



Norwegian University of
Science and Technology

OLJEPRISENS EFFEKT PÅ
NORSKE OLJEINVESTERINGER
1975-2015

EN EMPIRISK ANALYSE AV ULIKE INVESTERINGSARTER I DEN NORSKE
OLJENÆRINGEN

INGER SAMDAHL WELTZ

LINE ANDRESEN

*Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet
Institutt for Samfunnsøkonomi*

JUNI 2018

VEILEDER: KÅRE JOHANSEN

Forord

Denne masteroppgaven er et avsluttende arbeid på en 2-årig mastergrad ved Institutt for Samfunnsøkonomi ved NTNU. Vi har hatt gleden av å ha Kåre Johansen som veileder, og vil rette en stor takk til han. Han har bidratt med verdifull veiledning, raske tilbakemeldinger og alltid åpen dør.

Vi vil også rette en stor takk til familie og venner for oppmuntrende ord og uvurderlig støtte. I tillegg har vi satt stor pris på gode studievenner som har bidratt med trivelig stemning og humor i hverdagen.

Til slutt vil vi rette en takk til Institutt for samfunnsøkonomi for en fin studietid på NTNU.

Oppgavene er i sin helhet et felles arbeid av Inger Samdahl Weltz og Line Andresen. Vi står til ansvar for alle synspunkter og tolkninger.

Trondheim, 31.05.18

Line Andresen og Inger Samdahl Weltz

Sammendrag

Oljesektoren i Norge har hatt stor betydning på den norske økonomien de siste fem tiårene. I 1969 ble det første oljefunnet gjort på den norske kontinentalsokkel. Dette førte til store inntekter i årene som fulgte. I 2015 utgjorde oljesektoren mer enn 20 prosent av BNP, hvilket gjør det viktig å forstå mekanismene i industrien, spesielt for myndigheter og økonomer.

Formålet med denne masteroppgaven er å undersøke effekter av endringer i oljepris på investeringer på den norske kontinentalsokkel. Ved å bruke minste kvadraters metode på et tidsseriedatasett, estimeres effekten av oljeprisen på to typer investeringer. Dataene er innhentet fra SSB og består av årlige observasjoner på leteinvesteringer og investeringer i oljerigger, plattformer og moduler, i tillegg til andre nøkkelvariabler. Observasjonene strekker seg fra år 1975 til 2015.

Resultatene fra estimeringene viser at oljeprisen har en signifikant effekt på leteinvesteringer, men ikke på investeringer i rigg, plattform og moduler. Videre viser det seg at effekten av forklaringsvariablene er ulik under et regime hvor kortsiktig prisendring er negativ sammenlignet med et regime hvor prisendringen er positiv.

Abstract

The oil sector has had a far-reaching impact on the Norwegian economy for the last five decades. In 1969, oil was found on the Norwegian continental shelf, causing large increases in revenue in the years that followed. In 2015, more than 20 percent of the Norwegian GDP consisted of values generated through the oil industry, hence making an understanding of mechanisms in the industry especially important for politicians and economists.

The purpose of this master's thesis is to find the effect of changes in the oil price on investments on the Norwegian continental shelf. By using the method of ordinary least squares on a time series data set, estimations are made of the effect of the oil price on two types of investments. The data is obtained from the Central Bureau of Statistics in Norway and consists of annual numbers for investment in oil exploration and oil rigs, platforms and modules, in addition to other key variables. The observations start in year 1975 and end in 2015.

It is found that the oil price has significant effects on exploration investments, but not on investments in oil rigs, platforms and modules. Furthermore, the effect of the explanatory variables is found to be different under a regime where the short-term price change is negative compared to a regime where the price change is positive.

Innhold

1	Introduksjon	1
2	Norsk oljeindustri	3
2.1	Aktørbildet	3
2.2	Utviklingen i pris og investeringer	4
3	Teorigrunnlag	9
3.1	Tidligere litteratur	9
3.2	Investeringsteori	10
3.2.1	Totale investeringer	11
3.2.2	Modell for investeringsatferd	13
3.2.3	Investeringsbeslutningen	15
3.2.4	Hovedfaktorer for forståelsen av oljeinvesteringene	16
4	Data, empirisk spesifisering og økonometrisk metode	19
4.1	Datasettet	19
4.2	Variabeldefinisjoner	20
4.3	Tidsserieegenskaper	24
4.3.1	Stasjonaritet	24
4.3.2	Enhetsrot-prosesser	25
4.3.3	Dickey-Fuller test for stasjonaritet	26
4.3.4	Kointegrasjon	29
4.4	Feiljusteringsmodell	29
4.4.1	Estimering av parametre i modell med kointegrasjon	31
4.5	Empirisk spesifisering av feiljusteringsmodellen	32
4.6	Modellegenskaper	34
4.6.1	Testing for feilspesifisering	34
4.6.2	Parameterstabilitet	36
5	Modell og resultater	39
5.1	Modelleringsstrategi	39

5.2	Resultater	40
5.2.1	Modell 1: Leteinvesteringer	40
5.2.2	Modell 2: Investeringer i rigg, plattformer og moduler	43
5.2.3	Likheter og forskjeller i modell 1 og modell 2	45
5.2.4	Resultater sett i lys av tidligere studier	45
5.3	Parameterstabilitet og prediksjonsevne	46
5.4	Sensitivitetsanalyser	49
5.5	Utvidet testing for asymmetriske responser	53
6	Konklusjon	55
	Referanser	57
A	Appendiks	61
A.1	Informasjonskriterier	61
A.2	AIC og SBIC	62
A.3	Partiell autokorrelasjonsfunksjon av $\Delta InvLet_t$ og $\Delta InvRigg_t$	63
A.4	Residualer	64
A.5	Korrelasjon mellom $realpris_{1t}$, $pris_t$ og $driftsres_t$	64
A.6	Deskriptiv statistikk	65

1 Introduksjon

Denne oppgaven forsøker å analysere oljeprisens effekt på to typer investeringsarter i norsk oljesektor i årene 1975 til 2015. Ved å benytte en økonometrisk modell på et tidsseriedatasett undersøkes kortsiktige og langsiktige effekter av prisendringer på investeringer i leteaktivitet og investeringer i oljerigger, plattformer og moduler. Det er et mål å få kunnskap om oljeprisen påvirker de to typene investeringer forskjellig. Videre testes det også for asymmetrisk respons i investeringene på prisoppgang og prisnedgang.

Oljesektoren har spilt en betydelig rolle i norsk økonomi helt siden det ble funnet olje på den norske sokkel i 1969. Olje og gass har vært en enorm eksportvare for Norge og i perioden 1971 til 2017 har petroleumssektoren på det meste stått for over 50 prosent av norsk eksport ¹. I følge Eika (2008) har konjunktorene i Norge blitt forsterket av oljeindustrien gjennom den høye etterspørselen fra utlandet etter olje.

Endringer i investeringene har vist seg å påvirke hele nasjonens økonomi. En endring i oljeinvesteringene påvirker økonomien gjennom en standard makroøkonomisk multiplikatoreffekt (Begg, Vernasca, Fischer & Dornbusch, 2011). Økte investeringer gir økt aggregert etterspørsel både direkte og indirekte gjennom økt konsum.

Det har videre hatt ulike effekter regionalt når oljeprisen har svingt kraftig. Rogaland har gjerne blitt betegnet som oljefylket i Norge og opplevde store konsekvenser av endringen i oljeprisen i 2014. Antall fast ansatte i oljeselskap gikk ned med 307 i perioden 2012 til 2015 i fylket. Mest betydelig ble imidlertid nedgangen for leverandørindustrien i Rogaland, som i samme tidsperiode endret antall ansatte med -4614 (Vatne, 2016). I en slik region er derfor analyser av oljesektoren av særlig interesse.

Opgaven henter inspirasjon fra Parmer (2010) som gjør en empirisk analyse av leteinvesteringer på den norske kontinentalsokkel. Denne oppgaven skiller seg fra Parmer ved at den analyserer to forskjellige investeringsarter. I tillegg har Parmer

¹Se figur 2.1

(2010) benyttet seg av kvartalsdata for en periode som spenner seg fra første kvartal 1980 til fjerde kvartal 2009, mens denne oppgaven bruker årsdata fra 1975 til 2015. Her finnes det også både kortsiktige og langsiktige effekter av prisendringer på leteinvesteringer, i motsetning til den tidligere oppgaven som bare finner langsiktige effekter. I denne oppgaven gjennomføres det også mer konkret testing for asymmetriske investeringsresponsers.

Videre bygger oppgaven på Mohn og Osmundsen (2011) og Ringlund, Rosendahl og Skjerpen (2008). Førstnevnte ser på leteinvesteringer i forbindelse med usikkerhet og asymmetri, mens sistnevnte ser på land utenfor OPEC og hvordan en endring i oljeprisen påvirker oljeriggaktiviteten. I kapittel 3 blir aktuell litteratur gjennomgått i større dybde.

Hovedtrekkene i resultatene viser at det er forskjeller i hvordan oljepris påvirker de to typene investeringer. Leteinvesteringene endrer seg signifikant ved endringer i oljeprisen, men dette gjelder ikke investeringer på rigg, plattform og moduler. Det presenteres mulige tolkninger av disse forskjellene etter at resultatene blir presentert i kapittel 5.

Opgavens disposisjon er som følger: Kapittel 2 ser på norsk oljeindustri og utviklingen i investeringer og priser etter oljefunnet i 1969. Deretter, i kapittel 3, presenteres tidligere litteratur som bakgrunn for teorigrunnlaget, og det gjøres en gjennomgang av investeringsteori for å forstå investeringene i oljesektoren. I kapittel 4 presenteres datasettet som ligger til grunn for oppgaven, og variablene som benyttes i analysen forklares. Videre beskrives egenskapene ved den økonometriske metoden. Resultater og analyser framstilles i kapittel 5. Oppgaven avsluttes med en konklusjon og en drøfting av andre mulige studier i kapittel 6.

2 Norsk oljeindustri

De siste 100 årene har det vært store endringer i norsk økonomi. Oljesektoren har vokst frem og utgjorde i 2015 over 20 prosent av BNP. Den høye andelen av BNP forklares i stor grad av at oljeprisen har vært høy over tid. Utvinning og oppdagelse av olje har gitt økt velstandsutvikling, og oljeeventyret har brakt Norge på inntektstoppen blant OECD-land ².

Konjunkturutviklingen har også blitt påvirket av petroleumsvirksomheten. I årtusenskiftet ble deler av oljeformuen konvertert til finansielle fordringer i form av Statens pensjonsfond – Utland. Fondet ble opprettet for å sikre langsiktig stabilitet i Norge. Eika (2008) antar at om disse ressursene brukes på en fornuftig måte på kort og lang sikt, vil svingningene i norsk økonomi være moderate sammenlignet med resten av verden.

De følgende delkapitlene presenterer aktørbildet i oljeindustrien og svingningene i pris og investeringer for perioden 1975-2015.

2.1 Aktørbildet

Oljenæringen er i følge Olje-og energidepartementet (2015) Norges viktigste næring. Med en stor og viktig næring følger mange forskjellige aktører. Oljedirektoratet (2016) deler aktørene i den norske oljeindustrien inn i følgende fem selskapstyper: *Små selskap*, *Mellomstore selskap*, *Europeiske gass/kraftselskap*, *Store utenlandske selskap* og *Store norske selskap*. I *Store utenlandske selskap* inngår blant annet British Petroleum (BP) og Shell med flere. Gruppen *Store norske selskap* består derimot bare av to selskaper, Statoil og Petoro. I førstnevnte er staten hovedaksjonær, mens sistnevnte er et statlig aksjeselskap.

Funnet på Ekofisk i 1969 ble gjort av amerikanske Phillips (Regjeringen, 2016). I startfasen av det norske oljeeventyret var altså letevirksomheten dominert av utenlandske selskap. Norske selskap ble derimot involvert etter at privateide Saga

²OECD: The Organization for Economic Co-operation and Development. Se mer på www.oecd.org

Petroleum og Statoil ble opprettet i 1972. Samtidig bestemte man at staten skulle ha en 50 prosent deltakelse i hver utvinningstillatelse. Internasjonale selskap som Phillips hadde gjennom 70-, 80- og 90-tallet betydelige roller i den norske oljesektoren, men den norske staten sørget stadig for å ha stor innflytelse. Mot slutten av 90-tallet fusjonerte flere av de største selskapene, heriblant Conoco og Phillips, og Hydro og Saga. Aktørene ble dermed færre og større (Oljedirektoratet, 2013).

På begynnelsen av 2000-tallet var det *Store norske selskap* og *Store utenlandske selskap* som investerte mest i leting. Leteinvesteringene økte betraktelig etter 2005, og *Store norske selskap* og *Mellomstore selskap* har funnet mest oljeresurser i perioden 2010 til 2015 (Oljedirektoratet, 2016). Det faktum at staten har store eierandeler i Statoil og Petoro, som altså er av de største aktørene på norsk sokkel, viser at den norske oljesektoren i stor grad er offentlig regulert.

2.2 Utviklingen i pris og investeringer

I 2016 var det 50 år siden den første undersøkelsesbrønnen ble boret på norsk kontinentalsokkel (Oljedirektoratet, 2016). Lille julaften 1969 fant man betydelige mengder olje på Ekofisk og feltet skulle vise seg å bli et av de største oljefeltene til havs. Da funnet ble kjent ble det svært attraktivt for oljeselskaper å lete i Nordsjøen og Norskehavet, og det norske oljeeventyret hadde begynt. De neste 10 årene ble det gjort nye, store funn. Blant annet ble det funnet olje der det senere skulle utbygges for feltene Gullfaks, Troll og Snøhvit.

Den norske økonomien på 70-tallet ble følgelig preget av starten på oljeproduksjonen, da dette ga store inntekter til myndighetene (Eika, 2008). Fra 1971 til 1981 var Norge i en høykonjunktur som følge av internasjonal konjunkturoppgang og vekst i offentlig etterspørsel. Det første oljeprissjokket kom i 1974 da OPEC-landene skrudde igjen oljekranene på grunn av Yom Kippur-krigen i Midtøsten³. Krigen ga et internasjonalt konjunkturtilbakeslag, men i Norge

³OPEC: The Organization of the Petroleum Exporting Countries. Se mer på www.opec.org

fortsatte den sterke veksten som følge av oljevirkosomheten og en aktiv motkonjunkturpolitikk. Den norske høykonjunktoren nådde sitt maksimum i 1977.

Verden opplevde en økning i oljeprisen i løpet av 1979 som følge av krigen mellom Irak og Iran. Prisen holdt seg høy ut 1985, hvilket førte til en svak økonomisk utvikling internasjonalt. I 1982/83 flatet veksten seg ut i Norge og man befant seg i en lavkonjunktur. Jappetiden på midten av 80-tallet kom som en følge av en økning i oljeinvesteringene og liberalisering av kreditt- og valutamarkedene, som resulterte i at Norge hadde en høyere lønns- og prisvekst enn handelspartnere.

Oljeinvesteringene begynte å avta i 1985, men etterspørselen fra Fastlands-Norge økte og konjunkturoppgangen fortsatte. Fallet i oljeinvesteringene vedvarte, og investeringer i andre energirelaterte næringer begynte også å minke. Vinteren 1986 bød på en kraftig reduksjon i oljeprisen. Saudi-Arabia ble motvillig til å begrense egen produksjon for å opprettholde prisene, og følgelig steg tilbudet betraktelig. Til tross for fallet i oljeprisen fortsatte høykonjunktoren og myndighetene innførte en betydelig innstramming av finanspolitikken i flere år. Innstrammingen var ikke bare et resultat av høy aktivitet i økonomien, men kom også av en forventning om at oljeformuen var i ferd med å forsvinne.

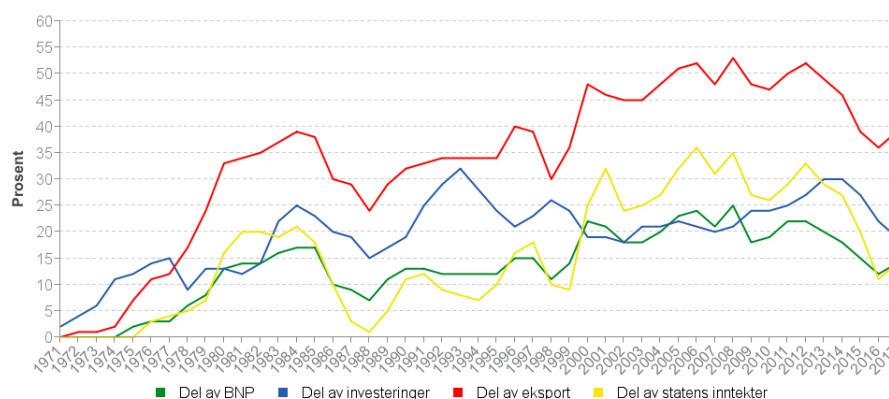
I 1991 så man en markert økning i petroleumsinvesteringene og en ekspansiv finanspolitikk ble innført. En svak utvikling i oljeinvesteringene førte til en forsterket lavkonjunktur, hvor bunnen ble nådd i 1992 med høy arbeidsledighet. Nedgang i renten internasjonalt bidro til en rentenedgang i Norge i 1993, som førte til økt vekst. Fra 1994 økte eksporten og BNP steg i flere år fremover.

