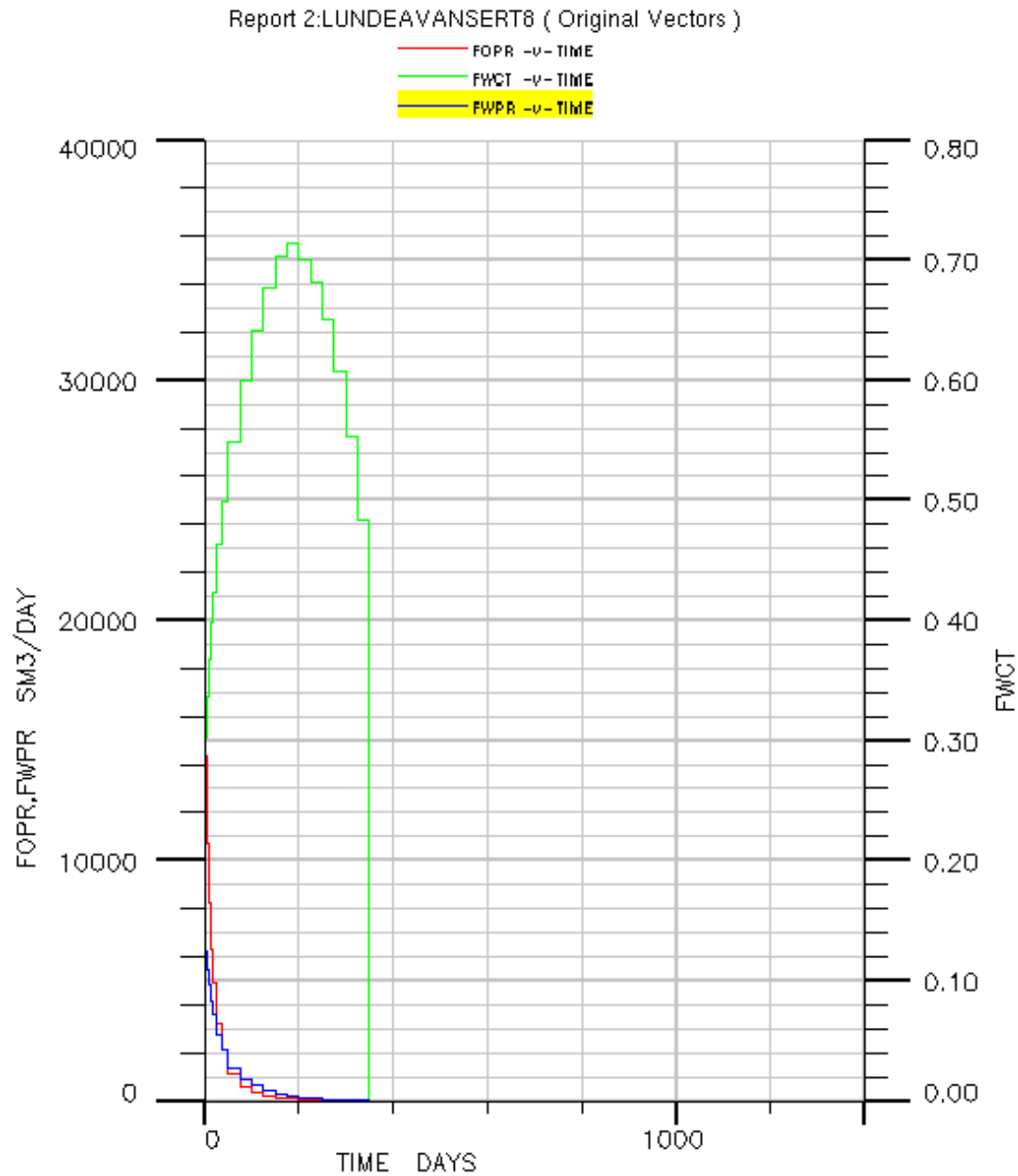
Figur 7.13: Gassproduksjon og gassoljerate for case 5



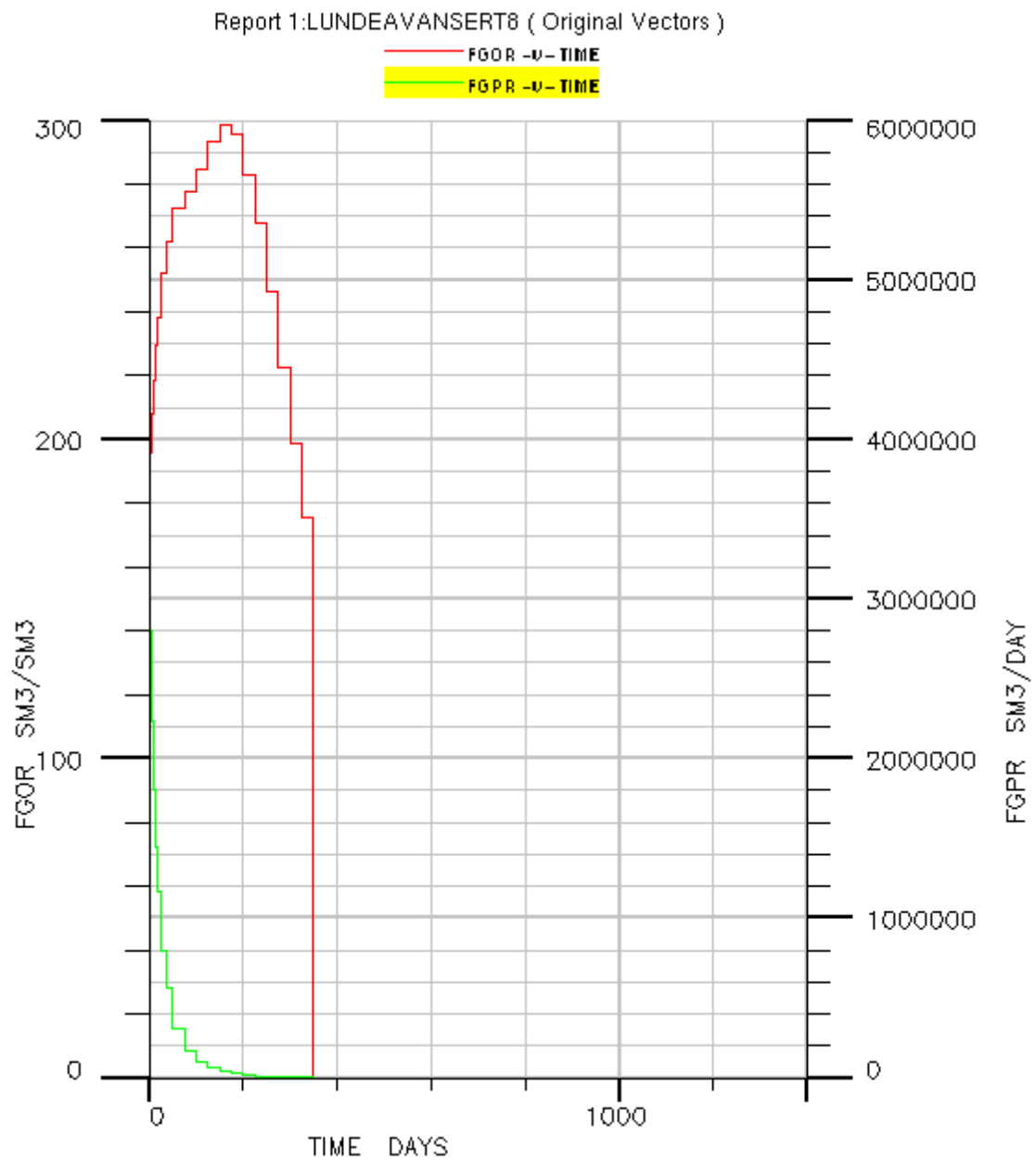
Figur 7.14: Trykkutvikling i reservoaret for case 5

7.2.4 To ML brønner som hver har to dreneringspunkter i gode soner:

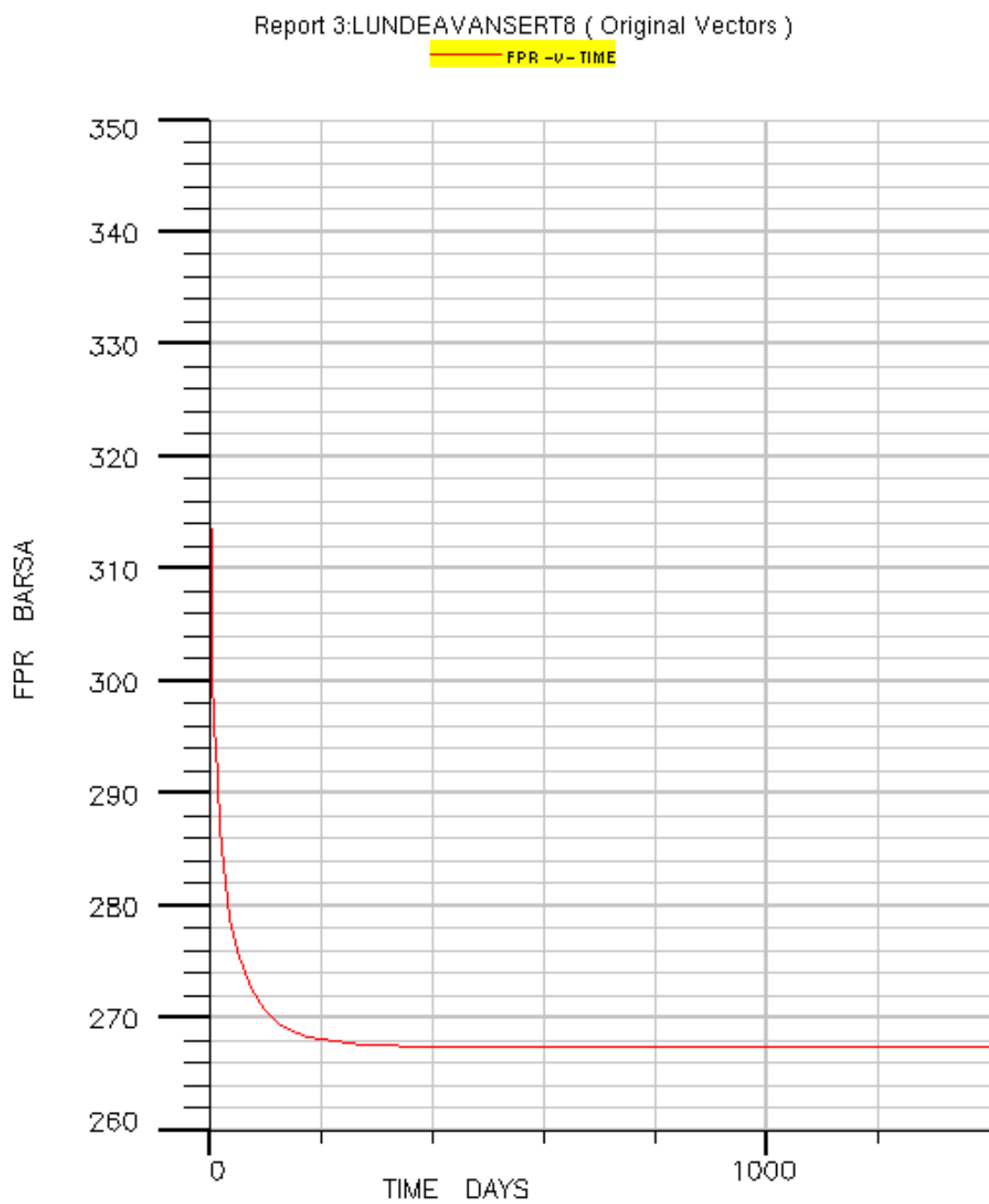
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 407,3 kSm³.



