



Verdivurdering av Johan Castberg

Realopsjonsanalyse

Rikke Helsing og Anna Kverneland Simensen

Veileder: Gunnar Stensland

Masterutredning i finansiell økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne utredningen er gjennomført som en del av masterstudiet i finansiell økonomi ved Norges Handelshøyskole (NHH). Temaet er verdsettelse av oljefeltet Johan Castberg ved bruk av realopsjonsteori. Vi synes dette er et spennende fagområde, da det kombinerer tradisjonell verdivurdering og investeringsanalyse med opsjonsteori.

Oppgaven har gitt oss anledning til å fordype oss i modeller vi har lært i studiet, og vi har fått god innsikt i oljebransjen. Det har særlig vært inspirerende å jobbe med et dagsaktuelt prosjekt som fremdeles er i beslutningsfasen, da feltets videre utvikling vil være avhengig av en rekke faktorer som vurderes i oppgaven.

Prosessen rundt utredningen har vært utfordrende og krevende, men også interessant og svært lærerik. I tillegg til det faglige utbyttet, har vi fått erfaring med å samarbeidet tett på et prosjekt over lengre tid.

Vi ønsker å rett en takk til veileder Gunnar Stensland for konstruktive tilbakemeldinger og for å ha vært tilgjengelig gjennom hele perioden. Vi vil også takke professor Paul Ehling ved Handelshøyskolen BI for å ha vært behjelpelig fra Oslo.

Oslo, juni 2014

Sammendrag

I denne utredningen anvendes realopsjonsteori for å verdsette det uutviklede oljeprosjektet Johan Castberg. Først gjennomgås generelle trekk ved oljebransjen og oljeprosjekter, samt grunnleggende teori for tradisjonell verdsettelse og realopsjonsanalyse. Deretter anvendes Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisingsmodell for å finne verdien av oljefeltet, inkludert tilleggsverdien av ekspansjons- og startfleksibilitet. Som følge av konfidensialitet rundt oljeselskapenes data, er inputparameterne basert på usikre offentlige prognoser og egne estimater. Dette tas høyde for gjennom sensitivitetsanalyser av sentrale parametere. Til slutt analyseres endringen som følge av redusert friinntektssats og virkningen det har på prosjektets verdi.

Verdsettelsen av Johan Castberg resulterer i en positiv Net Present Value (NPV) på USD 2,84 milliarder før fleksibilitet inkluderes i analysen, og prosjektet er altså lønnsomt. Innføringen av ekspansjons- og startfleksibilitet øker prosjektverdien med 11,3 prosent, og demonstrerer at slik tilleggsverdi kan ha betydning for evalueringen av et oljefelt. Total verdi av feltet inkludert fleksibilitet blir dermed USD 3,16 milliarder. Sensitivitetsanalysen viser at feltverdien er særlig følsom for endringer i totalt produksjonsvolum og Net Convenience Yield, med endringer i NPV på mellom (-66) prosent og 127 prosent.

Innholdsfortegnelse

FORORD	2
SAMMENDRAG	3
1. INNLEDNING	6
2. OLJEBRANSJEN	8
2.1 GENERELLE TREKK PÅ NORSK SOKKEL	8
2.2 JOHAN CASTBERG	9
2.3 KARAKTERISTIKA VED ET OLJEPROSJEKT	9
3. USIKKERHET	11
3.1 RELEVANT OG IRRELEVANT RISIKO	11
3.2 OLJEPRISUSIKKERHET	12
3.2.1 OLJEMARKEDET	12
3.2.2 HISTORISK PRISUTVIKLING	12
3.2.3 FUTURESPRISER	14
3.2.4 PROGNOSEMODELLER OG STOKASTISKE PROSESSER	15
3.3 RESERVOARUSIKKERHET	17
3.3.1 PRODUKSJONSPROFIL	18
4. VERDSETTELSE AV ET OLJEPROSJEKT	20
4.1 DCF OG NPV-METODEN	20
4.2 REALOPSJONSANALYSE (ROA)	21
4.3 FLEKSIBILITET	23
4.4 NUMERISKE METODER FOR VERDSETTELSE AV REALOPSJONER	25
4.4.1 COX, ROSS OG RUBINSTEINS BINOMISKE PRISINGSMODELL	26
5. ANALYSE	28
5.1 FORUTSETNINGER OG INPUTPARAMETERE	28
5.2 ANALYSE AV BASE CASE	33
5.2.1 PROSJEKTETS NPV UTEN FLEKSIBILITET (U_T)	33
5.2.2 MODELLERING AV EKSPANSJONSOPSJON (PRODUKSJONSTRE)	34
5.2.3 MODELLERING AV STARTOPSJON (UTSETTELSESTRE)	36

5.2.4	RESULTATER I BASE CASE	38
5.3	SENSITIVITETSANALYSE	39
5.4	ANALYSE AV SKATTEENDRING	43
5.4.1	RESULTAT SKATTEENDRINGSANALYSE	43
5.5	OPPSUMMERING AV RESULTATER	44
5.6	KONKLUSJON OG AVSLUTTENDE BEMERKNINGER	47
6.	LITTERATURLISTE	49
<hr/>		
APPENDIKS		52

1. Innledning

Fra starten på det norske oljeeventyret i 1968 til i dag, har produksjonen fra store felt avtatt og det er mindre, og mer marginale felt som står for dagens produserte olje. Da Johan Castberg ble funnet i 2011 var det knyttet store forhåpninger til reservoarvolum og feltes innvirkning på norsk oljeproduksjon. Årene etter har imidlertid vært preget av skuffende resultater fra utførte prøveboringer, og sammen med mindre gunstige skatteregler har Statoil valgt å utsette investeringsbeslutningen. At Johan Castberg er omdiskutert og aktuelt gjør at vi ønsker å se nærmere på feltets ulike verdidrivere og usikkerhetskilder.

Oljebransjen er preget av høy usikkerhet i henhold til faktorer som oljepris og produksjonsvolum. Disse faktorene er av stor betydning for et uutviklet oljefelts verdi og dermed for investeringsbeslutningen. Studier viser at tradisjonelle verdivurderingsmetoder undervurderer oljeprosjekters verdi, da de ikke tar hensyn til fleksibilitet som gjør det mulig å tilpasse seg usikre omgivelser. Bruk av realopsjoner i verdsettelsen trekkes frem som et alternativ som fokuserer på tilleggsverdien av fleksibilitet, og kan derfor være bedre egnet til å verdsette prosjekter med høy usikkerhet.

Med bakgrunn i utviklingen av norsk sokkel, og som følge av diskusjonene rundt funnet av Johan Castberg og usikkerheten knyttet til feltets verdi, vil vi i oppgaven verdsette prosjektet ved bruk av realopsjonsanalyse inkludert ekspansjons- og startfleksibilitet. Vi vil se nærmere på usikkerhetskildene som trekkes frem som avgjørende for feltets verdi; oljepris, reservoarvolum og skattesats.

Vi definerer problemstillingen:

”Hva er verdien av oljefeltet Johan Castberg når ekspansjons- og startfleksibilitet inkluderes?”

Begrensninger

Målet med oppgaven er å gjøre en realistisk, men forenklet verdsettelse av Johan Castberg med fokus på hvordan prosjektverdien endres som følge av endringer i viktige parametere. Informasjon om oljefelt er konfidensielle, og det har derfor vært vanskelig å hente inn tilstrekkelig data for å gjennomføre en nøyaktig analyse. Vi har derfor til tider basert våre parametere på offentlig data fra blant annet Oljedirektoratet, samt gjort forutsetninger om

forhold som valutakurs, inflasjon og Net Convenience Yield basert på markedsdata og egne antagelser. Resultatene våre vil derfor bære preg av forenklinger og egne estimater. Vi mener likevel hovedpoenget i verdsettelsen kommer frem.

Struktur

Oppgaven består av fire hovedkapitler, fra kapittel to til fem.

I kapittel to ser vi på generelle trekk i oljebransjen, samt beskrivelser av et oljeprosjekt.

Videre gjennomgås usikkerhet knyttet til et oljeprosjekt i kapittel tre, der vi særlig fremhever oljeprisusikkerhet og reservoarusikkerhet.

I kapittel fire presenteres verdsettelsesmetodene som anvendes i analysen, henholdsvis NPV-metoden og realopsjonsanalyse. Vi definerer realopsjoner og gir en kort innføring i ulike typer fleksibilitet.

Fremgangsmåte, resultater av analyse, samt diverse sensitivitetsanalyser presenteres i kapittel fem. Avslutningsvis følger diskusjon av resultatene, og eventuelle svakheter ved analysen påpekes.

2. Oljebransjen

2.1 Generelle trekk på norsk sokkel

Mot slutten av 1950-årene var det få som forestilte seg at det fantes store olje- og gassrikdommer på norsk kontinentalsokkel, men siden den første oppdagelsen av olje i 1968, har norsk oljeindustri utviklet seg raskt. De første årene foregikk lettevirksomheten stort sett i Nordsjøen, men etter hvert ble også sokkelen nordover åpnet for oljevirksomhet. De mest lovende områdene ble undersøkt først, og dette førte til store funn som har dominert den norske produksjonen siden. Nå minker produksjonen fra flere av disse feltene, og de fleste funnene de siste årene har vært små sammenliknet med tidligere. Dermed må virksomheten i større grad konsentreres om mindre, marginale felt, med produksjonen spredd på flere felt. Økt standardisering, raskere prosjektgjennomføring og høye oljepriser har sikret fortsatt lønnsomhet på disse feltene (Oljedirektoratet, 2013).

De siste årene har man sett en nedgang i totalproduksjon av petroleum. Fremover vil antall nye funn og størrelsen på dem være avgjørende for produksjonsnivået og utviklingen videre. En regner med at rundt 44 prosent av estimert samlede utvinnbare ressurser på kontinentalsokkelen allerede er produsert, men resterende ressurser vil sikre verdiskapning i mange år fremover (Oljedirektoratet, 2014). Dette skyldes i stor grad ny kunnskap og bedre teknologi som gir tro på flere funn og bedre utnyttelse i årene som kommer.

Høyt kostnadsnivå, kombinert med usikkerhet rundt oljepriser og reservoarvolum er utfordringer som vil prege utviklingen på norsk sokkel fremover. Disse forholdene kan gjøre det vanskelig å oppnå høy nok lønnsomhet på felt i drift og på potensielle utbygginger. Dette fører til at flere prosjekter utsettes, og Oljedirektoratet har valgt å nedjustere sine investeringsprognoser for de neste årene fra i fjor (Oljedirektoratet, 2014). Forholdene stiller krav til grundig evaluering av lønnsomhet ved nye funn, og verdien av fleksibilitet vil kunne ha stor innvirkning på beslutningene som tas. Dette er noe vi vil se nærmere på i denne oppgaven.

2.2 Johan Castberg

Etter flere år med skuffelser i Barentshavet, ble det i 2011 og 2012 gjort tre nye funn, hvorav to (Skrugard og Havis) dannet feltet Johan Castberg. Dette bidro til stor interesse for havområdet, og oljedirektoratet forventer at det skal bores flere brønner de nærmeste årene (Oljedirektoratet, 2013).

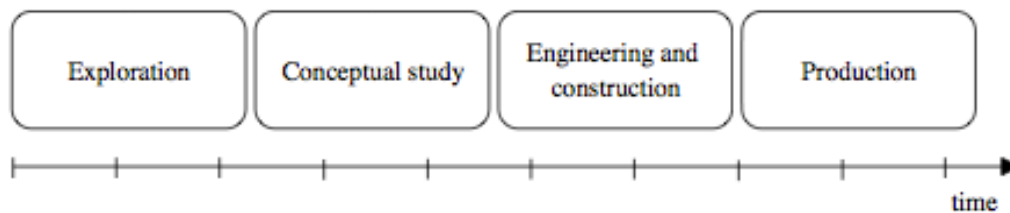
Johan Castberg blir det tredje og største feltet i Barentshavet. Foreløpig antas det at feltet inneholder 400-600 millioner oljefat, men det er håp om at det kan finnes opp mot 1000 millioner oljefat. Rettighetshaverne i lisensen er Statoil som operatør med 50 prosent, Eni med 30 prosent og Petoro med 20 prosent. Foreløpig produksjonsstart er satt til 4 kvartal 2018 (Petoro, 2013).

Hovedkonseptet for utbygging ble besluttet i begynnelsen av 2013, og det ble bestemt at det skal brukes et undervannsproduksjonssystem som knytter produksjonen opp mot en flytende installasjon(FPSO). Deretter føres oljen i land gjennom et rør til Veidnes utenfor Honningsvåg. Konseptet muliggjør og tilrettelegger for videre leting og verdiskapning fra fremtidige funn i Barentshavet (Petoro, 2013). Konsekvensutredning skal på høring og PUD (plan for utbygging og drift) og PAD (plan for anlegg og drift) leveres sommeren 2014.

Det ble samme år varslet om skatteendring som førte til at friinntektssatsen ble senket fra 7,5 til 5,5 prosent, noe som gir økt usikkerhet og høyere kostnader knyttet til oljeprosjektene. Skatteendringen kombinert med usikkerhet i ressursgrunlaget gjorde at Statoil i fjor valgte å utsette investeringsbeslutningen. I tillegg førte det til spekulasjoner om å droppe ilandføring av oljen og heller velge en billigere løsning. Statoil sa i mars 2014 at dette ikke er tilfelle, og at det ikke er tatt noe endelig standpunkt i saken (Offshore.no, 2014). En av fordelene med kostbar ilandføring er økt fleksibilitet til å ta inn nye funn i området, noe som kan øke lønnsomheten på sikt (Teknisk ukeblad, 2013).

2.3 Karakteristika ved et oljeprosjekt

Et oljeprosjekt består av flere sekvensielle beslutninger som strekker seg over en lang tidsperiode. Lund (1997) viser dette ved å dele utviklingen inn i fire faser, fra exploration (leting) til production (produksjon). Figur 2.1 gir en oversikt over de ulike fasene, og videre følger ulike beslutninger og opsjoner selskapene har over levetiden til et oljeprosjekt



Figur 2.1 Faser i utviklingen i et oljefelt (Lund, 1997)

Exploration

Letefasen står for en stor andel av total investeringsaktivitet på norsk sokkel. Dette innebærer blant annet innhenting av seismiske data for å kartlegge havbunnen ved bruk av lydbølger, samt prøveboringer for å se om det finnes et potensielt oljefelt i området. Resultatet av utforskningene skal indikere om reservoaret inneholder et høyt eller lavt volum oljeekvivalenter. Realopsjonene i fasen er knyttet til beslutningene om prøveboring, og hvorvidt en bør starte produksjon umiddelbart, vente eller trekke seg og forlate prosjektet.

