

Nedblåsning av gasskappe i Rimfaks Statfjord

Anders Rønning Devik
Stine Albertsen
Steinar Lieng Fredriksen
Torstein Tønnessen

Sammendrag

I denne oppgaven har vi simulert en rekke forskjellige scenarier for olje- og gassproduksjon i Rimfaks Statfjord, og kommet frem til en strategi som vi vil anbefale for Statoil. Vi har brukt tallmaterialet fra simuleringene til å beregne nåverdi, og brukt sensitivitetsanalyse for å vurdere hvilke faktorer som har størst innvirkning på vår konklusjon. Vi har vurdert flere aspekter omkring det å starte nedblåsning av gasskappen i perioden 2007 til 2013, og kommet frem til at dette ikke er å anbefale.

Vi mener at Statoils egne målsetninger om utvinningsgrad og levetid for Gullfaksfeltet gjør nedblåsning i 2007 uaktuelt. Vi har sammenlignet nedblåsning i 2012 med et scenario der man borer et sidesteg for å få ut restolje, driver oljeproduksjon med trykkstøtte til 2021 og så blåser ned gasskappen i perioden 2021 - 2029. Med en diskonteringsfaktor på 4 prosent fant vi at nedblåsning i 2021 hadde kun 5 prosent lavere nåverdi enn nedblåsning i 2012. Utvinningsgraden for olje blir 52,6 prosent, tett opptil det generelle målet om 55 prosent for satellittfelt.

Nedblåsning i 2021 medfører at Rimfaks holdes i drift 10 år lenger enn hvis gasskappen blåses ned i 2012, og dette vil bidra til å holde Gullfaksfeltet i drift til 2030.

1 Innledning

Vi fikk 17. januar presentert 10 oppgaver av Statoil. Med utgangspunkt i disse valgte gruppen vår oppgaven "*Nedblåsning av gasskappe i Rimfaks Statfjord*". Vi valgte denne oppgaven fordi vi syntes at den virket spennende, i tillegg til at vi følte at alle gruppemedlemmene hadde kompetanse nok til å bidra til løsningen av denne oppgaven.

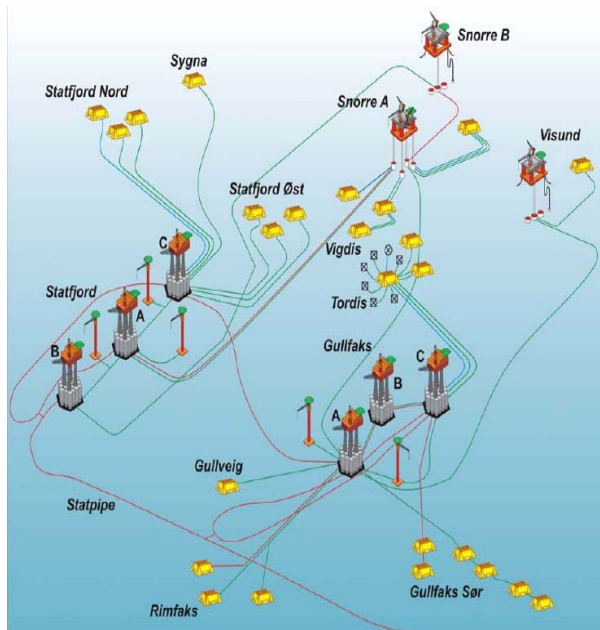
Vi har utarbeidet denne oppgaven ved hjelp og informasjon gitt av Statoil, samt den faglige kunnskapen gruppa besitter. Gruppa har måttet tilegne seg grunnleggende reservoarkunnskaper samt ferdigheter i ulike simuleringsverktøy for å kunne løse oppgaven.

1.1 Målsetning

Målet med denne oppgaven er å finne det vi mener er det beste tidspunktet for å stoppe injeksjon av gass og starte eksport av gass på Rimfaks Statfjord. Dette skal vi komme frem til ved å diskutere resultatene vi får ved å gjøre simuleringer og økonomiske beregninger.

2 Generelt om Rimfaks

Rimfaks er det ene av fem felt som utgjør Gullfaks satellitter, og ligger sør i blokk 34/10. Feltet har vært i produksjon siden februar 1999. Det består av tre undersjøiske bunnrammer som er tilknyttet plattformen Gullfaks A.[1] Rimfaks består av reservoarene Rimfaks, Brent, Cook, Lunde og Statfjord. Rimfaks Brent har fire produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner, mens Rimfaks Statfjord har fire produsenter og to gassinjektorer. [2] Vi skal i vår oppgave se på utvinning fra Rimfaks Statfjord.



