



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell økonomi / Investering og finans	Høstsemesteret, 2019 Åpen
Forfatter: Jan Tore Østvold	<i>Jan Tore Østvold</i> (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Veileder(e): Sigbjørn L. Tveteraas	
Tittel på masteroppgaven: Leteinvesteringer i Nordsjøen 1985-2018 - en studie av selskapenes investeringsadferd. Engelsk tittel: Exploration investments in the North Sea 1985-2018 - a study of the companies' investment behaviour.	
Studiepoeng: 30.	
Emneord: - Leteaktivitet. - Nordsjøen. - Oljepris.	Sidetall: 82 +vedlegg/annet: 6 Stavanger, 06.12.19

Leteinvesteringer i Nordsjøen 1985-2018

En studie av selskapenes investeringsadferd

Jan Tore Østvold

06.12.2019

Sammendrag

Petroleumsinntektene har spilt en stor rolle for den norske økonomis utvikling de siste 50 årene. Funn av store petroleumsforekomster har bidratt til mange arbeidsplasser og et velfungerende velferdssystem.

Det var i Nordsjøen moroa startet, og området er fremdeles et veldig attraktivt område for selskapene å undersøke. Som en konsekvens av at det er drevet leteaktivitet for dette havområdet i over 50 år har man sett en utvikling i avtakende funnstørrelse. Dette har resultert i økt differensiering for aktørsammenstillingen, hvor flere av de store internasjonale har trukket seg ut, mens stadig flere små selskap har kommet til. Selskapenes fokus for havområdet er med årene gradvis blitt vridd mot en utforskning som handler om identifisering og utnyttelse av de mindre forekomstene. Myndighetene er avhengig av å legge forholdene til rette for at selskapene skal finne havområdet interessant å utforske. Av denne grunn er det essensielt at mekanismene vedrørende selskapenes investeringsadferd forstås.

I denne oppgaven belyses ulike faktorer som kan forklare selskapenes investeringsadferd, hvor hovedfokuset er på oljeprisen. Det utarbeides en vektor-feiljusteringsmodell for leteinvesteringene i Nordsjøen med utgangspunkt i et tidsseriesett fra 1985-2018. Datagrunnlaget, bestående av oljepris og andre variabler, er kommet i stand ved bruk av Oljedirektoratets offentlige faktasider, samt tilgang på intern tilgjengelig informasjon mottatt etter forespørsel.

Fra resultatene fremkommer det at oljeprisen har en signifikant positiv langsiktig effekt på leteinvesteringene i Nordsjøen for valgt tidsperiode, hvor oljepriselastisiteten er i samsvar med tidligere studiers resultat ved undersøkelse av oljeprisens effekt for leteinvesteringene på norsk sokkel. Det estimeres også langsiktige signifikante positive effekter fra flere av de andre inkluderte variablene i modellen.

Abstract

Petroleum revenues have played a vital role in Norway's economic development the last 50 years. Findings of large petroleum resources have contributed to numerous jobs and a well-functioning welfare society.

It all started in the North Sea, and the area is still attractive for oil & gas companies offering extensive exploration opportunities. As a result of high exploration activity in the North Sea for over 50 years, we have seen a declining development in the size of new discoveries.

Consequently, there has been an increasing differentiation in companies where many of the large international companies have been replaced by several smaller ones. The companies' focus in the area have through the years gradually changed towards an exploration which is centered around identification and exploitation of the smaller discoveries. In order to find the area attractive to explore, the companies are dependent on the government to facilitate their exploration. Subsequently, it is essential that the mechanisms regarding the companies investment behaviour is understood.

This thesis will highlight different factors that explain companies' investment behaviour, where the focus is on the oil price. A vector error correction model is developed for exploration investments in the North Sea in a period between 1985-2018. The dataset, consisting of oil price and other variables, is based on the Norwegian Petroleum Directorate public fact sheets, as well as addition of internal available information received on request.

The results show that the oil price has a significant positive long-term effect on exploration investments in the North Sea for the selected time period. The oil price elasticity is consistent with results of earlier studies examining the effects of oil price on exploration investments on the Norwegian continental shelf. Several other variables included in the model also indicates significant positive long-term effects.

Forord

Dette arbeidet er gjennomført som en avslutning på mitt toårige masterprogram innen industriell økonomi ved Universitetet i Stavanger, UiS, høstsemesteret 2019. Gjennom min utforming av arbeidet har jeg hatt mange viktige støttespillere som har bidratt med inspirasjon, motivasjon og konstruktive tilbakemeldinger. Jeg vil spesielt rette en takk til veilederen min Sigbjørn Landazuri Tveteraas for god veiledning, Trond Arne Halvorsen for nødvendig intern informasjon fra Oljedirektoratet samt min familie som har støttet meg hele tiden underveis.

I løpet av min tid som mastergradsstudent har jeg vært heldig å ha hatt mange dyktige forelesere. Fagenes innhold har gjort meg godt rystet for utarbeidelsen av en oppgave med slikt omfang. Jeg har hatt en fin tid som industriell økonomi-student, hvor jeg har fått oppleve mange spennende begivenheter som jeg virkelig har verdsatt.

Arbeidet er utformet ene og alene av meg selv.

Stavanger, 06.12.19

Jan Tore Østvold

Innhold

1	Introduksjon	1
2	Bakgrunn om petroleumsindustri og leteaktivitet	3
2.1	Letekonsesjoner	7
2.1a	Nummererte konsesjonsrunder	7
2.1b	Tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO)	10
2.2	Selskapene på den norske kontinentalsokkel	12
2.3	Leteaktivitetens kostnadsposter og lønnsomhet på sokkelen	15
2.4	Teknologi	18
2.5	Nordsjøen	20
3	Teori	24
3.1	Tidligere litteratur	24
3.2	Investeringsteori	28
3.3	Leteaktivitetsmodell	31
3.4	Leteinvesteringsmekanismer	34
4	Datagrunnlag	39
5	Metode	45
5.1	Stasjonaritet, enhetsrøtter & Dickey-Fuller test	47
5.2	Kointegrasjon og ulike tester	51
5.3	Vektor feiljusteringsmodell	54
5.4	Modellens egenskaper	55
6	Resultater	59
6.1	Stasjonaritetstesting	59
6.2	Kointegrasjonstesting	64
6.3	Resultat fra ARDL vektor-feiljusteringsmodell	66
6.4	Testing av modellenes egenskaper	69
6.5	Drøfting av resultater	73
7	Konklusjon	77
	Referanseliste	80
	Appendiks	83
A.1	Ordliste	83
A.2	Informasjonskriterier	84
A.3	AIC, HQIC & SBIC	85

A.4 Stasjonaritetssegenskaper	86
A.5 Deskriptiv statistikk	87
A.6 Tildelinger på norsk sokkel	88

Figurer

Figur 1: Utvikling i antall påbegynte letebrønner på norsk sokkel, 1966-2017.....	5
Figur 2: Årlige tildelinger på norsk sokkel fra år 2000.....	9
Figur 3: Andel undersøkelsesbrønner fordelt på selskapstype (rettighetshavere) på norsk sokkel for henholdsvis nummererte runder og TFO i periodene 2000-2008 og 2009-2017.....	13
Figur 4: Utviklingen i antall selskap på norsk sokkel, 2000-2017.	14
Figur 5: Utvikling i kostnadsposter på norsk sokkel, 1985-2018.	15
Figur 6: Utvikling i teknisk & kommersiell funnrater på norsk sokkel for ulike tidsperioder, 1968-2017.....	18
Figur 7: Lisensutvikling for de nummererte konsesjonsrunder, Nordsjøen 1985-2018.	20
Figur 8: Lisensutvikling for NST/TFO-runder, Nordsjøen 1999-2018.	21
Figur 9: Utvikling undersøkelsesbrønner, boreoperatører & andel store internasjonale selskap, Nordsjøen 1985-2018.	22
Figur 10: Realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.....	23
Figur 11: Utvikling i realinvesteringer & realoljepris, Nordsjøen 1985-2018.	40
Figur 12: Utvikling aggregert ressurstilvekst & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.....	42
Figur 13: Utvikling i aggregert tilgjengelig leteareal & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.....	43
Figur 14: Utvikling i antall aktive boreoperatører & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.....	44
Figur 15: Leteinvesteringene på nivåform, 1985-2018.....	60
Figur 16: Leteinvesteringene på endringsform, 1985-2018.	60
Figur 17: Oljeprisen på nivåform, 1985-2018.	61
Figur 18: Oljeprisen på endringsform, 1985-2018.....	61
Figur 19: Aggregert tilgjengelig leteareal på nivåform, 1985-2018.	62
Figur 20: Aggregert tilgjengelig leteareal på endringsform, 1985-2018.	62
Figur 21: Antall aktive boreoperatører på nivåform, 1985-2018.	63
Figur 22: Antall aktive boreoperatører på endringsform, 1985-2018.	63
Figur 23: Resultat fra EG-test på oppgavens datagrunnlag.	64
Figur 24: Resultat fra ARDL-test på oppgavens datagrunnlag.	65
Figur 25: Resultat fra EG-test på justert datagrunnlag.....	68
Figur 26: Kumulative kvadrerte rekursive residual-verdier modell 2, 1985-2018.	72
Figur 27: Kumulative kvadrerte rekursive residual-verdier modell 3, 1985-2018.	72
Figur 28: Utvikling boreoperatører, letebrønner & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.	75
Figur A 1: Tildelinger på norsk sokkel.	88

Tabeller

Tabell 1: Datagrunnlag for oppgavens modell, Nordsjøen 1985-2018.	44
Tabell 2: Stasjonaritetstesting på oppgavens variabler ved 5 % signifikansnivå.....	60
Tabell 3: Resultater fra multippel regresjonsmodell og oppgavens to ARDL vektor- feiljusteringsmodeller.....	67
Tabell 4: Resultater fra STATA ved utførelse av DW-test.	69
Tabell 5: Resultater fra STATA ved utførelse av BG-test.	70
Tabell 6: Resultater fra STATA ved utførelse av White-test.	71
Tabell 7: Resultater fra STATA ved utførelse av JB-test.	71
Tabell A 1: Ordliste.	83
Tabell A 2: Optimalt antall tilbakedaterte endringsledd på nivåform.....	85
Tabell A 3: Optimalt antall tilbakedaterte endringsledd på endringsform.....	85
Tabell A 4: Stasjonaritetsegenskaper ved nivåform for ulike signifikansnivå.....	86
Tabell A 5: Stasjonaritetsegenskaper ved endringsform for ulike signifikansnivå.	86
Tabell A 6: Deskriptiv statistikk for oppgavens variabler.	87

Kapittel 1

1 Introduksjon

Utgangspunktet for denne oppgaven er å forstå selskapenes leteinvesteringsadferd i Nordsjøen. Her vil det forsøkes å lage en modell bestående av ulike variabler som kan forklare selskapenes investeringsvilje. I oppgaven vil det prøves å gi svar på følgende to problemstillinger.

1. Hvilken påvirkning har oljeprisen på leteinvesteringene i Nordsjøen?
2. Hvilke andre variabler kan forklare selskapenes investeringsvilje for leteboring?

Tradisjonelt sett er det å anta at oljeprisens utvikling har spilt en stor rolle for selskapenes leteinvesteringer. Ved å undersøke oljeprisens påvirkning på leteinvesteringene i Nordsjøen fra 1985-2018 forventes det at oljeprisen viser en signifikant positiv langsiktig effekt. Det vil være interessant å se hvor stor denne effekten er.

Fra de første funnene ble gjort for over 50 år siden, har landets økonomi gradvis blitt mer avhengig av inntektene fra petroleumsforekomstene. Tall fra Norsk Petroleum viser at den norske olje- og gassvirksomheten har generert staten inntekter på over 14.900 milliarder målt i dagens kroneverdi i løpet av de siste 50 årene. Makroøkonomiske indikatorer for neste år (2020) anslår at 19 % av statens inntekter vil komme fra denne næringen (Norsk Petroleum, 2019a). Med utgangspunkt i forslag til statsbudsjett for 2019 kom administrerende direktør, Karl Eirik Schjøtt-Pedersen, i Norsk olje- og gass med følgende uttalelser om oljeinntektene og norsk velferdssystem: «Oljeinntektene i årets statsbudsjett er svært gledelig for nordmenn flest. Med disse inntektene kan norske politikere fortsatt love velferd i verdensklasse, satse på utdanning og finne rom for viktige klimatiltak» (Norsk olje & gass, 2018).

For å sikre inntektene fra denne næringen i årene som kommer er man avhengig av at produksjonen og etterspørselen opprettholdes. Den totale oljeproduksjonen avhenger av i hvilken grad utvinning igangsettes av tidligere og fremtidige funn. I en verden som i økende grad preges av klimadebatten med påfølgende krav og målsettinger om en grønnere fremtid så virker det som at næringen gradvis vil erstattes av alternative energikilder. Ifølge DNV GLs

energirapport for 2018 vil halvparten av all produsert energi på verdensbasis være fornybar i 2050. Her trekkes vannkraft, sol og vind som aktuelle fornybare energikilder (DNV GL, 2018). At en markant operatør på norsk sokkel valgte å skifte navnet sitt i 2018 fra Statoil til Equinor, som de selv begrunner med at selskapet skal ansees som et energiselskap og ikke bare et petroleumsselskap, viser at utviklingen med fokus på andre energikilder virkelig er i gang (Equinor, 2018).

Nordsjøen er det havområdet hvor det har blitt investert mest i leting etter nye petroleumssressurser, og som pr. dags dato har generert størst inntekter til landets økonomi. Selv om områdene i Nordsjøen har vært gjenstand for undersøkelse opptil flere ganger, så gjøres det stadig nye funn her. Dette vitner om at det har vært en teknologisk utvikling hvor bruk av nytt utstyr og nye metoder har sørget for at selskapene fortsatt finner området interessant å lete i.

Med årene har myndighetenes involvering rundt leteaktiviteten blitt gradvis større. Det stilles stadig flere krav til selskapene fra myndighetenes side tilknyttet klima og miljømessige utfordringer. Lovverksendringer og strengere HMS-prosedyrer er andre faktorer som gjør leteaktivitetsprosessen mer kompleks enn tidligere. Fra et selskaps perspektiv vil leteinvesteringene som gjøres være avhengig av diverse ulike langsiktige vurderinger som blant annet etterspørsel, prisutvikling og regulatoriske forhold. Dette kan forklares ut ifra at det vil ta lang tid fra et funn gjøres til det eventuelt bygges ut og blir gjenstand for inntjening. For å analysere hvordan fremtidens leteaktivitet vil bli er det naturlig å analysere historiske drivere. I neste kapittel ser vi derfor nærmere på den historiske utviklingen på den norske kontinentalsokkel.

Kapittel 2

2 Bakgrunn om petroleumsindustri og leteaktivitet

Den norske kontinentalsokkel består av tre ulike havområder; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Letevirksomheten tok først til i Nordsjøen på slutten av 60-tallet og kjennetegnes ofte ved store funn som Ekofisk, Statfjord, Sleipner Vest, Gullfaks og Oseberg. På tidlig 80-tall ble også områder i Norskehavet og Barentshavet åpnet for letevirksomhet.

Funnet av Ekofisk lille julaften 1969 representerer starten på det norske oljeeventyr. I løpet av en 20-års periode etter funnet av Ekofisk ble det gjort flere betydelige funn i Nordsjøen og Norskehavet. Av alle påviste ressurser anslås det at rundt 70 % ble funnet i denne perioden (Oljedirektoratet, 2018, s. 6).

Selv etter 50 år med leteaktivitet på norsk kontinentalsokkel er det fremdeles store muligheter for å gjøre betydelige funn. Av de totale petroleumsressursene viser ressursregnskapet at om lag halvparten fremdeles ikke er blitt produsert. Estimert for totale uoppdagede ressurser er i dag på 4000 millioner Sm³ oljeekvivalenter (Oljedirektoratet, 2018, s. 7). Dette gir den norske kontinentalsokkel grunnlag for mulig petroleumsproduksjon også i de kommende tiår.

Det meste av de uoppdagede ressursene forventer man at ligger i Barentshavet. Med sine 63 % av de totale uoppdagede ressurser er området å regne som relativt lite utforsket sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet (Norsk Petroleum, 2019b). Kartlegging av uåpnede områder nord i Barentshavet viser store strukturer som spesielt gir grunnlag for potensielt store petroleumsforekomster.

I løpet av de nærmeste årene er det ventet en produksjonsøkning av petroleum, grunnet utvinning av funn som er under utbygging på nåværende tidspunkt samt produksjonsøkning fra allerede aktive felt. Produksjonen fra disse områdene vil dog avta fra midten av 2020-tallet, slik at nye funn stadig vil bli viktigere i årene som kommer (Oljedirektoratet, 2018, s.4). Endringer i estimatet for totale uoppdagede ressurser bidrar i alle fall til at fremtiden for næringen sannsynligvis ser lysere ut enn beregninger foretatt i 2010 av Cappelen, Eika &

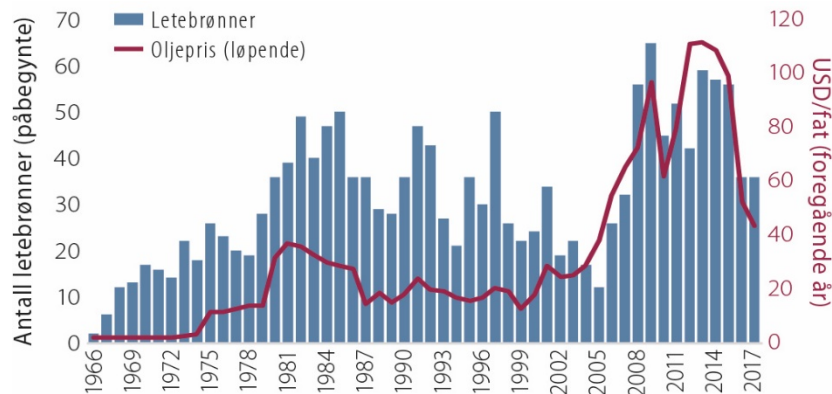
Prestmo (2010, s. 32). Deres analysearbeid viste en nedgang på 42 % i den samlede petroleumsproduksjonen i år 2030 sammenlignet med produksjonsnivået for 2010.

Oljedirektoratet (2018) skriver følgende om de forhold som påvirker selskapenes investeringsadferd: «Leteaktiviteten påvirkes blant annet av antatt prospektivitet, tilgjengelig areal, rammebetingelser, kostnader og prisnivået på olje og gass» (s. 14).

I og med at norsk sokkel har vært gjenstand for leteaktivitet i over 50 år er sokkelen blitt det man i dag kaller for en moden petroleumsprovins (selv om det fremdeles finnes flere umodne områder på sokkelen). En moden petroleumsprovins kjennetegnes av at funnene som gjøres gradvis avtar med tiden, noe som også er tilfellet på norsk sokkel. I takt med at funnenes størrelse har avtatt har man etter årtusenskiftet sett en utvikling i form av at stadig flere av de svært små funnene utvinnes. Ved bruk av allerede tilgjengelig infrastruktur viser disse funnene seg til å bidra til høy verdiskapning. For at selskapene skal opprettholde interessen for leting på norsk sokkel arbeider myndighetene aktivt med utlysning av nye leteareal gjennom de såkalte nummererte konsesjonsrundene (umodne områder) og TFO-konsesjonsrundene (modne områder). Som følge av at det meste av letearealene i Nordsjøen hadde blitt undersøkt før årtusenskiftet ble det i 1999 opprettet en ny ordning for leting i allerede undersøkte (modne) områder. Ordningen gikk under navnet Nordsjøtildelingene de første årene, før den ble videreutviklet til TFO-ordningen. Ordning(e) har bidratt til at det utlyses «nytt» leteareal hvert år, noe som har resultert i økt leteaktivitet på sokkelen. Myndighetene har også jobbet aktivt for å gjøre det lettere for selskapene å drive leteaktivitet på sokkelen ved å gjøre endringer i rammebetingelsene/konsesjonspolitikken. Prekvalifiseringsordningen fra 2000 har blant annet hjulpet nyetablerte selskap ved å vurdere deres egnethet som operatør eller rettighetshaver slik at det ikke legges ned store ressurser for disse selskapene i forretningsideer som ikke vil la seg gjennomføre. En annen ordning kalt leterefusjonsordningen ble innført i 2005 med formål om å redusere nye selskaps inngangsbarrierer for leting. Her dekker staten opp til 78 % av selskapenes kostnader ved underskudd.

Leteaktivitetsnivået i form av antall letebrønner boret ser ut til å ha en god samvariasjon med utviklingen i oljeprisen, spesielt om man ser fra tidsrommet 2005-2017 (se figur 1). Det lave leteaktivitetsnivået i årene før 2005, resulterte i at myndighetene innførte ulike tiltak

(nevnt ovenfor) for å stimulere aktiviteten og øke mangfoldet og konkurransen på sokkelen (Oljedirektoratet, 2018, s. 6). Stigende oljepris i kombinasjon med nevnte tiltak førte til en markant økning i antall letebrønner de ti neste årene, foruten en liten nedgang som følge av finanskrisen som oppstod høsten 2008. I takt med gode tider i petroleumsnæringen hadde kostnadsnivået for å drive leteboring nådd et kunstig høyt nivå da det langvarige oljeprisfallet inntraff sent på høsten 2014. Næringen gikk dermed gjennom en restruktureringsfase som innebar kostnadsreduksjoner og utsatte investeringer, noe figur 1 viser ved en tydelig reduksjon i antall letebrønner boret. Reduksjon i kostnadsnivået gjør at marginen for å drive lønnsom leteboring i fremtiden er høyere enn hva den har vært tidligere.



Figur 1: Utvikling i antall påbegynte letebrønner på norsk sokkel, 1966-2017.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 6)

Det har vært attraktivt for selskapene å investere på norsk sokkel opp gjennom årene. Oljedirektoratets estimat for leteaktiviteten på norsk sokkel i tidsperioden 2008-2017 viser netto nåverdier på 930 milliarder kroner og 560 milliarder kroner ved bruk av diskonteringsrenter på henholdsvis 7 og 4 % (Oljedirektoratet, 2018, s. 36). Her er det også gjennomført sensitivitetsanalyser for hvordan dette estimatet påvirkes av endringer i olje- og gassprisene, samt økninger i driftskostnadene. En 20 % reduksjon i olje- og gassprisene over tidsperioden gir f. eks en netto nåverdi på 250 milliarder kroner ved bruk av diskonteringsrenten på 7 %.

Basert på den norske økonomis historiske avhengighet av petroleumsnæringen er nye funn og utvinningen av disse per i dag en viktig faktor for utviklingen og opprettholdelsen av velferdsstaten.

De kommende delkapitler vil gi en oversikt over:

- Ulike letekonsensjoner- og områder (2.1).
- Hvordan tildeling av utvinningstillatelse (lisenser) foregår (2.1).
- Selskapene på norsk sokkel (2.2).
- Kostnadsposter og lønnsomhet på sokkelen (2.3).
- Teknologiutvikling (2.4).
- Nordsjøen (2.5)

Med utgangspunkt i at det for denne oppgaven skal utvikles en leteinvesteringsmodell for Nordsjøen, er det gitt oppmerksomhet til utviklingen for dette havområdet i delkapittel 2.5. Men først ser vi på konsesjonssystemet som legger grunnlaget for leteaktiviteten.