Conceptual study

I denne fasen må aktøren bestemme seg for et konsept for videre utvikling og utbygging av oljefeltet. Det tas avgjørelser vedørende produksjonskapasitet og hvorvidt en skal gjøre det mulig å utvide denne på sikt. Ved å investere i utstyr som gir mulighet for senere utvidelse vil en ha større fleksibilitet, men også høyere kostnader knyttet til investeringen i dag. Også i denne fasen har ledelsen mulighet til å vente eller avslutte prosjektet.

Engineering and construction

I denne fasen utføres beslutningene som er tatt i forrige fase, og det er ingen nye beslutninger som skal tas på dette tidspunktet.

Produksjonsfasen

I produksjonsfasen ligger fleksibiliteten i valg av produksjonsnivå, hvilke brønner som skal bores og eventuell økning av produksjonskapasitet, samt vente eller forlate prosjektet.

3. USIKKERHET

3.1 Relevant og irrelevant risiko

Det er høy usikkerhet knyttet til et oljeprosjekt, og det er derfor viktig å kartlegge relevant risiko i evalueringen av prosjektet. Relevant risiko er risiko som gir grunnlag for risikokompensasjon, mens irrelevant risiko ikke gir utslag i prosjektverdien og skal derfor ikke gi risikotillegg. Bøhren og Ekern (1985) kommenterer relevant og irrelevant risiko i et oljeprosjekt, og konkluderer med at det avhenger av hvilket nivå prosjektet analyseres på. Ser en på prosjektet som en del av samlet verdiskapning i Norge (høyt nivå), er usikkerheten først og fremst ren makrousikkerhet som følge av svingninger i oljepris og valutakurser. Gjøres analysen derimot på prosjektnivå, der feltet er isolert fra all annen økonomisk aktivitet, vil stort sett all potensiell usikkerhet være relevant.

Bøhren og Ekern skiller mellom fem risikokategorier i forbindelse med et oljeprosjekt:

- 1) Reservoarrisiko (forekomst av hydrokarboner; funn, gitt leteinnsats; volum av drivverdige ressurser; blandingsforhold olje/gass)
- 2) Utbyggingsrisiko (teknologi; investeringsvolum; oppstartstidspunkt)
- 3) Produksjonsrisiko (utvinningsgrad; produksjonsprofil; regularitet; driftskostnader; utfasing)
- 4) Inntektsrisiko (oljepris; valutakurser)
- 5) Politisk risiko (skatter og avgifter; pålegg om vanninjisering)

I denne utredningen vil vi legge analyse på prosjektnivå til grunn, og all risiko knyttet til prosjektet isolert er relevant. For å redusere modelleringens kompleksitet, vil vi kun se på usikkerhet knyttet til oljepris i realopsjonsanalysen, og deretter se på reservoarrisiko og usikkerhet knyttet til skattekostnad i en sensitivitetsanalyse.

3.2 Oljeprisuusikkerhet

Oljeprisen anses som en av de viktigste verdidriverne i et offshore oljeprosjekt, og gode prognoser for fremtidig prisutvikling er derfor nødvendig i forbindelse med en verdsettelse (Lund, 1997). Historisk har det imidlertid vist seg vanskelig å estimere prisene nøyaktig, grunnet betydelig volatilitet selv på kort sikt. I det følgende gis en kort oversikt over oljemarkedet og historisk prisutvikling, som skal danne et bakteppe for valg av prognosemodell i oppgaven.

3.2.1 Oljemarkedet

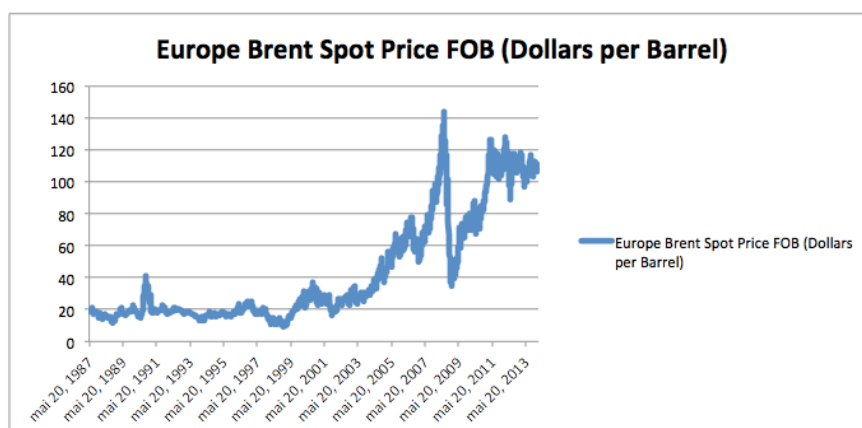
I dag eksisterer hovedsakelig tre referanseoljer som handles på tre ulike markeder: Europeisk Brent-olje på Inter Continental Exchange (ICE), Amerikansk WTI på New York Mercantile Exchange (NYMEX) og ICE, samt Arabian Light (Dubai-olje) på Singapore International Monetary Exchange (SIMEX). Brent Blend er en søt, lett råolje som utvinnes fra oljefelt i Nordsjøen. Dette er den viktigste referanseoljen for råolje fra Atlanterhavet, og brukes til å prise to tredjedeler av all internasjonalt handlet råolje. 90-95 prosent av handelen på det fysiske markedet skjer gjennom langtidskontrakter, og 5-10 prosent skjer spot. I tillegg foregår derivathandel gjennom futures, opsjoner og swaps. Olje handles globalt over et svært likvid og effektivt marked, og eventuelle prisavvik mellom de ulike referanseoljene gjenspeiler hovedsakelig transportkostnader, tilbud/etterspørselsforhold og ulik kvalitet (søthet/sulfurinnehold og densitet) (Gauthier, 2013). Historisk har WTI og Brent-priser fulgt hverandre tett, med WTI-Brent spread i WTI-oljens favør grunnet bedre kvalitet. Siden 2011 har imidlertid bildet snudd, med Brent-priser opp mot 23 USD/fat over WTI. Dette forklares hovedsakelig med økt produksjon av søt, lett råolje i USA kombinert med begrenset transportkapasitet fra oljelagre i Cushing, Oklahoma til raffineriene ved kysten (Eia.gov, 2013).

3.2.2 Historisk prisutvikling

I utgangspunktet settes oljeprisen gjennom tilbud og etterspørsel. Oljeprisen har fluktuert betydelig gjennom tidene på både kort og lang sikt, som illustrert ved figur 3.1. På kort sikt er etterspørselen lite prissensitiv, og det er i stor grad endringer i tilbudet som har påvirket prisen. Tradisjonelt har Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) fungert som

prissetter og stabilisator ved å kontrollere tilbudet gjennom politiske beslutninger og produksjonskvoter, og reduksjon fra medlemslandene har ført til ekstrem prisoppgang i perioder. Prisen påvirkes også av faktorer som økonomiske konjunkturer, politiske beslutninger, spekulasjon og ekstreme værforhold.

Realoljeprisen holdt seg relativt konstant i en periode på 100 år frem til oljekrisen i 1973, da OPEC iverksatte en oljeboikott med kraftig prisøkning som respons på USAs støtte til Israel i Yom kippur-krigen. I tiåret som fulgte tidoblet prisen seg til rundt 30 USD/fat, som følge av revolusjonen i Iran og krigen mellom Iran og Irak. Frem til tusenårsskiftet lå prisen mellom 10 og 25 USD/fat, med OPEC som prisleder og stabilisator. Geopolitiske spenninger i produsentland i Nord-Afrika og Midtøsten, nærmest fullt utnyttet produksjonskapasitet og økende etterspørsel har det siste tiåret resultert i både stigende og volatile oljepriser. Fra rekordnivåer på over 140 USD/fat i 2008 falt prisen dramatisk mot 40 USD/fat seks måneder senere i forbindelse med finanskrisen. De siste årene har oljeprisen tatt seg opp igjen, hovedsakelig grunnet vedvarende vekst i fremvoksende økonomier (Regjeringen.no, 2013).



Figur 3.1 - Europe Brent spotpris (Eia.gov, 2014)

I International Energy Outlook 2012 anslår EIA at gjenværende potensielt utvinnbare ressurser ligger på 6000 milliarder fat olje, hvorav påviste ressurser utgjør 25 prosent. Majoriteten av påviste ressurser befinner seg i Midtøsten, og OPEC vil derfor ha innflytelse på tilbudssiden i overskuelig fremtid. Kartellets påvirkning har likevel avtatt i senere tid, blant annet som følge av skiferolje fra USA og Canada, LNG-gass og dypvannsoperasjoner i Brasil. EIA spår i sitt hovedscenarior at oljeprisen vil stige til en nominell pris på 180

USD/fat innen 2030. Antagelsen bygger på global vekst i etterspørselen etter energi, primært drevet av befolkningsvekst og økt levestandard i fremvoksende økonomier som Kina, India og Midtøsten. Økt forbruk vil særlig gjelde transportsektoren og petrokjemiske produkter. På tilbudssiden vil nedgang i eksisterende olje-og gassfelt veies opp av blant annet skiferoljen og økt utvinningsgrad som følge av teknologisk utvikling.

3.2.3 Futurespriser

Verdivurdering av et produserende oljefelt gjennom realopsjoner tar utgangspunkt i å konstruere en portefølje i det finansielle markedet med lik risikoprofil som det aktuelle prosjektet. Et oljeselskap som eier et oljefelt har en lang posisjon i olje. Selskapet kan tenkes å utligne denne posisjonen ved å short-selge den fremtidige produksjonen på futureskontrakter (Smit, 1997). Med en antagelse om oljepris som eneste usikkerhetskilde og en sikker futurespris, vil ytterligere risikojustering være unødvendig, og kontantstrømmene kan diskonteres med risikofri rente.

En forward/futureskontrakt er en bindende forpliktelse til å kjøpe (selge) et aktivum på en forhåndsbestemt fremtidig dato, til en pris satt i dag. Det er handles ikke med Brent Crude oljekontrakter for lengre enn noen år frem i tid, men hypotetiske futurespriser kan beregnes for lengre løpetider.

En måte å estimere futurespriser for lengre kontrakter er ved bruk av lagringskostnadshypotesen. Ifølge antagelsen om arbitrasjefrihet må følgende sammenheng mellom futurespriser og dagens spotpris gjelde:

$$F_0 = S_0 e^{(r-\delta)T} \quad (1)$$

Der T er forfallsdato på futureskontrakten, r er annualisert risikofri rente, og δ er annualisert Net Convenience Yield. δ tilsvarer finansielle opsjoners dividendeutbetalinger, og defineres ved:

$$\text{Net Convenience Yield} = \text{Convenience Yield} - \text{Storage costs}$$

Convenience Yield er fordelene en oppnår ved å fysisk eie en råvare, fremfor å sitte på en futureskontrakt med levering i fremtiden (Brennan & Schwartz, 1985) og storage cost er kostnader forbundet med å oppbevare råvaren (McDonald, 2013).

Forventningshypotesen (the unbiased expectations theory) er en alternativ prisingsteori der en antar at futuresprisen er en forventningsrett estimator for fremtidig spotpris (Mæland, 2012):

$$F_t = E(S_t) \quad (2)$$

Det antas at aktørene er risikonøytrale, og en tar derfor ikke hensyn til risikopremie.

Når futuresprisen ligger over forventet spotpris kalles markedstilstanden for contango, og dette impliserer at futuresprisen er fallende siden den over tid antas å konvergere mot forventet spotpris. Er futuresprisen under forventet spotpris kalles det normal backwardation, og en forventer at futuresprisen vil stige mot forfall. Utrykkene contango og backwardation kan også brukes om forholdet mellom futuresprisen og dagens spotpris, i stedet for forventet spotpris (Hull, 2012).

3.2.4 Prognosemodeller og stokastiske prosesser

For å estimere fremtidig oljeprisutvikling foreligger en rekke prognosemodeller, og Lund (1997) grupperer dem i tre hovedkategorier: scenariomodeller, økonomiske modeller og stokastiske prosesser. De to førstnevnte er relaterte og modellerer markedsmekanismer, der prisen settes gjennom samspill mellom tilbud og etterspørsel i oljemarkedet. Stokastiske modeller bygger ikke på slik økonomisk teori, men modellerer prisbevegelsen som en stokastisk prosess.

En stokastisk prosess defineres som en variabel som over diskret eller kontinuerlig tid utvikler seg på en måte som, i det minste delvis, er tilfeldig (Dixit & Pindyck, 1994). En stokastisk modellering av oljeprisen kan begrunnes med at oljeprisen ser ut til å fluktuere på uberegnelig vis for aktører uten signifikant påvirkningskraft i markedet. Videre er stokastiske modeller mindre komplekse enn de øvrige to, og egner seg godt til modellsimulering (Lund, 1997).

Det hersker uenighet blant akademikere om hvilken stokastiske prosess som er best egnet til å modellere oljeprisens bevegelse. Den stokastiske prosessen skal representere usikkerheten knyttet til investeringen, og valg av modell får derfor innvirkning på både verdivurderingen og investeringsbeslutningen (Smith & Mccardle, 1999). I det følgende presenteres to

utbredte modeller, Geometrisk Brownsk bevegelse (GBM) og Ornstein-Uhlenbeck-prosessen(OU).

Geometrisk Brownsk bevegelse (GBM)

En utbredt forutsetning innen realopsjonsteori er at oljeprisen følger en Brownsk bevegelse, der dagens pris er det beste estimat på fremtidig pris (random walk). Prosessen har følgende tre egenskaper (Lund, 1997).

- Det er en Markov prosess: Sannsynligheten for en gitt tilstand i en sekvens av begivenheter avhenger kun av tilstanden rett foran. All tidligere informasjon er reflektert i prisen, slik at fremtidig pris kun avhenger av nåværende verdi
- Inkrement over ett endelig tidsintervall er uavhengige av tidligere utfall.
- Inkrement over ett endelig tidsintervall er normalfordelt, og dermed stasjonære. Prosessen er derfor en Lévy prosess med normalfordelte inkrement.

Oljeprisen modelleres vanligvis som en Geometrisk Brownsk bevegelse med drift, uttrykt ved følgende stokastiske, partielle differensialligning:

$$\frac{dP}{P} = \mu dt + \sigma \varepsilon \sqrt{dt} \quad (3)$$

Der P er oljeprisen, $\frac{dP}{P}$ er oljeprisens avkastningen innenfor tidsintervallet dt , μdt er avkastningens forventningsverdi(trend), og $\sigma \varepsilon \sqrt{dt}$ angir avkastningens stokastiske usikkerhetsdel representert ved oljeprisens volatilitet (σ), og Wiener inkrementet $\varepsilon \sqrt{dt}$. $\varepsilon \sim (N(0,1))$ er et tilfeldig tall fra en standardisert normalfordeling (Hull, 2012). Over ethvert tidsintervall, dt , vil avkastningen $\frac{dP}{P}$ være normalfordelt med en forventet avkastning lik μdt og varians lik $\sigma^2 dt$. Prisen, P , er dermed log-normalfordelt og kan ikke ta negative verdier, i motsetning til den normalfordelte avkastningen.