Figur 7.15: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 8



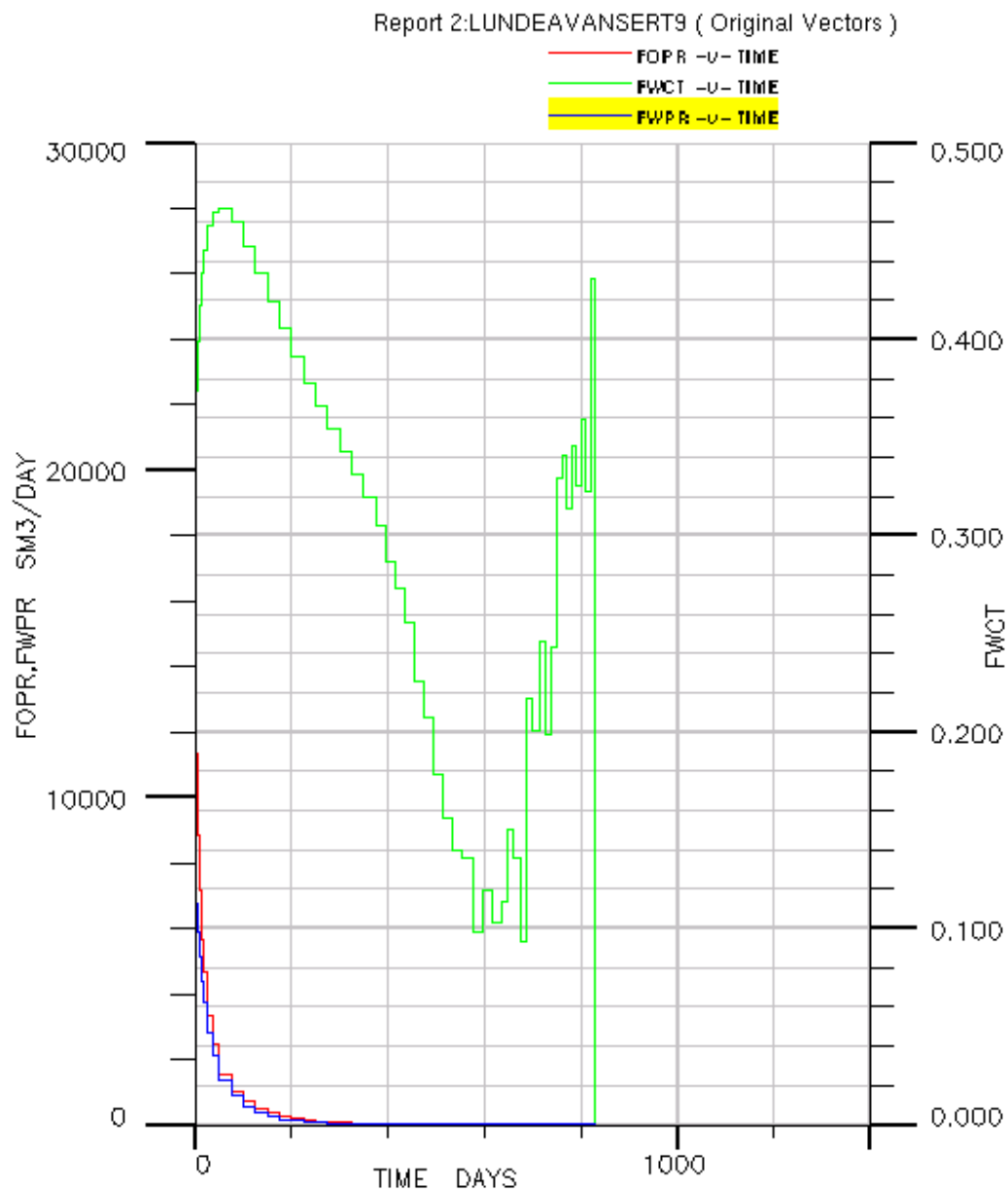
Figur 7.16: Gassproduksjon og gassoljerate for case 8



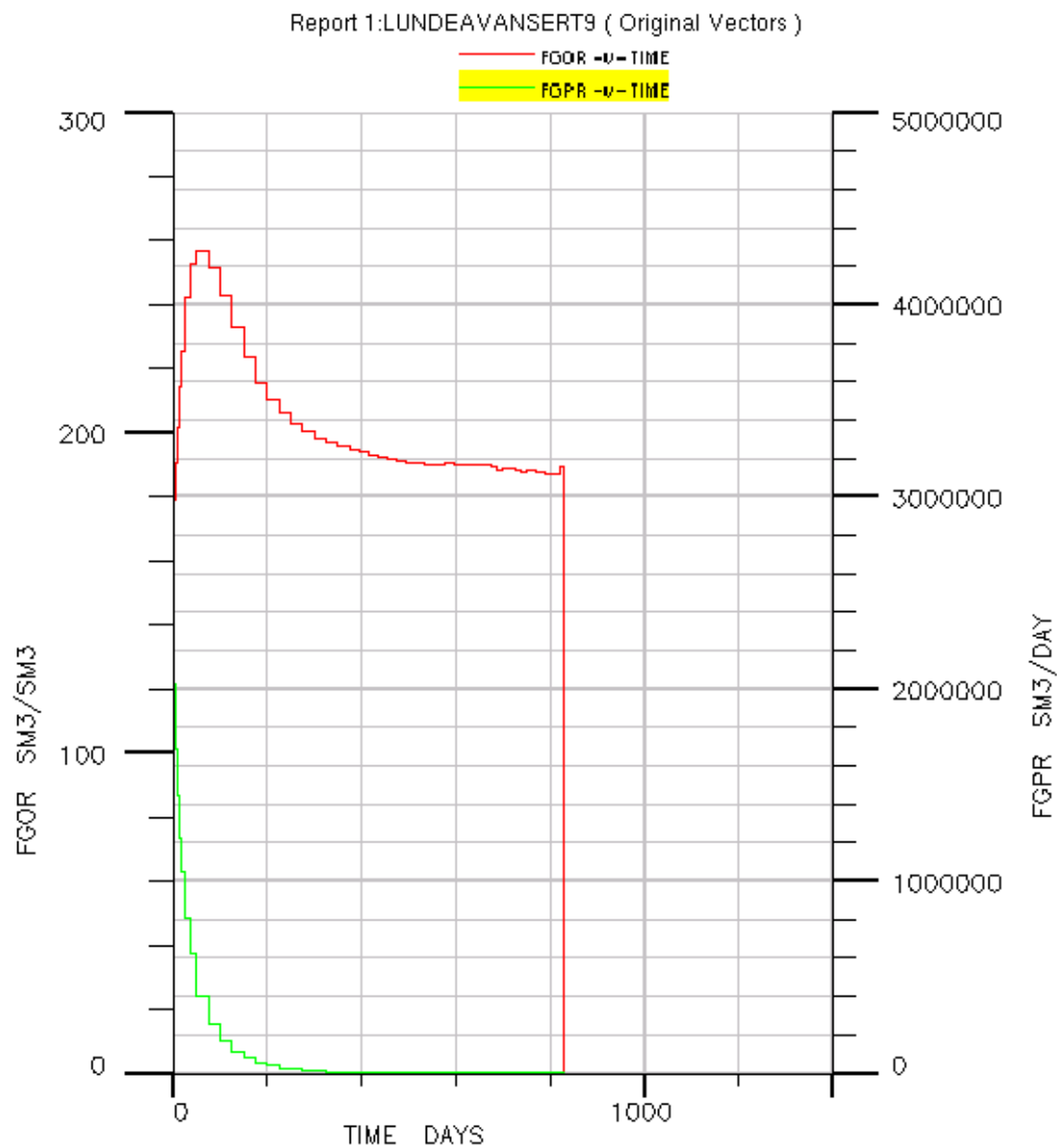
Figur 7.17: Trykkutvikling i reservoaret for case 8

7.2.5 Én ML brønn med to grenbrønner (totalt tre dreneringspunkter) i gode soner:

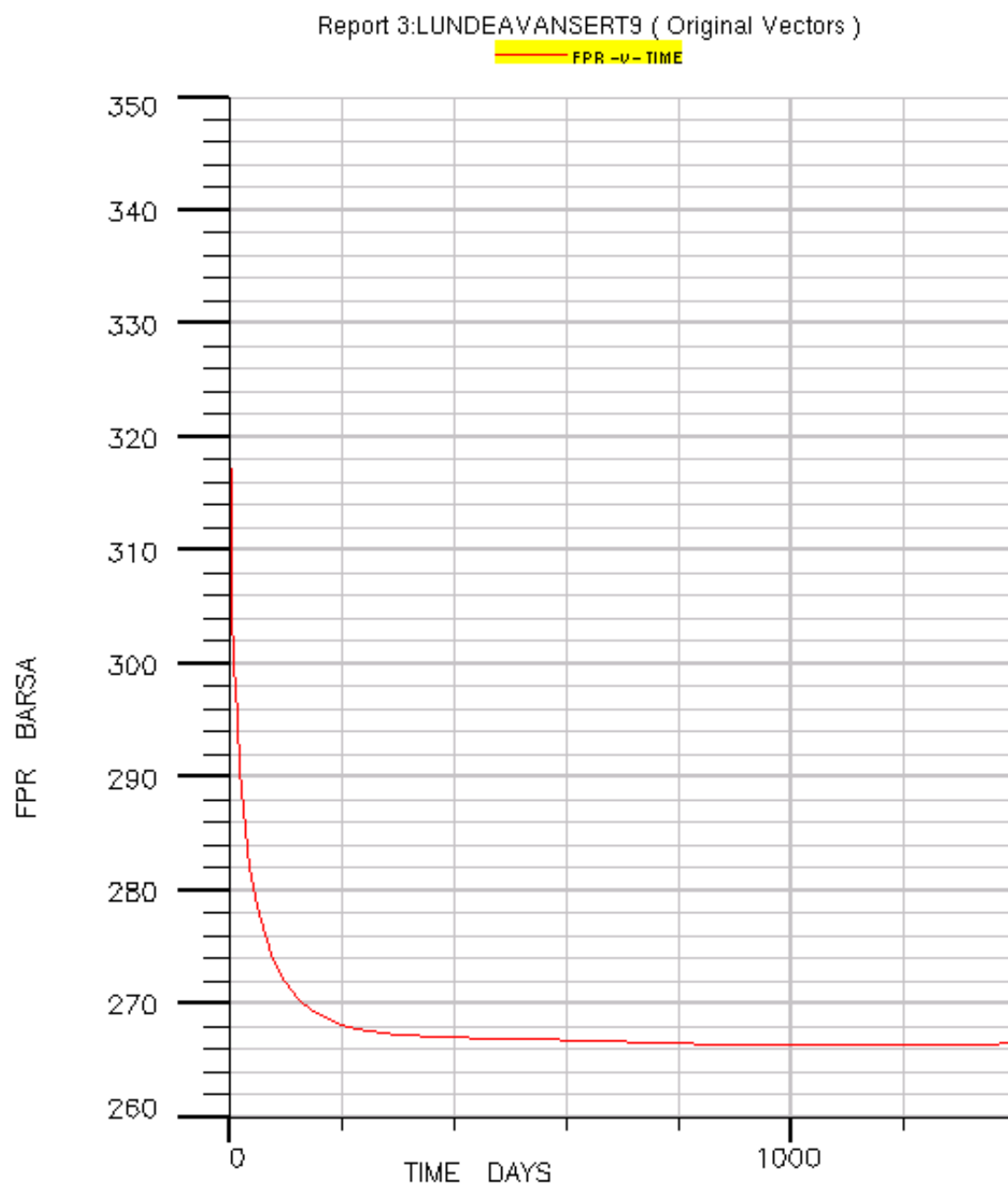
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 431,6 kSm³.



