

# **Oljeprisusikkerhet og optimalt nedleggelsestidspunkt**

*En realopsjonsmodell*

**Øyvind Nygaard og Lars-Otto Jørgensen**

**Veileder: Rognvaldur Hannesson**

Masterutredning i finansiell økonomi

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i siviløkonomutdanningen ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Flere oljefelt på norsk sokkel nærmer seg avvikling. Optimalt nedstengningstidspunkt vil avhenge mye av utviklingen i oljeprisen. I denne oppgaven ser vi på hvordan ulik modellering av oljeprisusikkerhet vil virke inn på verdivurderingen og nedleggelsesbeslutningen knyttet til oljeinstallasjoner. Vi ser også på hvordan resultatene påvirkes av at vi inkluderer nedleggelseskostnad, skrapverdi og en kortere nedleggelsestid. Dette gjør vi med utgangspunkt i data fra et reelt oljefelt som snart skal legges ned, som Statoil har gitt oss tilgang til. Vi finner at ved lave produksjonsnivå vil en stokastisk modellering av oljeprisen gi høyere verdi av oljefeltet og utsatt nedleggelse, sammenlignet med en deterministisk oljeprisutvikling. Valg av stokastisk prosess vil ha stor innvirkning på resultatene. Når vi hensyntar nåverdibesparelse av utsatt nedleggelseskostnad og reduserer nedleggelsestiden forsterkes disse resultatene. En skrapverdi på installasjonen vil derimot framskynde nedleggelsestidspunktet.

## Forord

Denne utredningen er skrevet som en del av vår mastergrad ved Norges Handelshøyskole (NHH), innenfor hovedprofilen finansiell økonomi.

Gjennom vår tid som økonomistudenter har det vokst fram en nysgjerrighet og interesse for opsjonsteori og dens anvendelse innenfor reelle investeringer. Vi ønsket begge å lære mer om dette fagfeltet, og det ble derfor et naturlig tematikkvalg for vår masterutredning. Å knytte realopsjonsteori til en dagsaktuell problemstilling innenfor oljebransjen var veldig inspirerende, og bidro til at vi ble meget motivert til å jobbe med oppgaven.

Arbeidet med denne utredningen har vært en spennende og lærerik prosess. I tillegg til det faglige utbyttet, har vi fått erfaring innenfor å jobbe med et lengre prosjekt og det å samarbeide tett over lengre tid.

Vi ønsker å rette en stor takk til vår veileder Rögnavalður Hannesson for engasjerende møter med gode råd og tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. Vi er også svært takknemlig for hjelpen vi har fått fra både Statoil, Olje- og Energidepartementet og Oljedirektoratet. Øystein Bergsvik og Inger Øydis Storebø i Statoil har gitt oss tilgang til felldata, samt vært tilgjengelig med tips og tilbakemeldinger underveis. Øyvind Våge Nilsen i Olje- og energidepartementet har også bidratt med innspill. Det samme gjelder Erle Heggen Mæland og Lars Asbjørn Nag i Oljedirektoratet. Til slutt vil vi også takke Petter Bjerksund.

Bergen, juni 2011

Øyvind Nygaard og Lars-Otto Jørgensen

---

# Innhold

<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>2</b>
<b>FORORD</b> .....	<b>3</b>
<b>INNHold</b> .....	<b>4</b>
<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>7</b>
1.1 BAKGRUNN OG HENSIKT.....	7
1.2 DISPOSISJON.....	7
<b>2. AVVIKLING AV OLJEFELT</b> .....	<b>9</b>
2.1 FASER I ET OLJEPROSJEKT.....	9
2.2 OLJEFELT NÆR AVVIKLING.....	9
2.3 USIKKERHET I OLJEPROSJEKTER.....	10
2.4 OLJEPRISUSIKKERHET .....	12
2.4.1 <i>Prognosemodeller</i> .....	12
2.4.2 <i>Litteratur om stokastiske oljeprisprosesser</i> .....	13
2.4.3 <i>Geometrisk Brownsk bevegelse</i> .....	15
2.4.4 <i>Ornstein-Uhlenbeck prosess</i> .....	15
2.4.5 <i>Net convenience yield</i> .....	15
2.5 ANDRE MOMENTER .....	16
2.5.1 <i>Skattlegging</i> .....	16
2.5.2 <i>Nedleggelseskostnad</i> .....	17
2.5.3 <i>Skrapverdi</i> .....	17
<b>3. FINANSIELT RAMMEVERK FOR VERDISSETTING AV OLJEFELT</b> .....	<b>18</b>
3.1 NÅVERDIMETODEN.....	18
3.2 REALOPSJONER .....	18
3.2.1 <i>Opsjonsteori</i> .....	19

---

3.2.2	<i>Realopsjonstyper</i> .....	21
3.2.3	<i>Realopsjonsrammeverk</i> .....	21
3.3	BINOMISKE TREMODELLER .....	22
3.3.1	<i>Geometrisk Brownsk bevegelse</i> .....	23
3.3.2	<i>Ornstein-Uhlenbeck prosess</i> .....	23
<b>4.</b>	<b>PRESENTASJON AV MODELLEN</b> .....	<b>25</b>
4.1	VERDIELEMENTENE I OLJEFELTET .....	25
4.2	DYNAMIKKEN I MODELLEN .....	25
4.3	NEDLEGGELSESTIDSPUNKT .....	27
4.3.1	<i>Risikonøytralt sannsynlighetstre</i> .....	27
4.3.2	<i>Beslutningspunkt og prediksjonsdel</i> .....	28
4.4	ANALYSE .....	29
4.4.1	<i>Base case</i> .....	29
4.4.2	<i>Nedleggelseskostnad</i> .....	30
4.4.3	<i>Skrapverdi</i> .....	30
4.4.4	<i>Nedleggelsestid</i> .....	30
<b>5.</b>	<b>INNDATA TIL MODELLEN OG FORUTSETNINGER</b> .....	<b>32</b>
5.1	OLJEPRISEN.....	32
5.2	VOLATILITET .....	33
5.3	RISIKOFRI RENTE.....	35
5.4	CONVENIENCE YIELD .....	35
5.5	MEAN REVERSION FAKTOR.....	37
5.6	PRODUKSJONSPROFIL.....	38
5.7	NEDLEGGELSESKOSTNAD, SKRAPVERDI OG NEDLEGGELSESTID .....	38

---

5.8	OPPSUMMERING .....	39
<b>6.</b>	<b>ANALYSE .....</b>	<b>40</b>
6.1	OLJEPRISMODELL .....	40
6.1.1	<i>Tilstand "base case" .....</i>	<i>40</i>
6.1.2	<i>Tilstand "lav" .....</i>	<i>42</i>
6.1.3	<i>Tilstand "høy" .....</i>	<i>43</i>
6.1.4	<i>Oppsummering .....</i>	<i>44</i>
6.2	NEDLEGGELSESKOSTNAD, SKRAPVERDI OG NEDLEGGELSESTID .....	44
6.2.1	<i>Nedleggelseskostnadens innvirkning i "base case" .....</i>	<i>45</i>
6.2.2	<i>Ulike startproduksjoner.....</i>	<i>47</i>
6.2.3	<i>Skrapverdi .....</i>	<i>48</i>
6.2.4	<i>Nedleggelsestid .....</i>	<i>49</i>
6.2.5	<i>Oppsummering .....</i>	<i>50</i>
6.3	SENSITIVITETSANALYSE .....	50
6.3.1	<i>Sensitivitetsanalyse på produksjonsnedgang .....</i>	<i>50</i>
6.3.2	<i>Sensitivitetsanalyse på volatilitet .....</i>	<i>53</i>
6.3.3	<i>Sensitivitetsanalyse på MR-faktoren .....</i>	<i>54</i>
6.3.4	<i>Sensitivitetsanalyse på diskonteringsatsen i OU-modellen.....</i>	<i>55</i>
6.3.5	<i>Oppsummering .....</i>	<i>55</i>
<b>7.</b>	<b>AVSLUTNING.....</b>	<b>57</b>
7.1	KONKLUSJON .....	57
7.2	BEGRENSNINGER MED MODELLEN .....	58
	<b>LITTERATURLISTE .....</b>	<b>59</b>
	<b>DATARESSURSER.....</b>	<b>62</b>

# 1. Innledning

I denne oppgaven analyserer vi hvordan modellering av oljeprisusikkerhet kan virke inn på verdivurderingen og nedleggelsesbeslutningen av oljeinstallasjoner. Dette gjør vi ved å sette opp en realopsjonsmodell, som inkluderer nedleggelsesfleksibilitet. Ved hjelp av denne modellen ønsker vi å kartlegge hvordan ulike modelleringer av oljeprisen virker inn på verdivurdering og nedleggelsestidspunkt. Vi ser også på hvorvidt inkluderingen av nedleggelseskostnad, skrapverdi, samt variasjon i nedleggelsestiden, kan virke inn på når et oljefelt bør avvikles etter denne modellen.

Problemstilling: ”Hvordan vil ulike oljeprismodelleringer virke inn på verdsettelse og nedleggelsesbeslutningen for et oljefelt?”

## 1.1 Bakgrunn og hensikt

Det er flere oljeinstallasjoner på norsk sokkel som snart skal legges ned. Nedleggelsesbeslutningen vil avhenge mye av utviklingen i oljeprisen. Selv om et oljefelt kan ha en negativ nåverdi basert på dagens oljepris, kan oljeprisen neste periode ha gått opp, slik at det kan være lønnsomt å fortsette drift av feltet. Mye litteratur hevder at en realopsjonstilnærming vil være best egnet til å verdsette et oljefelt. Baker et al. (1998) hevder videre at valg av oljeprismodellering vil være motoren som avgjør verdsettingen i realopsjonsmodellen. Vi mener derfor at det vil være interessant å analysere hvordan ulike modelleringer av oljeprisen kan virke inn på verdivurdering og avviklingsbeslutning.

Statoil har latt oss få tilgang til reelle data fra et oljefelt som snart skal legges ned. Vår modell tar utgangspunkt i disse dataene, og er dermed realistisk og aktuell. Av konfidensialitetshensyn oppgis ikke navnet på feltet. Vi har justert noe på dataene, for lettere å kunne isolere hvordan ulike oljeprismodelleringer virker inn på modellen.

## 1.2 Disposisjon

Vi starter oppgaven med å definere hvilken usikkerhet som er relevant for et oljefelt som nærmer seg avvikling og hvordan denne best kan modelleres. I kapittel 3 diskuterer vi hvilket finansielt rammeverk som best kan analysere verdsettelse og

nedleggelsesbeslutningen av et oljefelt, med ulik modellering av underliggende usikkerhet. Neste kapittel presenterer modellen som ligger til grunn for vår analyse. Inndata og forutsetninger bak modellen framvises så i kapittel 5. I kapittel 6 framlegges resultater fra modellen, sammen med sensitivitetsanalyser. Siste kapittel inneholder konklusjoner og kritikk av modellen.



## 2. Avvikling av oljefelt

Oljeprosjekter er preget av mye usikkerhet, som vil virke inn på når nedstengning vil være optimalt. I dette kapitlet kommer vi til å diskutere hvilken type usikkerhet som vil være mest relevant i avslutningsfasen av et oljefelt, og hvordan denne best kan modelleres. Vi ser også på andre relevante momenter.

### 2.1 Faser i et oljeprosjekt

Oljeprosjekter består av flere komplekse og sekvensielle oppgaver. Det er derfor vanlig å dele de inn i ulike faser. Lund (2000) deler et oljeprosjekt inn i fire faser, undersøkelsesfasen, produksjonskapasitetsfasen, konstruksjonsfasen og produksjonsfasen. Smith (1997) nøyer seg med en mindre detaljert inndeling i faser. Han mener at et oljefelt kan deles inn i to faser; undersøkelsesfasen og produksjonsfasen.

I undersøkelsesfasen foretar en seismiske undersøkelser. Dataene prosesseres, og man leter etter områder som kan inneholde hydrokarboner. Dersom prosesseringen er lovende, utføres prøveboringer for å avdekke eventuelle reserver og størrelsen på disse.

Dersom man avdekker økonomisk lønnsomme reserver vil et selskap søke etter produksjonslisens. Ved innvilgelse bygges produksjonskapasitet ut. Historisk har det tatt 10-15 år fra et oljefunn blir gjort til produksjonsstart. Når produksjonen først er i gang, vil man generelt ha tillatelse til å drive produksjon i 30 år (Oljedirektoratet 2009). Dersom produksjonen går utover denne perioden, er det vanlig at lisensperioden utvides (OED 2011).

### 2.2 Oljefelt nær avvikling

Det er flere oljeinstallasjoner på norsk sokkel som befinner seg i slutten av produksjonsfasen, og som snart skal legges ned. Som det framgår av tabell 2.1 var det i 2002 32 olje- og gassinstallasjoner som var planlagt avviklet i perioden 2010-2020 (Det Norske Veritas 2002). Dette tallet er imidlertid veldig dynamisk. Som følge av blant annet en sterkt økende oljepris i perioden 2001-2008 er nok levetiden forlenget betydelig på mange av disse prosjektene (OED 2011).

**Tabell 2.1 Installasjoner som planlegges tatt ut av bruk på norsk sokkel i perioden 2010-2020**

Type	Antall installasjoner	
	2010 - 2015	2015 - 2020
Plattform med stålunderstell	10	12
Flyter	2	1
FPSO	1	1
Plattform med betongunderstell	1	4
Totalt	14	18

I denne oppgaven ønsker vi å analysere verdien av og nedleggelsesbeslutningen knyttet til et oljefelt som snart skal legges ned. Det blir derfor naturlig å avgrense oppgaven til å se på siste del av produksjonsfasen, hvor fallende produksjonsvolum gjør at avvikling av oljefeltet nærmer seg.

## 2.3 Usikkerhet i oljeprosjekter

Et oljefelts risikobilde endrer seg gjennom feltets levetid. Jonsbråten (1998) mener at det finnes to ulike typer risiko: eksogen og endogen. Eksogen risiko kjennetegnes av at den vil dukke opp uavhengig av prosjektavgjørelser. Når endogen risiko dukker opp vil derimot avhenge av prosjektutviklingen. Ekern og Stensland (1993) kaller disse risikogrupperne prosjektekstern og prosjektintern risiko. Oljeprisen er et typisk eksempel på prosjektekstern risiko, da denne beveger seg uavhengig av oljefeltet. Reservoarrisiko vil derimot avhenge av prosjektavgjørelser. Hvis man stopper opp med prøveboringer, vil man ikke få ny informasjon om reservoarstørrelsen.

I tillegg til Jonsbråten (1999), drøfter også Smith og McCardle (1999) og Bøhren og Ekern (1987) risikoaspekter i oljeprosjekter. Samlet sett har vi valgt å summere opp de ulike risikofaktorene slik:

1. Reservoarrisiko
2. Oljeprisrisiko
3. Kostnadsrisiko
4. Teknologisk risiko
5. Andre økonomiske faktorer

Reservoarrisiko handler om reservoarstørrelsen og -typen. Etter hvert som feltet utvikles vil nye produksjons- og prøvebrønner øke kunnskapen om reservoaret, slik at denne usikkerheten reduseres. Selv når feltet avvikles vil det imidlertid framdeles være usikkerhet knyttet til reservoaret (Jonsbråten 1998).

Oljeprisrisiko vil være relativt stor gjennom hele levetiden til oljefeltet. Den svinger med makroøkonomien, med lagrings- og transporttrekk, OPEC's politikk, men også med den politiske situasjonen i oljeproduiserende land (Hannesson 1998). Den økte politiske uroen i Midt-Østen og Nord-Afrika har ført til en stor oljeprisøkning i første kvartal av 2011.

Kostnader knyttet til oljefelt kan deles inn i investeringskostnader, utviklingskostnader, operasjonelle kostnader og avviklingskostnader (Hannesson 1998). Risiko knyttet til disse kostnadene kan særlig være stor dersom oljefeltet har nye tekniske løsninger. Kostnadene vil avhenge av de fysiske forholdene hvor plattformen er lokalisert og av reservoaregenskaper. Stor reservoarussikkerhet vil vanligvis også gi stor kostnadsusikkerhet.

Teknologisk risiko er både prosjektintern og -ekstern. Oljeselskapet påvirker teknologien knyttet til sine egne operasjoner, mens det generelle teknologinivået er eksogent gitt. Framtidig utvikling av produksjonsteknologi kan gjøre det mulig å produsere olje som tidligere var ansett som ikke-utvinnbar, og til å øke utvinningsgraden (Jonsbråten, 1998). Ny teknologi kan også gjøre fjerningskostnadene lavere (Osmundsen og Tveterås 2002).

Andre økonomiske faktorer som valutakurser, rentenivå, inflasjon og statlige reguleringer har alle relativt stor innvirkning på verdien av et oljefelt. Denne usikkerheten er eksogent gitt. Statlige reguleringer inkluderer blant annet skattleggingen av petroleumsvirksomhet. Skattesystemet har endret seg over tid (Hannesson 1998).