En viktig innvending mot GBM er at prisen divergerer mot øvre eller nedre grense på henholdsvis uendelig og null når t går mot uendelig. Dette kan skape urealistiske prissenarioer, særlig ved langsiktige prognoser.

Mean Reversion Modeller (MRM)

Alternativt kan oljeprisen modelleres som en mean reversion prosess (Brennan & Schwartz, 1985); (Dixit & Pindyck, 1994) der råvareprisen varierer tilfeldig på kort sikt. På lengre sikt konvergerer imidlertid prisen mot et likevektsnivå, eksempelvis marginalkostnaden av produksjon (Ozorio, Shevchenko, & Bastian-Pinto, 2013). Den vanligste modellen for mean reversion er Ornstein-Uhlenbeck (OU), der prisprosessen, P , uttrykkes ved:

$$dP_t = \lambda(\mu - P)dt + \sigma\varepsilon\sqrt{dt} \quad (4)$$

Der μ er likevektsnivået prisen vender tilbake til, λ er hastighet på reverseringen, $\varepsilon\sqrt{dt}$ er inkrementet av en Wiener Prosess og σ er prosessens volatilitet.

I motsetning til GBM, er ikke inkrementene uavhengige i en UM-prosess: jo mer prosessen avviker fra likevektsnivå, jo sterkere vil bevegelsen trekke tilbake mot likevektsnivået. Modellen forankres i grunnleggende tilbud og etterspørselsforhold, der lav pris resulterer i lavere produksjonsvolum fra produsentene, noe som vil presse prisene oppover. Høy pris vil tilsvarende øke produsentenes tilbud og dermed presse prisene ned igjen.

Empiriske studier har foreløpig ikke konkludert med hvilken stokastiske prosess som er best egnet til å modellere oljeprisens bevegelse. Dixit and Pindyck (1994) påviste mean reversion for oljeprisen sett over 120 år, med en svært langsom tilbakegang. Over en 30-40års periode kunne imidlertid ikke hypotesen om GBM avkreftes. Osmundsen og Fevang (2000) viser til Bjerksund og Stensland (1993) når de hevder at den hyppige bruken av GBM hovedsakelig skyldes modelleringssegenskaper og at økonomisk teori trekker i retning av mean reversion. Lave oljepriser gi redusert leting og utbygging (tilbud) og økt substitusjon mot olje (etterspørsel). Videre har OPEC-kartellet historisk fungert som en prisstabilisator. GBM kan tilnærmes mean reversion-modellen ved å innføre tak/gulv-verdier på prisutviklingen (Zettl, 2002). Slike prisrestriksjoner i modellen vil imidlertid påvirke modellerte futurespriser, det vil si forventede risikjusterte priser.

3.3 Reservoarusikkerhet

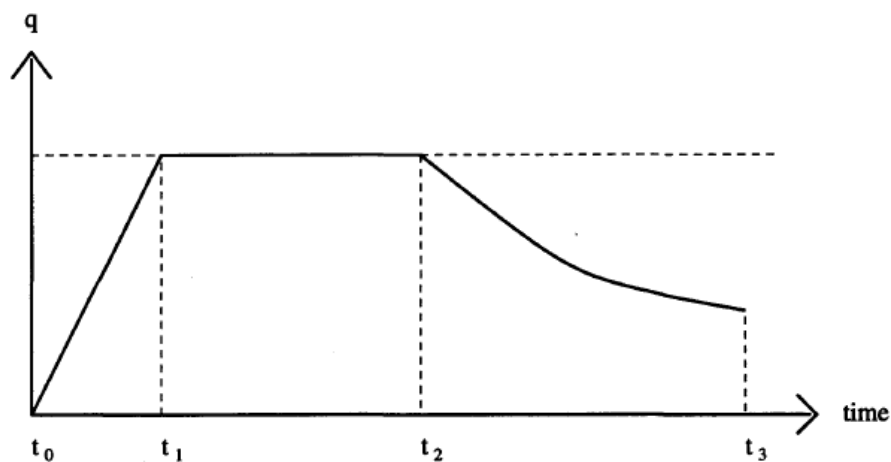
Reservoarusikkerhet er en sentral usikkerhetskilde i et oljeprosjekt, da det er vanskelig å oppnå sikker og nøyaktig informasjon rundt reservoarets størrelse og egenskaper.

Usikkerheten er særlig høy i prosjektets startfase, men informasjonen om reservoaret øker

normalt over levetiden og usikkerheten avtar (Stensland & Tjøstheim, *Optimal Decisions With Reduction of Uncertainty over Time – An Application to Oil Production*, 1991). Dette er noe oljeselskapene må ta hensyn til, og de justerer ofte estimater og prognoser underveis i prosjektet.

3.3.1 Produksjonsprofil

I økonomisk analyse av et oljefelt er det i hovedsak produksjonsprofilen til feltet en ønsker informasjon om. Et oljefelts produksjonsprofil viser utviklingen i produksjonen gjennom feltets levetid. Levetiden vil vanligvis være på 15-30 år, avhengig av størrelse og forholdene rundt feltet. I en typisk produksjonsprofil vil produksjonen stige i begynnelsen av produksjonsfasen, etterfulgt av et platå med maksimal produksjon. I løpet av denne perioden vil trykket i reservoaret gradvis synke. Når trykket kommer under et visst nivå er det ikke lenger optimalt å produsere maksimalt, og produksjonen vil derfor synke til prosjektet avsluttes (Stensland & Tjøstheim, *Optimal Decisions With Reduction of Uncertainty over Time – An Application to Oil Production*, 1991). En typisk produksjonsprofil er vist i figur 3.2:



Figur 3.2 –Produksjonsprofil (Jonsbråten, 1998)

Oljeselskapene bruker komplekse modeller for å beskrive reservoaret i prosjektet, og disse er basert på et sett med data som må behandles og gjøres om til parametere til bruk i modellen. Utfordringene ved modellene er blant annet feil i datasettet og vanskeligheter med å løse store og kompliserte problemer (Lund, 1997). I utgangspunktet er reservoaret tredimensjonalt og burde derfor analyseres ved å bruke tredimensjonale modeller (Lund,

1997). I praksis er dette vanskelig, og det benyttes ofte enklere modeller.

Produksjonsprofilen til et oljefelt kan for eksempel beskrives ved å anta at det finnes et sett av produksjonsprofiler med ulik sannsynlighet. Bruk av enklere modeller til fordel for komplekse reservoarmodeller begrunnes med at en har lite informasjon om et felt i tidlig fase, og beskrivelsen blir derfor uansett unøyaktig.

4. Verdsettelse av et oljeprosjekt

4.1 DCF og NPV-metoden

Tradisjonelle Discounted Cash Flow-modeller (DCF) er fremdeles de mest anvendte metodene ved verdsettelse av prosjekter og selskaper. Ved bruk av NPV-metoden finner en netto nåverdi av prosjektet ved å neddiskontere forventede fremtidige kontantstrømmer med en rente som reflekterer alternativkostnad og risiko knyttet til prosjektet. Som hovedregel bør investeringer aksepteres dersom NPV er positiv.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (5)$$

NPV-metoden er en intuitiv og allment akseptert metode, med klare beslutningsregler og et akseptabelt presisjonsnivå (Mun, 2002). En viktig innsigelse mot NPV-metoden er imidlertid at metoden i utgangspunktet anvender en konstant diskonteringsrente. Kritikere påpeker at usikkerheten endres underveis i et prosjekt, og vil typisk reduseres betraktelig i senere faser av et oljeprosjekt. Avkastningskravet kan i teorien endres underveis i NPV-analysen for å reflektere dette, men i praksis er det ofte komplisert og tidkrevende (Damodaran, 2002). Smith & McCardle (1999) understreker at NPV-vurderingen av et oljeprosjekt er særlig sensitiv til diskonteringsrenten, grunnet en lang investeringshorisont, ofte på 30-40 år.

Videre kritiseres metoden for å ikke ta hensyn til verdien av fleksibilitet i verdivurderingen av prosjektet. Modellen antar at ledelsen kun tar én beslutning i dag basert på tilgjengelig informasjon, og at fremtidige kontantstrømmer er deterministisk bestemt. I virkeligheten har imidlertid ledelsen mulighet til å foreta en rekke beslutninger underveis i prosjektet etter hvert som usikkerheten avdekkes. Ledelsen kan dermed tilpasse seg optimalt til endrede markedsforhold, og denne merverdien fanges ikke opp av statisk NPV-analyse. Metoden vil dermed alltid gi en lavere verdi enn hva som ville vært tilfellet med fleksibilitet (Trigorgis, 1995). For å bøte på innvendingene mot DCF-metodene, velger stadig flere å supplere NPV-analysen med realopsjonsanalyse.

4.2 Realopsjonsanalyse (ROA)

I en bransje med volatile priser, teknisk og geologisk usikkerhet og store irreversible investeringer har bruken av realopsjoner vist seg å være nyttig for å inkludere tilleggsverdien av fleksibilitet i et oljefelt (Tvedt, 2000). Ved å supplere NPV-analysen med realopsjonsteori vil samlet prosjektverdi være lik nåverdien av prosjektets kontantstrømmer pluss et fleksibilitetsledd i form av en realopsjon:

$$V_{\text{prosjekt}} = \text{NPV}_{\text{forventede kontantstrømmer}} + \text{realopsjon}$$

Opsjonsmomentet kan for eksempel være muligheten til å utsette starttidspunkt, tilpasse produksjonsvolum eller avvikle prosjektet før antatt levetid. Selv om et prosjekts NPV er positiv kan det være lønnsomt å utsette en investeringsbeslutning dersom dette øker prosjektets opsjonsverdi. Generelt øker prosjektets opsjonsverdi med økt usikkerhet og ledelsens fleksibilitet til å tilpasse seg etter hvert som ny informasjon tilkommer.

En realopsjon er en rett, men ikke en plikt, til å utføre en handling (som å avvise, utvide, redusere, avvikle) til en forhåndsbestemt pris kalt utøvelsespris, innenfor en gitt tidsperiode – opsjonens levetid (Copeland & Antikarov, 2003).

Realopsjoner skiller seg fra finansielle opsjoner på en rekke viktige punkter. For det første foreligger sjeldent et likvid marked for handel av underliggende aktivum/prosjekt i en realopsjon, noe som er tilfellet for finansielle opsjoner. Videre er realopsjoner som regel av mer kompleks karakter, strekker seg over en lengre tidshorison og involverer ofte flere realopsjoner som gjensidig påvirker hverandres verdi. Mens finansielle opsjoner kun avhenger av prisutviklingen til et underliggende aktivum vil ofte realopsjonsverdien påvirkes av en rekke usikkerhetsmomenter, som produksjonsvolum, teknologisk utvikling og kostnadsutvikling for et oljeprosjekt. Med visse tilpasninger, tar en likevel utgangspunkt i opsjonsteori utviklet for finansielle opsjoner i en realopsjonsanalyse (Zettl, 2002). Under følger derfor en gjennomgang av grunnleggende opsjonsteori.

Kjøpsopsjoner (call) er en rett til å kjøpe underliggende aktivum til en gitt utøvelsespris, mens salgsopsjoner (put) er en rett til å selge underliggende aktivum. En europeisk opsjon må utøves på opsjonens forfallsdato, mens amerikanske opsjoner kan utøves på ethvert tidspunkt frem til forfall. Opsjonsverdien består av opsjonens egenverdi (intrinsic value)

pluss en tidsverdi, der egenverdien består av differansen mellom utøvelsespris og verdien av underliggende. Matematisk kan dette uttrykkes som:

$$\text{Call opsjon: } \text{MAX} [S_T - X, 0]$$

$$\text{Put opsjon: } \text{MAX} [X - S_T, 0]$$

Realopsjoners verdi avhenger av følgende seks variabler, med analogi til finansielle opsjoner (Zettl, 2002):

- 1) Verdien av underliggende aktivum: For et oljeprosjekt vil dette typisk være nåverdien av prosjektets forventede kontantstrømmer. Øker verdien av prosjektet, vil også verdien av en kjøpsopsjon øke.
Prosjekteiere vil selv kunne påvirke verdien av underliggende prosjekt som dermed påvirker realopsjonsverdien, noe som ikke er tilfellet for finansielle opsjoner der aksjer etc. utgjør underliggende.
- 2) Utøvelsespris: Beløpet en må betale eller får utbetalt ved utøvelse av opsjonen, avhengig av om det er en kjøps- eller salgsopsjon. Dette kan for eksempel være nåverdien av investeringskostnader for å igangsette et prosjekt.
Når utøvelsesprisen øker, synker verdien av en kjøpsopsjon, og motsatt for en salgsopsjon.
- 3) Levetiden: For et oljeprosjekt vil dette typisk være tidsrommet en investering kan foretas innen. Opsjonens verdi synker når tid til forfall reduseres.
- 4) Risiko knyttet til verdi av underliggende aktivum: Volatiliteten til nåverdien av prosjektets kontantstrømmer. Økt volatilitet medfører økt opsjonsverdi. Dette fordi avviket mellom utøvelsespris og verdi på underliggende utgjør opsjonsverdien, og sannsynligheten for avvik øker med volatiliteten til underliggende.
- 5) Risikofri rente: Dersom risikofri rente øker, øker verdien av en kjøpsopsjon, og motsatt for en salgsopsjon, gitt at alle andre variabler holdes like (Hull, 2012).
- 6) Dividende: Som ved finansielle dividendeutbetalinger, tilsvarer dette gevinster en går glipp av ved å ikke investere i realopsjonen. For et oljeprosjekt vil dette være Net Convenience Yield, definert som verdien av å eie en fysisk råvare ved midlertidig knapphet av den aktuelle råvaren (Brennan & Schwartz, 1985).

4.3 Fleksibilitet

Vi vil under gå nærmere inn på ulike opsjonstyper som er relevante for et oljeprosjekt med utgangspunkt i Trigeorgis (2002). Alle opsjonene som nevnes antas å være amerikanske, da de kan utøves på ethvert tidspunkt før forfall.

