



DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Industriell økonomi / Prosjektledelse

Vårsemesteret, 2022

Forfatter: Eirik Hadland

Åpen

(signatur forfatter)

Fagansvarlig: Sigbjørn Landazuri Tveteraas

Veileder(e): Finn Harald Sandberg

Tittel på masteroppgaven: Risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver ved investeringsbeslutninger på den norske kontinentalsokkelen

Engelsk tittel: Risk associated with changes in oil and gas reserves when making investment decisions on the Norwegian Continental Shelf

Studiepoeng: 30

Emneord:

Estimering av olje- og gassreserver

Sidetall: 52

Investeringsbeslutning

Investeringsanalyse

+ vedlegg/annet: 3

Risiko

Usikkerhet

Stavanger, 28.06.2022

Sammendrag

Formålet med mastergradsprosjektet var å undersøke om det fokuseres nok på risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver ved investeringsbeslutninger på den norske kontinentalsokkelen. Det var ønskelig å få innsikt i hvordan reserveanslagene for olje- og gassfelt endrer seg under produksjonperioden, samt hvilken effekt endringer i produksjonsprofil har på lønnsomheten til olje- og gassprosjekter. Det har vært et mindre fokus rettet mot rollen endringer i olje- og gassreserver under produksjonsperioden spiller for investeringsbeslutningen. Kunnskap om dette er viktig ettersom mange av de nye olje- og gassfunnene er små.

Studien er forankret i teori om egenskaper ved og metoder for å estimere olje- og gassreserver. I tillegg til teori om risiko og usikkerhet, samt om investeringsbeslutning og prosjektgjennomføring.

I denne kvantitative studien er det benyttet data fra Oljedirektoratets ressursregnskap og faktasider. Reserveanslagene for olje- og gassfelt er hentet fra ressursregnskapene, mens annen relevant informasjon om olje- og gassfeltene er hentet fra faktasidene. Dataene er analysert ved hjelp av Excel, og resultatene presenteres i stolpediagram som viser gjennomsnittlig relativ endring i reserveanslagene gjennom produksjon for ulike felttyper og feltstørrelser. Nettonåverdien for tre ulike produksjonsprofiler i korrelasjon med tre ulike oljepriser er også presentert.

Funnene viser at tre fjerdedeler av feltene i stor grad over- eller underestimeres i forhold til basisestimatet (P50), flere felt underestimeres enn overestimeres og reserveanslaget til gassfelt estimeres mer presist enn reserveanslaget til olje- og blandingsfelt. Funnene viser også at små felt ofte overestimeres, mens mellomstore og store felt ofte underestimeres. I tillegg viser resultatene at for en konstant oljepris (\$60) og en synkende oljepris (\$80/\$60/\$40) er en produksjonsprofil med en tidlig produksjonstopp av stor betydning for lønnsomheten til olje- og gassprosjektet. Et tilfelle der tidspunktet for produksjonstoppen ikke er av like stor betydning, er ved en stigende oljepris (\$40/\$60/\$80).

Abstract

The motive of the master thesis was to investigate whether risk associated with changes in oil and gas reserves when making investment decisions is focused enough on the Norwegian continental shelf. It was desirable to acquire insight into how the forecasts of reserves for oil and gas fields changes throughout production, along with the effect that changes in production profile has on the profitability of oil and gas projects. There has been less focus on what role the changes in oil and gas reserves during the production period plays in the investment decision. Knowledge of this is important as many of the new oil and gas discoveries are small.

The study is based on theory about properties of and methods for estimating oil and gas reserves. In addition to theory concerning risk and uncertainty, as well as theory about investment decisions and project implementation.

In this quantitative study, data from the Norwegian Petroleum Directorate's resource accounts and fact pages has been utilized. The reserve estimates for oil and gas fields are obtained from the resource accounts, while further relevant information about the oil and gas fields is acquired from the fact pages. The data is analyzed by the use of Excel, and the results are presented in column diagrams showing the average relative change in the reserve estimates through production for different field types and sizes. The net present value for three different production profiles in correlation with three different oil prices are also presented.

The results indicate that three quarters of the fields are largely overestimated or underestimated in relation to the base estimate (P50), more fields are underestimated than overestimated and gas fields are generally estimated more correctly than oil and mixed fields. The findings also indicate that smaller fields often are overestimated, while medium and larger fields are often underestimated. Additionally, the results indicate that for a constant oil price (\$60) and for a falling oil price (\$80/\$60/\$40), a production profile with an early peak in production is of significant importance for the profitability of an oil and gas pro-

ject. For an increasing oil price (\$40/\$60/\$80) on the other hand, the time of the peak in production is not of the same importance.

Innhold

Sammendrag	I
Abstract	III
Forord	VII
Forkortelser	VIII
Liste over figurer	X
Liste over tabeller	XI
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn og problemstilling	1
1.2 Innhold og struktur	2
2 Teori	4
2.1 Egenskaper ved olje- og gassreserver	4
2.1.1 Olje	5
2.1.2 Gass	5
2.1.3 NGL	5
2.1.4 Kondensat	6
2.2 Metoder for å estimere olje- og gassreserver	6
2.2.1 Analogiske metoder	7
2.2.2 Volumetriske metoder	7
2.2.3 Ytelsesmetoder	7
2.2.3.1 Massebalanse	7
2.2.3.2 Datasimulering	8
2.2.3.3 Trendanalyse	8
2.2.4 Estimeringsmetodikk	9
2.3 Risiko og usikkerhet	11

2.3.1	Risiko	11
2.3.2	Usikkerhet	12
2.4	Risikostyring	13
2.4.1	Risikovurdering	14
2.4.1.1	Identifisering av risiko	14
2.4.1.2	Risikoanalyse	14
2.4.1.3	Risikoevaluering	15
2.5	Investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien	16
2.5.1	Metoder for investeringsanalyse i olje- og gassindustrien	16
2.5.1.1	Nåverdimetoden	16
2.5.1.2	Internrentemetoden	17
2.5.2	Beslutningsteori	17
2.5.2.1	Gode beslutninger	18
2.5.3	Investeringsbeslutning under usikkerhet	19
2.5.3.1	Usikkerhet i olje- og gasspris	19
2.5.3.2	Usikkerhet i teknologi	20
2.5.3.3	Tid som usikkerhetsfaktor	20
2.6	Modell for prosjektgjennomføring på den norske kontinentalsokkelen	21
3	Metode	24
3.1	Kvalitativ og kvantitativ metode	24
3.2	Fremgangsmåte i forskningsprosessen	25
3.2.1	Forskningsspørsmål 1	25
3.2.1.1	Innsamling av data	25
3.2.1.2	Analyse av data	26
3.2.1.3	Avgrensinger og tilpasninger	28
3.2.2	Forskningsspørsmål 2	30
3.3	Reliabilitet og validitet	31
4	Resultat	33
4.1	Resultat knyttet til forskningsspørsmål 1	33
4.1.1	Felttype	34
4.1.2	Feltstørrelse	37
4.2	Resultat knyttet til forskningsspørsmål 2	40
5	Diskusjon	41
6	Avslutning	46
6.1	Studiens begrensinger og videre forskning	46

Referanser	48
Vedlegg	55

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en del av masterstudiet i industriell økonomi ved Universitetet i Stavanger. Den tilsvarer 30 studiepoeng, og markerer slutten på en fem år lang studietid. Oppgaven har bidratt til at jeg har tilegnet meg nye kunnskaper om olje- og gassaktiviteten på den norske kontinentalsokkelen.

En stor takk rettes til veileder Finn Harald Sandberg ved UiS for gode innspill og tilbakemeldinger gjennom hele prosessen med å skrive masteroppgaven.

Jeg ønsker også å takke Jan Bygdevoll ved Oljedirektoratet for god støtte i innsamlingen av data fra Oljedirektoratet.

Familie og venner har støttet og oppmuntret meg i arbeidet – takk til dere alle.

Stavanger, 28.06.2022

Eirik Hadland

Forkortelser

BOG Beslutning om gjennomføring

BOK Beslutning om konkretisering

BOV Beslutning om videreføring

IRR Internrente

NGL Natural Gas Liquids

NNV Netto nåverdi

o.e. Oljeekvivalenter

PAD Plan for anlegg og drift

PUD Plan for utbygging og drift

Figurer

2.1	Oljedirektoratets ressursklassifikaşjonssystem (Oljedirektoratet, 2018) . . .	5
2.2	Estimatteknikker som brukes fra oppstart til avslutning av et felt. Tilpasset fra (Garb, 1985).	6
2.3	En illustrasjon av prosedyren ved en datasimulering	8
2.4	En oversikt over økningen av nye artikler om probabilistisk tilnærming fra 1995 til 2017 (Bratvold mfl., 2020).	10
2.5	Oversikt over retningslinjene for håndtering av usikkerhet i estimering av olje- og gassreserver (Oljedirektoratet, 2018)	11
2.6	Den generelle situasjonen ved å betrakte usikkerhet gjennom bestemte hendelser og sannsynlighet (Brun, 2011).	13
2.7	Historisk endring i olje- og gasspris relativ til olje- og gassprisen i 1985 (Oilprice, u.å.)	19
2.8	En typisk modell for prosjektgjennomføring på den norske kontinental-sokkelen (Oljedirektoratet, 2020a)	21
3.1	Enhetskonvertering (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022c)	26
3.2	De 60 olje- og gassfeltene fordelt i felttype og feltstørrelse	28
3.3	Tre ulike produksjonsprofiler	30
4.1	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for alle felt	34
4.2	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for oljefelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	35
4.3	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for gassfelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	36
4.4	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for blandingsfelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	37
4.5	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for små felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	38

4.6	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for mellomstore felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	39
4.7	Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for store felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD	40

Tabeller

3.1	Et eksempel på hvor mange målepunkter ulike felt med ulikt PUD-år har. x betyr at feltet har målepunkt det året	25
3.2	Oppsettet som ble brukt i Excel	26
3.3	Felt som er slått sammen	29
4.1	NNV i mrd NOK for de ulike produksjonsprofilene for tre ulike dollar- kursutviklinger	40
6.1	PUD-år, reserveanslag, felttype og feltstørrelse for alle felt brukt i analysen	53

Kapittel 1

Introduksjon

I dette kapitlet redegjøres det for bakgrunnen for valg av tema, studiens hovedproblemstilling og forskningsspørsmål, og hvordan oppgaven er strukturert.

1.1 Bakgrunn og problemstilling

På midten av 1900-tallet var det få nordmenn som forutså betydningen av olje og gass for norsk økonomi. Funnet av Ekofisk i 1969 anses som starten på det norske oljeeventyret (Olje- og energidepartementet, 2021). Selv om det har vært høy aktivitet på den norske kontinentalsokkelen de siste 50 årene, er det estimert at kun 50% av olje- og gassressursene er utvunnet (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022a). Olje og gass stod dessuten i 2021 for 59,9% av Norges totale eksportinntekter. Dette var 17,5% mer enn året før (Statistisk sentralbyrå, u.å.). I tillegg stod investeringer i olje- og gassindustrien i 2021 for ca. en femdel av de totale investeringene i produksjonskapital i Norge, og i 2020 var antallet sysselsatte i olje- og gassindustrien i Norge ca. 200 000 (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022a). Disse tallene viser at olje og gass fremdeles har en dominerende rolle i norsk økonomi.

Det er nødvendig med kunnskaper om inntekter og utgifter når man skal ta en investeringsbeslutning (Norsk senter for prosjektledelse, u.å.). I olje- og gassindustrien handler inntektene i en investering hovedsaklig om mengden salgsbar og utvinnbar olje og gass i korrelasjon med olje- og gassprisen. For å tilegne seg kunnskaper om dette benyttes estimering. Norsk senter for prosjektledelse (u.å.) skriver at et estimat ofte kan uttrykkes gjennom erfaring og magefølelse når mindre og ukompliserte prosjekter skal gjennomføres. For sammensatte og komplekse prosjekter derimot, er dette ikke holdbart (Norsk senter for prosjektledelse, u.å.). De fleste olje- og gassprosjekter er nettopp sammensatte og komplekse, og da er det nødvendig med gode metoder for å utarbeide pålitelige estimater.

Selv pålitelige estimater bærer med seg usikkerhet. Risiko knyttet til olje- og gassprisen har vært det største fokusområdet de siste 50 årene ved olje- og gassinvesteringer. Dette fordi at de fleste feltene har bestått av store olje- og gassreserver og derfor har feltene ofte vært lønnsomme uavhengig av usikkerheten i olje- og gassreservene. Det finnes flere studier om hvordan usikkerhet i olje- og gassprisen påvirker investeringer i olje- og gassindustrien (Amble, 2014; Solheim, 2008; Weltz og Andresen, 2018).

I dag er det slik at de fleste store funnene er utbygd. Den gjennomsnittlige størrelsen på nye funn har blitt redusert med en tredjedel sammenlignet med på utgangen av 1900-tallet (Oljedirektoratet, 2019b). En utfordring knyttet til dette er at den faktiske olje- og gassproduksjonen spiller en større rolle nå enn før. Det finnes få studier om nettopp hvilken rolle usikkerhet i estimatene av utvinnbar og salgsbar olje og gass spiller for investeringsbeslutninger. Den overordnede problemstillingen i denne masteroppgaven lyder derfor slik:

Fokuseres det nok på risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver ved investeringsbeslutninger på den norske kontinentalsokkelen?

For å undersøke denne hovedproblemstillingen har det blitt utarbeidet to forskningsspørsmål:

1. Hvordan endres reserveanslagene for olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen under produksjonsperioden?
2. Hvilken effekt har endringer i produksjonsprofil på prosjektets lønnsomhet?

1.2 Innhold og struktur

Oppgaven er strukturert i 6 kapitler:

Kapittel 1 er introduksjon.

I **Kapittel 2** redegjøres det for teorien som ligger til grunn for studien.

I **Kapittel 3** redegjøres det for valg av metode, fremgangsmåte i forskningsprosessen og studiens validitet og reliabilitet.

I **Kapittel 4** presenteres resultatene fra analysen.

I **Kapittel 5** diskuteres resultatene knyttet til oppgavens hovedproblemstilling og forskningsspørsmål.

I **Kapittel 6** presenteres konklusjonen, studiens begrensninger og forslag til videre forskning.

Kapittel 2

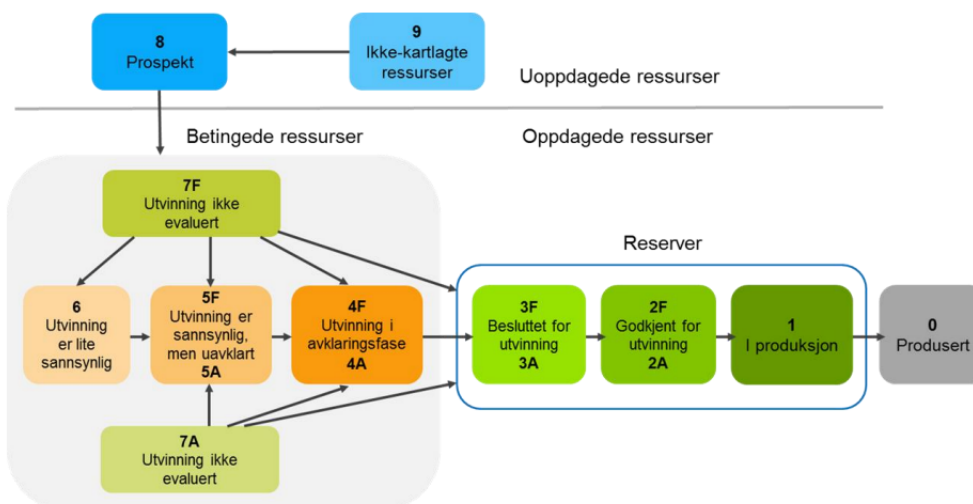
Teori

I dette kapitlet presenteres teorien som ligger til grunn for studien. Først redegjøres det for egenskaper ved og metoder for å estimere olje- og gassreserver. Videre ses det nærmere på begrepne risiko og usikkerhet, før det redegjøres for risikostyring. Deretter redegjøres det for investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien. Kapitlet avsluttes med at det skrives om prosjektgjennomføring på den norske kontinentalsokkelen.

2.1 Egenskaper ved olje- og gassreserver

Det finnes ulike definisjoner på hva olje- og gassreserver er og hvilke petroleumsmengder det omfatter. Denne oppgaven tar kun for seg felt på den norske kontinentalsokkelen og derfor blir det tatt utgangspunkt i Oljedirektoratet (2019a) sine definisjoner og klassifiseringer i dette delkapittelet.

I følge Oljedirektoratet (2019a) omfatter olje- og gassreserver alle gjenværende, utvinnbare og salgbare petroleumsmengder i petroleumsförekomster som rettighetshaverne har besluttet å utbygge. Disse petroleumsmengdene kan bestå av både flytende og gassformige hydrokarboner, i tillegg til andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner (Oljedirektoratet, 2019a). Figur 2.1 viser en illustrasjon av hvilke petroleumsmengder olje- og gassreserver omfatter.



Figur 2.1: Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem (Oljedirektoratet, 2018)

For å kunne selge petroleumsmengdene som produseres fra et felt må disse behandles og skilles. Denne prosesseringen deler olje- og gassreservene inn i fire ulike kategorier: olje, gass, NGL og kondensat (Oljedirektoratet, 2021c). Videre skrives det kort om hver av disse kategoriene.

2.1.1 Olje

Kategorien olje består av alle flytende petroleumsmengder. Disse kan både være tunge og lette. Kategorien inkluderer også råolje (Oljedirektoratet, 2019a som er petroleum som er flytende ved reservoarbetingelser og som fortsetter å være flytende ved atmosfæriske forhold på overflaten (Martinez, 1987).

2.1.2 Gass

Når hydrokarboner i gassfase blir behandlet i prosesseringsanlegg, skilles de i våt- og tørrgass. Tørrgass som ofte omtales som naturgass inkluderes i kategorien gass. Petroleumsmengdene under gruppen gass består i hovedsak av metan og små mengder etan (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022b).

2.1.3 NGL

NGL, eller våtgass, er en samlebetegnelse for de tyngre hydrokarbonene etan, propan, isobutan, normal butan og nafta (Oljedirektoratet, 2019a).