Figur 7.18: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 9



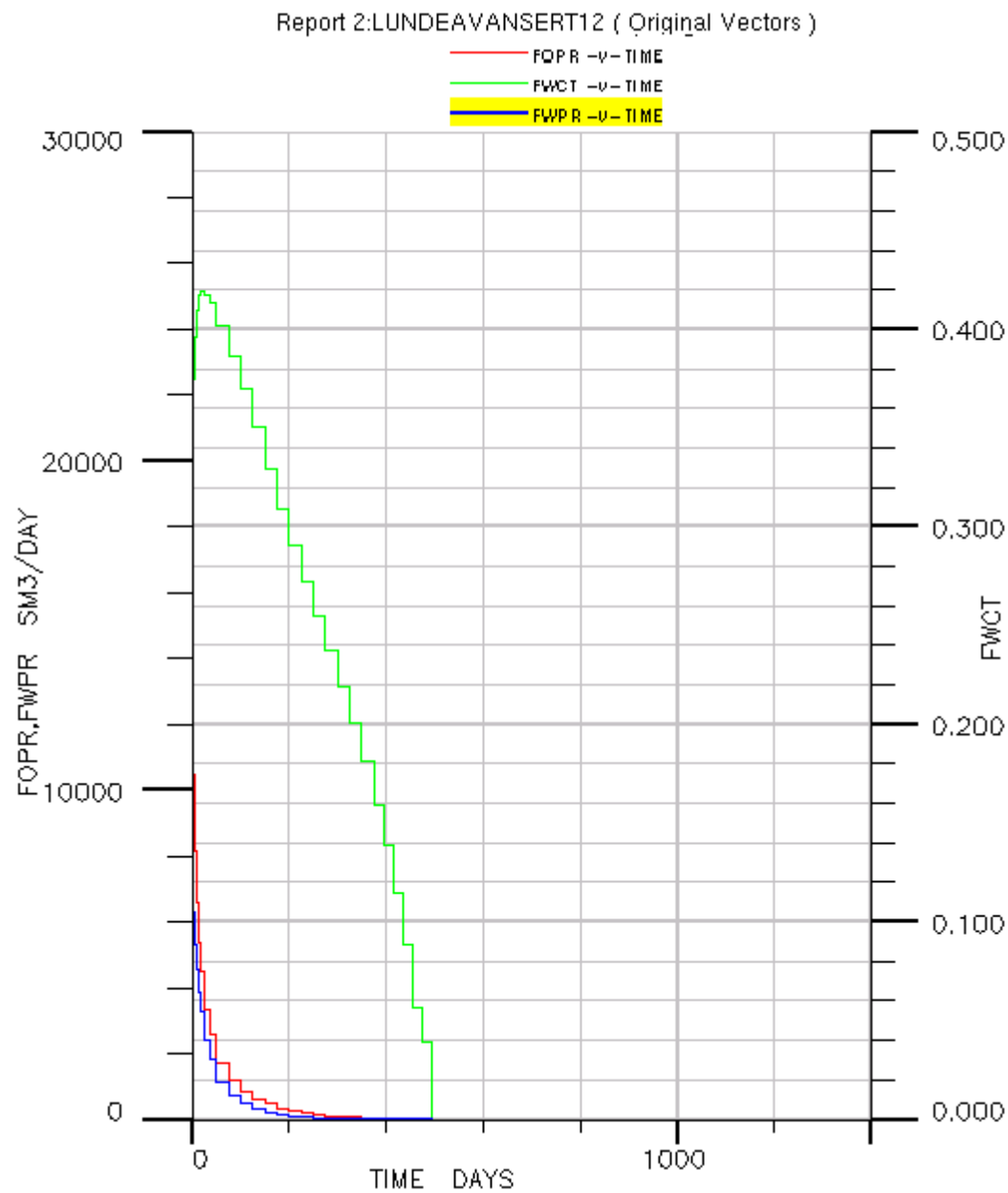
Figur 7.19: Gassproduksjon og gassoljerate for case 9



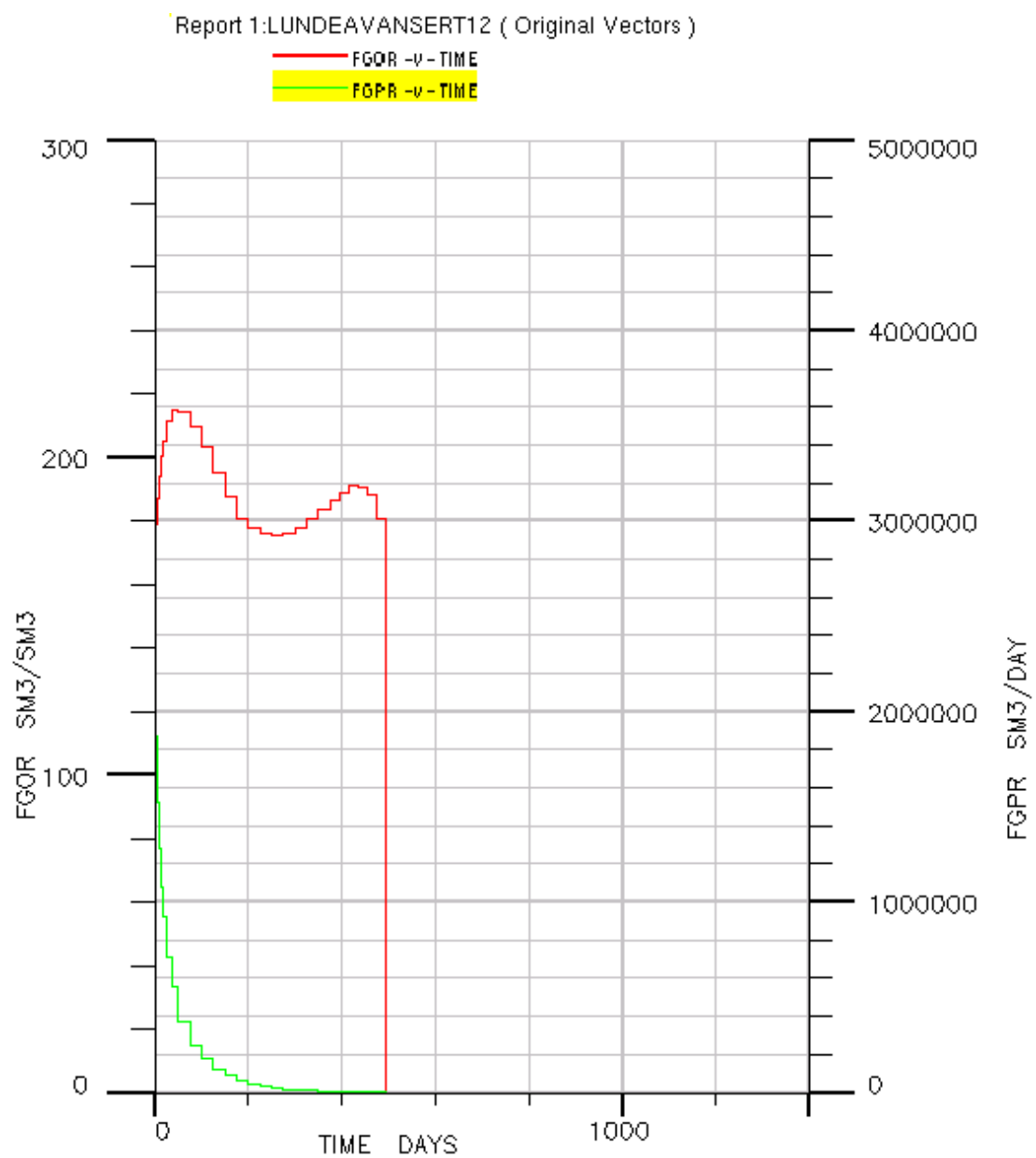
Figur 7.20: Trykkutvikling i reservoaret for case 9

7.2.6 To ML brønner som hver har én grenbrønn i gode lag (totalt fire dreneringspunkter):

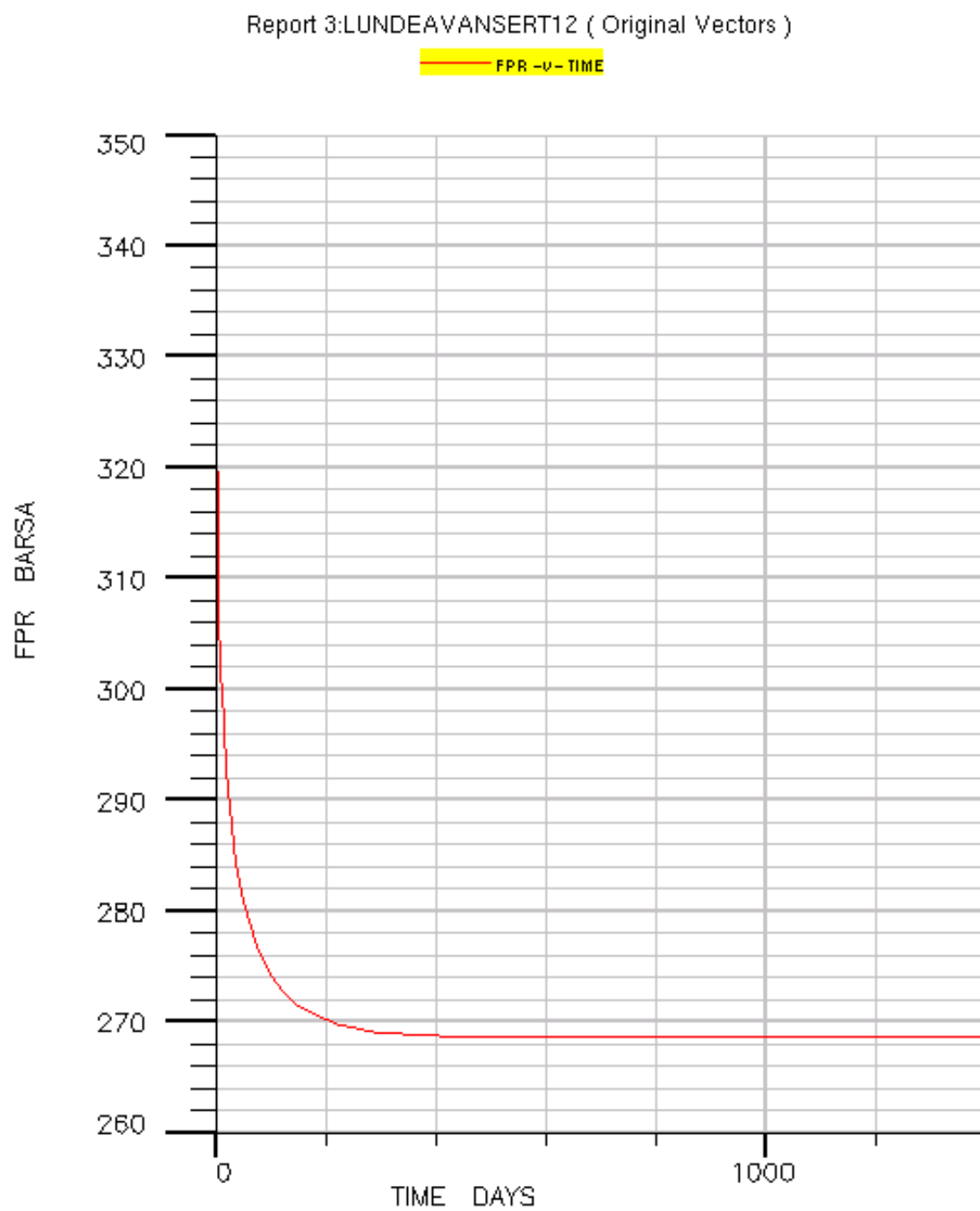
Denne simuleringen ga en kumulativ produksjon på 438,0 kSm³.



Figur 7.21: Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 12



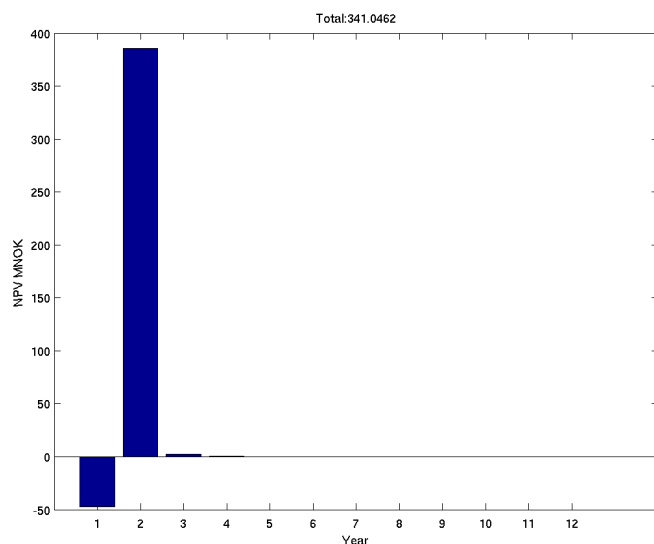
Figur 7.22: Gassproduksjon og gassoljerate for case 12



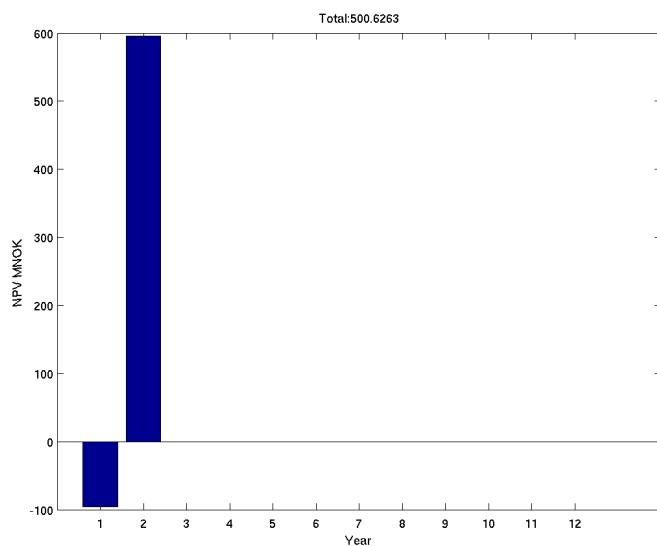
Figur 7.23: Trykkutvikling i reservoaret for case 12

