



Universitetet  
i Stavanger

**DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET**

## **MASTEROPPGAVE**

Studieprogram/spesialisering:  Industriell økonomi / Petroleumsteknologi og prosjektledelse	Vårsemesteret, 2013  Åpen / <del>Konfidensiell</del>
Forfatter: Joakim Molven	..... (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Atle Øglend, Universitetet i Stavanger Veileder(e): Håvard E. Sørli, Total E&P Norge	
Tittel på masteroppgaven: Beslutningsanalyse under usikkerhet ved bruk av Monte Carlo simulering i E&P olje- og gassindustri  Engelsk tittel: Decision analysis under uncertainty: Applying Monte Carlo simulation within the E&P oil and gas industry	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Beslutningsanalyse Usikkerhet Kvantifisering av usikkerhet Monte Carlo simulering Stokastisk analyse Prosjektøkonomi	Sidetall: 107  + vedlegg/annet: 0  Stavanger, 17.06.2013 dato/år



# Beslutningsanalyse under usikkerhet ved bruk av Monte Carlo simulering i E&P olje- og gassindustri

---

Joakim Molven

Universitetet i Stavanger  
Institutt for økonomi, risikostyring og planlegging (IØRP)

17. juni 2013

## Forord

Med denne oppgaven setter jeg et punktum for et toårig masterstudium i industriell økonomi ved det tekniske og naturvitenskapelige fakultet og instituttet for økonomi, risikostyring og planlegging ved Universitetet i Stavanger.

Bakgrunnen for denne oppgaven var et ønske om å finne en metode for beslutningsanalyse som håndterer usikkerhet på en mer tilfredsstillende måte enn de mer tradisjonelle metodene som i dag benyttes. Arbeidet med oppgaven har vært både utfordrende og tidkrevende, men også svært interessant og lærerikt.

Jeg vil få rette en stor takk til min veileder Håvard E. Sørli i Total E&P Norge for å ha gitt meg tilgang til den informasjonen jeg til en hver tid har hatt behov for, samt konstruktiv kritikk og tilbakemeldinger underveis. Fra de ulike avdelingene i Total, som har bidratt med uvurderlig informasjon, vil jeg også få takke Trygve Håland, Magnus Midthassel, Cato Larsen og sist men ikke minst Erik Paulsen.

En stor takk rettes også til faglige veileder Atle Øglend ved Universitetet i Stavanger for gode tilbakemeldinger, innspill og råd underveis.

Stavanger, 17. juni 2013

Joakim Molven.

## Sammendrag

For å opprettholde dagens produksjonsnivå, i Norge og internasjonalt, har oppstrøms olje- og gassindustri de siste årene blitt tvunget til å lete etter petroleumsressurser i områder forbundet med større usikkerhet og risiko. Det har resultert i en gryende erkjennelse for at det i forbindelse med beslutningstaking er nødvendig med en bedre forståelse, analyse og håndtering av usikkerhet. Til tross for dette sliter industrien med å håndtere denne usikkerheten.

For å få en bedre forståelse for hvordan usikre parametere håndteres under en beslutning, er det foretatt en studie av Total E&P Norges håndtering av usikre parametere under en beslutningsanalyse. Resultatet av denne analysen viser at Total i all hovedsak benytter seg av netto nåverdimetoden og deterministisk sensitivitetsanalyse. For å videre kunne forstå de utfordringene en må ta høyde for ved en beslutningsanalyse innenfor olje- og gassindustrien, er det også gjort rede for særtrekk ved investeringer, samt de viktigste usikkerhetsfaktorene som preger industrien.

Diskontert kontantstrømsanalyse i form av netto nåverdi og deterministisk sensitivitetsanalyse er i olje- og gassindustrien den mest benyttede metoden for å vurdere lønnsomheten til et investeringsprosjekt. Denne metoden har i utgangspunktet ikke evnen til å håndtere og kommunisere usikkerhet.

En sentral utfordring innenfor beslutningsanalyse er å fastsette usikkerheten til en beslutningsvariabel. For å kunne fastsette usikkerheten kan det benyttes en stokastisk analysemodell hvor parametere vi er i stand til å beskrive usikkerheten til er implementert i form av sannsynlighetsfordelinger. Ved å gjennomføre en Monte Carlo simulering på den aktuelle modellen vil også beslutningsvariabelen kunne beskrives gjennom en sannsynlighetsfordeling. Beslutningsvariabelens sannsynlighetsfordeling gir et innblikk i verdiene denne variabelen kan ta, og kommuniserer på samme tid usikkerheten som er forbundet med beslutningsvariabelen. Teorien og mekanismene som ligger bak en Monte Carlo simulering er presentert i oppgaven.

Som en sentral del av oppgaven er det fremlagt et forslag til endring av eksisterende metode for beslutningsanalyse under usikkerhet. Forslaget er presentert gjennom en caseanvendelse hvor utbyggingen av et fiktivt felt er vurdert. I caseanvendelsen er det gjennomført en deterministisk og en stokastisk beslutnings- og sensitivitetsanalyse.

På bakgrunn av resultatet i caseanvendelsen er det konkludert med at den stokastiske analysens sannsynlighetsfordeling for netto nåverdien, gir et mer korrekt bilde over de mulige utfall denne kan ta. Dette i motsetning til de statiske verdiene, som er et resultat av den deterministiske analysen, og som kun viser et fåtall av alle mulige utfall netto nåverdien kan ta. Sannsynlighetsfordelingen til netto nåverdien egner seg dermed bedre til å kommunisere usikkerheten fra reserven og de andre stokastiske forklaringsvariablene som er inkludert, gjennom sine respektive sannsynlighetsfordelinger.

Den stokastiske sensitivitetsanalysen gir i tillegg et mer korrekt bilde over hvilke forklaringsvariabler netto nåverdien er mest sensitiv ovenfor. I første omgang gjelder det hvilke variabler det kan lønne seg å redusere usikkerheten til, og i andre omgang hvilke variabler som bør få mest oppmerksomhet gjennom prosjektets øvrige faser.

# Innholdsfortegnelse

Forord .....	iv
Sammendrag .....	v
Innholdsfortegnelse .....	vi
Figurligste .....	ix
Tabelliste .....	xi
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Oppgavens problemstilling.....	2
1.3 Oppsett.....	3
1.4 Avgrensning.....	3
2 Metodikk .....	5
2.1 Metoder.....	5
2.2 Litteratur.....	5
2.3 Intervjuer og samtaler .....	6
2.4 Simuleringsverktøy .....	6
3 Petroleumsrelatert teori .....	7
3.1 Reservoartekniske data .....	7
3.1.1 Beregning av petroleumsressurs .....	7
3.1.2 Produksjonsprofil for olje- og gassreservoar.....	9
3.2 Klassifisering av petroleumsressurser .....	9
3.3 Olje og- gassindustriens verdikjede.....	10
3.3.1 Oppstrøms olje- og gassindustri .....	10
3.3.2 Midtstrøms olje- og gassindustri .....	12
3.3.3 Nedstrøms olje- og gassindustri .....	12
4 Prosjektøkonomisk teori .....	13
4.1 Særtrekk for investeringer i olje- og gassindustrien .....	13
4.2 Økonomiske variabler .....	14
4.2.1 Bruttoinntekt .....	14
4.2.2 Kapitalkostnader.....	14
4.2.3 Driftskostnader .....	14
4.2.4 Avskrivning .....	15
4.2.5 Skatter og avgifter .....	15
4.2.6 Netto kontantstrøm .....	16

4.2.7	Diskontert kontantstrøm .....	16
4.3	Økonomiske parametere og metoder for investerings- og beslutningsanalyse .....	17
4.3.1	Diskontert kontantstrømsanalyse .....	17
4.3.2	Forventningsverdi – beslutningstre-analyse .....	21
4.3.3	Monte Carlo simulering – usikkerhetsanalyse .....	22
5	Beslutningsanalyse under usikkerhet.....	23
5.1	Beslutningsanalyse .....	23
5.2	Usikkerhet og risiko .....	26
5.2.1	Usikkerhet i oppstrøms olje- og gassvirksomhet .....	28
5.3	Kvantifisering av usikkerhet – usikkerhetsanalyse .....	32
5.3.1	Usikre variabler.....	33
5.3.2	Implementering av sannsynlighet .....	33
5.3.3	Sannsynlighetsmodeller .....	35
5.4	Modell for beslutningsanalyse .....	38
5.4.1	Formulering .....	39
5.4.2	Deterministisk analyse .....	39
5.4.3	Stokastisk analyse.....	39
5.4.4	Vurdering.....	39
6	Monte Carlo simulering – stokastisk analyse .....	41
6.1	Anvendelse av Monte Carlo simulering i olje- og gassindustrien .....	42
6.2	Prosedyre og gjennomføring av Monte Carlo simulering .....	43
6.2.1	Bygge modell .....	43
6.2.2	Kvantifisere usikkerheten.....	44
6.2.3	Gjennomføre simuleringen .....	44
6.2.4	Tolke utfallet av simuleringen .....	46
6.2.5	Stokastisk sensitivitetsanalyse .....	47
6.3	Monte Carlo simulering med avhengighet.....	48
6.4	Fordeler og begrensninger ved bruk av Monte Carlo simulering .....	53
6.4.1	Fordeler ved bruk av Monte Carlo simulering.....	53
6.4.2	Begrensninger og utfordringer ved bruk av Monte Carlo simulering .....	55
6.5	Valg av sannsynlighetsfordeling.....	56
6.6	«Beste praksis» og råd for stokastisk beslutningsanalyse .....	58
7	Caseanvendelse – forslag til endring av eksisterende metode for beslutningsanalyse under usikkerhet.....	59

7.1	Presentasjon av Audhild .....	59
7.1.1	Scenario .....	61
7.2	Deterministisk analysemodell .....	62
7.2.1	Kapitalkostnader.....	63
7.2.2	Operasjonskostnader .....	63
7.2.3	Produksjon og bruttoinntekt .....	63
7.2.4	Andre økonomiske variabler .....	64
7.2.5	Deterministisk sensitivetsanalyse .....	68
7.3	Stokastisk analysemodell .....	72
7.3.1	Kvantifisering av usikkerhet .....	72
7.3.2	Stokastisk sensitivets- og usikkerhetsanalyse .....	77
7.3.3	Vurdering.....	79
7.4	Oppdatert stokastisk analysemodell .....	80
7.4.1	Kvantifisering av usikkerhet .....	80
7.4.2	Stokastisk sensitivets- og usikkerhetsanalyse .....	81
7.4.3	Vurdering.....	82
7.5	Sammenligning av resultat .....	82
7.6	Implementering av stokastisk oljepris.....	85
8	Konklusjon .....	91
9	Referanser .....	92



## Figurligste

Figur 1.1 Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren i 2012 (Kilde: Finansdepartementet) .....	2
Figur 1.2 Netto kontantstrøm til staten fra petroleumsvirksomheten på Norsk kontinentalsokkel (Kilde: NPD) ...	2
Figur 3.1 Typisk produksjonsprofil (Kilde: Total) .....	9
Figur 3.2 Oljedirektoratets ressursklassifisering (Kilde: Oljedirektoratet).....	10
Figur 3.3 Sektorinndeling av olje- og gassindustrien.....	10
Figur 3.4 Oppdeling av oppstrøms olje- og gassindustri .....	11
Figur 4.1 Økonomiske parametere og metoder for beslutningsanalyse (Kilde: Graham og Harwey).....	17
Figur 4.2 IRR plott med tvetydig internrente (Kilde: Ross) .....	19
Figur 4.3 Resultat av sensitivitetsanalyse presentert som tornadograf.....	20
Figur 4.4 Resultat av sensitivitetsanalyse representert som edderkoppgraf .....	21
Figur 5.1 Nivåer av beslutningstaking (Kilde: Floris og Peersmann) .....	24
Figur 5.2 Prosesser og usikkerhetsmomenter i oppstrøms olje- og gassindustri (Kilde: Macmillan) .....	25
Figur 5.3 Mulig konsekvens av usikkerhet; risiko og mulighet .....	28
Figur 5.4 Europe Brent spotpris i fra mai 1987 til april 2013 etter dagens valuta (Kilde: EIA).....	29
Figur 5.5 Geografisk lokalisering av medlemslandene i OPEC (Kilde: Wikipedia) .....	30
Figur 5.6 Historiske hendelser som har påvirket oljeprisen (Kilde: MPE580 2011) .....	30
Figur 5.7 Kontinuerlig sannsynlighetsfordeling .....	35
Figur 5.8 Sannsynlighetsdistribusjon for OOIP i millioner fat.....	36
Figur 5.9 Kumulativ sannsynlighetsdistribusjon for OOIP i millioner fat .....	37
Figur 5.10 Diskret sannsynlighetsfordeling .....	38
Figur 5.11 Syklisk modell for beslutningsanalyse under usikkerhet (Kilde: Bickel).....	39
Figur 6.1 Deterministisk analysemodell for reserven .....	44
Figur 6.2 Stokastisk analysemodell for reserven .....	44
Figur 6.3 Illustrasjon av prosedyre for en Monte Carlo simulering .....	45
Figur 6.4 Eksempel på utfall av Monte Carlo simulering.....	46
Figur 6.5 Resultatet av de tilfeldige variablene som er brukt i Monte Carlo simuleringen .....	47
Figur 6.6 Resultat av stokastisk sensitivitetsanalyse.....	48
Figur 6.7 Spredningsdiagram for to variable med korrelasjonskoeffisient 0.0, 0.9 og -0.9 .....	50
Figur 6.8 Stokastisk modell for reserve med sterk positiv korrelasjon mellom porøsitet og vannmetning.....	50
Figur 6.9 Resultat av simulering etter implementering av korrelasjon mellom porøsitet og vannmetning.....	51
Figur 6.10 Endelig spredningsdiagram for korrelasjonen mellom porøsitet og vannmetning .....	51
Figur 6.11 Resultat av sensitivitetsanalyse etter implementering av avhengighet.....	52
Figur 6.12 Resultat av simulering på den ikke-lineære modellen for Y .....	54
Figur 6.13 Utfall av sensitivitetsanalyse med netto nåverdi som beslutningsvariabel (Kilde: Begg 2001) .....	55
Figur 6.14 Spredningsdiagram fra forskjellige sannsynlighetsdistribusjoner, men lik korrelasjonskoeffisient .....	56
Figur 6.15 Guide til noen av de mest brukte sannsynlighetsdistribusjonene (Kilde: Mian).....	57
Figur 7.1 Felt i Norskehavet (Kilde: NPD, manipulert).....	60
Figur 7.2 Foreløpig stokastisk estimat av Audhilds reserve .....	61
Figur 7.3 Ulike typer produksjonsplattformer og skip (Kilde: Modec).....	62
Figur 7.4 Infrastrukturen rundt en FPSO (Kilde: Wikipedia) .....	62
Figur 7.5 Antatt produksjonsprofil for deterministisk modell med en forventet produksjon på 253 millioner fat	64
Figur 7.6 Valutakurs benyttet under caseanvendelsen .....	64
Figur 7.7 Pris på råolje benyttet under caseanvendelsen.....	64
Figur 7.8 Andre økonomiske data .....	65
Figur 7.9 Andre kostnader.....	65
Figur 7.10 Kapitalkostnader eksklusiv borekostnader.....	65
Figur 7.11 Bore- og brønnkostnader .....	65
Figur 7.12 Satser for skatt og avskrivning .....	66

Figur 7.13 Deterministisk kontantstrømoppstilling for NPV i millioner NOK .....	67
Figur 7.14 Skattemessige beregninger for deterministisk modell .....	68
Figur 7.15 Tornadograf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV i millioner NOK .....	69
Figur 7.16 Tornadograf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV i prosent .....	70
Figur 7.17 Edderkoppgraf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV .....	70
Figur 7.18 Teoretisk log-normal fordeling og dens empiriske utfall etter 10 000 iterasjoner i millioner fat .....	73
Figur 7.19 Sammenligning av simulert reserve på grunnlag av forklaringsvariabler (rød) og reserve etter empirisk log-normal fordeling .....	73
Figur 7.20 Sannsynlighet for en reserve på 75 til 700 millioner fat etter testsimulering .....	74
Figur 7.21 Produksjonsprofil for stokastisk analysemodell .....	75
Figur 7.22 Stokastisk kontantstrømoppstilling for NPV i millioner NOK .....	76
Figur 7.23 Sannsynlighetsdistribusjon for NPV med et 90 prosents konfidensintervall .....	77
Figur 7.24 Sannsynligheten for at NPV kan bli negativ .....	78
Figur 7.25 Stokastisk sensitivitetsanalyse for NPV .....	78
Figur 7.26 Utfall av oppdatert stokastisk reservoarsimulering, i millioner fat .....	79
Figur 7.27 Sammenligning av tidligere (rødt) og nytt estimat (blått) av reserven etter stokastisk reservoarsimulering .....	80
Figur 7.28 90 prosent konfidensintervall for NPV i millioner NOK etter oppdatering av analysemodell .....	81
Figur 7.29 Sannsynligheten for at NPV kan bli negativ etter oppdatering av analysemodell .....	81
Figur 7.30 Resultat stokastisk sensitivitetsanalyse for NPV etter oppdatering av modell .....	82
Figur 7.31 NPV estimeres på bakgrunn av tre ulike reservoarvolum P1, P2 og P3 i den deterministiske modellen .....	83
Figur 7.32 Sannsynligheten for at NPV kan komme til å bli mindre enn 1 403 Millioner NOK .....	84
Figur 7.33 Sannsynligheten for at NPV kan komme til å bli mindre enn 11 325 Millioner NOK .....	85
Figur 7.34 Årlig gjennomsnittspris for Europe Brent Spot fra 1987 til 2012 (Kilde: EIA) .....	86
Figur 7.35 Resultat av simulering for oljepris i år to med normalfordeling .....	88
Figur 7.36 Resultat av simulering for oljepris i år 18 med log-normal fordeling .....	88
Figur 7.37 Resultat av simulering for NPV inklusiv årlig stokastisk oljepris .....	89
Figur 7.38 Sannsynligheten for at prosjektet skal ende opp med å gå i tap .....	89
Figur 7.39 Oljeprisens fluktusjon gjennom feltets antatte levetid .....	90

## Tabelliste

Tabell 3.1 Utvinningsfaktor for oljeresservoar .....	8
Tabell 3.2 Utvinningsfaktor for gassresservoar .....	8
Tabell 4.1 Beregning av petroleumsskatt (Kilde: Finansdepartementet) .....	16
Tabell 5.1 Definisjoner og tolkning av risiko og usikkerhet .....	26
Tabell 6.1 Sammenligning av resultat fra simulering av reserve, med og uten korrelasjon .....	52
Tabell 7.1 Detaljert sammendrag av deterministisk sensitivitetsanalyse .....	71
Tabell 7.2 Sannsynlighetsfordeling for stokastiske variabler i millioner NOK .....	75
Tabell 7.3 Rangering av forklaringsvariabler etter bidrag til NPV .....	79
Tabell 7.4 Sannsynlighetsfordeling for stokastiske variabler i oppdatert modell, tall i millioner NOK .....	80
Tabell 7.5 Resultat av deterministisk modell.....	83
Tabell 7.6 Gjennomsnittlig oljepris og standardavvik for Europe Brent Spot i NOK.....	86
Tabell 7.7 Oljeprisens årlige volatilitet.....	87



# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

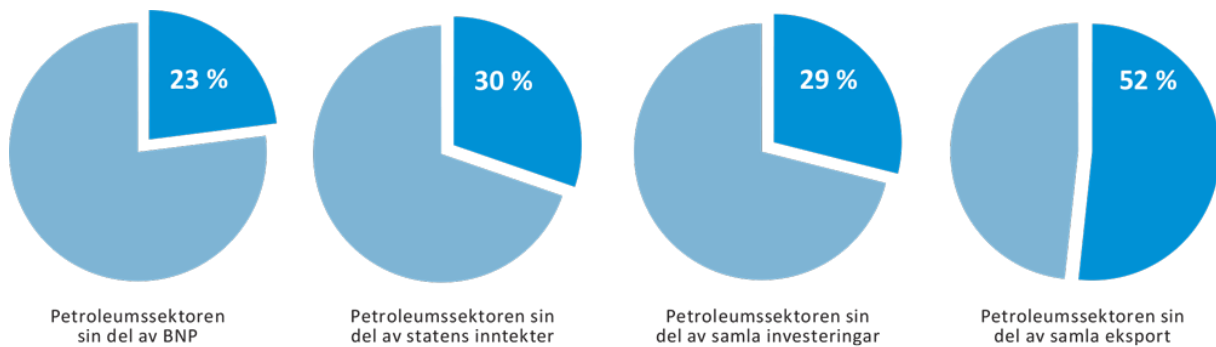
For en bedrift, dens eiere og investorer handler det om å allokere knappe ressurser, og nettopp det å velge et investeringsalternativ fremfor et annet. Et slikt valg bør i så måte være basert på en «god» beslutning. En god beslutning er en beslutning som bør være logisk konsistent med bedriftens målsettinger, de alternativene de står ovenfor og den informasjonen som er tilgjengelig. I oppstrøms olje- og gassindustri blir usikkerhet, og dermed tilgjengelig informasjonen, ofte håndtert ved ignoranse eller ved å justere opp økonomiske parametere. I det lange løp vil en slik tilnærming føre til en ikke-optimal allokering av ressurser, og det vil dermed skapes mindre verdier enn det som er mulig (Begg, Bratvold, and Campbell 2003).

For å opprettholde dagens produksjonsnivå, i Norge og internasjonalt, har oppstrøms olje- og gassindustri de siste årene blitt tvunget til å lete etter petroleumsressurser i områder forbundet med større usikkerhet og risiko. I tillegg til å revurdere felt som allerede er oppdaget, men som av en eller annen grunn ikke er satt i produksjon. Årsakene til det kan for eksempel være høy reservoarkompleksitet, manglende infrastruktur, utfordrende klima og/eller for store marginalkostnader. Ny og forbedret teknologi samt en høy oljepris de siste årene har gjort det teknisk og økonomisk mulig å bygge ut disse feltene.

På norsk kontinentalsokkel finnes det flere eksempler på prosjekter som er rangert som høyrisikoprosjekter og de fleste av disse har blitt ansett som ikke-økonomiske. Den høye oljeprisen i tillegg til teknologitvillingen har skapt fornyet interesse for disse prosjektene, men den underliggende risikoen og usikkerheten er og forblir den samme (Hanssen et al. 2006).

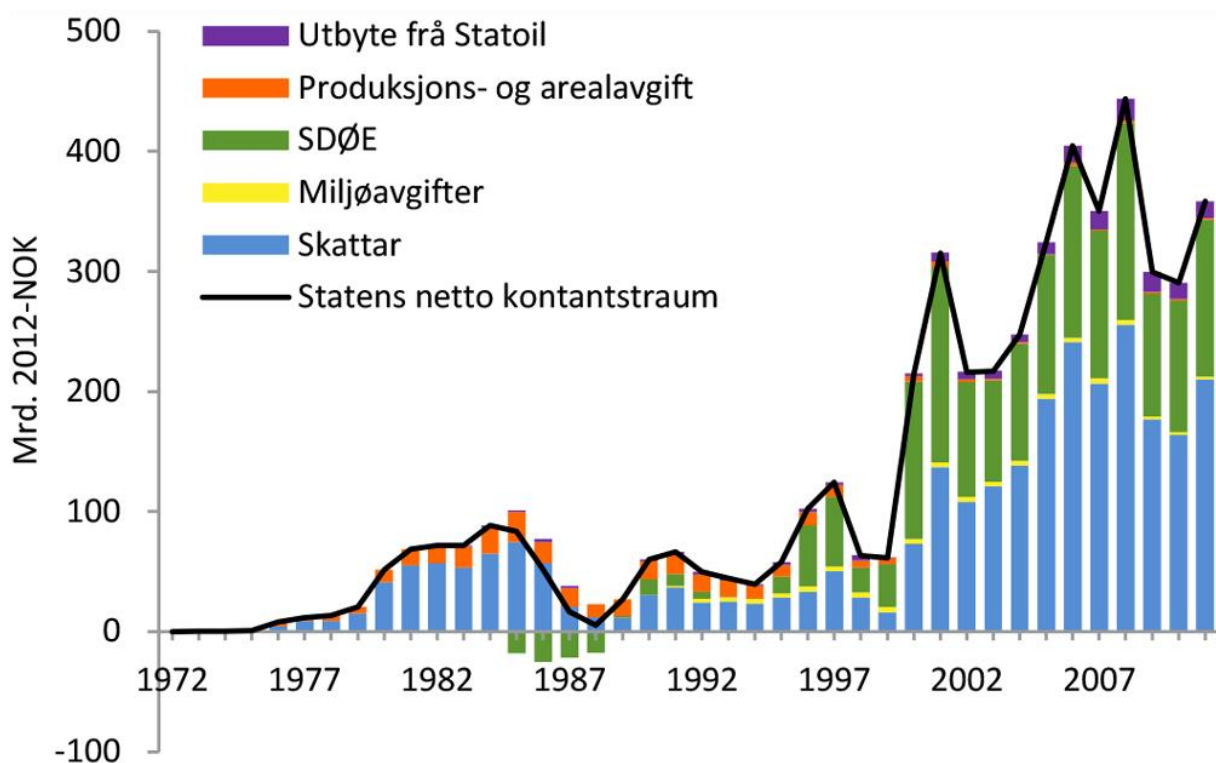
Som et resultat av dette er det i oppstrøms olje- og gassindustri registrert en gryende erkjennelse for at det er nødvendig med en bedre forståelse, analyse og håndtering av risiko og usikkerhet i forbindelse med en beslutningsanalyse. Til tross for dette har industriens praksis innenfor beslutningsanalyse ikke fulgt utviklingen innenfor fagfeltet de siste tiårene (Mudford and Kuch 2003, Jonkman et al. 2002, Simpson et al. 2000, Bratvold and Begg 2010, Macmillan 2000) med flere.

Petroleumsvirksomheten som foregår på norsk kontinentalsokkel står for en betydelig andel av verdiskapningen i Norge. Siden det første feltet ble satt i produksjon på slutten av 1960-tallet har produksjonen på sokkelen bidratt med over 9 000 milliarder NOK til Norges bruttonasjonalprodukt (BNP) (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013). Som det kommer frem av figur 1.1 bidro petroleumssektoren blant annet med 30 prosent av statens inntekter i 2012.



Figur 1.1 Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren i 2012 (Kilde: Finansdepartementet)

Statens inntekter fra petroleumsnæringen kommer først og fremst gjennom skatteinntekter, men også gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) som forvaltes av Petoro (figur 1.2).



Figur 1.2 Netto kontantstrøm til staten fra petroleumsvirksomheten på Norsk kontinentalsokkel (Kilde: NPD)

Med en så stor betydning for norsk økonomi er det også samfunnsøkonomisk sett i Norges interesser, at beslutningen om å bygge ut et felt, eller ikke, bygger på en beslutningsanalyse som håndterer usikkerhet på en tilfredsstillende måte. Det vil si en analyse som tar høyde for at usikkerheten er ulik fra prosjekt til prosjekt. Ressursene som ikke blir utvunnet betyr tapte inntekter, men også prosjekter som viser seg å være økonomisk ulønnsomme betyr tapte inntekter.

## 1.2 Oppgavens problemstilling

Oppgavens problemstilling bygger på påstanden om at olje- og gassindustriens håndtering av usikre parametere under en beslutningsanalyse ikke har fulgt utviklingen som har pågått innen fagfeltet de senere årene. I denne oppgaven skal vi se på hvordan Total E&P Norge, heretter benevnt som Total, håndterer usikre parametere under en beslutningsanalyse.

Problemstillingen vil bli forsøkt besvart gjennom en studie av beslutningsanalysen som lå til grunn da Total besluttet å bygge ut Atla-feltet. Det vil med andre ord si en studie av de økonomiske modellene som lå til grunn, samt analysen av disse. I tillegg er det gjennomgått litteratur for beslutningsanalyse under usikkerhet i olje- og gassindustrien. Dette for å få et helhetlig bilde over de metodene som er tilgjengelige og deres evne til å håndtere, men også til å kommunisere, usikkerhet.

Motivasjonen for å gjennomføre denne studien er å undersøke om det finnes en bedre metode for håndtering av usikre parametere under en beslutningsanalyse. Oppgavens overordnede mål vil derfor være å komme opp med et forslag til endring av Totals eksisterende metode for beslutningsanalyse under usikkerhet. Forslaget vil bestå av en «caseanvendelse», samt en gjennomgang av teorien og mekanismene som ligger bak.

Opgavens problemstilling er utarbeidet i samarbeid med veileder.

Av hensyn til konfidensialitet vedrørende Totals beslutningsmetoder vil det ikke bli presentert eksplisitte eksempler på metoder som benyttes av selskapet. Metodene som benyttes vil imidlertid bli presentert slik at det er mulig å danne seg et helhetlig bilde av hvordan de evner å håndtere og kommunisere usikkerhet.

### 1.3 Oppsett

Denne oppgaven er hovedsakelig delt inn i tre hoveddeler. I oppgavens første del, som består av kapittel 1 og 2, er oppgavens problemstilling og dens bakgrunn presentert. Det er også gitt en kort beskrivelse av metodikken som er anvendt gjennom denne oppgaven.

Del to består av kapittel 3 til 6. Denne delen kan ytterligere deles inn i to seksjoner. Den første seksjonen, som består av kapittel 3 og 4, beskriver petroleums og prosjektøkonomisk teori som danner grunnlaget for et investeringsprosjekt i oppstrøms olje- og gassindustri. Videre er økonomiske parametere og metoder for beslutningsanalyse presentert. Seksjon to består av kapittel 5 og 6. Denne seksjonen beskriver teorien som ligger til grunn for en beslutningsanalyse under usikkerhet. Her er kvantifisering av usikkerhet gjennom bruk av sannsynlighetsteori, og anvendelse av Monte Carlo simulering to sentrale tema. I tillegg er fordeler og utfordringer ved bruk av Monte Carlo simulering i en stokastisk analysemodell presentert her. Teorien, og da spesielt fra seksjon to, danner grunnlaget for caseanvendelsen som er representert i oppgavens tredje del.

Del tre består av kapittel 7 og 8. Her presenteres et forslag til endring av eksisterende metode for beslutningsanalyse under usikkerhet ved bruk av Monte Carlo simulering, i tillegg til oppgavens konklusjon.

### 1.4 Avgrensning

Denne oppgaven vil omhandle beslutningsanalyse under usikkerhet i utbyggings- og produksjonsfasen, ikke i letefasen.

I en pressemelding<sup>1</sup> datert 5. mai 2013 foreslår Regjeringen ved Finansdepartementet å endre skattesystemet for norsk kontinentalsokkel. Forslaget innebærer blant annet at friinntekten, også betegnet som «uplift», reduseres fra 7.5 til 5.5 prosent. Den samlede friinntekten vil dermed reduseres fra 30 til 22 prosent. I tillegg foreslås det at selskapsskatten skal reduseres med én

---

<sup>1</sup> Pressemelding fra Finansdepartementet - Nr.: 19/2013

prosent, og at særskatten økes med én prosent. Marginalskatten blir da som før 78 prosent. De nye reglene er per dags dato (17. juni 2013) ikke endelig vedtatt. I denne oppgaven vil skattereglene<sup>2</sup> for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, som sist ble endret i 2004, bli benyttet (se kapittel 4.2.5).

Avgrensninger og forenklinger som er gjort under caseanvendelsen vil bli presentert i det respektive kapittelet.

---

<sup>2</sup> LOV 1975-06-13 nr 35: Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.



## 2 Metodikk

I dette kapittelet vil ulike forskningsmessige metoder som kan benyttes for å løse en problemstilling bli presentert. Metodene vil så bli knyttet opp mot arbeidet som er gjennomført for å løse oppgavens problemstilling. I tillegg vil det bli gitt en kort forklaring på hvor litteratur og tallmaterialet som anvendes i denne oppgaven kommer i fra. Målet med dette kapittelet er å gi et innblikk i hvordan arbeidet med denne oppgaven er gjennomført.

### 2.1 Metoder

Metodelæren deles hovedsakelig inn i to kategorier; en kvantitativ og kvalitativ orientert metode. Den kvantitative metoden består kort forklart av å analyse tallbasert informasjon. Denne metoden benyttes ofte for å kunne generalisere eller for å bekrefte/avkrefte hypoteser, det vil si antakelser som en mener er sannsynlig ut fra foreliggende fakta. Den kvalitative metoden fokuserer på innhold, betydning og egenskaper snarere enn tallfestet data og statistikk. Metoden kan bestå av tekstanalyse, observasjoner og intervjuer. Den kvalitative metoden har ofte som mål å skape en helhetsforståelse og bygger på menneskelig erfaring (Bjørkum 2009). En kvantitativ studie karakteriseres ofte med en sterk struktur, i motsetning til en kvalitativ studie som karakteriseres som en mer fleksibel metode som kan tilpasses erfaringer og utfordringer underveis (Thagaard 2009).

I denne oppgaven er den kvalitative metoden benyttet. Gjennomgangen av litteratur, som er foretatt i forkant og under utarbeidelsen av denne oppgaven, er å betrakte som en kvalitativ studie. Det samme gjelder samtalene, som ble foretatt for å kartlegge Totals metode for håndtering av usikre parametere, samt de semistrukturerte<sup>3</sup> intervjuene, som ble foretatt for å innhente tallbasert informasjon som er benyttet i caseanvendelsen. Selve Monte Carlo analysen og analysen av beslutningsmodellen er å betrakte som en kvantitativ metode.

En kvalitativ studie kan være induktiv, deduktiv eller en kombinasjon. Hvor den induktive metoden benyttes i utviklingen av ny teori basert på empiri, mens den deduktive metoden benyttes til å videreutvikling etablert teori gjennom utprøving av hypoteser (Thagaard 2009). Denne oppgaven og caseanvendelsen er basert på eksisterende teori og vil i så måte representere en tilnærming til den deduktive metoden.

### 2.2 Litteratur

Litteraturen som denne oppgaven bygger på vil i oppgavens første del bestå av generell petroleums og prosjektøkonomisk teori. Videre vil teorien om beslutningsanalyse under usikkerhet også bygge på generell teori samt litteratur og vitenskapelige artikler som spesielt omhandler oppstrøms olje- og gassindustri.

Litteraturen som er benyttet i oppgaven stammer fra litteratursøk utført i databasene som Universitetsbiblioteket i Stavangers (UBiS) tilbyr. Bøker er hovedsakelig funnet via BIBSYS Ask<sup>4</sup>. Vitenskapelige artikler og tidsskriftsartikler som spesielt omhandler oppstrøms olje- og gassindustrien, er hentet fra SPEs OnePetro<sup>5</sup> database. I denne databasen er dokumenter fra 13

---

<sup>3</sup> Et semistrukturert intervju, er et intervju hvor spørsmålsformuleringen ikke er nøyaktig nedtegnet, men formulert i form av stikkord eller beskrivelser som intervjueren skal ta utgangspunkt i når han formulerer spørsmålet. Kilde: Store norske leksikon, snl.no.

<sup>4</sup> ask.bibsys.no

<sup>5</sup> onepetro.org

petroleumsrelaterte organisasjoner samlet. EBSCO Discovery Service<sup>6</sup>, som gir tilgang til alle databasene UBiS tilbyr via et enkelt søk, er i tillegg benyttet for breddesøk.

### **2.3 Intervjuer og samtaler**

I tillegg til studie av beslutningsanalysen som lå til grunn for utbyggelsen av Atla-feltet er det gjennomført intervjuer og samtaler med de aktuelle beslutningstakerne for å få en bedre forståelse for hvordan Total som organisasjonen håndterer usikkerhet under en beslutningsanalyse. Det er også gjennomført semistrukturerte intervjuer for å innhente tallbasert materiale som er benyttet i selve caseanvendelsen. Videre informasjon om de semistrukturerte intervjuene vil bli gitt i forbindelse med caseanvendelsen i kapittel 7.

### **2.4 Simuleringsverktøy**

Monte Carlo simuleringene i denne oppgaven er gjennomført ved hjelp av simuleringsverktøyet @Risk™ 5.7, levert av Palisade Corporation<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> [search.ebscohost.com](http://search.ebscohost.com)

<sup>7</sup> [palisade.com/risk](http://palisade.com/risk)

## 3 Petroleumsrelatert teori

«My formula for success? Rise early, work late, strike oil!»

–John Paul Getty

I dette kapitlet vil petroleumsrelatert teori som danner grunnlaget for et investeringsprosjekt i oppstrøms olje- og gassindustri bli presentert.

### 3.1 Reservoartekniske data

For nyoppdagede felt benyttes volumetrisk estimering for å gi et anslag av hvor stor mengde hydrokarboner som opprinnelig er til stede. Volumetrisk estimering baserer seg blant annet på seismiske data, kjerneprøver, brønnlogger og formasjonstester. I tillegg er det nødvendig å ha en kjennskap til sedimentasjonsmiljøet, den strukturelle kompleksiteten samt fangmekanismene. Volumetrisk estimering er i startfasen en geologisk metode, men etter hvert som datagrunnlaget øker estimeres reservene ved hjelp av geofysiske og reservoartekniske metoder som materialbalanse. Etter hvert som tiden går og kunnskapen om reservoaret øker, reduseres usikkerheten og ressursene kan klassifiseres etter gjeldene regler.

#### 3.1.1 Beregning av petroleumsressurs

##### 3.1.1.1 Opprinnelig tilstedeværende oljeressurser

Opprinnelig tilstedeværende oljeressurser («original oil in place», OOIP) er det totale volumet som er tilstede i reservoaret før utvinning, og som er beregnet etter geologiske og reservoartekniske metoder til å være til stede i en forekomst. OOIP kan, for en standard tank modell, beregnes med følgende ligning (Zolotukhin and Ursin 2000):

$$OOIP = V_b * \phi * (1 - S_{wr}) \quad \text{Formel 3.1}$$

Hvor:

$V_b$  = brutto reservoarvolum

$\phi$  = porøsitet, fraksjon av formasjonen som inneholder fluid

$S_{wr}$  = volumfraksjon av vann

Ressurser opprinnelig tilstede klassifiseres ikke, men benyttes til estimering på et tidlig stadium.

##### 3.1.1.2 Utvinnbar oljeressurs - reserve

Utvinnbar oljeressurs betegnes ofte som teknisk/økonomisk utvinnbar ressurs. Estimater skal angi mengdene ved salgsbetingelser (Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2013). Reserven kan estimeres på følgende måte:

$$Reserve = \frac{V_b * \phi * (1 - S_{wr})}{B_{oi}} * R = \frac{OOIP}{B_{oi}} * R \quad \text{Formel 3.2}$$

Hvor:

$B_{oi}$  = initial oljeformasjonsfaktor

$R$  = Utvinningsfaktor

Utvinningsfaktoren er en av de viktigste, men også den vanskeligste faktoren som må estimeres. Fluidegenskaper som formasjonsvolumfaktor, viskositet, tetthet og oppløst gass/olje forhold påvirker

utvinningsfaktoren. I tillegg er utvinningsfaktoren en funksjon av reservoarets drivmekanismer og interaksjonen mellom reservoarbergarten og fluidene i reservoaret. Som en tommelfingerregel vil utvinningsfaktoren for ulike drivmekanismer være (Skaugen 2010):

**Tabell 3.1** Utvinningsfaktor for oljereservoar

Drivmekanisme	Utvinningsfaktor, [%]
Oppløst gassdriv	2 – 30
Gasskappedriv	30 – 60
Vanddriv	2 – 50
Gravitasjonsdriv	< 60

Utvinningsfaktoren endres over tid og er blant annet avhengig av følgende:

- Endringer i reservoarkarakteristikk som tap av naturlig drivmekanisme og innsynkning av bergart
- Implementering av kunstige drivmekanismer (IOR/EOR)

Som eksempel var utvinningsgraden ved produksjonsstart på Ekofiskfeltet estimert til 17 prosent. I dag er den forventet å være cirka 50 prosent. Den store økningen skyldes i all hovedsak vanninjeksjon, i tillegg gir innsynkning av bergart/formasjon et ekstra driv til dreneringen av feltet (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

### 3.1.1.3 Opprinnelig tilstedeværende gassressurs

Tilsvarende som for OOIP kan opprinnelig tilstedeværende gassressurs («original gas in place», OGIP) beregnes ved følgende ligning (Zolotukhin and Ursin 2000):

$$OGIP = V_b * \phi * (1 - S_{wr}) * \frac{T_{sc} * P_i}{P_{sc} * T_i * Z_i} \quad \text{Formel 3.3}$$

Hvor:

$V_b$  = brutto reservoarvolum

$\phi$  = porøsitet, fraksjon av formasjonen som inneholder fluid

$S_{wr}$  = volumfraksjon av vann

$T_{sc}$  = temperatur ved standardbetingelser

$P_i$  = formasjonstrykk

$P_{sc}$  = trykk ved standardbetingelser

$T_i$  = formasjonstemperatur

$Z_i$  = kompressibilitetsfaktor ved reservoarbetingelser

### 3.1.1.4 Utvinnbar gassressurs - reserve

Utvinnbar gassressurs beregnes, på lik linje som for utvinnbare oljeressurser, ved å faktorisere OGIP med en utvinningsfaktor. For et rent gassreservoar vil utvinningsfaktoren for ulike drivmekanismer være (Skaugen 2010):

**Tabell 3.2** Utvinningsfaktor for gassreservoar

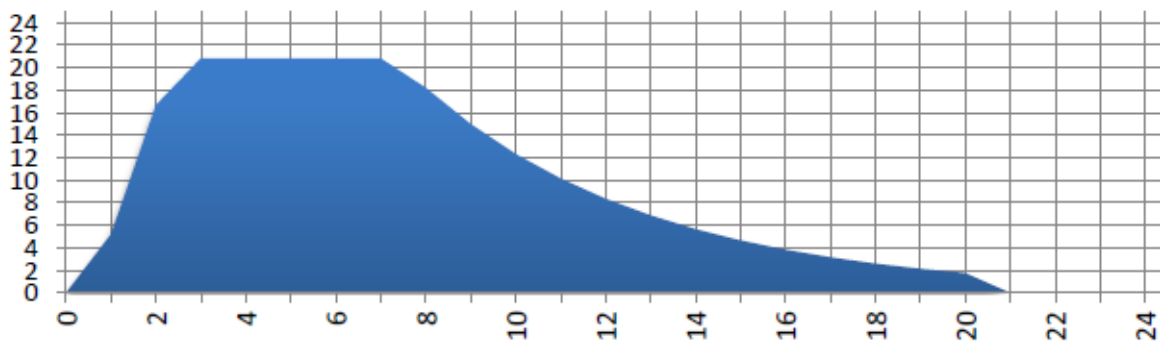
Drivmekanisme	Utvinningsfaktor, [%]
Gassekspansjonsdriv	< 80
Vanddriv	< 50

Dog kan utvinningsfaktoren bli signifikant redusert av faktorer som lav permeabilitet, lav produksjonsrate, overtrykk, kompaktering av myke sedimenter, emigrasjon av små partikler, vanninnstrømning, vannkoning samt antallet og plasseringen av produksjonsbrønnene.

### 3.1.2 Produksjonsprofil for olje- og gassreservoar

I figur 3.2 er en typisk produksjonsprofil, etter standard tank modellen, representert. Her med en årlig produksjon i millioner fat på y-aksen mot antall år med produksjon på x-aksen. Som det kommer frem av denne figuren består en typisk produksjonsprofil av tre hovedfaser.