2.1 Letekonsesjoner

«To likestilte konsesjonsrunder er etablert for å få en hensiktsmessig utforskning av både modne og umodne områder på norsk sokkel». (Regjeringen, 2016).

Hvilke områder som tilgjengeliggjøres for leteaktivitet bestemmes av regjeringen og lyses ut i aktuelle konsesjonsrunder. På den norske kontinentalsokkel skiller man mellom to ulike typer konsesjonsrunder for tildeling av utvinningstillatelser, gjennom såkalte nummererte runder og tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO).

2.1a Nummererte konsesjonsrunder

De nummererte konsesjonsrundene tar for seg områder på sokkelen som kategoriseres som umodne. Disse områdene kjennetegnes av mindre kunnskap om geologien og lite tilgjengelig infrastruktur. Leteaktivitet i et slikt området kan medføre potensielt store tekniske utfordringer som resulterer i høy usikkerhet knyttet til leteaktivitetens utfall. Bærekraftig leting i disse områdene stiller en høy teknisk og geologisk kompetanseprofil, samt finansiell styrke fra selskapene til å dekke uforutsigbare kostnader. Som tidligere nevnt er leting i disse områdene essensielt for de kommende tiårs produksjon, da man anser det som mer sannsynlig at nye store funn oppdages her.

Nytt tilgjengelig areal for letevirksomhet utlyses som regel annethvert år av olje- og energidepartementet (OED) og har blitt gjennomført siden 1965 (Norsk Petroleum, 2019c). Utvinningstillatelser tildeles enkeltelskap eller en gruppe av selskap. Alle selskap som inngår i en slik gruppe er da rettighetshavere for aktuell utvinningstillatelse, hvor et av disse selskapene blir oppført som operatør for den samlede enheten. Hvert enkelt selskap (rettighetshaver) har eierrett på sin andel av petroleumen som produseres fra tildelt området.

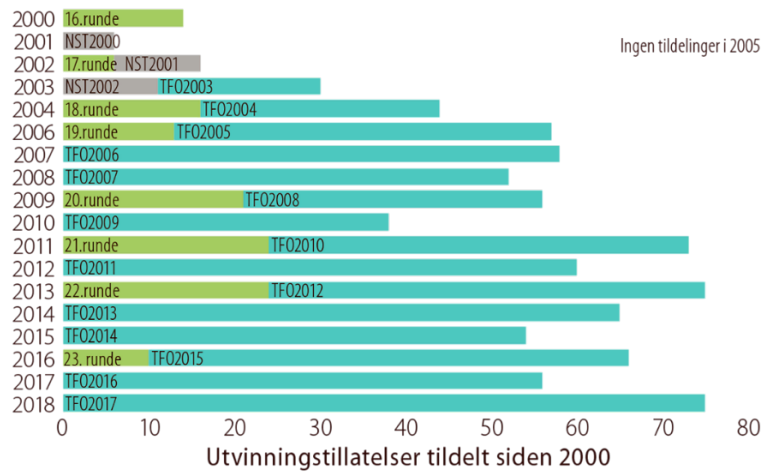
Selve prosessen i en nummerert konsesjonsrunde kan forklares ved 5 steg.

1. Prosessen starter med at alle oljeselskap inviteres av OED til å nominere hvilke arealer de ønsker utlyst til å søke på. Nominasjonene baserer seg på selskapenes geologiske vurderinger.
2. OED sender disse utlysningsforslagene videre på offentlig høring. Her er det sannsynlig at høringsinstansene har innvendinger som relaterer seg til blant annet miljømessige og fiskerifaglige hensyn.
3. Høringsinnspillene blir tatt til betraktning og nødvendige vilkår inkluderes før areal lyses ut av regjeringen.
4. Søknader utarbeides og sendes inn. Disse blir vurdert opp mot oppsatte tildelingskriterier, før det forhandles med aktuelle selskap.
5. Endelig beslutning om tildeling av utvinningstillatelse fattes av «Kongen i statsråd».

På generell basis omtales områder som en samling av mindre områder kalt «blokker». I møte med et nytt eller lite utforsket område følges det stort sett en strategi om stegvis leting. Dette vil si at informasjon fra tilgjengelig brønnresultat for en blokk evalueres før det tas stilling til utlysning av nye blokker innenfor samme området. Slik får man kartlagt store områder på en kostnadseffektiv måte, tatt i betrakt det relativt lave antallet undersøkelsesbrønner.

Gjennom utvinningstillatelsen er rettighetshaveren(e) sikret enerett på å drive sin virksomhet innenfor det konsesjonsbelagte området. Dette innbefatter (for)undersøkelser, boring og utvinning. Normal tidsramme for slike tillatelser bruker å være på rundt 10 år, og her er tiden forbeholdt leteaktivitet (Norsk Petroleum, 2019d). For rettighetshaverne følger det obligatoriske arbeidsforpliktelser som må gjennomføres før oppsatte frister. På denne måten sikres effektiv tidsbruk og undersøkelse av tildelt areal. Når arbeidsforpliktelsen er utført kan areal tilbakeleveres, før det eventuelt på et senere tidspunkt kan tildeles på ny. Dette medfører at petroleumsressursene stadig kartlegges på en bedre måte, og gir dypere innsikt i undergrunnen for ulike områder. Ved drivverdig funn og ønske om å gå videre med feltutbygging og utvinning kan tillatelsen forlenges. En tidsperiode på 30 år er det mest vanlige utfallet.

I den 24. nummererte konsesjonsrunde, som fant sted i 2018, ble det delt ut 12 utvinningstillatelser med 6 tilbudte operatørskap (Regjeringen, 2018). Figur 2 illustrerer at antallet utvinningstillatelser tildelt var nokså likt som for den 23. runde, men sammenlignet med tidligere runder er antallet relativt lavt. Utvinningstillatelsene for 2018 fordeler seg mellom Barentshavet og Norskehavet, med henholdsvis 9 og 3 tillatelser hver.



Figur 2: Årlige tildelinger på norsk sokkel fra år 2000.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 17)

2.1b Tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO)

TFO tar for seg de mest undersøkte områdene på norsk sokkel hvor det har vært aktivitet over lengre tidsperioder. Slike områder kategoriseres som modne, og kjennetegnes av velkjent geologi, få tekniske utfordringer og en godt utarbeidet eller planlagt infrastruktur. Ordningens utgangspunkt er påvisning og utvinning av lønnsomme ressurser i områder med eksisterende infrastruktur. Man ønsker ikke situasjoner hvor lønnsomme ressurser blir liggende igjen grunnet for høye utbyggingskostnader av ny infrastruktur. Strategien er derfor betydelig mer rettet mot en rask og tidsriktig utforskning enn den stegvise som kjennetegner et umodent område.

TFO-konsesjonsrunder gjennomføres årlig. Til nå har det blitt gjennomført 16 ganger, 2003-2018 (Norsk Petroleum, 2019d). I tidsperioden 1999-2002 fantes det noe som ble kalt for nordsjøtildelinger, NST-tildelinger, som kan sees på som en forløper til TFO. Her ble tidligere utforskede områder i Nordsjøen utlyst for leteaktivitet.

Selve prosessen i en TFO-konsesjonsrunde kan forklares med 4. steg, og det er viktig å trekke frem at det ikke forekommer noen nominasjonsprosess fra selskapene i en TFO-konsesjonsrunde.

1. OED vurderer inkluderingen av nye anbefalte blokker fra Oljedirektoratet.
2. OEDs vurderinger om potensielt utlyst areal sendes videre på offentlig høring. Her utarbeider regjeringen nødvendige vilkår og hvilke blokker som skal utlyses.
3. Søknader utarbeides og sendes inn. Disse blir vurdert opp mot oppsatte tildelingskriterier, før det forhandles med aktuelle selskap.
4. Endelig beslutning om tildeling av utvinningstillatelse fattes av «Kongen i statsråd».

Gradvis modning av sokkelen sørger for at de forhåndsdefinerte leteområdene utvides. Etter alle solemerker vil det gjøres flere nye funn innenfor disse områdene, men at de kommer til å være av en betydelig størrelse er mindre sannsynlig. Med innføringen av TFO-ordningen har det blitt et større selskapsmangfold på sokkelen. Ny teknologi, økt konkurranse og økt effektivitet har utvilsomt hatt en positiv innvirkning på leteaktiviteten. Ved bruk av eksisterende infrastruktur kan selv de små funnene vise seg å bidra til betydelig verdiskapning.

Det er veldig viktig for myndighetene at tildelt areal blir jobbet aktivt med. Derfor tildeles det kun areal hvor det foreligger konkrete utforskningsplaner. For rettighetshaveren(e) følger obligatoriske arbeidsforpliktelser med oppsatte tidsfrister som blant annet kan være anskaffelse av seismikk og boring av undersøkelsesbrønn(er). Normalt stilles det en betingelse om boring for rettighetshaveren(e) i løpet av et tidsintervall på 3 år (Oljedirektoratet, 2018, s. 18). Dersom en beslutning ikke fattes innenfor oppgitt tidsfrist blir som regel arealet tilbakelevert. Dette åpner for søking på tilbakelevert areal fra selskaper med et annet geologi-syn, som resulterer i en tidseffektiv utforskning av de forhåndsdefinerte områdene.

I TFO-konsesjonsrunden for 2018 ble det delt ut 83 utvinningstillatelser med 21 tilbudte operatørskap. Dette gjør tildelingen til den største noensinne (Regjeringen, 2019). Her ble Nordsjøen tildelt 37, Norskehavet 32 og Barentshavet 14.

2.2 Selskapene på den norske kontinentalsokkel

Sokkelen er i dag preget av et stort selskapsmangfold. Oljedirektoratet (2018, s. 40) kategoriserer selskapene etter selskapstype. Her skiller det mellom: små selskap, mellomstore selskap, store norske selskap, store internasjonale selskap og europeiske gass-/kraftselskap. Sammensettingen avhenger av diverse forhold som blant annet sokkelens modenhet, eksisterende rammevilkår og markedsdynamikk. Effektiv letepolitikk og høy leteaktivitet oppnås ved en aktørsammenstilling som til enhver tid evner å se muligheter og håndtere de utfordringer som måtte forekomme.

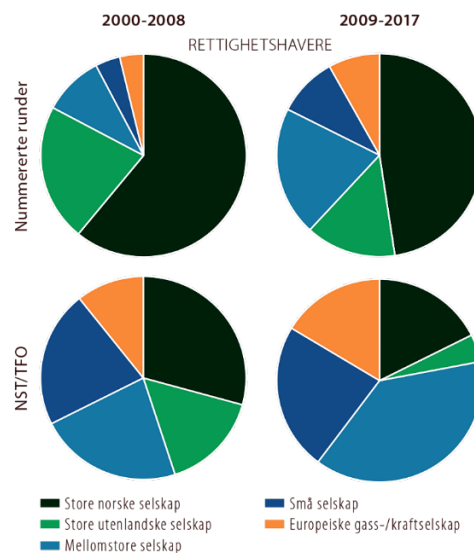
I startfasen ble sokkelen utelukkende utforsket av store internasjonale selskap som med den nødvendige kunnskap, økonomi og erfaring bygget ut de første olje- og gassfeltene (Norsk Petroleum, 2019e). Etter hvert begynte også store norske selskap som Statoil og Norsk Hydro å gjøre seg gjeldende for utforskningen, og sokkelen ble i årene frem mot årtusenskiftet i hovedsak dominert av disse selskapstypene. Med den gradvise modningen av sokkelen endret også mulighetene og utfordringene seg. Regjeringen innså da at det måtte gjøres målrettede tiltak for å sikre økt effektivitet og verdiskapning. De forstod at det måtte legges til rette for petroleumsvirksomhet for alle slags selskap ettersom at dette ville øke ressursutvinningen – og da spesielt for de modne områdene.

Særlig tre ulike tiltak har spilt en stor rolle for økningen i selskapsmangfold og konkurranse (Norsk Petroleum, 2019f).

1. *Prekvalifiseringsordningen*. Ordningen ble etablert våren 2000 av OED med formål om økt petroleumsvirksomhetsaktivitet for nye mindre selskaper på norsk sokkel. Her gis det tilbud om evaluering av selskapenes egnethet som rettighetshaver eller operatør. Selskapene vurderes etter gjeldende kvalifikasjonskrav som tar utgangspunkt i det petroleumsmessige, finansielle og sikkerhetsmessige. På denne måten forhindrer man at unødvendige ressurser legges ned i uoppnåelige forretningsmuligheter. Ifølge Oljedirektoratets oppdaterte tall for 2019 har det etter ordningens start blitt prekvalifisert 61 rettighetshavere og 59 operatører.

2. *TFO-ordningen*. Ordningen, som ble innført i 2003, sørger for en jevn tilførsel på leteareal som utforskes på en tidsriktig og effektiv måte av selskapene. Selskaper med nye ideer kan søke på areal som tidligere er tilbakelevert.
3. *Leterefusjonsordningen*. Ordningen ble innført i 2005 med formål om å gjøre det enklere for nye selskap å drive petroleumsvirksomhet. Staten dekker her 78 % av letekostnadene for selskap som går i underskudd. Reduserte inngangsbarrierer legger til rette for økt leteaktivitet som sannsynliggjør økt ressursutvinning.

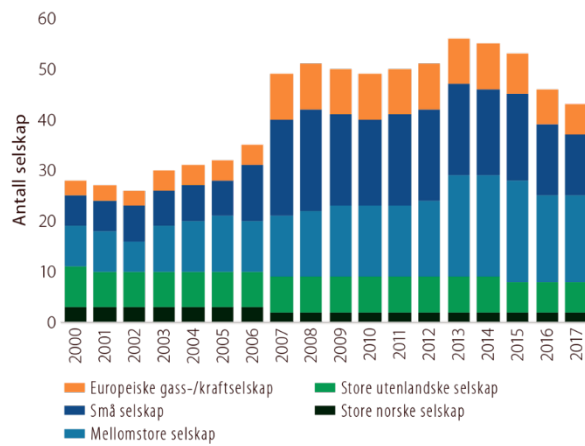
Ifølge Oljedirektoratet (2018, s.42) er det de mellomstore selskapene som har hatt størst økning i antall utvinningstillatelser etter årtusenskiftet. Sammen med de store norske selskapene har de stått for størsteparten av leteinvesteringene og de påbegynte undersøkelsesbrønnene siden midten av 2000-tallet. Av figur 3 kan man likevel se at det har vært en tydelig utvikling i selskapsvariasjonen (rettighetshaverne) for undersøkelsesboring for de to ulike konsesjonsrundene.



Figur 3: Andel undersøkelsesbrønner fordelt på selskapstype (rettighetshavere) på norsk sokkel for henholdsvis nummererte runder og TFO i periodene 2000-2008 og 2009-2017.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 42)

Senere års utvikling med tanke på oljepris og redusert leteaktivitet har gitt utslag i selskapsantallet, se figur 4. Diverse oppkjøp, salg, nedleggelse og fusjoner har resultert i færre rettighetshavere med eierandeler i utvinningstillatelser på norsk sokkel. Man ser en tendens til at store internasjonale selskap trekker seg ut. Ifølge oljeanalytiker Teodor Sveen-Nilsen i SpareBank 1 Markets skyldes dette størrelsen på feltene, og ikke lønnsomheten på sokkelen som han påpeker er god (Kaspersen, 2019).



Figur 4: Utviklingen i antall selskap på norsk sokkel, 2000-2017.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 40)

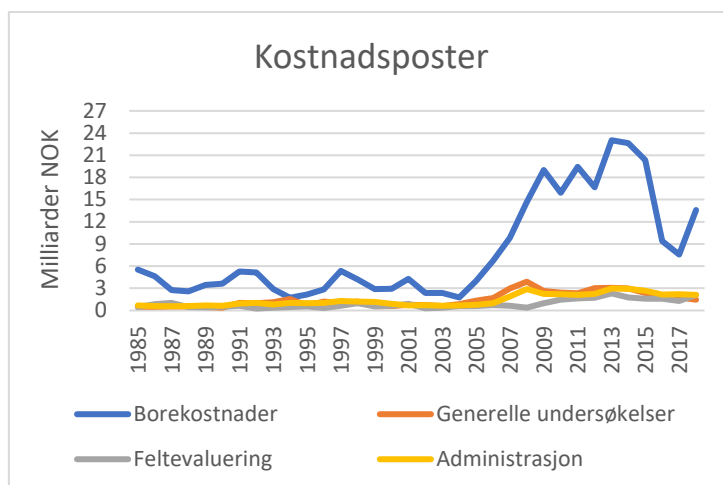
2.3 Leteaktivitetens kostnadsposter og lønnsomhet på sokkelen

Leteaktivitetens lønnsomhet defineres som beregnede inntekter subtrahert leteaktivitetens kostnader. Selskapene ønsker intuitivt å redusere kostnadsnivået for å maksimere egen inntjening. Leteaktivitetens kostnadsnivå er følgelig en viktig faktor i forståelsen av selskapenes investeringsadferd. I løpet av de siste tre tiårene har næringen opplevd et økt fokus på klima- og miljø. Dette har resultert i at selskapene i dag betaler ulike klima- og miljøavgifter som påvirker kostnadsnivået for å drive leteaktivitet.

Fra figur 5 ser man at kostnadsnivået steg i tidsperioden 2005-2014, noe som gjenspeiler de gode tidene som preget næringen. Høye oljepriser (se figur 1) kompenserte for det høye kostnadsnivået, som medførte god lønnsomhet for selskapene i disse årene.

Leteaktivitetens kostnader tar utgangspunkt i aktuelle utgifter fra en utvinningstillatelse tildeles til et eventuelt funn får klarsignal til utbygging. Kostnadsposten kan deles inn i følgende poster: borekostnader, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

Av figur 5 ser man at det er borekostnadene som dominerer, og som historisk sett har dominert kostnadsbildet for leteaktiviteten på norsk sokkel.



Figur 5: Utvikling i kostnadsposter på norsk sokkel, 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Ifølge Oljedirektoratet (2018, s. 34) er det utgifter knyttet til leie av rigg som er den største utgifts komponenten for borekostnadene. Som et eksempel hevder Egeland (2015) at mellom 41-47 % av Statoils totale leteaktivitetskostnader i tidsperioden 2009-2012 var riggekostnader (s. 61). Figur 5 illustrerer at kostnadspostene hadde en positiv trend frem til oljekrisen slo til for fullt i 2015. Det høye utgiftsnivået kan sees i sammenheng med stor aktivitet på sokkelen og tilhørende høye petroleumspriser. Lavere oljepriser førte til betydelige restruktureringer for selskapene på sokkelen i perioden frem til aktivitetsbunnen i 2017. Det generelle kostnadsnivået måtte reduseres og effektiviteten økes for å møte den lave oljeprisens utfordringer.

Næringen er i dag spesielt mottaker for utfordringer knyttet til klima og global oppvarming. Stadig flere krav knyttet til lavere utslipp gjør det stadig vanskeligere for letevirksomhetene å nå oppsatte mål. Når det er sagt så holder petroleumsvirksomheten på norsk sokkel en svært høy miljø- og klimastandard sammenlignet med andre lands petroleumsvirksomhet (Norsk Petroleum, 2019g). På norsk sokkel er alle selskap som driver en eller annen form for petroleumsvirksomhet nødt til å betale to ulike avgifter, CO₂-avgift og klimakvoteplikt, for å redusere utslipp av klimagasser. CO₂-avgiften ble innført i 1991, og har siden den gang blitt justert opptil flere ganger. Klimakvoteloven fra 2005 binder Norge til kvotesystemet for utslipp av klimagasser fastsatt av EU. Dette innebærer at selskapene får tildelt en kvote vederlagsfritt over hvor mye utslipp som kan forekomme i løpet av en tidsperiode. Dersom selskapene overskrider denne mengden, vil de være nødt til å kjøpe nye kvoter fra andre selskap. Innenfor selve kvoten er selskapene underlagt å betale løpende CO₂-avgiftspriser pr. tonn CO₂. Summerer man for siste tids utvikling i CO₂-avgift og kvoteplikt ligger den totale kostnaden for utslipp av et tonn CO₂ på norsk sokkel mellom 700-800 kroner, noe som er betydelig høyere sammenlignet med andre land hvor det foregår petroleumsvirksomhet. Utslippene kommer i hovedsak fra forbrenning av naturgass og diesel i motorer, turbiner og kjeler (Norsk petroleum, 2019g).

Fra Oljedirektoratets analyse om letevirksomhetens verdiskapning på norsk sokkel for tidsperioden 2008-2017 fremkommer det at sokkelen har hatt en netto kontantstrøm i underkant av 1600 milliarder NOK (Oljedirektoratet, 2018, s. 36). Videre vises det til lønnsom letevirksomhet for alle de ulike havområdene, hvor Nordsjøen gir best avkastning pr. letekrone med et forholdstall på 3.

Bruder & Wilberg (2019) gjør gjennom sine analyser flere interessante funn rundt lønnsomhetsutviklingen for selskapene på sokkelen i tidsperioden 2007-2017 (s. 142-146).

Under er noen av funnene listet opp:

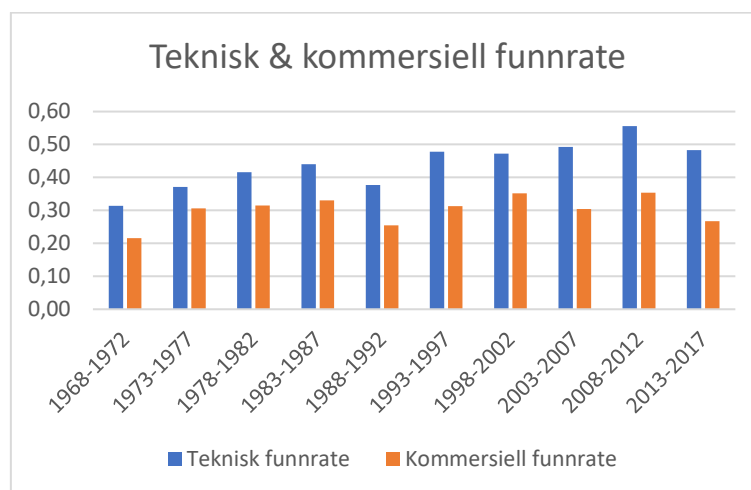
- Etablerte selskap har høyere lønnsomhet sammenlignet med de nyetablerte.
- Økning i selskapsstørrelse over tid gir økt lønnsomhet.
- Høye andeler i «elefantfelt» gir god lønnsomhet.

Det er i hovedsak de etablerte selskapene som har eierandeler på «elefantfeltene». Dette skyldes at de fleste av disse feltene er eldre. Feltene som kjennetegnes av kjent geologi, god infrastruktur og få tekniske utfordringer sørger for høy ressursutnyttelse kostnadseffektivt. Kjernevirksomheten for de etablerte selskapene er stort sett utvinning, mens boring av undersøkelsesbrønner dominerer for de nyetablerte. For store deler av analysens tidsperiode innebar dette lav lønnsomhet for de nyetablerte, skriver Bruder & Wilberg (2019, s. 142-146).

2.4 Teknologi

Gradvis modning av sokkelen medfører at ressursene blir vanskeligere å lokalisere. Bedre verktøy har gitt grunnlag for økt innsikt i geologikartleggingen samt utviklingen av nye letekonsept som øker sannsynligheten for en verdiskapende utforsking. Den teknologiske utviklingen har vært essensiell for selskapenes syn på norsk sokkels attraktivitet.

