



Hva bestemmer riggratene?

En empirisk analyse av faktorer som påvirket riggratene i Nordvest-Europa fra 1985-2013

Mats Ellingsen Nygård

Petter Simonsen

Veileder: Siri Pettersen Strandenes

Masterutredning i Økonomi og Administrasjon

Hovedprofil Finans

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

I denne masterutredningen analyser vi hvilke drivere som har påvirket riggratene i Nordvest-Europa i perioden 1985-2013.

Oppgaven bygger på Osmundsen, Skjerven og Rosendahls (2012A) analyse av riggmarkedet i Mexicogulfen. Vi har fått kontraktsdata fra IHS med oversikt over alle inngåtte kontrakter i perioden. Ved bruk av de økonometriske modellene fast- og tilfeldig effekt, analyserer vi dataene for å studere hva som påvirker riggratene i Nordvest-Europa. Viktige faktorer i analysen er oljepris, boreriggmarkedets utnyttelsesgrad, kontraktslengde, ledetid og riggsesifikasjoner.

Våre resultater viser at prisen på olje har en påvirkning som tilsier at en 10 % økning i oljeprisen, vil gi en 5 % og 6 % økning i dagrater for henholdsvis flyterigger og Jack-Up. Videre viser våre analyser at vanddybdekapasitet ikke utgjør en signifikant forskjell på oppnådd dagrate i Nordvest-Europa. I tillegg viser kontraktsesifikke variabler som kontraktlengde, ledetid og utnyttelsesgrad tegn på markedsrett hos riggseskapene i Nordvest-Europa. Vi argumenterer for at dette kan skyldes inngangsbarrierer på norsk sokkel. Borerigger som er klassifisert med godkjenning for norske farvann, oppnår en premie på 30 %.

Resultatene er diskutert med riggseskapene North Atlantic og COSL.

Forord

Denne utredningen er skrevet som en avsluttende del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole med hovedprofil i finans. Vi mener at oppgaven belyser et tema som kan gi ny kunnskap til markedet. Problemstillingen knytter seg godt opp mot kunnskap vi har tilegnet oss gjennom fem år med økonomistudier.

Først og fremst ønsker vi å takke vår veileder professor Siri Strandenes Pettersen for kyndig og god veiledning. Siri har alltid vært en trygg og kunnskapsrik støtte når vi har hatt behov for det.

Videre ønsker vi å takke professor Roar Aadland for hjelpen vi fikk tidlig i prosessen til å fastslå nøyaktig fokus for utredningen. I en tid da ideene var mange, ble vi styrt i retning av et tema som både var nytt, spennende og tildels utforsket.

I vårt arbeid med oppgaven har Erik Simonsen hos IHS vært en uvurderlig støtte. Vi har hatt stor nytte av alltid å kunne kontakte en bransjespesialist når det var markedsspørsmål som vi ikke fant svar på.

Våre intervjuer med North Atlantic ved Per Andreas Tresselt og COSL ved Silje Bjelland, har gitt oss uvurderlig innsikt og et kritisk blikk på resultatene våre fra riggselskaper. Vi er takknemlige for at de tok seg tid fra en travel hverdag for å snakke med oss.

Til slutt vil vi takke IHS for datamateriale til vår analyse.

Innholdsfortegnelse

TABELLER OG FIGURER.....	6
1. INNLEDNING	8
1.1 MOTIVASJON	8
1.2 PROBLEMSTILLING	10
1.3 STRUKTUR PÅ OPPGAVEN	11
2. LITTERATURGJENNOMGANG.....	12
3. MARKEDET.....	14
3.1 PRODUKSJON AV HYDROKARBONER.....	14
3.1.1 <i>Leteløype</i>	14
3.1.2 <i>Seismikk</i>	15
3.1.3 <i>Leteboring</i>	15
3.1.4 <i>Avgrensningsboring</i>	15
3.1.5 <i>Produksjonsboring</i>	16
3.1.6 <i>Produksjon</i>	16
3.1.7 <i>Nedstengning</i>	16
3.2 BORERIGGERS ROLLE I MARKEDET	16
3.3 MOBILE OFFSHORE RIGGKLASSER	18
3.4 RIGGMARKEDER	20
3.5 MARKEDSAKTØRER	21
3.6 RISIKO	23
3.7 NORSK SOKKEL	25
3.8 BRENT OLJEPRIS.....	27
3.8.1 <i>Gasspris som forklaringsvariabel?</i>	27
3.8.2 <i>Oljeprisen som makrofaktor</i>	28
3.9 FRAMTIDSUTSIKTER I OLJE- OG GASSBRANSJEN	29
3.9.1 <i>Påvirkning på det mobile offshore riggmarkedet</i>	30
3.9.2 <i>Utfordringer i Nordvest-Europa</i>	32
4. METODE.....	33
4.1 PANELDATA	33
4.2 REGRESJONSMODELLEN	34
4.2.1 <i>Samlet minste kvadraters metode</i>	35
4.2.2 <i>Fast effekt modellen</i>	36

4.2.3 Tilfeldig effekt modellen	37
4.3 TEST AV MODELLENE	39
4.3.1 F-test.....	39
4.3.2 Breusch-Pagan LM Test	40
4.3.3 Hausman-test	40
5. DATA	42
5.1 DATABEHANDLING	42
5.2 INPUT VARIABLER.....	44
5.3 DATATILPASNING	49
6. ANALYSE	52
6.1 DESKRIPTIV STATISTIKK	52
6.1.1 Flyterigger.....	53
6.1.2 Jack-Up	55
6.1.3 Oljeprisen.....	57
6.2 DATA ANALYSE	58
6.2.1 Flyterigger 1985-2013	58
6.2.2 Flyterigger 2000-2013	62
6.2.3 Jack-Ups 1985-2013.....	64
6.2.4 Jack-Ups 2000-2013.....	67
7. RESULTATER.....	68
7.1 TOLKNING AV RESULTATER	68
7.1.1 Oljeprisen.....	69
7.1.2 Riggens dybdekapasitet.....	70
7.1.3 Utnyttelsesgrad	71
7.1.4 Ledetid og kontraktslengde	72
7.1.5 SUT.....	74
7.1.6 Riggkategori	77
7.2 BRANSJENS KOMMENTARER TIL VÅRE RESULTATER.....	78
7.3 BEGRENSENINGER OG FRAMTIDIGE STUDIER	81
8. KONKLUSJON	84
LITTERATURLISTE	86
VEDLEGG	90

Tabeller og figurer

Tabeller

Tabell 3.1 Riggselskaper	22
Tabell 3.2 Fordeling av borerigger i regioner	23
Tabell 5.1 Eksempel på oppsett av paneldata	44
Tabell 6.1 Deskriptiv statistikk for Flyterigger	53
Tabell 6.2 Deskriptiv statistikk for Jack-Ups	55
Tabell 6.3 Deskriptiv statistikk for Brent spotpris (inflasjonsjustert)	57
Tabell 6.4 Resultater Hausman-test for flyterigger 1985-2013	59
Tabell 6.5 FE-modell flyterigger 1985-2013	60
Tabell 6.6 Resultater Hausman-test for flyterigger 1985-2013 uten variable «Rigwaterdepth»	61
Tabell 6.7 RE-modell flyterigger 1985-2013 uten variabelen «Rigwaterdepth»	62
Tabell 6.8 FE-modellen flyterigger 2000-2013 uten variabelen «Rigwaterdepth»	63
Tabell 6.9 Resultater Hausman-test for Jack-Ups 1985-2013	65
Tabell 6.10 RE-modell Jack-Ups 1985-2013	66
Tabell 6.11 RE-modellen Jack-Ups 2000-2013	67
Tabell 7.1 Tolkning av betakoeffisienter	68
Tabell 7.2 Resultater for oljeprisen	69
Tabell 7.3 Resultater for utnyttelsesgrad	71
Tabell 7.4 Ledetid og kontraktslengde	72
Tabell 7.5 Resultater for SUT-variabel	75
Tabell 7.6 Resultater for flyterigg kategorier	77
Tabell 7.7 Resultater for Jack-Up kategorier	77

Grafer

Graf 3.1 Antall letebrønner og utvinningsbrønner	18
Graf 3.2 Framtidsutsikter for etterspørsel etter olje	29
Graf 3.3 Framtidsvekst Jack-Up markedet	31
Graf 3.4 Framtidsvekst i flyteriggmarkedet	31
Graf 5.1 Illustrasjon av «hockeykølle» effekten ved 98% utnyttelsesgrad	46
Graf 6.1 Dagrater for Flyterigger og oljeprisen	57
Graf 6.2 Dagrater for Jack-Up og oljeprisen	58
Graf 7.1 Etterspørsel for flyterigger i Nordvest Europa fordelt etter vanndydde	71

Figurer

Figur 3.1 Illustrasjon av riggklasser.	19
Figur 3.2 Konvensjonell oljes rolle blant hydrokarboner i framtiden	30
Figur 6.1 Fordeling av kontrakter for flyterigger på land	54
Figur 6.2 Fordeling av kontrakter for Jack-Up på land	56

1. Innledning

1.1 Motivasjon

Petroleumsnæringen er den største næringen i Norge og en av de største globalt (Olje- og energidepartementet, 2011) (IEA, 2013). Det omsettes for enorme verdier, og vi er interessert i å analysere den viktigste kostnadsdriveren i bransjen grundigere. Kostnadene til bore- og brønnoperasjoner har økt kraftig de siste årene og er mer enn doblet i perioden fra 2000 til 2010 (Riggutvalget, 2012). Dette har ført til hardt press på forholdet mellom borekostnader og inntekter fra olje og gass. Den kombinerte effekten av økte riggrater og reduserte borehastighet har medført en stor økning i borekostnadene. Borekostnadene representerer mer enn halvparten av utviklingskostnadene for et offshore oljefelt (Osmundsen, Roll, & Tvetervas, 2012B) Vi ønsker derfor å fordype oss i det mobile offshoreboreriggmarkedet og analysere riggraten.

På norsk sektor er det en stor andel felt som er marginalt lønnsomme eller ulønnsomme å utvikle. Variasjoner i riggratene kan dermed ha stor innvirkning på andel lønnsomme felt og aktiviteten på norsk sokkel (Riggutvalget, 2012). Videre estimerer Riggutvalget (2012) inntjening fra økt aktivitet ved at riggratene på norsk sokkel sank til britisk nivå. De gir et konservativt anslag på totalt 1000 milliarder kroner i netto samfunnsøkonomisk gevinst, så riggratene er en interessant og økonomisk viktig problemstilling å fordype seg i.

Det er utført begrenset med akademiske rapporter innenfor riggmarkedet tidligere. Det har hovedsakelig vært fokus på shipping, men den akademiske interessen for petroleumsmarkedet har våknet de siste årene. Den eneste empiriske forskningen vi kjenner med fokus på riggrater, er Osmundsen, Rosendahl og Skjerpen (2012A). De har undersøkt driverne til riggraten for oppjekkbare borerigger (Jack-Ups) i Mexicogulven i perioden 1990-2009. Grunnen til mangel på annen empirisk forskning om riggmarkedet, antar Osmundsen et.al (2012A) skyldes mangel på gode data. Vi har tilgang til gode data for kontrakter i riggmarkedet og vi vil benytte denne muligheten til å

fordype oss i riggmarkedet i Nordvest-Europa.¹ Vi ønsker å bygge analysedelen vår på grunnlag i Osmundsen et.al (2012A) sin analyse om markedet for Jack-Ups i Mexicogulfen og gå videre med deres anbefalinger til fremtidige problemstillinger.

Oppgaven passer godt inn i vår hovedprofil i finansiell økonomi. En bedre forståelse av hva som påvirker og driver ratene i boreriggmarkedet, vil kunne ha implikasjoner for budsjettering, prosjektering og planlegging i bransjen.

Vi håper å kunne tilføre markedet ny innsikt om i hvor stor grad ulike faktorer påvirker riggraten, samt hvordan tekniske riggsesifikasjoner påvirker dem.

¹ Havområdene i Nordsjøen, Norskehavet, Barentshavet, områdene vest for Shetland og rundt Irland, hvorav Nordsjøen er det desidert viktigste området for boreaktiviteter i regionen.

1.2 Problemstilling

På tross av de store kostnadene som leie av borerigger utgjør for olje og gass selskapene, er det gjort få undersøkelser på hva som påvirker endring i ratene for borerigger. I vår oppgave ønsker vi å undersøke dette nærmere. Ved hjelp av et solid datasett vil vi se på hvilke riggsesifikasjoner og markedssituasjoner som påvirker hva man må betale for å leie en borerigg.