Gjennom 1998 var veksten i norsk økonomi moderat. Oljeinvesteringene hadde økt, men de positive konsekvensene ble motvirket av negative impulser fra utlandet. Uro i internasjonale kapitalmarkeder bidro til svakere vekst i det norske eksportmarkedet og til at oljeprisen falt kraftig.

Oljeprisen steg igjen etter det lave nivået vinteren 1998/99. Til tross for høyere priser ga petroleumsinvesteringene lite vekstimpulser til økonomien. Dette førte til at investeringene fikk nok en nedgang som varte frem til 2002. Negative impulser

fra oljevirkksomheten og konkurranseutsatt virksomhet ga konjunkturedgang. Sysselsettingen holdt seg lav og arbeidsledigheten doblet seg i løpet av noen år. Jevn etterspørsel fra husholdningene og offentlig sektor hindret nedgang, og de høye oljeprisene ga derfor grunnlag for en ekspansiv finanspolitikk.

Norges Bank satte ned styringsrenten fra 2002 til 2004 på grunn av lav inflasjon og lavkonjunktur. Dette økte etterspørselen fra husholdningene og ga en svekkelse av kronen. Oljeinvesteringene økte i 2003 og denne utviklingen har fortsatt videre. Verdensøkonomien bedret seg og eksporten i Norge økte. Fra 2003 til 2007 mer enn doblet oljeprisen seg, målt i norske kroner. Dette kom av at økningen i aktiviteten ga økt etterspørsel etter råolje og andre industrielle råvarer som førte til en markert reallønnsvekst i Norge. Gevinstene fra den høye oljeprisen tilfalt Statens Pensjonsfond-Utland (Eika, 2008).



Figur 2.1: Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren, 1971-2017. (Kilde: SSB(Nasjonaltregnskapet), Finansdepartementet (Nasjonaltbudsjettet 2018))

Finanskrisen i 2008 påvirket oljenæringen negativt, på samme måte som den påvirket mange andre næringer. Oljeprisen gikk kraftig ned, men allerede i 2009 snudde trenden uten at lønnsomheten tok seg særlig opp. I følge Norges Bank (2014) har investeringene gjennom 2000-tallet holdt seg høye, samtidig som kostnadene har holdt et høyere nivå enn tidligere. Den svekkede lønnsomheten har ført til at selskapene har utsatt en del prosjekter og igangsatt tiltak for å kutte kostnader på den norske sokkelen. Den kraftige prisnedgangen sommeren 2014

forsterket denne utviklingen. Oljekrisen fortsatte å prege næringen ut 2015 (SSB, 2017), som er det siste året som ligger til grunn for analysen i denne oppgaven.

Oppsummert har det vært store svingninger i oljepris og investeringer fra man fant olje på Ekofisk og frem til 2015. Petroleumsvirksomheten har hatt stor påvirkning på den økonomiske veksten i Norge og finansieringen av det norske velferdssamfunnet. Total verdiskapning, investeringer, eksport og inntekter viser et klart bilde på denne utviklingen (Regjeringen, 2016). Figur 2.1 underbygger denne påstanden, hvor man ser at petroleumssektoren har utgjort en stor andel av eksporten og andre makroøkonomiske indikatorer.

Utvinning av olje og gass skal fortsette, også i mange tiår fremover. Det er store investeringer som skal gjennomføres i petroleumssektoren i Norge, dermed vil endringer i oljeprisen ha en stor betydning (Aamdal, 2015). Endringer i oljeprisen har flere direkte og indirekte effekter, men det er først og fremst gjennom investeringene oljeselskapene vil agere. Oljeprisendringer påvirker investeringene gjennom to kanaler. Den ene vedrørende selskapets investeringsvilje i de enkelte investeringsprosjektene og den andre kanalen er knyttet til selskapets investeringsevne. Andre effekter vises gjennom endringer i drifts- og investeringskostnader, husholdningenes atferd, bedriftenes investeringsbeslutninger, kronekursen, penge- og finanspolitikk og muligheter for eksportbedriftene. Dette skaper motivasjon for å forstå de mekanismene som har forekommet i næringen. Forståelse av fortiden gjør at man bedre vil kunne si noe om hva som kommer til å skje i årene fremover ved endringer i prisene, og dermed indirekte i den norske økonomien.

Det neste kapitlet vil presentere et teorigrunnlag for å kunne analysere denne viktige næringen.

3 Teorigrunnlag

Den empiriske modellen fremstilt i kapittel 4.5 bygger på modeller hentet fra anerkjent teori. Disse legger grunn for tolkning av resultatene og valg av variabler. Kapittel 3 begynner med en oversikt over tidligere litteratur. Neste delkapittel presenterer ulike typer investeringsteori, dermed avsluttes kapittelet med en oppsummering av hovedfaktorer som påvirker oljeinvesteringene.

3.1 Tidligere litteratur

Det finnes betydelige mengder litteratur på investeringsteori generelt, men bare noe forskning på investeringsvirksomheten på den norske kontinentalsokkel. Blant de få som har gjort forskning på dette området har Klaus Mohn fra Handelshøyskolen i Stavanger vært en av de fremste i Norge. Som hoved- eller medforfatter har han stått bak et titalls publikasjoner i norske og internasjonale forskningsmagasiner.

En av Mohns publikasjoner som denne oppgaven bygger på, er Mohn og Misund (2008). Artikkelen beskriver en studie av investeringer og usikkerhet i internasjonal olje og gassindustri. Oljeinvesteringene skiller seg fra mange andre typer investeringer ved at de er irreversible av natur, spesielt leteinvesteringene. Det er dermed grunn til å undersøke om usikkerhet har en større effekt på investeringer i denne sektoren, enn på andre, mer reversible investeringer. Gjennom en økonometrisk paneldatanalyse estimeres det hvordan usikkerhet i industrien og markedsturbulens påvirker investeringene. Studien er basert på 170 selskapers virksomhet i tidsrommet 1992-2005. Ved å bruke en modifisert Tobins q-modell finner de at den umiddelbare responsen på økt usikkerhet i markedet er negativ for investeringene⁴. Denne effekten blir imidlertid noe dempet over tid. Videre finner de at effekten av økt volatilitet i oljeprisen er positiv. En mulig tolkning de tilbyr for dette er Ois (1961) argument for "the desirability of price instability"⁵.

⁴Tobins q er en rate som viser forholdet mellom markedsverdien på investert kapital og erstatningsverdien på denne kapitalen.

⁵Ois (1961) viser at når bedrifter i et frikonkurransemarked maksimerer profitt på kort sikt, vil summen av profitten være størst når prisen er ustabil.

Mohn og Osmundsen (2011) analyserer asymmetri og usikkerhet i kapitaldannelsen i oljesektoren. Basis for forskningen er det skarpe fallet i oljeinvesteringer etter oljeprissjokket i 1998. Sjokket ble etterfulgt av en treg tilpasning til den senere økningen i oljeprisen. De utvikler et økonometrisk rammeverk og finner at det krever mer å overbevise oljeselskapene om at oljeprisendringen vil vare hvis endringen er positiv, enn hvis den er negativ. Altså vil ikke en oljeprisøkning føre til større investeringer på kort sikt. På den andre siden vil et fall i oljeprisen medføre et umiddelbart fall i investeringene.

Det er et forholdsvis klart skille mellom hvordan OPEC-medlemsland og landene utenfor oppfører seg som markedsaktører. Ringlund et. al. (2008) gjør en studie av hvordan land som står utenfor OPEC justerer oljeriggaktivitet etter endringer i oljepris. De ser det som rimelig å fastslå at kausaliteten for disse landene går fra oljepris til riggaktivitet, og ikke andre veien. Gjennom en strukturell tidsserieanalyse finner de positive effekter i Europa, men disse er relativt moderate sammenlignet med Nord-Amerika, både på kort og lang sikt. De foreslår at dette kommer av at investeringene i stor grad er offentlig regulert, og nevner da Norge spesielt. Det legges også vekt på at oljeriggaktiviteten i Norge er til sjøs, noe som medfører store installasjoner og dermed redusert prissensitivitet.

3.2 Investeringsteori

Ifølge Mohn (2007) er akkumulasjonen av kapital i næringslivet en dynamisk prosess, et faktum som også gjelder for oljenæringen. Investorene ønsker å maksimere sin nytte over tid, med hensyn på forventede kostnader, risiko og avkastning. Tidligere investert kapital faller i verdi som følge av teknologisk og fysisk depresiering, dermed investeres det for å erstatte kapital som depresieres. Samtidig investeres det i nye prosjekter.

I de følgende delkapitlene presenteres et teorigrunnlag for å forstå investeringer i oljenæringen. Det første delkapitlet viser hvordan investeringer kan forstås ut fra en bestemmelse av optimalt kapitalnivå og depresiering. Det neste delkapitlet gir

en videre innsikt i optimalt kapitalnivå ved å vise hvordan det knyttes til optimal produksjon. Til slutt presenteres et rammeverk for å forstå investeringer i et isolert prosjekt.

3.2.1 Totale investeringer

Jorgenson (1963) presenterer en modell som viser at totale investeringer består av erstatning av deprimert kapital og eventuelt økning i kapitalmengden. På oljerigger på den norske sokkel vil det være kontinuerlig slitasje på fysisk anlegg, og det kreves derfor betydelig investeringer for å vedlikeholde rigger og andre fysiske eiendeler. I tillegg må det investeres i ny teknologi og kunnskap når dette blir foreldet. Videre må det letes etter nye oljebrønner når reservene man uthenter fra blir tomme.

Oljeselskapene vil også ønske å vokse og utvikle seg, spesielt når utsiktene i sektoren er gode. Investeringer som øker produksjonen vil til dels være leteinvesteringer, investeringer i ny teknologi som kan gjøre produksjonen mer effektiv, og nye bygg og anlegg. Etterspørselen etter kapital er bestemt av marginal produktivitet. Produksjon og kapital er bestemt av en gjentakende prosess. Med stasjonære markedsforhold vil K_t konvergere mot ønsket kapitalmengde, K^* . Dersom produktfunksjonen er av Cobb-Douglas-type, med produksjonselastisitet med hensyn på kapital, γ , vil K^* være gitt som:

$$K^* = \gamma \frac{pQ}{c} \quad (3.1)$$

Her er p pris på produksjon og Q er mengde produksjon. c er definert som brukerkostnaden av kapital, det vil si leie av en enhet kapitaltjeneste i hver periode.

De totale investeringene er gitt ved:

$$I_t = I_t^E + I_t^R \quad (3.2)$$

Summen av investeringer som øker produksjonen, I_t^E , og investeringer for å beholde samme kapitalnivå, I_t^R , gir de totale investeringene ⁶.

Investeringer i et nytt prosjekt er gitt ved I_t^E .

$$I_t^E = w(L)[K_t^* - K_{t-1}^*] \quad (3.3)$$

Her er $w(L)$ en potensrekke i lag operator, L ⁷. $w(L)$ kan derfor sees på som justeringshastigheten. I hver periode blir det satt i gang nye prosjekter i et forsøk på å oppnå ønsket mengde kapital i periode t , K_t^* . Dersom ønsket mengde kapital i periode t er lik ønsket mengde kapital i periode $t-1$, K_{t-1}^* , vil det kun investeres for å erstatte depreciert kapital. Den konstante depresieringsraten er gitt ved δ . Erstatningsinvesteringer er derfor gitt ved:

$$I_t^R = \delta K_t \quad (3.4)$$

Ved å kombinere I_t^R og I_t^E , med ønsket kapitalbeholdning, K_t^* , får vi en likning for bruttoinvesteringer:

$$I_t = w(L)[K_t^* - K_{t-1}^*] + \delta K_t \quad (3.5)$$

Man ser altså at de totale investeringene vil bestå av nye investeringer hvis ønsket kapitalmengde er ulik forrige periodes ønskede mengde, i tillegg til investeringer som erstatter depreciert kapital (Jorgenson, 1963). Neste delkapittel vil gå nærmere inn på hva som er optimalt produksjonsnivå og knytte dette til optimalt kapitalnivå.

⁶E = expand, R = replace

⁷Lag operator er definert som en lineær operator slik at for en gitt verdi av y_t vil $L^i y_t = y_{t-i}$. Ved å sette L^i foran y_t , er y_t tilbakedatert i perioder. Se Walters (2015) for mer.

3.2.2 Modell for investeringsatferd

For å forstå investeringsatferden videre er det nyttig å se på kapitaldannelse. Selskapene ønsker å maksimere verdien på eget selskap ved å tilføre optimal mengde kapital. Selskapsverdien maksimeres ved optimal produksjon. En generell produktfunksjon gitt ved $Y_t = F(Z_t, X)$, der Y er produksjon, Z er en vektor av ulike forklaringsvariable, og konstante, tradisjonelle innsatsfaktorer er gitt ved X . Mohn og Osmundsen (2008) formulerer en inntektsfunksjon som baserer seg på en enkel produktfunksjon.

$$R(P_t, Z_t) = \max(P_t Y_t), \text{ s.t. } F(Z_t, X) \geq Y_t \quad (3.6)$$

Her vil oljeprisen P_t være en proxy-variabel for marginalverdien av nye reserver og produksjonsanlegg. Bedriftene ønsker å oppnå optimal profitt, π_t , og vil maksimere denne gitt oljepris, kostnader og andre forklaringsvariable som påvirker investeringene.

$$\pi_t = \pi(P_t, Z_t, X) = \max(R(P_t, Z_t) - C(X)), \text{ s.t. } F(Z_t, X) \geq Y_t \quad (3.7)$$

$C(X)$ er kostnader som antas konstante. Ved å bruke Hotelling's lemma kan likningen over brukes til å finne optimal produksjon, $(Y_t^*)^8$.

$$Y^*(P_t, Z_t) = \frac{\partial \pi(P_t, Z_t, X)}{\partial P_t} = \frac{\partial R(P_t, Z_t)}{\partial P_t} \quad (3.8)$$

Når bedriftene er profittmaksimerende vil dette være den optimale tilbudsfunksjonen. Forventet profitt er maksimert når $Y_t = Y_t^*$.

Ulike faktorer som antagelser om oljeprisen, geologiske forutsetninger, teknologi, uvisshet rundt kostnadsstrukturen og andre forklaringsvariable kan gi avvik i faktisk nivå fra ønsket nivå. Et slikt avvik kan justeres med en fast andel fra tidspunkt t til

⁸Med Hotelling's lemma finner man optimalt tilbudt kvantum ved å derivere profittfunksjonen mhp. produktprisen (Sydsæter, Hammond & Seierstad, 2008).

t+1. Det er altså tregheter i prosessen hvor justeringshastigheten er gitt som λ .

$$y_t - y_{t-1} = \lambda(y_{t-1}^* - y_{t-1}) \quad (3.9)$$

Her vil små bokstaver indikere logtransformerte variable. $(y_{t-1}^* - y_{t-1})$ vil være avviket mellom ønsket nivå og faktisk nivå på produksjon perioden før. En andel $0 < \lambda < 1$ av avviket blir utlignet fra periode t-1 til periode t. Dette vil si at en verdi nær 1 gir rask justering slik at i løpet av neste periode vil gapet minske betydelig. En verdi nær 0 gir treg tilpasning, der kun en liten andel av avviket mellom ønsket og faktisk nivå forsvinner fra en periode til en annen.

Den gradvise justeringen mot optimal produksjon legger grunnlaget for å estimere en dynamisk modell, noe den empiriske spesifikasjonen tar hensyn til. Det skal vise seg at tilbakedaterte variabler er signifikante for de avhengige variablene i kapittel 5.

Spesifikasjon av relasjonene i modellen for investeringsatferd

Mohn og Osmundsen (2008) presenterer en estimerbar spesifisering av profittfunksjonen gjennom å bruke en enkel Cobb-Douglas produktfunksjon.

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

Her er K en konstant, δ er inntektselastisiteten med hensyn på oljeprisen, P_t , β_i er elastisiteten til Y_t og γ er et mål på teknologisk fremskritt som en deterministisk tidstrend, T. Z_{it} er fortsatt en vektor av ulike forklaringsvariable.

Ved å differensiere likning (3.10) med hensyn på P_t , finner man den empiriske spesifikasjonen av likning (3.8).

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

Likningen over kan transformeres på logaritmeform og gir dermed en log-lineær

sammenheng mellom Y_t^* og forklaringsvariablene ved å sette $k = \ln(K\delta)$, $\alpha = \delta - 1$, $p_t = \ln(P_t)$ og $z_{it} = \ln(Z_{it})$.

$$y_t^*(p_t, z_t) = k + \alpha p_t + \sum_{i=1}^n \beta_i z_{it} + \gamma T \quad (3.12)$$

Gitt at oljeselskapene profittmaksimerer, vil likning (3.12) vise den optimale tilbudsfunksjonen. Mohn og Osmundsen (2008) estimerer en dynamisk modell basert på en justeringsprosess og forventninger om priser, som er utgangspunktet for den empiriske spesifikasjonen av feiljusteringsmodellen i kapittel 4.5.

