

Universitet i Stavanger
Stavanger, 14. juni 2012

Johan Sverdrup – en realopsjonstilnærming

Av
Henriette Larsen
Katrine Saua Mathiesen

Veileder: Klaus Mohn
Masteroppgave
Spesialisering i Anvendt Finans
Handelshøyskolen ved Universitet i Stavanger



Universitetet
i Stavanger



Universitetet
i Stavanger

**DET SAMFUNNSVITENSKAPELIGE FAKULTET,
HANDELSHØGSKOLEN VED UIS
MASTEROPPGAVE**

STUDIEPROGRAM:

Master Økonomi og Administrasjon

OPPGAVEN ER SKREVET INNEN FØLGENDE
SPESIALISERINGSRETNING:

Anvendt Finans

ER OPPGAVEN KONFIDENSIELL?

(**NB!** Bruk rødt skjema ved konfidensiell oppgave)

TITTEL:

Johan Sverdrup – en realopsjonstilnærming

ENGELSK TITTEL:

Johan Sverdrup – a real option approach

FORFATTER(E)

Studentnummer:

895780

895728

Navn:

Henriette Larsen

Katrine Saua Mathiesen

VEILEDER:

Klaus Mohn

OPPGAVEN ER MOTTATT I TO – 2 – INNBUNDNE EKSEMPLARER

Stavanger,/..... 2012

Underskrift administrasjon:.....

Sammendrag

Denne utredningen tar for seg hvordan realopsjonsteori kan anvendes for å verdsette oljeprosjekter, og hvordan dette vil påvirke den estimerte verdien av Johan Sverdrup feltet. Det rettes spesielt fokus på usikkerhet og fleksibilitet som oppstår underveis i ulike faser av et oljeprosjekt.

Etter en gjennomgang av feltets historie, innføring i oljebransjen og grunnleggende realopsjonsteori, fremkommer estimerte verdier av klassisk nettonåverdberegning og verdier av opsjonene, som vil være tilgjengelige for et oljeselskap i løpet av feltets levetid. Det redegjøres for hvordan realopsjoner kan bidra til å skape en tilleggsverdi til prosjektet sammenlignet med klassisk nåverdberegning. Resultatene av teorien blir drøftet i forhold til empiri.

Oljeprosjekter er svært komplekse og består av en høy grad av usikkerhet. For å oppnå en oversiktlig framstilling og samtidig gi en tilstrekkelig grad av økonomisk intuisjon, er det naturlig å foreta noen forenklinger og avgresninger. Dessuten, vil høyere grad av kompleksitet nødvendigvis ikke gi et mer nøyaktig svar, ettersom inputparametrene til modellen i utgangspunktet er svært usikre. Resultatene viser at tilleggsverdien av fleksibilitet har en betydelig påvirkning på prosjektverdien, og utgjør en verdiøkning på mellom 43-4024 %. Oppgaven avrundes med en drøfting av hvilke implikasjoner anvendelse av realopsjonsteori kan ha for oljeselskaper og myndigheter.

Innhold

Sammendrag	3
Oversikt over figurer og tabeller	6
Forord	8
1. Innledning	9
1.1 Oppgavens struktur	10
2. Johan Sverdrup og den norske oljeindustrien	11
2.1 Innledning	11
2.2 Norsk oljehistorie	11
2.2.1 Praksis rundt utvinning og utbygging	15
2.3 Statens andel og inntekter fra petroleumsvirksomheten	19
2.4 Avaldsnes operatør Lundin	20
2.5 Aldous Major South	21
2.6 Avaldsnes + Aldous Major South = Johan Sverdrup	22
3. Generell teori om verdsetting	25
3.1 Hvordan verdsette et oljefelt?	25
3.1.1 Estimering av kontantstrømmer	25
3.1.2 Neddiskontering av kontantstrømmene	26
3.2 Relevante risikomomenter ved oljeprosjekter	28
3.2.1 Reservoarusikkerhet	30
3.2.2 Kostnadsusikkerhet	31
3.2.3 Oljeprisusikkerhet	31
3.3 Metoder for verdsetting	32
3.3.1 Neddiskontert kontantstrømanalyse:	32
3.3.2 Relativ verdsetting	33
3.3.3 Realopsjoner	34
3.3.4 Fleksibilitet i oljeprosjekter	37
3.3.5 Sekvensielle opsjoner	40
4. Opsjonsbasert verdsettelsesgrunnlag for Johan Sverdrup-feltet	40
4.1 Nåverdimetodens begrensninger i volatile omgivelser	40
4.2 Verdi av fleksibilitet	41
4.3 Kostnadsusikkerhet	41
4.4 Oljeprisusikkerhet	42
4.4.1 Prognosemodeller	42
4.4.2 Geometrisk Brownsk Bevegelse	43
4.4.3 Mean reversion	44

4.4.4 Convenience yield.....	45
4.5 Numeriske teknikker for verdsetting av realopsjoner.....	46
4.5.1 Black- Scholes (og Merton) modellen.....	46
4.5.2 Monte Carlo Simulering.....	47
4.5.3 Diskret binomisk prismodell.....	48
4.6 Risikonøytral verdivurdering.....	49
4.7 Valg av modell.....	50
4.8 Ulike faser i et oljeprosjekt.....	51
4.8.1 Opsjoner i de ulike fasene.....	52
5. Estimering av modellparametre og presentasjon av fremgangsmåte.....	54
5.1 Estimering av modellparametre.....	54
5.1.1 Oljepris.....	54
5.1.2 Produksjonsprofil.....	57
5.2 Presentasjon av fremgangsmåte.....	59
5.2.1 Steg 1: Nåverdi av prosjekt uten fleksibilitet.....	60
5.2.2 Steg 2: Modellering av usikkerhet i beslutningsfasen i et utfallstre.....	62
5.2.3 Steg 3: Identifisering av fleksibilitet og koble dette opp mot utfalls tre.....	62
5.2.4 Steg 4: Utføring av realopsjonsanalyse.....	67
6. Analyse.....	69
6.1 Estimering av fremtidig oljepris.....	70
6.2 Kontantstrøm.....	71
6.3 Verdi av fleksibilitet i undersøkelsesfasen.....	72
6.4 Verdi av fleksibilitet i utbyggingsfasen.....	74
6.5 Verdi av fleksibilitet i produksjonsfase.....	75
6.5.1 Fleksibilitet til å avslutte prosjektet.....	75
6.5.2 Fleksibilitet til å ekspandere.....	76
6.5.3 Prosjektverdi med full fleksibilitet inklusiv oppstartsflexibilitet.....	77
6.6 Kombinering av geologisk usikkerhet og oljeprisusikkerhet.....	78
6.6.1 Oljeprisusikkerhet.....	80
6.7 Implikasjoner.....	80
6.8 Begrensninger ved modellen.....	81
7. Oppsummering og konklusjon.....	82
8.1 Litteraturliste.....	86
8.2 Appendix.....	91
8.2.1 Appendix A.....	91
8.2.2 Appendix B Tillegg beregninger til analysen.....	91

Oversikt over figurer og tabeller

Figur 2.1 Ressurstilvekst og produksjon på norsk sokkel.....	13
Figur 2.2 Leteaktivitet på norsk sokkel.....	13
Figur 2.3 Ansvarsfordeling i oljenæringen med utgreining fra Stortinget.....	15
Figur 2.4 Eierstruktur på Avaldsnes, Aldous og Johan Sverdrup.....	17
Figur 2.5 Johan Sverdrup med alle brønner som er boret.....	18
Figur 2.6 Produksjon og kontantstrøm.....	21
Figur 2.7 De 5 største feltene funnet på norsk sokkel.....	22
Figur 2.8 Størrelsen på Johan Sverdrup.....	23
Figur 2.9 Kart over sokkelen.....	24
Figur 3.1 Illustrasjon av to ulike kontantstrømsprofiler.....	27
Figur 3.2 Oljeprisens utvikling (Brent, faste priser).....	32
Figur 4.1 Diskret binomisk prismodell.....	48
Figur 4.2 Utvikling i et oljefelt.....	51
Figur 4.3 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula.....	54
Figur 5.1 Historisk utvikling av Brent priser i Europa.....	54
Figur 5.2 Annualisert volatilitet Brent priser i Europa.....	56
Figur 5.3 Produksjonsprofilen til Johan Sverdrup.....	58
Figur 5.4 Investeringsutgift og driftskostnader per reserve.....	59
Figur 5.5 Firetrinnsmodell for verdsetting av investeringsprosjekter ved bruk av opsjonsteori.....	60
Figur 5.6 Illustrasjon av et beslutningstre.....	63
Figur 5.7 Beslutningsstruktur til startfleksibilitet.....	66
Figur 5.8 Binomisktre illustrasjon av usikkerhet i reservoarstørrelse og oljepris.....	68
Figur 6.1 Oljepris baner.....	71
Figur 6.2 Andel opsjonsverdi i de ulike fasene.....	78
Figur 6.3 Binomisktre illustrasjon av usikkerhet i reservoar og oljepris.....	79
Tabell 2.1 Nøkkeltall Statoil og Lundin (for år 2010).....	21

Tabell 3.1 Analogi mellom finansiell opsjon og realopsjon.....	37
Tabell 5.1 Potensielle fremtidige oljepriser per fat og NNV i forhold til oljeprisene, binomisk trebygging.....	61
Tabell 5.2 Prosjektverdi inkludert avslutningsfleksibilitet.....	64
Tabell 5.3 Prosjektverdi inkludert avslutnings- og ekspansjonsfleksibilitet.....	65
Tabell 5.4 Prosjektverdi med full fleksibilitet.....	67
Tabell 6.1 Base case.....	72
Tabell 6.2 Fleksibilitet i undersøkelsesfasen	73
Tabell 6.3 Verdi av et felt i utbyggingsfasen.....	74
Tabell 6.4 Avslutningsfleksibilitet.....	75
Tabell 6.5 Ekspansjonsfleksibilitet.....	76
Tabell 6.6 Ekspansjonsfleksibilitet kun priseffekt.....	77
Tabell 6.7 Full fleksibilitet.....	77
Tabell 6.8 Endring i volatilitet i oljeprisen.....	80

Forord

Denne utredningen er gjennomført som et siste ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon, anvendt finans ved Universitetet i Stavanger. Temaet for oppgaven er anvendelse av realopsjonsteori ved verdsettelse av Johan Sverdrup feltet. Gjennom avhandlingen kombineres tradisjonell investeringsanalyse med nyere realopsjonsteori.

Bakgrunnen for denne oppgaven var å få et nærmere innblikk i en verdsettelsesprosess av et usikkert oljeprosjekt, både ved bruk av tradisjonelle nettonåverdi analyser, men kanskje mer interessant å kombinere denne med en realopsjonsmodell. Spesielt ønsket vi finne ut hvor stor betydning usikkerhet hadde å si for verdiestimatet til et dagsaktuelt oljeprosjekt.

Arbeidet med utredningen har vært en utfordrende og krevende prosess, men samtidig også særdeles interessant og spennende. Gjennom semesteret har vi fått god innsikt i både opsjonsteori og oljebransjen generelt.

Til slutt ønsker vi å takke vår veileder, Klaus Mohn, for engasjerende møter med gode innspill og konstruktive tilbakemeldinger. I tillegg ønsker vi å takke Oljedirektoratet for hjelp til informasjonsinnsamling.

Stavanger, 14. juni 2012

Henriette Larsen og Katrine Saua Mathiesen

1. Innledning

I denne utredningen har vi valgt å ta for oss et av de nyeste oljefeltene på den norske kontinentalsokkelen, Johan Sverdrup. Gjennom anvendelse av realopsjonsteori har vi gjennomført en verdsettelse av Johan Sverdrup, hvor fleksibilitet og usikkerhet er sentrale momenter. Usikkerhetsmomentene som blir vektlagt i denne utredningen er hovedsakelig oljeprisusikkerhet og reservoarusikkerhet. Flexibilitet oppstår i risikofylte prosjekter preget av stor grad av usikkerhet. Ved bruk av realopsjonstilnærming er det mulig å identifisere og verdsette denne tilleggsverdien. Gjennom de ulike fasene som kjennetegner et oljeprosjekt, oppstår en rekke muligheter eller opsjonstyper for ledelsen. Tittelen på utredningen er ”Johan Sverdrup – en realopsjonstilnærming”.

Det er 45 år siden det ble gjort oljefunn på den norske kontinentalsokkelen, og det er en sektor som har vært preget av mye vekst og økende produksjon. Ressurspotensialet er fortsatt stort, noe som ble belyst av oljefunnet på Johan Sverdrup. På den andre siden har petroleumsnæringen siden starten opplevd økonomiske svinginger og skiftende priser på olje og gass. Usikkerhetsmomenter i oljepris og produksjon har en stor innvirkning for verdien av et uutviklet oljefelt. Samtidig er det også nødvendig med informasjon om særegne geologiske og andre fysiske forhold ved feltet for å oppnå en presis kostnadsstruktur. Opplysninger om oljeprosjekter er høyst konfidensielle, og det har vært en særdeles utfordrende og nesten umulig oppgave å innhente nødvendig data for å oppnå en presis verdivurdering. Mye av datagrunnlaget er dermed basert på offentlig data fra blant annet Oljedirektoratet.

Flere empiriske studier hevder at tradisjonell verdivurdering undervurderer prosjektets verdi. Kritikere av nettonåverdimetoden (NNV) argumenterer med at den tradisjonelle metoden feiler i å fange opp verdien av fleksibilitet som foretaket måtte ha hatt for å kunne tilpasse seg skiftende omgivelser (Brennan og Schwartz (1985) og Copeland og Antikarov (2003)). I motsetning fokuserer realopsjonsmodeller mer på beskrivelsen av usikkerhetskilder, og er spesielt velegnet til å verdivurdere fleksibiliteten til å ta valg underveis i et oljeprosjekt. Realopsjoner gir en bedrift mulighet, men ikke en plikt, til å gjøre en handling. Typiske realopsjoner er muligheten til å utsette, ekspandere og avslutte et oljeprosjekt (Smit 1997). Et selskap som besitter slike realopsjoner er mer fleksibelt og dermed mer verdifullt enn selskaper som ikke har dem.

Med bakgrunn i utviklingen på norsk sokkel og det nye store oljefunnet, ønsker vi å verdsette Johan Sverdrup basert på realopsjonsteori. Hensikten med denne verdivurderingen er å belyse

hvordan tilleggsverdien av ulike typer fleksibilitet kan påvirke verdien til et oljeprosjekt. Vi ønsker dermed å undersøke følgende problemstilling:

”Hvordan vil anvendelse av realopsjonsteori påvirke den estimerte verdien til Johan Sverdrup feltet?”

1.1 Oppgavens struktur

Denne utredningen består av fem hovedkapitler.

Kapittel to omhandler fakta om Johan Sverdrup, og en generell beskrivelse av den norske oljeindustrien. Det blir gjennomgått den foreløpige historien til Johan Sverdrup, utviklingen frem til skrivende stunder, den norske oljehistorien og hvordan den norske oljeindustrien fungerer.

Videre presenteres det en generell teori om verdsetting i kapittel tre.

I kapittel fire går vi mer inn på verdsetting ved bruk av realopsjoner, hvordan det anvendes på oljeprosjekter i tillegg til valg av modell og inndeling av oljeprosjektet i faser.

I kapittel fem presenteres fremgangsmåten for hvordan en kan verdsette et oljeprosjekt ved bruk av realopsjonsteori.

I det siste hovedkapittelet, kapittel seks, sammenfattes resultat, analyse og drøftelse av modellen. Deretter følger en oppsummering og konklusjon.

2. Johan Sverdrup og den norske oljeindustrien

2.1 Innledning

Avaldsnes funnet er resultatet etter boring av undersøkelsesbrønn 16/2-6, gjort av det svenske oljeselskapet Lundin Petroleum AB 17. september 2010. Formålet med brønnen var først og fremst å påvise at det faktisk enda var reservoarbergarter i dette området (Oljedirektoratet (2010a)).

Det nye funnet viste seg senere å være betraktelig større enn først antatt. Statoil med sin utvinningstillatelse i et område om lag 4 kilometer vest for Avaldsnes funnet, fant også olje etter en boring av undersøkelsesbrønn 16/2-8, kalt for Aldous Major South. Letingene i dette området ble startet for å påvise at det fantes petroleum, men også for å se om det var kommunikasjon mellom Aldous og Avaldsnes feltet. Data og informasjon om olje/vannkontakten fra de to funnene bekreftet ikke bare kommunikasjonen, men også at det er et eneste stort oljefelt, et av de største funnene på norsk sokkelen gjennom hele historien. (Oljedirektoratet (2011b)). Boring av flere avgrensingsbrønner i området bekreftet også i ettertid størrelsen på feltet.

Både Avaldsnes og Aldous ble funnet i en periode hvor en begynner å se på norsk sokkel og da spesielt Nordsjøen, som ferdig og overmodent med liten sannsynlighet for nye og store funn. Dette medfører at utenlandske aktører enklere får innvilget utvinningstillatelse samt konsesjoner, noe som har bidratt til at disse selskapene i senere tid har fått et betydelig større eierskap i nyere oljefelt på norsk sokkel. Stadig flere frykter dermed nå at nye store funn ikke kommer til å komme den norske stat til gode på samme måte som tidligere (Bjerke (2011)).

2.2 Norsk oljehistorie

På slutten av 1950-tallet konstaterte geologer at man kunne se bort fra muligheter for at det fantes kull, olje eller svovel på kontinentalsokkelen langs den norske kyst. I begynnelsen av 1960-årene ble det derimot funnet gass langs kysten av Nederland, noe som medførte at oljeselskapene begynte å få interesse for områdene også lengre nord. Kort tid etter responderte de norske myndighetene på den økte interessen ved å inngå en avtale med Storbritannia om deling av kontinentalsokkelen etter midtlinjepriippet (Statoil (2012)).

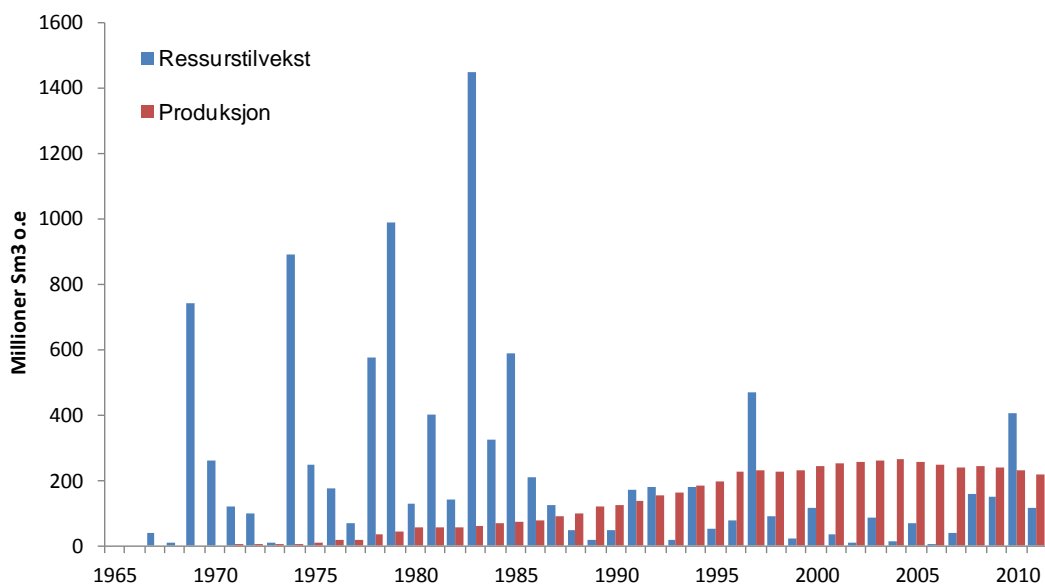
Den Norske Stat har siden begynnelsen av norsk oljehistorie vært betydelig involvert i hva som foregår på norsk sokkel. Det heter blant annet i Petroleumsloven at alt av olje og gass på den norske sokkelen er det norske folks eiendom. Dette har ført til en involvering som kan

forklares i 4 ulike steg, eller epoker av historien: Først etableres Statoil i 1972 som statens forretningsmessige instrument på sokkelen, deretter blir *Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)* opprettet i 1985 for å begrense ukontrollert vekst og maktkonsentrasjon i statsoljeselskapet. Tredje epoke av historien består av børsnoteringen av Statoil 26. april 2001 og opprettelsen av det norske oljeselskapet Petoro 9. mai 2001. Det siste steget var fusjonen mellom Statoil og Norsk Hydros olje- og gassdel 1. oktober 2007 (Lerøen (2011)).

Det er nå 45 år siden den første letebrønnen på norsk sokkel ble boret og 40 år siden oljeproduksjonene startet fra Ekofisk- feltet i Nordsjøen. Gjennombruddet skjer natten til 30. august 1969, og lille julaften samme år kom meldingen om at en av boreriggene hadde gjort et gigantfunn på Ekofisk. Da var oljeeventyret i gang for fullt. De neste 10 årene ble det gjort flere store olje- og gassfunn som la grunnlaget for en ny industri og næringsvirksomhet med ringvirkninger for hele landet (Statoil (2012)).

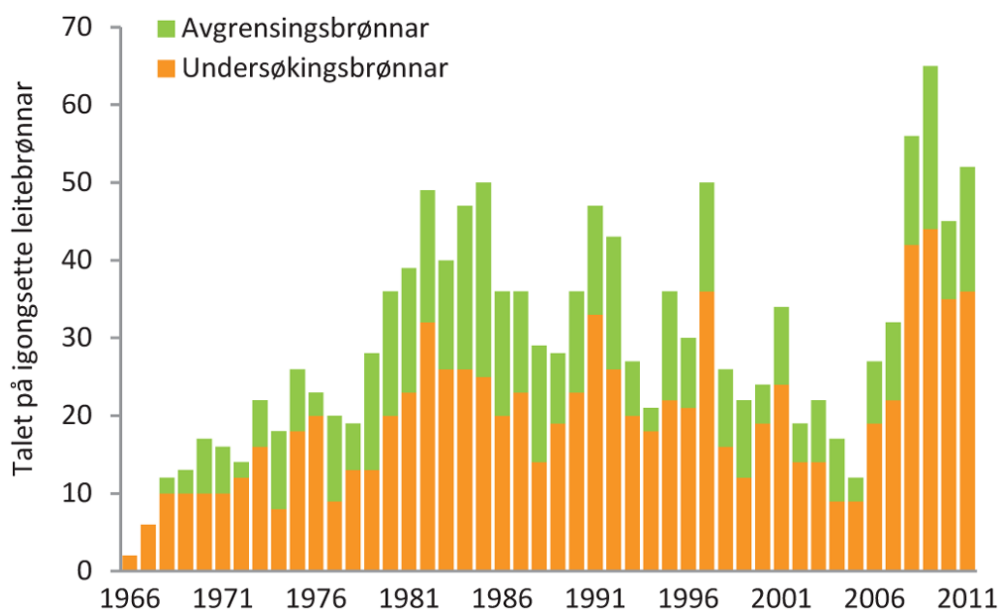
Petroleumsnæringen har siden starten opplevd økonomiske svingninger og skiftende priser på olje og gass. Ser en derimot på perioden under ett, er dette en sektor som har vært preget av mye vekst og økende produksjon. Norge hadde sin oljeproduksjonstopp i 2001 og vært avtagende siden da. Selv med synkende oljeproduksjon var Norge i 2010 den sjuende største eksportøren av olje, og den nest største eksportøren av naturgass i verden. Ressurspotensialet på norsk sokkel er fortsatt stort, noe som ble belyst gjennom de store funnene både i Nordsjøen og Barentshavet i det første halvåret av 2011 (se figur 2.1 og 2.2). 2011 kan vise seg å bli det første året siden 1997 der ressursene i nye funn er større enn produksjonen. I Nordsjøen gjelder dette feltene Avaldsnes og Aldous Major South (Oljedirektoratet (2011a)).

Figur 2.1
Ressurstilvekst og produksjon på norsk sokkel¹



Kilde: Oljedirektoratet (2003), Oljedirektoratet (2011a), Oljedirektoratet (2012c)

Figur 2.2
Leteaktivitet på norsk sokkel



Kilde: Oljedirektoratet (2012)

¹ Ressurstilveksten i figuren blir hele tiden revidert. For eksempel: Avaldsnes feltet som ble funnet i 2010 har bidratt til en økende ressurstilvekst for år 2010. Oljeressursene på dette feltet som ble funnet i 2011, har bidratt til økende oljeressurser i 2010.

Med bakgrunn i statens håndtering av oljevirkosomheten, eier Norge i dag ca 1 prosent av alle aksjene i verden (Lerøen (2011)). Håndteringen av oljenæringen startet ved opprettelse av Statoil i 1972. Selskapet ble opprettet for å være statens forretningsmessige instrument i olje- og gassnæringen. Statoil ble brukt til å sikre store andeler i nye funn på norsk sokkel, som i startfasen var preget av utenlandske selskaper. Ingen andre selskaper har noensinne fått så mye i startkapital, og heller ingen har blitt tatt fra så mye verdier som Statoil.

Med Statoils historie, først statlig eid med mye støtte fra staten, for så å måtte gi fra seg mye verdier da de ønsket å bli børsnotert, belyser litt hvor vanskelige det kan være å være et stort selskap i et lite land, og på den andre siden hvilke begrensninger en står ovenfor ved å være for liten i en stor verden. Etter det første året leverte Statoil et årsresultat med overskudd, og frykten for selskapets størrelse og makt begynte å oppstå. For å sette en demper på veksten myndigheten fryktet, ble det i 1985 opprettet en ordning kalt SDØE – *Statens direkte økonomiske engasjement*, en ordning som skulle sikre staten eierandeler i olje- og gassfelt. Eierandeler i olje- og gassfeltene blir tildelt sammen med utdelingen av tillatelsene til leteboring og utvinning av områder på norsk sokkel. Som en av flere eiere dekker staten sin del av investeringene og kostnadene, og får en tilsvarende del av inntekten fra utvinningstillatelsen. Staten sikret tidligere eierskap på den norske sokkelen direkte gjennom Statoil, et selskap der staten hadde eierandeler. Opprettelsen av SDØE førte til en todeling av Statoil, en del som gikk direkte til staten (SDØE), og en annen del som gikk til Statoil. Statoil fortsatte i sin rolle som operativ forvalter av SDØE-andelene, men pengestrømmen fra de direkte statlige andelene gikk direkte til statskassen.

Nesten 30 år etter starten av oljeproduksjon på norsk sokkel, ble Statoil delvis privatisert og børsnotert, samtidig som det ble etablert et nytt statsaksjeselskap, Petoro. Ved børsnoteringen av Statoil overtok Petoro forvaltningsansvaret av statens økonomiske interesse (SDØE), og fikk dermed rollen som forvaltningen av statens egen olje- og gassportefølje. Hensikten var ikke at selskapet skulle være en operatør, men derimot skulle selskapet stå for økt verdiskapning. Dette gjaldt spesielt for felt som hadde fått tydelige trekk av modning og aldring, hvor selskapet skulle spille en sentral rolle i olje- og gassverdikjeden. Petoro skulle etter hvert bli mottaker av statlige eierandeler i nye felt.

I 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassdelen av Norsk Hydro, noe som medførte at det nye selskapet, StatoilHydro, ble sittende med operatøransvaret for 80 prosent av produksjonen på

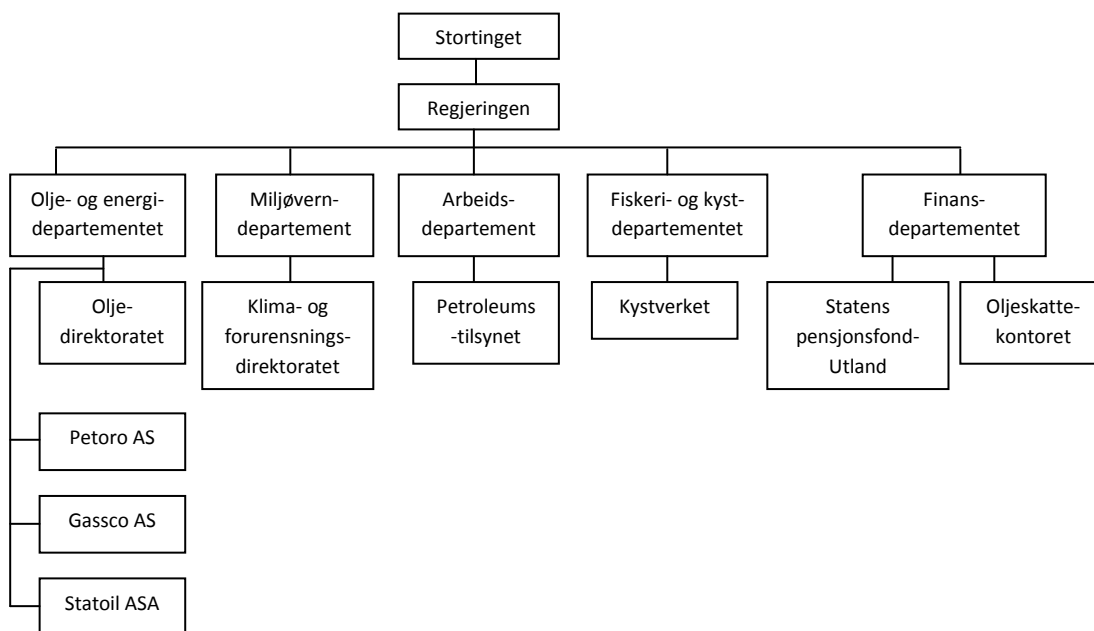
norsk sokkel. Petoros oppgave som pådriver for ressursforvaltning og verdiskapning ble etter fusjonen enda viktigere ettersom fusjonen førte til svekket mangfold og konkurranse.