- Oppbygging, («build up»)
- Platå, («plateau»)
- Nedgang, («decline»)



Figur 3.1 Typisk produksjonsprofil (Kilde: Total)

#### 3.1.2.1 Oppbyggingsfasen

I denne fasen, som i figur 3.1 strekker seg i fra år null til tre, er produksjonen i all hovedsak bestemt av antallet brønner som produserer. Produksjonen vil øke etter hvert som flere brønner bores og settes i produksjon.

#### 3.1.2.2 Platåfasen

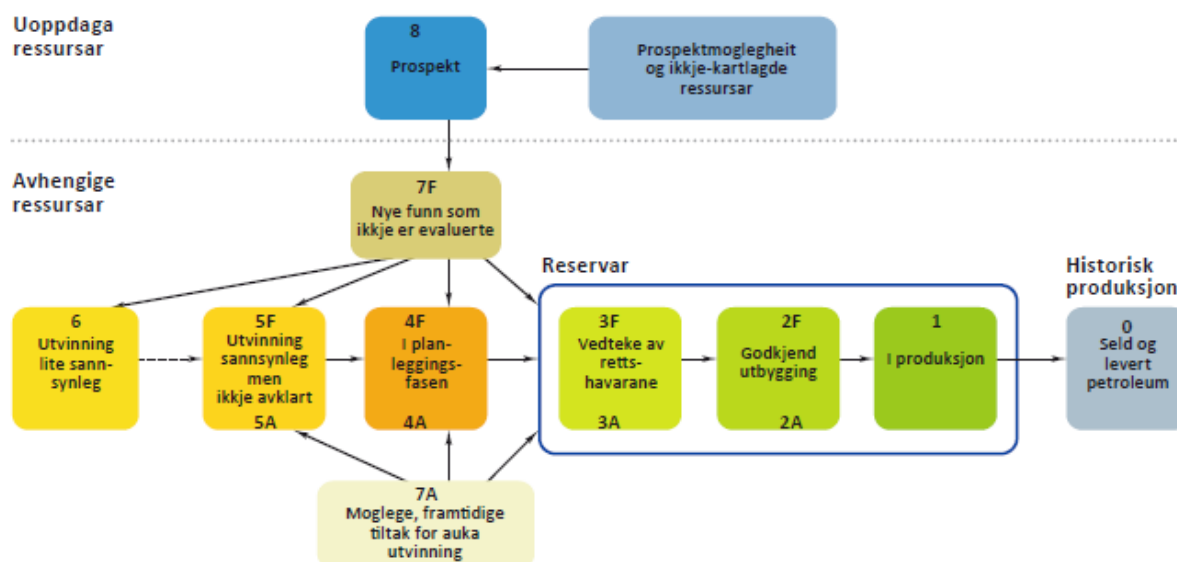
Når et visst antall produksjonsbrønner er satt i produksjon vil en komme til det punktet da reservoaret leverer sin maksimale produksjonsrate. I denne fasen er det normalt å strupe ned noen av brønnene for å få en bedre kontroll på produksjonen, slik at utvinningen blir optimal. Platåfasen vil kunne fortsette så lenge det er nok energi i reservoaret til å opprettholde trykket i brønnen(e). Fasen er representert mellom år fem til år syv i figur 3.2.

#### 3.1.2.3 Nedgangsfasen

Nedgangsfasen betegnes ofte som halefasen og er representert mellom år syv og 21 i figur 3.2. Når energien i reservoaret avtar vil også produksjonsraten avta der etter. Det er normalt å stimulere utvinningen ved å benytte injeksjonsbrønner i alle de foregående fasene, men det er i denne fasen de fleste andre former for kunstige drivmekanismer tas i bruk for å forlenge feltets levetid. Produksjonen fortsetter så lenge det er økonomisk forsvarlig.

## 3.2 Klassifisering av petroleumsressurser

Ressurser er et samlebegrep for utvinnbare petroleumsmengder og blir av Oljedirektoratet (NPD) klassifisert som følger:



Figur 3.2 Oljedirektoratets ressursklassifisering (Kilde: Oljedirektoratet)

Ressursklassifiseringen i figur 3.2 viser petroleumsmengder som er vedtatt eller godkjent for utbygging (reserver), avhengig av avklaring og vedtak (avhengige ressursar), og mengder som regnes med å bli oppdaget (uoppdagede ressursar) (Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet 2012). Dette er bare en av flere standarder som benyttes i industrien. De fleste operatørselskapene på norsk kontinentalsokkel benytter egne interne klassifiseringer.

Selskapene som er registrert på New York børsen (NYSE) benytter «U.S Securities ad Exchange Commissions» (SEC) standard for rapportering, også når de rapporterer til Oljedirektoratet (Jonkman et al. 2002). Inntil nylig er det kun deterministiske verdier som har blitt etterspurt når ressursene skal klassifiseres, men ettersom stokastisk reservoarmodellering har blitt en norm i industrien har også noen land, som for eksempel Nederland, begynt å etterspørre stokastiske estimater. Som en følge av dette har også SEC-reglene blitt oppdatert og tillot fra 1. januar 2010 stokastisk reservoar rapportering (Wolff 2010b). Reglene som SEC har utarbeidet er basert på Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC) og American Association of Petroleum Geologists (AAPG) retningslinjer for stokastisk reservoarestimering (Jonkman et al. 2002).

### 3.3 Olje og gassindustriens verdikjede

Olje- og gassindustrien deles opp i følgende tre hovedsektorer:



Figur 3.3 Sektorinndeling av olje- og gassindustrien

#### 3.3.1 Oppstrøms olje- og gassindustri

Oppstrøms olje- og gassindustri betegnes ofte med den engelske forkortelsen «E&P» etter «exploration and production» og deles videre opp i følgende underkategorier:



Figur 3.4 Oppdeling av oppstrøms olje- og gassindustri

### 3.3.1.1 Utlysning og tildeling

Før det blir gitt tillatelse til undersøkning og produksjon, må området der petroleumsaktiviteten er planlagt utført være godkjent for slik aktivitet. En utvinningstillatelse blir tildelt gjennom en konsesjonsrunde, og de aktuelle selskapene må legge inn en søknad hvor de blant annet må beskrive hvordan de vil foreta den eventuelle letingen og utforskningen av det aktuelle området. Utlysingen er regulert av kapittel 3 i petroleumsloven og petroleumsforskriften (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

På bakgrunn av søknadene som kommer inn, tildeler Olje- og energidepartementet (OED) utvinningstillatelse til en gruppe selskaper. Departementet peker også ut en operatør som skal stå for den operative virksomheten som tillatelsen gir rett til. De resterende rettighetshaverne i gruppen fungerer da som et internt kontrollsystem for utvinningstillatelse. Alle utgiftene som måtte påløpe deles mellom rettighetshaverne etter hvor stor andel de er blitt tildelt.

### 3.3.1.2 Leting og utforskning – seismikk og leteboring

Letingen etter petroleumsressurser («exploration») gjennomføres i første omgang over større områder ved hjelp av geoteknisk og geofysisk teknologi. Områder med potensielle ressurser, ofte betegnet som «leds», blir utsatt for en mer detaljert seismisk studie. Denne studien vil eventuelt kunne avdekke potensielle geologiske strukturer. Hvis de geologiske strukturene ser lovende ut vil det bli gjennomført en prøveboring. Prøveboringen har som mål å påvise hydrokarboner samt kartlegge reservoarets egenskaper. Letingen etter petroleumsressurser er preget av en høy risiko og store utgifter, og sannsynligheten for å finne petroleum er ikke stor.

En utvinningstillatelse gjelder i første omgang for en innledende periode som kan ha en varighet på inntil ti år. (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013). I denne perioden skal det utføres en fastsatt arbeidsplikt som for eksempel kan bestå av geologisk og geofysisk kartlegging og/eller leteboring. Dersom det oppdages petroleumsressurser av interesse kan rettighetshaverne velge å gå videre, og dersom det ikke oppdages petroleumsressurser av interesse kan de velge å gi fra seg feltet, men da først etter at arbeidsplikten er fullført. Lete og utforskningsperioden er regulert i kapittel 3 i petroleumsloven og petroleumsforskriften (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

### 3.3.1.3 Vurdering – ressurser under evaluering

Når en prøveboring påviser hydrokarboner vil det som regel resultere i at flere avgrensingsbrønner blir boret for å begrense usikkerheten rundt feltets størrelse og kvalitet. Nye seismiske undersøkelser vil som regel også bli foretatt, gjerne i form av 3D-seismikk. Basert på dataene som til nå er samlet inn om det aktuelle feltet, kan den første estimeringen av potensielle petroleumsressurser foretas. Estimaten foretas ofte gjennom en stokastisk reservoarsimulering, som tar utgangspunkt i alle geologiske og reservoartekniske data som foreligger på det aktuelle tidspunktet.

I løpet av 2012 ble det gjort 13 nye funn på norsk sokkel. Fem av funnene ble gjort i Nordsjøen, fem i Norskehavet og tre i Barentshavet. 42 letebrønner ble påbegynt og 41 avsluttet. 26 av de påbegynte brønnene er undersøkelsesbrønner og 16 avgrensingsbrønner. I Nordsjøen ble 29 letebrønner påbegynt, åtte i Norskehavet og fem i Barentshavet. (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

#### **3.3.1.4 Utvikling – ressurser under utvikling**

Hvis et funn viser seg å kunne være økonomisk lønnsomt, vil utviklingsfasen bli satt i gang. Denne fasen involverer planlegging og beslutning om hvordan feltet skal utvinnes. På bakgrunn av en helhetlig investerings- og beslutningsanalyse er det i denne fasen de største investeringene foretas.

Når et nytt felt skal bygges ut, må det legges frem en plan for utbygging og drift (PUD) til departementet for godkjenning. Utbygging og drift er regulert av kapittel 4 i petroleumsloven og petroleumsforskriften (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

#### **3.3.1.5 Produksjon – ressurser under produksjon**

Produksjonsfasen innebærer produksjon av hydrokarboner, og andre biprodukter som for eksempel vann og svoveldioksid, samt en kontinuerlig evaluering av produksjonsmetoden og forbedring av denne slik at reservoaret utnyttes på en best mulig måte, økonomisk og samfunnsmessig sett (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013). Ulike tiltak for å forbedre og opprettholde utvinningen vil også, gjennom hele feltets levetid, måtte kunne vurderes. Tiltakene kan være i form av kunstige drivmekanismer som for eksempel vanninjeksjon, gassinjeksjon, gassløft, nedihullspumper og annen kjemisk stimuli.

#### **3.3.1.6 Avvikling**

Avviklingen er siste fasen i et utvinningsprosjekt. Denne fasen består av å plugge brønnene og fjerne alle installasjoner fra feltet.

Petroleumsloven krever at rettighetshaverne skal legge frem en avviklingsplan for olje- og energidepartementet to til fem år før avslutning av produksjonen. Avviklingsplanen skal bestå av to deler; en konsekvensutredning og en disponeringsdel. Konsekvensutredningen skal gi en oversikt over konsekvenser som forventes under avviklingen, og disponeringsdelen skal blant annet inneholde forslag til hvordan petroleumsvirksomheten på det aktuelle felt kan avvikles (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).

### **3.3.2 Midtstrøms olje- og gassindustri**

Med midtstrøms olje- og gassindustri menes lagring og frakt av petroleum som ikke er raffinert.

### **3.3.3 Nedstrøms olje- og gassindustri**

Nedstrøms olje- og gassindustri er siste leddet i kjeden og består av raffinering, distribusjon, forsyning, markedsføring og salg av ferdig raffinerte petroleumsprodukter.



## 4 Prosjektøkonomisk teori

*«A dollar today is better than a dollar tomorrow»*

–Ukjent

I dette kapitlet vil det bli gitt en beskrivelse av de særtrekkene som preger investeringsatferden i olje- og gassindustrien. Videre vil de økonomiske variablene som danner grunnlaget for et investeringsprosjekt i olje- og gassindustrien, samt de økonomiske parameterne og metodene som benyttes under en investerings- og beslutningsanalyse bli presentert.

### 4.1 Særtrekk for investeringer i olje- og gassindustrien

Investeringsatferd i olje- og gassindustrien deler mange fellestrekk med andre næringer, men på samme tid finner vi viktige særtrekk som er særegne for olje- og gassindustrien. Disse særtrekkene krever spesialtilpassede analyser. Dette delkapitlet (kapittel 4.1) baserer seg i all hovedsak på teori hentet fra Mohn (2008, 2007).

#### 4.1.1.1 Reserver

Tilgang til produserbare reserver er en kritisk forutsetning for all olje- og gassproduksjon. For oljeselskapene vil grunnlaget for langsiktig aktivitet og verdiskaping avhenge av at man lykkes med å erstatte den løpende produksjonen gjennom kontinuerlig reserveutvikling. Dette er forklaringen på hvorfor reserveerstatning står så høyt på den strategiske agendaen til olje- og gasselskapene.

#### 4.1.1.2 Sammensatte opsjoner og ufullkommen konkurranse

Sammensatte opsjoner og ufullkommen konkurranse setter sitt preg på olje- og gassindustrien. Utviklingen av et felt kjennetegnes ved sekvensielle investeringsbeslutninger og store investeringer i anlegg og infrastruktur for produksjon og transport. Investering i plattform og annet spesialtilpasset utstyr anses som store og ikke delbare. Investeringer er på mange måter ugjenkallelige og anses som irreversible kostnader («sunk cost»).

#### 4.1.1.3 Lang ledetid

Olje- og gassindustrien preges av lang ledetid. Det vil si tiden som går fra et funn oppdages til det settes i produksjon. Ledetiden omtales også som investeringshorisonten. På norsk kontinentalsokkel tar det i gjennomsnitt 12 år fra det blir gjort funn til produksjonen settes i gang (Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011).

#### 4.1.1.4 Sekvensiell informasjonstilgang

Informasjonen om et prosjekt øker etter hvert som tiden går, ofte beskrevet som sekvensiell informasjonstilgang. Informasjonen som gradvis blir tilgjengelig omhandler eksterne og interne usikkerheter. Den eksterne usikkerheten omtales ofte som «makrofaktorer» og blir bestemt av markedet. Informasjon fra markedet vil bli tilgjengelig uavhengig om prosjektet settes i gang eller ikke. Den interne usikkerheten er forbundet med prosjektutforming og -utførelse. Denne informasjonen vil gradvis bli avdekket etter hvert som prosjektet skrider frem.

#### 4.1.1.5 Usikkerhet

Olje- og gassindustrien er preget av en betydelig grad av usikkerhet. Nedgangen i nye oljefunn på norsk kontinentalsokkel, økte marginalkostnader og en økende verdensproduksjon de siste årene har ytterligere bidratt til en økning i usikkerheten. De viktigste usikkerhetsmomentene som preger olje- og gassindustrien er beskrevet i kapittel 5.2.1.

#### 4.1.1.6 Infrastruktur

Felt som ikke inneholder nok reserver til å kunne forsvare en selvstendig utbygging, er avhengige av å benytte infrastruktur som er tilgjengelig i nærområdet. De aller minste feltene er avhengige av å koble seg på en plattform som kan ta imot og prosessere reservoarfluidene, ofte beskrevet som en «tie-in». Større felt kan være avhengige av infrastruktur i form av rørledninger for transport av olje og gass for å bli utbygd. Områder som det i dag foregår leteaktivitet, men som har lite eller ingen infrastruktur, er Barentshavet og deler av Norskehavet.

## 4.2 Økonomiske variabler

I dette delkapittelet følger en presentasjon av de økonomiske variablene som danner grunnlaget for økonomien i et investeringsprosjekt.

### 4.2.1 Bruttoinntekt

Bruttoinntekten («gross revenue», GR) representerer pengeverdien som oppnås av å selge petroleum ved brønnehode for et spesifikt felt og kalkuleres som følger:

$$GR_t = Q_t * P_t \quad \text{Formel 4.1}$$

Hvor:

$Q_t$  = Produksjon over tidsperioden, t

$P_t$  = Prisen over tidsperioden, t

Petroleum fra norsk kontinentalsokkel omsettes ofte mellom nærstående selskaper. For å kunne vurdere om prissettingen mellom to nærstående selskaper er riktig kan det fastsettes en normpris. Normprisen fastsettes av Petroleumsprisrådet (Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2013).

### 4.2.2 Kapitalkostnader

Kapitalkostnaden («capital expenditure», CAPEX) er definert som kapital benyttet for å kjøpe eller oppgradere fysiske verdier som strekker seg utover det aktuelle inntektsåret. Det vil si den totale investeringen som er nødvendig for å nå et ønsket utforsknings- og operasjonsnivå for et spesifikt felt. CAPEX er alle utgifter som påløper fra beslutningen om en utbygging foretas, til feltet er i produksjon. Eksempler på dette kan være operasjonsinstallasjoner, produksjonsinstallasjoner og havbunnsrammer.

$$CAPEX(t) = HVIS(t = t_{start}; CAPEX; 0) \quad \text{Formel 4.2}$$

Hvor:

$t_{start}$  = det året produksjonen starter

$CAPEX$  = CAPEX i år  $t_{start}$

### 4.2.3 Driftskostnader

Driftskostnaden («operation expenditure», OPEX) er definert som kapital benyttet for å opprettholde driften av et spesifikt felt. OPEX inkluderer alle løpende kostnader under produksjon som rigg-rater, operasjonskostnader, lønn og diverse avgifter som CO<sub>2</sub>-avgift, NO<sub>x</sub>-avgift og arealavgift. OPEX er delt inn i faste og variable operative kostnader som er proporsjonale med den totale produksjonen for en gitt periode.

$$OPEX(t) = FC + (VC * Q_t)$$

Formel 4.3

Hvor:

$FC$  = faste kostander

$VC$  = variable kostnader, kostnad per enhet fluid produsert

$Q_t$  = Produksjon i år  $t$

#### 4.2.4 Avskrivning

Avskrivning («depreciation»,  $D$ ) benyttes til å beregne nedgangen i verdi av investeringer over en gitt periode. Det finnes flere metoder for avskrivning. Lineær avskrivning er den enkleste metoden og benyttes for eksempel ved skattemessig avskrivning. Denne metoden gir en lik kostnadsbelastning over avskrivningsperioden. Lineær avskrivning er definert ved:

$$D_{lineær,t} = \frac{CAPEX}{n}$$

Formel 4.4

Hvor:

$D_t$  = Avskrivning i år  $t$

$n$  = antall år med avskrivning

I olje- og gassindustrien benyttes som regel variabel avskrivning på installasjoner og felt (Hoff 2010). Denne metoden betegnes også som produksjonsenhetsmetoden («Units-of-production depreciation method») og avskrivningen beregnes som en funksjon av den totale reserven som er produsert over en periode. Variabel avskrivning er definert ved:

$$D_{variabel,t} = \frac{CAPEX}{Estimert\ reserve} * Produksjon_t$$

Formel 4.5

Hvor:

$Produksjon_t$  = Produksjon i år  $t$

#### 4.2.5 Skatter og avgifter

##### 4.2.5.1 Skatter

Petroleumssektoren er en av de mest beskattede sektorene på verdensbasis grunnet sin ekstraordinære lønnsomhet. Skattesatsene er svært varierende fra land til land. Det norske petroleumsskattesystemet bygger på reglene for ordinær bedriftsskattelegging, men er regulert i en egen petroleumsskattelov<sup>8</sup>. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent i tillegg til en særskatt på 50 prosent. Når grunnlaget for ordinær skatt og særskatt beregnes, blir investeringene lineært avskrevet over seks år. Avskrivningen er på 16 2/3 prosent per år som tilsvarer en netto effekt etter skatt på 13 prosent. I tillegg er det fradrag for alle relevante kostnader som leting, forskning og utvikling (FoU), finansiering, drift og fjerning av installasjoner. For å skjerme normalavkastningen fra særskatt, er det et ekstra fratrukk i utregningsgrunnlaget for særskatt. Dette fratrukket omtales som friinntekten eller «uplift» og utgjør 30 prosent av investeringene. Det vil si 7.5 prosent per år, i fire år fra og med det året investeringen ble foretatt (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013, Petroleumsskatteloven 1975). Se tabell 4.1 for skjematisk oppstilling for beregning av petroleumsskatt.

<sup>8</sup> Lov av 13. juni 1975 nr. 35: Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.

Tabell 4.1 Beregning av petroleumsskatt (Kilde: Finansdepartementet)

<b>Bruttoinntekt (salgsinntekter)</b>
- Driftskostnader
- Avskrivning, skattemessig
- Letekostnader, forskning og utvikling (FoU), avslutningskostnader
- CO <sub>2</sub> -avgift, NO <sub>x</sub> -avgift og arealavgift
- Netto finanskostnader
- Eventuelt underskudd fra tidligere år
<b>= Ordinært skattegrunnlag som skattlegges med 28 prosent</b>
- Friinntekt
- Eventuelt ubenyttet friinntekt fra tidligere år
<b>= Særskattegrunnlag som skattlegges med 50 prosent</b>

Dagens skattesystem fungerer i prinsippet som en risikodeling mellom rettighetshaverne og staten. Samme marginalsatt på inntekter og utgifter gir en nøytralitet i skattleggingen. Hensikten er at skattesystemet ikke skal påvirke rettighetshavernes beslutninger (Samuelsen 2012).

Som nevnt innledningsvis ble det nylig foreslått en endring i petroleumsskatteloven. Det innebærer en reduksjon i friinntekten på åtte prosent, samtidig som marginalsatten holdes konstant. I følge Næringsminister Trond Giske er hovedhensikten med endringene å gjøre risikovurderingene enda mer ansvarlige (Myrset 2013). Det vil bety at terskelen for å bygge ut felt med små marginer økes ytterligere.

#### 4.2.5.2 Avgifter

Avgiftene som belastes på norsk kontinentalsokkel er:

- CO<sub>2</sub>-avgift
- NO<sub>x</sub>-avgift
- Arealavgift

#### 4.2.6 Netto kontantstrøm

Netto kontantstrøm («net cash flow», NCF) er den udiskonterte kapitalen som gjenstår etter at alle utgifter er trukket i fra. Den udiskonterte kontantstrømmen for år,  $t$ , beregnes som følger:

$$NCF_t = GR_t - CAPEX - OPEX_t - Skatt_t \quad \text{Formel 4.6}$$

Hvor:

$$Skatt_t = \text{Eventuell skatt betalt i år, } t$$

#### 4.2.7 Diskontert kontantstrøm

Den diskonterte kontantstrømmen («discounted cash flow», DCF) beregnes ved å diskontere NCF ved hjelp av en diskonteringsrate,  $r$ . Dette gjøres for å kunne sammenligne kontantstrømmer i et tidsperspektiv. Valget av diskonteringsrate påvirkes i all hovedsak av finansieringskostnader og det skattemessige regimet. Den diskonterte kontantstrømmen for år,  $t$ , beregnes som følger:

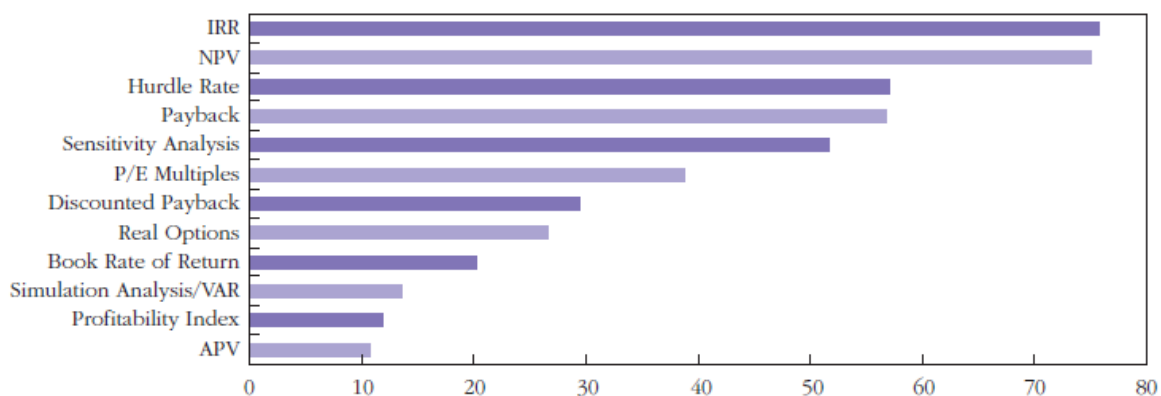
$$DCF_t = \frac{NCF_t}{(1-r)^t} \quad \text{Formel 4.7}$$

Hvor:

$r$  = diskonteringsrate

### 4.3 Økonomiske parametere og metoder for investerings- og beslutningsanalyse

Økonomiske parametere og metoder for investerings- og beslutningsanalyse kan defineres som selve verktøyet for å analysere lønnsomheten mellom ulike investeringsalternativer. I en studie utført av Graham og Harvey (2002) ble 392 finansdirektører («CFOs») spurt om hvilke metoder de benytter. Resultatet av denne studien er presentert i figur 4.1. Som det kommer frem av denne figuren er diskontert kontantstrømsanalyse i form av internrenten (IRR) og netto nåverdi (NPV) mest populære, og ble henholdsvis benyttet i 75.7 og 74.9 prosent av tilfellene. De fem mest brukte metodene kan karakteriseres som tradisjonelle metoder for beslutningsanalyse, og benyttes i over 50 prosent av tilfellene (Graham and Harvey 2002).



Figur 4.1 Økonomiske parametere og metoder for beslutningsanalyse (Kilde: Graham og Harvey)

Videre i dette delkapittelet vil kun metoder relevant for denne oppgaven bli gjennomgått. I første omgang vil det si de klassiske metodene som benyttes i olje- og gassindustrien. Metodene som vil bli presentert er et resultat av studien vedrørende Totals metoder for beslutningsanalyse, samt en gjennomgang av relevant litteratur. Av hensyn til konfidensialitet vil det ikke eksplisitt bli forklart hvilke metoder Total benytter. Metodikken er i tillegg noe generalisert. Hovedvekten under gjennomgangen av de ulike metodene er lagt på deres evne til å håndtere og kommunisere usikkerhet.

#### 4.3.1 Diskontert kontantstrømsanalyse

Olje- og gassindustrien preges av lang ledetid. På norsk kontinentalsokkel tar det i snitt 12 år fra det blir gjort funn til produksjonen settes i gang. Det tilsvarer omtrent åtte år fra den første letekostnaden til de første virkelig store kapitalkostnadene gjør seg gjeldene. Etter omtrent fire år med kostnader til utbygging settes feltet i produksjon og den positive kontantstrømmen gjør seg gjeldene. Produksjonen foregår over en lengre tidsperiode. Med dette tatt i betraktning, og det faktum at tidsverdien på penger er en viktig faktor, benytter de fleste selskapene i olje- og gassindustrien en eller annen form for diskontert kontantstrømsanalyse (Simpson et al. 2000, Luehrman 1997).

##### 4.3.1.1 Netto nåverdi - NPV

Netto nåverdi («net present value», NPV) betegnes ofte som nåverdimetoden og er en av de mest benyttede evalueringsverktøyene for å analysere lønnsomheten til et investeringsprosjekt. NPV

representerer nåverdien av alle kjente fremtidige kontantstrømmer og tar på den måten høyde for pengenes tidsverdi. NPV representerer med andre ord prosjektets totale netto nåverdi, det vil si summen av et prosjekts totale diskonterte kontantstrømmer, og kan beregnes som følger:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n DCF_t, \quad t = 0, 1, \dots, n \quad \text{Formel 4.8}$$

Prosjekter med positiv netto nåverdi aksepteres, og prosjektet med den største netto nåverdien favoriseres. Netto nåverdi, som et mål på lønnsomhet, har følgende karakteristikker (Newendorp and Schuyler 2000, Begg, Campbell, and Bratvold 2001):

- Kontantstrømmer som kommer tidlig i prosjektet vektet høyest. Denne effekten forsterkes ytterligere om en høy diskonteringsrate er valgt.
- Diskonteringsraten,  $r$ , gjør seg gjeldene i hele prosjektets levetid, selv om investeringskapitalen er nedbetalt.
- Favoriserer store prosjekter fremfor små prosjekter.
- Egner seg sammen med teorien om sannsynlighet til å vurdere risiko og usikkerhet gjennom en kvantitativ metode.

Diskonteringsraten kan gjenspeile risikoen knyttet til et prosjekts alternativkostnader, eller ved en mer risikonøytral tilnærming gjennom risikofri rente. Det førstnevnte alternativet er å foretrekke dersom investeringsanalysen benytter sannsynligheter eksplisitt for å beskrive usikkerhet og risiko. Dog er fastsettelsen av diskonteringsraten en kritisk og langt i fra en enkel oppgave (Newendorp and Schuyler 2000).

I følge Newendorp og Schuyler (2000) bør diskonteringsraten ligge i intervallet 9 til 15 prosent for selskaper i olje- og gassindustrien som opererer i land med lav inflasjon. Det finnes også eksempler på selskaper som eksplisitt ikke kvantifiserer risiko og usikkerhet, men som heller redegjør for denne usikkerheten ved å sette en unaturlig høy diskonteringsrate. Denne metoden frarådes fra flere hold da den ikke tar høyde for den varierende graden av usikkerhet og risiko mellom konkurrerende investeringsalternativer (Hanssen et al. 2006, Newendorp and Schuyler 2000).

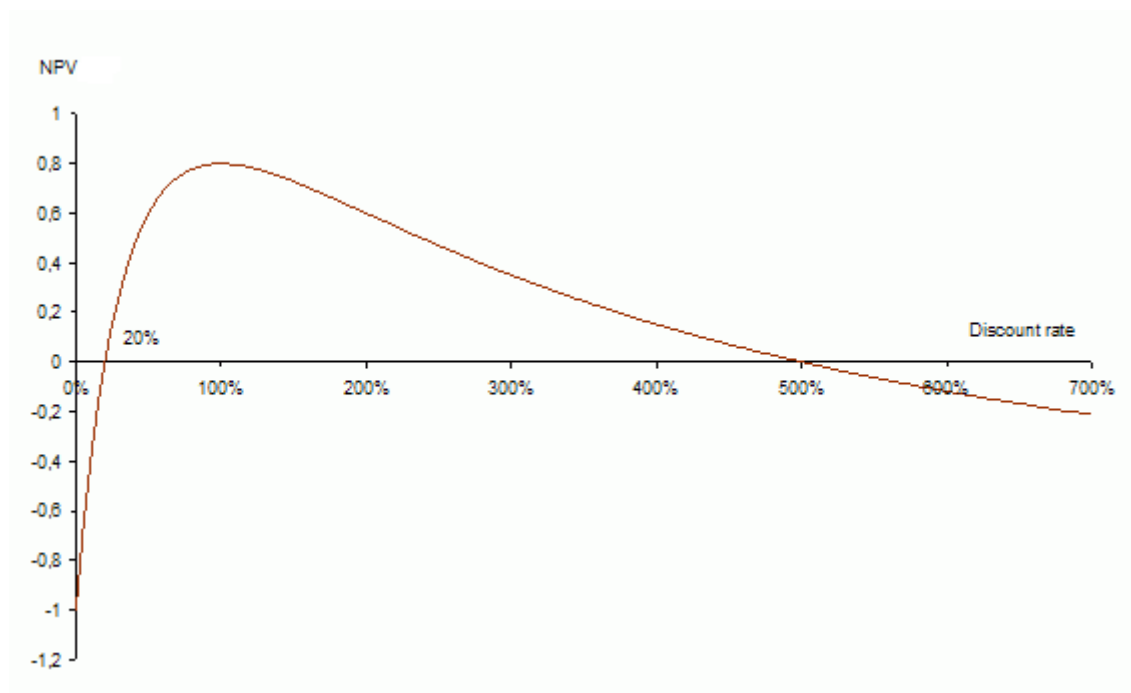
Et eksempel på en diskonteringsrente som forsøker å gjenspeile risikoen knyttet til et prosjekts alternativkostnader, er den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden («weighted average cost of capital», WACC). I følge Luehrman (1997) er WACC den beste og mest brukte metoden, men i følge Gustavson (2000) og Allison (1994) tar ikke WACC høyde for alle komponentene som spiller inn, og da spesielt ikke «Risk premium», definert som den ekstra avkastningen et prosjekt må gi for å kompensere for markedsrisiko i forhold til statsobligasjoner. Se (Gustavson 2000) for ytterligere diskusjon rundt valg av diskonteringsrate i olje- og gassindustrien. WACC vil bli brukt som diskonteringsrate i denne oppgaven.

#### 4.3.1.2 Internrente - IRR

Internrenten («internal rate of return», IRR) er definert som den renten som gir en nåverdi av fremtidige kontantstrømmer lik null, og kan beregnes ved å løse følgende ligning:

$$\sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad \text{Formel 4.9}$$

Da et prosjekt kan ha flere internrenter anbefales det å plote netto nåverdi opp mot renten, som illustrert i figur 4.2.



Figur 4.2 IRR plott med tvetydig internrente (Kilde: Ross)

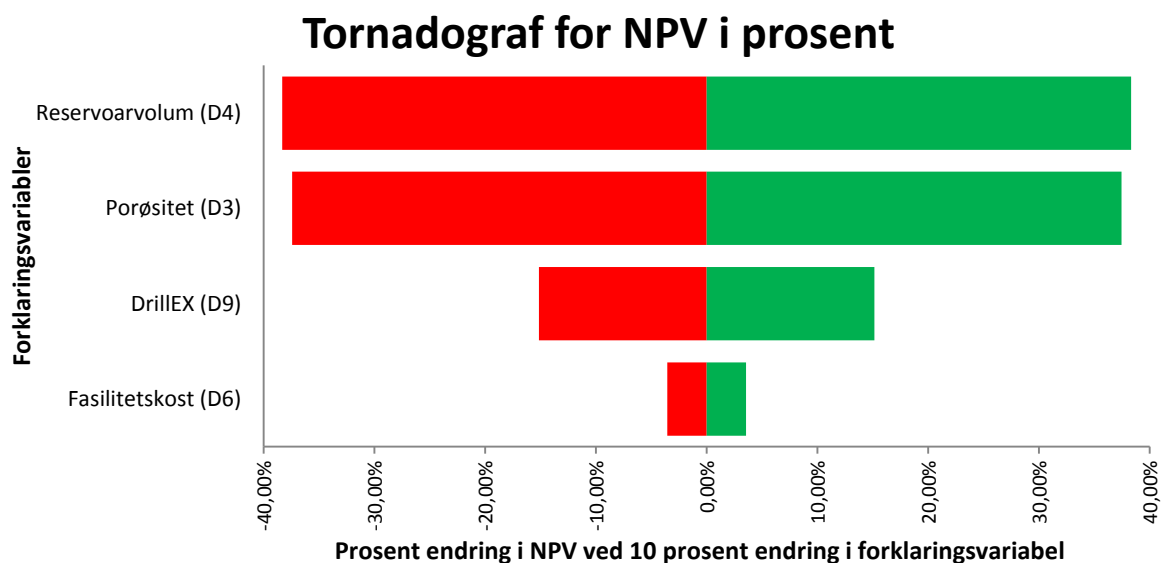
Et prosjekt aksepteres dersom det har en kapitalkostnad mindre enn internrenten, og prosjektet med høyest internrente favoriseres. Internrenten har følgende karteristikk (Newendorp and Schuyler 2000, Begg, Campbell, and Bratvold 2001):

- Er uavhengig av størrelsen på investeringen.
- Kan ikke beregnes dersom alle kontantstrømmene er utelukkende positive eller negative.
- Favoriserer prosjekter med lave investeringer og positive kontantstrømmer tidlig i prosjektet da disse har størst innvirkning på den totale kontantstrømmen.
- Et prosjekt kan ha flere internrenter. Hver gang den totale kontantstrømmen endrer fortegn får vi en ny internrente. I en slik situasjon bør andre analysemetoder benyttes.
- Vil gi et meningsløst resultat ved bruk på akselerasjonsprosjekter, da et slikt prosjekt er definert som et prosjekt som er konstruert for å få inn store positive kontantstrømmer tidligst mulig for å tilfredsstille et behov for kapital.
- Kan ikke håndtere risiko og usikkerhet kvantitativt.

De mest sofistikerte benytter seg både av NPV- og IRR-metoden (Simpson et al. 2000). Som nevnt blir ofte usikkerheten som er forbundet med å investere i et prosjekt håndtert ved å justere opp diskonteringsraten. Fremtidige kontantstrømmer blir dermed verdsatt lavere, og prosjektets NPV reduseres. Problemet med denne praksisen er imidlertid at den ikke kommuniserer noen form for usikkerhet videre til beslutningstakerne. Praksisen tar også høye for at usikkerheten er konstant gjennom hele prosjektets levetid (Bratvold and Begg 2010). Dette er forøvrig et kjent fenomen i industrien, og er mest sannsynlig hovedgrunnen til at de fleste gjennomfører en sensitivitetsanalyse, i tillegg til diskontert kontantstrømsanalyse.

### 4.3.1.3 Klassisk sensitivitetsanalyse

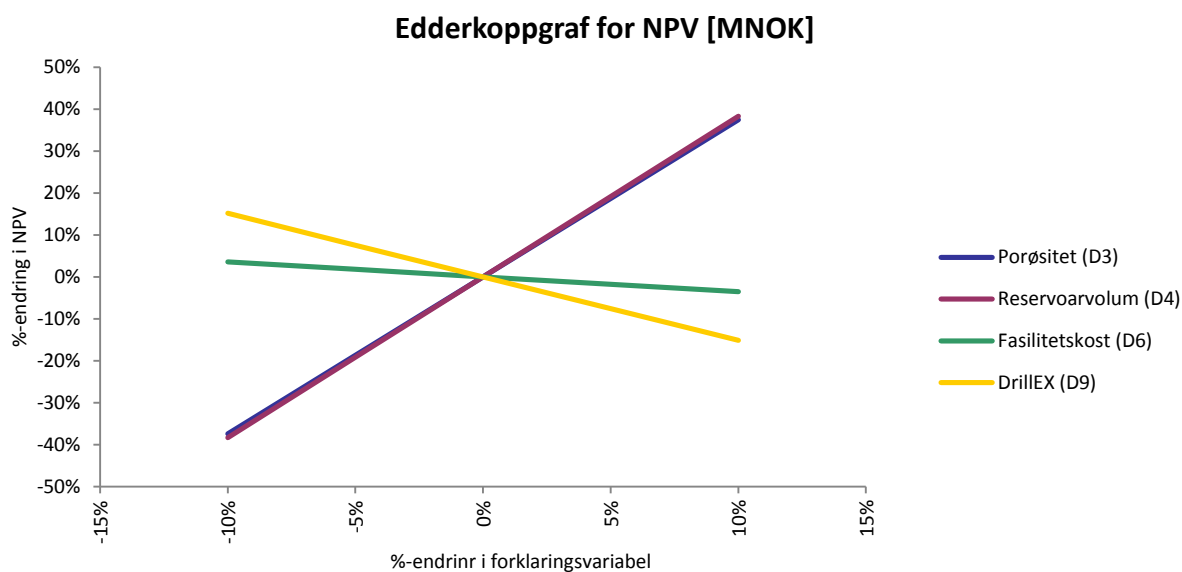
For selskapene som benytter seg av diskontert kontantstrømsanalyse er denne formen for sensitivitetsanalyse en sentral del av beslutningsanalysen. Når en kvantitativ modell er bygget opp rundt en beslutningsvariabel, som for eksempel NPV, benyttes sensitivitetsanalyse til å teste hvor sensitiv beslutningsvariabelen er i forhold til endringer i modellens forklaringsvariabler. Sensitivitetsanalysen har med andre ord som formål å identifisere hvilke faktorer som påvirker lønnsomheten av et prosjekt. En klassisk (deterministisk) sensitivitetsanalyse utføres ved å endre variablene med en gitt verdi, samtidig som utfallet av beslutningsvariabelen lagres for å analyseres. Her enkelt variabel endres gradvis opp og ned, ofte  $\pm 10$  prosent, mens de andre variablene holdes konstant. Det finnes en rekke programtillegg til Excel som automatiserer denne prosessen, men den kan også utføres manuelt. De fleste tilleggene som er tilgjengelige i Excel representerer utfallet av analysen gjennom tornado- og/eller edderkoppgraf, henholdsvis illustrert i figur 4.3 og 4.4.



Figur 4.3 Resultat av sensitivitetsanalyse presentert som tornadograf

Ut i fra figur 4.3 kan vi se at NPV er mest sensitiv for endringer i reservoarvolumet og reservoarets porøsitet, noe mindre sensitiv for endringer i borekostnadene, og minst sensitiv i forhold til fasilitetskostnaden. Det kommer frem av grafen at 10 prosent økning i reservoarvolum vil gi en økning i NPV rett i underkant av 40 prosent, og 10 prosent nedgang vil resultere i rett i underkant av 40 prosent nedgang i NPV. En slik sensitivitetsanalyse kan være en god indikasjon på hvilke variabler som ytterligere bør studeres for å kunne håndtere, eller redusere usikkerheten som er forbundet med disse.





**Figur 4.4** Resultat av sensitivitetsanalyse representert som edderkoppgraf

Denne informasjonen kommer også frem av edderkoppgraf i figur 4.4. En bratt kurve for en forklaringsvariabel indikerer at denne parameteren vil resultere i en stor endring i beslutningsvariabelen, den avhengige variabelen. Samtidig vil en flatere kurve indikere liten eller ingen endring. Ut i fra samme figur kan vi, i tillegg til informasjonen som kom frem av tornadografen, se at fem prosent økning i porøsitet og reservoarvolum vil resultere i omtrent 20 prosent økning i NPV, samt en nedgang på henholdsvis 1.78 og 7.57 prosent for NPV etter endring i fasilitet- og borekostnader.

Da beslutningsvariabelens sensitivitet til forklaringsvariablene er bedre illustrert i en edderkoppgraf, foretrekkes denne fremfor en tornadograf (Mudford and Kuch 2003).

Som nevnt er dette en klassisk sensitivitetsanalyse utført på en deterministisk modell, hvor variablene endres en av gangen gjennom et forhåndsdefinert intervall. Selv om denne endringen reflekterer sensitiviteten i beslutningsvariabelen når variablene i modellen endres, kan denne metoden være misvisende (Murtha 1997). Dette gjelder spesielt når det kommer til vurdering av hvilke variabler som har størst innflytelse, med mindre variablenes usikkerhet er den samme (Bratvold and Begg 2010). Det betyr med andre ord at heller ikke denne metoden er egnet til å forklare og kommunisere usikkerheten som er forbundet med de underliggende variablene og beslutningsvariabelen. Stokastisk sensitivitetsanalyse er i følge (Simpson et al. 2000) en mer sofistikert form for sensitivitetsanalyse. Denne metoden vil bli nærmere beskrevet under teorien om stokastiske modeller og Monte Carlo simulering i kapittel 6.2.5.

Metodene som til nå er gjennomgått er basert på tradisjonelle deterministiske metoder og modeller. I et forsøk på å kunne beskrive usikkerheten på en tilfredsstillende måte kan stokastiske, også betegnet som probabilistiske, metoder og analysemodeller benyttes. Videre vil noen av disse metodene bli presentert.