Av figur 6 kan man se at den tekniske funnraten i tidsperioden 1993-2017 lå på rundt 50 %, som er relativt høyere sammenlignet med funnratene for tidligere tidsperioder. Denne funnraten angir et mål for funnratio pr. undersøkelsesbrønn boret. Funn i dette tilfelle diskriminerer hverken på størrelse eller innhold. Hva som inngår som et funn ved beregning av teknisk funnrate vil dermed ikke implisere at det er drivverdig og gjenstand for verdiskapning. Den kommersielle funnraten, tar utgangspunkt i de funn som fører/har ført til utvinning og verdiskapning. Den kommersielle funnraten har holdt seg relativt stabil i tidsspennet 1967-2017, selv med stadig redusert ressurstilgang og utfordrende lokalisering av ressursene. Mohn (2008, s. 7) skriver følgende om funnratene i en olje- og gassprovins: «Funnratene kan holdes oppe som følge av «learning by doing», men gjennomsnittlige funnstørrelser vil normalt falle etter som årene går».



Figur 6: Utvikling i teknisk & kommersiell funnrate på norsk sokkel for ulike tidsperioder, 1968-2017.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 47)

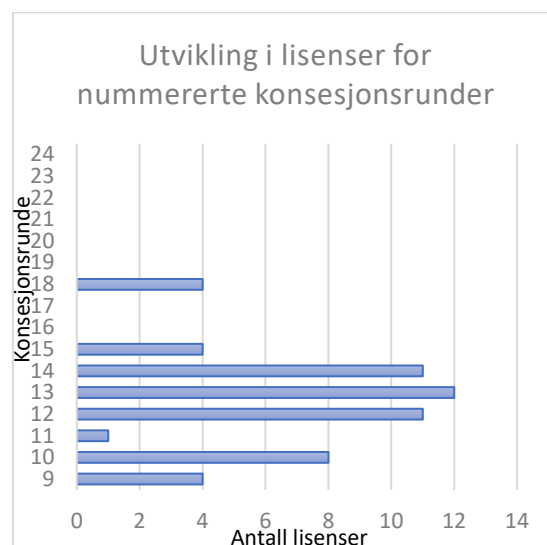
Fra den tradisjonelle 2D-seismikken som ble brukt i storskala frem til årtusenskiftet, har man i årene etter sett en stadig utvikling i bruk av 3D-seismikk og bredbåndseismikk. Kombinert med markante forbedringer av seismikkens prosesseringsalgoritmer har dette gitt utslag i klarere og mer detaljerte avbildninger av undergrunns geologien. Teknologiens bidrag åpner flere muligheter for leting og utvinning. Aleksander Skjold (2014) konkretiserer utvinningspotensialet når han skriver «Det finnes eldre felt som krever nyere teknologi for å øke utvinning, samt eldre felt som krever ny teknologi for å starte produksjon slik som Gudrun og Martin Linge feltene» (s. 22-23). Gudrun er i dag i produksjon, mens Martin Linge har en planlagt produksjonsstart tidlig i 2020.

Lavere kostnadsstrukturer og høyere IT-kompetanse gjør at nyetablerte selskap utfordrer de etablerte som medfører utstrakt bruk av digitalisering på alle områder. I løpet av de senere årene har man sett en utvikling i bruk av programvarer med simuleringsmuligheter, overvåkingmuligheter, automatiseringsmuligheter og presentasjonsmuligheter. Dette bidrar blant annet til mer effektive boreoperasjoner, forbedrede undervannsinstallasjoner, reduserte kostnader, raskere analyser- og beslutninger samt en mer strukturert informasjonsoversikt (Hysing, 2019).

2.5 Nordsjøen

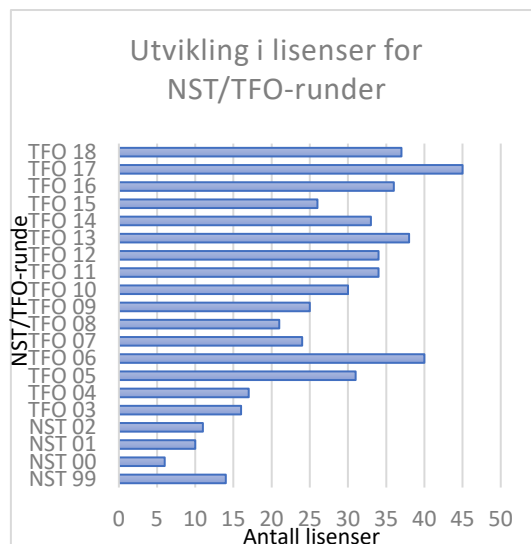
Selv med leteaktivitet i over 50 år og en stadig økende modningsgrad, er Nordsjøen fremdeles et viktig og interessant havområde for petroleumsselskapene på norsk sokkel. Av alle de totale gjenværende uoppdagede ressursene er det estimert at 18 % av disse er å finne i Nordsjøen (Oljedirektoratet, 2018, s. 27). Dette indikerer at det her vil gjøres flere funn også i fremtiden.

Det er i Nordsjøen man har sett et klart skille i utviklingen av fordeling for de ulike lisensene. Ettersom at stadig større områder har blitt utforsket for dette havområdet, har det naturligvis blitt gradvis færre nye områder tilgjengelig. Av figur 7 kommer det tydelig frem at mesteparten av havområdet hadde blitt undersøkt ved årtusenskiftet, gitt ved konsesjonsrunde 16. NST som var en forløper til TFO kom i stand som følge av selskapenes teknologiske utvikling og optimisme tilknyttet å gjøre nye funn i områder som allerede hadde blitt undersøkt. Figur 8 viser at interessen i form av antall lisenser tildelt for NST/TFO-rundene er opprettholdt med en positiv trend etter innføringen i 1999.



Figur 7: Lisensutvikling for de nummererte konsesjonsrunder, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

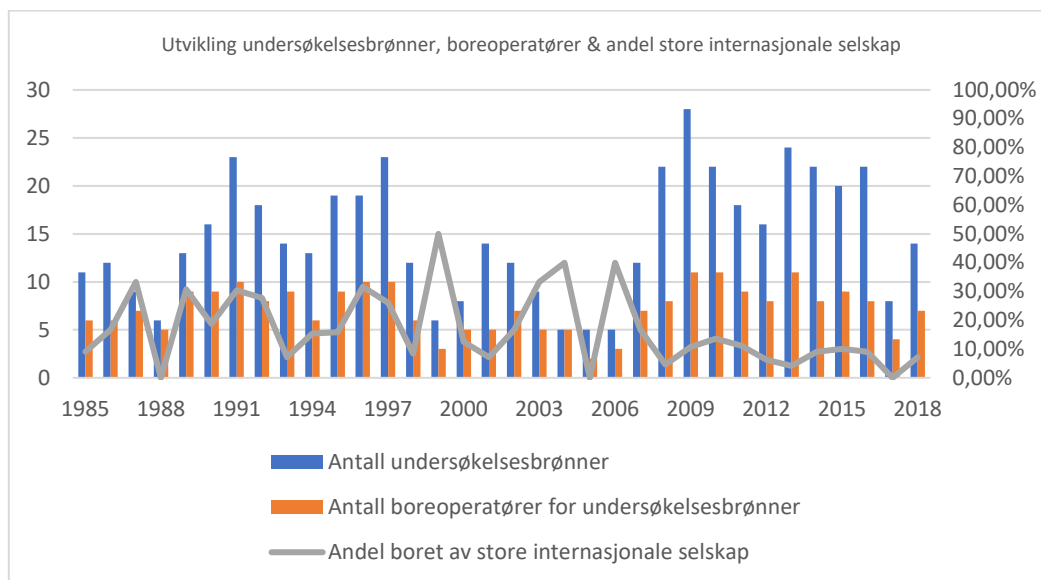


Figur 8: Lisensutvikling for NST/TFO-runder, Nordsjøen 1999-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Som nevnt i delkapittel 2.1a kan leting i områder tildelt fra de nummererte konsesjonsrunder være mer utfordrende på flere ulike måter enn leting i NST/TFO-områder. Etter hvert som områdene i Nordsjøen har blitt modne har man sett en utvikling i form av at de store internasjonale selskapene har redusert leteaktiviteten sin. Dette kan man se i lys av selskapenes investeringsporteføljer for leteaktivitet, hvor leteaktiviteten ofte er preget av høy risiko og potensielt store funn. Målsettingen for store internasjonale selskap er å sikre produksjonsmengde på lang sikt, noe som innebærer at funnene er av en viss størrelse. I et modent område vil det sannsynligvis ikke gjøres flere slike store funn, som intuitivt reduserer selskapenes investeringsvilje. Figur 9 viser denne utviklingen, gitt ved andel undersøkelsesbrønner boret av store internasjonale selskap (grå linje). Fra figuren ser man at det vedvarende fallet i andel undersøkelsesbrønner boret av store internasjonale selskap startet i 2006. Man kan også se at periodene 1985-1998 og 2007-2018 ikke viser seg å være veldig ulike om man ser på antall undersøkelsesbrønner boret og antall boreoperatører. Det er i hovedsak andelen som er boret av store internasjonale selskap som skiller periodene, og man har for sistnevnte periode opplevd et økt selskapsmangfold. Man skulle kanskje ha forventet et noe større utslag i antall boreoperatører av undersøkelsesbrønner, men realiteten er at blant annet Equinor og et par mellomstore selskap har stått for store andeler av undersøkelsesboringen. Når det er sagt er det større variasjoner i form av hvem som

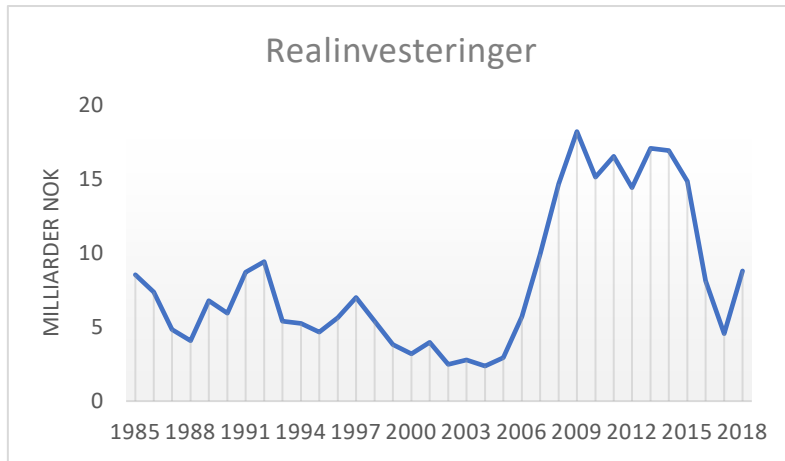
borer undersøkelsesbrønner av de resterende selskapene, når man ser bort ifra de «faste» selskapene.



Figur 9: Utvikling undersøkelsesbrønner, boreoperatører & andel store internasjonale selskap, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Investeringer tilknyttet leteaktivitet er en sammensatt prosess som baseres på flere ulike faktorer. I Nordsjøen ser man fra figur 10 at leteinvesteringene virkelig begynte å skyte fart fra 2005 frem mot toppåret i 2009. Investeringsnivået ble opprettholdt relativt stabilt frem til 2015 hvor en markant nedgang på to år fulgte, før nivået tok seg opp igjen fra 2017. Det kan ved første øyekast virke underlig at investeringene steg såpass mye i tidsperioden 2007-2015 med tanke på at antall undersøkelsesbrønner boret ikke skulle tilsi en så markant økning basert på tidligere perioders tilsvarende antall undersøkelsesbrønner boret (se figur 9). En forklaring på dette er at petroleumsnæringen generelt var inne i gode tider fra 2007-2015, som innebar at kostnadsnivået for å drive leteaktivitet hadde blitt kunstig høyt. Når man skal sammenligne investeringer over ulike tidsperioder er det en forutsetning at investeringene kan sees ut ifra samme verdigrunnlag, derfor er investeringene i figur 10 gitt ved realinvesteringer målt i 2015-kroneverdi.



Figur 10: Realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Kapittel 3

3 Teori

Oppgavens leteinvesteringsmodell som fremkommer i delkapittel 6.3 er inspirert av tidligere gjennomførte studier på norsk sokkel og annen velkjent teori. Valg av variabler og fortolkning av estimerte koeffisienter sees derfor ut ifra dette teorigrunnlaget. Dette kapitlet gir en oversikt over:

3.1 Tidligere utført litteratur aktuelt for temaet i valgt oppgave.

3.2 Generell investeringsteori.

3.3 Mohn & Osmundsen (2008) grunnlag for dynamisk leteaktivitetsmodell på norsk sokkel.

3.4 Leteinvesteringsmekanismer.

3.1 Tidligere litteratur

Fisher (1964) var den første til å utvikle empiriske modeller for oljeleting bestående av geologiske og økonomiske variabler. Her ble forklaringsvariabler som blant annet oljepris og antall seismiske undersøkelser brukt i estimeringen av oljeletingens aktivitetsnivå, funnrate og funnets gjennomsnittsstørrelse. Fisher kom frem til at ressurstilveksten (R) var gitt ved produktet av leteaktivitet (D), teknisk funnrate (S) og gjennomsnittlig funnstørrelse (M). Resultatene hans baserer seg på amerikanske data, noe som også kjennetegner de fleste aktuelle studier foretatt i den påfølgende tidsperioden.

Mohn & Osmundsen (2008) estimerer modeller for leteaktiviteten på norsk sokkel for tidsperioden 1965-2004 målt ut ifra antall letebrønner, undersøkelsesbrønner og avgrensingsbrønner boret. Forklaringsvariablene er her akkumulerte utvinnbare olje- og gassressurser, oljepris og leteareal. Resultatene indikerer at det er avgrensingsaktiviteten som er mest oljeprissensitiv både på kort og lengre sikt. Selve undersøkelsesaktiviteten påvirkes på lengre sikt med en 2 % økning ved 10 % økning i oljeprisen, sett opp mot avgrensingsaktivitetens økning på 4,1 %. Dette mener de kan sees i lys av lavere risiko og hurtigere økonomisk utslag forbundet til avgrensingsaktiviteten, sammenlignet med den mer langsiktige og risikofylte undersøkelsesaktiviteten. Tilgang på nytt leteareal viser seg å

være kritisk for opprettholdelsen av den samlede leteaktiviteten, da resultatene fra en 10 % økning i leteareal gir en midlertidig beskjeden økning på 3 %, samt at effekten raskt avtar på lengre sikt (ingen langsiktig signifikant effekt i modellen). Nye funn viser å ha en markant positiv kortsiktig effekt, noe som er logisk med tanke på at nye funn gir økt entusiasme og motivasjon for å drive leteaktivitet. Opprettholdelse av entusiasmen krever at det gjøres nye funn, ettersom at tidligere funn viser å ha lav vedvarende effekt.

Mohn (2008) utvikler en modell til å forklare ressurstilveksten på norsk sokkel for tidsperioden 1969-2004, hvor han tar utgangspunkt i Fishers (1964) formel for ressurstilvekst. Modellen baseres på tre estimerte likninger for hvordan ressurstilvekstkildene leteaktivitet, funnrate og gjennomsnittlig funnstørrelse påvirkes av endringer i variablene oljepris, tilgang på nytt leteareal og seismikkbruk. Mohn ilegger også en trendvariabel til modellen. I de estimerte likningene finner man variabelenes påvirkning på kort og lengre sikt. Oljeprisen viser ikke til å ha noen kortsiktig effekt i noen av de estimerte likningene og dermed heller ikke på ressurstilveksten, noe som tyder på at oljeprisendringer må vedvare for å påvirke ressurstilveksten. Tilgang på nytt leteareal viser seg å ha kortsiktige positive effekter på likningene for leteaktivitet og funnrate, og dermed også ressurstilveksten på kort sikt. Seismikkbruk har en kortsiktig positiv effekt på funnstørrelse. Dette indikerer at ressurstilveksten påvirkes av kortsiktige effekter fra variablene oljepris, nytt leteareal og seismikkbruk. Videre finner Mohn at en økning i oljeprisen på 1 prosentpoeng gir et vedvarende positivt skift i den årlige ressurstilveksten på 1,02 prosentpoeng. Endring i oljepris har en positiv påvirkning for leteaktivitet og gjennomsnittlig funnstørrelse, mens den er negativ for funnraten. Dette forklarer han med at selskapene i tider med høye oljepriser og store kontantstrømmer dreier risikoprofilen mot utforskning av nye områder som er risikable, hvor reduksjonen i funnrate kompenseres av økt funnstørrelse. Tilgang på nytt leteareal viser seg å ha en langsiktig positiv effekt på ressurstilveksten, hvor en økning på 1 prosentpoeng i nytt leteareal gir et vedvarende skift i den årlige ressurstilveksten på 0,44 prosentpoeng. Her argumenterer Mohn for at det er naturlig at tildelt areal utforskes, og at de mest attraktive letemulighetene inneholder formasjoner som øker ressurstilveksten i form av store funn. Den langsiktige effekten indikerer at selskapene finner de nye letearealene interessante også etter litt tid og ikke bare for de mest attraktive letemulighetene. Variabelen for seismikkbruk viser seg til og ikke

ha noen vedvarende signifikant påvirkning på ressurstilveksten, men øker intuitivt funnraten. Tidstrenden fanger opp utviklingen på sokkelen, som indikerer en beskjeden negativ effekt på ressurstilveksten gitt ved en årlig nedgang på 0,09 prosentpoeng. Den negative effekten kan forklares ved lavere funnsannsynlig og funnstørrelse over tid. Mohn skriver at dette gjenspeiler modningen av sokkelen, hvor brorparten av de mest attraktive letemulighetene allerede er oppdaget.

Parmer (2010) er den første til å modellere leteinvesteringene på norsk sokkel. Hun utvikler to feiljusteringsmodeller hvor hun tar i bruk forklaringsvariablene realoljepris, leteinvesteringenes brukerpris, leteareal og dummy-variabler. Analysen tar for seg den kvartal vise utviklingen og strekker seg fra første kvartal 1980 til fjerde kvartal 2009. De to modellene skiller ved at realoljeprisen brukes henholdsvis kvartalsvis og som et glidende gjennomsnitt av kvartalene i et år. Modell 1 viser ikke noen signifikant kortsiktig effekt på leteinvesteringene ved endring i realoljeprisen. Generelt påvirkes ikke leteinvesteringene i modell 1 nevneverdig grad på kort sikt av noen variabler foruten de to foregående kvartals investeringer som er signifikante og negative. Dette indikerer at store positive endringer for disse kvartalene vil påvirke dagens investeringer negativt. Videre finner hun for modell 1 at flere variabler har langsiktige effekter. Realoljeprisen har en positiv langsiktig effekt på investeringene med en elastisitet på 1,69, brukerprisen har en langsiktig negativ effekt gitt elastisiteten på -1,05, mens en økning på 1000 kvm i leteareal resulterer i en langsiktig økning på 16,8 %. Modell 2 viser at flere av forklaringsvariablene påvirker leteinvesteringene på kort sikt, som blant annet realoljeprisen og brukerprisen med elastisiteter på 1,17 og -0,3. Som for modell 1 påvirkes investeringene av de to foregående kvartalers investeringer, bare i enda større grad. Av langtidseffekter er det kun realoljeprisen som viser seg signifikant, men denne effekten er til gjengjeld stor og er gitt ved en elastisitet på 2,64.

Andresen & Weltz (2018) utformer i sitt arbeid to feiljusteringsmodeller for henholdsvis leteinvesteringer og investeringer i plattform og rigg på norsk kontinentalsokkel i tidsperioden 1975-2015. I leteinvesteringsmodellen viser realoljeprisen og fjorårets investeringer å være de eneste forklaringsvariablene med kortsiktige påvirkninger på investeringene, hvor begge har en positiv effekt. For de langsiktige påvirkningene indikerer modellen positive effekter for realoljeprisen og modellens trendvariabel. Andresen & Weltz finner at det foreligger asymmetrisk respons for oljeprisendringer. Investeringene påvirkes i

større grad ved negativ endring i oljepris, enn om endringen er positiv. De skriver at det kan tolkes som at investorene velger å utsette planlagte investeringer om prisendringen er negativ, mens en positiv prisendring ikke medfører at investeringene skyndes frem på tilsvarende måte.

Misund & Mohn (2009) ser på hvordan industriell usikkerhet og markedsturbulens påvirker investeringsaktiviteten for vestlige selskap i olje- og gassektoren. Utformingen av deres Q-modell inkluderer 170 ulike selskaps virksomhet i tidsperioden 1992-2005.

Petroleumsinvesteringer skiller seg ofte fra andre industriers investeringer ettersom at ressursene er ikke-fornybare, irreversible og preget av høyere risiko. Resultatene deres viser at økt spesifikk industriusikkerhet og økt usikkerhet i det generelle markedet har en umiddelbar negativ påvirkning på investeringene. På lang sikt ser man at en kontinuerlig økning i ovennevnte usikkerhetsnivåer resulterer i økt investeringsrate. For den industrispesifikke usikkerheten kan dette sees i sammenheng med at økt volatilitet i oljeprisene har en signifikant og positiv effekt på kapitaldannelsen.

Mohn & Osmundsen (2011) ser nærmere på hvordan usikkerhet påvirker leteboring og om det foreligger asymmetriske responser tilknyttet oljeprisendringer på den norske sokkel. Utvalget av data er hentet fra tidsperioden 1966-2004. Resultatene deres viser at leteaktiviteten umiddelbart avtar med 6,3 % gitt et 10%-fall i oljeprisen, til forskjell fra effekten av en økning i oljeprisen som er neglisjerbar. På lengre sikt påvirkes leteaktiviteten likt av en oljeprisøkning og oljeprisnedgang. Nye lisensrunder viser seg å ha en beskjeden midlertidig positiv effekt på leteaktiviteten, mens effekten av tilbakelevert areal til myndighetene ikke viser seg å være negativ. Videre finner de at leteaktiviteten har en negativ sammenheng med oljeprisvolatilitet og undergrunns-risiko på kort sikt.

3.2 Investeringssteori

Oljeselskapenes investeringsiver avhenger av risikovurderinger og lønnsomhetsanalyser, hvor det overordnede målet er å maksimere nytteverdien. Lønnsomhet kan enkelt beskrives ut ifra høyere marginalproduktivitet enn brukerprisen for kapital. I faglitteraturen er Tobins Q, akseleratormodeller og neoklassiske modeller de mest brukte teoretiske modellene for investeringer (Andersen & Walle, 2015, s. 7). Netto nåverdimetoden er en annen utbredt metode innenfor investeringssteori. I dette delkapittelet vil Tobins Q, akseleratormodeller og netto nåverdi forklares nærmere.

Tobin (1969) kommer frem til et lønnsomhetsmål, Q-ratio, for investeringer gitt ved forholdet mellom markedsverdien på selskapets kapital over eksisterende eiendelsverdier. Selskaper som anvender Q-ratioen, er derfor veldig interessert i estimerte Q-verdier før beslutning av nye investeringer tas. Q-verdi > 1 viser at selskapenes nåverdi av fremtidige inntekter er høyere enn anskaffelseskostnaden av nye eiendeler. Høye Q-verdier resulterer i flere investeringer i kapital som bidrar til økt markedsverdi for selskapene. Dersom estimert Q-verdi < 1 , vil selskapets fremtidige inntjening være lavere enn kostnaden tilknyttet kjøp av nye eiendeler. Selskapets beslutningstakere velger i slike situasjoner å avstå fra investeringsmuligheten som foreligger.