2.2.1 Praksis rundt utvinning og utbygging

Siden olje industrien vokste seg så stor og krevde en så høy grad av statlig involvering, ble det etter hvert behov for å opprettes ulike direktorat, lover og regler for håndteringen av denne næringen. Av den norske Petroleumsloven fremkommer det at alt som finnes av olje og gass på norsk sokkel har Den Norske Stat eiendomsrett til. Det offentlige må godkjenne og gi tillatelse til alt som skal forekomme på norsk sokkel. Staten er med andre ord innblandet i alt fra leteboring, undersøkings og utvinningstillatelsene, til planer for utbygging, drift, og nedleggelsesplaner.

Figur 2.3

Ansvarsfordeling i oljenæringen med utgreining fra Stortinget



Kilde: Oljedirektoratet (2011)

Fordelingen er slik at det er Stortinget som setter rammene for petroleumsvirksomheten, blant annet ved å vedta lover som Petroleumsloven. Deretter har den norske Regjeringen den utøvende makten over petroleumpolitikken, og står til ansvar overfor Stortinget for sine politiske valg. Det er opprettet ulike departementer med underliggende direktorater og tilsyn som skal, på vegne av Regjeringen, utøve politikken som er satt opp. Grunnet næringen omfang er det mange ulike departementer som spiller inn. Områder som påvirkes gjennom petroleumsnæringen er alt fra selve oljeressursene, helse, arbeidsmiljø og trygghet for

arbeiderne, til skattlegging av selskapene og beskyttelse og ansvar for det ytre miljøet (se figur 2.3).

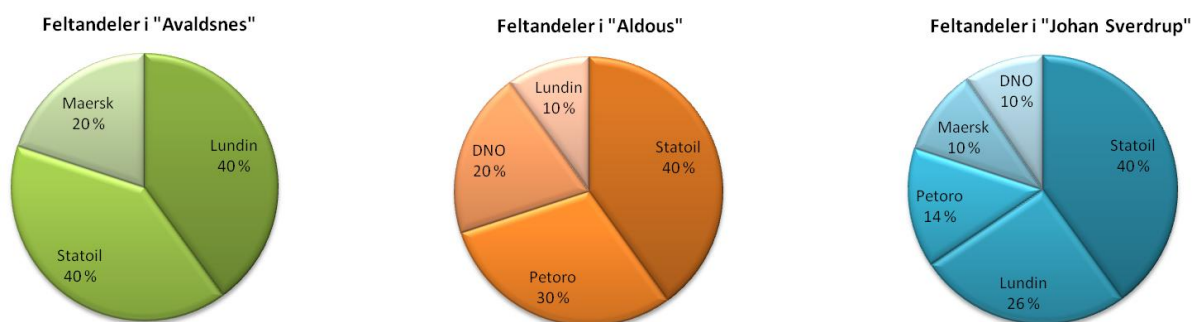
Innenfor selve petroleumsvirksomheten er det først og fremst Olje- og Energidepartementet som har det overordnede ansvaret for forvaltningen av de ulike petroleumssressursene som finnes på norsk sokkel. Det er de som skal sørge for at retningslinjer blir holdt, og det er de som har det overordnede ansvaret for den statlige deltakelsen gjennom Petoro AS (og Gassco AS, som går på gassvirksomheten), og deler av Statoil ASA (eier 67 prosent av aksjene i selskapet).

Videre styres en god del av undersøkelsene og utvinningene av petroleumssressursene av Oljedirektoratet, dette gjennom fastsetting av forskrifter og ved å lage ulike vedtekter etter regelverket. En av Oljedirektoratets mest sentrale roller er rådgivning til Olje- og Energidepartementet, hvor de blant annet står bak anbefalingene med hvem som bør få tillatelse til å lete etter olje og gass, og hvordan de ulike eierandelene skal fordeles. Mer om hvordan dette forekommer vil vi komme tilbake til, men dette er et av de punktene som har vært omdiskutert når det kommer til Avaldsnes funnet.

Det har blitt uttrykket i media at ”Oljedirektoratet har sovet i timen” under utdelingen av lisenser til Avaldsnes feltet (Bjerke (2011)). I første omgang fikk svenske Lundin operatøransvaret med 40 prosent eierskap, og Statoil og danske Maersk ble partnere med henholdsvis 40- og 20 prosent eierskap. Media har reagert på at det var 60 prosent av eierskapet som gikk til utenlandske selskaper, og at Norge, gjennom Statoil, var for lite innblandet i et stort oljefunn. Men dette var før det ble påvist olje på Aldous Major South, og at Avaldsnes og Aldous utgjorde et stort felt. Dette betyr at det blir en unitisering av disse feltene og eierandelen blir omstrukturert. Med bakgrunn i de tidligere eierandelene på Avaldsnes- og Aldous feltet, har vi beregnet et anslag på hvordan eierstrukturen kan bli seende ut etter unitiseringen².

²Unitiseringer er beregnet på bakgrunn av gjennomsnittlige estimat på utvinnbare oljefelt fordelt på eierandelene.

Figur 2.4
Eierstruktur på Avaldsnes, Aldous og Johan Sverdrup



Kilde: Lundin (2012a), egne beregninger

2.2.1.1 Utvinningstillatelser

For å åpne et område for petroleumsvirksomhet skal det vurderes hvilke økonomiske og sosiale virkninger, samt hvilke miljøpåvirkningene en eventuell utbygging kan ha for andre næringer i distriktet rundt. Dette vurderes i en konsekvensutredning. Konsekvensutredningen må være klar før en vurderer åpningen av et område og før det gis tillatelse til undersøkning og produksjon. Tillatelse til utvinning, det vil si at en har enerett til undersøkelse, leteboring, og utvinning av petroleumssressursene på det enkelte området, blir utdelt gjennom konsesjonsrunder. Prosessene med utdeling av utvinningstillatelsene foregår ved at regjeringen kunngjør noen områder som er mulige å søke på, da enten som et enkelt selskap som ønsker dette området, eller som en gruppe. Flere selskaper kan gå i sammen og søke om utvinning i de ulike områdene.

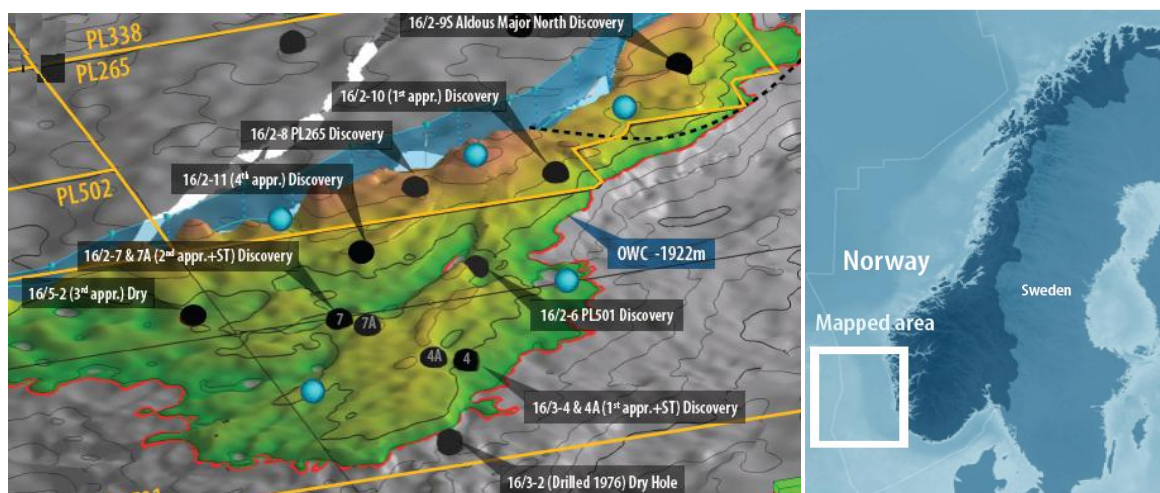
Avaldsnes feltet har en noe særegen historie bak seg når det kommer til leting og utvinningstillatelser. En utvinningstillatelse gjelder i første omgang for selve leteperioden, som kan vare i opptil 10 år. En leteperiode består av bestemte faser; første fase, vanligvis varighet mellom et og tre år, består av innsamling av geologiske og geofysiske funn og kartlegging av området. Det er først etter kartlegging av området en kan starte med leteboringen. Dersom en gjennom denne perioden ikke finner olje, gass, eller funnet er for lite til at en utbygging vil være lønnsom, er det lov å levere tilbake utvinningstillatelsen til myndighetene. Tilbakeleveringen skal skje ved utløpet av leteperioden, det kan gjøres tidligere dersom rettighetshaveren har vedtatt at de ikke kommer til å fortsette i det aktuelle området (Oljedirektoratet (2010b)). Dette har vist seg å være tilfellet opptil flere ganger ved Avaldsnes feltet. Avaldsnes ble funnet i et område som blir kalt for modent – et område med kjent geologi og utbygd infrastruktur. Den norske kontinentalsokkelen deles opp i tre

hovedgruppe: modne områder, umodne områder og uåpnet områder. Et umodent område, er et område bestående av ukjent terreng, til dels store tekniske utfordringer, og det er svært lite eller ikke eksisterende infrastruktur. Disse områdene bør utforskes av selskaper som har bred erfaring, og god teknisk og geologisk kompetanse. De modne områdene har gjennom TFO (tildeling i forhåndsdefinerte områder) gitt nye og gjerne utenlandske selskaper rettigheter og muligheter til å utforske ”restene” i disse områdene. Store deler av Nordsjøen blir i dag betegnet som modent, ikke bare på grunnlag av kjent geologi og utbygd infrastruktur og en høy sannsynlighet for å gjøre nye funn. En av bakside med modne områder er at det er svært liten sannsynlighet for at funnene vil være av noe relevant og betydelig størrelse.

Allerede i starten av den norske oljehistorien fikk Exxon tillatelse til å lete etter olje på området hvor Avaldsnes ble funnet (se figur 2.5), men fant ikke noe som var av så stor betydning at de ønsket å gå videre med utbygging og drifting av feltet. Det neste selskapet som fikk utvinningstillatelse var Esso, men Esso fant heller ikke noe av relevant størrelse og leverte tilbake tillatelsen. I 2001 ble det gjort enda et forsøk, da var det Statoil, Exxon og Enterprise som gikk sammen, men det ble nok en gang tørre brønner og mindre oljefunn som ikke var store nok til å kunne tjene på en utbygging (Mohr (2011)).

Figur 2.5

Johan Sverdrup med alle brønner som er boret



Kilde: Lundin (2012a)

I 2003 innførte regjeringen en ny ordning med *tildeling i forhåndsdefinerte områder* (TFO) som skulle sette fart på, og effektivisere utforskningen i de modne delene av norsk sokkel. TFO-ordningen har gjort det enklere for nye og mindre aktører å søke om utvinningstillatelser gjennom å forenkle søknadsprosessen, ved blant annet å stille mindre krav til dokumentasjon. Områdene som TFO omfatter har kjent geologi, og det er derfor ikke nødvendig med

tilsvarende krav til dokumentasjon av geologisk forståelse som i de tradisjonelle konsesjonsrundene. For å sikre ressurstilgang er det viktig at areal utforskes på en effektiv måte og at man unngår opphoping av areal hos selskapene som det ikke arbeides aktivt med. For å oppnå dette er arbeidsforpliktelsene i TFO-ordningen utformet slik at de stiller krav til raskere utforskning av områder enn det som tidligere har vært vanlig. De fleste tillatelser har en såkalt ”drill-or-drop” betingelse. Her gis selskapene i hovedsak to år til å vurdere om de ønsker å bore en brønn. En eventuell boring må i så tilfelle vanligvis gjennomføres i løpet av to år. Alternativt må hele arealet tilbakeleveres (Oljedirektoratet (2009)). Et selskap må ha en konkret plan for området for å kunne få konsesjon gjennom TFO-ordningen. Det er opprinnelig kun nye selskaper, selskaper som ikke har søkt på det aktuelle området tidligere, som kan søke konsesjon dersom en utvinningstillatelse er blitt tilbakelevert.

Den siste runden hvor det ble utdelt konsesjon på Avaldsnes feltet fikk Lundin rollen som operatør, og partnerne ble Statoil og Maersk. Med TFO-ordningen ønsket en altså en raskere sirkulasjon av de modne områdene og en mer effektiv utforskning, og Avaldsnes funnet er ifølge informasjonssjef i Oljedirektoratet, Eldbjørg Vaage Melberg, et bevis på at TFO-ordningen faktisk fungerer (Mohr (2011)).

Innledningsvis ble det nevnt at gjennom avgrensninger ble det påvist at Avaldsnes feltet var mye større enn først antatt, og at Avaldsnes og Aldous utgjorde et stort oljefelt. Når det er konstatert at oljefunnet er økonomisk stort nok til å bli bygget ut, begynner en med avgrensningen av selve funnet for å finne ut hvor stort det er. Avgrensningen må forekomme før neste steg som vil være planlegging av utbygging og drifting av oljefeltet. Estimater av hvor mye olje og gass feltet består av blir revidert helt frem til perioden hvor en skal begynne med utbygging og drifting.

Når utbyggings- og driftsfasen står for tur er det en ny høringsrunde, hvor det skal presenteres hvilke planer en har og hvordan de vil virke inn på miljøet, fiserinæringen og samfunnet generelt. Utbyggingen må kunne forsvares med at konsekvensene er mer positive enn negative for samfunnet (Oljedirektoratet (2011)).

2.3 Statens andel og inntekter fra petroleumsvirksomheten

All petroleum som finnes på norsk sokkel tilhører det norske folk og felleskap, og dermed bør mye av inntekten gå tilbake til det norske samfunnet også. Som nevnt er dette en av grunnene til opprettelsen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og Petoro. SDØE skal

ivareta store deler av verdiskapningen som skapes gjennom skattelegging og direkte eierskap gjennom SDØE- andeler. Det er kun Norge som bruker et slikt system for å sikre landet både eierskap og inntekter i petroleumsvirksomheten. Hovedbakgrunnen for dette systemet er å ta størst mulig del av den ekstraordinære avkastningen som er knyttet til utvinning av oljeressursene. Skattesystemet som er pålagt petroleumsvirksomheten er ordinær bedriftsskatt på 28 prosent, pluss en særskattesats på 50 prosent som er lagt til som følge av den ekstraordinære lønnsomheten som eksisterer i denne næringen. Et oljeselskap betaler altså 78 prosent i skatt, men dette er ikke et vanlig skattesystem. Ved for eksempel utregning av grunnlaget for ordinær skatt og særskatt blir investeringene avskrevet lineært over seks år, fra det året investeringen pådras. Det gis fradrag for alle relevante kostnader, inklusiv kostnader til leting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning. For å kunne skjerme normalavkastningen fra særskatten er det i tillegg et ekstra fratrekk i utregningsgrunnlaget for særskatt, den såkalte friinntekten. Friinntekter består av 30 prosent av hele investeringen (7,5 prosent per år i fire år fra og med investeringsåret).

Dersom et prosjekt ikke genererer positive kontantstrømmer og bedriften har underskudd til fremføring, er det muligheter til å føre frem underskuddet i tillegg til friinntekten med renter. Rentene følger deltakerandelene og kan overføres. Selskapene kan også søke om å få refundert skatteverdien av undersøkningsutgifter sammen med ligningen. Poenget med petroleumsskattesystemet er at det skal virke nøytralt. Med det menes at et investeringsprosjekt som er lønnsomt for investor før skatt, skal også være lønnsomt etter skatt. Det er dermed mulig å ta hensyn til både betydelig inntekter til fellesskapet og til at selskapet ønsker å gjennomføre lønnsomme prosjekter.

Staten mottar også utbytte fra sine andeler i Statoil. Den norske stat eier 67 prosent av aksjene i Statoil, og får utbytte fra sine andeler ved overskudd, noe som utgjør en del av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten. I 2010 var utbyttet fra Statoil til staten på hele 12,8 milliarder kroner (Oljedirektoratet (2011)).

2.4 Avaldsnes operatør Lundin

Lundin er et svensk oljefirma som har drevet med utvinning og produksjon av olje i over 30 år. Historien startet ved grunnleggelsen av International Petroleum av Adolf H. Lundin i 1981. Mye av virksomheten foregikk i Midt-Østen, Texas og etter hvert også i Storbritannia. Selskapet ble etter hvert omdøpt til International Petroleum Corporation (IPC). På slutten av 90-tallet ble det en sammenslåing med IPC og Sands Petroleum, et selskap der Adolf H.

Lundin allerede i 1995 var den største aksjonæren, og ble til Lundin Oil. I 2001 ble Lundin overtatt av det kanadiske selskapet Talisman Energy, og resultatet ble et større selskap og et navneskifte til Lundin Petroleum. I løpet av 2002 utvidet Lundin Petroleum sitt virksomhetsområde til å omfatte Frankrike, Nederland, Tunisia, Venezuela, Indonesia og Albania.

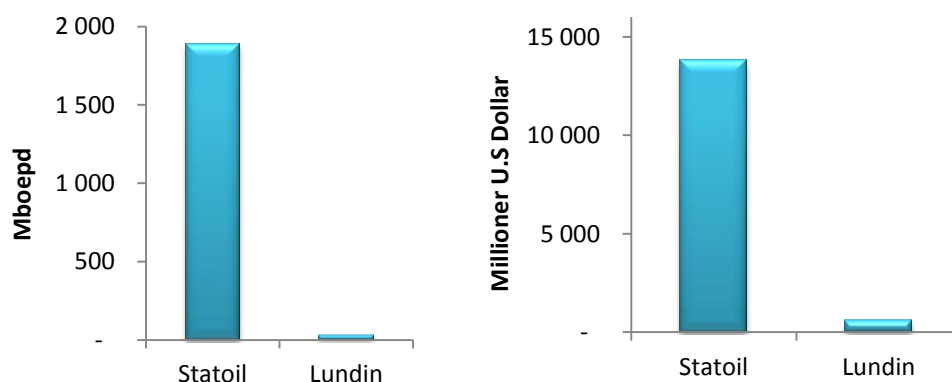
Lundins virksomhet i Norge startet i 2003, og har vokst de siste årene samtidig som de har opprettholdt virksomheten i de andre delene av verden. Det første prosjektet selskapet deltok i på norsk sokkel var Alvheim feltet, hvor de har 15 prosent eierskap. I 2007 oppdaget de Luno feltet og i september 2010 ble Avaldsnes oppdaget (Lundin (2012b)). Sammenlignet med Statoil er Lundin et svært lite selskap, dette vises igjen i hvor mye de produserer per dag, og kontantstrømmene de får fra de operasjonelle aktiviteter.

	Statoil	Lundin
Tabell 2.1 Nøkkeltall Statoil og Lundin (for år 2010)		
Produsert Mboepd (tusen fat o.e per dag)	1 888	31
Produsert i Norge Mboe (tusen fat o.e)	500 000	6 630
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter i MUSD (mill. US dollar)	13 788	573

Kilde: Statoil (2012b), Lundin (2011)

Figur 2.6

Produksjon og kontantstrøm



Kilde: Statoil (2012b), Lundin (2011)

2.5 Aldous Major South

Aldous Major South er navnet på oljefeltet Statoil fant 8. august 2011. Oljefeltet inneholder olje av veldig god kvalitet og ble først anslått til å inneholde 200-400 millioner fat, som representerer henholdsvis minimum og maksimums nivå av utvinnbar olje. Estimater ble bare etter en uke oppjustert til 400-800 millioner fat utvinnbar olje (Statoil (2011a)). Kun to

måneder etter forrige oppjustering, blir det gjort enda en til 900-1500 millioner fat utvinnbar olje (Statoil (2011b)). Eierstrukturen i Aldous var fordelt mellom Statoil som operatør med 40 prosent eierskap, og partnerne Petoro, Det norske oljeselskap og Lundin med henholdsvis 30, 20 og 10 prosent eierandeler.

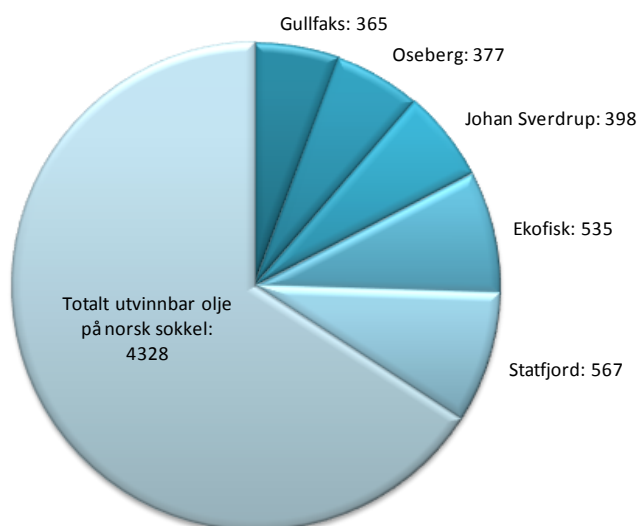
Statoil har også eierandeler i Avaldsnes feltet som var nabofeltet til Aldous. Avaldsnes første anslag på mengde utvinnbar olje var på 100-400 millioner fat da det ble funnet i 2010 (Oljedirektoratet (2010a)). Etter funnet på Aldous og nye avgrensingsbrønner ble Avaldsnes oppjustert til 800-1800 millioner fat utvinnbar olje (Lundin (2012a)).

2.6 Avaldsnes + Aldous Major South = Johan Sverdrup

Til sammen kan Avaldsnes og Aldous være det største oljefunnet som er blitt gjort på norsk sokkel siden 80-tallet, og det største som er gjort til havs i hele verden i 2011. Per 30.12.11 var estimatet på henholdsvis Avaldsnes og Aldous 800-1800 millioner fat og 900-1500 millioner fat utvinnbar olje, sammenlagt er det estimert at det finnes 1,7-3,3 milliarder fat olje på Johan Sverdrup (Lundin (2012)). Basert på estimerte verdier av utvinnbar olje på Johan Sverdrup, er oljefeltet det tredje største funnet sammenlignet med de fire største funnene gjort på norsk sokkel (Statfjord i 1979, Ekofisk i 1971, Oseberg i 1988 og Gullfaks i 1986).

Figur 2.7

De 5 største feltene funnet på norsk sokkel

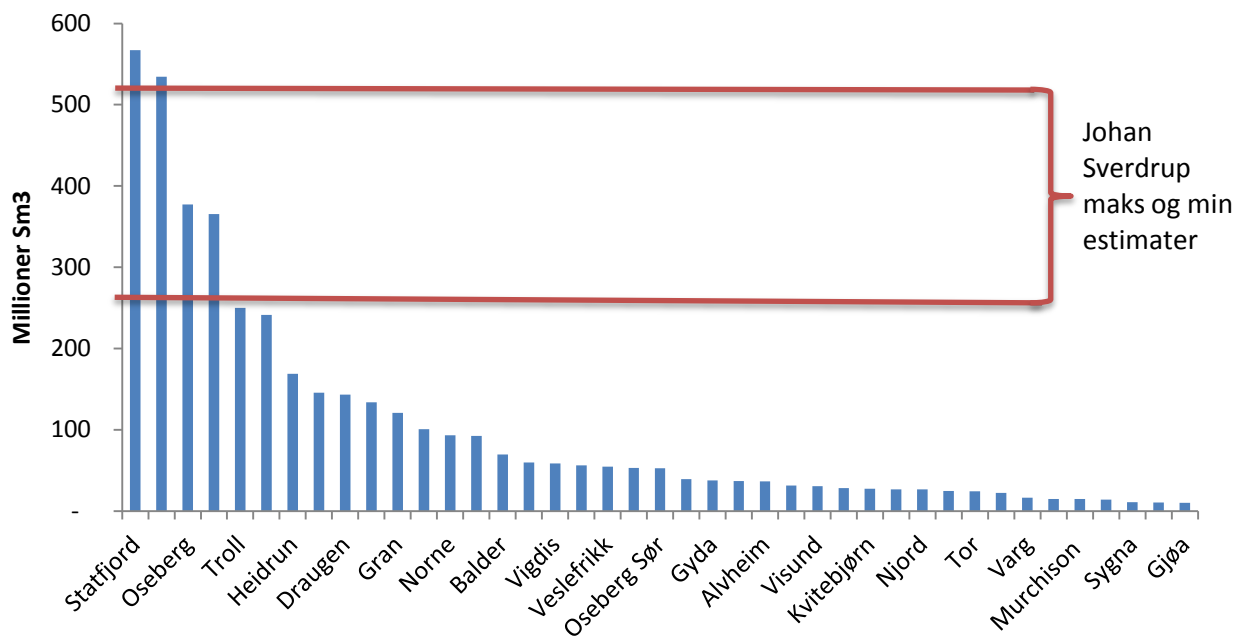


Tall oppgitt i utvinnbar olje i millioner Sm³

Kilde: Oljedirektoratet (2011)

Ved å sammenligne Johan Sverdrup med andre oljefelt, fremkommer det at selv ved lavest estimat for utvinnbar olje er det et av de fem største oljefeltene på norsk sokkel gjennom historien.

Figur 2.8
Størrelsen på Johan Sverdrup

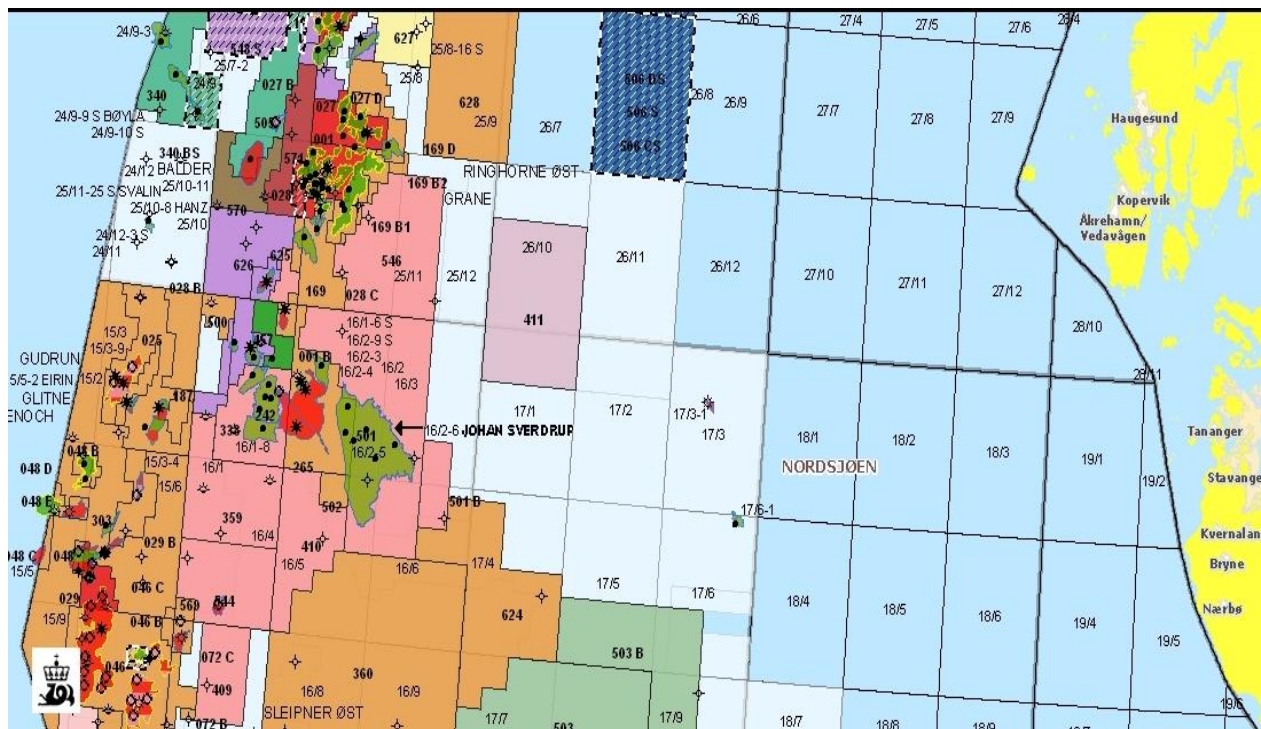


Kilde: Oljedirektoratet (2011)

”Vi vet at det fortsatt er mye uoppdaget olje og gass i Nordsjøen, men størrelsen på dette funnet overgår våre forventninger”, uttalte assisterende oljedirektør Johannes Kjøde den 18.08.11 i en av Oljedirektoratets artikler (Oljedirektoratet (2011c)). Det var den 08.08.11 Statoil meldte at de hadde påvist en oljekolonne på minst 65 meter i brønn Aldous Major South.

Det ble påvist at det var kommunikasjon mellom dette feltet og Avaldsnes som ble funnet et år tidligere. Johan Sverdrup bekrefter en mistanke som både Oljedirektoratet og flere selskaper har hatt, nemlig at det er mye olje på dette området. Kjøde kommenterer videre at akkurat dette område er rikt, og at oljeselskapene har drevet med boring siden 1960-tallet. Det er på grunnlag av blant annet ny teknologi og nye tolkning av gamle data som har ført til flere interessante funn de siste årene. Det er ikke bare Johan Sverdrup som er et resultat av bedre utnyttelse av informasjon, også tre andre felt er funnet i samme område; Luno, Draupne og Ragnarrock.

Figur 2.9
Kart over sokkelen



Kilde: Oljedirektoratet (2012a)

Kartet viser hvor Johan Sverdrup ligger på den norske sokkelen. Som en ser ut fra kartet er dette området godt utbygget, og det finnes mange felt rundt.