### 4.3.2 Forventningsverdi – beslutningstre-analyse

Teorien bak forventningsverdi, og da spesielt bruken av beslutningstre, vil ikke bli gjennomgått i detalj. Dette er en metode som hovedsakelig benyttes i letefasen, og ikke i utbyggings- og

produksjonsfasen. For detaljert teori rundt forventningsverdi og beslutningstre anbefales (Walpole et al. 2012) og (Albright et al. 2012), samt (Newendorp and Schuyler 2000, Macmillan 2000) for anvendelse i oppstrøms olje- og gassindustri. Noe karakteristikk, samt fordeler og ulemper ved bruken av beslutningstre vil likevel bli presentert her, men først litt teori rundt forventningsverdi.

#### 4.3.2.1 Forventningsverdi

Hvis  $X$  er en diskret stokastisk variabel, og  $x_1, x_2, \dots, x_n$  henholdsvis har sannsynlighetene  $p_1, p_2, \dots, p_n$  er forventningsverdien,  $E[X]$ , gitt ved:

$$E[X] = \sum_{i=1}^n x_i p_i \quad \text{Formel 4.10}$$

Forventningsverdien kan anses som en vektet gjennomsnittsverdi. Teorien som ligger til grunn for fastsettelse av sannsynlighetene vil bli presentert under kapitlet om kvantifisering av usikkerhet (kapittel 5.3). Forventningsverdien som omtaler kontantstrømmer betegnes ofte som «expected monetary value» derav «EMV»,  $E[NPV]$ . For andre variabler, benyttes ofte betegnelsene «expected» eller «mean».

Når forventningsverdien benyttes som et kriterium for å foreta en beslutning, er det alternativet med den høyest forventningsverdien som velges.

#### 4.3.2.2 Beslutningstre-analyse

Et beslutningstre representerer en stokastisk, men statisk analysemetode, og blir først og fremst benyttet i olje- og gassindustrien under letefasen. Variablene som treet representerer, blir med andre ord beskrevet med en diskret sannsynlighetsdistribusjon. Et tre med fire endegrener vil da kun representere fire punkter av den kontinuerlige sannsynlighetsdistribusjonen, og vil dermed ikke representere hele usikkerheten som er forbundet med beslutningsvariabelen (Mudford 2000). I noen situasjoner vil dette være tilstrekkelig, men når beslutningstakeren skal foreta en endelig beslutning kan dette bli for snevert.

Etter hvert som et prosjekt beveger seg ut av letefasen og videre inn i utbyggings og produksjonsfasen, øker kompleksiteten som kreves av analysemodellen betraktelig. Da vil treet som i første omgang kun bestod av et fåtall grener, vokse seg stort og nærmest uhåndterbart (Evans 2000). Metoden kan alternativt benyttes på mindre og isolerte deler av en modell.

Sensitivitetsanalysen som foretas på et beslutningstre er å anse som deterministisk (Mudford 2000) på lik linje med den klassiske sensitivitetsanalysen representert i kapittel 4.3.1.3. Den tar heller ikke høyde for sammenheng mellom variablene.

Det viser seg at heller ikke denne metoden er egnet til å forklare og kommunisere usikkerheten som er forbundet med beslutningsvariablene av interesse på en tilstrekkelig måte.

#### 4.3.3 Monte Carlo simulering – usikkerhetsanalyse

Ved å beskrive usikkerheten til kjente parametere gjennom bruken av sannsynlighetsteori, kan Monte Carlo simulering benyttes til å kvantifisere usikkerheten til en beslutningsvariabel. Denne analysemetoden, med tilhørende teori, vil videre bli presentert i denne oppgaven.

## 5 Beslutningsanalyse under usikkerhet

*«Nothing is certain except the past»*

–Seneca, romersk filosof

I flere tiår har beslutningsatferd vært gjenstand for intens oppmerksomhet blant akademikere og forskere. Dette på tross av at John M. Keynes allerede i 1936 så berømt konkluderte med følgende:

*«Most, probably, our decisions to do something positive, the full consequences of which will be drawn out over many days to come, can only be taken as the result of animal spirits – a spontaneous urge to action rather than inaction, and not as the outcome of a weighted average of quantitative benefits multiplied by quantitative probabilities.»* (Keynes 1936)

Store ressurser er brukt på å utvikle økonomisk teori som kan gi en god beskrivelse av prosesser og atferd knyttet til bedriftens beslutninger og investeringer. Teoretiske modeller er testet på data fra virkeligheten gjennom en rekke empiriske studier, både på nasjonalt og næringsspesifikt nivå. (Mohn 2007). Nyere forskning har resultert i økonomiske modeller som tillater innarbeiding av kompleksiteten og særtrekkene (kapittel 4.1) som olje- og gassindustrien bærer preg av. (Mohn 2008).

Selv om forskningen har resultert i nye metoder som gjør det mulig å implementere særtrekkene ved olje- og gassindustrien, da spesielt med tanke på håndteringen av usikkerhet, har det vist seg at industrien i liten grad har adoptert disse teknikkene til økonomisk analyse på operasjonelt og strategisk nivå (figur 5.1) (Mudford and Kuch 2003).

### 5.1 Beslutningsanalyse

Beslutningsanalyse i sin videste form inkluderer identifisering av problem, spesifisering av mål og avgrensninger, modellering og usikkerhetsanalyse (sensitivitetsanalyse) (Mian 2011). Evans (2000) beskriver beslutningsanalyse som *«a tool for carrying out a thorough and logical evaluation of alternative strategies»*. Evans påpeker i tillegg at verdien av en beslutningsanalyse ikke er begrenset til å strukturere informasjon og tankegang, men at den også bidrar med å øke kommunikasjonen mellom de ulike interessentene og disiplinene.





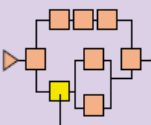
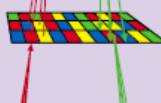
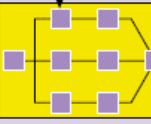
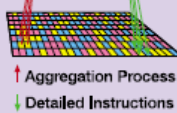
I boken «Decision analysis for management judgment» finner vi følgende sitat:

*«Decision analysis will not solve problems, nor is it intended to do so. Its purpose is to produce insight and promote creativity to help decision-makers make better decisions.»* (Goodwin and Wright 2009)

Dette er en viktig bemerkelse som er vel verdt å legge merke til. En beslutningsanalyse vil ikke lede hen til en korrekt beslutning, men dens intensjon er å bidra med informasjon slik at en beslutningstaker kan foreta *bedre* beslutninger.

Betegnelsen «beslutningsanalyse» er i denne oppgaven brukt for å beskrive et generelt rammeverk for modellering og analyse av en beslutning. Dette for å kunne hjelpe beslutningstakeren til å foreta de rette beslutningene under omstendigheten av usikkerhet.

Beslutninger foretas på flere plan i en organisasjon. I oppstrøms olje- og gassindustri analyseres og foretas det beslutninger på teknisk og kommersielt nivå (figur 5.1).

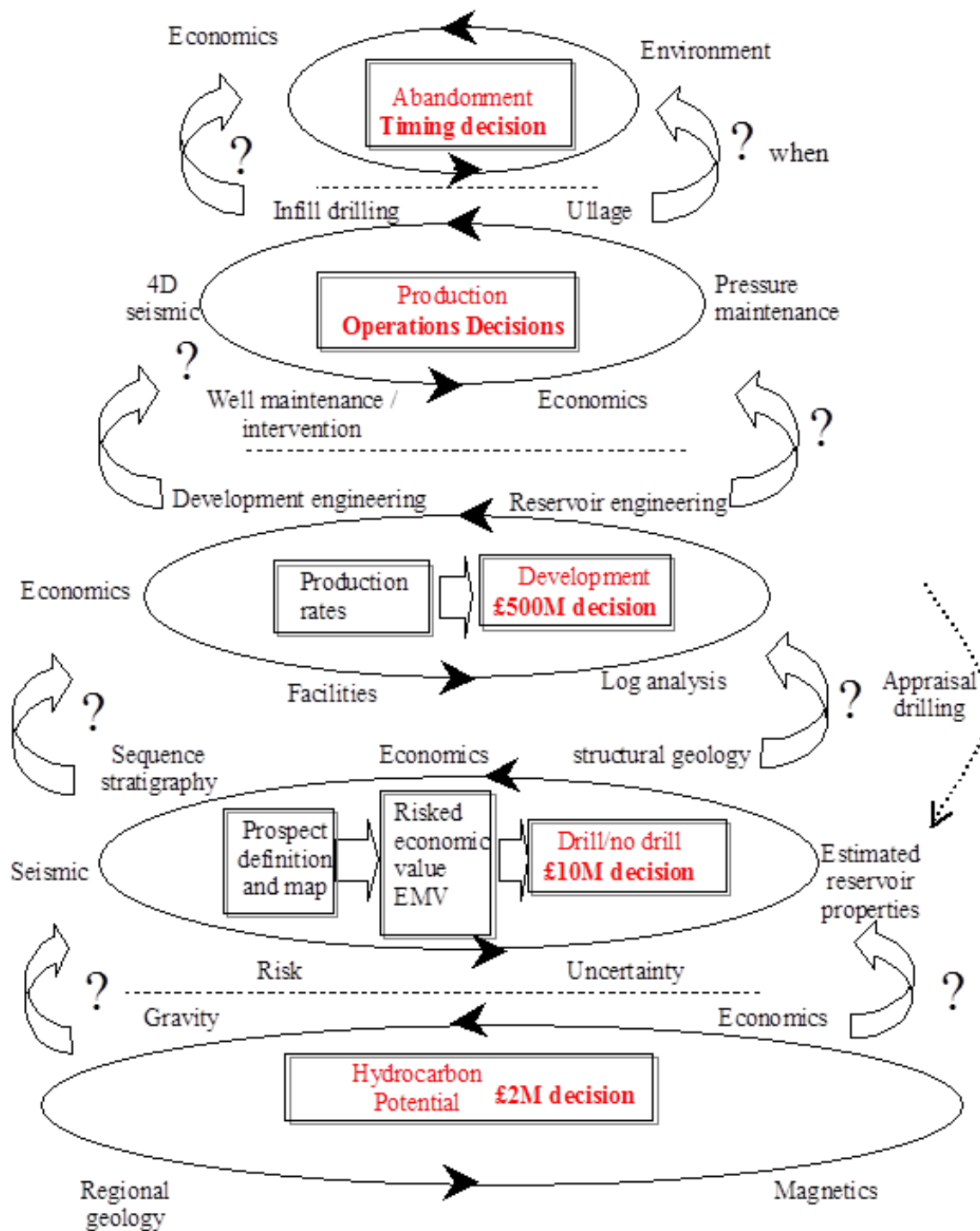
			Techniques	Autorization	Time	Monetary value	Aggregated Information
Business or Commercial Decisions	Strategic		<ul style="list-style-type: none"> <li>- politics</li> <li>- portfolio</li> <li>- balanced scorecard</li> <li>- options theory</li> <li>- multi criteria analyses</li> <li>- gut feeling</li> </ul>	Corporate Management	year	10 <sup>10</sup>	
	Operational		<ul style="list-style-type: none"> <li>- decision analysis</li> <li>- decision making</li> <li>- value generation</li> <li>- value protection</li> <li>- cost/benefit analysis</li> <li>- value of: information</li> <li>- flexibility</li> <li>- stepwise</li> </ul>	Asset Management	month	10 <sup>8</sup>	
Technical Decisions	Business process (Workflow)		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Critical Path Analysis</li> <li>- Project Evaluation (PERT)</li> </ul>	Multidisciplinary Team Management	week	10 <sup>6</sup>	
	Single activity		<ul style="list-style-type: none"> <li>- methodologies</li> <li>- tools</li> </ul>	Technical Expertise	day	10 <sup>4</sup>	 ↑ Aggregation Process ↓ Detailed Instructions

Figur 5.1 Nivåer av beslutningstaking (Kilde: Floris og Peersmann)

Det laveste nivået i figur 5.1 representerer beslutninger som foretas på daglig basis og består av aktiviteter innenfor et fagfelt, som for eksempel innenfor geologiske og reservoartekniske disipliner. Informasjonen fra hver av de underliggende disiplinene kombineres på neste nivå for å løse større tekniske oppgaver, som for eksempel å estimere reservene i et felt, og engineere fasilitetene som må til for å utvinne et felt. På operasjonelt nivå kombineres den underliggende tekniske informasjonen som danner grunnlaget for å foreta beslutninger for et helt felt. De ulike scenariene<sup>9</sup> for et felt evalueres, og danner dermed grunnlaget for informasjonen som videreføres for strategisk evaluering.

Uavhengig av hvilket nivå en beslutning foretas på er det viktig å ha et helhetlig syn på prosessene, og deres usikkerhetsmomenter, som vil være et resultat av denne beslutningen (Floris and Peersmann 2000, Macmillan 2000). Prosessene som normalt finner sted i oppstrøms olje- og gassindustri er illustrert i figur 5.2.

<sup>9</sup> Skillet mellom sensitivitets- og scenarioanalyse er ikke konsekvent i litteraturen. Scenarioanalyse vil i denne oppgaven defineres som en evaluering av diskrete og signifikant forskjellige alternativer, og sensitivitetsanalyse som en analyse innenfor hvert enkelt scenario. Dette gjelder for både usikre variabler og beslutningsvariabler. Valg av plattformtype eller tolkning av sedimentasjonsmiljø vil være eksempler på forskjellige scenarier. I hvilken grad det er kontinuitet gjennom et reservoar, eller hvor lang tid det tar å ferdigstille en brønn, studeres gjennom en sensitivitetsanalyse (Begg, Campbell, and Bratvold 2001).



Figur 5.2 Prosesser og usikkerhetsmomenter i oppstrøms olje- og gassindustri (Kilde: Macmillan)

En beslutningsanalyse, uavhengig av hvilket nivå (figur 5.2), danner grunnlaget for en beslutning, og bør derfor ta høyde for alle de påfølgende prosessene. En beslutningstaker kan i de fleste tilfeller velge kun et alternativ blant de flere alternativene som er tilgjengelige. Et valg som ikke blir lettere med tanke på det faktum av at konsekvensene som følger, er avhengige av hendelser som ikke kan forutses med sikkerhet. Nettopp derfor er analysen og kvantifiseringen av usikkerhet et av de viktigste elementene i en beslutningsanalyse. (Newendorp and Schuyler 2000, Tobin 1993).

Før vi går videre inn på hvordan usikkerhet kan kvantifiseres, skal vi se litt nærmere på definisjonen og tolkningen av usikkerhet og risiko.

## 5.2 Usikkerhet og risiko

*«There are almost as many definitions of risk and uncertainty as there are professionals working with the subject»*  
 –Terje Aven (2012)

Folk flest betrakter «usikkerhet» og «risiko» som synonyme, og bruker dem om hverandre i dagligtalen. I de akademiske miljøene er det delte meninger om hva som ligger i de to begrepene og det finnes et hav av teoretisk litteratur som forsøker å beskrive fenomenet. Dog finnes det liten eller ingen enighet blant teoretikerne om en felles definisjon for de to begrepene og tolkningen av disse (Aven 2009).

For å gi et bilde på denne spredningen i definisjoner og tolkninger som finnes i litteraturen, er tabell 5.7 tatt med som en illustrasjon på nettopp dette. Her er punkt 1-5 og 8 adoptert fra en studie utført av Lipshitz og Strauss (1997). Definisjonene og tolkningene er i denne studien hentet fra litteraturen om beslutningstaking i tidsrommet 1980 til 1990. Punkt 6, 7 og 9-12 er adoptert fra (Macmillan 2000), og er hentet fra samme litteratur. De fem resterende punktene, punkt 13-17, er hentet fra litteratur av nyere tid, og stammer fra teorien om beslutningstaking i oppstrøms olje- og gassindustri.

Tabell 5.1 Definisjoner og tolkning av risiko og usikkerhet

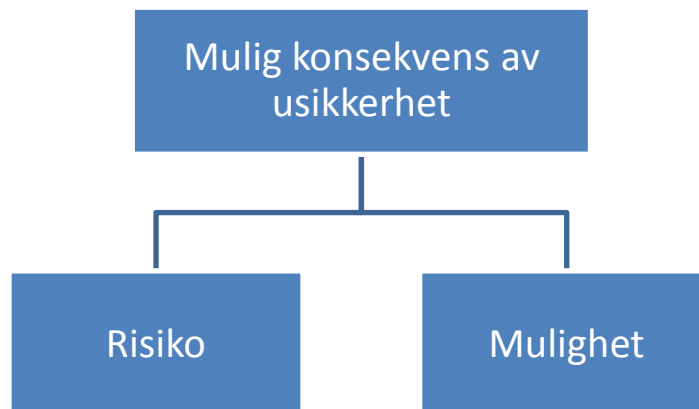
Forfatter	Betegnelse	Definisjon og tolkning av usikkerhet og risiko
1. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Uncertainty	A situation in which one has no knowledge about which of several states of nature has occurred or will occur.
2. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Uncertainty	A situation in which one knows only the probability of which several possible states of nature has occurred or will occur.
3. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Risk	Same as (1).
4. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Risk	Same as (2).
5. Humphreys and Berkley (1985)	Uncertainty	The inability to assert with certainty one or more of the following: (a) act-event sequences; (b) event-event sequences; (c) value of consequences; (d) appropriate decision process; (e) future preferences and actions; (f) one's ability to affect future events.
6. Lathrop and Watson (1982)	Risk	Potential for deleterious consequences.
7. Lathrop and Watson (1982)	Uncertainty	Lack of information available concerning what the impact of an event might be.
8. MacCrimmon and Wehrung (1986)	Uncertainty	Exposure to the chance of loss in a choice situation.
9. Harrison (1995)	Risk	A common state or condition in decision-making characterised by the possession of incomplete information regarding a probabilistic outcome.
10. Harrison (1995)	Uncertainty	An uncommon state of nature characterised by the absence of any information related to a desired outcome.

11. Holmes (1998)	Risk	A situation which refers to a state where the decision-maker has sufficient information to determine the probability of each outcome occurring.
12. Holmes (1998)	Uncertainty	A situation where the decision-maker can identify each possible outcome, but does not have the information necessary to determine the probabilities of each of the possibilities.
13. Murtha (1997)	Risk	A potential loss, and, more generally, loss or gain (i.e., a change in assets associated with some chance occurrences). To use the term analysis, we surely suggest that the risk is quantifiable. The risks in drilling a well include the direct costs of the rig and of other goods and services, the possibilities of unscheduled events and the assessment of their consequences, the possibility of failure (i.e., a dry hole, a missed target, or an unsuccessful completion), the range of possibilities of success, and the chance of a serious mishap. Risks associated with building a gas-fired electric-power generating plant include the forecasts of gas price (on the cost side) and electric price (on the revenue side) as well as capital and operating costs, downtime, and demand. Risk associated with estimating reserves for an exploration prospect includes estimation of the geological chance factors.
14. Bratvold and Begg (2010)	Uncertainty	Uncertainty means that a person does not know if a statement is true or false. It is a subjective aspect of our state of knowledge. Examples of uncertainty are statements about future events (e.g., the price of gas on a given future date) or current states of nature (e.g., original oil in place, for a given well or field). To quantify uncertainty, we must identify the possible states that the uncertain quantity may take and assign probabilities to those states. There is no single, "correct" uncertainty for a given event – the uncertainty represents the lack of knowledge of the person or people involved.
15. Bratvold and Begg (2010)	Risk	Risk is an undesirable consequence of uncertainty. It is "personal" to the decision maker, because he or she subjectively determines what is undesirable. If I own an oil well, uncertainty in the price of oil creates a risk that my well might become unprofitable. Risk is quantified by specifying the undesirable event and its probability of happening, such as "There is a 30% chance of a negative net present value.
16. Mian (2011)	Risk	Risk in general terms: is defined as the probability of occurrence of unfavorable outcomes.
17. Mian (2011)	Risk	In relation to project/investment evaluation, risk refers to the probabilities that the returns from a project may have alternative outcomes (multiple possible outcomes for each decision or action).

Da hovedfokuset i denne oppgave ikke dreier seg om å finne en korrekt definisjon for usikkerhet og risiko, vil dette temaet ikke bli videre drøftet. I denne oppgaven er definisjonen på usikkerhet og risiko adoptert fra Bratvold og Begg (2010), henholdsvis punkt 14 og 15 i tabell 5.1.

I følge Fevang (2001) brukes ofte *valg* eller *beslutning under usikkerhet* som begrep innenfor fagområdet for beslutningsanalyse. Dette i kontrast med Knight (1921) som satte et sterkt skille mellom risiko og usikkerhet, og som hevdet at risiko stod for en situasjon med målbar usikkerhet (sannsynlighet for utfallet er kjent), og usikkerhet for en situasjon med ikke-målbar usikkerhet (sannsynligheten for utfall er ikke kjent). Med utviklingen som har vært innenfor bruken av subjektiv sannsynlighet, er det ikke lenger hensiktsmessig å skille mellom risiko og usikkerhet (Fevang 2001). Dette er i samsvar med definisjonene som er adoptert i denne oppgaven, hvor det ikke settes et distinkt skille mellom usikkerhet og risiko, men risiko snarere beskrives som en konsekvens av usikkerhet.

Selv om fokuset ofte legges på risiko som den negative konsekvensen, er det imidlertid også viktig å ta høyde for muligheten, den positive konsekvensen av usikkerhet, når en beslutning skal foretas (figur 5.3).



Figur 5.3 Mulig konsekvens av usikkerhet; risiko og mulighet

En lav grad av usikkerhet vil nødvendigvis ikke høre sammen med en lav grad av risiko, og en høy grad av usikkerhet vil nødvendigvis ikke høre sammen med en høy grad av risiko (Aven 2009). Det er også mulig å ha en grad av usikkerhet, og ingen risiko. Hvis en rettferdig mynt kastes, står vi ovenfor en høy grad av usikkerhet; 50 prosent sjans for mynt og 50 prosent sjans for kron. Hvis det derimot ikke er et «veddemål» inne i bildet, er det heller ikke forbundet noen risiko til aktiviteten.

### 5.2.1 Usikkerhet i oppstrøms olje- og gassvirksomhet

Som nevnt er olje- og gassindustrien preget av en stor grad av usikkerhet. Hva det knyttes størst usikkerhet til varierer fra prosjekt til prosjekt, og hvilken fase prosjektet er inne i. Videre vil de største usikkerhetsmomentene som preger industrien bli presentert.

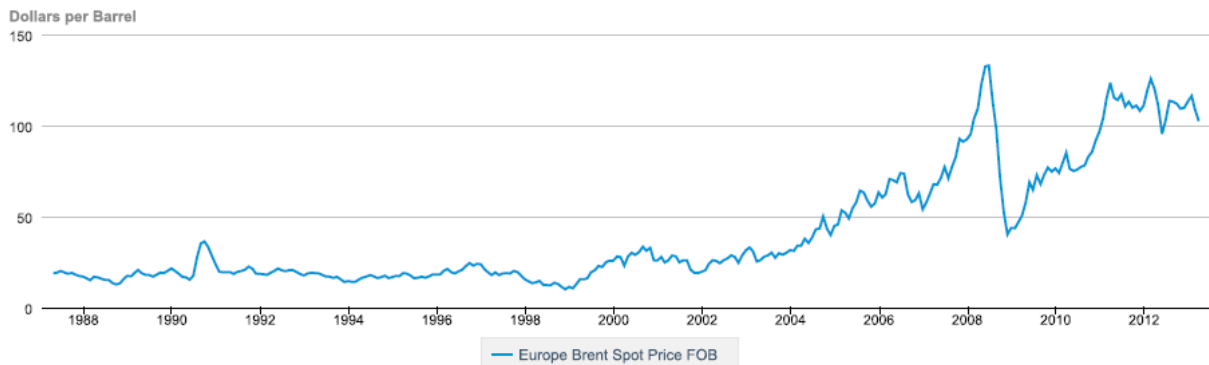
#### 5.2.1.1 Prisuusikkerhet

Prisen på petroleum er en av de desidert største usikkerhetsmomentene i et investeringsprosjekt. I følge (Begg and Smit 2007) kan prisen på råolje beskrives med følgende karakteristikker:

- Sterkt volatil (fluktuerende).
- Tilfeldige prishopp som kan karakteriseres som større enn «normale» fluktasjoner.



- Nesten normalfordelte på årlige stigninger, målt i prosent.
- Har en tendens til å falle tilbake på noe som kan karakteriseres som langsiktig middelverdi.



Figur 5.4 Europe Brent spotpris i fra mai 1987 til april 2013 etter dagens valuta (Kilde: EIA)

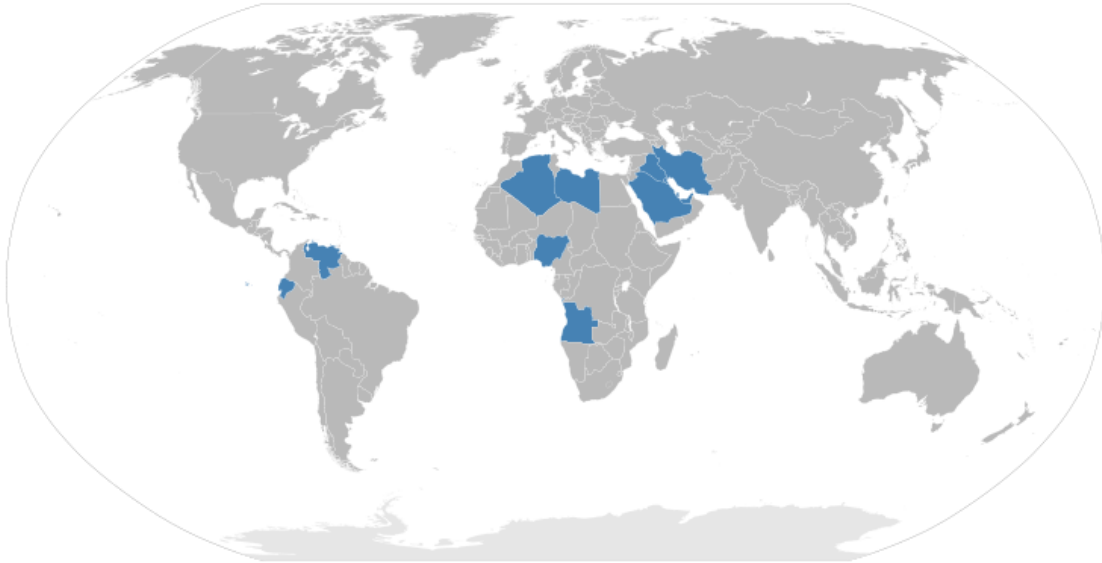
I figur 5.4 kommer de to første karakteristikene tydelig frem, da kanskje spesielt de siste 20 årene. Det er først og fremst tilbud og etterspørsel som bestemmer prisen på råolje, men opp gjennom historien er det flere eksempler på mekanismer som har blitt satt i verk i forsøk på å påvirke oljeprisen. Mekanismene har enten gått ut på å skape stabilitet, kontrollere eller frigjøre markedsmekanismene, eller å øke prisinnsynet i lukkede markeder.

Den kanskje største mekanismen, som fremdeles preger dagens marked, var grunnleggelsen av OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries), på norsk også omtalt som Organisasjonen av oljeeksporterende land. OPEC ble opprettet 14. september 1960 av landene Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabia og Venezuela, og har følgende agenda<sup>10</sup>:

*«The mission of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) is to coordinate and unify the petroleum policies of its Member Countries and ensure the stabilization of oil markets in order to secure an efficient, economic and regular supply of petroleum to consumers, a steady income to producers and a fair return on capital for those investing in the petroleum industry.»*

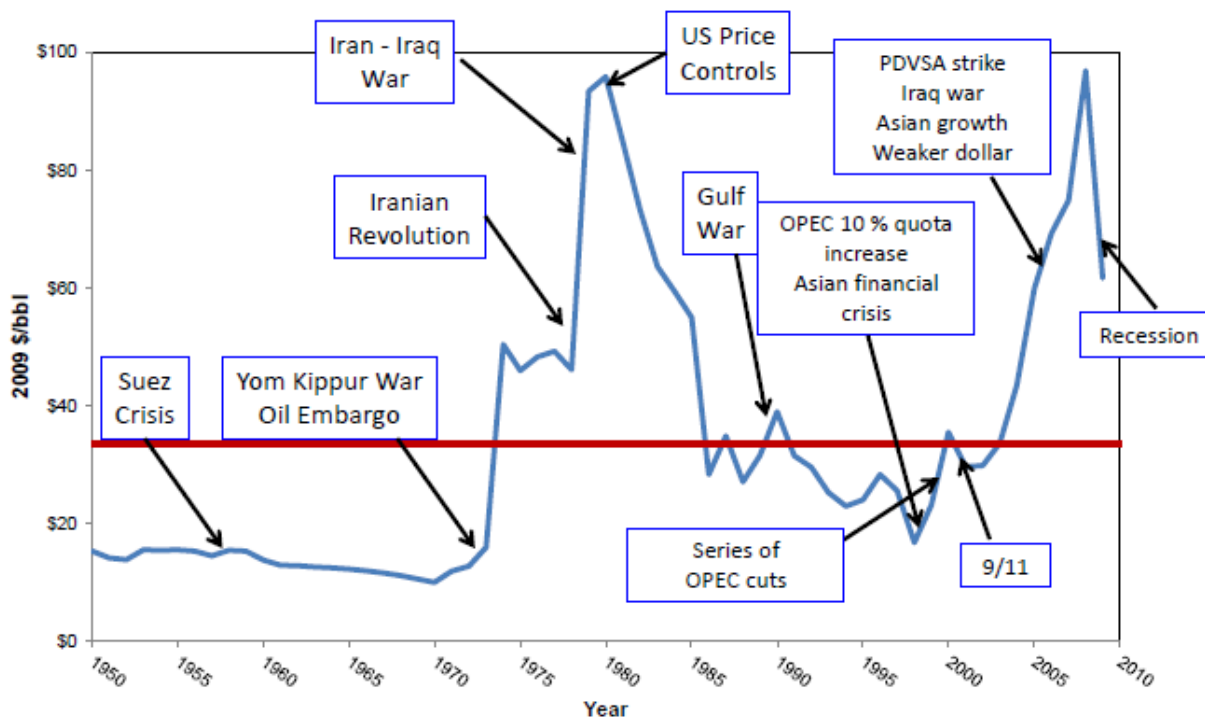
I dag består OPEC av 12 medlemsland (se figur 5.5 for geografisk lokalisering) og kontrollerer 72 prosent av verdens påviste petroleumsreserver (Statistical Review of World Energy 2012). Blant ikke-medlemmer regnes OPEC som et kartell som kun jobber for sin egen interesse (BBC News 2003).

<sup>10</sup> opec.org



Figur 5.5 Geografisk lokalisering av medlemslandene i OPEC (Kilde: Wikipedia)

Noen av OPECs forsøk på å kontrollere oljeprisen er sammen med andre historiske hendelser som også ser ut til å ha påvirket oljeprisen, direkte eller indirekte, illustrert i figur 5.6.



Figur 5.6 Historiske hendelser som har påvirket oljeprisen (Kilde: MPE580 2011)

Naturkatastrofer, krig, terrorisme og politiske spenninger er potensielle drivere som kan påvirke prisen på olje. Felles for dem alle er at de er svært vanskelige, eller umulige å forutse.

En mekanisme som er med på å fordele usikkerheten i oljeprisen, samtidig som den også fører til at den har blitt mer transparent, er futureskontrakter. En futureskontrakt er en kontrakt mellom to parter om kjøp og salg av et bestemt volum råolje, av en bestemt kvalitet, på en fastsatt dato i

fremtiden. Det er imidlertid ikke uvanlig at en futureskontrakt blir brutt, og dermed vil råoljen bli solgt flere ganger uten at den fysisk blir levert. På denne måten blir risikoen fordelt blant flere aktører i markedet. Det samme gjelder også for gass, men i motsetning til råoljen som selges på det globale markedet, selges ofte gassen i et mer lokalt marked.

På etterspørselssiden står verden ovenfor en stadig økende industrialisering og dermed en økende etterspørsel for energi. Det er forventet at etterspørselen etter olje og gass vil øke i årene som kommer, da spesielt i Kina og Asia. På samme tid er det forventet en økende verdensproduksjon av olje og gass, samt en økning i produksjon av andre typer energi i form av kjernekraft og bioenergi (BP Energy Outlook 2030 2013). En lav oljepris vil øke etterspørselen, noe som vil gi stigende oljepris, mens en høy oljepris vil gjøre det motsatte.

På bakgrunn av alle de ulike mekanismene som kan påvirke olje- og gassprisene, er det allment anerkjent at det er umulig å estimere fremtidige oljepriser, selv kun for korte perioder.

En annen usikkerhet som er knyttet opp mot omsetningen av olje og gass, er valutakursen. Brorparten av olje og gass som eksporteres ut av Norge omsettes i amerikanske dollar. Kontantstrømmen for salg av petroleum er med andre ord også sensitiv ovenfor endringen i valutakursen.

#### **5.2.1.2 Usikkerhet i reservene**

Usikkerheten knyttet til reservens volum er også å regne som et av de største usikkerhetsmomentene som påvirker lønnsomheten til et investeringsprosjekt. Reservoaret som på et tidlig stadium etter seismiske studier ser ut til å være kontinuerlig, kan i virkeligheten være oppstykket av forkastninger og andre mekanismer som begrenser fluidet i å strømme gjennom reservoarbergarten. Reservoarbergartens gjennomsnittlige permeabilitet spiller også en viktig rolle. En dårlig permeabilitet vil holde produksjonsraten nede og dermed også den positive kontantstrømmen nede.

I motsetning til usikkerheten i oljeprisen er det mulig å innhente informasjon om reservoaret, og usikkerheten vil gradvis reduseres etter hvert som prosjektet skrider frem. Hvor mye informasjon som skal hentes inn for å redusere usikkerheten er avhengig av organisasjonens preferanser til usikkerhet, samt en begrensning for når det ikke er økonomisk forsvarlig og/eller teknisk mulig å innhente ny informasjon. Selv om det er mulig å innhente informasjon vil usikkerheten i reserven være et av de største usikkerhetsmomentene i verdsettelsen av et prosjekt.

#### **5.2.1.3 Kostnadsusikkerhet**

Størrelsen og tidspunktet for når en kostnad gjør seg gjeldene er forbundet med usikkerhet. Tidlig på 1990 tallet var den norske olje- og gassindustrien preget av et så høyt kostnadsnivå at nye utviklingsprosjekter ikke ble satt i gang. Det ble da, gjennom NORSOK-prosjektet<sup>11</sup>, satt i gang tiltak for å redusere kostnadene og gjennomføringstiden. Mye av ressursene ble lagt ned i å redusere gjennomføringstiden slik at produksjonen, og dermed den positive kontantstrømmen, skulle komme så tidlig som mulig i prosjektet. Det førte imidlertid til at deler av utbyggingen ble satt i gang for tidlig, og endringer på bakgrunn av ny informasjon førte til en stor økning i usikkerheten rundt kostnadsestimeringen. Denne usikkerheten er i dag noe redusert som følge av kontrakter hvor

---

<sup>11</sup> NORSOK - Norsk sokkels konkurranseposisjon.

risikoen for overskridelser er delt mellom utbygger og entreprenørselskapene (Emhjellen, Emhjellen, and Osmundsen 2001).

Kostnadsusikkerheten er forbundet med teknologien som benyttes. Ny teknologi er ofte forbundet med en større grad av kostnadsusikkerhet, det samme er spesiallagde komponenter. Dersom det er mulig kan bruken av teknologi som er godt etablert i markedet være med på å redusere kostnadsusikkerheten. En ytterligere reduksjon kan oppnås ved å benytte «hyllevarer», det vil si komponenter som er masseprodusert.

Den lange ledetiden som oppstrøms olje- og gassindustri preges av, vil imidlertid alltid være med på å øke usikkerheten knyttet til fremtidige kostnader. Høye olje- og gasspriser fører til økt aktivitet i næringen som igjen øker prisene på varer og tjenester relatert til industrien, og vice versa.

#### **5.2.1.4 Usikkerhet i teknologi**

Det vil alltid være knyttet en viss usikkerhet til teknologien som benyttes, og da spesielt i anvendelsen av ny og banebrytende teknologi. For å opprettholde produksjonen på norsk kontinentalsokkel er operatørselskapene tvunget til å ta i bruk ny teknologi i alle fasene av et prosjekt, fra leting til utbygging og produksjon. Et eksempel på dette er Aasta Hansteen-utbyggingen beskrevet som «*et av de mest teknologisk krevende og kostbare prosjektene noen sinne*» (Ree 2013). Dypere vann, hardere klima og komplekse reservoarer er noen av faktorene som krever ny teknologi. Dette er for øvrig ikke et fenomen spesielt for norsk kontinentalsokkel. I store deler av verden blir stadig nye og mer teknisk krevende områder gjenstand for leting og produksjon.

Usikkerheten knyttet til teknologi er først og fremst om den vil fungere, men også om teknologien blir utviklet tidsnok til å bli tatt i bruk.

#### **5.2.1.5 Usikkerhet knyttet til tidsaspektet**

Den lange ledetiden som industrien preges av gjør estimeringen av fremtidige kontantstrømmer ekstra krevende og dermed er usikkerheten forbundet med dem stor. I tillegg er det knyttet usikkerhet opp mot gjennomføringstiden av ulike aktiviteter. De fleste grunnleggende aktivitetene som foretas i forbindelse med utbyggingen av et felt, er store og ikke minst komplekse. Dersom én aktivitet overskrider sin gitte tidsramme kan det få enorme konsekvenser. Sleping og installasjon av en offshoreplattform kan for eksempel kun foretas et par måneder i sommerhalvåret. Dersom plattformen ikke blir klar i tide, kan hele prosjektet bli utsatt med et år. En slik utsettelse kan føre til at et tilsynelatende lønnsomt prosjekt ender opp med å bli et tapsprosjekt.

#### **5.2.1.6 Andre usikkerhetsmomenter**

Andre usikkerhetsmomenter kan være skatter og avgifter, og endring av lovverk og reguleringer på nasjonalt og internasjonalt nivå.

### **5.3 Kvantifisering av usikkerhet – usikkerhetsanalyse**

Det er mye usikkerhet forbundet med olje- og gassindustrien, både når det kommer til å beskrive naturlige fenomener, som for eksempel vannmetningen i en bergart, og det å predikere fremtidige hendelser og deres størrelser, som for eksempel produksjonsraten til en brønn og den påfølgende kontantstrømmen. Det vil med andre ord si at en hendelse eller størrelse som er et resultat av vår tolkning, per definisjon, må være usikker. Dette så lenge tolkningen ikke baserer seg 100 prosent på virkeligheten, noe som i de fleste tilfeller nettopp *ikke* er tilfelle. For å hjelpe oss å kunne beskrive

denne usikkerheten kan vi ta i bruk reglene for sannsynlighet. En av de viktigste aspektene ved å foreta en beslutningsanalyse, er nettopp det å kunne ta høyde for og beskrive usikkerheten som er tilstede ved bruk av sannsynlighet (Bratvold and Begg 2010).

Videre skal vi se litt på teorien som ligger bak, og hvordan det er mulig å kvantifisere usikkerheten som er forbundet med en beslutningsvariabel.

### 5.3.1 Usikre variabler

Den sanne verdien for de fleste variablene som benyttes i evalueringen av for eksempel et nytt felt, stammer i fra en deterministisk, fysisk prosess. Årsaken, det kausale bildet bak den fysiske prosessen, kan være meget kompleks eller helt ukjent. Det resulterer i at en slik variabel må behandles stokastisk. Vi beskriver for eksempel utfallet av et kast med en rettfærdig terning som en tilfeldig prosess, og setter sannsynligheten for hvert utfall som  $1/6$ . Dette til tross for at selve kastet er et resultat av en kjede fysiske prosesser som alle er deterministiske. Selv om det i enkelte tilfeller er mulig å modellere de fysiske prosessene, som for eksempel til denne terningen, er dette for de aller fleste tilfeller ikke mulig i olje- og gassindustrien. Det skyldes at de fleste prosessene rett og slett er ukjente, for komplekse, eller at ressursene som må til for å finne dem ikke vil kunne forsvares økonomisk (Aven 2009).

#### 5.3.1.1 Kontinuerlig eller diskret

Det er normalt å skille mellom kontinuerlige og diskrete variabler. En kontinuerlig variabel kan ta alle verdier i et intervall, og forklares ofte som en måling. Gjenvinningsfaktoren i et gitt reservoar kan for eksempel variere mellom 30 og 60 prosent. Alle verdier i dette intervallet er mulig, det vil med andre ord si at det er uendelig mange utfall. Andre eksempler på kontinuerlige variabler kan være:

- Gjenvinningsfaktor
- Reserver
- Porøsiteten til en bergart
- Vannmetning i et reservoar
- Raten til en brønn
- Alle økonomiske variabler

Andre variabler er diskrete, som for eksempel antallet prøveboringer som må til før en petroleumforekomst påvises. En diskret variabel kan også være en variabel som ikke har noen naturlig anordning, som for eksempel type avsetningsmiljø. Andre eksempler på diskrete variabler kan være:

- Antall brønner som må til for å kunne tømme et reservoar
- Antall produserende soner som er knyttet til en brønn
- Hendelse som inntreffer eller ikke
- Booleske operatorer (0,1)

I tillegg må alle variabler som på en eller annen måte er avhengig av en usikker variabel også anses som en usikker variabel.

### 5.3.2 Implementering av sannsynlighet

Sannsynlighetsteori kan benyttes for å kvantifisere (tallfeste) omfanget av vår kunnskap om en usikker parameter eller hendelse, ofte beskrevet som en subjektiv sannsynlighet. Sannsynlighet er

subjektiv og refererer til vår personlige grad av kunnskap, eventuell mangel på kunnskap. Med bakgrunn i dette finnes det derfor ikke en «sann» sannsynlighet så lenge hendelsen ikke har funnet sted (Aven 2010), men da er det heller ikke noe behov for å fastsette en sannsynlighet. I sannsynlighetsteorien blir ofte subjektiv sannsynlighet omtalt som «the Bayesian perspective» (Aven 2009).

Dette synet er i kontrast til sannsynlighetskonseptet som tar for seg en hendelse som har funnet sted en rekke ganger, og som vi mener å ha observert utfallet av med rimelig nøyaktighet. Når en slik hendelse er observert nok ganger, aller helst uendelig mange ganger, får vi en sannsynlighet som i sannsynlighetsteorien ofte betegnes som en «relative frequency probability». Denne sannsynligheten vil da kunne svare til vår grad av kunnskap om den aktuelle hendelsen, så lenge vi ikke har noen annen informasjon enn utfallet som fant sted etter å ha repetert denne spesifikke hendelsen et gitt antall ganger.

Denne tolkningen av sannsynlighet som «relative frequency probability» representerer, er imidlertid omstridt. I følge Terje Aven (2009) er problemet med denne måten å tenke på at i søken etter den nøyaktige spesifisering av en underliggende korrekt sannsynlighet, er det også et behov for eksperimentelle repetisjoner. Analysen tar for gitt at vi kan skape en stor populasjon av lignende hendelser, som det for eksempel kan være å kaste en tegnestift, eller å bore en brønn. I det første tilfellet er det i praksis nær sagt umulig, og det siste eksempelet taler for seg selv. Konklusjonen blir dermed at det i virkeligheten ikke finnes en sann «objektiv» sannsynlighet, med unntak av spillteori, hvor alle mekanismene er kjent (Purvis 2003).