3.2.3 Investeringsbeslutningen

Som vist kan man dele investeringene inn i investeringer som gjøres for å opprettholde kapitalbeholdningen, og investeringer som gjøres for å øke produksjonen. Sistnevnte type investering kan forstås bedre ved å ta utgangspunkt i estimert netto nåverdi (NNV_i), (Bøhm & Mohn, 2017). Et nytt prosjekt som øker produksjonen kan for eksempel være utbyggelsen av et nytt oljefelt. Anslaget for fremtidig kontantstrøm (CF_{it}) baseres på forventede salgsinntekter og driftskostnader. Nåverdien formaliseres i følgende likning:

$$NNV_i = -I + \sum_{i=1}^t \frac{CF_{it}}{(1 + r_i)^t} \quad (3.13)$$

Investeringer i konvensjonell olje- og gassvirksomhet har en langsiktig tidshorisont, dermed kan t i denne konteksten gjerne være 30-40 år. Kontantstrømmen diskonteres ved diskonteringsrenten r_i som vil være lik kapitalkostnaden i kapitalmarkeder i likevekt. Diskonteringsrenten kan vises ved kapitalverdimodellen hvor forventet kapitalkostnad er lik avkastningskravet som består av:

$$E(r_i) = r_f + \beta_i(E(r_m) - r_f) \quad (3.14)$$

Hvor r_f er risikofri rente, r_m er markedsavkastningen og β_i representerer

følsomheten i prosjektets avkastning overfor endringer i markedsavkastningen, r_m . Altså er avkastningskravet lik risikofri rente samt et risikopåslag. Kapitalverdimodellen viser at avkastningskravet direkte påvirkes av risikoen i markedet det skal investeres i.

Hvis netto nåverdi er positiv vil investeringen gjennomføres ifølge teorien. Kapitalverdimodellen er utledet under strenge antakelser, blant annet full rasjonalitet, hvilket ikke alltid vil være realistisk. Det er likevel et godt grunnlag for å forstå investeringsbeslutningen.

3.2.4 Hovedfaktorer for forståelsen av oljeinvesteringene

De tre foregående delkapitlene legger alternative teoretiske grunnlag for å forstå investeringene i oljesektoren. Totale investeringer kan som vist deles opp i to forskjellige typer investeringer, investeringer for å erstatte depreciert kapital og investeringer for å øke produksjonen. Summen av totale investeringer vil være bestemt av optimalt kapitalnivå som igjen vil være bestemt av optimal produksjon.

I tillegg til å erstatte fysiske anlegg og produksjonsutstyr vil investeringer som erstatter depreciert kapital være erstatninger av foreldet teknologi. Norsk oljeindustri baserer seg i svært stor grad på å være en seriøs aktør på det internasjonale markedet. For å kunne være det må selskapene som produserer på den norske sokkel stadig investere i ny, mer sofistikert teknologi. Norsk Petroleum (2018b) hevder at teknologi og forskning har vært avgjørende for at olje- og gassindustrien etter 50 år fortsatt er Norges største og viktigste næring. Mer avansert teknologi kreves når det gjelder boring og leting på mer utfordrende områder på norsk sokkel.

I tilfellene hvor det skal investeres i et nytt prosjekt vil det kunne være netto nåverdi som er avgjørende. Utbygging av et nytt felt vil føre med seg enorme kostnader, og det er derfor sentralt å analysere om neddiskontert forventet kontantstrøm fra oljeproduksjonen vil overstige investeringskostnadene.

I en analyse av oljeprisens effekt på investeringene er det relevant å ha en forståelse av tidshorizontene i næringen. Mohn og Osmundsen (2011) henviser til store kapitalforpliktelse og lange tilbakedaterte investeringer som vil bidra til tregheter i prosessene. I kapittel 3.2.2 defineres λ som justeringshastigheten mot optimal produksjon. Ved nye prosjekter vil det være betydelige tregheter fra et selskap vurderer å investere til driften er igang, altså kan det tenkes at λ for selskaper i oljenæringen er svært liten.

Tregheten stammer blant annet fra det faktum at utbygging av nye felt er en omstendelig prosess. For å få tillatelse til å bedrive leteboring må et selskap først søke om konsesjon. Konsesjonsrunder på umodne områder lyses vanligvis ut annethvert år. Tildelinger på modne områder lyses derimot ut årlig. Dersom et selskap ønsker å søke om konsesjon må det i tillegg være prekvalifisert (Oljedirektoratet, 2018). Det vil dermed være lange perioder fra et selskap vurderer leteaktivitet til gjennomføring.

Før et selskap kan utbygge og drifte et oljefelt må det lages en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomst (PUD) og en plan for anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum (PAD). Prosess for utbygging har følgende trinn: Mulighetsstudier, konseptstudier, forprosjektering, innlevering PUD/PAD, myndighetsvedtak, detaljprosjektering, bygging, uttesting og oppstart (Olje- og energidepartementet, 2018). Altså vil det være tidkrevende prosesser knyttet til planlegging og saksbehandling før start av ny drift.

For å forstå oljeinvesteringene bedre er det også sentralt å ha kjennskap til produksjonsforløpet for et typisk oljefelt. Det vil bestå av en rask oppbygging til maksimal produksjon, og videre vil produksjonen ligge på et jevnt nivå i noen år, før det gradvis avtar grunnet større ressursbruk ved utvinning fra en moden brønn. Med andre ord vil produksjonen falle uten videre investeringer.

Selv om et avgrenset område begynner å tømmes for olje kan det fortsatt være insentiver for nye investeringer i eksisterende infrastruktur. Plattformen og rigger tilknyttet modne områder kan kutte kostnadene tilknyttet utbygging av nye anlegg dersom en kan utnytte eksisterende infrastruktur (Norsk Petroleum, 2018a).

Terskelen for å investere i utbygde områder kan dermed være mindre.

Det har nå blitt gjennomgått investeringsteori som ligger til grunn for oppgaven.

Det neste kapitlet presenterer datasettet og variablene som brukes i den empiriske analysen. I tråd med teorien presentert, inkluderes relevante variable som pris og tidstrend som forklaringsvariable for investeringer.

4 Data, empirisk spesifikasjon og økonometrisk metode

Delkapittel 4.1 presenterer datasettet som ligger til grunn for oppgaven og viser utviklingen i investeringene i oljenæringen i årene 1975-2015. Videre, i 4.2, forklares variablene som brukes i estimeringene. I 4.3 beskrives egenskaper ved tidsserier, før feiljusteringsmodellen forklares i 4.4, og deretter den empiriske spesifikasjonen av denne modellen. Kapittelet avsluttes med en oversikt over tester av modellegenskapene, som benyttes i kapittelet om empiriske resultater.

4.1 Datasettet

Datasettet som ligger til grunn for oppgaven består av data hentet fra Statistisk Sentralbyrås (SSB) tabeller for nasjonalregnskap. Det er et tidsseriedatasett med årlige observasjoner. Inkludert er forskjellige typer investeringsstørrelser for oljeindustrien på den norske kontinentalsokkel. I tillegg inneholder datasettet eksport i løpende og faste priser, og driftsresultat.

Alternativt til årstall kunne man brukt kvartalsdata for å analysere om svingningene i løpet av året påvirker investeringsbeslutningene. Imidlertid ville dette lukket for muligheten til å analysere oljeprisens effekt på ulike typer investeringer. Dette kommer av at SSBs statistikkbank kun har investeringsdata for ulike typer investeringsarter per år, og ikke per kvartal.

Årsdataene strekker seg fra 1975 til 2015. Det er tilgjengelig data fra og med 1970, men årene 1970-1974 er utelatt i datasett som brukes i denne oppgaven da investeringene i de årene var svært moderate og dermed mindre gunstige for analyse.

4.2 Variabeldefinisjoner

Datasettet inneholder et tilstrekkelig utvalg av forklaringsvariabler. Variabler inkludert i datasettet er aggregerte investeringer i leting og boring, samt rigg, plattformer og moduler. I tillegg er oljepris, driftsresultat, samt eksisterende fast realkapital i leteaktivitet og plattformer, rigg og moduler mulige relevante forklaringsvariabler.

Variablene i datasettet er oppgitt i faste eller løpende priser. Det vil hovedsaklig brukes faste priser i hovedanalysen for å se på endringer som ikke skyldes inflasjon, men volum eller aktivitetsendringer (Hernæs, 2011). Løpende priser er verditall som gjelder for det året transaksjonen registreres (SSB, 2018). Referanseåret for de faste prisene i dette datasettet er 2005.

Denne oppgaven skal estimere to modeller basert på aggregert brutto leteinvesteringer og investeringer i plattformer og rigger på norsk kontinentalsokkel. Bruttoinvesteringer er målt i millioner 2005-kroner og er gitt ved $INVLET_t$ og $INVRIGG_t$. Det følger av SSB (2014) at bruttoinvesteringer i fast realkapital er kjøp av ny fast realkapital fratrukket salg av eksisterende fast realkapital. Fast realkapital består av bygg, anlegg, maskiner og immateriell realkapital som forsknings-og utviklingskostnader. Eksisterende fast realkapital for leteaktivitet er i datasettet gitt som $RKAPLET_t$. Tilsvarende for rigg, plattformer og moduler er gitt som $RKAPRIGG_t$.

Utviklingen i de to typene investeringer er vist i figur 4.1. Siden funnet av olje på 1970-tallet har leteinvesteringer og rigginvesteringer variert fra henholdsvis en minsteverdi på 6330 og 14 552 millioner kroner, til en maksimumsverdi på 72 447 og 75 005 millioner kroner i 2015 ⁹. Figur 4.1 viser at begge typer investeringer har beveget seg relativt likt de siste 40 årene.

I tillegg til variabler hentet direkte fra statistikkbanken (SSB, 2018), har det blitt komponert en egen variabel som mål på oljepris, kalt $PRIS_t$. Dette er en brøk hvor oljeeksport i løpende priser divideres på oljeeksport i faste priser, hvorav

⁹Appendiks A.6 for deskriptiv statistikk.

dette angir et mål på nominell oljepris. Deretter genereres en prisindeks for begge typer investeringer, ved å dividere investeringer i løpende priser på faste priser. $REALPRIS1_t$ er gitt som nominell oljepris, deflatert på prisindeksen for leteinvesteringer. $REALPRIS2_t$ består av den nominelle oljeprisbrøken deflatert på prisindeksen for investeringer i rigg og plattform.

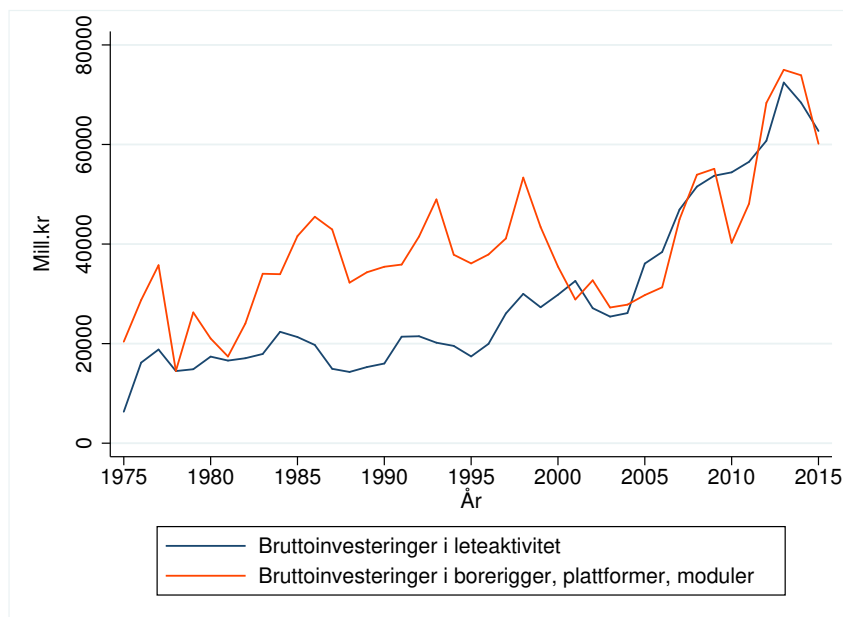
Oljevirkosomheten i Norge foregår til havs, og det kreves store investeringer for leting og produksjon. Derfor vil oljevirkosomheten være følsom for endringer i realoljeprisen. Positiv prisendring, $PRISVEKST_t$, er en variabel som inkluderes for å teste for asymmetri i investeringsresponsen på prisendringer. Variabelen er lik endring i pris hvis endringen er positiv, og lik 0 hvis den er negativ.

Trend ($TREND_t$) er en tidstrendvariabel som inkluderes for å kontrollere for andre faktorer som endrer seg over tid og som kan påvirke investeringene. Dette kan for eksempel være politiske beslutninger om utbygging av offshorevirkosomhet og teknologisk fremgang.

Driftsresultat ($DRIFTSRES_t$) i løpende priser vil brukes i sensitivitetsanalyser mot prisvariabelen. Driftsresultat = Bruttoprodukt – Lønnskostnader – Næringsskatter + Næringssubsidier – Kapitalslit (SSB, 2014).

Alle verdier bortsett fra pris-variablene er oppgitt i millioner kroner. Uttrykk i parentes angir hvordan de fremstår i tabellene for den empiriske analysen. Videre vil logtransformerte variabler være angitt med små bokstaver, og Δ indikerer variabler på endringsform.

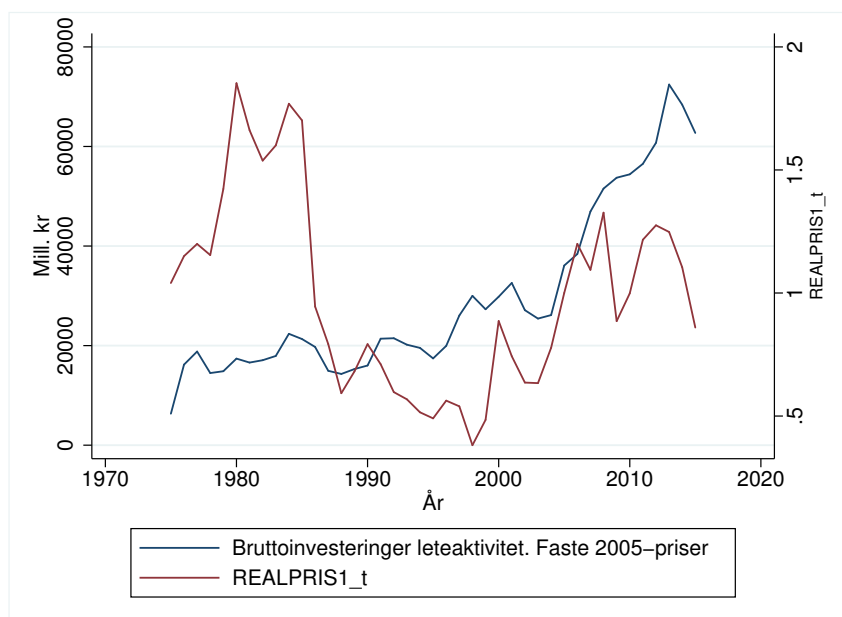
Det har vært massive investeringer i den norske oljenæringen i perioden som datasettet spenner over. Følgende figur viser trendene i de to investeringsartene:



Figur 4.1: Bruttoinvesteringer i oljenæringen, faste priser. (Kilde:SSB 2018)

Fra begynnelsen av 80-tallet til rundt år 2000 lå investeringsnivået på plattformer, borerigger og moduler betydelig over nivået på leteinvesteringer. Deretter har de to investeringsartene derimot hatt et svært likt nivå.

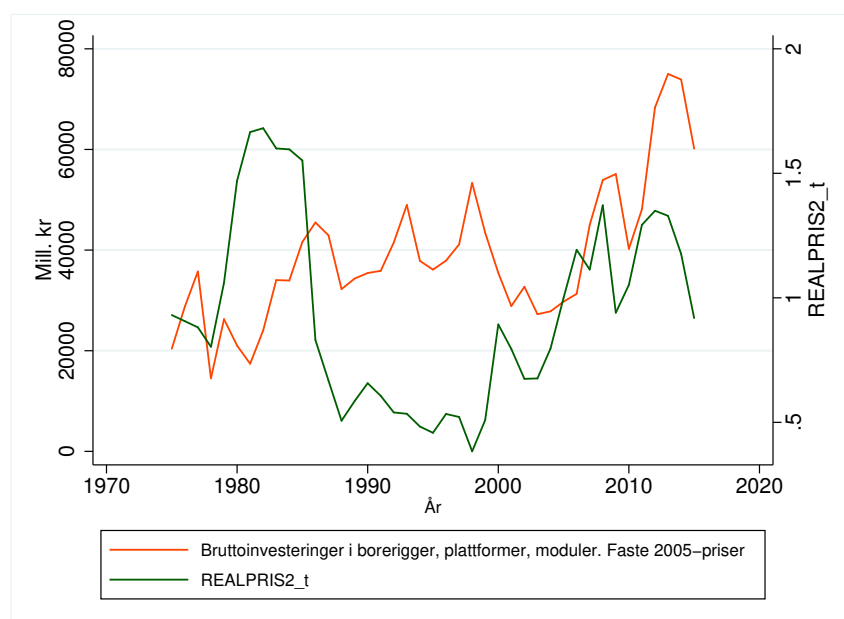
Videre viser følgende figur hvordan $REALPRIS1_t$ har utviklet seg samtidig med leteinvesteringene gjennom perioden:



Figur 4.2: Brutto leteinvesteringer og $REALPRIS1_t$ i oljesektoren. (Basert på data fra SSB)

Til tross for høy pris på 80-tallet er investeringene lave. Endringene i variablene ser imidlertid ut til å være noe korrelert. Bildet endrer seg noe utover 90-tallet, og spesielt på 2000-tallet ser det ut til å være betydelig korrelasjon ved at både realpris og investeringer er høye, samtidig som bevegelsene til dels er like.