Det er enda mye arbeid igjen med begge feltene, og oppgaven som begynte med å se på et av de største oljefeltene, Avaldsnes, har nå blitt til å se på et enda større funn som heter Johan Sverdrup. Gigantfeltet ble omdømt til Johan Sverdrup rundt samme tid som det begynte å bli diskusjoner rundt eierstrukturen. I skrivende stund er det ikke avklart hvem som skal være operatør for Johan Sverdrup, men Lundin, som oppdaget Luno i 2007, har uttrykket sine begrensninger med å være operatør for to store felt samtidig. I tillegg legger ikke Torstein Sannes, Norgessjef i Lundin Petroleum, skjul på at lisensandelene tipper i Statoils fordel, med opprinnelig 40 prosent andel i begge feltene, mot Lundins 40/10 (Avaldsnes/Aldous) (Lindeberg (2012)).

Det ble høsten 2011 kjent at Statoil har ønsket om å starte produksjonen på Johan Sverdrup allerede i 2017 (Helgesen (2011)).

3. Generell teori om verdsetting

3.1 Hvordan verdsette et oljefelt?

Ethvert formuesobjekt eller verdipapir, både finansielle som ikke finansielle, har en verdi. En suksessfull investering og håndtering av disse eiendelene innebærer ikke bare å forstå hva verdien er, men også å forstå hva som er med på å bestemme verdien. Hvilken som helst eiendel kan bli verdsatt, men noen eiendeler er enklere å verdsette enn andre. I tillegg vil også omfanget eller kompleksiteten av verdsettingen variere med hvilken type eiendel som blir verdsatt. Eksempelvis vil en verdivurdering av en bygning kreve en annen informasjon og følge en annen framgang enn ved verdivurdering av en aksje (Damodaran (2002)).

Til en viss grad er verdsettelse av et oljefelt ikke annerledes enn verdsetting av hvilken som helst annen finansiell eiendel, og metodene for verdsetting av et oljeprosjekt bærer dermed likhetstrekk til metoder brukt for verdsettelse ellers i økonomien. En finansiell plassering representerer her en langvarig investering i produktive fasiliteter som potensielt kan generere en framtidig kontantstrøm. Dersom differansen mellom de diskonterte inntektene og kostnadene generert i løpet av kontantstrømperioden er positiv, etter at det i tillegg er kompensert for investeringsutgiften, bør investeringen foretas. Måling og vektning av de framtidige kontantstrømmene former dermed essensen i verdsettingen (Smith (2003)).

3.1.1 Estimering av kontantstrømmer

De estimerte kontantstrømmene er et samlet resultat av en rekke bakenforliggende antakelser. Dette gjelder flere sammensatte antakelser vedrørende de fysiske egenskapene ved et oljefelt og hvilke økonomiske forhold det vil bli utviklet under. Antall brønner samt størrelsen på nødvendige fasiliteter til å utforske og utvikle feltet i tillegg til det antatte kostnadsnivået for borretjenester og oljefeltutstyr, vil gi et tilnærmet anslag på omfang for oppstartsutgiftene.

Inntektene generert fra et oljefelt består primært av oljepris multiplisert med produsert kvantum råolje eller olje ekvivalenter i de respektive årene. Ettersom det er knyttet en større grad av usikkerhet både til framtidig utvikling av oljepris og størrelsen på kvantum råolje, er det ikke uvanlig at inntektsprofilen til feltet kan ha betydelige svingninger. Presise estimater for oljepris og kvantum vil derfor være særdeles viktig for å få et mest mulig korrekt bilde over inntektsutviklingen. Enkelte av kostnadene for et oljefelt vil variere med investeringsprofil, teknologi samt omfang og grad av kompleksitet for feltet. Andre kostnader er mer faste som eksempelvis de operasjonelle kostnadene. Ved å subtrahere kostnadene fra inntektene har vi utgangspunktet for den frie kontantstrømmen til oljefeltet.

Omfanget og varigheten til kontantstrømmene (salgsinntekt minus driftskostnader), blir bestemt av et ytterligere sett av antakelser. Disse er i hovedsak knyttet til produksjonspotensialet til de ulike brønnene på feltet samt et anslag på hvor mye produksjonen vil avta etter hvert som oljefeltet blir utvunnet (produksjonsprofilen). Kvalitet og pris på produsert olje og gass må også estimeres, i tillegg til nødvendige drifts- og vedlikeholdskostnader til de ulike brønnene og plattformer på feltet.

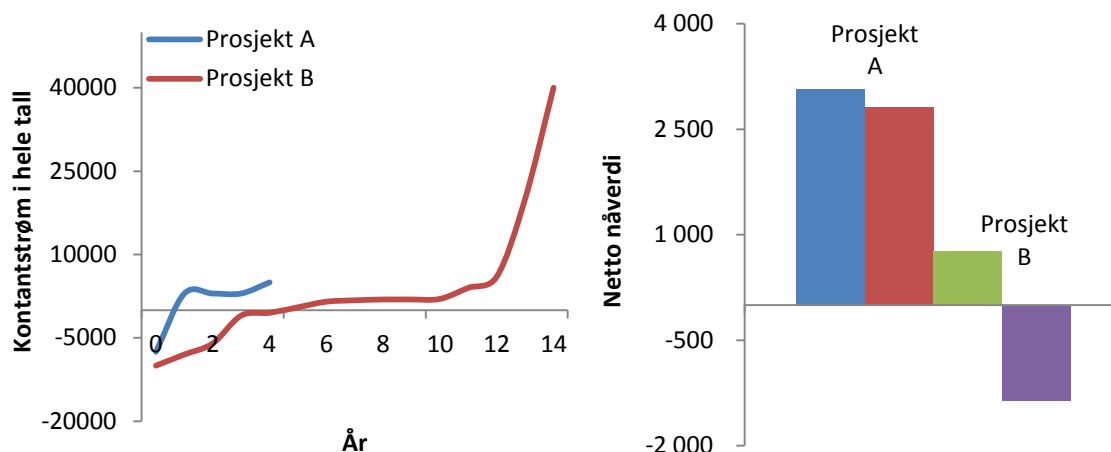
Estimeringen av netto kontantstrøm for hele feltet vil dermed fremkomme som et resultat av flere relaterte, men også separate, kontantstrømmer. Noen av disse komponentene er kontraktsfestet og kan dermed estimeres som relativt sikre størrelser (eksempelvis offentlige skatter og avgifter), mens andre må i større grad estimeres ut fra et sett antakelser og vil dermed være mer usikre størrelser (eksempelvis framtidig produksjonsvolum og endringer i oljepris) (Smith (2003)).

3.1.2 Neddiskontering av kontantstrømmene

En krone mottatt (eller betalt) i framtiden er mindre verdt enn en krone mottatt (eller betalt) i dag på grunn av tidsverdien av penger. Kontanter kan bli investert i dag for å motta framtidige renteinntekter, og vil derfor ha økt i verdi for å tilsvare det samme beløpet dersom det skulle ha blitt mottatt en gang i framtiden. Diskonteringsraten vil alene bestemme den relative vekten som vil bli gitt tidlige versus senere kontantstrømmer. Generelt sett vil derfor valg av diskonteringsrate være kritisk i enhver verdsettelsesprosess. Ved verdsetting av mer langvarige investeringer, som typisk oljeprosjekter, vil valget av diskonteringsraten være svært kritisk. Dette ettersom slike typer prosjekter kjennetegnes av store negative kontantstrømmer i begynnelsen for å senere generere store positive kontantstrømmer. Slike prosjekter vil være mer sårbare for en justering i diskonteringsraten enn kortere investeringer. I tillegg vil diskonteringsraten også ha ulik påvirkning på forskjellige kontantstrømprofiler.

Figur 3.1

Illustrasjon av to ulike kontantstrømsprofiler³



Kilde: Egne beregninger

Dersom diskonteringsraten ikke reflekterer graden av risiko knyttet til de ulike kontantstrømmene, vil den estimerte markedsverdien også inneholde feil. Ettersom et oljefelt ikke vil være helt identisk med et annet, vil den optimale diskonteringsraten variere fra felt til felt. En helt risikofri kontantstrøm (som for øvrig er ganske sjelden) bør neddiskonteres ved bruk av risikofri rente, som er omtrent lik renten som blir betalt på langsiktige statsobligasjoner⁴. Kontantstrømmer som er mer risikofylte, som framtidig inntjening for et oljefelt, må neddiskonteres med en høyere diskonteringsrate for å kunne kompensere for den økte risikoen investorer må ta. Denne form for kompensasjon blir ofte referert til som ”risiko premie” i finansiell litteratur og kan bli estimert fra markedsdata ved bruk av kapitalverdimodellen (CAPM⁵)

En viktig implikasjon som bør tas høyde for ved bruk av denne modellen er at diversifiserbar risiko ikke vil inngå i investors risikopremie. Med diversifiserbar risiko menes risiko som er særegen for prosjektet. Dette kan eksempelvis være risiko for kostnadsoverskridelser og forsinkelser, eller for egenskaper ved reservoaret. I motsetning til diversifiserbar risiko, som

³ Illustrer to ulike kontantstrøms profiler og hva som skjer ved en endring av diskonteringsraten på prosjekt A med 5 års levetid og prosjekt B med 15 års levetid. Prosjekt A har positiv kontantstrøm fra år 1, mens prosjekt B har store negative kontantstrømmer de 5 første årene og store positive kontantstrømmer de 5 siste årene. Som figuren viser vil en endring i diskonteringsraten fra 10 % til 11 % få et betydelig verre utfall for prosjekt B enn A.

⁴ Effektiv rente på en statsobligasjon fra et velfungerende land regnes normalt som en risikofri rente. I enkelte land preget av større økonomisk uro, eksempelvis Hellas, var den effektive renten på 10 årige statsobligasjoner rundt 20 % siste kvartal 2011 og vil derfor være betraktelig høyere enn risikofri rente. I motsetning til økonomisk velfungerende land som Norge (effektiv rente på 10 årige statsobligasjoner er 3,12 % siste kvartal 2011) hvor statsobligasjoner anses som relativt sikre investeringer, er det derimot knyttet høy usikkerhet til de greske statsobligasjonene, følgelig vil det være en betydelig forskjell i rentene på statsobligasjoner

⁵ Bodie m.fl. (2005) gir en grundig innføring i kapitalverdi modellen (CAPM)

kan reduseres eller elimineres ved større porteføljer med uavhengige investeringer, har vi ikke-diversifiserbar risiko. Dette kan være risiko knyttet til fremtidige fluktuasjoner i oljepriser eller borekostnader, disse faktorene vil ikke være diversifiserbare da de vil påvirke samtlige oljefelt på samme måte. Skillet mellom diversifiserbar og ikke-diversifiserbar risiko er avgjørende for å oppnå en presis verdsettelse, og da spesielt med tanke på utforskningssegmentet for petroleumsindustrien.

Smith (2003) påpeker at utforskning av olje eller petroleumsressurser muligens er en av de mest risikofylte aktivitetene i verden. Derimot er en betydelig del av denne risikoen diversifiserbar, og følgelig vil risikopremien og diskonteringsraten for utforskede oljeressurser være relativt lav sammenlignet med andre næringer. Gjølberg og Johnsen (2007) finner i en rapport utarbeidet i oppdrag fra Enova SV, at større oljerelaterte selskaper som Statoil og Hydro har en relativt lav risiko, hhv. 23 % og 28 % (annualisert standardavvik for månedlige avkastningskrav), mens den gjennomsnittlige risikoen for de andre sektorene i økonomien var rundt 40 % (uveiet).

I følge Smith (2003), viser tidligere erfaring fra større amerikanske olje- og gassprodusenter, at en passende nominell diskonteringsrate for utvinning av oljefelt bør ligge mellom 8 % og 14 %. For oljefelt som eies av mindre eller mer uerfarne operatører som ikke er i stand til å diversifisere sine besittelser, blir kontantstrømmene antatt mer risikofylte, noe som vil bidra til en høyere diskonteringsrate.

Det er ikke bare den optimale diskonteringsraten som varierer mellom ulike felt og operatører, men også de individuelle komponentene som inngår i den samlede kontantstrømmen for et prosjekt vil mest sannsynlig også variere med ulik grad av risiko. Disse bør i prinsippet neddiskonteres med separate diskonteringsrater. I praksis vil dette derimot medføre en kompleks prosess som vil gi en begrenset gevinst, slik at bruk av kun en diskonteringsrate som reflekterer den samlede risikoen i prosjektet, er en mer vanlig praksis i dag.

3.2 Relevante risikomomenter ved oljeprosjekter

Investeringsprosjekter er i likhet med andre finansielle aktiva plasseringer utsatt for usikkerhet som preger det økonomiske livet. Usikkerheten setter sitt preg på økonomisk virksomhet generelt, men setter et spesielt preg på oljevirkosomheten. Oljeprosjekter er ressurskrevende og dyre å reversere når de først er innvilget. De fleste oljeprosjekter har dessuten en lang levetid som kan strekke seg over en 15 års tidsperiode. Det er svært

vanskelig om ikke umulig, på noe tidspunkt i oljeprosjektets liv å anslå med full sikkerhet hva den gjenværende kontantstrømmen vil være.

Når et nytt oljeprosjekt settes i gang påvirker dette eiernes økonomiske situasjon. Summen av eksisterende prosjekter, både finansielle og realinvesteringer i et oljeselskap, kan i dette tilfellet betraktes som summen av økonomisk aktivitet for en prosjektportefølje. For å kunne forklare hva som menes med relevant risiko for et oljeprosjekt, anser forfattere som Limperopoulos (1995) og Bøhren (1987) relevant risiko for å være endringen i risiko fra en startportefølje til en sluttportefølje av prosjekter. For å utdype dette nærmere kan en startportefølje representere summen av eksisterende prosjekter for et sett av eiere. Når investeringen i oljeprosjektet foretas vil eierne ha en ny portefølje, som i denne sammenheng vil bli referert til som sluttporteføljen. Risikoeffekten av et nytt oljeprosjekt er dermed forskjellig i risiko fra startporteføljen til sluttporteføljen. Relevant projektrisiko vil i dette tilfellet være det nye oljeprosjektets bidrag til usikkerheten i porteføljen.

Samme forfattere fastslår videre at et oljeprosjekt kan analyseres på flere nivåer, alt fra gjennom internasjonal samfunnsportefølje, til selskapsnivå og deretter til prosjektnivå. Relevant projektrisiko på selskapsnivå kan illustreres ved følgende sammenheng:

Relevant projektrisiko = a (spesifikk risiko) + b (samvariasjonsrisiko),

hvor a og b er andeler av henholdsvis spesifikk og samvariasjons risiko. Første leddet er projektspesifikk risiko, som er den økonomiske usikkerheten som oppstår ved det nye prosjektet dersom det hadde vært en separat aktivitet. Andre ledd er samvariasjonsrisiko som viser hvordan det nye prosjektet samvarierer med eiernes startportefølje. Uansett om prosjektet virker svært risikabelt vurdert alene, kan relevant risiko være mindre betydelig dersom prosjektet gir god avkastning når resten av selskapet går dårlig (negativ samvariasjon). Desto mer et prosjekt bidrar til å stabilisere den samlede avkastningen på alle prosjektene, desto mindre er dets relevante risiko. Men når et prosjekt er utsatt for samme type risiko som prosjektene i startporteføljen, blir sluttporteføljen mer usikker og relevant risiko ved det nye prosjektet blir dermed høyere (positiv samvariasjon).

Risikoanalyse på prosjektnivå betyr implisitt en forutsetning om tom startportefølje, dvs. at sluttporteføljen kun inneholder det nye prosjektet. Dette innebærer full risikomessig inngjerding: enhver mulig samvariasjon med annen aktivitet sees bort fra, prosjektet er i seg selv nok.

I løpet av et oljefelts levetid opptrer en rekke ulike risikofaktorer som i følge Bøhren og Ekern (1987) kan inndeles i fem ulike kategorier:

1. Reservoarisiko (forekomst av hydrokarboner, volum av drivverdige ressurser, olje- og gassforhold)
2. Utbyggingsrisiko (teknologi, investeringsvolum, oppstartstidspunkt)
3. Produksjonsrisiko (utvinningsgrad, produksjonsprofil, driftskostnader)
4. Inntektsrisiko (olje- og gasspris, valutakurser)
5. Politisk risiko (skatter og avgifter, bæring, nasjonalisering)

Ved analyse på prosjektnivå forutsettes samvariasjonsrisiko å være lik null, og all prosjektspesifikk risiko blir relevant for å fastlegge risikotillegget ($a=1$ og $b=0$ i uttrykket for relevant projektrisiko). Alle fem overnevnte risikokategorier skal derfor tas hensyn til, men bare i den grad det gjelder prosjektspesifikke effekter. Eksempelvis skal prisrisiko være med, men ikke hvordan prosjektet påvirker effekten av en oljeprisendring i selskapets samlede (netto) kontantstrøm.

Oppsummert vil relevant risiko i et oljeprosjekt avhenge av hvilket nivå det analyseres på. Dersom man betrakter prosjektet isolert sett, blir stort sett all potensiell usikkerhet relevant. Dersom prosjektet derimot analyseres som en samlet del av selskapets verdiskapning, er det mulig at det kun er oljepris og valutarisiko som er relevant. I vår analyse vil vi betrakte prosjektet isolert sett, noe som innebærer at all risiko ved prosjektet og kun den vil være relevant. Det betyr at prosjektet ikke sees risikomessig sammen med andre aktiviteter.

Ved å foreta analysen på prosjektnivå, skal alle fem risikokategorier inngå i prosjektanalysen. For å redusere kompleksiteten er det derimot mer hensiktsmessig å velge ut noen få sentrale usikkerhetsdrivere. I denne utredningen vil derfor oljeprisusikkerhet og reservoarusikkerhet utgjøre de sentrale variablene.

3.2.1 Reservoarusikkerhet

Å kunne tilegne seg kunnskap om reservoaret og dets egenskaper er viktige oppgaver i ethvert oljeprosjekt. Empirisk har dette vist seg å være spesielt vanskelig for nye felt, men det eksisterer også usikkerhet ved modne felt som gjerne har hatt flere års produksjon (Oljedirektoratet (2011)). Kunnskapen om feltet vil normalt sett forbedres ettersom informasjon fra nye produksjons og avgrensingsbrønner vil gi et bedre bilde og forståelse av reservoaret etter hvert som feltet utvikles. Ved prosjektstart er imidlertid lite av denne

kunnskapen tilgjengelig, noe som ofte medfører en svært høy grad av usikkerhet rundt feltet. Det er i slike tilfeller viktig at verdsettingen tar høyde for fleksibilitet.

Større oljeselskap tar gjerne i bruk komplekse modeller som beskriver egenskapene i feltet, eksempelvis oversikt over både volum, trykk, porøsitet, gjennomtrengelighet, boringer osv. For en økonomisk analyse av fleksibilitet er det ofte produksjonsprofilen til feltet vi er ute etter. Den enkleste måten å beskrive produksjonsprofilen til et oljefelt er å anta at det finnes et sett av produksjonsprofiler, hvor usikkerheten er gitt ved sannsynligheten for disse scenarioene (Jonsbraaten (1998)).

3.2.2 Kostnadsusikkerhet

Kostnader relatert til oljefelt kan inndeles i følgende kategorier: Investeringskostnader, utviklingskostnader, operasjonelle kostnader og avviklingskostnader (Hannesson (1998)). Hvor høy grad av risiko som knyttes til kostnadene er blant annet avhengig av om det tas i bruk nyere teknologiske løsninger. Kostnadene vil videre avhenge av de fysiske forholdene rundt feltet, hvor plattformene er plassert og egenskaper ved reservoaret. Stor reservoarusikkerhet vil også vanligvis medføre stor kostnadsusikkerhet.

Olje- og energidepartementet anslår at utvinningskostnadene i 2011 og framover i mange produksjonsområder neppe vil falle vesentlig på lengre sikt. Årsakene til dette er at den marginale produksjonen av olje finner sted på stadig dypere vann og i større avstand fra markedene, noe som bidrar til høyere kostnader. Dette til forskjell fra utvinningskostnadene i mange andre OPEC-land, som eksempelvis Saudi Arabia, hvor kostnadene er betraktelig lavere.

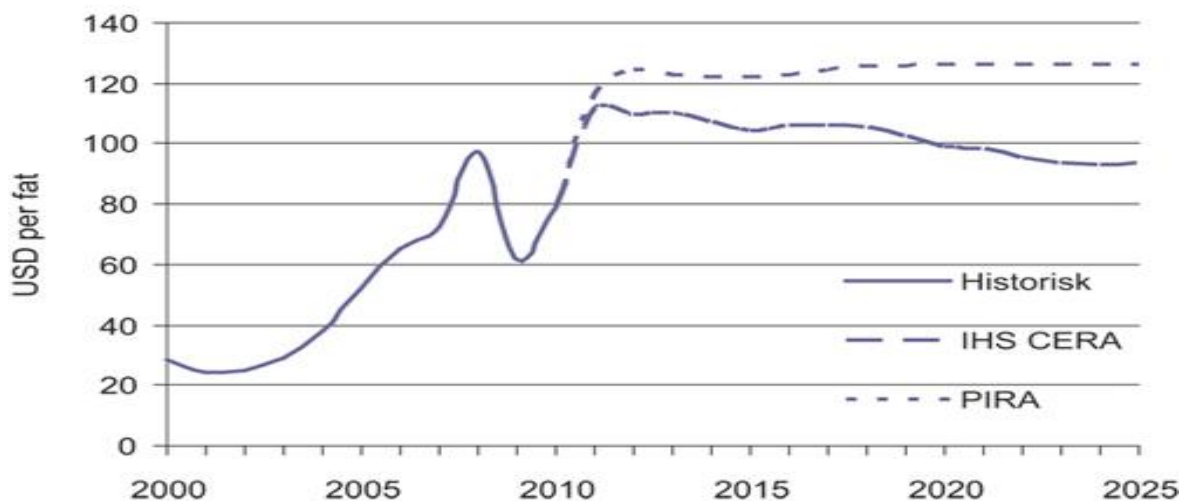
3.2.3 Oljeprisusikkerhet

Prisen på olje er den viktigste faktoren for petroleumsvirksomheten i Norge. Historisk har oljeprisen variert mye fra år til år og det har vist seg å være vanskelig å gi treffsikre prognoser over prisutviklingen. Usikkerhet relatert til oljepris vil være tilstede gjennom hele levetiden til oljefeltet. Oljeprisen påvirkes av en rekke eksogene faktorer og vil variere med svingninger i makroøkonomien, i lagrings- og transporttrekk, og av politikken i OPEC-landene. I tillegg vil oljeprisen også bli påvirket av den politiske situasjonen i oljeproduiserende land (Hannesson (1998)).

Oljeprisdannelsen skjer dermed med utgangspunkt i fundamentale etterspørsels- og tilbudsmekanismer. I tillegg vil prisdannelsen også være påvirket av OPECs interne politikk og atferd.

Figur 3.2

Oljeprisens utvikling (Brent, faste priser)



Kilde: Olje- og energidepartementet (2011)

Mens spotprisen for olje var mellom 70 og 90 dollar per fat i 2010, steg prisen til over 120 dollar per fat i 2011 som følge av uroligheter og minskede oljeleveranser fra Nord-Afrika og Midt-Østen. Ifølge olje- og energidepartementet utgjør utviklingen i denne regionen nå et betydelig usikkerhetsmoment for oljemarkedet.

3.3 Metoder for verdsetting

Det finnes i dag et bredt spekter av ulike verdsettingsmetoder. Analytikere tar i bruk alt fra enkle til mer sofistikerte metoder for å estimere verdien på et bestemt objekt, som kan være alt fra en materiell eiendel som bygg og maskiner, til større objekter som prosjekter og bedrifter. Det finnes imidlertid tre basis, verken utelukkende eller tømmende, metoder for verdsetting. Disse er kjent som neddiskontert kontantstrømanalyse, relativ verdsetting og verdsetting ved bruk av realopsjonsteori.

3.3.1 Neddiskontert kontantstrømanalyse:

En av de vanligste og kanskje mest tradisjonelle metodene for å evaluere prosjekter er diskonterte kontantstrømmer, hvor verdien av et prosjekt eller hvilken som helst eiendel estimeres som nåverdien av forventede framtidige kontantstrømmer (NNV⁶). Denne metoden

⁶ NNV= Netto nåverdi

legger også grunnlaget for andre metoder som relativ verdsetting og realopsjoner. Verdien av et formuesobjekt, eksempelvis et prosjekt eller en bedrift, bestemmes ut fra nåverdien av forventet framtidige kontantstrømmer generert av prosjektet eller bedriften. Kontantstrømmen vil variere fra prosjekt til prosjekt og neddiskonteringsraten. Et prosjekt er i utgangspunktet lønnsomt dersom NNV er større enn null. Dette innebærer at prosjektet gir en avkastning som er høyere enn avkastningskravet.

Matematisk kan denne metoden uttrykkes som:

$$NNV = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

Hvor:

n = varighet/ levetid til ressursen/ prosjektet

CF_t = kontantstrøm i periode t

r = neddiskonteringsrate som reflekterer graden av risiko i de estimerte kontantstrømmene. Neddiskonteringsraten er en funksjon av risikoen for de estimerte kontantstrømmene, med høyere neddiskonteringsrate for svært risikofylte prosjekter og lavere neddiskonteringsrate for mindre risikofylte prosjekter.

3.3.2 Relativ verdsetting

Relativ verdsetting er en metode som priser en ressurs med utgangspunkt i sammenligninger fra lignende ressurser og ved bruk av standardiserte forholdstall eller såkalte multipler. Inntjening, kontantstrøm, bokført verdi eller overskudd er ofte brukte forholdstall for å estimere en verdi. Innenfor oljenæringen er det vanlig å beregne slike forholdstall ved kjøp og salg av oljefeltandeler, dette for å få en slags "benchmark" av hvordan beregne verdien. Selv om denne metoden er relativ enkel å bruke har den også sine "fallgruver". En sentral utfordring ligger i å finne et passende utvalg av sammenlignbare bedrifter eller fysiske aktiva, da det ofte må foretas en avveining mellom hvor stort sammenligningsgrunnlaget skal være og hvor like eiendelene eller selskapene som inngår i sammenligningsgrunnlaget skal være. Som en følge av dette kan de ulike multiplene noen ganger være misvisende og bør dermed ikke brukes ukritisk. Damodaran (2002) gir en bred oversikt over beregning av disse multiplene samt implikasjoner ved bruk av metoden. Etersom egenskaper og økonomiske særtrekk ved et oljefelt varierer i stor grad fra prosjekt til prosjekt, vil vi i hovedsak ikke fokusere på denne metoden i utredningen.

3.3.3 Realopsjoner

3.3.3.1 Fra NNV- metoden til realopsjoner

Ved bruk av tradisjonell investeringsanalyse, bør et prosjekt eller en investeringsmulighet bli akseptert dersom det har en positiv netto nåverdi (NNV), altså dersom de forventede kontantstrømmene som blir neddiskkontert i samsvar med bedriftens/investors avkastningskrav gir en positiv NNV. Sentralt i denne metoden er estimering av avkastningskravet som reflekterer den underliggende risikoen i prosjektet. Endringer i risiko kan fanges opp ved bruk av NNV metoden dersom diskonteringsraten forandres underveis i prosjektet for å reflektere den varierende risikoen av fremtidige kontantstrømmer. Selv om dette er mulig i teorien, er det vanskelig å oppnå i praksis.

Enkelte forfattere, som Brennan og Schwartz (1985), har rettet sterk kritikk mot NNV-metoden: for at den ikke tar høyde for ledelsens fleksibilitet til å endre tidligere beslutninger underveis i prosjektet. Dette vil medføre at NNV- metoden systematisk vil undervurdere verdien av investeringsprosjekter.

Med bakgrunn i overnevnte er det nødvendig å samtidig påpeke at realopsjoner har sin høyeste verdi når tre faktorer inntreffer: Når det er høy usikkerhet, når ledelsen har fleksibilitet til å respondere på den, og når NNV er nær null. Sistnevnte poeng påpekes av Copeland og Antikarov (2003). Dersom NNV er høy, vil de fleste opsjoner som gir mer fleksibilitet ha liten sjans for å bli utøvd, og derfor ha en relativt lav verdi. Dersom NNV er svært negativ, vil heller ingen opsjoner kunne redde prosjektet. Eksempelvis vil sjansen for at en avslutter et prosjekt med høy NNV være liten, og tilsvarende vil verdien av å utsette prosjektstart på et felt med negativ NNV være verdiløs for et prosjekt som aldri vil bli lønnsomt. Tilleggsverdien av fleksibilitet vil dermed utgjøre størst forskjell i tilfeller hvor NNV er nær null.

Nåverdimetoden blir ofte benyttet når foretak skal verdsettes, men metoden er mindre velegnet dersom foretaket opererer under stor grad av usikkerhet. En av nåverdimetodens svakheter er at den fleksibiliteten som foretaket har for å kunne tilpasse seg skiftende omgivelser, ikke blir verdsatt på en tilfredsstillende måte. En løsning for å bøte på dette problemet er å benytte realopsjonsteori (Tvedt (2000)).

Den tradisjonelle neddiskonterte kontantstrømanalysen (NNV) er allsidig, men ikke uten begrensninger. En mest mulig nøyaktig prosjektering og neddiskontering av framtidige

kontantstrømmer innebærer forutsigbare petroleumspriser, samt en utgreining av hvordan dette igjen vil påvirke de forskjellige komponentene som inngår i kontantstrømmen. Dette i tillegg til en korrekt oversikt av når hvert steg i utviklingen av feltet vil skje. I senere tid har det blitt utviklet en teknikk eller metode for å komme utenom slike typer problemstillinger, hvor bruk av opsjoner ble utforsket som et alternativ til NNV metoden. Selv om metoden er relativ enkel, er den samtidig en opplysende innovasjon som opprinnelig var rettet mot prising av mer rent finansielle ressurser som for eksempel aksjer. Metoden ble senere utviklet til også å verdsette mer håndfaste eller fysiske ressurser som bygninger, murstein, stål osv. Denne teknikken er bedre kjent som realopsjonsmetoden.