7.3 Nåverdi for simuleringer i Eclipse

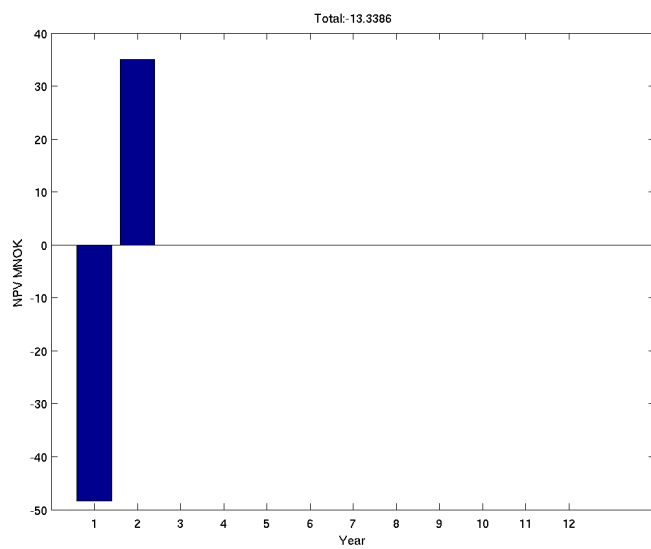
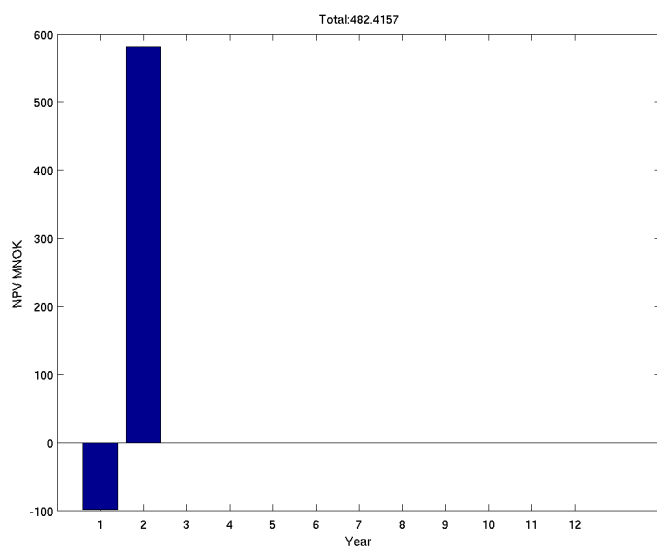
Her følger plott av nåverdi for utvalgte simuleringer gjort i Eclipse.

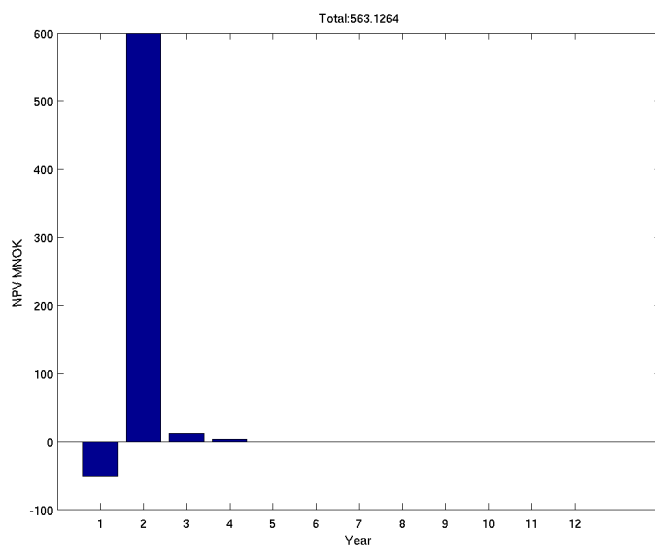
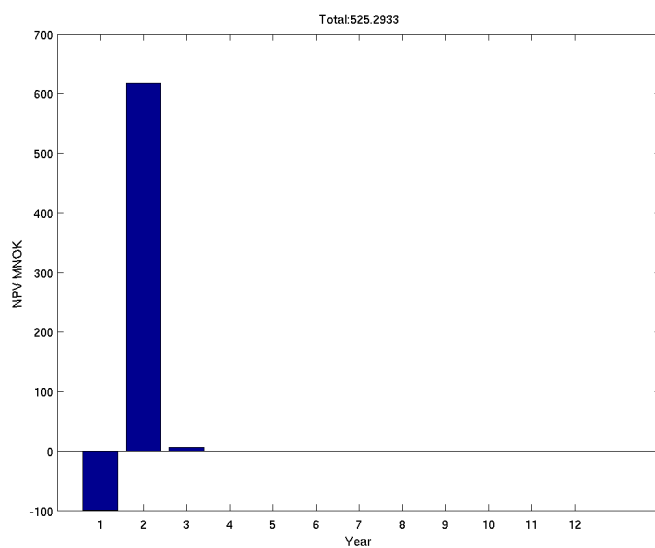


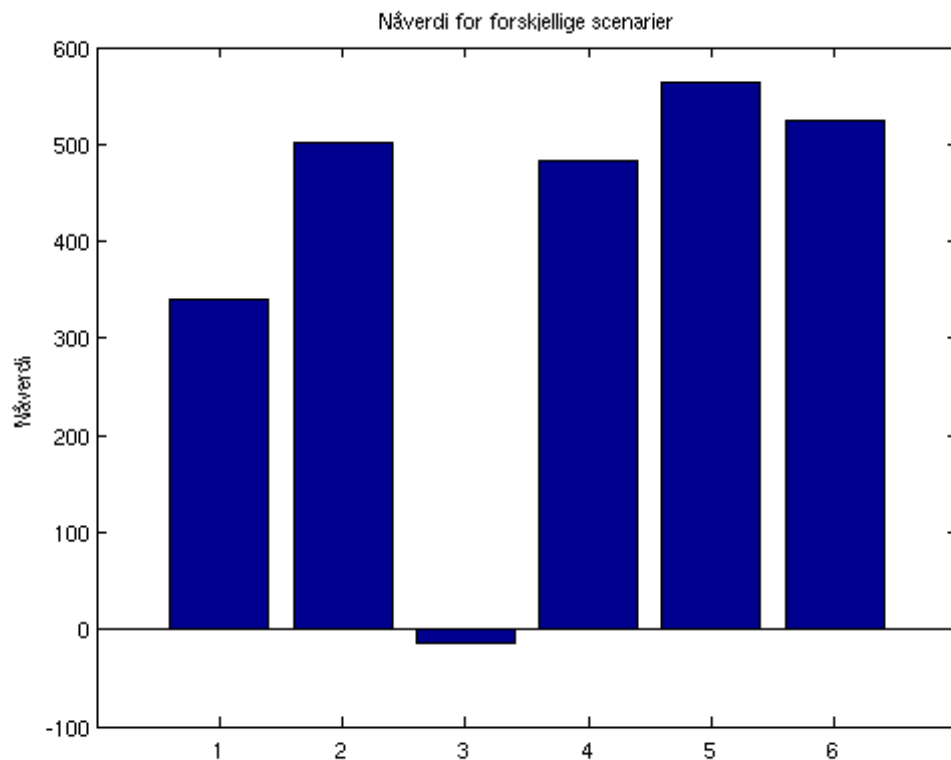
Figur 7.24: Nåverdi for scenario 3



Figur 7.25: Nåverdi for scenario 4

**Figur 7.26:** Nåverdi for scenario 5**Figur 7.27:** Nåverdi for scenario 8

**Figur 7.28:** Nåverdi for scenario 9**Figur 7.29:** Nåverdi for scenario 12



Figur 7.30: Scenariene (fra venstre) 3, 4, 5, 6, 8, 9 og 12 stilt opp mot hverandre.

8 Vurderinger

8.1 Vurdering av modellene

MatLab-modellen bør sees på som en sammenligningsmodell som hovedsakelig brukes til å sammenligne boreløsningene opp mot hverandre og sirkle inn mest lønnsom løsning. Nåverdiene er kun røffe estimat. Sammenligningen med Eclipse viser også at MatLab-modellen gir en del lavere dagrater i starten, og vil derfor være mer konservativ med tanke på nåverdiberegning. Reservoarfunksjonen bygger på at man deler reservoaret opp i lommer uten kommunikasjon mellom. Det fantes liten informasjon om hva et typisk volum på en slik lomme burde være. I modellen ble gjennomsnittsvolumet satt til $500\text{ m} \times 500\text{ m} \times 15\text{ m}$ som kanskje er litt for optimistisk. I løpet av produksjonstiden vil reservoartrykket falle under metningstrykket, og det vil oppstå en gasskappe i reservoaret. MatLab-modellen

tar ikke hensyn til dette, noe som er en svakhet i forhold til Eclipse-modellen.

Både MatLab-modellen og Eclipse-modellen bygger på data fra brønnen C-29. Denne brønnen har vist lavere vannmetninger og bedre produksjon enn andre brønner i nærheten, og ved å bygge på disse dataene kan det simulerte reservoaret være for optimistisk. Manglende data har blitt antatt og ekstrapolert ut i fra kjente korrelasjoner som for eksempel svartoljemodellen, og dette innebærer også en viss usikkerhet. Gjentatte simuleringer med forskjellige inndata har vist at dette ikke påvirker resultatet nevneverdig. Det er også store usikkerheter om hvordan reservoaret ser ut, og det er ikke sikkert at det simulerte reservoaret er representativt for det virkelige reservoaret. Dette utgjør nok den største usikkerheten.

Nåverdiberegningene som er blitt utført er bare grove estimat og innebærer stor usikkerhet. Det benyttes dagrater for boring og en standardverdi for komplettering, og driftskostnader tas bare hensyn til ved å trekke fra noen dollar fra oljeprisen. I tillegg er det ikke tatt hensyn til skatt. Nåverdiberegningene er utført for å sammenlikne lønnsomheten av forskjellige brønnløsninger, og må ikke betraktes som korrekte verdier.

8.2 Vurdering av brønnløsninger

Simuleringene i både MatLab og Eclipse viser at det er mulig å utvinne betydelige volumer fra Lundeforrasningen. Hvor mye man kan få ut og om det vil lønne seg økonomisk, avhenger mye av brønnløsninger.

MatLab-modellen viser at én enkel, vertikal brønn ikke vil gi positiv nåverdi. Brønner som kun er vertikale er ikke så vanlig i dag, og i Eclipse-modellen er det blitt modellert brønner som går horisontalt inn i reservoarseksjonen. Resultatene viser at slike brønner produserer godt hvis man treffer gode eller moderat gode soner, men hvis man treffer en sone med høy vannmetning, vil brønnen produsere lite. Nåverdiberegningene viser svært positive resultater for de gode sonene, og det er stor sannsynlighet for at de er alt for positive. Nåverdien for en brønn i en mindre god sone er negativ, og med tanke på at estimatene for nåverdi i gode soner er for positiv, er det stor sannsynlighet for at en brønn i en mindre god sone er et tapsprosjekt.

Både MatLab-simuleringen og Eclipse-simuleringen viser at det er multilaterale brønner som gir de høyeste nåverdiene. Det var også det som ble antatt på forhånd med tanke på kompleksiteten i reservoaret. MatLab-modellen gir positiv nåverdi for to eller flere dreneringspunkter. Eclipse-modellen viser at én multilateral brønn med tre dreneringspunkter gir høyere nåverdi enn to multilaterale brønner med til sammen fire dreneringspunkter. Slik teknologien er i dag, er det komplisert å bore multilaterale brønner med flere enn to dreneringspunkter. Denne teknologien er i utvikling, og om noen år er det kanskje mulig å bore flere sidesteg, noe som i følge MatLab-modellen vil være svært gunstig.

En sammenlikning av case 8 og 12 i Eclipse-modelleringen kan tyde på at DIACS vil være svært aktuelt for Lundeforvasjonen. I begge disse casene produserer en multilateral brønn fra en god sone i lag 4 i tillegg til en annen sone. I case 8 har brønnen sidesteg i sone 6 som er en svært god sone, mens i case 12 har brønnen et sidesteg i sone 15 som er en dårligere sone enn sone 6, men ligger dypere i reservoaret. Sone 4 produserer dobbelt så mye i case 12 som i case 8, noe som tyder på at grenbrønnene påvirker hverandre. Trykket vil være høyere i en sone som ligger dypere i reservoaret, og ulike permeabiliteter gjør at en sone dreneres lettere enn den andre. For å maksimere produksjonen fra begge soner kan man benytte DIACS teknologi.