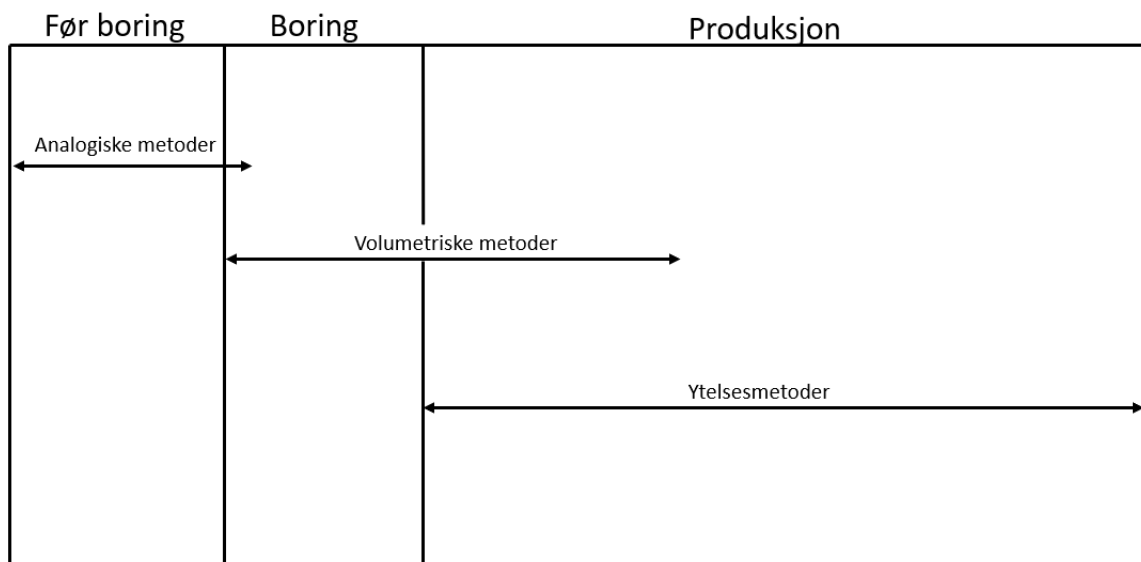
2.1.4 Kondensat

Kondensat består av de tyngste hydrokarbonene i naturgassen (Oljedirektoratet, 2019a). Disse befinner seg i gassfase under reservoarbetingelser, men kondenserer til væskefase ved atmosfæriske forhold på overflaten (Cronquist, 2001).

2.2 Metoder for å estimere olje- og gassreserver

Cronquist (2001), Demirmen (2007) og Garb (1985) deler ulike metoder for å estimere olje- og gassreserver inn i 3 hovedgrupper - analogiske metoder, volumetriske metoder og ytelsesmetoder. I dette kapitlet redegjøres det for disse metodene.

Analogiske og volumetriske metoder baserer seg på geologiske data før vedvarende produksjon er initiert og blir dermed omtalt som statiske metoder. Ytelsesmetoder derimot, omtales som dynamiske metoder siden de støtter seg på produksjonsdata innhentet etter vedvarende produksjon har startet (Cronquist, 2001). Hvilken metode som benyttes avhenger i hovedsak av (1) feltets status, (2) geologiske faktorer og (3) tilgjengelig informasjon (Demirmen, 2007). Figur 2.2 illustrerer hvilke metoder som typisk brukes til hvilket tidspunkt i en feltutbygging.



Figur 2.2: Estimatteknikker som brukes fra oppstart til avslutning av et felt. Tilpasset fra (Garb, 1985).

2.2.1 Analogiske metoder

Slik som figur 2.2 viser blir analogiske metoder brukt før og/eller helt i starten av boreprosessen. Dette er den enkleste estimatteknikken, og for mange felt også den eneste gjennomførbare metoden før pålitelig reservoardata er tilgjengelig (Demirmen, 2007). Estimatteknikken er basert på en geologisk analogi av et nærliggende produksjonsområde. Utfordringen med metoden er å finne en gyldig analogi, det vil si en analogi som gir en korrekt representasjon av feltet (Cronquist, 2001).

2.2.2 Volumetriske metoder

Volumetriske estimatteknikker benyttes når brønndata og seismiske data er tilstrekkelig slik at feltet kan modelleres. Metodene blir vanligvis brukt underveis i boreprosessen og man bruker matematiske formler til å beregne et estimat for mengden hydrokarboner tilstede i reservoaret. Denne informasjonen sammen med utvinningsgrad gir et estimat for olje- og gassreservene (Cronquist, 2001; Naji, 2007).

2.2.3 Ytelsesmetoder

Ytelsesmetoder benyttes etter at et felt har vært i produksjon så lenge at det er utviklet trykk- og/eller produksjonsdata som kan analyseres slik at fremtidig produksjon kan forutsies (Cronquist, 2001). Cronquist (2001), Demirmen (2007) og Garb (1985) sier at gjennomførelsen av estimatteknikken kan inneholde (1) massebalanse, (2) datasimulering og (3) trendanalyse.

2.2.3.1 Massebalanse

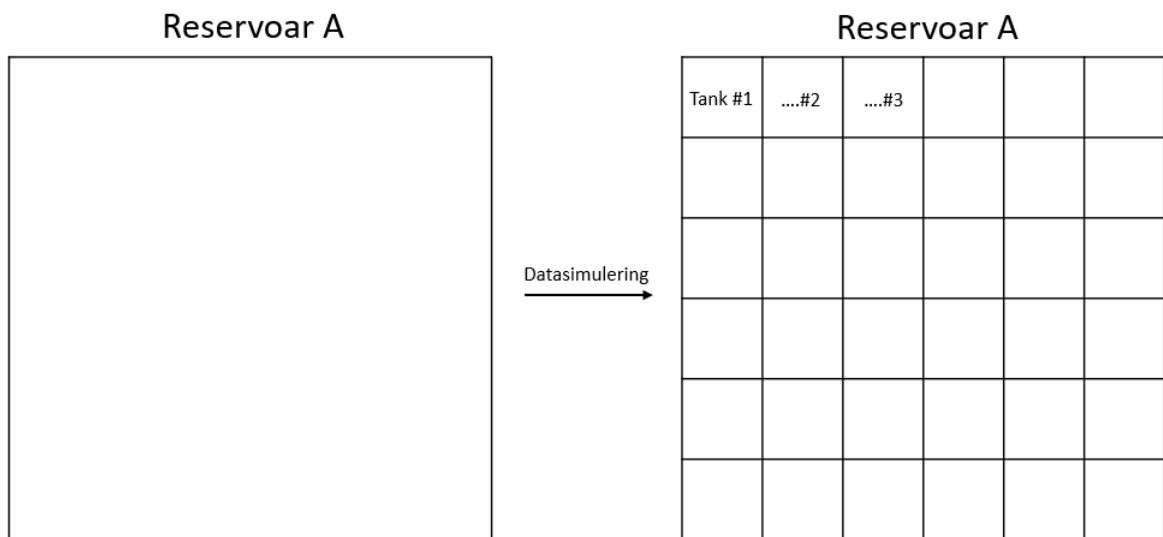
Massebalanse er en matematisk måte å uttrykke massebevaring i et reservoar, og følger et enkelt prinsipp om at massen som produseres fra reservoaret må erstattes av annen masse (Rachain og Coleman, 2016). Denne metoden baseres på en forutsetning om at porevolumet i et reservoar forblir konstant eller endres i et forutsigbart mønster når reservoaret utsettes for trykkfall under produksjon. For å etterstrebe denne forutsetningen, må de resterende reservoarfluidene ekspandere for å okkupere det forlatte porevolumet. Da beregner man volumet av reservoarfluid som trengs for å innta det forlatte porevolumet under trykkfall (Garb, 1985). Med andre ord fungerer reservoaret som en "tank" der massen som forlater "tanken" må erstattes av annen masse (Cronquist, 2001).

Denne beregningsprosedyren kan benyttes hvis det er tilgjengelig tilstrekkelig produksjonsdata, samt nødvendig informasjon om oppførselen til reservoarfluidene. For at me-

toden skal gi pålitelige resultater må denne informasjon ha lav feilmargin (Cronquist, 2001).

2.2.3.2 Datasimulering

Den numeriske simuleringsmodellen bygger videre på prinsippet om massebalanse. Simuleringsmodellen bryter ned reservoaret i flere ulike "tanker" der hver "tank" anses som sammenkoblet og i konstant interaksjon med andre "tanker". Hver "tank" representerer reservoaregenskapene i sitt avgrensede område, og dermed kan egenskapene til "tankene" variere (Cronquist, 2001; Demirmen, 2007; Garb, 1985). En illustrasjon av dette er presentert i figur 2.3 der reservoar A er splittet opp i flere avgrensede områder betegnet som "tanker".



Figur 2.3: En illustrasjon av prosedyren ved en datasimulering

Reservoaregenskapene til hver av "tankene" knyttes deretter til en datasimuleringsmodell som utfører massebalanseberegninger i og mellom "tankene" (Demirmen, 2007).

2.2.3.3 Trendanalyse

Trendanalyse blir vanligvis brukt når etablerte brønner i reservoaret ettergir historiske trender om ytelse/produksjon. Analyseprosedyren kan ha 2 aspekter (Cronquist, 2001):

- I Analyse av trendene til elementer som påvirker ytelsen
- II Analyse av fallende trend i produksjonsrate

En typisk produksjonsprofil består av en stigende produksjonsrate tidlig i produksjonen etterfulgt av en avtagende produksjonsrate (Garb, 1985). Det første aspektet gjennomføres

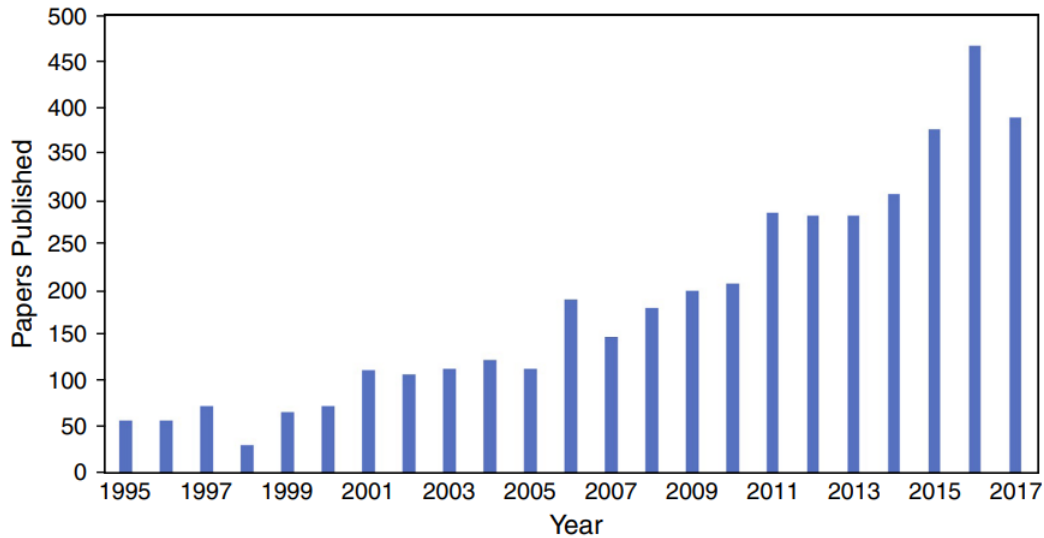
i perioden før produksjonsraten er avtagende. Ytelsen til produksjonen påvirkes av ulike elementer og disse har i denne perioden trender som kan ekstrapoleres til å forutsi fremtidig produksjon. Elementene kan være bunnhullstrykk, gass/olje forhold (GOR) eller lignende. Dette kan videre benyttes til å estimere olje- og gassreservene (Cronquist, 2001).

Etter perioden for det første aspektet, når det oppstår vedvarende nedgang i produksjonsraten, benyttes det andre aspektet. Den etablerte trenden plottes som en funksjon av tid eller kumulativ produksjon og analyseres ved hjelp av ekstrapolering til å estimere olje- og gassreservene (Cronquist, 2001; Demirmen, 2007).

2.2.4 Estimeringsmetodikk

Når man skal forsøke å beskrive usikkerhet relatert estimering av olje- og gassreserver, kan man benytte to tilnærminger - deterministisk og/eller probabilistisk tilnærming (Demirmen, 2007). I en deterministisk tilnærming benytter man en modell til å beregne en enkel verdi for olje- og gassreserver. Inngangsparameterne til modellen er enkle verdier som er vurdert representative for reservoaret. I en probabilistisk tilnærming derimot, behandler man ikke inngangsparameterne med enkle verdier, men med distribusjonskurver. Distribusjonskurvene kombineres i en Monte Carlo simulering til å utvikle en distribusjonskurve for olje- og gassreserverene. Fra denne distribusjonskurven, forutsatt gode data, kan ulike prediksjoner av olje- og gassreserver utledes (Demirmen, 2007; Naji, 2007).

I dag benyttes i stor grad den probabilistiske tilnærmingen ettersom den deterministiske tilnærmingen ikke tar hensyn til variabiliteten og usikkerheten i inngangsparameterne. Går man tilbake til 1980/1990-tallet var ikke usikkerhet i fokus i estimering av olje- og gassreserver på den norske sokkelen. Da ble estimatene kun uttrykket med en enkel verdi, altså en deterministisk tilnærming. Etterhvert som usikkerhet fikk mer oppmerksomhet i olje- og gassindustrien, har det blitt investert store summer i utvikling av pålitelige probabilistiske estimeringsmetoder (Bratvold, Mohus, Petutschnig og Bickel, 2020). En indikasjon på denne endringen kan ses i figur 2.4 der antall nye artikler om probabilistisk tilnærming har økt drastisk fra 1995 til 2017 (Bratvold mfl., 2020).



Figur 2.4: En oversikt over økningen av nye artikler om probabilistisk tilnærming fra 1995 til 2017 (Bratvold mfl., 2020).

I et forsøk på å håndtere usikkerheten relatert til estimering av olje- og gassreserver har Oljedirektoratet (2018) utviklet klare retningslinjer. Figur 2.5 viser at estimering av olje- og gassreserver skal uttrykkes med et såkalt lavt, basis og høyt estimat. For å uttrykke disse usikkerhetskategoriene brukes prosentiler (Oljedirektoratet, 2018):

- Lavt estimat - Det bør være minst 90% sannsynlig at de faktiske olje- og gassreservene vil være lik eller overstige det lave anslaget.
- Basis estimat - Middelerdi. Det bør være minst 50% sannsynlig at de faktiske olje- og gassreservene vil være lik eller overstige det beste anslaget.
- Høyt estimat - Det bør være minst 10% sannsynlig at de faktiske olje- og gassreservene vil være lik eller overstige det høyeste anslaget.

Usikkerhetskategori	Definisjon	Forklaring
Lavt estimat (L)	Lavt estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt.	Det lave estimatet skal være lavere enn basisestimatet. Det skal oppgis sannsynlighet for å kunne utvinne det oppgitte estimatet eller mer (f.eks. P90). I forhold til basisestimatet bør det lave estimatet være et uttrykk for mulige negative endringer med hensyn til kartlegging av reservoaret, reservoar-/fluidparametere og/eller utvinningsgrad.
Basis estimat (B)	Beste estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt.	Basisestimatet skal gjenspeile den gjeldende forståelsen av reservoarets utbredelse, egenskaper og utvinningsgrad. Basisestimatet vil være beregnet deterministisk eller stokastisk. Er basisestimatet beregnet stokastisk, skal basisestimatet oppgis som forventningsverdien.
Høyt estimat (H)	Høyt estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt.	Det høye estimatet skal være høyere enn basisestimatet. Det skal oppgis sannsynlighet for å kunne utvinne det oppgitte estimatet eller mer (f.eks. P10). I forhold til basisestimatet skal det høye estimatet være et uttrykk for mulige positive endringer med hensyn til kartlegging av reservoaret, reservoar-/fluidparametere og/eller utvinningsgrad.

Figur 2.5: Oversikt over retningslinjene for håndtering av usikkerhet i estimering av olje- og gassreserver (Oljedirektoratet, 2018)

2.3 Risiko og usikkerhet

Risiko og usikkerhet er to begreper som er mye brukt, og i mange sammenhenger forveksles begrepene. Begrepene betyr imidlertid ikke det samme. I det følgende ses det nærmere på ulike perspektiver på begrepene.

2.3.1 Risiko

Ser man nærmere på litteraturen om risiko, oppdager man at det finnes flere måter å forstå begrepet på (Aven, 2014). Begrepets betydning er sterkt påvirket av det gitte fagområdet og den konkrete sammenhengen definisjonen tas ut fra. Til tross for ulike perspektiver, hevder Renn (1992) at definisjonene har et element til felles - nemlig skillet mellom forutbestemmelse og sannsynlighet. Risiko hadde ikke eksistert dersom fremtiden enten var forhåndsbestemt eller upåvirket av nåværende handlinger (Renn, 1992).

Jaeger, Webler, Rosa og Renn (2013) hevder at tre elementer må være tilstede for at risiko kan finne sted. Risiko er forbundet med en sannsynlighet for et utfall, og dermed er *sannsynlighet* det første elementet av risiko. Videre innebærer risiko at utfallet ikke forekommer med en forutbestemt sikkerhet. Det er derfor en forutsetning at utfallet er påvirket av *usikkerhet*, som er det andre elementet av risiko. Utfall er sjelden nøytrale og bærer som oftest med seg positive eller negative konsekvenser. Hvis utfall ikke er av betydning for mennesker, kan det ikke betraktes som risiko. Med andre ord eksisterer risiko kun når mennesker har *interesse i konsekvensene*. Dette er det tredje elementet av risiko (Jaeger mfl., 2013). I lys av disse tre elementene, fremhever Jaeger mfl. (2013) perspektivet til Rosa (1998) som hevder at risiko er tilstede når noe av verdi for mennesker er satt på spill og der utfallet ikke er av sikkerhet.