Oppgaven bygger som nevnt på Osmundsen et.al (2012A) sin analyse av markedet for Jack-Ups i Mexicogulven. Vi vil gjøre en liknende analyse av markedet i Nordvest-Europa, og hovedproblemstillingen vår er å undersøke hvilke faktorer som påvirker dagraten for borerigger i regionen ved kontraktinngåelse. Vi håper også å kunne vurdere følgende relaterte problemstillinger:

- Hvilke faktorer påvirker dagraten for borerigger i Nordvest-Europa ved kontraktinngåelse?
 - Er det en signifikant forskjell mellom markedet for flyterigger og Jack-Ups?
 - Kan vi påvise en signifikant høyere dagrate ved kontraktsinngåelser på norsk sokkel i forhold til resten av Nordvest-Europa?
 - Hva synes bransjen om våre resultater og konklusjoner, og hva mener de selv er de viktigste faktorene for dagraten ved kontraktsinngåelse?

1.3 Struktur på oppgaven

I oppgaven vil vi først gi et overblikk over olje og gass utvinningsmarkedet. Vi viser verdikjeden, og hvordan tjenestene borerigger tilbyr passer inn i denne. Deretter gir vi en oversikt over de tekniske forskjellene på ulike riggtyper. En forståelse av markedet og boreriggers tekniske egenskaper gir et godt grunnlag for analysen. Vi vil også drøfte framtidsutsikter, markedetsrisikoer, oljeprisen og spesielle forhold på norsk sokkel i forhold til resten av Nordvest-Europa.

I metodedelen vil vi vise det teoretiske grunnlaget for den økonometriske analysen. Vi evaluerer fast-effekt og tilfeldig-effekt regresjonsmodeller til å analysere dataene våre, og vi ser på tester for å finne optimal modell for våre data. Vi gjør også rede for hvordan dataene er strukturert, og hvorfor de må behandles som ubalanserte paneldata.

Etter overnevnte beskrivelse, vil vi forklare hvordan datasettet vårt er strukturert. Vi vil klargjøre hvordan vi har selektert og strukturert dataene for analyse. Datadelen inneholder også informasjon om hvordan vi har brukt datagrunnlaget til å konstruere variablene til modellen vår og en forklaring av dem.

I analysedelen viser vi resultatene våre. Vi vil se på begge metodene, og vurdere reliabiliteten til resultatene. I denne delen vil vi også bryte opp tidsperioden i flere deler og se hvorvidt det kan være forskjeller innenfor den totale perioden. Vi avslutter analysen ved å tolke resultatene og svare på våre problemstillinger.

Med kunnskap om hva analysene våre viser, har vi utført kvalitative intervjuer med riggselskaper. I denne seksjonen får vi et innblikk i hvordan bransjeaktører tolker resultatene og innspill på hva de selv mener er viktige drivere for riggrater.

Til slutt konkluderer vi funnene våre. Vi gir også et kritisk blikk hvor vi ser på begrensninger ved oppgaven. I tillegg gir vi en anbefaling til hva som er en naturlig fortsettelse av vårt arbeid.

2. Litteraturgjennomgang

Vi ønsker i dette kapittelet å gå gjennom den økonomiske litteraturen som tidligere er skrevet om riggmarkedet. Dette hjelper oss å sette oppgaven i perspektiv, samt at det avdekker hvordan våre resultater kan tilføre temaet ny kunnskap.

Riggmarkedet har i de senere årene fanget interesse fra både forskere og styresmakter. Da borerigger er kostbare fartøy med en viktig rolle i oljeutvinnings verdikjede, er det ønskelig å få en bedre forståelse av mekanismene i markedet.

I en artikkel skrevet av Ringlund, Rosendahl, og Skjerpen (2008), ser de på sammenhengen mellom aktiviteten i boreriggmarkedet og oljeprisen. De bruker utnyttelsesgraden ², som avhengig variabel og oljeprisen, som forklaringsvariabel i sin analyse. Funnene i artikkelen viser at boring utenfor OPEC er positivt korrelert med endringer i oljeprisen.

Mohn og Osmundsen (2008) viser hvordan oljeprisen påvirker produksjonsselskapers leteaktivitet. De finner at oljeprisen på lang sikt har en signifikant positiv effekt. Lignende funn ble gjort i en studie (Guerra, 2007) fra USA hvor man brukte etterspørsel etter antall rigger som en indikator på investeringstakt i oljebransjen.

Utgangspunktet for vår utredning er som nevnt artikkelen til Osmundsen et.al (2012A). Deres resultater gir en pekepinn på hvor viktige de forskjellige variablene er for å forklare riggrater.

Temaet har også blitt satt på agendaen av staten gjennom utredninger gjort for Olje- og Energidepartementet. Gjennom Utvinningsutvalget (2010) og Riggutvalget (2012) har ekspertgrupper vurdert dagens praksis og kommet med

² Utnyttelsesgrad er et mål på antall aktive borerigger i forhold til antall tilgjengelige.

forbedringsforslag. Spesielt rapporten fra Riggutvalget har skapt diskusjon om hvorvidt særnorske regler kan skape konkurransehindring for deltagerne på norsk sokkel. Problemstillingene på norsk sokkel har også blitt belyst av Osmundsen (2012) hvor han finner at særnorske regler gir utslag i ugunstig innelåsning av rigger og markedsmakt.

Vi har også undersøkt hvilke tidligere masterutredninger som er skrevet om emnet. Også her finner vi at temaet er lite utforsket, hvilket kan ha sammenheng med mangel på tilgang til gode data. (Osmundsen et.al, 2012A)

I en strategiutredning fra 2008 har Aune sett på hvilke faktorer som påvirker endringene i tilbud og etterspørsel i riggmarkedet. Oppgaven har tatt for seg hele verdensmarkedet, og gir ved bruk av Porters "5-forces" et innblikk i riggmarkedet.

I en annen utredning som ligger i tverrsnittet mellom finansiell økonomi og økonomisk analyse undersøker Sørensen og Skjerve (2010) hvorvidt oljeprisen påvirker riggratene. Deres analyser gir en signifikant påvirkning i 8 av 14 markeder de undersøker.

Vi finner at det er gjort til dels få undersøkelser av riggmarkedet og mener derfor at vår oppgave kan tilføre ny innsikt til markedet.

3. Markedet

For å bygge opp forståelse for temaet, vil vi i dette kapitlet beskrive olje- og gass industrien og hvor borerigger kommer inn i denne sammenhengen. Vi ønsker å beskrive hvorfor markedet har behov for borerigger, hvorfor boremarkedet er organisert som det er og hvilke forskjeller det er innen tekniske riggegenskaper og geografiske markeder.

3.1 Produksjon av hydrokarboner

Utvinning av olje og gass startet på land (onshore) da store felter som enkelt kunne bygges ut, ble prioritert. Etterhvert startet utbygninger på kontinentalsoklene til havs (offshore) på havdyp under 100 meter basert på faste installasjoner. I løpet av de siste 25 år, har utvinning på stadig større vanddyp inntil 3000 meter blitt gjennomført ved hjelp av teknologiutvikling inklusiv undervannsløsninger. I dag produseres omtrent 1/3 av verdens olje til havs mens de største reserver og produksjon er på land i Midt-Østen. (IEA, 2013)

Produksjon av olje og gass fra havområder er en prosess hvor flere aktører er inne og utfører arbeid innenfor deres spesialfelt. En samlebetegnelse på olje og gass er hydrokarboner. For å få en oversikt av verdikjeden i utbygging av et offshorefelt, skal vi nå se på stegene i en slik prosess. Dette kapitlet er basert på Hynes (2012) bok om produksjon av olje og gass med innspill fra vår kontaktperson hos IHS.

3.1.1 Leteløyve

Det er generelt sett nasjoner som har herredømme over havbunnen i verden. Det gir dem makt og mulighet til å bestemme hvordan naturressurser skal forvaltes. En vanlig praksis er å dele havområdene til en nasjon inn i lisenser som kan omfatte en eller flere blokker. Disse blokkene blir tildelt olje- og gass selskaper med tillatelse til å lete etter naturressurser; et såkalt leteløyve. Største andelseier blir normalt operatør for lisensen med hovedansvar for evaluering og

utvinning av mulige ressurser i lisensen. Hvordan tildelingen av lisenser gjøres, er en viktig politisk avveining. USA har et system hvor lisenser auksjoners bort til høystbydende. Norge har et system hvor man kan søke og få tildelt lisenser tilnærmet gratis. Lisenser tildeles etter søkerens kvalifikasjoner til å utvinne ressursene i det aktuelle området. Til gjengjeld har man større skattebyrde ved utvinning i Norge enn i andre land.

3.1.2 Seismikk

For å få informasjon om hvordan havbunnen er nedover i de ulike geologiske formasjonene, starter man med å skyte seismikk. Dette blir gjort ved at spesialdesignede båter sleper mange luftkanoer i flere lange kabler, opptil 10 000 meter i lengde. Hvordan trykkbølgen fra disse luftkanonene oppfører seg når de blir reflektert tilbake til sensorene, vil si noe om hvordan grunnforholdene er. Hvis resultatet er positivt, og man ser formasjoner hvor det kan befinne seg hydrokarboner, går man videre med å utforske lisensene.

3.1.3 Leteboring

For å undersøke i detalj hvordan feltets geologi er, må man bore i havbunnen. Da tar man fysiske kjerneprøver av hvilke bergarter og formasjoner som finnes. Man vil videre finne ut hvilken kvalitet det er på funnet og om det er kommersielt utvinnbart.

3.1.4 Avgrensningsboring

Om man har oppdaget et reservoar, er det nødvendig å undersøke hvor stort det er i utbredelse. Man borer derfor avgrensningsbrønner hvor man finner utbredelsen til reservoaret. Enkelte kan være så store at reservoaret beveger seg utenfor lisensen. Dette var tilfellet når Aldous og Avaldsnes funnene ble fastslått som samme reservoar. Kommersielle funn blir definert som felt, og Aldous og Avaldsnes funnene er nå kjent som gigantfeltet Johan Sverdrup. (Offshore.no, 2011)

3.1.5 Produksjonsboring

Når man har bestemt seg for utvikling av et felt, må man bore nye brønner. I motsetning til de tidligere lete- og avgrensingsbrønnene, vil man nå vite hvor det er best å bore for produksjon, og utfordringen er å bore for å optimalisere produksjonen fra feltet.

3.1.6 Produksjon

Når man har oversikt over reservoaret, velger olje og gasselskapene utbyggingskonsept. Om feltet er på grunt vann, opp til omtrent 125 meter vanddybde, kan man ha produksjonsplattformer som står på havbunnen mens man på dypere vann må benytte undervannsinstallasjoner. I et reservoar kan man, med moderne teknologi, utvinne opptil 50 % av oljen som er påvist. (IEA, 2013). Dette ligger noe lavere ved undervannsproduksjon, men det pågår en kontinuerlig teknologisk utvikling på området.

3.1.7 Nedstengning

Når man har utvunnet det som er kommersielt mulig av olje og gass fra et felt, stenger man det ned. Dette gjøres ved at man fjerner produksjonsinstitusjonene og plomberer brønnene.

3.2 Boreriggers rolle i markedet

Når man skal utvinne olje og gass, er det lete- og produksjonsselskapene som utfører denne prosessen. Eksempler på store lete- og produksjonsselskap er Saudi Aramco, ExxonMobil, Shell, BP, Petrobras og Statoil.

Faste installasjoner kan ha permanent borerigg for boring og vedlikehold av produksjonsbrønner eller benytte Jack-Ups for boring av produksjonsbrønner. Førstnevnte løsning benyttes normalt når mange brønner planlegges boret i løpet av hele feltets levetid, mens Jack-Ups benyttes når brønnene bores i forbindelse med oppstart av feltet. Når brønnene er ferdige, flyttes rigger til andre oppdrag på andre felt. Undervannsbrønner bores normalt fra flyterigger

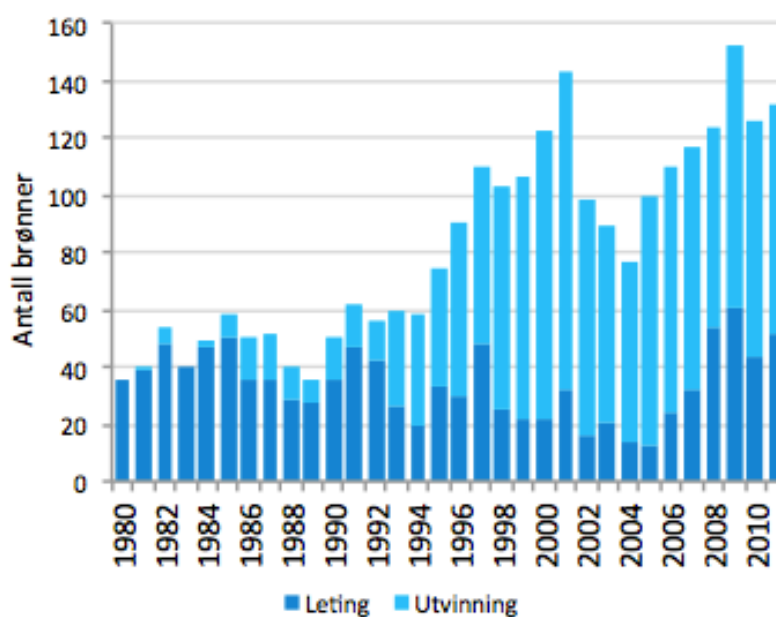
med forskjellig vanddypkapasitet. Denne oppgaven fokuserer på mobile offshore borerigger som omfatter Jack-Ups og flyterigger, mens permanent installerte borerigger ikke vil bli drøftet videre.