Ifølge Jonsbråten (1998) er det vanskelig, om ikke umulig, å sette opp en modell som modellerer alle disse usikkerhetsfaktorene. Smith og McCardle (1999) og Smit (1997) er også skeptiske til inkludering av flere usikkerhetsvariabler. Det kan gjøre at økonomisk innsikt og intuisjon går tapt. I tillegg vil modellen være sensitiv til usikkerhet rundt estimerte parametre. Siden disse variablene er så pass usikre, vil derfor flere usikkerhetsvariabler ikke nødvendigvis gi en mer nøyaktig analyse. Smit (1997) velger å bruke oljepris som eneste usikkerhetsfaktor. Han sier også at man i siste del av produksjonsfasen vil ha opparbeidet seg relativt sikre estimater for reservoarvolum. Dermed vil usikkerhet i denne fasen være dominert av oljeprisusikkerhet (Smit 1997).

I denne oppgaven ser vi på et oljefelt som er i siste del av produksjonsfasen. Vi ønsker derfor å analysere usikkerhet i oljeprisen, da dette er den mest kritiske risikofaktoren i slutfasen av oljeprosjekter. For å isolere virkningen av denne enkeltfaktoren holder vi andre usikkerhetsfaktorer konstante.

## 2.4 Oljeprisusikkerhet

### 2.4.1 Prognosemodeller

For å analysere oljeprisutviklingen trenger vi en prognosemodell. Lund (1997) hevder at prognosemodeller kan deles inn i tre kategorier; kvalitative modeller, økonomiske modeller og stokastiske prosesser. Kvalitative og økonomiske modeller har til felles at de tar utgangspunkt i samspillet mellom aktører i verdens oljemarked, og at oljeprisen bestemmes av tilbud og etterspørsel. En stokastisk prosess defineres derimot som en variabel som over tid utvikler seg på en måte som, i det minste delvis, er tilfeldig (Dixit og Pindyck, 1994). Denne prosessen passer godt til modellsimulering (Lund 1997).

Litteratur om oljeprismodellering ser i hovedsak på oljeprisutviklingen som en stokastisk prosess. I neste avsnitt skal vi se at mange forfattere mener at en random walk prosess, modellert som en geometrisk brownsk bevegelse (GBB), best vil predikere framtidig oljeprisbevegelse. Andre mener at oljeprisen best kan modelleres som en mean reversion prosess, ved å følge en Ornstein-Uhlenbeck prosess (OU).

---

## 2.4.2 Litteratur om stokastiske oljeprisprosesser

Det finnes mye litteratur om modellering av oljeprisen som en stokastisk prosess. Baker et al (1998) hevder at random walk er populær til å modellere råvarepriser, fordi økonomer kjenner godt til prosessen og fordi verdsettelsesformler har blitt utviklet med basis i den. Blant artikler som benytter GBB som modellering av prisutviklingen på råvarer er Brennan og Schwartz (1985). I artikkelen benyttes en konstant convenience yield<sup>1</sup>. En annen artikkel som lar oljeprisen følge en GBB er Gibson og Schwartz (1990). Denne artikkelen inkluderer stokastisk mean reversion net convenience yield, i en tofaktor- modell. Det oppnås gode resultater på korttidskontrakter.

I 2006 benytter Postali og Picchetti unit root tester for å undersøke om geometrisk Brownsk bevegelse kan prestere godt som en proxy for bevegelsen i oljeprisen. De konkluderer med at selv om mean reversion prosessen muligens representerer en mer presis utvikling av oljeprisen over tid, vil geometrisk Brownsk bevegelse ikke gi betydningsfulle vurderings avvik, på grunn av den langsomme mean reversion tiden. Geman (2005) benytter en Augmented Dickey-Fuller og Phillips-Perron test for å teste for unit root i West Texas Intermediate (WTI) spot pris over tidsrommet 1994 – 2004. Mean reversion effekten avvises for hele perioden, og enda sterkere for perioden 1999 – 2004. Geman mener oljeprisen ifra år 2000 følger en random walk, mer spesifikt en aritmetisk Brownsk bevegelse. Lin (2007) velger å benytte geometrisk Brownsk bevegelse med en stokastisk volatilitet, og begrunner dette med at mean reversion effekten i oljeprisen siden slutten av 1990-tallet har blitt mindre synlig.

Bjerksund og Stensland (1993) mener at den utstrakte bruken av GBB hovedsakelig skyldes dens gode modelleringsegenskaper. De påpeker videre at underliggende økonomiske argumenter tilsier at råvarepriser vil være mean reversion. Relativt høye priser vil redusere etterspørselen, lede til økt utvikling av alternative produkter og stimulere til flere investeringer for å øke produksjonen av råvaren. Alle disse faktorene vil bidra til å dra prisen ned igjen. Motsatt vil relativt lave priser redusere investeringsnivået og stimulere til økt etterspørsel, som vil bidra til høyere priser. Dette er et poeng som også blir nevnt i artiklene Baker et al (1998), Schwartz (1997) og Hahn og Dyer (2006).

---

<sup>1</sup> Convenience yield er fordelene man oppnår ved å fysisk eie en råvare, istedenfor å sitte på en futureskontrakt for levering i framtiden (Brennan & Schwartz 1985).

Bessembinder et al (1995) bruker prisdata fra futureskontrakter med varierende leveringstid til å teste om investorer forventer at råvarepriser er tilbakevendende. Det påvises mean reversion i oljeprisen, ut fra at det er positiv kovarians mellom pris og implisert convenience yield. Tilbakevendingskraften i prisen er sterk, og punkttestimater indikerer at 44 % av et typisk oljeprissjokk vil være utlignet etter 8 måneder. Baker et al (1998) mener også at futuresmarkedet indikerer at oljeprisen vil ha innslag av mean reversion. Det er fordi terminstrukturen på futuresprisene faller hvis spotprisene er relativt høye, og øker hvis prisene er relativt lave. Dessuten skulle volatiliteten i futuresprisene tilsvare volatiliteten i spotprisene dersom oljeprisen skulle fulgt en random walk prosess. Datasettet til Baker et al (1998) viser at spotprisene er mye mer volatile enn futuresprisene. På lang sikt hevdes det imidlertid at råvareprisene følger en random walk prosess. Det presenteres en hybridmodell, som hensyntar mean reversion på kort sikt og random walk på lang sikt.

Schwartz (1997) sammenligner tre modeller med stokastisk bevegelse i råvarepriser i forhold til deres evne til å prise terminstrukturen i futurespriser og terminstrukturen til futures avkastningens volatilitet. Den første modellen er en enfaktormodell, hvor logaritmen til spotprisen på råvaren er forutsatt å følge en mean reverting prosess. Den andre modellen forutsetter at convenience yield også er stokastisk og følger en mean reversion prosess. Her spiller convenience yield rollen som stokastisk dividende i spotprisprosessen. Den tredje modellen utvider den andre med å også forutsette stokastisk rente. For olje, konkluderer han med at en-faktor modellen gjør en dårlig jobb i å forklare karakteristikken i dataen. De andre to modellene derimot, er i stand til å fange opp karakteristikken av futures priser og volatiliteter.

To-faktor modellen med stokastisk convenience yield har mange fordeler i forhold til den enklere en-faktor modellen. Verdsettelsesprosedyren er imidlertid mye vanskeligere. Denne ulempen kan bli viktig med tanke på den praktiske implementeringen av metoden (Schwartz 1998). For å begrense omfanget av oppgaven, ønsker vi derfor ikke å gå nærmere inn på flerfaktormodeller. I følgende to avsnitt vil vi presentere de to stokastiske prosessene som hyppigst blir benyttet i litteraturen, den geometriske Brownske bevegelsen og en Ornstein-Uhlenbeck prosess.

### 2.4.3 Geometrisk Brownsk bevegelse

Endring i oljeprisen kan modelleres som en geometrisk Brownsk bevegelse, ved følgende ligning:

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz$$

hvor  $S$  er oljeprisen,  $\mu$  er forventet avkastning i oljeprisen,  $\sigma$  er volatiliteten og  $dz$  er et inkrement av en Wiener prosess<sup>2</sup>.

Merk at over ethvert tidsintervall,  $\Delta t$ , vil prosentvis endring i oljeprisen,  $\frac{\Delta S}{S}$ , være normalfordelt (med en forventet avkastning lik  $\mu\Delta t$  og varians lik  $\sigma^2\Delta t$  (Dixit and Pindyck 1994).  $S$  vil da være log-normalfordelt.

### 2.4.4 Ornstein-Uhlenbeck prosess

For å hensynta mean reversion effekten i oljeprisen, kan en anta at den følger en Ornstein-Uhlenbeck prosess:

$$dY_t = \kappa(\bar{Y} - Y_t)dt + \sigma dz_t$$

hvor  $Y_t$  er logaritmen til råvareprisen,  $\kappa$  er mean reversion koeffisienten,  $\bar{Y}$  er log langtids likevektsoljeprisen,  $\sigma$  er volatiliteten i oljeprisen og  $dz$  er en Wiener prosess (med forventet avkastning lik null og varians lik  $dt$ ). Vi bruker logaritmer, siden det er vanlig å anta at råvarepriser er log normalfordelt (Hahn og Dyer 2006).

### 2.4.5 Net convenience yield

Som nevnt i 2.4.2 er convenience yield fordelene en oppnår ved å fysisk eie råvaren, isteden for å sitte på en futures kontrakt for levering i fremtiden (Brennan and Schwartz 1985). Storage cost er kostnader ved å oppbevare råvaren (Brealey et al 2008).

Vi definerer:

Net convenience yield = Convenience yield – Storage Costs

---

<sup>2</sup> med forventet avkastning lik null og varians lik  $dt$ .

Forholdet mellom spot prisen og futuresprisen, kan uttrykkes med følgende ligning (Hull 2009)<sup>3</sup>:

$$F_0 = S_0 e^{(r-\delta)T}$$

Hvor  $S_0$  er spotpris,  $F_0$  er prisen på en futureskontrakt med forfall på tidspunkt  $T$ ,  $r$  er annualisert risikofri rente og  $\delta$  er annualisert net convenience yield. Ved å gjøre om på denne likningen, kan vi løse likningen med hensyn på:

$$\delta = r - \frac{1}{T} \left( \frac{\ln F_0}{\ln S_0} \right)$$

## 2.5 Andre momenter

Vi kommenterer i denne delen noen relevante momenter som er av betydning for modellen og analysen, som ikke er blitt nevnt til nå.

### 2.5.1 Skattlegging

Selskaper som har virksomhet på norsk sokkel betaler alminnelig selskapsskatt på 28 %, i tillegg til en særskatt på 50 %. Denne er begrunnet i de spesielt gode fortjenestemulighetene ved sokkelvirksomhet. Marginalskatt blir dermed 78 % (Hannesson 1998).

På fjerningstidspunktet betaler staten sin andel av fjerningskostnadene direkte til selskapene som står for fjerningen. Hovedregelen er at Staten betaler den andelen av avviklingskostnaden som tilsvarer den gjennomsnittlige, effektive andelen et selskap har betalt i skatt på inntekter fra feltet det har operert på. Hvis et selskap har betalt skatt i hele operasjonsperioden, blir altså Statens andel av avviklingskostnadene på omtrent 78 % (Osmundsen og Tveterås 2003).

I oljefeltet vi har fått fra Statoil er Statens andel av fjerningskostnadene opplyst til å være 70 %. Det betyr altså at 70 % av avviklingskostnadene blir betalt direkte av Staten.

---

<sup>3</sup> Hull bruker notasjonen u-y for net convenience yield



## 2.5.2 Nedleggelseskostnad

I henhold til OSPAR-konvensjonen<sup>4</sup> skal oljefeltsinnretninger etter nedstegning fjernes og tas til land. Vedtaket innebærer at både undervannsinstallasjoner, flytende stålinstallasjoner og små, faste stålinstallasjoner må tas på land for resirkulering eller annen disponering (Klima- og forurensingsdirektoratet 2010). Kostnadene for å avvikle de om lag 500 innretningene på norsk sokkel er usikre, men et foreløpig anslag ligger på ca. 160 milliarder kroner (Dagens Næringsliv 18.05.2010). Staten dekker i dag ca. 80 % av kostnadene gjennom fradragsordninger og eierandeler i feltene (Osmundsen og Tveterås 2003).

## 2.5.3 Skrapverdi

Det kan være en betydelig skrapverdi forbundet med avvikling av oljefelt. Mesteparten av avfallet som oppstår når utrangerte offshorekonstruksjoner tas til land for opphygging vil være høykvalitetsstål, som det er lønnsomt å gjenvinne. Opphuggingen av Frigg- og Ekofiskfeltet har gitt en gjenvinningsgrad på ca. 98 %. Deler av installasjoner vil også kunne brukes om igjen i petroleumsvirksomhet eller til andre formål. Stålkolonnen fra Frigg ble benyttet som bølgebryter på Tau, mens plattformdekket ble brukt på et treningssenter for offshore personell (Klima- og forurensingsdirektoratet 2010).

---

<sup>4</sup> OSPAR er konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i de nord-østlige deler av Atlanterhavet (Klima- og forurensingsdirektoratet, 2010).

### 3. Finansielt rammeverk for verdisetting av oljefelt

Vi ønsker å anvende et finansielt rammeverk som på en god måte fanger opp hvordan ulik modellering av oljeprisen kan virke inn på verdsettelse og nedleggelsesbeslutningen av et oljefelt. Rammeverket bør også fange opp ledelsens fleksibilitet i forhold til at oljefeltet kan legges ned.

#### 3.1 Nåverdimetoden

En mye brukt metode for å verdsette prosjekter i oljevirkksomhet er nåverdimetoden, hvor verdien av et prosjekt estimeres som nåverdien av forventede framtidige kontantstrømmer:

$$Nåverdi = \sum_{t=1}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - C_0 \quad (3.1)$$

hvor  $T$  er levetiden til prosjektet og  $r$  er en anslått risikojustert diskonteringsrate.  $E(CF)_t$  er forventet kontantstrøm på tidspunkt  $t$ . Hvis nåverdi er positiv (negativ) betyr det at prosjektet vil øke (reduere) selskapets verdi. Den risikojusterte diskonteringsraten er valgt for å reflektere hvor risikofullt prosjektet er. Denne er referert til som WACC (weighted average cost of capital). En viktig årsak til at NV-metoden er så populær er at den er relativt intuitiv og enkel å forstå (Mun 2006).

NV-metoden egner seg ikke godt for modellering av fleksibilitet. Den fanger ikke opp verdien av at ledelsen kan tilpasse sin strategi underveis, i forhold til hvordan økonomiske variabler endrer seg. I vårt tilfelle har det en verdi å kunne drive oljefeltet videre dersom oljeprisen går opp. Samtidig har feltet en begrenset nedside ved oljeprisnedgang, grunnet nedleggelsesmuligheten. Dermed kan en nåverdianalyse underestimere verdien av et oljefelt (Trigeorgis 1996), (Brennan og Schwartz 1985) og (Mun 2006).

#### 3.2 Realopsjoner

Trigeorgis (1993) påpeker at ledelsens fleksibilitet i forhold til å svare på endringer i det økonomiske bildet øker prosjekters oppside, samtidig som den reduserer nedsiden. Ved å ha en realopsjonstilnærming til prosjekter kan verdien av slike opsjoner fanges opp (Brennan og Schwartz 1985), Trigeorgis (1993) og Hull (2009). Ifølge Ekern (1988) vil også realopsjoner

---

være overlegne nåverdimetoden når det gjelder å modellere beslutningstre, og usikre prosjekter. Schwartz (1998) peker på at en realopsjonstilnærming til prosjektvurderinger også gjør at man slipper å estimere framtidige spotpriser på råvaren. Dette er fordi realopsjonsmetoden bruker informasjon innbakt i futurepriser, gjennom convenience yield. I tillegg nevner han at denne tilnærmingen ikke krever estimering av en risikojustert diskonteringsrate, da risikojusteringen skjer gjennom sannsynlighetene for opp- og nedgang i spotprisen.

I denne oppgaven velger vi å ha en realopsjonstilnærming til verddivurderingen av oljefeltet. Det er fordi dette modellapparatet egner seg best til å modellere usikkerhet og fleksibilitet i forhold til verdsettelsen og avviklingsbeslutningen av oljefeltet.

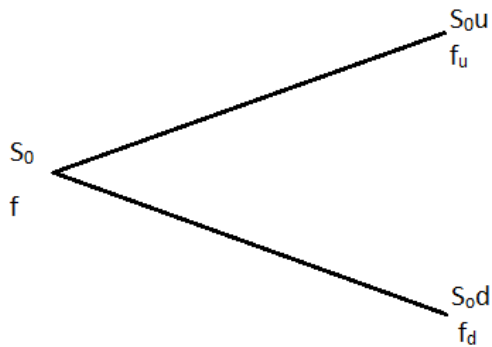
### 3.2.1 Opsjonsteori

Det er to typer opsjoner. En kjøpsopsjon gir opsjonseieren en rett til å kjøpe et aktivum til en bestemt dato og til en bestemt pris. En salgsopsjon gir eieren en rett til å selge et aktivum til en bestemt dato og til en bestemt pris. Opsjoner kan enten være amerikanske eller europeiske. Amerikanske opsjoner kan bli utøvd til enhver tid fram til forfall, mens europeiske opsjoner bare kan utøves på forfallsdatoen (Hull 2009).