Figur 1: Installasjoner i Nordsjøen

Rimfaks Statfjord reservoaret har en oljesone initielt på opptil 106 meter og en gasskappe på toppen av strukturen. Reservoaret består av to segmenter, P2 og P3, med samme kontaktsystem i begge segmentene. Reservoarkvaliteten er svært god, spesielt i øvre Statfjord. Ei-1 i nedre Statfjord har også gode egenskaper. Statfjord er adskilt av et tykt skiferlag, og det er også andre trykk-barrierer vertikalt i reservoaret. Kommunikasjonen lateralt i reservoaret er god. (Reservoarstyringsplan, 2005) Rimfaks ligger på et grunnere strukturelt nivå enn Gullfaks Sør, med topp reservoar på ca. 2500 m MHN. Feltet ligger på en rotert vesthellende forkastningsblokk og er begrenset av tre større forkastninger mot vest, nord og øst. [3]

Dreneringen av Rimfaks Statfjord skjer ved gassinjeksjon som drivmekanisme. I de første årene var det reinjeksjon som var dreneringsstrategien. De senere årene har reservoaret blitt produsert med trykkvedlikehold i reservoaret som dreneringsstrategi. Gassinjeksjonen foregår primært gjennom gassinjektor J-4H i P3-segmentet. [2] Per i dag benyttes en injektor og tre produsenter. Den fjerde

produsenten har vært ute av drift siden 1.1.2006, men Statoil har planer om å sette den i drift igjen i løpet av 2007. Det blir en del av oppgaven vår å vurdere om vi synes dette er hensiktsmessig.

Gassen, som produseres assosiert med olje og kondensat, blir til dels sendt tilbake i reservoarene for trykkstøtte og til dels eksportert i Statpipe til Kårstø hvor den blir prosessert til salgsproduktene tørrgass og NGL. En mindre del av den produserte gassen blir brukt til kraftgenerering (brensel) på Gullfaks A og C. I tillegg vil litt gass gå til fakling på hver av plattformene. [2]

3 Generelt om simulering

I denne oppgaven skal vi prøve å finne den beste strategi for å produsere de gjenværende ressurser fra Rimfaks Statfjord. Dette vil vi gjøre ved å simulere. Programmet som blir brukt til simulering er ECLIPSE 100[4] mens de grafiske analysene blir foretatt ved hjelp av ECLIPSE office og GLview[5]

4 Produksjonsstrategier

Vår ECLIPSE modell var historietilpasset til mai 2006. Vi vil prøve å finne best mulig måte å produsere reservoaret etter den tid. De forskjellige alternativene vi har testet er listet under.

4.1 Fjerde produksjonsbrønn

Per i dag er den ene produksjonsbrønnen ute av drift, men den er planlagt å settes i drift igjen av Statoil. Vi ønsker å finne ut om det lønner seg å sette i drift den brønnen. Dette vil komme an på hvorvidt det er økonomisk lønnsomt i forhold til kostnaden ved å sette den i drift igjen. Dette kan gi utslag i form av økt oljeproduksjon og raskere utvinnig av oljen, noe som vil være økonomisk lønnsomt. Hvis vi kommer frem til at dette er en lønnsom operasjon, kommer vi til å utføre simuleringer der denne brønnen

produserer, videre i oppgaven. Navnet på denne brønnen er H-2AH.

4.2 Valg av gassproduksjonsbrønn

Når vi ønsker å gå over til å produsere gass, blir vi nødt til å bestemme oss for hvilken strategi vi ønsker å benytte for å gjøre dette. Valgene vi her vil vurdere, er å bore sidesteg fra en av de eksisterende produksjonsbrønnene, å benytte en eller flere av de eksisterende produksjonsbrønnene uten å gjøre endringer, å sementere og perforere eksisterende brønner, eller å gjøre om en eller flere av injeksjonsbrønnene til å bli produksjonsbrønner. Å bruke injeksjonsbrønner, fikk vi opplyst ikke var mulig, siden J-rammen ikke uten videre kunne brukes til produksjon [2]. Vi valgte derfor å ikke undersøke dette nærmere. Valgene vi tar vil avhenge av hvor vanskelige de eventuelle operasjonene er, hvor mye de vil koste i forhold til økt utvinning og av kapasiteten til rørledningen som fører gassen til Gullfaks A plattformen.