De aller fleste lete og produksjonsselskapene eier ikke sine egne mobile offshore borerigger. Denne operasjonen blir derfor satt ut til uavhengige boreselskaper. Blant dem er Transocean, Seadrill og Noble Drilling store aktører.

Det er lete- og produksjonsselskapene som definerer hvilke brønner som skal bores og hvilke riggsesifikasjoner man trenger for å bore brønnene. Deretter sender de ut en «Request for quotation» med ønske om pristilbud til boreselskapene. Tilbudene selskapene sender inn, blir vurdert basert på riggens tekniske spesifikasjoner, boreselskapets sikkerhetshistorie, dagrate og annet.

En brønn tar omkring 30 til 120 dager å bore. Vanddybde, lagformasjoner i havbunnen, lagenes tetthet og brønnenes ønskede spesifikasjoner, bestemmer nødvendig tidsbruk. Når en brønn er ferdig, vil riggen bli flyttet videre til neste planlagte brønn. Borerigger blir kontrahert med en tidsbestemt kontrakt hvor prisen leietaker må betale tradisjonelt sett er oppgitt i en gitt sum pr dag, heretter referert til som dagrater. Kontraktslengde kan være fra brønn til brønn eller opp til flere år, alt etter hvilke behov lete- og produksjonsselskapet har. Riggselskapene er ansvarlig for at riggene er fullt operative i kontraktperioden - inklusiv bemanning.

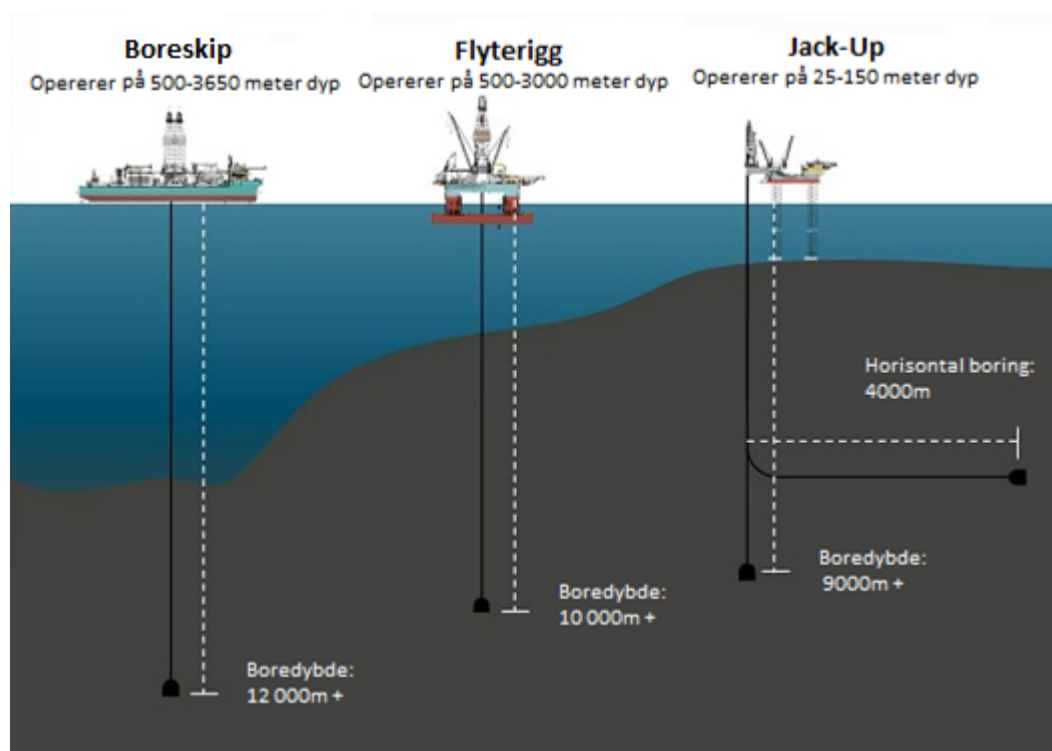
En borerigg brukes i flere faser av feltenes levetid. Tidligere har den største andelen av aktiviteten kommet fra produksjonsselskapenes leteboringer. Ved utvinning har riggene en viktig funksjon med boring av produksjons- og injeksjonsbrønnene. I tillegg vil det være behov for brønnvedlikehold i løpet av produksjonsperioden samt nedstengning av brønnen ved slutten av levetiden (Riggutvalget, 2012). Antall undervannsinnstallasjoner har vært økende de siste tiår, og dette har ført til at arbeid med utvinning er den største aktiviteten til boreriggene hvilket vi ser i graf 3.1



Graf 3.1 Antall letebrønner og utvinningsbrønner (Riggutvalget, 2012)

3.3 Mobile offshore rigklasser

Mobile offshore borerigger deles opp i forskjellige klasser ut ifra ulike spesifikasjoner som vann dybde, boreddybde og skrogteknologi. Borerigger kan grovt deles inn i to kategorier etter hvordan de plasseres på feltet. Ved grunnere felt vil man kunne velge rigger som står på havbunnen (Jack-Ups) når de borer. Når man kommer ut på dypere vann, hvor dette ikke lengre er mulig, benyttes flytende rigger. Flyterigger brukes som en samlebetegnelse for semis og boreskip. Semis er nedsenkbare rigger med pongtonger som kan reguleres med ballast for å gi nødvendig stabilitet i værharde områder. Boreskip (Drillship) har en skrogform som gjør at de kan forflytte seg raskere og har større lastekapasitet. Se figur 3.1 for illustrasjon.



Figur 3.1 Illustrasjon av riggklasser. (Maersk, u.d)

Jack-Up rigger

Dette er den mest vanlige offshore riggklassen. Riggene er utformet som en lekter med tre til fire ben. Disse bena er nedsenkbare, hvilket gjør at riggene er fleksible med tanke på hvilken vanddybde de opererer på inntil maksimal vanddybdekapasitet. Etter å ha blitt tauet til feltet, vil man senke ned bena til de treffer bunnen, og til lekteren er cirka syv meter over havoverflaten. Jack-Ups står på havbunnen og det gir et fundament som er stabilt under boreoperasjonen. Riggene i denne klassen opererer på dybder opptil 150 meter. Som en tommelfingerregel kan man si at Jack-Ups opererer i havområder på kontinentalsokkelen, mens halvt nedsenkbare rigger og boreskip opererer utenfor kontinentalsokkelen. (Corts, 2008)

Halvt nedsenkbare rigger (semis)

Semis er rigger som flyter på vannet. Semis kan arbeide på opptil 3000 meter, og bore opptil 10 000 meter ned i havbunnen. Riggene kan regulere hvor dypt den er nedsenket ved hjelp av ballasttanker i pongtongene. Ved forflytning vil riggene taues av skip eller gå for egen maskin mens de er i en transportmodus uten ballast i tanken. Når riggen er på feltet, vil den regulere ballasttankene slik

at den ligger lavere i vannet; hvilket skaper en stabil plattform i vind og vær. Det er spesielt evnen til å takle værharde forhold som har gjort kategorien til et betrodd design. Riggene holder posisjonen enten ved hjelp av 8-12 ankre festet til bunnen eller dynamisk posisjoneringssystem. De fleste nye flyterigger har eget framdriftsmaskineri og dynamisk posisjonering, som gjør at riggene kan holde konstant posisjon under boring selv ved forhold med kraftig vind og strøm.

Boreskip

Som navnet indikerer, er dette borerigger konstruert med form og mål som en tankbåt. Slike skip gjør oppdrag i dype eller ultra dype farvann på opptil 3500 meter. Fordelen med boreskip er rask seiling fra brønn til brønn og stor lastekapasitet som gjør dem godt egnet i områder med dårlig infrastruktur. Skipene har en «moon pool» midt i skipet hvor man utfører boringen gjennom. Ved hjelp av avanserte styringssystemer, klarer skipene å holde posisjonen over brønnen selv i hardt vær. Forholdene i Nordvest-Europa gjør at det stilles særlige krav til hvilke værforhold riggene må tåle. (Riggutvalget, 2012)

3.4 Riggmarkeder

Markedet for borerigger kan deles inn i fem kategorier. Inndelingen og beskrivelsene er hentet fra Kaiser & Snyder (2013).

1. Nybygningsmarkedet hvor nye fartøy konstrueres.
2. Annenhåndsmarkedet hvor eksisterende fartøy skifter eier.
3. Oppgraderings og vedlikeholdsmarkedet hvor eksisterende fartøy jevnlig er innom for å opprettholde standard.
4. Ved slutten av levetiden vil et fartøy ende opp i skrapmarkedet hvor de vil bli solgt for stålets restverdi.
5. Det femte markedet er det vi vil fokusere på, nemlig kontraktmarkedet. Eierne av borerigger leier her ut sine fartøy til olje- og gasselskapene.

Dagrater

Boreriggen blir leid ut på kontrakter hvor leieprisen er avtalt på daglig basis, kalt dagrater. Dagraten er prisen kunden som leier riggen, må betale hver dag for leie av rigg med mannskap. Ratene kvoteres i amerikanske dollar. Eier er ansvarlig for at riggen til enhver tid er klar for boring, og eier vil normalt ikke motta betaling for perioder hvor riggen ikke er i stand til å bore. På lengre kontrakter opparbeider riggeieren normalt en betalt vedlikeholdsdag per måned. Oljeselskapene er ansvarlig for løpende sysselsetting av riggen inklusiv hvor og når den skal bore.

Riggaktivitet

Rigger beskrives som aktive når de er i operasjon. Ved en kortere periode uten oppdrag vil en rigg holdes «varm» ved at man gjennomfører vanlig vedlikehold. Slike rigger inkluderes i tilbudskvoteringene i markedet. Når en rigg i lengre perioder over flere måneder ligger uten vedlikehold eller arbeid, vil de beskrives som «kalde». Mange kalde rigger blir solgt i annenhåndsmarkedet men må da gjennom oppgraderinger før de kan entre markedet som 'varme' rigger igjen.

Utnyttelsesgrad

Riggmarkedet er et marked hvor tilbudet på kort sikt er gitt. Det vil normalt gå flere år fra byggekontrakten er signert til riggen er klar for boring. Det vil også ta tid å flytte riggene rundt i verden. Dette gjør at ved høy etterspørsel etter rigger vil man kunne se høye dagrater. Forholdet mellom aktive borerigger og antall rigger som er tilgjengelig for oppdrag i markedet beskrives, som utnyttelsesgraden.

3.5 Markedsaktører

Riggselskaper eier de mobile riggene og leier dem ut til olje- og gasselskaper som er operatør for en lisens eller felt. En mobil rigg er et flyttbart fartøy med et gitt sett spesifikasjoner på kort sikt.

Leie av rigg utgjør en stor andel av kostnadene ved å utvikle et felt, og kostnadene ved leie av rigg har økt kraftig de siste årene. (Osmundsen et.al, 2012B) Det vil likevel normalt ikke være gunstig å eie borerigger i virksomheten for operatørselskapene. Et operatørselskap vil ha forskjellig spesifikasjonskrav etter hvilke forhold det er på feltet hvor de arbeider. Hvor stort behov man har for rigger, samt hvor lenge man trenger dem av gangen, er også viktige variabler (Kellog, 2011). I tillegg har normalt olje og gasselskap høyere avkastningskrav på sysselsatt kapital etter skatt enn riggselskapene, og det er da normalt mer fornuftig for oljeselskapene og investere i olje og gassproduksjon enn eierskap i borerigger (Riggutvalget, 2012).

Ettersom riggene også er flyttbare, er de ikke bundet til et spesielt felt og kan dermed operere på mange felt som faller innenfor dens spesifikasjonskrav. Riggselskapene vil også kunne flytte kapasitet til regioner hvor markedet ikke er i likevekt. Med likevekt mener vi da områder hvor utnyttelsesgraden er høy og tilbudet ikke har klart å følge etterspørselen.

Vi deler derfor markedsaktørene inn i riggselskaper og operatørselskaper. I tabell 3.1 ser vi et utvalg av markedsaktører som deltar i tilbudssiden i riggmarkedet.

Tabell 3.1 Riggselskaper

Company	Jack-Ups	Flyterigger	Drillskip	Total
<i>Transocean</i>	69	50	23	141
<i>ENSCO</i>	49	20	7	76
<i>Noble Drilling</i>	45	14	13	72
<i>Diamond Offshore</i>	13	32	3	48
<i>Seadrill</i>	21	12	6	39
<i>Hercules Offshore</i>	53	0	0	53
<i>COSL</i>	27	6	0	33
<i>Rowan</i>	31	0	0	31
<i>Others</i>	232	89	54	375
Sum	540	223	106	868

Tabell 3.1 Fra Kaiser & Snyder (2013)

I tabell 3.2 kan vi se hvordan rigglåten fordeler seg geografisk i verden. Vårt fokusområde i Nordvest-Europa har en lik fordeling mellom Jack-Up og flyterigger. Til sammen legger dette markedet beslag på om lag 10% av kapasiteten i verden.