To sentrale begreper når en skal verdsette opsjoner er ingen arbitrasjeargumentet og det risikonøytrale verdsettelsesprinsippet. Hull (2009) benytter en metode som har likheter med arbeidet til Cox et al. (1979), til å illustrere disse begrepene. Han tar utgangspunkt i et binomisk tre<sup>5</sup>, og et eksempel med en aksje og en kjøpsopsjon, og forutsetter at arbitrasjemuligheter ikke eksisterer. Verdien av aksjen kan ved periodens slutt inneha to verdier,  $S_0^u$  og  $S_0^d$ . Se figur 3.2.1:

---

<sup>5</sup> Dette blir også diskutert i Black and Scholes (1973), men er mer intuitivt å framstille ved hjelp av et binomisk tre

**Figur 3.2.1 En-stegs binomisk tre**

hvor  $S_0$  er dagens aksjepris,  $u$  og  $d$  er henholdsvis opp- og nedfaktorer,  $f$  er dagens opsjonspris,  $f_u$  er verdi av opsjonen dersom aksjeprisen går opp, og  $f_d$  er verdi dersom aksjeprisen faller. Videre konstruerer han en portefølje med aksjen og kjøpsopsjonen, slik at det ikke er noen usikkerhet rundt verdien av porteføljen ved forfalltidspunktet. Han argumenterer derfor for at siden porteføljen ikke har noen risiko, må avkastningen være lik den risikofrie renten. Dette gjør at en kan beregne kostnaden ved å konstruere denne porteføljen, og dermed også opsjonsprisen. Ved å slå sammen uttrykkene fra opsjonsverdsettelsen i replikasjonsporteføljen, ender han opp med likning 3.2:

$$f = e^{-rT}(pf_u + (1 - p)f_d) \quad (3.2)$$

hvor  $r$  er kontinuerlig risikofri rente,  $T$  er varigheten for opsjonen og  $p$  er den risikonøytrale sannsynligheten for oppgang i underliggende aksjepris. Ligningen viser at verdien av opsjonen er den forventede avkastningen i en risikonøytral verden, diskontert med risikofri rente.

En trenger ikke å gjøre noen forutsetninger om sannsynligheten for oppgang eller nedgang i aksjeprisen for å utlede denne ligningen. Alt den krever er fravær av arbitrasjemuligheter. I en risikonøytral verden er alle individer indifferente til risiko. I en slik verden vil ikke investorer kreve ekstra kompensasjon for risiko, og forventet avkastning på verdipapirer vil være lik risikofri rente. Dette er et eksempel på et viktig prinsipp innenfor opsjonsprising kjent som risikonøytral verdsettelse. Det sier at vi kan forutsette at investorer er risikonøytrale når vi priser opsjoner, så lenge det er fravær av arbitrasjemuligheter.

---

### 3.2.2 Realopsjonstyper

Ifølge Hull (2009) og Copeland et al. (2001) finnes det fem hovedtyper realopsjoner i investeringsprosjekter: nedleggelsesopsjon, utvidelsesopsjon, reduksjonsopsjon, utsettelsesopsjon og forlengelsesopsjon.

En nedleggelsesopsjon er en opsjon til å selge eller stenge ned et prosjekt. Dersom denne kan utøves når som helst, er det en amerikansk salgsoption. Nedleggelsesopsjoner reduserer nedsiden av prosjekter og øker dermed prosjektverdien. Utvidelsesopsjoner handler om at man kan gjøre ytterligere investeringer og øke produksjonen. Dette er en amerikansk salgsoption på verdien av ekstra kapasitet, gitt at utøvelsen er fleksibel. En reduksjonsopsjon er derimot en opsjon på å redusere kapasiteten i et prosjekt. Dette er en amerikansk salgsoption på den reduserte kapasiteten. Den fjerde realopsjonstypen er utsettelsesopsjoner. Dette er en opsjon på å utsette et prosjekt, og er en amerikansk kjøpsopsjon. Den siste realopsjonstypen er en opsjon på å forlenge livet til et aktivum. Dette er en europeisk kjøpsopsjon på aktivumets framtidensverdi.

I denne oppgaven analyserer vi et oljefelt som har en fleksibel opsjon til å legges ned. Vi inkluderer altså en amerikansk salgsoption i prosjektet. Dette er fordi vi ser på et oljefelt som er i siste del av produksjonsfasen, hvor fallende produksjonsvolum gjør at prosjektet nærmer seg en tilstand hvor det ikke lenger vil være lønnsomt å fortsette utvinningen.

### 3.2.3 Realopsjonsrammeverk

Siden vi i vår oppgave ønsker å undersøke hvordan ulike oljeprismodelleringer vil påvirke verdivurdering og nedleggelsesbeslutningen av et oljefelt, trenger vi et opsjonsrammeverk som både kan hensynta en geometrisk Brownsk bevegelse og en Ornstein-Uhlenbeck prosess. Nedleggelsestidspunktet er fleksibelt over tid, og rammeverket må derfor også kunne behandle en amerikansk opsjon. Vi vil i følgende del presentere tre vanlige opsjonsrammeverk: lukket- form løsninger, Monte Carlo simulering og tremodeller.

Lukket form-løsninger er modeller som Black Scholes, hvor det er ligninger som kan løses ut fra et sett med inputparametre. Disse er eksakte, kjappe og enkle å implementere, men er vanskelige å forklare siden de vanligvis bygger på teknisk stokastisk kalkulering. Lukket form-løsninger er også veldig spesifikke, med begrenset modelleringsfleksibilitet. De gir et

eksakt svar for europeiske opsjoner, men fungerer bare som en tilnærming for amerikanske (Mun 2006).

Hull (2009) påpeker at Monte Carlo-simulering jobber seg framover, fra begynnelsen til slutten av en opsjons levetid. Denne metoden synes å bli numerisk mer effektiv enn andre metoder, når det er tre eller flere stokastiske variabler. Den kan benyttes på europeiske opsjoner og kan håndtere komplekse fortjenester og stokastiske prosesser. Longstaff og Schwartz (2001) presenterte en framgangsmåte for å approksimere amerikanske opsjoner med simulering. De argumenterer for at metoden fungerer bra når opsjonsverdien avhenger av multiple faktorer. Men en signifikant ulempe med metoden er at den krever stor regnekraft (Hahn og Dyer 2006).

Et eksempel på binomiske tremodeller er det binomiske treet utviklet av Cox, Ross og Rubinstein (1979). Slike modeller er nyttige fordi de er enkle å forstå og fungerer bra for både amerikanske og europeiske opsjoner. Dersom det bare er én usikkerhetsfaktor, kan de enkelt implementeres i et regneark. Begrensningene til denne modellen oppstår når det er multiple usikkerhetsfaktorer. Da vil den kreve stor regnekraft (Sick og Gamba 2005). Binomiske tremodeller begynner ved slutten av verdipapiret og arbeider seg fremover i tid, og er derfor godt egnet til å løse både amerikanske og europeiske opsjoner (Hull 2009).

Vi trenger et rammeverk som kan løse en amerikansk opsjon med én usikkerhetsfaktor. Binomiske tremodeller er enkle å forstå, fungerer bra for amerikanske opsjoner og med bare én usikkerhetsfaktor kan de implementeres i et regneark. Vi velger derfor å benytte en binomisk tremodell som det finansielle rammeverket for å undersøke hvordan ulike oljeprismodelleringer vil påvirke verdivurdering og nedleggelsesbeslutningen av et oljefelt.

### 3.3 Binomiske tremodeller

Rammeverket for binomiske tremodeller bygger videre på eksemplet fra Hull (2009) i avsnitt 3.2.1. Formlene for opp- og nedfaktoren i det binomiske treet er:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (3.3)$$

$$d = \frac{1}{u} \quad (3.4)$$

hvor  $u$  er oppfaktoren,  $d$  er nedgangsfaktoren og  $\sigma$  er volatiliteten i oljeprisen.

Det videre rammeverket avhenger av hvilken prisprosess vi antar at oljeprisen følger. Først vil vi presentere rammeverket som approksimerer en geometrisk Brownsk bevegelse, som kommer fra Cox et al. (1979). Deretter vil vi presentere rammeverket til en Ornstein Uhlenbeck prosess, basert på Hahn og Dyer (2006).

### 3.3.1 Geometrisk Brownsk bevegelse

Formelen for forventet oljepris på tidspunkt  $T$  kan skrives som:

$$E(S_T) = pS_0u + (1 - p)S_0d \quad (3.5)$$

hvor  $E(S_T)$  er forventet oljepris på tidspunkt  $T$ ,  $p$  er risikonøytral sannsynlighet for oppgang og  $S_0$  er spotpris. Dersom oljeprisen følger en geometrisk Brownsk bevegelse og forutsetningene bak equivalent martingale measure<sup>6</sup> holder, får vi likningen under:

$$E(S_T) = S_t e^{(r-\delta)(T-t)} \quad (3.6)$$

hvor  $\delta$  er net convenience yield. Ved å sette ligning 3.6 inn for  $E(S_T)$  i ligning 3.5, og løse på  $p$ , får vi følgende ligning for risikonøytral sannsynlighet for oppgang i oljeprisen:

$$p = \frac{e^{(r-\delta)(T-t)} - d}{u - d} \quad (3.7)$$

### 3.3.2 Ornstein-Uhlenbeck prosess

I 2006 presenterte Hahn og Dyer et binomisk tre som modellerer en Ornstein Uhlenbeck-prosess, basert på Nelson og Ramaswamy sin artikkel ifra 1990. De benytter følgende formel for å beregne sannsynligheten<sup>7</sup> for oppgang i oljeprisen:

---

<sup>6</sup> Se Hull (2009)

<sup>7</sup> Da dette er *virkelig* sannsynlighet for oppgang, skal dette diskonteres med et risikojustert avkastningskrav. Ut ifra vår sensitivitetsanalyse av avkastningskravet i avsnitt 6.3.4, ser vi at endringer på dette ikke vil ha stor betydning for resultatet. Vi velger derfor å diskontere med risikofri rente, istedet for å estimere et risikojustert avkastningskrav basert på oljeprisusikkerhet.

$$q_t = \max \left( 0, \min \left( 1, \left( \frac{1}{2} + \sqrt{\Delta t} \frac{v(Y,t)}{2\sigma} \right) \right) \right) \quad (3.8)$$

hvor  $q_t$  er sannsynlighet for oppgang i tidspunkt  $t$ ,  $\sigma$  er volatiliteten i oljeprisen og  $v(Y, t)$  er et uttrykk for mean reversion kraften i oljeprisen.

$$v(Y, t) = \kappa(\bar{Y} - Y_t) - \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (3.9)$$

hvor  $\kappa$  er mean reversion faktoren,  $\bar{Y}$  er langtidsmålet for oljeprisen og  $Y_t$  er oljepris i periode  $t$ .



## 4. Presentasjon av modellen

### 4.1 Verdielementene i oljefeltet

For å kunne sette en verdi på oljefeltet, er det viktig å definere hvilke verdielementer det består av. Underliggende i vår oppgave vil være selve oljefeltet. Det vil generere kontantstrømmer, som er avhengige av oljeprisutviklingen. I tillegg har vi en mulighet til å legge ned feltet, dersom dette gir høyere verdi enn å fortsette utvinningen. Denne muligheten definerte vi i avsnitt 3.2.3 til å være en amerikansk salgsoption.

### 4.2 Dynamikken i modellen

Årlige kontantstrømmer, generert av underliggende oljefelt, beregnes ut fra følgende formel:

$$FCFF_t = (Omsetning_t - OPEX_t) * (1 - s) \quad (4.1)$$

, hvor  $FCFF_t$  er fri kontantstrøm til oljeselskapet i periode  $t$ , omsetning er oljepris multiplisert med produksjonsvolum,  $OPEX$  er operasjonelle kostnader og  $s$  er gjeldende skattesats.

Verdien av underliggende vil være gitt av uttrykket under, og bygger på formel 3.2:

$$U_t = \frac{p*U_{t+1}^u + (1-p)U_{t+1}^d}{e^{r_f}} + FCFF_t \quad (4.2)$$

hvor  $U_t$  er verdi av underliggende på tidspunkt  $t$  og  $r_f$  er kontinuerlig risikofri rente<sup>8</sup>. Merk at  $f_u$  er byttet ut med  $U_{t+1}^u$ , som er verdien av underliggende på tidspunkt  $t + 1$ , gitt oppgang i oljeprisen. Det samme gjelder for  $f_d$ . For å forenkle uttrykket definerer vi:

$$u_t = \frac{p*U_{t+1}^u + (1-p)U_{t+1}^d}{e^{r_f}} \quad (4.3)$$

hvor  $u_t$  er verdien av videre utvinning av feltet. Dermed har vi:

---

<sup>8</sup> Vi har omgjort enkel rente fra [www.bloomberg.com](http://www.bloomberg.com) til kontinuerlig ved følgende formel:  $kontinuerlig\ rente = \ln(1 + enkel\ rente)$

$$U_t = u_t + FCFF_t \quad (4.4)$$

For å finne den korrekte verdien av oljefeltet må vi også inkludere nedleggelsesopsjonen. Denne opsjonen vil i hvert beslutningspunkt gi oss følgende beslutningsvalg:

$$Max(K, u_t) \quad (4.5)$$

hvor  $K$  er utøvelsespris, det vil si salgsprisen en mottar ved å utøve salgsopsjonen. Dette vil tilsvare skrapverdien. Samlet sett vil vår portefølje bestående av underliggende og nedleggelsesopsjonen ha følgende verdi:

$$V_t = Max(K, u_t) + FCFF_t \quad (4.6)$$

hvor  $V_t$  er verdien av oljefeltet inkludert nedleggelsesopsjonen.

Modellen starter bakerst i treet og jobber seg framover gjennom en rekursiv prosess i det binomiske treet. Ved hvert beslutningspunkt<sup>9</sup> vil den beslutte om det er optimalt å legge ned eller fortsette drift basert på om framtidig oljefeltverdi,  $u_t$ , er større eller mindre enn utøvelsespris,  $K$ . Dette framkommer av likningen over. Dersom framtidig oljefeltverdi er mindre enn utøvelsespris, vil man benytte seg av nedleggelsesopsjonen. Når man har jobbet seg helt tilbake i treet, har man funnet nåverdien av oljefeltet,  $V_0$ .

Vi ser at verdien i periode  $t$  inkluderer kontantstrømmer fra samme periode, uavhengig av avgjørelsen om nedleggelse. Dette er fordi vi forutsetter at det tar ett år<sup>10</sup> fra en avgjørelse om nedleggelse er tatt, til driften av oljefeltet har stoppet opp, og kontantstrømmene har sluttet å løpe. Vi velger å betegne dette som nedleggelsestiden. Denne forutsetningen er gjort på bakgrunn av samtaler vi har hatt med våre kontaktpersoner i Statoil.

Vi har forutsatt at hvert steg i den binomiske modellen er på 1 år. For at den binomiske oljeprismodelleringen skulle ha approksimert en kontinuerlig GBB, måtte vi inkludert flere

---

<sup>9</sup> Dette tilsvarer hver node i det binomiske treet.

<sup>10</sup> Vi vil i avsnitt 4.4.4 presentere en vri av modellen hvor vi antar at kontantstrømmene slutter å løpe umiddelbart etter nedleggelsesavgjørelsen.

---

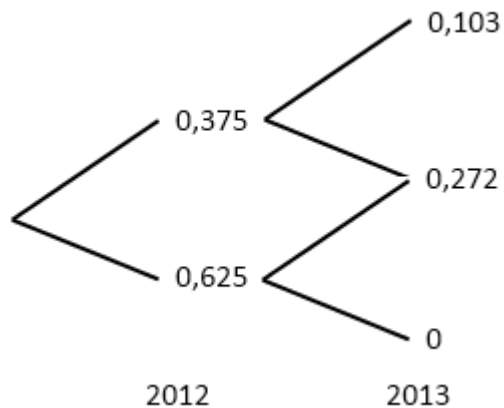
steg i modellen (Copeland og Antikarov 2003). Man hadde også fått tydeligere resultater i analysen dersom man hadde hatt flere noder. Det er fordi et lavere tidsinkrement gir flere potensielle prisbaner, og dermed mer nøyaktige beregninger av nåverdien til oljefelt. Men selv om vi bruker et tidsinkrement på ett år, får vi imidlertid fram poengene i modellen. Og dette uten å måtte benytte unødig lange og kompliserte trær.

## 4.3 Nedleggelsestidspunkt

I dette avsnittet vil vi presentere en grafisk fremstillingsmåte som vi vil benytte i vår oppgave.