Også for investeringer på rigg, plattform og moduler ser det ut til å være størst korrelasjon utover 2000-tallet. På 90-tallet går de to variablene stort sett i motsatt retning, og investeringene gjennom hele tiåret er store til tross for at realprisen er lav sammenlignet med 80-tallet.



Figur 4.3: Bruttoinvesteringer i rigg og plattform og $REALPRIS2_t$ i oljesektoren. (Basert på data fra SSB)

Grafisk er det noe uklart om realprisene har signifikant effekt på investeringsartene. Kapittel 5 viser resultatene av matematiske analyser på forholdet, og gir dermed et klarere bilde av investorenes respons på endringer i realoljeprisen.

I de neste delkapitlene vil variablenes tidsserieegenskaper testes og en feiljusteringsmodell vil bli presentert, som senere benyttes i den empiriske analysen i kapittel 5.

4.3 Tidsserieegenskaper

Datasettet som ligger til grunn for oppgaven er et tidsseriedatasett som preges av visse egenskaper. Spesielt kan ikke-stasjonaritet og seriekorrelasjon skape alvorlige konsekvenser dersom variablene skal brukes i en lineær regresjon. Ikke-stasjonaritet kan gi spuriøse sammenhenger. Det betyr at en variabel som regresseres på en annen variabel tilsynelatende kan vise en signifikant effekt, men når det kontrolleres for en tredje variabel forsvinner denne effekten. Altså er variablene kun korrelert gjennom en tredje, uavhengig variabel (Wooldridge, 2013). Seriekorrelasjon vil gjøre inferenstester som t-test og F-test ugyldige, og kan dermed føre til at man konkluderer med signifikante resultater i en regresjon, uten at det er grunnlag for det. De følgende delkapitlene utdyper dette videre.

4.3.1 Stasjonaritet

En stasjonær tidsserieprosess er definert ved at sannsynlighetsfordelingen er stabil over tid på følgende måte: hvis man drar ut en tilfeldig samling variabler i sekvensen, for så å skifte sekvensen h tids-perioder frem skal simultanfordelingen forbli den samme (Wooldridge, 2013). Med andre ord vil en stasjonær variabel aldri drive langt bort fra sin forventningsverdi, men drive rundt denne innenfor tilnærmet konstante rammer (Langørgen, 1993). Formelt gis det ved følgende:

Den stokastiske prosessen $[x_t : t = 1, 2, \dots]$ er stasjonær hvis simultanfordelingen for $[x_{t_1}, x_{t_2}, \dots, x_{t_m}]$ er den samme som simultanfordelingen for $[x_{t_1+h}, x_{t_2+h}, \dots, x_{t_m+h}]$, gitt at $1 \leq t_1 < t_2 < \dots < t_m$.

For at minste kvadraters metode (OLS) skal gi konsistente estimatorer må store talls lov holde¹⁰. I tillegg må gjennomsnittene for variablene være asymptotisk normaldistribuert, gitt ved sentralgrenseteoremet¹¹. Det er tilstrekkelig med svak stasjonaritet for at begge skal holde. Svak stasjonaritet er gitt ved:

¹⁰Store talls lov sier at dersom vi er interessert i å finne et populasjonsgjennomsnitt μ , kan vi estimere en verdi svært nærme μ hvis vi velger et stort nok utvalg (Wooldridge, 2013).

¹¹Sentralgrenseteoremet gir at gjennomsnittet for et tilfeldig utvalg for enhver populasjon har en asymptotisk standard normaldistribusjon når utvalget standardiseres og variansen er mindre enn uendelig (Wooldridge, 2013).

$$(i) E(x_t) = \mu$$

$$(ii) Var(x_t) = \sigma^2$$

$$(iii) Cov(x_t, x_{t+h}) = \gamma_h$$

Hvilket innebærer at tidsseriesekvensen har konstant forventningsverdi og varians, og at kovariansen mellom x_t og x_{t+h} kun avhenger av h , og ikke t .

4.3.2 Enhetsrot-prosesser

Hvis tidsseriesekvensen ikke er stasjonær vil den følge det som kalles en enhetsrot-prosess. Et tilfelle av dette er en random walk-prosess: Man kan anta at y_t er gitt ved følgende AR(1)-prosess¹²:

$$y_t = \alpha + \rho y_{t-1} + e_t \quad (4.1)$$

Her er e_t uavhengig og identisk distribuert over $[t=1,2,\dots]$, og er gitt ved $E(e_t) = 0$. Hvis $\rho < 1$, vil tidsseriesekvensen være svakt stasjonær. Det vil si at $E(y_{t+h}|y_t)$ går mot 0 når $h \rightarrow \infty$, ved at $E(y_{t+h}|y_t) = \rho^h y_t$ for alle $h \geq 1$. Hvis derimot $\rho = 1$ vil likning (4.1) være ikke-stasjonær og følge en random walk-prosess. Hvis i tillegg $\alpha \neq 0$ vil likning (4.1) være en random walk-prosess med drift¹³. Ved en random walk-prosess vil $E(y_{t+h}|y_t) = y_t$, for alle $h \geq 1$. En slik prosess innebærer altså at y_t er sterkt avhengig av y_{t-1} og sentralgrenseteoremet og store talls lov vil ikke lengre holde, hvilket innebærer at OLS-estimatorene vil bli skjeve.

En svakt stasjonær tidsseriesekvens trenger ikke modifikasjon for å kunne brukes i en regresjonsanalyse. Man sier at slike sekvenser er integrert av orden 0, eller I(0). En random walk-prosess trenger derimot å differensieres før den kan analyseres ved regresjon. Slike prosesser er dermed integrert av orden 1, eller I(1). Førstedifferensen av en I(1)-prosess er svakt stasjonær, og i mange tilfeller strengt stasjonær, og kan brukes i en regresjonsanalyse.

¹²En AR(1)-prosess innebærer at y_t kun avhenger av y_{t-1} , og ingen flere lag lenger tilbake innvirker på y_t (Wooldridge, 2013)

¹³Drift innebærer at prosessen følger en trend over tid. Se Wooldridge (2013) for mer.

Konseptet for en I(1)-prosess er tydelig i en random walk-prosess. Hvis $\rho = 1$ i likning (4.1) vil

$$y_t = \alpha + y_{t-1} + e_t \quad (4.2)$$

Her ser man at y_t er sterkt avhengig av y_{t-1} . Tar man derimot førstedifferensen av likning (4.2) vil man kunne bruke den resulterende likningen i en regresjon.

$$\Delta y_t = \alpha + e_t, \quad t = 2, 3, \dots \quad (4.3)$$

Det antas at e_t er uavhengig og identisk distribuert, derfor vil regresjon på likning (4.3) gi forventningsrette estimatorer og problemet med ikke-stasjonaritet er løst. OLS på en førstedifferensiert likning vil imidlertid kun gi estimerer på kortsiktige effekter, dermed vil det brukes en feiljusteringsmodell i denne oppgaven. Dette drøftes videre i 4.4.

4.3.3 Dickey-Fuller test for stasjonaritet

I følge Wooldridge (2013) kan stasjonaritet i en variabel testes med en Dickey-Fuller test.

En enkel tilnærming for å teste for enhetsrøtter starter med en AR(1) prosess som i likning (4.1). Under testen vil nullhypotesen være at serien er ikke-stasjonær, I(1), og har en enhetsrot. Alternativhypotesen er at serien er stasjonær, I(0). Dersom $\rho > 1$, betyr det at y_t er eksplosiv og prosessen ikke-stasjonær, men en slik prosess observerer man sjeldent i en økonomisk kontekst.

Før testen gjennomføres transformeres modellen ved å trekke y_{t-1} fra på begge sider og definerer $\theta = \rho - 1$. Det er standard å la α være uspesifisert under nullhypotesen.

$$\Delta y_t = \alpha + \theta y_{t-1} + e_t \quad (4.4)$$

Hypotesene som her skal testes er ikke-stasjonaritet, $H_0 : \theta = 0$ mot stasjonaritet, $H_1 : \theta < 0$. Å teste $\rho = 1$ er det samme som å teste $\theta = 0$, det vil si at y_t følger en

enhetsrot-prosess. Med alternativhypotesen, H_1 , så vil y_t være en stabil AR(1) prosess, som betyr at den er svakt avhengig av tilbakedaterte variabler og asymptotisk ukorrelert. Under H_0 vil y_{t-1} være I(1), altså ikke-stasjonær. Da vil sentralgrenseteoremet ikke gjelde for t-verdiene. T-statistikken i DF-testen er ikke standard normalfordelt, i motsetning til en vanlig t-test. De ordinære kritiske verdiene kan altså ikke anvendes, men den vanlige t-fordelingen for $\hat{\theta}$ i likning (4.4) kan brukes når det benyttes spesielle Dickey-Fuller kritiske verdier, som vil være større i absoluttverdi enn kritiske verdier i en t-fordeling. Nullhypotesen kan forkastes dersom $t_{\hat{\theta}} < c$, hvor c er en negativ verdi.

En svakhet ved den enkle Dickey-Fuller testen er at den antar fravær av seriekorrelasjon. I mange tilfeller er ikke det en gyldig antakelse. En mulig løsning ved mistanke om seriekorrelasjon er å bruke den utvidede Dickey-Fuller testen (ADF) som baserer seg på en modell med mer komplisert dynamikk. Dersom $\rho = 1$ i likning (4.1), vil Δy_t ikke være seriekorrelert. Δy_t kan følge en AR-prosess også i følgende modell hvor det har blitt lagt ved ekstra tilbakedaterte ledd for endring i y .

$$\Delta y_t = \alpha + \theta y_{t-1} + \gamma_1 \Delta y_{t-1} + e_t \quad (4.5)$$

Her vil $|\gamma_1| < 1$ sørge for at Δy_t under nullhypotesen, $\theta = 0$, følger en AR(1)-prosess og under alternativhypotesen vil y_t følge en AR(2) prosess. Generelt kan det inkluderes p tilbakedaterte ledd til Δy_t for å analysere dynamikken i prosessen. Prosedyren for å teste nullhypotesen for en enhetsrot samsvarer i stor grad med den enkle testen. Man gjør en regresjon Δy_t på $y_{t-1}, \Delta y_{t-1}, \dots, \Delta y_{t-p}$. Deretter testes $\hat{\theta}$ med en t-test. Dette er en utvidet Dickey-Fuller (ADF) test fordi det er inkludert tilbakedaterte endringsledd. Kritisk verdi og regler for forkastning er de samme som for den enkle Dickey-Fuller testen.

Ved å inkludere tilbakedaterte endringledd rensker testen bort seriekorrelasjon i Δy_t . Jo flere tilbakedaterte ledd som inkluderes, jo færre observasjoner blir det. Dersom det inkluderes for mange slike ledd vil styrken på testen bli dårligere og om det

inkluderes for få tilbakedaterte endringsledd blir størrelsen på testen feil. Wooldridge (2013) hevder at antall tilbakedateringer avhenger av frekvensen i datasettet og i denne oppgaven, med årlige data, vil ett eller to tilbakedaterte ledd holde. T-verdiene for de tilbakedaterte endringsleddene har en tilnærmet t-fordeling og derfor kan de vanlige testene bestemme om det er nok tilbakedaterte ledd. Informasjonskriteriene kan også benyttes for å finne optimalt antall tilbakedaterte endringsledd ¹⁴.

Utvidet Dickey Fuller-test av variablene

For å undersøke tidsserieegenskapene til variablene testes de med ADF-tester med statistikkprogrammet STATA. Resultatene vises i tabell 4.1. Alle variabler er log-transformert, og de testes både på nivåform og endringsform. Figur 4.1 viser at investeringene ser ut til å følge en trend. Testene under inkluderer derfor dette, både for investeringene og de andre variablene for å forsikre at testene er strenge nok. Antall lags baserer seg på informasjonskriteriene AIC og SBIC. Der de viser forskjellig antall optimale lags velges det minste antallet¹⁵. Variablene *driftsres*, *RkapLet* og *RkapRigg* brukes ikke i hovedmodellen, men testes her for anvendelse i sensitivitetsanalyser i kapittel 5.

Tabell 4.1: Utvidet Dickey-Fuller test for variablene i datasettet

Variabel	t-verdi	Antall lag	Variabel	t-verdi	Antall lag
<i>realpris1_t</i>	-1.916	1	Δ <i>realpris1_t</i>	-5.301***	0
<i>realpris2_t</i>	-1.998	1	Δ <i>realpris2_t</i>	-4.859***	0
<i>InvRigg_t</i>	-2.771	1	Δ <i>InvRigg_t</i>	-7.669***	0
<i>InvLet_t</i>	-3.028	1	Δ <i>InvLet_t</i>	-7.750***	0
<i>driftsres_t</i>	-3.006	1	Δ <i>driftsres_t</i>	-5.634***	0
<i>RkapLet_t</i>	-0.927	2	Δ <i>Rkaplet_t</i>	-7.575***	1
<i>RkapRigg_t</i>	-3.122	4	Δ <i>Rkaprigg_t</i>	-1.643	4

Signifikansnivå: ***signifikant på et 1-prosent nivå, ** signifikant på 5-prosent nivå, * sigifikant på 10-prosent nivå.

Av tabell 4.1 kommer det frem at nivåvariablene er ikke-stasjonære. Alle variablene på endringsform er stasjonære, bortsett fra realkapital i rigg, plattformer og moduler. Variablene som er ikke-stasjonære på nivåform, men stasjonære ved førstedifferens

¹⁴Se appendiks A.1 for definisjon av informasjonskriteriene.

¹⁵Se appendiks A.2 for ADF-test for begge informasjonskriteriene.

er altså $I(1)$ -variabler. Det vil videre være sentralt å se om variablene kointegrerer. Dersom variablene kointegrerer kan en feiljusteringsmodell estimeres. Dette drøftes videre i neste delkapittel.

4.3.4 Kointegrasjon

Som drøftet i forrige delkapittel, vil estimeringer ved OLS kreve at variablene er stasjonære. Kointegrasjon gir et rammeverk for estimeringer og tolkninger når variablene er ikke-stasjonære.

Grangers representasjonsteorem sier at dersom det finnes en dynamisk lineær modell med stasjonære forstyrrelser og variablene er $I(1)$, så må variablene kointegrere (Brooks, 2008). Det finnes tidsserier som er ikke-stasjonære, men beveger seg sammen over tid. Dette vil si at det kan være noe som påvirker seriene som gjør at begge seriene har en sammenheng på lang sikt. Når y_t og x_t kointegrerer, kan likningen $y_t = \beta_0 + \beta_1 x_t + u_t$ tolkes som en langsiktig likevektssammenheng. Det er mulig at variabler som kointegrerer får et avvik på kort sikt, men vil korrigeres over tid og bevege seg mot langtidslikevekten igjen. Hvis to tidsserieprosesser kointegrerer vil de kunne brukes i en feiljusteringsmodell.

Dersom to serier er $I(1)$ vil de være kointegrerte hvis det finnes en lineær kombinasjon av dem som er $I(0)$. Altså, gitt at y_t og x_t følger $I(1)$ -prosesser, kan det finnes en verdi for β_1 som gjør at $s_t = y_t - \beta_0 - \beta_1 x_t$ følger en $I(0)$ -prosess. Hvis det finnes en verdi for $\beta_1 \neq 0$ som gjør at s_t er stasjonær vil x_t og y_t være kointegrert. Med kointegrerte variabler er det mulig å modellere langsiktige effekter og kortsiktig dynamikk simultant.

4.4 Feiljusteringsmodell

Problemet med ikke-stasjonaritet kan løses ved førstedifferensiering av variablene som er $I(1)$. Denne tilnærmingen er statistisk valid, men OLS på en førstedifferensiert likning vil ikke gi estimatorer for langsiktige effekter. Løsningen

kan være en feiljusteringsmodell (ECM) som inneholder en kombinasjon av førstedifferensierte og tilbakedaterte, kointegrerte variabler:

$$\Delta y_t = \alpha_1 \Delta x_t - \lambda s_{t-1} + u_t = \alpha_1 \Delta x_t - \lambda [y_{t-1} - \beta_0 - \beta_1 x_{t-1}] + u_t \quad (4.6)$$

Denne modellen kalles feiljusteringsmodell eller likevektsjusteringsmodell, og vil skille mellom kortsiktige og langsiktige effekter ved at det inkluderes både forklaringsvariable på endringsform og tilbakedateringer av forklaringsvariablene¹⁶.

I delkapittel 4.5 beskrives restleddsforutsetninger som må holde for at feiljusteringsmodellen skal gi konsistente og forventningsrette estimatorer. Blant annet innebærer det at y_t må være endogen og x_t eksogen.

Feiljusteringsleddet er gitt ved $[y_{t-1} - \beta_0 - \beta_1 x_{t-1}]$ og antas stasjonært. Dersom det finnes en langsiktig sammenheng mellom x og y , vil dette leddet være kointegrert selv om delene i leddet er ikke-stasjonære. Ved estimeringer av denne likningen kan OLS benyttes og løse problemet med variabler som er ikke-stasjonære. Det er mulig å utvide modellen med mer dynamikk og estimere den med flere variabler, så lenge de kointegrerer (Brooks, 2008).

Y endres mellom periode $t-1$ og t som et resultat av endringer i forklaringsvariabelen, x , og delvis for å justere for avvik fra likevekt i forrige periode. β_1 definerer den langsiktige sammenhengen mellom x og y , mens α_1 definerer den kortsiktige sammenhengen mellom endringer i x og endringer i y . λ beskriver justeringshastigheten tilbake til likevekt.