Selv om historiske data alene ikke kan beskrive sannsynlighet, betyr det ikke at historiske data ikke skal tas i betraktning. Under det «the Bayesian perspective», er sannsynligheten for et utfall gitt av all informasjonen denne personen sitter inne med om den aktuelle hendelsen. Denne informasjonen kan gjerne inneholde historiske observasjoner av en lignende hendelse kombinert med annen erfaring. Da informasjonen som hver enkelt har tilgjengelig til en hver tid vil forandre seg, vil også fastsettelsen av vår personlige tolkning av sannsynligheten kunne endre seg etter hvert som mer informasjon blir tilgjengelig. Ved bruk av det bayesiske teorem og formel 5.1 i en stokastisk modell kan den nye informasjonen bidra med å oppdatere sannsynligheten (Aven 2010). Vi skal ikke gå nærmere inn på dette, men viser til (Walpole et al. 2012) for videre informasjon om bayesisk oppdatering. Se også (Vose 2008) og (Bratvold and Begg 2010) for anvendelse innenfor olje- og gassindustrien.

$$P(A|B) = \frac{P(B|A)*P(B)}{P(A)}$$

Formel 5.1

Hvor:

$P(A|B)$  = Sannsynligheten for hendelse A gitt at hendelse B har inntruffet

$P(B|A)$  = Sannsynligheten for hendelse B gitt at hendelse A har inntruffet

$P(B)$  = Sannsynligheten for hendelse B

$P(A)$  = Sannsynligheten for hendelse A

Selv om fastsettelsen av en sannsynlighet er subjektiv, må den følge reglene for sannsynlighet og fastsettelsen må være konsistent (Bratvold and Begg 2010). Hvis en person på bakgrunn av sin kunnskap om et fenomen fastsetter sannsynligheten for at en tegnestift som kastes vil lande med

spissen opp til å være  $p = 70$  prosent, må det være konsistent med sannsynligheten for at denne hendelsen ikke inntreffer er  $1-p$ , det vil si 30 prosent.

### 5.3.3 Sannsynlighetsmodeller

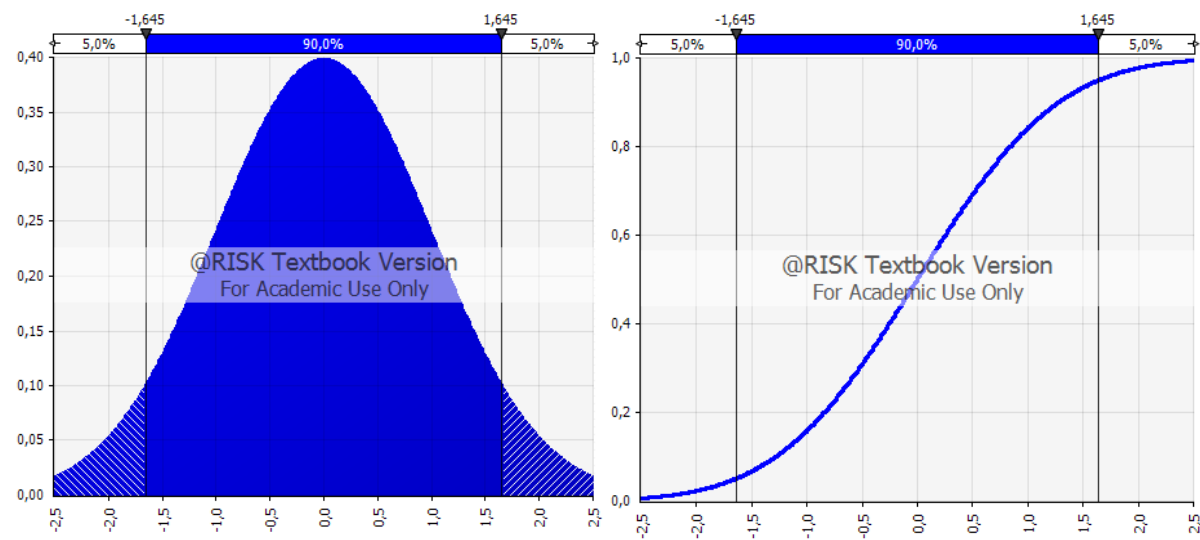
I de foregående avsnittene har vi i all hovedsak diskutert hvordan det er mulig å kvantifisere en usikkerhet ved å fastsette en sannsynlighet til utfallet av en hendelse. Når vi står ovenfor en beslutning, kan det i de fleste tilfeller være hensiktsmessig å identifisere alle mulige utfall og deres respektive sannsynlighet. En beskrivelse av et sett med utfall og deres respektive sannsynlighet, betegnes ofte som en sannsynlighetsdistribusjon eller sannsynlighetsfordeling. En sannsynlighetsfordeling representerer dermed mønster av fordelingen av sannsynligheter for alle mulige hendelser. Fordelingen kan benyttes til å bestemme sannsynligheten for forekomsten av alle mulige utfall. Variabelen som beskrives av mønsteret til sannsynlighetsfordelingen, betegnes ofte som en tilfeldig eller stokastisk variabel.

#### 5.3.3.1 Kontinuerlig eller diskret

På lik linje med at det er vanlig å skille mellom kontinuerlige og diskrete variabler, er det også normalt å skille mellom kontinuerlige og diskrete sannsynlighetsfordelinger.

##### 5.3.3.1.1 Kontinuerlig sannsynlighetsfordeling

En kontinuerlig sannsynlighetsfordeling består av tilfeldige variabler som kan ta enhver verdi i det gitte intervallet, og betegnes ofte som en kontinuerlig tilfeldig variabel. En tilfeldig variabel er en variabel som tilordnes en verdi etter utfallet av et tilfeldig forsøk. I figur 5.7 er den kontinuerlig sannsynlighetsfordelings tetthetsfunksjon representert til venstre, og tilsvarende kumulative funksjonen til høyre.



Figur 5.7 Kontinuerlig sannsynlighetsfordeling

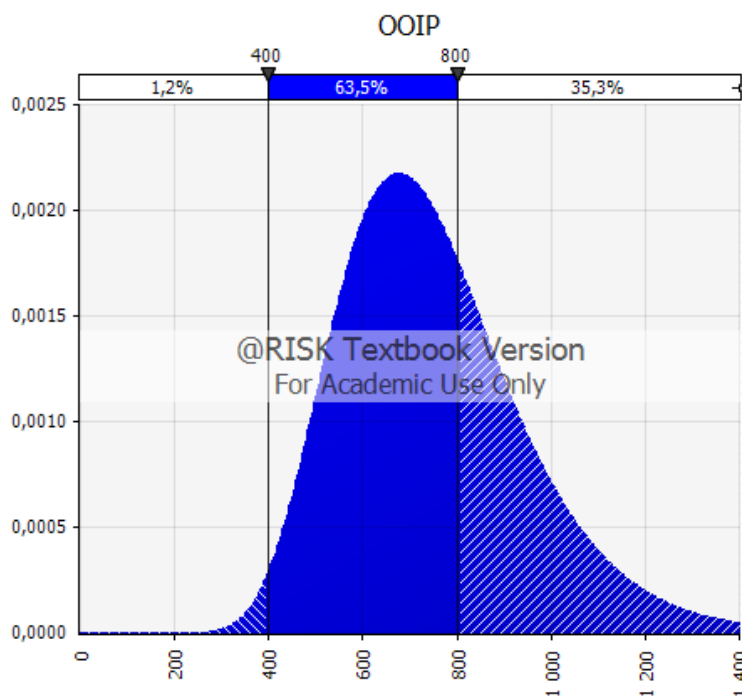
Eksempler på fenomener som kan beskrives med en kontinuerlig sannsynlighetsfordeling kan være:

- Opprinnelig tilstedeværende petroleumsreserver
- Reserve
- Porøsitet
- Vannmetning
- Mengden boreslam som må til for å bore en brønn

- Tiden det tar å gjennomføre en aktivitet
- Priser på råvarer og andre økonomiske variabler som NPV, OPEX, CAPEX

Det er ikke hensiktsmessig å operere med en sannsynlighet forbundet med hvert enkelt punkt på en distribusjon, da denne sannsynligheten per definisjon er ikke-eksisterende og med andre ord lik null (Walpole et al. 2012). Det vil si at sannsynligheten for at OOIP i figur 5.8 er lik 400 fat er null.

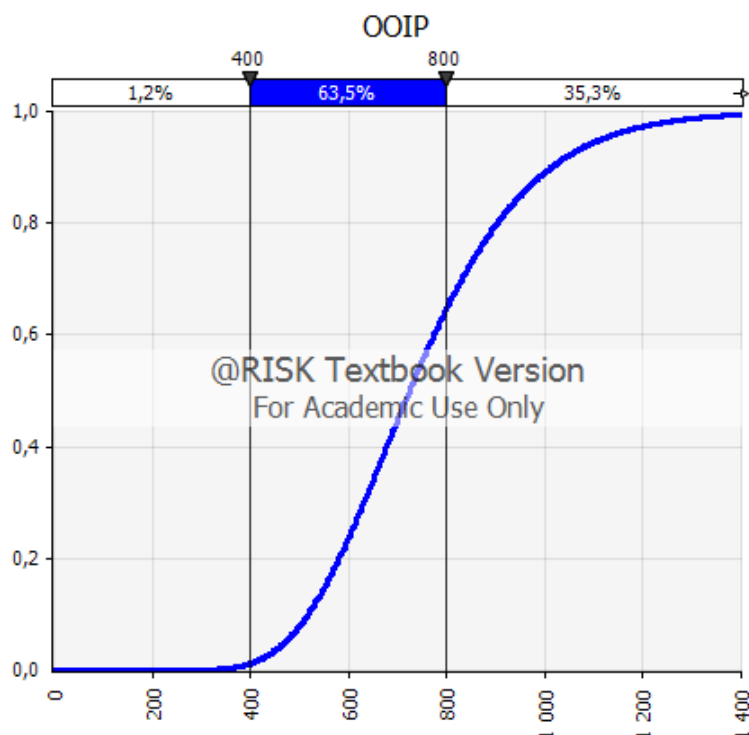
Sannsynligheten for at en tilfeldig kontinuerlig variabel  $X$  tar en verdi i et gitt intervall  $P(a < X \leq b)$  er gitt som det korresponderende arealet under sannsynlighetsfordelingens tetthetsfunksjon («probability density function», PDF),  $f(x)$  (Walpole et al. 2012). Intervallet betegnes ofte som et konfidensintervall. Et eksempel på dette er representert i figur 5.8 hvor det er 63,5 prosent sannsynlighet for at opprinnelig tilstedeværende volum olje (OOIP) i et gitt reservoar vil ligge i intervallet  $(400 < OOIP \leq 800)$  millioner fat. Ut i fra samme figur kommer det også frem at det er 33,5 prosent sannsynlighet for at OOIP vil kunne ligge i intervallet  $(800 < OOIP \leq 1400)$ , i tillegg til at det er 1,2 prosent sannsynlighet for at OOIP vil være mindre enn 400 millioner fat. Arealet under PDF-kurven vil alltid summeres opp til 1, som tilsvarer et 100 prosent intervall, hvor alle mulige utfall er innlemmet i intervallet. I den forbindelse er det verdt å legge merke til at arealet under PDF-kurven i figur 5.8 ikke summerer opp til 1. Det skyldes at intervallet  $(1400 < OOIP \leq \infty)$  millioner fat er utelatt med en sannsynlighet på 1,8 prosent. Pilen oppe i figurens høyre hjørne gir en indikasjon på nettopp det.



Figur 5.8 Sannsynlighetsdistribusjon for OOIP i millioner fat

Hvis tetthetsfunksjonen  $f(x)$  integreres over et gitt intervall, får vi den kumulative fordelingsfunksjonen («cumulative distribution function», CDF),  $F(x)$ . Skalaen på y-aksen går da fra å representere sannsynlighetstettheten som i figur 5.8, til å representere den kumulative sannsynligheten som illustrert i figur 5.9.





Figur 5.9 Kumulativ sannsynlighetsdistribusjon for OOIP i millioner fat

CDF-kurven indikerer sannsynligheten for at et utfall av  $X$  vil være mindre eller lik en spesifisert verdi av  $X$ , og korresponderer dermed med arealet til venstre for  $X$  under PDF-kurven. Ut i fra figur 5.9 kommer det blant annet frem at sannsynligheten for at OOIP ligger i intervallet  $(400 < OOIP \leq 800)$  millioner fat er 63.5 prosent.

Eksempler på kontinuerlige sannsynlighetsdistribusjoner som kan benyttes til å beskrive variabler i olje- og gassindustrien kan være, men er ikke begrenset til:

- Normal
- Lognormal
- Beta
- Triangulær
- Uniform

Videre i denne oppgaven vil sannsynlighetsfordelingens PDF og CDF ofte presenteres i en og samme figur. Da vil sannsynlighetstettheten representeres på figurens venstre side, og den kumulative sannsynligheten på figurens høyre side.

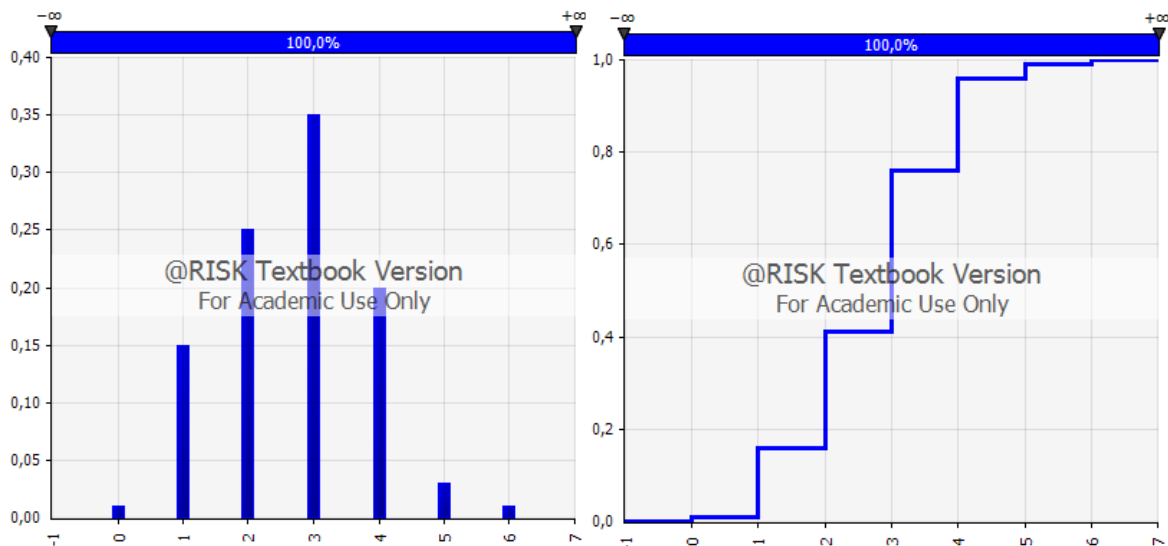
#### 5.3.3.1.2 Diskret sannsynlighetsfordeling

Enhver hendelse som kun kan ta et begrenset antall utfall kan karakteriseres med en diskret sannsynlighetsfordeling. Eksempler på dette kan være:

- Antall brønner som må til for å kunne tømme et reservoar
- Antall produserende soner som er knyttet til en brønn
- Hendelse som inntreffer eller ikke
- Boolske operatører (0,1)

- Antall personer som må til for å gjennomføre en gitt aktivitet
- Antall timer, dager og så videre som må til for å gjennomføre en gitt aktivitet

Nedenfor er en diskret sannsynlighetsfordeling representert av den binominale sannsynlighetsfordeling, med den kumulative tetthetsfunksjonen til høyre (figur 5.10).



Figur 5.10 Diskret sannsynlighetsfordeling

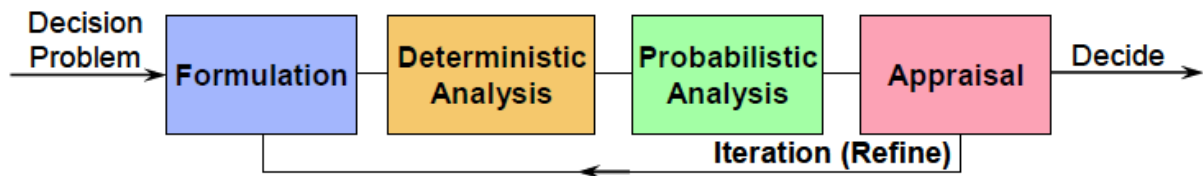
En diskret sannsynlighetsfordeling illustrerer mulige utfall for en usikker hendelse sammen med deres respektive sannsynlighet på y-aksen (venstre halvdel, figur 5.10). En diskret sannsynlighetsfordeling kan også representeres av en kumulativ funksjon (høyre halvdel, figur 5.10). Den kumulative funksjonen gir sannsynligheten for at et usikkert antall  $X$  tar en verdi mindre eller lik en spesifisert verdi,  $P(X \leq a)$ . Av figuren ser vi at sannsynligheten for at  $(X \leq 2)$  er 41 prosent. Summen under den kumulative tetthetsfunksjonen kan på lik linje med den kontinuerlige kumulative tetthetsfunksjonen ikke være større en 1, noe som tilsvarer 100 prosent sannsynlighet.

Eksempler på diskrete sannsynlighetsdistribusjoner som kan benyttes til å beskrive variabler i olje- og gassindustrien kan være, men er ikke begrenset til:

- Binominal
- Multibinominal
- Hypergeometrisk
- Poisson

## 5.4 Modell for beslutningsanalyse

Det finnes en rekke modeller som beskriver syklusen for en beslutningsanalyse (Karakaya 2012). Modellen for beslutningsanalyse benyttet i denne oppgaven er adoptert fra Bickel og Bratvold (2007) som igjen bygger på R. A. Howards (1988) modell, og består av fire hovedfaser. Denne modellen er illustrert i figur 5.11.



Figur 5.11 Syklisk modell for beslutningsanalyse under usikkerhet (Kilde: Bickel)

#### 5.4.1 Formulering

I første omgang må beslutningsproblemet formuleres, alternativer identifiseres og usikkerheten til variablene vurderes, eventuelt grovt kvantifiseres. Denne fasen setter rammene for de resterende fasene, og er i så måte den viktigste fasen i syklusen.

#### 5.4.2 Deterministisk analyse

I denne fasen skal usikkerheten til de ulike variablene grovt identifiseres gjennom en sensitivitetsanalyse. Den deterministiske sensitivitetsanalysen danner grunnlaget for hvilke parametere som bør få mest oppmerksomhet gjennom den probabilistiske analysen.

#### 5.4.3 Stokastisk analyse

Variablene som ble identifisert gjennom den deterministiske analysen, skal i denne fasen beskrives med tanke på usikkerheten som er forbundet med hver enkelt av dem gjennom en sannsynlighetsdistribusjon. Eventuell avhengighet mellom variablene skal også inkluderes i denne fasen.

#### 5.4.4 Vurdering

Variablene som etter den probabilistiske analysen er identifisert til å ha størst innflytelse på en eventuell beslutning, tas i denne fasen opp til vurdering. Spørsmålet som stilles er: «*Er det mulig å innhente mer informasjon slik at usikkerheten til en variabel kan reduseres?*» Dersom svaret er «*ja*» gjennomføres en ny syklus. Når det ikke er teknisk mulig og/eller økonomisk forsvarlig å innhente mer informasjon om de aktuelle variablene, er beslutningsanalysen ferdigstilt.

Dette er kun en grov beskrivelse av de ulike fasene i en beslutningsanalyse. En mer utfyllende beskrivelse, og da spesielt av fase tre, stokastisk analyse, vil bli gjennomgått i kapittel 6.



## 6 Monte Carlo simulering – stokastisk analyse

«All models are wrong – some are useful»

– George Edward Pelham Box (1987)

Simuleringsteknikken som kan benyttes til å evaluere de ulike aspektene av et prosjekt er kanskje bedre kjent som risiko- og/eller usikkerhetsanalyse. Allerede i 1964 publiserte David B. Hertz en artikkel om hvordan denne teknikken kunne benyttes under beslutningsanalyse. Artikkelen som ble publisert har i de etterfølgende årene blitt en «Harvard Business Review reprint»-klassiker og starter som følger:

*«Of all the decisions that business executives must make, none is more challenging — and none has received more attention — than choosing among alternative capital investment opportunities. What makes this kind of decision so demanding, of course, is not the problem of projecting return on investment under any given set of assumptions. The difficulty is in the assumptions and in their impact. Each assumption involves its own degree — often a high degree — of uncertainty; and, taken together, these combined uncertainties can multiply into a total uncertainty of critical proportions. This is where the element of risk enters, and it is in the evaluation of risk that the executive has been able to get little help from currently available tools and techniques.»* (Hertz 1964)

En sentral utfordring innenfor beslutningsanalyse er å fastsette usikkerheten i beslutningsvariablene som benyttes til å vurdere de ulike beslutningsalternativene (Bratvold and Begg 2010). Eksempler på slike beslutningsvariabler kan være netto nåverdi og tilgjengelige reserver. Ytterst sjeldent er vi i stand til å direkte fastsette usikkerheten i beslutningsvariablene. For å kunne fastsette usikkerheten i beslutningsvariablene, kan vi benytte en stokastisk modell som er bygget opp av parametere vi er i stand til å beskrive usikkerheten til, gjennom sannsynlighetsfordelinger. Eksempler på slike parametere kan være:

- Geologiske og reservoar tekniske parametere
- Råvarepriser
- Kostnader
- Tidsforbruk

Når vi er i stand til å beskrive usikkerheten til disse parameterne kvantitativt, kan Monte Carlo simulering benyttes til å videreføre (videreforplante) denne usikkerheten fra alle forklaringsvariablene i den stokastiske modellen, og dermed beskrive usikkerheten til beslutningsvariablene gjennom en sannsynlighetsfordeling.

I 1975 ble det publisert to bøker som tok for seg anvendelsen av Monte Carlo simulering i evaluering innenfor petroleumsøkonomien (Hooper 2001), og opp gjennom årene har det blitt publisert en rekke bøker og artikler som har vært spesielt rettet mot olje- og gassindustrien. Problemet var imidlertid at programmene som ble benyttet var spesiallagde for bestemte formål (og dermed begrenset innenfor visse bruksområder), og bruken av programmene krevde derfor mye datakunnskap. Dette var kunnskap de fleste selskapene internt ikke hadde tilgjengelig. I tillegg krevde simuleringen store mengder datakraft, noe som på den tiden var en mangelvare. Ikke før på begynnelsen av 1990-tallet, da Monte Carlo-programtillegg ble tilgjengelig for standard regneark og datakraften var tilstrekkelig, ble teknikken tilgjengelig for de fleste selskapene (Hooper 2001).

## 6.1 Anvendelse av Monte Carlo simulering i olje- og gassindustrien

Monte Carlo simulering er i dag mye benyttet i olje- og gassindustrien, da spesielt innenfor de geologiske- og reservoartekniske disiplinene, men også innen for andre ingeniørdisipliner som engeneering og planlegging. Et søk på «stochastic reservoir modeling» i SPEs OnePetro<sup>12</sup> database gir rett i underkant av 4 000 treff (3920 treff, 6. juni 2013). Fra de første artiklene dukket opp på 1960-tallet, har antallet artikler nærmest økt eksponentielt frem til i dag. Dette er en indikasjon på at metoden er veletablert i industrien (Schulze, Walker, and Burkholder 2012).

I følge en studie utført av Macmillan (2000) på olje- og gasselskaper som opererer i den engelske sektoren av Nordsjøen, svarer 82.5 prosent at de bruker Monte Carlo simulering til reservoar evaluering, men bare 7.5 prosent benytter den samme teknikken til økonomi- og prosjektevaluering. Det indikerer at de som ikke benytter metoden mener at de er helt sikre på alle reservoarparametere, råvarepriser, kostnader og så videre (Simpson et al. 2000). Gjennom en studie utført på vegne av Oljedirektoratet (NPD), er tilsvarende resultater også påvist for selskapene som opererer på norsk kontinentalsokkel (Jonkman et al. 2002).

I de siste årene har faktorer som nedgangen i funn av nye petroleumsressurser, økende marginalkostnader, og økende produksjon på verdensbasis (som for eksempel gjennom ukonvensjonell utvinning av olje og gass) fremhevet temaet rundt usikkerhet. Som nevnt innledningsvis, er det som et resultat av dette en gryende erkjennelse for at det er nødvendig med en bedre forståelse, analyse og håndtering av usikkerhet i forbindelse med beslutningsanalyse. På tross av dette har industriens praksis innenfor beslutningsanalyse de siste tiårene, likevel ikke fulgt utviklingen som har vært innenfor teorien på det aktuelle området (Mudford and Kuch 2003, Jonkman et al. 2002, Simpson et al. 2000, Macmillan 2000) med flere.

De aller fleste selskapene som i dag benytter seg av stokastisk reservoarmodellering, bryter sannsynlighetsfordelingen ned i deterministiske verdier som for eksempel, middelveier (P50, «mean» og så videre) og andre kvantiler (P10, P90 og så videre), som så videreføres i de økonomiske beregningene. Det samme er tilfellet for andre variabler som kostnader og råvarepriser, men det er ikke så utbredt da disse variablene i all hovedsak håndteres deterministisk gjennom hele prosjektet. Denne praksisen er sterkt kritisert i litteraturen (Bratvold and Begg 2010, Emhjellen, Emhjellen, and Osmundsen 2001, Murtha 1997) med flere. Praksisen resulterer i at usikkerheten som var kvantifisert på et tidlig stadium i prosjektet, ikke blir tatt vare på gjennom de økonomiske vurderingene og dermed ikke videreført til beslutningstakerne. I tillegg er praksisen med å summere og multiplisere slike verdier i strid med sannsynlighetsteorien, og i beste fall en vid tolkning av sentralgrenseteoremet (Emhjellen, Emhjellen, and Osmundsen 2001, Murtha 1997).

Når sannsynlighetsfordelingene brytes ned i deterministiske verdier, går beslutningstakerne glipp av verdifull informasjon som kunne ha ført til en bedre vurdering. Uten denne integreringen er det også vanskelig å identifisere betydningen av de ulike usikkerhetsmomentene. Hvordan sammenligne usikkerheten i feltstørrelsen med usikkerheten i kapitalkostnader eller produksjonsraten? På hvilke områder kan det investeres ytterligere midler for å redusere usikkerheten? Dette er spørsmål som en enkelt kan få innblikk i ved at det gjennomgående, i hele prosjektets livssyklus, utføres en stokastisk sensitivetsanalyse.

---

<sup>12</sup> onepetro.org

Usikkerheten knyttet til beslutningsvariablene av interesse bør i følge Bratvold og Begg (2010) estimeres slik at det er mulig å:

- I. Kalkulere sannsynlighetsfordelingen og dermed kvantilene til en beslutningsvariabel for å besvare spørsmål som:
  - Hva er sannsynligheten for en negativ netto nåverdi?
  - Hva er sannsynligheten for at opprinnelig oljereserve er større eller mindre enn et gitt volum?
  - Hva er sannsynligheten for at produksjonsstart blir utsatt med mer enn et gitt antall måneder?
- II. Kalkulere den reelle forventede verdien (gjennomsnittsverdien, «mean») av modellens resultat, da spesielt for ikke-lineære modeller, hvor det å legge sammen de ulike invariablenes gjennomsnittsverdi ikke gir modellens gjennomsnittsverdi (Emhjellen, Emhjellen, and Osmundsen 2001, Murtha 1997).
- III. Gjennomføre en fullstendig analyse av beslutningsvariabelens sensitivitet til usikkerheten i modellens forklaringsvariabler. En fullstendig stokastisk sensitivitetsanalyse lar alle variablene i modellen endre seg samtidig på bakgrunn av deres sannsynlighetsdistribusjon, og muliggjør implementering av avhengigheten mellom dem på en enkel måte. Dette i kontrast til en deterministisk sensitivitetsanalyse (kapittel 4.3.1.3), som kun tar for seg én variabel om gangen.

## 6.2 Prosedyre og gjennomføring av Monte Carlo simulering

Gjennom et eksempel skal vi nå se på hvordan Monte Carlo simulering kan benyttes til å identifisere og beskrive usikkerheten som er forbundet med reserven for et gitt reservoar, samt hvilke inndata/forklaringsvariabler som har størst signifikant påvirkning på reservens estimerte sannsynlighetsfordeling. Gjennom dette eksempelet vil andre fordeler som kan dras nytte av, i tillegg til maskineriet som ligger bak, bli identifisert og presentert.

### 6.2.1 Bygge modell

Første steget mot å gjennomføre en Monte Carlo simulering er å bygge opp en modell som beskriver beslutningsvariabelen som skal undersøkes. I dette eksempelet er det reservene til et rent oljereservoar som beregnes etter standard tank modell, formel 3.2. I tillegg er også variabelen «net gross» tatt med. Denne variabelen angir hvor stor del av formasjonstykkelsen som har en porøsitet som tillater strømming. I første omgang er dette en standard deterministisk modell, illustrert i figur 6.1.

### Variabel

Porøsitet	phi	fraksjon	0,17
Vannmetning	Swr	fraksjon	0,20
Formasjonstykkelse	h	ft	328,00
Net gros	NG	fraksjon	0,75
Areal	A	acres	2 000,00
Utvinningsfaktor	R	fraksjon	0,33
Oljeformasjonsfaktor	Boi	resb/stb	1,17
Omreiningsfaktor	-	-	7,758

Reserve	145	Mstb
---------	-----	------

Figur 6.1 Deterministisk analysemodell for reserven

### 6.2.2 Kvantifisere usikkerheten

Neste steg består i å konvertere den deterministiske modellen til en stokastisk modell. Dette gjøres ved å beskrive usikkerheten i forklaringsvariablene i form av en sannsynlighetsdistribusjon. Hver enkelt parameter blir gjennomgått, og sannsynlighetsdistribusjonen blir fastsatt på grunnlag av kunnskapen som er tilgjengelig på nåværende tidspunkt. Valg av sannsynlighetsfordeling og tilhørende parametere er illustrert i figur 6.2.

Variabel		Sannsynlighetsfordeling	Kommentar		
Porøsitet	phi	Normal	mean=0.17 STD=0.03	fraksjon	0,17
Vannmetning	Swr	Triangulær	minimum=0.15, mest sannsynlig=0.20, maks=0.25	fraksjon	0,20
Formasjonstykkelse	h	Normal	mean=328, STD=30	ft	328,00
Net gros	NG	Uniform	minimum=0.7, maksimum=0.8	fraksjon	0,75
Areal	A	Lognormal	mean=2000, STD=340	acres	2 000,00
Utvinningsfaktor	R	Uniform	minimum=0.25, maks=0.4	fraksjon	0,33
Oljeformasjonsfaktor	Boi	Triangulær	minimum=1.10, mest sannsynlig=1,15 maksimum=1.25	resb/stb	1,17
Omreiningsfaktor	-	-	-	-	7,758

Reserve	145	Mstb
---------	-----	------

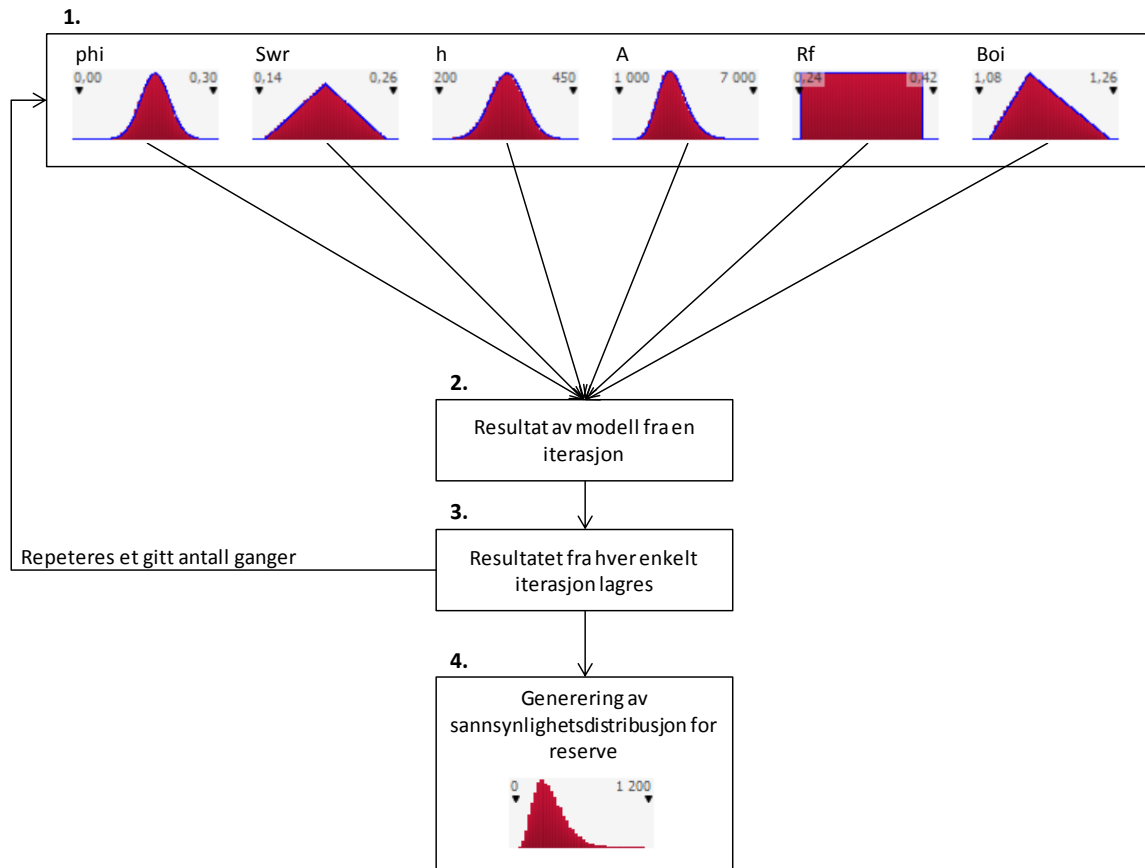
$$\text{Reserve} = \frac{A * h * NG * \phi * (1 - S_{wr})}{B_{oi}} * R$$

Figur 6.2 Stokastisk analysemodell for reserven

### 6.2.3 Gjennomføre simuleringen

Når alle parameterne i modellen med sine respektive sannsynlighetsfordelinger er beskrevet, er neste steg selve Monte Carlo simuleringen. Prosedyren for denne simuleringen er illustrert i figur 6.3 og beskrives videre under illustrasjonen.



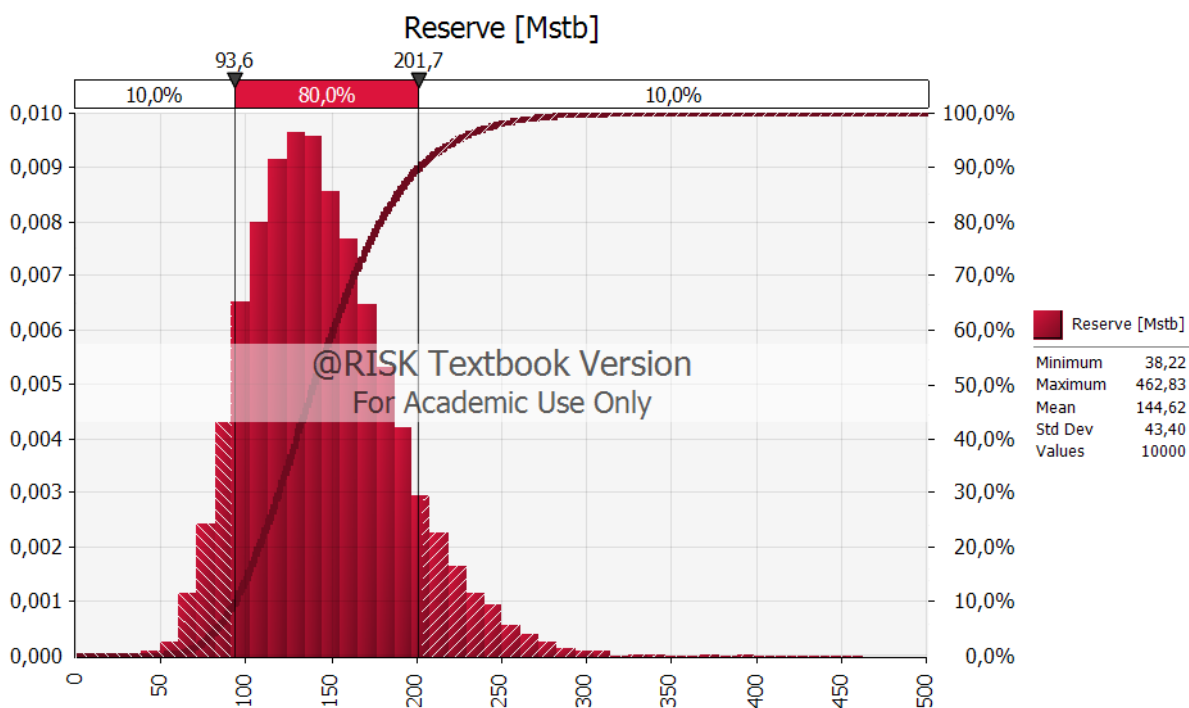


Figur 6.3 Illustrasjon av prosedyre for en Monte Carlo simulering

1. En tilfeldig variabel trekkes ut fra hver enkelt av forklaringsvariablenes sannsynlighetsfordeling.
2. De tilfeldig utvalgte variablene blir brukt til å kalkulere et utfall av modellen. Det vil si et utfall av beslutningsvariablen.
3. Modellens utfall lagres. En iterasjon er nå gjennomført. Punkt 1 til 3 utføres et gitt antall ganger. Kvaliteten på beslutningsvariablenes sannsynlighetsfordeling øker proporsjonalt med antall iterasjoner (Murtha 2008).
4. Resultatet av alle iterasjonene benyttes til å bygge et histogram av beslutningsvariablen. Histogrammet blir så normalisert, slik at statistiske parametere som gjennomsnitt, varians og forskjellige prosentiler kan beregnes.

Ved å gjennomføre en Monte Carlo simulering med 10 000 iterasjoner på den stokastiske analysemodellen (figur 6.2), blir usikkerheten fra forklaringsvariablene kvantitativt beskrevet for reserven (figur 6.4)<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> stb («stock tank barrel») = fat ved standard betingelser (15 °C og 101.325 kPaA)



Figur 6.4 Eksempel på utfall av Monte Carlo simulering

#### 6.2.4 Tolke utfallet av simuleringen

Mulige utfall spenner seg i fra et minimum på 38.22 millioner fat til et maksimum på 462.83 millioner fat, med en forventningsverdi på 144.62 millioner fat. Ved å studere den kumulative distribusjonen finner vi følgende data i form av kvantiler:

- 10 % sannsynlighet for at reserven er mindre enn 93,6 millioner fat
- 90 % sannsynlighet for at reserven er mindre enn 201,7 millioner fat

Som er ekvivalent med følgende:

- 90 % sannsynlighet for at reserven er større enn 93,6 millioner fat
- 10 % sannsynlighet for at reserven er større enn 201,7 millioner fat

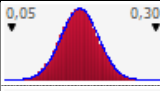
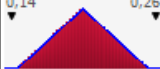
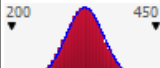




Det er 80 prosent sannsynlighet for at reserven skal være i intervallet ( $93.6 < reserve \leq 201.7$ ) millioner fat.

For å verifisere resultatet av Monte Carlo simuleringen kan det være nødvendig å sjekke resultatet av distribusjonene som de tilfeldige variablene er trukket ut i fra. Resultatet fra modellen er illustrert i figur 6.5, og viser ingen tegn til unormale verdier. Det er også mulig å sjekke utfallet til alle iterasjonene.

## @RISK Input Results

Performed By: Joakim Molven

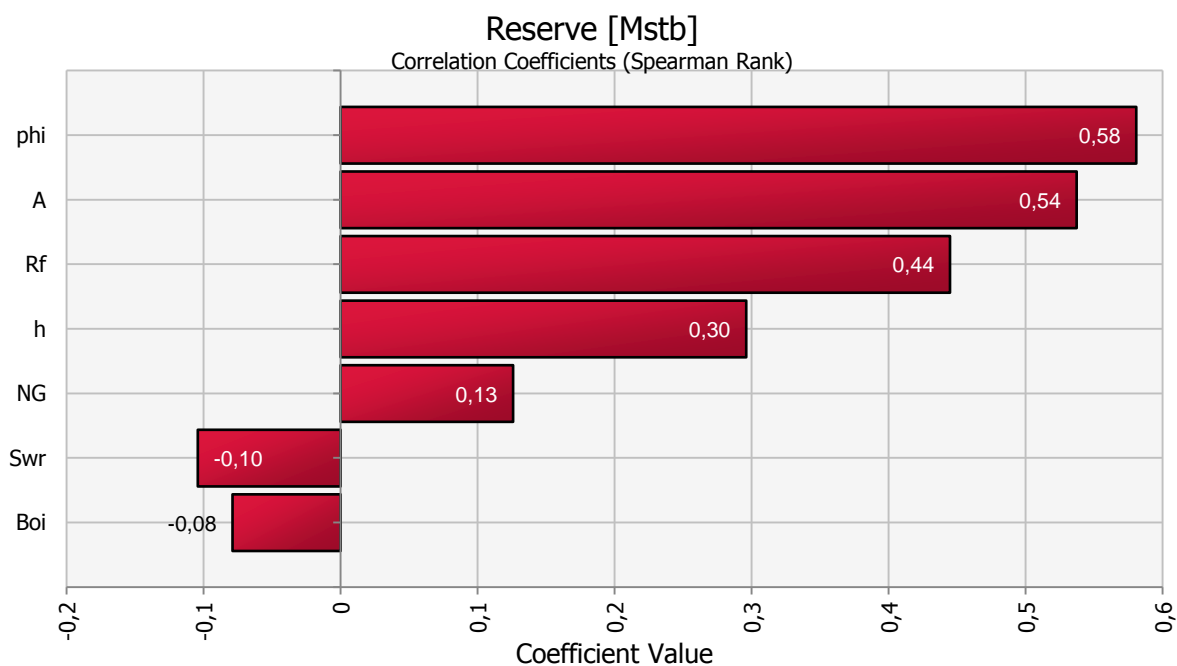
Date: 6. mai 2013 12:05:47

Name	Cell	Graph	Min	Mean	Max
'Reell modell!\phi	G3		0,05	0,17	0,28
'Reell modell!\Swr	G4		0,15	0,20	0,25
'Reell modell!\h	G5		211,62	328,00	440,42
NG	G6		0,70	0,75	0,80
'Reell modell!\A	G7		1 052,38	2 000,00	3 932,97
'Reell modell!\Rf	G8		0,25	0,33	0,40
'Reell modell!\Boi	G9		1,10	1,17	1,25

Figur 6.5 Resultatet av de tilfeldige variablene som er brukt i Monte Carlo simuleringen

### 6.2.5 Stokastisk sensitivetsanalyse

Når en klassisk sensitivetsanalyse utføres på en standard deterministisk modell, varieres en parameter av gangen, mens de andre holdes konstant. Under en Monte Carlo simulering varieres alle variablene samtidig. Denne prosedyren bidrar med å gi et mer realistisk bilde på usikkerheten til beslutningsvariabelen. Graden av usikkerhet som hver enkelt variabel bidrar med til beslutningsvariabelen, i dette tilfellet reserven, kvantifiseres ved å beregne korrelasjonskoeffisienten til hver enkelt variabel. Hver enkelt variabel vil da endres etter den respektive sannsynlighetsfordelingen, og ikke i gitte forhåndsbestemte steg som under en standard deterministisk sensitivetsanalyse. Resultatet av en stokastisk sensitivetsanalyse presenteres som regel gjennom en tornadograf og standardiserte korrelasjonskoeffisienter, ofte betegnet som «Sperman Rank»-korrelasjonskoeffisienter, som gjør det mulig å sammenligne dem. Denne typen korrelasjonskoeffisienter er nærmere beskrevet i kapittel 6.3. I motsetning til deterministisk sensitivetsanalyse, identifiserer denne formen for sensitivetsanalyse hvilke variabler beslutningsvariabelen er mest sensitiv for, og dermed hvilke variabler som bidrar mest til usikkerheten i beslutningsvariabelen (Bratvold and Begg 2010). For mer teori rundt deterministisk og stokastisk sensitivetsanalyse anbefales (Mudford and Kuch 2003) og (Clemen and Reilly 1996).