4.3 Boring av sidesteg, restolje

Etter hvert som vi hadde simulert oljeutvinningen fra reservoaret så vi på metningsgraden i reservoaret at det forekom lommer med olje som det kunne være aktuelt å bore sidesteg for å få utvunnet. Dette valget vil avhenge av om det er økonomisk lønnsomt å bore et sidesteg i forhold til den økte oljeutvinningen. Dette sidesteget er referert til som "NTNU_ST" videre i oppgaven.

4.4 Stopp av gassinjeksjon

Tidspunktet vi setter for stopp av gassinjeksjon (start av nedblåsning) vil avhenge av en drøfting av utvinning mot nåverdi.

4.5 Navn på brønner

I løpet av oppgaven vil vi henvise til en del forskjellige brønner i reservoaret, der navnene er gjengitt samlet her.

Eksisterende, åpne brønner ved start av prediksjon:

H-1AH (også referert til som H1).
H-3T3H (også referert til som H3)
H-4H (også referert til som H4)

Eksisterende brønn som ikke er i drift per i dag:

H-2AH (også referert til som H2)

Mulige sidesteg for gassproduksjon:

H-3H_S1 (Sidesteg fra H-3T3H)
H-4H_S1 (Sidesteg fra H-4H)

Mulig sidesteg for å ta ut restolje:

NTNU_ST (Sidesteg fra H-2AH)

5 Resultater

Casene vi har sett på er caset 26; der vi bruker H1, H2 og H4, samt H2 fra 01.07.07, og omgjøres til NTNU_ST 01.01.09. Oppstart nedblåsning av gasskappe er i 2021, med gassprodusentene H1, H4, H-3H_S1 og NTNU_ST. I tillegg ser vi på casene som benytter H1, H2 (fra 01.07.07), H3 og H4 som oljeprodusenter. Nedblåsningen av gasskappen gjøres med H1, H2, H-3H_S1 og H4. Nedblåsningsstart for casene vi har sett på er hvert år fra 2007 til 2013.

Her er en tabell med resultatene fra de nevnte casene:

Case	FOE(%)	NPV (NOK)	Levetid
26	52,6	3,16E+09	2029
2007	43	5,16E+09	2014
2008	44,3	4,53E+09	2014
2009	45,3	4,25E+09	2016
2010	46,3	4,01E+09	2017
2011	47,1	3,88E+09	2018
2012	48	3,80E+09	2019
2013	48,7	3,69E+09	2019

Tabell 1: Resultater mest aktuelle case

6 Økonomi

6.1 Vurdering av cases

Det første vi gjorde var å teste caset der vi kun produserer olje med brønnene slik de er for øyeblikket opp mot caset der vi 1. juli 2007 tar i bruk brønnen H2 (H-2AH), som i øyeblikket er ute av drift. Vi kom frem til at den sistnevnte løsningen er den beste så vel økonomisk som i forhold til utvinningsgrad. Vi kom også frem til at det vil være lønnsomt både økonomisk og i forhold til utvinningsgrad å velge å bruke fire gassprodusenter.

Vi ønsket så å undersøke hvorvidt det er lønnsomt å bore et sidesteg for å få opp restoljen. Dette er i tilfelle aktuelt å gjøre fra 2009. Hvis vi kun betrakter hvordan oljeproduksjonen utvikler seg, er dette lønnsomt både i forhold til utvinningsgrad og økonomi.

Videre vil vi se på om det er lurt å benytte oss av sidesteg når vi skal nedblåse gassen. Vi forsøkte dette med sidestegene vi kaller H-3H_S1 og H-4H_S1. Det viste seg å ikke være lønnsomt å bruke disse sidestegene til nedblåsning av gasskappen i forhold til å bruke eksisterende brønner.

Vi ønsker å finne ut hvorvidt nye perforeringer i H2 vil være lønnsomt. Vi simulerer nye perforeringer i I:24, J:46, K:1-5, og holder de andre brønnene stengt. Ved å sammenlikne med de andre casene vi allerede hadde kjørt, fant vi ut at disse perforeringene gav lavere utvinningsgrad og nåverdi enn alle de andre casene det var naturlig å sammenlikne med.

Vi forsøkte også å blåse ned gasskappen med H-4H_S1A, med nye perforeringer i I:34, J:62-45, K:2 og med I:36, J:42-65, K:2. Disse casene viste seg å medføre noe høyere utvinningsgrad enn perforeringene i H-2AH, men førte til noe lavere nåverdi. Forskjellen var så liten at vi lot være å se noe mer på perforeringer, og valgte heller å konsentrere oss om å finne sidesteg som

kunne være aktuelle i forbindelse med nedblåsningen av gasskappen.