### 4.3.1 Risikonøytralt sannsynlighetstre

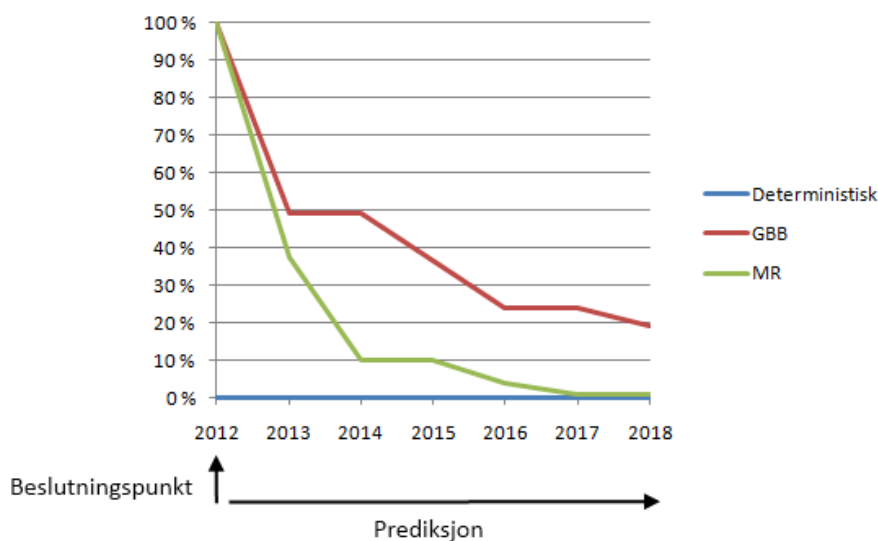
Risikonøytrale sannsynligheter kan si noe om når det vil være optimalt å avvikle et oljefelt. I vår modell har vi satt opp et binomisk tre som regner ut de risikonøytrale sannsynlighetene for å komme til de ulike oljepristilstandene for en gitt periode. Figur 4.3.1 viser et eksempel på et slikt tre med OU-oljeprismodellering, vist for år 2012 og 2013. I figuren blir tilstandsverdiene 0 dersom opsjonsverdien av videre drift av oljefeltet er negativ. Dette er tilfelle for down-down-tilstanden i 2013. Her blir oljefeltet lagt ned, og den risikonøytrale sannsynligheten for å komme fra denne tilstanden til neste blir også 0. Dersom opsjonsverdien av videre drift derimot er positiv, vil en tilstandsverdi være en summering av de mulige stiene som kan føre fram til dette punktet. Videre vil den risikonøytrale sannsynligheten for drift i et gitt år være en summering av alle tilstandene hvor en vil fortsette å drifte feltet dette året. I figur 4.3.1 er risikonøytral sannsynlighet for drift 1 i 2012 og 0,375 i 2013.

**Figur 4.3.1 Eksempel på et risikonøytralt sannsynlighetstre**

Det er viktig å være oppmerksom på at disse sannsynlighetene i seg selv ikke sier noe om hvor stor den virkelige sannsynligheten for utvinning er, men de fungerer til sammenligning mellom de ulike modellene når vi skal analysere ulike faktorer innvirkning på nedleggelsestidspunktet senere i oppgaven.

### 4.3.2 Beslutningspunkt og prediksjonsdel

I figur 4.3.2 har vi vist hvordan risikonøytral sannsynlighet for drift i ulike år kan illustreres i en figur, både for en deterministisk, GBB- og OU-prosess. Vi ser at risikonøytral sannsynlighet for drift i 2013 med OU- prosessen er ca. 37,5 %, noe som stemmer overens med hva vi fant i figur 4.3.1. Et viktig poeng er at det kun er informasjon fra beslutningspunktet som er relevant for beslutningen om videre drift eller nedleggelse av oljefeltet. Prediksjonsdelen av modellen forteller oss om sannsynligheten for nedleggelse i framtiden, og vil påvirke verdivurderingen. Det er imidlertid viktig å påpeke at informasjonen fra prediksjonsdelen ikke er beslutningsrelevant for nedleggelsestidspunkt i framtiden, da man hver periode vil gjøre nye analyser ut fra oppdatert informasjon om økonomiske forhold.

**Figur 4.3.2 Beslutningspunkt og prediksjonsdel**

## 4.4 Analyse

I hele analysen forutsetter vi at nedleggelsesbeslutningen er en irreversibel bestemmelse. Blir oljefeltet lagt ned, kan man ikke starte opp produksjon igjen i en senere periode. Smit (1997) påpeker at det ikke er aktuelt med en midlertidig nedleggelse på norsk sokkel, da det forekommer en hurtig og omfattende forringelse av rør og anlegg. I de kommende avsnitt kommer vi til å presentere fire case som vi vil se nærmere på i analysedelen; base case, nedleggelseskostnad, skrapverdi og nedleggelsestid.

### 4.4.1 Base case

Vi starter analysen med å sammenligne hvordan valg av oljeprismodellering virker inn på nåverdien av oljefeltet, samt avgjørelsen om man vil avvikle eller drifte feltet en periode til. Her forutsetter vi at det ikke er noen skrapverdi. Det innebærer at  $K$  vil være lik null. En vil utøve salgsoptionen og legge ned feltet, når nåverdien av feltet blir lavere enn null. Vi forutsetter også at det ikke er noen kostnad forbundet med å legge ned oljefeltet. Uttrykket for verdien av oljefeltet i hver tilstand vil være:

$$V_t = \text{Max}(K, u_t) + FCF_t \quad (4.7)$$

## 4.4.2 Nedleggelseskostnad

I utgangspunktet ser vi bort fra nedleggelseskostnaden i modellen. Det er fordi denne kommer uansett, og dermed ikke er direkte beslutningsrelevant i forhold til avvikling av oljefeltet. Vi ser også bort ifra at utsetting av fjerning kan gi forbedret teknologi, som kan bidra til å redusere størrelsen på avviklingskostnaden. Dette er fordi vi ønsker å begrense kompleksiteten i modellen.

I denne delen av analysen vil vi hensynta at for hvert år nedleggelseskostnaden blir utsatt, vil en få en nåverdibesparelse lik nedleggelseskostnad multiplisert med rentesatsen. Vi ser på hvordan denne effekten vil virke inn på verdivurdering og nedleggelsestidspunkt. Ny verdi av videre utvinning på tidspunkt  $t$  vil være:

$$u_t^{NK} = \frac{p \cdot U_{t+1}^u + (1-p)U_{t+1}^d + NK \cdot \text{enkel rente}}{e^{r_f}} \quad (4.8)$$

hvor  $u_t^{NK}$  vil være verdien av videre utvinning på tidspunkt  $t$ , inkludert nåverdibesparelsen av utsatt nedleggelseskostnad. Merk at  $r_f$  ikke er samme rente som den enkle rente, da sistnevnte ikke er kontinuerlig. Ny optimal beslutningsprosess vil være:

$$V_t^{NK} = \text{MAX}(K, u_t^{NK}) + FCFF_t \quad (4.9)$$

## 4.4.3 Skrapverdi

Til nå har vi forutsatt at oljefeltet blir lagt ned når nåverdien av framtidige kontantstrømmer blir negativ. Nå inkluderer vi en skrapverdi i modellen. Dermed vil oljefeltet bli lagt ned når nåverdien av framtidige kontantstrømmer er lavere enn skrapverdien. Uttrykket for verdien av oljefeltet vil fortsatt være:

$$V_t = \text{Max}(K, u_t) + FCFF_t \quad (4.10)$$

Forskjellen ifra tidligere er at  $K$  ikke lenger vil være lik null, men ha en positiv verdi lik skrapverdien.

## 4.4.4 Nedleggelsestid

I avsnitt 4.2 nevnte vi at vi forutsetter at nedleggelsestiden er på ett år. I denne delen av analysen ønsker vi å undersøke hvordan en reduksjon av nedleggelsestiden kan virke inn på

---

verdien og nedleggelsesbeslutningen knyttet til oljefeltet. Vi vil i denne delen anta at driften av feltet og dets tilhørende kontantstrømmer, vil stoppe umiddelbart etter en eventuell avgjørelse om nedleggelse er tatt. Uttrykket for verdien av oljefeltet vil være:

$$V_t = \text{Max}(K, (u_t + FCFF_t)) \quad (4.11)$$

Vi inkluderer kontantstrømmen for påfølgende periode i beslutningsprosessen. Dette fordi når en har mulighet til å stoppe kontantstrømmene med umiddelbar virkning, vil de være beslutningsrelevant for om en vil legge ned eller ikke. Et eksempel vil være når verdien av videre drift av feltet er marginalt positivt, mens kontantstrømmen for påfølgende periode er negativ. Siden en her har mulighet til å stanse denne negative kontantstrømmen umiddelbart, vil en legge ned feltet dersom verdien av den og videre drift samlet sett er negativ.

## 5. Inndata til modellen og forutsetninger

I denne delen av oppgaven presenterer vi alle inndata og forutsetninger til vår modell. Alle markedsdata er samlet inn den 21.03.2011. Alle tall er på et nominelt nivå. Modellen vår tar utgangspunkt i felldata som Statoil har gitt oss tilgang til. Dataene har blitt noe justert på, for å forenkle modellen.

Vi forutsetter at kostnader ved drift av feltet er faste. Ut ifra samtaler med vår kontaktperson i Statoil, virker ikke dette helt urimelig. Kostnadene er bestemt mye ut ifra størrelsen på installasjonen på feltet, som naturligvis ikke varierer i takt med årlig produksjonsvolum.

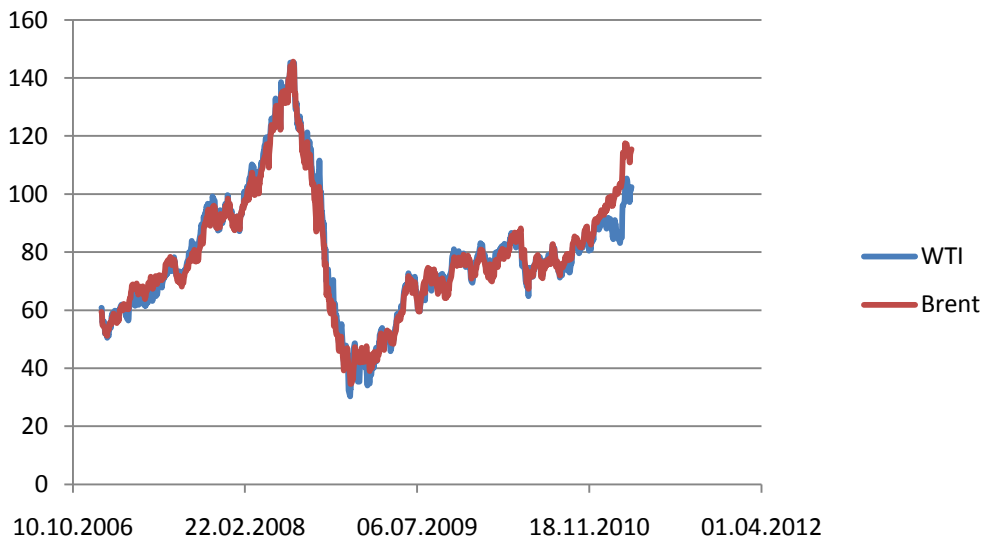
Vi ønsker ikke å analysere valutakursusikkerhet. Derfor låser vi NOK/USD til 5,55, som var kursen 21.03.2011. Skattesatsen setter vi til 78 %. Vi antar at maks gjenværende levetid på feltet vil være 7 år.

### 5.1 Oljeprisen

I motsetning til WTI er det ikke noe tradisjonelt spotmarked for Brent crude olje. Kjøpere informerer selgere i forkant hvor mye olje de ønsker å kjøpe en måned, og oljen blir levert etter betingelser i kontrakter (Lin, 2007). Som estimat for dagens oljepris,  $S_0$ , bruker vi derfor Crude Oil Brent Current Month Free-on-Board (FOB) i USD/BBL fra ICIS pricing. 21.03.2011 var denne 115,4 \$ per fat.

I mean reversion modellen er en av parametrene langtidsmålet for oljeprisen. Vi ser på futureskontrakter for å se hvordan markedet priser fremtidige leveranser av olje. Et problem er imidlertid at futureskontrakter på Brent crude som har leveranse mer enn 9 måneder frem i tid, har veldig lavt volum og ikke handles daglig, slik at vi anser prisingen av disse som veldig usikker. Det finnes derimot futureskontrakter på WTI som har relativt høyt volum og som har løpetid på 4-6 år. Ved å se på historisk prisutvikling har vi beregnet at WTI i snitt har ligget 1\$ fatet over Brent crude. Vi har også beregnet korrelasjonen mellom WTI og Brent crude til å være 0,997, altså en tilnærmet perfekt korrelasjon (se figur 5.1).



**Figur 5.1 Prisutvikling til WTI og Brent crude i USD/fat 2006-2010**

Som en kan se ifra figuren, er et problem ved å bruke futureskontrakter for WTI som utgangspunkt for langtidsmålet på oljeprisen at Brent crude og WTI har hatt en økende spread siden januar 2011. Dette kan ha sammenheng med usikkerheten knyttet til den politiske uroen i Midt-Østen og Nord-Afrika (oilprice.com 11.03.2011). Det kan også være en følge av at det er mangel på transportkontrakter ut fra Cushing i Oklahoma, hvor WTI-prisen settes. Økt oljeimport fra Canada har dermed ført til oppbygging av oljelagre i Cushing (OED 2011). Dersom tendensen med at Brent crude og WTI ikke lenger korrelerer like sterkt blir gjeldende på lang sikt, er det klart at denne framgangsmåten gir lite mening. Vi tror imidlertid at den historiske sammenhengen mellom prisene vil gjenoppstå på sikt. Derfor velger vi å bruke prisen på en 7 års futureskontrakter på WTI som er notert til 102,34\$ per fat (cmegroup.com, 21.03.2011). Trekker vi ifra den historiske differansen på 1\$, får vi et langtidsmål på Brent crude på 101\$ per fat.

## 5.2 Volatilitet

Smit (1997) sier at i prinsippet er det to måter å beregne et godt estimat på volatiliteten i oljeprisen. En måte baserer seg på å kalkulere den impliserte volatiliteten fra markedspriser på oljederivater. Den andre måten er å kalkulere standardavviket fra tidsseriedata på spotprisen. Som nevnt i avsnitt 4.1, er futuresmarkedet for Brent crude preget av lavt volum. Vi mener derfor at bruk av tidsseriedata vil gi best estimat for volatilitet i oljeprisen.

Vi bruker historiske priser for Brent crude olje fra 25.03.1987-23.03.2011, nærmere bestemt Crude Oil Brent Current Month Free-on-Board (FOB) i USD/BBL fra ICIS pricing. Vi velger å benytte ukentlige data, da daglige data ofte inneholder mye tilfeldige fluktuasjoner, og kan tilføre støy til beregningen. I månedlige, kvartalsvise og årlige data vil fluktuasjoner i datasettet være smørt ut (Mun 2002). Formelen vi har anvendt for å beregne volatiliteten i oljeprisen er:

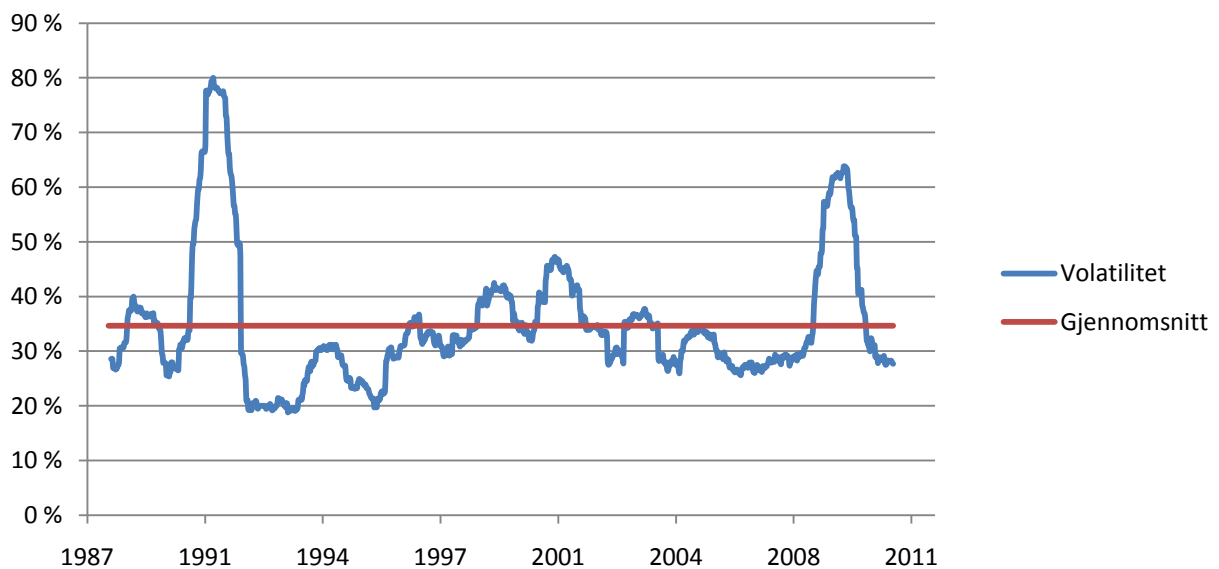
$$\text{Volatilitet} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (I_i - \bar{I})^2} \quad (5.1)$$

hvor  $n$  er antall uker,  $I$  er oljeprisen for hver uke og  $\bar{I}$  er gjennomsnittlig oljepris. Etter å ha beregnet ukentlig volatilitet har vi annualisert den:

$$\text{Årlig volatilitet} = \sigma\sqrt{P} \quad (5.2)$$

hvor  $P$  er antall uker i et år og  $\sigma$  er ukentlig volatilitet (Mun, 2002). Figur 5.2 viser den annualiserte volatiliteten for de siste 24 årene.