**Figur 6.6** Resultat av stokastisk sensitivetsanalyse

Som det kommer frem av figur 6.6, er reserven positivt korrelert med porøsiteten (phi), arealet (A), utvinningsfaktoren (Rf), høyden på reservoaret (h) og brutto sand (NG) i synkende rekkefølge. Vannmetningen (Swr) og volumformasjonsfaktoren (Boi) har en svak negativ korrelasjonseffekt på reserven.

### 6.3 Monte Carlo simulering med avhengighet

En av nøkkelkomponentene i en Monte Carlo simulering er implementering av sammenhengen mellom de ulike variablene (Mudford and Kuch 2003). Til nå har vi antatt at alle variablene er uavhengige av hverandre. Vi har med andre ord antatt at når en tilfeldig variabel trekkes fra en sannsynlighetsfordeling, er det helt uavhengig av hvilke tilfeldige variabler som trekkes fra de andre sannsynlighetsfordelingene i modellen. I virkeligheten hører total uavhengighet mellom variablene heller til sjeldenhetene. I olje- og gassindustrien finnes det en rekke eksempler på avhengighet mellom ulike variabler fra geologiske parametere, gjennom reservoartekniske parametere og videre opp gjennom kjeden (Bratvold and Begg 2010, Mudford and Kuch 2003, Murtha 1997):

- Det er ofte en sammenheng mellom et felts utbredelse og reservoarets tykkelse. Større felt har ofte en tykkere hydrokarbonkolonne og et større dreneringsområde.
- Porøsitet og vannmetning henger ofte sammen. Formasjoner med høy porøsitet kan ha en lavere vannmetning og dermed en høyere hydrokarbonmetning, men den motsatte kombinasjonen kan også forekomme.
- Porøsitet og permeabilitet henger ofte sammen. En sone med høy permeabilitet kan skyldes en sone med høy porøsitet, men kan også skyldes fluidets viskositet.
- Oljens tetthet er avhengig av oljens viskositet.
- Produksjonen fra et reservoar som støttes av vanninjeksjon kan ha en sammenheng med volumet av vann som injiseres.
- Rigggraten kan være avhengig av olje- og gassprisene.

Det understrekes at dette kun er eksempler på avhengighet mellom variabler, noe som betyr at det ikke trenger å være tilfelle i enhver situasjon. Avhengigheten, og ikke minst graden av avhengighet, varierer for eksempel veldig mellom forskjellige geologiske variabler. Avhengigheten mellom parameterne er forskjellig fra reservoar til reservoarer da de er et resultat av flere underliggende mekanismer (Murtha 2008).

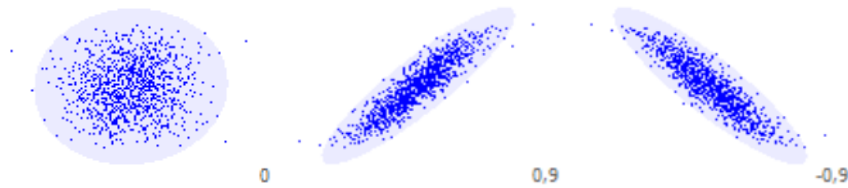
Avhengigheten mellom variabler utelates ofte når en deterministisk analysemodell eller et beslutningstre benyttes. Årsaken til dette er først og fremst at det ikke er like enkelt å implementere avhengigheten i denne typen modeller (Mudford and Kuch 2003). Implementering av avhengighet mellom variablene i en analysemodell, er i følge Bratvold og Begg (2010) viktig av to årsaker:

- i. Ved å ignorere avhengigheten kan urealistiske kombinasjoner av variabler føre til feil i modellen. En viktig regel innenfor usikkerhets- og risiko og mulighetsanalyse tilsier at alle utfallene som simuleres i en analysemodell skal være realistiske. Hvis det for eksempel skulle vise seg å være en sterk positiv korrelasjon mellom to parametere, vil det tilsi at en høy verdi av den ene variabelen ofte henger sammen med en høy verdi av den andre variabelen, og vice versa.
- ii. Avhengigheten mellom variablene i en modell, positiv eller negativ, påvirker sannsynlighetsdistribusjonen til beslutningsvariabelen, variabelen som den stokastiske modellen simulerer sannsynlighetsdistribusjonen til. Positiv avhengighet tenderer til å gjøre distribusjonen bredere, og negativ avhengighet tenderer til å snevre inn distribusjonen. Dette er synonymt med henholdsvis å øke og redusere sannsynlighetsdistribusjonens standardavvik.

I tillegg spiller implementeringen av avhengighet mellom ulike variabler i en modell en sentral rolle når det kommer til den endelige sensitivitetsanalysen (Mudford and Kuch 2003).

Det finnes flere metoder tilgjengelig for å implementere avhengighet i en simuleringsmodell. Blant de vanligste er «rank order»-korrelasjon og «bounding box»-metoden også omtalt som «bounding envelope»-metoden (Mian 2011, Murtha 2008). For implementering av avhengighet i Palisades @Risk™ benyttes «rank order»-korrelasjon. En «rank order»-korrelasjonskoeffisient tilsvarer en vanlig korrelasjonskoeffisient, men utfallene i distribusjonen er rangert. Rangeringen erstatter rådataene som distribusjonen består av, slik at det blir mulig å sammenligne utfallet av de ulike korrelasjonskoeffisientene. Korrelasjonskoeffisientene som benyttes til å beskrive korrelasjonen mellom to variabler i en modell, betegnes ofte som «Spermans korrelasjonskoeffisient» (Murtha 2008). Korrelasjonskoeffisienten er definert mellom minus én og én (-1 og 1). Null tilsvarer ingen korrelasjon, det vil si total uavhengighet mellom variablene. Én tilsvarer perfekt positiv korrelasjon, og minus én tilsvarer perfekt negativ korrelasjon.

I analysemodellen som ble benyttet til å simulere sannsynlighetsfordelingen til reserven, var alle variablene antatt å være uavhengige. La oss nå anta at reservoaringeniørene har påvist en sterk positiv korrelasjon på 0.9 mellom porøsiteten ( $\phi$ ) og vannmetningen ( $S_{wr}$ ). Dette er illustrert i figur 6.7 hvor punktdiagrammet til venstre illustrerer situasjonen hvor det *ikke* var noen sammenheng mellom de to parameterne. I midten av samme figur illustrerer spredningsdiagrammet situasjonen vi nå står ovenfor med en sterk positiv korrelasjon på 0.9 mellom porøsitet og vannmetning. Til sammenligning er en sterk negativ korrelasjon på -0.9 representert helt til høyre i samme figur.



Figur 6.7 Spredningsdiagram for to variable med korrelasjonskoeffisient 0.0, 0.9 og -0.9

Korrelasjonen implementeres i modellen gjennom en korrelasjonsmatrise som illustrert i figur 6.8. Nå vil en tilfeldig variabel trukket fra porøsitetens normalfordeling resultere i en tilsvarende høy verdi fra vannmetningens triangulærfordeling, og vice versa.

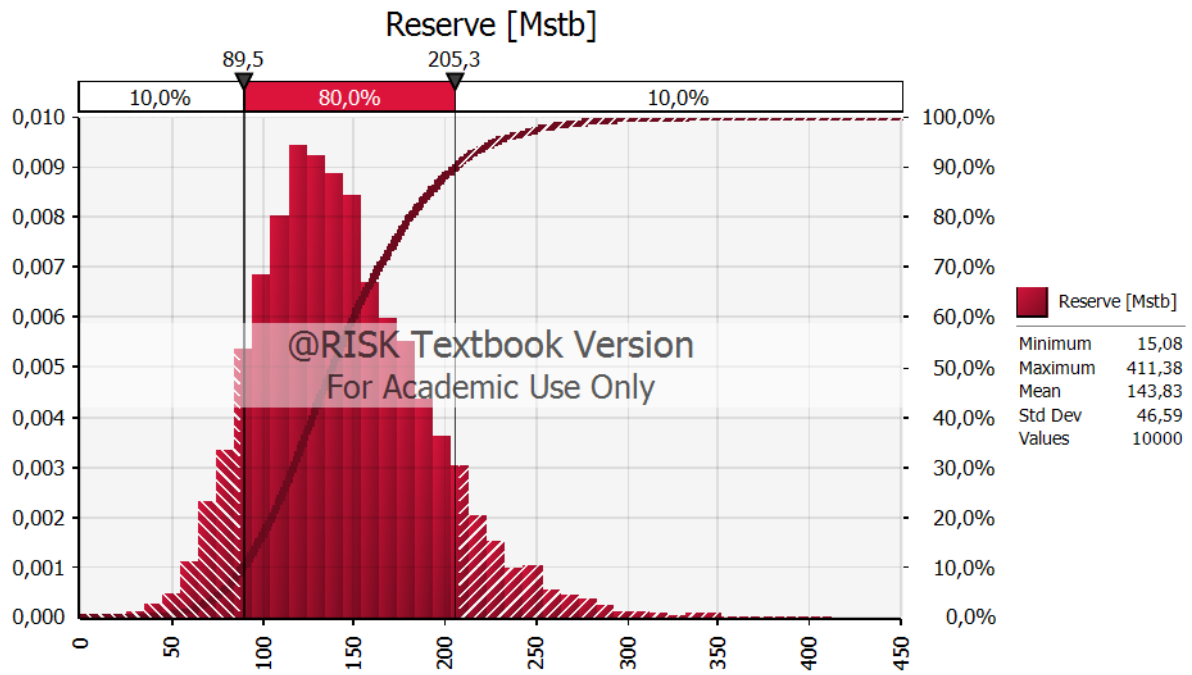
	phi	Swr
phi	1	0,9
Swr	0,9	1

Variabel		Sannsynlighetsfordeling	Kommentar		
Porøsitet	phi	Normal	mean=0.17 STD=0.03	fraksjon	0,17
Vannmetning	Swr	Triangulær	minimum=0.15, mest sannsynlig=0.20, maks=0.25	fraksjon	0,20
Formasjonstykkelse	h	Normal	mean=328, STD=30	ft	328,00
Net gros	NG	Uniform	minimum=0.7, maksimum=0.8	fraksjon	0,75
Areal	A	Lognormal	mean=2000, STD=340	acres	2 000,00
Utvinningsfaktor	R	Uniform	minimum=0.25, maks=0.4	fraksjon	0,33
Oljeformasjonsfaktor	Boi	Triangulær	minimum=1.10, mest sannsynlig=1,15 maksimum=1.25	resb/stb	1,17
Omreiningfaktor	-	-	-	-	7,758

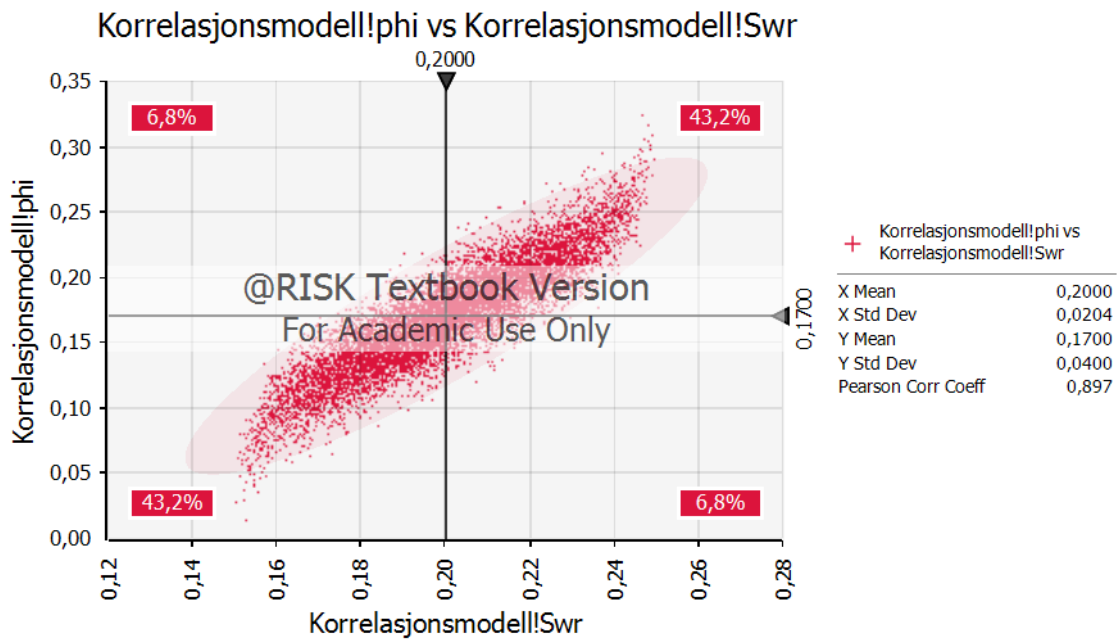
Reserve	145	Mstb
---------	-----	------

Figur 6.8 Stokastisk modell for reserve med sterk positiv korrelasjon mellom porøsitet og vannmetning

Ved å gjennomføre en Monte Carlo simulering på denne modellen kan vi få et sammenligningsgrunnlag. Resultatet av denne simuleringens sannsynlighetsfordeling og tilsvarende kumulative distribusjon, er illustrert i figur 6.9. I tillegg er det endelige spredningsdiagrammet som representerer korrelasjonen mellom de to parameterne illustrert i figur 6.10. Vi kan ut i fra den sistnevnte illustrasjonen se spredningen i verdiene på aksene, og den reelle korrelasjonskoeffisienten på 0.897 som ble benyttet under simuleringen.



Figur 6.9 Resultat av simulering etter implementering av korrelasjon mellom porøsitet og vannmetning



Figur 6.10 Endelig spredningsdiagram for korrelasjonen mellom porøsitet og vannmetning

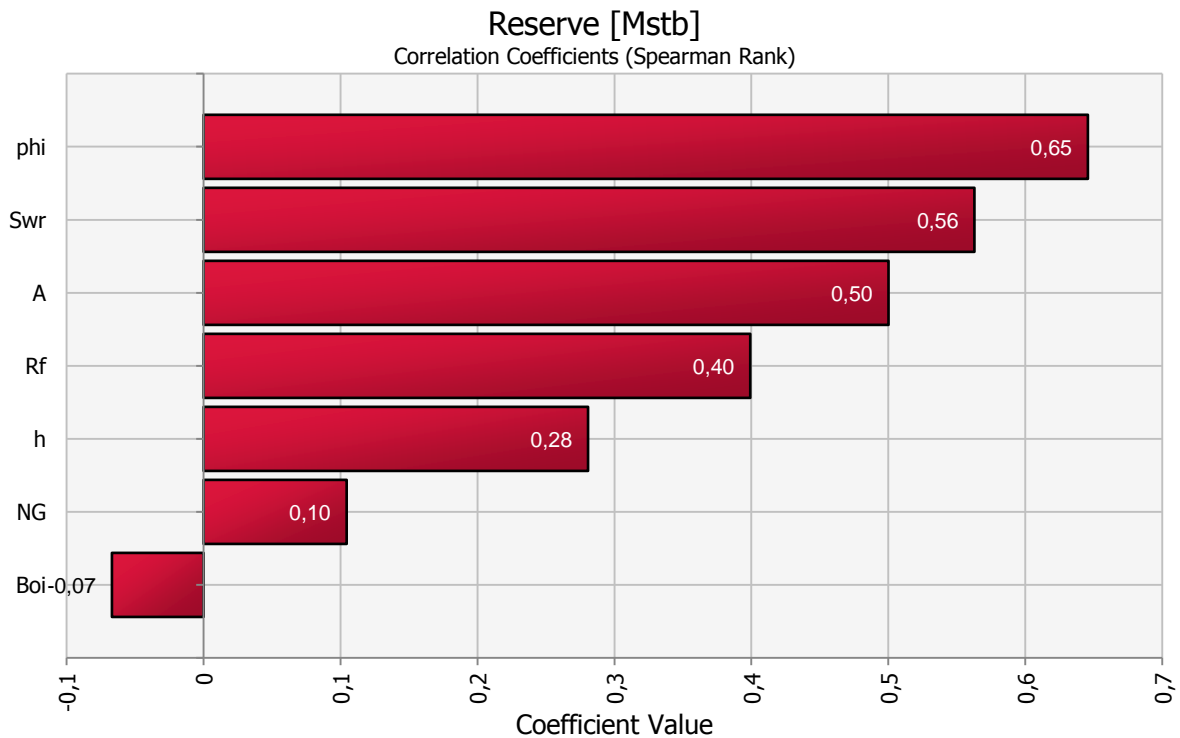
Tabell 6.1 viser en sammenligning av resultatet når Monte Carlo simuleringen er gjennomført, med og uten korrelasjon, alle tall oppgitt i millioner fat.

Tabell 6.1 Sammenligning av resultat fra simulering av reserve, med og uten korrelasjon

	Minimum	Maksimum	Forventningsverdi	Std. Dev.	10 %	90 %
<b>Uten korrelasjon</b>	38.22	462.83	144.62	43.40	93.6	201.7
<b>Med korrelasjon</b>	15.08	411.38	143.83	46.59	89.5	205.3

Som et resultat av implementeringen av korrelasjonen kan vi nå se at det er 10 prosent sannsynlighet for at reserven skal være mindre enn 89.5 mot tidligere 93.6 millioner fat, og at det er 90 prosent sannsynlighet for at reserven skal være mindre enn 205.3 mot tidligere 201.7 millioner fat. Intervallet har med andre ord økt med 7.7 millioner fat, fra 108.1 til 115.8 millioner fat. Gjennomsnittsverdien er tilnærmet lik, men standardavviket har økt med 3.19 millioner fat. Dette er som forventet, da en positiv korrelasjon mellom forklaringsvariablene tenderer til å øke usikkerheten i beslutningsvariabelens sannsynlighetsfordeling. Den virkelige effekten av å implementere sammenhengen får vi imidlertid erfare ved å studere sensitivitetsanalysen.

Som tidligere nevnt spiller implementeringen av avhengigheten en sentral rolle når det kommer til den endelige sensitivitetsanalysen. Resultatet av sensitivitetsanalysen for den stokastiske analysemodellen som tar høyde for avhengigheten, er illustrert i figur 6.11.



Figur 6.11 Resultat av sensitivitetsanalyse etter implementering av avhengighet

Sensitivitetsanalysen som forklarer hvilke variabler som bidrar med mest usikkerhet til beslutningsvariabelen har endret seg drastisk. Porøsiteten (phi) representerer fremdeles det største usikkerhetsmomentet, men vannmetningen (Swr) som tidligere stod for en ubetydelig del, har rykket opp på andre plass, og står nå for en betydelig del av usikkerheten.



På et tidlig stadium kan denne informasjonen benyttes til å få et innblikk i hvilke variabler som bidrar mest med usikkerheten. Ved å beregne verdien av å innhente ny informasjon («value of information», Vol) og verdien av fleksibilitet («value of information», VoF) vil det vise seg om det er økonomisk forsvarlig å redusere usikkerheten i de ulike variablene. For ytterligere informasjon og beregning av Vol og VoF, anbefales (Bickel 2012, Bratvold and Begg 2010, Arild, Lohne, and Bratvold 2008, Vose 2008).

## 6.4 Fordeler og begrensninger ved bruk av Monte Carlo simulering

Vi har nå gjennom et eksempel sett noen av fordelene ved det å konvertere en deterministisk analysemodell til en stokastisk analysemodell. I dette delkapittelet er de viktigste fordelene, begrensningene og utfordringene ved å bruke en stokastisk analysemodell, og gjennomføre en Monte Carlo simulering, samlet opp og presentert.

### 6.4.1 Fordeler ved bruk av Monte Carlo simulering

- Den første og kanskje viktigste fordel med denne metoden er at den gir muligheten til å beskrive usikkerheten til en parameter gjennom en rekke verdier eller en sannsynlighetsfordeling, fremfor å bruke en diskret gjennomsnittlig verdi eller en forventningsverdi. Når fordelingen til beslutningsvariabelen blir generert gjennom Monte Carlo simuleringen gir det verdifull informasjon til beslutningstakerne om hvilke mulige verdier, for eksempel netto nåverdi, kan ta, gitt usikkerheten som er implementert i modellen (Jonkman et al. 2002, Macmillan 2000). Beslutningstakeren kan da danne seg et bilde av den totale usikkerheten som er forbundet med beslutningsvariabelen.
- Beslutningsvariabelens sannsynlighetsfordeling behøver ikke å approksimeres, da denne metoden ikke er avhengig av å bruke teoretiske sannsynlighetsfordelinger. Kontinuerlige fordelinger behøver heller ikke å bli approksimert ned til diskrete fordelinger. (Wolff 2010b, Bratvold and Begg 2010, Purvis 2003). Dette temaet er nærmere diskutert i kapittel 6.5.
- Avhengighet og korrelasjon mellom variabler kan lett implementeres.
- Monte Carlo simulering kan benyttes til å kalkulere den «reelle» forventede gjennomsnittsverdien av en ikke-lineær modell. Tatt i betraktning at de fleste modeller som benyttes er ikke-lineære, er dette en viktig fordel. Dette er illustrert i følgende eksempel som for øvrig er adoptert fra (Bratvold and Begg 2010).

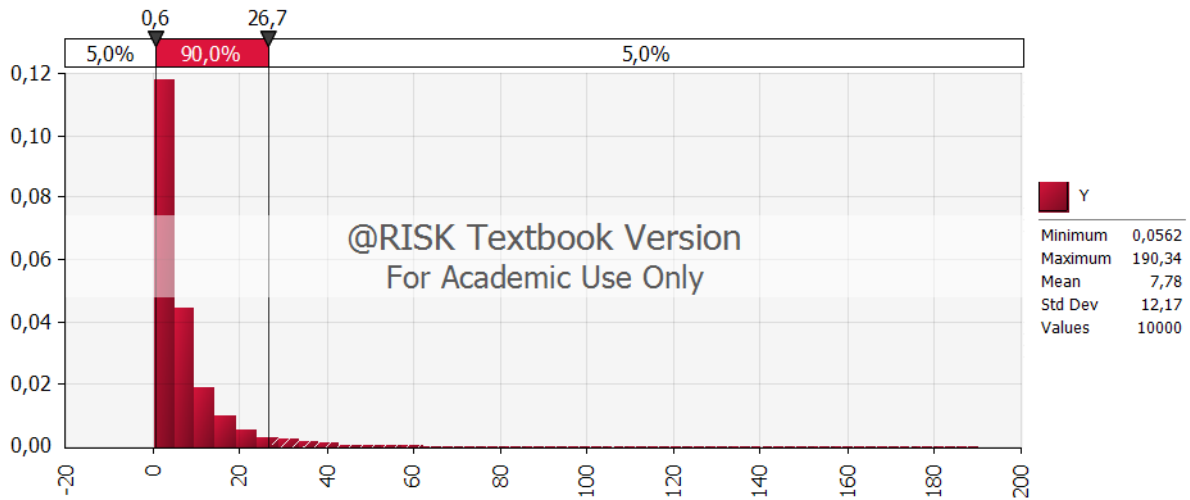
Vi tar utgangspunkt i følgende ikke-lineære modell:

$$Y = \frac{X^2}{Z^2}$$

La  $X$  og  $Z$  være usikre variabler med en triangulær sannsynlighetsfordeling og følgende karakteristikk [minimum = 2, mest sannsynlig = 8, maksimum 20] og [minimum = 1, mest sannsynlig = 4, maksimum 10]. Forventet gjennomsnittsverdi til  $X$  og  $Z$  er henholdsvis 10 og 5. Det resulterer i følgende:

$$Y = \frac{E[X]^2}{E[Z]^2} = \frac{10^2}{5^2} = 4$$

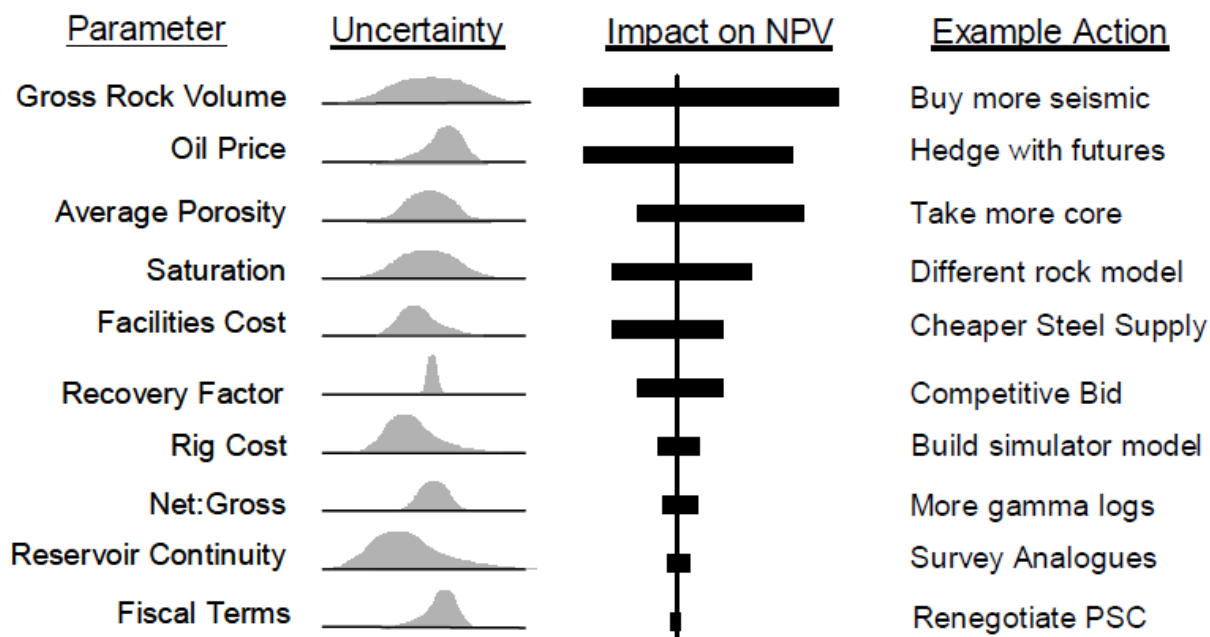
Dette er imidlertid ikke den korrekte gjennomsnittsverdien til  $Y$ . Den virkelige verdien kan estimeres ved å benytte Monte Carlo simulering. Resultatet av en slik simulering er illustrert i figur 6.12.



Figur 6.12 Resultat av simulering på den ikke-lineære modellen for  $Y$

Simulering gir  $E[Y] \approx 7.8$ . Det er nesten det dobbelte av resultatet som forelå når den forventede gjennomsnittsverdien til  $X$  og  $Z$  ble benyttet. Det samme gjelder for andre statistiske verdier. De kan ikke beregnes ved direkte bruk av de respektive verdiene til  $X$  og  $Z$ .

- Sensitivitetsanalysen, som er et produkt av en Monte Carlo simulering, varierer alle variablene samtidig, og tar høyde for sammenhengen mellom variablene. I tillegg trekkes verdiene fra variablenes respektive sannsynlighetsdistribusjon. Dette i motsetning til en deterministisk analyse som kun varierer variablene på bakgrunn et forhåndsbestemt intervall. Det gjør at denne sensitivitetsanalysen, også betegnet som usikkerhetsanalysen, gir et mer reelt bilde over hvilke variabler som har størst påvirkning på beslutningsvariabelen. Resultatet av en sensitivitetsanalyse for netto nåverdi, samt forslag til handling for å redusere usikkerheten i hver enkelt parameter, er illustrert i figur 6.13.



Figur 6.13 Utfall av sensitivitetsanalyse med netto nåverdi som beslutningsvariabel (Kilde: Begg 2001)

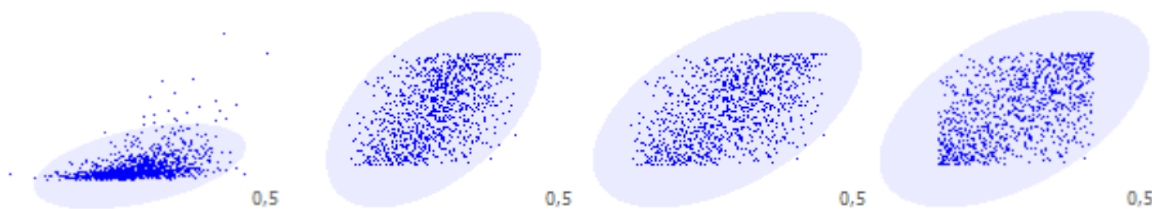
- Sannsynligheten for feil under spesifiseringen og løsningen av en problemstilling vil være lavere ved bruk av Monte Carlo simulering enn ved en analytisk tilnærming, om det sistnevnte i det hele tatt er mulig (Bratvold and Begg 2010).
- En deterministisk modell som er modellert i et regneark kan med enkle grep konverteres til en stokastisk modell. Ved å benytte programtillegg som Palisades @Risk™ og Oracles Crystal Ball™, kan Monte Carlo simuleringen automatiseres. Programtilleggene er tilgjengelige for Microsofts Excel.
- Monte Carlo simulering kan utføres på en modell uavhengig av modellens kompleksitet. Dette er en viktig fordel, da logikk og ikke-lineære matematikk er en selvfølge for å kunne modellere de komplekse systemene som olje og gassindustrien er en del av.
- Ved å kombinere data fra ulike disipliner, i en og samme modell, tvinges det frem en helhetstenkning blant bidragsyterne. I følge (Floris and Peersmann 2000, Begg, Campbell, and Bratvold 2001) er dette en positiv bieffekt av å implementere en fullstendig stokastisk metode, gjennom hele eller deler av beslutningsprosessen, da en slik prosess krever en større grad av interaksjon fra de ulike disiplinene, enn en tradisjonell deterministisk metode.
- Probabilistisk analyse kommuniserer usikkerhet på en klar og utvetydig måte (Purvis 2003).

#### 6.4.2 Begrensninger og utfordringer ved bruk av Monte Carlo simulering

- Selv om Monte Carlo simulering kan utføres uavhengig av modellens kompleksitet, er slike modeller vanskelige å sette opp. For å sette opp en modell som kan ta høyde for alle mulige utfall og scenarier, kreves det mye tid, ressurser og ikke minst kunnskap og forståelse av den aktuelle situasjonen. Den store mengden logikk som må bygges inn i en slik modell øker kompleksiteten betraktelig og dermed faren for å begå feil. Samtidig blir det vanskeligere å føre kvalitetskontroll på modellen (Wolff 2010b). I følge Alain G. Galli (2004) kan dette løses ved å gjennomføre en simulering, og dermed en beslutningsanalyse, for hvert enkelt scenario. Denne praksisen støttes også av flere (Begg, Campbell, and Bratvold 2001,

Gutleberg, Heiberg, and Morris 1995). I følge Schulze, Walker og Burkholder (2012) er løsningen å kombinere Monte Carlo simulering og beslutningstre<sup>14</sup>.

- Avhengighet og korrelasjon kan lett implementeres, men er ikke så lett å påvise i virkeligheten. Selv om geologer, geofysikere og reservoaringeniører intuitivt forventer å finne korrelasjon mellom variabler, er denne kunnskapen i følge Macmillan (2000), ikke tydelig anerkjent i litteraturen. Metoden for implementering som tilbys gjennom Palisades @Risk™ har også sine begrensninger. Den primære ulempen med «rank-order»-korrelasjon er at det er vanskelig å fastsette en passende korrelasjonskoeffisient. Metoden er ikke intuitiv og det gjør det vanskelig å bedømme graden av korrelasjon. Dette skyldes at samme graden av korrelasjon ser forskjellig ut etter hvilke to sannsynlighetsdistribusjoner som ligger bak (Murtha 2008). Dette er illustrert i figur 6.14 hvor spredningsdiagrammene stammer fra forskjellige sannsynlighetsdistribusjoner, men har samme positive korrelasjonskoeffisient på 0.5.



Figur 6.14 Spredningsdiagram fra forskjellige sannsynlighetsdistribusjoner, men lik korrelasjonskoeffisient

- Den kanskje største utfordringen ved å gjennomføre en Monte Carlo simulering, er å definere en sannsynlighetsdistribusjon som representerer graden av usikkerhet til en variabel. Dette temaet diskuteres videre i kapittel 6.5.

## 6.5 Valg av sannsynlighetsdistribusjon

I følge Macmillan (2000) finnes det ikke noe litteratur eller forskningsstudier som indiker hvilke sannsynlighetsdistribusjoner som beskriver de ulike reservoarparameterne. Likeledes finnes det heller ikke noen forskning eller litteratur som har identifisert den riktige formen på sannsynlighetsfordelingen for økonomiske faktorer, som for eksempel råvarepriser. Det er med andre ord en form for enighet i litteraturen om at det ikke finnes noen korrekt sannsynlighetsdistribusjon, men det er derimot noe uenighet om hvordan denne utfordringen skal håndteres.

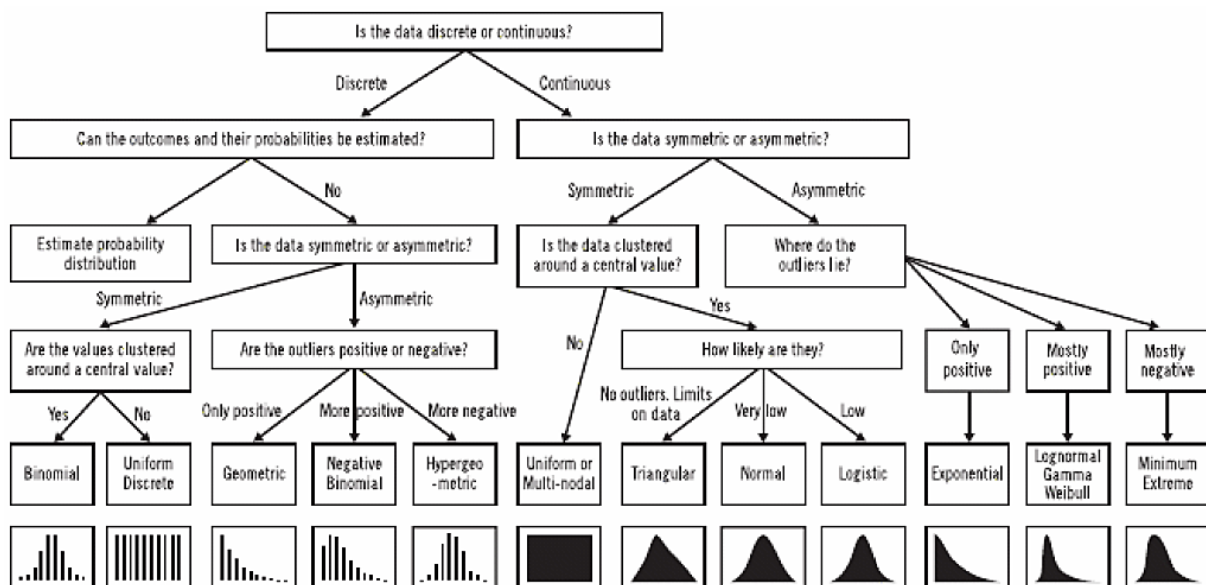
Konklusjonen i en studie utført av Macmillan (2000) peker blant annet på at hovedgrunnen til at Monte Carlo simulering ikke blir tatt i bruk, er nettopp at det ikke finnes en korrekt sannsynlighetsdistribusjon for de ulike variablene. Dette er i kontrast til litteraturen som hevder at sannsynlighet er en individuell persons eller gruppes bedømmelse av usikkerhet, på bakgrunn av dens/deres kunnskap, eller mangel på kunnskap. Det finnes med andre ord ingen korrekt sannsynlighet, og dermed ingen rett sannsynlighetsdistribusjon (Savage and Danziger 2012, Wolff 2010b, Aven 2010, Bratvold and Begg 2010, Purvis 2003) med flere.

<sup>14</sup> Kombinasjonen av @Risk™ og PrecisionTree™ støttes fra og med versjon 5.x. Dog ikke i studentversjonen som er benyttet i denne oppgaven.

I følge Wolff (2010b) finnes det to hovedretninger når det kommer til valg av sannsynlighetsdistribusjon, et naturalistisk og et pragmatisk. Den førstnevnte foretrekker sterkt å bruke realistiske/teoretiske distribusjoner som kan observeres i naturen, som for eksempel log-normal. En pragmatiker foretrekker distribusjoner som reflekterer hans/hennes kunnskap, og som derfor er lette og beskrive, som for eksempel uniform og triangulær. Forklaringsvariablenes sannsynlighetsdistribusjoner behøver da ikke å approksimeres (ref. punkt to, kapittel 6.4.1).

Utfordringen ved å bruke de teoretiske distribusjonene er at de kun kan beskrives ved hjelp av forventningsverdi og standardavvik. Dette krever gode kunnskaper i sannsynlighetsteori, og er ikke like intuitivt som fremgangsmåten for å beskrive de enklere distribusjonene, som kun krever enkle verdier i form en minimumsverdi, en maksimumsverdi og så videre.

I de fleste tilfellene, vil det å kunne spesifisere spekteret en variabel kan ta, være viktigere enn å spesifisere den nøyaktige formen på distribusjonen, da sistnevnte har minst effekt på standardavviket (Wolff 2010a, Purvis 2003). Når det kommer til valg av form på sannsynlighetsdistribusjonen, er det viktigste at den distribusjonen som velges, reflekterer kunnskapen som ligger til grunn. Samtidig advares det mot å velge de enkle løsningene, som for eksempel det å approksimere den log-normale sannsynlighetsdistribusjonen med den triangulære distribusjonen. Dette til tross for at informasjonen er tilstrekkelig til å benytte log-normal (Mian 2011, Murtha 2008). Mian (2011) har utarbeidet en grov guide til noen av de mest brukte sannsynlighetsdistribusjonene (figur 6.15).



Figur 6.15 Guide til noen av de mest brukte sannsynlighetsdistribusjonene (Kilde: Mian)

En sannsynlighetsdistribusjon skal uttrykke hvilke utfall en variabel kan ta, den skal som regel ikke uttrykke en stokastisk prosess, da de fleste naturlige prosesser ikke er stokastiske, tilfeldige variabler, av natur (Purvis 2003).

For å øke kunnskapen som ligger til grunn for valg av spekter og sannsynlighetsdistribusjon for en variabel, kan en organisasjon studere historiske data og/eller gjennomføre ekspert intervjuer. Historiske data kan være til god hjelp, men det er *særdeles* viktig å forsikre seg om at dataene er

representative for variabelen som skal beskrives (Murtha 2008). For metoder og videre referanser angående analyse av historiske data og intervjueteknikker se (Mian 2011, Vose 2008, Hawkins, Coopersmith, and Cunningham 2002).

Det viktigste er ikke å bruke mye tid og krefter på å prøve å få sannsynlighetsdistribusjonene helt korrekte, men det å forstå hvor sensitiv modellen er for valget av disse distribusjonene og deres parametere, samt sammenhengen mellom dem (Purvis 2003, Bratvold and Begg 2010).

## 6.6 «Beste praksis» og råd for stokastisk beslutningsanalyse

I deler av litteraturen som denne oppgaven bygger på, er det listet opp tips og råd angående stokastisk beslutningsanalyse og Monte Carlo simulering. I dette delkapittelet vil noen av disse tipsene og rådene bli presentert (Bratvold and Begg 2010, Bratvold, Begg, and Campbell 2002, Jonkman et al. 2000, Simpson et al. 2000, Murtha 1997) .

- Arkitektene og brukerne av en stokastisk analysemodell bør være familiære med statistikk og sannsynlighet.
- Arkitektene bak en stokastisk modell bør komme fra alle de ulike disiplinene som modellen skal prøve å forklare.
- Modellen bør testes etter alle kunstens regler. Den største usikkerheten kan ligge i modellens oppbygging og ikke i variablene som modellen består av.
- Hensikten med forklaringsvariabelens sannsynlighetsdistribusjon, er å reflektere usikkerheten slik analytikeren har tolket den på bakgrunn av sin kunnskap på det aktuelle tidspunktet.
- Analytikeren bør være klar over sine egne begrensinger «his/her own biases» og teste modellens sensitivitet i forhold til de valgene av sannsynlighetsdistribusjoner som er blitt foretatt.
- En mer detaljert modell er nødvendigvis ikke synonymt med en bedre modell. Aggregering, det vil si opphoping av variabler, er ikke å foretrekke. En god modell skal fokusere på de viktigste usikkerhetsmomentene.
- De faktiske resultatene bør samles i en database og sammenlignes med modellens estimater slik at denne kunnskapen kan benyttes når nye modeller skal settes opp.
- Formålet med en stokastisk analyse er å beskrive, og ikke minst kommunisere usikkerhet. Underestimert av spekteret en beslutningsvariabel kan ta, representerer en svikt i analysen. Korrelasjon mellom variabler spiller her en viktig rolle. Dersom det er antydning til korrelasjon mellom to variabler, bør det inkluderes i analysen.

## 7 Caseanvendelse – forslag til endring av eksisterende metode for beslutningsanalyse under usikkerhet

Målet med dette kapitlet er å gi et svar på oppgavens problemstilling og dens overordnede mål. Caseanvendelsen vil i all hovedsak bestå av en beslutningsanalyse for det fiktive feltet «Audhild». Utgangspunktet for caseanvendelsen er en tildelt lisens hvor letefasen er gjennomført, og et felt er oppdaget. Det er i tillegg foretatt noe prøveboring, slik at geologisk og reservoartekniske data har begynt å komme på plass. Under caseanvendelsen vil vi gjennom en beslutningsanalyse i form av et scenario følge dette prosjektet videre for vurdering om utbygging og produksjon.

I dette kapitlet anvendes teorien om beslutningsanalyse under usikkerhet, og da spesielt håndtering av usikre parametere. Caseanvendelsens første del, den deterministiske analysen, vil representere Totals metode for beslutningsanalyse, og vil i så måte også være med på å gi et svar på første del av oppgavens problemstilling.

De tekniske og økonomiske dataene som er benyttet i dette kapitlet er samlet inn gjennom semistrukturerte intervjuer med de respektive avdelingene og disiplinene i Total. I korte trekk vil det si reservoarteknisk, planlegging og engineering i tillegg til økonomi og finans. I alt fem sentrale personer i organisasjonen har bidratt med sine betraktninger og konkrete anbefalinger. Tallene som presenteres vil ikke bli videre referert, men bygger på de semistrukturerte intervjuene samt egne erfaringer.