Jorgenson & Siebert (1968, s. 682-683) viser ved hjelp av likning (3.1) sammenhengen mellom investeringer (I_t), nåværende kapitalbeholdning (K_t), forrige tidsperiodes kapitalbeholdning (K_{t-1}) og kapitalslit fra forrige tidsperiode (δK_{t-1}).

$$(3.1) I_t = K_t - K_{t-1} + \delta K_{t-1}$$

δ representerer her den konstante depresieringsraten. Likningen viser at selskapenes investeringsiver bygger på behovet for endret kapitalbeholdning, samt erstatning av depreciert kapital.

Ovennevnte likning tar kun for seg de faktiske endringene i kapitalbeholdning. Selskapenes mål er å sikre en ønsket kapitalbeholdning basert på langsiktige vurderinger. Likning (3.2)

viser sammenhengen mellom ønsket kapitalbeholdning (K_t^*) og faktisk kapitalbeholdning (K_t).

$$(3.2) K_t - K_{t-1} = [1 - \lambda] [K_t^* - K_{t-1}]$$

Ved å kombinere likning (3.1) og (3.2), kommer man frem til en enkel akseleratormodell som forklarer investeringsbildet. Se likning (3.3):

$$(3.3) I_t = [1 - \lambda] [K_t^* - K_{t-1}] + \delta K_{t-1}$$

For de investeringer som foretas er det å anta at det foreligger forskjell mellom ønsket og faktisk kapitalbeholdning. Dette fanges opp av leddet, $[1-\lambda]$, som representerer justeringshastigheten. Ved lave verdier for λ , hvor $0 < \lambda < 1$, fjernes mesteparten av det eventuelle avviket i løpet av den påfølgende tidsperioden. Tilsvarende vil en høy verdi for λ medføre en langvarig justering over flere tidsperioder. Selskapene ønsker derfor at akseleratormodellen skal ha en lav verdi for λ .

Netto nåverdi er en metode som tar for seg et investeringsprosjekt og dets forventede inntekter og kostnader for prosjektets tidsperiode. Estimat for fremtidige kontantstrømmer, CF_{it} , baserer seg på vurderinger av investeringskostnader, driftskostnader og salgsinntekter (Bøhm & Mohn, 2017, s. 28). Valg av diskonteringsrente, r_i , for de estimerte fremtidige kontantstrømmene tar utgangspunkt i vurderinger om risiko i markedet. Ved å ta differansen mellom summen av de diskonterte forventede fremtidige kontantstrømmene og prosjektets investeringskostnad, I , så finner man prosjektets netto nåverdi, NNV_i .

$$(3.4) NNV_i = -I + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{CF_{it}}{(1+r_i)^t}$$

Den generelle regelen tilknyttet NNV er at dersom investeringsprosjektets NNV er positiv, så skal prosjektet initieres.

I det kommende delkapittel vil Mohn & Osmundsen (2008) teoretiske rammevilkår og empiriske spesifikasjoner for utarbeidelsen av deres dynamiske modell for leteaktiviteten på norsk sokkel for tidsperioden 1965-2004 gjennomgå (s. 308-309).

3.3 Leteaktivitetsmodell

Teoretiske rammevilkår

Et viktig aspekt for å forstå selskapenes investeringsiver er produksjonsoptimalisering, som handler om å optimalisere selskapets profitt til enhver tid. Mohn & Osmundsen (2008) viser til en generell produksjonsfunksjon som forklarer leting etter petroleumsforekomster ved:

$$(3.5) Y_t = F(Z_t, X)$$

Her står Y_t for ressurstilveksten på tidspunkt t , Z_t er en tilstandsvektor bestående av diverse ulike forklaringsvariabler, mens X representerer konstante tradisjonelle innsatsfaktorer. Blant de ulike forklaringsvariablene som inngår i Z_t kan vi finne: tilgjengelig leteareal, kumulative funn, seismisk aktivitet og variabler som fanger teknologisk utvikling. Den generelle produksjonsfunksjonen brukes videre i utformingen av deres inntektsfunksjon som er gitt ved:

$$(3.6) R(P_t, Z_t) = \text{Max}_y \{P_t \times Y_t\}, \text{ gitt } f(Z_t, X) \geq Y_t$$

P_t , representerer her oljeprisen på tidspunkt t og fungerer som en proxy-variabel for marginalverdien av nye ressurser. Profittoptimalisering følger et dynamisk løp gitt endringer i forklaringsvariabler som blant annet: oljepris, arealtildelinger, politiske reguleringer og investeringskostnader. Overordnet ønsker selskapene å maksimere inntjeningen gitt aktuelle kostnader tilknyttet leteaktiviteten, noe profittfunksjonen under viser.

$$(3.7) \pi = \pi(P_t, Z_t, X) = \text{Max}_y \{r(P_t, Z_t) - c(X)\}, \text{ gitt } f(Z_t, X) \geq Y_t$$

$C(X)$ utgjør her kostnadene for leteaktiviteten. Kostnadene ansees som konstante på bakgrunn av foretatt undersøkelsesarbeid og deres egne vurderinger. Ved anvendelse av Hotelling's lemma på utformet profittfunksjon kommer de fram til en funksjon for optimal produksjon, Y_t^* .

$$(3.8) Y_t^* (P_t, Z_t) = \frac{\partial \pi(P_t, Z_t, X)}{\partial P_t} = \frac{\partial r(P_t, Z_t)}{\partial P_t}$$

Selskapene er her i en profittmaksimerende posisjon, hvor selskapets profitt maksimeres når $Y_t^* = Y_t$. Selskapenes investeringer baserer seg på forventninger/forhåpninger om funnmengde lik optimal ressurstilvekst. Endringer i oljeprisforventning og justeringer i forbindelse med tidligere perioders påvirkninger er potensielle distraksjoner som medfører at undersøkelsesaktiviteten og den tilhørende ressurstilveksten ikke resulterer i ønsket nivå. Intuitivt finnes det mange flere forstyrrelsesmoment som kan påvirke den ønskede ressurstilveksten gitt alle ulike forklaringsvariabler som finnes. Det er å forvente at faktisk ressurstilvekst (Y_t) avviker fra ønsket ressurstilvekstnivå (Y_t^*). Denne forskjellen antar de blir justert med en konstant fraksjon fra år til år, gitt ved justeringshastigheten λ .

$$(3.9) \ln Y_t - \ln Y_{t-1} = \lambda (\ln Y_{t-1}^* - \ln Y_{t-1})$$

$0 < \lambda < 1$, der lav λ -verdi indikerer en treg justering fra faktisk til ønsket ressurstilvekst pr. år, i dette tilfellet gitt for tidsperioden $t-1$ til tidsperiode t . Ved høy λ -verdi vil denne forskjellen reduseres betydelig i det tilsvarende tidsrommet.

Empirisk spesifisering av teoretiske rammevilkår

Det tas i bruk en Cobb-Douglas spesifisering i utformingen av den estimerte inntektsfunksjonen.

$$(3.10) R(P_t, Z_t) = K P_t^\delta \prod_{i=1}^n Z_{it}^{\beta_i} e^{\gamma T}$$

K representerer her en konstant, mens δ og β_i representerer inntektselastisiteter for henholdsvis oljepris (P_t) og vektoren av diverse ulike forklaringsvariabler (Z_{it}). Variabelen T er en tidstrendvariabel som fanger opp eventuelle påvirkninger på inntekt fra teknologisk utvikling gitt ved γ . Funksjonen for optimal ressurstilvekst (Y_t^*) finner man ved å anvende Hotelling's lemma, hvor det differensieres med hensyn på oljeprisen (P_t).

$$(3.11) \frac{\partial R(P_t, Z_t)}{\partial P_t} = Y_t^*(P_t, Z_t) = K \delta P_t^{\delta-1} \prod_{i=1}^n Z_{it}^{\beta_i} e^{\gamma T}$$

Den empirisk spesifiserte funksjonen for optimal ressurstilvekst kan transformeres til logaritmeform for å gi en lineær sammenheng mellom ønsket ressurstilvekst og forklaringsvariablene. Ved å sette $\ln(K\delta) = k$ og $\delta-1 = \alpha$, får man følgende logaritme-funksjon:

$$(3.12) \ln Y_t^*(P_t, Z_t) = k + \alpha \ln P_t + \sum_{i=1}^n \beta_i \ln Z_{it} + \gamma T$$

Oljeselskapenes investeringsiver for letevirksomhet kan sees ut ifra endringer i oljepris, P_t , og vektoren Z_{it} , bestående av flere ulike forklaringsvariabler. Basert på ovennevnte funksjon utvikles det en feiljusteringsmodell for aktivitetsnivået av leteboring på norsk sokkel i tidsperioden 1965-2004. Her ser man hvordan utvikling i de ulike forklaringsvariablene påvirker aktivitetsnivået på kort og lengre sikt, samt hvor fort modellen justerer seg mot den langsiktige likevekten.

I neste delkapittel vil variabler som antas å påvirke selskapenes beslutning om leteboring i Nordsjøen og på norsk sokkel generelt gjennomgås på en strukturert og oversiktlig måte.

3.4 Leteinvesteringsmekanismer

Som tidligere nevnt er beslutningen om leteinvesteringer i Nordsjøen og på norsk sokkel generelt en sammensatt dynamisk prosess av flere ulike variabler. Å få en fullstendig oversikt over investeringsdynamikken med de faktorer som inngår kan vise seg vanskelig.

Selskapenes overordnede mål for leteaktiviteten er å maksimere egen profitt, hvor faktorer tilknyttet inntekter og kostnader forklarer selskapenes investeringsiver for optimal ressurstilvekst. Her kan regulatoriske, geologiske og teknologiske forhold trekkes frem som drivere av selskapenes kostnader. Den norske stat er aktiv i sin forvaltning av landets petroleumsressurser, hvor målsettingen er å sikre en effektiv ressursbruk. Endringer i lovverket som f. eks justering av skattesatser, nye miljø- og utslippskrav eller oppdaterte arbeidsprogram kan intuitivt ha en negativ påvirkning på investeringsetterspørselen basert på økte kostnader. Dette kan vise seg å redusere motivasjonen for å gå i gang med- eller fortsette selskapets tradisjonelle aktivitet. I og med at sokkelen gradvis modnes, og da spesielt sørområdene, har behovet for åpning av nye leteområder lenger nord gjort seg gjeldende for å prøve å opprettholde ønsket produksjonsmengde. Leteaktivitet i disse områdene stiller ofte høyere krav til utstyr tatt i betraktning det harde klimaet og den ukjente geologien. Her vil leteaktiviteten være preget av høyere funnusikkerhet sammenlignet med de modne områdene hvor geologien er godt kjent og nøye kartlagt. Det er derfor forståelig at det er de finansielt robuste selskapene som dominerer letingen i disse områdene med bakgrunn i de høye kostnadene knyttet til bruk av spesialutstyr og funnusikkerhet. Den teknologiske utviklingen muliggjør leteaktivitet i områder som man tidligere ikke trodde var mulig, men sørger også for at nye funn gjøres i tidligere undersøkte områder. Økte kostnader i forbindelse med bruk av nytt utstyr og teknologi kompenseres ofte for ved at det gjøres nye funn som ellers ikke ville blitt funnet ved bruk av gammelt utstyr og teknologi. Fra delkapittel 2.3 og figur 5 ser man at det er borekostnader som utgjør den største utgiftsposten av de totale kostnadene. Det er derfor nærliggende å anta at brukerprisen for leteaktiviteten knyttet til leie av rigg, som står for majoriteten av kostnadene knyttet til boring, har en negativ påvirkning på investeringsdynamikken. Parmer (2010) estimerer i sine feiljusteringsmodeller fra norsk sokkel både en kortsiktig og en

langsiktig effekt fra hennes variabel for brukerprisen, hvor begge er negative og signifikante (s. 43-45).

Selskapenes inntjening er direkte avhengig av prisen på oljen som selges. Gitt uendret kostnadsnivå vil høyere oljepris resultere i økt fortjeneste, som intuitivt tenkes å øke selskapenes investeringsvilje. Det antas at negativ endring i oljepris har en signifikant kortsiktig påvirkning i form av redusert investeringsvilje. I dette tilfellet vil selskapene se på muligheter for å redusere kostnadene, slik at inntjeningen opprettholdes. I og med at leteaktiviteten i seg selv handler om ressurstilvekst som skal utvinnes på lengre sikt er ikke dette en kritisk del av selskapenes virksomhet på kort sikt, med utgangspunkt i at de faktisk har felt med produksjon. Leteaktiviteten er fleksibel og kan lett avventes til «bedre tider», til forskjell fra den mer generelle driften for selskapene som er mer omfattende og vrien for endring på kort sikt. Denne strategien fungerer ikke på lang sikt, ettersom at selskapene er avhengige av nye funn for fremtidige inntekter. Felles for leteaktivitetsstudiene på norsk sokkel av Mohn (2008), Mohn & Osmundsen (2008), Parmer (2010) og Andresen og Weltz (2018) er at oljeprisen på lang sikt fremstår med en signifikant positiv effekt i deres feiljusteringsmodeller.

For at et selskap skal synes at et funn er interessant å gå videre med, må det gjøres en lønnsomhetsvurdering. Et viktig aspekt for denne lønnsomhetsvurderingen knytter seg blant annet til funnets størrelse. Av denne grunn virker det logisk at selskapene følger utvikling i den kommersielle funnraten. Den kommersielle funnraten sier noe om hvor mange funn som fører/har ført til utvinning og verdiskapning blant alle undersøkelsesbrønnene som blir boret. Økning i kommersiell funnrate tenkes å ha en positiv påvirkning på leteinvesteringene. Ved høyere kommersiell funnrate reduseres selskapenes risikobilde for leting, som igjen medfører forventninger om suksessfulle undersøkelsesboringer i tiden fremover. Det er nærliggende å tro at selskapene også tar i betraktning antall undersøkelsesbrønner boret når de ser på den kommersielle funnraten, som sier noe om funnratens robusthet.

Ressurstilveksten er selskapenes primære grunn for å drive med leteaktivitet. Basert på dette virker det intuitivt at selskapene følger med på utviklingen i ressurstilvekst for et område før beslutning om investering tas. Naturlige parametere for selskapene å følge med på kan blant annet være aggregert ressurstilvekst eller gjennomsnittlig ressurstilvekst pr.

undersøkelsesbrønn. Store funn bidrar naturligvis til at ressurstilveksten øker, og det antas at økt ressurstilvekst har en positiv effekt på leteinvesteringene. Mohn & Osmundsen (2008) finner positive signifikante effekter i samtlige tre modeller for deres ressurstilvekst-variabel på kort sikt, og positive signifikante effekter i to av dem på lang sikt (s. 315).

Det er å forvente at selskapene til enhver tid ønsker oversikt over de totale gjenværende uoppdagede ressurser som finnes på sokkelen. Akkurat hvordan dette påvirker leteaktiviteten for de ulike områdene er individuelt tatt i betraktning estimerte oversikter for hvert enkelt område. Det antas en positiv sammenheng mellom disse uoppdagede ressursene og investeringsviljen hos selskapene. En økning i estimat for totale gjenværende uoppdagede ressurser tenkes altså å påvirke leteinvesteringene positivt.

Det er innenfor de tildelte arealene fra regjeringen at selskapene kan gjøre sine funn. Hvilke områder og størrelsen på tildelte areal i disse områdene er derfor essensielt for å forstå selskapenes interesse for leteaktivitet. Man antar at de utlyste arealene befinner seg i områder som er av interesse for selskapene å undersøke (noe som i alle fall sikres i de nummererte rundene ved selskapenes nominasjoner for ønskede areal undersøkt). Basert på dette forventes en positiv effekt ved økning i leteareal for selskapenes leteinvesteringer. Mohn (2008), Mohn & Osmundsen (2008) og Parmer (2010) finner kortsiktige signifikante positive effekter fra leteareal-variabelen i deres feiljusteringsmodeller. Parmer (2010) finner også en signifikant positiv effekt i den ene feiljusteringsmodellen sin på lang sikt (s. 43).

Det kan tenkes at selskapene følger med på utviklingen i antall aktive boreoperatører for aktuelle områder før det besluttes å drive leteaktivitet. Sett fra selskapenes side vil det muligens fungere som et positivt signal at flere selskap driver leteboring, altså at flere selskap er optimistiske om å gjøre drivverdige/kommersielle funn for aktuelt området. Selv om det er flere aktive boreoperatører av letebrønner for et havområde så impliserer ikke det nødvendigvis at antall letebrønner boret trenger å være høyt. Enkelte boreoperatører kan stå for majoriteten av boringen. Av denne grunn er det usikkerhet rundt hvordan en økning i antall aktive boreoperatører påvirker leteinvesteringene. Basert på ovennevnte tanke om at flere aktive boreoperatører sender et positivt signal, antas det at en økning vil ha en positiv påvirkning på leteinvesteringene.

På norsk sokkel har man sett en utvikling i bruk av ny teknologi som åpner for nye muligheter og bidrar til mer effektiviserte leteprosesser. Ressursene blir stadig vanskeligere å komme til grunnet tekniske utfordringer rundt boreprosessen, men selskapene finner det fremdeles attraktivt å investere på norsk sokkel. Dette viser at det har vært en stimulerende teknologisk utvikling. Hadde man ikke hatt denne utviklingen ville de økende tekniske utfordringene ført til tydelige endringer i selskapenes investeringsporteføljer. Investeringer på den norske sokkel hadde gradvis blitt faset ut til fordel for investeringer andre steder i verden. Av denne grunn virker det fornuftig å si at leteinvesteringer påvirkes positivt av teknologisk utvikling.

Det er naturlig å anta at selskapenes investeringsvilje tar utgangspunkt i mengde gjenværende reserver. Dersom et selskaps gjenværende reserver er på et lavt nivå, vil de være avhengige av at nye funn gjøres for å sikre produksjon på lengre sikt. Tilsvarende tenkes det at dersom de aggregerte gjenværende reservene for et område er på et lavt nivå, så vil det investeres mer i leteboring for å sikre at det kan produseres også på lengre sikt. En økning i det gjenværende reservegrunnlaget kan ut ifra denne logikken antas å ha en negativ sammenheng med investeringene. Altså at en økning i det gjenværende reservegrunnlaget vil påvirke leteinvesteringene negativt.

Selskapets finansielle stilling spiller en stor rolle for finansieringskostnadene, som videre påvirker investeringsviljen (Stein, 2003). Det vil ofte foreligge asymmetrisk informasjon mellom långiver og låntaker, noe som resulterer i at långiver tar sikring ved å kreve en margin for å bevilge lånet. Størrelsen på denne marginen påvirker selskapets investeringsbeslutning ettersom at marginen påvirker investeringens avkastning og selskapets lønnsomhet. Ruscher & Wolff (2012) viser at selskapene som finansierer seg med lav egenkapitalandel og har lav likviditetsbuffer er de som reduserer investeringene sine mest i dårlige tider. De små selskapene viser seg ofte å ha dårlig likviditet, og finansierer investeringene med en høy andel lånte penger. Flere av selskapene som har vært lenge på sokkelen har med tiden utviklet seg fra å være små nyetablerte til å bli større finansielt robuste selskap. Dette kan sees i sammenheng med næringens utrolige verdiskapning på sokkelen. Modne områder utgjør i dag store deler av sokkelens tilgjengelige leteareal. Her er leteaktivitetsnivået for de mindre selskapene høyere sammenlignet med de mindre utforskede områdene (umodne områdene). Med utgangspunkt i at de mindre selskapene

utgjør en ikke-ubetydelig andel av den totale leteaktiviteten på sokkelen, og at deres investeringsaktivitet lett påvirkes av dårlige tider virker det logisk at en økning i andel lånte penger ved finansiering har en negativ effekt på leteinvesteringene.

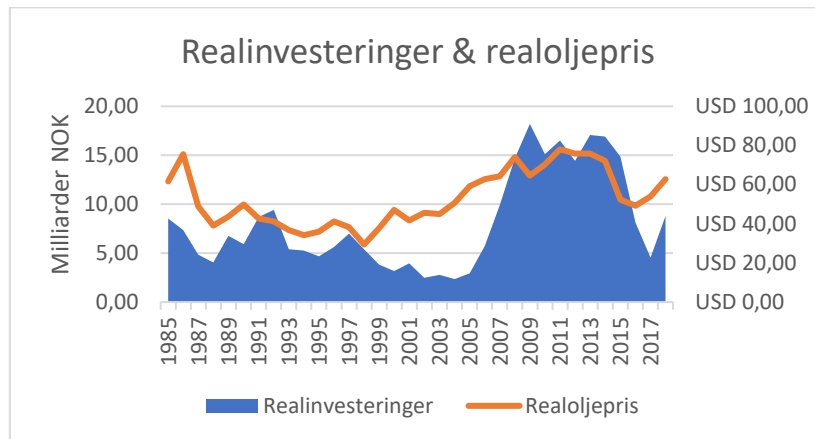
Kapittel 4

4 Datagrunnlag

Med utgangspunkt i å kunne lage en leteinvesteringsmodell for Nordsjøen med inkludering av flest mulig variabler er det funnet enklest å se på den årlige utvikling i de aktuelle variabler. Enkelte av variablene er av denne grunn på et aggregert nivå. Datainnsamlingen er i hovedsak foretatt ved bruk av Oljedirektoratets faktasider og strekker seg fra tidsperioden 1985-2018. Datagrunnlaget dekker variablene: aggregerte real-leteinvesteringer, realoljepris, aggregert ressurstilvekst, aggregert tilgjengelig leteareal og antall aktive boreoperatører. Dessverre er det for utfordrende å få inkludert alle potensielle variabler gjennomgått i delkapittel 3.4. Det vil f. eks være vanskelig å kvantifisere årlig teknologisk utvikling. En annen variabel som det kunne ha vært mulig å inkludere i modellen er den tekniske funnraten, men ettersom at det vil være den kommersielle funnraten som er av interesse så utelukkes denne. Dessverre har det ikke lyktes å skaffe den kommersielle funnraten for Nordsjøen i tidsperioden 1985-2018.

Leteinvesteringsdataene er kommet i stand etter forespørsel til Oljedirektoratet. De ulike postene som utgjør leteinvesteringene er kostnader tilknyttet boring, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon. Leteinvesteringene sammenfatter både undersøkelsesbrønner og avgrensingsbrønner. Ved bruk av konsumprisindeks (KPI), hentet fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) med 2015 som referanseår viser figur 11 utviklingen i leteaktivitetens realinvesteringer for valgt tidsperiode. Bruk av realinvesteringer og ikke de nominelle verdiene er i tråd med Parmer (2010) og Andresen & Weltz (2018) studier. Av figuren ser man at det har vært stor variasjon i investeringsnivået, hvor man registrerer en markant økning i investeringsaktiviteten spesielt etter innføringen av TFO-ordningen på midten av 2000-tallet. Kombinert med gode tider i næringen i tidsperioden 2003-2008 førte dette til høy investeringsvilje hos selskapene med en topp i 2009. Som man vet inntraff finanskrisen andre halvdel av 2008, men grunnet naturlige tregheter i tilpasningen og allerede inngåtte avtaler om investeringer viser figur 11 til et toppnivå i 2009. Derfor er det ikke overraskende at leteinvesteringene falt igjen i 2010. Bunnivået for Nordsjøen finner man i 2004, hvor den norske sokkel generelt var inni en periode med lave oljepriser og

usikkerhet rundt nye betydelige funn preget investeringsbildet. Flere av selskapene valgte derfor i denne perioden å se på kostnadsstrukturen for å spare penger, hvor de investeringer som ble gjort var med hensyn på å øke effektiviteten for selskapenes utvinningsdrift. Av figuren ser det ut til at investeringene stort sett følger utviklingen i realoljeprisnivået, som indikerer at variabelen for oljepris har en god forklaringssevne på leteinvesteringene.