Startfleksibilitet

Startfleksibilitet er ledelsens mulighet til å utsette beslutningen om å utvinne olje. En kan velge å utøve opsjonen nå og utvinne olje, eller å vente med iverksetting og dermed spare investeringsutgiften. Startfleksibilitet gjør det mulig å tilpasse prosjektets start etter ny informasjon, som endringer i oljepris, kostnader eller reguleringer fra myndigheter. Er for eksempel oljeprisen høy vil det være naturlig å starte prosjektet, og motsatt om oljeprisen synker. Denne opsjonen kan sammenlignes med en kjøpsopsjon på selskapets forventede kontantstrømmer, med en utøvelsespris lik investeringsutgiften. Ved å utsette investeringen taper en kontantstrømmen fra eventuell drift, mens en taper opsjonen på investeringen hvis den utøves.

Fleksibilitet til å forkaste et prosjekt

I noen tilfeller kan det oppstå situasjoner underveis i prosjektet som gjør det mer lønnsomt å avslutte driften enn å fortsette, særlig om gjenværende levetid er lang. Muligheten kan beskrives som en salgsoption, med utøvelsespris lik utrangeringsverdien en kan oppnå ved å avslutte prosjektet.

Start/stopp-fleksibilitet

I mange tilfeller har også ledelsen mulighet til å stanse produksjonen midlertidig underveis i prosjektet, for senere å starte den igjen om markedssituasjonen skulle tilsi det. Det kan sees på som en opsjon til å få årets kontantinntekter mot å betale driftskostnadene det medfører (Trigeorgis, National Bank of Belgium, 2002).

Ekspansjonsfleksibilitet

Denne opsjonstypen viser ledelsens mulighet til å tilpasse produksjonen etter markedsf forholdene. Er forholdene gunstige, for eksempel ved høy oljepris, kan det være aktuelt å utvide produksjonen og øke utvinningen. Dette kan sees på som en kjøpsopsjon der en har mulighet til å utvide prosjektet for en gitt investeringskostnad. Som nevnt i beskrivelse av faser i et oljeprosjekt er dette noe som bør legges til rette for før prosjektstart,

slik at produksjonsutstyr er konstruert for å kunne utvides etter hvert.

Ekspansjonsfleksibilitet er særlig aktuelt i dag, ettersom ny teknologi og kunnskap gjør at optimal produksjon ofte er høyere enn først antatt.

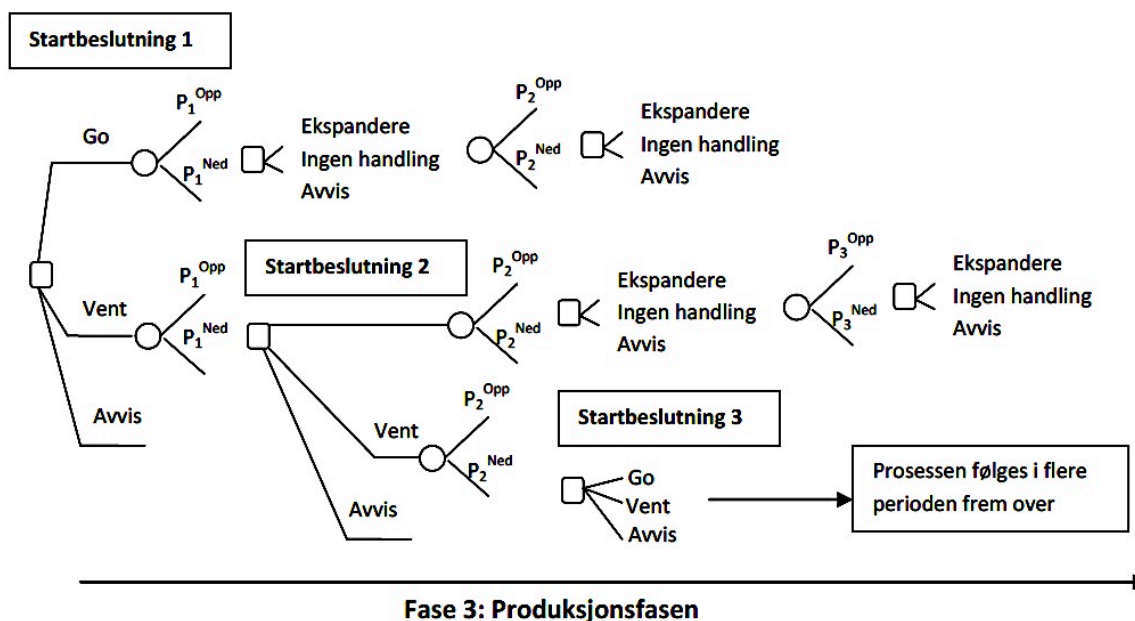
Reduksjonsfleksibilitet (option to contract)

Denne fleksibiliteten er aktuell når forholdene viser seg å være mindre gunstige enn først antatt, for eksempel ved lav oljepris, og hvor det kan være aktuelt å nedskalere produksjonen og dermed spare kostnadene knyttet til høy produksjon. Det kan sammenlignes med en salgsopsjon med utøvelsespris lik kostnadsbesparelsene ved redusert produksjon.

Sammensatte opsjoner

De overnevnte opsjonene kan også kombineres til sammensatte opsjoner, dersom en står ovenfor en rekke sekvensielle beslutningsvalg. Et eksempel er en startopsjon kombinert med en ekspansjonsopsjon, der en kan utsette start for å vurdere utfallet av for eksempel prisutvikling eller en politisk beslutning, for så å vurdere lønnsomheten av ekspansjon. Lund (1997) og Trigeorgis (1996) påpeker at verdien av sammensatte opsjoner ikke nødvendigvis er additiv, grunnet interaksjonseffekt. For eksempel får ny fleksibilitet mindre verdi dersom det allerede foreligger fleksibilitet som partielt dekker samme usikkerhet. I tilfeller hvor det er liten sannsynlighet for at begge opsjonene utøves samtidig, for eksempel både avslutning av prosjekt og ekspansjon, vil addering være mulig.

Figuren under viser et beslutningstre med fleksibilitet til å starte, ekspandere og avvise prosjektet. Beslutningstreet er sammensatt av greiner, beslutningsnoder(firkant) og sannsynlighetsnoder(sirkel). Eksempelet viser et tilfelle hvor oljeprisen er eneste usikkerhetskilde og man kan i første omgang velge å starte, vente eller avvise prosjektet, og deretter, gitt at prosjektet igangsettes, velge om en vil ekspandere, avslutte eller å fortsette som før.



Figur 4.1 Beslutningstre (Smit, 1997)

4.4 Numeriske metoder for verdsettelse av realopsjoner

Opsjonsprisindeleg metodene for realopsjoner bygger på Black-Scholes-Merton metodene for verdsettelse av finansielle opsjoner ((Black & Scholes, 1973); (Merton, 1973)). Den tradisjonelle Black & Scholes-modellen antar at spot-prisen følger en Geometrisk Brownsk bevegelse, uttrykt ved ligning (1).

Fordelen med modellen er at det finnes en lukket-form løsning på B&S-ligningen for europeiske opsjoner, noe som tillater rask og enkel verdsettelse. Modellen har imidlertid lite modelleringsfleksibilitet da den er kontinuerlig i tid, og er dermed dårlig egnet til å håndtere komplekse opsjoner som realopsjoner av amerikansk art.

Ifølge Zettl (2002) er det mest hensiktsmessig å modellere komplekse investeringsbeslutninger som petroleumsprosjekter i utforsknings- og produksjonsfasen ved hjelp av en diskret, binomisk modell. Ved kun én usikkerhetskilde kan tre-modellen enkelt modelleres i et regneark, men begrensningen ligger i at treets størrelse fort blir u håndterbart ved analyse av multiple usikkerhetskilder. I det følgende presenteres Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisindeleg modell, som er diskret i tid, men tilnærmes Black & Scholes kontinuerlige modell når antall binomiske perioder, n , går mot uendelig (og periodelengde h går mot null).

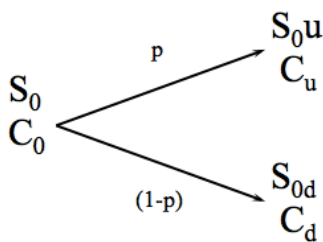
4.4.1 Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisingsmodell

Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisingsmodell (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979) tar utgangspunkt i antagelsen om ingen arbitrasje og risikonøytral verdsettelse (McDonald, 2013).

Modellen approksimerer Geometrisk Brownsk bevegelse ved å anta at verdien av underliggende aktivum over diskrete tidsperioder vil bevege seg enten opp eller ned med faste faktorer, u eller d :

$$u = e^{\sigma\sqrt{t}}, \quad d = \frac{1}{u} \quad (6)$$

Prisen er dermed binomisk fordelt og vil ta verdiene S_0u eller S_0d , som illustrert i en en-periodisk binomisk modell:



Figur 4.2 En-periodisk binomisk modell

Opsjonsprisingen tar utgangspunkt i at kontantstrømmene fra derivatet er en direkte funksjon av pris på underliggende. For en vanlig europeisk call skrevet på underliggende, vil tilhørende verdier i sluttnodene være henholdsvis C_u og C_d , der $C_i = \max[S_T - X, 0]$. Modellen antar videre at individer kan låne og plassere ubegrenset til en fast rente, og handle underliggende aktivum. Under antagelsen om arbitrasjefrihet, kan en dermed finne opsjonsprisen C_0 ved å konstruere en portefølje som replikerer opsjonens kontantstrømmer ved forfall, uansett prisutfall. Den syntetiske porteføljen består av en andel Δ i underliggende aktivum og et lånebeløp B , uttrykt ved ligningene:

$$\Delta = e^{-\delta h} \frac{C_u - C_d}{S(u-d)} \quad (7)$$

$$B = e^{-rh} \frac{uC_d - dC_u}{u-d} \quad (8)$$

Der r er kontinuerlig forrentet risikofri rente, σ er volatilitet, δ er kontinuerlig dividenderate (alle målt årlig) og h er binomisk periodelengde (i år).

Loven om én pris medfører at C_0 tilsvarer verdien av den replikerende porteføljen på $t=0$, gitt ved:

$$C_0 = \Delta S + B = e^{-rh} \left(C_u \frac{e^{(r-\delta)h} - d}{u-d} + C_d \frac{u - e^{(r-\delta)h}}{u-d} \right) \quad (9)$$

Ligning (9) kan forenkles til ligning (11) ved å definere risikonøytral sannsynlighet (10) for økning i prisen på underliggende, p :

$$p = \frac{e^{(r-\delta)h} - d}{u-d} \quad (10)$$

$$C_0 = \Delta S + B = e^{-rh} (C_u p + C_d (1-p)) \quad (11)$$

Ettersom p og $(1-p)$ er positive og summeres til én, kan uttrykket $C_u p + C_d (1-p)$ anses som forventede kontantstrømmer kalkulert med risikonøytrale sannsynligheter. Risikofri forventningsverdi skal derfor diskonteres med risikofri rente, og dette kalles risikonøytral verdsettelse.

Binomiske tremodeller starter i de ytterste nodene og jobber seg tilbake gjennom en rekursiv prosess. Ved amerikanske opsjoner må en i hver node undersøke hvorvidt tidlig utøvelse er optimalt, fremfor å holde opsjonen ”i live”. Antagelsen om to mulige prisutfall virker urealistisk, men ved å utvide modellen til en flerperiodisk binomisk modell vil antall mulige terminalverdier øke.

5. Analyse

I det følgende foretas en realopsjonsanalyse for å verdsette Johan Castberg.

I del 5.1 presenteres inputparametere og de forutsetninger som ligger til grunn for analysen. I del 5.2 foretas først en NPV-analyse av prosjektet uten fleksibilitet, som utgjør underliggende aktivum. Deretter følger vi Zettl (2002) sin fremgangsmåte for å beregne prosjektets NPV inkludert fleksibilitet, gjennom produksjonstrær (ekspansjonsopsjon) og et utsettelsestre (startopsjon). I del 5.3 foretas en sensitivitetsanalyse av utvalgte parametere, mens skatteendringer vurderes i del 5.4. Delresultater presenteres fortløpende i analysen, og drøftes opp mot hverandre avslutningsvis.

I analysen forutsetter vi at antatt produksjonstid på Johan Castberg er 2014-2041, altså fremskjøvet 4 år i forhold til virkelige antagelser (2018-2045). Dette gjøres for å kunne beregne parametere ut ifra dagens markedsdata og anvende dette direkte i modellens $t=0$. Forenklingen begrunnes med at hovedpoenget i oppgaven er å demonstrere hvordan feltets verdi påvirkes av muligheten for sekvensielle beslutninger underveis i prosjektet, fremfor å komme frem til nøyaktig feltverdi. Dermed blir oppstarttidspunkt mindre viktig.

Analysen går over 27 år (2014-2041), men av presentasjonshensyn vil vi kun illustrere med resultater fra de 10 første årene underveis i oppgaven.

5.1 Forutsetninger og inputparametere

Oljeprisens volatilitet og modellering av fremtidig oljepris

I analysen antas en Geometrisk Brownsk bevegelse for oljeprisen, som approksimeres ved Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisingsmodell gjennom faktorene u og d (ligning 6):

$$u = e^{\sigma\sqrt{t}}, \quad d = \frac{1}{u}$$

Inputparameteren standardavvik (σ), defineres som standardavviket til oljeprisens kontinuerlig forrentede avkastning. Volatiliteten estimeres som regel på en av to metoder; implisitt volatilitet fra markedspriser på oljederivater eller historisk volatilitet fra tidsseriedata på oljeprisen. Vi benytter historisk volatilitet som estimat på fremtidig volatilitet gjennom prosjektets levetid, og beregner historisk daglig

standardavvik ved formelen:

$$\sigma_d = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (r_i - m)^2}{n-1}} \quad (12)$$

Der σ_d er daglig standardavvik, r_i er oljeprisens avkastning, m er periodens gjennomsnittlige avkastning og n er antall observasjoner. Årlig standardavvik finnes ved, $\sigma_a = \sigma_d \sqrt{T}$ der T er antall handledager per år (252 dager).