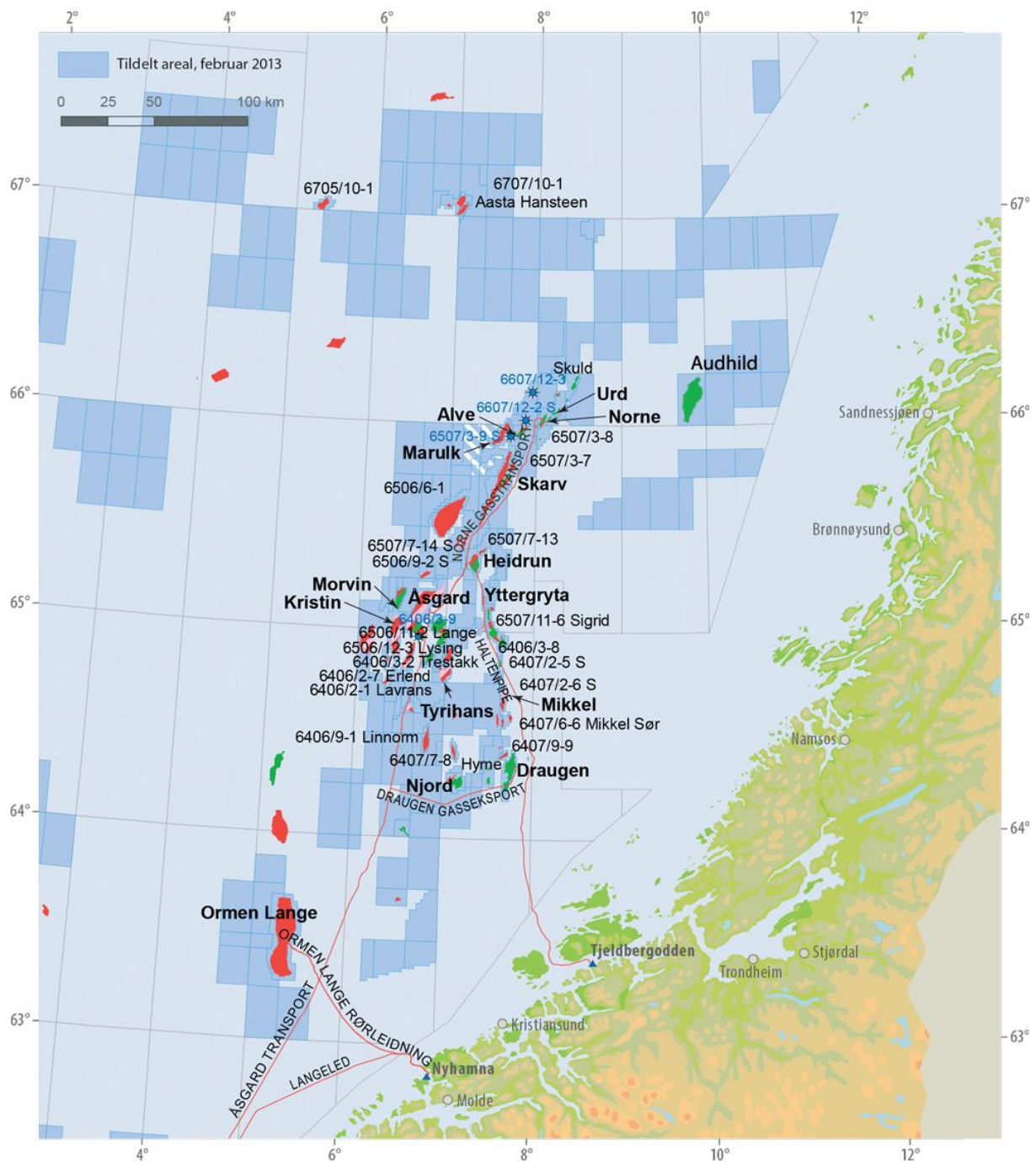
Den deterministiske metoden, som for øvrig er en del av den sykliske modellen for en beslutningsanalyse (kapittel 5.4), skal først og fremst representere Totals metode for beslutningsanalyse. Samtidig vil den representere den metoden som i følge litteraturen er mest benyttet i oppstrøms olje- og gassindustri. Sensitivitetsanalysen utført på den deterministiske analysemodellen vil videre bidra med informasjon om hvilke variabler som bør simuleres i den stokastiske analysemodellen. Den stokastiske metoden vil representere et forslag til forbedring av dagens metode. Denne metoden er basert på litteraturen rundt beslutningsanalyse under usikkerhet (kapittel 5 og 6). Resultatet av de ulike metodene vil bli kommentert fortløpende.

Ettersom hovedfokuset i denne oppgaven ligger på å tydeliggjøre metoden for implementering og håndtering av usikkerhet under en beslutningsanalyse, er modellen som denne caseanvendelsen bygger på noe forenklet i forhold til virkeligheten.

Heretter følger en presentasjon av det fiktive feltet, Audhild, samt en beskrivelse av de forenklinger og antagelser som er foretatt.

### 7.1 Presentasjon av Audhild

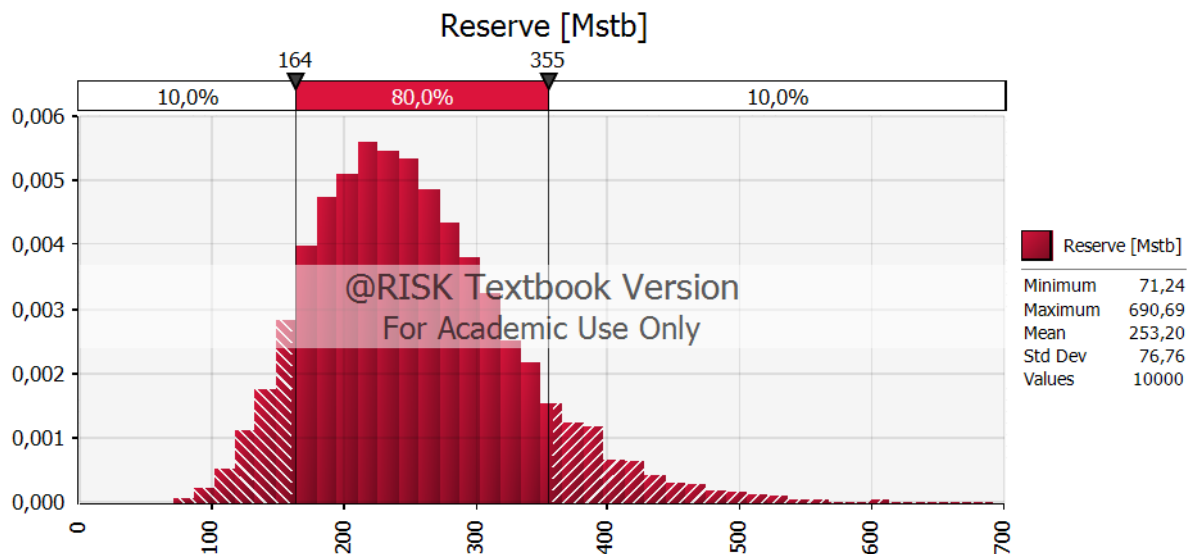
Audhild ligger cirka 125 kilometer vest for Sandnessjøen i nordre del av Norskehavet (figur 7.1). Havdypet i området hvor funnet er lokalisert ligger på mellom 400 og 450 meter. Norskehavet er mindre modent enn Nordsjøen, og felt som Hyme, Marulk og Skarv har nylig blitt satt i produksjon. Draugen var i 1993 det første feltet som kom i produksjon, og per i dag er det totalt 16 felt som produserer i Norskehavet (Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet 2013).



Figur 7.1 Felt i Norskehavet (Kilde: NPD, manipulert)

Brorparten av reserven som er påvist ligger i reservoarbergarter fra midtre jura, nærmere bestemt i Garnformasjonen, og inneholder hovedsakelig olje. Noe gass er påvist, men bare i ubetydelige mengder. Garnformasjonen har en god reservoarkvalitet og reservoaret er lokalisert på 3500 til 3800 meter. Etter foreløpig stokastisk reservoarsimulering, er reservene estimert til å ha en forventningsverdi,  $\mu$ , på 253.2 millioner fat og et standardavvik,  $\sigma$ , på 76.76 millioner fat (figur 7.2).





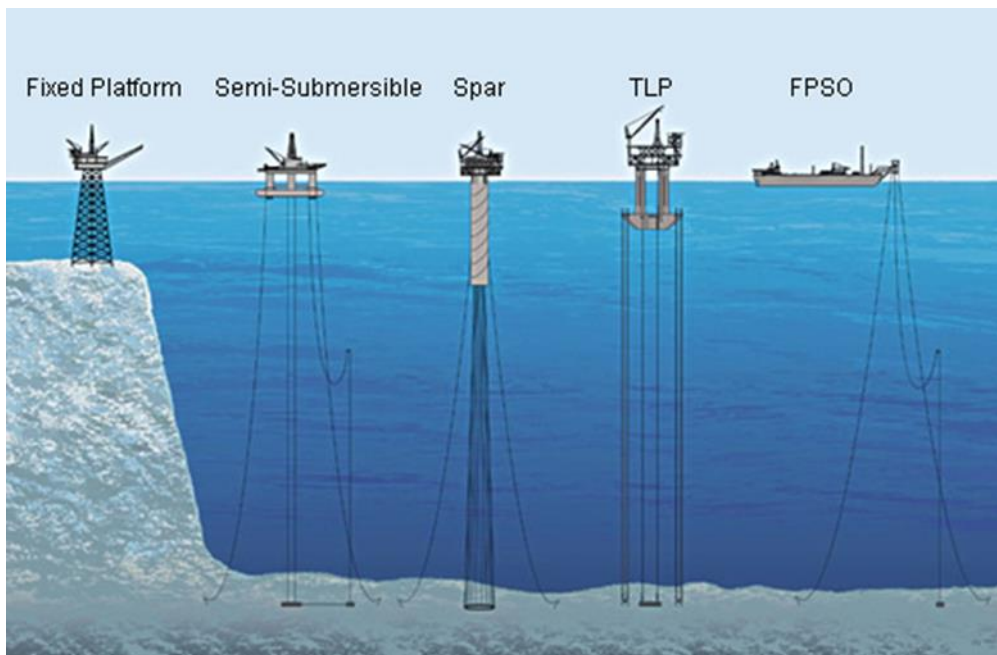
Figur 7.2 Foreløpig stokastisk estimat av Audhilds reserve

Reservoarparameterne som danner grunnlaget for den stokastiske reservoarsimuleringen, er de samme som er benyttet i kapittel 6 med unntak av dreneringsarealet. Dreneringsarealet benyttet her har en log-normal fordeling med forventningsverdi på 3500 og et standardavvik på 600 acres. Reservoarparameterne er ikke basert på et spesifikt felt, men er representative for området og utarbeidet i samråd med reservoaravdelingen.

Det finnes ikke noe infrastruktur for transport av olje i området og det forutsetter at oljen som produseres må fraktes bort med tankskip.

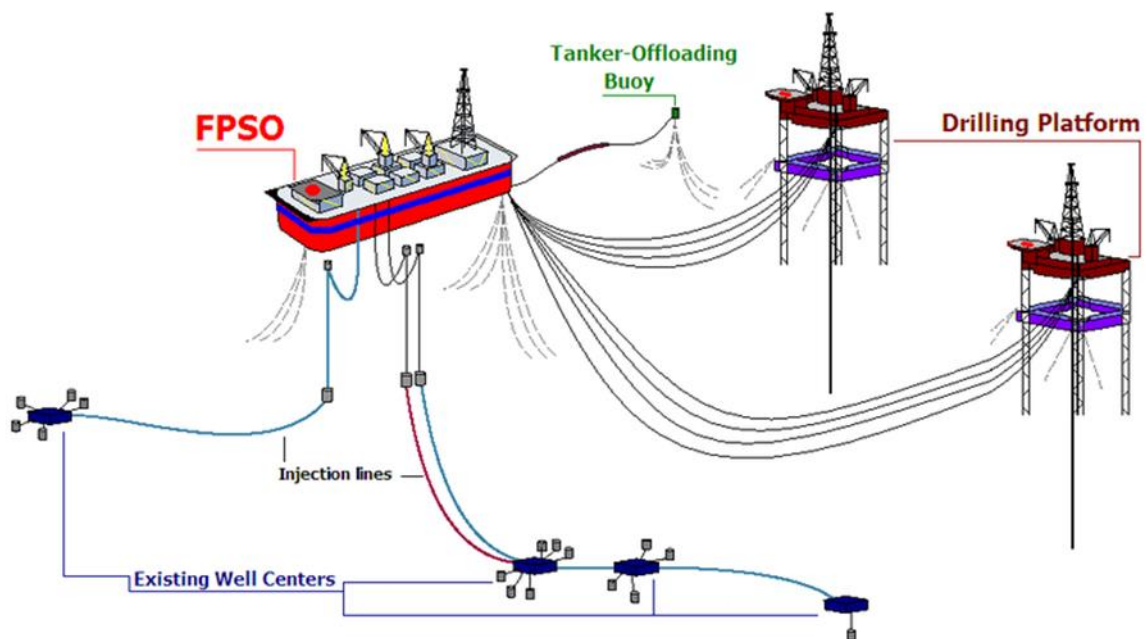
### 7.1.1 Scenario

Om vi tar informasjonen som til nå har kommet frem i betraktning, står vi ovenfor en rekke scenarier når det kommer til valg av produksjonsplattform. Havdypet tilsier at vi ikke kan gå for en plattform som står forankret på havbunnen, men at vi heller bør gå for en form for flytende produksjonsplattform eller skip (figur 7.3).



Figur 7.3 Ulike typer produksjonsplattformer og skip (Kilde: Modec)

I scenariet som dette metodeforslaget skal beskrive har valget falt på en «Floating Production Storage and Offloading», ofte betegnet som en «FPSO». Det vil si et flytende produksjonsskip med lagringskapasitet for petroleum. Produksjons- og injeksjonsbrønnene vil bli boret av en ekstern boreplattform og videre koblet opp mot havbunnsrammer, illustrert i figur 7.4.



Figur 7.4 Infrastrukturen rundt en FPSO (Kilde: Wikipedia)

## 7.2 Deterministisk analysemodell

Videre følger en presentasjon av den deterministiske analysemodellen og dens variabler.

### 7.2.1 Kapitalkostnader

En frittstående FPSO er i dagens marked estimert til å koste 10 000 millioner NOK. Denne kapitalkostnaden er uavhengig av produksjonsraten og anses som den kapitalkostnaden det knyttes minst usikkerhet til.

Produksjonsskipet har blant annet følgende tekniske egenskaper:

- Produksjonskapasitet for olje: 120 000 fat per dag
- Lagringskapasitet for olje: 1 250 000 fat

Produksjonsskipet må forankres med forankringsliner («morings»), kobles opp mot havbunnsrammer og utstyres med annet nødvendig utstyr, videre beskrevet som «SUB». Dette er estimert til å komme på 5 400 millioner NOK. Denne kapitalkostnaden er også uavhengig av produksjonsraten og spesifikk for scenariet. Kapitalkostnaden for SUB, i tillegg til kostnaden for havbunnsrammene, anses som den kostnaden det er knyttet størst usikkerhet til.

Antallet havbunnsrammer som må til er avhengig av antallet brønner, som igjen er avhengig av produksjonsraten. En havbunnsramme («template») kan kobles opp mot fire produksjons- og/eller injeksjonsbrønner og videre opp mot produksjonsskipet via stigrør («riser»). En havbunnsramme er estimert til å koste 280 millioner NOK per stykk. I tillegg kommer en kostnad på 50 millioner NOK per brønn. For en havbunnsramme tilsvarer det en total kostnad på 480 millioner NOK.

Antallet produksjonsbrønner er definitivt avhengig av produksjonsraten/reserven. Som nevnt, må alle brønner bores ved hjelp av en innleid borerigg. Dagraten for en borerigg er satt til 6 millioner NOK. I snitt tar det 100 dager å bore og komplettere en produksjonsbrønn. Det tar noe kortere tid å ferdigstille en injeksjonsbrønn da den blant annet ikke krever en like avansert komplettering som en produksjonsbrønn. Tiden det tar å ferdigstille en injeksjonsbrønn er satt til 75 dager. For en produksjons- og injeksjonsbrønn tilsvarer det en kostnad på henholdsvis 600 og 450 millioner NOK.

Utrangeringskostnaden for feltet er satt til 15 % av kapitalkostnaden.

For å holde kompleksiteten på kontantstrømmodellen nede, er alle investeringskostnadene samlet til et beløp, og trukket i fra i år null. Det samme gjelder for utrangeringskostnaden, som gjør seg gjeldene først året etter at produksjonen er stanset. Usikkerheten knyttet til tidsaspektet er heller ikke tatt høyde for, og det antas dermed at borerigg og andre fasiliteter som FPSO er tilgjengelige og blir levert etter planen.

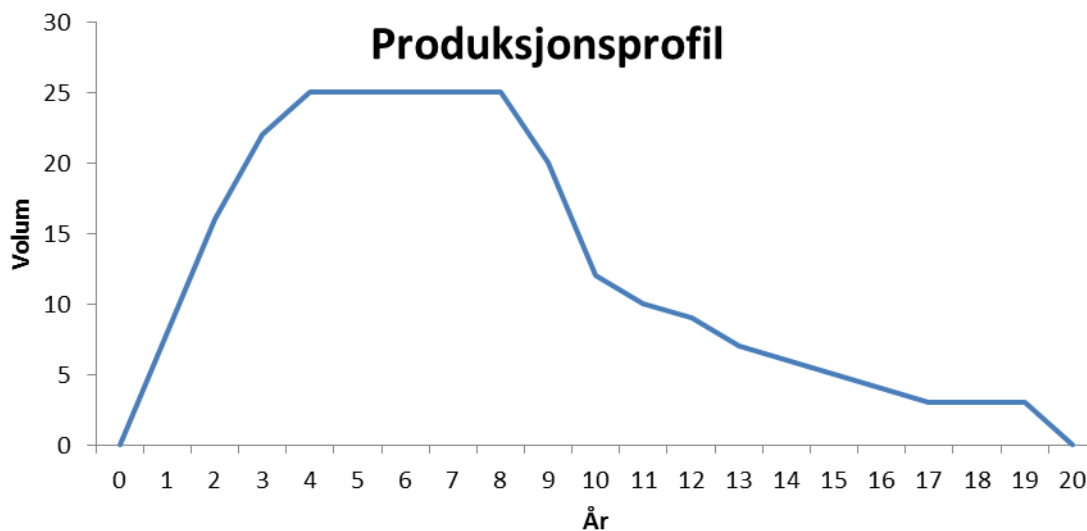
### 7.2.2 Operasjonskostnader

Operasjonskostnadene er i dette scenariet estimert til å være 900 millioner NOK. Dette inkluderer alle faste og variable kostnader, også CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og arealavgift. Transportkostnader for olje kommer i tillegg, da all oljen som produseres fraktes bort i tankskip. Det resulterer i en transportkostnad på 4 \$ per fat, som tilsvarer 23.4 NOK per fat (5.85 NOK/\$, 20.05.2013).

### 7.2.3 Produksjon og bruttoinntekt

I den deterministiske modellen er den reelle forventningsverdien på 253 millioner fat antatt å være det kvantumet som skal produseres over en 20 års periode. Produksjonen forventes å komme inn i platåfasen etter omtrent fire år med produksjon, før nedgangsfasen tar til i år ni (figur 7.5). For at denne produksjonen skal finne sted, vil det bli boret i alt 11 produksjonsbrønner og 5

injeksjonsbrønner. Med totalt 16 brønner, er det da nødvendig med 4 havbunnsrammer. Som nevnt, vil kapitalkostnadene for dette bli gjort rede for allerede i år null. I realiteten vil denne kostnaden fordeles ut over feltets levetid etter hvert som nye produksjons- og injeksjonsbrønner bores og settes i drift. Eventuell gass som produseres vil bli reinjisert og benyttet som trykkstøtte.



Figur 7.5 Antatt produksjonsprofil for deterministisk modell med en forventet produksjon på 253 millioner fat

Bruttoinntekten er en funksjon av volum olje produsert, multiplisert med prisen på olje for en gitt periode. Prisen på olje er i denne modellen antatt å være konstant over hele perioden, etter Totals egen prosedyre.

#### 7.2.4 Andre økonomiske variabler

Netto nåverdi (NPV) vil bli beregnet etter skatt. Dette er et viktig bidrag til prosjektets kontantstrøm, da Total er i en økonomisk posisjon som tillater at skattemessige avskrivninger kan håndteres umiddelbart. Selskapets WACC, avrundet til syv prosent, vil bli benyttet som avkastningskrav. Prisen på råolje, som benyttes under hele caseanvendelsen, er basert på Europe Brent Spot<sup>15</sup> og er hentet i fra EIA<sup>16</sup> (figur 7.7). Dollarkursen er hentet fra DNB Markets<sup>17</sup> (figur 7.6).

#### Valutakurs

Dollarkurs	NOK/\$	5,85	20.05.2013
------------	--------	------	------------

Figur 7.6 Valutakurs benyttet under caseanvendelsen

#### Oljepris

Brent spot	\$/stb	104,5	20.05.2013
Brent spot	NOK/stb	611	

Figur 7.7 Pris på råolje benyttet under caseanvendelsen

<sup>15</sup> [www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_d.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm)

<sup>16</sup> U.S. Energy Information Administration (EIA)

<sup>17</sup> [www.dnb.no/valutakurser](http://www.dnb.no/valutakurser)

Variablene som ligger til grunn for den deterministiske kontantstrømoppstillingen, og dens skattemessige beregninger, er representert i figur i figur 7.8 til 7.12.

#### Andre økonomiske data

Rente - WACC	%	7 %
--------------	---	-----

Figur 7.8 Andre økonomiske data

#### Andre kostnader

OPEX	MNOK	900
Transportkostnader	\$/stb	4
Transportkostnader	NOK/stb	23,4
Utrangeringskost, % av CAPEX	%	15 %

Figur 7.9 Andre kostnader

#### CAPEX (ex. DRILLEX)

FPSO	MNOK	10 000
Template m/4 brønner	MNOK/stk	280
Stigrør og annet utstyr	MNOK	5 400
Antall brønner per template	stk	4
Antall templates	stk	4
Kostnad for oppkobling av brønn	MNOK/brønn	50
Sum kostnad oppkobling av brønn	MNOK	800
Sum kostnad templates	MNOK	1 120
Sum CAPEX (ex. DRILLEX)	MNOK	17 320

Figur 7.10 Kapitalkostnader eksklusiv borekostnader

#### DRILLEX

<b>Produksjonsbrønn</b>		
Pris for prod.brønn	MNOK/stk	600
<b>Injeksjonsbrønn</b>		
Pris inj.brønn	MNOK/stk	450
Antall produksjonsbrønner	stk	11
Antall injeksjonsbrønner	stk	5
Totalt antall brønner	stk	16
Sum kostnad prod.brønn	MNOK	6 600
Sum kostnad inj.brønn	MNOK	2 250
Sum DRILLEX	MNOK	8 850

Figur 7.11 Bore- og brønnekostnader

Skatt/avskrivning	Sats	Antall år
Selskapsskatt	28,00 %	
Særskatt	50,00 %	
Avskrivning (16 2/3 %)	16,67 %	6
Friinntekt	7,50 %	4

Figur 7.12 Satser for skatt og avskrivning

År	Produksjonsprofil	Olje produsert [Mstb]	Oljepris [NOK]	Bruttoinntekt [MNOK]	Tot. CAPEX [MNOK]	OPEX [MNOK]	Transportkostnader [MNOK]	Utrangeringskostnader [MNOK]	Betalbar skatt [MNOK]	Fri kontantstrøm [MNOK]	NPV [MNOK]
0	-	-	611	-	26 170	-	-	-	-	-26 170	-26 170
1	0,0316	8	611	4 891	-	900	187	-	-	3 803	3 555
2	0,0632	16	611	9 781	-	900	374	-	-	8 507	7 430
3	0,0870	22	611	13 449	-	900	515	-	1 455	10 580	8 636
4	0,0988	25	611	15 283	-	900	585	-	7 360	6 438	4 911
5	0,0988	25	611	15 283	-	900	585	-	7 360	6 438	4 590
6	0,0988	25	611	15 283	-	900	585	-	10 763	3 036	2 023
7	0,0988	25	611	15 283	-	900	585	-	10 763	3 036	1 890
8	0,0988	25	611	15 283	-	900	585	-	10 763	3 036	1 767
9	0,0791	20	611	12 227	-	900	468	-	8 470	2 389	1 299
10	0,0474	12	611	7 336	-	900	281	-	4 801	1 354	688
11	0,0395	10	611	6 113	-	900	234	-	3 884	1 095	520
12	0,0356	9	611	5 502	-	900	211	-	3 425	966	429
13	0,0277	7	611	4 279	-	900	164	-	2 508	707	294
14	0,0237	6	611	3 668	-	900	140	-	2 049	578	224
15	0,0198	5	611	3 057	-	900	117	-	1 591	449	163
16	0,0158	4	611	2 445	-	900	94	-	1 132	319	108
17	0,0119	3	611	1 834	-	900	70	-	674	190	60
18	0,0119	3	611	1 834	-	900	70	-	674	190	56
19	0,0119	3	611	1 834	-	900	70	-	674	190	53
20	-	-	-	-	-	-	-	2 598	-	-2 598	-671
										<b>11 855</b>	<b>MNOK</b>

Figur 7.13 Deterministisk kontantstrømoppstilling for NPV i millioner NOK

År	Driftsresultat uten avskrivning	Avskrivning	Skattemessig resultat	Friinntekt	Selskapskatt	Særskatt	Underskudd til fremføring	Betalbar skatt
0	-	-4 362	-4 362	-1 963	-1 221	-3 162	-4 383	-
1	3 803	-4 362	-558	-1 963	-156	-1 261	-5 800	-
2	8 507	-4 362	4 145	-1 963	1 161	1 091	-3 548	-
3	12 034	-4 362	7 673	-1 963	2 148	2 855	-	1 455
4	13 798	-4 362	9 436	-	2 642	4 718	-	7 360
5	13 798	-4 362	9 436	-	2 642	4 718	-	7 360
6	13 798	-	13 798	-	3 863	6 899	-	10 763
7	13 798	-	13 798	-	3 863	6 899	-	10 763
8	13 798	-	13 798	-	3 863	6 899	-	10 763
9	10 859	-	10 859	-	3 040	5 429	-	8 470
10	6 155	-	6 155	-	1 723	3 078	-	4 801
11	4 979	-	4 979	-	1 394	2 490	-	3 884
12	4 391	-	4 391	-	1 230	2 196	-	3 425
13	3 215	-	3 215	-	900	1 608	-	2 508
14	2 628	-	2 628	-	736	1 314	-	2 049
15	2 040	-	2 040	-	571	1 020	-	1 591
16	1 452	-	1 452	-	406	726	-	1 132
17	864	-	864	-	242	432	-	674
18	864	-	864	-	242	432	-	674
19	864	-	864	-	242	432	-	674
20	-2 598	-	-2 598	-	-727	-1 299	-2 026	-

Alle verdier i millioner NOK.

Figur 7.14 Skattemessige beregninger for deterministisk modell

Utrangeringskostnaden vil bidra med ytterligere skattemessig avskrivning, og vil på den måte bidra positivt til selskapets kontantstrøm. Denne avskrivningen er imidlertid ikke tatt med her.

NPV for deterministisk analysemodell representert i figur 7.13, er 11 855 millioner NOK. Denne modellen, i tillegg til de underliggende beregningene, danner nå grunnlaget for den deterministiske sensitivetsanalysen.

### 7.2.5 Deterministisk sensitivetsanalyse

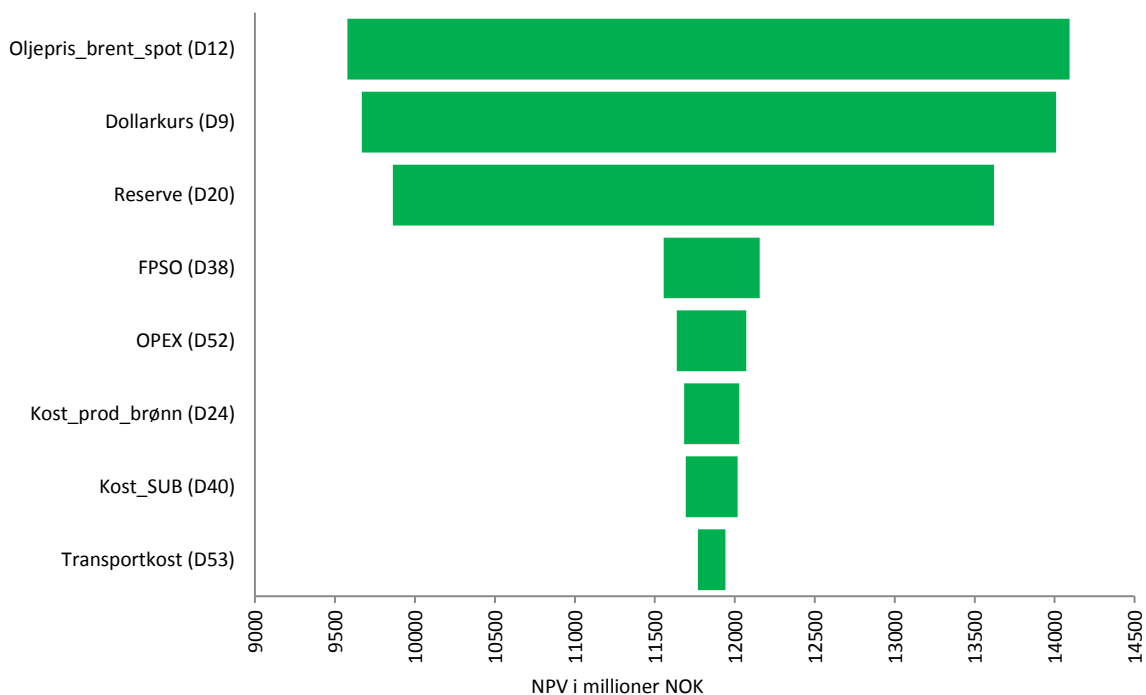
Sensitivetsanalyse benyttes til å teste hvor sensitiv beslutningsvariabelen er i forhold til endringer i modellens forklaringsvariabler. Sensitivetsanalysen som her er gjennomført vil endre forklaringsvariablene  $\pm 10$  prosent fra deres opprinnelige verdi gjennom fem steg, hvor en uniform sannsynlighetsfordeling er lagt til grunn for endringen. Analysen er gjennomført i Excel ved hjelp av programtillegget TopRank<sup>18</sup>. Variablene som er analysert er valgt ut på grunnlag av teorien om usikkerhet i oppstrøms olje og gassindustri beskrevet i kapittel 5.2.1.

<sup>18</sup> TopRank er en del av Palisades «DecisionTools Suit»



### Tornadograf for NPV i millioner NOK

±10 prosent endring i forklaringsvariabel

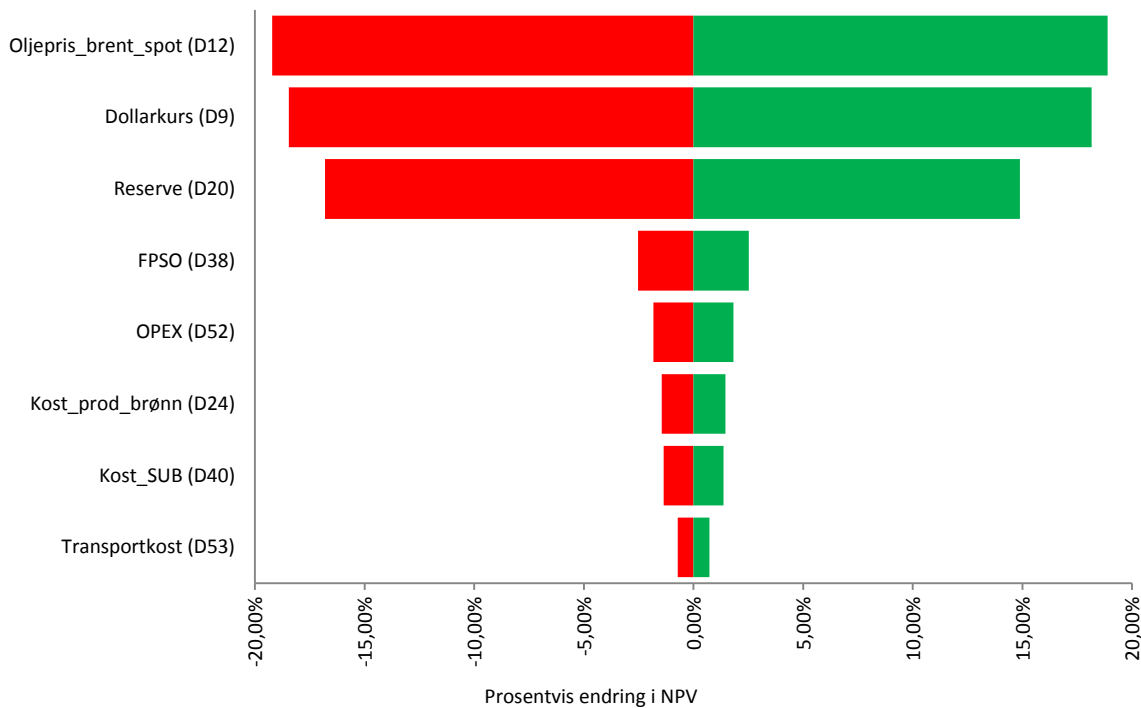


Figur 7.15 Tornadograf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV i millioner NOK

Ut i fra figur 7.15 kan vi se at 10 prosent økning i oljepris (Brent Spot) vil øke NPV for den deterministiske modellen, fra 11 855 til omtrent 14 000 millioner NOK. En nedgang i oljepris på 10 prosent, vil resultere i en NPV på omkring 9 500 millioner NOK. Figur 7.16 representerer den samme informasjonen, men i prosentvis endring for NPV. Edderkoppgrafen, illustrert i figur 7.17, gir et noe mer detaljert bilde av beslutningsvariabelens sensitivitet ovenfor forklaringsvariablene.

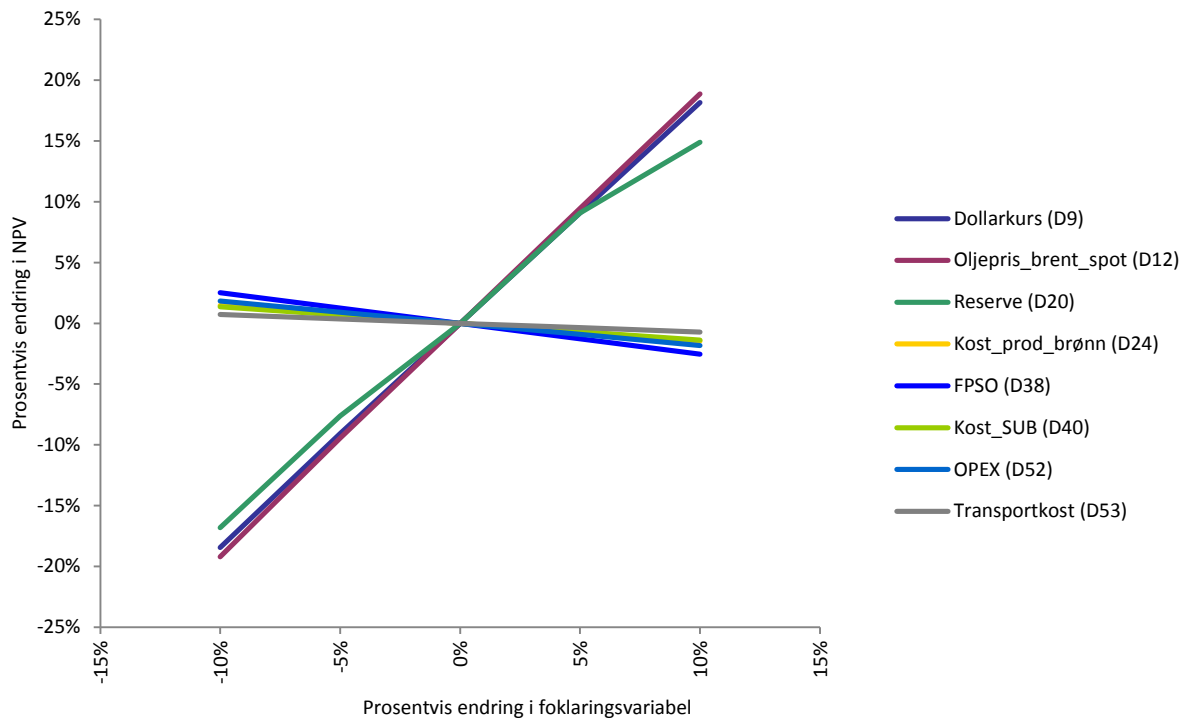
### Tornadograf for NPV i prosent

±10 prosent endring i forklaringsvariabel



Figur 7.16 Tornadograf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV i prosent

### Edderkoppgraf for NPV



Figur 7.17 Edderkoppgraf for deterministisk sensitivitetsanalyse av NPV

Som forventet viser resultatet av sensitivitetsanalysen (figur 7.15-7.17) at NPV er mest sensitiv ovenfor endringer i oljepris, dollarkurs og reserve.

I tabell 7.1 er et kvantitativt sammendrag av sensitivitetsanalysen samlet. Ut i fra denne tabellen kan vi se at 10 prosent nedgang i oljeprisen (Brent spot) resulterer i 19.22 prosent nedgang i NPV. Det tilsvarer en nedgang i NPV på 2 278 MNOK. 10 prosent økning i oljeprisen gir 18.89 prosent økning i NPV, det gir en samlet NPV på 14 094 MNOK. Tilsvarende informasjon kan vi også finne for de andre forklaringsvariablene.

**Tabell 7.1 Detaljert sammendrag av deterministisk sensitivitetsanalyse**

Rank	Input Name	Minimum			Maximum		
		Output		Input	Output		Input
		Value	Change (%)	Value	Value	Change (%)	Value
1	Oljepris_brent_spot	9 577	-19,22 %	94,05	14 094	18,89 %	114,95
2	Dollarkurs	9 667	-18,46 %	5,265	14 008	18,16 %	6,435
3	Reserve	9 862	-16,81 %	227,7	13 620	14,89 %	278,3
4	FPSO	11 555	-2,53 %	11000	12 155	2,53 %	9000
5	OPEX	11 638	-1,83 %	990	12 072	1,83 %	810
6	Kost_prod_brønn	11 683	-1,45 %	660	12 028	1,45 %	540
7	Kost_SUB	11 693	-1,37 %	5940	12 017	1,37 %	4860
8	Transportkost	11 769	-0,72 %	4,4	11 941	0,72 %	3,6

Dette en klassisk sensitivitetsanalyse utfør på en deterministisk modell. Selv om denne endringen reflekterer sensitiviteten i beslutningsvariabelen når variablene i modellen endres, kan denne metoden være misvisende. Da spesielt når det kommer til å vurdere hvilken variabel som har størst innflytelse, med mindre variabelenes usikkerhet er den samme.

Prosjektet befinner seg tidlig i utviklingsfasen og vil dermed benytte denne sensitivitetsanalysen som et grunnlag for hvilke parametere som bør få mest oppmerksomhet gjennom den probabilistiske analysen. Inntil videre ser vi bort i fra prisen på olje og dollarkursen, ettersom disse variablene i all hovedsak er styrt av markedet og usikkerheten som er forbundet med dem ikke lar seg redusere ved å hente inn ny informasjon eller kan håndteres på en enkel måte. Det vil si; oljen kan selges gjennom futureskontrakter, med de fordeler og ulemper det fører med seg, men det vil ikke bli videre drøftet her. Det samme gjelder for dollarkursen. Risikoen forbundet med disse variablene vil da til en viss grad bli delt mellom kjøper og selger.

Reserven, som til nå er beskrevet gjennom en enkel deterministisk variabel, er fra reservoaringeniørene estimert gjennom stokastisk reservoarsimulering. Usikkerheten som er forbundet med denne variabelen, er kvantifisert gjennom de underliggende variabelenes sannsynlighetsfordelinger. Dette er informasjonen som til nå er utelatt, men vil bli implementert i den stokastiske analysemodellen. For å kunne sammenligne usikkerheten i reserven med usikkerheten knyttet til de andre forklaringsvariablene i den stokastiske modellen, vil også de fire variablene som NPV er mest sensitiv ovenfor bli vurdert. Usikkerheten til følgende variabler vil bli kvantifisert og implementert i den stokastiske modellen:

- Kapitalkostnad for FPSO

- OPEX
- Kostnad for boring og komplettering av produksjonsbrønner
- Kostnad for SUB

### 7.3 Stokastisk analysemodell

Vi har nå beveget oss inn i fase tre av modellen for beslutningsanalyse, og den deterministiske modellen skal konverteres til en stokastisk analysemodell gjennom teorien beskrevet i kapittel 5 og 6. I korte trekk vil det si:

- Beskrive og kvantifisere usikkerheten forbundet med forklaringsvariablene som ble identifisert under den deterministiske analysen.
- Gjennomføre sensitivitets- og usikkerhetsanalyse ved hjelp av Monte Carlo simulering.
- Tolke utfallet av analysen.

#### 7.3.1 Kvantifisering av usikkerhet

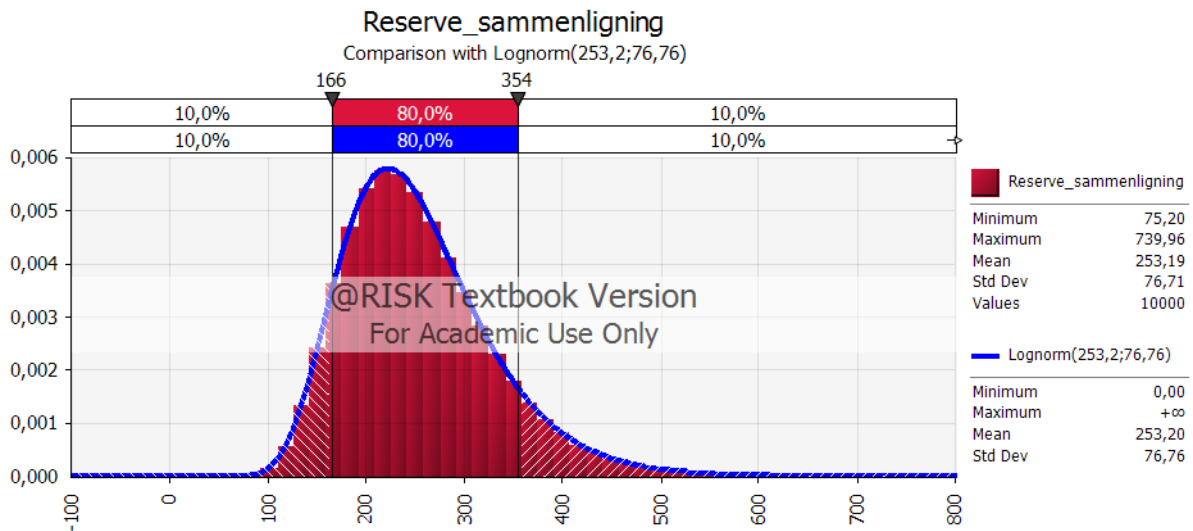
Reserven er etter foreløpig stokastisk reservoarsimulering estimert til å ha en forventningsverdi på 253.2 millioner fat, og et standardavvik på 76.76 millioner fat (figur 7.2). For å få implementert denne informasjonen i den stokastiske modellen har vi følgende valg:

- Definere en sannsynlighetsfordeling som kan beskrive det stokastiske estimatet av reserven, eller;
- Implementere alle forklaringsvariablene som ligger til grunn for estimatet av reserven, i den stokastiske modellen.

