

Effektiv oljeutvinning fra Lundeforrasjonen

M. Br  mnes, K. Hals, A. L. Johansen, M. I. Kvitt  m, C. Skytterholm
Institut for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk
NTNU 2006

Artikkelen tar for seg arbeidet som ble gjort av en gruppe sivilingeni  rstudenter med prosjektoppgaven "Effektiv oljeutvinning fra Lundeforrasjonen" i faget Eksperter i Team ved NTNU vårsemesteret 2006. Den vurderer om oljeutvinning fra Lundeforrasjonen kan være lønnsomt og hvilke borel  sninger som vil være mest effektive. Grunnlag for dette er modeller i simuleringsprogrammet Eclipse og en enkel simuleringsmodell i MatLab.

1. Introduksjon

Lundeforrasjonen har dårligere reservoaregenskaper enn Statfjordforrasjonen som ligger over. Den har høy initiell vannmetning og dårlig kommunikasjon mellom lagene. Prosjektet ser på muligheten for å drive lønnsom oljeutvinning fra forrasjonen. 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 borel  sninger, 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.

2. Teori

For å finne verdier for reservoaregenskapene utover de initielle verdiene som er gitt i [3] ble svartoljemodellen og Coreys ligninger brukt.

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
Bo i.b. ($Rm^3/S m^3$)	1,41
GOF	150
Tetthet olje stb. (kg/m^3)	838

Tabell 1 Initialverdier for reservoaregenskaper

En forenklet modell for å regne ut produksjonsratene kan finnes ved hjelp av et uttrykk for trykket i resevoaret sammen med Darcys lov [2]. Dersom man betrakter et kontrollvolum, og antar kompressibilitet for stein er liten, kan følgende lineære partielle differensialligning for trykket finnes:

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

Ligning 1

Trykkfallet på grunn av produksjonen vil gi at randbetingelsen langt vekke fra brønn forandres ved tiden. Randbetingelsen n  r brønnen er konstant siden man antar konstant bunnhullstrykk. I en numerisk beregning deler man derfor opp i tidsintervall, og oppdaterer betingelsen for trykket langt

borte fra brønn mellom hvert intervall. Trykkfallet finnes fra massebevarelse. Dersom man også antar at tidsskalaen til produksjonen er mye større en tidsskalaen i trykkligningen, vil stasjonær trykkligning beskrive trykket mesteparten av tiden innenfor hvert tidsintervall. Ligningen kan forenkles enda mer ved å anta sylindersymmetri. Innenfor hvert tidsintervall vil uttrykket for trykket derfor være gitt ved følgende funksjon:

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

Ligning 2

P_i : Randtrykk langt vekk fra brønn

P_b : Bunnhullstrykk

r_0 : Radius til brønn.

R_0 : Radiusstørrelse på sandkropp.

En brønn med effektivt innstrømningsareal A, vil sammen med ligningene over og Darcys lov gi følgende produksjon for vann og olje:

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

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

Ligning 3

Dermed kan produksjonen beregnes ved en iterativ prosess der man beregner produksjonen i tidsintervall Δt .

Nåverdien til prosjektet blir å beregne nåverdien av alle kontantstrømmene, og summere disse sammen [4]. Dersom prosjektets varighet er T år, er nåverdien gitt ved;

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

Ligning 4

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

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
Dollar kurs	7 NOK/USD
Diskonteringsrente	7%

Tabell 2 Kostnadstall

3. Metode

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 antall drain holes, hvor mye mer produseres i snitt med nedihullsseparasjon 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 Lundeforvasjonen.

Nåverdien vil gi et estimat på lønnsomheten ved å utvinne Lundeforvasjonen, så nåverdien av ulike boreløsninger beregnes. Først beregnes det for en helt enkel brønn, og deretter for drain holes. Programmet plotter nåverdien som funksjon av lengde på brønnen, og nåverdi som funksjon av antall drain holes. Dette vil gi svar på om man kan bore en helt ny brønn, eller må ta i bruk eksisterende Statfjordbrønner for å få positiv nåverdi. Drain holes 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.

Som grunnlag for Eclipse-modellen ble det gått ut fra et strukturkart av Lundeforvasjonen. Området rundt testbrønnen C-29 ble valgt, og modellert som en $1100 \times 810 \times 220$ m enkeltstående blokk inndelt i $22 \times 18 \times 20$ gridblokker. Området som er modellert var merket som "oljefyllt reservoar" på strukturkartet.

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 [3]. 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 Lundeforvasjonen. 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.

Som nevnt tidligere er det knyttet stor usikkerhet til kartleggingen av Lundeforvasjonen. 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 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:

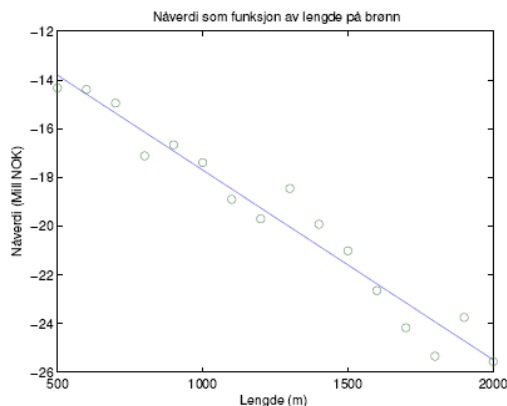
Filnr	Ant. brønner	Brønntype	Ant. dreneringspunkt	Soner
3	1	Enkel	1	God
4	2	Enkle	2	God / moderat
5	1	Enkel	1	Høy Sw
8	2	ML	4	Gode / moderate
9	1	ML	3	Gode / moderate
12	2	ML	4	Gode / moderate