Tabell 3.2 Fordeling av borerigger i regioner

Region	Jack-Ups	Flyterigger	Drillskip	Total
<i>Persiagulfen</i>	85	0	0	85
<i>Mexicogulfen</i>	51	20	10	81
<i>Brasil</i>	3	52	15	70
<i>Nordvest-Europa</i>	32	36	2	57
<i>Sørøst Asia</i>	42	9	2	53
<i>India</i>	34	2	9	45
<i>Vest Afrika</i>	17	13	9	39
<i>Kina</i>	28	4	0	32
<i>Mexico</i>	24	3	0	27
<i>Egypt</i>	20	2	2	24
<i>Andre</i>	55	33	13	101
<i>Sum</i>	391	174	62	614

Tabell 3.2 Fra Kaiser & Snyder (2013)

3.6 Risiko

Når man opererer i riggmarkedet, er det viktig å være oppmerksom på de risikoer man kan møte. Nedenfor beskriver vi generelle risikogrupper som er relevante for sektoren. Dette er hensyn riggeiere og operatører må ta, og faktorer som kan endre seg over tid. Kategoriseringen og info i dette avsnittet er hentet fra Skogdalen og Vinnem (2012) hvis ikke annet er spesifisert.

Motpartsrisiko

Ved en handel vil det alltid være minst to parter. Man må da være oppmerksom på motparten som risikoelement. Motpartsrisiko er definert som risikoen for at motparten ikke vil kunne gjøre opp sine forpliktelser til ditt krav. (Thompson, 2010)

Operasjonell risiko

Arbeidet som utføres av borerigger, er komplisert og kostbart. Ved slike utfordringer vil det naturlig følge med operasjonell risiko. Hvis boreriggen er på kontrakt, men ikke i stand til å bore, så vil riggeier ikke få betalt for denne tiden og operatøren risikerer forsinkelse i sine boreprogram.

Miljørisiko

Risiko for hendelser som påvirker miljøet, er skapt av dynamiske forhold som vær og statiske forhold som havdybde og forholdene på havbunnen. Geologisk risiko er forårsaket av kompleksiteten og usikkerheten knyttet til geologiske forhold. De forskjellige bergformasjonene og lagene man må igjennom, kan skape utfordringer. Usikker seismikk øker den geologiske risikoen. Da både produktene som blir brukt i boreprosessen og sluttproduktet man henter ut innebærer en fare for miljøet og sikkerhet, er denne kategorien ekstra vektlagt i sektoren.

Teknologisk risiko

En sikker operasjon krever nødvendig kvalitet og pålitelighet hos riggfartøy, brønnutstyr samt brønnkontrollutstyr og driftsrutiner. Avvik fra den forventede kvaliteten betegnes som den teknologiske risikoen.

Markedsrisiko

Enhver markedsaktør som er en del av et marked, vil måtte ta høyde for den markedsrisikoen det innebærer. En viktig karakteristikk ved riggmarkedet er de volatile svingninger i dagraten og etterspørsel som forekommer. Videre vil det være en risiko tilknyttet de spesifikasjoner riggeier har valgt på riggen. Med krav fra regulatorer, løper riggeier en risiko ved å ende i innelåste markeder (Osmundsen, 2012). Verdien av riggene vil også være knyttet opp mot de rådende markedsforhold, hvilket vil påvirke soliditeten til riggeiere.

Politisk risiko

Det er den nasjonen som har herredømme over havområdene, som gir oljeselskaper rettigheter til å lete etter hydrokarboner på felt. Dette gir nasjonale myndigheter mulighet til å vedta lover og regler som skal gjelde ved leting og produksjon på deres sokkel. Dette er en viktig variabel for riggene. Endringer i disse forutsetningene vil derfor være en risiko oljeselskapene står overfor og som også kan påvirke riggeierne.

Hvorvidt man velger å tillate produksjon av hydrokarboner i visse områder, er også en risiko man må ta høyde for. Et eksempel på dette er lisenser rundt Lofoten i Norge, hvor oljeselskaper ønsker å lete etter olje, men hvor myndighetene så langt har valg ikke å tillate dette.

Da rigger regnes som fartøy på sjøen, må de også registreres i skipsregistre. Dette har konsekvenser for hvilke lover og regler riggene må følge. (Richards, 2010) Flagg med fordelaktige lover og regler, kalles «Flags of Convenience». De kan ha lavere krav til ansattes rettigheter, sikkerhet, vedlikehold og lignende. (DeSombre, 2006, s. 14)

3.7 Norsk sokkel

Et omdiskutert tema i Norge, er hvorvidt særskilt høyere kostnader for olje og gassnæringen på norsk sokkel gir en ugunstig markedsituasjon for landet. Temaet har fått fokus på statlig nivå med flere rapporter for Olje- og energidepartementet som Utvinningsutvalget (2010) og Riggutvalget (2012) samt flere forskningsartikler av Petter Osmundsen. Vårt datasett inneholder grundig nok informasjon til å kunne skille ut den norske sektoren fra de andre landene som operer i Nordvest-Europa. Vi håper at resultatene vil vise signifikant høyere dagrater i den norske sektoren selv etter å ha justert for effekten av lengre kontrakter og ledetid som er vanlig på norsk sektor.

Brønnekostnadene i Norge ligger vesentlig høyere enn i UK og andre land i Nordsjøregionen. Teoretiske beregninger viser at norske brønnekostnader kunne

vært mellom 30-40 % billigere hvis riggrater og brønntjenester hadde vært på britisk nivå (Riggutvalget 2012, s14). Osmundsen (2012) nevner at den viktigste årsaken til de store kostnadsforskjellene for leie av rigg, er høye driftskostnader på norsk sokkel. Arbeidstidsordning og tariffestete tillegg utgjør en vesentlig del av de høyere kostnadene. Norge har også strengere krav til riggsesifikke egenskaper innen helse, miljø og sikkerhet som gjør at tilbudssiden for rigger i den norske sektoren, ikke er like stor som resten av nordsjøregionen. For å oppgradere en standard rigg til å bli godkjent på norsk sektor, anslår Utvinningsutvalget (2010) en kostnad på 200 millioner kroner. Riggene vil i tillegg være ute av drift under oppgradering, noe som medfører tapte inntekter.

“Det norske riggmarkedet er ikke globalisert. Ulike særnorske krav til riggstandard bidrar til å segmentere det norske riggmarkedet, og man kan i de fleste sammenhenger snakke om et eget norsk riggmarked. Særkravene er knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Som utilsiktet bieffekt fungerer disse kravene som tekniske handelshindringer. En konsekvens av markedssegmenteringen er at konkurransen svekkes, det blir færre rigger på norsk sokkel, og riggratene går opp.”

Konklusjon, Riggutvalget (2012, s76)

Denne investeringsbarrieren er en handelshindring som fører til innlåsing og gjør den norske sektor til et eget lite «marked i markedet». Det er dette Osmundsen (2012) fokuserer på. Hovedpoengene til Osmundsen (2012) er at riggselskapene tar på seg en ekstra kostnad ved å satse på rigger som er godkjent for den norske sektoren, og at dette må forrentes i det norske markedet. Riggselskapene vil ikke kunne oppnå meravkastning for de store investeringene i norske spesifikasjoner andre steder enn på norsk sektor, og dette medfører en innlåsing til det norske markedet. Slike situasjoner kan føre til underinvesteringer hos riggselskapene for å opprettholde forhandlingsmakten. Riggselskapene må vurdere fremtidig markedssituasjon i den norske sektoren og sannsynligheten for at de vil få betalt meravkastningen også i fremtiden. En annen effekt med denne investeringsbarrieren er at riggselskapene vil kreve lengre kontrakter på norsk sektor enn ellers i regionen for å sikre langsiktighet på den høyere dagraten til å forrente de samlede investeringene. Osmundsen

(2012) viser at gjennomsnittlig kontraktperiode i perioden 2007-2012 er nesten tre ganger så lang på norsk sektor som i resten av Nordvest-Europa.

Vi har, som nevnt, tilstrekkelige data til å skille ut norsk sektor fra resten av Nordvest-Europa, og vi har også brukt data som fanger opp effekten av kontraktslengde og ledetid. Vi ønsker å fange opp effekten fra alle disse variablene i vår analyse for Nordvest-Europa. Denne problemstillingen ønsker vi også å fordype oss i under våre dybdeintervjuer med bransjespesialister fra North Atlantic Drilling (North Atlantic) og China Oilfield Services Limited Drilling Europe (COSL) senere i oppgaven.

3.8 Brent oljepris

En viktig faktor i den økonometrisk analysen, er sluttproduktet i verdikjeden som riggene er en del av. Da vi har fokusert våre undersøkelser på markedet i Nordvest-Europa, ønsker vi å bruke underkategorien av råolje kalt «Brent». Brent er brukt som en fellesbetegnelse på all olje som er utvunnet i Nordsjøen. Oljen har relativt lav viskositet samt lavt svovel innhold, hvilket betegner den som en lett og søt blanding. (Fattouh, 2006, s. 60)

Råolje blir klassifisert etter oljens egenskaper. Forskjellige geografiske områder vil ha forskjellig kvalitet på oljen. Tidligere har den amerikanske standarden, WTI, vært handlet til høyere priser enn Brent. Etter 2010 har markedsbildet snudd, og det er nå Brent som handles til høyest verdi. (U.S. EIA, 2013) Da denne forskjellen mellom klassene ikke er konstant, anser vi det som hensiktsmessig å forholde seg til en klasse i vår modell. Videre har Brent hatt en historisk god likviditet i spotprisen. (Fattouh, 2006, s. 61) De historisk tallene for Brent olje vil derfor, etter vår mening, fange svingninger i markedet godt.

3.8.1 Gasspris som forklaringsvariabel?

Feltene i Nordvest-Europa er ikke rene oljefelt, men har ofte reservoarer med en blanding av olje og gass eller rene gassfelt. (Olje- og energidepartementet, 2013)

Uansett om man borer etter gass eller olje, vil man bruke de samme riggene. Vi har derfor vurdert hvorvidt gassprisen burde være en faktor i modellen på lik linje med oljeprisen.

I en forskningsartikkel fra 2012 er det vist at oljepris og gasspris over lang tid har holdt seg i likevekt i forhold til hverandre. (Asche, Oglendn, & Osmundsen, 2012). Dette funnet er relevant da det også vil være lengre tidshorisonter som er mest aktuell for beslutning om utbygging av felt. I en studie av Ringlund, Rosendahl og Skjerpen (2008) undersøkte de boreriggers aktivitet sett i sammenheng med svingninger i oljeprisen. I studien undersøkte de også om gasspris burde være en del av forklaringsvariablen. I deres analyser ga gassprisen ingen utslag på riggaktiviteten, og de gikk derfor bort fra å inkludere denne.

Vi mener derfor at oljeprisvariabelen vil fange opp de relevante svingninger i både olje og gassmarkedet i henhold til Asche et.al. (2012). Da det også sås tvil om effekten av gasspris i Ringlund et.al (2008), vil det ikke være hensiktsmessig å ta gasspris med i modellen. For å unngå multikolaritet og feilspesifikasjon av modellen, velger vi å bruke Brent oljepris som variabel.

3.8.2 Oljeprisen som makrofaktor

I vår analyse vil det være naturlig å se på hvordan verdensøkonomien kan påvirke dagratene for borerigger. Verdensøkonomien kan påvirke blant annet etterspørselen etter olje, hvor mye som investeres i videre utvinning og tilgang på kapital.

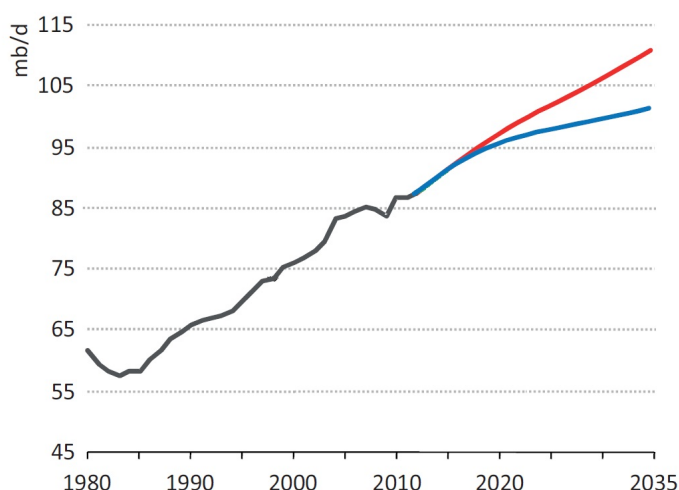
Oljen er en viktig naturressurs i verdensøkonomien. Empiriske analyser viser at både makrosjokk og finansielle sjokk påvirker oljeprisen. I Morana (2013) viser studien at makroøkonomiske faktorer er en viktig driver for oljeprisen fram mot 2000 tallet. Etter årtusenskiftet har også de finansielle sjokkene, hvor den mest framtrepende er finanskrisen i 2008, gitt utslag i oljeprisen. Videre argumenteres det for at den pengepolitikken som økonomiske stormakter som USA utøver, kan gi en dempende effekt på volatiliteten i oljeprisen.