Det første alternativet er å foretrekke, da aggregering av variabler i en analysemodell ikke er å anbefale. Ved å kombinere informasjonen vi allerede har om reserven med den informasjonen vi kan hente ut etter endt simulering, får vi følgende karakteristikker:

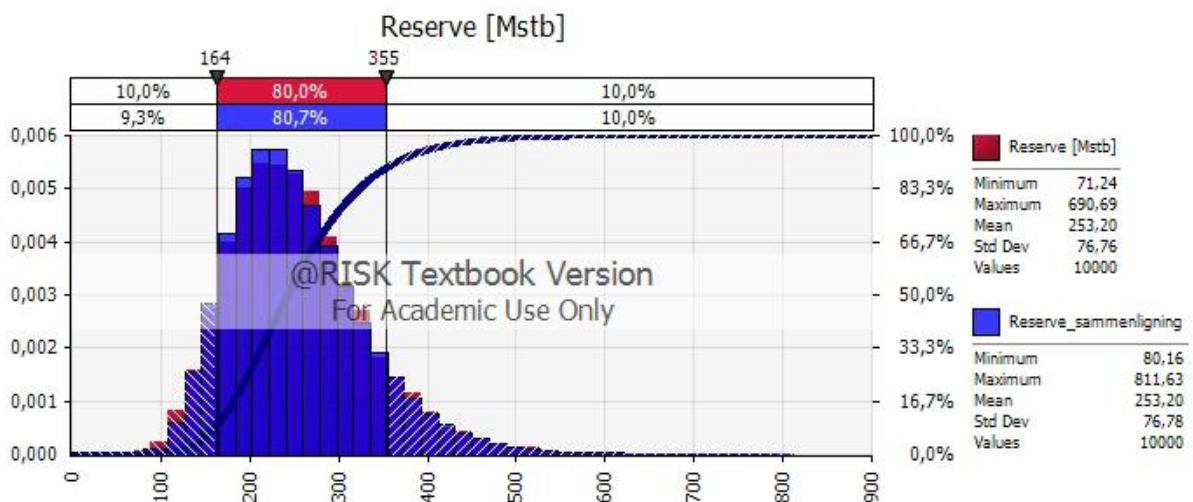
- Reserven er kontinuerlig, ikke diskret.
- Reserven vil aldri være mindre enn null.
- Reserven er et produkt av en rekke tilfeldige variabler som alle er positive, etter formel 3.2 i tillegg til forklaringsvariabelen «net gross» som i eksempelet for reserven (kapittel 6.2).
- Histogrammet etter simulering av reserven viser tegn til å være usymmetrisk med en positiv vridning «positively skewed».
- Reserven har etter endt simulering en forventningsverdi på 253.20, og et standardavvik på 76.76 millioner fat. Hvor minste og største verdi som ble observert henholdsvis var 71.24 og 690.96 millioner fat.

Ut i fra denne karakteristikken kan det se ut som om det er mulig å beskrive reserven med en log-normal fordeling gjennom forventningsverdien på 253.20 millioner fat, og standardavviket på 76.76 millioner fat.

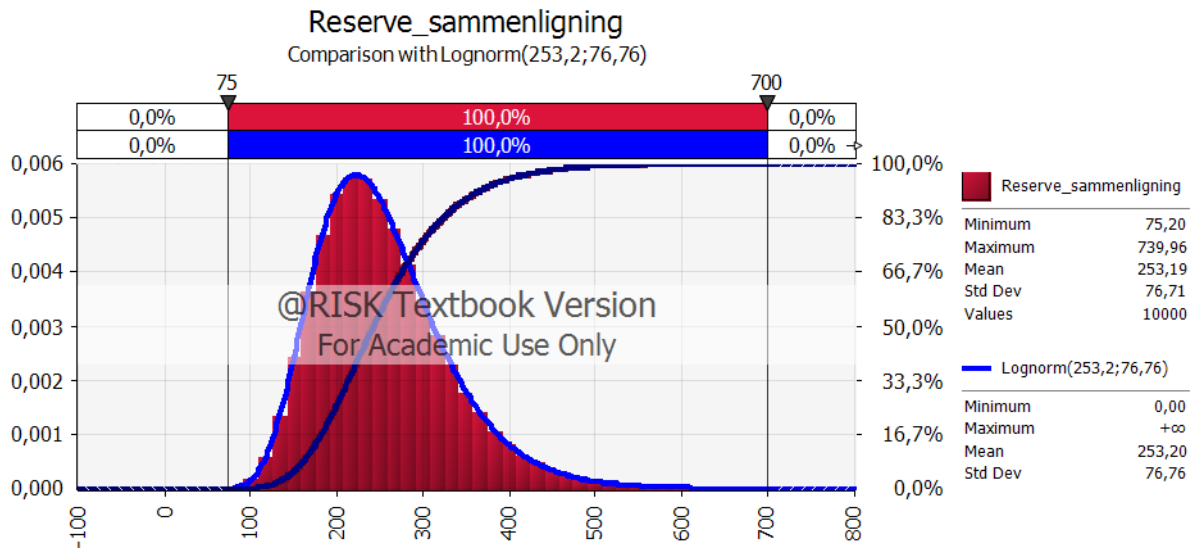


Figur 7.18 Teoretisk log-normal fordeling og dens empiriske utfall etter 10 000 iterasjoner i millioner fat

I figur 7.18 er en testsimulering av den teoretiske log-normal fordeling (lognorm(253.2;76.76)), representert med den blå grafen. Resultatet er den empiriske fordelingen av reserven er representert av det røde histogrammet. En ny simulering er også sammenlignet med den originale reserven (figur 7.19). En ser av testsimuleringen og sammenligningen at det kun den maksimale verdien som skiller seg nevneverdig ut, med en maksverdi på henholdsvis 739.96 og 811.63 millioner fat, mot originalen på 690.69. Det skyldes at den teoretiske log-normal fordeling ikke har en øvre grense. Sannsynligheten for at et eller flere utfall av simuleringen vil resultere i en reserve større enn 700 millioner fat er liten, men likevel tilstede (figur 7.20). Problemet kan løses ved å legge inn en øvre grense slik at alle tilfeldige variabler over en gitt verdi ignoreres (Murtha 2008, Mudford 2000). I denne delen av analysen vil det bli satt en øvre grense for reserven gitt av log-normal fordeling på 700 millioner fat. Denne løsningen er drøftet med veileder og faglig ansvarlig.



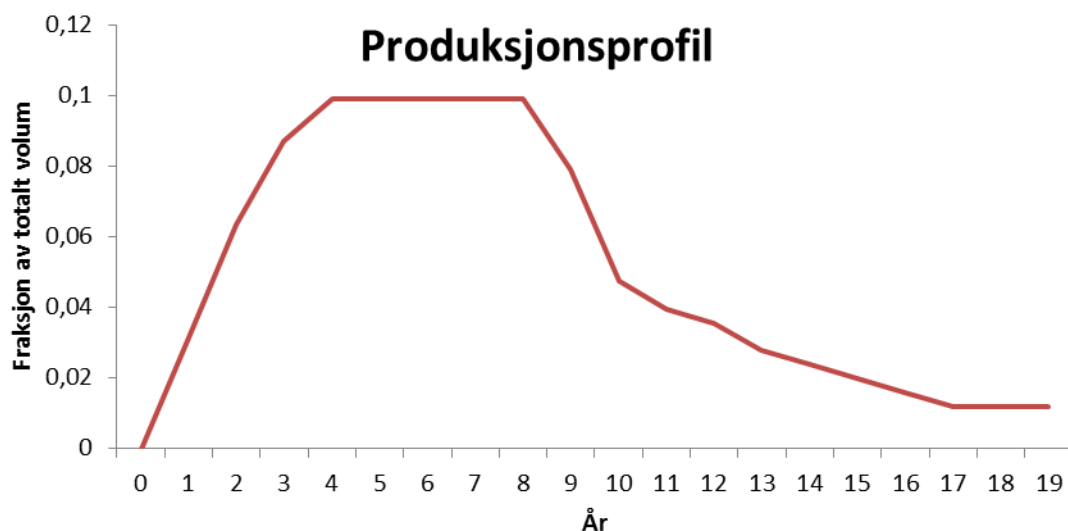
Figur 7.19 Sammenligning av simulert reserve på grunnlag av forklaringsvariabler (rød) og reserve etter empirisk log-normal fordeling



**Figur 7.20** Sannsynlighet for en reserve på 75 til 700 millioner fat etter testsimulering

Antallet produksjons- og injeksjonsbrønner, samt havbunnsrammer, er avhengig av produksjonsraten. Etter hvert som flere brønner bores og settes i drift, vil informasjonen om reservoaret øke betraktelig. Vi har med andre ord en reell anledning til å vurdere antallet produksjons- og injeksjonsbrønner som er nødvendig etter hvert som informasjonen øker. For å håndtere reserven som nå ligger i intervallet 70 til 700 millioner fat, er den stokastiske analysemodellen bygget opp slik at antallet produksjons- og injeksjonsbrønner endres etter reservens volum for hver iterasjon. Utgangspunktet bygger på antakelsen om at en produksjonsbrønn maksimalt kan håndtere 25 millioner fat gjennom feltets antatte levetid. Dette er en grov antakelse da produksjonen fra en brønn er en funksjon av mange underliggende mekanismer, og derfor vil være ulik fra brønn til brønn. Videre er det antatt at for hver andre produksjonsbrønn som settes i produksjon vil det være behov for en injeksjonsbrønn.

Den samlede produksjonen er antatt å følge produksjonsprofilen illustrert i figur 7.21. Produksjonen på y-aksen er her representert som en fraksjon av totalt volum.



Figur 7.21 Produksjonsprofil for stokastisk analysemodell

For å beskrive og kvantifisere usikkerheten forbundet med de andre variablene som ble identifisert under den deterministiske analysen, er det gjennomført ekspertintervjuer. På grunnlag av intervjuobjektene manglende kunnskap om sannsynlighetsteori, er valget av sannsynlighetsfordelinger noe begrenset. Den triangulære sannsynlighetsfordelingen er derfor valgt her, da den er mer intuitiv og lettere å beskrive enn de mer teoretiske fordelingene som må beskrives gjennom forventningsverdi og standardavvik. En slik beskrivelse krever en meget god forståelse av sannsynlighetsteori, og ikke minst erfaring. Den triangulære fordelingen krever kun tre verdier i form av en maksimumsverdi, en mest sannsynlig verdi, og en minimumsverdi. Et sammendrag av informasjonen som kom frem under intervjuene er samlet i tabell 7.2.

Tabell 7.2 Sannsynlighetsfordeling for stokastiske variabler i millioner NOK

Variabel	Distribusjon	Minimum	Mest sannsynlig	Maks	Forventningsverdi
FPSO	Triangulær	8 000	10 000	15 000	11 000
OPEX	Triangulær	810	900	990	900
Produksjonsbrønner	Triangulær	360	600	1 080	680
SUB	Triangulær	4 300	5 400	8 000	5 900

År	Produksjonsprofil	Olje produsert [Mstb]	Oljepris [NOK]	Bruttoinntekt [MNOK]	Tot. CAPEX [MNOK]	OPEX [MNOK]	Transportkostnader [MNOK]	Utrangeringskostnader [MNOK]	Betalbar skatt [MNOK]	Fri kontantstrøm [MNOK]	EMV [MNOK]
0	-	-	611	-	28 550	-	-	-	-	-28 550	-28 550
1	0,0316	8	611	4 893	-	900	187	-	-	3 805	3 557
2	0,0632	16	611	9 786	-	900	375	-	-	8 511	7 434
3	0,0870	22	611	13 455	-	900	515	-	-	12 040	9 828
4	0,0988	25	611	15 290	-	900	585	-	6 926	6 879	5 248
5	0,0988	25	611	15 290	-	900	585	-	7 056	6 749	4 812
6	0,0988	25	611	15 290	-	900	585	-	10 768	3 037	2 024
7	0,0988	25	611	15 290	-	900	585	-	10 768	3 037	1 891
8	0,0988	25	611	15 290	-	900	585	-	10 768	3 037	1 768
9	0,0791	20	611	12 232	-	900	468	-	8 474	2 390	1 300
10	0,0474	12	611	7 339	-	900	281	-	4 803	1 355	689
11	0,0395	10	611	6 116	-	900	234	-	3 886	1 096	521
12	0,0356	9	611	5 504	-	900	211	-	3 427	967	429
13	0,0277	7	611	4 281	-	900	164	-	2 510	708	294
14	0,0237	6	611	3 670	-	900	140	-	2 051	578	224
15	0,0198	5	611	3 058	-	900	117	-	1 592	449	163
16	0,0158	4	611	2 446	-	900	94	-	1 133	320	108
17	0,0119	3	611	1 835	-	900	70	-	674	190	60
18	0,0119	3	611	1 835	-	900	70	-	674	190	56
19	0,0119	3	611	1 835	-	900	70	-	674	190	53
20	-	-	-	-	-	-	-	2 823	-	-2 823	-730
											<b>11 178</b> MNOK

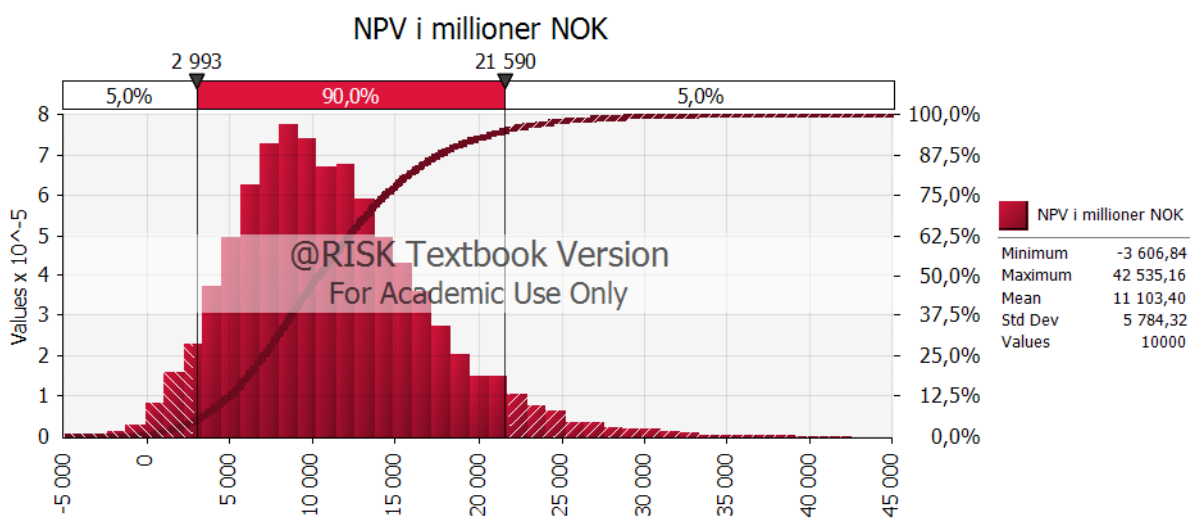
Figur 7.22 Stokastisk kontantstrømoppstilling for NPV i millioner NOK



Den stokastiske modellen, representert av den stokastiske kontantstrømoppstillingen i figur 7.22, er nå ferdigstilt og klar for å analyseres. I denne modellen er NPV 11 178 millioner NOK og beregnet på grunnlag av forventningsverdien til de stokastiske variablene som er implementert. Nedgangen i NPV skyldes at forventningsverdien til kostnaden for FPSO, produksjonsbrønner og SUB er noe høyere enn det deterministiske estimatet som lå til grunn i deterministiske analysemodellen. I tabell 7.2 er det tidligere estimatet representert i kolonne fire som «mest sannsynlig», og den reelle forventningsverdien i kolonne seks. Den forventede kapitalkostnaden er nå 28 550 millioner NOK, som er en økning på 2 380 millioner NOK fra den deterministiske analysemodellen.

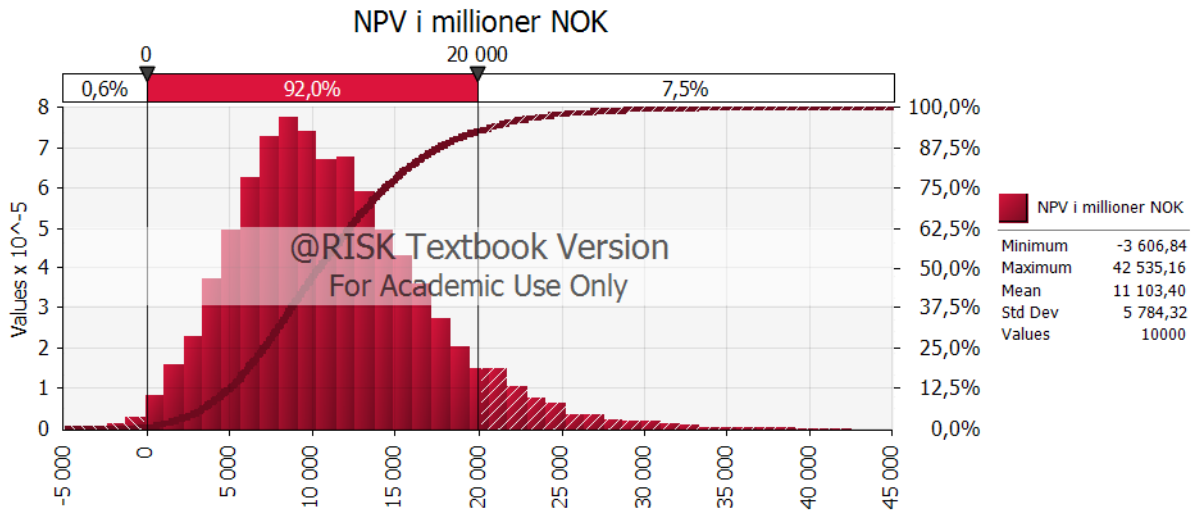
### 7.3.2 Stokastisk sensitivets- og usikkerhetsanalyse

Ved å gjennomføre en Monte Carlo simulering med 10 000 iterasjoner blir usikkerheten til NPV beskrevet gjennom sannsynlighetsdistribusjonen representert i figur 7.23. Sannsynligheten for at NPV vil ligge i intervallet fra 2 993 til 21 590 millioner NOK er gitt ved et 90 prosent konfidensintervall; ( $2\,993 < NPV \leq 21\,590$ ) millioner NOK. Intervallet kommuniserer en stor usikkerhet knyttet til NPV. NPV har en forventningsverdi på 11 103 millioner NOK, med et intervall av mulige utfall fra -3 606 til 42 535 millioner NOK. Da modellen er ikke-lineær er forventningsverdien etter endt simulering noe ulik forventningsverdien representert i figur 7.22.

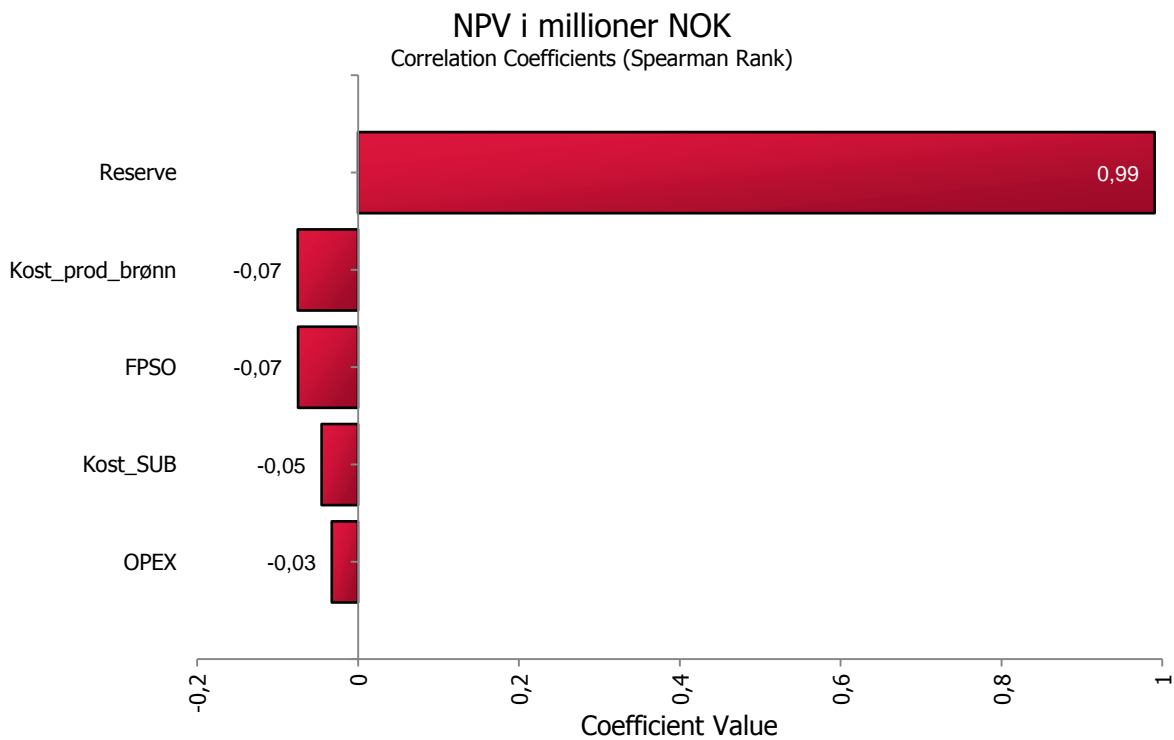


Figur 7.23 Sannsynlighetsdistribusjon for NPV med et 90 prosents konfidensintervall

På bakgrunn av vår kunnskap om hvilke utfall forklaringsvariablene, som til nå er inkludert i modellen kan ta, er det 0.6 prosent sannsynlighet for at prosjektet ender opp med å gå i tap (figur 7.24).



Figur 7.24 Sannsynligheten for at NPV kan bli negativ



Figur 7.25 Stokastisk sensitivitetsanalyse for NPV

Ut i fra den stokastiske sensitivitetsanalyse (figur 7.25) er det nå mulig å identifisere hvilke variabler beslutningsvariabelen er mest sensitiv for, og dermed hvilke variabler som bidrar mest til usikkerheten til NPV. Som det også ble identifisert under den deterministiske sensitivitetsanalyse, er reserven den definitivt største bidragsyteren med en positiv korrelasjonskoeffisient på 0.99. For de andre forklaringsvariablene har rekkefølgen, og dermed bidraget også endret seg noe (tabell 7.3). Kostnaden for produksjonsbrønner og FPSO, har begge en negativ korrelasjonskoeffisient på 0.07. Kostnad for SUB og OPEX er henholdsvis 0.05 og 0.03. Bidraget fra disse variablene er så å si ubetydelige sett opp mot reserven.

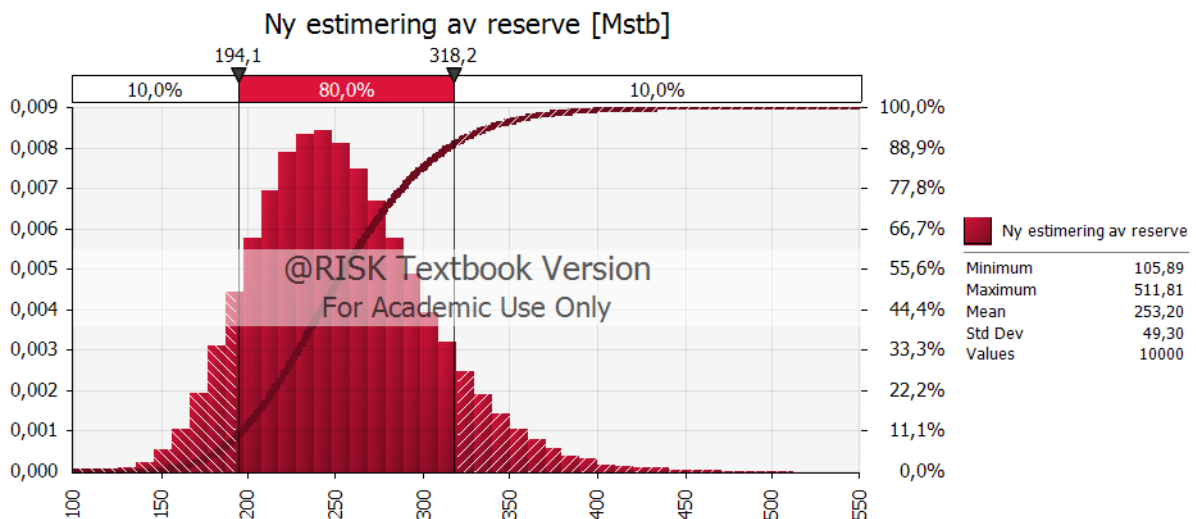
Tabell 7.3 Rangering av forklaringsvariabler etter bidrag til NPV

Deterministisk analysemodell		Stokastisk analysemodell
FPSO		Kost_prod_brønn
OPEX		FPSO
Kost_prod_brønn		Kost_SUB
Kost_SUB		OPEX

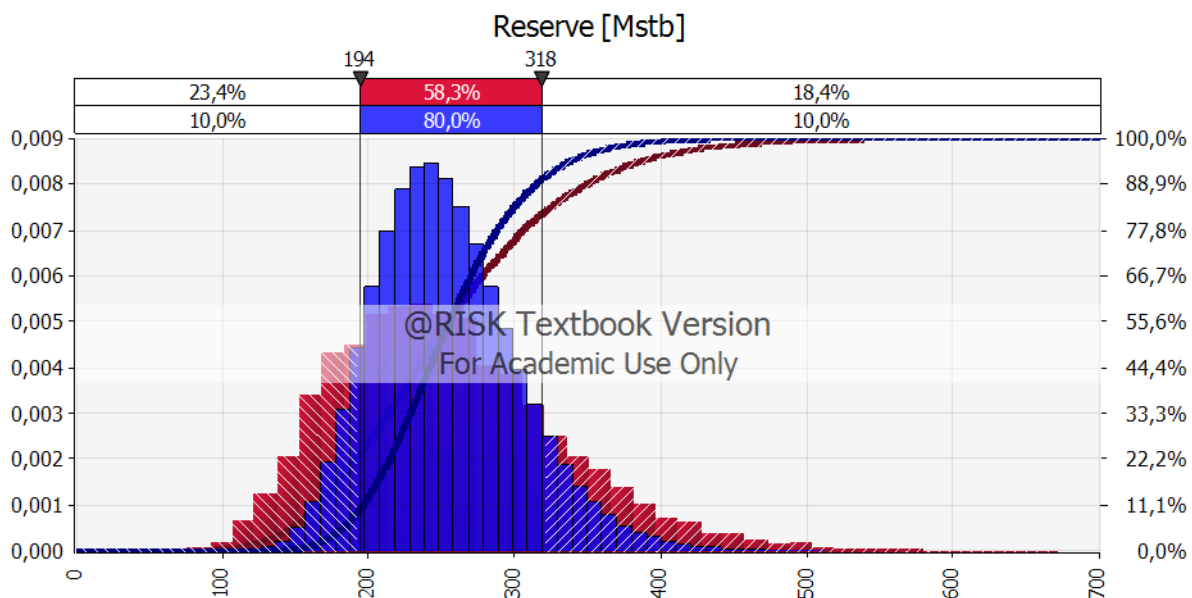
Selv om det sett opp mot potensialet i reserven, viser seg å ikke være økonomisk forsvarlig å redusere usikkerheten til disse variablene, er denne endringen likevel viktig å legge merke til. Variablene som etter den stokastiske sensitivitetsanalysen er rangert høyest, bør videre monitoreres og vies størst oppmerksomhet gjennom de neste fasene av feltutbyggingen. Dette betyr ikke at de andre variablene kan utelukkes, men det gir et innblikk i hvilke variabler som bør få ekstra oppmerksomhet.

### 7.3.3 Vurdering

Det leder oss hen til siste fasen av beslutningsanalysen. For å kunne redusere usikkerheten til NPV, er det mest åpenbare alternativet i denne omgang, å redusere usikkerheten i estimatet av reserven ved å innhente ny informasjon. Som nevnt er dette prosjektet helt i starten av i utviklingsfasen. Estimatet av reserven har til nå vært basert på noe begrenset informasjon. Det antas derfor videre at ny informasjon om reservoaret er hentet inn fra ytterligere prøve- og avgrensingsboring. På bakgrunn av informasjon fra brønntester og brønnlogging, har reservoaringeniørene foretatt en ny stokastisk reservoarsimulering. Reserven er nå estimert til å ha en forventningsverdi på 253.2 millioner fat, og et standardavvik på 49.30 millioner fat (figur 7.26). Det vil si at det nye estimatet har den samme forventningsverdien som tidligere estimat, men med et noe lavere standardavvik. For sammenligning med tidligere estimat, se figur 7.27. Her er nytt estimat representert i blått.



Figur 7.26 Utfall av oppdatert stokastisk reservoarsimulering, i millioner fat



Figur 7.27 Sammenligning av tidligere (rødt) og nytt estimat (blått) av reserven etter stokastisk reservoarsimulering

Figur 7.27 viser at det nye estimatet med 80 prosent sannsynlighet, vil ligge i intervallet mellom 194 og 318 millioner fat mot tidligere 58.3 prosent. Usikkerheten til reserven er dermed redusert.

Resultatet av denne simuleringen danner nå grunnlaget for en ny runde med beslutningsanalyse. I den deterministiske analysen som er gjennomført, ble forventningsverdien til reserven trukket ut av sannsynlighetsfordelingen og benyttet i beregningene. Da denne verdien ikke er endret, er det heller ikke nødvendig å foreta en ny deterministisk analyse. Det vil derimot bli foretatt en mer detaljert sammenligning av den deterministiske analysen, som representerer Totals metode, med den oppdaterte stokastiske analysen når den er gjennomført.

## 7.4 Oppdatert stokastisk analysemodell

På bakgrunn av sensitivitetsanalysen som ble gjennomført i forrige runde vil usikkerheten forbundet med reserven i tillegg til kostnaden for produksjonsbrønner, og FPSO, bli beskrevet i form av stokastiske variabler i denne modellen.

### 7.4.1 Kvantifisering av usikkerhet

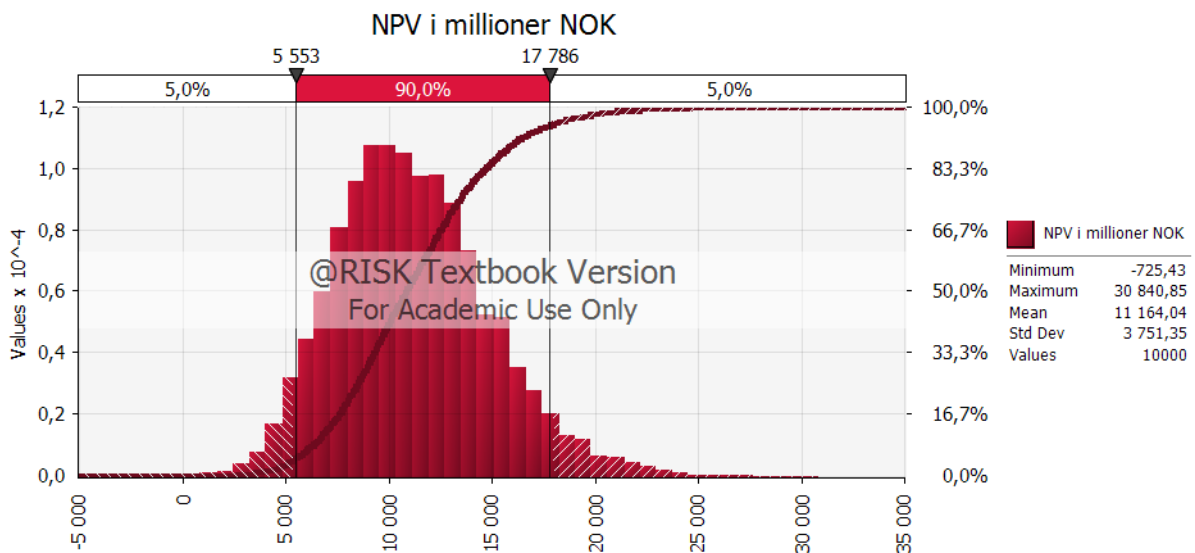
Reserven er nå estimert til å ha en forventningsverdi på 253.2, og et standardavvik på 49.30 millioner fat. Minste og største verdi som ble observert, er henholdsvis 105.89 og 511.81 millioner fat. Reservens øvrige karakteristikk er den samme som tidligere. Reserven vil derfor bli beskrevet med en log-normal fordeling. Den øvre grensen vil i dette tilfellet bli satt til 520 millioner fat. De øvrige stokastiske variablene/forklaringsvariablene vil bli beskrevet som tidligere (tabell 7.4).

Tabell 7.4 Sannsynlighetsfordeling for stokastiske variabler i oppdatert modell, tall i millioner NOK

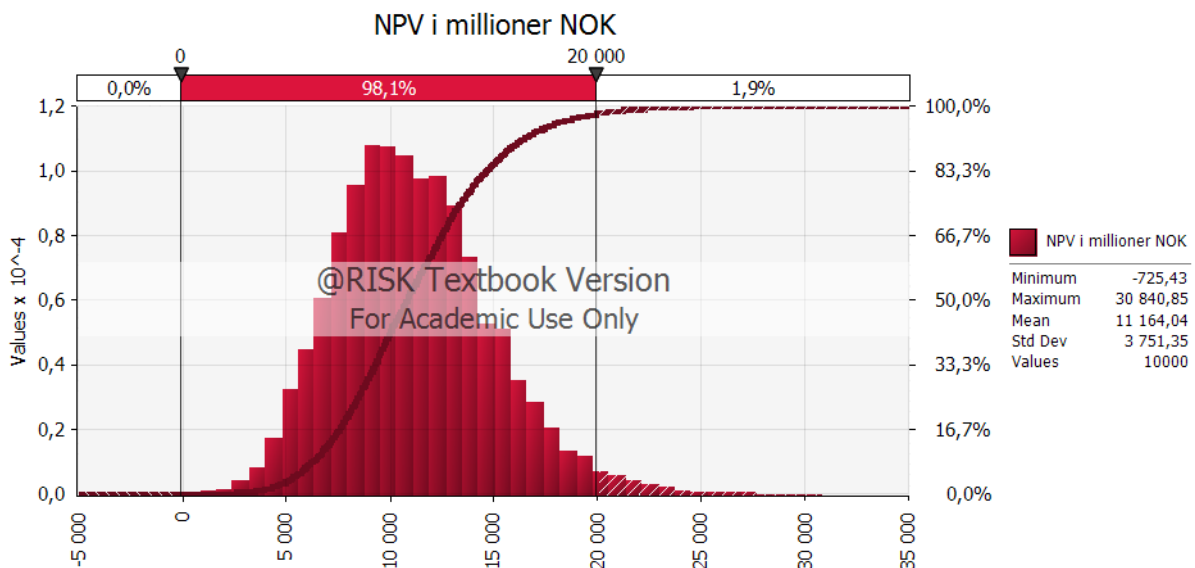
Variabel	Distribusjon	Minimum	Mest sannsynlig	Maks	Forventningsverdi
Produksjonsbrønner	Triangulær	360	600	1 080	680
FPSO	Triangulær	8 000	10 000	15 000	11 000

## 7.4.2 Stokastisk sensitivitets- og usikkerhetsanalyse

En Monte Carlo simulering med 10 000 iterasjoner er gjennomført på den oppdaterte modellen (figur 7.28). NPV har nå en forventningsverdi på 11 164 millioner NOK, med et intervall av mulige utfall fra -725 til 30 840 millioner NOK. Minste mulige utfall, er redusert med 2 881 millioner NOK, og største mulige utfall med 11 695 millioner NOK. Det er nå 90 prosent sannsynlighet for at NPV vil være i intervallet mellom 5 553 og 17 786 millioner NOK mot tidligere ( $2\,993 < NPV \leq 21\,590$ ) millioner NOK. Usikkerheten til NPV er dermed redusert.



Figur 7.28 90 prosent konfidensintervall for NPV i millioner NOK etter oppdatering av analysemodell

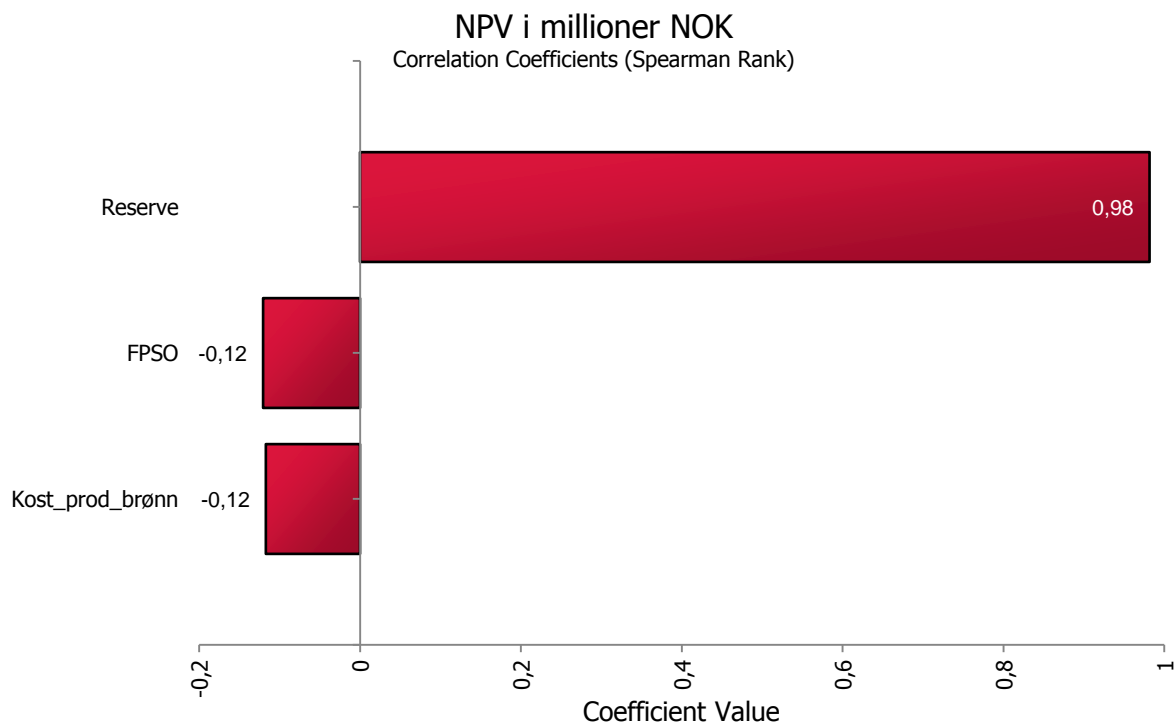


Figur 7.29 Sannsynligheten for at NPV kan bli negativ etter oppdatering av analysemodell

Sannsynligheten for at prosjektet skal ende opp med å gå i tap har gått ned i fra 0.6 til omtrent null prosent (figur 7.29).

Ved å studere Monte Carlo simuleringens sensitivitetsanalyse (figur 7.30), kan vi se at reservens positive korrelasjonskoeffisient er redusert fra 0.99 til 0.98, og er fremdeles den variabelen NPV er

mest sensitiv ovenfor. Som en følge av reduksjonen i reservens korrelasjonskoeffisient, har nå kostnaden for boring og FPSO begge en negativ korrelasjonskoeffisient på 0.12. Det tilsvarer en økning på 0.05.



Figur 7.30 Resultat stokastisk sensitivetsanalyse for NPV etter oppdatering av modell

### 7.4.3 Vurdering

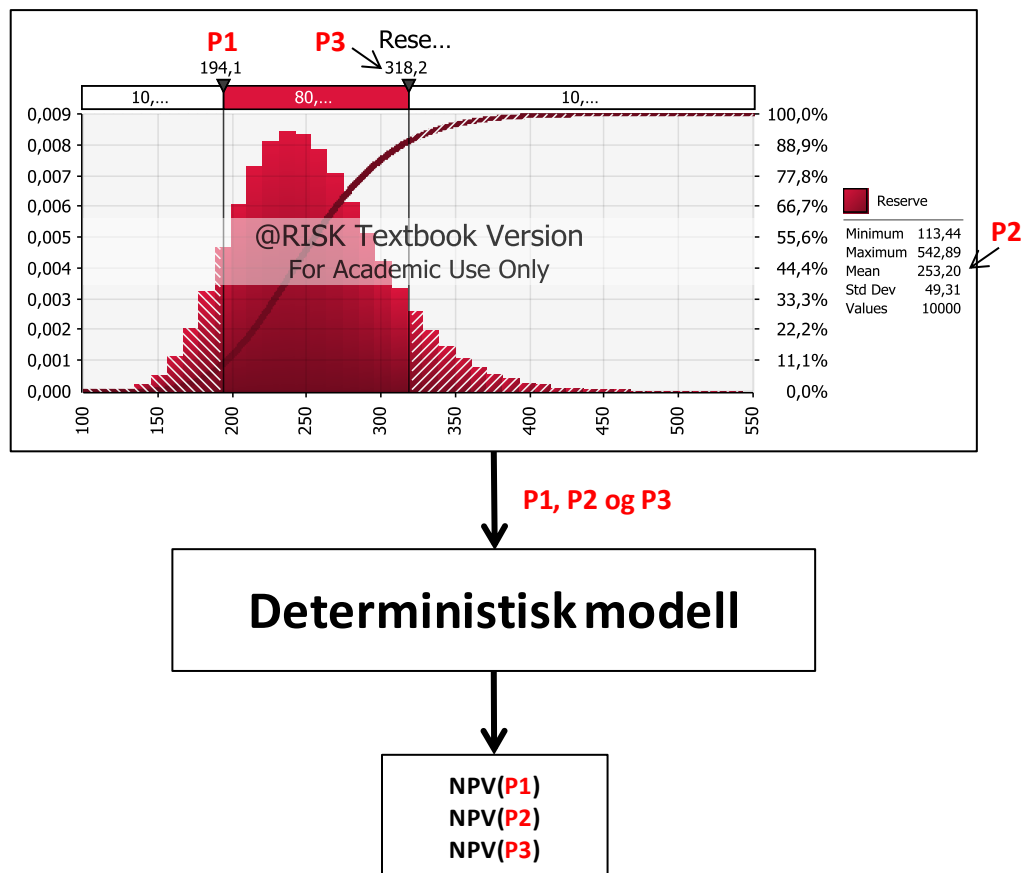
På grunnlag av den nye analysen, må det igjen foretas en vurdering for hvorvidt det er mulig å redusere usikkerheten i noen av forklaringsvariablene. Det antas her at det etter en vurdering, på bakgrunn av organisasjonens preferanse til usikkerhet, viser seg å være økonomisk uforsvarlig å redusere usikkerheten til forklaringsvariablene ytterligere, og dermed også usikkerheten til beslutningsvariabelen, NPV.

### 7.5 Sammenligning av resultat

Videre følger en sammenligning av resultatet fra den deterministiske analysemodellen som representerer Totals metode for beslutningsanalyse under usikkerhet, og den stokastiske beslutningsanalysen. Det understrekes at hovedtyngden vil bli lagt på håndtering av usikkerhet, og at en reell beslutningsanalyse gjennomført av Total vil bestå av flere komponenter.