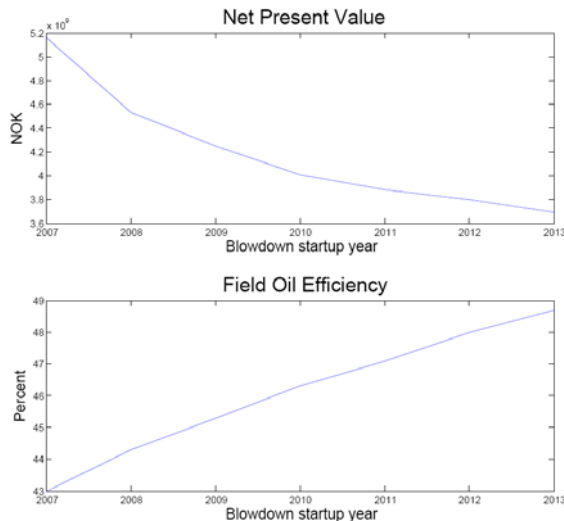
Vi ønsket å finne ut av hvilket av sidestegene H-3H_S1 og H-4H_S1 som var best egnet. Disse sidestegene gav rimelig likt resultat både hva gjelder nåverdi og utvinningsgrad. Men H-3H_S1 var marginalt bedre i forhold til både utvinningsgrad og nåverdi. Derfor valgte vi å konsentrere oss om dette sidesteget videre.

Vi vil finne ut om det har noe for seg å benytte et sidesteg for utvinning av restolje fra produsenten H2 fra 2009. Dette gav en lavere nåverdi enn ved nedblåsning med de fire eksisterende gassprodusentene, men førte til en noe høyere utvinningsgrad. Vi forsøkte også dette restoljesidesteget i et case der vi ikke startet nedblåsning av gasskappe før 2021. I tillegg benyttet vi oss av sidesteget H-3H_S1. Dette medførte den høyeste utvinningsgraden (52,6 %) av samtlige cases vi har betraktet. Nåverdien (3,16 milliarder NOK) var derimot ikke spesielt høy.

Det viste seg å være lønnsomt å åpne opp H2 uansett, selv med start av nedblåsning av gasskappe i 2007. Dette kommer av at denne produsenten ligger bra plassert i forhold til gasskappen, og vil bidra til produksjon av gass i stor grad.

6.2 Økonomiske beregninger

Vi har fått oppgitt Statoils estimater for olje- og gasspriser. Oljeprisen er estimert til å synke frem til 2011, og regnes for å være konstant etter den tid. Gassprisen antas å synke frem til 2014, og regnes for å være konstant etter den tid. Ut ifra oljeprisene, regner vi ut "verste"/"beste" oljepris ved å trekke fra/legge til 40 % på den estimerte oljeprisen. Tilsvarende gjorde vi da vi skulle beregne inntektene fra gassen.



Figur 2: Nåverdi og FOE mot BD år

Figuren ovenfor illustrerer hvordan nåverdien utvikler seg i forhold til når vi velger å starte nedblåsningen av gasskappen, og et plot som illustrerer utviklingen i utvinningsgrad som følge av starttidspunktet for nedblåsning av gasskappen. Resultatene er kommentert under Diskusjon.

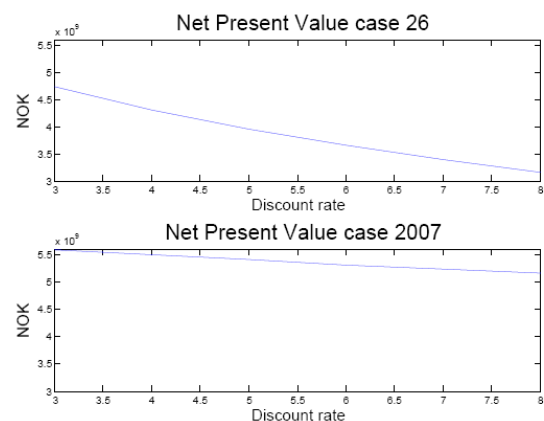
6.3 Sensivitetsanalyse

For å studere hvordan de ulike faktorene vil påvirke beregnet nåverdi, har vi valgt å utføre en sensitivitetsanalyse, som kan avdekke hvor mye et avvik på +/- 40 % for hver enkelt faktor vil spille inn på estimert nåverdi. Faktorene vi ser på her er oljepris, gasspris, CAPEX, OPEX, dollarkurs og ECLIPSE-modellen. På grunn av formen på formelen for beregning av nåverdi, vil en viss prosents avvik i oljepris målt i forhold til "base case" ha samme effekt som tilsvarende avvik i dollarkurs eller produsert mengde olje i forhold til "base case". På samme måte vil en viss prosents avvik i gasspris medføre samme effekt som tilsvarende avvik i produsert mengde gass. I tillegg vil en viss prosents avvik i forhold til simulert mengde olje og gass fra ECLIPSE-modellen ha samme effekt som tilsvarende avvik i både olje- og gasspris. Profilen for avviket i ECLIPSE-modellen er dermed summen av profilene for olje- og gasspris.