Tabell 3

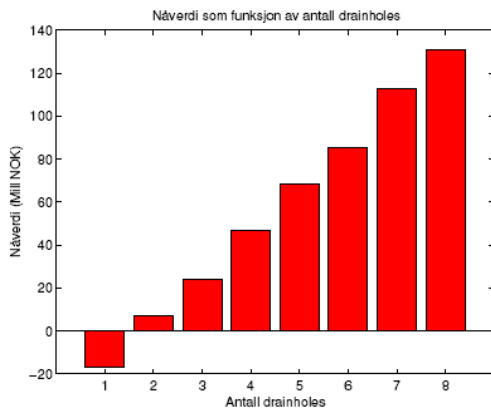
En enkel brønn vil i dette tilfellet si en brønn som går vertikalt ned til reservoaret hvor den svinger og drenerer reservoarsonen fra en horisontalseksjon. En slik brønn har kun ett dreneringspunkt. En multilateral brønn har her ett moderløp som går vertikalt ned til reservoar-seksjonen. Den har to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

4. Resultater

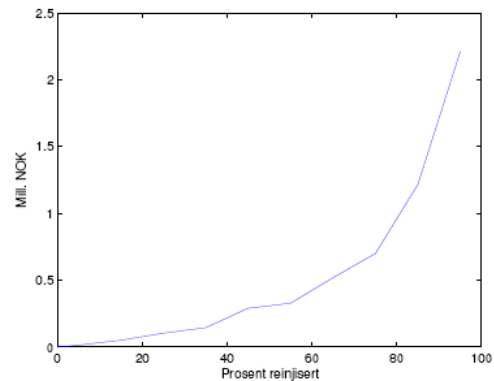
Følgende figurer er resultater fra simuleringer av enkel brønn, drain holes og vanninjeksjon i MatLab



Figur 1 Enkel brønn: Nåverdi som funksjon av lengden på brønnen

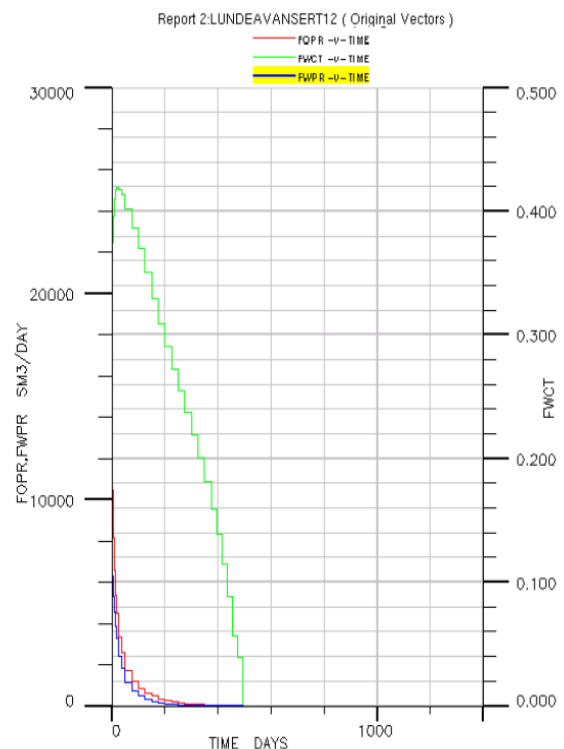


Figur 2 Nåverdi som funksjon av antall drain holes

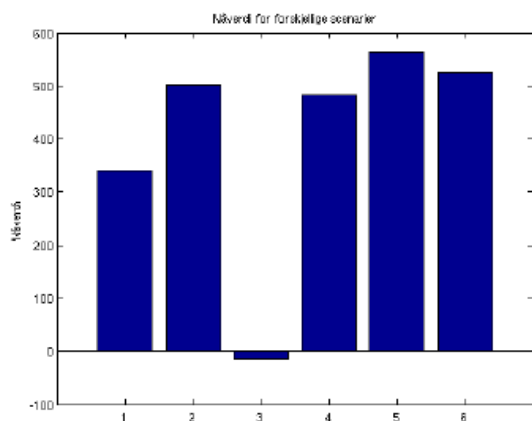


Figur 3 Nåverdi av økt produksjon på grunn av reinjisert vann

Følgende figurer er resultater fra simulering i Eclipse. Figurene er fra simulering av forskjellige brønnplasseringer.



Figur 4 Produksjonsrate for olje og vann og vannkutt for gunstigste brønnplassering



Figur 5 Nåverdier for ulike brønnplasseringer

5. Diskusjon

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 500m*500m*15 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.

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 Lundeforماسjonen. 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. 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 drain holes siden den ikke regner komplettering for sidestegene, mens Eclipse-modellen bruker standardrater og tar ikke hensyn til drainholes.

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 tottrinnsseparasjon er effektiv for vannkutt på 0,65 og høyere [1].

Nedihullsseparasjonssystemer er dyre både å produsere og installere, og siden brønnene i Lundeforماسjonen 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.

6. Konklusjon

Simuleringene viser at multilaterale brønner vil være den mest lønnsomme løsningen dersom man skal utvinne Lundeforrasjonen. Simuleringene antyder også at DIACS og drain holes bør vurderes. Produksjonstiden er kort, og utelukker dyre løsninger som nedihullseparasjon og favoriserer løsninger som bruker eksisterende brønnløp fra Statfjordforrasjonen.

Referanser

[1] <http://www.pttc.org/solutions/202.htm>.

[2] Jon Kleppe. Notater i reservoarutvinningsteknikk. RSP, Statoil, oktober 2005.

[3] GF RESU. Gullfaks Hovedfelt Lunde. Under utarbeidelse, 2006.

[4] Bøhren og P.I. Gjærum. Prosjektanalyse. skarvet forlag, 2 utgave, 2003.