I noen tilfeller er det fullt mulig å unngå overnevnte problemstillinger ved bruk av realopsjonsmetoden. Først og fremst forenkler den problemet med å justere for risiko, og dernest gjør metoden det mulig å oppnå gode prognoser for fremtidig prisutvikling. I tillegg avfeier metoden diverse utfordringer knyttet til rigide eller antatte tidsfrister for de ulike prosjektaktivitetene.

Å løse problemstillinger relatert til rigide tidsfrister er av betydelig relevans og har derfor bidratt til å gi metoden dets navn. En årsak til det er at en del av verdien til ethvert prosjekt eller eiendel, er avhengig av fleksibilitet hos ledelsen når det kommer til design og timing av de forskjellige prosjektkomponentene. Opsjonsmetoden antar videre at ledelsen ikke vil forplikte seg til en forutbestemt fast og rigid plan, men vil i stedet handle rasjonelt i forhold til fremtidige hendelser etter hvordan prosjektet utfolder seg. Relevante beslutninger kan bli tatt flere ganger i løpet av ethvert prosjekt, og essensen i realopsjonsmetoden er å belyse at ledelsen vil gjøre de beslutningene ved bruk av tilgjengelig informasjon på de aktuelle tidspunktene (Smith (2003)).

3.3.3.2 Definisjon av realopsjon

En realopsjon er en rett, men ikke en plikt, til å gjøre en handling (avvise, utvide, redusere, stoppe) til en forhåndsbestemt kostnad kalt utøvelsespris, innenfor en forhåndsbestemt tidsperiode- levetiden til opsjonen (Copeland og Antikrov (2003)).

Realopsjoner skiller seg fra finansielle opsjoner ved at de anvendes på fysiske aktiva. Opsjoner som bare kan utøves på deres utløpsdato kalles europeiske opsjoner, mens opsjoner som kan utøves på ethvert tidspunkt gjennom deres levetid blir omtalt som amerikanske opsjoner. Ved oljeinvesteringer er de fleste realopsjoner av den amerikanske typen. På samme

måte som finansielle opsjoner kan realopsjoner også inndeles i kjøps- og salgsoptjoner (call og put optjon).

En kjøpsoptjon er rettigheten til å kjøpe underliggende aktivum ved å betale utøvelsesprisen. Ved utøvelsetidspunktet er fortjenesten av optjonen differansen mellom verdien av underliggende aktivum og utøvelsesprisen. Ved salgsoptjon gjelder det motsatte- rettigheten til å selge underliggende aktivum for å så motta utøvelsesprisen.

Matematisk kan dette uttrykkes som:

Call optjon: $\text{Max}(S-X,0)$

Put optjon: $\text{Max}(X-S,0)$

Hvor S representerer verdien av underliggende aktiva, eksempelvis en aksje eller andre finansielle objekter. X er utøvelsesprisen, altså prisen en må betale for det underliggende aktivumet. Differansen mellom disse variablene er dermed optjonspremien en kan oppnå både ved kjøpsoptjon (call) og salgsoptjon (put).

I likhet med finansielle optjoner, avhenger verdien av realoptjonen av fem basisvariabler i tillegg til en ekstra nummer seks. Disse er:

1) Verdien av det underliggende aktivumet: I tilfellet med realoptjoner vil dette være et prosjekt, en investering, eller et oppkjøp. Dersom verdien av det underliggende aktivumet går opp, går også verdien av kjøpsoptjonen opp. Dette kan eksempelvis være et oljeprosjekt. Dersom verdien av oljeprosjektet går opp, går også verdien av en kjøpsoptjon på oljeprosjektet opp. En viktig forskjell mellom finansielle optjoner og realoptjoner er at eieren av en finansiell optjon ikke kan påvirke verdien av underliggende. Derimot kan ledelsen som opererer med en realoptjon øke dens verdi og dermed øke verdien til alle realoptjoner som er avhengig av det underliggende aktivumet.

2) Utøvelsesprisen: Beløpet investert for å utøve optjonen ved ”kjøp” av aktivumet (ved kjøpsoptjon) eller beløp mottatt ved ”salg” (ved salgsoptjon) ettersom utøvelsesprisen for en optjon øker, vil kjøpsoptjonen reduseres og verdien av salgsoptjonen øke.

3) Levetiden til optjonen: Desto lenger levetid for optjonen, desto mer øker verdien på optjonen.

4) Standardavviket av verdien på det underliggende risikable aktivumet: Verdien av en opsjon øker med større grad av risiko knyttet til den underliggende verdien, ettersom gevinsten for en kjøpsopsjon er avhengig av at verdien på underliggende går over utøvelsesprisen. Sannsynligheten for dette øker ved grad av risiko knyttet til den underliggende verdien.

5) Risikofri rente over opsjonens livsperiode: Når risikofri rente øker, øker også verdien av opsjonen.

6) Dividende (kostnaden ved å utsette): Kontantstrømmer som betales vil også påvirke opsjonens verdi.

De fem viktigste variablene som påvirker prisen på en finansiell opsjon kan også benyttes ved verdsettingen av en realopsjon. Analogien er vist i tabellen under:

Tabell 3.2

Analogi mellom finansiell opsjon og realopsjon

Finansiell kjøpsopsjon	Realopsjon
Aksjepris	Nåverdi av kontantstrøm
Utøvingspris	Investeringskostnad
Tid til utløp	Tid til investeringsmuligheten utløper
Usikkerhet i aksjepris	Usikkerhet i prosjektverdi
Risikofri rente	Risikofri rente

Kilde: Sunnevåg (2007)

3.3.4 Fleksibilitet i oljeprosjekter

Investeringer i oljevirkosomhet er i stor grad irreversible, noe som vil medføre at når et oljeprosjekt først er igangsatt, er investeringsutgiften å betrakte som såkalt "sunk cost" eller tapte kostnader. De fleste investeringsmuligheter i oljeprosjekter innebærer også en mulighet til å "utsette" investeringsbeslutningen. Selv i tilfeller hvor muligheten til å utsette investeringsbeslutningen er borte, er det vanligvis en mulighet for sekvensielle beslutninger etter hvert som ny informasjon om priser, kostnader og markedssituasjon blir tilgjengelig (Statistisk sentralbyrå (1995)).

Lund (1997) finner det naturlig at fleksibiliteten kan inndeles i enten operasjonell (ledelsens) fleksibilitet eller finansiell fleksibilitet. Operasjonell fleksibilitet innebærer muligheten til å foreta justeringer underveis i prosjektet. Andre egenskaper ved operasjonell fleksibilitet er

muligheten til å bore utforskningsbrønner og velge plattformdesign, i tillegg til tilgjengelige opsjoner i løpet av produksjonsperioden.

Finansiell fleksibilitet derimot, er mer rettet mot valg av kapitalstruktur og vil bli sett bort fra i denne oppgaven. Denne avgrensningen vil være naturlig når en ser på utviklingen av et oljefelt på prosjektnivå, som i dette tilfellet. Vi vil her ha en gjennomgang av fire ulike typer fleksibilitet som har ulike innvirkninger på oljeprosjekter.

3.3.4.1 Fleksibilitet til å endre oppstartstidspunkt

Muligheten til å bestemme oppstartstidspunktet, eller om prosjektet i det hele tatt skal igangsettes, kan være av stor verdi. En av de største fordelene ved å utsette oppstarten til prosjektet, er tilgangen på ny informasjon som blir gjort tilgjengelig. Ved å kunne vente kan prosjektet dra nytte av den nye informasjonen og ha fordel av den nye kunnskapen denne gir. Eksempelvis kan en vente og samtidig observere endringer i oljeprisen.

En av fordelene ved å utsette prosjektstart er at ledelsen får bedre mulighet til å observere utviklingen i oljeprisen. Ledelsen vil kun investere i prosjektet (utøve opsjonen til å starte produksjon) dersom oljeprisen stiger tilstrekkelig, men vil ikke investere i prosjektet (og vil dermed beholde investeringsutgiften) dersom oljeprisen synker. En slik opsjon til å utsette prosjektet er analogt med en amerikansk kjøpsoppsjon og er kun ett av flere eksempler som belyser verdien av å vente i enkelte tilfeller.

Startfleksibiliteten begrenser seg ikke til kun å omhandle et fleksibelt oppstartstidspunkt, men kan også relateres til ulike arbeidsoppgaver i prosjektet: Utforskning, plattform design/produksjon, boring av brønner og selve oljeproduksjonen. Selv etter at plattformen er ferdig konstruert, er det fremdeles mulig å utsette boringen av produksjonsbrønnene.

Forfattere som Bjerksund og Ekern (1988) har også foretatt analyse av investerings og produksjonsprofiler i oljebransjen, hvor det blant annet fremkommer at opsjonen til å vente representerer en signifikant del av verdien på offshore petroleumslisenser.

3.3.4.2 Fleksibilitet til å avslutte et prosjekt

En vanlig antakelse bak tradisjonelle NNV beregninger er at prosjektet vil vare ut hele den forventede levetiden. Det er nødvendigvis ikke optimalt å fortsette med prosjektet dersom det skulle oppstå interne eller eksterne hendelser som kan ha en negativ innvirkning på prosjektet. Verdien av å kunne terminere eller avslutte et prosjekt før utløp av levetiden kan dermed være av signifikant betydning, og da spesielt med tanke på prosjekter med en lang forventet levetid.

Teoretisk sett kan opsjonen til å avslutte et oljeprosjekt bli utøvet under hvilken som helst fase av prosjektet. I praksis finnes det derimot reguleringer fra myndighetene i tillegg til diverse leieforpliktelser som kan begrense denne fleksibiliteten hos de ulike oljeselskapene.

Verdien av fleksibiliteten til å avslutte et prosjekt vil avta etter hvert som prosjektet utvikles. Dette bærer likhetstrekk til finansielle opsjoner hvor verdien av opsjonen reduseres etter hvert som utøvelsestidspunktet for opsjonen nærmer seg. Restlevetiden til prosjektet kan her sammenstilles med utøvelsestidspunktet.

3.3.4.3 Fleksibilitet til å starte/stoppe

I tillegg til valget om oppstartstidspunkt og valget om å avslutte prosjektet, kan også muligheten til å starte og stoppe produksjon i prosjektet ha en verdi. En vanlig antakelse under tradisjonell NNV beregning er at kontantstrømmene fra driften blir generert hvert år gjennom levetiden. Dette trenger nødvendigvis ikke være tilfellet i praksis, og da spesielt for prosjekter som har en betydelig andel variable driftskostnader. I disse tilfellene er ikke dette helt optimalt ettersom de variable kostnadene kan overskride inntektene i enkelte perioder, og da spesielt i oppstartsfasen av prosjektet. Denne type fleksibilitet er derfor viktig når prosjekter med ulik kostnadssammensetning (andel faste/variable kostnader) blir sammenlignet.

Verdien av start/stop fleksibilitet begrenser seg ikke bare til tilfeller hvor prosjekter blir nedlagt som følge av negative kontantstrømmer, men er også relatert til muligheten til å vente før en ny prosjektrelatert beslutning blir tatt. På denne måten kan en dra nytte av ny tilgjengelig informasjon.

3.3.4.4 Fleksibilitet til å endre kapasitet

Verdien av fleksibilitet når det kommer til kapasitet kan finnes på en rekke områder i et oljeprosjekt. Både administrativ kapasitet, investeringskapasitet, vedlikeholdskapasitet og transportkapasitet er alle relevante og av verdi for prosjektet. Et eksempel er muligheten til å borre flere brønner for å øke produksjonen på feltet. Dersom oljeprisen øker eller produksjonsprofilen avtar saktere enn forventet, kan det være optimalt å borre flere brønner.

Denne opsjonstypen har også et annet sentralt fokus, nemlig ledelsens mulighet til å justere produksjonskapasiteten etter hvert som usikkerhet avsløres med tiden. Sett at markedsf forholdene viser en gunstig utvikling ved at oljeprisen stiger eller at reservoarvolumet viser seg å være større enn først antatt. En naturlig respons fra ledelsen kan da være å øke

utvinningstakten fra feltet. Tilsvarende kan kapasiteten reduseres dersom markedet utvikler seg dårligere enn forventet.

3.3.5 Sekvensielle opsjoner

Copeland og Antikarov (2003) påpeker at i enhver investering bestående av ulike faser, vil det oppstå et sett av sekvensielle eller sammensatte opsjoner. En sekvensiell opsjon skapes som følge av at den første opsjonen blir utøvd. I en vid forstand kan den første opsjonen tolkes kronologisk som retten til å kjøpe den andre opsjonen. For å få et mer realistisk bilde av fleksibilitet, bør en derfor ta hensyn til at et oljeprosjekt består av flere sekvensielle opsjoner. Enkelte forfattere som Lund (2000) finner det naturlig å inndelegge et oljeprosjekt i fire ulike faser; undersøkelsesfasen, produksjonskapasitetsfasen, konstruksjonsfasen og produksjonsfasen. Smit (1997) derimot, nøyer seg med en mindre detaljert inndeling, bestående av kun to faser: undersøkelsesfasen og produksjonsfasen. Under hver fase i prosjektet har ledelsen mulighet til å stoppe eller å avvise prosjektet. Hvis for eksempel reservoarvolumet eller oljeprisen viser seg å være svært lavt etter undersøkelsesfasen, kan det være lønnsomt å avvise prosjektet allerede etter denne fasen. Dette innebærer at de senere fasene av prosjektet aldri vil oppstå. Mer generelt betyr dette at utøvelse av en tidlig opsjon kan påvirke verdien av underliggende aktivum, og dermed endre verdien på andre opsjoner som er skrevet på prosjektet.

4. Opsjonsbasert verdsettelsesgrunnlag for Johan Sverdrup-feltet

4.1 Nåverdimetodens begrensninger i volatile omgivelser

Den tradisjonelle nåverdimetoden har vist seg å inneholde et par begrensninger i tilfeller hvor det er stor grad av usikkerhet knyttet til kontantstrømmen man ønsker å verdsette. En av svakhetene, som vi ikke kommer til å fokusere på her, er relatert til risikojustering av diskonteringsrenten⁷. Det andre problemet oppstår i tilfeller hvor usikkerhet kan kombineres med fleksibilitet. Som tidligere påpekt tar ikke en nåverdi beregnet ved neddiskontering av forventede kontantstrømmer hensyn til eventuell fleksibilitet til å tilpasse seg fremtidige hendelser, som igjen gir ledelsen mulighet til i større grad å kunne påvirke kontantstrømmen.

⁷ Ved en enkel form for nåverdiregning benyttes ofte et konstant påslag på den antatte risikofrie renten som kompensasjon for risikotillegget. Anta at en forventet kontantstrøm neddiskonteres med en faktor gitt summen av en risikofri rente på 6 % og en risikopremie på 4 %. Ved neddiskontering med denne faste satsen på 10 % vil risikojusteringen være "geometrisk". Det vil si at det vil være en "rentesrente" også på risikotillegget og ikke bare den risikofrie renten. Ved å benytte et fast påslag på den risikofrie renten som tilleggssisiko, har vi indirekte antatt at kontantstrømmenes risiko øker i tid med en slik spesiell geometrisk struktur. Dette kan selvsagt være korrekt i enkelte tilfeller, men det stilles større tvil til at dette kan forventes å holde generelt.

Et eksempel på slik fleksibilitet er muligheten til å justere produksjonsvolum avhengig av prisutvikling. Fleksibiliteten gir bedrifter mulighet til å endre måten de investerer og styrer et prosjekt på basert på hva de observerer i markedet. Følgelig vil et oljeselskap ikke produsere samme volum eller bore like mange brønner ved en pris på \$15 per fat i forhold til en pris på \$35 per fat.

Realopsjoner er en moderne metode for å analysere prosjekter og investeringsbeslutninger under usikkerhet. Realopsjonsteori søker å verdsette ulike typer fleksibilitet, og er dermed et nødvendig supplement til de tradisjonelle metodene, og da spesielt for investeringsbeslutninger som tas under høy grad av usikkerhet.

4.2 Verdi av fleksibilitet

Lund (1997) definerer verdi av fleksibilitet som følger:

"The Value of flexibility is the gain from flexibility measured in monetary terms"

Med utgangspunkt i denne definisjonen kan det være naturlig å understreke at fleksibilitet kun vil ha en verdi i tilfeller hvor det eksisterer usikkerhet. Dersom det ikke eksisterer usikkerhet, vil dette bety at beslutningstakeren har fullstendig informasjon om hvordan framtiden vil utarte seg. Beslutningstakeren eller ledelsen vil dermed kunne forutse og justere for fremtidige hendelser før investeringsbeslutningen fattes. Det vil si at ingen ny informasjon vil bli mottatt etter at investeringsbeslutningen er tatt. Dermed vil det heller ikke oppstå tilfeller hvor ledelsen trenger å respondere på uforutsette hendelser (som for eksempel et betydelig uventet fall i oljeprisen), ettersom slike hendelser ikke kommer til å inntreffe. Opsjonen til å foreta justeringer vil dermed ikke bli utøvd og opsjonen er være verdiløs. De optimale beslutningene for hele prosjektet vil bli tatt i forkant av investeringen.

4.3 Kostnadsusikkerhet

Kostnader knyttet til utvikling av et oljefelt kan deles inn i investeringskostnader, utviklingskostnader, operasjonelle kostnader og avviklingskostnader (Hannesson (1998)). Risiko knyttet til disse kostnadene kan være av særlig stor betydning dersom oljefeltet har nye teknologiske løsninger. Kostnadene vil videre avhenge av hvor plattformene er lokalisert og av reservoarets egenskaper. Teknologisk risiko er et annet moment som preger kostnadsutviklingen, denne kan være både prosjekt intern eller ekstern. Oljeselskaper har muligheten til å påvirke teknologien knyttet til sine egne operasjoner, mens det generelle teknologinivået vil være eksogent gitt. Framtidig utvikling av prosjektteknologi kan gjøre det

mulig å utvinne olje som tidligere var ansett som ikke-utvinnbar, og til å øke utvinningsgraden (Jonsbråten (1998)).

I tillegg vil statlige skatteregler og reguleringer prege kostnadene til et oljefelt. Hannesson (1998) påpeker at skatter og avgifter knyttet til oljeutvinning, utvinningslisenser, og inntektsskatt er blant de største skattekostnadene for et oljefelt.

Ifølge Jonsbråten (1998) er det vanskelig, om ikke umulig, å sette opp en modell som ivaretar alle usikkerhetsfaktorene som kan prege kostnadsutviklingen til et oljefelt. Smit (1997) og Smith og McCardle (1999) er også skeptisk til inkludering av flere usikkerhetsvariabler. Dette kan medføre at økonomisk innsikt og intuisjon går tapt. Ettersom disse variablene er såpass usikre i utgangspunktet, vil inkludering av flere usikkerhetsvariabler ikke nødvendigvis gi en mer nøyaktig analyse. Smit (1997) velger å bruke oljepris som eneste usikkerhetsfaktor.

4.4 Oljeprisuusikkerhet

Norsk oljeproduksjon startet på Ekofisk feltet i Nordsjøen i 1971. Siden den gang har både det norske og internasjonale oljemarkedet vært preget av forandringer i råoljeprisen. Disse inkluderer både lange og kortsiktige svingninger, usikkerheten knyttet til oljeprisen vil derfor være relativt stor gjennom hele levetiden til et oljefelt. Den vil stadig endres som følge av endringer i etterspørsels- og tilbudsforhold i tillegg til interne politiske beslutninger i OPEC.

4.4.1 Prognosemodeller

For å analysere oljeprisutviklingen er det nødvendig med en prognosemodell. Lund (1997) deler prognosemodellene inn i følgende tre kategorier: kvalitative modeller, økonomiske modeller og stokastiske prosesser. Det finnes flere likhetstrekk mellom de to første modellene, og begge tar i betraktning samspillet mellom markedsaktørene på oljemarkedet oljemarked, og at oljeprisen bestemmes av tilbud og etterspørsel. En stokastisk prosess defineres derimot som en variabel som over tid utvikler seg på en måte som, i det minste delvis, er tilfeldig (Dixit og Pindyck (1994)).

Lund (1997) påpeker at stokastiske prosesser ikke baseres på økonomisk teori, og at de dermed ikke har den samme forbindelsen til markedet, som de to første modellene. I stedet for å modellere markedsmekanismene, rettes oppmerksomheten mot en vilkårlig prisbevegelse i seg selv. Begrunnelsen for å anvende en slik modell er at for markedsaktører uten stor påvirkningskraft på markedet, ser oljeprisen ut til å fluktuere vilkårlig. En annen grunn til at stokastiske prosesser er et velegnet verktøy for prognosemodeller, er at de egner seg godt til modellsimulering. Scenariomodeller og økonomiske modeller gir i motsetning til stokastiske

prosesser et godt teoretisk fundament som beskriver markedsmekanismene. Likevel gjør kompleksiteten bak disse modellene at det blir lite hensiktsmessig å bruke dem til mange formål. I neste avsnitt følger en gjennomgang av noen stokastiske prosesser som brukes av akademikere For modellering av fremtidig oljeprisutvikling.

4.4.2 Geometrisk Brownsk Bevegelse

En geometrisk Brownsk bevegelse er en stokastisk prosess ofte brukt på aktiva priser hvor logaritmen til den underliggende variabelen følger en generell Wiener prosess⁸ (Hull (2008)). En vanlig antakelse innenfor opsjonslitteraturen er at den stokastiske prosessen er av en geometrisk Brownsk bevegelse, hvor prisene følger en såkalt "random walk" (Trigeorgis (1996)). Denne bevegelsen har tre viktige egenskaper: (Lund (1997))

- Den er en Markov prosess
- Tilleggene over et endelig tidsintervall er normalfordelt
- Tilleggene er uavhengige

En Markov prosess er en stokastisk prosess hvor kun den nåværende verdien av en variabel er relevant for å predikere fremtidig utvikling. Dette innebærer at prosessen ikke avhenger av tidligere utvikling og at en kun trenger dagens verdi for å predikere fremtidig utvikling (Hull (2006)). Eksempelvis vil en prisstigning i morgen bare avhenge av prisen i dag, og ikke av tidligere utfall. Oljeprisen (P) kan modelleres som en slik geometrisk Brownsk bevegelse:

$$\frac{dP}{P} = \alpha dt + \sigma \varepsilon \sqrt{dt}, \quad (4.1)$$

hvor dP representerer økning i oljepris i et lite tidsintervall dt . ε er et tilfeldig tall fra en standardisert normalfordeling. α angir trenden til prosessen, og σ er volatiliteten til oljeprisen. Venstre side av ligningen angir avkastningen i periode dt . Leddet αdt angir forventningsverdien til denne avkastningen (trenden), og $\sigma \varepsilon \sqrt{dt}$ angir en stokastisk usikkerhetsdel (avvik fra trend) (Hull (2008), Lund (1997)).

Oljeprisen følger da en geometrisk Brownsk bevegelse som beveger seg bort fra initial forventet verdi om driftsraten ikke er null. Etersom prisavkastningen ($\frac{dP}{P}$) på ethvert tidspunkt er normalfordelt, innebærer det at den absolutte forandringen i oljeprisen, dP , vil følge en lognormal fordeling, og kan modelleres som en geometrisk Brownsk bevegelse.

⁸ Med Wiener prosess menes en stokastisk prosess hvor endringen i en variabel i løpet av en kort tidsperiode Δt har en normalfordeling med et gjennomsnitt lik null og en varians lik Δt .

Et viktig poeng i stokastiske prosesser er at mens verdien av oljeprisen følger en geometrisk Brownsk bevegelse, følger avkastningen til oljeprisen en aritmetisk Brownsk bevegelse. For eksempel kan oljeprisen aldri bli negativ, og dens bevegelse med tiden kan modelleres som en geometrisk Brownsk bevegelse (essensielt lognormal). Avkastningen kan derimot ha negative verdier og kan modelleres som en aritmetisk Brownsk prosess.

Ito's lemma gjør det mulig å modellere forandringene i verdien på et aktivum (for eksempel en opsjon) betinget på et annet aktivum (for eksempel et underliggende aktiva) over en kort periode. Ved å bruke Ito's lemma på $\ln P$ finner en at $\ln \llbracket p(t)/p(0) \rrbracket$ er en aritmetisk brownsk bevegelse med driftskoeffisient $\alpha - \sigma^2/2$ og varians σ^2 . Det gir:

$$\alpha - \ln \llbracket p(t)/p(0) \rrbracket = \left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2} \right) dt + \sigma dz \quad (4.2)$$

Uttrykket over reflekterer avkastningen til oljeprisen, hvor avkastningen er normalfordelt med et snitt på $\alpha - \sigma^2/2$ og med standardavvik $\sigma\sqrt{t}$ (Copeland og Antikarov (2001)).

4.4.3 Mean reversion

Lund (1997) påpeker at en av svakhetene ved geometrisk Brownsk bevegelse er at ved bruk av denne modellen viser empiri at prisen tenderer til å bevege seg langt bort fra dens opprinnelige nivå. Dette får flere til å stille spørsmål til om denne stokastiske prosessen er best egnet til å predikere fremtidig prisutvikling når det kommer til generelle varer og artikler. Et stadig mer utbredt syn er at prisen for slike omsetningsobjekter i stedet bør være relatert til kostnaden ved å produsere dem, og i det lange løp marginalkostnaden ved produksjon. Innen scenariomodeller eller kvalitative modeller, kan avvik fra gjennomsnittsprisen relateres til ulike eksogene "sjokk" som krig, endringer i OPEC's posisjon, tilbud og etterspørselsforhold etc. Disse avvikene vil dermed kun være midlertidige.

Dixit og Pindyck (1994) presenterer en av flere studier som undersøker om oljeprisen kan bedre modelleres som en tilbakevendende (mean reverting) prosess. *Mean reversion* kan defineres som tendensen til en markedsvariabel (eksempelvis rentenivå) til å bevege seg tilbake til det langsiktige gjennomsnittsnivået (Hull (2003)). Ved bruk av en slik tilnærming, tar man utgangspunkt i at oljeprisen kan knyttes til grunnleggende markedsmekanismer som fundamentale tilbud og etterspørselsforhold. I markedssituasjoner preget av lave priser antar man at produsentene vil redusere produksjonen slik at prisen igjen vil bevege seg opp mot sitt opprinnelige nivå. Tilsvarende vil en høy oljepris medføre at produsentene øker produksjonen, slik at en får et overskuddstilbud hvor prisen gradvis vil synke igjen.

En vanlig modell for å illustrere mean reversion prosessen er Ornstein-Uhlenbeck prosessen:

$$dP(t) = n(P - \bar{P})dt + \sigma dz, \quad (4.3)$$

hvor P er oljeprisen, \bar{P} er likevektsnivået som prisen reverseres tilbake mot, n er hastigheten på reverseringen, σ er et variansparameter og dz er et inkrement av en Wiener prosess. I motsetning til geometrisk Brownsk bevegelse er ikke inkrementene lenger uavhengige. Dette medfører at desto mer prosessen avviker fra gjennomsnittet, desto sterkere vil tendensen være for en bevegelse tilbake mot gjennomsnittet (Lund (1997)).

Det finnes flere empiriske studier som undersøker om oljeprisen best kan modelleres som en geometrisk Brownsk bevegelse eller en mean reverting prosess. Resultatene er blandet, og det eksisterer ikke tilstrekkelig empirisk grunnlag for å hevde at den ene metoden er mer riktig enn den andre. Dixit og Pindyck (1994) fant i sine studier at utviklingen i oljeprisen over en 120 års periode var mer konsistent med et mean reversion mønster. For kortere intervaller på en 30-40 års periode, pekte resultatene mer i retning av en geometrisk Brownsk bevegelse med random walk.

4.4.4 Convenience yield

Convenience yield kan defineres som "fordelen man oppnår ved å eie en fysisk råvare, i stedet for å ha en futureskontrakt for levering i fremtiden" (Brennan og Schwartz (1985)).

Eksempelvis er det lite sannsynlig at et oljeraffineri vil betrakte en futureskontrakt på råolje på samme måte som råoljen holdt på varelager. Råoljen på varelageret kan benyttes i raffineringprosesser, mens en futures kontrakt derimot ikke kan benyttes til dette formålet. Generelt vil derfor eierskap av den fysiske råvaren gjøre det mulig for produsenten å opprettholde produksjonsprosessen, dette i tillegg til et potensial til å oppnå profitt i perioder hvor det oppstår midlertidig knapphet på slike ressurser. Dersom produsenten i stedet holder en futures kontrakt på denne råvaren vil det derimot ikke være mulig å oppnå slike fordeler. Fordelen ved å eie den fysiske råvaren kan derfor omtales som *convenience yield*, frembrakt av den fysiske råvaren. Convenience yield reflekterer også markedets forventninger om framtidig tilgjengelighet av råvaren. Desto større sannsynlighet for at det vil oppstå framtidig knapphet på slike råvarer, desto høyere convenience yield. Tilsvarende vil convenience yield være lav dersom det er en lavere sannsynlighet for at en slik framtidig knapphet vil oppstå (operatørene har høye andeler råolje på varelageret) (Hull (2003)). Nåværende implisitte convenience yield kan estimeres gjennom å inverttere forholdet mellom 3 måneders futures kontrakt på råolje og nåværende spotpris (Smit (1997)).

4.5 Numeriske teknikker for verdsetting av realopsjoner

Trigeorgis (2001) påpeker at det generelt finnes to typer numeriske teknikker for å verdsette opsjoner: 1) De som approksimerer den underliggende stokastiske prosessen direkte, og 2) De som er løsninger av partielle differensialligninger. Den første kategorien inkluderer forskjellige trebyggingstilnæringer som Cox, Ross og Rubenstein's (1979) standard binomiske trebyggingssprosess⁹. Denne kategorien inkluderer også Monte Carlo simulering som vil bli gjennomgått nedenfor.