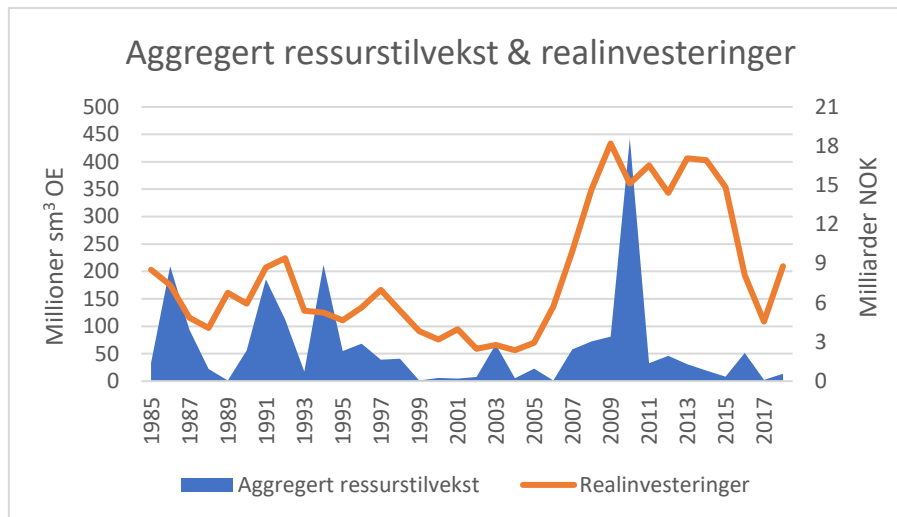
Figur 11: Utvikling i realinvesteringer & realoljepris, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Oljeprisvariabelen som er brukt for denne modellen tar utgangspunkt i oljeprishistorikken av Europe Brent Spot, også kalt Nordsjøolje. Nordsjøolje kan betraktes som en fellesbetegnelse for oljen man finner i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Dataene for tidsperioden 1987-2018 er hentet fra nettsidene til U.S Energy Information Administration (EIA), mens årene 1985 og 1986 er hentet fra Oljedirektoratets ressursrapport for 2018. Dette skyldes at det ikke fantes lengre tidsperiode tilgjengelig på EIA sine nettsider. Oljeprisen er i US Dollar (USD) og har blitt deflatert på tilgjengelig KPI for bensin i USA funnet på nettsidene til Federal Reserve Economic Data (FRED). Bruk av realoljepris i USD er i tråd med Mohn (2008), Mohn & Osmundsen (2008) og Parmer (2010) studier. Bensin, er som man vet raffinert råolje. Av denne grunn kan bensin brukes som en indikator for råolje. Det optimale hadde vært å ha brukt en KPI for Nordsjøolje direkte, ettersom at KPI som blir brukt i denne oppgaven ikke skiller mellom hvilken råolje man tar utgangspunkt i. For anvendt KPI representerer 2015 referanseåret. Figur 11 viser at realoljeprisen var på sitt høyeste i 2012, mens det var på sitt laveste i 2003. Tatt i betraktning at leteaktiviteten omfatter leting etter

olje og gass er det naturlig at utvikling i gasspris også kan tenkes å ha en påvirkning på investeringsadferden. Nærmere undersøkelser viser at utviklingen i gassprisene for valgt tidsperiode følger utviklingen som har vært i oljepris, slik at det for denne oppgaven ansees tilstrekkelig og kun se på utviklingen i oljepris. Mohn & Osmundsen (2008) sammenligner sine oljepris-elasticiteter mot den gjennomsnittlige oljepris-elasticiteten fremkommet fra leteaktivitet i USA fra Dahl & Duggan (1998). Der den gjennomsnittlige oljepris-elasticiteten for leteaktiviteten i USA overstiger 1, finner Mohn & Osmundsen (2008) oljepris-elasticitetene i deres modeller mellom 0,2 og 0,41 (s. 315). Denne forskjellen mener de kan forklares med at sokkelen er strengt regulert av den norske stat. Kemp & Kasim (2006) finner en tilsvarende moderat oljepris-elasticitet for leteaktiviteten på den britiske sokkel, som også er å anse til å være strengt regulert av myndighetene. Basert på at Nordsjøen er en del av den norske sokkel, synes det nærliggende å forvente en moderat signifikant positiv oljepris-elasticitet for dette havområdet på lang sikt.

Data for aggregert ressurstilvekst er basert på Oljedirektoratets interne data som det er fått tilgang på etter forespørsel. Ved estimering av de årlige ressurstilvekstene for denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i innholdet av de funn som det er naturlig å gå i gang med utvinning for, men også de funn hvor utvinning er lite sannsynlig. Som nevnt i delkapittel 2.4 produserer Gudrun-feltet i dag, et felt som det tidligere ble ansett som lite sannsynlig å drive produksjon fra. I og med at det har blitt drevet leteaktivitet i Nordsjøen helt siden 1966, er det ikke overraskende at den årlige ressurstilveksten har avtatt som en konsekvens av et stadig mer modnet havområdet. Figur 12 illustrerer dette. Som man kan se har det vært enkelte år hvor ressurstilveksten har vært betydelig høyere enn de nærliggende år. Dette skyldes funn av såkalte giganter, og man kan se at det senest i 2010 ble gjort et slikt funn i Nordsjøen. Dette funnet er velkjent, og går under navnet Johan Sverdrup. Fra figur 12 er det vanskelig å si om leteinvesteringene følger utviklingen i den aggregerte ressurstilveksten. Funnet av Johan Sverdrup kan være litt forstyrrende, men dette funnet er gjort etter at investeringsnivået begynte å stige kraftig fra 2005. Ser man funnene gjort i årene før 2005, utgjør ikke disse noen stor ressurstilvekst. Det kan dermed tyde på at den aggregerte ressurstilveksten ikke har noen stor forklaringskraft på leteinvesteringene i Nordsjøen for valgt tidsperiode.

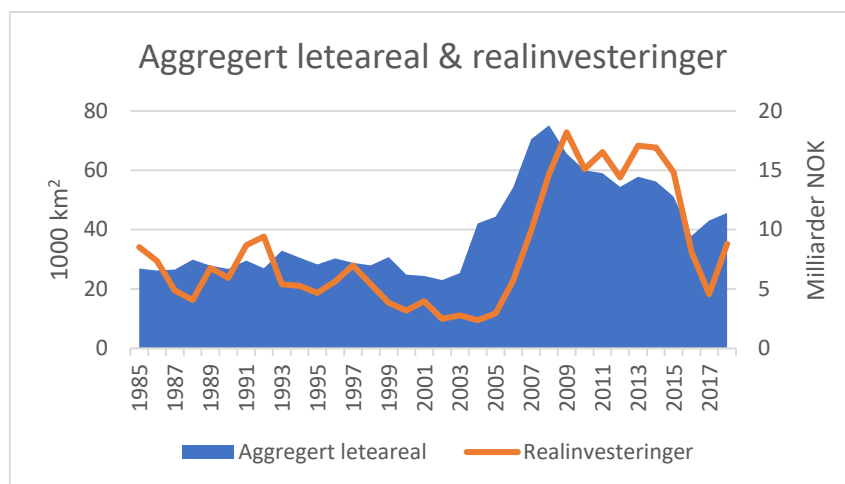


Figur 12: Utvikling aggregert ressurstilvekst & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Totalt tilgjengelig leteareal er funnet ved å se på arealendringer for de ulike lisensene. Ved å legge sammen de aktuelle tilgjengelige arealene for hvert enkelt år får man en aggregert verdi. Man kan se fra figur 13 at det oppstod en markant økning i tilgjengelig leteareal etter innføringen av TFO i 2003. Gode tider i næringen kombinert med regjeringens store tro på verdiskapning i tidligere undersøkte områder kan forklare denne økningen frem mot toppåret i 2008. Finanskrisen kan se ut til å ha spilt en rolle for utviklingen de første årene etter 2008. Tilgjengelig leteareal tok seg noe opp igjen fra 2012-2013, før man ser en ny nedgang gjennom oljekrisen. De siste par årene har det vært en økning igjen. Intuitivt tenkes det at områder som har blitt undersøkt opptil flere ganger uten hell til slutt stoppes for undersøkning. For et modent havområde, som det Nordsjøen er, vil det være naturlig at det totale tilgjengelige letearealet på et tidspunkt reduseres. Det er vanskelig å uttale seg om interessen for leteaktiviteten i Nordsjøen er fallende basert på grafen under. Man har sett en økning i selskapsmangfold på sokkelen hvor flere av disse selskapene ser muligheter for virksomhet i tidligere undersøkte områder, noe som taler for at det fremdeles er stor interesse, men så har man også sett at flere store utenlandske selskap trekker seg bort. Regjeringen bør ha en antakelse om interessen for områder som lyses ut før de lyses ut, ellers oppstår det store avvik for hva som utlyses og hva som tildeles. I og med at leteaktiviteten er fleksibel og kan avvendes til bedre tider, har nok dette hatt mye å si for det tilgjengelige letearealet spesielt under/etter finanskrisen og oljekrisen, noe som stemmer

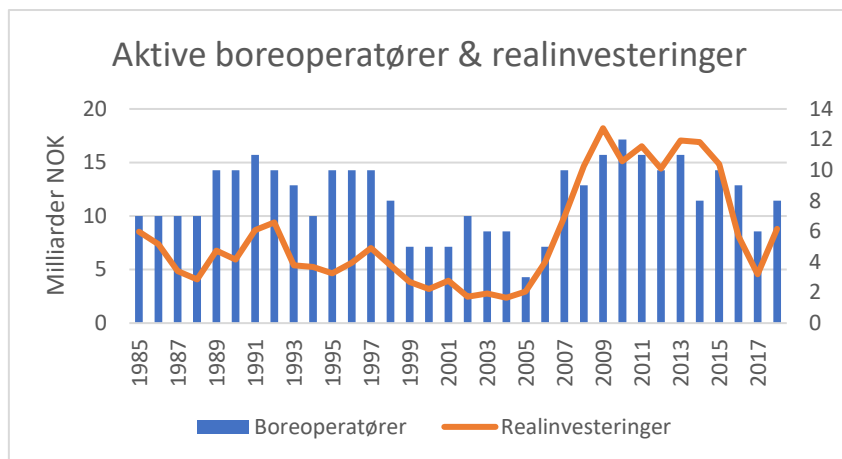
godt med utviklingen i figur 13. Figuren antyder at leteinvesteringene følger utviklingen i det aggregerte letearealet, som kan tyde på at aggregert leteareal har en god forklaringskraft på leteinvesteringene. I og med at tidligere studier har vist ulik respons fra denne variabelen på leteaktiviteten og leteinvesteringene, er det spennende å se hva oppgavens modell estimerer. Det antas likevel at man finner en langsiktig signifikant positiv effekt fra letearealvariabelen, basert på figur 13.



Figur 13: Utvikling i aggregert tilgjengelig leteareal & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Antall aktive boreoperatører er funnet ved å se på hvilke selskaper innenfor hvert enkelt år som borer letebrønner. Det tas ikke her hensyn til hvor mange letebrønner selskapene borer, her ses det kun på om aktuelle selskaper har vist aktivitet. I og med at det har forekommet endringer av navn for selskapene gjennom tidsperioden, har dette blitt justert for ved at selskapene ikke telles to ganger. Figur 14 viser utviklingen i antall aktive boreoperatører. Fra figuren ser man at antall aktive boreoperatørers utvikling er ganske sammenfallende med utviklingen i realinvesteringene. Det virker derfor som at denne variabelen har en god forklaringssevne på leteinvesteringene, og dermed vil fremkomme som signifikant og positiv i oppgavens modell.



Figur 14: Utvikling i antall aktive boreoperatører & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Tabell 1: Datagrunnlag for oppgavens modell, Nordsjøen 1985-2018.

Variabler	Nordsjøen, tidsperioden: 1985-2018
$Rinv_t$	Deflatert aggregerte leteinvesteringer Nordsjøen målt i 100 millioner NOK (2015 KPI-deflatert).
$Rolje_t$	Deflatert oljepris for Nordsjøolje målt i USD (2015 KPI-deflatert).
$Ress_t$	Aggregert ressurstilvekst målt i millioner Sm^3 oljeekvivalenter.
$Lete_t$	Aggregert tilgjengelig leteareal målt i tusen km^2 .
$Bore_t$	Antall boreoperatører av letebrønner.

Kapittel 5

5 Metode

Valgt oppgave vil undersøkes ved bruk av økonometrisk metode. Her er det interessant å se på om leteinvesteringene for tidsperioden 1985-2018 kan forklares ut ifra de variabler som tenkes å ha en påvirkning. Det er viktig å undersøke variablenes tidsserie-egenskaper for å finne ut hvilken modell som er aktuell å anvende. I dette kapitlet vil ulike metoder gjennomgås, som bidrar med et innblikk i den økonometriske teorien.

For at en modell skal kunne ha gode prediksjonsevner er det en forutsetning at variablenes tidsserier er stasjonære. Stasjonære i denne sammenheng vil si at variablene fluktuerer rundt egen forventningsverdi med konstant varians (Fabozzi et al., 2014, s. 194). Predikasjon av en ikke-stasjonær variabel vil være svært vanskelig, ettersom variabelen kan ha vilkårlige bevegelser langt unna forventningsverdien. Dersom man ønsker å utforske sammenhengen mellom ikke-stasjonære variabler er det viktig å være grundig i behandlingen av tidsseriene for å forhindre at det estimeres spuriøse sammenhenger. En forutsetning for å kunne estimere en sammenheng mellom ikke-stasjonære variabler er at variablene på sikt beveger seg likt. Ved slike tilfeller vil man ha kointegrasjon mellom variablene, som medfører andre estimeringsmetoder sammenlignet med tradisjonell regresjonsanalyse.

Første steg i prosessen mot undersøkelse av sammenheng mellom leteinvesteringer og aktuelle variabler er å sjekke variablenes stasjonaritet. Dersom variablene er stasjonære, vil det være tilstrekkelig å kjøre en multippel regresjonsanalyse. Om dette ikke er tilfellet, vil variablene måtte behandles før det undersøkes for sammenheng. Forutsatt at variablene kointegrerer, vil det være mulig å komme frem til ulike modeller som tar hensyn til at (noen av) variablene er ikke-stasjonære. Dersom man har at alle variablene er ikke-stasjonære og av $I(1)$ vil det kunne anvendes en normal vektor-feiljusteringsmodell, mens ved tilfelle der variablene er en kombinasjon av ikke-stasjonære og stasjonære variabler, $I(0)$ eller $I(1)$, vil det måtte anvendes en spesiell vektor-feiljusteringsmodell (Auto Regressive Distributed Lag vektor-feiljusteringsmodell). ARDL er en forkortelse for Auto Regressive Distributed Lag. ARDL vektor-feiljusteringsmodellen kan for øvrig også anvendes dersom variablene skulle

være av samme integreringsgrad, $I(0)$ eller $I(1)$. Se delkapittel 5.2 for mer om $I(0)$ og $I(1)$ -prosesser.

5.1 Stasjonaritet, enhetsrøtter & Dickey-Fuller test

Wooldridge (2013, s.306) forklarer en stasjonær tidsserie-prosess som følger:

A stationary time series process is one whose probability distributions are stable over time in the following sense: If we take any collection of random variables in the sequence and then shift that sequence ahead h time periods, the joint probability distribution must remain unchanged.

En stasjonær variabel kjennetegnes ved at tidsseriens verdier beveger seg rundt forventningsverdien hvor variansen ikke endres. Dette kan ikke sies om en ikke-stasjonær variabel som kjennetegnes av endring i tidsseriens forventningsverdi og varians. Wooldridge ovennevnte forklaring for stasjonaritet i den stokastiske prosessen kan formelt skrives som:

$$(5.1) F(x_{t_1}, x_{t_2}, \dots, x_{t_m}) = F(x_{t_1+h}, x_{t_2+h}, \dots, x_{t_m+h}), \text{ gitt } 1 \leq t_1 < t_2 < \dots < t_m$$

Her har man det som kalles for streng stasjonaritet, men i praksis så vil dette ofte vise seg vanskelig å oppnå. Derfor anvendes det i mange tilfeller en svakere form for stasjonaritet (kovarians-stasjonaritet). Dette er tilfellet dersom følgende kriterier er møtt (Wooldridge, 2013, s. 306):

1. $E(x_t) = \mu$. Konstant forventningsverdi for alle verdier av t . Dette vil si at tidsseriens verdier beveger seg rundt den konstante forventningsverdien.
2. $\text{Var}(x_t) = \sigma^2$. Konstant varians for alle verdier av t . Dette vil si at tidsseriens varians ikke endres med tiden.

3. $\text{Cov}[x_t, x_{t+h}] = \gamma_h$. Kovariansen i en tidsserie er kun avhengig av avstanden h mellom tidsperiodene. Det er ikke viktig med lokasjonens utgangspunkt i tidsserien. Endring i avstanden mellom tidsperiodene vil endre kovariansen med en konstant verdi.

Denne oppgaven vil ta utgangspunkt i ovennevnte definisjon av stasjonaritet når variabelenes stasjonaritets-egenskaper skal testes.

Hva som avgjør om en variabels tidsserie, er stasjonær eller ei avhenger om tidsserien har en enhetsrot. Den enkleste metoden for å teste om tidsserien følger en enhetsrot-prosess er å se på AR (1)-likningen fra Wooldridge (2013, s. 505):

$$(5.2) y_t = \alpha + \rho y_{t-1} + e_t, t = 1, 2, \dots$$

α i likningen representerer om modellen har drift eller ei. Det er stor forskjell i hvordan en enhetsrot-prosess oppfører seg med eller uten drift. For stasjonaritet-testing er det vanlig å la α være uspesifisert. Koeffisienten for ρ er hva man i hovedsak er interessert i fra likning (5.2), ettersom at denne forteller oss om tidsseriens stasjonaritet. e_t er modellens restledd med en forventningsverdi lik 0, gitt tidligere observert verdi for y . Ved estimering er nullhypotese og alternativhypotese gitt ved: $H_0: \hat{\rho} = 1$ og $H_1: \hat{\rho} < 1$.

Dersom $\hat{\rho} = 1$ eksisterer det en enhetsrot for variabelens tidsserie, som impliserer at variabelen er ikke-stasjonær. Ved tilfeller hvor $\hat{\rho} < 1$, vil det ikke eksistere enhetsrot for variabelens tidsserie og variabelen er dermed stasjonær og vil følge en stabil AR (1)-prosess. Nullhypotesen er dermed H_0 : Tidsserien er ikke-stasjonær, mens alternativhypotesen blir H_1 : Tidsserien er stasjonær.

Av praktiske årsaker transformeres ofte likning (5.2) ved å trekke fra y_{t-1} på begge sider av likningen, hvor $\rho-1$ defineres som θ . Likningen kan da skrives på følgende måte:

$$(5.3) \Delta y_t = \alpha + \theta y_{t-1} + e_t$$

Hypotesene ved estimering vil i dette tilfellet skrives som: $H_0: \hat{\theta} = 0$ og $H_1: \hat{\theta} < 0$. Problemet ved å kjøre stasjonaritet-testing på ovennevnte likning er at t-statistikken ikke er standard normalfordelt. Fordelingen som anvendes i dette tilfellet er kjent som Dickey-Fuller fordelingen (DF-fordelingen). Av denne grunn går også testen under navnet Dickey-Fuller test (DF-test). Avhengig av hvilken t-verdi man får, vil denne sees opp mot de kritiske t-verdiene som fremkommer fra DF-fordelingen. Nullhypotesen for gitt signifikansnivå forkastes dersom, $t_{\hat{\theta}} < t_{\hat{\alpha}}$. Tilsvarende vil en situasjon hvor $t_{\hat{\theta}} > t_{\hat{\alpha}}$ bety at nullhypotesen ikke forkastes. Forskjellen fra disse kritiske t-verdiene sammenlignet med de normalfordelte kritiske t-verdier er at de er lavere/har høyere absoluttverdi. Dersom de normalfordelte kritiske t-verdier anvendes ved testing vil H_0 forkastes med høyere hyppighet enn hva aktuelt signifikansnivå tilsier (Wooldridge, 2013, s. 506).

DF-testen viser svakheter dersom den estimerte koeffisienten for ρ er tett mot 1. Et annet aspekt er at det ikke tas høyde for tilbakedaterte endringsledd som gjør antakelsen om restleddet naiv. Der er å anta at inkludering av tilbakedaterte endringsledd bidrar med å rense opp i tilstedeværelse av seriekorrelasjon i Δy_t . Med utgangspunkt i ovennevnte faktorer løses dette ved å anvende en utvidet DF-test (ADF-test), hvor tilsvarende metode for hypotesetesting og kritiske verdier forblir uendret. ADF-testen tar utgangspunkt i likningen:

$$(5.4) \Delta y_t = \alpha + \theta y_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta y_{t-i} + e_t$$

Det er viktig at det velges optimalt antall tilbakedaterte endringsledd i estimeringen av modellen som fremkommer fra likning (5.4). Inkluderes det for mange endringsledd vil dette

ha en påvirkning på antall frihetsgrader som kan resultere i forringet test ved forhøyet standardavvik. Dersom det inkluderes for få endringsledd vil størrelsen på testen være feil, ettersom at anvendelse av t-statistikken avhenger av fullstendig dynamikk i modellen. Antall tilbakedaterte endringsledd henger ofte sammen med frekvensen i datagrunnlaget, ved bruk av årlige data vil det f. eks være tilstrekkelig med 1-2 endringsledd (Wooldridge, 2014, s. 524). For å velge optimalt antall tilbakedaterte endringsledd er det vanlig å ta utgangspunkt i et av informasjonskriteriene AIC, HQIC eller SBIC.

5.2 Kointegrasjon og ulike tester

Fabozzi et al. (2014) uttrykker kointegrasjon ved: «Two or more nonstationary variables are cointegrated if there exists a linear combination of the variables that is stationary» (s. 195).

Kointegrasjon betyr med andre ord at variablene beveger seg mot en langsiktig likevektsverdi. På kort sikt kan variablenes bevegelser avvike fra hverandre, men så lenge de beveger seg mot en langsiktig likevekt vil de være kointegrert.

Når man snakker om en tidsseries stasjonaritetsegenskaper uttrykker man dette med utgangspunkt i deres integreringsgrad. Dette forteller oss noe om hvor mange ganger en tidsserie må differensieres før den blir stasjonær. Dersom tidsserien er stasjonær, vil den ikke ha noen integreringsgrad og tidsserien vil være gitt som $I(0)$. En variabel som er gitt ved $I(1)$ forteller oss at variabelens tidsserie er stasjonær etter differensiering (Fabozzi et al., 2014, s. 196).