Dette har også blitt påvist av blant annen Naccache (2010) som viser at sammenhengen mellom den globale veksten i internasjonal bruttonasjonalprodukt og oljeprisen, har vært sterk og økende fra 1948 fram til 2009. Det er tilsynelatende også konvensjonell visdom at oljeprisen og verdensøkonomien har en tett sammenheng. (The Economist, 2011).

Totalt sett virker det som en rimelig antagelse at oljeprisvariabelen i modellen også vil kunne fange opp svingninger i verdensøkonomien. Vi mener derfor at oljeprisen som variabel, favner over makroperspektiver som kan påvirke riggrater og dermed kontrollerer for makroøkonomiske forhold.

3.9 Framtidsutsikter i olje- og gassbransjen

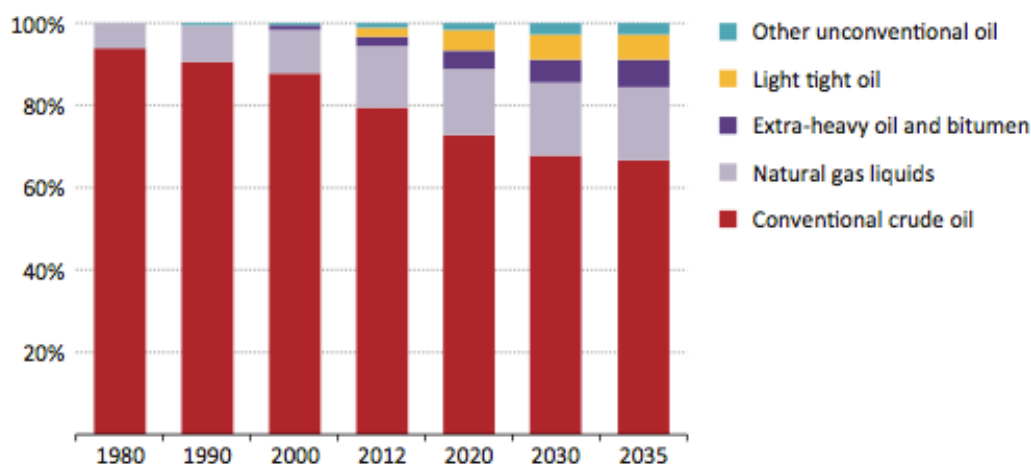
Et gjennomgangstema for utvinning av hydrokarboner, er at det blir stadig dyrere. I IEAs (2013) rapport viser de til at investeringene i næringen for 2013 har hatt en realøkning på nesten tre ganger i forhold til det man hadde i 2000. Dette forklares ved at både antall nye oppdagede felt, samt den gjennomsnittlige størrelsen på dem, har falt kraftig siden 1960-tallet. En fortsatt vekst i næringen har vært mulig da man ved hjelp av teknologiutvikling har klart å øke utvinningsgraden³ fra produserende felt samtidig som man har hatt en økende oljepris.



Graf 3.2 Framtidsutsikter for etterspørsel etter olje (IEA, 2013)

³ Utvinningsgrad er hvor stor andel av reservoaret man klarer å utvinne. Tidligere var utvinningsgraden offshore omkring 30%, men i de senere år har den økt mot 40% (IEA, 2013)

I graf 3.2 ser vi IEAs prognoser for verdens etterspørsel etter olje. Etterspørselen er målt i antall millioner fat olje per dag. Den svarte streken er historisk kurve fram til 2013. Fra 2013 ser IEA for seg to scenarier. Den røde streken er om verden forsetter med samme regulering og politikk som nå, mens den blå er etterspørselskurven om man innfører restriksjoner og går inn for å skifte til mer fornybar energi. Selv med politiske endringer til fordel for miljøvennlig energi, har olje fortsatt en viktig rolle for å dekke verdens energibehov. Det er derfor ventet fortsatt stigende etterspørsel etter olje.

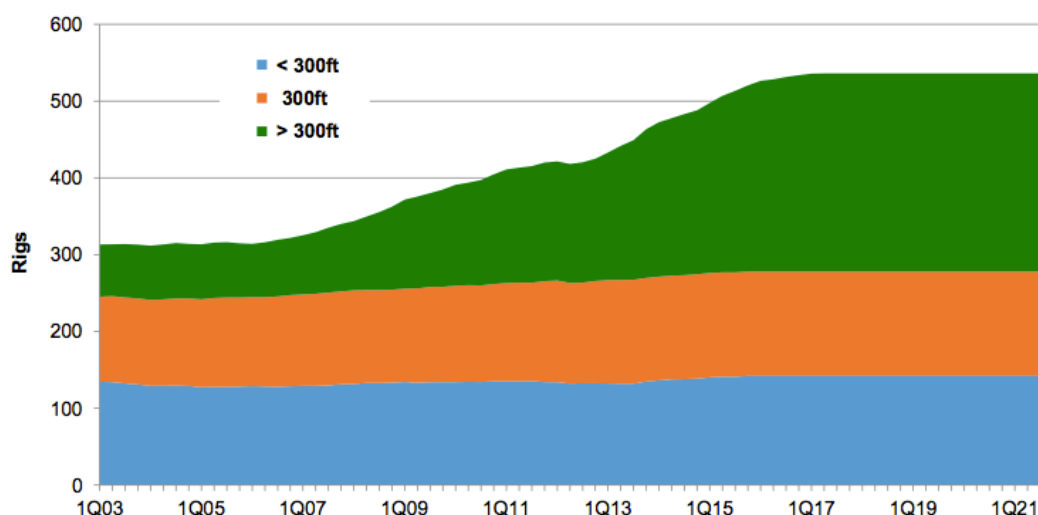


Figur 3.2 Konvensjonell oljes rolle blant hydrokarboner i framtiden(IEA, 2013)

Selv om at det i framtiden er forventet at man skal utvinne olje fra flere kilder enn man gjør i dag, viser figur 3.3 at konvensjonell olje også vil spille viktig rolle i framtiden.

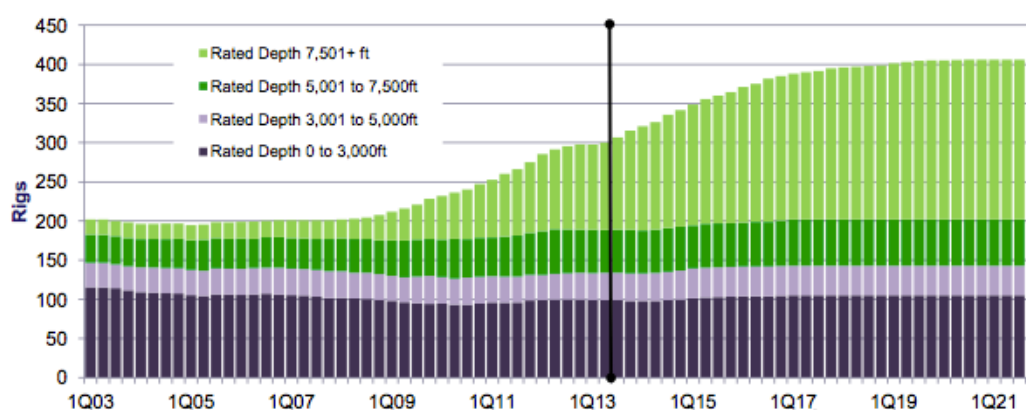
3.9.1 Påvirkning på det mobile offshore riggmarkedet

Fra de siste markedsrapportene publisert av IHS (2013A, 2013B) kan vi danne oss et bilde av framtidsutsiktene for det mobile offshore riggmarkedet. Vi vil nå se på hvordan det framtidige riggmarkedet kan forventes å se ut. I det globale offshore olje- og gass markedet er det en draging mot større havdyp. Nær all vekst i antall rigger vil komme innen klasser beregnet for mer utilgjengelige og hardføre områder. Dette har en naturlig sammenheng med at de fleste oljefelt som er lett tilgjengelige allerede er funnet og utvunnet. Nye reserver finner man i dag både lengre fra land, på dypere vann og i mer værharde områder.



Graf 3.3 Framtidsvekst Jack-Up markedet (IHS, 2013B)

Graf 3.3 over viser hvordan IHS ser Jack-Up markedet i årene framover. Graf 3.4 under viser hvor veksten i flyterigg-markedet forventes å komme de nærmeste årene. Grafene er ikke en prediksjon på framtidig etterspørsel, men en framstilling av den synlige tilbudsveksten som IHS har hentet inn. Blant Jack-Ups er det for rigger for med kapasitet 300 ft. vi finner veksten. Lignende ser vi i flyterigg markedet hvor man fra slutten av tredje kvartal 2013 fram mot første kvartal 2018 ser en økning på rundt 75 flyterigger for ultra-dype vann, definert som rigger med kapasitet til å arbeide i vanddyp over 7.500 fot.



Graf 3.4 Framtidsvekst i flyteriggmarkedet (IHS, 2013A)

3.9.2 Utfordringer i Nordvest-Europa

Markedsrapporter fra IHS (2013A) forventer en vekst på 18% i etterspørsel etter mobile offshore rigger i Nordvest-Europa i perioden fra 2013 til 2016.. Markedet beskrives i dag som "tight" (lite tilgjengelig kapasitet) fram mot 2015 da flere kontrakter går ut. (IHS, 2013A)

Seadrill presenterer i sin kvartalsrapport for fjerde kvartal 2013 sine egne analyser for hvordan markedet forventes å utvikle seg. I deres øyne vil man se en nedgang i dagrater i forhold til dagens nivå. Dette kommer som følge av veksten på tilbudssiden av riggmarkedet samt redusert veksttakt i investeringer hos de store oljeselskapene. De ser også en problemstilling i at det blir stadig vanskeligere og dyrere å utvinne olje. En forutsetning for videre oljeutvinning, og dermed riggmarkedets framtid, er en fortsatt høy oljepris. (Seadrill, 2014)

4. Metode

I denne delen vil vi beskrive den økonometriske metoden vi bruker i vår analyse. Dataene våre er paneldata og vi vil vurdere muligheter, forutsetninger og problemer som oppstår ved analyse av paneldata. Den økonometriske delen bygger på Wooldridge (2013) hvis ikke annet er nevnt.

4.1 Paneldata

Paneldata er et sett med gjentakende observasjoner for de samme individene (husholdninger, firmaer, borerigger) samlet over et antall perioder. Data for analyse kan deles inn i tre kategorier: tverrsnitt-, tidsserie- og paneldata. Tverrsnitt er data for ulike individer som er observert på samme tidspunkt, og tidsserie er et enkelt individ som er observert over tid. Tilgangen til flere observasjoner for samme individ over flere perioder gir oss mulighet til mer realistiske og nøyaktige modeller enn et enkelt tverrsnitt eller en enkelt tidsserie gir. Paneldatas kombinasjon av tidsserie med tverrsnitt kan forbedre kvaliteten og kvantiteten på dataen på måter som er umulig ved bruk av kun enten tidsserie eller tverrsnitt. (Gujarati, 2003, s.638-640). Paneldata gir oss også muligheten til å kontrollere for variabler man ikke kan observere eller måle. Tidskonstante variabler vil, som vi diskuterer senere, bli differensiert bort og man reduserer dermed problemet med utelatte variabler betraktelig.

Det er flere fordeler med paneldata. Den største fordelen ved bruk av paneldata, er at antall observasjoner blir mye høyere enn ved tverrsnitt og tidsserie grunnet at man kan følge flere individer over flere perioder.

Muligheten til å kontrollere for individuell heterogenitet, er en annen viktig egenskap ved paneldata. Paneldata fanger opp at forskjellige individer er heterogene og kan kontrollere for dette ved at det er flere observasjoner for hvert individ. Tidsserie og tverrsnittstudier som ikke kontrollerer for denne heterogeniteten, risikerer å få forventningskjevne estimater. Paneldata gir mer informasjon ved at det i dataene er mer variasjon, mindre kolinearitet mellom variablene og flere frihetsgrader som gjør dem mer effisient.