Aven (2015) har et perspektiv på risiko som har flere likhetstrekk med perspektivene til Jaeger mfl. (2013) og Rosa (1998). Han hevder at risiko dreier seg om usikkerhet og konsekvenser, enten positive eller negative, knyttet til en handling, der konsekvensene divergerer fra en tenkt tilstand. Han understreker også at konsekvensene må ha en betydning for mennesker (Aven, 2015).

Perspektivene på risiko som det nå har blitt redegjort for påpeker alle at risiko verken er en størrelse eller en verdi, men et begrep som i hverdagen har flere betydninger blant individer fra ulike grupper og kulturer (Renn, 2017).

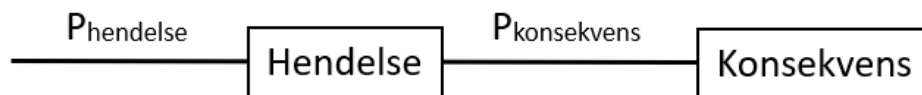
2.3.2 Usikkerhet

I likhet med risiko finnes det mange ulike perspektiv på usikkerhet der fagområdet og konteksten har sterk innflytelse. Det som likevel ser ut til å gjelde for majoriteten av perspektivene, er at usikkerhet innebærer mangel på nødvendig viten. Innenfor organisasjonslitteraturen har Zack (2001) og Galbraith (1977, referert i Daft og Lengel, 1986) utviklet definisjoner som er i tråd med dette. Zack (2001) definerer usikkerhet som mangel på kunnskap og/eller informasjon om nåværende og fremtidige handlinger, og Galbraith (1977, referert i Daft og Lengel, 1986) hevder at usikkerhet er til stede når informasjonen man har er mindre enn den nødvendige informasjonen. Ut fra disse definisjonene har både selve tilgangen på informasjon og den nødvendige informasjonsmengden innflytelse på omfanget av usikkerheten.

Knight (1921) derimot, forstår usikkerhet gjennom bestemte hendelser og sannsynlighet, og fremhever tre ulike typer usikkerhet. I alle typene er hendelsene kjent, men konsekvensene av hendelsene er ukjente (Knight, 1921):

1. Når sannsynligheten for at konsekvensen forekommer er kjent.
2. Når sannsynligheten for at konsekvensen forekommer er ukjent, men kan estimeres statistisk.
3. Når sannsynligheten for at konsekvensen forekommer er ukjent og ikke kan estimeres.

Loch, DeMeyer, Pich (2011) forstår, i likhet med Knight (1921), usikkerhet gjennom bestemte hendelser og sannsynlighet. Loch mfl. (2011) introduserer begrepene *variation*, *foreseeable events* og *unknown unknowns (unk unks)* som er tre ulike typer usikkerhet. Brun (2011) stiller seg kritisk til Knight (1921) og Loch mfl. (2011) og skriver at man ikke alltid kan vite hva hendelsene er slik som Knight (1921) mener. Brun (2011) hevder samtidig at Loch mfl. (2011) sitt begrep *unknown unknowns (unk unks)* bør unngås siden det er et upresist begrep som mangler en vitenskapelig definisjon. I lys av dette har Brun (2011) forsøkt å se de tre begrepene til Loch mfl. (2011) i sammenheng med perspektivet til Knight (1921). Brun (2011) forklarer begrepene ved hjelp av figur 2.6.



Figur 2.6: Den generelle situasjonen ved å betrakte usikkerhet gjennom bestemte hendelser og sannsynlighet (Brun, 2011).

Variation eksisterer når man vet at en hendelse i fremtiden finner sted, i.e. $P_{\text{hendelse}} = 1.0$, men sannsynligheten for konsekvensen av hendelsen er usikker (Loch mfl., 2011). Brun (2011) skiller *foreseeable events* fra *variation* ved at det er usikkert om hendelsen inntreffer, i.e. $0 < P_{\text{hendelse}} < 1$. Hendelsen er fortsatt kjent og sannsynligheten for at hendelsen forekommer er enten uvisst eller mulig å estimere (Brun, 2011). I kontrast til de to foregående begrepene, beskriver *unk unks* usikkerhet relatert til helt ukjente hendelser (Loch mfl., 2011).

2.4 Risikostyring

God risikostyring er viktig for å kjenne til og håndtere risiko som kan være en fare og/eller en mulighet under prosjektutvikling. Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (2022) deler risikostyring i to hoveddeler: risikovurdering og risikohåndtering.

Risikovurdering dreier seg om å identifisere risiko, analysere faren og/eller muligheten risikoene medfører og evaluere/prioritere risikoene. Risikohåndtering er prosessen etter at risikovurderingen er gjort der man følger opp risiko ved å eksempelvis utvikle risikoreduerende tiltak (Direktoratet for forvaltning og økonomistyring, 2022). Videre redegjøres det for risikovurdering ettersom det har relevans for investeringsbeslutninger i olje- og gassindustrien.

2.4.1 Risikovurdering

Gardiner (2005), Aven (2015) og International Organization for Standardization (u.å.) skriver at en risikovurdering enten kan være kvantitativ eller kvalitativ, eller en kombinasjon av disse. Ved en kvantitativ tilnærming er risiko beskrevet med tall i form av sannsynlighet og forventede verdier, mens ved en kvalitativ risikoanalyse er risiko beskrevet gjennom ord. Aven og Thekdi (2022) hevder imidlertid at en fullstendig risikovurdering er enten kvalitativ eller en kombinasjon av både kvalitativ og kvantitativ.

Det er vanlig å dele risikovurdering inn i tre faser: identifisering av risiko, risikoanalyse og risikoevaluering (International Organization for Standardization, u.å.). I det følgende skrives det om hver av disse.

2.4.1.1 Identifisering av risiko

Identifisering av risiko er den første fasen i en risikovurdering, og formålet med fasen er å identifisere og gjenkjenne risiko som enten kan ha en positiv eller negativ konsekvens for prosjektets mål. I denne fasen er det avgjørende å ha rikelig med relevant og dagsaktuell informasjon slik at all risiko blir identifisert (International Organization for Standardization, u.å.). Her bør all risiko tas med, men samtidig skal man ikke forsøke å finne opp svært usannsynlige hendelser i et forsøk på å dekke over alle tenkelige muligheter (Gardiner, 2005). Analysemetodene i denne fasen er mange, men Aven og Thekdi (2022) hevder at en vanlig karakteristikk ved metodene er at det benyttes idemyldring. Noen metoder som brukes i denne fasen er: *Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)*, *Hazard and Operability studies (HAZOP)* og *Structured What-If Technique (SWIFT)* (Aven, 2015).

2.4.1.2 Risikoanalyse

Etter at risikoelementene er identifisert, starter den detaljerte risikoanalysen. Hensikten med en risikoanalyse er å forstå arten av risiko og dens karakteristikk. Det er også et mål å få en forståelse av omfanget av risikoene. Hvor kompleks og detaljert risikoanalysen er, kan variere ut fra formålet med analysen, tilgjengelig og pålitelig informasjon,

samt hvor mye ressurser man har til disposisjon (International Organization for Standardization, u.å.). En risikoanalyse består av tre faser - årsaksanalyse, konsekvensanalyse, og sensitivitet og robusthet analyse (Aven, 2015). I det følgende skrives det om disse.

I **årsaksanalysen** er målet å adressere hva som må til for at de identifiserte risikoene skal finne sted. Analysemetodene er mange og ofte brukes disse to metodene: *bayesian* nettverk og feiltreanalyse (Aven, 2015).

Etter at **årsaksanalysen** er gjennomført, vil man utføre en **konsekvensanalyse**. I denne fasen analyseres hver identifiserte hendelse med mål om å finne ut konsekvensene hendelsen kan medføre. Den vanligste analysemetoden i denne fasen er hendelsestre-analyse (Aven, 2015).

Når både **årsaks- og konsekvensanalysen** er utført, kan risikobildet fremstilles. Dette er ofte en skjematisk fremstilling av alle funnene i risikoanalysen. Risikobildet presenterer alle mulige hendelser med tilhørende konsekvenser, samt sannsynligheten for at hendelsene og konsekvensene forekommer (Aven, 2015). Aven (2015) hevder imidlertid at bakgrunnskunnskapen til personen som gjennomfører analysen har stor påvirkning på risikobildet. Ulike personer kan tolke den gitte informasjonen på ulike måter noe som danner ulike risikobilder (Aven, 2015). En ide kan derfor være at flere personer involveres i utviklingen av risikobildet.

Aven (2015) hevder at risikobildet ikke er fullstendig før man har gjennomført en **sensitivitet- og robusthetsanalyse**. Disse analysene sier noe om hvilken påvirkning endringene, i informasjonen som er lagt til grunn for eksamineringen, har for resultatet. Med andre ord hva som må til for at konklusjonen endres (Aven, 2015).

2.4.1.3 Risikoevaluering

Gardiner (2005) hevder at risikoevaluering bør inneholde disse faktorene:

- Sannsynligheten for at risikoen finner sted
- Virkningen av risikoen
- Kostnader og ressurser som er nødvendig for å håndtere risikoen

En handlingsplan blir utarbeidet for hver av de identifiserte risikoene. De forskjellige handlingene kan se slik ut (International Organization for Standardization, u.å.):

- Ikke gjøre noe mer med risikoen
- Gjennomføre videre analyse for å forbedre forståelsen av risikoen
- Opprettholde den eksisterende kontrollen over risikoen

2.5 Investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien

I dette kapitlet redegjøres det for ulike metoder for investeringsanalyse, beslutningsteori og usikkerhet i investeringsbeslutningen.

2.5.1 Metoder for investeringsanalyse i olje- og gassindustrien

Det finnes ulike metoder for investeringsanalyse i olje- og gassindustrien. I dette delkapitlet redegjøres det for to metoder: nåverdimetoden og internrentemetoden.

2.5.1.1 Nåverdimetoden

Et kjent prinsipp er at penger man anskaffer i fremtiden er mindre verdt enn penger man har i dag. En av grunnene til dette er inflasjon, samtidig som penger man har i dag kan reinvesteres for å tjene mer penger i fremtiden. Prinsippet blir kalt pengers tidsverdi og nåverdimetoden baseres på nettopp dette (Gallo, 2014).

Det første steget i nåverdimetoden er å estimere den kontantstrømmen (inntekter - kostnader) som man antar vil finne sted underveis i prosjektets levetid. Det neste steget er å definere avkastningskravet til investorene for prosjektet. Avkastningskravet skal reflektere alternativkostnader og risiko relatert til prosjektet. Etterpå blir de fremtidige kontantstrømmene, i henhold til avkastningskravet, diskontert og summen av disse betraktes som nåverdi. Til slutt trekkes investeringskostnaden ved oppstart fra prosjektets nåverdi, og denne summen anerkjennes som netto nåverdi (NNV) (Ross, Westerfield, Jaffe og Jordan, 2020). Beregningen av NNV illustreres slik matematisk (Institut français du pétrole, 2004)

$$NNV = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{K_j}{(1+r)^j} \quad (2.1)$$

der I_0 er investeringskostnaden ved oppstart, K er kontantstrøm i periode j og r er renten for avkastningskravet. Fordelen med metoden er at alle prosjekter evalueres ut i fra

samme kriterier og dermed behandles på lik linje. Den generelle investeringsregelen er at prosjekter som genererer en positiv NNV aksepteres, mens prosjekter som genererer en negativ NNV forkastes siden det ikke vil være lønnsomt å investere. Har man flere prosjekter å velge mellom, bør prosjektet med høyest NNV velges (Ross mfl., 2020).

2.5.1.2 Internrentemetoden

I likhet med nåverdimetoden, baseres internrentemetoden på diskonterte kontantstrømmer. Metoden vil dermed også adressere prosjektets lønnsomhet ved å iverksette prinsippet om pengers tidsverdi (Ross mfl., 2020).

Internrentemetoden benyttes til å beregne internrenten (IRR) som er verdien av diskonteringsrenten som tilsvarer en nettonåverdi lik 0 for et prosjekt. Med andre ord den diskonteringsrenten der nåverdien til de fremtidige forventede kontantstrømmene er det samme som de fremtidige kontantstrømmene (Institut français du pétrole, 2004). Internrentemetoden anvendes ved å justere formel 2.1 slik at diskonteringsrenten beregnes når nettonåverdi er lik 0. Den korrigerte formelen ser slik ut (Bredesen, 2011):

$$NNV = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{K_j}{(1 + IRR)^j} = 0 \quad (2.2)$$

Hvis et prosjekt har levetid i 3 år, vil en beregning se slik ut:

$$NNV = -I_0 + \frac{K_1}{1 + IRR} + \frac{K_2}{(1 + IRR)^2} + \frac{K_3}{(1 + IRR)^3} = 0 \quad (2.3)$$

Prosjekter med en diskonteringsrente for avkastningskravet som er lavere enn IRR aksepteres (Ross mfl., 2020).

2.5.2 Beslutningsteori

En beslutning er et valg mellom ulike alternativer. Når en beslutning tas, iverksettes vanligvis tiltak og handlinger slik at formålet med selve valget kan oppnås. To ulike beslutningsmodeller er normative modeller og deskriptive modeller. Normative beslutningsmodeller er basert på teori om rasjonell atferd, mens deskriptive beslutningsmodeller baseres på hvordan individer faktisk tenker og handler når de tar beslutninger. Med andre ord sier den normative modellen noe om hvordan beslutningen bør tas, mens den deskriptive modellen reflekterer hvordan beslutningene faktisk tas (Jacobsen og Thorsvik, 2013).

I følge Jacobsen og Thorsvik (2013) inneholder en beslutningsprosess fire faser: identifikasjon av et problem eller en mulighet, innsamling og vurdering av informasjon, valg

mellom alternativer og iverksetting av handlingsalternativ. De to første fasene danner informasjonsgrunnlaget for beslutningen som tas i tredje fase. Det er ofte mange synspunkter, og mye informasjon og usikkerhet som skal tas hensyn til. Det er derfor en krevende prosess, og et resultat av dette er ofte uenigheter om hvilket alternativ som er det beste (Jacobsen og Thorsvik, 2013).

I klassisk beslutningsteori er den rasjonelle idealmodellen sentral, der det antas at mennesket klarer å handle perfekt rasjonelt (Jacobsen og Thorsvik, 2013). Jacobsen og Thorsvik (2013) beskriver dette med at den enkelte beslutningstaker har klare mål og preferanser, men også tilstrekkelig informasjon. Da vil den beste beslutningen tas. Den begrensede rasjonalitetsmodellen derimot, er basert på ideen om at mennesket er begrenset rasjonelt. Det betyr derimot ikke at mennesker handler irrasjonelt, men at ingen kan handle perfekt rasjonelt. Ved en slik beslutningsatferd velges det første tilfredsstillende alternativet (Jacobsen og Thorsvik, 2013).

2.5.2.1 Gode beslutninger

Beslutninger er en viktig del av prosjektutviklingen i olje- og gassindustrien. Killengreen (2011) legger vekt på at en god beslutning enten er positiv for alle berørte, eller så har beslutningstaker en god forklaring på bakgrunnen til beslutningen slik at den kan forstås av andre berørte.

Qvigstad (2011) skriver at grupper fatter ofte bedre beslutninger enn enkeltindivider. Ved å la grupper fatte beslutninger istedenfor enkeltpersoner, er det lavere sannsynlighet for at enkeltpersoners svakheter og særinteresser får dominere. Dette kan da eliminere store feilgrep, noe som kan være avgjørende når beslutninger tas under stor usikkerhet (Qvigstad, 2011). Dette utsagnet støttes av Surowiecki (2005) som viser til et eksempel i tv-programmet "Who Wants to Be a Millionaire?". Når deltakeren bruker hjelpemiddel der han får hjelp av publikum eller enkeltindivider, såkalte "eksperter", svarer publikum rett 91% av tiden, mens enkeltindivider ("eksperter") svarer rett 65% av tiden (Surowiecki, 2005).

Qvigstad (2011) skriver videre at en fare derimot med å fatte beslutninger i en gruppe er at medlemmer lar seg påvirke av hverandre. Når et gruppelem deler sin mening, kan det påvirke andre til å bli med på en såkalt "gruppetenkning". Det kan resultere i at det blir få meninger og standpunkter, og at gruppen overbevises om at deres felles standpunkt må være riktig, selv om det i flere tilfeller kan være feil (Qvigstad, 2011). Killengreen (2011) skriver også at en gruppe bestående av likesinnede i mindre grad vil kunne fatte gjennom-

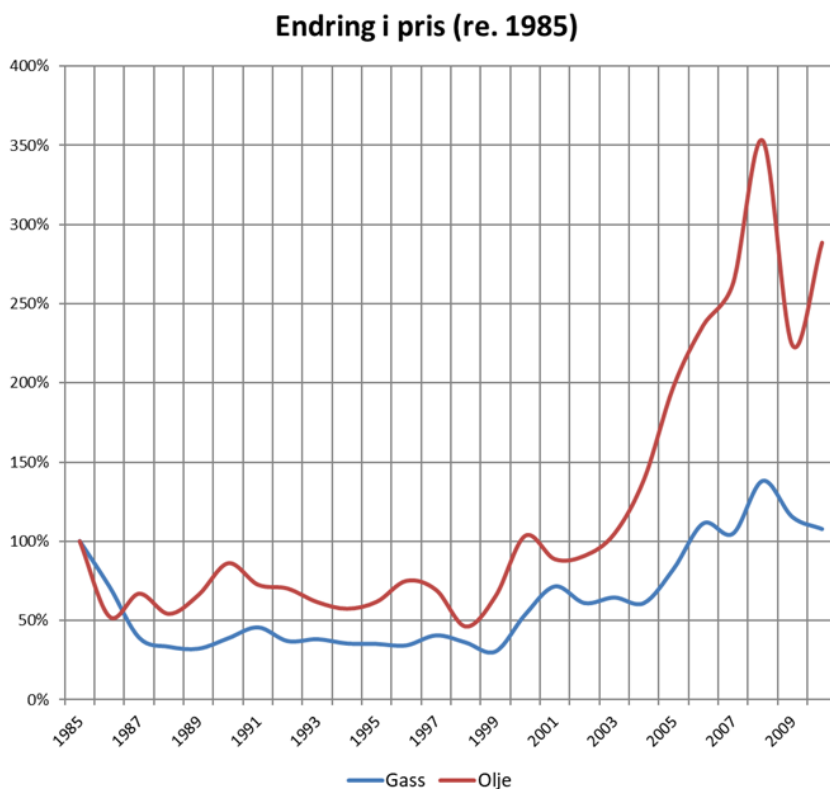
tenkte og gode beslutninger sammenlignet med en gruppe sammensatt av personer med variert bakgrunn.