Den andre kategorien, løsning av partielle differensialligninger, er en mer hensiktsmessig fremgangsmåte når et helt sett av opsjonsverdier skal kalkuleres ved starten av prosjektet (tidspunkt null). Her kan også flere tilstandsvariabler håndteres i en multidimensjonal matrise. Ved å sammenligne denne metoden mot utvikling av trebyggingssprosesser, er denne metoden muligens noe mer mekanisk og kan virke mindre intuitiv, selv om den kan representerer et noe mer kraftig rammeverk. For en grundig gjennomgang av numeriske teknikker, se Trigeorgis (2001) eller Hull (2008).

4.5.1 Black- Scholes (og Merton) modellen

Realopsjonsteori har fått stadig økende oppmerksomhet siden 1972, da Fisher Black og Myron Scholes publiserte det banebrytende arbeidet som la grunnlaget for verdsettelse av europeiske opsjoner ved kontinuerlig prising metode. Black-Scholes modellen er basert på tanken om å skape en portefølje bestående av det underliggende aktivumet og det risikofrie aktivumet, med de samme kontantstrømmene (og de samme kostnadene) som opsjonen som blir verdsatt.

Mun (2006) presenterer videre modellen som en lukket formløsning, hvor det er ligninger som kan løses ut fra et sett med inputparametre. Disse parametrene er vanligvis eksakte og enkle å implementere, men kan være noe vanskelige å forklare ettersom de vanligvis bygger på en teknisk stokastisk kalkulering. Lukket formløsninger kjennetegnes i tillegg av å være veldig spesifikke, med begrenset modelleringsfleksibilitet. Slike modeller vil dermed kunne gi en mer eksakt verdi for europeiske opsjoner, men vil kun fungere som en mulig tilnærming for amerikanske opsjoner.

Copeland og Antikarov (2003) påpeker imidlertid følgende antakelser ved modellen som også begrenser dens anvendelse på realopsjoner (ettersom de fleste realopsjoner er av den amerikanske typen): 1) Opsjonen kan kun utøves ved utløpsdato – det er en Europeisk opsjon,

⁹ I denne fremstillingen vil trebyggingssprosessene primært omfatte usikkerhetstrær og beslutningstrær

2) Det eksisterer kun en type usikkerhet, 3) Opsjonen er betinget på et underliggende risikofylt aktiva, og dermed vil sammensatte opsjoner være utelukket, 4) Det underliggende aktivumet utbetaler ikke dividende, 5) Markedspris og den stokastiske prosessen som følge av underliggende er kjent (observerbar), 6) Variansen i avkastningen fra underliggende er konstant gjennom levetiden, 7) Utøvelsesprisen er kjent og konstant.

Selv om modellen bidrar til et solid rammeverk for prising av europeiske opsjoner, vil utfordringene knyttet til realopsjoner i realiteten kreve en analyse som bryter ved flere av disse antakelsene. Eksempelvis vil de fleste realinvesteringer eller prosjekter bestå av sammensatte opsjoner ettersom prosjektet strekker seg over flere faser. I tillegg vil det sannsynligvis også oppstå flere korrelerte usikkerhetsfaktorer gjennom et prosjekts levetid.

4.5.2 Monte Carlo Simulering

Hull (2008) beskriver Monte Carlo simulering som en prosedyre for tilfeldig testing av endringer i ulike markedsvariabler, for å kunne verdsette et derivat¹⁰. Monte Carlo simulering innebærer at man simulerer ulike stier/retninger den underliggende variabelen kan ta i løpet av opsjonstiden. Hver simulering brukes så til å beregne innløsningsverdien opsjonen ville hatt dersom den simulerte prisutviklingen ville inntruffet. Ved mange simuleringer vil man få en sannsynlighetsfordeling for opsjonsverdien. Metoden inkluderer flere verdidrivere og er fleksibel nok til å behandle mange situasjoner som kan oppstå i virkelige investeringssituasjoner. En vanlig verdsettelsesprosess ved bruk av denne metoden er å simulere ulike retninger aksjeprisen kan ta framover, for så å finne et gjennomsnitt å diskontere payoff ved bortfallsdato¹¹. Denne metoden har tradisjonelt blitt betegnet som et velfungerende og fleksibelt verktøy, og er relativt enkel å bruke. Metoden er kanskje spesielt nyttig ved europeiske opsjoner hvor det er flere underliggende variabler. Metoden er imidlertid ikke like nyttig ved vurdering av amerikanske opsjoner som innebærer tidlig utøvelse, eller i å bestemme optimale handlingsvalg. Grunnen til dette er at ved amerikanske opsjoner kan det være optimalt å utøve opsjonen underveis i prosjektet, noe som kan føre prosjektet i en helt ny retning. Her vil derfor utvikling av ulike utfallstrær være en mer passende tilnærming.

¹⁰ Finansielle derivater er avtaler om kjøp og salg av finansielle instrumenter som er avledet av andre underliggende objekter (aksje, obligasjon, valuta, rente og lignende). Et derivat gir innehaveren rettigheter og/eller plikter, og verdien av disse er betinget av utviklingen i verdien av det underliggende objektet.

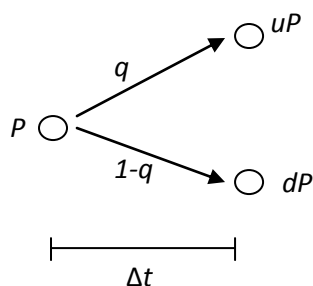
¹¹ For en mer detaljert gjennomgang se Hull(2008)

4.5.3 Diskret binomisk prismodell

Cox, Ross og Rubinstein (1979) har utviklet en modell for diskret binomisk prissetting. Dette er en modell som antar at verdien på underliggende aktiva, eksempelvis oljeprisen (P) over en kort periode (Δt), kan bevege seg opp (u) og ned (d) i hver periode med en gitt prosentstøt. Sannsynligheten for at oljeprisen beveger seg opp eller ned er henholdsvis q og $1-q$. Prisutviklingen av underliggende aktiva kan modelleres ved bruk av en trebyggingsprosess, ofte omtalt som binomiske trær. Denne sammenhengen kan illustreres ved følgende figur:

Figur 4.1

Diskret binomisk prismodell



Kilde: Lund (1997)

Fremgangsmåten i modellen er relativ enkel, men gir samtidig en innsikt i hvordan mer komplekse og mer realistiske metoder verdsetter opsjoner. Modellen reduserer muligheten for større prisutslag mellom hver periode, fjerner enhver mulighet for arbitrasje, antar at markedet er perfekt effisiente og reduserer varigheten til opsjonen.

Binomisk prismodell gir også en innsikt i hvilke determinanter eller faktorer som er med på å bestemme verdien til en opsjon. Verdien til en opsjon bestemmes ikke av den framtidige forventede prisen på underliggende aktiva, men dens nåværende pris som følgelig også reflekterer framtidforventningene. Dette er en direkte konsekvens av arbitrasje. Dersom opsjonsverdien avviker fra verdien til den replikerende¹² porteføljen, kan det oppstå en arbitrasjemulighet for investorene.

Damodaran (2002) hevder at selv om denne modellen gir en til dels intuitiv følelse av determinantene som er med på å bestemme opsjonsverdien, krever modellen en stor andel av innsatsparametre når det gjelder forventede framtidige priser på hver node. Ettersom

¹² Målet med å skape en replikerende eller en reprodukerende portefølje er å bruke en kombinasjon av risikofrie lån og det underliggende aktivum til å lage de samme kontantstrømmene som opsjonen som blir verdsatt. Prinsippene for arbitrasje gjelder her, og verdien av opsjonen må være lik verdien av den replikerende porteføljen.

tidshorisontene blir kortere i den binomiske modellen, blir det mer mulig å gjøre antakelser om prisen på underliggende. En kan eksempelvis anta at prisendringene blir mindre desto kortere tidsperioder. Dette vil medføre at prisendringene vil være minimale når tidsperiodene nærmer seg null, og prosessen konvergerer dermed mot en kontinuerlig prisprosess (i slike tilfeller vil den binomiske modellen konvergere til en Black-Scholes modell). Alternativt kan en anta at prisendringene forblir store selv når tidsperiodene blir kortere. Dette vil medføre større utslag i prisprosessen ettersom prisene kan ”hoppe” i hvilken som helst periode.

4.6 Risikonøytral verdivurdering

Risikonøytral verdivurdering ble tatt i bruk av Cox, Ross og Rubenstein (1979) i forbindelse med teorien om prising av opsjoner basert på replikasjon av en ekvivalent, arbitrasjefri portefølje av finansielle instrumenter (Trigeorgis (1996)). Denne fremgangsmåten er også kjent som en martingale tilnærming hvor en beregner verdien av opsjoner uavhengig av markedslivevekt og ulike risikopreferanser.

Risikonøytral verdsetting er i dag en vanlig brukt antakelse innenfor opsjonslitteraturen når det kommer til å verdsette realopsjoner ved bruk av binomisk prissettingsmodell. Ved bruk av dette prinsippet antar man at aktørene i verdensøkonomien er risikonøytrale. Under forutsetning om at det ikke eksisterer arbitrasjemuligheter, kan man da sette opp en portefølje av opsjoner og underliggende aktiva, som eliminerer all usikkerhet rundt verdien av porteføljen. Ved å anta at avkastningen til porteføljen er lik den risikofrie renten, er det mulig å foreta en risikonøytral verdivurdering av porteføljen. Tilsvarende vil en opsjonsverdi beregnet diskret eller kontinuerlig med risikonøytrale sannsynligheter, reflektere riktig markedspris (gitt at volatilitet og andre forutsetninger er riktige).

Ved risikonøytral verdivurdering skal ikke de fremtidige kontantstrømmene verdsettes etter deres forventingsverdi for så å diskonteres tilbake til starttidspunktet med et avkastningskrav. I stedet skal kontantstrømmene justeres for risiko, for så å diskonteres med risikofri rente.

En av grunnene til at risikonøytral verdivurdering er en sentral forutsetning ved bruk av binomisk prissettingsmodell, er at risikonøytrale sannsynligheter kan antas å være konstante gjennom prosjektets levetid og under de forskjellige fasene i trebyggingsprosessen. Dette under antakelse om at risikofri rente er konstant. Den faktiske risikoen til et prosjekt kan imidlertid variere betydelig over tid og under de forskjellige fasene i trebyggingsprosessen (Hull (2008)).

4.7 Valg av modell

Med bakgrunn i tidligere gjennomgang av ulike realopsjonsmodeller, har valget for vår anvendelse falt på modellbygging gjennom binomiske usikkerhets- og beslutningstrær, i tråd med Cox, Ross og Rubenstein's diskret binomisk prissettingsmodell. Selv om flere metodetilnærminger ble vurdert, fant vi at denne modellen samsvarer bra med prising av realopsjoner. Denne modellen er også en vanlig anvendt modell ved prising av amerikanske opsjoner som igjen brukes analogt på realopsjoner. Dette i tillegg til at flere av begrensningene i de andre tilnærmingene begrenser deres anvendelse på realopsjoner.

Ved implementering av realopsjonsteori står en ovenfor et avveiiingsproblem mellom grad av kompleksitet og økonomisk intuisjon. Parametrene som er vanskelige å estimere, for eksempel volatilitet i oljeprisen, har stor innvirkning på resultatene. Å inkludere mange slike sensitive variabler i modellen gjør ikke nødvendigvis modellen bedre, eller gir et mer korrekt svar. Smit (1997) velger blant annet kun å fokusere på oljeprisusikkerhet.

Med bakgrunn i overnevnte argumenter har vi dermed valgt å fokusere på usikkerhetskildene vi anser som mest kritiske i forhold til verdien av et oljeprosjekt, nemlig oljeprisusikkerhet og reservoarusikkerhet. Eksempelvis velger vi i vår fremstilling å se bort fra valutarisiko, teknologisk risiko, finansielle forhold og andre lignende effekter i modellen. Dette ettersom vi kun ønsker å se på hvilken økt verdiskapning dette prosjektet kan bidra med, og da særlig med tanke verdien av fleksibilitet.

I tillegg betraktes prosjektet utelukkende på prosjektnivå, noe som vil si at enhver samvariasjon med andre aktiviteter vil bli sett bort ifra. Bakgrunnen for slike forenklinger er at modellen blir enklere å håndtere og gir mer økonomisk innsikt, ettersom effektene fra realopsjonene kommer bedre fram. Det kan også diskuteres hvorvidt en høyere grad av kompleksitet og bruk av en mer teknisk modell vil gi noe mer nøyaktige svar når inputparametrene i modellen likevel er så usikre.

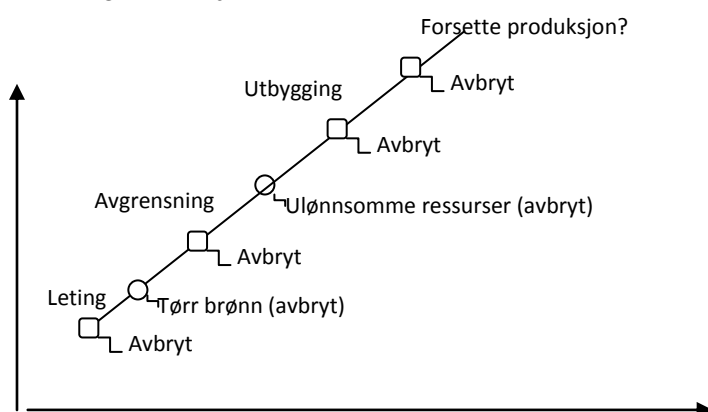
De samme argumentene gjelder også ved representasjon av fasene til oljeprosjektet i modellen. For vårt formål finner vi det mer hensiktsmessig med en inndeling som ikke er for detaljert. Utgangspunktet for modellen tas derfor i faseinndelingen presentert i neste avsnitt, hvor oljeprosjektet er aggregert til tre faser: henholdsvis undersøkelsesfasen, utbyggingsfasen og produksjonsfasen.

4.8 Ulike faser i et oljeprosjekt

Lund (1997) og Smit (1997) deler begge opp et oljeprosjekt inn i ulike faser for å reflektere det sekvensielle mønsteret av handlingsvalg/beslutninger og oljefeltets usikkerhet. Når en lager en modell av et oljeprosjekt er det viktig at den består av elementer som har stor betydning for verdien av fleksibilitet. De ulike fasene som prosjektet deles oppi kan ses på som milepæler, hvor en får ny informasjon ved hver milepæl. For eksempel vil gjennomføring av fasen for leteboring gi mer informasjon om reservoaret, og denne informasjon (sammen med andre data) brukes når en setter opp produksjonskapasiteten.

Vi har valgt å følge en kombinasjon av Lund (1997), Smit (1997) og Mun (2002), og se på prosjektet gjennom tre faser; undersøkelsesfasen, utbyggingsfasen, og produksjonsfasen. De tre fasene det består av; leteboring for å avdekke om feltet inneholder positivt funn samt utforsking av størrelsen på forekomsten av hydrokarboner, installering av utstyr, produksjon og demontering, og selve produksjonen. Figuren 4.2 illustrerer hvordan fasene henger sammen og utviklingen i et oljefelt.

Figur 4.2
Utviklingen i et oljefelt



Kilde: Mohn (2007)

I hver fase må en ta to viktigere vurderinger; hvilken type usikkerhet preger fasen, og hvilke opsjoner er tilgjengelige? I den første fasen, undersøkelsesfasen, er det to usikkerhetsmomenter - innholdet i reservoaret (om det finnes oljeekvivalenter) og oljeprisen. Dersom det bekreftes positivt funn i undersøkelsesfasen, går prosjektet videre til den neste fasen. Er funnet derimot ikke av en forsvarlig størrelse, eller det ikke blir funnet noen form for oljeekvivalenter, avsluttes prosjektet allerede i den første fasen. Fase nummer to, utbyggingsfasen, preges av teknisk usikkerhet og markedsusikkerhet. Den tekniske usikkerheten er knyttet opp mot volumet av oljeekvivalenter/størrelsen på reservoaret, mens

markedsusikkerheten går mer mot oljeprisen. I produksjonsfasen, prosjektets siste fase, er oljeprisen den sentrale usikkerhetsdriveren.

4.8.1 Opsjoner i de ulike fasene

Det er ulike typer realopsjoner som er tilgjengelige i hver av de tre fasene. I de løpet av de to første fasene vil det komme inn mer informasjon både på oljepris og reservoaret, og en bedriften kan da velge mellom å avvise eller akseptere prosjektet. Starten på produksjonsfasen er med andre ord avhengig av at prosjektet blir akseptert allerede i de to første fasene. En slik inndeling av investeringer er analogt med begrepet ”sammensatte opsjoner”.

Produksjonsfasen står i tillegg ovenfor opsjonstypene: avslutning, utsettelse, eller ekspansjon (Mun (2002)).

4.8.1.1 Undersøkelsesfasen

På grunnlag av sannsynligheten for å finne drivverdige reserver settes det i denne fasen i gang undersøkelse etter oljeekvivalenter. Oljeprisen og tekniske evner vil også spille inn.

Informasjon om seismisk data¹³ oppnås ved å kartlegge havbunnen ved hjelp av lydbølger, hvor lydbølgende reflekteres i ulike hastighet etter hvilke geologiske lag de møter. Ved hjelp av letebrønner og påfølgende avgrensingsbrønner vil en finne ut hvilken væsketype som befinner seg på dette området, som igjen vil avsløre om det er et potensielt oljefelt.

Realopsjonene som kan utøves i denne fasen av prosjektet går på investeringer i utstyr som kan forbedre de seismiske studiene, og dermed få en bedre beskrivelse av berggrunnen som er på området. Det som veier denne opsjonen opp eller ned er hvorvidt usikkerheten i berggrunnen vil reduseres, og om reduksjonen vil kunne forsvare den høye investeringen. I tillegg må det i denne fasen tas stilling til hvor mange avgrensingsbrønner som bør settes opp.

4.8.1.2 Utbyggingsfasen

Prosjektet går videre til utbygging etter at tilstrekkelig data (som seismisk data, letebrønner, og avgrensingsbrønner) er innsamlet og analysert. I denne fasen tas det stilling til spørsmålene om hvilke og hvor mange produksjonsbrønner som skal installeres, prosesseringsutstyr, og hvilke transporteringsystemer som bør velges. Infrastrukturen, som allerede eksisterer på området hvor oljefeltet er lokalisert, spiller inn som et sentralt element for hvilken løsning en velger. En velger forskjellige løsninger om det er på et modent område

¹³ Geofysiske undersøkelser av havbunnen (<http://www.npd.no/no/Om-OD/Informasjonstjenester/Oljeordliste/>)

med allerede eksisterende infrastruktur, enn om det er et umodent område med liten infrastruktur fra før. Det kan medføre store kostnader dersom oljefeltet befinner seg i et område med lite infrastruktur.

Realopsjonen i denne fasen går på hvor mange produksjonsbrønner som skal velges å installeres, hvor skal de stå, og i hvilke rekkefølge skal de stå. En må også ta stilling til hvilken type plattform eller rigg som er best egnet på dette området. Undervannsløsninger er en teknologiform i sterk utvikling, og kan være et godt alternativ til faste installasjoner på dype forhold. Denne type løsning er også spesielt interessant i lys av realopsjonsteori, da den gir store fleksibilitetsmuligheter. For eksempel kan man med undervannsløsninger lettere knytte opp nye anlegg til tidligere ledningsnett. Man har også anledning til å konstruere et utstrakt nettverk av anlegg og transportledninger på havbunnen, gitt at bunnforholdene ligger til rette for det.

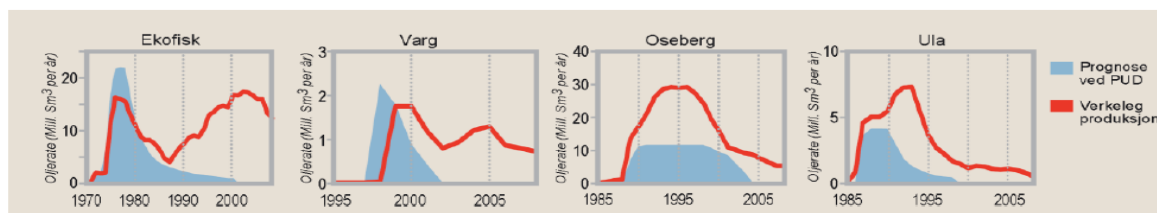
4.8.1.3 Produksjonsfasen

Avhengig av størrelsen på et oljefelt og hvor det befinner seg kan en produksjonsprofil varierer mellom 15-30 år på norsk sokkel. Ressursene i reservoaret må, uavhengig av størrelsen på reservoaret og hvor produktive brønnene er, forvaltes på samme måte som andre verdifulle ressurser. Det har i de siste årene blitt stadig mer fokus på forbedring av produksjonsmetoder, og Oljedirektoratet (2011) understreker betydningen av tiltak som kan øke utvinningsgraden ytterligere. Ny teknologi spiller en viktig rolle for utviklingen, og har for eksempel gjort det mulig å bore brønner som tidligere ikke var teknisk mulige. Andre tiltak er for eksempel tiltak for å få mer ut av eksisterende brønner, injeksjon i reservoarene og tilpasninger i prosessanlegg.

Ser en på produksjonsprofilen til felt som har eksistert lenge (for eksempel Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula, figur 4.3) er det en helt annen produksjonsprofil enn hva som først var antatt. Mye skyldes nye tiltak som har økt både utvinningsgraden og levetiden til oljefeltene. Feltene illustrerer ikke bare at det kan skapes betydelige verdier gjennom å øke utvinningen, men også at selskaper gjennom historien har fått mer innsikt og ny kunnskap underveis i produksjonsperioden. Ved å benytte realopsjoner, og ta høyde for fleksibilitet og ny informasjon som kan komme underveis i prosjektet, kan gi et bedre bilde av et oljefelts verdi.

Figur 4.3

Produksjonsutviklingen for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula



Kilde: Oljedirektoratet (2011)

5. Estimering av modellparametre og presentasjon av fremgangsmåte

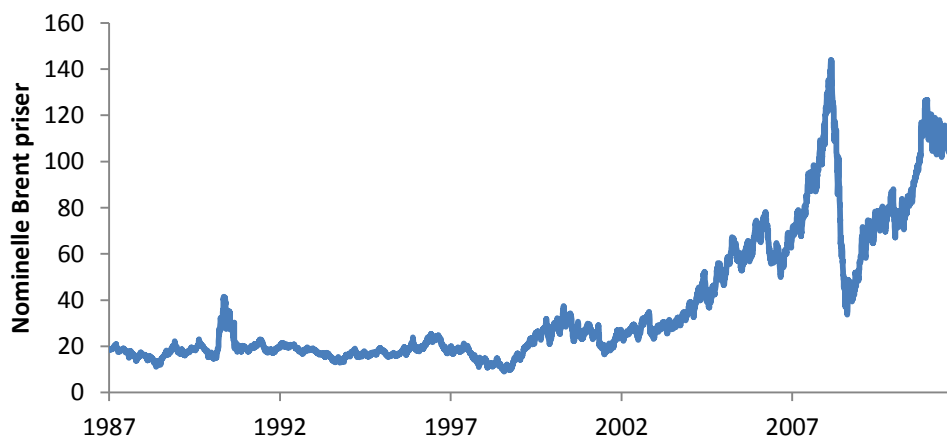
5.1 Estimering av modellparametre

5.1.1 Oljepris

Oljehistorien skriver seg tilbake til USA rundt 1860. I løpet av 1800-tallet fluktuerte oljeprisen med flere hundre prosent. Men selv i ”rolige” perioder har den endret seg så mye som 50-100 % (Austvik (2000)). Et par år etter Norsk oljeproduksjon startet på Ekofisk feltet i 1971, opplevde oljemarkedet sitt første prissjokk. Dette som følge av petropolitiske faktorer som blant annet krigen i Midtøsten og en noe uventet nasjonalisering av amerikanske oljeselskaper i Golfen (Austvik (1986)). Siden den gang og frem til i dag, har oljeprisen vært utsatt for alt fra midlertidige internasjonale fluktuasjoner til mer ekstreme sjokk, som for eksempel finanskrisen i 2008 hvor dollarprisen per fat falt fra \$150 per fat til \$40 per fat. Figur 5.1 viser utvikling i råoljeprisen fra 1987 og frem til i dag.

Figur 5.1

Historisk utvikling av Brent priser i Europa



Kilde: EIA (2012)

Å predikere framtidig utvikling i oljeprisen vil derfor være et sentralt element ved verdsetting av oljeprosjekter. Som tidligere nevnt kan oljeprisen modelleres ved bruk av scenariomodeller, kvalitative modeller og stokastiske prosesser. I denne utredningen legges det ikke vekt på å predikere oljeprisen med utgangspunkt i tilbud og etterspørselsforhold. Dette ettersom ulike markedsforhold (eksempel terror, krig, politiske hendelser og interne avgjørelser i OPEC samarbeidet) kan forårsake store utslag i oljeprisen, og det vil dermed være svært vanskelig, om ikke umulig, å predikere utvikling i oljepris med god presisjon. Vi finner det dermed mer hensiktsmessig å benytte stokastiske prosesser som en tilnærming for framtidig oljeprisutvikling.

Det diskuteres fremdeles hvilke stokastiske prosesser som er best egnet når det kommer til å modellere bevegelsene i oljeprisen. Selv om det finnes empiriske studier som støtter en mean-reverting prosess over lengre tidsperioder, er det ikke sikkert at denne prosessen er best egnet til å predikere oljeprisen i kortere tidsintervall. Beregningene i denne modellen baseres på en antakelse om at oljeprisen følger en geometrisk Brownsk bevegelse. Her benytter man historisk volatilitet, rentenivå og convenience yield som parametre til modellen.

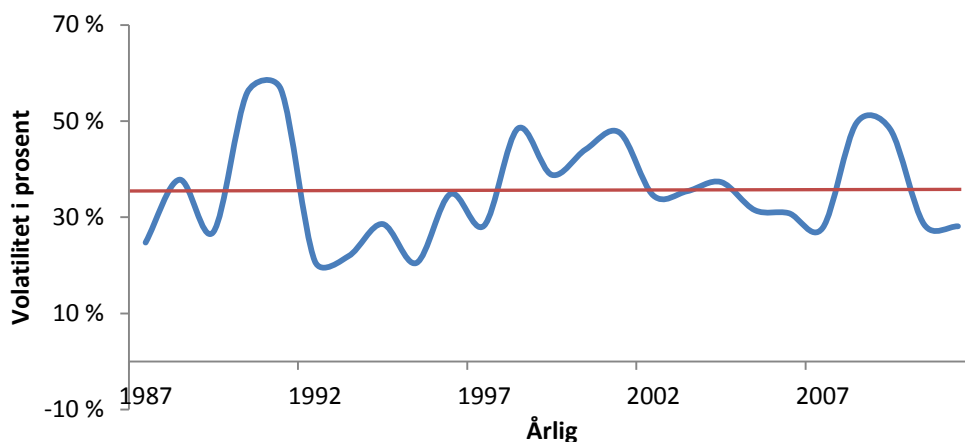
Volatiliteten til oljeprisen er et viktig parameter å estimere for å oppnå en presis verdivurdering av fleksibiliteten til et oljeprosjekt. Ettersom et oljeprosjekt også kjennetegnes av en lang tidshorison, vil et passende estimat på volatiliteten på lang sikt være essensielt. Smit (1997) mener at det i prinsippet finnes to måter å estimere historisk oljeprisvolatilitet. Den ene metoden baserer seg på å beregne implisitt volatilitet fra markedspriser på kjøpsopsjoner på råolje handlet på internasjonale oljebørser. Men ettersom det ikke handles opsjonskontrakter med lang varighet, mister denne metoden en del av sin relevans. En annen tilnærming er å kalkulere standardavviket til råoljeprisen ut fra historiske tidsserier som et estimat på fremtidig volatilitet. Mohn og Misund (2009) presenterer en måte for å regne ut annualisert volatilitet basert på daglige Brent priser. Vi har brukt daglige Brent priser (p_{kt}) for Europa i perioden 1987 frem til i dag, og har beregnet annualisert volatilitet ($r_{kt} = \Delta p_{kt}$, $k = 1, 2, \dots, N$, $t = 1987-2012$) slik:

$$\sigma_t^p = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (r_{kt} - E(r_{kt}))^2}, \quad (5.1)$$

Hvor N er antall handle dager på børs (252 dager) og den gjennomsnittlige daglige forandringen hvert år brukes som en tilnærming for $E(r_{kt})$. Figur 5.2 viser årlig standardavvik i oljeprisen fra 1987 og frem til i dag.

Figur 5.2

Annualisert volatilitet Brent priser i Europa



Basert på daglige data, vannrettlinje representerer gjennomsnittlig annualisert volatilitet.

Kilde: EIA (2012), egne beregninger

Figuren viser at volatiliteten i råoljeprisen har hatt betydelige svingninger i løpet av de siste 25 årene. Selv om volatiliteten har holdt seg forholdsvis stabilt innenfor 30-40 % fra 2002-2007, har svingningene ellers vært svært høye. Volatiliteten økte spesielt mye etter finanskrisen i 2008.

Det kan diskuteres hvor langt datasett en skal ta med i beregningene for Brent Crude oil. Vi ønsker et langt datasett for å prøve å fange opp et naturlig nivå for volatiliteten, slik at estimatet ikke blir for mye påvirket av siste års høye volatilitet. Ved å bruke daglige data på Europeiske spotpriser på råolje fra 1987-2012, fant vi at den gjennomsnittlige volatiliteten gjennom perioden var på 35,5 %. Basert på disse beregningene legger vi til grunn en oljeprisvolatilitet på 35,5 % per år.