Vi henter ut historiske daglige Europe Brent FOB spotpriser fra EIA i perioden 20.mai 1987 – 24.feb 2014 (Eia.gov, 2014), og finner historisk annualisert volatilitet på 36,36 %. Estimert volatilitet på 36,36 % anvendes i modellering av oljeprisen, der vi tar utgangspunkt i spotpris per 24.02.2014 på 110 USD/fat (109,76 USD/fat). Dette gir følgende prisutvikling:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
110	158	228	327	471	677	975	1402	2016	2901	4172
	76	110	158	228	327	471	677	975	1402	2016
		53	76	110	158	228	327	471	677	975
			37	53	76	110	158	228	327	471
				26	37	53	76	110	158	228
					18	26	37	53	76	110
						12	18	26	37	53
							9	12	18	26
								6	9	12
									4	6
										3

Figur 5.1 - Oljepris GBM (USD)

Videre vurderer vi å legge inn maks-og minimumspriser i GBM-modellen, for å unngå ekstreme prisscenarioer. Som nevnt vil den Geometrisk Brownske bevegelsen da tilnærmes en mean reversion-prosess, som i litteraturen hevdes å bedre representere oljeprisens virkelige utvikling. Ved å legge inn maks-og minimumspriser påvirkes imidlertid modellens risikojusterte forventede priser (makspris senker futurespris og motsatt for minimumspris). Vi prøver oss frem og finner at de oppveiende maks/min-restriksjonene 450 og 30 USD/fat utgjør relativt symmetriske endringer som ikke påvirker beregnet futuresprisbane nevneverdig de første 10 årene:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beregnet F(0,T), med tak/gulv	110,0000	106,3947	102,9076	99,5347	96,5923	92,8667	90,3917	86,7490	84,6419	81,2386	79,4243
Beregnet F(0,T), uten tak/gulv	110,0000	106,3947	102,9076	99,5347	96,2724	93,1171	90,0651	87,1132	84,2580	81,4964	78,8254

For senere års prisutvikling øker imidlertid avvik mellom beregnede futurespriser med og uten tak, med maksimalt avvik i år 27 på USD 6,66. Modellert NPV uten fleksibilitet med pristak/gulv øker dermed med USD 28,6 millioner, og for å unngå slik påvirkning velger vi å

avstå fra prisrestriksjoner.

Våre modellerte fremtidige oljepriser (uten tak) er fallende, og sammenfaller relativt godt med tilgjengelige futurespriser i markedet per mai 2014:

År	2014	2015	2016	2017	2018	2019
T	0	1	2	3	4	5
Markedspriser Brent F(mai 2014,T)	109,59	102,62	98,53	95,78	93,94	92,77
Beregnet F(0,T), uten tak/gulv	110,00	106,39	102,91	99,53	96,27	93,12

Risikofri rente og Net Convenience Yield

Vi bruker tiårig U.S treasury bills på 2,59 % som estimat på risikofri rente (Bloomberg, 13.05.2014).

Som estimat på fremtidig Net Convenience Yield under prosjektets varighet, beregner vi implisitt årlig Net Convenience Yield (δ) ved å invertere forholdet mellom futures og spotpris (ligning 1), som gir ligningen:

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

Der F_0 er pris på en futureskontrakt med forfall T, S_0 er spotpris og r er årlig risikofri rente. Futureskontrakter på Brent Crude Oil er kun tilgjengelig for i underkant av seks år frem i tid, og vi henter derfor ut spotpris og futuresprisen på en 5-årig kontrakt med forfall i mai 2019 (Barchart.com). Dette gir en Net Convenience Yield på 5,475 %.

Valutakurs og inflasjon

Vi bruker en valutakurs på 6 USD/NOK i oppgaven (Norges Bank, 2014), og anvender det amerikanske inflasjonsmålet på 2 % som estimat på inflasjon.

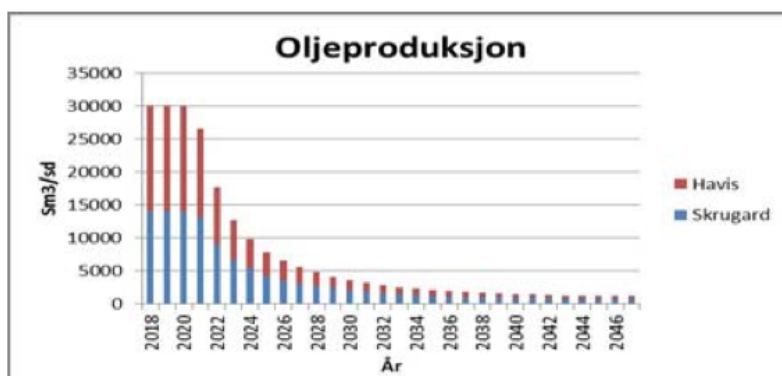
Reservoar

Det er anslått at Johan Castberg inneholder mellom 400-600 millioner fat olje. Vi setter derfor 500 som base case. I sensitivitetsanalysen ser vi på hvordan resultatet påvirkes ved utfallene 400 og 600 millioner fat.

Produksjonsprofil

For å finne en produksjonsprofil har vi tatt utgangspunkt i en figur 5.2 som viser forventet produksjon, fremstilt av operatøren Statoil. Den er basert på antagelsen om 400 millioner fat olje (63,6 millioner sm^3), og vi har brukt dette til å beregne forholdstall for alle årene. Vi

velger å anvende en profil med faste forholdstall, der total produksjon kan varieres i sensitivitetsanalysen.



Figur 5.2 – oljeproduksjon (Oljedirektoratet, 2012)

Investeringskostnad og driftskostnader

Total investeringskostnad for Johan Castberg er i 2014 estimert til å være NOK 100 milliarder (Offshore.no), oppjustert fra tidligere ventet 80-90 milliarder. Videre er det ventet gjennomsnittlige årlige driftskostnader på 3 milliarder kr (Petro.no, 2013). Vi har i oppgaven valgt å dele disse i 30 % variable og 70 % faste kostnader totalt gjennom løpetiden, og justerer for en inflasjon på 2 % for å få et estimat på nominelle kostnader hvert år. De faste kostnadene antas like hvert år, mens variable kostnader varierer med produksjonsprofilen. Olje handles i dollar og vi deler derfor på valutakursen for å få kostnadene i samme valuta.

Nedleggelseskostnader

Vi ser bort ifra muligheten til å avslutte prosjektet tidlig og dermed også nedleggelseskostnader, da det ikke er direkte beslutningsrelevant for verken ekspansjonsopsjonen eller startopsjonen. Kostnader så langt frem i tid er av mindre betydning som følge av diskontering, i tillegg til at staten dekker deler av utgiftene ved fjerning av oljeinstallasjoner.

Under følger inputparametere som vi ser bort i fra i opsjonsanalysen, men som vi tar hensyn til i analysen av skatteendringen.

Avskrivning av kapitalkostnad

Investeringskostnaden på 100 milliarder antas å gjelde ”viktige driftsmidler på sokkel” og kan derfor avskrives lineært over 6 år, det vil si inntil 16,67 % årlig. Dette er mulig fra og med året utgiften pådras (Regjeringen.no).

Skatt og avgifter

Selskaper på norsk sokkel skal betale selskapsskatt på 27 % av alminnelig inntekt. I tillegg er petroleumsvirksomhet utsatt for særskatt på 51 % av inntekt fratrukket friinntekt basert på capex . Oljeselskapers marginalsatt blir derfor 78 % (Statsbudsjettet.no, 2014). Friinntekten på samme måte som avskrivningene, og er på 5,5 % i 4 år og gir derfor et samlet fradrag på 22 %. Hvis selskapet et år går i underskudd, og dermed ikke får trukket fra årets friinntekt, kan underskuddet og friinntekten føres fremover med renter og trekkes fra i senere inntektsår. Vi velger å se bort fra fremskutte fordeler og setter skatt lik årets påløpte skatt eller 0 ved underskudd.

Satsen for friinntekt ble endret i 2013 av daværende regjering, og det er usikkerhet om Solberg-regjeringen vil reversere eller redusere denne endringen. Foreløpig har de besluttet å la den være uendret, men de åpner likevel for endring på lengre sikt. Som nevnt tidligere i oppgaven har dette påvirket investeringsbeslutningen for Johan Castberg, og vi vil derfor senere i oppgaven se på effekten av å endre denne satsen. Vi velger å se bort i fra skatter og avgifter utover de vi har nevnt over, som for eksempel CO₂-avgift og NO_x-avgift.

Diskonteringssats

Vi har tatt utgangspunkt i Oljedirektoratets retningslinjer for å søke i den 22 konsesjonsrunden i 2012, hvor de bruker en reell diskonteringssats på 7 % som inkluderer spesifikt risikopåslag for oljeprosjekter (Oljedirektoratet, 2012). Dette gir en nominell diskonteringssats på 9,14 %.

Andre forutsetninger

Vi forutsetter at hvert steg i den binomiske modellen er på 1 år. Dersom den binomiske modelleringen av oljeprisen skal approksimere en kontinuerlig Geometrisk Brownsk bevegelse, bør en imidlertid øke antall steg per år (Copeland & Antikarov, 2003). Vi prioriterer imidlertid en mer håndterbar størrelse på trærne og mener det er tilstrekkelig for å få frem poenget i modellen.

5.2 Analyse av base case

5.2.1 Prosjektets NPV uten fleksibilitet (U_t)

Med utgangspunkt i de modellerte fremtidige prisene (figur 5.1), beregnes tilhørende kontantstrømmer for samtlige noder ved formelen:

$$FCFF_t = (P * Q - VK - FK)(1 - s)$$

Inntekten er oljepris i den aktuelle noden, multiplisert med produksjonen for gjeldende år, og fra den trekker vi fra årets variable og faste driftskostnader og eventuelle investeringskostnader i USD. I opsjonsanalysen forenkler vi skatteberegningen og bruker total skattesats på 78 %, og tar ikke hensyn til avskrivninger og uplift. Dette gir følgende potensielle kontantstrømmer ($FCFF_t$) for de ulike nodene:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-1 925 588 813	2 599 568 395	3 444 728 012	3 242 780 789	3 360 281 099	3 900 494 894	4 230 393 554	4 893 710 587	5 894 026 983	8 528 367 295	9 836 241 754
	1 136 562 259	1 550 696 400	1 476 905 318	1 545 891 262	1 812 549 398	1 977 819 968	2 301 516 351	2 786 714 994	4 058 615 299	4 692 584 994
		635 340 278	623 485 072	669 024 775	803 477 700	889 186 066	1 048 749 054	1 284 999 270	1 898 453 436	2 206 735 403
			211 040 295	245 248 793	315 808 989	363 066 174	443 306 035	559 243 335	854 480 688	1 005 362 823
				40 444 429	80 126 259	108 800 584	150 704 808	208 496 741	349 944 840	424 758 076
					-33 775 552	-14 082 035	9 295 170	38 986 348	106 110 484	144 160 800
						-73 469 300	-59 045 916	-42 935 398	-11 730 881	8 552 486
							-92 074 104	-82 526 908	-68 681 787	-56 984 911
								-101 660 871	-96 205 277	-88 658 119
									-109 506 953	-103 965 290
										-111 363 008

Figur 5.3 – Fri kontantstrøm til selskapet ($FCFF_t$)

Kontantstrømmen vil være negativ i startåret grunnet store investeringskostnader. Vi beregner forventet kontantstrøm for øvrige år og finner minkende men positive forventete kontantstrømmer til og med år 12, og negative kontantstrømmer for resterende år. Dette kommer vi tilbake til senere.

Verdien av underliggende, U_t , vil være verdien av oljefeltet uten fleksibilitet på tidspunkt t , og gis ved:

$$U_t = FCFF_t + \frac{p \cdot U_{t+1}^U + (1-p) \cdot U_{t+1}^D}{(1+r)}$$

Formelen bygger på ligning (11), der U_{t+1}^U og U_{t+1}^D erstatter C_u og $+ C_d$ og representerer verdien av underliggende på tidspunkt $t+1$ ved henholdsvis opp- og nedgang i oljeprisen.

Verdibevegelsen til underliggende oljeprosjekt løses ved en rekursiv prosess i det binomiske

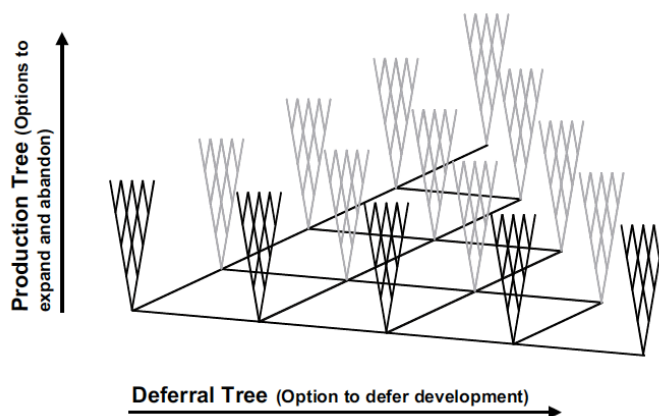
treet, der en starter i treet's sluttnode og arbeider seg bakover til produksjonsstart ($t=0$). Vi oppnår følgende verdier for underliggende, U_t , med U_0 som prosjektets nåverdi uten fleksibilitet i år 0:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 838 256 732	8 601 199 092	10 408 386 654	11 798 233 916	14 169 941 705	17 562 636 091	21 872 322 374	27 906 515 570	36 065 169 950	46 951 775 336	59 505 309 716
	2 743 215 568	3 702 859 660	4 457 214 995	5 663 805 815	7 352 871 665	9 480 659 969	12 437 054 011	16 418 000 917	21 716 501 505	27 822 833 358
		462 182 393	909 414 328	1 552 922 175	2 418 650 758	3 491 961 586	4 960 902 999	6 922 828 634	9 520 684 782	12 511 183 578
			-805 182 747	-433 804 173	34 018 268	597 716 476	1 347 795 088	2 333 959 034	3 626 635 582	5 111 300 554
				-1 393 958 226	-1 118 437 655	-801 027 328	-398 363 967	116 229 479	778 132 955	1 535 051 778
					-1 675 401 740	-1 477 018 530	-1 242 255 574	-955 564 842	-598 504 216	-193 293 827
						-1 803 714 600	-1 650 095 309	-1 473 546 426	-1 263 811 624	-1 028 576 471
							-1 847 197 931	-1 723 878 897	-1 585 344 383	-1 432 255 626
								-1 844 860 701	-1 740 736 182	-1 627 347 506
									-1 815 834 630	-1 721 632 387
										-1 767 198 809

Figur 5.4 - NPV uten fleksibilitet, underliggende (U_t)

Vi finner altså en positiv nåverdi av prosjektet uten fleksibilitet, U_0 , på USD 2,84 milliarder.

I andre del av base case-analysen fastsettes prosjektets NPV inkludert fleksibilitet til å ekspandere prosjektet og å utsette prosjektstart, gjennom verdsettelse av de to amerikanske kjøpsopsjonene ekspansjonsopsjon og startopsjon. Først modelleres ekspansjonsopsjonen gjennom et produksjonstre (production tree). Deretter modelleres et utsettelsestre (deferral tree) med noder bestående av produksjonstrær gitt de ulike noders startpris, illustrert ved figur 5.5:



Figur 5.5—produksjonstrær (loddrett) og utsettelsestre (vannrett) (Zettl, 2002)

5.2.2 Modelling av ekspansjonsopsjon (produksjonstre)

I det følgende antas det at ledelsen har muligheten til å ekspandere prosjektet én gang i løpet av de første 10 årene av prosjektets levetid. Mot en investeringskostnad på USD 667 millioner i beslutningsåret t , antas en irreversibel økning av resterende produksjonsvolum på

10 % fra og med år t+2. For enkelhets skyld antas investeringskostnaden I_t å være konstant (USD 667 millioner) uansett ekspansjonsår.