Endringer i CAPEX og OPEX ikke vil ha altfor stor innvirkning på nåverdien. Effekten av usikkerhet i ECLIPSE-modellen er derimot den mest betydningsfulle faktoren. Dette er helt naturlig i og med at det tilsvarer summen av effekten av usikkerhet i inntektene fra olje- og gassalg.

6.4 Diskonteringsfaktor

Vi må vurdere hvorvidt en diskonteringsfaktor på 8 % er fornuftig. Vi ønsker derfor å undersøke effekten en lavere diskonteringsfaktor vil medføre. Vi har sammenliknet to caser i forhold til hvordan nåverdien til disse casene varierer med hensyn på diskonteringsfaktoren. Case 2007 er tilfellet der vi benytter oss av sidesteget H-3H_S1, mens case 26 er caset hvor vi omgjør H2 til et restoljesidesteg (NTNU_ST), i tillegg til at vi bruker sidesteget H-3H_S1, og brønnene H1 og H4 som gassprodusenter. Stopp av gassinjeksjon er i dette tilfellet i 2021. Resultatene fra disse case 2007 varierer ikke så mye med ulike diskonteringsfaktorer, mens case 26 er svært avhengig av hvilken diskonteringsfaktor man opererer med.



Figur 3: Nåverdi mot diskonteringsfaktor

Fra simuleringsresultatene kan vi for eksempel observere at en oppstart for nedblåsning av gasskappen i 2012 vil medføre en nåverdi på 4,79 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 3 %, og 4,56 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 4 %.

Nedblåsningsstart i 2021 (case 26) vil medføre en nåverdi på 4,73 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 3 % og 4,31 milliarder NOK med diskonteringsfaktor på 4 %. Utvinningsgraden for de to respektive casene er henholdsvis 48 % og 52,6 %. Levetiden på feltet er også ti år lengre for oppstart av nedblåsning i 2021 i forhold til oppstart i 2012. Med en såpass lav diskonteringsfaktor, blir forskjellen i nåverdi ikke så stor, og økning i utvinningsgrad og levetid av feltet kommer i så tilfelle til å veie tyngre i beslutningsprosessen enn med en høyere diskonteringsfaktor.

7 Usikkerhet

Vi vil her kommentere de ulike usikkerhetsmomentene vi mener kan påvirke resultatene og beslutningene som skal tas.

Vi vil undersøke hvilke faktorer som har størst sannsynlighet for å variere og samtidig har størst innvirkning på resultatet. For å undersøke dette har vi valgt å gjøre en sensitivitetsanalyse på en del av scenarioene vi har simulert. Vi regner også ut en forventet nåverdi (E(NPV)), basert på Statoils usikkerhetsmodell (beskrevet lenger nede), der vi bruker base-, best- og worst-case på alle variabler samtidig.

Fra Statoil fikk vi en enkel og generell modell for å tallfeste mulig variasjon i tallmaterialet:

	Verdi	Sannsynlighet for utfall
Base Case	BC	60%
Best Case	1.4*BC (40% økning)	20%
Worst Case	0.6*BC (40% nedgang)	20%

Tabell 2: Statoils usikkerhetsmodell

Denne modellen har vi brukt til å gjennomføre sensitivitetsanalyse på følgende faktorer:

- Oljepris
- Gasspris
- OPEX
- CAPEX
- Dollarkurs
- Prediksjon fra ECLIPSE

8 Diskusjon

8.1 Strategi for maksimal nåverdi

Simulering og analyse viste at det var en god del konkrete valg man burde gjøre for å maksimere nåverdien av de ressursene man skal produsere fra Rimfaks. Den strategien vi mener er optimal for å få høyest nåverdi på prosjektet vil vi referere til som "NPV-alternativet" videre i Diskusjon og Konklusjon av oppgaven.