Ingen av brønnene produserer i stort mer enn 1000 dager, og nåverdiberegningene blir negative etter to-tre år. Brønnene slutter å produsere før den nedre verdien for bunnhullstrykk er nådd. Dette skyldes mest sannsynlig at lommene er relativt små og rett og slett går tom for hydrokarboner. Den korte produksjonstiden åpner for muligheten for bruk av såkalte drain holes, sidesteg med svært enkel eller ingen komplettering og gjenbruk av eksisterende brønnløp fra Statfjordforvasjonen. Det må vurderes om det er verdt å installere avansert komplettering som DIACS når produksjonstiden er så kort, og om geologien er slik at det er mulig å bruke drain holes. MatLab-modellen regner med bruk av drainholes siden den ikke regner med komplettering av sidestegene, mens Eclipse-modellen bruker standardverdier for komplettering og tar ikke hensyn til drainholes.

8.3 Vannproduksjon og nedihullsseparasjon

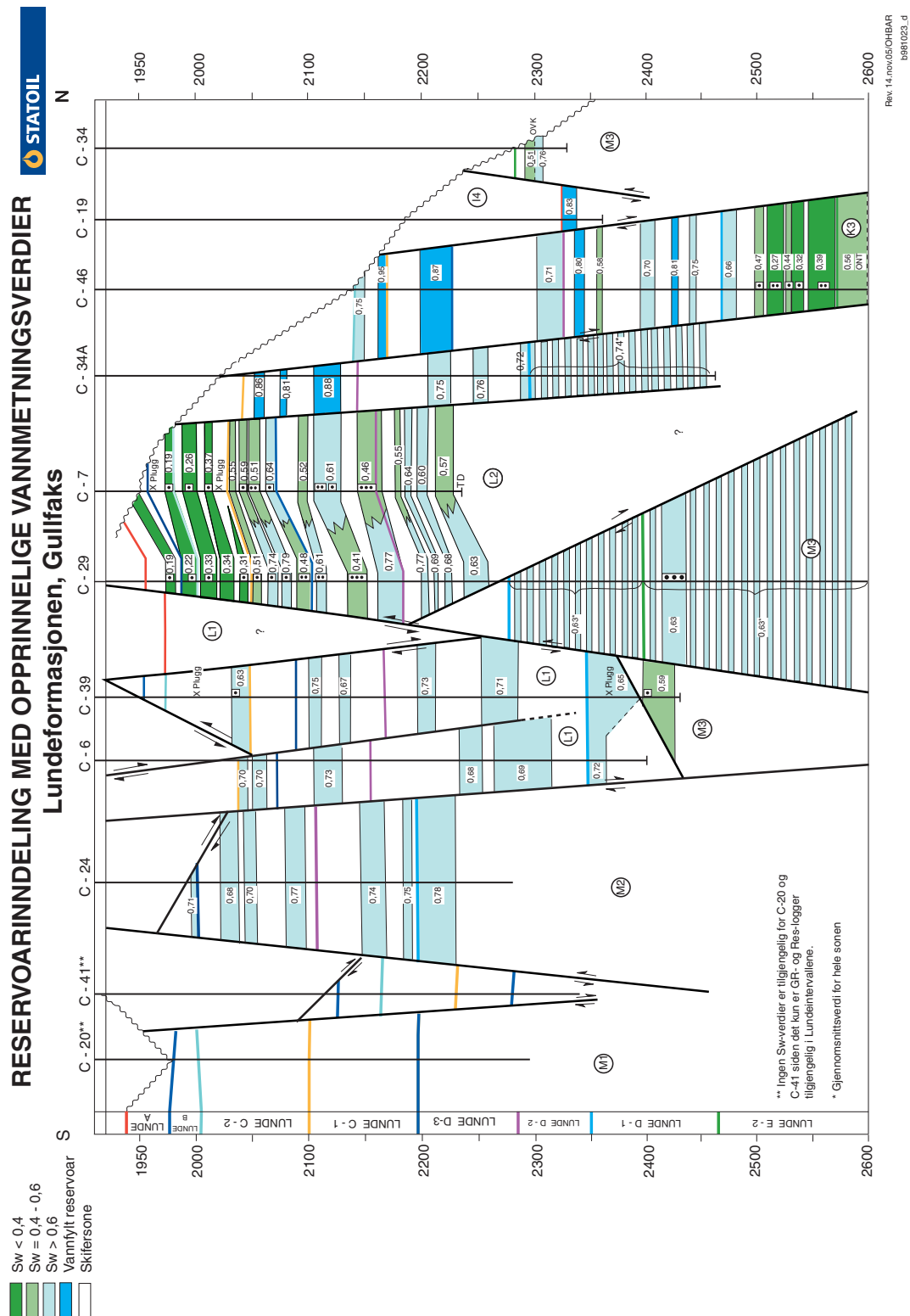
Vannkuttet ble ikke høyere enn 0,5 i noen av de simulerte tilfellene. Vannbehandlingskapasiteten på Gullfaksplattformen er relativt god. Nedihullsseparasjon er mest effektivt på brønner med svært høyt vannkutt. Ettrinnsseparasjon er effektivt for vannkutt på 0,85 og høyere og totrinnsseparasjon er effektiv for vannkutt på 0,65 og høyere [1]. Nedihullsseparasjonssystemer er dyre både å produsere og installere, og siden brønnene i Lundeforvasjonen i følge simuleringene vil produsere over et begrenset tidsrom og med relativt lavt vannkutt, vil det mest sannsynlig ikke lønne seg å installere nedihullsseparasjonssystemer. MatLab-simuleringen viste at man vil kunne få ut 200 Sm³ ekstra olje ved å reinjisere 50% av det produserte vannet og opp mot 1400 Sm³ ved å reinjisere 90% av det produserte vannet.

Gass/oljeratene (GOR) er heller ikke spesielt høye for noen av simuleringene, så gassbehandling bør heller ikke være et stort problem.

Referanser

- [1] <http://www.pttc.org/solutions/202.htm>.
- [2] Eclipse manual.
- [3] Arild Aarrestad. Rf and Saga test new technology. internet, oktober 1999.
<http://www.rogalandsforskning.no/Internet/Eksterninfo98.nsf/wvDocID/D3774401A4C962AF>
- [4] Bøhren og P.I. Gjørum. *Prosjektanalyse*. skarvet forlag, 2 utgave, 2003.
- [5] Rune Gassø og Jacek Zajaczkowski. Gullfaks through tubing drilling campaign. *Well Informed*, side 22–23, september 2003.
[www.statoil.com/StatoilCom/svg00990.nsf/Attachments/Through-tubing+PDF/\\$FILE/wellinformed.pdf](http://www.statoil.com/StatoilCom/svg00990.nsf/Attachments/Through-tubing+PDF/$FILE/wellinformed.pdf).
- [6] Vibeke Haugen, Ann Kristin Fagerbakke, Bianca Simonsen og Per Kristian Krogh. Subsea smart multilateral wells increase reserves at Gullfaks South Statfjord. Statoil ASA & SPE, 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, april 2005.
- [7] Jon Kleppe. Notater i reservoarutvinningsteknikk.
- [8] GF RESU. Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet. RSP, Statoil, oktober 2003.
- [9] GF RESU. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satelitter 2005. RSP, Statoil, oktober 2005.
- [10] GF RESU. Gullfaks Hovedfelt Lunde. Under utarbeidelse, 2006.

A Kart over vannmetninger



Figur A.1: Kart over vannmetninger i Lundeformasjonen

B MatLab kildekode

I dette appendikset finner man kildekoden til alle MatLab programmene som er benyttet.

B.1 Produksjonsfunksjonen

```
function [ProduksjonOlje , ProduksjonVann , TrykkiReservoar ,
    Vannmetningsutvikling , Tid]=Produksjon (
    ProduksjonsAreal , Trykk , Vannmetning , ReservoarVolum ,
    Porositeten , ViskositetVann , ViskositetOlje ,
    BunnhullsTrykk , BronnRadius , ReservoarRadius ,
    KompresibilitetVann , KompresibilitetOlje ,
    KompresibilitetStein , Permeabilitet , a , b , Swi , Sor , krw0 , kro0 )
%
%VIRKEMÅTE:
%=====
%Tar inn initielt trykk i reservoar [bar], produksjonsareal
%(innstrømnings
%areal til brønn)[m2], vannmetning i reserv, volum til
%reserv[m3]( Bulkvolum),
%porositet, viskositeter [cp], kompressibiliteter [GPa-1],
%bunnhullstrykk
%[bar], brønnradius [m], radius av reservoar når man
%tilnærmer dette med
%syylinderform [m], gjennomsnittlig perm i Darcy, a & b & Swi
%& Sor & krw0 &
%kro0 parametre i relativ permeabilitetsuttrykket.
%Antar konstant bunnhullstrykk. Returnerer produksjon av
%vann, gass
%olje pr døgn, trykkutvikling, vannmetningsutvikling. Regner
%ut produksjonen
%ved å finne volumfluksen gjennom innstrømningsareal.
%Bruker her Darcys lov samt
%antar stasjonære trykkforhold i reserv. Trykkfallet finnes
%fra
%massebalansen. Trykkfallet brukes til å justere trykket
%iterativt, dvs:
```

```
%(1)Produserer i tiden deltaT (2) justerer trykket (3) Gå  
til 1
```

```
%
```

```
%
```

```
%
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%STARTVERDIER:
```

```
P=Trykk*100000; %Tar inn trykk i bar, konverterer til Pa
```

```
A=ProduksjonsAreal; %i enheter m2
```

```
Pb=BunnhullsTrykk*100000;%Tar inn trykk i bar, konverterer  
til Pa
```

```
r0=BronnRadius; % i meter
```

```
Porositet=Porositeten;
```

```
Porositet0=Porositeten; %porositet som holdes konstant ved  
DeltaP beregning
```

```
RadiusForhold = log(ReservoarRadius/BronnRadius);
```

```
MUw=ViskositetVann; %i enheter cp. Konverterer til Pa*s  
under produksjon ,
```

```
%se DeltaVw og DeltaVo
```

```
MUo=ViskositetOlje;
```

```
V=ReservoarVolum;
```

```
Sw=Vannmetning; %mellom 0 og 1
```

```
So=1-Sw;
```

```
Cr=KompresibilitetStein;
```

```
Co=KompresibilitetOlje;
```

```
Cw=KompresibilitetVann;
```

```
ct=Cr+So*Co+Sw*Cw; %Total kompressibilitet
```

```
PoreVolum=V*Porositet;
```

```
k=Permeabilitet*10^(-12); %Setter intrinsik permeabilitet.
```

```
Bruker en snittverdi
```

```
%for reservoar. Tar inn i Darcy konverterer til m2
```

```
Bw=1.0; %SKAL HER SETTE Bw(P)
```

```
Bo=1.41; %SKAL HER SETTE Bo(P)
```

```
KomprKonvFak=0.000000001; %skal konvertere kompressibilitet  
fra GPa^(-1) til Pa-1
```

```
Kw=krw0*((Sw-Swi)/(1-Sor-Swi))^(a); %Regner ut  
relativpermeabilitet for olje og vann
```

```
Ko=kro0*((1-Sw-Sor)/(1-Sor-Swi))^(b);
```

```
d=1.0;      %% døgn mellom hver oppdatering av trykk
DeltaT=d*24*3600; %STEG MELLOM HVER JUSTERING AV STØRRELSER
      Enhet=sek
ProduksjonOlje(1)=0;
ProduksjonVann(1)=0;
TrykkiReservoar(1)=P*0.00001;    %enheter i bar
Vannmetningsutvikling(1)=Sw;
Tid(1)=0;
teller=2;
```

```
%
```

```
%PRODUKSJONSIMULERING:
```

```
while(P>Pb)
    DeltaVw= (1000*A*k*Kw/(MUw*RadiusForhold*r0))*(P-Pb)*
        DeltaT ;%Volum vann produsert
    %i brønn. Ganger med 1000 for å konvertere Mu til Pa*s
    DeltaVo= (1000*A*k*Ko/(MUo*RadiusForhold*r0))*(P-Pb)*
        DeltaT; %Volum olje produsert i brønn
    DeltaQ=DeltaVw+DeltaVo;
    ProduksjonOlje(teller)=DeltaVo/(Bo*d);    %REGNER UT
        PRODUKSJON VED Å DELE PÅ
    %FORMATION OIL FACTOR VED TRYKK LIK BUNNHULLSTRYKK
    ProduksjonVann(teller)=DeltaVw/(Bw*d); %Produksjon av
        olje/ vann er
    %i m3/d ved dette tidspunktet
    Tid(teller)= Tid(teller-1)+DeltaT/(24*3600); %tid i #
        døgn
```

```
DeltaP= 1000000000*(abs(DeltaQ/(ct*Porositet*V))); %
    REGNER UT TRYKKFALLET
    %I RESERVOAR PGA VOLUM UT [Pa]
    P=P-DeltaP; %JUSTERER TRYKKET
    Porositet=Porositet*(1-KomprKonvFak*Cr*DeltaP); %
        JUSTERER PORØSITETEN
    PoreVolum=V*Porositet; %justerer porevolum
```

```

TrykkiReservoar( teller )=P*0.00001; %lagrer
    trykkutviklingen enhet i bar
Sw= (PoreVolum*Sw-DeltaVw)/PoreVolum; %Regner ut ny
    vannmetning
So=1-Sw;
Vannmetningsutvikling( teller )=Sw;
Kw=krw0*((Sw-Swi)/(1-Sor-Swi))^(a); %Regne ut Kw(Sw)
Ko=kro0*((1-Sw-Sor)/(1-Sor-Swi))^(b); %Regne ut Ko(Sw)
ct=Cr+So*Co+Sw*Cw;

if( teller==730)    %SIKKERHETVENTIL FOR Å FORHINDRE
    EVIGHETS LØKKER
    MAX_ITERASJONER=10000;
    break
end
teller = teller+1;
end

return