Vi konstruerer et tre med nåverdier ($V_t^e - I_t$) i alle noder gitt beslutning om ekspansjon i noden, der V_t^e representerer nåverdien justert for økt produksjonsvolum fra og med år t+2 og investeringskostnaden I_t representerer utøvelsesprisen. Dette gir følgende verdier:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 729 069 546	8 544 844 996	10 448 897 249	11 980 379 605	14 533 484 524	18 182 058 855	22 839 068 501	29 337 841 702	38 032 499 160	49 651 416 627	63 153 499 756
	2 371 503 507	3 377 960 804	4 200 766 184	5 495 023 426	7 307 752 087	9 603 396 389	12 784 314 747	17 024 303 634	22 676 719 300	29 241 470 061
		-39 313 188	440 999 594	1 126 875 263	2 052 368 165	3 206 801 196	4 784 251 731	6 871 368 340	9 640 266 161	12 852 311 710
			-1 376 037 327	-984 183 042	-487 477 431	115 425 880	917 945 268	1 964 612 073	3 339 950 410	4 931 685 493
				-2 004 424 802	-1 714 945 443	-1 378 587 897	-950 580 722	-406 747 182	295 105 456	1 103 769 604
					-2 308 161 708	-2 100 621 600	-1 853 610 372	-1 552 788 356	-1 176 420 919	-746 202 817
						-2 449 569 298	-2 290 030 607	-2 106 652 293	-1 887 586 809	-1 640 265 815
							-2 500 945 742	-2 374 326 150	-2 231 282 261	-2 072 352 605
								-2 503 688 776	-2 397 384 946	-2 281 173 454
									-2 477 659 800	-2 382 093 334
										-2 430 866 347

Figur 5.6 – NPV i node, gitt ekspansjon i år t ($V_t^e - I_t$)

Dermed konstrueres et beslutningstre, der en ved hvert årlige beslutningspunkt må avgjøre hvorvidt ekspansjonsopsjonen ”holdes i live” eller utøves. Gitt optimal beslutning blir ny nåverdi av prosjektet inkludert ekspansjonsfleksibilitet gitt ved:

$$V_t^{\text{expand}} = \text{MAX} \left[\frac{p \cdot V_{t+1}^U + (1-p) \cdot V_{t+1}^D}{(1+r)} + \text{FCFF}_t, V_t^e - I_t \right]$$

Der V_{t+1}^U og V_{t+1}^D representerer prosjektets verdi i t+1 inkludert opsjonen holdt i live, og FCFF_t representerer ordinær kontantstrøm i år t. ($V_t^e - I_t$) utgjør som nevnt nåverdi i år t ved beslutning om ekspansjon.

Igjen finner vi verdibevegelsen til oljeprosjektet gjennom en rekursiv prosess, der en starter i treets slutt noder og arbeider seg bakover til t=0. I hver node velges optimal utøvelsesstrategi, og til slutt står en igjen med nåverdien av prosjektet inkludert ekspansjonsopsjonen, V_0^{expand} . Figur 5.7 illustrerer prosjektets nåverdi i de ulike nodene gitt optimal utøvelsesstrategi. Utøvelsesstrategien illustreres i figur 5.8. ”Expand” markerer noder der det er optimalt å utøve opsjonen og fargede noder markerer der utøvelse vil skje.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 848 367 677	8 627 724 988	10 477 919 619	11 980 379 605	14 533 484 524	18 182 058 855	22 839 068 501	29 337 841 702	38 032 499 160	49 651 416 627	63 153 499 756
	2 744 263 481	3 705 641 910	4 464 579 028	5 683 228 963	7 403 899 994	9 614 120 705	12 784 314 747	17 024 303 634	22 676 719 300	29 241 470 061
		462 271 911	909 665 250	1 553 625 513	2 420 622 224	3 497 487 638	4 976 392 613	6 966 246 277	9 642 385 150	12 852 311 710
			-805 182 747	-433 804 173	34 018 268	597 716 476	1 347 795 088	2 333 959 034	3 626 635 582	5 111 300 554
				-1 393 958 226	-1 118 437 655	-801 027 328	-398 363 967	116 229 479	778 132 955	1 535 051 778
					-1 675 401 740	-1 477 018 530	-1 242 255 574	-955 564 842	-598 504 216	-193 293 827
						-1 803 714 600	-1 650 095 309	-1 473 546 426	-1 263 811 624	-1 028 576 471
							-1 847 197 931	-1 723 878 897	-1 585 344 383	-1 432 255 626
								-1 844 860 701	-1 740 736 182	-1 627 347 506
									-1 815 834 630	-1 721 632 387
										-1 767 198 809

Figur 5.7–NPV inkludert ekspansjonsopsjon (Max[expand, not expand])

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Hold	Hold	Hold	Expand	Expand	Expand	Expand	Expand	Expand	Expand	Expand
	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Expand	Expand	Expand	Expand
		Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Expand
			Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold
				Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold
					Hold	Hold	Hold	Hold	Hold	Hold
						Hold	Hold	Hold	Hold	Hold
							Hold	Hold	Hold	Hold
								Hold	Hold	Hold
									Hold	Hold
										Hold

Figur 5.8 - Optimal utøvelsesstrategi

Vi finner NPV_0 inkludert ekspansjonsopsjon på USD 2,85 milliarder. Tilleggsverdien av fleksibilitet er dermed USD 10,11 millioner, og utgjør kun en økning på 0,36 % av NPV uten fleksibilitet (se figur 5.13). Den lave prosentandelen må ses i sammenheng med en relativt lav sannsynlighet for å ende opp i en node der opsjonen vil utøves. I øvrige noder vil ikke investeringskostnaden forbundet med ekspansjon kunne forsvares, grunnet en mindre gunstig prisutvikling eller en lavere restproduksjon.

5.2.3 Modellering av startopsjon (utsettelsestre)

Videre antas det at ledelsen også har muligheten til å utsette prosjektstart frem til 2016, i år 2 (kan utsettes i år 0 og 1), og kan velge å ikke igangsette prosjektet dersom NPV er negativ. I det følgende fastsettes prosjektets nåverdi inkludert både ekspansjons-og startopsjon.

Først konstrueres et tre med nåverdier av prosjektet inkludert ekspansjonsopsjonen, V_t^{expand} , gitt potensiell oppstart i samtlige noder tilhørende år 2014-2016. Dette gjøres ved å konstruere et produksjonstre for hver node, der vi varierer startpris S_0 i tråd med modellert prisutvikling fra 2014 - 2016:

2014	2015	2016
0	1	2
110	158	228
	76	110
		53

Figur 5.9 – Oljeprisutvikling 2014-2016 (GBM)

For oppstart i 2014 eller midtre node i 2016 ($S_0=110$), anvendes produksjonstreet modellert i avsnitt 5.2.2 direkte. For øvrige noder kalkuleres nåverdien av produksjon inkludert ekspansjonsmulighet på tilsvarende måte (se appendiks for produksjonstrær). Ved negativ NPV i en node kan en velge å ikke starte opp, og NPV settes lik null. Dette gir oss følgende tre:

0	1	2
2 848 367 677	7 094 552 612	13 374 136 611
	0	2 848 367 677
		0

Figur 5.10 – NPV inkludert ekspansjonsopsjon, gitt oppstart i node t (V_t^{expand})

Dermed konstrueres et beslutningstre der en ved hvert årlige beslutningspunkt velger maksimum av å utsette, starte produksjon eller velge å aldri starte produksjon, gitt ved:

$$V_t^{expand+start} = \text{MAX} \left[\frac{p \cdot V_{t+1}^U + (1-p) \cdot V_{t+1}^D}{(1+r)}, V_t^{expand}, 0 \right]$$

Der V_{t+1}^U og V_{t+1}^D representerer prosjektets mulige verdier i år t+1 ved å utsette start i år t, inkludert videre utsettelses- og ekspansjonsopsjon. V_t^{expand} er verdien av produksjon med ekspansjonsfleksibilitet gitt startbeslutning i år t og 0 representerer valget om å aldri starte.

Gjennom en rekursiv prosess i det binomiske treet finner vi nåverdi av prosjektet inkludert både ekspansjons- og startopsjon $V_0^{expand+start}$ (figur 5.11):

0	1	2
3 159 036 273	7 094 552 612	13 374 136 611
	1 016 179 441	2 848 367 677
		0

Figur 5.11 – NPV inkludert ekspansjons- og startopsjon (Max[start, deferral])



Figur 5.12 – Optimal utøvelsesstrategi

Figur 5.12 illustrerer optimal beslutning avhengig av prisutvikling, og angir tre mulige utfall: Prosjektet bør startes i år 1 (år 2015) ved prisoppgang i år 1 (tilstand 1^u). Tilhørende produksjonstre viser at det i dette tilfellet er optimalt å ekspandere samme år som prosjektet iverksettes. Nåverdi av prosjektet vil være på USD 7,10 milliarder hvorav ekspansjonsmuligheten utgjør USD 135 millioner.

Prosjektet vil startes i år 2 ved prisnedgang i år 1 og påfølgende prisoppgang i år 2 (tilstand 2^{du}). Ved oppstart i år 2 er det optimalt å ekspandere i tre ulike noder, avhengig av prisutvikling. Denne ekspansjonsmuligheten har en verdi på USD 10,11 millioner, og total NPV er på USD 2,85 (som tilfellet uten startopsjon). Ved prisnedgang i begge år vil aldri prosjektet igangsettes.

Gitt disse mulige utfallene finner vi nåverdi av prosjektet i år null (år 2014) inkludert både ekspansjons- og startopsjon $V_0^{\text{expand+start}}$ på USD 3,16 milliarder. Relativt til kun ekspansjonsopsjonen utgjør dette en økning av prosjektverdien på USD 310,67 millioner.

5.2.4 Resultater i base case

Figur 5.13 illustrerer prosjektets NPV i år null (2014) henholdsvis uten fleksibilitet, med ekspansjonsopsjon og med ekspansjons- og startopsjon. Verdien av ekspansjonsfleksibilitet (ekspansjonsopsjonen) oppgis relativt til NPV uten fleksibilitet, og utgjør en økning på 0,36 %. Endring i prosjektets nåverdi ved både ekspansjons- og startfleksibilitet oppgis relativt til kun ekspansjonsfleksibilitet, og fører til en økning på 10,91 %. Vi ser altså at total økning av prosjektverdi inkludert ekspansjon og startfleksibilitet utgjør 11,30 %, der ekspansjonsopsjonen alene kun står for 0,36 %.

Resultatet av base case-analysen gir en total netto nåverdi av Johan Castberg prosjektet inkludert fleksibilitet på USD 3,16 milliarder i år 2014. Total verdi av fleksibilitet utgjør USD 320,78 millioner.

		Verdi økt fleksibilitet	% verdiøkning
NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732		
NPV (expand)	2 848 367 677	10 110 945	0,36 %
NPV (expand+deferral)	3 159 036 273	310 668 596	10,91 %
Total verdi fleksibilitet		320 779 541	11,30 %

Figur 5.13 - resultater base case-analyse

5.3 Sensitivitetsanalyse

I følgende sensitivitetsanalyse vurderes først hvordan endring i totalt produksjonsvolum påvirker prosjektets nåverdi inkludert tilleggsverdien av ekspansjonsfleksibilitet. Deretter vurderes effekten av endringer i oljeprisens volatilitet og Net Convenience Yield. For å redusere kompleksiteten ser vi kun på ekspansjonsopsjonen under hele sensitivitetsanalysen, og ser dermed bort fra startopsjonen.

Totalt produksjonsvolum

Som tidligere nevnt, er det anslått at Johan Castberg inneholder mellom 400-600 millioner fat olje og i vårt base case legges 500 millioner fat til grunn. I det følgende vurderes prosjektets nåverdi både uten fleksibilitet og med ekspansjonsfleksibilitet, dersom en legger minimum-og maksimumestimat til grunn, henholdsvis 400 og 600 millioner fat olje. I analysen holdes produksjonsprofilens forholdstall de ulike årene fast. Vi følger samme fremgangsmåte som for base case-analysen i avsnitt 5.2.1 og 5.2.2. Figur 5.14 illustrerer prosjektets NPV ved minimum og maksimum produksjonsvolum, samt verdiendringer relativt til verdsettelsen med base case-volum:

			Endring (vs base case)	% endring
Base case:	500 NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732		
	NPV(expand)	2 848 367 677		
	Verdi expandopsjon	10 110 945		
	% tilleggsverdi	0,36 %		
	400 NPV (uten fleksibilitet)	958 484 343	-1 879 772 389	-66,23 %
	NPV(expand)	962 023 889	-1 886 343 787	-66,23 %
	Verdi expandopsjon	3 539 546	-6 571 399	-64,99 %
	% tilleggsverdi	0,37 %		
	600 NPV (uten fleksibilitet)	4 611 626 910	1 773 370 178	62,48 %
	NPV(expand)	4 636 383 499	1 788 015 823	62,77 %
	Verdi expandopsjon	24 756 590	14 645 645	144,85 %
	% tilleggsverdi	0,54 %		

Figur 5.14 – Sensitivitetsanalyse, totalt produksjonsvolum (millioner fat olje)

Vi ser at prosjektverdien er svært følsom for endring i totalt produksjonsvolum. En reduksjon på 100 millioner fat medfører en reduksjon av NPV på USD 1,89 milliarder (-66 %) og verdien av ekspansjonsfleksibilitet synker med USD 6,6 millioner relativt til base case-analysen (-65 %). En økning på 100 fat medfører økning av NPV på USD 1,79 milliarder (62,8 %) og ekspansjonsopsjonen øker med USD 14,65 millioner relativt til base case (144,85 %). I alle tilfeller utgjør ekspansjonsfleksibilitet en marginal tilleggsverdi på 0,36-0,54 %.

Oljeprisens volatilitet (σ)

Volatiliteten er en viktig inputparameter for modellering av oljeprisen og økt usikkerhet/volatilitet vil øke verdien av en opsjon (motsatt for reduksjon). I vårt base case anvendes estimert historisk volatilitet på 36,36 %. Dette er et relativt høyt estimat, og ifølge EIAs beregninger har historisk annualisert 30-dagers volatilitet for Brent ligget på 20 % eller under siden 2013, hvilket betegnes som historisk lavt (Hardassetinvestor.com, 2014). Legges en lavere volatilitet til grunn, vil tilleggsverdien av prosjektets opsjonsmoment reduseres. Vi ønsker derfor å gjennomføre en sensitivitetsanalyse av ekspansjonsopsjonens verdi ved både 15 % og 25 % årlig volatilitet. Med endret volatilitet, følger vi samme fremgangsmåte som i avsnitt 5.2.1 og 5.2.2 for modellering av NPV uten og med ekspansjonsfleksibilitet.