Generelt hvis man ser på sammenhengen mellom to ikke-stasjonære tidsserier (y_t og x_t) vil $y_t - \beta x_t$ følge en $I(1)$ -prosess for ulike verdier av β . Det er likevel mulig at denne sammenhengen er gitt ved en $I(0)$ -prosess som innebærer konstant forventningsverdi, konstant varians, og at autokorrelasjon kun er avhengig av avstanden i tid. Dersom det finnes en slik parameterverdi for $\beta \neq 0$, har man kointegrasjon mellom y_t og x_t . β kalles av denne grunn for kointegrasjonsparameteren (Wooldridge, s. 512). Den avhengige variabelen, som i dette tilfelle er y_t antas endogen, mens den uavhengige variabelen (forklaringsvariabelen) x_t antas eksogen. Likning (5.5) viser sammenhengen mellom de to tidsseriene.

$$(5.5) z_t = y_t - \beta x_t$$

En hyppig brukt kointegrasjonstest er Engle-Granger testen (EG-testen) som krever at alle variabelers tidsserier er I (1) (Engle & Granger, 1987). Testen tar utgangspunkt i den langsiktige likevektlikningen (5.6), hvor modellens restledd testes for stasjonaritet (Fabozzi et al., 2014, s. 197-198). Dette gjøres ved bruk av ADF-testen, som tar hensyn til tilbakedaterte endringsledd. Ordinary Least Square-residualene (OLS-residualene) fremkommer av natur med så lav varians som mulig, noe som innebærer at residualene kan se ut til å være stasjonære. Av denne grunn er det viktig å bruke korrekt t-statistikk utviklet av Engle & Yoo (1987), slik at nullhypotesen om ikke-stasjonaritet ikke forkastes oftere enn hva den burde. De kritiske t-verdiene vil her være «strengere» i form av lavere verdier (Kocenda & Cerny, 2014, s. 164). Likning (5.7) representerer endringer i modell (5.6) restledd, og er likningen som anvendes for residualtesting.

$$(5.6) y_t = c + dX_t + Z_t$$

$$(5.7) \Delta Z_t = \alpha + \theta Z_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta Z_{t-1} + u_t$$

Hypotesene kan her skrives som: H_0 : Variablene er ikke kointegrert og H_1 : Variablene er kointegrert. Dette er det samme som å skrive $H_0: \hat{\theta} = 0$ og $H_1: \hat{\theta} < 0$.

I tilfeller hvor variabelenes tidsserier er en kombinasjon av I (0) og I (1)-variabler vil det ikke være statistisk tilfredsstillende å bruke ovennevnte test. Datagrunnlaget for denne oppgaven inneholder en kombinasjon av I (0) og I (1)-variabler. I slike tilfeller kan det anvendes en bundet kointegrasjonstest, også kalt ARDL-test, utviklet av Peseran, Shin & Smith (2001). En fordel med denne testen er at den effektivt korrigerer for eventuelle endogenitetsproblemer i forklaringsvariablene (Wolde-Rufael, 2010, s. 53). Gjennomføring av testen tar utgangspunkt i aktuell ARDL-modell, likning (5.8) viser en ARDL-modell bestående av fire forklaringsvariabler (foruten endringsledd av avhengig variabel) som også er tilfelle for datagrunnlaget i oppgaven.

$$(5.8) \Delta y_t = \alpha + \beta_1 y_{t-1} + \beta_2 f_{t-1} + \beta_3 k_{t-1} + \beta_4 s_{t-1} + \beta_5 g_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta y_{t-i} + \sum_{i=1}^p \omega_i \Delta f_{t-i} + \sum_{i=1}^p \sigma_i \Delta k_{t-i} + \sum_{i=1}^p \delta_i \Delta s_{t-i} + \sum_{i=1}^p \nu_i \Delta g_{t-i} + u_t$$

Ved å bruke en F-test testes variablenes tilbakedaterte ledd for signifikans. Nullhypotesen forteller oss at det ikke er kointegrasjon mellom variablene og skrives som $H_0: \hat{\beta}_1 = \hat{\beta}_2 = \hat{\beta}_3 = \hat{\beta}_4 = \hat{\beta}_5 = 0$. Alternativhypotesen, som forteller at det er kointegrasjon mellom variablene skrives som $H_1: \hat{\beta}_1 \neq \hat{\beta}_2 \neq \hat{\beta}_3 \neq \hat{\beta}_4 \neq \hat{\beta}_5 \neq 0$. Peseran, Shin & Smith (2001, s. 290) skriver at den asymptotiske distribusjonen av F-statistikken ikke er standard normalfordelt under nullhypotesen, som innebærer at bruk av generell F-statistikk ikke er tilstrekkelig. Peseran, Shin & Smith (2001) kommer derfor frem til modifiserte kritiske F-verdier (s. 300). For signifikansnivåene: 0.1, 0.05, 0.025 og 0.01 er testen utstyrt med to kritiske verdier. Her vil de kritiske verdiene representere en øvre og en nedre grense, hvor variablene er gitt ved I (0) for den nedre grensen og I (1) for den øvre grensen. Dersom testens F-verdi er større enn samtlige øvre grensers kritiske verdier vil man kunne forkaste nullhypotesen som sier at det ikke foreligger kointegrasjon mellom variablene. I tilfellet hvor F-verdi er lavere enn samtlige nedre grensers kritiske verdier vil man ikke kunne forkaste nullhypotesen. Her vil det da ikke være noen langsiktig sammenheng mellom variablenes bevegelser.

5.3 Vektor feiljusteringsmodell

Påvisning av kointegrasjon mellom variabler medfører at man kan lage dynamiske modeller bestående av både kortsiktige og langsiktige påvirkninger. Granger & Weiss (1983) var de første til å vise denne sammenhengen i sin utforming av feiljusteringsmodeller. Tar man utgangspunkt i to variabler, x_t og y_t , som er kointegrert og bestående av et tilbakedatert endringsledd kan feiljusteringsmodellen mellom dem skrives som:

$$(5.9) \Delta y_t = \alpha + \gamma \Delta y_{t-1} + \omega \Delta x_t + \nu \Delta x_{t-1} + \theta (y_{t-1} - \beta x_{t-1}) + u_t$$

Fra ovennevnte likning kalles $\theta (y_{t-1} - \beta x_{t-1})$ for feiljusteringsleddet (Wooldridge, 2013, s. 517), hvor $(y_{t-1} - \beta x_{t-1})$ er gitt ved I (0) og dermed er stasjonært. Endringer i y_t avhenger av tidligere endring i egen variabel, tidligere endring i forklaringsvariabel x_t og (nåværende) endring i x_t . θ står her for justeringshastigheten mot likevekt. Ved et sjokk i variabel x ved tidspunkt $t-1$ som medfører økning i avstand (ikke-likevekt) for bevegelsesforholdet mellom variabel x og y , vil koeffisienten for θ fortelle oss hvor mye av denne avstanden som reduseres av modellen (har beveget seg tilbake mot likevekt) ved tidspunkt t . Koeffisienten kan ta negative verdier mellom 0 og 1, hvor en lav absoluttverdi for θ indikerer en treg justeringshastighet. Tilsvarende vil en høy absoluttverdi for θ indikere en hurtig justeringshastighet. Første del av likningen viser variablene på endringsform som representerer modellens kortsiktige påvirkninger, mens modellens langsiktige (strukturelle) påvirkninger fremkommer fra feiljusteringsleddet. Ved inkludering av flere variabler i likning (5.9) vil man kunne lage en vektor-feiljusteringsmodell, som også er utgangspunktet for datagrunnlaget i denne oppgaven.

5.4 Modellens egenskaper

Wooldridge (2014) skriver at dersom dynamikken i en modell er korrekt spesifisert, så vil ikke modellens restledd være preget av seriekorrelasjon (s. 330). Av denne grunn vil det alltid være hensiktsmessig å teste for tilstedeværelse av seriekorrelasjon for å finne ut om modellen er feilspesifisert eller ei. Ved tilstedeværelse av seriekorrelasjon vil bruk av OLS gi ugyldige resultat. Utgangspunktet for å teste restleddet for seriekorrelasjon er gitt ved likning (5.10):

$$(5.10) u_t = \rho u_{t-1} + e_t, t = 1, 2, \dots, n$$

Her representerer e_t tilfeldige variabler som er ukorrelert med null i forventningsverdi og konstant varians (Wooldridge, 2014, s.331). Ved estimering vil nullhypotesen om ingen seriekorrelasjon i modellens restledd være gitt som $H_0: \hat{\rho} = 1$, mens alternativhypotesen om tilstedeværelse av seriekorrelasjon i modellens restledd være gitt ved, $H_1: \hat{\rho} \neq 1$. Testen gjennomføres ved følgende 3 steg (Wooldridge, 2014, s. 335):

- (1) Residualinnhentning, \hat{u}_t , for alle $t = 1, 2, \dots, n$. OLS-regresjon y_t mot $x_{t1} \dots x_{tk}$.
- (2) Regresjon \hat{u}_t mot \hat{u}_{t-1} for alle $t = 2, \dots, n$. Innhent koeffisient $\hat{\rho}$ for \hat{u}_{t-1} og tilhørende t-verdi.
- (3) Se t-verdien opp mot p-verdi for aktuelt signifikansnivå og trekk slutning om H_0 beholdes eller forkastes.

En mye brukt test for seriekorrelasjon er Durbin-Watson testen (DW-testen), som også tar utgangspunkt i OLS-residualene. DW-verdien fremkommer fra likning (5.11):

$$(5.11) \text{ DW} = \frac{\sum_{t=2}^n (\hat{u}_t - \hat{u}_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^n \hat{u}_t^2}$$

DW-verdien henger nøye sammen med den estimerte ρ -verdien fra likning (5.10), og kan skrives som $\text{DW} \approx 2(1 - \hat{\rho})$. Avhengig av hvilket signifikansnivå som testes, antall forklaringsvariabler og utvalgets antall observasjoner vil DW-verdien som fremkommer testes mot tabulerte kritiske DW-verdier gitt ved en nedre og øvre grense. Antall observasjoner er for øvrig gitt som $n-i$, hvor n representerer datautvalgets totale antall observasjoner og i representerer antall tilbakedaterte endringsledd. Hypotesene vil være tilsvarende som for likning 1. H_0 forkastes i tilfeller hvor DW-verdien er lavere enn nedre grenses kritiske verdi, mens den vil beholdes dersom DW-verdien er høyere enn øvre grenses kritiske verdi. DW-verdier nær 2 impliserer at det ikke er tilstedeværelse av seriekorrelasjon i residualene, mens de verdier som er signifikant lavere enn 2 vil bety at det er tilstedeværelse av seriekorrelasjon i residualene. Som et eksempel vil et utvalg på 45 observasjoner bestående av 4 forklaringsvariabler gitt et 5 % signifikansnivå ha en kritisk verdi for nedre grense på 1,336 og en kritisk øvre grense på 1,720 (Savin & White, 1977, s. 1994).

Ved mistanke om korrelasjon mellom ulike perioders restledd anvendes ofte Breusch-Godfrey testen (BG-testen), som i og for seg kan sees på som en utvidelse av testen gjennomført på likning (5.10). Her ser man på seriekorrelasjon av en høyere orden, hvor dette testes for ved utgangspunkt i likning (5.12) som er en generell representasjon av en auto-regressiv modell av orden q .

$$(5.12) u_t = \rho_1 u_{t-1} + \rho_2 u_{t-2} + \dots + \rho_q u_{t-q} + e_t$$

Ved estimering vil nullhypotesen i dette tilfelle være gitt ved $H_0: \hat{\rho}_1 = \hat{\rho}_2 = \dots, \hat{\rho}_q = 0$, mens alternativhypotesen vil være $H_1: \hat{\rho}_1 \neq \hat{\rho}_2 \neq \dots, \hat{\rho}_q = 0$. Prosedyren for F-testen følger samme steg som for likning (5.10). Ved hypotesetesting kan man for BG-testen enten anvende F-statistikk eller LM-statistikk.

For at OLS-estimatorene i modellen skal være konsistente og upartiske er det en forutsetning at restleddet, u_t , er konstant over tid (Wooldridge, 2014, s. 283). I slike tilfeller kan man si at restleddet er homoskedastisk. I undersøkelse om en modells restledd er homoskedastisk brukes det ofte en svakere antakelse for homoskedastisitet som baserer seg på følgende forutsetninger for u^2 :

- Ukorrelert med alle uavhengige variabler (X_t).
- Ukorrelert med alle uavhengige variablers kvadrat (X_t^2).
- Ukorrelert med alle kryssprodukt av de uavhengige variablene.

Med utgangspunkt i denne antakelsen utviklet Halbert White testen som man i dag kjenner som White-test for heteroskedastisitet. For en vilkårlig modell bestående av to uavhengige variabler vil White-testens utgangspunkt være de estimerte koeffisientene fra likning (5.13).

$$(5.13) u_t^2 = \omega_0 + \omega_1 X_1 + \omega_2 X_2 + \omega_3 X_1^2 + \omega_4 X_2^2 + \omega_5 X_1 X_2 + e_t$$

Her vil nullhypotesen, H_0 , være at restleddet er homoskedastisk, mens alternativhypotesen vil implisere at det er heteroskedastisk. For ovennevnte modell vil alle ω -koeffisientene, foruten konstantleddets testes. Ved estimering er nullhypotesen dermed gitt ved $H_0: \hat{\omega}_1 = \hat{\omega}_2 = \hat{\omega}_3 = \hat{\omega}_4 = \hat{\omega}_5 = 0$. Alternativhypotesen blir da $H_1: \omega_1 \neq \omega_2 \neq \omega_3 \neq \omega_4 \neq \omega_5 \neq 0$. Som for BG-testen kan det også for denne testen anvendes F-statistikk eller LM-statistikk (Wooldridge, 2014, s. 223).

«Violation of the normality assumption may lead to use of suboptimal estimators, invalid inferential statements and to inaccurate conclusions» (Jarque & Bera, 1987, s. 164). Jarque-Bera testen (JB-testen) undersøker om datautvalget er normalfordelt ved bruk av LM-statistikk. Utregning av JB-verdien som anvendes ved testing er vist i likning (5.14). Her representerer n antall observasjoner, s utvalgets skjevhet og k utvalgets kurtose.

$$(5.14) JB = \frac{n}{6} (s^2 + \frac{1}{4}(k - 3)^2)$$

Dersom et datautvalg er normalfordelt kjennetegnes det ved at forventningsverdien for både skjevhet og kurtose er lik 0. Av denne grunn er nullhypotesen, H_0 , i JB-testen gitt ved: $s = k = 0$. Alternativhypotesen blir da: $s \neq k \neq 0$.

Til slutt vil modellens stabilitet undersøkes. Brown et. al (1975, s. 150) skriver at nullhypotesen, H_0 , ved regresjonsanalyse tar utgangspunkt i modellens rekursive residual som er ukorrelert med forventningsverdi 0 og konstant varians. Videre skriver de at disse residualene vil følge H_0 over modellens tidsperiode, så lenge det ikke forekommer en endring i modellen. En endring vil gi synlige utslag, som rokker ved modellens stabilitet. Nullhypotesen for stabilitet over tid er gitt ved parametervektoren, β_T . Ved estimering skrives nullhypotesen som $H_0: \hat{\beta}_1 = \hat{\beta}_2 = \dots = \hat{\beta}_T = \hat{\beta}$. Ved å plote de summerte kvadrerte verdiene for de rekursive residualene over tid, og deretter se hvordan residualene beveger seg innenfor en øvre og nedre grense for gitt signifikansnivå får man en visuell representasjon av modellens stabilitet.

Kapittel 6

6 Resultater

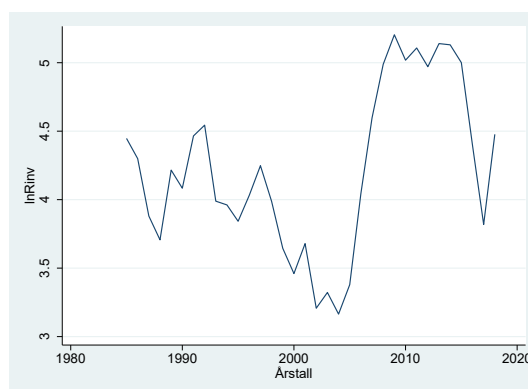
I utformingen av leteaktivitetsmodellen for Nordsjøen (1985-2018) har modelleringsprogrammet STATA blitt tatt i bruk. Her har alle variabelenes verdier blitt transformert ved bruk av den naturlige logaritmen hvilket betyr at det estimeres Cobb-Douglas type funksjoner. Ettersom de kortsiktige parameterne ikke har noen strukturell tolkning, så vil det være de langsiktige parameterne som er av interesse i oppgaven. Endelig modell inneholder hverken dummy-variabel for strukturell endring eller trendvariabel, da disse viste seg å være ikke-signifikante ved nærmere undersøkelse. Resultatene vil presenteres i samme kronologiske rekkefølge som delkapitlene i kapittel 5.

6.1 Stasjonaritetstesting

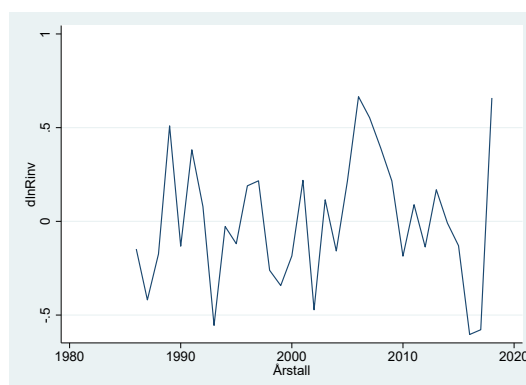
Tabell 2 gir en oversikt over variabelenes stasjonaritet. Som man kan se vil alle variablene være stasjonære enten ved nivåform eller endringsform gitt et 5 % signifikansnivå, altså er variablene I (0) eller I (1). Informasjonskriteriet som er brukt for å beregne optimalt antall tilbakedaterte endringsledd er SBIC. Figurene 15-22 gir en grafisk representasjon av de ln transformerte variablene $Rinv_t$, $Rolje_t$, $Lete_t$ og $Bore_t$ på nivå- og endringsform. Man ser fra variablenes grafer på endringsform at de fluktuerer rundt forventningsverdien med en tilnærmet konstant varians. Resultatene fra delkapittel 6.1 er tilfredsstillende for å gå videre til testing av kointegrasjon.

Tabell 2: Stasjonaritetstesting på oppgavens variabler ved 5 % signifikansnivå.

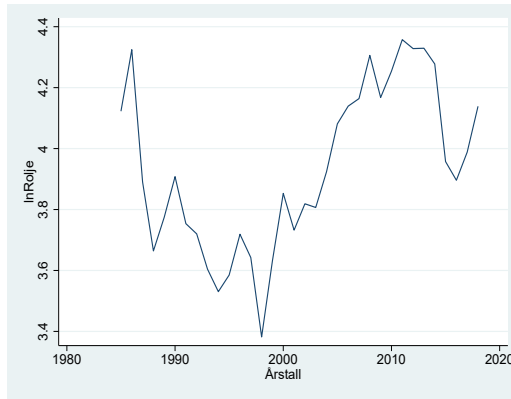
Variabel	Antall lag	Stasjonaritet ved nivåform	Stasjonaritet ved førstedifferensiering	Integreringsgrad
$\ln Rinv_t$	1	Ikke-stasjonær	Stasjonær	I (1)
$\ln Rolje_t$	1	Ikke-stasjonær	Stasjonær	I (1)
$\ln Ress_t$	0	Stasjonær	Stasjonær	I (0)
$\ln Lete_t$	1	Ikke-stasjonær	Stasjonær	I (1)
$\ln Bore_t$	1	Ikke-stasjonær	Stasjonær	I (1)



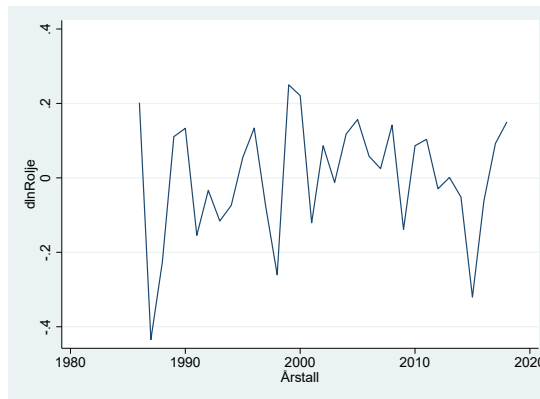
Figur 15: Leteinvesteringene på nivåform, 1985-2018.



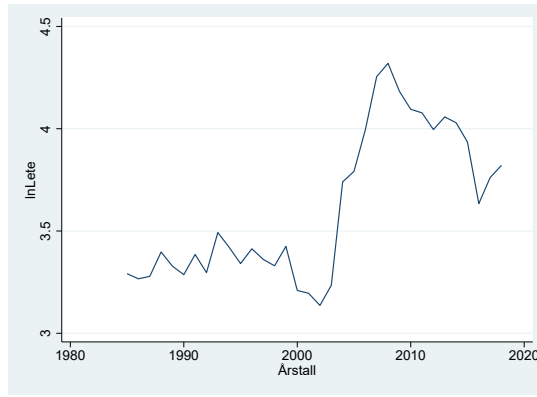
Figur 16: Leteinvesteringene på endringsform, 1985-2018.



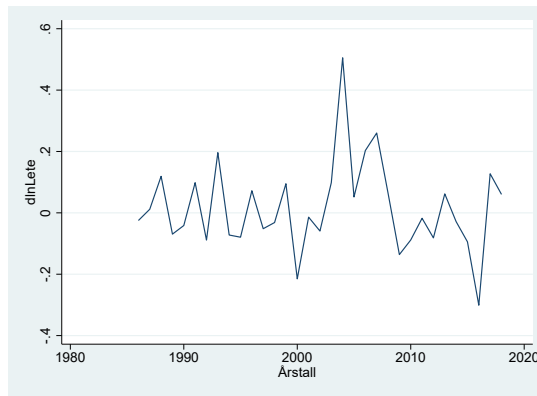
Figur 17: Oljeprisen på nivåform, 1985-2018.



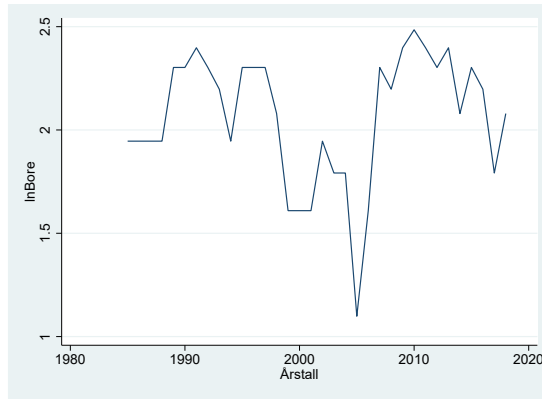
Figur 18: Oljeprisen på endringsform, 1985-2018.



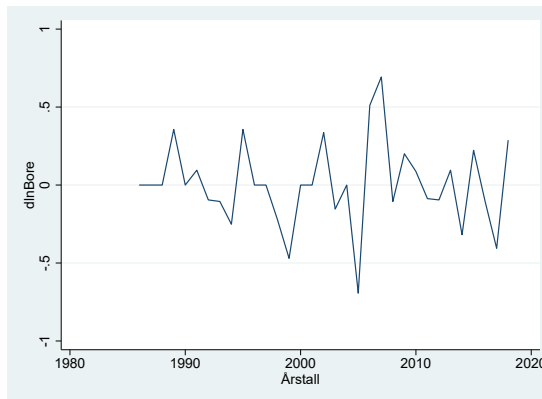
Figur 19: Aggregert tilgjengelig leteareal på nivåform, 1985-2018.