2.5.3 Investeringbeslutning under usikkerhet

Det vil alltid være usikkerhetsfaktorer ved investeringsbeslutninger i olje- og gassindustrien. I dette delkapitlet ses det nærmere på ulike faktorer som har stor påvirkning på det økonomiske i investeringsbeslutninger.

2.5.3.1 Usikkerhet i olje- og gasspris

Prisen på olje og gass er en viktig faktor for en vellykket investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien. Winje, Naug og Stavseng (2011) skriver at den største delen av norsk gass blitt solgt gjennom langtidskontrakter der prisen har blitt justert i takt med oljeutviklingen. Samtidig har også en mindre del av norsk gass blitt solgt i spotmarkedet eller i kontrakter som baseres på spotprisen (Winje mfl., 2011). I dag blir både olje og gass solgt i spotmarkedet. Prisen på olje og gass har vært utsatt for store svingninger. Dette vises i figur 2.7.



Figur 2.7: Historisk endring i olje- og gasspris relativ til olje- og gassprisen i 1985 (Oil-price, u.å.)

Olje- og gassprisen påvirkes av tilbud og etterspørsel. Tilbudet er først og fremst bestemt av tilgjengelige olje- og gassressurser. Politiske forhold kan påvirke tilgjengeligheten. F.eks. så kan store politiske hendelser som maktskifte, politisk uro, etc. i eksportland skape en usikkerhet i fremtidig oljetilbud - noe som igjen kan få store konsekvenser for olje- og gassprisen (Bøeng, 1996). En annen faktor som påvirker tilbudet er regelverk og retningslinjer. Leting etter olje og gass har en påvirkning på miljøet (Miljødirektoratet, 2022). Et enda større fokus på miljø kan føre til ytterligere reguleringer i olje og gassnæringen. Da vil tilbudet minke, og det vil igjen føre til høyere olje- og gasspris.

Forbrukernes inntekter har en sterk innflytelse på etterspørselen etter olje og gass. Prisen på olje og gass har mindre betydning for forbrukernes etterspørsel på kort sikt enn på lang sikt. Dette fordi at på kort sikt er andre substitutter ofte mer kostbare enn olje og gass, mens på lang sikt vil forbrukerne gjerne lete etter andre alternativer (Noreng, 2009).

2.5.3.2 Usikkerhet i teknologi

Med teknologisk usikkerhet menes usikkerhet relatert til endringer i tilgjengelig teknologi som følge av nytenkning og innovasjon (Scranton, 2009). På investeringstidspunktet, er beslutningen basert på den nåværende tilgjengelige teknologien. I årene fra investeringsbeslutning til produksjonen starter kan det ha vært endringer i hvilken teknologi som benyttes. Ny teknologi kan for eksempel øke utvinningsgraden, noe som gjør teknologi til en usikkerhetsfaktor ved investeringstidspunktet.

Samtidig vil det være en usikkerhet relatert til eksisterende teknologi. I en investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien, benyttes teknologiske verktøy til å estimere ulike parametere relatert til investeringsbeslutningen. Usikkerhet i teknologien kan føre til feil-estimeringer, der parametere kan være annerledes enn antatt.

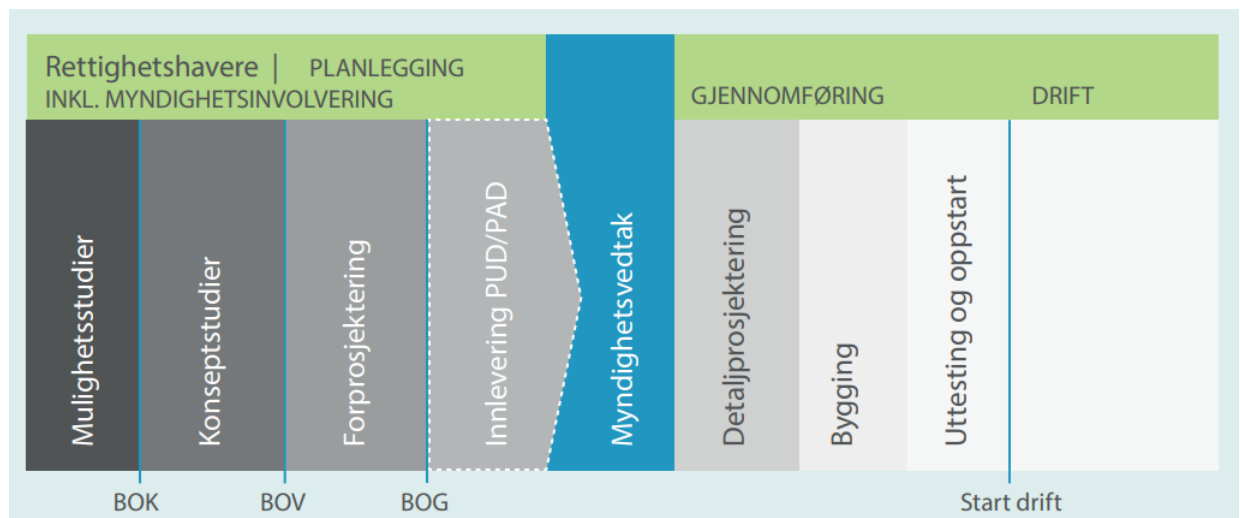
2.5.3.3 Tid som usikkerhetsfaktor

Olje- og gassprosjekter varer ofte over lang tid. Selv med god planlegging, vil det være en usikkerhet relatert til tidsbruk av ulike aktiviteter. En investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien baseres på fremtidige estimerte kontantstrømmer som blir diskonterte til nåverdi. Usikkerhet i tidsbruken vil kunne påvirke prosjektets NNV. Er det for eksempel slik at produksjonsstart er forsinket, vil kontantstrømmene komme senere enn planlagt, noe som resulterer i lavere NNV (Oljedirektoratet, 2020b).

2.6 Modell for prosjektgjennomføring på den norske kontinentalsokkelen

Walkup og Ligon (2006) skriver at modellene for prosjektgjennomføring i olje- og gassindustrien varierer, men at de fleste benytter en versjon av Stage-Gate modellen utviklet av Cooper og Kleinschmidt (1993). Stage-Gate modellen ble i utgangspunktet utviklet for å håndtere usikkerheten som radikale innovative prosjekter fører med seg. Modellen er lineær og oppbygd av ulike trinn og beslutningsporter. Hvert trinn har forhåndsdefinerte krav som må oppfylles før neste trinn kan initieres. Avgjørelsen om neste trinn kan initieres, skjer i en beslutningsport mellom trinnene, der det er en *go/no go* beslutning basert på om de forhåndsdefinerte kravene er oppfylt (Cooper og Kleinschmidt, 1993). I følge Oljedirektoratet (2020a) er et fellestrekk mellom modellene på norsk kontinentalsokkel også at disse har beslutningsporter med forhåndsdefinerte krav for å sikre kvalitet i prosjektgjennomføringen - nettopp slik Stage-Gate modellen er oppbygget.

Oljedirektoratet (2020a) sin modell for prosjektgjennomføring på den norske kontinentalsokkelen vises i figur 2.8.



Figur 2.8: En typisk modell for prosjektgjennomføring på den norske kontinentalsokkelen (Oljedirektoratet, 2020a)

Modellen er hovedsaklig bygget opp av to aspekter - *planlegging* og *gjennomføring*. Aspektet *planlegging* inneholder fasene *mulighetsstudier*, *konseptstudier*, *forprosjektering* og *innlevering plan for utbygging og drift (PUD)/plan for anlegg og drift (PAD)*, samt beslutningsportene *beslutning om konkretisering (BOK)*, *beslutning om videreføring (BOV)*, *beslutning om gjennomføring (BOG)* og *myndighetsvedtak*. I aspektet *planlegging* er det en tett dialog mellom myndigheter og rettighetshaver. I aspektet *gjennomføring* finner

man fasene *detaljprosjektering, bygging, og uttesting og oppstart*, samt en siste beslutningsport før drift (Oljedirektoratet, 2020a).

Videre redegjøres det for de ulike fasene som finner sted i prosjektgjennomføringen med utgangspunkt i Oljedirektoratet (2020a) sin modell. Denne modellen er valgt fordi den er mest representativ for rettighetshavere på den norske kontinentalsokkelen. I den første fasen, *mulighetsstudier*, har man som mål å avklare om forretningsideen er gjennomførbar (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018). Denne blir ofte kalt identifikasjonsfasen og her bør man identifisere avgjørende faktorer for videre utvikling av prosjektet (Walkup og Ligon, 2006). Etter fasen kommer den første beslutningsporten, *BOK*. Her beskriver man et eller flere konsept med kostnadsramme (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018).

Etter *BOK* er akseptert, starter fasen *konseptstudier*. I denne fasen evalueres den tilgjengelige informasjonen med formål om å utvikle den beste utviklingsplanen for hvert konsept. Her skal utviklingsplanen presenteres slik at lønnsomhet og gjennomførbarhet kan dokumenteres for det/de konsept(ene) man fortsetter med. Deretter kommer *BOV* der prosjektet videreføres om myndighetene og rettighetshaver er tilfredstilte med konseptet/konseptene (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018; Walkup og Ligon, 2006).

Den tredje fasen, *forprosjektering*, handler om å definere en ferdig utviklingsplan for det valgte konseptet. Her beskrives aktivitetene i detalj slik at prosjekts kvalitet er så god som mulig. Videre må *BOG* godkjennes og her tas den siste investeringsbeslutningen (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018; Walkup og Ligon, 2006).

Den neste fasen er innlevering og godkjenning av *PUD* og/eller *PAD*. Det som inngår i *PUD* og *PAD* beskrives henholdsvis slik:

”PUD omhandler utbyggingen av en petroleumsforekomst, eller flere petroleumsforekomster sammen, (utbyggingsdel) og hvilke konsekvenser de planlagte utbyggingstiltakene vil ha (konsekvensutredning)” (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018, s. 8)

”PAD er en plan for bygging, plassering, drift og bruk av innretninger for petroleumsvirksomhet, herunder avskipningsanlegg, rørledninger, nedkjølingsanlegg, anlegg for produksjon og overføring av elektrisk energi og andre innretninger for transport eller utnyttelse

av petroleum” (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018, s. 8).

Etter at *PAD* og/eller *PUD* er godkjent, begynner aspektet *gjennomføring*. Dette aspektet inneholder alle aktivitetene som utføres for å klargjøre et felt til produksjon. Typiske aktiviteter er konstruksjonsarbeid, anskaffelser og anbud. I fasen *uttesting og oppstart* evalueres arbeidet og komponentene kvalitetstestes. Deretter starter drift og produksjon av olje og gass (Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018).

Kapittel 3

Metode

Metode dreier seg om å velge en bestemt vei mot et bestemt mål (Johannessen, Tufte og Christoffersen, 2021). I dette kapitlet redegjøres det for metodevalget, fremgangsmåten i forskningsprosessen og studiens validitet og reliabilitet.

3.1 Kvalitativ og kvantitativ metode

Det er vanlig å skille mellom kvantitativ og kvalitativ metode. Forenklet kan man si at ved bruk av kvantitativ metode kartlegger man utbredelse, mens ved bruk av kvalitativ metode går man mer i detalj og får mer utfyllende informasjon om fenomenet som studeres. I kvantitativ metode samler man ofte inn data i form av tall og statistikk, til forskjell fra en kvalitativ metode der man som regel samler inn data i form av tekst (Johannessen mfl., 2021).

I denne studien er data fra Oljedirektoratet benyttet. Oljedirektoratet har ansvaret for å hente inn og publisere data fra olje- og gassaktivitetene på norsk sokkel (Oljedirektoratet, 2021a). Disse dataene publiseres på Oljedirektoratet sine faktasider og informasjonen på disse nettsidene oppdateres daglig. I tillegg publiserer Oljedirektoratet også et ressursregnskap hver høst der alle operatører på norsk sokkel har sendt inn data og prognoser over sine felt, funn og transportsystemer (Oljedirektoratet, 2019c). Data fra Oljedirektoratets faktasider (<https://factpages.npd.no/nb-no/field>) og ressursregnskap (<https://www.npd.no/fakta/ressursregnskap-og-analyser/>) er benyttet i denne studien. Disse dataene presenteres i form av tall og statistikk, og følgelig kan metoden som er benyttet i studien betegnes som kvantitativ.

3.2 Fremgangsmåte i forskningsprosessen

Kapitlet deles i to delkapitler - et kapittel knyttet til hvert av forskningsspørsmålene. Dette gjøres fordi det er brukt ulike fremgangsmåter i forskningsprosessen i tilknytning til hvert av forskningsspørsmålene.

3.2.1 Forskningsspørsmål 1

I dette delkapitlet redegjøres det for innsamling av data, analyse av data og avgrensninger gjort i analysen i tilknytning til forskningsspørsmål 1: ”Hvordan endres reserveanslagene for olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen under produksjonsperioden?”

3.2.1.1 Innsamling av data

Det ble gjort et omfattende arbeid med å samle inn data fra Oljedirektoratets faktasider og ressursregnskap. Målet med analysen var å undersøke hvordan estimatet for olje- og gassreserver endrer seg fra investeringsbeslutning (PUD-godkjenning) til bestemte tidspunkter underveis i produksjonen. Det første steget var å avgjøre hvor stort inkrement det skulle være mellom målepunktene. Avgjørelsen falt på at det skulle være et inkrement på fem år og at det første målepunktet skulle være i 1980. Det resulterte i ni målepunkt fra 1980 til 2020, i tillegg til et målepunkt ved PUD-godkjenningen. Siden de ulike olje- og gassfeltene har ulikt tidspunkt for PUD-godkjenning, var det en variasjon i antall målepunkt for hvert felt. Tabell 3.1 viser et eksempel med tre ulike felt som har ulike år for PUD-godkjenning og dermed et ulikt antall målepunkt.

Tabell 3.1: Et eksempel på hvor mange målepunkter ulike felt med ulikt PUD-år har. x betyr at feltet har målepunkt det året

Felt	PUD-år	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Cod	1976	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Tune	1999					x	x	x	x	x
Atla	2011								x	x

Det neste steget i innsamlingsprosessen var å sortere dataene og til dette ble Excel brukt. Det ble laget et Excel-ark til hvert av de ni målepunktene. Hvert av Excel-arkene/målepunktene bestod av et felles oppsett (Tabell 3.2). Oppsettet inkluderte feltnavn, PUD godkjenning (PUD-år), reserveanslag for mengden oljeekvivalenter (o.e.) fordelt i olje, gass, NGL og kondensat. Det ble i tillegg opprettet et Excel-ark med samme oppsett som viste reserveanslaget utarbeidet ved PUD-godkjenning.

Tabell 3.2: Oppsettet som ble brukt i Excel

Felt	PUD-år	Olje	Gass	NGL	Kondensat	o.e.
A						
B						
C						
....						

Etter at dette oppsettet i Excel var laget, ble Oljedirektoratets ressursregnskaper benyttet til å fylle inn basisestimater (P50) for reserveanslaget for de ulike olje- og gassfeltene og de tilhørende målepunktene. Oljedirektoratets faktasider ble benyttet til å innhente annen relevant informasjon om olje- og gassfeltene, f.eks. året for godkjenning av PUD (PUD-år). Det ble benyttet ulike enheter for olje, gass, NGL og kondensat. Enhetene til olje og kondensat er millioner standardkubikkmeter ($M\text{Sm}^3$), enhetene til NGL er tonn og enhetene til gass er milliarder standardkubikkmeter ($G\text{Sm}^3$). Når olje- og gassreservene skulle summeres, måtte de omgjøres til en felles enhet – standardkubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet (2022c) presenterer denne oversikten for enhetskonvertering:

1 Sm^3 olje	=	1,0 Sm^3 o.e.
1 Sm^3 kondensat	=	1,0 Sm^3 o.e.
1000 Sm^3 gass	=	1,0 Sm^3 o.e.
1 Sm^3 NGL	=	1,0 Sm^3 o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm^3 o.e.

Figur 3.1: Enhetskonvertering (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022c)

I figur 3.1 ser man at NGL må multipliseres med 1.9 for å presenteres i o.e. I tillegg er 1000 Sm^3 gass det samme som 1 Sm^3 olje i o.e. (Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, 2022c). Oljeekvivalenter (o.e.) ble dermed beregnet med denne formelen:

$$o.e. = \text{Olje}(M\text{Sm}^3) + \text{Gass}(G\text{Sm}^3) + 1.9 \cdot \text{NGL}(\text{tonn}) + \text{Kondensat}(M\text{Sm}^3) \quad (3.1)$$

3.2.1.2 Analyse av data

Oppsettet i Excel illustrert i tabell 3.2 med data fra Oljedirektoratet var utgangspunktet for analysearbeidet. Det som skulle undersøkes var hvordan reserveanslaget for de ulike

olje- og gassfeltene endret seg gjennom produksjonen relativt til reserveanslaget som ble utarbeidet ved godkjenning av PUD. For hvert av olje- og gassfeltene og de tilhørende målepunktene til hvert av feltene, ble Excel benyttet til å beregne relativ endring med formel 3.2

$$RE_j = \left(\frac{o.e.j - o.e.PUD}{o.e.PUD} \right) \cdot 100\% \quad (3.2)$$

der j representerer målepunkt. Etter at relativ endring var beregnet for alle feltene og deres tilhørende målepunkt, ble gjennomsnittlig relativ endring for hvert av feltene beregnet. Deretter ble median funnet for gjennomsnittlig relativ endring for alle feltene. Median er den midtre verdien av en rangert fordeling og representerer det typiske. Denne statistiske parameteren ble benyttet istedenfor gjennomsnitt fordi at den er mer stabil for ekstreme avvik (Johannessen mfl., 2021).