**Figur 5.2.1 Historisk annualisert volatilitet i Brent crude olje 1987-2011**



Det kan diskuteres hvor langt datasett vi skal ta med i beregningen av volatilitet for Brent crude olje. Vi ønsker et langt datasett for å prøve å fange opp et naturlig nivå for

---

volatiliteten, slik at estimatet ikke blir for mye påvirket av siste års høye volatilitet. Lin (2007) spør seg om markedsforholdene i oljemarkedet etter tusenårsskiftet er endret, og et av datasettene hans går ifra 2000 til 2005. Dette er en interessant diskusjon, men vi ønsker ikke å gå for mye i detalj på dette i vår oppgave, og velger derfor å bruke et lengre datasett.

Ved å bruke ukentlige data fra perioden 25.03.1987-23.03.2011, estimerte vi den gjennomsnittlige annualiserte volatiliteten til å være 34,67 %.

### 5.3 Risikofri rente

Vi anser U.S. government bonds som beste estimat på risikofri rente. Tatt i betraktning vår tidshorisont på 7 år, bruker vi annualisert avkastning på en 7-årig U.S. Treasury bond ([www.bloomberg.com](http://www.bloomberg.com)), som er 2,67 %.

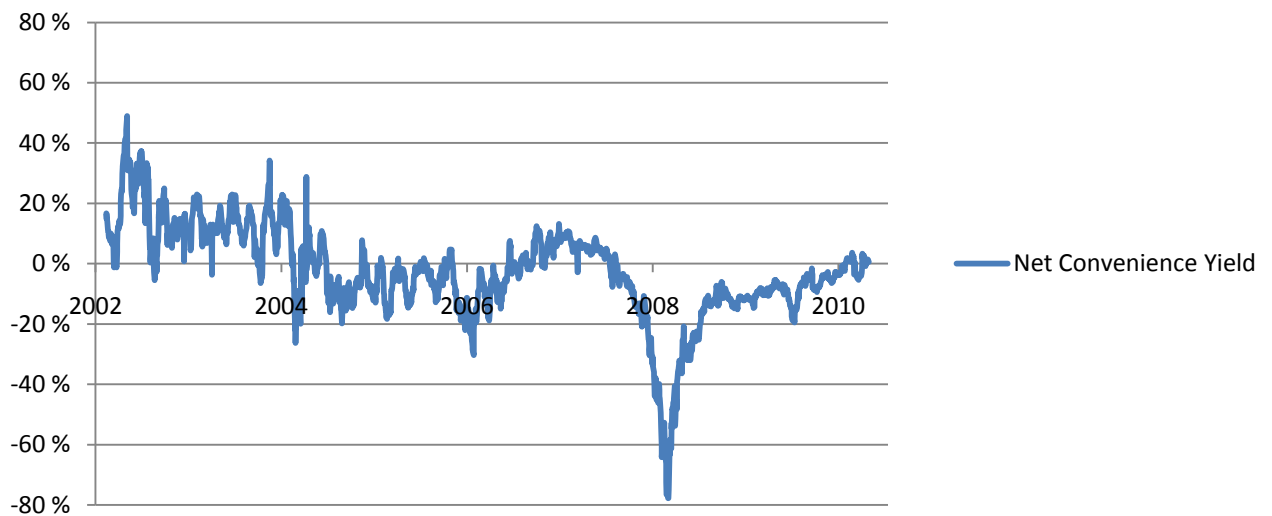
### 5.4 Convenience yield

Net convenience yield i oljeprisen er beregnet med bakgrunn i historiske data for spotrenter, Treasury bill tremåneders yield og forwardrenter fra 14.02.2002-21.03.2011. Vi benytter oss av sammenhengen mellom spot og futurepriser fra kapittel 2:

$$\delta = r - \frac{1}{T} \left( \frac{\ln F_0}{\ln S_0} \right) \quad (5.3)$$

, hvor  $S_0$  er spotpris,  $F_0$  er prisen på en futureskontrakt med forfall i tidspunkt  $T$ ,  $r$  er annualisert risikofri rente og  $\delta$  er annualisert net convenience yield.

Vi finner at gjennomsnittlig convenience yield for perioden er -2,77 %.

**Figur 5.4.1 Historisk net convenience yield 2002-2011**

Dataserien som er brukt til å estimere convenience yield er kort, og trenger derfor ikke å gi et godt estimat. Dette er imidlertid det beste estimatet vi kan gi gitt tilgjengelige data. Som vi ser ifra figuren, bidro finanskrisen til ekstremt negative verdier for net convenience yield i 2008. Et alternativ hadde derfor vært å sett bort fra de mest negative verdiene. Vi har imidlertid valgt å ikke gjøre dette.

Brennan and Schwartz (1985) sier at en kan anta at den marginale net convenience yield vil være invers proporsjonal med mengden av råvaren som er holdt på lager. Når det fysiske lageret av råvaren er høy, vil ikke bare den marginale convenience yield se ut til å være lav, men også spotprisen. Og motsatt når det fysiske lageret er lavt.

For enkelthets skyld forutsetter vi i vår modell at net convenience yield vil være konstant. Ved å gjøre dette vil modellen ikke fange opp endringer i terminstrukturen på futuresprisene (Schwartz 1998). Se Gibson and Schwartz (1990) og Schwartz (1997) for eksempler på modeller som inkluderer stokastisk net convenience yield.

## 5.5 Mean reversion faktor

Vi bruker markedsdata for å finne den implisitte mean reversion faktoren (MR-faktor). Formelen vi benytter er sannsynligheten for oppgang i den bionomiske mean reversion modellen, ligning 3.8:

$$q_t = \frac{1}{2} + \sqrt{\Delta t} * \frac{\kappa(\bar{Y} - Y_t) - \frac{1}{2}\sigma^2}{2\sigma} \quad (5.4)$$

hvor  $q_t$  er sannsynligheten for up-bevegelse i periode  $t$ ,  $\kappa$  er den implisitte mean reversion faktoren,  $\bar{Y}$  er langtidsmålet for oljeprisen,  $Y_t$  er oljepris i periode  $t$  og  $\sigma$  er volatiliteten i oljeprisen. Vi omformulerer den slik at vi kan løse for  $\kappa$ :

$$\kappa = \frac{\left(\frac{q_t - \frac{1}{2}}{\sqrt{\Delta t}}\right) * 2\sigma + \frac{1}{2}\sigma^2}{(\bar{Y} - Y_t)} \quad (5.5)$$

hvor  $\sigma$  kommer fra avsnitt 5.2<sup>11</sup>,  $Y_t$  er spotprisen som er 115,4\$ pr fat,  $\bar{Y}$  kommer ifra avsnitt 5.1 og  $q_t$ <sup>12</sup> finner vi ifra likningen 3.5:

$$E(S_T) = pS_0u + (1 - p)S_0d \quad (5.6)$$

hvor  $E(S_T)$  er forventet spotpris på tidspunkt  $T$ ,  $S_0$  er dagens spotpris,  $p$  er den risikonøytrale sannsynligheten for oppgang, og  $u$  og  $d$  oppgang- og nedgangsfaktor. Vi definerer  $F_T$  som futuresprisen på en kontrakt med forfall på tidspunkt  $T$  og setter denne lik  $E(S_T)$ , og omformulerer likning 5.6:

$$p = \frac{(F_T - S_0d)}{(S_0u - S_0d)} \quad (5.7)$$

<sup>11</sup> Den estimerte volatiliteten i avsnitt 5.2 vil ikke være lik volatiliteten i formel 5.5. Dette fordi en del av prisvariasjonen vil tilsvare tilbaketrekningen mot den langsiktige pris, noe som ikke blir fanget opp i vår estimering i avsnitt 5.2. Som en forenkling benytter vi allikevel den estimerte volatiliteten ifra avsnitt 5.2.

<sup>12</sup> Egentlig er det  $p$ , risikonøytral sannsynlighet, vi finner ifra likning 5.6. Som en tilnærming, setter vi her  $p=q_t$ .

$F_T$  er gitt av markedet og er henholdsvis priset til 113,53 og 113,23 for kontrakter som utløper i november og desember 2011.(www.cmegroup.com),  $S_o$  er 115,4\$ pr fat (se avsnitt 4.1), og  $u$  kalkuleres ut ifra likning 3.3. Vi beregner ut ifra dette  $\kappa$  til å være 0,20.

På grunn av lav likviditet i futureskontrakter på Brent crude, fant vi det kun rimelig å benytte kontraktene med utløp i november og desember 2011. Dette betyr at denne beregning er høyst usikker.

Dette estimatet er veldig sensitivt for langtidsmålet på oljeprisen. En reduksjon i langtidsmålet på 10 % fører til at MR-faktoren faller med 52 %, til 0,10. Økes derimot langtidsmålet med 10 %, øker MR-faktoren med 199 %, til 0,68.

Schwartz (1997) fant estimater på denne parameteren på 0,3-0,7 ved å se på oljepriser fra januar 1985 til februar 1995, og ved å la drift være lik 0. Dette er historiske data som ikke nødvendigvis reflekterer dagens markedsforhold, men det gir oss en rettleiding om at en  $\kappa$  lik 0,2 virker fornuftig.

## 5.6 Produksjonsprofil

I vårt base case benytter vi en årlig produksjon på 275.600 sm<sup>3</sup> i 2011. Det nivået produksjonen starter på kaller vi startproduksjonen. Nedgang i produksjon avhenger av fysiske faktorer som viskositeten i olje, gjennomtrengeligheten i berget som omkranser oljen, hastigheten i trykkfall i brønnen og så videre. Vi velger å benytte en eksponensiell nedgang, da dette kan anses som en god tilnærming, og en kan anta at avvikene ifra produksjonskurven i sum vil være null (Hannesson 1998). I base case setter vi årlig produksjonsfall til 10 %.

## 5.7 Nedleggelseskostnad, skrapverdi og nedleggelsestid

Vi forutsetter at avviklingskostnaden er på 2000 millioner NOK. Her er statens andel 70 %, slik at endelig kostnad for oljeselskapet blir på 600 millioner NOK. For enkelthets skyld antar vi at skrapverdien også er på 2000 millioner NOK, og at den netto etter skatt blir på 600 millioner NOK. Nedleggelsestiden varierer vi mellom å være 0 og 1 år. I base case vil nedleggelseskostnad og skrapverdi være lik null og nedleggelsestid vil være 1 år.

## 5.8 Oppsummering

Under er en oppsummering av parametrene vi legger til grunn i vårt base case av analysen.

**Tabell 5.8 Base case parametre**

<b>Oljepris 21.03.2011 (\$ per fat)</b>	115,40
<b>Langtidsmål på oljepris i (\$ per fat)</b>	101
<b>Volatilitet, <math>\sigma</math></b>	34,67 %
<b>Rente (enkel)</b>	2,67 %
<b>NOK/USD 21.03.2011</b>	5,55
<b>Net Convenience yield</b>	-2,77 %
<b>Mean reversion faktor</b>	0,20
<b>Skatteprosent</b>	78 %
<b>Start produksjonen</b>	275.600 sm <sup>3</sup>
<b>Årlig produksjonsfall</b>	10 %
<b>Nedleggelseskostnad (i mill. NOK)</b>	0
<b>Skrapverdi</b>	0
<b>Nedleggelsestid (i år)</b>	1

## 6. Analyse

Analysen starter med å se på hvordan stokastisk oljeprismodellering påvirker NPV og nedleggelsesbeslutningen. Dette gjør vi ved å sammenligne de to stokastiske oljeprismodelleringene med en deterministisk oljeprisutvikling. I den deterministiske oljeprisprosessen forutsetter vi at oljeprisen hver periode er lik langtidsmålet for oljeprisen, på 101 dollar per fat. I neste del av analysen ser vi på hvordan inkluderingen av en nedleggelseskostnad og en skrapverdi vil virke inn på oljefeltets nåverdi og nedleggelsesbeslutning. Vi undersøker også innvirkningen av kortere nedleggelsestid. Til slutt setter vi opp en sensitivitetsanalyse, der vi ser på hvor følsomme resultatene er for ulike produksjonsfall, volatiliteter, MR-faktorer og diskonteringsrenten i OU- modellen.

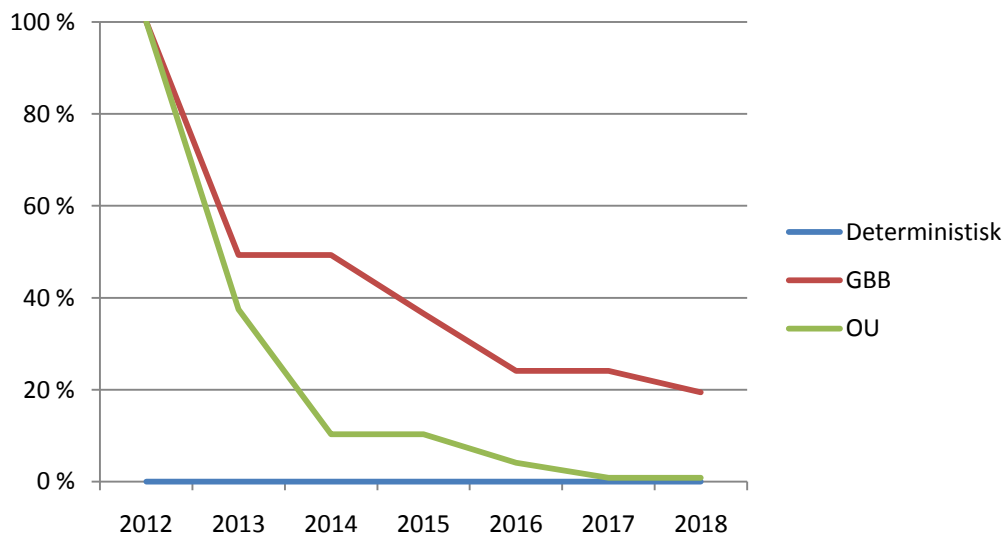
### 6.1 Oljeprismodell

I dette avsnittet vil vi undersøke om stokastisk modellering av oljeprisen vil gi forskjellig nåverdi og nedleggelsesbeslutning for oljefeltet enn en deterministisk oljeprismodellering. Vi starter med en base case undersøkelse, hvor alle parametre vil være som i tabell 5.8. Vi vil deretter se på ytterligere to tilstander. En med lavere startproduksjon og en med høyere.

#### 6.1.1 Tilstand “base case”

Vi begynner med en årlig startproduksjon tilsvarende  $275.600 \text{ sm}^3$ . Dersom en legger til grunn en deterministisk oljepris, lik langtidsmålet på 101\$ pr fat, vil alle kontantstrømmene ifra feltet fra 2012 og fram i tid, være negative. En vil derfor legge ned feltet umiddelbart. Dette fremgår av den blå linjen i figur 6.1.1.



**Figur 6.1.1 Risikonøytral sannsynlighet for drift – base case**

Når vi modellerer fremtidig oljepris som en stokastisk prosess, ser vi at både med GBB- og OU-modell vil vi fortsette driften av feltet til neste beslutningspunkt. Dette er interessant, da vi nettopp så at de forventede kontantstrømmene fra feltet vil være negative, dersom en legger til grunn langtidsmålet på oljeprisen. Problemet med den deterministiske modelleringen, er at den ikke hensyntar usikkerheten i oljeprisen, og da overser potensiell verdiøkning på feltet, jf. avsnitt 3.1. Våre to stokastiske modeller inkluderer verdiøkningen av feltet dersom det er en oppgang i oljeprisen. Og like viktig, de har en begrenset nedside ut fra muligheten til å legge ned feltet, dersom nedgang i oljeprisen. Dette fører til at selv om de forventede kontantstrømmene er negative, vil feltet ha en positiv nåverdi, og en vil dermed ikke legge ned på dette tidspunktet. Tabellen under viser nåverdien for de tre ulike modelleringene.