Leddets $-\lambda[y_{t-1} - \beta_0 - \beta_1 x_{t-1}]$ kan tolkes som en mekanisme i modellen hvor y beveger seg mot likevekt på lang sikt. $[\beta_0 + \beta_1 x_{t-1}]$ tolkes som likevektsverdien av y på tidspunkt $t-1$. Avviket i første parentes tolkes som avviket mellom faktisk verdi på y og likevektsverdien tidspunkt $t-1$. Dersom parentesen er positiv, er den faktiske verdien høyere enn likevektsverdien, og motsatt hvis det er negativt. For at det skal være kointegrasjon mellom variablene må $0 < \lambda < 1$.

¹⁶I denne økonometriske sammenhengen refererer likevekt til en langsiktig sammenheng mellom ikke-stasjonære variabler.

4.4.1 Estimering av parametre i modell med kointegrasjon

Engle og Grangers test for kointegrasjon og 2-stegsmetode

En av de mest brukte testene for kointegrasjon er Engle og Grangers kointegrasjonstest (Brooks, 2008). Testen baserer seg på estimeringen av den statiske kointegrasjonslikningen $y_t = \beta_0 + \beta_1 x_t + u_t$. Videre tar man vare på residualene fra kointegrasjonslikningen og tester de for stasjonaritet med en DF- eller ADF-test som spesifisert i 4.3.3. Dersom residualene er stasjonære vil variablene kointegrere.

Test for kointegrasjon er steg 1 i Engle og Grangers 2-stegsmetode for estimering av parametrene i en modell med I(1)-variabler. Hvis residualene viser seg å være stasjonære kan man gå videre til steg 2. Er de derimot I(1) må man estimere en modell basert kun på førstedifferensene.

I steg 2 estimeres feiljusteringsmodellen ved å inkludere residualene fra steg 1 tilbakedatert en periode. Merk at dette leddet er lik feiljusteringsleddet i likning (4.6).

Brooks (2008) presiserer at Engle og Grangers 2-stegsmetode har en rekke svakheter. Blant annet er den svak for små utvalg og kan gi skjeve estimater. Videre kan det være et simultanitetsproblem ved at kausaliteten til x_t og y_t drar i begge retninger. Med andre ord kan det være en feilaktig antakelse at kun den ene variabelen er forklaringsvariabel. Det største og antakelig mest alvorlige problemet er imidlertid at det ikke er mulig å gjøre noen hypotesetester på kointegrasjonsforholdet estimert i steg 1. Til tross for svakhetene er det en mye brukt metode.

1-steps feiljusteringsmodell

Som diskutert overfor har Engle- og Grangers 2-stegsmetode en rekke svakheter. Et alternativ er derfor å følge Kremers et. al (1992) 1-stegsmetode. Den innebærer å inkludere de tilbakedaterte nivåvariablene direkte i modellen. Kremers et. al. feiljusteringsmodell er gitt på følgende form:

$$\begin{aligned}\Delta y_t &= -\lambda y_{t-1} + \beta_0 + \beta_1 x_{t-1} + \alpha_1 \Delta x_t + u_t \\ &= -\lambda \left[y_{t-1} - \frac{\beta_0}{\lambda} - \frac{\beta_1}{\lambda} x_{t-1} \right] + \alpha_1 \Delta x_t + u_t\end{aligned}\tag{4.7}$$

For at de inkluderte variablene skal kointegrere må $0 < \lambda < 1$ være signifikant med Dickey-Fuller kritiske verdier som diskutert tidligere. Denne oppgaven vil benytte seg av 1-steps ECM når modellene skal estimeres.

4.5 Empirisk spesifikasjon av feiljusteringsmodellen

Forholdet mellom oljepris og investeringer kan modelleres ved hjelp av en dynamisk modell. For å kunne undersøke signifikansen av kointegrasjonsforholdet velges en 1-steps feiljusteringsmodell som basis for denne oppgaven, slik det ble diskutert i forrige delkapittel.

Investeringer i både leteaktivitet og riggaktivitet driver til tider seg selv. Grafen i appendiks A.1 og A.2 viser den partielle autokorrelasjonsfunksjonen til $\Delta InvLet_t$ og $\Delta InvRigg_t$. Tilbakedaterte verdier av investeringsvariablene er derfor inkludert i feiljusteringsmodellen ¹⁷.

Den empiriske spesifikasjonen av feiljusteringsmodellen kan skrives som:

$$\begin{aligned}\Delta InvLet_t &= \alpha_0 - \lambda [InvLet_{t-1} - \delta_1 realpris1_{t-1}] + \sum_{i=0}^I \alpha_1 \Delta realpris1_{t-i} \\ &\quad + \alpha_2 TREND_t + \alpha_3 prisvekst_t + \sum_{k=1}^K \alpha_4 \Delta InvLet_{t-k} + u_t\end{aligned}\tag{4.8}$$

¹⁷Den partielle autokorrelasjonsfunksjonen måler korrelasjonen mellom en observasjon på nåværende tidspunkt t og en observasjon for k perioder siden, kontrollert for observasjonene mellom tidspunkt t og k .

$$\begin{aligned} \Delta InvRigg_t = \beta_0 - \lambda[InvRigg_{t-1} - \gamma_1 realpris2_{t-1}] + \sum_{s=0}^S \beta_1 \Delta realpris2_{t-s} \\ + \beta_2 TREND_t + \beta_3 prisvekst_t + \sum_{j=1}^J \beta_4 \Delta Invrigg_{t-j} + \epsilon_t \end{aligned} \quad (4.9)$$

Delkapittel 4.4 tolket de ulike parametrene i en feiljusteringsmodell. Denne modellen observerer dynamiske effekter, og vil ta hensyn til tregheter som kan oppstå. Slike tregheter kan skyldes kostnadsstruktur, kunnskap om ny teknologi og tidskrevende beslutninger. I kapittel 5 vil modellene estimeres og resultatene presenteres og drøftes.

Restleddene i likningene over, u_t og ϵ_t , må oppfylle alle standard forutsetninger for et restledd. Dette for at OLS skal produsere gyldige inferenstester og gi *best linear unbiased estimates* (BLUE) når modellene estimeres¹⁸. Forutsetningene som må være oppfylt er ¹⁹:

- $E(u_t) = 0$.
- $var(u_t) = \sigma^2 < \infty$.
- $cov(u_i, u_j) = 0, i \neq j$.
- $cov(u_t, x_t) = 0$.
- $u_t \sim N(0, \sigma^2)$.

Den første forutsetningen gir at restleddet må ha en forventningsverdi lik null. Videre må restleddsvariansen være konstant. En viktig tredje antagelse ved OLS på tidsserie er at restleddene ikke må være seriekorrelerte. Den fjerde og siste forutsetningen sier at forklaringsvariablene må være eksogene og at restleddet må være normalfordelt. Konsekvenser ved brudd på forutsetningene nevnt over og en nøye gjennomgang av egenskapene finnes i Brooks (2008). I neste delkapittel introduseres tester for disse restleddsforutsetningene som vil bli utført i kapittel 5.

¹⁸Se Brooks (2008) for mer.

¹⁹Antakelser som gjelder for u_t vil også gjelde for ϵ_t .

4.6 Modellegenskaper

For å få kunnskap om den estimerte modellens egenskaper, må en rekke ulike tester gjennomføres. Det er hensiktsmessig å undersøke om modellen har gode prediksjonsegenskaper og gjøre diagnostiske tester. I tillegg er det viktig å evaluere om modellen sikrer parameterstabilitet i hele utvalgsperioden.

4.6.1 Testing for feilspesifikasjon

Dette delkapittelet vil forklare relevante tester for feilspesifikasjon. Det er viktig å forsikre seg om at restriksjonene som er pålagt modellen er gyldige. Tester for dette vises i det følgende kapittelet.

Det vanligste og mest alvorlige problemet i modeller basert på tidsserier er at restleddet er seriekorrelert (Wooldridge, 2013). Man kan anta følgende prosess for restleddet:

$$u_t = \rho u_{t-1} + v_t \quad (4.10)$$

Dersom $\rho \neq 0$ eksisterer det seriekorrelasjon i restleddet. Seriekorrelasjon vil ugyldiggjøre inferenstester i en OLS-modell. En test for å avdekke seriekorrelasjon gjøres ved å teste residualene. Den enkleste testen er Durbin-Watson testen (DW), som tester sammenhengen mellom restleddet og verdien perioden før, også kalt førsteordens seriekorrelasjon. Durbin-Watson testen antar også strikt eksogene forklaringsvariable, det kan derfor være aktuelt å teste for endogenitet hvis man skal bruke denne testen.

Vil en derimot utvide testen for å se på seriekorrelasjon mellom residualene og flere tilbakedaterte verdier på en gang, er Breusch-Godfrey testen et alternativ (Wooldridge, 2013). Denne testen er en mer generell test for å avdekke seriekorrelasjon av høyere orden og antar ikke like strikt eksogenitet som DW-testen. Her vil nullhypotesen være at nåværende restledd ikke har en sterk sammenheng med noen av de tidligere verdiene. Dersom teststatistikken overstiger kritisk verdi fra kji-kvadrat fordelingen vil nullhypotesen forkastes om ingen

seriekorrelasjon. Breusch-Godfrey testen har vanskeligheter med å velge optimalt tilbakedaterte verdier av restleddet som inngår i testen. Derfor er det vanlig å bruke frekvensen i data til å bestemme. Ved bruk av årlige data, slik som i datasettet som ligger til grunn for denne oppgaven, er det sjeldent aktuelt å teste for seriekorrelasjon av orden høyere enn 2.

Det bør også testes for heteroskedastisitet, hvilket impliserer å teste for konstant varians i restleddet. Dette kan gjøres ved den kjikvadrat-distribuerte Breusch-Pagan-testen. Dersom nullhypotesen om konstant varians forkastes indikerer det at variansen i restleddet endrer seg med forskjellige verdier på forklaringsvariablene. Ved heteroskedastisitet blir de vanlige inferenstestene ugyldige og man kan stå i fare for å konkludere med signifikans der det ikke er basis for det.

En spesiell type heteroskedastisitet er autoregressiv betinget heteroskedastisitet (ARCH). Denne formen for heteroskedastisitet innebærer at variansen i restleddet endrer seg over tid. Selv om ikke u_t er seriekorrelert kan u_t^2 være positivt seriekorrelert. Testing for ARCH gjøres ved å regressere tilbakedaterte kvadreringer av residualen på kvadrert residual tidspunkt t , u_t^2 . Deretter testes signifikansen av koeffisientene med en LM-test.

En antagelse under den empiriske spesifikasjonen av modellen er at den er lineær i sine estimerte parametre. Lineariteten kan testes ved en RESET-test²⁰. Dette er en generell test for feilspesifikasjon av modellens funksjonsform. Metoden benytter en hjelperegresjon der den endogene variabelen er en funksjon av predikerte verdier av seg selv i n 'te orden, i tillegg til andre forklaringsvariable. Predikerte verdier av høyere orden kan fange opp variasjon av ikke-linearitet i modellen. Testen for feilspesifikasjon utføres ved å estimere en hjelperegresjon og teste nullhypotesen med en F- eller LM-test.

For å sjekke om modellen har normalfordelte restledd kan man bruke Bera-Jarque testen. Å teste for normalitet er viktig for å påvise at både fordelingsegenskapene til OLS-estimatoren og t- og F-testene er gyldige. Normalfordelingen er symmetrisk

²⁰RESET: Regression specification error test (Brooks, 2008).

rundt sitt eget gjennomsnitt, og det er nettopp dette testen undersøker.

De fem sistnevnte testene vil utføres når feiljusteringsmodellen estimeres i neste kapittel.

4.6.2 Parameterstabilitet

Parametrene i den estimerte modellen antas konstante gjennom hele perioden. Det er derfor aktuelt å teste om denne stabiliteten er sann. En vanlig prosedyre for å gjøre dette er en Chow-test. Et problem med Chow-testen er at man må ha nok data for å gjøre regresjoner for begge delperioder. Dette vil ikke nødvendigvis holde når antall observasjoner tilgjengelig er lavt, slik som i denne oppgaven. Derfor vil en alternativ formulering av en slik test, i følge Brooks (2008), være *the predictive failure test*. Denne testen krever estimater fra hele perioden og fra en delperiode. Den lengste delperioden estimeres og deretter brukes de estimerte koeffisientene for å predikere verdier av y på den andre perioden. Disse predikerte verdiene av y er sammenlignet med faktiske verdier. Nullhypotesen for testen er at feilene for alle prediksjoner er null.

1. I første trinn estimeres en regresjon for hele perioden for å kalkulere RSS ²¹.
2. Deretter estimeres regresjonen for den lengste perioden.
3. Siste trinn er å utføre testen. Hvis F -statistikken er større enn kritisk verdi fra F -distribusjonen med $F(T_2, T_1-k)$ frihetsgrader vil nullhypotesen forkastes om at parametrene i de to delperiodene er like, og derfor stabile over tid.

$$F - \text{statistikk} = \frac{RSS - RSS_1}{RSS_1} \times \frac{T_1 - k}{T_2} \quad (4.11)$$

Her er RSS og RSS_1 summen av kvadrerte residualer for henholdsvis hele perioden og delperioden. T_1 er antall observasjoner for den lengste perioden, T_2 er antall observasjoner modellen vil predikere og k er antall estimerte forklaringsvariable i hver delperiode.

²¹ $RSS =$ residual sum of squares

For å analysere parameterstabiliteten grafisk kan man gjøre en rekursiv estimering. Denne typen estimering innebærer å begynne med et lite delutvalg på begynnelsen av perioden, for så å øke med én og én periode for å observere om parametrene endrer seg. I følge Brooks (2008) er det vanlig å starte med $k+1$ observasjoner. Hvis grafen for parametrene forholder seg forholdsvis glatt gjennom perioden innebærer det at parametrene er stabile.

Det har nå blitt gjennomgått datasett, modell og økonometrisk metode som ligger til grunn for resultatene. I neste kapittel vil resultater og diagnostiske tester presenteres og drøftes.

5 Modell og resultater

I dette kapitlet vil resultatene fra estimeringen av de empiriske spesifikasjonene presenteres. Det første delkapitlet formulerer modelleringsstrategien som ligger bak estimeringen av feiljusteringsmodellene. Modellene estimeres og resultater og analyser fremstilles i delkapittel 5.2. Deretter gjøres det analyser av prediksjonsevne og parameterstabilitet i 5.3. I 5.4 vises resultatene av sensitivitetsanalyser, og i 5.5 presenteres en utvidet test for asymmetriske responser.

5.1 Modelleringsstrategi

Både i estimeringen av modell for leteinvesteringer og modell for investeringer på rigg, plattform og moduler velges en feiljusteringsmodell som drøftet i kapittel 4.4. I modellene er det inkludert tilbakedateringer av investeringene, i tillegg til realpris både tilbakedatert og på endringsform. Det har blitt forsøkt med flere tilbakedateringer av realprisen på endringsform i begge modeller, men dette har ikke gitt signifikante resultater.

For begge avhengige variable inkluderes det en deterministisk tidstrend i modellen. Det antas at industriell vekst, teknologisk fremgang og politiske beslutninger vil påvirke investeringene, og det anses derfor som viktig å kontrollere for denne variabelen.

Det følges Mohn og Osmundsen (2011) ved at det testes for asymmetriske responser i investeringene. Variabelen prisvekst fanger opp de eventuelle asymmetriske effektene. $prisvekst_t$ er lik endring i realprisene dersom endringen er positiv, og lik null hvis endringen er negativ. Dersom koeffisienten foran prisvekst ikke er signifikant forskjellig fra 0 vil det bety at det estimeres at responsen på prisvekst og prisnedgang er symmetrisk.

I tabellen hvor det estimeres en modell for leteinvesteringer vises fire forskjellige modellformuleringer. En modellformulering inkluderer både prisvekst og tidstrend, en ekskluderer prisveksten, og en formulering ekskluderer også trenden. I tillegg

legges det til en modellformulering der tilbakedaterte leteinvesteringer på endringsform er inkludert da den er signifikant og bedrer de diagnostiske testene. Det har også blitt forsøkt med flere tilbakedateringer av denne variabelen, men dette har ikke vist seg å være signifikant.

Investeringer på rigg, plattform og moduler forsøkes estimert med tre forskjellige modellformuleringer. Det følges samme prosedyre som for leteinvesteringer ved at første modellformulering inkluderer tilbakedatert realpris, realpris på endringsform, tidstrend og prisvekst. I den neste ekskluderes prisvekstvariabelen, og i den tredje utelates også tidstrenden. I modellen for denne typen investeringer inkluderes ikke tilbakedatert investeringsvariabel på endringsform da det ikke endrer resultatene eller de diagnostiske testene i særlig grad.

Signifikansen til feiljusteringsparameteren i alle modellformuleringer testes mot kritiske verdier foreslått av Kremers, Ericsson og Dolado (1992)²².

Videre kjøres det diagnostiske tester for alle modellformuleringer, slik det er drøftet i kapittel 4.6.1.