For å kunne gjennomføre en mer detaljert analyse, ble feltene videre kategorisert etter feltype. Feltpene som ble benyttet var oljefelt, gassfelt og blandingsfelt:

1. **Oljefelt** - Felt med en oljeekvivalent (o.e.) som bestod av mer enn 85% olje.
2. **Gassfelt** - Alle felt en oljeekvivalent (o.e.) som bestod av mindre enn 50% olje.
3. **Blandingsfelt** - Alle felt som ikke var innenfor kriteriene for de to forgående kategoriene.

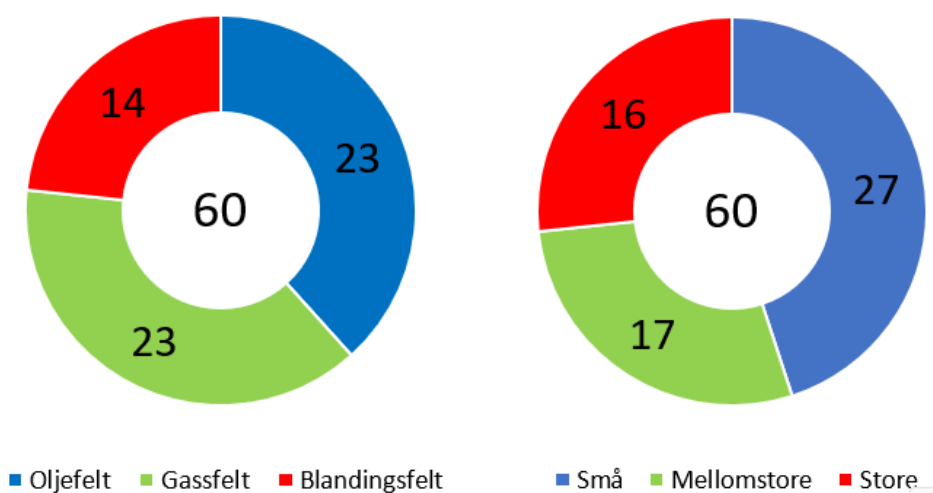
Alle felt ble kategorisert i en feltype ved reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD og denne feltpen var gjeldende gjennom hele analysen. Feltene ble også kategorisert etter størrelse på olje- og gassreserver. De ble fordelt i tre kategorier: små, mellomstore og store felt. Siden reserveanslagene endrer seg gjennom feltenets livsløp, ble det beregnet et gjennomsnitt av alle reserveanslagene. Inndelingen var som følger:

1. **Små felt** - Alle felt med gjennomsnittlig reserveanslag på mindre enn 15 Sm^3 .
2. **Mellomstore felt** - Alle felt med gjennomsnittlig reserveanslag på mellom 15 og 50 Sm^3 .
3. **Blandingsfelt** - Alle felt med gjennomsnittlig reserveanslag på over 50 Sm^3 .

Median ble til slutt beregnet for de ulike feltype og feltstørrelsene.

3.2.1.3 Avgrensinger og tilpasninger

I dette kapitlet redegjøres det for fire sentrale avgrensninger og tilpasninger som ble gjort i analysearbeidet. I starten av analysearbeidet ble det samlet inn data om 117 ulike olje- og gassfelt. Etter at avgrensningene og tilpasningene, som det skrives om i dette delkapitlet var gjort, var det igjen 60 olje- og gassfelt som ble analysert. Figur 3.2 viser en oversikt over de 60 ulike olje- og gassfeltene fordelt i henholdsvis feltype og feltstørrelse.



Figur 3.2: De 60 olje- og gassfeltene fordelt i feltype og feltstørrelse

Reserveanslag ved PUD

I årene før 1990 ble det utgitt et ressursregnskap hvert femte år, i stedet for hvert år slik som det gjøres i dag. Det betyr at enkelte olje- og gassfelt har godkjenning av PUD i et år uten ressursregnskap. For disse feltene ble ressursanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD hentet fra et annet ressursregnskap:

- Reserveanslaget for Cod, Albuskjell og Edda er hentet fra ressursregnskapet i 1976.
- Reserveanslaget for Eldfisk, Ula og Odin er hentet fra ressursregnskapet i 1980.
- Reserveanslaget for Gullfaks og Oseberg er hentet fra ressursregnskapet i 1985.
- Reserveanslaget for Draugen, Gyda, Sleipner Øst, Veslefrikk og Hod er hentet fra ressursregnskapet i 1990.
- Hanz har PUD-år i 2013, men det var kun reserveanslag i ressursregnskapet for 2014.

Endringer i eierskapsandel

Enkelte olje- og gassfelt ligger på grensen mellom norsk og britisk sektor i Nordsjøen. For flere av disse feltene har det vært en endring i eierskapsandel mellom Norge og Storbritannia gjennom feltets levetid. I analysen har slike felt blitt tatt bort av hensyn til eventuelle misoppfatninger. Oljedirektoratets ressursregnskap viser nemlig kun norsk eierskapsandel for reserveanslagene. For felt der Norge har fått en større eller mindre eierskapsandel, kan det se ut til at reserveanslaget har blitt over- eller underestimert, uten at det behøver å være tilfellet.

Sammenslåing av felt

På den norske kontinentalsokkelen er enkelte olje- og gassfelt lokalisert veldig nært hverandre. Flere slike felt har blitt slått sammen - Gullfaks Vest har f.eks. blitt slått sammen med Gullfaks. Det har resultert i at felt som f.eks. Gullfaks har fått et høyere reserveanslag etter sammenslåingen. For å kunne gjøre best mulig sammenligninger med reserveanslaget ved godkjenning av PUD, har dette blitt tatt hensyn til. Tabell 3.3 brukes for å forklare hvordan hensynet er tatt.

Tabell 3.3: Felt som er slått sammen

Årstall	Felt	Fusjonert i	Olje	Gass	NGL	Kondensat	o.e.
1999	Gullfaks Vest	Gullfaks	3,6	0,4	0	0	4,0
2000	Ringhorne	Balder	39,2	2,2	0	0	41,4
2000	Gyda Sør	Gyda	4,6	3,4	0,6	0	9,1
2000	Tordis Øst	Tordis	5,2	0,4	0,1	0	5,8
2000	Borg	Tordis	12,6	1,1	0,4	0	14,5
2001	Loke	Sleipner Øst	0,0	1,1	0,2	0,6	2,1
2004	Oseberg Vest	Oseberg	2,0	6,0	0,0	0,0	8,0

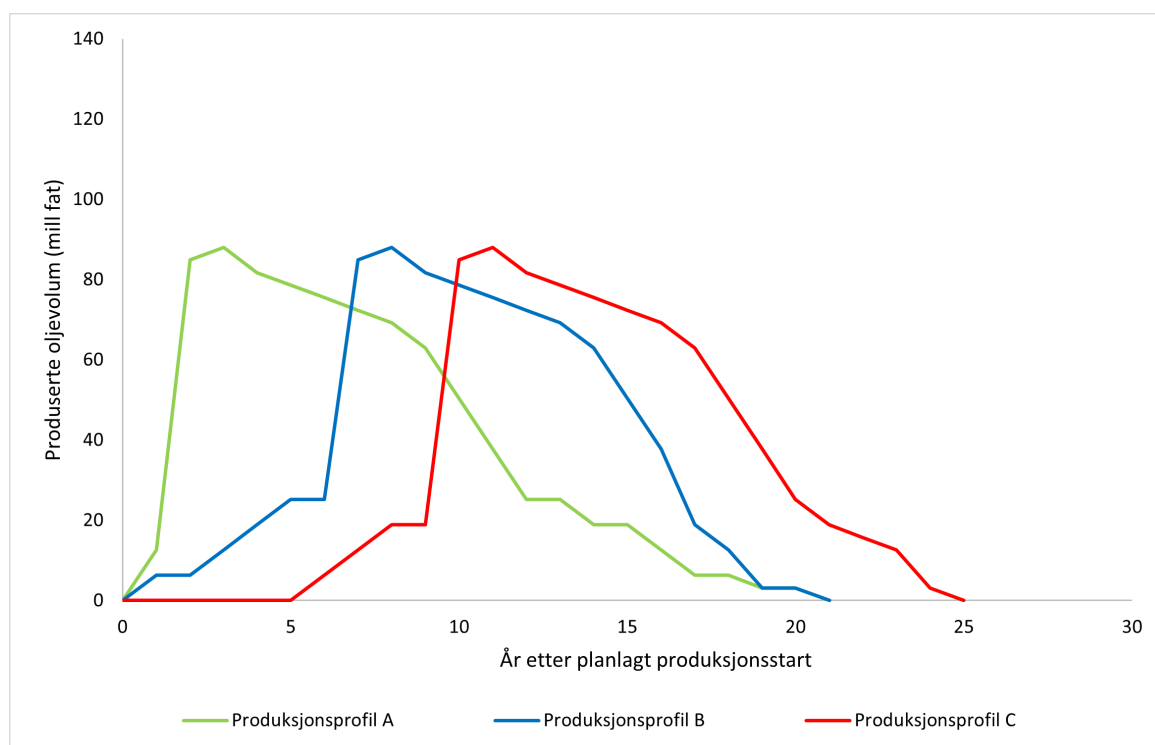
Tabell 3.3 viser de siste registrerte reserveranslagene i ressursregnskapet for Gullfaks Vest, Ringhorne, Gyda Sør, Tordis Øst, Borg, Loke og Oseberg Vest før feltene ble slått sammen med feltene vist i figur 3.3. Det har blitt tatt hensyn til sammenslåingen ved å subtrahere disse siste registrerte reserveanslagene for Gullfaks Vest, Ringhorne, Gyda Sør, Tordis Øst, Borg, Loke og Oseberg Vest fra samtlige målepunkt for henholdsvis Gullfaks, Balder, Gyda, Tordis, Sleipner Øst og Oseberg etter sammenslåingen ble gjort. Hensynet er tatt for de 7 feltene vist i tabell 3.3 fordi at det er i tilknytning til disse feltene Oljedirektoratet i ressursregnskapet påpeker at det har vært en sammenslåing.

Felt med et målepunkt

Felt som kun har et målepunkt, utenom reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD, er tatt bort fra analysen. Årsaken til dette er at når det kun er registrert et målepunkt, er disse feltene lite representative for utviklingen av reserveanslagene på den norske kontinentalsokkelen.

3.2.2 Forskningsspørsmål 2

For å undersøke forskningsspørsmål 2 ("Hvilken effekt har endringer i produksjonsprofil på prosjektets lønnsomhet?") ble nettonåverdimetoden benyttet for å gjennomføre en investeringsanalyse for ulike produksjonsprofiler for olje- og gassproduksjon. Det ble dannet tre ulike produksjonsprofiler som er illustrert i figur 3.3.



Figur 3.3: Tre ulike produksjonsprofiler

Figuren viser hvor mye olje i millioner fat som blir produsert hvert år ved hver av produksjonsprofilene etter planlagt produksjonsstart. Den grønne grafen (produksjonsprofil A) har en maksimal produksjon 2/3 år etter planlagt produksjonsstart. Den blå grafen (produksjonsprofil B) starter produksjonen på samme tidspunkt som produksjonsprofil A, men har en maksimal produksjon 7/8 år etter planlagt produksjonsstart. Til forskjell fra produksjonsprofil A og B har produksjonsprofil C (rød graf) en forsinket produksjonsstart

på 5 år og har en maksimal produksjon 11/12 år etter planlagt produksjonsstart. I alle produksjonsprofilene er den totale mengden produsert olje lik (833,425 millioner fat), men det produseres ulikt oljevolum på ulike tidspunkt.

Oljeprisen spiller en viktig rolle i investeringsanalyse i olje- og gassindustrien. Derfor ble nettonåverdien regnet ut for hver av de tre ulike produksjonsprofilene med utgangspunkt i tre ulike variasjoner i oljeprisen:

1. \$40/\$60/\$80 - Produksjonsperioden deles inn i 3 like lange perioder der oljeprisen er \$40 den første perioden, \$60 den andre perioden og \$80 den tredje perioden.
2. \$60 - Oljeprisen er konstant \$60 gjennom hele produksjonsperioden.
3. \$80/\$60/\$40 - Produksjonsperioden deles inn i 3 like lange perioder der oljeprisen er \$80 den første perioden, \$60 den andre perioden og \$40 den tredje perioden.

For å beregne NNV benyttes formel 3.3 som også ble presentert i teorikapitlet (Institut français du pétrole, 2004).

$$NNV = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{K_j}{(1+r)^j} \quad (3.3)$$

Det ble bestemt at det skulle være:

- Lik og konstant valutakurs for alle årene på 10 NOK/\$.
- Et avkastningskrav på 5%.
- En omregningsfaktor fra Sm_3 til fat på 6,29, dvs. $1 Sm_3 = 6,29$ fat (Oljedirektoratet, 2021b).
- En investeringskostnad i år 0 på \$25 milliarder.

Resultatene fra utregningen av NNV for de ulike tilfellene presenteres i resultatkapitlet.

3.3 Reliabilitet og validitet

Reliabilitet kommer fra det engelske begrepet ”reliability” som betyr pålitelighet. Det dreier seg om hvor nøyaktige dataene er, hvilke data som brukes, hvordan de er samlet inn og bearbeidet. *Test-retest reliabilitet* er en måte å teste datas reliabilitet på. Det dreier seg om å gjennomføre samme undersøkelse på to ulike tidspunkt. Dersom man får de samme resultatene ved begge tidspunktene, tyder det på høy reliabilitet. *Interreliabilitet* er en annen måte å teste studiens reliabilitet på. Det dreier seg om at flere personer vurderer det

samme fenomenet. Hvis individene oppnår samme resultat, indikerer det høy reliabilitet (Johannessen mfl., 2021). Siden det i denne studien har blitt benyttet allerede eksisterende data fra Oljedirektoratets faktasider og ressursregnskap, har det vært vanskelig å gjennomføre en test av studiens reliabilitet. Dataene anses likevel å ha god reliabilitet siden Oljedirektoratet er en del av det statlige organet Olje- og energidepartementet som har ansvar for norsk energipolitikk.

Validitet kommer fra det engelske ordet "validity" som betyr gyldighet. En viktig del av studiens validitet dreier seg om man måler det man faktisk ønsker å måle (Johannessen mfl., 2021). Dataene som er brukt i denne studien kommer direkte fra kilden. I tillegg benyttes dataene fordi at de kan ligge til grunn for diskusjonen og konklusjonene som trekkes i tilknytning til studiens problemstilling. Derfor anses de kvantitative dataene å ha god validitet.

Kapittel 4

Resultat

I dette kapitlet presenteres resultatene fra analysen. Kapitlet struktureres etter studiens forskningsspørsmål:

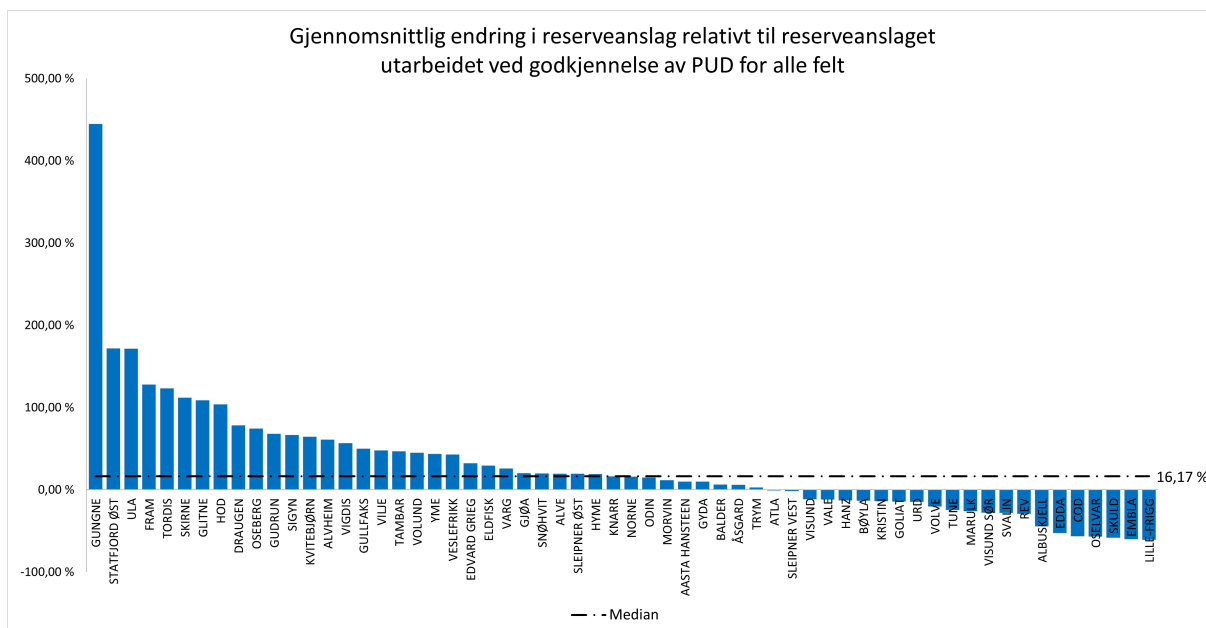
Forskningsspørsmål 1: ”Hvordan endres reserveanslagene for olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen under produksjonsperioden?”

Forskningsspørsmål 2: ”Hvilken effekt har endringer i produksjonsprofil på prosjektets lønnsomhet?”

4.1 Resultat knyttet til forskningsspørsmål 1

Resultater i tilknytning til forskningsspørsmål 1 presenteres i dette delkapitlet. Innledningsvis vil resultater knyttet til alle olje- og gassfelt presenteres, deretter deles kapitlet inn i to delkapitler der resultater knyttet til henholdsvis feltyper og feltstørrelser presenteres.

Figur 4.1 viser gjennomsnittlig endring i reserveanslaget for alle felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Gungne har den største gjennomsnittlige økningen i reserveanslaget relativt til reserveanslaget ved godkjenning av PUD med 444,66%. Lille-Frigg har den største reduksjonen med -60,84% endring i reserveanslaget relativt til reserveanslaget ved godkjenning av PUD. Det er 38 felt med en positiv endring og 22 felt med en negativ endring. Medianen til gjennomsnittlig endring i reserveanslaget for alle felt relativt til reserveanslaget ved godkjenning av PUD er 16,17%.