5.1.1.1 Risikofri rente

Vi anser U.S. statsobligasjoner som et passende estimat på risikofri rente. Ettersom et oljeprosjekts levetid strekker seg over en lang periode, finner vi det mest hensiktsmessig å ta utgangspunkt i obligasjoner med 30 års levetid hvor renten er på 3,22 % (U.S. Department of Treasury (2012)). Den historiske gjennomsnittlige risikofrie renten, fra februar 1990 til i dag er på 5,92 %. Vi har valgt å ta utgangspunkt i dagens risikofri rente på 3,22 % ettersom vi anser at den reflektere bedre dagens markedsforhold, i forhold til den historiske.

5.1.1.2 Convenience yield

Etter avsnitt 4.4.4 har vi beregnet convenience yield i oljeprisen med bakgrunn i historisk data for spotprisen på råolje, U.S. tremåneders Treasury Bill og futures kontrakter på råolje fra

01.10.2003 til 01.03.2012. I følge Smit (1997) kan en finne convenience yield ved å se på sammenhengen mellom en 3 måneders futurs kontrakt på råolje og den nåværende spotprisen på råolje:

$$\delta_t = (1 + r_t) - \sqrt{(T-t) \left(\frac{F_t}{S_t} \right)} \quad (5.2)$$

hvor δ_t er convenience yield, r står for risikofri rente, F_t er futures kontrakt på råolje med forfall i tidspunkt $T-t$, og S_t representerer den nåværende spotprisen på råolje. En mer økonomisk intuisjon er tidligere gjennomgått i kapittel 4.

Basert på historisk data fant vi at den gjennomsnittlige convenience yield for denne perioden var på 1,13 %.

5.1.2 Produksjonsprofil

Produksjonsprofilen viser hvordan utvinningen av feltet forekommer i løpet av feltets levetid. For å finne frem til en fornuftig produksjonsprofil på Johan Sverdrup feltet har vi tatt for oss feltene som ligner i størrelse på norsk sokkel. Dette for å få et sammenligningsgrunnlag som virker mer reelt med bakgrunn i størrelsen på feltet. Vi har valgt å bruke produksjonsprofilene til Statfjord, Oseberg, og Gullfaks, grunnet deres utvikling. Vi har også sett på utviklingen til Troll og Ekofisk. Men etter som disse profilene viser en mer ujevn utvikling, fant vi det hensiktsmessig å ekskludere disse fra sammenligningsgrunnlaget, for å få frem et bedre estimat til denne produksjonsprofilen.

I tillegg til størrelsen på feltene, har vi også sett på reservoarkvaliteten, om feltene som er lagt til grunn består av samme kvalitet som det er estimert at Johan Sverdrup kommer til å inneholde. Reservoarkvalitet kan estimeres ved å se på blant annet porøsitet¹⁴ og permeabilitet¹⁵. I tillegg kan en angi kvaliteten på oljen som ofte oppgis i API¹⁶. Når det kommer til kvaliteten på sammenligningsfeltene og Johan Sverdrup er det på Sverdrup anslått en API på 28, mot Statfjord med 38 og Gullfaks 37 (Statoil (2010), Environment Science and Technology Center (2001)). Porøsiteten på Sverdrup er estimert til 30 %, og er dermed sammenlignbar med Statfjord feltet, som har, 20-30 %. Permeabilitet måles i darcy. På norsk sokkel er det per i dag Statfjord og Gullfaks som har høyest gjennomstrømningsevne (flere

¹⁴ Porøsitet er et mål på hvor mye hulrom det er i bergarten. 30 % porøsitet er bra og betyr at 30 % av bergarten består av hulrom som kan inneholde olje.

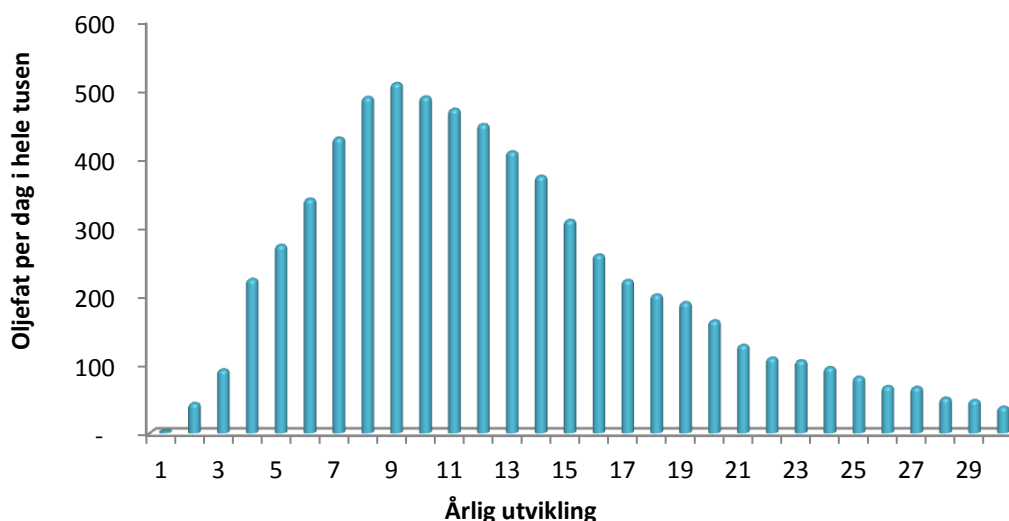
¹⁵ Permeabilitet er et mål for gjennomstrømningsevnen i bergarten, hvor lett det er å hente opp oljen fra hulrommene.

¹⁶ API er et mål på hvor lett eller tung en olje er. Jo høyere tall, desto lettere er olje. Tungeolje som i for eksempel oljesand har gjerne en API på mindre enn 10.

darcy) (Geological Society (2003)), og det er rapporter at også Johan Sverdrup har flere darcy (Rigzone (2011)). Et annet sammenligningsgrunnlag er hvor reservoaret befinner seg i forhold til havdypet. De sammenlignbare feltene og Johan Sverdrup, ligger nesten på samme havdyp (Statfjord på 150 meter, Oseberg på 100 meter, Gullfaks på 130-220 meter, Sverdrup 115 meter). Havdybde spiller en rolle når det kommer til type installasjoner og dermed tilgjengeligheten til oljen.

Ved å ta et gjennomsnitt på hvor mye de ulike feltene har produsert i sitt nåværende livsløp, prosentvis andel produsert i de ulike årene i forhold til totalmengden, har vi fått et estimat på hvordan utviklingen i produksjonsprofilen til Johan Sverdrup kan se ut. Vi har forutsatt gjennomsnittlig mengde oljefat, 2500 millioner, og multiplisert med prosentandel utvinning av total mengde for og estimerer produksjonsprofilen:

Figur 5.3
Produksjonsprofilen til Johan Sverdrup



Kilde: Oljedirektoratet (2011), egne beregninger

Denne fremstillingen vil ikke gi et fullstendig bilde av hvordan produksjonsprofilen til Johan Sverdrup vil se ut. Feltene som er brukt som sammenligningsgrunnlag har eksistert i flere år og har opplevd utvikling av ny teknologi som har ført til bedre utnyttelse av reservoaret. Dette kan sannsynligvis tas i bruk på Johan Sverdrup fra starten.

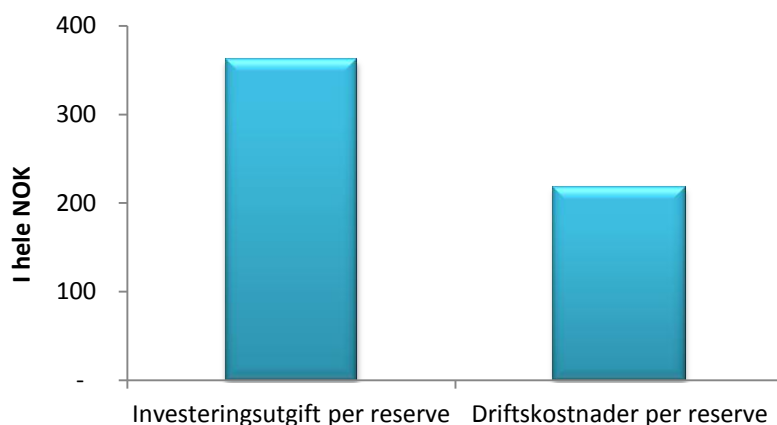
Produksjonsprofilen viser at en kan komme tidlig i produksjon og øke produksjonen etter hvert som antall innretninger og brønner økes. Produksjonen økes helt til en når maksimumskapasitet på innretningene, før den går gradvis ned på grunn av trykkfallet i reservoaret.

Produksjonsprofilen brukes videre til og både estimere driftsinntekter og kostnader på feltet. Driftsinntektene baserer seg på oljeprisen frem i tid og produksjonsprofilen. Ved å bruke den estimerte oljeprisen og den estimerte produksjonsprofilen, kommer vi frem til hvor mye inntekter som kan genereres de ulike årene av feltets levetid. Inntektsprofilen viser lave inntekter i begynnelsen og høyere kostnader, men dette tar seg opp etter hvert som produksjonen kommer mer i gang.

Kostnadsgrunnlaget er innhentet fra Oljedirektoratet, både historiske- og prognosetall fra 2006 til 2042. Investeringsprofilen representerer investeringsutgifter, driftskostnader, samt produksjon av olje på åtte felt på den norske sokkelen.

Figur 5.4

Investeringsutgift og driftskostnader per reserve



Kilde: Oljedirektoratet (2012)

Med bakgrunn i tilgjengelig informasjon, finner vi det mest hensiktsmessig å basere kostnadsestimatene på et forholdstall mellom produksjonsprofilen til de åtte og produksjonsprofilen til Johan Sverdrup. Denne fremgangsmåten vil ikke kunne gi et presist kostnadsbilde, grunnet forskjeller i antall brønner, type brønner, hvor reservoaret befinner seg, osv., men vil gi en god tilnærming.

5.2 Presentasjon av fremgangsmåte

Copeland og Antikarov (2001) presenterer en firetrinnsmodell for verdsetting av investeringsprosjekter ved å benytte opsjonsteori. I det første steget i modellen gjøres en standard nåverdi analyse av prosjektet. Dette gjøres ved å diskontere risikonøytrale kontantstrømmer over levetiden til prosjektet med risikofri rente (ekvivalent kan en også diskontere forventede kontantstrømmer med et vanlig avkastningskrav). Denne nåverdien representerer verdien av underliggende aktivum (prosjektet). I det neste steget identifiseres

usikkerhet og modelleres i et hendelsestre, formålet er å skape et bilde av usikkerheten som driver verdien (nåverdien) av det underliggende aktivum over tid. I steg tre inkluderes fleksibiliteten, opsjonene som er tilgjengelig for ledelsen, og det lages handlingstrær/beslutningstre som forteller hvordan ledelsen skal respondere på ny informasjon. Flexibiliteten kan forandre risikokarakteristikken til prosjektet, og føre til endret kapitalkostnader. I det siste steget verdsettes prosjektet med opsjonene gjennom en numerisk realopsjonsanalyse, slik at en på denne måten kan ta en beslutning basert på en modell som tar høyde for verdien av fleksibilitet og usikkerhet.

Figur 5.5

Firetrinnsmodell for verdsetting av investeringsprosjekter ved bruk av opsjonsteori



Kilde: Copeland og Antikarov (2001)

5.2.1 Steg 1: Nåverdi av prosjekt uten fleksibilitet

I følge Smit (1997) forbindes ofte usikkerheten rundt et oljeprosjekt med usikkerheten rundt fremtidig oljepris, ettersom produksjonsprofilen fastsettes allerede etter at det er påvist olje. For å finne verdien av prosjektet uten fleksibilitet beregnes kontantstrømmer for de potensielle fremtidige oljeprisene. En verddivurdering av et oljeprosjekt bygger på å knytte sannsynlighet til hver av disse kontantstrømmene, slik at en kan beregne forventet kontantstrøm i hver periode (FCFF), for deretter å diskontere med risikojustert kapitalkostnad (r). Verddivurderingen gjøres etter følgende ligning:

$$DCF = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+r)^t} \quad (5.3)$$

$$FCFF = [P - VC] \times V - FK \times (1 - s) \quad (5.4)$$

Hvor DCF er diskontert kontantstrøm, FCFF er forventet fri kontantstrøm til selskapet i år t , P representerer oljepris, VC viser andel variable kostnader, V står for volum oljefat, og s er skattesats. Ved hjelp av disse to ligningene kan en verdsette oljeprosjektet ved en rekursiv prosess i det binomiske treet, hvor en starter ved siste node på treet og jobber bakover i tid til

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
NNV	100	178	289	448	674	997	1 457	2 114	3 051	4 388	6 294
mrd NOK		45	100	178	289	448	674	997	1 457	2 114	3 051
			7	45	100	178	289	448	674	997	1 457
				-20	7	45	100	178	289	448	674
					-39	-20	7	45	100	178	289
						-52	-39	-20	7	45	100
							-62	-52	-39	-20	7
								-68	-62	-52	-39
									-73	-68	-62
										-76	-73
											-78

5.2.2 Steg 2: Modellering av usikkerhet i beslutningsfasen i et utfallstre

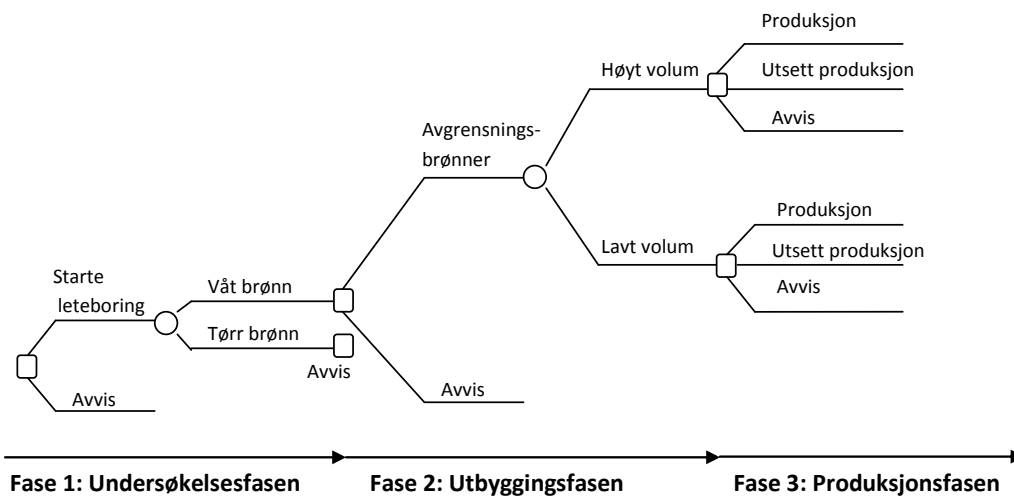
Her skal en få forståelse av hvordan nåverdien utvikles gjennom hendelsesforløpet over tid, heller ikke her tas det med fleksibilitet så verdiene som fremkommer skal være like som i steg 1. Estimer som kan brukes er historisk data eller oppgitte estimer fra bedriften (Copeland, Antikarov (2001)). Utviklingen av hendelsestreet baserer seg på flere usikkerheter som driver volatiliteten til prosjektet. Ved hjelp av et binomisk utfallstre får en frem forventet avkastning på prosjektet basert på usikkerheten.

5.2.3 Steg 3: Identifisering av fleksibilitet og koble dette opp mot utfalls tre

I denne fasen analyseres hendelsestreet for å kunne identifisere fleksibiliteten i prosjektet. Ved å inkludere prosjektets fleksibilitet og beslutningene i hver node i hendelsestreet, vil en få et beslutningstre. Beslutningstreet vil vise avkastningen fra hver beslutning. Når det kommer til fleksibiliteten som kan ha innvirkning på prosjektet gjelder dette; fleksibilitet til å avslutte et prosjekt, ekspandere, og endring av oppstartstidspunktet. Denne rekkefølgen følges med bakgrunn i at startfleksibilitet utøves før avslutningsopsjon og/eller ekspansjonsopsjon, og vil kunne påvirke verdien av dem. Figuren 5.6 viser hvordan et beslutningstre kan se ut:

Figur 5.6

Illustrasjon av et beslutningstre



Kilde: Smit (1997)

Hvor en bedrift har følgende muligheter eller alternativer (□); muligheten til å starte leteboring, investere i avgrensingsbrønner (dersom det er positive funn etter leteboringen), investere i utvikling, eller avslutte hele prosjektet. Samtidig spiller utvikling av pris og kvantum (○) over prosjektets levetid en rolle.

5.2.3.1 Fleksibilitet til å avslutte prosjektet

Bedriften har mulighet til å avslutte prosjektet tidligere dersom gjenværende driftverdi blir negativ og overstiger kostnadene ved nedleggelse av prosjektet. Denne fleksibiliteten er spesielt verdifull for scenarioer hvor reservoarvolumet er lite og i perioder hvor oljeprisen er lav. For å verdsette denne fleksibiliteten brukes følgende formel:

$$V^* = \text{MAX} \left[A, \frac{qV^+ + (1-q)V^-}{1+r} \right] \text{ for } Q_t > 0 \quad (5.6)$$

Hvor V^* er verdien på feltet inkludert muligheten for tidlig nedstengning, og A er kostnadene ved å avslutte prosjektet (abandon). Ved å gå bakover i beslutningstreet ved bruk av ligning (5.6), vil den justerte prosjektverdien i hver node, V^* , være lik maksimum av verdien av "å fortsette drift" og "kostnaden ved å avslutte prosjektet".

Tabell 5.4

Prosjektverdi inkludert avslutningsfleksibilitet.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mrd NOK	142	254	412	639	962	1 423	2 080	3 018	4 356	6 263	8 985
		64	142	254	412	639	962	1 423	2 080	3 018	4 356
			10	64	142	254	412	639	962	1 423	2 080
				-29	10	64	142	254	412	639	962
					-56	-29	10	64	142	254	412
						-75	-56	-29	10	64	142
							-88	-75	-56	-29	10
								-97	-88	-75	-56
									-104	-97	-88
										-108	-104
											-111

5.2.3.2 *Fleksibilitet til å ekspandere*

Opsjonen til å ekspandere kan ses på som en amerikansk kjøpsopsjon, hvor en foretar en tilleggsinvestering for å øke produksjonsraten fra feltet. Det er i flere ulike situasjoner en slik opsjon kan anvendes, for eksempel kan det komme nye og bedre teknologiløsninger, som kan øke utvinningsgraden. Ved å implementere ekspansjonsopsjonen i modellen, vil den fange opp effekten av bevegelsen i oljeprisen, og kan gi en økning i prosjektverdien. Hvis oljeprisen er høy, vil verdien av prosjektet være høy og få en prosentvis økning ettersom opsjonen som nå er lagt til. Tilsvarende dersom oljeprisen er lav, vil det fremdeles være en prosentvis økning som følge av opsjonen. Forskjellen når oljeprisen er lav er at en må sammenligne prosjektverdien og kostnadene som opsjonen (tilleggsinvesteringen) kan medføre, for så se om opsjonen er forsvarlig å gjennomføre. Oljeprissvingningene som modellen tar høyde for vil med andre ord vise om tilleggsinvesteringen er hensiktsmessig. Følgende formel benyttes for å verdivurdere opsjonen:

$$V^* = \text{MAX} \left[\frac{qV_{t+1}^+ + (1-q)V_{t+1}^-}{1+r_f}, V_e - I_e \right] \quad (5.7)$$

Hvor V^* er ny driftsverdi av prosjektet inkludert ekspansjon og avslutningsfleksibilitet, V_e representerer prosjektverdien inkludert ekspansjon, og I_e er kostnaden ved å ekspandere. I ligning (5.7) er investeringsutlegget, I_e , ekvivalent med utøvelsesprisen. I hver node i handlingstreet maksimeres verdien av ”nåværende drift” og ”verdien av drift inkludert ekspansjon”. Merk at i analysen av ekspansjonsfleksibilitet så er underliggende aktivum justert for avslutningsfleksibilitet. Opsjonene bygger på hverandre og det er dermed viktig at begge tas hensyn til. Dette vil føre til en forbedring av analysen i forhold til å verdivurdere fleksibilitetene separat.

Tabell 5.5

Prosjektverdi inkludert avslutnings- og ekspansjonsfleksibilitet.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mrd NOK	289	508	821	1 267	1 903	2 810	4 104	5 951	8 584	12 340	17 698
		135	289	508	821	1 267	1 903	2 810	4 104	5 951	8 584
			27	135	289	508	821	1 267	1 903	2 810	4 104
				-48	27	135	289	508	821	1 267	1 903
					-101	-48	27	135	289	508	821
						-138	-101	-48	27	135	289
							-164	-138	-101	-48	27
								-183	-164	-138	-101
									-195	-183	-164
										-204	-195
											-211

5.2.3.3 *Fleksibilitet til å endre oppstartstidspunkt*

Dersom prosjektet generer en positiv kontantstrøm kan en ta stilling til om, og når en skal starte med produksjonen. Investeringene som skal til for å starte produksjon er blant annet installering av offshore oljeplattformer, prosesseringsanlegg og transportsystemer. Ved å betrakte et uutviklet felt som en kjøpsopsjon hvor underliggende aktivum er verdien av et ferdig produsert felt (inkludert opsjonen til å ekspandere og avslutte prosjektet), og hvor investeringsutgiftene er ekvivalent med utøvelsesprisen, får en:

$$NNV^* = \text{MAX} \left[V^* - I, \frac{qNNV^+ + (1-q)NNV^-}{1+r}, 0 \right] \quad (5.8)$$

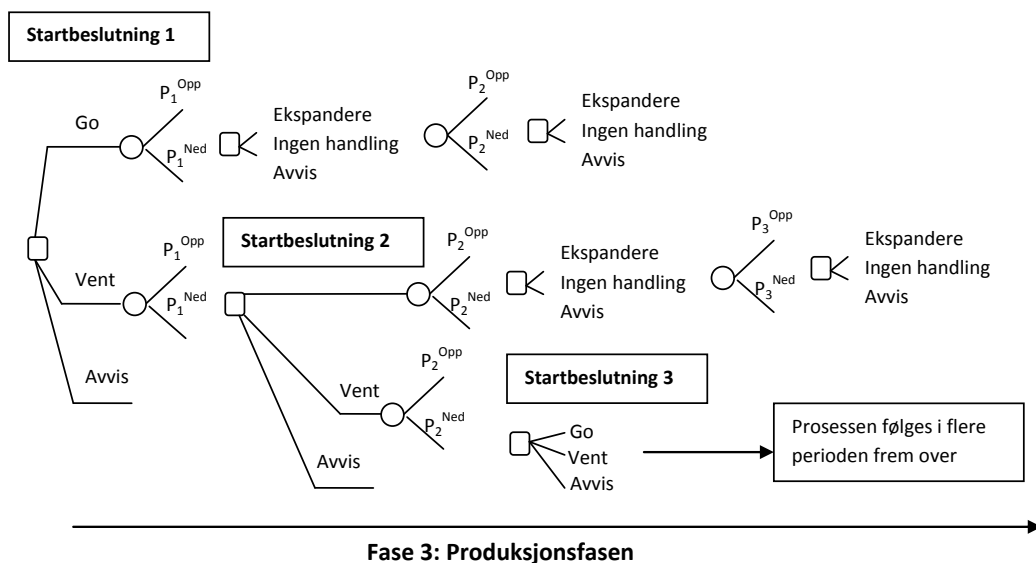
Hvor NNV^* er nåverdien inkludert tre typer fleksibilitet; startfleksibilitet, ekspansjonsfleksibilitet og avslutningsfleksibilitet, og I er nåverdien av investeringsutlegget. Overstiger driftsverdien av prosjektet investeringsutlegget ved et tidspunkt, vil ledelsen investere og nettoverdien på det utviklede feltet vil da være $NNV^* = V^* - I$. Netto nåverdi til prosjektet kan på den andre siden vise seg å bli negativ med bakgrunn i oljeprisusikkerhet og reservoarusikkerhet. Er dette tilfellet kan bedriften bestemme seg for ikke å investere i prosjektet.

Fra nettonåverdi ligningen til prosjektet (5.8), kommer det frem at selskapet står ovenfor tre valg. Prosjektet kan igangsettes straks, kan utsettes, eller en kan velge å avvise hele prosjektet. Med bakgrunn i usikkerheten rundt oljeprisen, kan ny informasjon om oljeprisen gi en fordel med å utsette oppstartstidspunktet. På den andre siden kan en av ulempene ved utsetting av startfasen være at kontantstrømmen kommer på et senere tidspunkt.

Modelleringen av startfleksibiliteten innebærer en vurdering av opsjonen med å utsette prosjektstarten, som igjen innebærer en forskyvning av kontantstrømmen et år frem. I dette året blir de fremtidige kontantstrømmene påvirket av et nytt sett med oljepriser, alt etter om oljeprisen har gått opp eller ned. I prinsippet kan en bedriften avvente med produksjonsstarten gjennom hele lisensperioden for feltet (vanligvis rundt 40 år). Figuren under viser strukturen på hvordan den dynamiske programmeringen for startfleksibilitet utføres i produksjonsfasen:

Figur 5.7

Beslutningsstrukturen til startfleksibilitet



Prisusikkerhet angis som; \circ , mens bedriftens opsjoner er gitt som; \square

Kilde: Smit (1997)

I figur 5.7 står ledelsen initialt overfor valget om å starte, vente eller avvise prosjektet. Velger en å starte allerede i første fase, går prosjektet rett over i produksjonsfasen, og opsjonen for avslutning og/eller ekspansjon blir da tilgjengelig. Blir valget derimot å vente, utsette produksjonsstarten, står en ovenfor valget mellom å begynne, vente enda lengre eller avvise hele prosjektet. Ved å vente med produksjonsstart påvirkes prosjektverdien av utviklingen i oljeprisen, og ledelsen står ovenfor et nytt sett med oljepriser som påvirker hvilket valg en foretar. Det er ikke fullt så vanlig å velge å avvise et prosjekt allerede i starten, selv om prosjektet er ulønnsomt. Grunnen til dette er at det alltid er mulighet for at markedsforholdene forbedrer seg ved et senere tidspunkt og prosjektet likevel kan bli lønnsomt.

Det bør videre bemerkes at det også eksisterer en ekstra type kostnad ved denne opsjonstypen som ikke blir ivaretatt i modellen, nemlig kostnaden ved å utsette oppstartstidspunkt. For selv om opsjonen til å endre oppstartstidspunkt kan representere en økt prosjektverdi, innebærer

denne type fleksibilitet også en kostnad ved å vente. Ekern og Bjerksund (1988) finner at denne kostnaden blant annet kan belyses ved differansen mellom den statiske nåverdiberegningen og nåverdibergningen av selve fleksibiliteten. Differansen kan betegnes som alternativkostnaden ved fremskyndet utbygging. Forfatterne omtaler convenience yield som netto fordelten ved å disponere fysisk utvunnet olje fremfor rettigheten til framtidig levering av olje. Mens en tradisjonell nåverdiberegning er meget følsom for separate anslag på risikojusterte renter og vekstrate for prisen, er opsjonsverdien særdeles følsom for differansen mellom disse to parametrene (convenience yield). Desto større convenience yield, desto lavere blir opsjonsverdien. Dette ettersom alternativkostnaden ved å utsette utbygging dermed stiger. Med en europeisk opsjon som først kan utøves på et bestemt tidspunkt, blir fordelten ved å vente enda lenger etter hvert mindre og representeres ved tapte eierforhold i et ytterligere tidsrom. Eksempelet Ekern og Bjerksund har er med en opsjon som avtar med lengre levetid, og etter 28 år har opsjonen samme verdi som ved øyeblikkelig utbygging.

I tillegg kan også potensielle tapte driftsinneker minus eventuelle besparte kostnader også representere en alternativkostnad ved å utsette produksjon. Endrede markedsforhold, konkurransevilkår, politikk osv. kan også bidra til økt alternativkostnad ved denne opsjonstypen.

Tabell 5.6

Prosjektverdi med full fleksibilitet.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mrd NOK	461	714	1 221	1 943	2 974	4 444	6 541	9 532	13 798	19 883	28 563
		110	359	714	1 221	1 943	2 974	4 444	6 541	9 532	13 798
			-64	110	359	714	1 221	1 943	2 974	4 444	6 541
				-187	-64	110	359	714	1 221	1 943	2 974
					-273	-187	-64	110	359	714	1 221
						-333	-273	-187	-64	110	359
							-375	-333	-273	-187	-64
								-405	-375	-333	-273
									-425	-405	-375
										-440	-425
											-450

5.2.4 Steg 4: Utføring av realopsjonsanalyse

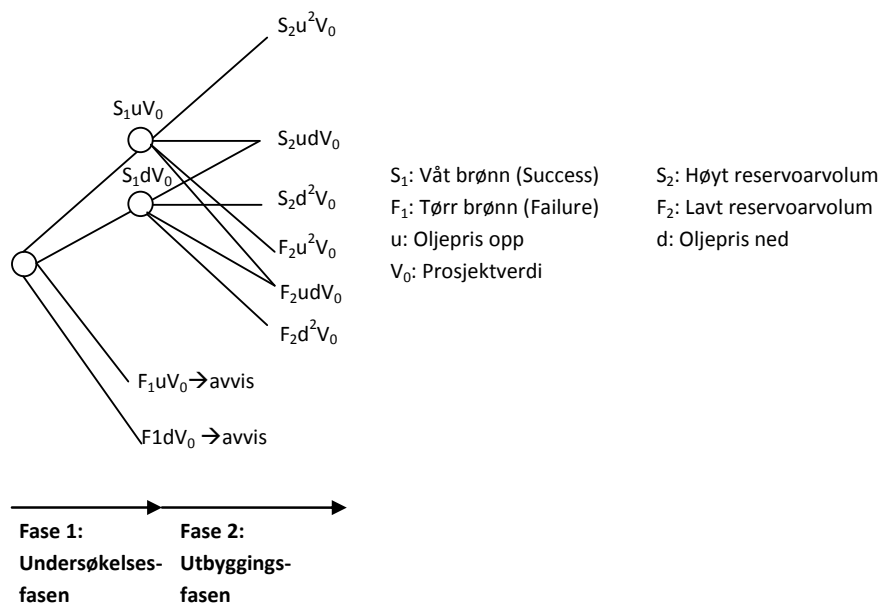
I produksjonsfasen følger verdsettingen av et felt en rekursiv prosess, som vist i ligning (5.5). Metoden for å finne verdien av et uutviklet felt forekommer på samme måte som tidligere, med å arbeide seg bakover gjennom de to første fasene til en har funnet verdien av å initiere

leteboring på feltet. Den rekursive prosessen her er imidlertid noe annerledes når en beveger seg bakover gjennom utbyggingsfasen og undersøkelsesfasen. Det eksisterer nemlig to usikkerhetskilder i hver av disse fasene; en geologisk usikkerhet (hvor stort kvantum av olje og gass som finne) og en markedsusikkerhet (oljepris).