I den deterministiske modellen er forventningsverdien til reserven benyttet for å estimere NPV. NPV blir også estimert ved å trekke ut reservoarvolumet ved P1, og i noen tilfeller P3 som illustrert i figur 7.31. P1 representerer kvantilen som også omtales som P10 eller P10/90. Kvantilen tolkes slik at det er 10 prosent sannsynlighet for at reservoarvolumet vil være mindre enn denne verdien, og 90 prosent sannsynlighet for at det vil være større. Tilsvarende for P3, men her er det 90 prosent

sannsynlighet for at reservoarvolumet vil være mindre, og 10 prosent sannsynlighet for at det vil være større. P2 representerer forventningsverdien til reserven<sup>19</sup>.



Figur 7.31 NPV estimeres på bakgrunn av tre ulike reservoarvolum P1, P2 og P3 i den deterministiske modellen

For å få en mer realistisk sammenligning av den deterministiske og stokastiske modellen er det her tatt høyde for at antallet brønner og havbunnsrammer endres i takt med reservoarvolumet, også i den deterministiske modellen. Resultatet av den deterministiske modellen er presentert i følgende tabell:

Tabell 7.5 Resultat av deterministisk modell

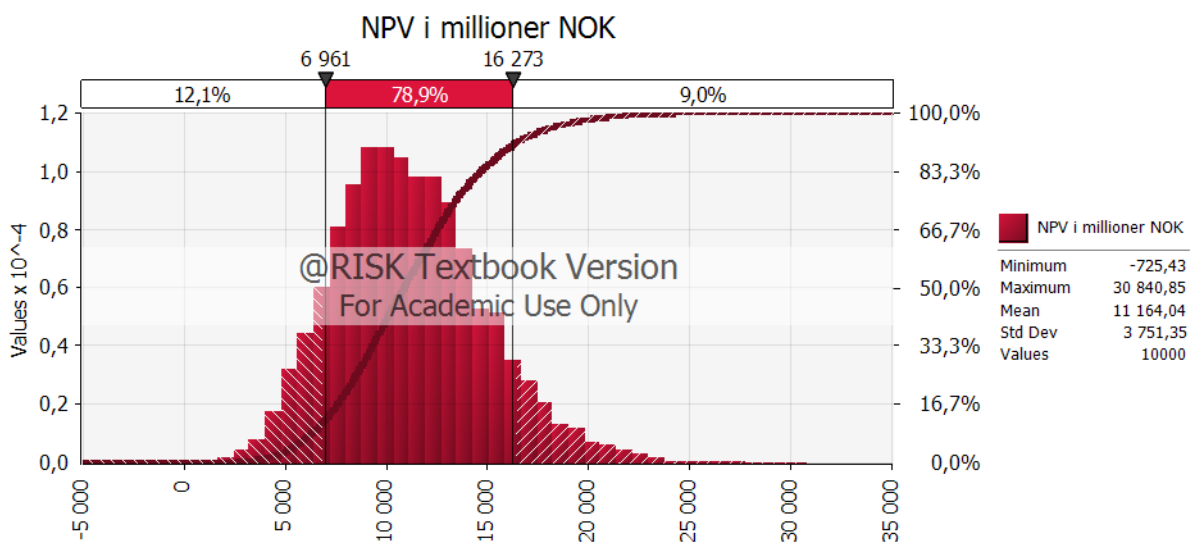
	Reserve [Mstb]	NPV [MNOK]	NPV kali. [MNOK]
<b>NPV(P1)</b>	194.1	7 487	6 961
<b>NPV(P2)</b>	253.2	11 855	11 325
<b>NPV(P3)</b>	318.2	16 844	16 273

Kolonne tre i tabell 7.5 representerer den originale deterministiske modellen (figur 7.13) og kolonne fire representerer en kalibrert modell, som benytter forventningsverdien til de stokastiske variablene, det vil si kostnad for brønn og FPSO i tillegg til reserven.

<sup>19</sup>Det finnes også eksempler der P2 er beskrevet som P50/50 kvantilen. Dette er ikke et problem så lenge sannsynlighetsfordeling er symmetrisk, og mode, median og forventningsverdi er samlet ved distribusjonens høyeste punkt. For en usymmetrisk fordeling, som reserven her representerer, vil mode, median og forventningsverdi ha ulike verdier. Poenget er at valget av sannsynlighetsvariabel bør være konsekvent.

Til sammenligning benytter den stokastiske modellen alle de tilfeldige variablene reserven kan ta, i tillegg til de andre stokastiske variablene som er implementert i modellen på bakgrunn av deres respektive sannsynlighetsfordeling. Resultatet er, som presentert under den oppdaterte stokastiske analysen, en sannsynlighetsfordeling som uttrykker usikkerheten til NPV.

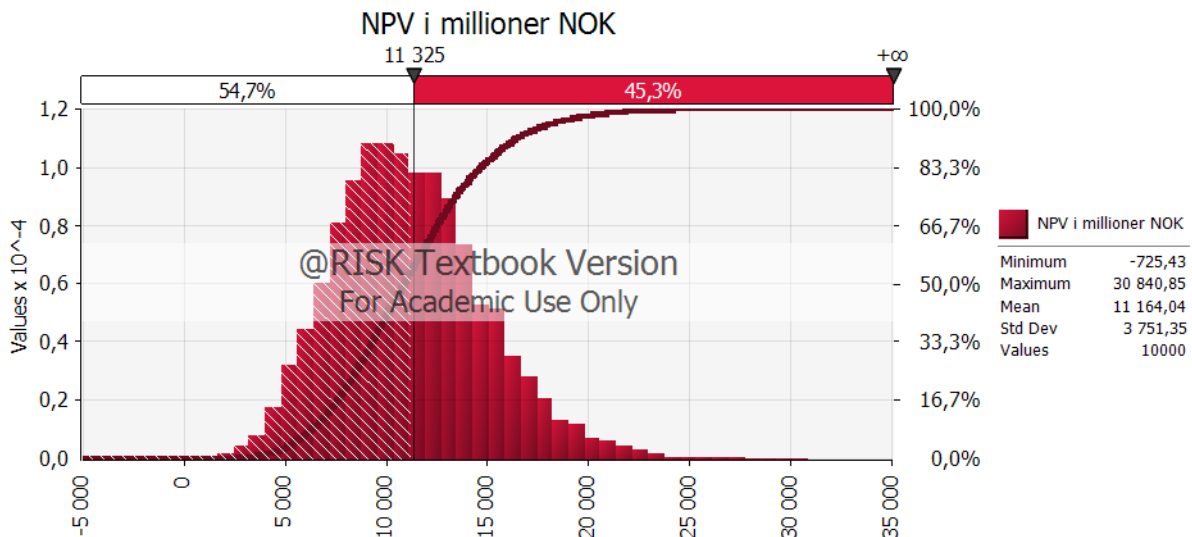
La oss ta utgangspunkt i den kalibrete deterministiske modellens resultat for NPV, representert i kolonne fire i tabell 7.5. Her ser vi at for reservoarvolumet P1, følger det en NPV(P1) på 6 961 millioner NOK, men det er også den eneste informasjonen vi får. Den samme NPV kan vi også finne i sannsynlighetsfordelingen, dog ikke knyttet opp mot en spesifikk rate, men med informasjon om den tilhørende sannsynligheten. Ut i fra figur 7.32 kan vi se at det er 12.1 prosent sannsynlighet for at prosjektet skal ende opp med en NPV mindre enn 6 961 millioner NOK, som er ekvivalent med at det er 87.9 prosent sannsynlighet for NPV kan ende opp med å bli større enn 6 961 Millioner NOK. Det er for øvrig 78.9 prosent sannsynlighet for at NPV vil være i intervallet  $(6\ 961 < NPV \leq 16\ 273)$  millioner NOK, som henholdsvis representerer verdien til NPV(P1) og NPV(P3).



Figur 7.32 Sannsynligheten for at NPV kan komme til å bli mindre enn 1 403 Millioner NOK

Sannsynligheten for at NPV vil være mindre enn 11 325 millioner NOK, som representerer NPV(P2) i den deterministiske modellen, er her 54.7 prosent (figur 7.33).





Figur 7.33 Sannsynligheten for at NPV kan komme til å bli mindre enn 11 325 Millioner NOK

Muligheten til å kunne sjekke sannsynligheten for at NPV kan bli mindre enn en gitt verdi er en fordel, men den kanskje største fordelen er det å kunne studere hele sannsynlighetsfordelingen. Sannsynlighetsfordelingen danner et godt bilde av usikkerheten forbundet med beslutningsvariabelen. Ulike scenarier innenfor samme prosjekt kan nå sammenlignes<sup>20</sup>, ikke bare med bakgrunn i en deterministisk verdi, men med bakgrunn i usikkerheten som er forbundet med hvert enkelt scenario. Det samme gjelder ulike prosjekter på et strategisk nivå. Dette er verdifull informasjon som kan bidra til at beslutningstakeren kan foreta en god beslutning.

## 7.6 Implementering av stokastisk oljepris

Det er i all hovedsak reserven og prisen på olje som danner grunnlaget for enhver investering i oppstrøms olje- og gassindustri. Prisen på olje er den variabelen NPV er mest sensitiv ovenfor, men det er også den variabelen det knyttes størst usikkerhet til. For å få en mer realistisk beskrivelse av usikkerheten i NPV enn den vi allerede har, burde også usikkerheten forbundet med oljeprisen inkluderes. Dette er imidlertid ikke en enkel oppgave. Under delkapittel 5.2.1.1 ble prisen på olje beskrevet med følgende karakteristikker:

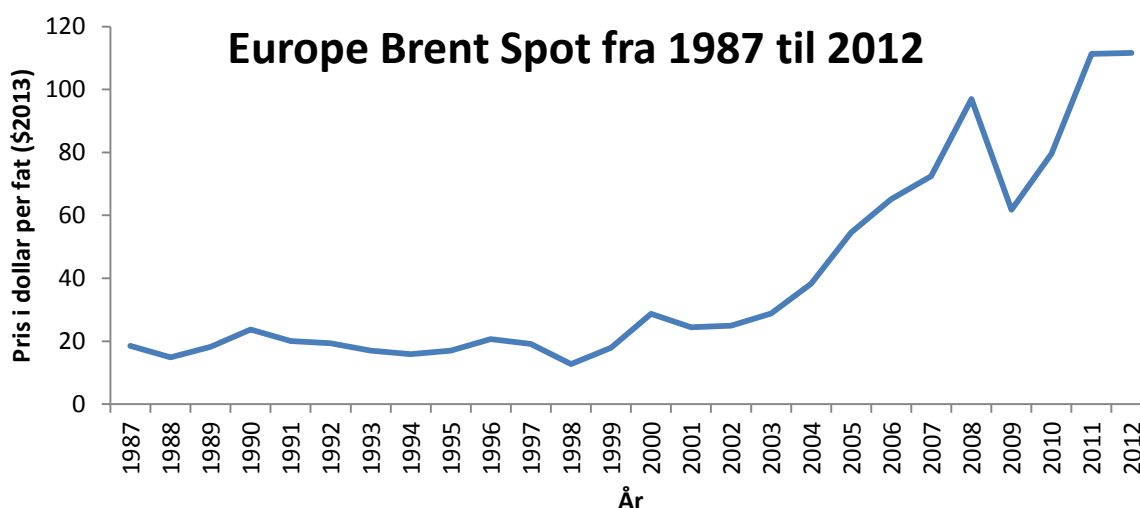
- Sterkt volatil (fluktuerende).
- Tilfeldige prishopp som kan karakteriseres som større enn «normale» fluktuasjoner.
- Nesten normalfordelte på årlige stigninger, målt i prosent.
- Har en tendens til å falle tilbake på noe som kan karakteriseres som langsiktig middelvei.

En modell som skal beskrive den fremtidige prisen på olje og dens usikkerhet, bør kunne beskrive disse karakteristikene (Begg and Smit 2007). I litteraturen er det beskrevet flere modeller som forsøker å etterligne disse karakteristikene. Felles for de fleste av dem, er at de betrakter prisen på olje som en stokastisk prosess. Metodene som av industrien er å betrakte som mest egnede til dette

<sup>20</sup> To eller flere sannsynlighetsdistribusjoner kan sammenlignes på bakgrunn av deres forventningsverdi, men denne metoden tar ikke høyde for usikkerheten beslutningsvariabelens distribusjon representerer. For å kunne sammenligne hele sannsynlighetsdistribusjonen opp mot en annen, kan teorien om *stokastisk dominans* benyttes. Denne teorien vil imidlertid ikke bli belyst i denne oppgaven.

formålet, er «Mean Reverting Processes» og «Geometric Brownian Motion» (Staber 2006). Poenget med den første metoden er antakelsen om at prisen er svært volatil, men at de største svingningene er midlertidige og at prisen alltid vil falle tilbake til en langsiktig middelvei. Sistnevnte beskriver oljeprisen som en eksponentiell Brownsk bevegelse. Det vil si at prisen følger en eksponentiell kurve samtidig som den tilfeldig svinger opp og ned. «Geometric Brownian Motion» er for øvrig metoden som benyttes til å estimere fremtidige aksjekurser i den velkjente Black–Scholes modellen (Bodie et al. 2009).

For å kunne ta i bruk disse modellene må vi kunne si noe om oljeprisens fremtidige volatilitet. «Mean Reverting Processes» krever i tillegg fastsettelse av en gjennomsnittspris. Som nevnt er det ikke mulig å forutsi de fleste mekanismene som har et potensial til å påvirke den fremtidige prisen på olje, og dermed heller ikke den fremtidige volatiliteten og gjennomsnittsprisen. For å prøve å danne oss et bilde av svingningene i prisen på olje, kan vi studere den historiske oljeprisen og dens volatilitet (figur 7.34).



Figur 7.34 Årlig gjennomsnittspris for Europe Brent Spot fra 1987 til 2012 (Kilde: EIA)

I tabell 7.6 er gjennomsnittlig oljepris og standardavvik beregnet for ulike perioder de siste 26 årene. Råvareprisen er basert på EIA's årlige prishistorikk for Europe Brent Spot og dollarkursen er den samme som under beslutningsanalysen (5.85 NOK/\$ 20.mai 2013).

Tabell 7.6 Gjennomsnittlig oljepris og standardavvik for Europe Brent Spot i NOK

	År	Gjennomsnitt, $\mu$	Standardavvik, $\sigma$
Siste 26 år	1987-2012	232,57	182,93
Siste 20 år	1993-2012	268,77	194,89
Siste 15 år	1998-2012	323,40	196,78
Siste 10 år	2003-2012	421,47	166,02
Siste 5 år	2008-2012	539,58	125,80

Det er rimelig enkelt å estimere statistiske verdier som i tabell 7.6, men det er ikke like enkelt å bestemme hvilke verdier som skal benyttes som utgangspunkt for å forsøke å beskrive den fremtidige prisen på olje.

Videre følger et eksempel hvor en «Random Walk»-prosess er benyttet for å prøve å beskrive den fremtidige prisen på olje. Det antas at oljeprisens volatilitet øker proporsjonalt med tiden (Bodie et al. 2009, Copeland and Antikarov 2003). Det vil si at volatiliteten ved tiden,  $t$ , er gitt ved:

$$\sigma_t = \sigma\sqrt{t}$$

Formel 7.1

Hvor:

$\sigma$  = standardavvik

$t$  = tid i år

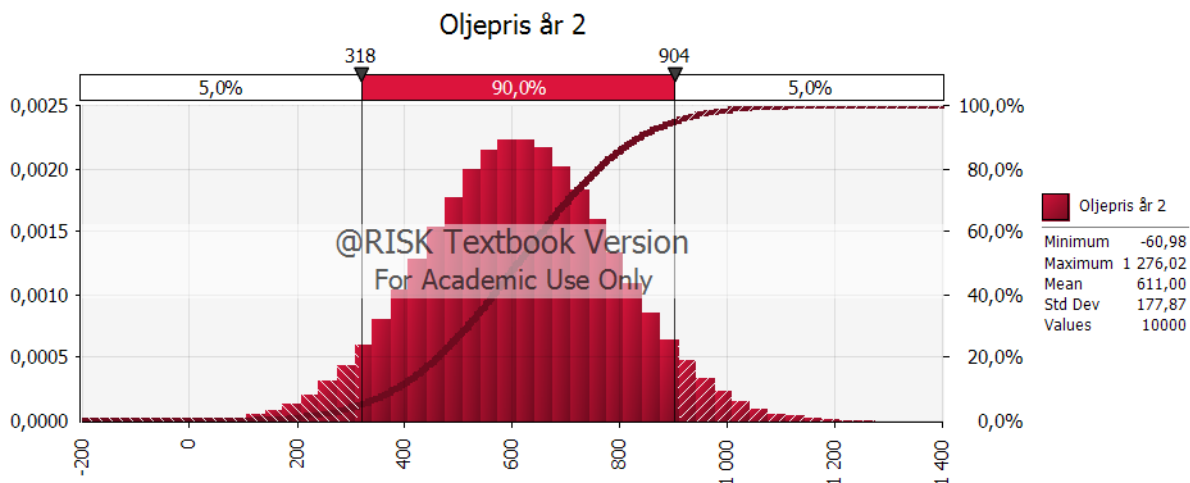
Ved å ta utgangspunkt i standardavviket for de siste fem årene kan oljeprisens årlige volatilitet beregnes for «Auhilds» forventede levetid:

Tabell 7.7 Oljeprisens årlige volatilitet

År	Volatilitet	År	Volatilitet
1	125,80	11	417,21
2	177,90	12	435,77
3	217,88	13	453,56
4	251,59	14	470,68
5	281,29	15	487,20
6	308,13	16	503,18
7	332,82	17	518,67
8	355,80	18	533,70
9	377,39	19	548,33
10	397,80	20	562,57

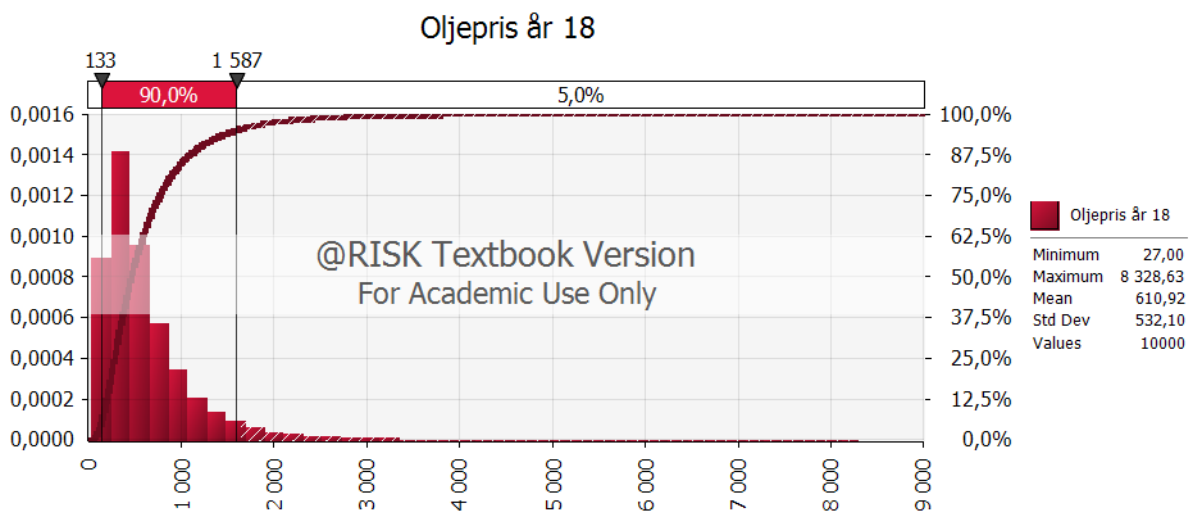
I tillegg behøves en gjennomsnittlig oljepris. I denne omgang antas det at denne prisen er den samme som dagens oljepris, på 611 NOK.

For å kunne simulere den årlige fremtidige oljeprisen må det også, som for de andre stokastiske variablene som er implementert i den stokastiske modellen, fastsettes en sannsynlighetsfordeling. Dersom det antas at det er like stor sannsynlighet for at prisen vil stige, som at den vil synke, er en normalfordeling et naturlig valg. Problemet med å velge denne fordelingen er dog at vi fort får en oljepris som kan ta negative verdier (figur 7.35).



Figur 7.35 Resultat av simulering for oljepris i år to med normalfordeling

Dette problemet kan imidlertid løses ved å benytte log-normal fordelingen, som etter sannsynlighetsfordelingens natur, aldri vil resultere i negative verdier. Selv om negative verdier nå unngås, vil det derimot kunne forekomme ekstreme positive verdier. Som det kommer frem av figur 7.36, vil det for eksempel i år 18 være fem prosent sannsynlighet for at den estimerte oljeprisen vil overskride 1 587 NOK. Største verdien observert etter 10 000 iterasjoner er 8 328. Det er selvfølgelig mulig å trukkere prisen, men hvor skal da en eventuell grense settes? Denne problemstillingen vil ikke bli videre drøftet her, men er et eksempel på spørsmål det vil være viktig å ta stilling til. Sannsynligheten for at prisen skal overstige 2 650 NOK er for øvrig én prosent.



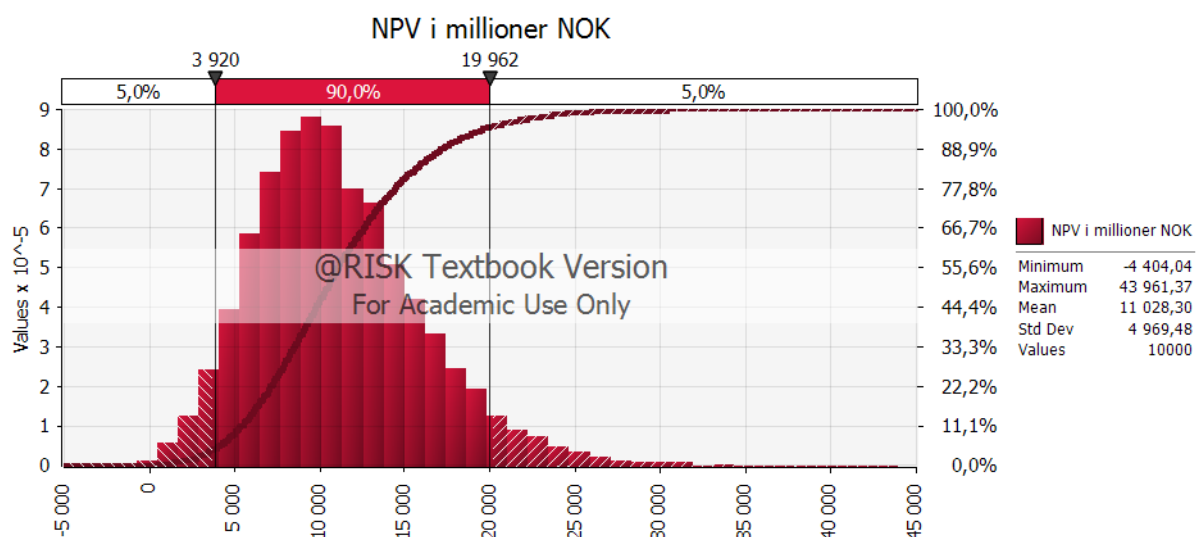
Figur 7.36 Resultat av simulering for oljepris i år 18 med log-normal fordeling

Videre vil det tas utgangspunkt i den oppdaterte stokastiske analysemodellen (kapittel 7.4), og usikkerheten forbundet med oljeprisen vil bli implementert i denne. Variablene som i den nye modellen vil være representert av en stokastisk variabel, blir da:

- Årlig oljepris
- Reserven
- Kostnad for produksjonsbrønner

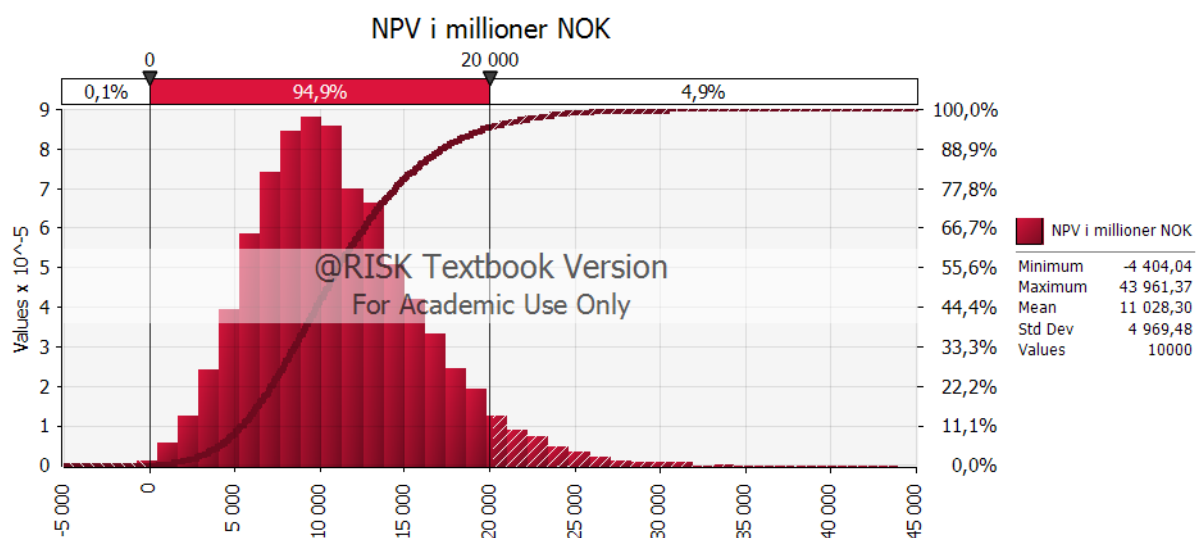
- Kostnad for FPSO

En Monte Carlo simulering med 10 000 iterasjoner fører nå til følgende resultat:



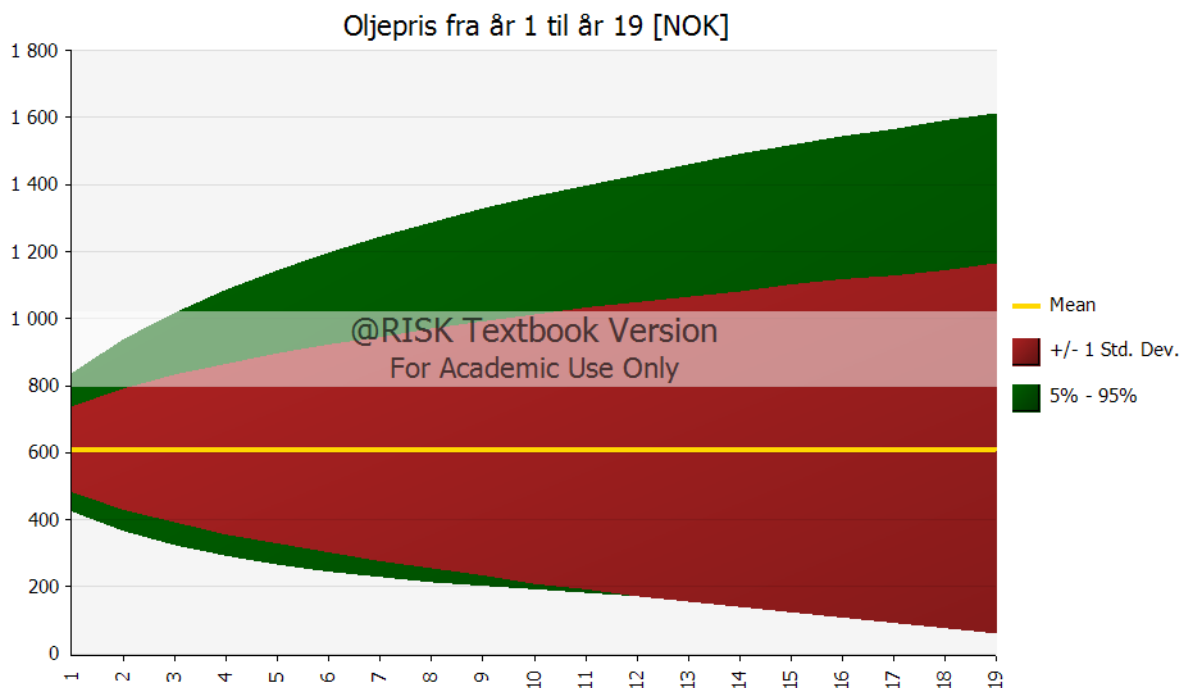
Figur 7.37 Resultat av simulering for NPV inklusiv årlig stokastisk oljepris

NPV har nå en forventningsverdi på 11 028 Millioner NOK (figur 7.37), med et intervall av mulige utfall på -4 404 til 43 961 millioner NOK. Det er nå 90 prosent sannsynlighet for at prosjektet kan ta en verdi i intervallet 3 920 til 19 962 millioner NOK, og sannsynligheten for at prosjektet vil ende opp med å gå i tap er nå 0.1 prosent (figur 7.38).



Figur 7.38 Sannsynligheten for at prosjektet skal ende opp med å gå i tap

Usikkerheten i oljeprisen vil etter våre antakelser øke med tiden (figur 7.39). Det første året vil prisen med 90 prosent sannsynlighet ligge innenfor et intervall på 428 til 836 NOK. I år 19 har dette intervallet økt betraktelig, og det er her 90 prosent sannsynlighet for at prisen vil være mellom 128 og 1 609 NOK.



Figur 7.39 Oljeprisens fluktusjon gjennom feltets antatte levetid

Usikkerheten i oljeprisen er nå, i tillegg til de andre stokastiske variablene som er implementert i modellen, reflektert gjennom sannsynlighetsfordelingen til NPV. Implementeringen av usikkerheten til oljeprisen er kun tatt med for å gi et innblikk i prinsippene og utfordringene som ligger bak en slik implementering, og er ikke ment som et reelt forslag til endring.

## 8 Konklusjon

På bakgrunn av beslutningsanalysen som er utført på den deterministiske og stokastiske analysemodellen, er det konkludert med at sannsynlighetsfordelingen for NPV gir et mer korrekt bilde over de mulige utfall denne kan ta. Dette i motsetning til den deterministiske analysen som resulterer i statiske verdier for NPV, og som dermed kun viser et fåtall av alle de utfall NPV kan ta. Sannsynlighetsfordelingen til NPV, som er et resultat av den stokastiske Monte Carlo analysen, egner seg dermed bedre til å håndtere og kommunisere usikkerheten fra reserven og de andre stokastiske variablene som er inkludert.

Den stokastiske sensitivitetsanalysen gir i tillegg et mer korrekt bilde over hvilke forklaringsvariabler NPV er mest sensitiv ovenfor. I første omgang gjelder det hvilke variabler det kan lønne seg å redusere usikkerheten til, og i andre omgang hvilke variabler som bør få mest oppmerksomhet gjennom prosjektets øvrige faser.

En stokastisk beslutnings- og sensitivitetsanalyse kommuniserer usikkerheten til beslutningstakeren på en utvetydelig måte, men byr i tillegg på utfordringer. Modellen som er benyttet i denne oppgaven inkluderer stokastiske variabler fra de fleste avdelingene som er involvert. Tradisjonelt sett er det kun de endelige kostnadene, på et overordnet nivå, som videreføres til den økonomiske analysemodellen, og som dermed danner grunnlaget for en beslutningsanalyse. Analysemodellen som er benyttet i denne oppgaven er noe forenklet, men kan relativt enkelt bygges ut for å inkludere flere variabler fra de ulike disiplinene. Det bør uansett gjøres en nøysom vurdering av hvilke variabler som skal implementeres. Gjennom innsamlingen av informasjon til caseanvendelsen, ble det erfart at enhver disiplin har sine egne «kjepphester», og dermed også hvilke variabler de mener er viktigst å implementere. Utfordringen før en eventuell implementering er å vurdere hvilke variabler som har et potensiale til å kunne påvirke en endelig beslutning.

## 9 Referanser

- Albright, S. Christian, Wayne L. Winston, Mark Broadie, Lawrence L. Lapin, and William D. Whisler. 2012. *Management science modeling*. [Mason, Ohio]: South-Western Cengage Learning.
- Allison, J.C. 1994. Issues in the Estimation and Application of Discount Rates for Investment Evaluation. In *Oil and Gas Economics, Finance and Management Conference*. London, United Kingdom: 1994 Copyright 1994, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Arild, Oystein, Hans Petter Lohne, and Reidar Brumer Bratvold. 2008. A Monte Carlo Approach to Value of Information Evaluation. In *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia: International Petroleum Technology Conference.
- Aven, Terje. 2009. *Risk analysis: assessing uncertainties beyond expected values and probabilities*. Chichester: John Wiley.
- Aven, Terje. 2010. *Misconceptions of risk*. Chichester: John Wiley.
- BBC News. 2013. *Opec: The oil cartel*. BBC News World Edition 2003 [cited 22. mai 2013]. Available from <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/689609.stm>.
- Begg, S.H., R.B. Bratvold, and J.M. Campbell. 2003. Shrinks Or Quants: Who Will Improve Decision-Making. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers.
- Begg, S.H., J.M. Campbell, and R.B. Bratvold. 2001. Improving Investment Decisions Using a Stochastic Integrated Asset Model. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
- Begg, Stephen Hope, and Nea Smit. 2007. Sensitivity of Project Economics to Uncertainty in Type and Parameters of Price Models. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anaheim, California, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers.
- Bickel, J. Eric. 2012. "Discretization, Simulation, and the Value of Information." *SPE Economics & Management* no. 4 (4):pp. 198-203. doi: 10.2118/145690-pa.
- Bickel, J. Eric, and Reidar Brumer Bratvold. 2007. Decision Making in the Oil and Gas Industry: From Blissful Ignorance to Uncertainty-Induced Confusion. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anaheim, California, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers.
- Bjørkum, Per Arne. 2009. *Annerledestenkerne: kreativitet i vitenskapens historie*. Oslo: Universitetsforl.
- Bodie, Zvi, Robert C. Merton, David L. Cleeton, and Zvi Bodie. 2009. *Financial economics*. Upper Saddle River, N.J.: Pearson Prentice Hall.
- BP Energy Outlook 2030. 2013. Available from <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013/energy-outlook-2030-.html>.
- Bratvold, R.B., S.H. Begg, and J.M. Campbell. 2002. Would You Know a Good Decision if You Saw One? In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas: Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Bratvold, Reidar B., and Steve H. Begg. 2010. *Making good decisions*. Richardson, Tex.: Society of Petroleum Engineers.
- Clemen, R.T., and T. Reilly. 1996. "Dependent Decision Analysis."
- Copeland, Thomas E., and Vladimir Antikarov. 2003. *Real options: a practitioner's guide*. New York: Texere.
- Emhjellen, Kjetil, Magne Emhjellen, and Petter Osmundsen. 2001. "Investment cost estimates and investment decisions." *Energy Policy* no. 30:91-96. doi: 10.1016/S0301-4215(01)00065-9.
- Evans, Robin. 2000. Decision Analysis for Integrated Reservoir Management. In *SPE European Petroleum Conference*. Paris, France: 2000,. Society of Petroleum Engineers Inc.
- Fakta 2012 Norsk Petroleumsvirksomhet. 2012. edited by Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet: Oljedirektoratet.
- Fakta 2013 Norsk Petroleumsvirksomhet. 2013. edited by Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet: Oljedirektoratet.



- Fevang, H. J. 2013. *Investeringsanalyse og styring av usikkerhet i investeringsprosjekter* 2001 [cited 4. april 2013]. Available from <http://www.magma.no/investeringsanalyse-og-styring-av-usikkerhet-i-investeringsprosjekter>.
- Floris, F.J.T., and M.R.H.E. Peersmann. 2000. E&P Decision Support System for Asset Management - A case study. In *SPE European Petroleum Conference*. Paris, France: 2000,. Society of Petroleum Engineers Inc.
- Galli, Alain, Margaret Armstrong, and Marco Antonio G. Dias. 2004. The Value of Information: A Bayesian Real Option Approach. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Goodwin, Paul, and George Wright. 2009. *Decision analysis for management judgment*. Chichester: Wiley.
- Graham, John, and Campbell Harvey. 2002. "How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions?" *Journal of Applied Corporate Finance* no. 15 (1).
- Gustavson, J.B. 2000. "Valuation of Non-U.S. Oil and Gas Properties." *Journal of Petroleum Technology* no. 52 (2):56-61. doi: 10.2118/60223-ms.
- Gutleberg, D.S., E.M. Heiberg, and T.D. Morris. 1995. "Simulation Analysis for Integrated Evaluation of Technical and Commercial Risk." *JPT* no. 1062.
- Hanssen, Tore H., F. B. Pedersen, T.I. Aasheim, and Det Norske Veritas. 2006. How Far Can a State-of-the-Art NPV Model Take You in Decision Making? In *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria: Society of Petroleum Engineers.
- Hawkins, J.T., E.M. Coopersmith, and P.C. Cunningham. 2002. Improving Stochastic Evaluations Using Objective Data Analysis and Expert Interviewing Techniques. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas: Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Hertz, D. B. 1964. "Risk analysis in capital investment." *Harvard Business Review* no. 42 (1):95-106.
- Hoff, Kjell Gunnar. 2010. *Bedriftens økonomi*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Hooper, H.T. 2001. Probabilistic Prospect Evaluation With Spreadsheets. In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas: Copyright 2001, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Howard, Ronald A. 1988. "Decision Analysis: Practice and Promise." *Management Science* (6):679. doi: 10.2307/2632123.
- Jonkman, R.M., C.F.M. Bos, J.N. Breunese, D.T.K. Morgan, J.A. Spencer, and E. Søndena. 2000. Best Practices and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation and Decision Making. In *SPE European Petroleum Conference*. Paris, France: Copyright 2000, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Jonkman, R.M., C.F.M. Bos, J.N. Breunese, D.T.K. Morgan, J.A. Spencer, and E. Søndena. 2002. "Best Practices and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation, and Decision Making." *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* no. 5 (2):146-153. doi: 10.2118/77280-pa.
- Karakaya, Erkan. 2012. Perceived Value and Popularity of Decision Analysis Tools in Upstream Asset Valuations. In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.
- Keynes, J. M. 1936. *The General Theory of Unemployment, Interest and Money*. 2007 Edition ed. United Kingdom: Palgrave Macmillan.
- Knight, F. H. 1921. *Risk, uncertainty, and profit*. Washington DC: BoardBooks. Reprint, 2002.
- Lipshitz, R., and O. Strauss. 1997. "Coping with uncertainty: A naturalistic decision-making analysis." *Organizational Behavior and Human Decision Processes* no. 69 (2):149-163. doi: 10.1006/obhd.1997.2679.
- Luehrman, T. A. 1997. "What's It Worth? A General Manager's Guide to Valuation." *Harvard Business Review* (May-June 1997):pp. 132-142.
- Macmillan, Fiona. 2000. *Risk, Uncertainty and Investment Decision - Making in the Upstream Oil and Gas Industry*. Ph.D., University of Aberdeen), MA Hons.

- Mian, M. A. 2011. *Project economics and decision analysis, Volume 2, Probabilistic models*. Second ed. Tulsa, Okla.: PennWell Corp.
- Mohn, Klaus. 2013. *Hva er det med oljeinvesteringene?* 2007 [cited 4. april 2013]. Available from <http://www.magma.no/hva-er-det-med-oljeinvesteringene1>.
- Mohn, Klaus. 2008. *Investment behaviour in the international oil and gas industry: essays in empirical petroleum economics*. Vol. no. 51. Stavanger: UiS.
- Mudford, B.S. 2000. Valuing and Comparing Oil and Gas Opportunities: A Comparison of Decision Tree and Simulation Methodologies. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas: Copyright 2000, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Mudford, Brett, and Suzanne Kuch. 2003. Stochastic Sensitivity Analysis: Or What Happened to my Tornado Plot? In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers.
- Murtha, James A. 1997. "Monte Carlo Simulation: Its Status and Future." *Journal of Petroleum Technology* no. 49 (4):361-373. doi: 10.2118/37932-ms.
- Murtha, James A. 2008. *Decisions Involving Uncertainty an @Risk tutorial for the petroleum industry*. Second Edition ed: Palisade.
- Myrset, Ola. 2013. "Giske mener oljebransjen overdriver." *Stavanger Aftenblad*, 8. juni, 22-23.
- Newendorp, Paul D., and John R. Schuyler. 2000. *Decision analysis for petroleum exploration*. 2nd edition ed. Aurora, Colo.: Planning Press.
- Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. 2011. edited by Olje- og energidepartemenet. Gunnarshaug, Stavanger: Oljedirektoratet.
- Petroleumsskatteloven. 1975. LOV 1975-06-13 nr 35: Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v. (petroleumsskatteloven). edited by Finansdepartementet.
- Purvis, D.C. 2003. Judgment in Probabilistic Analysis. In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Ree, Maiken. 2013. *Aasta Hansteen: Krevende, dyrt og usikkert*. Teknisk Ukeblad 2013 [cited 2. juni 2013]. Available from <http://www.tu.no/olje-gass/2013/01/09/aasta-hansteen-krevende-dyrt-og-usikkert>.
- Samuelsen, Jan. 2012. *A guide to Norwegian Petroleum Taxation*. Oslo: KPMG.
- Savage, Sam L., and Jeff Danziger. 2012. *The Flaw of Averages: Why We Underestimate Risk in the Face of Uncertainty*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Schulze, Jan H., Jeremy N. Walker, and Kent Burkholder. 2012. Integrating the Subsurface and the Commercial: A New Look at Monte Carlo and Decision Tree Analysis. In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.
- Simpson, G.S., F.E. Lamb, J. H. Finch, and N.C. Dinnie. 2000. The Application of Probabilistic and Qualitative Methods to Asset Management Decision Making. In *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. Yokohama, Japan: Copyright 2000, Society of Petroleum Engineers Inc.
- Skaugen, Erik. 2010. *Petroleumsproduksjon, kurskompendium i BIP160 Produksjon av olje og gass*: Invivo.
- Staber, Stephan. 2006. Futures Based Modeling of the Oil Price for Realistic E&P-Project Valuation. In *International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*. Beijing, China: Society of Petroleum Engineers.
- Statistical Review of World Energy. 2013. *Statistical Review of World Energy 2012*. BP 2012 [cited 22. mai 2013]. Available from <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037157&contentId=7068604>.
- Thagaard, Tove. 2009. *Systematikk og innlevelse: en innføring i kvalitativ metode*. Bergen: Fagbokforl.
- Tobin, J.C. 1993. Credibility in Forecasting and Planning or Why Should Management Use an Analysis of Uncertainty in Their Investment Decision Process? In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas: 1993 Copyright 1993, Society of Petroleum Engineers, Inc.

- Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. 2013. edited by Oljedirektoratet.
- Vose, David. 2008. *Risk analysis: a quantitative guide*. 3rd ed. Chichester: Wiley.
- Walpole, Ronald E., Raymond H. Myers, Sharon L. Myers, and Keying Ye. 2012. *Probability and statistics for engineers and scientists*. International edition ed. US: Pearson Education.
- Wolff, M. 2010a. Probabilistic Subsurface Forecasting. Society of Petroleum Engineers.
- Wolff, Martin. 2010b. "Probabilistic Subsurface Forecasting - What Do We Really Know?" *Journal of Petroleum Technology* no. 62 (5):86-92. doi: 10.2118/118550-ms.
- Zolotukhin, Anatoly B., and Jann-Rune Ursin. 2000. *Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering*. Stavanger: Høyskoleforlaget.