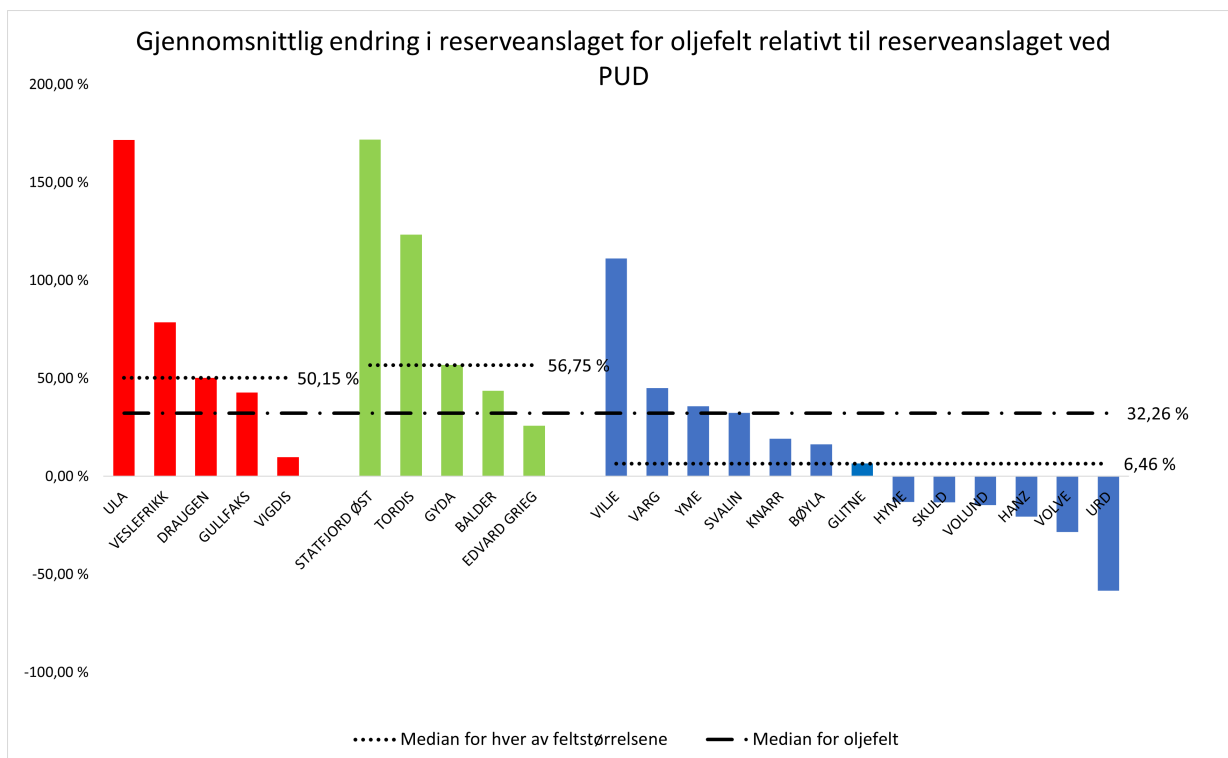


Figur 4.1: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for alle felt

4.1.1 Feltype

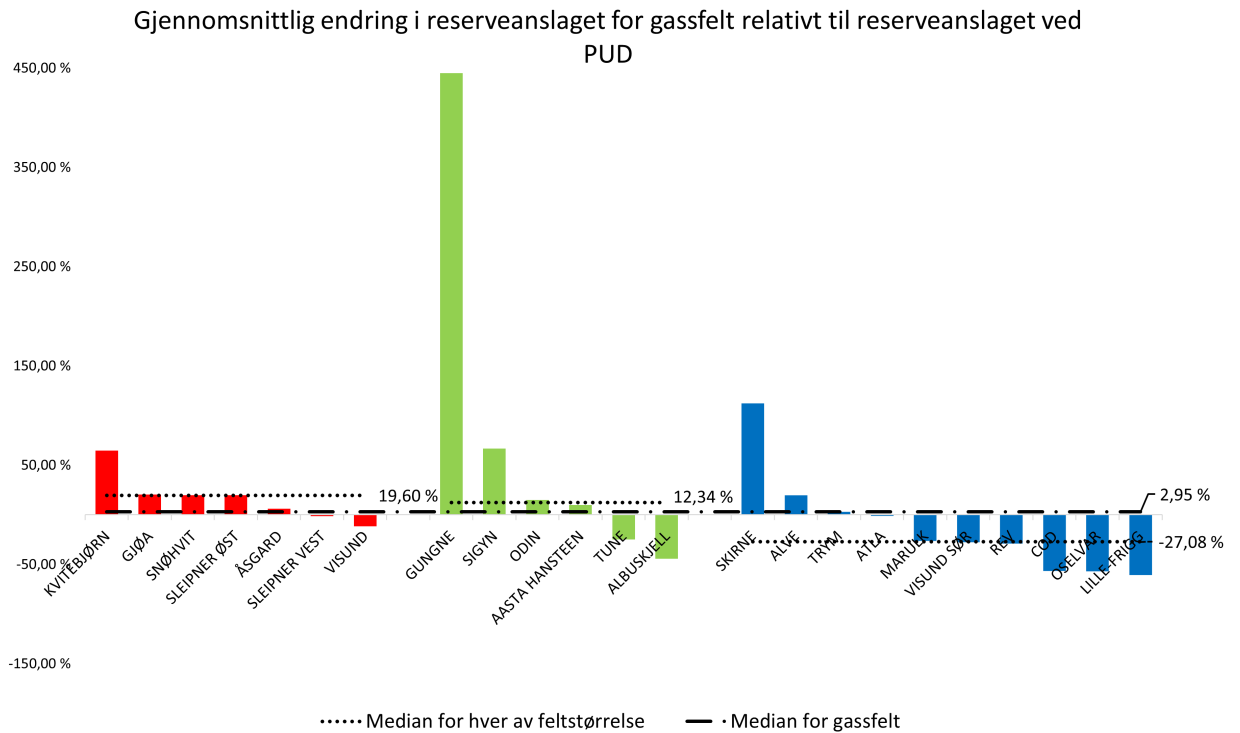
Figur 4.2 - 4.4 illustrerer gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden for henholdsvis olje-, gass- og blandingsfelt relativt til reserveanslaget som ble utarbeidet ved godkjenning av PUD. Feltene er systematisert i 3 farger - rød, grønn og blå som representerer henholdsvis store, mellomstore og små felt.

Figur 4.2 viser at det er 17 oljefelt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og 6 oljefelt med en negativ gjennomsnittlig endring. Statfjord Øst har den største gjennomsnittlige økningen der reserveanslaget for feltet har økt med 171,72% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Urd derimot, har den største reduksjonen i gjennomsnittlig reserveanslag med -58,42% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Medianen til gjennomsnittlig endring i reserveanslag under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for oljefelt er 32,26%. For store oljefelt er den 50,15%, for mellomstore oljefelt er den 56,75% og for små oljefelt er den 6,46%.



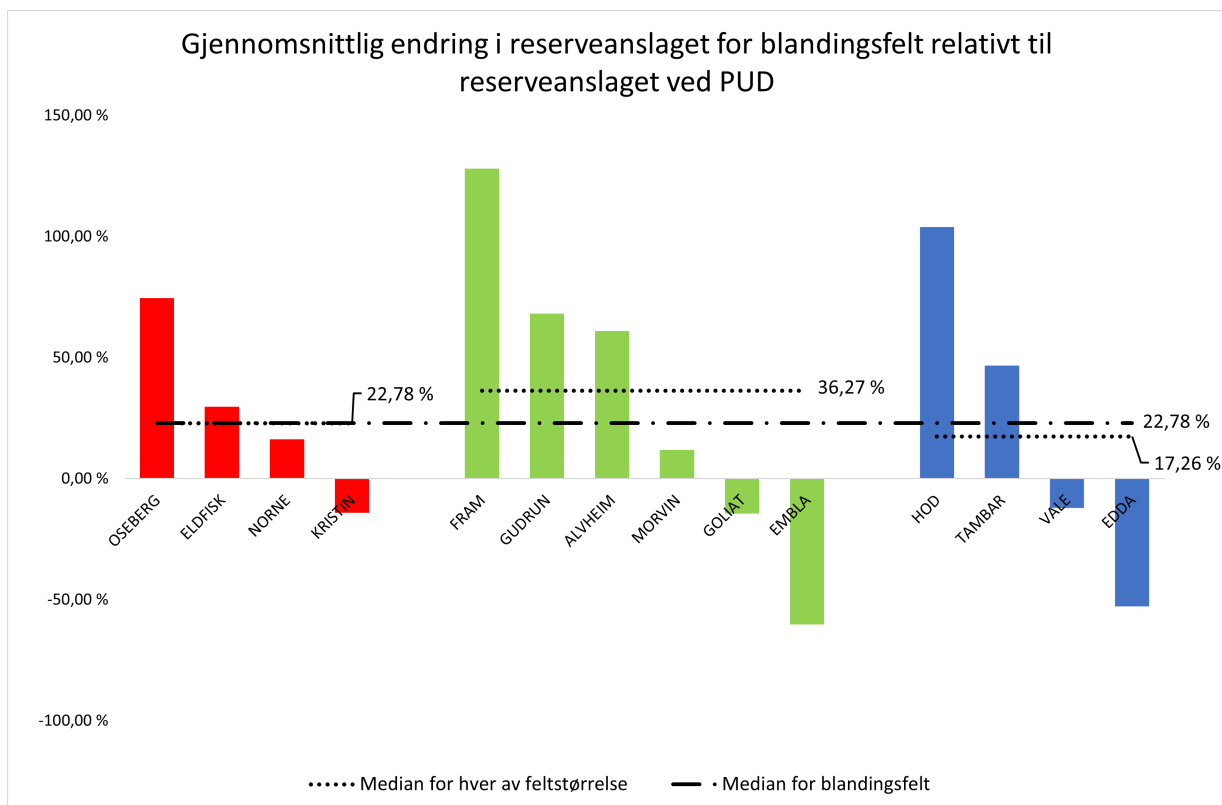
Figur 4.2: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for oljefelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

Figur 4.3 viser at det er 12 gassfelt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og 11 gassfelt med en negativ gjennomsnittlig endring. Gagne sitt reserveanslag har økt med 444,66% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD og har den største gjennomsnittlige endringen for gassfeltene. Lille-Frigg har den største negative gjennomsnittlige endringen med -60,84% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. For gassfeltene er medianen til den gjennomsnittlige endringen i reserveanslaget under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD på 2,95%. Medianen er 19,60% for store gassfelt, 12,34% for mellomstore gassfelt og -27,08% for små gassfelt.



Figur 4.3: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for gassfelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

Figur 4.4 viser at det er 9 blandingsfelt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og 5 blandingsfelt med en negativ gjennomsnittlig endring. Fram har den største gjennomsnittlige endringen i reserveanslag med 127,89% relativt til reserveanslaget ved PUD. Embla derimot, har den største negative gjennomsnittlige endringen med -60,32% relativt til reserveanslaget ved PUD. Medianen til den gjennomsnittlige endringen i reserveanslaget under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for blandingsfelt er 22,78%. For store blandingsfelt er medianen 22,78%, for mellomstore blandingsfelt er den 36,27% og for små blandingsfelt er den 17,26%.

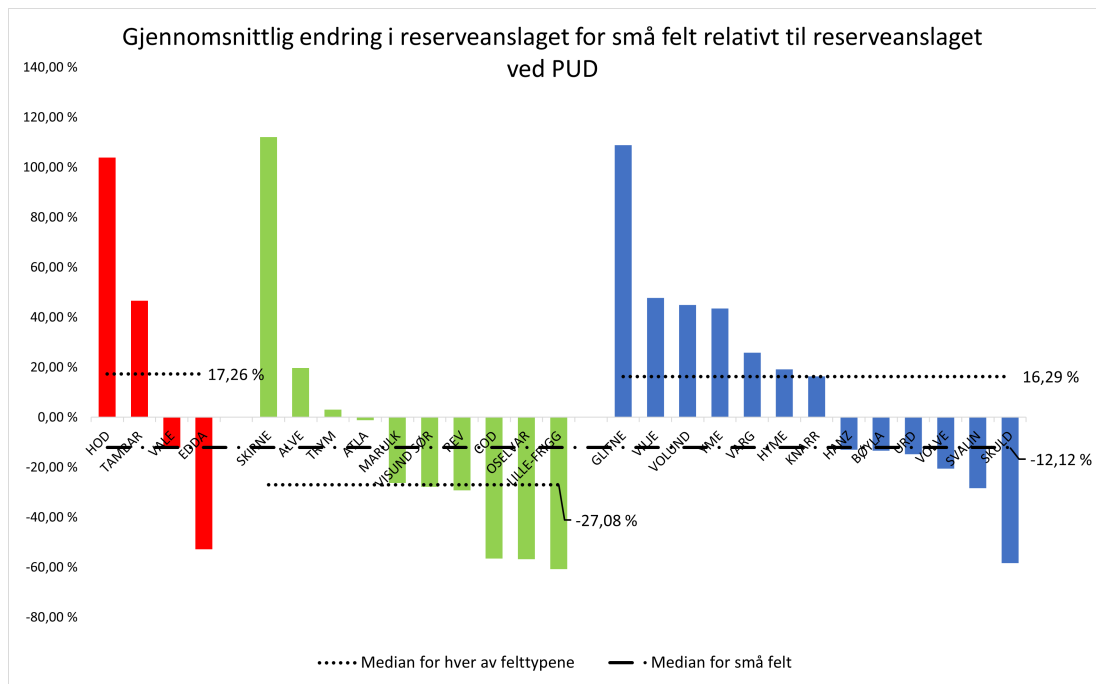


Figur 4.4: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for blandingsfelt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

4.1.2 Feltstørrelse

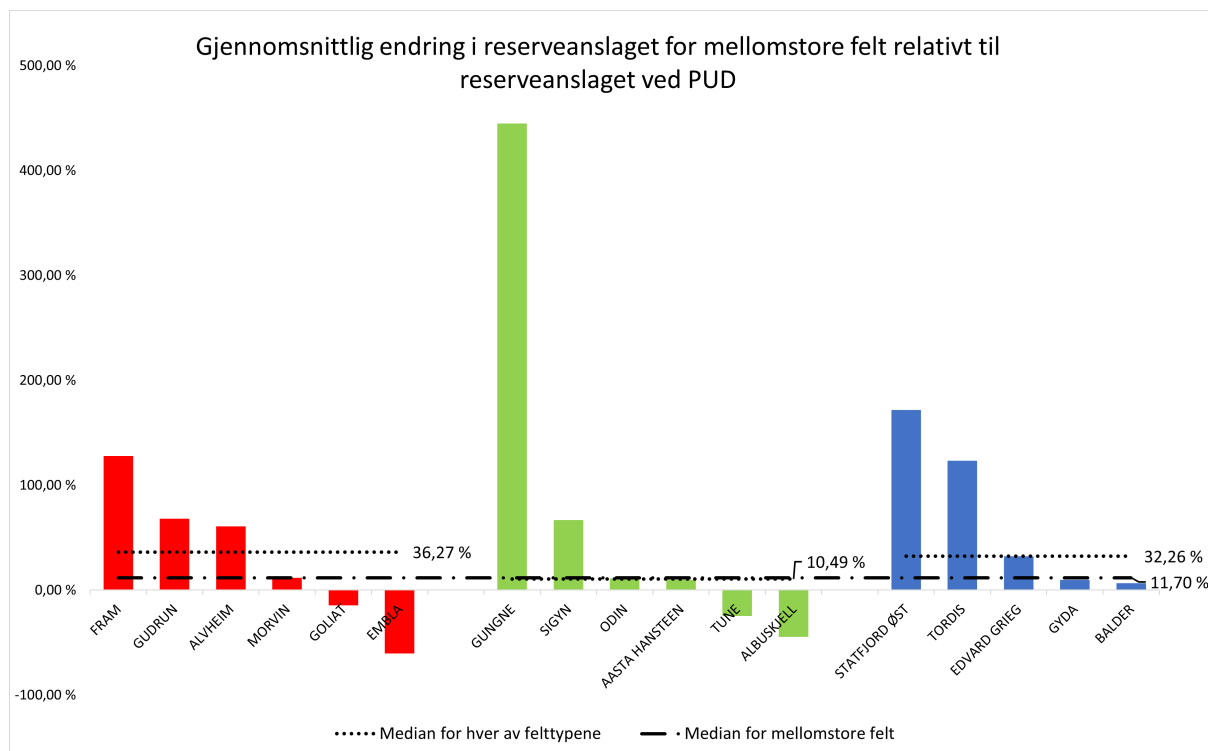
Figur 4.5 - 4.7 illustrerer gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden for henholdsvis små, mellomstore og store felt relativt til reserveanslaget som ble utarbeidet ved godkjenning av PUD. Feltene er systematisert i 3 farger - rød, grønn og blå som representerer henholdsvis blandings-, gass- og oljefelt.

Figur 4.5 viser at det er 12 små felt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og 15 små felt med en negativ gjennomsnittlig endring. Reserveanslaget til Skirne har økt med 112,03% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD og har den største gjennomsnittlige endringen for gassfeltene. Lille-Frigg har den største negative gjennomsnittlige endringen med -60,84% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Medianen til den gjennomsnittlige endringen i reserveanslaget under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for små felt er -12,12%.