Figur 20: Aggregert tilgjengelig leteareal på endringsform, 1985-2018.



Figur 21: Antall aktive boreoperatører på nivåform, 1985-2018.



Figur 22: Antall aktive boreoperatører på endringsform, 1985-2018.

6.2 Kointegrasjonstesting

Som nevnt i delkapittel 5.2 så vil det ikke være statistisk tilfredsstillende å anvende EG-testen for kointegrasjon i de tilfeller hvor datagrunnlaget er en kombinasjon av I (0) og I (1)-variabler. Resultatet ved å kjøre en EG-test kan likevel fungere som en indikator for kointegrasjon mellom oppgavens variabler. Figur 23 viser et skjermbilde av resultatet ved å kjøre EG-testen på oppgavens datagrunnlag. Testen indikerer at man med 90 % sannsynlighet kan si at variablene fra oppgavens datagrunnlag er kointegrerte.

Engle-Granger test for cointegration		N (1st step) =	34	
		N (test) =	33	
	Test Statistic	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-4.748	-5.662	-4.852	-4.461

Figur 23: Resultat fra EG-test på oppgavens datagrunnlag.

Den korrekte kointegrasjonstesten for oppgavens datagrunnlag er den bundete kointegrasjonstesten, også kalt ARDL-test, utviklet av Peseran, Shin & Smith (2001). I Figur 24 representerer den første kolonnen antall forklaringsvariabler i datagrunnlaget, den andre kolonnen representerer variablenes øvre og nedre grense for kritiske verdier ved 10 % signifikansnivå, mens de resterende kolonnene representerer øvre og nedre grenses kritiske verdier ved henholdsvis 5, 2.5 og 1 % signifikansnivå. Ettersom at F-verdi > alle øvre grenses kritiske verdier har man at testen indikerer kointegrasjon mellom variablene.

Pesaran/Shin/Smith (2001) ARDL Bounds Test

H0: no levels relationship F = **7.095**

t = **-5.369**

Critical Values (0.1-0.01), **F-statistic**, Case 3

	[I_0] L_1	[I_1] L_1	[I_0] L_05	[I_1] L_05	[I_0] L_025	[I_1] L_025	[I_0] L_01	[I_1] L_01
k_4	2.45	3.52	2.86	4.01	3.25	4.49	3.74	5.06

accept if F < critical value for I(0) regressors

reject if F > critical value for I(1) regressors

Critical Values (0.1-0.01), **t-statistic**, Case 3

Figur 24: Resultat fra ARDL-test på oppgavens datagrunnlag.

6.3 Resultat fra ARDL vektor-feiljusteringsmodell

Som nevnt i introduksjonen til kapittel 5 vil tolkning av variablenes koeffisienter ved multippel regresjonsanalyse kun være statistisk valid dersom variablene er stasjonære. Man kan likevel bruke resultatene fra en statisk modell som en referanse opp mot de langsiktige strukturelle effektene som fremkommer fra utformet ARDL vektor-feiljusteringsmodell. Tabell 3 viser en oversikt over de ulike variablenes estimerte koeffisienter og signifikans, hvor man kan se at modellene synes til å være relativt like. Modell 1 representerer her den statiske modellen, mens modell 2 representerer ARDL vektor-feiljusteringsmodellen. Foruten den aggregerte ressurstilveksten har alle inkluderte uavhengige variabler signifikante positive langtidseffekter (de fleste ved 1 % signifikansnivå). Justeringshastigheten viser at 92,9 % av eventuelt avvik fra likevekten fjernes i løpet av nåværende tidsperiode. 10 % økning i oljepris, totalt tilgjengelig leteareal og antall aktive boreoperatører vil ut ifra ARDL vektor-feiljusteringsmodellen resultere i økninger på henholdsvis 6,56 %, 6,97 % og 10,81 % for leteinvesteringene i Nordsjøen. Man ser fra modell 1 og modell 2 at variabelen for den aggregerte ressurstilveksten ikke viser seg signifikant i noen av modellene, noe som stemmer fra antakelsen gjort i kapittel 4. Av denne grunn er det også laget en ARDL vektor-feiljusteringsmodell uten denne variabelen, representert ved modell 3. Fra modell 3 fremkommer nokså like resultat som for modell 2.

Tabell 3: Resultater fra multippel regresjonsmodell og oppgavens to ARDL vektor-feiljusteringsmodeller.

VARIABLER	(1)	(2)	(3)
	Modell 1 lnRinv _t	Modell 2 ΔlnRinv _t	Modell 3 ΔlnRinv _t
lnRolje _{t/t-1}	0,692** (0,268)	0,656** (0,265)	0,610** (0,261)
lnRess _{t/t-1}	0,019 (0,037)	-0,021 (0,034)	-
lnLete _{t/t-1}	0,497** (0,207)	0,697*** (0,210)	0,737*** (0,207)
lnBore _{t/t-1}	1,086*** (0,190)	1,081*** (0,199)	1,010*** (0,172)
lnRinv _{t-1}	-	-0,929*** (0,173)	-0,895*** (0,162)
Konstant	-2,605*** (0,776)	-2,821*** (0,814)	-2,620*** (0,737)
Observasjoner	34	33	33
R ²	0,803	0,699	0,694

Standardfeil i parentesene

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

_t anvendes for variablene i modell 1, mens _{t-1} anvendes for variablene i modell 2 & 3.

For å komme frem til modell 3 i tabell 3, ble det testet for kointegrasjon mellom variablene ved bruk av EG-testen som er statistisk valid dersom variablene er I (1). Resultatet er vist i figur 25. Ut ifra testen kan man med 95 % sannsynlighet si at det foreligger kointegrasjon mellom variablene.

Engle-Granger test for cointegration		N (1st step) = 34		
		N (test) = 33		
	Test Statistic	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-4.888	-5.227	-4.447	-4.068

Figur 25: Resultat fra EG-test på justert datagrunnlag.

6.4 Testing av modellenes egenskaper

I dette delkapittelet vil resultatene fra vektor-feiljusteringsmodellenes (modell 2 og 3) DW-tester, BG-tester, White-tester og JB-tester presenteres. Til slutt vil det gjøres en grafisk fremstilling av modellenes stabilitet, gitt ved CUSUM-plott.

For DW-test på datagrunnlaget for modell 2 fremkommer det en DW-verdi på 1,834, se tabell 4. Savin & White (1977, s. 1994) kritiske verdier ved 5 % signifikansnivå for 33 observasjoner og 4 forklaringsvariabler er gitt ved nedre grense lik 1,193 og øvre grense lik 1,730. Ettersom at $1,834 > 1,730$ beholdes H_0 , som indikerer at restleddet ikke er preget av seriekorrelasjon. For modell 3, som er justert ved å ekskludere variabelen for aggregert ressurstilvekst fremkommer det en DW-verdi på 1,894. Bruk av tilsvarende signifikansnivå som for modell 2 med 33 observasjoner og 3 forklaringsvariabler gir kritisk-verdi for nedre grense lik 1,258 og øvre grense lik 1,651. H_0 , som indikerer at restleddet ikke er preget av seriekorrelasjon beholdes også for modell 3. Ettersom at modellene inneholder et tilbakedatert endringsledd for de ulike variablene er antall observasjoner gitt ved 33 og ikke 34.

Tabell 4: Resultater fra STATA ved utførelse av DW-test.

Test	DW-verdi	Nedre grense	Øvre grense	H_0	H_1	Konklusjon
DW-test						
Modell 2	1,834	1,193	1,730	$\hat{\rho} = 0$	$\hat{\rho} \neq 0$	Behold H_0
Modell 3	1,894	1,258	1,651	$\hat{\rho} = 0$	$\hat{\rho} \neq 0$	Behold H_0

Ved testing av høyere ordens seriekorrelasjon i modell 2 kommer det fra STATA at BG-testens χ^2 -verdi er lik 0,078 med en p-verdi på 0,780. Nullhypotesen vil her beholdes, som indikerer at det ikke finnes seriekorrelasjon av høyere orden i modellen. Tilsvarende fremkommer en χ^2 -verdi fra modell 3 lik 0,009 med en p-verdi på 0,926, også her beholdes H_0 .

Tabell 5: Resultater fra STATA ved utførelse av BG-test.

Test	Chi ² -verdi	p-verdi	H ₀	H ₁	Konklusjon
BG-test					
Modell 2	0,078	0,780	$\hat{\rho}_1 = \hat{\rho}_2$ = ... = $\hat{\rho}_{33} = 0$	$\hat{\rho}_1 \neq \hat{\rho}_2$ $\neq \dots \neq$ $\hat{\rho}_{33} \neq 0$	Behold H_0
Modell 3	0,009	0,926	$\hat{\rho}_1 = \hat{\rho}_2$ = ... = $\hat{\rho}_{33} = 0$	$\hat{\rho}_1 \neq \hat{\rho}_2$ $\neq \dots \neq$ $\hat{\rho}_{33} \neq 0$	Behold H_0

Resultatene fra White-testen som kjøres for å undersøke tilstedeværelse av heteroskedastisitet i modellenes restledd er gitt ved en χ^2 -verdi på 33 og en p-verdi på 0,418 for begge modellene. Ettersom at p-verdien her er høy beholdes H_0 , som impliserer at modellenes restledd er homoskedastiske.

Tabell 6: Resultater fra STATA ved utførelse av White-test.

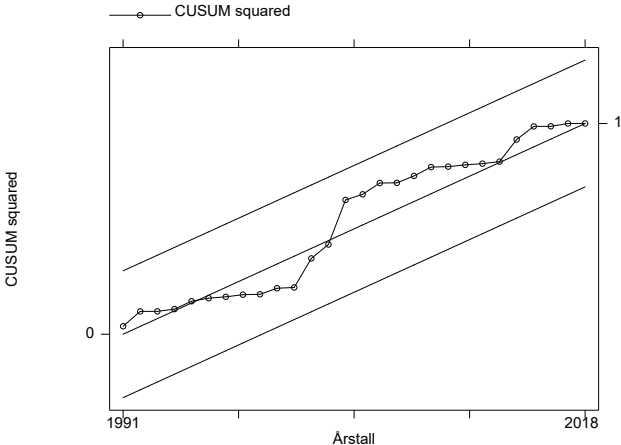
Test	Chi ² -verdi	p-verdi	H ₀	H ₁	Konklusjon
White-test					
Modell 2	33	0,418	$\hat{\omega}_1 = \hat{\omega}_2$ = ... = $\hat{\omega}_{16} = 0$	$\hat{\omega}_1 \neq \hat{\omega}_2$ $\neq \dots \neq$ $\hat{\omega}_{16} \neq 0$	Behold H_0
Modell 3	33	0,418	$\hat{\omega}_1 = \hat{\omega}_2$ = ... = $\hat{\omega}_9 = 0$	$\hat{\omega}_1 \neq \hat{\omega}_2$ $\neq \dots \neq$ $\hat{\omega}_9 \neq 0$	Behold H_0

Resultatene fra JB-testen viser en χ^2 -verdi på 0,678 og en p-verdi på 0,777 for modell 2, mens modell 3 viser en χ^2 -verdi på 0,613 og p-verdi på 0,979. Dette medfører at nullhypotesen om at datagrunnlaget er normalfordelt beholdes for begge modellene.

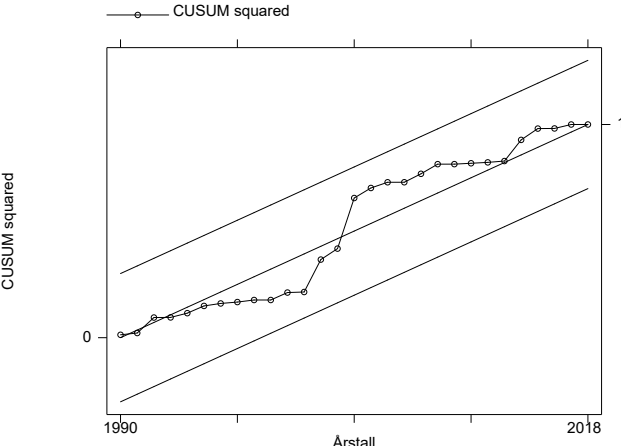
Tabell 7: Resultater fra STATA ved utførelse av JB-test.

Test	Chi ² -verdi	p-verdi	H ₀	H ₁	Konklusjon
JB-test					
Modell 2	0,678	0,777	$s = k = 0$	$s \neq k \neq 0$	Behold H_0
Modell 3	0,613	0,979	$s = k = 0$	$s \neq k \neq 0$	Behold H_0

Figur 26 og 27 viser plott av de kumulative kvadrerte rekursive residual-verdiene over tid. Man kan se at de kumulative kvadrerte rekursive residualene beveger seg innenfor grensene gjennom hele utvalgets tidsperiode. Modellene er derfor stabile.



Figur 26: Kumulative kvadrerte rekursive residual-verdier modell 2, 1985-2018.



Figur 27: Kumulative kvadrerte rekursive residual-verdier modell 3, 1985-2018.

6.5 Drøfting av resultater

Modell 2 estimerer signifikante positive elastisiteter (de fleste ved 1 % signifikansnivå) for variablene realoljepris, totalt tilgjengelig aggregert leteareal og antall aktive boreoperatører. Dette samsvarer godt med antakelsene gjort på forhånd. Variabelen for aggregert ressurstilvekst viser seg å være negativ og ikke-signifikant. Det er vanskelig å forklare hvorfor variabelens estimerte koeffisient er negativ da man skulle forvente at en økning i ressurstilveksten ville påvirke selskapenes investeringsvilje positivt. Ettersom variabelen ikke har noen signifikant forklaringssevne på leteinvesteringene i Nordsjøen for tidsperioden 1985-2018 ses det bort i fra denne variabelen. I modell 3 er denne variabelen utelatt, og man kan se at dette ikke fører til nevneverdige utslag for modellens estimerte koeffisienter sammenlignet med modell 2. Det er derfor ikke noen overraskelse at modellenes R^2 er nesten identiske. Justeringshastighetene for begge modellene er høye som indikerer at modellene har gode responderingsevner på eventuelle sjokk som fører til ubalanse i modellenes likevekt. Av denne grunn er det de langsiktige effektene som er av interesse i denne oppgaven, ettersom at de kortsiktige effektene raskt korrigeres mot de strukturelle langsiktige effektene. Som nevnt i kapittel 4 er det ikke alle variabler det har vært mulig med datainnhenting for. Flere av disse variablene ville nok hatt god forklaringssevne på leteinvesteringene. En R^2 på ca. 70 % for modell 2 og 3 indikerer at modellene «kun» kan forklare 70 % av variansen i leteinvesteringene.

Det finnes ikke noen direkte sammenlignbare studier for leteinvesteringene i Nordsjøen. Parmer (2010) og Andresen & Weltz (2018) estimeringer av leteinvesteringsmodeller på den norske kontinentalsokkel for tidsperiodene 1980-2009 (Parmer) og 1980-2015 (Andresen & Weltz) er dermed de mest nærliggende studier å sammenligne resultatene fra oppgaven mot. Fra Parmer (2010) sine to ulike feiljusteringsmodeller viser de langsiktige oljepris-elastisitetene seg positive og signifikante med verdier på 1,69 og 2,64, mens Andresen & Weltz (2018) estimerer en signifikant positiv langsiktig oljepris-elastisitet på 0,393. De estimerte oljepriselasitetene i denne oppgaven, fra modell 2 og 3, viser seg å være mellom estimeringene for ovennevnte studier.

Selv om de ulike havområdene har ulike karakteristika, som det tenkes påvirker selskapenes investeringsadferd gjør Mohn & Osmundsen (2008, s. 311) følgende antakelse når de skal

utforme sin leteaktivitetsmodell med utgangspunkt i antall letebrønner boret på norsk sokkel for tidsperioden 1965-2004:

In practice, a quite stable group of oil and gas companies have had comparable access to the three regions of our data set over the sample period. The political and regulatory regime is also the same for the three regions, producing a unified business framework. We therefore assume that the underlying economic behaviour represented by our data set does not vary across regions.

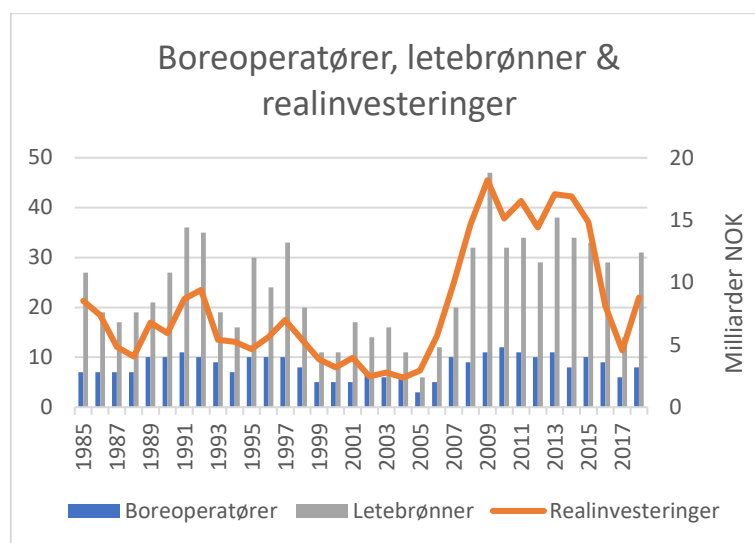
Her representerer «the three regions» havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Mohn & Osmundsen (2008) feiljusteringsmodell tar som nevnt utgangspunkt i totale antall letebrønner. Totale antall letebrønner og totale leteinvesteringer kan i teorien sees på som mål for det samme. De finner en langsiktig signifikant oljepris-elasticitet på 0,25, noe som er lavere enn estimeringene for denne oppgaven. Oppgavens oljepris-elasticiteter som fremkommer fra modell 2 og 3 er likevel lavere enn 1 som kjennetegner områder som er strengt regulert.

Med bakgrunn i ovennevnte antakelse og at Nordsjøen er en del av den norske sokkel som er strengt regulert synes det tilfredsstillende med de estimerte langsiktige oljepriselasticitetene som fremkommer fra modell 2 og 3.

Til forskjell fra Mohn & Osmundsen (2008) viser variabelen for aggregert totalt tilgjengelig leteareal seg å ha signifikante positive langtidseffekter i oppgavens modeller. Mohn & Osmundsen (2008) finner kun en signifikant positiv korttidseffekt på leteaktiviteten fra leteareal-variabelen. At oppgavens modeller viser seg å ha signifikante positive langsiktige leteareals-elasticiteter tyder på at selskapene finner store deler av de tildelte leteområdene interessante, ettersom at interessen for områdene opprettholdes selv om de mest «attraktive» blokkene undersøkes først. Parmer (2010) finner også i en av hennes modeller en positiv signifikant langtidseffekt for sin inkluderte leteareal-variabel. Tildeling av nytt leteareal viser seg med andre ord viktig for selskapenes investeringsvilje i Nordsjøen, hvor utvinningstillatelsene etter årtusenskiftet utelukkende har kommet fra TFO-konsesjonsrundene.

Når det kommer til variabelen for antall aktive boreoperatører er dette en variabel man ikke finner i tidligere utførte studier. Variabelen viser seg som den med høyest elasticitet i

oppgavens modeller. Fra figur 28 ser man at det kan se ut til at antall aktive boreoperatører og antall letebrønner boret henger nøye sammen. Det virker til å være en sammenheng der økning i antall aktive boreoperatører resulterer i at det bores betydelig flere letebrønner. Det er dermed ikke så overaskende at denne variabelen har den største elastisiteten. Resultatet er dogg noe overaskende ettersom at aktørsammenstillingen vil variere fra år til år, noe som rent intuitivt kunne tilsa ulik investeringsvilje for hvert år. Ut ifra dette er det da også en rimelig antakelse at antall aktive boreoperatører sender et positivt bekræftende signal om at det er «gode tider» for å drive leteaktivitet.



Figur 28: Utvikling boreoperatører, letebrønner & realinvesteringer, Nordsjøen 1985-2018.

(Kilde: Oljedirektoratet)

Resultatene fra de ulike testene viser at oppgavens modeller har gode tidsserieegenskaper.

Resultatene indikerer blant annet:

- Ikke tilstedeværelse av seriekorrelasjon i modellenes restledd.
- Ikke tilstedeværelse av høyere ordens seriekorrelasjon i modellenes restledd.
- Modellenes restledd er homoskedastiske. Restleddene har dermed konstant varians.
- Modellene er normalfordelte.
- Modellene er stabile.

Med utgangspunkt i ovennevnte resultat fra de ulike testene har man oppfylt tidsseriekravene for at OLS-estimatorene skal være de beste lineære upartiske estimatorene avhengig av forklaringsvariablene, X (Wooldridge, 2013, s. 279-285). Resultatene fra tabell 3 kan dermed tolkes direkte ut ifra hvordan de fremkommer i tabellen.

Kapittel 7

7 Konklusjon

Leteaktiviteten i Nordsjøen vil fortsette å prege de totale leteinvesteringene på sokkelen i årene som kommer. Så lenge avkastningen pr. letekrone opprettholdes på et visst nivå vil det være grunnlag for selskapene å drive letevirksomhet i området. De gjenværende ressursene for havområdet blir stadig færre, men enn så lenge har ikke dette gitt nevneverdig utslag for leteinvesteringene. Dette viser at selskapene ser muligheter for verdiskapning også i de små petroleumsforekomstene.

Verdenssamfunnet er i dag preget av en aktiv klimadebatt, hvor det undertegnes ulike avtaler om en grønnere fremtid. Enn så lenge finnes det ikke noen klare substitutter i storskala som truer petroleumens posisjon som verdens største energikilde. I en petroleumsavhengig nasjon som det Norge er vil denne næringen fortsette å prege landets BNP i stor grad frem til man begynner å se starten på en globalt fallende etterspørsel etter sokkelens petroleum.

Så lenge den globale etterspørselen etter sokkelens petroleum opprettholdes vil investeringsadferden til selskapene i Nordsjøen og på norsk sokkel generelt kunne forklares med utgangspunkt i faktorer belyst i denne oppgaven.

Oppgavens to feiljusteringsmodellens estimeringer for den langsiktige oljepriseffekten samsvarer med tidligere studiers resultat om at oljepris er en viktig driver av investeringsbeslutninger i letevirksomheten. Modellene inkluderer også andre forklaringsvariabler for leteinvesteringene, som gir langsiktige signifikante effekter.

Statens regulering og utvikling av ulike ordninger tidlig på 2000-tallet har vist seg positive for leteaktiviteten i Nordsjøen og på norsk sokkel. Det vil være viktig for opprettholdelsen av aktivitetsnivået at myndighetene fortsetter med utvikling av tiltak for å gjøre sokkelen attraktiv også i de kommende tiår.