De konkrete tiltakene vi anbefaler er som følger:

- Ta i bruk H-2AH så snart som mulig
- Bruk sidesteg fra H-3T3H for nedblåsning
- Ikke bore sidesteg for restolje
- Hold alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen så lenge de produserer tilstrekkelig til å dekke "egen" OPEX.

Kommentar til punkt 3: Sidesteget har ikke vist seg å være lønnsomt i simuleringer der nedblåsning startes i perioden 2007-2013.

Vi valgte så å undersøke nærmere hvilket årstall som var mest lønnsomt å starte nedblåsning, samtidig som vi ville ta hensyn til utvinningsgrad av olje. Utvinningsgrad av olje vil noen steder refereres til som "FOE (Field Oil Efficiency)", da dette er navnet på verdien vi får ut fra ECLIPSE. Vi kjørte altså simuleringer med oppstart av nedblåsning i årene 2007 – 2013. (Scenariene er navngitt

etter oppstartsår for nedblåsning, dvs. case 2007, case 2008 etc.)

I resultatene fra disse simuleringene (figur 3) ser vi en klar sammenheng mellom FOE og nåverdi. Ved å utsette oppstart av nedblåsning øker utvinningsgraden, mens nåverdien til prosjektet synker. Vi var i utgangspunktet interessert i å finne et årstall som var tilnærmet optimalt økonomisk, samtidig som vi tok hensyn til å få så høy utvinningsgrad som mulig. Det resultatet vi fikk frem i figur 7 gjorde at vi revurderte kriteriene vi la til grunn for hva som var "optimalt" tidspunkt for nedblåsning.

Nåverdien av prosjektet faller ganske raskt når man utsetter oppstarten av nedblåsning. Vi mener at synkende gasspris og høy diskonteringsfaktor er de viktigste grunnene til det raske fallet. Usikkerheten omkring antatte gasspriser har vi diskutert tidligere i oppgaven, og vi vil bare gjenta at oljepris og gasspris har variert svært mye de siste årene, som gjør at vi ser på dette som ganske usikre estimer. Vi har brukt sensitivitetsanalyse for å tallfeste hvordan denne usikkerheten påvirker resultatet, og kort oppsummert viste den at tidlig nedblåsning er mest sårbar for variasjon i gasspris, men sen nedblåsning er mest sensitiv for variasjon i oljepris.

8.2 Kritikk av nåverdi og diskonteringsfaktor

Som nevnt over tror vi det skarpe fallet i nåverdi ved utsatt oppstart av nedblåsningen kommer av at vi regner med en rimelig høy diskonteringsfaktor. Vi ville derfor undersøke to ting: Om det var riktig å bruke diskonteringsfaktor på 8 %, og om nåverdi generelt er et godt mål på lønnsomheten i prosjektet. Det at vi brukte 8 % i utgangspunktet kom av at denne verdien lå inne i det økonomiske bakgrunns materialet, sammen med antatt utvikling av oljepris, gasspris og andre tall vi har brukt i beregningene. Det samme

gjelder for bruk av nåverdi som verktøy for økonomisk analyse.

Petter Eltvik i Statoil uttalte at 300 millioner NOK (prisen vi regner med for å bore et sidesteg) er en "liten" investering for Statoil [6]. Vi tolker dette dit hen at man ikke nødvendigvis må regne med en høy diskonteringsfaktor på dette prosjektet. Nåverdi blir ikke like kritisk, og langsiktig drift fremstår som et bedre alternativ. Torgeir Lund i Statoil sa at Statoils målsetting er at Gullfaksfeltets levetid bør holdes lang, og det er satellittene som gjør at Gullfaks fortsatt er drivverdig [6]. Gullfaks skal etter planen drives til 2030 [7].

Basert på dette vil vi legge vekt på hvor lenge feltet holdes i drift i de forskjellige scenariene, i tillegg til det vi allerede vet om nåverdi i prosjektet. Vi har så vurdert hvilke diskonteringsfaktorer som kanskje ville være mer riktig å regne med, og fant en rekke interessante kommentarer i ukebrevet Mandag Morgen.

8.3 Økonomiske vurderinger fra ukebrevet Mandag Morgen

Direktør i oljedirektoratet Gunnar Berge om olje- og gassutvinning på Trollfeltet i ukebrevet Mandag Morgen 8. januar 2007:

"Økt gasseksport kan ikke være det sentrale styringsparameter. Det må underordnes målet om å få mest mulig ut av oljeressursene. Oljedirektoratet kan kreve at lisenshaverne treffer tiltak for å sikre oljeproduksjonen, selv om det skulle gå utover ambisjonene om økt gasseksport."