De to usikkerhetskildene er uavhengige og derfor usystematiske. Siden denne usikkerheten fullt ut kan diversifiseres, kan en estimere verdien av et uutviklet felt ved å bruke både risikofri rente og sannsynlighetsfordelingen til kvantum av resevoarstørrelsen. Korrelasjonen mellom usikkerheten kan antas å være 0, ettersom reservoarusikkerhet og oljeprisen er uavhengige av hverandre. Ved to usikkerhetskilder utvides antall utfall i det binomiske treet, det vil i hver periode være fire mulige utfall. Figur 5.8 viser hvordan de ulike utfallene er modellert i de to første fasene av prosjektet.

Figur 5.8

Binomisktre illustrasjon av usikkerhet i reservoar størrelse og oljepris



Kilde: Smit (1997)

For å kunne estimere verdien på et oljefelt i utbyggingsfasen må en først multiplisere alle mulige nåverdier med sannsynlighetsfordeling til oljeprisen i tillegg til sannsynligheten for å finne et gitt kvantum olje, gitt at leteboringen i undersøkelsesfasen resulterer i positivt funn. Med andre ord må en summere opp ulike nåverdier for gitte mengder olje som kommer til å bli produsert i produksjonsfasen. De ulike kvantum olje er multiplisert med sannsynligheten for at akkurat dette kvantumet kommer til å bli produsert, gitt sannsynligheten for at det blir funnet olje i utbyggingsfasen. Deretter diskonteres denne forventede verdien tilbake ett år,

ved bruk av risikofri rente. Den forventede verdien på utforskningsfasen finnes ved å summere de diskonterte verdiene:

$$V^{\text{funn}} = \frac{\Sigma \{S(Q)=x|Q>0\} NNV_Q^*}{(1+r_f)} \quad (5.9)$$

Hvor $\Sigma\{S(Q) = x|Q > 0\}$ er sannsynligheten (S) for å finne et gitt kvantum (Q) olje, gitt at leteboringen i undersøkelsesfasen har resultert i positivt funn ($Q>0$). V^{funn} er verdien på feltet etter et funn er bekreftet, men før informasjon om reservoarvolumet er avslørt. Ligning (5.9) viser kvantum i reservoaret og den korresponderende verdien av feltet, inkludert fleksibiliteten. NNV'ene* som kommer frem er multiplisert med sannsynligheten for å finne respektive kvantum olje, betinget av leteboringens resultat. Den forventede verdien diskonteres tilbake ett år for avgrensingsbrønnen ved bruk av risikofri rente, og den forventede verdien på brønnen bestemmes av summen av forventede diskonterte verdier.

Det siste steget i verdsettingsprosessen er å estimere verdien ved opsjonen for å starte leteboringen (verdsetting av et oljefelt fra undersøkelsesfasen):

$$V^{\text{exp}} = \frac{S(Q=0)(0)+S(Q>0)\{\text{MAX}(V^{\text{funn}}-I^{\text{ap}},0)\}}{(1+r_f)} \quad (5.10)$$

Hvor V^{exp} er verdien av undersøkelsesfasen. Investeringsutleggene for avgrensingsbrønnen er gitt ved I^{ap} , og investeringskriteriet for fasen blir at $V^{\text{exp}}-I^{\text{ap}} > 0$

6. Analyse

En statisk nåverdiberegning beregnet på den tradisjonelle måten kan gi en korrekt verdivurdering av feltet dersom alle antakelser er riktige. Det kan derimot være svært vanskelig å diskontere kontantstrømmene med en diskonteringsrate som til enhver tid reflekterer framtidig risiko til prosjektet. Ettersom oljeinvesteringer kjennetegnes av høy usikkerhet og fleksibilitet, kan det diskuteres hvorvidt en statisk netto nåverdianalyse gir et tilstrekkelig grunnlag for å sette i gang et oljeprosjekt. På tross av at en klassisk nåverdiberegning kan ha store problemer med å simulere risikobildet gjennom prosjektets levetid, er den fremdeles i dag en anvendt metode ettersom den er enkel å forstå.

Verdivurderingen av Johan Sverdrup feltet starter derfor med en statisk NNV bergning, nedenfor omtalt som "base case". Vi har beregnet NNV for tre ulike scenarier som er henholdsvis minimum produksjon, gjennomsnittlig produksjon og maksimum produksjon.

Disse anslagene er basert på data fra Oljedirektoratet (2011) som vi har brukt til å estimere de forskjellige produksjonsscenarioene. Videre vil vi i dette kapitlet illustrere forskjellen i prosjektets verdi mellom en statisk NNV analyse og realopsjonsmodellen med full fleksibilitet. Verdien av ulike typer fleksibilitet vil deretter bli lagt til den statiske NNV for å illustrere viktigheten av å inkludere verdien av fleksibilitet i verdivurderingen.

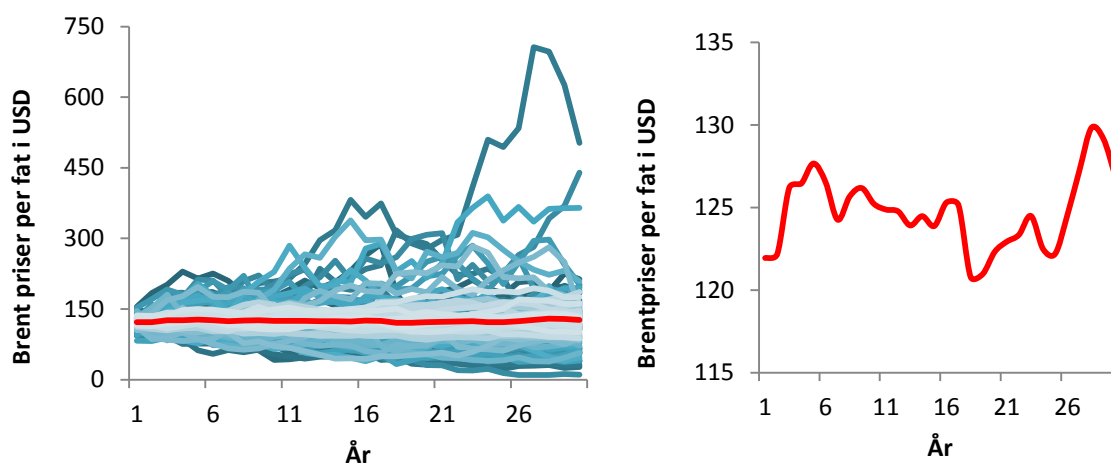
Det bør videre presiseres at analysen og resultatene fremstilt videre i dette kapitlet er en tilnærming på prosjektverdien av dette feltet, og er på ingen måte ment å illustrere et eksakt verdiesimat. Ettersom opplysninger om oljeprosjekter er høyst konfidensielle, blir det en særdeles utfordrende om ikke umulig oppgave å innhente nødvendige data for å oppnå en presis verdivurdering.

6.1 Estimering av fremtidig oljepris

Med utgangspunkt i geometrisk Brownsk bevegelse har vi modellert framtidig oljepris som vist i figur 6.1 nedenfor. Vi har brukt følgende inputparametre i modellen: Spotpris, S_0 , er nominell oljepris som i skrivende stund som er \$123,04 per fat (Bloomberg). Historisk annualisert volatilitet, σ , er 35,5 %. Trenden, α , er beregnet med utgangspunkt i historisk avkastning på brent per dag og er estimert til 0,006 %. Tidsintervall, Δt , eller antall tidsperioder er satt til 1. Videre er det lagt til grunn en invers normal fordeling $N^-(0,1)$. I tillegg har vi forutsatt at volatiliteten og den forventede avkastningen ikke endrer seg i løpet av perioden og satt disse parameterne som konstant i modellen. Selv om disse parameterne endres kontinuerlig i praksis har vi foretatt denne forenklingen for å unngå for store prisutslag fra periode til periode, og får dermed en jevnere simulering av den framtidige oljeprisutviklingen.

Figur 6.1

Oljepris baner



Kilde: Egne beregninger

6.2 Kontantstrøm

Som tidligere nevnt har vi modellert den framtidige oljeprisen ved bruk av geometrisk Brownsk bevegelse. Venstre diagram i figur 6.1 illustrerer 100 ulike estimerte brent pris baner per fat i nominelle US. dollar, hvor den røde linjen viser gjennomsnittet. Diagrammet til høyre viser gjennomsnittlig nominelle brent priser per fat i US dollar. Det er denne prisbanen som er lagt til grunn for estimering av den framtidige inntjeningen til feltet. Driftsinntekten er dermed estimert ved å multiplisere oljeprisen de ulike årene med den estimerte produksjonsprofilen til feltet. I analysen vil vi ikke ta høyde for valutausikkerhet slik at oljeprisen per fat er omgjort fra USD til NOK og låst til en valutakurs NOK/USD på 5,3733, som var kursen 26.04.12.

Kostnader er basert på informasjon fra Oljedirektoratet hvor vi har benyttet oss av en investeringsprofil som er sammensatt av åtte sammenlignbare felt. Investeringsprofilen består av både historiske- og prognosetall fra 2006 til 2042. Etersom Johan Sverdrup feltet er estimert til å være betydelig større enn de nærmeste sammenlignbare feltene, har vi justert kostnadene i forhold til hvor mange fat råolje Sverdrup feltet er antatt å produsere i forhold til antall fat produsert råolje på de andre feltene. Vi har også lagt til grunn en fast skattesats på 78 % hvorav 28 % er selskapsskatt og de øvrige 50 % er skattesatsen for offshore petroleum produksjon.

Neddiskontering av den frie kontantstrømmen er basert på Statens risikofrie kalkulasjonsrente på 4 % og et risikopåslag på 2 % for oljesektoren, altså en sammenlagt diskonteringsrate på 6

% (Finansdepartementet 2012). Selv om teorien argumenterer for en diskonteringsrate lik risikofri rente, har vi valgt å følge statens diskonteringsrate ettersom den ikke er prosjektspesifikk og representerer et mer realistisk mål i forhold til oljevirkosomhet. Levetiden til prosjektet er anslått til å være 33 år. Dette er en lang levetid for et prosjekt, selv til å være et oljeprosjekt. Anslagene er tatt med utgangspunkt i tidligere utbygd felt samt størrelse av reservoar. Ettersom dette feltet er estimert til å være på størrelse med Statfjord, Oseberg og Gullfaks, finner vi det forsvarlig med tanke på estimert størrelse på dette feltet, å anslå en levetid på prosjektet over en 30 års periode.

Verdivurderingen av opsjonene følger som tidligere nevnt en rekursiv prosess, som vil si at man starter med siste fasen i av prosjektet og jobber seg tilbake til begynnelsen. Nedenfor vil imidlertid fremgangsmåten bli fremstilt i omvendt rekkefølge for å bedre gjenspeile fremdriften av et oljeprosjekt. Dermed starter vi med undersøkelsesfase, dernest utbyggingsfase og til slutt produksjonsfasen.

Med utgangspunkt i overnevnte forutsetninger og antakelser av estimering av fri kontantstrøm, har vi kommet frem til de statiske NNV verdiene vist i tabellen nedenfor. Disse danner da utgangspunktet, eller base case, for den videre verdivurderingen.

Tabell 6.1

Base case

Statisk NNV i mrd NOK

Minimum produksjon	58
Gjennomsnitt produksjon	89
Maksimum produksjon	120

6.3 Verdi av fleksibilitet i undersøkelsesfasen

Verdivurderingen av fleksibilitet i undersøkelsesfasen er relatert til reservoarussikkerhet og usikkerhet rundt geologiske funn. Det går ut på sannsynligheten for å gjøre et funn, altså sjansen for at brønnene er våte. I utbyggingsfasen nedenfor, antar vi at denne verdien er på 96 %, men i starten av et oljeprosjekt er det svært usikkert om det finnes noe olje i det hele tatt. For å kunne belyse den tilgjengelige opsjonen i denne fasen av prosjektet har vi valgt å holde forventningene til reservoarvolumet konstant og lik; 60 % sjanse for høyt volum og 40 % sjanse for lavt volum. Videre ser vi på hvilke verdier både den statiske nåverdien og verdien av fleksibilitet får i forhold til sannsynlighet for at reservoaret inneholder olje.

Tabell 6.2
Fleksibilitet i undersøkelsesfasen

Funnsannsynlighet	100 %	60 %	40 %	30 %	25 %	20 %	15 %	10 %	5 %
NNV ^{Base Case}	95	57	38	29	24	19	14	10	5
NNV ^{Fleksibilitet Undersøkelse}	284	247	229	220	215	210	206	201	197
Opsjonsverdi	198 %	333 %	500 %	668 %	802 %	1004 %	1339 %	2011 %	4024 %

Resultatene i tabell 6.2 viser at nåverdiberegningene på både base case og fleksibilitet i undersøkelsesfasen reduseres når muligheten for å finne olje reduseres. Selv om begge NNV'ene er synkende, synker NNV^{Base Case} relativt mer enn NNV^{Fleksibilitet Undersøkelse}. En av årsakene til dette er at fleksibiliteten som blir tilgjengelig ved et senere tidspunkt i prosjektets levetid inkluderes i nåverdiberegningen av fleksibilitet i undersøkelsesfasen.

Ved 100 % sannsynlighet for at det blir gjort et funn, ingen reservoar-usikkerhet, har opsjonen etter teorien ingen verdi. Bakgrunnen for økningen på 198 % er at fleksibiliteten fra produksjons- og utbyggingsfasen legges til nåverdiberegningen i undersøkelsesfasen. Jo lavere sannsynligheten for å gjøre et funn, desto mer usikkerhet er det tilstede og opsjonen vil få en høyere verdi. Dette illustreres i tabell 6.2 ved at opsjonsverdien er økende desto lavere funnsannsynlighet. Eksempelvis vil et scenario ved 5 % funnsannsynlighet øke opsjonsverdien med hele 4024 %, som ikke alene skyldes verdi av fleksibilitet i senere faser, men i tillegg at det er nærmest usannsynlig at prosjektet i det hele tatt vil bli gjennomført.

Sannsynlighetsfordelingen er gitt ved at det er 60 % sjans for høyt reservoarvolum, og 40 % sjans for lavt volum. Dersom det sistnevnte scenarioet skulle inntreffe, kan det tenkes at reservoarvolumet ikke er tilstrekkelig stort nok til å dekke inn investeringsutlegget og vil dermed ikke være lønnsomt. Men dersom fleksibilitet inkluderes vil også denne løsningen ha en verdi ettersom en da eksempelvis kan velge å utsette prosjektet for så å se om oljeprisen stiger.

Ved å sammenligne tabell 6.2 med tabell 6.7, så er den totale opsjonsverdien lavere i produksjonsfasen enn om verdivurderingen gjøres i undersøkelsesfasen. Årsaken til dette er at i tidligere faser er det lite tilgjengelig informasjon om størrelsen på reservoarvolumet. Som en konsekvens vil opsjonsverdien øke ettersom denne fasen preges av høy usikkerhet.

6.4 Verdi av fleksibilitet i utbyggingsfasen

I denne fasen av prosjektet er det usikkerhet i reservoarvolumet som påvirker for verdien av fleksibilitet. Under utbyggingsfasen prøver en å avdekke usikkerheten rundt kvantum olje som er mulig å finne. Gjennom analyse av fleksibiliteten får en et bilde av når, og eventuelt ved hvilket kvantum oljeressurser, det vil svare seg å investere i prosjektet. Et lavvolumsscenario kan få mer verdi ved å legge til fleksibilitet som kommer senere i produksjonsfasen, fordi en da kan velge å utsette et ulønnsomt prosjekt og se om oljeprisen eventuelt stiger. Denne reservoarusikkerheten gjør at verdien av fleksibilitet er ekstra stor når prosjektet vurderes på et tidlig stadium.

For å belyse usikkerheten og fleksibiliteten har vi til grunn ulike scenarioer med ulike volumsammensetninger, reservoarusikkerheten mellom maksimum estimert ($v_H = 3300$ millioner fat olje) og minimum estimert volum ($v_L = 1700$ millioner fat olje), som vist i tabell 6.3. Vi har i tillegg lagt til grunn en 96 % sannsynlighet for at det blir funnet olje i undersøkelsesfasen, som igjen er blitt delt opp i forhold til hvor sannsynlig det kan være å finne de ulike oljevolumene (se Smit (1997)).

Tabell 6.3

Verdi av et felt i utbyggingsfasen (i millioner NOK)

V_H/V_L	100%/0%	80%/20%	60%/40%	40%/60%	20%/80%	0%/100%
NNV ^{Base Case}	120	108	95	83	70	58
NNV ^{Fleksibilitet Utbygging}	328	295	262	228	195	162
Opsjonsverdi	173 %	174 %	175 %	176 %	177 %	179 %

Ut fra resultatene i tabell 6.3 ser en at desto mindre estimert ressursbeholdning, altså hvor sannsynligheten for et lavt reservoarvolum er høy, desto høyere blir fleksibiliteten og derav opsjonsverdien i forhold til statisk nåverdiberegning. Årsaken til dette er at investering i mer spekulative oljefelt er mer effektiv i å avdekke underliggende usikkerhet, og derfor relativt mer verdifull enn for tilsvarende lavusikkerhets oljefelt.

For å komme frem til verdi av fleksibilitet har vi tatt utgangspunkt i base case og trukket fra investeringene for selve utbyggingen og produksjonsfasen. Ved å gjøre dette står vi igjen med investeringsutgiftene for avgrensningsbrønner, som er brønnene det skal investeres i her.

Som nevnt tidligere bygger opsjonene på hverandre, også på dette stadiet av prosjektet er avslutnings-, ekspansjons- og oppstartsflexibilitet inkludert i det underliggende aktivumet..

Selv ved lavt reservoarvolum økes prosjektverdien, og prosjektet blir mer lønnsomt ved å trekke inn de ulike fleksibilitetene. Opsjonsverdien som blir tilgjengelig i denne fasen av prosjektet bidrar til å øke prosjektets verdi selv om volumet kan bli lavt.

6.5 Verdi av fleksibilitet i produksjonsfase

6.5.1 Fleksibilitet til å avslutte prosjektet

Som tidligere nevnt har ledelsen mulighet til å avslutte et prosjekt tidlig dersom gjenværende driftsverdi blir negativ og overstiger kostnaden ved å nedlegge prosjektet. Denne type fleksibilitet er særlig verdifull dersom reservoarvolumet er lite og i perioder hvor oljeprisen er lav. Til grunn legges statisk netto nåverdi og fleksibiliteten legges på toppen av denne. Avviklingskostnadene er estimert med bakgrunn i gitte opplysninger for Oljedirektoratet og anslås til å være 340 millioner NOK. Verdien av avslutningsfleksibilitet er dermed den ekstra verdien ledelsen oppnår dersom de benytter seg av opsjonen til å avslutte prosjektet tidlig. Dersom maksimal gjenværende driftsverdi her er lavere enn 340 millioner NOK, har opsjonen ingen verdi. Skulle dette være tilfellet ville det ikke svare seg for ledelsen å avslutte prosjektet tidlig. Verdien av denne fleksibiliteten er vist i tabell 6.4 nedenfor.

Tabell 6.4 Avslutnings-
Avslutningsfleksibilitet

Avslutningsfleksibilitet	NNV i mrd NOK	Avslutningsfleksibilitet verdi mrd NOK	Prosjekt verdi med fleksibilitet	Opsjons verdi
Minimum produksjon	58	25	83	43 %
Gjennomsnitt produksjon	89	38	127	43 %
Maksimum produksjon	120	52	172	43 %

Dersom muligheten for å avslutte prosjektet blir gjort tilgjengelig for ledelsen, vil de oppnå en verdiøkning på henholdsvis 25,38, og 52 milliarder NOK ved minimum produksjon, gjennomsnitt produksjon og maksimum produksjon. I tillegg har denne fleksibiliteten størst verdi ved gjennomsnittlig og maksimum produksjon. Som det også fremgår av tabellen øker prosjektverdien med 43 % ved å legge til avslutningsfleksibiliteten.

Som tidligere nevnt kan verdien av fleksibilitet være av særlig betydning for mindre marginale oljeprosjekter, altså i tilfeller hvor netto nåverdi er negativ. Dette ettersom den ekstra verdien fra opsjonene kan bidra til at et prosjekt som blir betraktet som ulønnsomt etter den standard NNV beregninger, nå blir lønnsomt. Selv om Johan Sverdrup feltet er et av de større oljefelt som er funnet og viser med god margin en positiv nettonåverdi, er det likevel

viktig å understreke at denne verdien bygger på usikre estimater, og da særlig med tanke på oljeprisusikkerhet. Et fall i oljeprisen kan som vist i forrige kapittel, få alvorlige konsekvenser for kontantstrømmene. Dette i tillegg til kostnadsusikkerhet som vi ikke har tatt høyde for i denne avhandlingen.

6.5.2 Fleksibilitet til å ekspandere

Opsjonen til å ekspandere eller foreta tilleggsinvesteringer for å øke produksjonsraten til feltet, kan anvendes i mange ulike situasjoner. Ved å inkludere denne opsjonstypen vil effekten av oljeprisbevegelser bli fanget opp, noe som igjen kan bidra til å øke prosjektverdien. Å kunne måle den økte verdiskapningen av eksempelvis en tilleggsinvestering i ny teknologi med tanke på økt produksjonstakt og derav oljepriseffekter, er en noe urealistisk oppgave ut fra våre forutsetninger. Som en forenkling har vi dermed forutsatt at tilleggsinvesteringen ved minimum produksjon vil øke nettonåverdi med rundt 50 %, gjennomsnittlig produksjon 20 % og maksimal produksjon med 10 %. Verdien av ekspansjonsfleksibiliteten er vist i tabell 6.5 nedenfor. Merk at i analysen av ekspansjonsfleksibilitet er underliggende aktivum (prosjektets netto nåverdi) justert for avslutningsfleksibilitet.

Ekspansjonsfleksibilitet	Ekspansjons-			
	NNV i mrd NOK	fleksibilitet verdi mrd NOK	Prosjekt verdi med fleksibilitet	Opsjons verdi
Minimum produksjon	58	120	178	206 %
Gjennomsnitt produksjon	89	172	261	193 %
Maksimum produksjon	120	225	345	187 %

Ved å tillegge verdien av ekspansjonsfleksibilitet økes opsjonsverdien ved minimum produksjon betraktelig mer enn ved gjennomsnittproduksjon og maksimum produksjon som vist ovenfor. Ved minimum produksjon vil effekten av en tilleggsinvestering (eksempelvis ny teknologi) ha betraktelig større betydning for produksjonsraten enn ved maksimum produksjon. Dette ettersom produksjonsraten allerede er nær maksimum av hva som kan utvinnes fra reservoaret, slik at verdiøkningen vil være betraktelig lavere ved dette scenarioet.

Ved å forutsette at investeringsutlegget tilsvarer økningen i prosjektverdi, altså en netto nåverdi på null, kan man observere oljepriseffekter isolert sett. I dette tilfellet vil ikke ekspansjonseffekten i form av økt produksjonsrate påvirke prosjektverdien og heller ikke gjenspeiles i opsjonsverdien. Opsjonsverdien reflekterer dermed utelukkende priseffekten som

oppstår ved denne opsjonstypen. Oljeprisbanen som er lagt til grunn i denne utredningen reflekterer gode markedsutsikter og dermed en høy oljepris, noe som gir en høyere opsjonsverdi på maksimum produksjon i forhold til minimum. Opsjonsverdien ved oljepriseffekten er vist i tabell 6.6 nedenfor.

Tabell 6.6

Ekspansjonsfleksibilitet kun priseffekt (NNV=0)	NNV i mrd NOK	Ekspansjonsfleksibilitet verdi mrd NOK	Prosjekt verdi med fleksibilitet	Opsjons verdi
Minimum produksjon	58	104	162	178 %
Gjennomsnitt produksjon	89	161	250	181 %
Maksimum produksjon	120	219	339	182 %

6.5.3 Prosjektverdi med full fleksibilitet inklusiv oppstartsfleksibilitet

På dette stadiet verdsettes prosjektet rett etter utbyggingsfasen, hvor feltet enda ikke har startet produksjon av olje. I denne delen må ledelsen ta stilling til enda en opsjon, nemlig muligheten til å avgjøre om, eller når, de skal investere det nødvendige beløpet for å bringe prosjektet til produksjonsfasen. Som et siste ledd i prosessen med å estimere verdien av fleksibilitet i produksjonsfasen, legges verdien av opsjonsfleksibilitet til prosjektverdien som illustrerer den totale verdien av fleksibilitet i produksjonsfasen, også omtalt som full fleksibilitet. Dette er det første steget i produksjonsfasen og kommer etter undersøkelses og utbyggingsfasen. Verdien av full fleksibilitet er illustrert i tabell 6.7 nedenfor.

Tabell 6.7

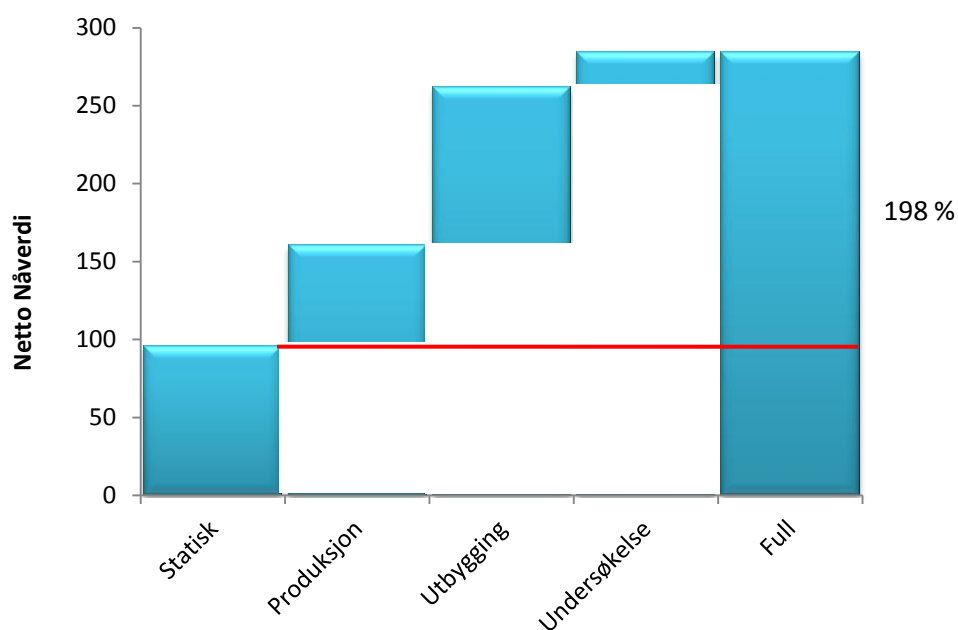
Full fleksibilitet	NNV i mrd NOK	Full fleksibilitet verdi mrd NOK	Prosjekt verdi med fleksibilitet	Opsjons verdi
Minimum produksjon	58	218	276	375 %
Gjennomsnitt produksjon	89	322	411	361 %
Maksimum produksjon	120	426	546	355 %

Ettersom valgene om å ekspandere eller avslutte prosjektet tidlig ikke vil bli gjort tilgjengelige dersom ikke prosjektet iverksettes, øker også opsjonsverdien ved oppstartsfleksibiliteten. Som det også fremgår av tabellen ovenfor er opsjonsverdien høyere ved minimum produksjon i forhold til maksimum produksjon. Dette ettersom fleksibiliteten som oppstår i senere stadier i produksjonsfasen, og da særlig med tanke på muligheten til å ekspandere, bidrar til en vesentlig høyere opsjonsverdi ved minimum produksjon kontra

maksimum. Verdiene presentert i tabellen understreker ytterligere viktigheten av identifisering av opsjonsverdien. Dersom det skulle vise seg at reservoarstørrelsen tilsvarer minimum nivå, vil en beregning av statistisk nåverdi undervurdere verdien ved at den ikke erkjenner den ekstra tilleggsverdien som foreligger i senere stadier.