**Tabell 6.1.1 Nåverdi – 275.600 sm<sup>3</sup>**

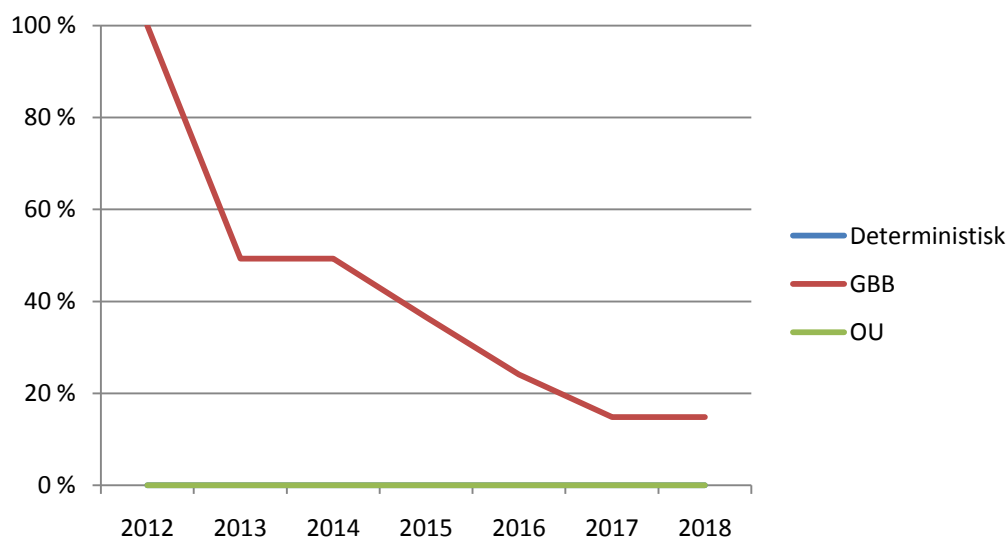
	NV
Deterministisk	0
GBB	274,21
OU	57.66

Fra tabell 6.1.1 ser vi at nåverdien av GBB-modellen er høyere enn nåverdien av OU-modellen. Og prediksjonsdelen av figur 6.1.1<sup>13</sup> antyder at GBB-modellen vil gi lengre drift enn OU-modellen. Vi vil undersøke dette nærmere i neste avsnitt.

### 6.1.2 Tilstand "lav"

Her reduserer vi produksjonen det første året til 230.000 sm<sup>3</sup>, og gjør dermed feltet mer marginalt. I avsnitt 6.1.1 så vi at en ville legge ned feltet dersom en la til grunn en deterministisk oljepris. I denne tilstanden er produksjonsvolumet lavere enn i 6.1.1, og man vil dermed selvsagt legge ned i denne tilstanden også, gitt en deterministisk modellering av oljeprisen.

**Figur 6.1.2 Risikonøytral sannsynlighet for drift – tilstand "lav"**



Det framgår av figur 6.1.2 at det bare er oljeprismodellering med GBB som vil gi videre drift av oljefeltet i tilstand lav. I tabell 6.1.1 ser vi også at GBB-modellen gir en klart høyere nåverdi enn OU-modellen. Valg av stokastisk prosess vil altså ha innvirkning på nedleggelsesbeslutningen og verddivurderingen. Dette er naturlig, da de to prosessene som disse to modellene bygger på, er veldig ulike. Tilbaketrekningskraften i OU-modellen gjør at variasjonen i fremtidige oljepriser blir lavere, sammenlignet med en GBB-modell, hvor oljeprisen følger en random walk. Da vår modell inkluderer en nedleggelsesopsjon som

<sup>13</sup> Se figur 4.3.1

beskytter nedsiden, vil GBB-modellens mer volatile oljepriser, og dermed større oppside, gjøre at denne vil verdsette feltet høyere, enn OU- modellen.

Tabell 6.1.2 bekrefter resultatet fra figur 6.1.2. Gitt en startproduksjon på 230.000 sm<sup>3</sup>, er det bare i GBB- modellen, at feltet får en positiv nåverdi og en vil fortsette driften.

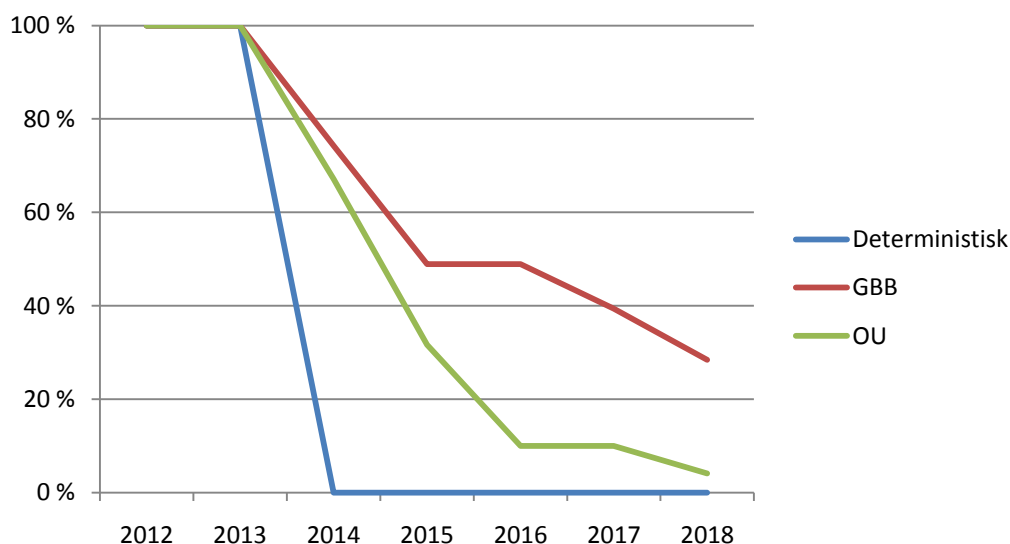
**Tabell 6.1.2 Nåverdi – 230.000 sm<sup>3</sup>**

	NV
Deterministisk	0
GBB	141,56
OU	0

### 6.1.3 Tilstand “høy”

Vi undersøker ytterligere en tilstand, hvor det første årets produksjon er 333.300 sm<sup>3</sup>.

**Figur 6.1.3 Risikonøytral sannsynlighet for drift - høy**



I figur 6.1.3 ser vi at både den deterministiske og de stokastiske modellene gir signaler om videre drift. Dette bekreftes av tabell 6.1.3, som viser at nåverdien av oljefeltet er positiv for alle de tre oljeprismodelleringene.

**Tabell 6.1.3 Nåverdi – 333.300 sm<sup>3</sup>**

	NV
Deterministisk	55,14
GBB	487,89
OU	150,82

Oljeprismodellingene gir ulike verdivurderinger av oljefeltet i alle de tre tilstandene. Hvorvidt valg av oljeprismodellering virker inn på nedleggelsesbeslutningen er imidlertid avhengig av produksjonsvolumet i oljefeltet. I tilstand ”høy” blir ikke nedleggesavgjørelsen påvirket av om man modellerer oljeprisen som en stokastisk prosess.

#### 6.1.4 Oppsummering

Selv om framtidige kontantstrømmer vil være negative i forhold til langtidsmålet på oljeprisen, kan det ha positiv verdi å drive feltet videre. Dette ser vi ut ifra våre stokastiske realopsjonsmodeller, da de hensyntar den potensielle oppsiden dersom oljeprisen stiger, samtidig som nedleggesopsjonen beskytter nedsiden fra eventuell oljeprisnedgang.

Vi har også sett at valg av stokastisk prosess vil ha stor betydning for nedleggesbeslutningen og verdivurderingen av oljefeltet. Det vil si at en viktig del av en nedleggesanalyse vil være å identifisere riktig oljeprisprosess. Til slutt så vi at det er når produksjonsnivået er så lavt at den deterministiske modellen gir signal om nedleggelse, at det vil være mest interessant å modellere oljeprisen som en stokastisk prosess.

## 6.2 Nedleggeskostnad, skrapverdi og nedleggesetid

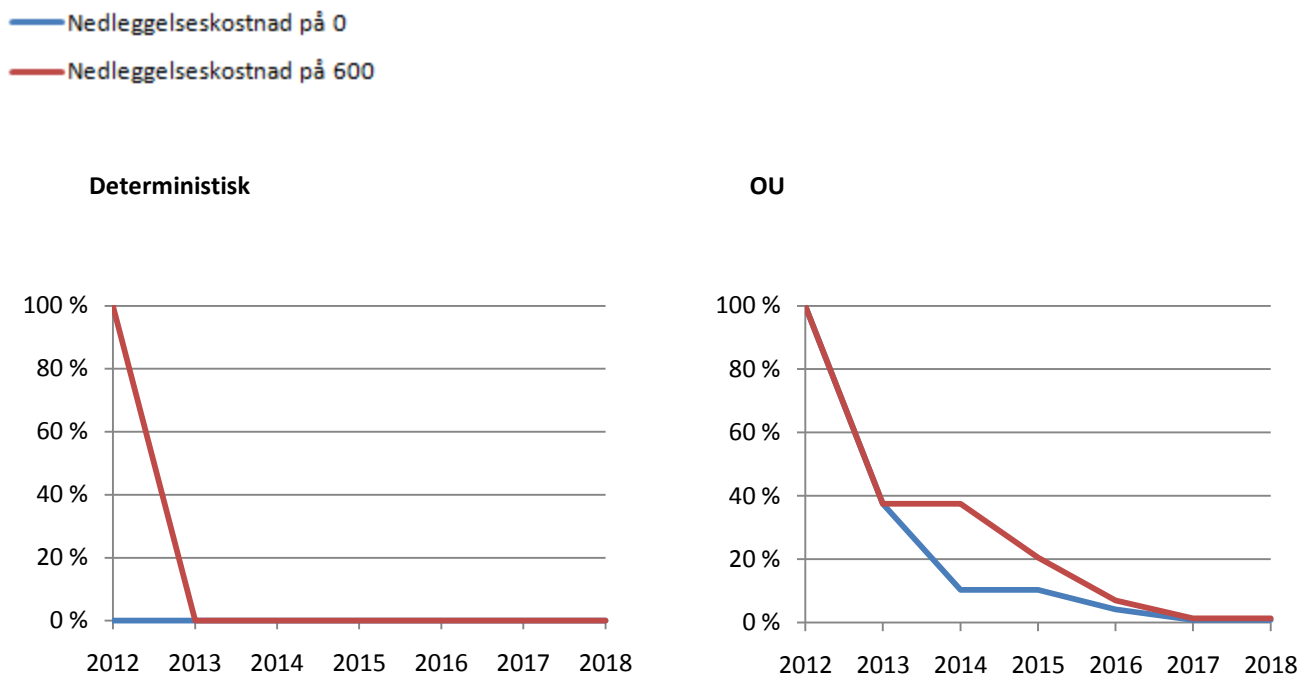
Nå utvider vi modellen til å inkludere en nedleggeskostnad. For hvert år nedlegges blir utsatt vil man ”tjene” rente multiplisert med nedleggeskostnad, fordi nåverdien av avviklingskostnaden reduseres. Vi inkluderer denne besparelsen for hvert år feltet ikke blir lagt ned. Dermed får vi en vesentlig fordel med å utsette avvikling, som øker med størrelsen på nedleggeskostnaden. Som nevnt i kapittel 4 forutsetter vi at kostnaden med å legge ned oljefeltet er på 2000 millioner NOK. Statens andel er 70 %, slik at endelig kostnad for

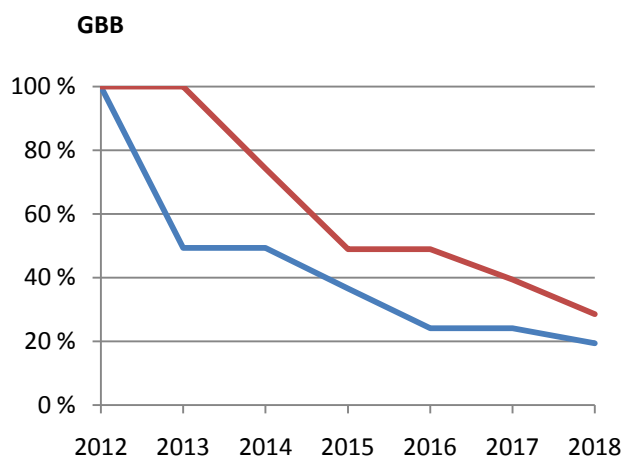
oljeselskapet blir på 600 millioner NOK. Vi er interessert i å analysere hvor mye denne verdien vil øke oljefeltets NPV, og hvorvidt den kan ha innvirkning på nedleggelsesbeslutningen. Vi kommer til å gjøre dette både for deterministisk oljeprismodellering og for stokastisk oljeprismodellering med GBB og en OU-prosess. Først legger vi til grunn base case, at produksjonsprofilen starter på 275.600 sm<sup>3</sup>. Deretter drøfter vi også hvordan en produksjonsprofil som starter på en årlig produksjon på henholdsvis 230.000 sm<sup>3</sup> og 333.300 sm<sup>3</sup> vil virke inn på resultatene. Deretter vil vi se på hvordan inkluderingen av en skrapverdi kan virke inn på resultatene i modellen. Til slutt inkluderer vi en modell hvor nedleggelsestiden er null år. Dette for å se hvordan fleksibiliteten i nedleggelsestid vil virke inn på nedleggelsesbeslutningen og verdivurderingen.

### 6.2.1 Nedleggelseskostnadens innvirkning i "base case"

I figur 6.2.1 illustrerer vi hvordan avgjørelsen om videre drift påvirkes av at man kan utsette nedleggelseskostnaden. Vi ser på dette både for deterministisk oljeprismodellering, og for stokastisk oljeprismodellering med GBB og med en OU-prosess.

**Figur 6.2.1 Nedleggelseskostnadens innvirkning på avgjørelsen om drift i base case**





Det framgår av figur 6.2.1 at inkludering av nedleggelseskostnaden i den deterministiske modellen gir drift av oljefeltet i ett ekstra år. Nåverdibesparelsen av nedleggelseskostnaden gjør altså at en allikevel ikke vil legge ned feltet i 2011, men vil drive minst ut år 2012. I 2012 vil man få oppdatert informasjon om økonomiske variabler som vil være med og avgjøre om man skal utvide feltets levetid enda mer.

Tabell 6.2.1 gir en oversikt over nåverdien til oljefeltet med og uten effekten av å utsette nedleggelseskostnaden, både for den deterministiske modellen, GBB- og OU-modellen. Nåverdien av oljefeltet øker i alle de tre modelleringene. Dette er naturlig, da en vil oppnå en nåverdiøkning, som følge av utsettelsen av nedleggelseskostnaden.

**Tabell 6.2.1 Endringer i nåverdi som følge av utsatt nedleggelseskostnad**

	Deterministisk	OU	GBB
NNV nedleggelseskostnad 0	0	57,66	274,21
NNV nedleggelseskostnad 600	3,29	87,57	338,68
%-vis endring i NNV	-	51,88 %	23,51 %

Vi kan se at den relative økningen i nåverdi for oljefeltene er større for oljeprismodellering med OU-prosess enn med GBB. Dette kan forklars ut ifra at oljeprisen i GBB- modellen følger en random walk og er mer volatil, enn OU- modellen hvor oljeprisen vil ha en tilbaketrekkende kraft mot langtidsmålet. Dermed vil OU-modellen føre til at en møter flere punkter hvor nåverdibesparelsen vil ha betydning for valget av videre drift, enn tilfellet vil være med GBB-modellen. Forskjellen i den prosentvise økningen i nåverdi kan også

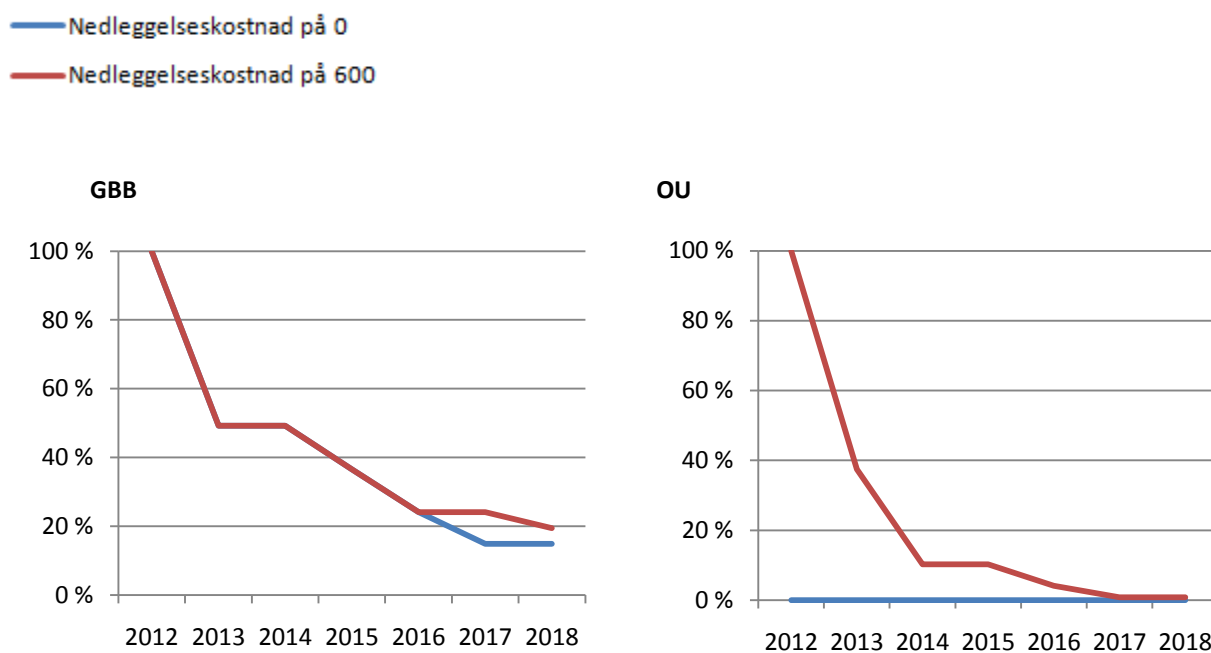
forklares av at nåverdien av oljefeltet i OU-modellen i utgangspunktet er lavere enn i GBB-modellen, slik at den relative endringen blir større.