Resultatene presenteres i figur 5.15:

		Endring (vs base case)	% endring
Base case:	$\sigma = 36,36\%$ NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732	
	NPV expand	2 848 367 677	
	Verdi expandopsjon	10 110 945	
	% tilleggsverdi	0,36 %	
	$\sigma = 15\%$ NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732	0
	NPV expand	2 838 256 732	-10 110 945
	Verdi expandopsjon	0	-100,00 %
	% tilleggsverdi	0,00 %	
	$\sigma = 25\%$ NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732	0
	NPV expand	2 838 715 026	-9 652 651
	Verdi expandopsjon	458 294	-95,47 %
	% tilleggsverdi	0,02 %	

Figur 5.15 – Sensitivitetsanalyse, volatilitet (σ)

Prosjektets NPV med ekspansjonsfleksibilitet er relativt lite følsom for endring i volatilitet, med reduksjon på rundt USD 10 millioner (0,34-0,35 %) ved lavere volatilitet på 15 % og 25 %. Som ventet ser vi at verdien av ekspansjonsfleksibilitet reduseres når oljeprisens volatilitet reduseres. Fra en opsjonsverdien på USD 10,11 millioner ved 36,36 % volatilitet, reduseres opsjonsverdien til USD 458 294 ved 25 % volatilitet (-95,5 %). Ved 15 % volatilitet er tilleggsverdien av en ekspansjonsopsjon lik null (-100 %). Ekspansjonsopsjonen utgjør likevel en liten del av total prosjektverdi, som derfor forblir relativt upåvirket.

Net Convenience Yield (δ)

I base case anvendes et beregnet estimat på Net Convenience Yield basert på spotpris og futurespriser i markedet fem år frem i tid. Dette gir oss $\delta = 5,92\%$. Net Convenience Yield er dermed høyere enn modellens risikofri rente på 2,59 %, som medfører fallende forventede risikojusterte priser. EIA spår imidlertid motsatt utvikling i sine prisprognoser, fra dagens spotpris på 110 USD /fat til USD 269 USD /fat i 2040. Vi ønsker derfor å utføre en sensitivitetsanalyse av Net Convenience Yield, og ser at $\delta = (-1)\%$ gir modellerte futurespriser i tråd med EIAs prognoser (se figur 5.16).

Vi tester også for $\delta = 2,59\%$ (risikofri rente i modellen), da Pickles og Smith konkluderer med at Net Convenience Yield vil ligge nær risikofri rente dersom en ekskluderer kortsiktige fluktasjoner og midlertidige ubalanser i oljemarkedet (Pickles & Smith, 1993). Dette medfører konstante modellerte futurespriser, på 110 USD/fat. Figur 5.16 sammenligner

prisprognoser fra EIA med modellerte futurespriser ved ulik Net Convenience Yield:

	2 020	2 030	2 040
EIA priser	122	180	269
$\delta=5,92$ futurespris	90	65	46
$\delta=2,59$ futurespris	110	110	110
$\delta=(-1)$ futurespris	136	195	280

Figur 5.16 – EIA prisprognose og futurespriser ved ulik δ

Figur 5.17 viser resultatet av sensitivitetsanalysen:

			Endring (vs base case)	% endring
Base case:	$\delta=5,92$ NPV (uten fleksibilitet)	2 838 256 732		
	NPV expand	2 848 367 677		
	Verdi ekspandopsjon	10 110 945		
	% tilleggsverdi	0,36 %		
$\delta=2,59$ NPV (uten fleksibilitet)	NPV expand	4 157 367 370	1 319 110 638	46 %
	NPV expand	4 198 552 315	1 350 184 638	47 %
	Verdi ekspandopsjon	41 184 945	31 074 001	307 %
	% tilleggsverdi	0,99 %		
$\delta=(-1)$ NPV (uten fleksibilitet)	NPV expand	6 237 583 774	3 399 327 042	120 %
	NPV expand	6 455 027 895	3 606 660 218	127 %
	Verdi ekspandopsjon	217 444 121	207 333 176	2051 %
	% tilleggsverdi	3,49 %		

Figur 5.17 – Sensitivitetsanalyse, Net Convenience Yield (δ)

Prosjektets NPV er svært følsom for endring i Net Convenience Yield. Dersom δ reduseres til 2,59 % øker NPV inkludert ekspansjonsfleksibilitet med 47 % til USD 4,2 milliarder og ekspansjonsopsjonens verdi øker fra USD 10,11 millioner til USD 41,18 millioner (307 %). For $\delta=(-1)$ øker NPV inkludert ekspansjonsfleksibilitet med 127 % til USD 6,46 milliarder. Ekspansjonsopsjonens verdi øker til USD 217,4 millioner (2051 %).

Som nevnt i avsnitt 5.2.1 medfører base case-modellens fallende futurespriser negative kontantstrømmer fra og med år 13. Vi merker oss at lavere Net Convenience Yield og dermed mer gunstig prisutvikling medfører at kontantstrømmene holder seg positive i flere år. Ved $\delta=2,59$ % er kontantstrømmene positive frem til år 16, mens $\delta=(-1)$ gir positive kontantstrømmer ut prosjektets levetid. Denne modellerte prisutviklingen er antageligvis mer realistisk på lengre sikt, da den er i tråd med EIAs prisprognoser.

5.4 Analyse av skatteendring

Oljevirkosomhet er underlagt særskilte skatteregler, og ettersom satsene er relativt høye vil endringer i disse kunne ha stor innvirkning på prosjektets verdi. Som nevnt ble satsen for friinntekt (uplift) endret fra 7,5% til 5,5% i 2013, og dette var blant grunnene som ble brukt da Statoil samme år valgte å utsette utbyggingen av Johan Castberg. Vi vil i denne delen av oppgaven se på effekten av skatteendringen utenfor opsjonsmodellen. Vi ser i første omgang på et tilfelle hvor vi bruker total produksjon på 500 millioner fat olje, EIAs prisprognoser og en nominell diskonteringsrate på 9,14% som fanger opp risikoen i prosjektet. For å gjøre analysen mer sammenlignbar med opsjonsmodellen, foretar vi deretter samme analyse der vi legger de forventede prisene regnet ut ved approksimering av Geometrisk Brownsk bevegelse til grunn. Ettersom disse er basert på risikonøytralitet diskonterer vi da med risikofri rente på 2,59% .

Skatteendringen vil kun ha innvirkning på de fire første årene i analysen. Dette skyldes at vi forutsetter at investeringskostnaden som helhet tas i år 0 (2014), noe som gir friinntekt i de fire påfølgende årene. Endring av skattesatsen fra dagens nivå tilbake til tidligere nivå på 7,5% gir reduksjon i særskattegrunnlaget på USD 333 millioner i hvert av de fire første årene. Videre gir dette opphav til reduksjon i skattekostnaden og dermed også økning i kontantstrømmen på USD 170 millioner hvert år. De totale virkningene på NPV etter diskontering utgjør USD 599 millioner for skatteanalysen med EIA-priser. For analysen med GBM-priser blir differansene i skattegrunnlag og skattekostnad lik som i tilfellet med EIA-priser, men totalvirkningen på NPV blir annerledes som følge av lavere diskontering. Resultatene er vist i figur 5.18. Se appendiks for utfyllende resultater.

5.4.1 Resultat skatteendringsanalyse

Som analysen viser vil økning av uplift øke prosjektverdien med mellom 599 og 655 millioner dollar, avhengig av hvilken prismodell som legges til grunn. I vårt base case vil det ikke ha avgjørende betydning, men dersom feltet var mer marginalt vil endringen kunne påvirke hvorvidt feltet bygges ut eller ikke. Resultatene fra skatteanalysen følger i figuren under:

		NPV
EIA-priser og k	Uplift 5,5%	3 609 282 736,52
	Uplift 7,5%	4 208 531 395,42
	<i>Differanse</i>	599 248 658,90
GBM-priser og rf	Uplift 5,5%	3 845 227 992,70
	Uplift 7,5%	4 499 907 618,82
	<i>Differanse</i>	654 679 626,12

Figur 5.18 - NPV før og etter endring av friinntektssats.

Det må nevnes at å kun se på den initielle investeringskostnaden som ”viktige driftsmidler” er en svakhet ved analysen. Sannsynligvis vil det gjøres investeringer utover levetiden som også vil gi skatteeffekter og dermed øke betydningen av skatteendringen, for eksempel kostnader knyttet til ekspansjon. Det er også en svakhet at vi antar at hele investeringskostnaden tas i år 0, siden det kun påvirker de neste fire årene. Det kan være mer realistisk å anta at investeringskostnaden tas over flere år, noe som gir skatteeffekter over flere år og som kan påvirke resultatene.

5.5 Oppsummering av resultater

Vår verdsettelse av Johan Castberg gir en positiv NPV på USD 2,84 milliarder, før fleksibilitet inkluderes i analysen og prosjektet er dermed lønnsomt. Innføring av kun ekspansjonsfleksibilitet øker prosjektverdien marginalt (0,36 %), mens ekspansjons-og-startfleksibilitet sammen bidrar til en verdiøkning på USD 321 millioner (11,30 %). Total verdi av feltet inkludert fleksibilitet blir dermed USD 3,16 milliarder.

I sensitivitetsanalysen vurderes kun tilleggsverdien av ekspansjonsfleksibilitet, og det må understrekes at fleksibilitetsverdien ville vært høyere med en sammensatt opsjon som også inkluderte startfleksibilitet.

Prosjektverdien (inkludert ekspansjonsopsjon) er naturlig nok avhengig av, og svært sensitiv for totalt produksjonsvolum. Fra NPV-estimer på USD 2,85 milliarder i base case, finner vi nåverdier på USD 962 millioner (-66 %) og USD 4,64 milliarder (+63 %) for henholdsvis 400 og 600 millioner oljefat. Reservoarvolum er et av usikkerhetsmomentene som trekkes frem i diskusjonen rundt feltets lønnsomhet og det er foreløpig gjort flere prøveboringer uten positive resultater. Samtidig sies Johan Castberg å være blant de største funnene de siste

årene, og flere har spådd at feltet vil inneholde mer enn dagens estimat på 400-600 millioner oljefat.

Prosjektverdien er også svært følsom for endring i Net Convenience Yield. Ettersom estimert Net Convenience Yield i base case resulterer i fallende futurespriser, tester vi for verdier lik og lavere enn risikofri rente for å oppnå henholdsvis konstante og stigende futurespriser. Vi ser at redusert Net Convenience Yield medfører høyere total prosjektverdi, på USD 4.2 milliarder for $\delta=2,59\%$ og USD 6,46 milliarder for $\delta=(-1)\%$. Dette utgjør en økning på henholdsvis 47 % og 127 %. Våre modellerte fremtidige spotpriser er trolig for lave og det er derfor sannsynlig at beregnet feltverdi i base case er for lav, alt annet likt.

Som nevnt er det vanlig å anta en oljeprisvolatilitet på 20-30 % i litteraturen. Dette kan tyde på at historisk årlig volatilitet på 36,36 % har vært unormalt høy i perioden 1987-2013, som medfører et for høyt inputestimat. Sensitivitetsanalysen viser at total prosjektverdi er lite sensitiv for endret volatilitet, og bidrar kun til reduksjon på 0,34-0,35 % ved 15 % og 25 % volatilitet.

Endret volatilitet gir imidlertid markant utslag på den delen av total prosjektverdi som kan føres tilbake til fleksibilitetsverdi, da 15 % og 25 % volatilitet reduserer fleksibilitetsverdien med mellom 95,5–100 %. Redusert opsjonsverdi som følge av redusert volatilitet er i tråd med grunnleggende opsjonsteori. Ved volum på 400 millioner fat olje reduseres ekspansjonsopsjonen med 65 % mens den øker med 145 % dersom 600 millioner fat olje legges til grunn. Størst endring i ekspansjonsverdi ser en likevel ved endret Net Convenience Yield, med økning på 307 % og 2051 % ved reduksjon til $\delta=2,59\%$ og $\delta=(-1)\%$.

Vi observerer altså markante prosentvise endringer i verdien av ekspansjonsfleksibilitet når vi endrer diverse inputparametere. Det må likevel påpekes at tilleggsverdien av opsjonsmomentet i alle analyserte tilfeller er forholdsvis lav, på mellom 0,00-3,49 %. Dermed vil en ikke observere tilsvarende utslag på total prosjektverdi i sensitivitetsanalysen.

Reduksjon av satsen for friinntekt fra 7,5 % til 5,5% prosent ble trukket frem som negativt for prosjektet, og det ble brukt i begrunnelsen for å utsette produksjonsstart. Endringen i NPV, gitt våre antagelser i base case, er imidlertid ikke stor nok til å forsvare utsettelse av prosjektet. NPV er fortsatt positiv og det er kun for kontantstrømmene de fire første årene skatteendringen vil få betydning.

Samtlige resultater fra analysene presenteres i figur 5.19:

Sammendrag resultater	NPV (uten fleksibilitet)	NPV(expand)	NPV(expand+start)
Base case	2 838 256 732	2 848 367 677	3 159 036 273
Vol=400	958 484 343	962 023 889	
Vol=600	4 611 626 910	4 636 383 499	
$\sigma = 15\%$	2 838 256 732	2 838 256 732	
$\sigma = 25\%$	2 838 256 732	2 838 715 026	
$\delta = r_f = 2,59$	4 157 367 370	4 198 552 315	
$\delta = (-1)$	6 237 583 774	6 455 027 895	
EIA 5,5 %	3 609 282 737		
EIA 7,5 %	4 208 531 395		
GBM 5,5 %	3 845 227 993		
GBM 7,5 %	4 499 907 619		

Figur 5.19 – Sammendrag av resultater

5.6 Konklusjon og avsluttende bemerkninger

Problemstilling

”Hva er verdien av oljefeltet Johan Castberg når ekspansjons-og startfleksibilitet inkluderes?”

Verdien av et oljeprosjekt er avhengig av variabler og forhold som er preget av høy usikkerhet, og tilpasningsevne er derfor avgjørende for prosjektets utvikling og lønnsomhet. Tradisjonelle verddivurderingsmetoder tar ikke hensyn til ledelsens fleksibilitet til å tilpasse seg endringer i omgivelsene, og vil derfor i mange tilfeller undervurdere prosjektets verdi. Realopsjonsteori er et alternativ som tar hensyn til denne fleksibiliteten, og gir tilleggsinformasjon som særlig er viktig i vurdering av oljeprosjekter med høy usikkerhet.