De fleste negative trekkene ved paneldata knyttes mot at de er ressurskrevende å samle inn og vedlikeholde. I tillegg kan det oppstå målefeil ved uklare målinger eller mangelfulle data ved at ikke alle velger å delta eller oppgi informasjon. I vår analyse vil vi bruke data fra IHS. Da IHS livnærer seg av å levere kvalitetsdata, samt analyser og rådgivning basert på disse, bruker de derfor de nødvendige ressursene for å vedlikeholde dataene. Det er også en bransjenorm at det er mulig å få tilgang til informasjon om alle kontrakter som blir inngått i rigggmarkedet. Selv om enkelte bedrifter kanskje helst ikke ville oppgitt sine egne kontrakter, opereres det med at alle er best tjent ved at informasjonen er tilgjengelig. Vi er derfor trygg på at datasettet er av høy kvalitet og vi slipper dermed å bekymre oss for seleksjonsproblemer og mangelfull respons.

Et optimalt paneldatasett er etter boken balansert der alle individer (n) har målinger i alle perioder (T). Totalt antall observasjoner blir derfor $n \times T$. Paneldata som ikke har et gitt antall observasjoner for hvert individ er ubalansert, og dette er tilfellet med våre data. Hver rigg inngår kontrakter på forskjellige tidspunkt og har inngått et forskjellig antall kontrakter. Dagens økonometriske programmer er kapable til å kontrollere for og operere med ubalanserte data. Det gjelder også StataIC 13 som vi benytter i våre analyser. Det er også denne datatypen Osmundsen et.al (2012A) analyserte i sin artikkel som vi delvis har blitt inspirert av.

4.2 Regresjonsmodellen

Det er flere økonometriske modeller som kan benyttes ved analyse av paneldata. Den enkleste modellen er samlet minste kvadraters metode og de to mer avanserte modellene kalles fast effekt- og tilfeldig effekt modellene. Vi vil nedenfor gi en kort oversikt over de tre forskjellige alternativene og deres forutsetninger.

4.2.1 Samlet minste kvadraters metode

Samlet minste kvadraters metode modellen (OLS) brukes hovedsakelig for undersøkelser som velger ut et tilfeldig utvalg f.eks. hvert år, og der det ikke er grunn til å tro at det er stor forskjell mellom individene i utvalget og at forholdet mellom forklaringsvariabelen og den avhengige variabelen forholder seg konstant. Et eksempel på en undersøkelse som benytter seg av OLS er *Current Population Survey* som tilfeldig velger ut en samling husholdninger hvert år. Det velges ut et tilfeldig utvalg og ved å samle disse får man et uavhengig samlet tverrsnitt (Wooldridge, 2013, s. 433).

Modellens forutsetninger

- Linearitet betyr at den avhengige variabelen er formulert som en lineær funksjon av et sett med uavhengige variabler og feilleddet. Modellen vil tilpasse dataen til en lineær sammenheng, så ved brudd i denne forutsetningen vil man kunne få forventningskjevde estimater
- Normalitet betyr at feilleddet har en forventning lik null og at feilleddet ikke korrelerer med noen variabler.
- Forutsetter homoskedastisitet. Homoskedastisitet betyr at feilleddets varians er konstant og ikke avhenger av noen av forklaringsvariablene.

$$\text{Var}[U | x_1, x_2, \dots, x_k] = \sigma^2$$

- Ingen autokorrelasjon. Det forutsettes at det ikke er en korrelasjon mellom feilleddene over tid.

$$\text{Corr}(\mu_t, \mu_j) = 0$$

- Ingen multikolaritet. Det forutsettes at det ikke eksisterer et lineært forhold mellom de uavhengige variablene. (Greene, 2008, s. 11)

For at modellen skal gi forventningsrette estimater, kan det ikke eksistere en individsesifikk effekt. Siden vi observerer de samme individene gjentagende

over tid, er det urealistisk å anta at feilledene er ukorrelert mellom de forskjellige periodene. Derfor er denne metoden lite brukt i praksis ved analyse på den type data vi skal analysere.

4.2.2 Fast effekt modellen

Fast effekt (FE) modellen løser problemet fra den uobserverte korrelerte effekten ved å fjerne all effekt fra variabler som ikke varierer over tid. Modellen fungerer ved å fjerne alle tidskonstante variabler som illustrert nedenfor. Utgangspunkt for modellen er:

$$Y_{it} = \beta \times X_{it} + \beta \times Z_i + \alpha_i + \mu_{it}$$

Vi ser ovenfor at modellen inneholder variabler som både varierer mellom individ (i) og over tid (t).

- Det gjelder den avhengige variabelen Y_{it} , som i vårt tilfelle er dagratene for borerigger, og forklaringsvariabler X_{it} , som i vårt tilfelle er flere variabler som f.eks. kontraktslengde og ledetid.
- α_i varierer ikke over tid, og illustrerer den uobserverte individuelle effekten som er grunnen til at vi bruker FE-modellen. I vår modell kan dette være riggegenskaper som f.eks. effektiviteten til hver enkelt rigg eller andre egenskaper som vi ikke greier å måle eller i hvert fall ikke har data til å kontrollere for.
- Z_i varierer heller ikke over tid og illustrerer tidskonstante variabler vi kjenner til og har i modellen vår, som f.eks. riggkategori dummyer. Disse variablene endrer seg gjennom individets levetid i vårt behandlede datasett.

FE-modellen kontrollerer for α_i ved å bruke variasjonen innad i hver variabel ved å ta avviket for gjennomsnittet. Denne metoden kalles «within» metoden og første steg er å ta gjennomsnittet til alle variablene.

$$\bar{Y}_i = \beta \times \bar{X}_i + \beta \times Z_i + \alpha_i + \bar{\mu}_i$$

Vi ser at de tidskonstante variablene Z_i og α_i er lik i gjennomsnitts modellen grunnet at variablene ikke varier over tid. Neste steg i «within» metoden er å trekke dette gjennomsnitt fra utgangsmodellen.

$$(Y_{it} - \bar{Y}_i) = (\beta \times X_{it} - \beta \times \bar{X}_i) + (\beta \times Z_i - \beta \times Z_i) \\ + (\alpha_i - \alpha_i) + (\mu_{it} - \bar{\mu}_i)$$

Dette uttrykket kan skrives om slik:

$$\ddot{Y}_{it} = \beta \times \ddot{X}_{it} + \ddot{\mu}_{it}$$

Vi ser at tidskonstante α_i forsvinner fra regresjonen under transformasjonen og det gjør også forklaringsvariabelen vår Z_i . FE-modellen fjerner all effekt fra tidskonstante variabler og dermed også individuelle egenskaper som vi ikke ellers kan kontrollere for. Denne prosessen er identisk ved multipl regresjon med flere forskjellige X og Z variabler som vi har i vår analyse.

Nedsiden med denne prosessen er at den samtidig fjerner effekten fra Z_i variabler som vi ønsker å benytte oss av i analysen. Alternativet er tilfeldig effekt modellen som, i tillegg til å beholde Z_i variabler i analysen, også er en mer effisient modell når de nødvendige forutsetningene er oppfylt.

4.2.3 Tilfeldig effekt modellen

Tilfeldig effekt (RE⁴) modellen har strengere forutsetninger enn faste effekter, men er også mer effektiv hvis de ikke brytes. En RE-modell reduserer antall parametere som må estimeres, men vil produsere inkonsistente estimater når den individuelle spesifikke tilfeldige effekten er korrelert med de uavhengige variablene (Greene, 2008, s. 200-201).

⁴ RE står for Random Effect, og er den vanlige forkortelsen for denne modellen.

Modellen antar at individene, riggene i vårt tilfelle, har unike egenskaper som er tilfeldige og uavhengig av tid. Det forutsettes at denne effekten er tilfeldig og ikke korrelert med våre andre forklaringsvariabler.

$$Y_{it} = \beta \times X_{it} + \beta \times Z_i + \alpha_i + \mu_{it}$$

Utgangspunktet er det samme som ved FE-modellen. Fremgangsmåten ved å ta snittet av variablene er også lik, men med RE-modellen fjerner man bare deler ($0 < \lambda < 1$) av snittet fra de opprinnelige variablene.

$$\bar{Y}_i = \beta \times \bar{X}_i + \beta \times Z_i + \alpha_i + \bar{\mu}_i$$

Trekker andel λ av snittet fra hver enkelt observasjon:

$$\begin{aligned} (Y_{it} - \lambda \times \bar{Y}_i) &= (\beta \times X_{it} - \lambda \times \beta \times \bar{X}_i) + (\beta \times Z_i - \lambda \times \beta \times Z_i) \\ &+ (\alpha_i - \lambda \times \alpha_i) + (\mu_{it} - \lambda \times \bar{\mu}_i) \end{aligned}$$

λ kalkuleres optimalt av Stata for å optimalisere modellen når vi gjør analysen, og vi vil ikke gå videre på den manuelle utredningen av denne. Det er viktig å påpeke at når $\lambda = 1$ er modellen identisk til FE-modellen og når $\lambda = 0$ er modellen lik en standard Pooled OLS modell.

Dette uttrykket kan skrives om slik:

$$\begin{aligned} \ddot{Y}_{it} &= \beta \times \ddot{X}_{it} + \beta \times \ddot{Z}_i + \ddot{v}_{it} \\ &\rightarrow \ddot{v}_{it} = \alpha_i + \ddot{\mu}_{it} \end{aligned}$$

Hovedforskjellen mellom modellene FE og RE er deres grunnleggende forutsetning om forholdet mellom den uobserverte individuelle effekten og de uavhengige variablene. I RE-modellen forutsettes det at den individuelle spesifikke tilfeldige effekten er korrelert med de uavhengige variablene. Vi kan

med denne modellen altså beholde tidskonstante variabler i vår analyse som f.eks. riggkategori og rigg-generasjon. Vår analyse inneholder flere tidskonstante forklaringsvariabler, og vi håper derfor at forutsetningene ligger til rette for at vi kan benytte oss av RE-modellen. Dette må vi naturligvis teste, og den brukte testen på dette området er Hausman-testen.

4.3 Test av modellene

Hvordan vet vi om det eksisterer en individuell spesifikk effekt i våre paneldata? Og hvordan kan vi avgjøre om denne eventuelle effekten er fast eller tilfeldig? Det er tre tester vi vil benytte oss av for å konkludere hvilken modell vi vil benytte for analysedelen vår. Vi forventer som sagt å forkaste den ordinære minste kvadraters metode med bakgrunn i tidligere teori og praksis, men vil selvfølgelig teste dette. Den interessante Hausman-testen avgjør hvilken av de to mer avanserte modellene vi kan bruke, og om vi vil kunne analysere de variablene våre som ikke varierer over tid

4.3.1 F-test

$$Y_{it} = \alpha + \lambda_i + \beta \times X_{it} + \beta \times Z_i + \mu_{it}$$

En OLS modell regresjon som den ovenfor, gir hvert individ en egen dummy λ . Forutsetningen for minste kvadraters metode, er at det ikke eksisterer en individuell effekt. Derfor kan ikke individ dummyene være signifikante under denne forutsetningen. Denne testen viser om FE-modellen forklarer dataene våre bedre enn OLS modellen.

- $H_0: \lambda_1 = \lambda_2 = \dots = \lambda_{n-1} = 0$

Det finnes ingen individuell spesifikk effekt i dataene vår og OLS er den riktige modellen å bruke.

- H_A : Minst en av dummy variablene $\lambda_i \neq 0$. Det eksisterer en signifikant individuell spesifikk effekt og OLS modellen må forkastes.

Når vi kjører FE-modellen i Stata, gjennomfører den automatisk en F test og rapporterer en p-verdi for H_0 . Vi forventer at våre data inneholder en fast individuell spesifikk effekt og vi vil få testet vår forventning når vi kjører fast effekt modellen.

4.3.2 Breusch-Pagan LM Test

Breusch and Pagan's (1980) Lagrange multiplier test undersøker om individuell spesifikk varians komponenter er lik null.

- $H_0 : \sigma_u^2 = 0$. Det finnes ingen individuell spesifikk effekt i dataene våre og OLS er den riktige modellen å bruke.
- $H_a : \sigma_u^2 \neq 0$. Det er en signifikant tilfeldig effekt i paneldataene, og RE-modellen er mer egnet til å kontrollere for heterogeniteten enn OLS modellen.

Breusch-Pagan LM Test (BP-LM Test) er en innebygd funksjon i Stata, og vi kjører den etter å ha estimert RE-modellen. Først estimerer vi RE-modellen vår i Stata og så gjennomføres Breusch-Pagan LM Test. Vi forventer at våre data inneholder en individuell spesifikk effekt og vi vil få testet vår avgjørelse om å droppe minste kvadraters metode.

4.3.3 Hausman-test

Hausman specification test sammenligner FE- og RE-modellene under nullhypotesen at de individuelle spesifikke effektene ikke er korrelert med noen av forklaringsvariablene i modellen (Hausman, 1978). En FE-modell gir forventingsrette estimater uansett, men hvis forutsetningene for tilfeldig effekt

holder, vil en RE-modell være mer effektiv. Hvis forutsetningene ikke holder, vil RE-modellen derimot gi forventningskjevne resultater.

«The Hausman-test uses that 'the covariance of an efficient estimator with its difference from an inefficient estimator is zero' » (Greene, 2008, s. 208).