## 6.2.2 Ulike startproduksjoner

Resultatene blir forskjellige dersom vi varierer på hvor marginalt oljefeltet er. Ifra avsnitt 6.1.3 så vi at i tilstand ”høy”, vil alle de tre modellen indikere at en burde fortsette driften av feltet. Derfor vil effekten av å inkludere nåverdibesparelsen ifra nedleggelseskostnadene i denne tilstanden bare vise seg gjennom høyere nåverdier.

Når vi forutsetter tilstand lav, kan vi derimot få mer interessante resultater. I denne tilstanden vil deterministisk oljeprismodellering gi nedleggelse i 2011, uansett om man inkluderer nedleggelseskostnaden eller ei. Figur 6.2.2 viser hvordan avviklingskostnaden virker inn på avgjørelsen om videre drift for oljeprismodellering med GBB og OU-prosess.

**Figur 6.2.2 Nedleggelseskostnadens innvirkning på avgjørelsen om videre drift i tilstand ”lav”**



Det framgår av figur 6.2.2 at oljeprismodellering med GBB vil gi drift minst ut 2012, uavhengig av om nåverdibesparelsen av den utsatte nedleggelseskostnaden inkluderes i modellen. Dette er ikke tilfelle for OU-modellen. Ved nedleggelseskostnad på null, vil denne oljeprismodelleringen gi avvikling av oljefeltet i 2011. Dette så vi i avsnitt 6.1.2. Setter man

denne størrelsen til 600, vil derimot flere marginalt negative noder i det binomiske treet bli positive. Dette fører til at man vil drifte feltet minst ut 2012.

I avsnitt 6.1 så vi at det kun er oljeprismodellering med GBB som gir fortsatt drift i 2012 i tilstand lav. Her ser vi at dersom man inkluderer nåverdibesparelsen av å utsette nedleggelseskostnaden, vil også en OU-prosess gi fortsatt drift i 2012. Vi ser at det er i de marginale tilstandene, at denne effekten påvirker nedleggelsesbeslutningen.

### 6.2.3 Skrapverdi

Nå ønsker vi å se på hvordan en skrapverdi kan virke inn på nåverdien og nedleggelsesbeslutningen knyttet til oljefeltet. Vi tar utgangspunkt i base case, men inkluderer også nedleggelseskostnaden på 600 ifra forrige avsnitt. Vi setter skrapverdien lik 600<sup>14</sup>. Vi får da samme figur som figur 6.2.1, bare at rød linje er med skrapverdi lik null og blå linje er med skrapverdi lik 600. Ved inkludering av skrapverdi vil den deterministiske modellen vise at det er optimalt å legge ned umiddelbart.

Gjør vi samme undersøkelse for tilstand ”lav”, får vi samme figur som fra figur 6.2.2. Ut fra OU-modellen vil en nå legge ned umiddelbart dersom en inkluderer skrapverdien. Vi ser altså at skrapverdi vil føre til tidligere nedleggelse av oljefelt.

Vi merker oss at inkluderingen av skrapverdien gjør at de risikonøytrale sannsynlighetene for drift blir identiske med de før nedleggelseskostnaden ble introdusert. Effekten på nedleggelsesbeslutningen fra avviklingskostnaden og skrapverdien er motstridig. Utsatt nedleggelse gjør at innbetaling av skrapverdien utsettes med ett år, og man får dermed et nåverditap. Utsatt nedleggelseskostnad gir derimot en nåverdibesparelse. Siden verdiene i dette eksemplet er like, vil nåverdieffektene nøyaktig motvirke hverandre.

---

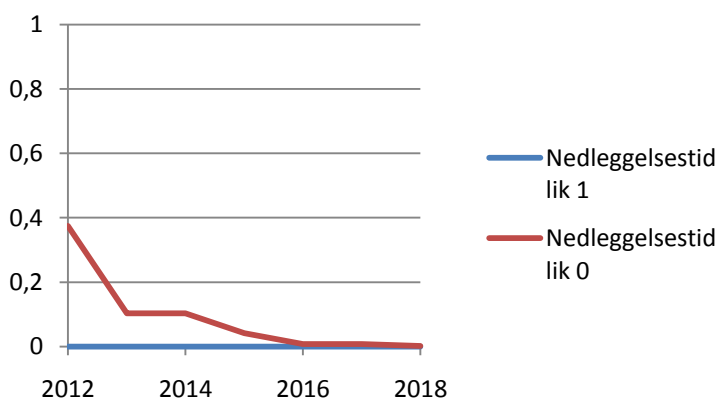
<sup>14</sup> Vi har forutsatt at skrapverdien er lik nedleggelseskostnaden for å forenkle illustreringen av hvordan de to størrelsene virker inn på nåverdien og nedleggelsesbeslutningen knyttet til oljefeltet. Det understrekes at denne forutsetningen ikke nødvendigvis er realistisk.



## 6.2.4 Nedleggelsestid

For å undersøke effekten av kortere nedleggelsestid, tar vi utgangspunkt i tilstand ”lav” og OU-modellen, hvor vi i avsnitt 6.1.2 så at en vil legge ned feltet. Fra figur 6.2.4.1 under ser vi at ved en nedleggelsestid på null år, vil det være lønnsomt å drive feltet videre i påvente av utviklingen i oljeprisen. Dette forklarer vi ut ifra at dersom oljeprisen utvikler seg i negativ retning, slik at verdien av videre drift blir negativ, har en med en nedleggelsestid på null mulighet til å legge ned feltet umiddelbart. Da unngår en de negative kontantstrømmene som ville påløpt, dersom nedleggelsestiden hadde vært lengre, og en har mulighet til å oppnå positive kontantstrømmer dersom oljeprisen utvikler seg positivt.

**Figur 6.2.4.1 Risikonøytrale sannsynligheter for drift med ulik nedleggelsestid**



Fra tabell 6.2.4.1 ser vi at i base case øker nåverdien i OU-modellen og i GBB-modellen, når nedleggelsestiden justeres ifra ett til null år. Dette er ikke overraskende, ut fra resultatet i figuren over. Verdien av redusert nedleggelsestid i tilstand ”lav” er for OU- modellen 47,73 og for GBB- modellen 51,77.

**Tabell 6.2.4.1 Nåverdi av oljefeltet med ulik nedleggelsestid**

	OU	GBB
Nedleggelsestid lik 1	0	141,56
Nedleggelsestid lik 0	47,73	193,33
Verdi av redusert nedleggelsestid	47,73	51,77

## 6.2.5 Oppsummering

Nåverdibesparelsen av å utsette nedleggelseskostnaden vil bidra til å øke verdien av oljefelt og føre til lengre drift av oljefeltet. Dette har vi sett gjennom at inkludering av avviklingskostnaden i base case fører til at man med deterministisk oljeprismodellering vil gå fra å legge ned feltet i 2011, til å drive minst ut år 2012. Vi har også sett at OU-modellen under tilstand "lav" gir fortsatt drift av oljefeltet dersom man inkluderer nåverdibesparelsen.

Nedleggelseskostnadens innvirkning på verdien og nedlegelsesbeslutningen knyttet til oljefelt avhenger av hvilken oljeprismodellering som er brukt. Den relative økningen i nåverdi vil være størst for OU-modellen. Det skyldes at tilbakerekningskraften mot langtidsmålet for oljeprisen vil gjøre at OU-modellen møter flere punkter hvor nåverdibesparelsen vil ha betydning for valget av videre drift. Det skyldes også at nåverdien av oljefeltet i OU-modellen i utgangspunktet er lavere enn i GBB-modellen.

Isolert sett ser vi at en skrapverdi vil føre til tidligere nedleggelse av et oljefelt. Dette fordi en ved å utsette nedleggelsen, får et nåverditap som følge av at en utsetter innbetaling av skrapverdien. Dette er motsatt av effekten ved å utsette nedleggelseskostnaden.

Redusert nedleggelsestid vil virke positiv inn på nåverdien av oljefelt og utsette optimalt nedleggelsestidspunkt. Dette fordi en med lavere nedleggelsestid har mulighet til å avvende utviklingen i oljeprisen. En kan hurtig legge ned feltet dersom utviklingen er negativ, mens en kan fortsette driften av feltet videre dersom utviklingen viser seg å være positiv.

## 6.3 Sensitivitetsanalyse

I avsnitt 2.3 sa vi at modellen vil være sensitiv til usikkerhet rundt estimerte parametre. Under har vi derfor satt opp en sensitivitetsanalyse på hvor følsomme resultatene er i forhold til produksjonsnedgang, volatiliteten i oljeprisen, MR-faktoren og diskonteringsraten i MR-modellen. Nåverdier er oppgitt i millioner.

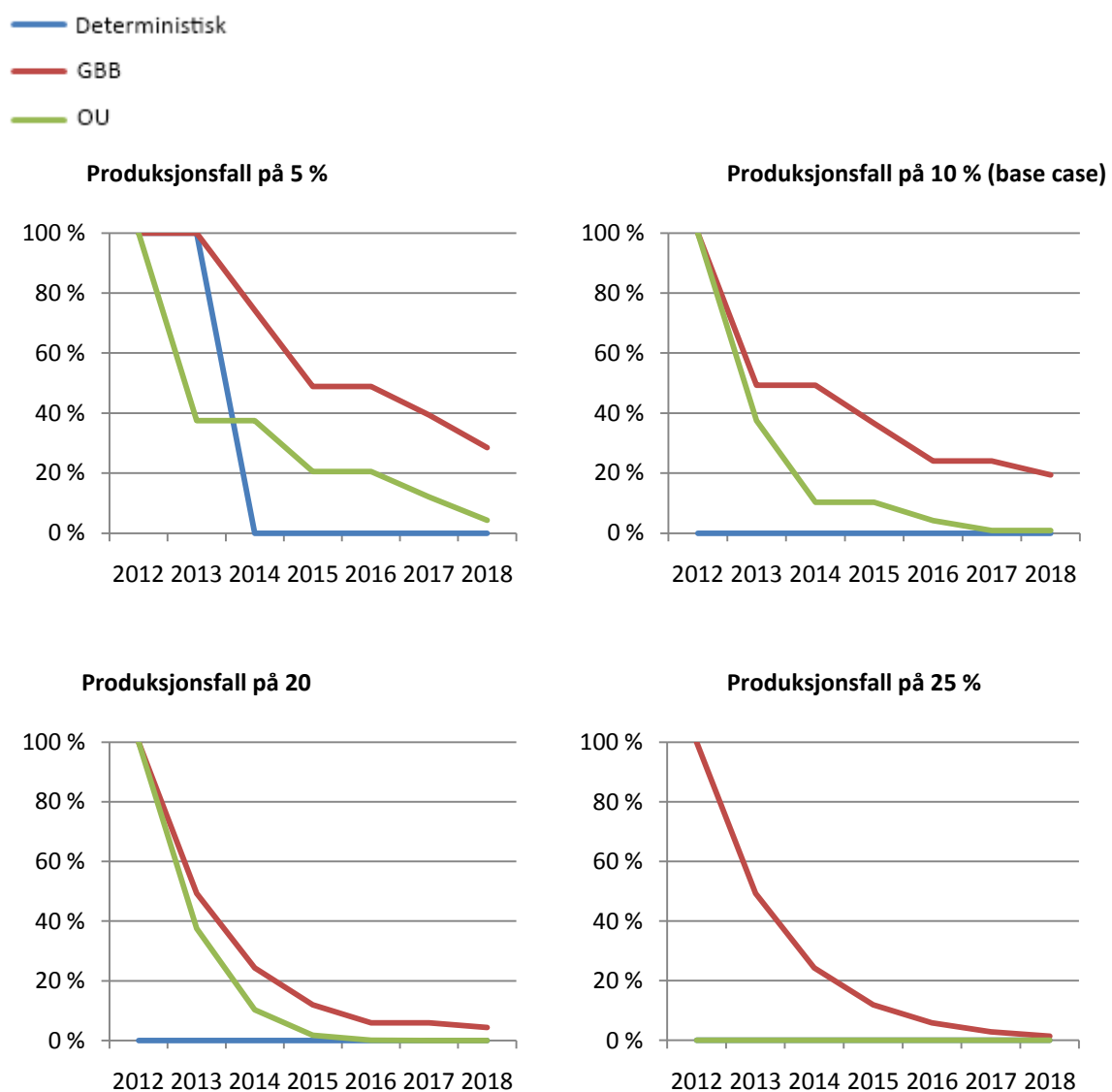
### 6.3.1 Sensitivitetsanalyse på produksjonsnedgang

I vårt base case har vi forutsatt at produksjonen faller med 10 % årlig. Produksjonsnedgangen vil ha relativt stor betydning for resultatene i vår analyse. Derfor har

vi valgt å foreta en sensitivitetsanalyse av hvordan beslutningen om videre drift og nåverdiene av oljefeltet, endres med ulike verdier på produksjonsnedgangen.

Fra figur 6.3.1.1 under ser vi at når produksjonsnedgangen reduseres til 5%, vil en ikke legge ned feltet, ut ifra den deterministiske modellen. Ved en årlig produksjonsnedgang på 25%, er det kun ved GBB- modellen at en ikke vil legge ned feltet. Vi ser at denne parameteren vil ha betydning for beslutningen om nedleggelse.

**Figur 6.3.1.1 Risikonøytrale sannsynligheter for drift med ulike produksjonsnedganger**



Tabell 6.3.1.1 viser oljefeltets nåverdi med ulike produksjonsfall, for alle våre tre oljeprismodelleringer. Den viser også prosentvis endring av nåverdi i forhold til base case på 10 % fall. Det framgår av tabellen at oljefeltets nårverdi er relativt sensitivt til endringer i

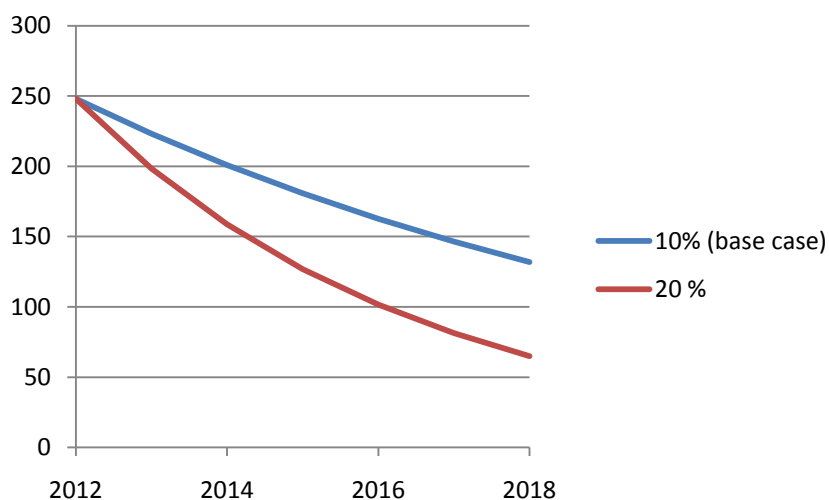
produksjonsfall. Ved en halvering av produksjonsnedgangen til 5%, nesten dobles verdien ved OU- modellen og verdien av GBB- modellen øker med 76,33%. Som allerede observert ifra figur 6.3.1.1, ser vi at feltet vil også ha positiv nåverdi, ut ifra den deterministiske modellen. Når vi øker produksjonsnedgangen, ser vi at nåverdien av feltet reduseres betraktelig. Når vi dobler nedgangen ifra base case, til 20% årlig nedgang, reduseres nåverdien med 96,87% i OU- modellen. GBB- modellens nåverdi faller med 72,42%.