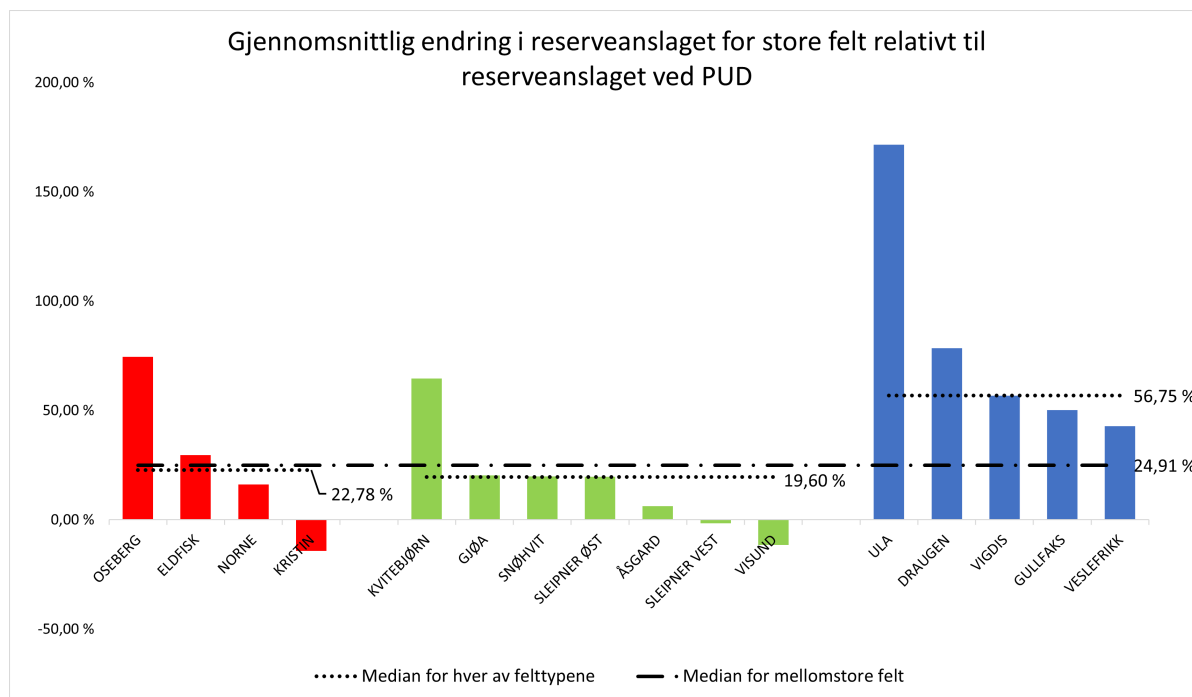
Figur 4.5: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for små felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

Figur 4.6 viser at det er 13 mellomstore felt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og 4 mellomstore felt med en negativ gjennomsnittlig endring. Gungne har den største gjennomsnittlige endringen i reserveanslag med 444,66% relativt til reserveanslaget ved PUD. Embla derimot, har den største negative gjennomsnittlige endringen med -60,32% relativt til reserveanslaget ved PUD. Medianen til den gjennomsnittlige endringen i reserveanslaget under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for mellomstore felt er 11,70%.



Figur 4.6: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for mellomstore felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

Figur 4.7 viser at det er 13 store felt med en positiv gjennomsnittlig endring i reserveanslaget under produksjonsperioden, og det er 3 store felt med en negativ gjennomsnittlig endring. Ula sitt reserveanslag har økt med 171,52% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD og har den største gjennomsnittlige endringen for de store feltene. Kristin har den største negative gjennomsnittlige endringen med -14,27% relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Medianen til den gjennomsnittlige endringen i reserveanslaget under produksjonsperioden relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for store felt er 24,91%.



Figur 4.7: Gjennomsnittlig endring i reserveanslag for store felt relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD

4.2 Resultat knyttet til forskningsspørsmål 2

I dette delkapitlet presenteres resultatene i tilknytning til forskningsspørsmål 2. I delkapittel 3.2.2 ble det redegjort for fremgangsmåten som er benyttet for å komme frem til resultatene. Resultatene fra nettonåverdiberegningen presenteres i tabell 4.1. Ved en stigende oljepris genererer alle produksjonsprofilene en positiv NNV mellom 30 og 40 mrd NOK. Ved en konstant oljepris på \$60 og ved en synkende oljepris, er det derimot forskjeller mellom produksjonsprofilene. Produksjonsprofil A genererer en NNV på henholdsvis 110,9 og 186,8 mrd NOK, mens produksjonsprofil B genererer en NNV på henholdsvis 54,7 og 70,6 mrd NOK. Produksjonsprofil C derimot, genererer en negativ NNV både ved en konstant oljepris og ved en synkende oljepris på henholdsvis -5,9 og -24,2 mrd NOK.

Tabell 4.1: NNV i mrd NOK for de ulike produksjonsprofilene for tre ulike dollarkursutviklinger

Oljepris per fat	\$40/\$60/\$80	\$60	\$80/\$60/\$40
Produksjonsprofil A	35,1	110,9	186,7
Produksjonsprofil B	38,7	54,7	70,6
Produksjonsprofil C	33,0	-5,9	-24,2

Kapittel 5

Diskusjon

I denne delen av oppgaven diskuteres resultatene knyttet til oppgavens hovedproblemstilling: ”Fokuseres det nok på risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver ved investeringsbeslutninger på den norske kontinentalsokkelen?” og to forskningsspørsmål:

1. Hvordan endres reserveanslagene for olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen under produksjonsperioden?
2. Hvilken effekt har endringer i produksjonsprofil på prosjektets lønnsomhet?

Et interessant funn er at 15 av de 60 olje- og gassfeltene i denne studien har en gjennomsnittlig relativ endring mellom -10% og 20%. Det betyr at kun en fjerdedel av feltene har et lavt avvik fra reserveanslaget utarbeidet ved investeringsbeslutning (ved PUD). Med andre ord vil det si at tre fjerdedeler av feltene over- eller underestimeres i stor grad i forhold til basisestimatet (P50). Hva som er grunnen til dette kan det ikke konkluderes med innenfor denne studiens rammer. Sett i et historisk perspektiv har det imidlertid vært et stort fokus på usikkerhet i olje- og gassprisen (Amble, 2014; Solheim, 2008; Weltz og Andresen, 2018) sett i forhold til usikkerhet i olje- og gassreservene. En av årsakene til dette kan være at de tidligere olje- og gassfunnene var større enn funnene i dag (Oljedirektoratet, 2019b). Da kan det tenkes at usikkerheten i olje- og gassreserver var av mindre betydning fordi at utbyggingen av funnene høyst sannsynlig ville være lønnsomme uavhengig av usikkerheten i olje- og gassreservene. Det som var av størst betydning var olje- og gassprisen. Siden funnene i dag ofte er av mindre størrelse enn tidligere (Oljedirektoratet, 2019b), er et så nøyaktig reserveanslag som mulig, tillegg til en gunstig olje- og gasspris, avgjørende for om en investering vil være lønnsom eller ikke.

Det skal imidlertid understrekes at selv om tre fjerdedeler av feltene i denne studien over- eller underestimeres i stor grad, kan det ikke konkluderes med at estimatene har vært

upresise. Det er nemlig slik at Oljedirektoratet (2018) har noen klare retningslinjer for hvordan reserveanslaget skal uttrykkes- i et lavt (P90), basis (P50) og høyt estimat (P10). En begrensning ved denne studien er at det kun er innhentet data om P50 ettersom det kun er disse estimatene som er tilgjengelige offentlig. Dersom den faktiske olje- og gassproduksjonen er innenfor P90/P10-intervallet, er det et respektabelt estimat. Derfor kan det ikke konkluderes med om investeringsbeslutningene har blitt basert på store feilestimeringer. Samtidig kan funnet som viser at tre fjerdedeler av feltene i denne studien over eller underestimeres i stor grad, ses i sammenheng med funn fra studien til Bratvold mfl. (2020). Denne studien viser nemlig at det kun er 31% sjans for at den faktiske produksjonen til felt på den norske kontinentalsokkelen er innenfor det 80% konfidensintervallet mellom P10 og P90 de fire første årene. At 69% av feltene har en faktisk produksjon utenfor P90/P10-intervallet de første fire årene, kan også gi en indikasjon på at den totale produksjonen faller utenfor P90/P10-intervallet utarbeidet ved investeringsbeslutning.

Et positivt funn i studien er at det er klart flere felt som har en positiv enn en negativ gjennomsnittlig endring i reserveanslaget relativt til reservenanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD. Det er 38 felt med en positiv relativ endring og 22 felt med en negativ relativ endring. Medianen for gjennomsnittlig relativ endring for alle felt på 16,17%. Dette viser at det er flere felt som underestimerer P50 enn overestimerer P50. Det kan tenkes at en årsak til dette er knyttet til teknologisk usikkerhet. På den ene siden kan det ha blitt utviklet bedre teknologi, i årene etter investeringsbeslutning, som kan ha ført til økt utvinningsgrad sett i forhold til utvinningsgraden som først ble antatt. Et godt eksempel på bedre teknologi er *enhanced oil recovery* (EOR) metoder som har blitt utviklet i de senere årene. Metodene flømmer reservoaret med andre fluider for å mobilisere større deler av olje- og gassressursene mot produksjonsbrønnen, noe som øker utvinningsgraden (Green og Willhite, 2018). På den andre siden kan feilmarginene i måleinstrumentene, som ble brukt for å estimere olje- og gassreservene ved investeringsbeslutning, ført til feilestimering.

Med utgangspunkt i nettonåverdi-prinsippet, som dreier seg om at penger man har i dag er mer verdt enn penger man anskaffer i fremtiden (Gallo, 2014), vil det imidlertid være mest lønnsomt for de underestimerte feltene dersom de ”ekstra” olje- og gassreservene produseres tidlig i forløpet. Dette kan forklares ut i fra resultatene i denne studien knyttet til nettonåverdiberegningen til de ulike produksjonsprofilene. Disse resultatene viste nemlig at både for en konstant (\$60) og en synkende olje- og gasspris (\$80/\$60/\$40) vil det være klart mest lønnsomt å ha størst mulig produksjon tidlig i forløpet. Produseres de ”ekstra” olje- og gassreservene tidlig, 2-3 år etter planlagt produksjonsstart, med en

konstant olje- og gasspris, ville fortjenesten ha vært det dobbelte sammenlignet med en senere produksjon (7-8 år etter planlagt produksjonsstart). Ved en synkende olje- og gasspris vil differansen være enda større på over det dobbelte. Ved en stigende olje- og gasspris (\$40/\$60/\$80) derimot, vil det ikke ha like stor betydning hvilket tidspunkt de "ekstra" olje- og gassreservene produseres.

Tidspunkt for produksjon kan ses i sammenheng med Martin Linge-prosjektet. Produksjonen av dette feltet skulle startet i 4.kvartal i 2016, men hadde ikke oppstart før i 2.kvartal i 2021. Det var altså en forsinket produksjonsstart på nesten fem år med en kostnads-overskridelse på 32 milliarder kroner. Selv om det ser ut til at investeringskostnadene blir tilbakebetalt allerede i løpet av 2022 (Vikingstad, 2022), betyr ikke dette at prosjektet nødvendigvis er lønnsomt. I investeringsanalysen ved investeringsbeslutning for Martin Linge-prosjektet, ble det gjennomført en nettonåverdi-analyse basert på produksjonsstart i 2016 og investeringskostnader uten overskridelser. Hadde investeringsanalysen vært basert på en forsinket produksjonsstart på 5 år og investeringskostnader på 32 milliarder kroner mer, er det ikke sikkert at man ut fra nettonåverdi-analysen hadde konkludert med at prosjektet var gunstig. Dermed kan det stilles spørsmål ved om Martin Linge-prosjektet blir en god investering, selv om prosjektet ser ut til å tjene gode penger nå. Dette kan videre ses i sammenheng med resultatene knyttet til nettonåverdiberegningen gjennomført i denne studien for de ulike produksjonsprofilene. Ved en konstant oljepris (\$60) vil man med en produksjonsprofil som følger den planlagte produksjonsstarten tjene 115 milliarder kroner mer enn med en produksjonsprofil med forsinket oppstart på fem år. Ved en synkende oljepris (\$80/\$60/\$40) vil man tjene 200 milliarder kroner mer med en produksjonsprofil med en planlagt produksjonsstart enn med en produksjonsprofil med en forsinket oppstart på fem år. Ved en stigende oljepris (\$40/\$60/\$80) derimot vil man kun tjene 2 milliarder kroner mer med en planlagt produksjonsprofil enn med en forsinket produksjonsprofil. Siden olje- og gassprisen fra 2016 til i dag har hatt en stigende trend og økt kraftig den siste tiden (Dagens næringsliv, u.å.), kan lønnsomheten til Martin Linge-prosjektet bli god likevel. Det vil si at de fremtidige kontantstrømmene hadde gitt en NNV på beslutningstidspunktet i 2012 som hadde ført til beslutning om investering.

Et annet funn handler om endringer i reserveanslag under produksjon relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjennelse av PUD for felttype. Oljefelt og blandingsfelt har en median for gjennomsnittlig relativ endring på henholdsvis 32,26% og 22,78%, mens gassfelt har en median for gjennomsnittlig relativ endring på kun 2,95%. I lys av disse funnene kan det se ut til at gassfelt er lettere å estimere presist enn olje- og blandingsfelt. Hva som eventuelt er årsaken til det er ikke undersøkt i denne studien. Det kan imidlertid

tenkes at det kan ha noe med å gjøre med at det er lettere å utvinne gass enn olje. Sandrea og Sandrea (2007, referert i Muggeridge mfl., 2014) hevder nemlig at gjennomsnittlig utvinningsgrad for gassfelt er mellom 80% og 90%, mens den gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljefelt kun er mellom 20% og 40%. En årsak til at utvinningsgraden er lavere for olje er at dens egenskaper gjør at den f.eks. kan sette seg fast i reservoaret og bli immobil (Muggeridge mfl., 2014). Dette kan videre medføre at det kan være vanskelig å estimere hvor stor del av oljen som allerede er eller blir immobil. Dette funnet kan ses i sammenheng med at resultatene også viser at blandingsfelt har en lavere median enn oljefelt. Det kan gi indikasjoner på at til mer olje det er i reservoaret, desto vanskeligere er det å gjøre en nøyaktig estimering.

Et annet interessant funn dreier seg om endringer i reserveanslag under produksjon relativt til reserveanslaget utarbeidet ved godkjenning av PUD for feltstørrelser. Små felt har en median for gjennomsnittlig relativ endring på -12,12%, og det er flere små felt med en negativ enn en positiv utvikling. Dette resultatet står i kontrast til resultatene for mellomstore og store felt. Medianen for den gjennomsnittlige relative endringen for disse feltstørrelsene er positive, i tillegg er det klart flere felt med en positiv enn en negativ utvikling. Disse funnene viser først og fremst at reserveanslaget for mange små felt overestimeres ved investeringsbeslutning, mens de fleste av de mellomstore og store feltene underestimeres. Det kan tenkes at en konsekvens av dette er at små felt kan bli mindre lønnsomme enn først antatt, mens mellomstore og store felt kan bli mer lønnsomme enn først antatt. For mellomstore og store felt der investeringsanalysen basert på reserveanslagene er slik at beslutningstaker er i tvil om det skal investeres i prosjektet eller ikke, kan det ut fra resultatene som viser at mellomstore og store felt ofte underestimeres, se ut til at det kan være lønnsomt å velge å investere. For mindre felt derimot, kan det tenkes at det motsatte bør gjøres.

På en annen side kom regjeringen i 3.kvartal 2021 med et forslag til endringer i petroleumsskatten. Om endringene blir vedtatt i Stortinget, gjelder de fra inntektsåret 2022. Regjeringen ønsker med det nye forslaget å endre særskatten til en kontantstrømskatt, i tillegg til å endre det nåværende regelverket om lete- og opphørsrefusjon til en underskuddsrefusjon. I den nåværende ordningen har olje- og gasselskaper fått refusjon på underskudd ved leting etter olje og gass (Finansdepartementet, 2022). Dette har ført til mange nye funn. En utfordring er imidlertid at mange av de nye funnene kan kategoriseres som små felt (Oljedirektoratet, 2019b). Det kan gjøre at flere funn ikke anses som lønnsomme å utbygge ved den nåværende ordningen. Ved en kontantstrømskatt derimot, vil olje- og gasselskaper få investeringskostnadene relatert til olje- og gassaktiviteter fra-

trukket den skattepliktige inntekten allerede i investeringsåret. I tillegg vil innføringen av en underskuddsrefusjon gjør at olje- og gasselskaper får refusjon for hele underskuddet med en gang, ikke kun underskuddet relatert til leting (Finansdepartementet, 2022). I lys av prinsippet om pengers tidsverdi (Gallo, 2014), er tilbakebetaling av disse pengene med en gang mer verdt enn om pengene tilbakebetales på et senere tidspunkt. Denne nye ordningen for petroleumsskatten reduserer risiko knyttet til utbygging av små felt.

Kapittel 6

Avslutning

Formålet med studien var å undersøke om det fokuseres nok på risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver ved investeringsbeslutninger på den norske kontinentalsokkelen. For å kunne undersøke dette ble det formulert to forskningsspørsmål. Det første forskningsspørsmålet dreide seg om hvordan reserveanslag for olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen endrer seg under produksjonsperioden. Først og fremst viser funnene i tilknytning til dette forskningsspørsmålet at tre fjerdedeler av feltene i stor grad over- eller underestimeres i forhold til P50, flere felt underestimeres enn overestimeres og reserveanslaget til gassfelt estimeres mer presist enn reserveanslaget til olje- og blandingsfelt. Et siste funn i tilknytning til dette forskningsspørsmålet er at reserveanslaget for små felt ofte overestimeres, mens mellomstore og store felt ofte underestimeres. Det andre forskningsspørsmålet handlet om hvilken effekt endringer i produksjonsprofil har på lønnsomheten til olje- og gassprosjekter. Resultatene viser at både for en konstant oljepris (\$60) og en synkende oljepris (\$80/\$60/\$40) er en produksjonsprofil med en tidlig produksjonstopp av stor betydning for lønnsomheten til olje- og gassprosjekter. Et tilfelle der tidspunktet for produksjonstoppen ikke er av like stor betydning, er ved en stigende oljepris (\$40/\$60/\$80).

I lys av disse resultatene kan det se ut til at det i fremtiden kan rettes et enda større fokus mot risiko knyttet til endringer i olje- og gassreserver - både i forskning og innad i olje- og gasselskaper. Det vil særlig være viktig ettersom de fleste nye olje- og gassfunn er små (Oljedirektoratet, 2019b).

6.1 Studiens begrensinger og videre forskning

En begrensing ved denne studien er at ca. halvparten av olje- og gassfeltene på den norske kontinentalsokkelen har blitt undersøkt. Det gjør at det ikke kan konkluderes med at

funnene i denne studien er gjeldende for alle felt på den norske kontinentalsokkelen.