```

B.2 Program som tester produksjonsfunksjon mot eclipse

```

clear

A=3.14*(0.0254*5.5)*11; %Innstrømareal m2
P=341; %bar
sw=0.4; %vannmetning
V=220*810*1100; %Volum reserv m3
porositet=0.24;
muw=0.3; %viskositet vann i cp
muo=0.51;
Pb=200;% bunnhulls-trykk i bar
r0=0.0697; %rørradius
R0=400;% reserv radius
cw=10000*(3.13*10^(-6));%kompres til vann i GPa-1
co=1.8;
cr=10000*(3.0*10^(-6));%tar inn i bar^-1 i parantes
Permeabilitet=0.5; % [Darcy]
a=2;
b=2;
Swi=0.2;%0.3

```

```

Sor=0.25;%0.3
krw0=0.4;
kro0=0.9;%0.9
prosent=0.1;
vannrate=300;%[m^3/d]
[Prodolje,Prodvann,Trykkutvkl,Sw,tid]=Produksjon(A,P,sw,V,
    porositet,muw,muo,Pb,r0,R0,
    cw,co,cr,Permeabilitet,a,b,Swi,Sor,krw0,kro0);
t(1)=0;
y(1)=0;
l=length(Prodolje);
kumOljeProd(1)=0;
for m=2:l
    kumOljeProd(m)=kumOljeProd(m-1)+Prodolje(m);
end

%plot(tid,Prodolje,tidI,ProdoljeI)
%xlabel('Døgn'), ylabel('m^3/d'), title('PRODUKSJON AV OLJE
    MED OG UTEN VANNINJEKSJON'),
%h=legend('OLJE','MED INJEKSJON',1);
%plot(tid,Prodolje,tid,Prodvann)
%xlabel('Døgn'), ylabel('m^3/d'), title('PRODUKSJON AV OLJE
    '),h=legend('OLJE',1);
%plot(tid,Trykkutvkl)
%xlabel('Døgn'), ylabel('Bar'), title('TRYKKUTVIKLING I
    RESERVOAR'),h=legend('TRYKK',1);
%plot(tid,Sw)
%xlabel('Døgn'), ylabel('VANNMETNING'), title('
    VANNMETNINGSUTVIKLING'),h=legend('S_w',1);
%plot(tid,kumOljeProd)
%xlabel('Døgn'), ylabel('m^3'), title('Kumulativ
    oljeproduksjon');
plot(tid,Prodolje)
xlabel('Døgn'), ylabel('m^3/d'), title('PRODUKSJON_AV_OLJE')
,h=legend('OLJE',1);

```

B.3 Reservoarfunksjon

```

function [Reservoarmatrise, antallLag] = ReservoarFunksjon
    ()

```

```

%
%Virkemåte:
%=====
%Funksjonen returnerer en Reservoarmatrise med geologiske
    egenskaper i
%hver lomme (En lomme er et sandlag/sandkropp med et gitt
    utstrekningsareal). Deler
%220m dybde opp i deler på 10–50 m. Hver del svarer
%til en lomme som får tildelt et overfalteareal i  $(10\ 000m^2, 810000m^2)$ ,
%vannmetning, trykk, permeabilitet og porøsitet. Det er 60%
    sannsyn for at laget er leire
%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Starverdier

totalhoyde=220; % Høyde på området man vet det er olje i [m
    /
hoyde=0;
Reservoarmatrise=0;
i=0;

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Gir Verider:

while(hoyde <= totalhoyde)
    i=i+1;%Ny rad i reservoarmatrisen (= nytt sandlag)
    Reservoarmatrise(i,1)= 5+ 25*(rand()); %dybde til lomme
        . Uniformt fordelt i (5, 30 )m
    hoyde=hoyde +Reservoarmatrise(i,1); %summer opp hvor
        dypt vi er kommet
    psi=rand();
    if(psi < (0.60)) %Sannsyn for ikke-porøse sandlag (
        leire) er satt til 60%
        Reservoarmatrise(i,2)=0;
        Reservoarmatrise(i,3)=0;

```

```

Reservoarmatrise(i,4)=0;
Reservoarmatrise(i,5)=0;
Reservoarmatrise(i,6)=0;
else    %Gir størrelser for porøst sand lomme
Reservoarmatrise(i,2)=0.01+ 0.8*rand(); %
        overflateareal til lomme uniformt fordelt
                                                %i ( 0.01,
                                                0.81)km
                                                ^2
Reservoarmatrise(i,3)= 0.2 + 0.6*rand(); %
        vannmetning, uniformt fordelt i (0.2, 0.8)
Reservoarmatrise(i,4)=0.11*(2000+hoyde)+110;%trykk
        i lomme fra empirisk formel i
                                                %
                                                Statoil
                                                rapport
                                                s
                                                18
                                                /
                                                bar
                                                /

bolsk=8;
perm=0;
while(bolsk >5) %trekker en permeabilitet etter
        fordeling. Bruker Box-Miller metoden
        randx= rand() -0.5;
        randy= 2*rand();
        if(randy<=(2-4*(abs(randx))))%if 2
            perm= 0.6+randx;
            bolsk=1;
        end%if 2
end%while

Reservoarmatrise(i,5)=perm;% permeabilitet i lomme
        i Darcy

```

```

        Reservoarmatrise(i,6)=0.20 + 0.10*rand() ;%
        porositet uniform i (0.20, 0.3)
    end%if
end%while
antallLag=i;
Reservoarmatrise=Reservoarmatrise;
return

```

B.4 Produksjonsfunksjon som tar med vanninjeksjon

```

function [ProduksjonOlje ,ProduksjonVann ,TrykkiReservoar ,
    Vannmetningsutvikling ,Tid] =
ProduksjonMedWinjeksjon( ProduksjonsAreal ,Trykk ,Vannmetning
    ,ReservoarVolum ,Porositeten ,
    ViskositetVann ,ViskositetOlje ,BunnhullsTrykk ,BronnRadius ,
    ReservoarRadius ,KompresibilitetVann ,
    KompresibilitetOlje ,KompresibilitetStein ,Permeabilitet ,a,b,
    Swi ,Sor ,krw0 ,kro0 ,prosent ,vannrate)
%
%VIRKEMÅTE:
%=====
%Tar inn initielt trykk i reservoar [bar], produksjonsareal
%(innstrømnings
%areal til brønn)[m2], vannmetning i reserv, volum til
%reserv[m3]( Bulkvolum),
%porositet, viskositeter [cp], kompressibiliteter [GPa-1],
%bunnhullstrykk
%[bar], brønnradius[m], radius av reservoar når man
%tilnærmer dette med
%syylinderform[m], gjennomsnittlig perm i Darcy, a & b & Swi
%& Sor & krw0 &
%kro0 parametre i relativ permeabilitetsuttrykket.
%Antar konstant bunnhullstrykk. Returnerer produksjon av
%vann, gass
%olje pr døgn, trykkutvikling, vannmetningsutvikling. Regner
%ut produksjonen
%ved å finne volumfluksen gjennom innstrømningsareal.
%Bruker her Darcys lov samt
%antar stasjonære trykkforhold i reserv. Trykkfallet finnes
%fra

```

```
%massebalansen. Trykkfallet brukes til å justere trykket
    iterativt , dvs:
%(1)Produserer i tiden deltaT (2) justerer trykket (3) Gå
    til 1
%Funksjonen tar med vanninjeksjonen nå trykkfallet beregnes
%
%
%
```

```
%STARTVERDIER:
```

```
P=Trykk*100000; %Tar inn trykk i bar, konverterer til Pa
A=ProduksjonsAreal; %i enheter m2
Pb=BunnhullsTrykk*100000;%Tar inn trykk i bar, konverterer
    til Pa
r0=BronnRadius; % i meter
Porositet=Porositeten;
Porositet0=Porositeten; %porøsitet som holdes konstant ved
    DeltaP beregning
RadiusForhold = log(ReservoarRadius/BronnRadius);
MUw=ViskositetVann; %i enheter cp. Konverterer til Pa*s
    under produksjon, se DeltaVw og DeltaVo
MUo=ViskositetOlje;
V=ReservoarVolum;
Sw=Vannmetning; %mellom 0 og 1
So=1-Sw;
Cr=KompresibilitetStein;
Co=KompresibilitetOlje;
Cw=KompresibilitetVann;
ct=Cr+So*Co+Sw*Cw; %Total kompressibilitet
PoreVolum=V*Porositet;
k=Permeabilitet*10^(-12); %Setter intrinsik permeabilitet.
    Bruker en snittverdi for reservoar.
%Tar inn i Darcy konverterer til m2
Ko=1-Sw; %SKAL HER SETTE Ko(Sw) NB! Må finne dette
    uttrykket
Kw=0.4*Sw; %SKAL HER SETTE Kw(Sw)
Bw=1.0; %SKAL HER SETTE Bw(P)
```

```

Bo=1.41; %SKAL HER SETTE Bo(P)
KomprKonvFak=0.000000001; %skal konvertere kompressibilitet
    fra GPa^(-1) til Pa-1
Kw=krw0*((Sw-Swi)/(1-Sor-Swi))^(a); %Regner ut
    relativpermeabilitet for olje og vann
Ko=kro0*((1-Sw-Sor)/(1-Sor-Swi))^(b);
OIP=V*So*Porositet;%Oil in place

d=1.0; %# døgn mellom hver oppdatering av trykk
DeltaT=d*24*3600; %STEG MELLOM HVER JUSTERING AV STØRRELSER
    Enhet=sek
ProduksjonOlje(1)=0;
ProduksjonVann(1)=0;
TrykkiReservoar(1)=P*0.00001; %enheter i bar
Vannmetningsutvikling(1)=Sw;
Tid(1)=0;
teller=2;

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%PRODUKSJONSIMULERING:
while(P>Pb)
    DeltaVw= (1000*A*k*Kw/(MUw*RadiusForhold*r0))*(P-Pb)*
        DeltaT*(1-prosent)-vannrate;%Volum
    %vann produsert i brønn - injisert vann(m^3/d).
    %Ganger med 1000 for å konvertere Mu til Pa*s. Ganger
        med 1-prosent pga
    %vannet som reinjiseres pga nedihull separasjon
    DeltaVo= (1000*A*k*Ko/(MUo*RadiusForhold*r0))*(P-Pb)*
        DeltaT;%Volum olje produsert i brønn
    DeltaQ=DeltaVw+DeltaVo;
    ProduksjonOlje(teller)=DeltaVo/(Bo*d); %REGNER UT
        PRODUKSJON VED Å DELE PÅ FORMATION
    %OIL FACTOR VED TRYKK LIK BUNNHULLSTRYKK
    ProduksjonVann(teller)=(DeltaVw+vannrate)/(Bw*d); %
        Produksjon av olje/ vann er i m3/d
    %ved dette tidspunktet