Poenget er at begge modellene skal gi forventningsrette resultater. Når forutsetningene er opprettholdt, kan de ikke gi signifikant forskjellige resultater uten at forutsetningene er brukt.

Vi vil i praksis estimere begge modellene i Stata og så teste resultatene opp mot hverandre. Hausman-testen er inkludert som en funksjon i Stata og analyserer om regresjonskoeffisientene i de to modellene er signifikant forskjellig fra hverandre.

- H_0 : Individuelle spesifikke effektene er ikke korrelert med noen av forklaringsvariablene. RE er den riktige modellen
- H_A : Forutsetningen for forventningsrette estimater er brutt. RE-modellen må forkastes til fordel for FE-modellen.

Hvis testen blir signifikant, må vi forkaste RE-modellen og benytte oss av FE-modellen i analysen. Vi vil miste mulighet til benytte våre tidkonstante forklaringsvariabler som riggkategori, men vil få forventningsrette estimater.

5. Data

Vi har fått tilgang til datamateriale for oppgaven vår fra IHS. IHS er et globalt informasjonsselskap som leverer data, analyser, statistikk og konsulenttjenester til sine kunder innenfor en rekke industrier. Selskapet har også posisjonert seg innen offshore energi markedet. Datasettet inneholder oversikt over alle riggkontrakter inngått i Nordvest-Europa og alle andre offshore regioner i perioden Januar 1985 og frem til og med 2013. Dataene gir oss utfyllende informasjon om avtalt dagrate, riggtype, riggens vanndybde kapasitet, tidspunkt kontrakten ble avtalt, kontrakt start og slutt, arbeidssted, riggeier og operatør, i tillegg til detaljerte tekniske spesifikasjoner om riggene. Blant disse detaljene er samsvarsuttalelse (SUT) fra Petroleumstilsynet en variabel av interesse. SUT-godkjennelse innebærer at riggen oppfyller de ekstra kravene som kreves for å kunne bore på norsk sokkel. Dermed er variabelen et godt mål for å kunne analysere om det betales en premie for rigger på norsk sokkel.

I tillegg til riggkontrakt dataene fra IHS, benytter vi oss i oppgaven av historiske oljepriser og en konsumprisindeks for å deflatere tallene våre.

Oljeprisen vi har brukt er Brent Spot over samme periode, hvor data er fra World Bank, hentet fra indexmundi.com 30. januar 2014

Konsumprisindeksen vi bruker for å justere tallene våre, er CPI US Urban. Denne er hentet fra US Bureau of Statistics 30. januar 2014

5.1 Databehandling

Vi har arbeidet med et stort og omfattende datasett. Det har vært en ressurskrevende prosess å behandle dataene og strukturere de for videre analyse.

Vår oppgave avgrensner fokuset til Nordvest-Europa. Vi startet derfor med å sortere dataene og beholdt de kontraktene som er klassifisert innen denne

geografiske regionen. I tidsperioden 1985 til 2013 hadde vi totalt 1928 kontrakter for flyterigger og 1749 for Jack-Ups.

Videre ble observasjoner med riggkategori spesifisert som «Tender» og «Other» tatt ut fra datasettet til flyteriggene og "300-IC", "301-360-IC", "<250-IC" og "Other " fjernet fra Jack-Ups datasettet. Disse kategoriene har få individer og observasjoner og er ikke relevant for markedet i Nordvest-Europa. Totalt fjernet vi 27 kontrakter i flyterigg-utvalget og 48 kontrakter for Jack-Ups i denne operasjonen.

Under grovsorteringen av dataene fjernet vi observasjoner som hadde vesentlig informasjonsmangler, i all hovedsak manglende informasjon om avtalt dagrate. Dagraten er den avhengige variabelen i vår modell, og kontrakter uten denne informasjonen, var således ufullstendig. Det ble funnet 179 observasjoner uten dagrate i datasettet for flyterigger og 259 for Jack-Ups.

Deretter fordelte vi riggkontraktene inn i individer. Datasettet var opprinnelig et samlet sett av riggkontrakter sortert etter dato for kontraktsinngåelse (fixture date). Som vi forklarte i metoddelen, forventer vi en individuell spesifikk effekt fra riggene som påvirker dagraten, og vi forventer dermed at resultatene vil vise at en samlet OLS-analyse av alle riggkontraktene ikke vil gi forventningsrette resultater.

Vi sorterte derfor riggene inn i individer og ga hver enkelt rigg et individuelt tall for å kunne fange opp de forskjellige individene. Alle kontrakter som en rigg har inngått i tidsperioden i det geografiske området, er dermed gruppert sammen. Videre ble kontraktene for en rigg sortert fra den eldste til den nyeste kontraktsdatoen. Vi har valgt å sortere på dato for kontraktsinngåelse. Det er fram til denne datoen partene har kunnet vurdere markeds- og riggfaktorer som har innvirkning på dagraten, og er således den mest hensiktsmessige dato å forholde seg til i analysen. Inputen vår er strukturert på denne måten og et eksempel er illustrert i tabellen nedenfor. Der kommer det også tydelig frem at dataene er ubalanserte paneldata som forklart under metoddelen.

Tabell 5.1 Eksempel på oppsett av paneldata

Individ-nummer	Obs nr	Dagrate	Forklaringsvariabel 1	Forklaringsvariabel 2	Forklaringsvariabel x
1	1				
	2				
	3				
2	1				
3	1				
	2				
4	1				

Videre har vi deflatert dataene for å fjerne inflasjonseffekten på dagratene over tid. Dagrater og oljepris er deflatert med «CPI US Urban» hentet fra US Bureau of Statistics. Referanse verdier er 1. januar 2008. Om kontrakten er inngått før 1/7, er dagratene deflater til gjennomsnittet inneværende år mens de er deflatert til året etter om kontrakten er inngått etter 1/7. Dette er gjort fordi kontraktene i snitt har lengde på 238 dager. For oljeprisen har vi brukt tilhørende måneds verdi.

5.2 Input variabler

Riggraten

Boreriggen blir leid ut på kontrakter hvor leieprisen er avtalt på daglig basis, kalt dagrater. Dagraten er prisen kunden som leier riggen må betale hver dag for leie av rigg med mannskap. Ratene kvoterer i amerikanske dollar.

Dagraten er vår avhengige variabel i analysen. Riggraten er deflatert med samme faktor som oljeprisen for å gi et nøyaktig sammenligningsgrunnlag.

Oljepris

Vi bruker den deflaterte brent oljeprisen som forklaringsvariabel. Spot prisen er innhentet for starten av den måneden kontrakten ble inngått.

Som vi argumenterte for i kapittel 3.8, vil oljeprisen også være en god makrofaktor å benytte i analysen for å fange opp hvordan endringer i verdensbildet påvirker dagraten ved kontrakts inngåelse. Oljeprisen har også en mer direkte påvirkningskraft enn kun som en makrovariabel. Ved høy oljepris vil flere oljefelt vurderes som lønnsomme å bygge ut, og det vil føre til en aktivitetsøkning som igjen kan føre til høyere press i markedet og økte dagrater.

Vi forventer at oljeprisen vil ha en positiv og signifikant påvirkningskraft på dagratene. Dette er en naturlig forventning bygget på de økonomiske konsekvensene oljeprisen har, og det samsvarer også med resultatene til Osmundsen et.al (2012A).

Utnyttelsesgrad

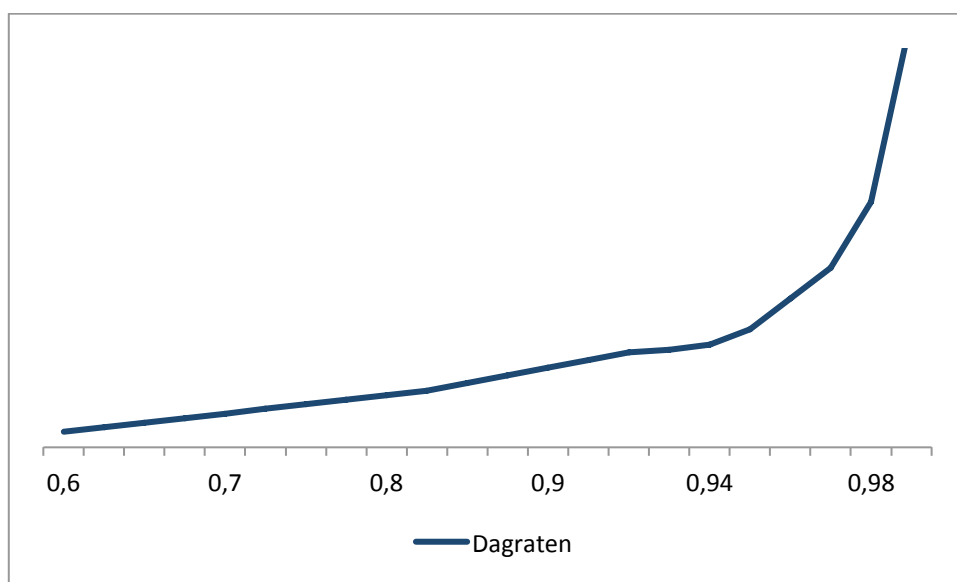
Utilization er utnyttelsesgraden for riggene i populasjonen vi undersøker. Denne faktoren er et mål på hvor mange av riggene som er tilgjengelig i markedet. Utnyttelsesgraden for markedet er rigger i arbeid i forhold til totalt antall operasjonelle rigger. IHS måler både det aktive markedets utnyttelsesgrad og total utnyttelsesgrad. Total utnyttelsesgrad er rigger i arbeid i forhold til antall rigger totalt i markedet, og da inkluderes såkalt «kalde» rigger som er i opplag av diverse grunner og rigger inne til vedlikehold. Utnyttelsesgraden for aktive rigger ekskluderer derimot disse «kalde» riggene.

Osmundsen et.al (2012A) benytter trolig utnyttelsesgraden for det aktive markedet⁵, men vi velger å bruke total utnyttelsesgrad da den også fange opp rigger som er i opplag og inne til vedlikehold. Argumentasjonen fra bransjen og den økonomiske tolkningen er at hvis markedet er hett og utnyttelsesgraden er veldig høy, vil rigger i opplag eller til vedlikehold hastes ut i markedet for å møte

⁵ Dette er vår antagelse etter å ha sammenlignet Osmundsen et.al (2012A) tall med dataen vi har tilgjengelig for Mexicogulfen.

den høye etterspørselen. De er altså en del av kapasiteten som kan dekke en stigende etterspørsel.

Vi forventer at utnyttelsesgraden har en positiv påvirkningskraft på dagraten. Argumentasjonen er at ved flere rigger under kontrakt/færre ledige rigger, jo større forhandlingsmakt har riggeierne i forhandling om raten. Påvirkningsgraden er ikke en helt lineær funksjon og bransjen mener at dagraten har en ekstremt bratt stigning når utnyttelsesgraden nærmer seg 100 %. Denne effekten er illustrert i graf 5.1. Dette begrunnes med at operatørene frykter at det ikke skal være rigger tilgjengelig ved senere tidspunkt når de har et behov. De er derfor villig til å inngå lange kontrakter i god tid i forveien og betale høy dagrate når markedet er på topp for å sikre seg å ha riggkapasitet tilgjengelig.



Graf 5.1 Illustrasjon av «hockeykølle» effekten ved 98% utnyttelsesgrad

Tidligere undersøkelser (Osmundsen et.al, 2012A) viser til at når utnyttelsesgraden overstiger 98 %, stiger dagraten ekstra bratt. De har løst dette ikke-lineære problemet med å legge inn en ekstra dummy variabel som fanger opp disse tilfellene med utnyttelsesgrad over 98 %. Vi ser de samme tendensene i våre data og har valgt og løse det på samme måte som Osmundsen et.al (2012A) med en dummy variabel som aktiveres når utnyttelsesgraden passerer 98 %.

De to variablene blir dermed identisk som i Osmundsen et.al (2012A) sin analyse:

$$\log [(1 - Utilization) \times (1 - HighUtilizationDummy)]$$

Den første variabelen blir mer negativ når utnyttelsesgraden øker, men når utnyttelsesgraden passerer 0,98, blir HighU Dummyen lik 1 og hele likningen faller bort. Vi forventer dermed at variabelen får en negativ koeffisient grunnet at en høyere utnyttelsesgrad fører til en høyere dagrate.

HighUtilizationDummy

Dette er samme dummy som i den første utnyttelsesgrad formelen. Den er 0 ved utnyttelsesgrad på alle nivåer under 0,98 og lik 1 når utnyttelsesgraden passerer 0,98. Vi forventer at denne variabelen får en positiv koeffisient og er signifikant for å bevise at dagraten er signifikant høyere ved utnyttelsesgrad lik eller over 98 % i forhold til snittet av nivået under.