Fremtidsutsikter med utgangspunkt i EIAs energirapport for 2019

Fremtiden for Brent Crude Oil (Nordsjøolje) ser lys ut ifølge EIAs energirapport for 2019 (s. 34). Deres referansemodell predikerer en positiv utvikling i oljeprisen frem til 2050, hvor de predikerte verdiene som fremkommer tar utgangspunkt i 2018 USD-verdi. Den gjennomsnittlige prisen for et fat Nordsjøolje vil ifølge modellen deres ligge på 81,73 USD i 2025. Økning i den globale etterspørselen etter Nordsjøoljen fører videre til at den gjennomsnittlige prisen øker til 92,98 USD i 2030. I 2040 vil prisen ha økt ytterligere til 105,16 USD pr. fat. På dette tidspunktet antas det at de resterende oljeformasjoner vil være betydelig mye vanskeligere å ekstrahere, noe som vil resultere i et vesentlig høyere kostnadsnivå for utvinningen av de resterende forekomster (The Balance, 2019). Oljeprisens utvikling flates mer eller mindre ut frem mot 2050, hvor det anslås en pris på 107,94 USD pr. fat.

Ser man fremtidsutsiktene til leteaktiviteten i Nordsjøen og på norsk sokkel generelt ut ifra EIAs prognoser for oljeprisen virker det som at selskapene og norsk økonomi har stor grunn til å være optimistiske for fremtiden. Det er vanskelig å si noe om hvilken utvikling man vil se for leteaktivitetens kostnadsnivå frem mot 2040. Man skulle anta at selskapene har lært fra den nylig avsluttede oljekrisen, hvor kostnadsnivået for næringen ble betydelig redusert. I så tilfelle er det å forvente at selskapene forblir konservative med pengebruken selv om næringen går gode tider i møte. Når det er sagt så er det ganske sikkert at kostnadsnivået vil stige noe som en konsekvens av stadig økende CO₂-avgifter og en mer utfordrende leteaktivitet. Så lenge kostnadsnivået ikke følger utviklingen i oljeprisen vil næringen utvise økt lønnsomhet i årene som kommer sammenlignet med hva næringen har opplevd tidligere.

Den globale etterspørselen etter Nordsjøolje vil med utgangspunkt i EIAs prognoser være høy frem til 2050 (i alle fall). Som nevnt i introduksjonen til kapittel 2 vil det kreves en betydelig leteaktivitet for å opprettholde produksjonen fra midten av 2020-tallet. Basert på den norske økonomis avhengighet av petroleumsinntektene og de høye predikerte vedvarende oljeprisene vil det være underlig om myndighetene ikke prøver å legge til rette for at sokkelen blir enda mer attraktiv for leteaktivitet i de kommende tiår (f. eks ved å åpne for leteaktivitet i Lofoten). Man kan ikke med sikkerhet forutsi teknologiens utvikling, og

dermed heller ikke om produksjon og salg av alternative energikilder vil være mer lønnsomme enn petroleumsnæringen om 20-30 år. Som nevnt i kapittel 1 anslår DNV GL i deres energirapport for 2018 at 50 % av verdens totale energiproduksjon vil komme fra fornybare energikilder i 2050. Ser man dette i sammenheng med en markant økning i kostnadsnivået fra 2040 som følge av en betydelig mer utfordrende ekstrahering er det å forvente at man vil se en naturlig reduksjon i produksjonsmengden. For Nordsjøen, som har blitt utforsket vesentlig lengre enn de to andre havområdene på sokkelen, kan det tenkes at reduksjon i produksjonsmengde vil oppstå før 2040 som en konsekvens av «tomme» ressurslagre for havområdet.

Referanseliste

- Andersen, H. & Walle, M. A. (2015). Hva forklarer utviklingen i foretaksinvesteringene? Hentet fra <https://norges-bank.brage.unit.no/norges-bank-xmlui/handle/11250/2506558>
- Andresen, L. & Weltz, I. S. (2018). *Oljeprisens effekt på norske oljeinvesteringer 1975-2015* (Masteroppgave). Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim.
- Brooks, C. (2002). *Introductory Econometrics for Finance*. Cambridge university press.
- Brown, R. L., Durbin, J., & Evans, J. M. (1975) Techniques for testing the constancy of regression relationships over time. *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological)*, 37(2), 149-163.
- Bruder, J.M. & Wilberg, T. (2019). *Lønnsomhet i olje- og gassbransjen* (Masteroppgave). Norges handelshøyskole, Bergen.
- Bøhm, F. M. & Mohn, K. (2017). Agentteori, atferdsfinans og oljeinvesteringer. *Samfunnsøkonomen*, 6, 26-38.
- Cappelen, Å., Eika, T., & Prestmo, J. (2010). *Nedbyggingen av petroleumsvirksomheten: Hvor store blir utfordringene for norsk økonomi*.
- Dahl, C., & Duggan, T. E. (1998). Survey of price elasticities from economic exploration models of US oil and gas supply. *Journal of Energy Finance & Development*, 3(2), 129-169.
- DNV, G. (2018). Energy Transition Outlook 2018: A Global and Regional Forecast to 2050.
- Egeland, I. (2015). *Analyse av tids- og kostnadsutvikling for Statoil Leteboring Norge* (Masteroppgave). Universitetet i Stavanger.
- EIA, U. (2019). Annual energy outlook 2019: with projections to 2050.
- Engle, R. F., & Granger, C. W. (1987). Co-integration and error correction: representation, estimation, and testing. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, 251-276.
- Engle, R. F., & Yoo, B. S. (1987). Forecasting and testing in co-integrated systems. *Journal of econometrics*, 35(1), 143-159.
- Equinor. (2018, 15. mars). Statoil to change name to Equinor. Hentet fra <https://www.equinor.com/en/news/15mar2018-statoil.html>.
- Fabozzi, F. J., Focardi, S. M., Rachev, S. T., & Arshanapalli, B. G. (2014). *The basics of financial econometrics: Tools, concepts, and asset management applications*. John Wiley and Sons.
- Fisher, F.M. (1964). *Supply and costs in the US petroleum industry: Two econometric studies*. Resources for the future.
- Granger, C. W., & Weiss, A. A. (1983). Time series analysis of error-correction models. In *Studies in econometrics, time series, and multivariate statistics* (s. 255-278). Academic Press.

- Hysing, A. (2019, 12. mars). Norge fortsatt fullstendig avhengig av olje. *Computerworld*. Hentet fra <https://www.cw.no/artikkel/oljeenergi/norge-fortsatt-fullstendig-avhengig-av-olje>
- Jarque, C. M., & Bera, A. K. (1987). A test for normality of observations and regression residuals. *International Statistical Review/Revue Internationale de Statistique*, 163-172.
- Jorgenson, D. W., & Siebert, C. D. (1968). A comparison of alternative theories of corporate investment behaviour. *The American Economic Review*, 58(4), 681-712.
- Kaspersen, L. (2019, 22. juni). *Dagens næringsliv*. Hentet fra <https://www.dn.no/olje/exxonmobil/oljeanalytiker-bra-for-norge-at-aktorbildet-pa-norsk-sokkel-endres/2-1-626012>
- Kemp, A., & Kasim, S. (2006). A regional model of oil and gas exploration in the UKCS. *Scottish Journal of Political Economy*, 53(2), 198-221.
- Kočenda, E., & Černý, A. (2015). *Elements of time series econometrics: An applied approach*. Charles University in Prague, Karolinum Press.
- Misund, B. & Mohn, K. (2009). Investment and uncertainty in the international oil and gas industry. *Energy Economics*, 31(2), 240-248.
- Mohn, K. & Osmundsen, P. (2011). Asymmetry and uncertainty in capital formation: an application to oil invest. *Applied economics*, 43(1), 4387-4401.
- Mohn, K. (2008). Leting etter olje og naturgass: Tallenes tale.
- Mohn, K., & Osmundsen, P. (2008). Exploration economics in a regulated petroleum province: the case of the Norwegian Continental Shelf. *Energy Economics*, 30(2), 303-320.
- Norsk olje- og gass. (2018, 8. oktober). Oljeinntektene fosser inn til Norge. Hentet fra <https://www.norskoljeoggass.no/om-oss/nyheter/2018/10/oljeinntektene-fosser-inn-til-norge/>.
- Norsk Petroleum. (2019a, 24. juli). Statens inntekter. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/okonomi/statens-inntekter/>.
- Norsk Petroleum. (2019b, 25. mars). Leteaktivitet. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/leting/leteaktivitet/>.
- Norsk Petroleum. (2019c, 3. juni). Petroleumsloven og konsesjonssystemet. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/rammeverk/rammeverkkonsesjonssystemet-petroleumsloven/>.
- Norsk Petroleum. (2019d, 3. juni). Letepolitikk. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/leting/letepolitikk/>
- Norsk Petroleum. (2019e, 6. august). Norsk petroleumshistorie. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/rammeverk/rammevilkarpetroleumshistorie/>
- Norsk Petroleum. (2019f, 6. mai). Mangfold og konkurranse. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/utbygging-og-drift/aktorbildet/>
- Norsk Petroleum. (2019g, 18. oktober). Utslipp til luft. Hentet fra <https://www.norskpetrolem.no/miljo-og-teknologi/utslipp-til-luft/>

- Norsk Petroleum. (2019h). Ordliste. Hentet fra <https://www.norskpetroleum.no/ordliste/>
- Oljedirektoratet. (2018). *Ressursrapport 2018 leting*. Hentet fra <https://www.npd.no/globalassets/1-npd/publikasjoner/ressursrapport-2018/ressursrapporten-2018-n-lav.pdf>.
- Oljedirektoratet. (2019, 21. mars). Prekvalifisering. Hentet fra <https://www.npd.no/fakta/utvinningstillatelser/prekvalifisering/>
- Parmer, P. (2010). *Leteinvesteringer på den norske kontinentalsokkelen: En empirisk analyse*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim.
- Pesaran, M. H., Shin, Y., & Smith, R. J. (2001). Bounds testing approaches to the analysis of level relationships. *Journal of applied econometrics*, 16(3), 289-326.
- Regjeringen. (2016, 20. september). Kongsjongsrunder. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/kongsjongsrunder/id2001295/>
- Regjeringen. (2018, 18. juni). 24 kongsjongsrunde – tilbud om andeler. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/24.-kongsjongsrunde--tilbud-om-andeler/id2604737/>
- Regjeringen. (2019, 14. mars). Rekordtildeling i TFO 2018. Hentet fra <https://www.npd.no/fakta/utvinningstillatelser/kongsjongsrunder/tfo-2018/rekordtildeling-i-tfo-2018/>
- Ruscher, E., & Wolff, G. B. (2012). *Corporate balance sheet adjustment: stylized facts, causes and consequences* (No. 2012/03). Bruegel Working Paper.
- Savin, N., & White, K. (1977). The Durbin-Watson Test for Serial Correlation with Extreme Sample Sizes or Many Regressors. *Econometrica*, 45(8), 1989-1996.
- Skjold, A. (2014). *Implementering av ny teknologi – en samfunnsøkonomisk tilnærming* (Masteroppgave). Universitetet i Bergen.
- Stein, J. C. (2003). Agency, information and corporate investment. *In Handbook of the Economics of Finance* (Vol. 1, s. 111-165). Elsevier.
- The Balance. (2019, 26. august). Oil Price Forecast 2019-2050. Hentet fra <https://www.thebalance.com/oil-price-forecast-3306219>
- Tobin, J. (1969). A general equilibrium approach to monetary theory. *Journal of money, credit and banking*, 1(1), 15-29.
- Wolde-Rufael, Y. (2010). Bounds test approach to cointegration and causality between nuclear energy consumption and economic growth in India. *Energy policy*, 38(1), 52-58.
- Wooldridge, J. (2013). *Introduction to Econometrics* (Europe, Middle East & Africa. utg.). Hampshire: Cengage Learning.

Appendiks

A.1 Ordliste

Tabell A 1: Ordliste.

(Kilde: Norsk Petroleum., 2019h).

Ord/uttrykk/forkortelser	Forklaring
Arealavgift	Årlig avgift for rettighetshaverne tilknyttet hver kvadratkilometer i en utvinningstillatelse.
Avgrensningsbrønn	Brønn boret for å avgrense et funns området.
Blokk	Et definert området åpent for leteaktivitet.
Fat olje	Amerikansk rommål, hvor et fat tilsvarer 159 liter.
Felt	En eller flere samlede petroleumsforekomster med godkjent plan for utbygging og drift.
Funn	Petroleumsforekomst sannsynliggjort for å inneholde bevegelig petroleum.
Kommersiell funnrate «Kongen i statsråd»	Forhold mellom lønnsomme funn og antall undersøkelsesbrønner boret. Vedtatt beslutning foretatt av kongen og hans statsråd.
Konsesjonsbelagt område	Område tildelt i en konsesjonsrunde.
Konsesjonsrunde	En prosess hvor regjeringen deler ut nye leteareal, skiller mellom nummererte- og TFO-konsesjonsrunder.
Kontinentalsokkelen	Det norske sjøterritorium som omfatter Barentshavet, Nordsjøen og Norskehavet.
Letebrønn	Felles betegnelse for avgrensningsbrønn og undersøkelsesbrønn.
Modent område	Leteområde som har blitt undersøkt opptil flere ganger.
Nordsjøolje	Globalt referansemål for «søt og lett» råolje fra Nordsjøen. Olje fra norsk sokkel betraktes generelt som Nordsjøolje.
NST	Nordsjøtildelingene, forløper til TFO.
OED	Olje- og energidepartementet.
Oljeekvivalent (OE)	Brukes for sammenslåing av ressursmengdene for olje, gass, NGL og kondensat.
Operatør	Rettighetshaver som forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten.
Petroleumsforekomst	Ansamling av petroleum i en geologisk enhet.
Reserver	Angir den mengde petroleum som er tilgjengelig/vil bli tilgjengelig for produksjon.
Ressurstilvekst	Den mengde petroleum et funn/flere funn genererer.
Teknisk funnrate	Forhold mellom tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner boret.
TFO	Tildelinger i forhåndsdefinerte områder.
Umodent område	Leteområde som ikke tidligere har blitt undersøkt.
Undersøkelsesbrønn	Brønn boret for å finne petroleum.
Uoppdagede ressurser	Anslåtte verdier av forekomster som enda ikke er påvist ved boring.
Utvinningstillatelse	Tillatelse som gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumsforekomster innenfor angitt geografisk område.

A.2 Informasjonskriterier

Optimalt antall tilbakedaterte endringsledd bestemmes ofte ved å ta utgangspunkt i tilgjengelige informasjonskriterier. De tre mest velkjente informasjonskriteriene som anvendes i dag er: Akaike's (AIC) fra 1974 etter statistikeren Hirotugu Akaike, Schwarz Bayesian (SBIC) fra 1978 etter statistikeren Gideon E. Schwarz og Hannan-Quinn (HQIC) fra 1979 etter statistikerne Edward J. Hannan & Barry G. Quinn.

Beskrivelse av informasjonskriteriene er hentet fra Brooks (2002, s. 257). Hvert av disse informasjonskriteriene består av to ulike ledd, hvor det ene leddet er en funksjon av summen for de kvadrerte residualer (RSS). Det andre leddet gir en straff med utgangspunkt i at det mistes frihetsgrader ved å inkludere flere parametere. Generelt vil informasjonskriteriene påvirkes på to ulike måter dersom det ilegges en ny variabel eller ekstra endringsledd til en modell. RSS vil her falle, mens verdien for «straffeledet» vil øke. Målsettingen er å velge antall parametere som minimerer verdien for informasjonskriteriet.

$$\text{AIC} = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{2k}{T}$$

$$\text{SBIC} = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{k}{T} \ln(T)$$

$$\text{HQIC} = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{2k}{T} \ln(\ln(T))$$

Her representerer $\hat{\sigma}^2$ residualvariansen, k antall estimerte parametere og T utvalgets antall observasjoner. Informasjonskriteriet som straffer strengest ved inkludering av flere parametere er SBIC, mens AIC er kriteriet som straffer mildest.

A.3 AIC, HQIC & SBIC

Tabell A 2: Optimalt antall tilbakedaterte endringsledd på nivåform.

Variabel (nivåform)	AIC	HQIC	SBIC
InRinv _t	1	1	1
InRolje _t	1	1	1
InRes _t	0	0	0
InLete _t	1	1	1
InBore _t	1	1	1

Tabell A 3: Optimalt antall tilbakedaterte endringsledd på endringsform.

Variabel (Endringsform)	AIC	HQIC	SBIC
InRinv _t	0	0	0
InRolje _t	0	0	0
InRes _t	1	1	1
InLete _t	0	0	0
InBore _t	0	0	0

A.4 Stasjonaritetsegenskaper

Tabell A 4: Stasjonaritetsegenskaper ved nivåform for ulike signifikansnivå.

Variabel (nivåform)	Kritisk t-verdi	1 %	5 %	10 %	Stasjonaritet
$\ln Rinv_t$	1,629	3,696	2,978	2,620	Ikke-stasjonær
$\ln Rolje_t$	1,695	3,696	2,978	2,620	Ikke-stasjonær
$\ln Ress_t$	4,545	3,696	2,978	2,620	Stasjonær***
$\ln Lete_t$	1,240	3,696	2,978	2,620	Ikke-stasjonær
$\ln Bore_t$	2,714	3,696	2,978	2,620	Stasjonær*

Signifikansnivå er representert ved: *** signifikant på 1 %, ** signifikant på 5 % og * signifikant på 10 %. T-verdiene som er brukt for signifikanstesting er representert ved Dickey-Fuller kritiske t-verdier. Alle verdier er gitt ved absoluttform.

Tabell A 5: Stasjonaritetsegenskaper ved endringsform for ulike signifikansnivå.

Variabel (endringsform)	Kritisk t-verdi	1 %	5 %	10 %	Stasjonaritet
$\ln Rinv_t$	4,352	3,702	2,980	2,622	Stasjonær***
$\ln Rolje_t$	5,466	3,702	2,980	2,622	Stasjonær***
$\ln Ress_t$	9,311	3,702	2,980	2,622	Stasjonær***
$\ln Lete_t$	4,930	3,702	2,980	2,622	Stasjonær***
$\ln Bore_t$	6,089	3,702	2,980	2,622	Stasjonær***

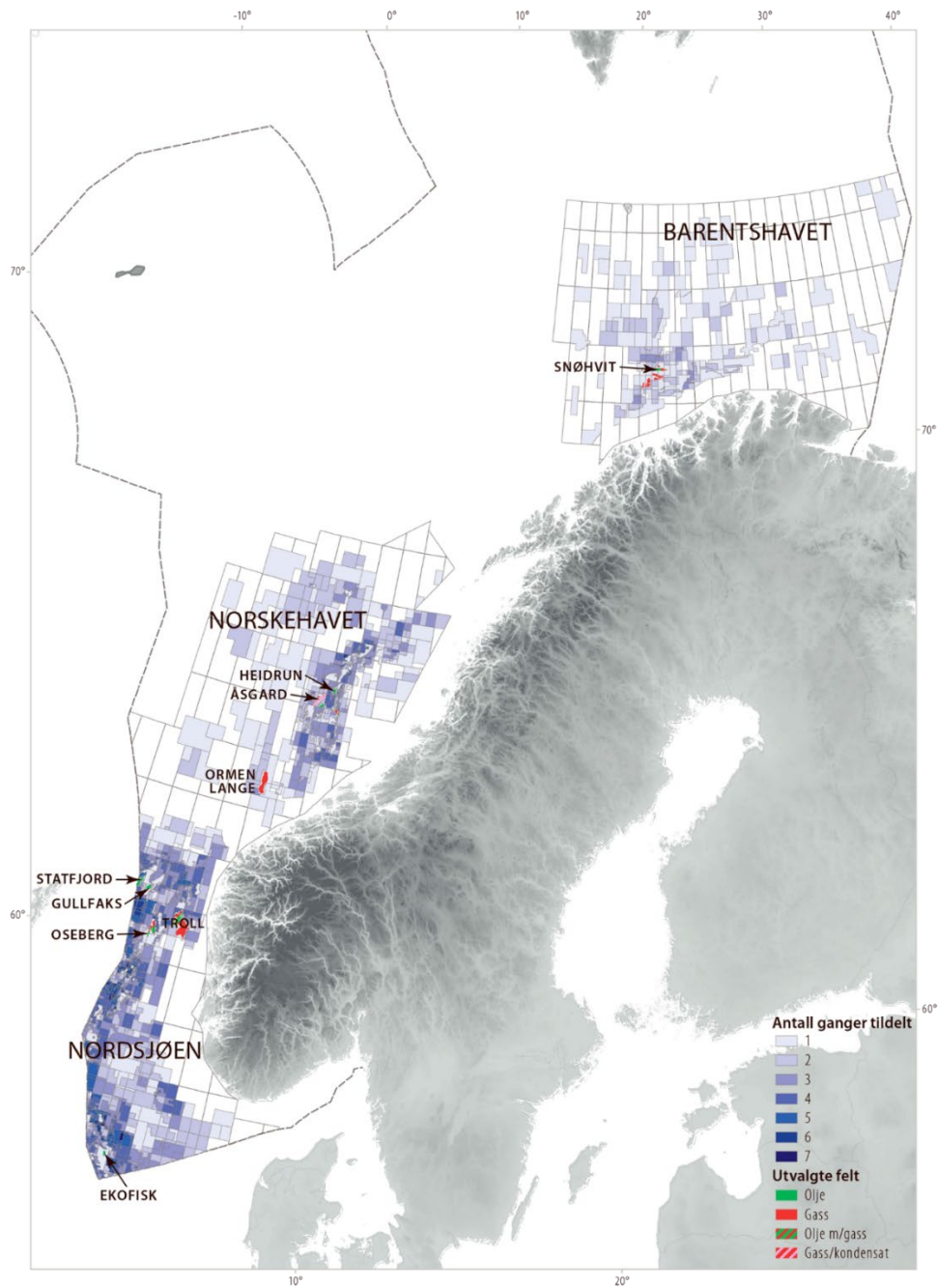
Signifikansnivå er representert ved: *** signifikant på 1 %, ** signifikant på 5 % og * signifikant på 10 %. T-verdiene som er brukt for signifikanstesting er representert ved Dickey-Fuller kritiske t-verdier. Alle verdier er gitt ved absoluttform.

A.5 Deskriptiv statistikk

Tabell A 6: Deskriptiv statistikk for oppgavens variabler.

Variabel	Observasjoner	Gjennomsnitt	Standardavvik	Minimum	Maksimum
Rinv _t (i 100 mill. NOK)	34	80,986	48,145	23,672	182,009
Rolje _t (i USD)	34	52,989	14,108	29,428	78,060
Ress _t (i mill. sm ³ OE)	34	62,332	86,100	0,990	442,514
Lete _t (i tusen km ²)	34	39,558	15,059	23,020	75,153
Bore _t (antall)	34	8,235	2,223	3	12
Δ Rinv _t (i 100 mill. NOK)	33	0,0785	25,601	-67,294	47,460
Δ Rolje _t (i USD)	33	0,030	8,480	-26,621	13,816
Δ Ress _t (i mill. sm ³ OE)	33	-0,590	118,656	-409,927	361,267
Δ Lete _t (i tusen km ²)	33	0,569	5,993	-13,294	16,699
Δ Bore _t (antall)	33	0,030	1,882	-3	5
lnRinv _t (i 100 mill. NOK)	34	4,219	0,596	3,164	5,204
lnRolje _t (i USD)	34	3,934	0,267	3,382	4,357
lnRess _t (i mill. sm ³ OE)	34	3,257	1,529	-0,010	6,092
lnLete _t (i tusen km ²)	34	3,611	0,357	3,136	4,319
lnBore _t (antall)	34	2,065	0,309	1,099	2,485

A.6 Tildelinger på norsk sokkel



Figur A 1: Tildelinger på norsk sokkel.

(Kilde: Oljedirektoratet., 2018, s. 22).