```

```

Tid(teller)= Tid(teller-1)+DeltaT/(24*3600); %tid i #
døgn

DeltaP= 1000000000*(DeltaQ/(ct*Porositet*V)); %REGNER
      UT TRYKKFALLET I RESERVOAR
%PGA VOLUM UT [Pa]
P=P-DeltaP; %JUSTERER TRYKKET
Porositet=Porositet*(1-KomprKonvFak*Cr*DeltaP); %
      JUSTERER PORØSITETEN
PoreVolum=V*Porositet; %justerer porevolum
TrykkiReservoar(teller)=P*0.00001; %lagrer
      trykkutviklingen enhet i bar
Sw= (PoreVolum*Sw-DeltaVw)/PoreVolum; %Regner ut ny
      vannmetning
So=1-Sw;
Vannmetningsutvikling(teller)=Sw;
Kw=krw0*((Sw-Swi)/(1-Sor-Swi))^(a); %Regne ut Kw(Sw)
Ko=kro0*((1-Sw-Sor)/(1-Sor-Swi))^(b); %Regne ut Ko(Sw)
ct=Cr+So*Co+Sw*Cw;
ProdusertTotalt=sum(Bo*ProduksjonOlje);
if(ProdusertTotalt >= OIP)
    break
end
if(teller==730) %SIKKERHETVENTIL FOR Å FORHINDRE
      EVIGHETS LØKKER
    MAX_ITERASJONER=10000;
    break
end
teller = teller+1;
end

return

```

B.5 Program som regner ut nåverdi for enkel brønn

```

clear
%
%VIRKEMÅTE:
%=====

```

```
%PROGRAMMET PLOTTER HVORDAN NÅVERDIEN FORANDRES MED LENGDEN
%   PÅ EN ENKEL BRØNN
%MED PERFORERING OVER EN LENGDE 50M. DETTE KAN GI EN IDE OM
%   HVOR LANG BRØNN
%MAN KAN BORE
%
%
```

```
%STARTVERDIER
```

```
A=15*3.14*0.14; %EFFEKTIVT Innstrømareal for brønn ca 15 m
    lang del av brønnen er
%perforert [m2]
muw=0.3; %viskositet vann i cp
muo=0.51;
Pb=200;% bunnhulls-trykk i bar
r0=0.07; %rørradius
cw=10000*(3.13*10^(-6));%kompres til vann i GPa-1 Parantes
    i bar^-1
co=1.8;
cr=10000*(3.0*10^(-6));%tar inn i bar^-1 i parantes
a=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
b=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
Swi=0.2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
Sor=0.25;% VERDI I REL PERM
krw0=0.4;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
kro0=0.9;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
```

```
%ØKONOMIVERDIER
```

```
diskonteringsrente=0.07;
naverdifaktor=1.0/(1+diskonteringsrente);
boringspris=1.2; % mill NOK pr dogn
kompletteringspris=1.5; %mill NOK pr dogn
borelengdePrdogn=150; %[m]
driftskostnader=0; %3-4$ pr fat olje produsert [$]
oljepris=(10^(-6))*((35-driftskostnader)*7*1000)/159; %
    mill NOK/m^3 Ut fra prisen
%35 dollar pr fat og 7NOK pr dollar
```

```

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Kompletteringsdager=20;%DAGER DET TAR Å KOMLETTERE BRØNN
LengdeHovedbronn= 500; %[m] LENGDE SOM DET MÅ BORES NED TIL
    RESERVOAR
NoverdiSfaLengde(1)=0;
Lengde(1)=LengdeHovedbronn;
teller=1;

while(LengdeHovedbronn <= 2000)%while S

iterasjoner=1100;%ANTALL GANGER BRØNN MED FIKSERT LENGDE
    SKAL SIMULERES
%KONTANTSTRØM VED START:
kontantstrom0= -(LengdeHovedbronn)*boringspris /
    borelengdePrdogn -
kompletteringspris*Kompletteringsdager;% i mill NOK
avskrivning=kontantstrom0/6;% Avskrivningstid for brønn er 6
    år

%Produksjon

for i=1:730
    SnittOlje(i)=0;
    SnittVann(i)=0;
end

i=1;

while(i<iterasjoner)%WHILE A Gjennomfører boring
    iterasjon ganger ganger med
    %denne brønnlengden
        peker1=0;
        peker2=0;
        res=0;
        lag=0;

```

```

[ res , lag]=ReservoarFunksjon();

peker1(1)=int32(0.5001+((lag-3)-0.001)*rand());%Plukker
    ut to nærliggende
%lag som det produseres fra
peker1(2)=peker1(1)+1;%snitt lengde på perforeringdel
    er ca 50m
peker1(3)=peker1(1)+2;


l=length(peker1);
k=1;
for j=1:l
    if (res(peker1(j),2)>0) %plukker ut de lagene som
        ikke består av leire, og
        peker2(k)=peker1(j);%peker2 peker på disse
            lagene
        k=k+1;
    end
end

l=length(peker2);
if ((l >= 1)&(peker2(1)>0))%if A
    for j=1:l %for B
        rad=peker2(j);
        %Produserer fra lagene i peker2:
        [Prodolje,Prodvann,Trykkutvkl,Swg,tid]=
            Produksjon(A,(res(rad,4)),(res(rad,3)),
                (res(rad,1)*(1000000*res(rad,2))), (res(rad
                    ,6)),muw,muo,Pb,r0,(res(rad,1)/2),cw,co,
                    cr,
                    (res(rad,5)),a,b,Swi,Sor,kw0,kro0);
        %[Prodolje,Prodvann,Trykkutvkl,Sw,tid]=
            Produksjon(A,P,Sw,V,poro
            %sitet,muw,muo,Pb,r0,R0,cw,co,cr,Permeabilitet,
                a,b,Swi,Sor,kw0,kro0);
        po=length(Prodolje);
        if (po<730)%Dersom prodolje vektor ikke har
            lengde 1460
            for m=(po+1):730

```

```

        Prodolje(m)=0;
        Prodvann(m)=0;
    end%for
end%if
    SnittOlje=SnittOlje+ (1/iterasjoner)*Prodolje;
    %regner ut snittverdi for prodolje [m^3]
    SnittVann=SnittVann+ (1/iterasjoner)*Prodvann;
end%for B
end%if A
    i=i+1;
end%WHILE A

```

```

%

```

```

%økonomiutregning

```

```

NoVerdi=0;
oljePrAr(1)=0;
NoVerdi(1)=kontantstrom0;
sum=0;
noverdi=0;
dager=0;

```

```

for n=1:2
    sum=0;
    for j=1:365
        sum=sum+SnittOlje(dager+j);
    end
    oljePrAr(n)=sum;

    NoVerdi(n+1)= NoVerdi(n)+(oljepris*oljePrAr(n))*
        naverdifaktor^(n);

    dager=365*n;
end

```

```

NoVerdi= NoVerdi%nåverdi i mill NOK
noverdi= NoVerdi(3);
Lengde(teller)=LengdeHovedbronn;
NoverdiSfaLengde(teller)= noverdi;

```

```

LengdeHovedbronn=LengdeHovedbronn+100;
teller =teller +1;

end %while S

%Kurve tilpasser

ls = polyfit(Lengde, NoverdiSfaLengde, 1);
y= polyval(ls, Lengde);

plot(Lengde, y, '- ', Lengde, NoverdiSfaLengde, 'o')
xlabel('Lengde (m)'), ylabel('Nåverdi (Mill_NOK)'), title('
    Nåverdi som funksjon av lengde på brønn');

```

B.6 Program som regner ut nåverdi for Drainholes-prosjektet

```

clear
%
%VIRKEMÅTE:
%=====
%PROGRAMMET SKAL REGNE UT NÅVERDIEN VED Å UTVINNE
%LUNDEFORMASJONEN MED DRAINHOLES SFA ANTALL DRAINHOLES.
%BOREPROSJEKTET GJØRES MANGE GANGER (
%ITERASJONER) FOR Å FINNE EN SNITTVERDI.
%SETTER ØKONOMIVERDIENE, SAMT NOEN FIKSERTE GEOLOGIVERDIER
%I DETTE
%PROGRAMMET. FUNKSJONEN RESERVOARFUNKSJON() RETURNERER ET
%CA 220M TYKT RESERVOAROMRÅDE
%MED MANGE RESERVOARLOMMER SOM ALLE HAR SINE
%KARAKTERISTISKE STØRRELSER FOR
%PORØSITET, PERMEABILITET, AREAL, TYKKELSE(TYKKELSE*AREAL=
%BULKVOLUM),
%TRYKK, VANNMETNING. HVERT DRAINHOLE PLASSERES TILFELDIG I
%EN AV DISSE LOMMENE.
%PRODUKSJONSFUNKSJONEN REGNER UT PRODUKSJON FOR HVER
%RESERVOARLØMME. DETTE GJØRES X ANTALL GANGER.
%DETTE GIR GJENNOMSNITTLIG PRODUKSJON SOM DET SÅ PLOTTET
%NÅVERDI AV I ET

```

*%SØYLEDIAGRAM SFA ANTALL DRAINHOLES. LENGDE PÅ HOVEDBRØNN
ER HER FIKSER TIL*

%1000M

%

%

%%%

%STARTVERDIER

*A=100*3.14*0.14; %EFFEKTIVT Innstrømareal FOR DRAINHOLES [*
m2]

muw=0.3; %viskositet vann i cp

muo=0.51;

Pb=200;% bunnhulls-trykk i bar

r0=0.07; %rørradius

cw=10000(3.13*10^{−6});%kompres til vann i GPa−1 Parantes*
i bar^{−1}

co=1.8;

cr=10000(3.0*10^{−6});%tar inn i bar^{−1} i parantes*

a=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET

b=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET

Swi=0.2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET

Sor=0.25;% VERDI I REL PERM

krw0=0.4;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET

kro0=0.9;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET

%ØKONOMIVERDIER

diskonteringsrente=0.07;

naverdifaktor=1.0/(1+diskonteringsrente);

DrainholesLengde=100;%LENGDE PÅ HVERT DRAINHOLE

boringspris=1.2; % mill NOK pr døgn

kompletteringspris=1.5; %mill NOK pr døgn

borelengdePrdogn=150; %/m]

driftskostnader=0; %3−4\$ pr fat olje produsert

skatt=0.22; %betaler 78% skatt på overskuddet

oljepris= (10^{−6})((35−driftskostnader)*7*1000)/159; %*
mill NOK/m³ Ut fra prisen

%35 dollar pr fat og 7NOK pr dollar

```
%
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
MaxAntallDrainhole=8;
```

```
XDrainhole = 1.0:1.0:MaxAntallDrainhole;
```

```
NoverdiSfaDrainholes(1)=0;
```

```
for q=1:MaxAntallDrainhole%for S
```

```
    iterasjoner=500;%ANTALL GANGER DRAINHOLE LØSNINGEN SKAL  
    SIMULERES
```

```
    LengdeHovedbronn= 1000; %[m] LENGDE SOM DET MÅ BORES NED TIL  
    RESERVOAR
```

```
    antallDrainholes=q;
```

```
    Kompletteringsdager=20;%DAGER DET TAR Å KOMLETTERE BRØNN  
    %KONTANTSTRØM VED START:
```

```
    kontantstrom0= -(LengdeHovedbronn+antallDrainholes*  
        DrainholesLengde)*boringspris/borelengdePrdogn -  
        kompletteringspris*Kompletteringsdager;% i mill NOK
```

```
%Produksjon
```

```
for i=1:730
```

```
    SnittOlje(i)=0;
```

```
    SnittVann(i)=0;
```

```
end
```

```
i=1;
```

```
while(i<iterasjoner)
```

```
    peker1=0;
```

```
    peker2=0;
```

```
    res=0;
```

```
    lag=0;
```

```
    [res , lag]=ReservoarFunksjon();
```

```

peker1=LagVektor( antallDrainholes , lag );%peker på q
    ulike lag
l=length( peker1 );
k=1;
for j=1:l
    if( res( peker1( j ) , 2 ) > 0 ) %plukker ut de lagene som
        ikke består av leire , og
        peker2(k)=peker1( j );%peker2 peker på disse
            lagene
        k=k+1;
    end
end

l=length( peker2 );
if( ( l >= 1 ) & ( peker2( 1 ) > 0 ) ) %if A
    for j=1:l %for B
        prodolje=0;
        rad=peker2( j );
        %Produserer fra lagene i peker2:
        [ Prodolje , Prodvann , Trykkutvkl , Swg , tid ] =
            Produksjon( A , ( res( rad , 4 ) ) , ( res( rad , 3 ) ) ,
                ( res( rad , 1 ) * ( 1000000 * res( rad , 2 ) ) ) , ( res( rad
                    , 6 ) ) , muw , muo , Pb , r0 , ( res( rad , 1 ) / 2 ) , cw , co ,
                    cr , ( res( rad , 5 ) ) ,
                    a , b , Swi , Sor , krw0 , kro0 );
        %[ Prodolje , Prodvann , Trykkutvkl , Sw , tid ] =
            Produksjon( A , P , Sw , V , poro
            %sitet , muw , muo , Pb , r0 , R0 , cw , co , cr , Permeabilitet ,
                a , b , Swi , Sor , krw0 , kro0 );
        po=length( Prodolje );
        if( po < 730 ) %Dersom prodolje vektor ikke har
            lengde 1460
            for m=(po+1):730
                Prodolje(m)=0;
                Prodvann(m)=0;
            end %for
        end %if
        SnittOlje=SnittOlje+ ( 1 / iterasjoner ) * Prodolje ;
        %regner ut snittverdi for prodolje [m^3]
        SnittVann=SnittVann+ ( 1 / iterasjoner ) * Prodvann ;
    end
end