5.2 Resultater

5.2.1 Modell 1: Leteinvesteringer

Det første en kan merke seg i tabell 5.1 er at feiljusteringsparameteren er statistisk signifikant og har en absoluttverdi mellom 0 og 1 i alle fire modellformuleringer²³. Dette betyr at det foreligger kointegrasjon mellom leteinvesteringer og realoljepris. Feiljusteringsparameteren er større i de formuleringene hvor tidstrenden inkluderes, altså estimeres det at investeringene går raskere mot en likevekt når man kontrollerer for en tidstrend. I modell (1.4) viser den estimerte feiljusteringsparameteren ved

²²Valget av kritisk verdi i tabellen foreslått av Kremers et. al baseres på følgende sitat (Johansen, 1995): "Kremers et al (1992) have shown that the asymptotic distribution lies between the DF distribution and the standard normal when the explanatory variable are weakly exogenous for the potential cointegrating vector. A conservative procedure is to use the DF critical values which approximates -3."

²³T-verdiene for feiljusteringsparameteren i modellformuleringene er følgende: (1.1): -5,98; (1.2): -6,06; (1.3): -2,089; (1.4): -5,39.

tidspunkt t at 64 prosent av et avvik mellom faktisk og ønsket investeringsnivå fjernes i løpet av det neste året.

Tabell 5.1: Feiljusteringsmodell for leteinvesteringer med bruk av $realpris1_t$

	(1.1)	(1.2)	(1.3)	(1.4)
	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$
$InvLet_{t-1}$	-0.784*** (0.131)	-0.782*** (0.129)	-0.117** (0.056)	-0.641*** (0.119)
$realpris1_{t-1}$	0.331*** (0.076)	0.329*** (0.074)	0.060 (0.074)	0.252*** (0.058)
$\Delta realpris1_t$	0.166 (0.191)	0.201* (0.107)	0.236 (0.143)	0.175** (0.076)
$TREND_t$	0.033*** (0.006)	0.033*** (0.006)		0.028*** (0.005)
$prisvekst_t$	0.076 (0.336)			
$\Delta InvLet_{t-1}$				0.309*** (0.089)
$Konstant$	7.318*** (1.208)	7.305*** (1.190)	1.247** (0.573)	5.922*** (1.099)
Observasjoner	40	40	40	39
R^2	0.554	0.554	0.174	0.545
BG-test	$\chi^2(1)=23.056$ [0.000]	$\chi^2(1)=22.403$ [0.000]	$\chi^2(1)=1.231$ [0.267]	$\chi^2(1)=0.010$ [0.920]
Hetero.-test	$\chi^2(1) = 5.41$ [0.020]	$\chi^2(1) = 5.36$ [0.021]	$\chi^2(1) = 15.77$ [0.000]	$\chi^2(1) = 0.79$ [0.374]
RESET-test	$F(3,31)=5.67$ [0.003]	$F(3,32)=5.88$ [0.003]	$F(3,33)=7.90$ [0.000]	$F(3,30)=0.42$ [0.742]
Normalitets-test	$\chi^2(2) = 5.87$ [0.053]	$\chi^2(2) = 5.73$ [0.057]	$\chi^2(2) = 15.57$ [0.000]	$\chi^2(2) = 0.34$ [0.843]
ARCH-test	$\chi^2(1) = 8.821$ [0.003]	$\chi^2(1) = 8.258$ [0.004]	$\chi^2(1) = 1.186$ [0.276]	$\chi^2(1) = 0.552$ [0.458]

Standardfeil i (), p-verdier i [].

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

Se delkapittel 4.6.1 for drøfting av de diagnostiske testene.

R^2 er lik i modellformulering (1.1) og (1.2), men reduseres drastisk i modellformulering (1.3). Parameteren for tidstrend er signifikant i alle tre modellformuleringer hvor den er inkludert, og det ser derfor ut til å være sentralt å inkludere tidstrenden i estimeringen. Variabelen $prisvekst_t$ er derimot ikke signifikant, og det er foreløpig ikke noe grunnlag for å si at det er asymmetri i leteinvesteringsresponsen på prisendringer. Det er viktig å merke seg i (1.1) at parameteren for $\Delta realpris1_t$ i denne formuleringen er estimert effekt på leteinvesteringene når kortsiktig prisendring er negativ. Heller ikke denne parameteren er statistisk signifikant.

Ved første øyekast ser modellformulering (1.2) ut til å være en god modell for å forklare endringer i leteinvesteringene med statistisk signifikante parametre. De diagnostiske testene gir derimot ikke gode resultater. Det foreligger seriekorrelasjon, heteroskedastisitet, feilspesifikasjon i henhold til RESET-testen og betinget autoregressiv heteroskedastisitet. Dette kan skyldes utelatte variable. Se delkapittel 4.6.1 for drøfting av feilspesifikasjon.

Da det bedrer de diagnostiske testene betydelig inkluderes tilbakedatert førstedifferens av leteinvesteringene. I følge appendiks A.3 driver leteinvesteringene til tider seg selv, og en god modell inkluderer derfor denne variabelen. Modellformulering (1.4) vil anvendes videre i analysen.

Korttidseffekten av endringer i realprisen er positiv og signifikant. Dette er uventet med tanke på at det er noe treghet fra et oljeselskap planlegger å lete i et område til de får innvilget konsesjon. På den annen side kan korttidseffekten av prisendring tolkes som at et selskap tar avgjørelsen om å starte leteboring på tidspunkt t i stedet for å utsette leteaktiviteten til neste periode, når konsesjonen allerede foreligger. Tilsvarende vil et selskap utsette leteboring ved et fall i oljeprisen.

Priselastisiteten på lang sikt for leteinvesteringene er 0,393, dermed vil 10 prosents økning i oljeprisen føre til 3,93 prosents økning i leteinvesteringene på lang sikt, gitt alt annet uendret²⁴. Modellformulering (1.4) anslår dermed en moderat

²⁴I ECM-modellen er langtidselastisiten gitt ved parameteren foran lagget forklaringsvariabel dividert på feiljusteringsparameteren. I en modell som er gitt ved $\Delta y_t = -\lambda y_{t-1} + \beta_0 + \beta_1 x_{t-1} + \alpha_1 \Delta x_t + u_t = -\lambda [y_{t-1} - \frac{\beta_0}{\lambda} - \frac{\beta_1}{\lambda} x_{t-1}] + \alpha_1 \Delta x_t + u_t$ er $\frac{\beta_1}{\lambda}$ langtidseffekten.

langtidseffekt på leteinvesteringene av endringer i oljeprisen.

Parameteren for tidstrend viser 0,028, derfor estimeres det en økning på 2,8 prosent i investeringene fra et år til et annet, alt annet likt.

5.2.2 Modell 2: Investeringer i rigg, plattformer og moduler

Modellformuleringene for modell 2 viser at feiljusteringsparameteren er signifikant og mellom 0 og 1, slik at man kan konkludere med kointegrasjon mellom avhengig og uavhengig variabel også i denne modellen ²⁵. Man kan også merke seg her at det estimeres at feiljusteringen mot likevekt går raskere når det inkluderes en tidstrend i modellen, enn når denne ekskluderes.

I alle tre modellformuleringer er det ingen signifikante effekter av tilbakedatert pris eller kortsiktige endringer i pris. Heller er det ingen basis for å konstatere asymmetri i investeringsresponsen på pris. Tidstrend-variabelen er signifikant på fem prosents signifikansnivå i begge modellformuleringer hvor den er inkludert. Investeringene på rigg, plattformer og moduler vil altså stige med 1 prosent fra et år til et annet, alt annet uendret. Den partielle autokorrelasjonsfunksjonen i appendiks A.3 viser at, i likhet med leteinvesteringene, driver rigginvesteringene til tider seg selv. Det har blitt forsøkt å tillegge *RkapRigg* på endringsform og tilbakedatert form til modellen, og dette har gitt signifikante resultater, uten at estimert effekt av realoljeprisen har endret seg nevneverdig. Det underbygger konklusjonen om at investeringene driver seg selv da endring i kapital vil være lik investeringer minus kapitalslit.

De diagnostiske testene viser til dels gunstige resultater. Testene viser ingen seriekorrelasjon, heteroskedastisitet eller feilspesifikasjon for noen av de tre modellformuleringene. Det er derimot ikke normalfordeling i restleddene, men modellens asymptotiske egenskaper vil ikke påvirkes av dette. I appendiks A.4 vises det en grafisk fremstilling av residualene som viser at ikke-normaliteten skyldes noen få ekstremverdier som vil være vanskelige å korrigere for.

²⁵T-verdiene for feiljusteringsparameteren i modellformuleringene er følgende: (2.1): -3,27; (2.2): -3,38; (2.3): -2,34.

Tabell 5.2: Feiljusteringsmodell for investeringer på oljerigg, plattform og moduler med bruk av $realpris2_t$

	(2.1)	(2.2)	(2.3)
	$\Delta InvRigg_t$	$\Delta InvRigg_t$	$\Delta InvRigg_t$
$InvRigg_{t-1}$	-0.513*** (0.157)	-0.520*** (0.154)	-0.272** (0.116)
$realpris2_{t-1}$	0.064 (0.095)	0.066 (0.094)	0.102 (0.098)
$\Delta realpris2_t$	-0.111 (0.333)	-0.211 (0.200)	-0.061 (0.199)
$TREND_t$	0.010** (0.004)	0.010** (0.004)	
$prisvekst_t$	-0.203 (0.533)		
<i>Konstant</i>	5.218*** (1.577)	5.280*** (1.550)	2.901** (1.216)
Observasjoner	40	40	40
R^2	0.286	0.283	0.175
BG-test	$\chi^2(1) = 0.496$ [0.481]	$\chi^2(1) = 0.208$ [0.648]	$\chi^2(1) = 0.857$ [0.355]
Hetero.-test	$\chi^2(1) = 0.19$ [0.663]	$\chi^2 = 0.36$ [0.550]	$\chi^2(1) = 1.08$ [0.299]
RESET-test	F(3,31)=1.33 [0.284]	F(3,32)=1.61 [0.206]	F(3,33)=0.37 [0.772]
Normalitets-test	$\chi^2(2) = 12.81$ [0.002]	$\chi^2(2) = 11.96$ [0.003]	$\chi^2(2) = 19.27$ [0.000]
ARCH-test	$\chi^2(1) = 0.596$ [0.440]	$\chi^2(1) = 0.558$ [0.455]	$\chi^2(1) = 0.179$ [0.673]

Standardfeil i (), p-verdier i [].

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

Se delkapittel 4.6.1 for drøfting av de diagnostiske testene.

5.2.3 Likheter og forskjeller i modell 1 og modell 2

I følge estimeringene som har blitt gjort har pris en effekt på leteinvesteringer, men ikke på investeringer i borerigger, plattformer og moduler. Det kan imidlertid heller ikke for leteinvesteringene konkluderes med asymmetri i responsen på prisendringer når testingen følger Mohn og Osmundsen (2011). Felles for begge modellene er at tidstrenden er positiv og signifikant, hvilket kan indikere at politiske beslutninger, teknologisk utvikling og lignende påvirker investeringene i oljesektoren.

En grunn til at prisen ikke har effekt på investeringene i modell 2 kan være at en stor andel av disse investeringene gjøres for å erstatte foreldet produksjonsutstyr og anlegg, slik det er diskutert i delkapittel 3.2.1. I en næring hvor det gjennom hele tidsperioden som estimeres har vært positivt driftsresultat, se appendiks A.6, antas det at det kontinuerlig investeres tilnærmet uavhengig av fjorårets pris. Erstatningsinvesteringene må gjøres for å holde produksjonen oppe, og er nødvendige så lenge produksjonen skal holdes på samme nivå.

Det er grunn til å tro at leteaktivitet i større grad gjøres for å øke produksjonen, og det er dermed et argument for å gjøre flere analyser på prisens effekt på disse investeringene. Da det ikke finnes signifikante effekter av realoljepris på investeringer i rigg, plattform og moduler er det ikke av særlig interesse å videreføre analysene på modell 2. Det utforskes derimot prediksjonsegenskaper og parameterstabilitet for modell (1.4) i delkapittel 5.3, og videre gjøres det sensitivitetsanalyser på samme modell. Til slutt vil det utføres en utvidet test for asymmetriske responser.

5.2.4 Resultater sett i lys av tidligere studier

Ringlund et al. (2008) har tidligere funnet signifikante effekter av oljepris på riggaktivitet for Europa, slik det er presentert i delkapittel 3.1. De konkluderer imidlertid med at priselastisiteten er mindre jo mer regulert økonomien er. De positive effektene de finner i Europa er små sammenlignet med Nord- og Latin-Amerika. Norge preges av betydelig offentlig regulering og har en oljeindustri hvor kontraktene i stor grad er langsiktige (Ringlund et al., 2008). Selv om det i

modell 2 ikke finnes noen signifikante effekter av endringer i oljepris, kan nevnte argumenter som Ringlund et. al foreslår for små effekter i Europa også gjelde for mangel på signifikante effekter.

Til forskjell fra Mohn og Osmundsen (2011) finnes det ikke signifikant asymmetrisk respons på prisendringer i modell 1 når det testes på samme måte. Dette kan komme av at deres datasett strekker seg fra 1966 til 2004, mens datasettet som ligger til grunn for denne oppgaven begynner i 1975 og strekker seg til 2015. I tillegg bruker Mohn og Osmundsen antall letebrønner per år som avhengig variabel og inkluderer forklaringsvariable som suksessrate og geologisk usikkerhet, i tillegg til at de inkluderer regionspesifikke faktorer. Altså er det store forskjeller i datamateriale, hvilket kan gi ulike resultater. Testingen for asymmetriske responser tas et steg videre i delkapittel 5.5.

Som nevnt i introduksjonen har oppgaven hentet inspirasjon fra Parmer (2010). Resultatene i oppgavene er like ved at de begge finner positive effekter av realpris på leteinvesteringer på lang sikt. Denne oppgaven bidrar i kontrast til Parmer med en sammenligning med investeringer på rigg, plattform og moduler. Da priseffekten i den modellen er insignifikant gir denne oppgaven ytterligere innsikt ved at man kan konkludere med at det er forskjeller i hvordan investorene reagerer på pris, avhengig av investeringsart. Videre bruker denne oppgaven andre og nyere data og inkluderer en deterministisk trendvariabel som viser at teknologisk fremgang og politiske beslutninger har en sterkt signifikant effekt på begge investeringsarter.

5.3 Parameterstabilitet og prediksjonsevne

For ytterligere å undersøke hvor god modell (1.4) er undersøkes parameterstabilitet og prediksjonsevne. Da det antas at parametrene i en lineær regresjon er stabile gjennom hele perioden kan det være aktuelt å teste om dette er en rimelig antakelse. Videre er det interessant å se om en estimering av endringer i leteinvesteringene kan brukes til å predikere fremtidige endringer. Datasettet deles opp i to for å gjøre en estimering for årene 1975 til 2005. Selv om man utelater 10 observasjoner avviker

parametrene rapportert i tabell 5.3 svært lite fra den opprinnelige modellen.

Tabell 5.3: Feiljusteringsmodell for $\Delta InvLet_t$ for perioden 1975-2005

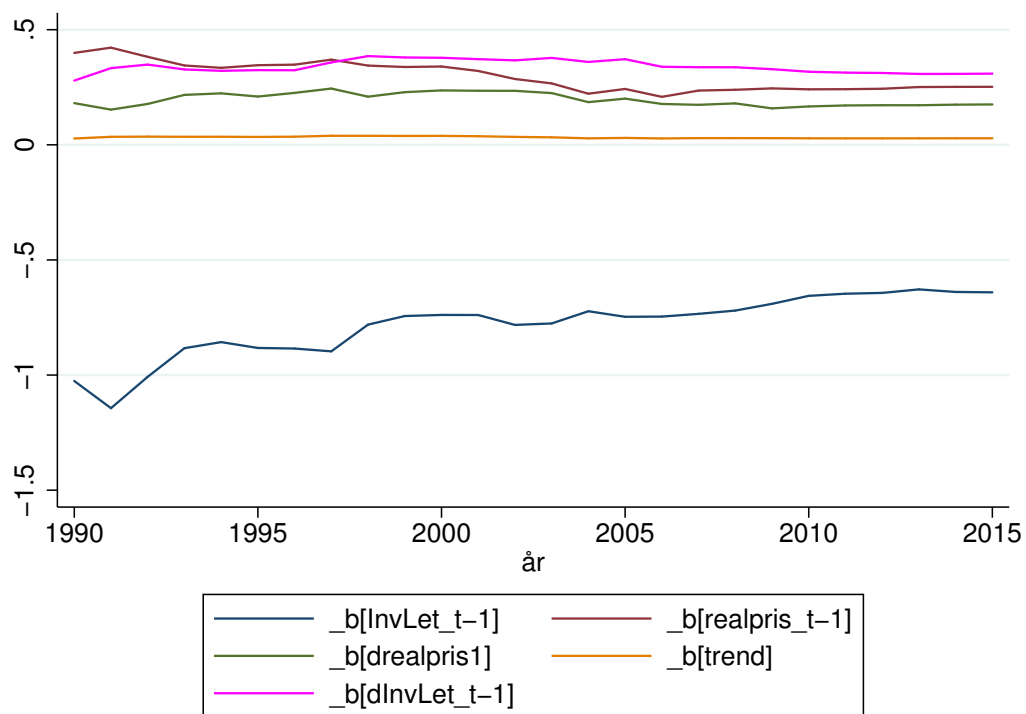
	(1.4) ^a $\Delta InvLet_t$
$InvLet_{t-1}$	-0.747*** (0.153)
$realpris1_{t-1}$	0.243*** (0.073)
$\Delta realpris1_t$	0.201** (0.091)
$TREND_t$	0.030*** (0.006)
$\Delta InvLet_{t-1}$	0.372*** (0.102)
Konstant	6.943*** (1.442)
Observasjoner	29
R^2	0.597

Standardfeil i parentes

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

Som første steg i test for parameterstabilitet gjøres en *predictive failure test* som diskutert i delkapittel 4.6.2. Ved å sette inn RSS fra estimeringen for delperioden og hele perioden får man en F-statistikk som måles opp mot kritisk verdi fra tabell over F-distribusjonen. Denne testen er distribuert som $F(10, 39-5)$. Teststatistikken gir en verdi på 0,925 og gir ikke grunnlag for å forkaste nullhypotesen om parameterstabilitet i hele perioden.