Vi har verdsatt oljefeltet Johan Castberg ved bruk av realopsjonsteori. Verdsettelsen inkluderer ledelsens mulighet til å utsette oppstartstidspunkt, samt muligheten til å ekspandere prosjektet mot en gitt investeringskostnad dersom markedsforholdene gir grunnlag for det. Dette gir prosjektet en verdi på USD 3,16 milliarder, der opsjonsverdien utgjør USD 320,78 millioner. Oppstarts- og ekspansjonstidspunkt er avhengig av oljeprisutvikling.

Sensitivitetsanalysen viser at prosjektets verdi er følsom for volumendringer. Det er gjort flere prøveboringer på feltet, men leteprogrammet som helhet har ikke levert på volumforventingene. Det kan derfor vise seg at feltes verdi er lavere enn det vi har funnet i base case analysen. Prosjektverdien er også svært følsom for reduksjon i Net Convenience Yield. En reduksjon i Net Convenience Yield vil føre til en økning i forventede futurespriser. Våre modellerte fremtidige spotpriser er trolig for lave og det er derfor sannsynlig at beregnet feltverdi i base case er for lav, alt annet likt. En endring i friinntektssatsen har relativt stor innvirkning på feltets verdi. Verdien er imidlertid positiv også med dagens skattesats på 5,5 prosent, og gitt vårt base case er det derfor ikke en avgjørende faktor i valget om å igangsette prosjektet eller ikke.

Som nevnt vil våre resultater være preget av antagelser og forenklinger, og dette må tas i betraktning ved tolkning og sammenligning. Oljeprisen antas å følge en Geometrisk Brownsk bevegelse, approksimert ved Cox, Ross og Rubinsteins binomiske prisingsmodell.

Hvert steg i den binomiske modellen er på 1 år, og en bedre approksimering kunne vært oppnådd ved å øke antall steg per år. Vi har imidlertid prioritert en håndterbar størrelse på trærne. Det er videre mulig at oljeprisen i større grad følger den stokastiske prosessen mean reversion. Vi har også gjort egne forutsetninger om kostnadsutvikling og horisont for beslutningstaking, noe som også vil ha betydning for verdien av feltet. Av modelleringshensyn betraktes kun oljeprisusikkerhet, men i realiteten er oljeprosjekter utsatt for multiple usikkerhetskilder. Sensitivitetsanalysene bidrar likevel til å vurdere utfallet av endring i usikre parametere tilknyttet prosjektverdien.

Samtlige sensitivitetsanalyser gir utslag i markant prosentvis endring i fleksibilitetsverdien, men tilleggsverdien av ekspansjonsfleksibilitet er gjennomgående lav (mellom 0,00-3,49 prosent). Dette må ses i sammenheng med at vi kun inkluderer ekspansjonsfleksibilitet i sensitivitetsanalysen. Base case analysen viser tydelig effekten av å også inkludere startfleksibilitet, da tilleggsverdien øker fra 0,36 prosent til 11,3 prosent. Oppgaven utelater generelt flere relevante opsjonstyper, som fleksibilitet til å avslutte et prosjekt før tiden. En slik nedleggelsesopsjon kunne vært aktuell i vårt base case, med negative forventede kontantstrømmer i prosjektets senere år. Ved å inkludere flere opsjonstyper ville en observert høyere tilleggsverdier, som i større grad er egnet til å demonstrere betydningen av fleksibilitet ved evalueringen av et oljefelt. Det faller imidlertid utenfor oppgavens rekkevidde.

Til tross for en rekke forenklinger og forutsetninger mener vi at realopsjonsanalyse kombinert med tradisjonell verdsettelse tilfører verdi, også utover tilleggsverdien som kommer til syne i resultatene. En oppfordres til å tenke langsiktig og å vurdere utfallet av prosjektets ulike beslutningsmuligheter, og et slikt strategisk fokus kan ha innvirkning på utvikling og resultater på lengre sikt.

6. Litteraturliste

- Barchart.com.* (u.d.). Hentet 05 14, 2014 fra Commodity futures:
http://www.barchart.com/commodityfutures/Crude_Oil_Brent_Futures/CB
- Bøhren, Ø., & Ekern, S. (1985). Usikkerhet i oljeprosjekter. Relevante og irrelevante risikohensyn. *SAF rapport nr 1*. Bergen.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). *The pricing of Options and Corporate Liabilities* (Vol. 81). *Journal of Political Economy*.
- Bloomberg.* (2014, Mai 13). Hentet fra Markets, rates-bonds:
<http://www.bloomberg.com/markets/rates-bonds/government-bonds/us/>
- Brennan, M., & Schwartz, E. (1985). Evaluating Natural Resource Investments. *Journal of Business*, v. 58.
- Copeland, T., & Antikarov, V. (2003). *Real options. A practitioners guide*. New York: TEXERE.
- Cox, J., Ross, S., & Rubinstein, M. (1979). *Option pricing: A simplified Approach* (Vol. 7). *Journal of Financial Economics*.
- Damodaran, A. (2002). *Investment Valuation*. New Jersey: John Wiley & Sons inc. .
- Dixit, A., & Pindyck, R. (1994). *Investment Under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.
- Eia.gov.* (2013, juni 28). Hentet mai 2014 fra Today in Energy:
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11891>
- Eia.gov.* (2014, 02 24). Hentet fra Petroleum Prices:
http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm
- Gauthier, J.-M. (2013). The fundamentals of the oil market. *Energy & Finance certificate, HEC Paris*, (ss. 1-94). Paris.
- Hardassetinvestor.com.* (2014, 03 10). Hentet 05 10, 2014 fra Features:
<http://www.hardassetinvestor.com/features/5682-crude-oil-price-volatility-is-lowest-in-more-than-a-decade.html>
- Hull, J. (2012). *Options, Futures and other Derivatives* (8. utg.). Prentice-Hall.
- Jonsbråten, T. (1998). Optimization Models for Petroleum Field Exploitation. Bergen: Norwegian School of Economics.
- Lund, M. W. (1997, Juni). The value of flexibility in offshore oil field development projects. Trondheim: The Norwegian University of Science and Technology.
- McDonald, R. L. (2013). *Derivatives Markets*. Addison Wesley.
- Mæland, J. (2012, Oktober). Forelesning 17, finansmarkeder.
- Merton, R. C. (1973). *Theory of rational option pricing* (Vol. 4 (1)). *Bell Journal of Economics and Management Science*.
- Mun, J. (2002). *Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*, . John Wiley and Sons .
- Norges Bank.* (2014, 02 24). Hentet 02 24, 2014 fra Prisstabilitet, valutakurser:
<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/>
- Norges Bank.* (2014, 02 24). Hentet 02 24, 2014 fra Prisstabilitet, valutakurser:
<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/>
- Norges Bank.* (2014, 02 24). Hentet fra Prisstabilitet, valutakurser: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/>
- Offshore.no.* (u.d.). Hentet 03 01, 2014 fra Prosjekter, oljefeltinformasjon:
<http://www.offshore.no/Prosjekter/Olje-felt-informasjon.aspx?navn=JOHAN+CASTBERG>

- Offshore.no*. (2014, 03 05). Hentet 03 06, 2014 fra Gir ikke opp håpet om Castberg-olje: http://www.offshore.no/sak/60858_gir_ikke_opp_haapet_om_castberg-olje
- Oljedirektoratet*. (2012). Hentet april 2014 fra Lisensrunde: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/2-Topics/%5bLicence-awards%5d/22-round/Announcement/Guide-to-applications-22nd-Licensing-Round.pdf>
- Oljedirektoratet*. (2013, 06 12). Hentet 01 17, 2014 fra Ressursrapport 2013: <http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2013/Kapittel-2/>
- Oljedirektoratet*. (2013). Hentet Januar 2014 fra Faktaheftet 2013: www.npd.no/publikasjoner/faktahefter/fakta-2013/
- Oljedirektoratet*. (2014, 01 15). Hentet 01 27, 2014 fra Sokkelåret 2013 : <http://www.npd.no/Nyheter/Nyheter/2014/Sokkelaret-2013/Investerings--og-kostnadsprognoser/>.
- Osmundsen, P., & Fevang, H. J. (2000). Investeringssvingninger og risikostyring i petroleumsnæringen. *Magma* (2).
- Ozorio, L. d., Shevchenko, P. V., & Bastian-Pinto, C. d. (2013, juli 5). The Choice of Stochastic Process in Real Option Valuation II: Selecting Multiple Factor Models. *Draft paper* . Rio de Janeiro.
- Petoro*. (2013). Hentet 02 01, 2014 fra Kvartalsrapport Q1 2013: http://www.petoro.no/Hva%20vi%20sier/Kvartalsrapporter/2013/Petoro_Kvartalsrapport_Q1-2013.pdf
- Petro.no*. (2013, 03 06). Hentet 03 01, 2014 fra Nyheter: <http://www.petro.no/nyheter/up/investerer-90-milliarder-i-skrugard/havis/b2398f50-0701-49a7-a650-0f9d9f17ca9b>
- Pickles, E., & Smith, J. (1993). Petroleum Property Valuation: A Binomial Lattice Implementation of Option Pricing Theory. *The Energy Journal* (2).
- Regjeringen.no*. (u.d.). Hentet mars 2014 fra Proposisjoner og meldinger: . <http://www.regjeringen.no/nn/dep/fin/Dokument/proposisjonar-og-meldingar/prop/2012-2013/prop-150-ls-2012-2013/5.html?id=727548>
- Regjeringen.no*. (2013). Hentet 02 16, 2014 fra Perspektivmeldingen 2013: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2012-2013/meld-st-12-20122013/2/5/1.html?id=714074>
- Smit, H. (1997). *Investment Analysis of Offshore Concessions in The Netherlands* (Vol. 26). Financial Management.
- Smith, J., & McCardle, K. (1999, January-February). Options in the Real World: Lessons Learned in Evaluating Oil and Gas Investments. *Operations Research*, Vol. 47, No. 1 . *Operations Research*, Vol. 47, No. 1.
- Statsbudsjettet.no*. (2014). Hentet april 2014 fra Tilleggsproposisjon 2014: <http://www.statsbudsjettet.no/Tilleggsproposisjon-2014/Artikler/Skattesatser-fradrag-og-belopsgrenser-i-2013-og-for-2014/>
- Stensland, G., & Bjerksund, P. (1993). *Mean-Reverting Values and Irreversible Decisions*. SNF.
- Stensland, G., & Tjøstheim, D. B. (1991). Optimal Decisions With Reduction of Uncertainty over Time – An Application to Oil Production., I *Stochastic Models and Option Values*. Bergen: North Holland.
- Teknisk ukeblad*. (2013, 06 25). Hentet 04 18, 2014 fra Petroleum: <http://www.tu.no/petroleum/2013/06/25/50-arbeidsplasser-i-finnmark-ville-kostet-staten-10-milliarder>.
- Trigeorgis, L. (2002). *National Bank of Belgium*. Hentet Februar 2014 fra <http://www.nbb.be/doc/ts/publications/wp/wp22en.pdf>

- Trigeorgis, L. (1996). *Real options. Managerial Flexibility and Strategy in resource allocation* (Vol. 5). Cambridge: The MIT Press.
- Trigeorgis, L. (1995). *Real options in capital investment*. Praeger .
- Tvedt, J. (2000, Mai). Realopsjoner - verdien av fleksibilitet. *www.Magma.no* .
- Zettl, M. (2002). Valuing exploration and production projects by means of option pricing theory. *International Journal of Production Economics* 78 , pp. 109-116.

Appendiks

Utdyping av skatteanalyse

GBM-priser og rf

<u>Uplift 5,5%</u>	0	1	2	3	4
	2014	2015	2016	2017	2018
Betalbar skatt	3 538 745 723,58	3 293 905 431,43	2 458 797 928,93	429 923 135,63	-157 546 118,38
FCF	- 12 291 422 146,34	4 306 187 002,03	4 070 643 860,30	3 498 397 123,73	2 733 341 693,11
Diskonteringsrente	0,0259	0,0259	0,0259	0,0259	0,0259
PV	- 12 291 422 146,34	4 197 472 465,18	3 867 702 383,40	3 240 067 200,92	2 467 594 574,38
NPV	3 845 227 993				

Uplift 7,5%

	2014	2015	2016	2017	2018
Betalbar skatt	3 368 745 723,58	3 123 905 431,43	2 288 797 928,93	259 923 135,63	- 157 546 118,38
FCF	- 12 121 422 146,34	4 476 187 002,03	4 240 643 860,30	3 668 397 123,73	2 733 341 693,11
Diskonteringsrente	0,0259	0,0259	0,0259	0,0259	0,0259
PV	- 12 121 422 146,34	4 363 180 623,87	4 029 227 053,14	3 397 513 998,60	2 467 594 574,38
NPV	4 499 907 618,82				

Differanse skatt	170 000 000,00	170 000 000,00	170 000 000,00	170 000 000,00	-
Sum	680 000 000,00				
Differanse NPV	654 679 626,12				

5,5 %

Særskattegrunnlag	4 219 545 799,46	3 905 647 989,02	2 834 997 344,78	233 875 814,91	- 201 982 203,05
Særskatt 51%	2 151 968 357,72	1 991 880 474,40	1 445 848 645,84	119 276 665,61	- 103 010 923,55

7,5 %

Særskattegrunnlag	3 886 212 466,12	3 572 314 655,69	2 501 664 011,45	99 457 518,42	- 201 982 203,05
Særskatt 51%	1 981 968 357,72	1 821 880 474,40	1 275 848 645,84	50 723 334,39	- 103 010 923,55

Differanse særskattegrunnlag	333 333 333,33	333 333 333,33	333 333 333,33	333 333 333,33	-
Differanse særskatt	170 000 000,00	170 000 000,00	170 000 000,00	170 000 000,00	
Skatt/grunnlag	0,51	0,51	0,51	0,51	

EIA-priser og k

Uplift 5,5%

Betalbar skatt	4 282 917 751	4 266 804 093	3 533 511 758	1 251 320 194	515 401 943
FCF	- 12 081 527 472	4 580 594 317	4 373 768 274	3 730 073 217	2 923 147 557
Diskonteringsrente	0,0914	0,0914	0,0914	0,0914	0,0914
PV	- 12 081 527 472	4 196 989 478	3 671 874 855	2 869 230 959	2 060 226 366
NPV	3 609 282 737				

Uplift 7,5%

Betalbar skatt	4 112 917 751	4 096 804 093	3 363 511 758	1 081 320 194	515 401 943
FCF	- 11 911 527 472	4 750 594 317	4 543 768 274	3 900 073 217	2 923 147 557
Diskonteringsrente	0,0914	0,0914	0,0914	0,0914	0,0914
PV	- 11 911 527 472	4 352 752 718	3 814 593 601	2 999 997 632	2 060 226 366
NPV	4 208 531 395				

Differanse NPV	599 248 659				
----------------	-------------	--	--	--	--