"Vi tror fremtidig teknologiutvikling kan gi en langt høyere utvinningsrate enn det vi forestiller oss i dag."

Bedriftsøkonomi VS samfunnsøkonomi
Utdrag fra samme artikkel:

(...) Årsaken er at selskapene i sine modeller for å beregne nåverdi opererer med en årlig internrente på 8-9 prosent når de skal evaluere inntekter over tid. Sett fra samfunnets og statens side, ser regnestykket annerledes ut. Alternativet til å beholde ressursene i bakken kan være å øke utvinningen og sette pengene i Pensjonsfondet. Det skulle tilsi en kalkulasjonsrente på 3-4 prosent, og ikke 8-9 prosent som oljeselskapene opererer med.

Professor Steinar Holden ved Universitet i Oslo mener det er behov for en ny debatt om kriterier for utvinningstempo og utvinningsgrad på sokkelen:

"Forskjellen mellom den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kalkulasjonsrenten gir veldig store utslag for investeringer med lang tidshorisont. For bedriftene har inntekter 20-30 år frem tilnærmet null verdi, men slik kan det ikke være for samfunnet."

8.4 Vurdering av nåverdi VS utvinningsgrad

Med utgangspunkt i sitatene fra Gunnar Berge og Steinar Holden valgte vi å se på hvilken innvirkning en lavere diskonteringsfaktor hadde på nåverdiberegningene våre. Det viste seg at lavere diskonteringsfaktor gav et positivt utslag for scenarier med sen oppstart av nedblåsning, mens det hadde mindre innvirkning på tidlig oppstart. Med diskonteringsfaktor på 3 % ser vi at scenariet med nedblåsning i 2012 har tilnærmet samme nåverdi som å vente helt til 2021, blant annet fordi man i det langsiktige alternativet får opp mer av oljen.

Vi har funnet en rekke grunner for ikke å velge "NPV-alternativet". Ut fra det Gunnar Berge uttalte i ukebrevet Mandag Morgen er et ensidig fokus på nåverdi på Rimfaks uønsket fra Oljedirektoratets side. Følger man argumentasjonen til Steinar

Holden og regner med lavere diskonteringsfaktor, er heller ikke fallet i nåverdi så markant ved sen oppstart av nedblåsning.

Det overordnede målet for Gullfakslandsbyen er "Hvordan få ut 10 % mer olje fra Gullfaksfeltet". Denne målsetningen kan tolkes som "Hvordan tjene 10 % mer penger fra Gullfaks". Petter Eltvik fra Statoil presenterte de to tolkningene første gang Statoil besøkte landsbyen, som var den 20.01.2007.

8.5 Strategi for lang levetid og høy utvinningsgrad

Vi vil nå diskutere forskjellene mellom den serien med scenarier vi mente var optimal med tanke på nåverdi, og et scenario vi kjørte for å prøve å maksimere oljeutvinningen før vi startet nedblåsning.

Sistnevnte scenario er case 26, som er oppsummert her:

1. Trykkstøtte til 2021
2. Sidesteg for restolje i 2009
3. Nedblåsning starter i 2021, sidesteg fra H-3T3H
4. Holder alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen

Dette scenariet følger en annen strategi enn "NPV-alternativet". Rimfaks er i produksjon til 2029, 10 år lenger enn hvis man starter nedblåsning i 2012. Strategien kan oppsummeres slik:

- Målet er å drive Rimfaks til 2030
- Oljeutvinning med trykkstøtte så lenge det er lønnsomt
- Må beregne å bruke i hvert fall siste 7 årene på gassproduksjon
- Sidesteg for restolje kan bores i 2009 eller senere, se kommentar nedenfor
- Nedblåsning kan starte i perioden 2021 – 2023 med sidesteg fra H-3T3H
- Hold alle produsenter åpne i nedblåsningsfasen

Vi vil referere til denne strategien som ”FOE-alternativet”.

Grunnen til at vi anbefaler å ta restoljesidesteget i 2009 eller senere er at H-2AH tidligst kommer i produksjon i 2007, og simuleringene viser at den vil produsere en god del olje når den nettopp er satt i drift. Vi vil i hvert fall ha med ”toppen” av dette, men man kan godt holde på lenger enn to år før man borer sidesteget.