```

```

        end%for B
    end%if A
    i=i+1;
end

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%økonomiutregning
NoVerdi=0;
oljePrAr(1)=0;
dager=0;
NoVerdi(1)=kontantstrom0;
year(1)=0;
sum=0;

for n=1:2
    sum=0;
    for j=1:365
        sum=sum+SnittOlje(dager+j);
    end
    oljePrAr(n)=sum;
    NoVerdi(n+1)= NoVerdi(n)+(oljepris*oljePrAr(n))*
        naverdifaktor^(n);
    year(n+1)=n;
    dager=365*n;
end

NoVerdi= NoVerdi;%nåverdi i mill NOK
NoverdiSfaDrainholes(q)=NoVerdi(3);

end%for S

%bar(XDrainhole, NoverdiSfaDrainholes, 'r')
%xlabel('Antall drainholes'), ylabel('Nåverdi (Mill NOK)'),
%title('Nåverdi som funksjon av
%antall drainholes');

%REGNER UT MAX LENGDE PÅ HOVEDBRØNN FOR Å BIKKE OVER I
%POSITIV NÅVERDI

```

```

a= (borelengdePrdogn/boringspris);
MaxLengdeHovedbronn=0;

for q=1:MaxAntallDrainhole
    x=0;
    l=0;
    x= a*NoverdiSfaDrainholes(q);
    l=1000+x; %max lengde for q drainholes
    MaxLengdeHovedbronn(q)=l;
end

MaxLengdeHovedbronn=MaxLengdeHovedbronn;

bar(XDrainhole,MaxLengdeHovedbronn,'r')
xlabel('Antall_drainholes'), ylabel('Lengde_[m]'), title('
    Maks_lengde_på_hovedbrønn_som
    funksjon_av_antall_drainholes');

```

B.7 Vanninjeksjon

```

clear
%
%VIRKEMÅTE:
%=====
%PROGRAMMET SKAL REGNE UT HVOR MYE MER OLJE MAN KAN FÅ UT
%AV EN
%GJENNOMSNITTLIG RESERVOARLOMME VED Å PUMPE INN IGJEN EN
%VISS PROSENTANDEL
%AV PRODUSERT VANN.DETTE KAN GI EN IDE OM HVILKEN EFFEKT
%NEDIHULLSEPERASJON
%KAN HA.PROGRAMMET PLOTTER DIFFERANSEN PRODUSERT OLJE MED
%INJEKSJON – PRODUSERT
%OLJE UTEN INJEKSJON MOT PROSENT VANN REINJISERT.
%
%
%
%
%STARTVERDIER

```

```

A=100*3.14*0.14; %EFFEKTIVT Innstrømareal FOR DRAINHOLES [
    m2]
muw=0.3; %viskositet vann i cp
muo=0.51;
Pb=200;% bunnhulls-trykk i bar
r0=0.07; %rørradius
cw=10000*(3.13*10^(-6));%kompres til vann i GPa-1 Parantes
    i bar^-1
co=1.8;
cr=10000*(3.0*10^(-6));%tar inn i bar^-1 i parantes
a=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
b=2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
Swi=0.2;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
Sor=0.25;% VERDI I REL PERM
krw0=0.4;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
kro0=0.9;%VERDI SOM INNGÅR I RELATIV PERMEABILITET
oljepris= (10^(-6))*((35)*7*1000)/159;

prosent=0;

```

```

%
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```

prosentVektor(1)=prosent;
differanse(1)=0;
diffTeller=1;

```

```

prosent=0.05;

```

```

while(prosent <=0.95) %while S

```

```

    iterasjoner=700;%ANTALL GANGER MAN SIMULERER FOR HVER
        PROSENT
    teller=0;
    diffTeller=diffTeller+1;

```

```

    %Produksjon

```

```

for i=1:730

```

```

SnittDifferanseRate(i)=0;
end

it=1;

while(it<iterasjoner)%while indre
    peker=0;
    muffle=1;
    res=0;
    lag=0;
    [res , lag]=ReservoarFunksjon();
    for k=1:lag %plukker ut x antall lag
        if((res(k,2))>0)
            peker(muffle)=k; %plukker ut porøse lag
            muffle=muffle+1;
        end
    end
    l=length(peker);
    teller=teller+muffle;

    if((l >= 1)&(peker(1)>0))%if A

        for k=1:l %for B PRODUSERER FRA PORØSE LAG
            rad=peker(k);
            [Prodolje , Prodvann , Trykkutvkl , Swg , tid]=
                Produksjon(A,(res(rad,4)) ,(res(rad,3)) ,(
                    res(rad,1)*(1000000*res(rad,2))) ,(res(
                        rad,6)) ,muw,muo,Pb,r0 ,(res(rad,1)/2) ,cw ,
                        co ,cr ,(res(rad,5)) ,a ,b ,Swi ,Sor ,krw0 ,kro0
                    );
            [ProdoljeI , ProdvannI , TrykkutvklI , SwgI , tidI
                ]=ProduksjonMedWinjeksjon(A,(res(rad,4))
                    ,(res(rad,3)) ,(res(rad,1)*(1000000*res(
                        rad,2))) ,(res(rad,6)) ,muw,muo,Pb,r0 ,(res
                        (rad,1)/2) ,cw ,co ,cr ,(res(rad,5)) ,a ,b ,Swi
                        ,Sor ,krw0 ,kro0 ,prosent ,0);
            po=length(Prodolje);
            poI=length(ProdoljeI);
            if(po<730)%Dersom prodolje vektor ikke har
                lengde 730

```

```

        for m=(po+1):730
            Prodolje(m)=0;
        end%for
    end%if
    if(poI<730)%Dersom prodolje vektor ikke har
        lengde 730
        for m=(poI+1):730
            ProdoljeI(m)=0;
        end%for
    end%if
    SnittDifferanseRate= SnittDifferanseRate +(
        ProdoljeI-Prodolje);
    end%for B
end%ifA
it=it+1;
end%while indre

SnittDifferanseRate=(1/teller)*SnittDifferanseRate;
differanse(diffTeller)=sum(SnittDifferanseRate);
prosentVektor(diffTeller)=100*prosent;

prosent=prosent+0.1;

end%while S

prisDifferanse= oljepris*differanse;

plot(prosentVektor,differanse)
xlabel('Prosent_reinjisert'), ylabel('Sm^3'), title('');
%plot(prosentVektor,prisDifferanse)
%xlabel('Prosent_reinjisert'), ylabel('Mill. NOK'), title
('');

```

B.8 Nåverdiberegninger for Eclipse i MatLab

```

function dollars = nv(file, l, n)
fd=fopen(strcat(file, '.txt'),'r');
prod=textscan(fd, '%n_%n', 'headerLines', 10);
plot(prod{1}(1:25), prod{2}(1:25));

```

```

if nargin < 3
    n=1;
end

meterprdogn=150; %Hvor raskt man borer
borepris=1.2;    %Pris pr døgn ved boring
kompltid=20;    %Tid for å komplettere
komplpris=1.5;  %Pris pr døgn ved komplettering
driftkost=0;

dr=0.08;
oljepris=((35-driftkost)*7*1000)/159; %NOK/m^3 Ut fra
    prisen 35 dollar pr fat og 7NOK pr dollar
year=1;
time=prod{1};
vol=prod{2};
volyear(1)=vol(1);
invest=-(1/meterprdogn)*borepris-(kompltid*komplpris)*n
npv(1)=invest*1000000;
npvcum(1)=npv(1);

for i=2:length(time)
    if time(i) > 365*year
        npv(year+1)=(1/(1+dr)^year)*oljepris*volyear(year);
            % Nåverdi for valgt år
        npvcum(year+1)=npvcum(year)+npv(year+1);
        year=year+1;
        volyear(year)=0;
    end
    volyear(year)=volyear(year)+(time(i)-time(i-1))*vol(i);
end
sum(volyear)

npv(year+1)=(1/(1+dr)^year)*oljepris*volyear(year); % Tar
    siste år.
npvcum(year+1)=npvcum(year)+npv(year+1);

npv=npv/1000000;

fig=figure;

```

```
bar(npv);
NPV=sum(npv);
dollars=NPV;
title(strcat('Total: ', num2str(NPV)));
xlabel('Year');
ylabel('NPV_MNOK');
print(strcat('-f ', num2str(fig)), '-dpsc', strcat(file, '.eps'
));
print(strcat('-f ', num2str(fig)), '-dpng', strcat(file, '.png'
));
figure;
bar(npvcum);
title(strcat('Total: ', num2str(NPV)));
xlabel('Year');
ylabel('NPV_MNOK');
```

C Figurer

2.1	Generelt snitt over Gullfaksfeltet. Hentet fra [9].	2
2.2	Stratigrafisk logg	7
3.1	TTRD	8
3.2	Relativ permeabilitet	12
3.3	Generell graf for FVF Olje [7]	13
3.4	FVF Olje	13
3.5	Generell graf for viskositeten til olje [7]	14
3.6	Viskositet olje	14
3.7	Generell graf for gassløselighet [7]	15
3.8	Gassløselighet	15
3.9	Hovedprinsippet bak en nåverdiberegning	16
5.1	Eksempel på kontrollvolum	18
5.2	Løsning av trykkligning for varierende tid	20
5.3	Løsning av stasjonær trykkligning antatt sylinder symmetri	22
5.4	Resultater med Eclipse og MatLab	24
5.5	Reservoarbeskrivelse for øvre del av Lunde	25
5.6	Permeabilitetsfordelingen som benyttes på de porøse sandlagene	26
6.1	Permeabilitet i modellen i xy-retning [mD]	31
7.1	Nåverdi som funksjon av lengde på brønn	34
7.2	Nåverdi for ulikt antall drainholes	35
7.3	Maks lengde på hovedbrønn for positiv nåverdi	35
7.4	Gevinst ved reinjeksjon av produsert vann	36
7.5	Gevinst i mill.NOK ved reinjeksjon av vann	36
7.6	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 3	37
7.7	Gassproduksjon og gassoljerate for case 3	38
7.8	Trykkutvikling i reservoaret for case 3	39
7.9	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 4	40
7.10	Gassproduksjon og gassoljerate for case 4	41
7.11	Trykkutvikling i reservoaret for case 4	42
7.12	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 5	43
7.13	Gassproduksjon og gassoljerate for case 5	44
7.14	Trykkutvikling i reservoaret for case 5	45
7.15	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 8	46
7.16	Gassproduksjon og gassoljerate for case 8	47
7.17	Trykkutvikling i reservoaret for case 8	48
7.18	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 9	49
7.19	Gassproduksjon og gassoljerate for case 9	50
7.20	Trykkutvikling i reservoaret for case 9	51
7.21	Olje - og vannproduksjon og vannkutt for case 12	52

7.22	Gassproduksjon og gassoljerate for case 12	53
7.23	Trykkutvikling i reservoaret for case 12	54
7.24	Nåverdi for scenario 3	55
7.25	Nåverdi for scenario 4	55
7.26	Nåverdi for scenario 5	56
7.27	Nåverdi for scenario 8	56
7.28	Nåverdi for scenario 9	57
7.29	Nåverdi for scenario 12	57
7.30	Nåverdi for utvalgte scenarier fra Eclipse	58
A.1	Kart over vannmetninger i Lundeformasjonen	63