**Tabell 6.3.1 Nåverdi av oljefeltet med ulike produksjonsfall**

	Deterministisk		OU		GBB	
Produksjonsfall på 5 %	0	-	83,18	44 %	416,85	52 %
<i>Base case produksjonsfall</i>	0	-	57,66	0 %	274,21	0 %
Produksjonsfall på 20 %	0	-	36,68	-36 %	132,05	-52 %
Produksjonsfall på 30 %	0	-	21,91	-62 %	69,75	-75 %

Modellens relativt høye sensitivitet til produksjonsfallet forklares ved at differansen mellom produksjonsprofilene er økende for hvert år, når produksjonsnedgangen øker med en gitt prosent. Dette er framstilt i figur 6.3.1.2. Produksjonsmengdene langs y-aksen er oppgitt i 1000 sm<sup>3</sup>.

**Figur 6.3.1.2 Differansen imellom to produksjonsprofiler**



### 6.3.2 Sensitivitetsanalyse på volatilitet

Volatiliteten er en viktig faktor i oljeprismodelleringen. I base case har vi estimert volatiliteten i Brent crude til å være 34,67 %. Som vi kan se av figur 5.2.1, er estimatet avhengig av lengden på datasettet. For å få fram hvor sensitiv analyseresultatene er i forhold til volatiliteten lar vi denne variere med +/- 10 og 20 % . Merk at denne analysen vil ikke påvirke den deterministiske modellen, da denne ikke hensyntar volatilitet.

**Tabell 6.3.2.1 Nåverdi av oljefeltet med ulike volatiliteter – base case**

	Deterministisk		OU		GBB	
-20 %	0	-	48,58	-16 %	232,35	-15 %
-10 %	0	-	53,23	-8 %	253,47	-8 %
<i>Base case volatilitet</i>	0	-	57,66	0 %	274,21	0 %
+10 %	0	-	61,85	7 %	294,56	7 %
+20 %	0	-	65,70	14 %	314,49	15 %

Tabell 6.3.2.1 viser oljefeltets nåverdi med ulike volatilitetsstørrelser for Brent crude, for alle våre tre oljeprismodelleringer. Den viser også prosentvis endring av nåverdi i forhold til base case på 34,67 % volatilitet. Det framgår av tabellen at en økning av volatiliteten på 10 % gjør at oljefeltets nåverdi øker med 7-8 %. Grunnen til at økt oljeprisusikkerhet gir høyere nåverdi, er at feltet får en høyere oppside, samtidig som den økte nedsiden er begrenset av nedleggelsesopsjonen. Dette burde også bety at høyere volatilitet vil gi bedre utnyttelse av oljefeltet. For å undersøke dette, gjør vi en volatilitetsanalyse på ”lav” tilstanden vår.

**Tabell 6.3.2.2 Nåverdi av oljefeltet med ulike volatiliteter – ”lav”**

	Deterministisk		OU		GBB	
-20 %	0	-	0	-	105,04	-26 %
-10 %	0	-	0	-	122,39	-14 %
<i>Base case volatilitet</i>	0	-	0	-	141,55	0 %
+10 %	0	-	3,04	-	160,56	13 %
+20 %	0	-	6,09	-	179,05	26 %

Fra figur 6.3.2.2 ser vi at i tilstand "lav" vil OU- modellen indikere nedleggelse. Dersom vi øker volatiliteten vil imidlertid feltet få en positiv nåverdi, i OU- modellen. Det vil ikke lenger være optimalt å legge ned produksjon. Vi ser dermed at økt volatilitet i våre stokastiske modeller vil virke positivt inn på levetiden til et oljefelt, som har negative forventede kontantstrømmer i den deterministiske modellen.

### 6.3.3 Sensitivitetsanalyse på MR-faktoren

Valg av MR-faktor bestemmer i hvor stor grad oljeprisen skal trekke tilbake til langtidsmålet, som er på 101 \$ per fat. I avsnitt 5.5 så vi at MR-faktoren er veldig sensitiv til endringer i langtidsmålet for oljeprisen. Det kan derfor være interessant å undersøke hvor sensitiv OU-modellen er til endringer i denne faktoren. I tabell 6.3.3 varierer vi MR-faktoren med +/- 10 og 20 %.

**Tabell 6.3.3 Nåverdi av oljefeltet i OU-modellen med ulike MR-faktorer**

	NV	%-vis $\Delta$ i NV
MR-faktor på -20 %	68,09	18 %
MR-faktor på -10 %	62,58	9 %
<i>Base case MR-faktor</i>	<i>57,66</i>	<i>0 %</i>
MR-faktor på +10 %	53,21	-8 %
MR-faktor på +20 %	49,15	-15 %

Vi ser at jo større MR-faktoren blir, jo lavere blir nåverdien av oljefeltet. Dette skyldes at større tilbaketrekningkraft mot langtidsmålet gjør at oljeprisen ikke går like mye opp, slik at oppsiden i modelleringen blir begrenset. Nåverdiendringer i OU-modellen som følge av endringer i MR-faktoren, er rimelig like. MR-faktor beregningen vår er imidlertid veldig sensitiv til endringer i langtidsmålet, slik at det er viktig å gjøre grundige analyser ved fastsettelse av estimat for denne parameteren.

### 6.3.4 Sensitivitetsanalyse på diskonteringsrenten i OU-modellen

I kapittel 3 kom vi fram til at vi ville diskontere OU-modellen med risikofri rente. Alternativt kunne vi benyttet en risikojustert diskonteringsrentesats. Vi ønsker å se på i hvor stor grad dette valget kan virke inn på resultatene av analysen. I tabell 6.3.4 ser vi på hvor sensitiv OU-modellen er i forhold til størrelsen på kalkulasjonsrenten.

**Tabell 6.3.4 Nåverdi av oljefeltet i OU-modellen med ulike diskonteringsrenter**

	NV	%-vis $\Delta$ i NV
Rente på 2,67 %	57,66	0 %
Rente på 3,67 %	56,51	-2 %
Rente på 4,67 %	55,40	-4 %
Rente på 5,67 %	54,33	-6 %
Rente på 6,67 %	53,30	-8 %

Tabell 6.3.4 viser at når diskonteringsrenten i OU-modellen øker med 1 %, reduseres nåverdien av oljefeltet med 2 %. Hvilken diskonteringsrentesats man velger har altså relativt beskjeden innvirkning på resultatene fra modellen. Dermed kan det lettere forsvares å bruke risikofri rente.

### 6.3.5 Oppsummering

Vi ser at nåverdien av oljefeltet er veldig sensitiv i forhold til endringer i produksjonsfallet i våre stokastiske modeller. Nedleggelsesbeslutningen blir også påvirket av denne parameteren. Den sterke påvirkningen forklarer vi ut ifra at differansen mellom produksjonsprofilene er økende, når produksjonsfallet øker med en gitt prosent.

Økt volatilitet gjør at nåverdien av oljefeltet øker når man bruker en stokastisk oljeprismodellering. Det er fordi feltet får en høyere oppside, samtidig som den økte nedsiden er begrenset av nedleggelsesopsjonen. Økt volatilitet kan også gjøre at nedleggelsestidspunktet i en stokastisk oljeprismodellering utsettes. Det gjelder for oljefelt som har negative forventede kontantstrømmer i den deterministiske modellen.

Prosentvise endringer i nåverdien av oljefeltet, tilsvarer den prosentvise endringen av MR-faktoren. Men på grunn av MR- faktorens sensitivitet til langtidsmålet på oljeprisen i våre beregninger, vil det være viktig å gjøre gode analyser ved estimeringen av denne parameteren.

Når diskonteringsrenten i OU-modellen øker med 1 %, reduseres nåverdien av oljefeltet med 2 %. Valg av kalkulasjonsrente har altså relativt liten innvirkning på resultatene fra modellen.



---

## 7. Avslutning

### 7.1 Konklusjon

Verdien av og tidspunktet for når man vil legge ned et oljefelt, avhenger i stor grad av utviklingen i oljeprisen. Derfor har vi valgt å analysere hvordan ulike modellering av oljeprisusikkerhet kan virke inn på verdivurderingen og nedleggelsesbeslutningen av oljeinstallasjoner. Dette har vi gjort med utgangspunkt i data fra et reelt oljefelt som snart skal legges ned, som Statoil ga oss tilgang til. I litteraturen blir oljeprisen ofte beskrevet som en stokastisk prosess, nærmere bestemt en GBB- eller en OU-prosess. For å modellere disse prisbevegelsene har vi benyttet oss av et diskret binomisk tre. Vi har sammenlignet verdien og nedleggelsesbeslutningen av oljefeltet for de ulike oljeprismodellingene ved hjelp av en realopsjonsmodell. Denne fanger opp verdien av selve feltet, i tillegg til en amerikansk nedleggelsesopsjon. Vi har modellert tre ulike oljeprisbevegelser; deterministisk oljeprisutvikling, GBB- og OU-prosess. Vi har også utvidet modellen til å kunne analysere hvorvidt inkluderingen av nedleggelseskostnad, skrapverdi og kortere nedleggelsestid kan virke inn på verdien og nedleggelsesbeslutningen av oljefeltet.

Et oljefelt kan ha positiv nåverdi til tross for at det har negative framtidige kontantstrømmer ut fra langtidsmålet på oljeprisen. Dette skyldes usikkerhet i oljeprisen. Neste periode kan oljeprisen ha gått opp, slik at det kan være lønnsomt å fortsette drift av feltet. Skulle oljeprisen derimot falle, har en mulighet til å legge ned feltet. Dermed kan man begrense nedsiden. Gjennom en sensitivitetsanalyse ser vi at økt oljeprisusikkerhet vil bidra til høyere verdi av feltet og til å utsette nedleggelsestidspunktet. Dette bekreftes også ut fra at GBB-modellen gir høyere nåverdier og lengre levetid enn OU-modellen. Dette skyldes at GBB-modellen følger en random walk, som vil være mer volatil enn OU-modellen, som har en tilbaketrekningskraft mot et langtidsmål på oljeprisen. Identifisering av riktig stokastisk prosess vil derfor være av stor betydning ved modellering av oljeprisusikkerhet.

Nåverdibesparelsen av å utsette nedleggelseskostnaden vil øke nåverdien av oljefeltet og resultere i lengre tid til nedleggelse. Effekten er størst for OU-modellen. En skrapverdi på installasjonen vil føre til tidligere nedleggelse av oljefeltet, og dermed ha motsatt virkning som nedleggelseskostnaden. En reduksjon av nedleggelsestiden vil føre til at nåverdien av feltet øker og optimalt nedleggelsestidspunkt utsettes. Dette skyldes at selskapet nå blir mer

fleksibelt til å reagere på oljeprisendringer, og kan derfor avvente utviklingen lengre jo kortere nedleggelsestiden er.

Vi ser fra vår sensitivitetsanalyse at det vil være viktig å gjøre gode analyser ved estimering av MR-faktoren i OU- modellen og årlig fall i produksjon, da disse variablene vil ha stor innvirkning på resultatene i modellen vår.

Det er viktig å presisere at våre funn er basert på tilstander med lave produksjonsnivå, hvor en vil ha negativ nåverdi og legge ned feltet umiddelbart ut fra en deterministisk modell, med flat oljeprisutvikling.

## 7.2 Begrensninger med modellen

Modellen vår er anvendt på data som tar utgangspunkt i et spesifikt oljefelt som snart skal legges ned. Særegne geologiske og fysiske forhold gjør at hvert oljefelt har sin unike produksjonsprofil og kostnad. Resultatene av vår analyse vil derfor ikke nødvendigvis være direkte overførbare til et annet oljefelt, med andre spesifikke data.

Vi har justert noe på dataene vi fikk fra Statoil. I base case har vi redusert produksjonsfallet per periode i slutfasen av levetiden til oljefeltet. Vi har også valgt å se bort fra CO<sub>2</sub>-avgift, forsikrings- og transportkostnader. Dessuten har vi latt OPEX være konstant i hver periode. Vi har foretatt disse justeringene og forenklingene for å isolere elementer som kan forstyrre analysen rundt hvordan ulik oljeprismodellering påvirker verdien av oljefeltet. Disse grepene kan imidlertid ha bidratt til å gjøre dataene til oljefeltet, og dermed resultatet av analysen, urealistisk.

---

## Litteraturliste

Baker, M.P., Mayfield, E.S. & Parsons, J.E., 1998. Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing Methods. *The Energy Journal*, 19(1)

Bessembinder, H. et al. 1995. Mean Reversion in Equilibrium Asset Prices: Evidence from the Futures Term Structure. *The Journal of Finance*, 50(1)

Brennan, M.J. & Schwartz, E.S., 1985. Evaluating Natural Resources Investments. *Journal of Business*, 58(2)

Bøhren, Ø. & Ekern, S., 1987. Usikkerhet i Oljeprosjekter. Relevante og irrelevante risikohensyn. *Beta*, 1

Copeland, T.E., Antikarov, V., Copeland, T., 2001. *Real Options: A Practitioners Guide*, J.Ross Publishing

Cox, J.C., Ross, S.A. & Rubenstein, M., 1979. Option Pricing: A Simplified Approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3)

Dixit, A.K. & Pindyck, R.S., 1994. *Investment Under Uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press

Dagens Næringsliv online 18.05.2010. <http://www.dn.no> (18. mai 2010)

Ekern, S., 1988. An Option Pricing Approach to Evaluating Petroleum Projects. *Energy Economics*, 10(2)

Ekern, S., Stensland, G., 1993. Realopsjoner og volumusikkerhet ved feltutbyggingsprosjekter, (In Norwegian) SNF report 106/93, Bergen

Gibson, R. & Schwartz, E.S., 1990. Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims. *The Journal of Finance*, 45(3)

Hahn, J.W., Dyer, J.S., 2006. Discrete time modeling of mean-reverting stochastic processes for real option valuation. *European Journal of Operational Research*, 184

Hannesson, R., 1998. *Petroleum Economics: Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*. Westport, Connecticut: Quorum Books

Hull, J., 2009. *Options, Futures and other Derivatives*. 7th ed. Upper Saddle River, N.J.: Pearson Prentice Hall

Jonsbråten, T.W., 1998. *Optimization Models for Petroleum Field Exploitation*. Ph. D. Bergen, Norge: The Norwegian School of Economics and Business Administration

Klima- og forurensningsdirektoratet, 2010. *Avvikling av utrangerte offshoreinstallasjoner*, Oslo

Lin, T., 2007. *Application of a Stochastic Price Modeling Method to Energy Commodities and Their Derivative Contracts*. Ph.D. Bergen, Norway: The Norwegian School of Economics and Business Administration

Longstaff, F.A. & Schwartz, E.S. 2001. Valuing American Options by Simulation: a Simple Least-Squares Approach. *Review of Financial Studies*, 14(1)

Lund, M.W., 2000. *Valuing Flexibility in Offshore Petroleum Projects*. *Annals of Operations Research*, 99

Lund, M.W., 1997. *The Value of Flexibility in Offshore Oil Field Projects*, Doktor ingeniør Thesis, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim

Mun, J., 2002. *Real Options Analysis: Tool and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*, John Wiley and Sons, Hoboken, NJ

Nelson, D.B. & Ramaswamy, K., 1990. Simple Binomial Processes as Diffusion Approximations in Financial Models. *Review of Financial Studies*, 3(3)

Oljedirektoratet, 2009. *Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel*, Stavanger

Osmundsen, P. & Tveterås, R., 2003. *Decommissioning of petroleum installations – major policy issues*. Department of Petroleum Economics, Universitetet i Stavanger

Ronald Stoeferle. Spread between WTI and Brent should decrease in the medium term. <http://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/Spread-Between-WTI-and-Brent-Should-Decrease-in-the-Medium-Term.html> (11. mars 2011)

Schwartz, E.S., 1997. The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. *The Journal of Finance*, 52(3)

Sick, G. & Gamba, A., 2005. Some Important Issues Involving Real Options. Working paper. Available at: <http://ssrn.com/abstract=645581>

Smith, J.E. & McCardle, K.F., 1999. Options in the Real World: Lessons Learned in Evaluating Oil and Gas Investments. *Operations Research*, 47(1), No 1

Smit, H., 1997. Investment Analysis of Offshore Concessions in the Netherlands. *Financial Management*, vol. 26, issue 2

Trigeorgis, L., 1996. *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, MIT Press Cambridge, Massachusetts

## Dataressurser

### Datastream

Crude Oil-Brent Cur. Month FOB U\$/BBL (Lastet ned 22.03.2011.)

Crude Oil-Brent 3Mth Fwd FOB U\$/BBL (Lastet ned 22.03.2011.)

Crude Oil WTI Cushing U\$/BBL (Lastet ned 22.03.2011.)

### Federal Reserve

<http://www.federalreserve.gov/>

U.S. Government Treasury Bill, 3Mth (Lastet ned 22.03.2011.)

### CME Group

<http://www.cmegroup.com/>

Brent Crude Oil Last Day Financial Futures (Lastet ned 22.03.2011.)

Light Sweet Crude Oil Futures (Lastet ned 22.03.2011.)

### Bloomberg

<http://www.bloomberg.com/>

7-årig Treasury Bond (Lastet ned 22.03.2011)