Til forskjell fra ”NPV-alternativet” er det nå et fokus på at Rimfaks skal bidra til at Gullfaksfeltet skal være drivverdig frem til 2030, og man kommer nærmere det generelle målet om at utvinningsgraden for satellittfelt skal være 55 %. I tillegg innebærer denne strategien at man tolker målet for Gullfakslandsbyen ganske bokstavelig, det vil si å fokusere mest på den faktiske utvinningsgraden til Gullfaks, ikke lønnsomheten i driften.

Vi vil også poengtere at nåverdi ikke gir et fullstendig inntrykk av lønnsomheten i de forskjellige strategiene. Verdien av at Statoil har feltet i drift i 10 år lenger gjenspeiles ikke på en tydelig måte i nåverdien.

8.6 Diskonteringsfaktorens innvirkning på nåverdi

I tabell 7 på slutten av kapittel 5 har vi oppsummert nåverdiberegninger med varierende diskonteringsfaktor for ni forskjellige scenarier. Med bakgrunn i sitatet fra Steinar Holden vil vi fokusere på forskjellen mellom det å bruke 3 eller 4 prosent og åtte prosent.

Case 2007 er det beste eksempelet på ”NPV-alternativet”, og vi vil sammenligne tallene derfra med case 26, som er vårt ”FOE-alternativ”. Vi vil også trekke inn tallene fra case 2012, ettersom Statoil opprinnelig hadde planlagt å starte nedblåsning det året [2].

Det første vi vil påpeke er at man i case 2007 produserer en god del mindre olje enn i case 26. Tall for ”Field Oil Production Total” fra RSM-filene viser at forskjellen er 1622575 standard kubikkmeter olje, som tilsvarer cirka 10,2 millioner fat. Den økonomiske verdien av dette må man se i sammenheng med hvilket år oljen ville blitt solgt, men det er uansett en svært markant forskjell i produsert volum. I utvinningsrad tilsvarer det en forskjell på 9,6 prosent. Hvis man sammenligner case 2012 med case 26 er forskjellen i utvinningsgrad 4,6 prosent.

Det vi generelt ser i tabell 7 er at det store fallet i nåverdi skjer mellom 2007 og 2012, altså de første fem årene. Hvis man utsetter nedblåsningen fra 2012 til 2021 (case 26), altså i ni år til, er det relativt sett et mye lavere fall i nåverdi. Vi har illustrert dette med å se på den prosentvise nedgangen fra 2007 til 2012, og fra 2012 til 2021:

Nedgang i nåverdi med diskonteringsfaktor på 8 %:

- 2007 – 2012: **39 % nedgang**
- 2012 – 2021: **17 % nedgang**

Nedgang i nåverdi med diskonteringsfaktor på 4 %:

- 2007 – 2012: **14 % nedgang**
- 2012 – 2021: **5 % nedgang**

9 Konklusjon

Basert på målsetningen om å drive Gullfaks til 2030, Petroleumslovens paragraf 4-1 og sitatet fra Gunnar Berge om Oljedirektoratets politikk mener vi det å starte nedblåsning av gasskappen i 2007 ikke er et reelt alternativ.

Basert på sitatet fra professor Steinar Holden og uttalelsene fra Petter Eltvik mener vi det er mer riktig å bruke en diskonteringsfaktor på 4 % i dette prosjektet. Med det utgangspunktet ser vi at det kun er 5 % nedgang i nåverdien hvis man velger å gå for strategien i case 26 istedenfor case 2012, samtidig som

Rinfaks er i drift 10 år lengre. Man får en oljeutvinningsgrad på 52,6, som er rimelig nært det generelle målet om 55 % utvinning på satellittfelt.

Vår konklusjon er derfor å anbefale "FOE-alternativet".

10 Referanseliste

1. Facts about the Rinfaks satellite

<http://www.statoil.com/STATOILCOM/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=2F835CBDD0FD658EC1256FF500392B05>

2. GF RESU-HF-05 00041

<http://gullfaks.ipt.ntnu.no/reservoarstyringsplan/Plan2005/RSP-2005.pdf>

3. UiB GF Hovedoppgave

<http://www.ub.uib.no/elpub/2003/h/420008/Hovedoppgave.pdf>

4. Schlumberger - ECLIPSE brosjyre

http://www.slb.com/media/services/software/reseng/eclipse_brochure.pdf

5. ViewTech GLView Pro - Informasjon

<http://www.ntnu.no/itea.info/programvare/glview/GLview.html>

6. Fagpresentasjon for Gullfakslandsbyen 2.5.2007

7. Introduction to the Gullfaks Area

http://www.ipt.ntnu.no/%7Ekleppe/Gullfakslandsbyen/Gullfakslandsbyen2007/gullfaks_introduksjon.pdf