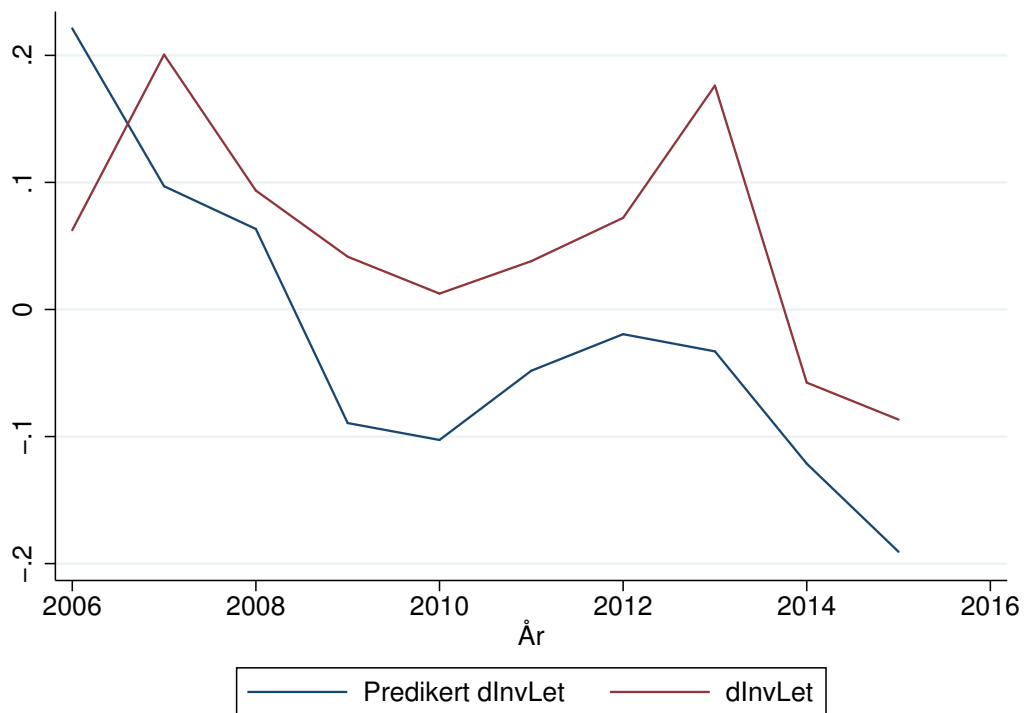
Til tross for at man kan konkludere med parameterstabilitet ut fra Chow-testen, kan det være nyttig å gjøre en rekursiv estimering for å gjøre analysen grafisk. For å ha nok frihetsgrader i initialperioden velges startpunktet for den rekursive estimeringen i 1990.



Figur 5.1: Rekursiv estimering av modell (1.4)

Figur 5.1 viser at majoriteten av parametrene i modellen er stabile. Unntaket er parameteren foran tilbakedatert verdi på leteinvesteringene, $InvLet_{t-1}$, som ser ut til å gå nærmere null utover i perioden. Merk at dette er feiljusteringsparameteren i modellen. Altså estimeres det at feiljusteringen vil gå tregere jo flere observasjoner man inkluderer i regresjonen. Dette er også tydelig når man sammenligner parameteren for $InvLet_{t-1}$ i modell (1.4) og (1.4)'. (1.4) inkluderer flest observasjoner og estimerer en mindre feiljusteringsparameter enn (1.4)' som inkluderer 10 færre observasjoner.

Prediksjonsevnen til modell (1.4) vises grafisk i figur 5.2.



Figur 5.2: Predikerte verdier av $\Delta InvLet_t$ mot observerte verdier på $\Delta LetInv_t$

Predikert endring i leteinvesteringene ligger under faktisk endring i alle årene bortsett fra startåret for predikering, 2006. Til tross for noe avvik i nivå er bevegelsene i grafene til dels like bortsett fra helt i begynnelsen av prediksjonsperioden. Modellen sliter med å fange opp et sjokk i 2013, ellers presterer modellen godt. Nivåforskjellen kan komme av utelatte variable som vanskelige lar seg observere. Det er likevel tilfredsstillende at de predikerte endringene i avhengig variabel i stor grad gjenspeiler de faktiske endringene.

5.4 Sensitivitetsanalyser

For ytterligere å evaluere modell 1 for leteaktivitet, gjøres det estimeringer ved å bruke andre mål på lønnsomhet. Det er sentralt å se om effektene endrer seg i stor grad ved bruk av nominell pris i stedet for realpris. Videre sammenlignes denne

effekten med effekten av driftsresultat i løpende priser ²⁶. Korrelasjonen mellom $pris_t$ og $driftsres_t$ er svært høy, men korrelasjonen mellom de to variablene og $realpris1_t$ er noe lavere. Dette vil være naturlig da de to førstnevnte er nominelle størrelser, mens $realpris1_t$ er deflatert på en investeringsindeks. Se appendiks A.5 for korrelasjonsmatrisen til de tre variablene.

Til slutt sjekkes det om parametrene endrer seg i modell (1.4) når realkapital tilbakedatert og på endringsform inkluderes. Investering i en periode antas å være erstatning av depreciert kapital i tillegg til investeringer som øker kapitalmengden, slik det er vist i 3.2.1. Det tenkes derfor at realkapital i forrige periode og endringer i realkapital vil være svært korrelert med endringer i investeringer. Resultatene er presentert i tabell 5.4.

Resultatene viser at konklusjonen om at oljepris har en signifikant effekt på leteinvesteringene holder. Ved å bruke nominell pris som forklaringsvariabel er den estimerte langsiktige priselastisiteten 0,393, i likhet med priselastisiteten som har blitt beregnet ved å bruke realpris²⁷. Den estimerte kortsiktige effekten estimeres til å være noe sterkere enn ved bruk av realpris, men ved beregning av konfidensintervallene ser man at effektene overlapper ²⁸.

Når det inkluderes driftsresultat i stedet for pris er estimert langsiktig effekt 0,296. Det er imidlertid vanskelig å sammenligne effekten av denne variabelen med de to prisvariablene da man kan se av den deskriptive statistikken i appendiks A.6 at $driftsres_t$ har et høyere gjennomsnitt og større standardavvik enn de to prisvariablene. Driftsresultat tilbakedatert en periode er kun signifikant på 5 prosentnivå og på endringsform er den ikke signifikant. Driftsresultat påvirkes av volumendringer, lønnskostnader og lignende, altså tenkes det at effekten av denne variabelen vil være mer utvannet enn effekten av prisendringer.

²⁶Se delkapittel 4.2 for definisjon av driftsresultat

²⁷Langsiktig priselastisitet beregnes ved å dividere koeffisienten for tilbakedatert pris på feiljusteringsparameteren. I dette tilfellet blir det $\frac{0,209}{0,532}$.

²⁸95-prosents konfidensintervaller for estimatorene til variablene er følgende: $\Delta realpris1_t$ [0,021 0,330], $\Delta pris_t$ [0,043 0,371]

Tabell 5.4: Omformulering av feiljusteringsmodellen for leteinvesteringer

	(1.5)	(1.6)	(1.7)
	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$
$InvLet_{t-1}$	-0.532*** (0.111)	-0.334*** (0.096)	-0.813*** (0.106)
$pris_{t-1}$	0.209*** (0.058)		
$\Delta pris_t$	0.207** (0.080)		
$TREND_t$	0.014*** (0.004)	0.004 (0.005)	0.015* (0.008)
$\Delta InvLet_{t-1}$	0.323*** (0.095)	0.280*** (0.101)	0.037 (0.106)
$driftsres_{t-1}$		0.099** (0.037)	
$\Delta driftsres_t$		0.077 (0.047)	
$realpris1_{t-1}$			0.134** (0.056)
$\Delta realpris1_t$			0.103 (0.069)
$RkapLet_{t-1}$			0.530*** (0.190)
$\Delta RkapLet_t$			2.808*** (0.673)
Konstant	5.217*** (1.089)	2.186** (0.905)	1.401 (2.091)
Observasjoner	39	39	39
R^2	0.496	0.391	0.711

Standardfeil i ()

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

Videre er trendvariabelen i (1.6) ikke signifikant. Man kan argumentere for at driftsresultat eventuelt fanger opp effekten av politiske beslutninger, teknologisk utvikling og lignende, men dette er noe usikkert.

Ved å inkludere realkapital i modellen minsker effekten av oljepris sammenlignet med estimeringen gjort i (1.4) og (1.5). Estimert langsiktig priselastisitet er 0,165. Det er likevel viktig å merke seg at effekten av tilbakedatert realpris fortsatt er signifikant på et 5-prosentsnivå. Både tilbakedatert realkapital og endring i realkapital har svært sterk effekt på investeringene, og kan underbygge tidligere drøfting om at depresiering og et ønske om å holde et visst kapitalnivå vil være svært bestemmende for investeringene. At realkapital forklarer mye av variansen i leteinvesteringene bekreftes også av R^2 i (1.7) som er markant høyere enn R^2 i (1.4).

Både modellformulering (1.5) og (1.6) har lavere R^2 enn (1.4), altså estimeres det at realpris er en bedre forklaringsvariabel på leteinvesteringene enn nominell pris og driftsresultat i løpende priser. (1.6) har lavest forklaringsmakt, og det ser derfor ut til at pris, både nominell og deflatert, i større grad forklarer variansen i avhengig variabel enn driftsresultat.

5.5 Utvidet testing for asymmetriske responser

Den enkle testen for asymmetri i tabell 5.1 ga ingen signifikante resultater. Det kan likevel være nyttig å ta testen et steg videre ved å definere to regimer for modell (1.4), hvor det første regimet angir effekter av variablene når endring i realoljepris er negativ, og det andre regimet når endringen er positiv²⁹. Tabell 5.5 viser resultatene under de to regimene.

Tabell 5.5: Estimering av leteinvesteringer under to prisregimer

	$\Delta realpris1_t < 0$	$\Delta realpris1_t > 0$
	(1.4)'	(1.4)''
	$\Delta InvLet_t$	$\Delta InvLet_t$
$InvLet_{t-1}$	-1.02*** (0.159)	-0.38*** (0.136)
$realpris1_{t-1}$	0.36*** (0.076)	0.22*** (0.073)
$\Delta realpris1_t$	-0.01 (0.129)	0.29 (0.193)
$TREND_t$	0.046*** (0.007)	0.016*** (0.006)
$\Delta InvLet_{t-1}$	0.64*** (0.143)	0.16 (0.096)
$Konstant$	9.34*** (1.471)	3.56*** (1.248)

Standardfeil i (). *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Resultatene fra testingen viser at elastisiteten på tilbakedaterte leteinvesteringer er større når prisendringen er negativ, enn når prisendringen er positiv. Begge parametre foran $InvLet_{t-1}$ er negative, altså vil høyere investering i forrige periode skape mindre endring i investeringer. Denne effekten er sterkere når prisendringen fra forrige år til inneværende år er negativ.

²⁹Parametrene som er blitt estimert har fremkommet ved to regresjoner for å få riktige standardfeil og t-verdier. Den ene regresjonen inkluderte i tillegg til variablene i modell (1.4) interaksjonsledd som bestod av alle variablene multiplisert med en dummy=1 for positiv prisendring. Den andre regresjonen inkluderte det motsatte: interaksjonsledd skapt ved multiplikasjon med dummy=1 for negativ prisendring.

Effekten av fjorårets realoljepris er også sterkere når prisendringen er negativ. Høy pris i foregående år skaper en positiv endring i leteinvesteringene, men elastisiteten fra fjorårets pris er størst når kortsiktig endring i pris er negativ.

Konklusjonen for de to foregående variablene gjelder også tilbakedatert endring på leteinvesteringene. Hvis endringen mellom to år tilbake og et år tilbake var negativ, estimeres det at endringen i leteinvesteringene påvirkes fire ganger så mye, som hvis endringen var positiv.

Til tross for at det ikke har blitt funnet asymmetriske responser ved å bruke samme metode som Mohn og Osmundsen (2011) kan konklusjonen bli tilsvarende. Investorenes reaksjoner på en negativ prisendring har ikke en tilsvarende reaksjon i absoluttverdi ved prisøkning. I denne konteksten kan det tolkes som at man velger å utsette planlagte leteinvesteringer ved negativ prisendring. En prisøkning skaper imidlertid ikke en tilsvarende fremskynding.

6 Konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å undersøke om oljeprisen har hatt en signifikant effekt på to typer investeringsarter i den norske oljenæringen. Det har også blitt analysert om responsene på pris er asymmetriske, både med en enkel interaksjonsvariabel og med en utvidet test på alle forklaringsvariable for leteinvesteringer.

Gjennom bruk av en 1-steps feiljusteringsmodell foreslått av Kremers et al. (1992) på et tidsseriedatasett har det blitt funnet flere signifikante resultater. For begge investeringsarter har en deterministisk tidstrend en signifikant positiv effekt. Det tenkes at denne innbefatter politiske beslutninger og teknologisk utvikling som vil være bestemmende for vilje og mulighet til å investere.

For leteinvesteringene har det blitt funnet signifikante effekter av endring i realoljeprisen, men ved å inkludere realkapital i modellen har det vist seg at oljeprisen hovedsaklig har en langsiktig effekt. Samtidig har det blitt konkludert med at fjorårets endring i leteinvestering er viktig for årets endring i leteinvesteringer. Ved den enkle testen av asymmetriske responser ble det ikke påvist noen signifikante resultater. Derimot, ved en utvidet test på alle variablene ble det estimert at effekten av variablene er forskjellig under et regime hvor prisendringen er negativ i motsetning til hvis prisendringen er positiv.

Vedrørende investeringer på oljerigger, plattform og moduler finnes det ikke signifikante effekter av realoljeprisen, hverken på kort eller lang sikt. Med dette resultatet kan man se at det er forskjeller i hvordan næringen responderer på prisendringer, avhengig av om det skal investeres i leteaktivitet eller i produksjonsanlegg.

I modellen for leteinvesteringer har det blitt kalkulert mål på parameterstabilitet, og prediksjonsevnen har blitt analysert grafisk. Parameterstabiliteten har vist seg å være god for alle parametre med unntak av parameteren for tilbakedaterte leteinvesteringer som endrer seg noe dersom man øker antallet observasjoner. Grafen for prediksjonsevne viser at modellen stort sett predikerer endringene fra en

periode til en annen godt, men at prediktert nivå er noe feil. Feilen i prediksjonen kan komme av at det finnes ekskluderte variable som påvirker endringen i leteinvesteringene. For eksempel kan politiske trender, risiko i finansmarkedene og lignende påvirke investeringsbeslutningen.

Videre undersøkelser

Dersom man ønsker å ta analysen et steg videre ville det vært sentralt å inkludere flere kontrollvariable. Overfor har det blitt nevnt variable som kan være utelatt i modellen og som har en effekt på investeringene. Dersom det var tilgjengelige data kunne det også være nyttig å inkludere geologiske faktorer, endringer i skattepolitikk, risiko og lignende.

Oljekrisen i 2014 ga en kraftig reduksjon i oljeprisen, hvilket førte til en nedgang i investeringene. Disse hendelsene har stimulert en ny interesse i atferden til oljeprodusentene, og da spesielt med tanke på hvordan de reagerer på negative oljepriser. En interessant problemstilling for videre undersøkelse kan være å inkludere *futurespris* på olje i tillegg til spotpris på tidspunkt t , som undersøkt i Bjørnland, Nordvik og Rohrer (2017). Studien bruker data på skiferolje i North Dakota og sammenligner teknologien bak denne typen oljeutvinning og tradisjonell oljeutvinning. Bjørnland et al. (2017) bruker differansen mellom futurespris for tidspunkt $t + j$, og spotpris som et mål på forventet endringsrate i oljeprisen j perioder fram i tid. Dersom dette målet er negativt, kan man forvente at oljeprisen er lavere enn dagens pris, j perioder fra nå. Er den positiv, vil prisen forventes å øke fremover. Det drøftes at produksjon og antall nye letebrønner som igangsettes vil reduseres dersom prisen et år frem er forventet å være høyere enn dagens pris. De finner signifikante effekter av futurespriser på skiferoljeproduksjon, men ingen effekt på tradisjonell oljeutvinning. Det kan være interessant å analysere om en futurespris på olje vil ha betydning for norske oljeinvesteringer. En slik analyse vil da være på tradisjonell oljeutvinning da det ikke er forekomster av skiferolje i Norge.