En annen begrensning ved denne studien er, som nevnt i diskusjonen, at det kun er benyttet informasjon om reserveanslagets basisestimat (P50). Selv om et felts reserveanslag er under- eller overestimert i forhold til P50, kan det ikke konkluderes med at det er utenfor P90/P10-intervallet.

I videre forskning hadde det vært interessant å undersøke årsakene til funnene i denne studien, f.eks. årsaken til at små felt ofte ser ut til å overestimeres og at mellomstore og store felt ofte ser ut til å underestimeres. Da kunne man f.eks. gjennomført en kvalitativ studie der man intervjuet ansatte med relevante stillinger i ulike olje- og gasselskaper.

Referanser

- Amble, I. B. (2014). *Investeringer i norsk offshore. En empirisk oppgave om norsk petroleumsssektor* (Masteroppgave, Universitetet i Oslo). <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/40969/Amble--Ida.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Aven, T. (2014). *Risk, Surprises and Black Swans: Fundamental Ideas and Concepts in Risk Assessment and Risk Management*. London: Routledge.
- Aven, T. (2015). *Risk analysis* (2.utg.). Chicester: Wiley.
- Aven, T. & Thekdi, S. (2022). *Risk Science: An Introduction*. Milton: Taylor & Francis Group.
- Bratvold, R. B., Mohus, E., Petutschnig, D. & Bickel, E. (2020). Production forecasting: Optimistic and overconfident—over and over again. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 23(03), 0799–0810. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/195914-PA>
- Bredesen, I. (2011). *Investering og finansiering* (4.utg.). Oslo: Gyldendal Norsk Forlag AS.
- Brun, E. (2011). *What is “Fuzziness”-or “the Unknown”-at the Front End of New Product Development Projects*. Unpublished Working Paper, Universitetet i Stavanger.
- Bøeng, A. C. (1996). *Prisutvikling på olje ved ulike forutsetninger om utviklingen i eksogene variable. Analyser i WOM-modellen* (Nr. 96/18). Hentet 11. juni 2022, fra https://www.ssb.no/a/histstat/not/not_9618.pdf
- Cooper, R. G. & Kleinschmidt, E. J. (1993). Stage gate systems for new product success. *Marketing Management*, 1(4), 20–29.
- Cronquist, C. (2001). *Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas and condensate*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Daft, R. L. & Lengel, R. H. (1986). Organizational information requirements, media richness and structural design. *Management science*, 32(5), 554–571. <https://doi.org/https://doi.org/10.1287/mnsc.32.5.554>
- Dagens næringsliv. (u.å.). Brent Spot. Hentet 22. juni 2022, fra <https://investor.dn.no/#!/Ravare/C1/BrentSpot>

- Demirmen, F. (2007). Reserves estimation: the challenge for the industry. *Journal of Petroleum Technology*, 59(05), 80–89. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/103434-JPT>
- Direktoratet for forvaltning og økonomistyring. (2022, 27. april). Risikostyring i staten. Hentet 25. mai 2022, fra <https://dfo.no/fagomrader/risikostyring/risikostyring-i-staten>
- Finansdepartementet. (2022). *Omlegging av særskatten for petroleumsvirksomhet til en kontantstrømskatt (endringer i petroleumsskatteloven mv.)* (Prop. 88 LS (2021-2022)). <https://www.regjeringen.no/contentassets/0269058296324f8fa24d8b8918bdf85/no/pdfs/prp202120220088000dddpdfs.pdf>
- Gallo, A. (2014). A refresher on net present value. *Harvard Business Review*, 19, 1–3. http://www.cogencygroup.ca/uploads/5/4/8/7/54873895/harvard_business_review-a_refresher_on_net_present_value_november_19_2014.pdf
- Garb, F. A. (1985). Oil and gas reserves classification, estimation, and evaluation. *Journal of petroleum technology*, 37(03), 373–390.
- Gardiner, P. D. (2005). *Project management: A strategic planning approach*. Basingstoke: Macmillan International Higher Education.
- Green, D. W. & Willhite, G. P. (2018). *Enhanced Oil Recovery* (2.utg.). Texas: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Institut français du pétrole. (2004). *Oil and gas exploration and production : Reserves, costs, contracts*. Paris: Editions technip.
- International Organization for Standardization. (u.å.). ISO 31000:2018(en) Risk management — Guidelines. Hentet 26. mai 2022, fra <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:31000:ed-2:v1:en>
- Jacobsen, D. I. & Thorsvik, J. (2013). *Hvordan organisasjoner fungerer* (4.utg.). Bergen: Fagbokforlaget.
- Jaeger, C. C., Webler, T., Rosa, E. A. & Renn, O. (2013). *Risk, Uncertainty and Rational Action*. London: Routledge.
- Johannessen, A., Tufte, P. & Christoffersen, L. (2021). *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode* (6.utg.). Oslo: Abstrakt forlag AS.
- Killengreen, I. (2011). Beslutningen om beslutningen. *Nytt norsk tidsskrift*, 28(2), 186–191. <https://doi.org/https://doi.org/10.18261/ISSN1504-3053-2011-02-10>
- Knight, F. H. (1921). *Risk, uncertainty and profit*. Houghton Mifflin Company.
- Loch, C. H., DeMeyer, A. & Pich, M. (2011). *Managing the unknown: A new approach to managing high uncertainty and risk in projects*. Hoboken: Wiley.

- Martinez, A. R. (1987). The Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10(2), 125–134. <https://doi.org/https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1987.tb00204.x>
- Miljødirektoratet. (2022, 24. juni). Olje og gass. Hentet 24. juni 2022, fra <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/hav-og-kyst/olje-og-gass/>
- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T. & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 372(2006), 20120320. <https://doi.org/https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>
- Naji, H. S. (2007). Petroleum reserves and the credibility gap. *Journal of King Abdulaziz University: Earth Sciences*, 18(1), 49–70. https://www.kau.edu.sa/files/320/researches/51340_21530.pdf
- Noreng, Ø. (2009, 6. desember). Oljemarkedet og finanskrisen. Hentet 20. juni 2022, fra <https://www.nupi.no/skole/hhd-artikler/2009/oljemarkedet-og-finanskrisen>
- Norsk senter for prosjektledelse. (u.å.). *Temahefte Estimering - Teori og praksis*. Hentet 11. juni 2022, fra <https://www.prosjekt norge.no/wp-content/uploads/2019/11/temahefte-estimering-rev4-A5-trykkversjon.pdf>
- Oilprice. (u.å.). Oil price. Hentet 24. juni 2022, fra <https://oilprice.com/>
- Olje- og energidepartementet. (2021, 12. oktober). Norsk oljehistorie på 5 minutter. Hentet 24. juni 2022, fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter/id440538/>
- Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet. (2018). *Veiledning for plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for utnyttelse av petroleum (PAD)*. Hentet 20. mai 2022, fra <https://www.npd.no/globalassets/1- npd/regelverk/veiledninger/pud-og-pad-n.pdf>
- Oljedirektoratet. (2018). *Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem 2016 (OD-06-16)*. Hentet 27. mai 2022, fra https://www.npd.no/globalassets/1- npd/regelverk/tematiske-veiledninger/ressursklassifisering_n.pdf
- Oljedirektoratet. (2019a, 14. mars). Oljeordliste. Hentet 16. februar 2022, fra <https://www.npd.no/om-oss/informasjontenester/oljeordliste/#%22>
- Oljedirektoratet. (2019b). *Ressursrapport funn og felt 2019*. Hentet 23. juni 2022, fra <https://www.npd.no/globalassets/1- npd/publikasjoner/ressursrapport-2019/ressursrapport-2019.pdf>
- Oljedirektoratet. (2019c, 14. mars). Ressursregnskap og analyser. Hentet 22. mai 2022, fra <https://www.npd.no/fakta/ressursregnskap-og-analyser/>

- Oljedirektoratet. (2020a). *Prosjektgjennomføring på norsk sokkel* (OD-02-20). Hentet 15. april 2022, fra <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/2020/prosjektgjennomforing-pa-norsk-sokkel/rapport-prosjektgjennomforing-norsk-sokkel-2020.pdf>
- Oljedirektoratet. (2020b). *Ressursrapport 2020 Leting*. Hentet 10. juni 2022, fra <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/2020/no/ressursrapport-leting-2020-norsk-final.pdf>
- Oljedirektoratet. (2021a, 14. desember). Fakta. Hentet 22. mai 2022, fra <https://www.npd.no/fakta/>
- Oljedirektoratet. (2021b, 1. november). Omregningsfaktorar. Hentet 17. juni 2022, fra <https://www.npd.no/om-oss/informasjonstenester/omregningsfaktorar/>
- Oljedirektoratet. (2021c, 19. februar). Ressursregnskap per 31.12.2020. Hentet 27. februar 2022, fra <https://www.npd.no/fakta/ressursregnskap-og-analyser/ressursrekneskap-per-31.12.2020/>
- Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet. (2022a, 27. juni). Alt du trenger å vite om norsk petroleumsvirksomhet. Hentet 21. juni 2022, fra <https://www.norskpetroleum.no/>
- Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet. (2022b, 21. februar). Historisk produksjon. Hentet 18. mai 2022, fra <https://www.norskpetroleum.no/fakta/historisk-produksjon/>
- Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet. (2022c, 27. juni). Omregning. Hentet 23. mai 2022, fra <https://www.norskpetroleum.no/kalkulator/om-kalkulatoren/>
- Qvigstad, J. F. (2011). Om å fatte gode beslutninger. *Nytt Norsk Tidsskrift*, 28(2), 176–184. <https://doi.org/https://doi.org/10.18261/ISSN1504-3053-2011-02-08>
- Rachain, J. & Coleman, S. (2016, 20. mars). Material Balance Equation in Reservoir Engineering. Hentet 11. april 2022, fra <https://www.drillingformulas.com/material-balance-equation-in-reservoir-engineering/>
- Renn, O. (1992). Concepts of risk: a classification. I S. Krimsky & D. Golding (Red.), *Social theories of risk* (s. 53–79). Westport: Praeger.
- Renn, O. (2017). *Risk governance: coping with uncertainty in a complex world*. London: Routledge.
- Rosa, E. A. (1998). Metatheoretical foundations for post-normal risk. *Journal of risk research*, 1(1), 15–44. <https://doi.org/https://doi.org/10.1080/136698798377303>
- Ross, S., Westerfield, R., Jaffe, J. & Jordan, B. (2020). *Corporate finance: core principles and applications* (6.utg.). New York: McGraw Hill Education.
- Scranton, P. (2009). The challenge of technological uncertainty. *Technology and Culture*, 50(2), 513–518. <https://doi.org/https://doi.org/10.1353/tech.0.0266>

- Solheim, H. (2008). Virkninger av økt oljepris på norsk økonomi. *Aktuell kommentar*, (2), 1–6. https://norges-bank.brage.unit.no/norges-bank-xmlui/bitstream/handle/11250/2558953/ak2_08.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Statistisk sentralbyrå. (u.å.). Fakta om olje og energi. Hentet 13. juni 2022, fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/faktaside/olje-og-energi>
- Surowiecki, J. (2005). *The wisdom of crowds*. New York: Anchor books.
- Vikingstad, J. (2022, 27. januar). Milliardoverskridelser til tross: - Martin Linge trolig nedbetalt i år. *E24*. Hentet 22. juni 2022, fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/7dJG1V/milliardoverskridelser-til-tross-martin-linge-trolig-nedbetalt-i-aar>
- Walkup, G. W. & Ligon, B. J. (2006). The good, bad, and ugly of stage-gate project management process as applied in the oil and gas industry. *Society of Petroleum Engineers*, (SPE-102926-MS), 1–12. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/102926-MS>
- Weltz, I. S. & Andresen, L. (2018). *Oljeprisens effekt på norske oljeinvesteringer 1975-2015-En empirisk analyse av ulike investeringsarter i den norske oljenæringen* (Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim). https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2565038/Master_Andresen_Weltz.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Winje, P., Naug, B. E. & Stavseng, A. (2011). Økt gasseskport, men hva med prisen? *Aktuell kommentar*, (4), 1–13. https://norges-bank.brage.unit.no/norges-bank-xmlui/bitstream/handle/11250/2558324/ak_4_2011.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Zack, M. H. (2001). If managing knowledge is the solution, then what's the problem? I Y. Malhotra (Red.), *Knowledge management and business model innovation* (s. 16–36). London: Idea Group Publishing.

Vedlegg

Tabell 6.1: PUD-år, reserveanslag, felttype og feltstørrelse for alle felt brukt i analysen

Felt	PUD-år	Olje	Gass	NGL	Kondensat	o.e.	Felttype	Feltstørrelse
Cod	1973	3,0	20,0	0,0	0,0	23,0	Gass	Mellomstort
Edda	1975	7,0	7,0	0,0	0,0	14,0	Blanding	Lite
Albuskjell	1975	12,0	40,0	0,0	0,0	52,0	Gass	Stort
Eldfisk	1979	72,0	49,0	0,0	0,0	121,0	Blanding	Stort
Odin	1980	0,1	22,0	0,0	0,0	22,1	Gass	Mellomstort
Ula	1980	28,0	2,0	0,0	0,0	30,0	Olje	Mellomstort
Gullfaks	1981	210,3	13,7	2,1	0,0	228,0	Olje	Stort
Oseberg	1984	173,0	71,0	0,0	0,0	244,0	Blanding	Stort
Sleipner Øst	1986	19,0	51,0	10,0	0,0	89,0	Gass	Stort
Gyda	1987	31,0	3,0	2,5	0,0	38,8	Olje	Mellomstort
Veslefrikk	1987	36,0	3,0	1,3	0,0	41,5	Olje	Mellomstort
Hod	1988	4,0	0,9	0,3	0,0	5,5	Blanding	Lite
Draugen	1988	68,0	3,0	0,0	0,0	71,0	Olje	Stort
Embla	1990	33,0	10,5	1,6	0,0	46,5	Blanding	Mellomstort
Statfjord Øst	1990	13,4	2,0	0,0	0,0	15,4	Olje	Mellomstort
Lille-Frigg	1991	0,0	7,0	2,7	0,0	12,1	Gass	Lite
Tordis	1991	18,8	1,2	0,5	0,0	21,0	Olje	Mellomstort
Sleipner Vest	1992	27,0	135,0	9,0	0,0	179,1	Gass	Stort
Vigdis	1994	33,9	2,4	0,0	0,0	36,3	Olje	Mellomstort
Norne	1995	76,2	15,6	0,0	0,0	19,8	Blanding	Stort
Gungne	1995	0,0	2,1	0,9	0,0	3,8	Gass	Lite

Fortsetter på neste side

Tabell 6.1 – Fortsettelse fra sist side

Yme	1995	10,5	0,0	0,0	0,0	10,5	Olje	Lite
Åsgard	1996	132,3	191,0	24,0	0,0	368,9	Gass	Stort
Visung	1996	48,5	51,0	0,0	0,0	99,5	Gass	Stort
Balder	1996	35,0	0,0	0,0	0,0	35,0	Ollje	Mellomstort
Varg	1996	10,7	0,0	0,0	0,0	10,7	Olje	Lite
Tune	1999	0,0	24,0	0,1	6,1	30,3	Gass	Mellomstort
Tambar	2000	6,5	1,8	0,3	0,0	8,9	Blanding	Lite
Kvitebjørn	2000	0,0	56,5	0,5	19,3	76,8	Gass	Stort
Glitne	2000	4,0	0,0	0,0	0,0	4,0	Olje	Lite
Fram	2001	16,1	3,6	0,1	0,0	19,8	Blanding	Mellomstort
Kristin	2001	0,0	34,9	8,5	34,6	85,7	Blanding	Stort
Vale	2001	3,0	2,3	0,0	,0	5,3	Blanding	Lite
Sigyn	2001	0,0	5,3	1,5	3,0	11,2	Gass	Lite
Snøhvit	2002	0,0	161,0	5,1	17,9	188,6	Gass	Stort
Skirne	2002	1,0	4,3	0,0	0,0	5,3	Gass	Lite
Alvheim	2004	23,5	5,7	0,0	0,0	29,2	Blanding	Mellomstort
Urd	2004	10,4	0,1	0,0	0,0	10,5	Olje	Lite
Vilje	2005	8,3	0,0	0,0	0,0	8,3	Olje	Lite
Volve	2005	11,9	1,3	0,2	0,1	13,7	Olje	Lite
Alve	2007	0,0	5,9	1,1	1,3	9,3	Gass	Lite
Gjøa	2007	11,1	32,6	5,6	0,0	54,3	Gass	Stort
Rev	2007	0,0	4,7	0,5	0,8	6,5	Gass	Lite
Volund	2007	7,4	0,6	0,0	0,0	8,0	Olje	Lite
Morvin	2008	9,3	3,2	0,7	0,0	13,8	Blanding	Lite
Goliat	2009	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5	Blanding	Mellomstort
Oselvar	2009	4,0	4,6	0,0	0,0	8,6	Gass	Lite
Gudrun	2010	11,2	6,0	1,2	0,0	19,5	Blanding	Mellomstort
Marulk	2010	0,7	8,8	1,5	0,0	12,2	Gass	Lite
Trym	2010	0,0	4,4	0,0	1,3	5,8	Gass	Lite

Fortsetter på neste side

Tabell 6.1 – *Fortsettelse fra sist side*

Atla	2011	0,3	1,4	0,0	0,0	1,7	Gass	Lite
Visund Sør	2011	3,7	9,6	1,2	0,0	15,6	Gass	Mellomstort
Hyme	2011	3,2	0,5	0,2	0,0	4,1	Olje	Lite
Knarr	2011	8,3	0,2	0,4	0,0	9,3	Olje	Lite
Bøyla	2012	3,4	0,3	0,0	0,0	3,7	Olje	Lite
Edvard Grieg	2012	26,2	1,8	0,6	0,0	29,1	Olje	Mellomstort
Skuld	2012	13,4	0,6	0,1	0,0	14,2	Olje	Lite
Svalin	2012	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1	Olje	Lite
Aasta Hansteen	2013	0,0	45,1	0,0	0,9	46,0	Gass	Mellomstort
Hanz	2013	2,6	0,4	0,1	0,0	3,2	Olje	Lite