Figur 6.2

Andel opsjonsverdi i de ulike fasene



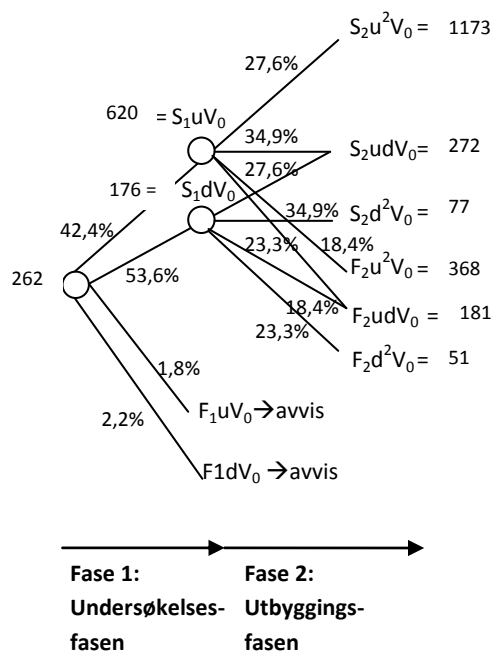
6.6 Kombinering av geologisk usikkerhet og oljeprisusikkerhet

I undersøkelsesfasen og utbyggingsfasen er det som tidligere nevnt to usikkerhetskilder, geologisk- og markedsusikkerhet. Med utgangspunkt i tabell 6.3, NNV til sannsynlighetsfordelingen med 60 % sjanse for høyt reservoarvolum og 40 % for lavt reservoarvolum, og at det er 96 % sannsynlighet for at det blir funnet olje i undersøkelsesfasen, illustrerer figur 6.3 hvordan både oljeprisusikkerheten og usikkerhet i reservoaret påvirker verdien av feltet¹⁷.

¹⁷ Se Appendix B for mer detaljert beregningsgrunnlag.

Figur 6.3

Binomisktre illustrasjon av usikkerhet i reservoar og oljepris, i milliarder NOK.



S₁: Våt brønn (Success) S₂: Høyt reservoarvolum
 F₁: Tørr brønn (Failure) F₂: Lavt reservoarvolum
 u: Oljepris opp d: Oljepris ned
 V₀: Prosjektverdi

I første fase, undersøkelsesfasen, er det opp og ned bevegelsene i oljeprisen, og om brønnene er våte eller tørre som påvirker verdien på feltet. Dersom det blir funnet olje og oljeprisen går opp samtidig, blir feltets verdi høyere enn om oljeprisen går ned, henholdsvis 620 milliarder NOK mot 176 milliarder NOK. Prosjektet avvises dersom en i første fase ikke finner olje, dermed får ikke oljeprissvingningen relevant betydning. Prosjektets neste fase avhenger av om det blir funnet olje i undersøkelsesfasen, reservoarvolumet og oljeprissvingningene. Med en økende oljepris i første fase, høyt reservoarvolum samt økende oljepris i utbyggingsfasen, blir den høyeste verdien på feltet 1173 milliarder NOK. Den laveste verdien fremkommer dersom oljeprisen går ned og det er lavt reservoarvolum, gitt at det ble funnet olje og oljeprisen gikk ned i første fase, og er på 51 milliarder NOK.

Oljeprisens svingninger kan få store følger for feltets verdi, det er en forskjell på 1096 milliarder NOK mellom høyest og lavest prosjektverdi gitt høyt reservoarvolum og 317 milliarder NOK gitt lavt reservoarvolum. Som påpekt tidligere kan en ved nedgang i oljeprisen velge å avvende hvorvidt en skal igangsette prosjektet. Forskjellene i verdi som fremkommer av figurene illustrerer utfallet prosjektverdien kan få dersom oljeprisen synker.

Står en i fase to med høyt reservoarvolum og en synkende oljepris, kan en velge å vente med å starte prosjektet for å se om oljeprisen kommer opp på et mer gunstig nivå.

6.6.1 Oljeprisusikkerhet

I tillegg kan vi se på hvordan oljepris usikkerheten isolert sett påvirker prosjektet. Med endring i volatiliteten på oljeprisen, endres både statisk netto nåverdi og netto nåverdien ved tillegg av fleksibilitet. For å belyse forskjellene har vi lagt til grunn NNV til scenarioet med 60 % sjanse for høyt reservoarvolum og 40 % sjanse for lavt reservoarvolum. Endringen i volatiliteten i oljeprisen er vist i tabell 6.8.

Tabell 6.8

Endring i volatilitet i oljeprisen

Oljepris σ	15,0 %	20,0 %	25,0 %	30,0 %	35,5 %	40,0 %
NNV 60%/40% ^{Statisk}	94	96	98	101	105	109
NNV ^{Full fleksibilitet}	252	258	267	278	292	306
Opsjonsverdi	167 %	169 %	172 %	175 %	178 %	181 %

Som det fremkommer av tabellen ovenfor har oljeprisvolatilitet en innvirkning både på statisk nettonåverdi og opsjonsverdi. Desto høyere oljeprisvolatilitet, desto høyere blir netto nåverdi, både med og uten fleksibilitet. I våre beregninger har vi som tidligere nevnt lagt til grunn en oljepris volatilitet på 35,5 %. Dersom en i stedet ser på et scenario hvor oljeprisvolatiliteten er 40 %, vil opsjonsverdien øke med 3 %, altså en økning på 14 milliarder NOK. Tilsvarende vil opsjonsverdien reduseres med 34 milliarder NOK ved scenario på 20 % oljeprisvolatilitet. I tillegg viser resultatene at den statiske nettonåverdien øker med større intervall desto høyere oljeprisvolatilitet.

6.7 Implikasjoner

Resultatene som er presentert viser hvor stor og positiv påvirkning tilleggsverdien av fleksibilitet har på prosjektet. I undersøkelsesfasen som er den første fasen til prosjektet, er feltet verdt opp til 40 ganger mer ved realopsjonsmodellen i forhold til den klassiske nåverdiberegningen. Resultatene som er blitt presentert i denne framstillingen er imidlertid svært sensitivt for endringer i inputparametre, og da særlig med tanke på endringer i oljeprisen og kostnadsanslag.

Ved å studere tabell 6.2 og 6.3 kan en observere at verdien ved full fleksibilitet stiger relativt mye i forhold til en statisk NNV analyse desto mer marginalt prosjektet er, det vil si hvor lite

sannsynlig det er for å avdekke funn samt tilstrekkelig volum. Disse resultatene impliserer at verdien av fleksibilitet blir svært verdifull i tilfeller hvor det er knyttet høy usikkerhet både til hva reservoaret består av og hvilken mengde det inneholder. Dette er interessante resultater som kan ha en innflytelse på hvilke områder oljeselskaper i dag velger å investere i. Som det fremgår av resultatene, vil eksempelvis en investering i utforskning av mer usikre felt være mer effektivt i å avdekke underliggende usikkerhet tidlig og vil dermed være mer verdifull enn for mindre usikre felt. Grunnen til dette er at dersom leteboringen resulterer i tørr brønn, trenger man ikke å gjennomføre store investeringskostnader i produksjonsfasen. Altså, dersom feltet er tørt vil kun investeringskostnaden ved leteboring gå tapt. Skulle det derimot vise seg å være en våt brønn, vil det for svært usikre felt være en mulighet for at et potensielt funn vil innebære store verdier.

6.8 Begrensninger ved modellen

Modellen er anvendt på data fra sammenlignbare felt. Særegne geologiske og fysiske forhold gjør imidlertid at hvert oljefelt har sin unike produksjonsprofil og kostnadsstruktur.

Resultatene som er framstilt i denne analysen vil derfor nødvendigvis ikke gi det mest korrekte estimatet av verdien til Johan Sverdrup, ettersom dette feltet vil være kjennetegnet av egne spesifikke data. Dette spesielt med tanke på kostnadsestimatene som er lagt til grunn i denne utredningen. På grunn av feltets størrelse og omfang er det en god mulighet for at kostnadsnivået vil ligge betydelig høyere i forhold til vårt sammenligningsgrunnlag.

Selv om det flere ganger har blitt påpekt hvor viktig tilleggsverdien er ved verdivurdering av usikre prosjekter, er det likevel flere motforestillinger ved å benytte opsjonsprisinde modeller ved verdsettingen av disse. For det første blir det underliggende aktiva, som er prosjektet i seg selv, ikke omsatt i markedet, noe som gjør det vanskelig å estimere dets verdi. Dernest er det usikkert om prisutviklingen over tid vil samsvare med prisbanen som er utformet ved opsjonsprisinde modellene.

Damodaran (2001) påpeker at det er knyttet store utfordringer til estimeringen av inputparametre ved verdivurderingen av opsjonene. I motsetning til finansielle opsjoner som blir omsatt på børs daglig til en forholdsvis lav kostnad, kan det ved utøvelse av realopsjoner oppstå betraktelig høyere kostnader. Årsaken til dette er todelt. For det første blir realopsjoner ofte utøvd på et tidlig tidspunkt, og da særlig dersom opsjonen er ”in the money”¹⁸. Selv om

¹⁸ Når en opsjon er ”In the money”, vil dette si at opsjonen har en pengeverdi og man kan da enten selge opsjonen eller utøve den. For en kjøps opsjon er dette tilfellet når utøvelsesprisen er lavere enn markedsprisen på det underliggende aktivumet. Det motsatte er tilfellet for en salgsoptjon.

dette kan bli justert for ved bruk av Black-Scholes modellen ved å tillate for så pass tidlig utøvelse av opsjonen, tillater den binomiske tilnærmingen en betrakterlig større grad av fleksibilitet som vanskeliggjør en slik justering.

Det andre tilfellet skyldes at den binomiske prismodellen tillater en mye større spredning ved prisprosessen av underliggende aktiva. Denne spredningen kan modifiseres ved bruk av Black-Scholes som antar at prisutviklingen ikke bare er kontinuerlig, men også følger en lognormal fordeling. Den største begrensningen ved bruk av binomisk modell er imidlertid at prisene under hver node i det binomiske treet må estimeres. Etter hvert som antall perioder øker vil dette bli en stadig mer utfordrende oppgave.

Det kan også tenkes at det ikke foreligger noen spesifikk tidsperiode hvor eierne har rettigheter til prosjektet. Dersom ledelsen da utøver opsjonen til å utsette prosjektet, kan det hende at nye konkurrenter kan komme på banen fortere enn ventet.

7. Oppsummering og konklusjon

”Hvordan vil anvendelse av realopsjonsteori påvirke den estimerte verdien til Johan Sverdrup?”

Dagens oljeprosjekter preges av høy grad av usikkerhet og medfører store irreversible investeringer. Gjennom et oljeprosjekts levetid blir ledelsen stilt ovenfor flere store investeringsbeslutninger under svært usikre omstendigheter. Ved anvendelse av realopsjonsteori er det mulig å verdsette mulighetene eller opsjonene som oppstår som følge av denne usikkerheten. I lys av dette har den klassiske nåverdimetoden fått hard kritikk ved verdsettelse av oljeprosjekter, dette fordi den neglisjerer tilleggsverdien som foreligger ved fleksibilitet. Flere har dermed tatt til ordet for at en verddivurdering av et oljefelt på tradisjonelt vis ikke vil gjenspeile feltets totale verdi. Realopsjoner har derfor i senere tid blitt en mer moderne metode for å analysere prosjekter og investeringsbeslutninger under usikkerhet, og er dermed et nødvendig supplement til de mer tradisjonelle metodene. Sistnevnte moment er svært viktig ved verdsetting av mindre marginale oljeprosjekter som kan bli avvist etter nåverdimetoden, men som kan få klarsignal ved bruk av tilleggsverdien fra realopsjoner. En annen viktig bemerkning er at realopsjonsmodellen bør betraktes som et supplement til tradisjonelle metoder og ikke en erstatning.

Johan Sverdrup feltet er anslått til å være et av de større oljefunnene som er gjort på norsk sokkel. Dermed vil ikke betydningen av tilleggsverdien fra realopsjonsmetoden være like

sentral som ved mindre og mer marginale oljefelt. I løpet av prosjektets levetid vil det i tillegg oppstå ulike problemstillinger i hver fase. I undersøkelsesfasen som er preget av høy grad av usikkerhet og betydelige investeringsutgifter ønsker en beslutningstaker informasjon om hvor mye potensiell verdi det ligger i feltet sett at det blir påvist funn. I utbyggingsfasen oppstår sentrale spørsmål om størrelse på reservoar i tillegg til kvalitet på reserver. Også denne fasen preges av store investeringsutgifter og beslutninger må tas under høy usikkerhet. I siste fase, produksjonsfasen, har beslutningstaker mer informasjon om feltet. Men også i denne fasen oppstår viktige spørsmål som: 1) Skal prosjektet avsluttes på et tidligere tidspunkt? 2) Vil det være lønnsomt med en tilleggsinvestering for å øke produksjonsraten? 3) Hva med å utsette oppstarttidspunkt for å se om markedsforholdene bedrer seg? Dette er sentrale spørsmål som vi gjennom anvendelse av realopsjonsteori har prøvd å avdekke. Likevel bør det presiseres at resultatene er en tilnærming på estimert verdi og på ingen måte er ment å illustrere et fasit svar.

Vi har dermed undersøkt i hvor stor grad verdien av fleksibilitet påvirker verdien av feltet og sammenlignet dette med tradisjonell nåverdiberegning. For å komme frem til verdien av fleksibilitet, har vi antatt at ledelsen har tre realopsjonstyper tilgjengelig: 1) Mulighet til å avslutte prosjektet tidlig, 2) Mulighet til å ekspandere i perioder med gode markedsforhold og 3) Mulighet til å utsette prosjektet. Dersom det er garantert at leteboringen vil resultere i funn, indikerer resultatene en opsjonsverdi på 198 % over en statisk NNV analyse. Derimot vil opsjonspremien øke til hele 4024 % dersom det er lite sannsynlig at leteboringen resulterer i funn. Ved så lave funnsannsynligheter som er lagt til grunn i denne utredningen vil opsjonsverdien ha en veldig stor økning. Dette skyldes primært svært høy grad av usikkerhet kombinert med opsjonsverdier i senere faser. Også i utbyggingsfasen øker opsjonsverdien desto mindre estimert reservoarstørrelse. Dette ettersom opsjoner som blir gjort tilgjengelig i senere faser har en høyere verdi for lavvolum- enn ved høyvolumscenarioer.

Resultatene fra produksjonsfasen viser at det vil svare seg å ha mulighet til å avslutte tidligere. Denne verdien vil få ytterligere betydning ved lavt reservoarvolum og i perioder med lave oljepriser. Opsjonen til å ekspandere eller foreta tilleggsinvesteringer påvirker også prosjektverdien betraktelig. Dette særlig ved minimum produksjon da økt produksjonsrate vil bidra til en større gevinst i forhold til maksimum produksjon. Videre viser funnene at også fleksibilitet til å endre oppstartstidspunkt har betydelig innvirkning på prosjektverdien. Resultatene viser størst økning ved minimum produksjon som primært skyldes opsjonene som

blir tilgjengeliggjort senere i produksjonsfasen. Det bør også understrekes at kostnaden ved å vente ved denne opsjonstypen er ikke inkludert i modellen.

Resultatene som er presentert viser at tilleggsverdien fleksibilitet gir til prosjektet har en sterk og positiv påvirkning på prosjektverdien. Det bør likevel presiseres at resultatene er svært sensitive for endringer i inputparametre. Resultatene impliserer at verdien av fleksibilitet blir svært verdifullt i tilfeller hvor det er knyttet høy usikkerhet både til hva reservoaret består av og hvilken mengde det inneholder. Dette kan ha interessante implikasjoner for hvordan oljeselskaper i dag gjennomfører strategisk planlegging i ulike områder på norsk sokkel. Realopsjonsmodellen kan dermed være en av grunnene til at oljeselskaper i dag prioriterer mer utforskning av ukjente områder. Eksempelvis kan leting i mer umodne områder eksempelvis Russland eller Arktis, hvor det potensielt kan finnes store funn være en bedre strategi enn å utforske mindre og mer sikre reserver på norsk sokkel. Dette kan også få følger for den norske stat som kan risikere potensielle tapte oljeinntekter ved at eventuelle gjenværende oljeressurser ikke blir oppdaget eller utvunnet.

I motsetning til de mer tradisjonelle analysene, kan realopsjonsmetoden virke komplisert og vanskeligere å forstå. Å anvende stokastiske prosesser for å predikere framtidig oljepris i tillegg til å foreta risikonøytrale vurderinger, kan være et fremmed praksis for beslutningstakere. Metoden kan imidlertid simplifiseres noe ved å benytte en diskret binomisk prosess. På denne måten kan ledelsen følge verdiutviklingen i de forskjellige fasene.

Realopsjonsmetoden representerer en solid komplementær modell til statisk nåverdianalyse, men det er samtidig viktig å være klar over forutsetningene modellen bygger på. I stedet for å estimere framtidig oljepris ved bruk av markedsmodeller eller kvalitative modeller, bygger denne modellen på en antakelse om at oljeprisbevegelsen følger en stokastisk prosess og fungerer som en "random walk". Dette bør i beste fall betraktes som en tilnærming på oljepris, og ikke nødvendigvis en mer korrekt metode enn andre prosesser. Det bør også understrekes at modellen i tillegg er svært sensitiv til endringer i input parametre og det er essensielt å oppnå en presis estimering av disse for å foreta en grundig verdivurdering.

I denne utredningen har vi foretatt en rekke forenklinger og dermed ikke tatt høyde for hvordan blant annet teknologisk utvikling påvirker prosjektverdien. Ved å se nærmere på hvordan fremgangen i teknologi kan bidra til økt prosjektverdi, vil medføre en større grad av realisme i modellen. Også usikkerhet knyttet til kostnadsestimater er heller ikke behandlet her, men vil helt klart ha en påvirkning både på statisk nettonåverdi og opsjonsverdien. Til

slutt har vi betraktet prosjektet isolert sett, altså sett bort fra enhver samvariasjon med andre aktiviteter. For beslutningstakere, vil nok imidlertid en prosjektvurdering på selskapsnivå være av enda større interesse ettersom prosjektet da kan betraktes i sammenheng med den totale porteføljen. Dette kan også ha spennende innvirkninger på hvordan oljeselskaper planlegger sine langsiktige strategiske mål.

8.1 Litteraturliste

- Austvik, O. G. (1986): *Søkelys på mekanismene i oljemarkedet*, NUPI rapport, No. 97, Oslo
- Austvik, O. G. (2000): *Drivkreftene i oljemarkedet*, Forskningsrapport 50, Lillehammer
- Bjerksund og Ekern (1988): *Eksempel på opsjonsbasert analyse av et feltutbyggingsprosjekt ved usikker oljepris*, rapport nr. 14/1988
- Black, F., Scholes M. (1973): *The pricing of Options and Corporate Liabilities*, Journal of Political Economy, V. 81, p. 637-654
- Bodie m.fl. (2005): *Investments*, 6th edition, McGraw-Hill/Irwin, Boston
- Brennan, M.J, Schwartz, E.S (1985): *Evaluating Natural Resource Investments*, Journal of Business, V. 58, p. 135-157
- Bøhren, Ø., Ekern, S. (1987): *Usikkerhet i oljeprosjekter, Relevante og irrelevante risikohensyn*, beta 1/1987
- Copeland, T, Antikarov, V (2003): *Real options- a practitioner's guide*, J. Ross Publishing
- Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein M. (1979): *Option pricing: A simplified Approach*, Journal of Financial Economics, V. 7, p. 229-263
- Damodaran, A. (2002): *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*, 2nd edition, Wiley, New York
- Dixit, A. K., Pindyck R. S., (1994): *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, NJ
- Finansdepartementet (2012): *Statlig budsjettarbeid 2012*, s. 135. Oslo
- Gjølsberg, Johnsen (2007): *Investering i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?*, Ås og Bergen
- Hannesson, R. (1998): *Petroleum Economics: Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production* Westport, Connecticut, Quorum Books.
- Hull, J. (2003): *Options, Futures, and other Derivatives*, 5th edition. Pearson education, Inc. Upper Saddle River, New Jersey.

-
- Hull, J. (2006): *Options, Futures, and other Derivatives*, 6th edition. Pearson education, Inc. Upper Saddle River, New Jersey.
- Hull, J. (2008): *Options, Futures, and Other Derivate Securities*, 7. Edition, Prentice-Hall
- Jonsbråten, T (1998): *Optimization Models for Petroleum Field Exploitation*, ph. D Bergen
- Lerøen, Bjørn Vidar (2011): *Gull i olje – verdiskapning for fellesskapet*, Petoro, Stavanger
- Limperopoulos, G. (1995): *Usikkerhet i oljeprosjekter* statistisk sentralbyrå, rapport 38/1995.
- Lund, M.W (1997): *The Value of Flexibility in Offshore Oil Field Projects*, ph. D, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Lund, M.W (2000): *Valuing Flexibility in Offshore Petroleum Projects*, Annals of operations Research, 99
- Lundin (2011): *Year end rapport*, Sweden
- Lundin (2012): *Årsregnskap*, Sverige
- Lundin (2012a): *Johan Svedrup – a New Giant in Norway*, Sverige
- Mohn, K., Misund, B. (2009): *Investment and uncertainty*, Energy Economics 31 p. 240-248, University of Stavanger, Stavanger
- Mun, J (2002): “*Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*”, John Wiley and sons, Hoboken, NJ.
- Oljedirektoratet (2009): *Høring – ordningen med tildeling i forhåndsdefinerte områder*, Stavanger
- Oljedirektorartet (2011): *Fakta hefte 2011*, Stavanger
- Oljedirektorartet (2011a): *Ressursrapporten*, Stavanger
- Oljedirektoratet (2012): *Fakta hefte 2012*, Stavanger
- Olje- og energi departementet (2011): *En næring fra framtida- om petroleumsvirksomheten*, Meld. St. 28 (2010-2011), Stortinget, Oslo

Osmundsen, P., Tveterås, R. (2002): *Decommissioning of petroleum installations-major policy issues*, Department of petroleum economics, Universitetet i Stavanger

Schwartz, S., Trigeorgis, L. (2001): *Real options and Investment Under Uncertainty*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge Massachusetts, London, England

Smit, H. (1997): *Investment Analysis of Offshore Concessions in the Netherlands*, Financial Management, Vol 26. Issue 2.

Smith, J. L. (2003): *Petroleum property valuation*, Center for Energy and Environmental Policy Research, Southern Methodist University, Dallas

Smith, J. E., McCardle, K. F., (1999): *Options in the real world: Lessons learned in evaluating oil and gas investments*, Operations Research, Vol. 47, No.1, pp. 1-15

Statistisk sentralbyrå (1995): *Usikkerhet i oljeprosjekter*, rapport nr 38/1995

Statoil (2010): *Introduction to the Gullfaks area*,

Sunnevåg, Kjell J. (2007): *Verdi av konsekvenser av ny informasjon*, Concept Rapport Nr 17, NTNU, kapittel 17 side 285

Tvedt, Jostein (2000): *Realopsjoner - Verdien av fleksibilitet*, Magma 5. utgave 2000

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

Internett:

Blomberg (2012): *30 years treasury bond*, <http://www.blomberg.com>, lest 04.04.2012

Bjerke (2011): *Staten ga bort gigant oljefelt*, www.abcnyheter.no, lest 16.01.12,
<http://www.abcnyheter.no/abc-penger/oekonomi/2011/10/31/staten-ga-bort-gigant-oljefunn>

EIA - U.S Energy Information Administration (2012): *Europe Brent Spot Price FOB*,
<http://www.eia.gov/>, lest 07.04.12,
<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRTE&f=D>

Environmental Science and Technology Center (2001): *Statfjord*, <http://www.etc-cte.ec.gc.ca>,
lest 04.05.12, http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/Oilproperties/pdf/WEB_Statfjord.pdf

- Helgesen (2011): *Aldous kan gi 800 000 fat per dag*, www.tu.no, lest 16.01.12, <http://www.tu.no/olje-gass/article293145.ece>
- Lindeberg (2012): *Lundin gir operatørskapet på gigantfelt til Statoil*, www.dn.no, lest 18.01.12, <http://www.dn.no/energi/article2312374.ece>
- Lundin (2012b): *History*, www.lundin-petroleum.com, lest 14.02.12, <http://www.lundin-petroleum.com/eng/history.php>
- Mohn (2007): *Hva er det med oljeinvesteringene?* www.magma.no, lest 28.05.12, <http://www.magma.no/hva-er-det-med-oljeinvesteringene1>
- Mohr (2011): *Feltet ingen ville ha*, www.e24.no, lest 01.02.12, <http://e24.no/olje-og-raavarer/feltet-ingen-ville-ha/20104804>
- Mohr (2012): *Avaldsnes rommer trolig mindre olje enn anslått*, www.e24.no, lest 16.01.12, <http://e24.no/olje-og-raavarer/avaldsnes-rommer-trolig-mindre-olje-enn-anslaatt/20142624>
- Statoil (2011a): *Betydelig oljefunn i Nordsjøen*, www.statoil.com, lest 15.02.12, http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2011/Pages/05Aug_Aldous.aspx
- Statoil (2011b): *Dobling av Aldous volumer*, www.statoil.com, lest 23.02.12, http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2011/Pages/21Oct_AldousIncrease.aspx
- Statoil (2012a): *Olje-Norge 40 år*, www.statoil.com, lest 14.02.12, <http://www.statoil.com/no/about/history/oilnorway40years/pages/default.aspx>
- Statoil (2012b): *Financial highlights*, www.statoil.com, lest 15.02.12, <http://www.statoil.com/AnnualReport2010/en/KeyFigures/Pages/FinancialHighlights.aspx>
- Oljedirektoratet (2010a): *Oljefunn nær oljefunnet 16/1-8 (Luno) i Nordsjøen – brønn 16/2-6*, www.npd.no, lest 12.01.12, <http://www.npd.no/no/Nyheter/Resultat-av-leteboring/2010/162-6/>
- Oljedirektoratet (2010b): *Tilbakelevering*, www.npd.no, lest 07.02.12, <http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Tilbakelevering>

Oljedirektoratet (2011b): *Oljefunn ved Utsirahøgda i Nordsjøen – 16/2-8*, www.npd.no, lest 12.01.12, <http://www.npd.no/no/Nyheter/Resultat-av-leteboring/2011/162-8/>

Oljedirektoratet (2011c): *Optimisme etter storfunn*, www.npd.no, lest 28.02.12, <http://www.npd.no/no/Nyheter/Nyheter/2011/Optimisme-etter-storfunn/>

Oljedirektoratet (2012a): *Fact Map Search*, www.npd.no, lest 30.04.2012, <http://npdmap1.npd.no/website/NPDGIS/viewer.htm?ActiveLayer=6&Layers=01111010011111011111111010111001011001011111110&Query=IDWELLBORE=6562&Queryzoom=YES&ZOOMSCALE=200000>

Oljedirektoratet (2012b) – *Faktasidene*, www.npd.no, lest 29.04.2012, <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=nb-no&nav1=field&nav2=TableView|Production|TotalNcsYear>

Rigzone.com (27.06. 2011): *Lundin Confirms Avaldsnes Extension*, <http://www.rigzone.com/>, lest 04.05.2012, http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=108413

The Geological Society (2003): *The Statfjord Field, Blocks 33/9, 33/12 Norwegian sector, Blocks 211/24, 211/25 UK sector, Northen North Sea*, <http://www.lyellcollection.org/>, lest 04.05.2012, <http://mem.lyellcollection.org/content/20/1/335.abstract>

U.S Department of Treasury (2012): *Daily Treasury Yield Curve Rates*, <http://www.treasury.gov>, lest 31.05.2012, <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yieldAll>

8.2 Appendix

8.2.1 Appendix A

Tabellen viser en oversikt over ulike inputparametre som er lagt til grunne for beregninger gjort underveis i oppgaven

Tabell 8.1

Oversikt over inputparametere

Oljepris (spotpris)	\$ 123,04 per fat
Volatilitet	35,5 %
Risikofri rente	3,22 %
Neddiskonteringsrate	6 %
Opp bevegelse	1,426
Ned bevegelse	0,701
Convenience yield	1,13 %
Risikonøytral p(opp)	0,439
Risikonøytral p(ned)	0,561
Skatteprosent	78 %
Trend	0,06 %
Tid (antall steg per år)	1
Investeringsutlegg i utbyggingsfasen	120 milliarder NOK
Investeringsutlegg i undersøkelsesfasen	100 milliarder NOK

8.2.2 Appendix B Tillegg beregninger til analysen

I figur 6.3 presenteres et binomisktre med usikkerhet i markedet samt geologisk usikkerhet. Usikkerhetskildene er uavhengige og kan dermed antas å være ukorrelerte. I modellen er det initialt 96 % sjanse for oljefunn, og videre 60 % og 40 % sjanse for et reservoarvolum på henholdsvis 3300 millioner fat olje og 1700 millioner fat olje. For å kunne beregne de kombinerte usikkerhetskildene er det lagt til grunne følgende faktorer:

Tabell 8.2

Inputparametre usikkerhetskilder

Undersøkelsesfasen – Reservoarusikkerhet

Indikasjonsfasen	Sannsynlighet
Våt brønn	0,96
Tørr brønn	0,04

Utbyggingsfasen – Reservoarvolum

Sannsynlighetsfordeling for utfall	Sannsynlighet
Høyt volum	0,6
Lavt volum	0,4
Betinget sannsynlighet for utfall (gitt positivt funn)	Sannsynlighet
Høyt volum	0,63
Lavt volum	0,42

Med utgangspunkt i kombinasjon av usikkerhetskildene gitt som følger:

Tabell 8.3

Kombinerte usikkerhetskilde for ulike utfall

Oljepris og reservoarusikkerhet - Undersøkelsesfasen

		Oljepris	
		Pris opp	Pris ned
Reservoaret	Våt brønn	42,4 %	53,6 %
	Tørr brønn	1,8 %	2,2 %

**Oljepris og usikkerhet i reservoarvolum -
Utbyggingsfasen**

		Oljepris	
		Pris opp	Pris ned
Reservoarvolum	Høyt volum	27,6 %	34,9 %
	Lavt volum	18,4 %	23,3 %

Disse utfallssannsynlighetene brukes deretter i den rekursive prosessen. Utfallet og mulighetene for ledelsen er vist i figur 6.3