Referanser

- Aamdal, K. (2015). Norsk økonomi tåler oljeprisfallet. *Samfunnsøkonomen*(2).
- Begg, D., Vernasca, G., Fischer, S. & Dornbusch, R. (2011). *Economics*. McGraw-Hill.
- Bjørnland, H.C., Nordvik, F.M. & Rohrer, M. (2017). Supply flexibility in the shale patch: Evidence from north dakota. *CAMP Working Paper Series*(2).
- Brooks, C. (2008). *Introductory Econometrics for Finance*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Bøhm, M.F. & Mohn, K. (2017). Agentteori, atferdsfinans og oljeinvesteringer. *Samfunnsøkonomen*, 6, 26-38.
- Eika, T. (2008). Det svinger i norsk økonomi. *Samfunnsspeilet*, 22, 98-111.
- Hernæs, K.H. (2011). Faste priser og kjedingsavvik-hvorfor summerer ikke fastpristallene seg? *Økonomiske analyser*, 30(6), 61-63.
- Johansen, K. (1995). Norwegian wage curves. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 57(2), 229–247.
- Jorgenson, D.W. (1963). Capital theory and investment behavior. *The American Economic Review*, 53, 247-259.
- Kremers, J.J., Ericsson, N.R. & Dolado, J.J. (1992). The power of cointegration tests. *Oxford bulletin of economics and statistics*, 54(3), 325–348.
- Langørgen, A. (1993). *En økonometrisk analyse av lønnsdannelsen i norge*. Statistisk sentralbyrå.
- Mohn, K. (2007). Hva er det med oljeinvesteringene? *Magma*(6).
- Mohn, K. & Osmundsen, P. (2008). Exploration economics in a regulated petroleum province: The case of the norwegian continental shelf. *Energy Economics*, 30, 303-320.
- Mohn, K. & Osmundsen, P. (2011). Asymmetry and uncertainty in capital formation: an application to oil investment. *Applied Economics*, 43, 4387-4401.
- Norges Bank. (2014). *Pengepolitisk rapport 4/16*. Hentet 2018-05-22 fra <https://static.norges-bank.no/contentassets/>

b7b61d49e4034fc9ab122b8bdde23577/ppr_414.pdf?v=03/09/
2017123538&ft=.pdf

- Norsk Petroleum. (2018a). *Investeringer og driftskostnader*. Hentet 2018-04-25 fra <https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/>
- Norsk Petroleum. (2018b). *Petroleumsforskning og teknologi*. Hentet 2018-05-15 fra <https://www.norskpetroleum.no/miljo-og-teknologi/petroleumsforskning-og-teknologi/>
- Oi, W.Y. (1961). The desirability of price instability under perfect competition. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, 58–64.
- Olje-og energidepartementet. (2015). *Norges viktigste næring*. Hentet 2018-02-12 fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/verdiskaping/id2001331/>
- Olje-og energidepartementet. (2018). *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (pud) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum*. Hentet 2018-05-14 fra <http://www.npd.no/no/Konsesjonsrunder/>
- Oljedirektoratet. (2013). *Ressursrapport 2013*. Hentet 2018-02-13 fra <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2013/Kapittel-3/>
- Oljedirektoratet. (2016). *Ressursrapport 2016*. Hentet 2018-02-13 fra <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Ressursrapporter/Ressursrapport2016/Ressursrapp2016-norsk-nett.pdf>
- Oljedirektoratet. (2018). *Konsesjonsrunder*. Hentet 2018-05-14 fra <http://www.npd.no/no/Konsesjonsrunder/>
- Parmer, P. (2010). *Leteinvesteringer på den norske kontinentalsokkelen*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
- Regjeringen. (2016). *Norsk oljehistorie på 5 minutter*. Hentet 2018-03-28 fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter/id440538/>
- Ringlund, G.B., Rosendahl, K.E. & Skjerpen, T. (2008). Does oilrig activity react to oil price changes? an empirical investigation. *Energy Economics*, 30(2),

371–396.

- SSB. (2014). *Begreper i nasjonalregnskapet*. Hentet 2018-02-10 fra <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/begreper-i-nasjonalregnskapet>
- SSB. (2017). *Konjunkturutviklingen i norge*. Hentet 2018-03-28 fra https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/_attachment/299130?_ts=15c1a2392f0
- SSB. (2018). *Nasjonalregnskapet*. Hentet 2018-01-30 fra <https://www.ssb.no/statbank/list/knr?rxid=d028b56b-efbd-4582-b048-774ede1a61b3>
- Sydsæter, K., Hammond, P. & Seierstad, A. (2008). *Further mathematics for economic analysis*. Pearson education.
- Vatne, E. (2016). Sysselsetting i petroleumsvirksomhet 2015: omfang og lokalisering av ansatte i oljeselskap og den spesialiserte leverandørindustrien. *SNF Rapport(3)*.
- Walters, E. (2015). *Applied Econometrics Time Series*. River Street, Hoboken, NJ: Wiley.
- Wooldridge, J.M. (2013). *Introductory Econometrics: A Modern Approach*. Mason, USA: South-Western: Cengage Learning.

A Appendiks

A.1 Informasjonskriterier

I følge Brooks (2008) finnes det tre ulike informasjonskriterier som alle består av to ledd. Et ledd som er en funksjon av RSS og et ledd som gir straff ved tap av frihetsgrader om man legger til flere parametre. Det vil oppstå to effekter på informasjonskriteriene om det legges til flere variabler eller flere tilbakedaterte endringsledd til modellen. Straffen ved tap av frihetsgrader vil øke og RSS vil reduseres. Poenget er å velge antall variabler som minimerer verdien av informasjonskriteriet. Det vil si at ved å legge til et ekstra ledd vil verdien av kriteriet reduseres hvis fallet i RSS overstiger økningen i straffen. (Brooks, 2008) definerer tre ulike informasjonskriterier, hvor Akaike's informasjonskriterie (AIC) og Schwartz's Bayesian kriteriet (SBIC) er de mest brukte.

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

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

Variansen til residualene er $\hat{\sigma}^2$, k er antall parametre og T er antall observasjoner. Kriteriet som straffer tap av frihetsgrader sterkest er SBIC, og AIC straffer svakest. SBIC har overlegen størst utvalgsstørrelse og er mer konsistent enn AIC, som er heller mot å velge en overparametrisert modell. AIC er likevel mer effektiv, og med et lite utvalg vil dette kriteriet fungere bedre enn SBIC. Likevel er ingen av kriteriene mer overlegen enn den andre.

A.2 AIC og SBIC

Tabell A1: Optimale lags og ADF-testing ved AIC og SBIC

SBIC

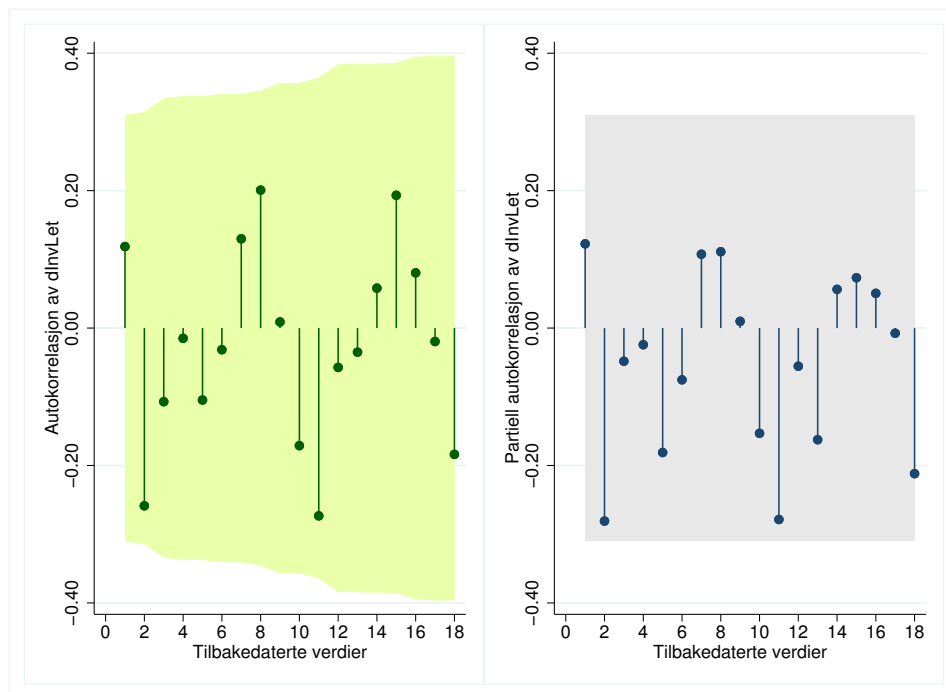
Variabel	t-ADF	Antall lag	Variabel	t-ADF	Antall lag
$realpris1_t$	-1.916	1	$\Delta realpris1_t$	-5.301***	0
$realpris2_t$	-1.998	1	$\Delta realpris2_t$	-4.859***	0
$RiggInv_t$	-2.771	1	$\Delta RiggInv_t$	-7.669***	0
$LeteInv_t$	-3.028	1	$\Delta Leteinv_t$	-7.750***	0
$driftsres_t$	-3.006	1	$\Delta driftsres_t$	-5.634***	0
$RkapLet_t$	-0.927	2	$\Delta Rkaplet_t$	-7.575***	1
$RkapRigg_t$	-3.122	4	$\Delta Rkaprigg_t$	-1.643	4

AIC

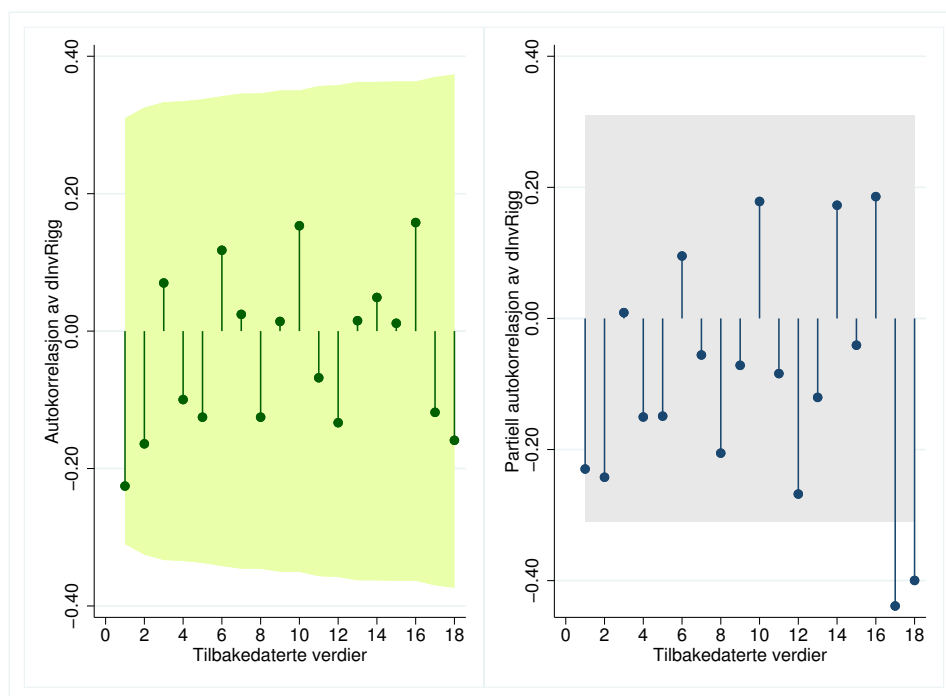
Variabel	t-ADF	Antall lag	Variabel	t-ADF	Antall lag
$realpris1_t$	-1.916	1	$\Delta realpris1_t$	-5.301***	0
$realpris2_t$	-1.648	2	$\Delta realpris2_t$	-4.859***	0
$RiggInv_t$	-2.771	1	$\Delta RiggInv_t$	-7.669***	0
$LeteInv_t$	-3.028	1	$\Delta Leteinv_t$	-7.750***	0
$driftsres_t$	-3.006	1	$\Delta driftsres_t$	-5.634***	0
$RkapLet_t$	-2.093	4	$\Delta Rkaplet_t$	-2.575	3
$RkapRigg_t$	-3.122	4	$\Delta Rkaprigg_t$	-1.643	4

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

A.3 Partiell autokorrelasjonsfunksjon av $\Delta InvLet_t$ og $\Delta InvRigg_t$

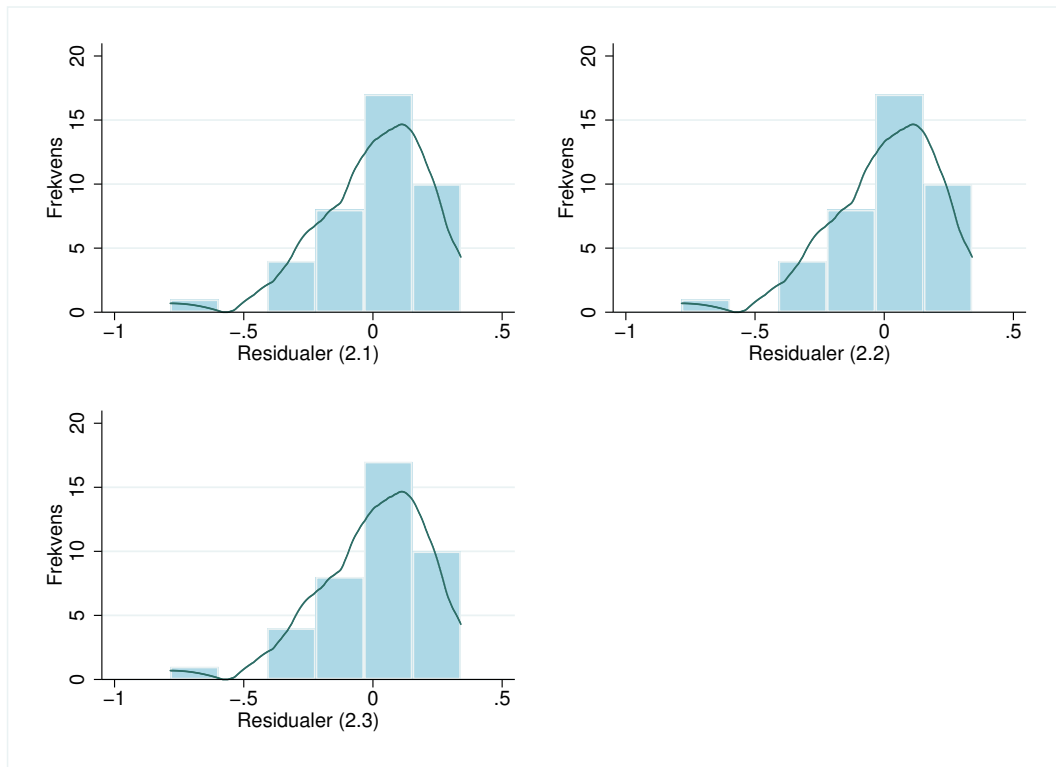


Figur A.1: Grafisk fremstilling av autokorrelasjon-og partiellkorrelasjonsfunksjonene av $\Delta InvLet_t$



Figur A.2: Grafisk fremstilling av autokorrelasjon-og partiellkorrelasjonsfunksjonene av $\Delta InvRigg_t$

A.4 Residualer



Figur A.3: Grafisk fremstilling av residualene i modell 2

A.5 Korrelasjon mellom $realpris1_t$, $pris_t$ og $driftsrest_t$

Tabell A2: Korrelasjonsmatrise

Variabler	$driftsrest_t$	$realpris1_t$	$pris_t$
$driftsrest_t$	1.0000		
$realpris1_t$	0.0145	1.0000	
$pris_t$	0.9040	0.3558	1.0000

A.6 Deskriptiv statistikk

Tabell A3: Deskriptiv statistikk

Variabel	Obs	Gj.snitt	St.avvik.	Min	Max
$INVLET_t$	41	29513.12	17181.72	6330	72447
$INVRIGG_t$	41	38959.9	13941.47	14522	75005
$RKAPLET_t$	41	206114.7	115443.6	28036	494629
$RKAPRIGG_t$	41	295451.8	119840.9	47170	508692
$DRIFTSRES_t$	41	158950.4	165408.4	2693	514962
$REALPRIS1_t$	41	0.991	0.396	0.382	1.853
$REALPRIS2_t$	41	0.940	0.381	0.384	1.681
$PRIS_t$	41	0.725	0.494	0.193	1.836
$InvLet_t$	41	10.145	0.542	8.753	11.191
$InvRigg_t$	41	10.509	0.361	9.583	11.225
$RkapLet_t$	41	12.070	0.623	10.241	13.112
$RkapRigg_t$	41	12.475	0.565	10.762	13.140
$driftsres_t$	41	11.212	1.447	7.898	13.152
$realpris1_t$	41	-0.089	0.411	-0.963	0.617
$realpris2_t$	41	-0.144	0.414	-0.958	0.519
$pris_t$	41	-0.533	0.652	-1.644	0.608
$\Delta InvLet_t$	40	0.057	0.196	-0.278	0.939
$\Delta InvRigg_t$	40	0.027	0.258	-0.901	0.593
$\Delta RkapLet_t$	40	0.072	0.084	0.001	0.433
$\Delta RkapRigg_t$	40	0.059	0.086	-0.027	0.372
$\Delta drifres_t$	40	0.114	0.442	-0.964	1.21
$\Delta realpris1_t$	40	-0.005	0.216	-0.588	0.604
$\Delta realpris2_t$	40	-0.003	0.213	-0.625	0.561
$\Delta pris_t$	40	0.048	0.215	-0.561	0.608

Store bokstaver indikerer nivåform. $INVLET_t$, $INVRIGG_t$, $RKAPLET_t$, $RKAPRIGG_t$, $DRIFTSRES_t$ i millioner kroner. Δ angir endring fra et år til et annet. Logtransformerte variable er angitt med små bokstaver.