Vanddybdekapasitet for borerigger

Dette er vanddybden oljeriggen er kapabel til å bore på. Variabelen er oppgitt i fot som er standarden i offshore bransjen. Dypere og mer krevende olje og gass felt er avhengig av rigger med større vanddybdekapasitet, og forventningene våre her er naturligvis at større dybdekapasitet gir en høyere dagrate ved kontrakt inngåelse. Osmundsen et.al (2012A) fikk en sterk effekt av dybdevariabel og prisen var nesten proporsjonal med dybde. En økning på 10 % i riggens dybdekapasitet førte til en 8,3 % økning i ratene. Relevante havdyp for Jack-Ups er fra under 200 fot til opptil 400 fot. Flyteriggmarkedet i Nordvest-Europa opererer på større vanddybde enn Jack-Up-markedet i Mexicogulven, fra omtrent 300 til 900 fot, så vi er usikker på om sammenhengen vil være like proporsjonal. Vi forventer likevel en signifikant økning i ratene ved en økning av dybdekravene.

Kontraktslengde og ledetid

Disse variablene fanger henholdsvis opp hvor lange kontraktene er (dager) og hvor mange dager i forveien før borestart kontrakten inngås. Med vanlig økonomisk intuisjon kan man argumentere at ved lengre kontrakter kan oljeselskapene forvente en rabatt og altså lavere dagrater. Den samme argumentasjonen kan brukes om ledetid og at det kan forventes en rabatt ved lang ledetid som gjør at riggeier får fylt opp ordreboken i god tid.

Osmundsen et.al (2012A) finner de motsatte resultatene ved deres analyse av Jack-Up-markedet i Mexicogulfen. De fant at både lengre kontrakter og lengre ledetid førte til en økning i dagraten.

Både bransjen og Osmundsen et.al (2012A) argumenter for at det er en annen kausalitet som gjelder her. Når markedet går godt, er det stor etterspørsel etter rigger og ratene blir presset opp. Samtidig har riggeierne i de gode tidene mulighet til å forlange lengre kontrakter og også fylle opp ordreboken lengre fram i tid. Riggeierne får altså forhandlet seg til lengre kontrakter og fyller opp ordreboken lang tid i forveien når markedet er hett og har høye dagrater. I prinsippet ønsker oljeselskapene å inngå kontraktslengder tilsvarende kjente boreprogrammer. Det eneste argument for å inngå lengre kontrakter enn kjent boreprogram, er frykten for ikke å få tilgang til borerigg når de trenger rigg. Da oppstår situasjonen at de lengste kontraktene med de høyeste ratene inngås når dagratene er høye. Vi forventer at de samme markedsfaktorene skal gjelde ved vår undersøkelse av Nordvest-Europa. Vi forventer derfor at begge variablene får positive og signifikante koeffisienter.

Norwegian SUT

SUT-variabelen indikerer om riggen er godkjent av det norske oljedirektoratet til å arbeide på norsk sokkel. Norge opererer med høyere krav til blant annet HMS på riggene enn andre land, som diskutert i 3.7. Det er kostbart å investere og oppgradere rigger til norsk standard (SUT), og denne egenskapen får man ikke betalt en premie for andre steder enn på norsk sokkel. Som vi diskuterer under del 3.7, og som Riggutvalget (2012) konkluderer med, fører dette til en

innlåsing på det norske markedet for rigger som oppgraderes til denne standarden.

Siden rigger med denne spesifikasjonen i all hovedsak operer på norsk sokkel, mener vi SUT-variabelen vil fange opp premien som betales på norsk sokkel i forhold til resten av Nordvest-Europa.

Vi forventer at denne variabelen blir signifikant positiv.

Grunner til dette er både at det er reguleringer som stiller høyere krav til sikkerhet og spesifikasjoner på riggen, og i tillegg har arbeiderne på den norske sokkelen en eksklusiv «2-4 rotasjon»⁶ som andre land ikke opererer med. På Britisk sokkel benyttes f.eks. en «3-3 rotasjon» som er vanlig i de fleste land.

5.3 Datatilpasning

Med bakgrunn i økonomisk og økonometrisk intuisjon og tilbakemeldinger fra vår kontaktperson hos IHS, har vi ved enkelte tilfeller gjort nødvendige justeringer i dataene våre.

De observasjonene som hadde negativ ledetid, ble tatt bort. Ledetiden er av konstruksjon et positivt tall. Da det framkommer observasjoner med negativ ledetid, anser vi dette som feil i datasettet, hvilket også har blitt antydnet av vår kontaktperson hos IHS. Dette gjelder henholdsvis 27 og 37 observasjoner for flyterigger og Jack-Ups, hvilket tilsier omtrent 2% av total antall observasjoner. Kontraktene med negativ ledetid er også spredt jevnt over hele tidsperioden, og det er heller ingen spesifikke individer eller operatører som går igjen. Vi anser det derfor som en endring som ikke vil påvirke resultatene våre i for stor grad.

Ved gjennomgang og tolkning av dataene bemerket vi oss at utnyttelsesgraden i våre data for Nordvest-Europa, lå jevnt lavere enn hva Osmundsen et.al (2012A) opererte med i sin analyse av Mexicogulfen. Dette er ulike markeder og det kunne vært en naturlig forskjell mellom regionene. Argumenter som problemet

⁶ To uker i arbeid og fire uker fri.

med innlåsing på det norske markedet, kunne ha forklart dette. Vi hadde også tilgangen til data for regionen Mexicogulfen i samme format som dataene våre for Nordvest-Europa. En dobbeltsjekk her viste at også våre tall for Mexicogulfen lå jevnt lavere enn tallene Osmundsen et.al (2012A) opererte med. Det var altså en forskjell på formatet ved våre data og dataene Osmundsen et.al (2012A) benyttet ved sin analyse.

Gjennom diskusjon med vår kontakt hos IHS, fikk vi forklart at dataene for utnyttelsesgraden la til grunn at riggene var operasjonelle hele året (365 dager) og tar ikke hensyn til nødvendig vedlikehold og mobilisering av riggene. Bransjestandarden er å justere tallene ved å legge til grunn at riggene er operasjonelle 330 dager gjennom et år. Vi ganger altså alle utnyttelsesgradene med (365/330) for å korrigere for dette.

Dette er sannsynligvis den samme justeringen som er gjennomført med tallene Osmundsen et.al (2012A) benytter seg av. Vi vurderer det som mest hensiktsmessig å benytte de justerte tallene i våre analyser.

En del rigger i datasettet vårt gjennomgår store tekniske endringer i løpet av analyseperioden. Det er naturlig at eldre rigger oppgraderes og overhales ved verft for å møte markedets nye krav til utstyr og robusthet mot hardere værforhold. Ved slike overhaling er det i praksis ofte en helt ny rigg som er på markedet etter oppgradering. Dette skaper problemer for den individuelle effekten der vi kategoriserer hver rigg som et enkelt individ med egne egenskaper. Vi har derfor valgt å legge rigger, som oppgraderes og endrer kategori fra for eksempel «SemiHarsh-Standard» til «SemiHarsh-HighSpec», inn som et nytt individ etter oppgradering. Det samme gjelder rigger som ble oppgradert til å oppnå Norwegian SUT-standard, men dette var som regel også kombinert med en av endring av riggkategori.

Vi filtrerte ut rigger som endret kategori i løpet av perioden og gav deretter hver rigg ett nytt individnummer etter oppgraderingen. På denne måten vil riggen bli sett på som to forskjellige individer i analysen, før og etter oppgradering. Dette

øker antall individer (N) i analysen vår samtidig som det dessverre senker antall observasjoner per individ i snitt. Vi vurderer det som mest hensiktsmessig å gjøre denne oppdelingen for å optimalisere analysen. Den individuell spesifikke effekten som kontrolleres for i analysen, ville ikke blitt oppriktig hvis to så forskjellige utgaver av en borerigg ble vurdert som et individ.

6. Analyse

Ved hjelp av modellene utredet tidligere, vil vi i denne delen analysere dataene og gjøre modifikasjoner for å optimalisere vår modell. Vi vil analysere Jack-Ups og flyterigger hver for seg i selvstendige analyser, og vi vil undersøke om en analyse av tidsperioden 2000-2013 gir andre resultater enn hele perioden 1985-2013.

Først vil vi se på deskriptiv statistikk for å gi et bedre overblikk av datasettet. Deretter vil vi starte med analysen av flyterigger for hele perioden og gjennomføre nødvendige modifikasjoner for å forbedre modellen. Den samme fremgangsmåten vil vi benytte for den kortere perioden 2000-2013 for å kunne sammenligne om resultatene forandrer seg for et nyere utvalg data. Vi vil så benytte oss av samme fremgangsmåte når vi gjør de samme analysene på dataene våre for Jack-Ups. I denne delen vil vi kun kommentere de statistiske resultatene angående hvilke variabler som er signifikante, hvilke modeller som er best å benytte og liknende resultater. Drøfting og tolkning av resultatene for variablenes fortegn, størrelse og betydning vil vi ta stilling til i kapittel 7.

6.1 Deskriptiv statistikk

For å få en oversikt over dataene våre vil vi som første steg i analysen vise den deskriptive statistikken. Dette vil gi oss indikasjonen på hva vi kan forvente av resultater. Den vil også avdekke om enkelte variabler har store variasjoner. Da vi deler markedet inn i flyterigger og Jack-Up-rigger, gjør vi det også her i den deskriptive analysen.

6.1.1 Flyterigger

Tabell 6.1 Deskriptiv statistikk for Flyterigger

Variabel	Enhet	Gjennom- snitt	Standard- avvik	Min	Maks
<i>Utnyttelsesgrad</i>	Prosent	85	15	37	100
<i>Ledetid</i>	Dager	172	218	0	2771
<i>Kontraktslengde</i>	Dager	234	315	7	2748
<i>Dagrate</i>	USD \$	134 899	118 092	17 651	565 077
<i>Dagrate v/ utnyttelsesgrad u/ 0.98</i>	USD \$	112 564	99 861	17 651	560 829
<i>Harsh-Standard</i>	Dummy (0/1)	0,76	0,42	0	1
<i>Harsh-HighSpec</i>	Dummy (0/1)	0,15	0,36	0	1
<i>Harsh-Deepwater</i>	Dummy (0/1)	0,05	0,23	0	1
<i>Drillship</i>	Dummy (0/1)	0,01	0,12	0	1
<i>Rigwaterdepth</i>	Fot	1998	1623	600	10000

Datasettet for flyterigger inneholder totalt 1738 unike kontrakter. Det er totalt 139 unike individer blant flyteriggene. Enkelte av riggene vil være delt opp i flere individer om de har endret status innenfor nøkkelkategorier over tidshorisonten. Det er i snitt 13 kontrakter for hvert individ (se vedlegg 1). Antall kontrakter, ledetid og lengde har også variert over perioden (se vedlegg 3).

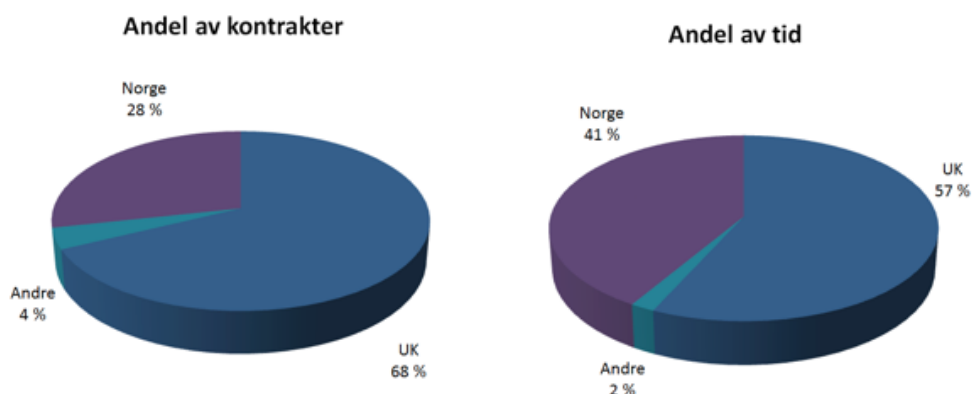
Av utnyttelsesgraden kan vi se at den i gjennomsnitt ligger på 85 % av kapasiteten i markedet. Vi ser av variabelen «Ledetid» at det er et vidt spenn i hvor lang tid før start dato kontraktene er inngått. At variabelen går fra 0 til 2748 dager, viser at datasettet har observasjoner fra spot markedet og helt fram til kontrakter inngått 7 og et halvt år før oppstart.⁷ Kontrakter med svært lang ledetid skyldes kontrakter inngått før byggestart av riggene kombinert med forsinkelser i byggeperioden. Varigheten på kontraktene, «Kontraktslengde»,

⁷ 64 kontrakter med negativ ledetid er fjernet fra datasettet. Begrunnet tidligere i del 5.3

har på samme måte som ledetid, observasjoner over hele spekteret. Videre ser vi en lik sammenheng i dagraten hvor ett standardavvik er nesten like stor som gjennomsnittsverdien. Vi vet derfor at det er stor varians i disse variablene. Det kan forklares med at offshore bransjen er en syklisk industri grunnet store svingninger i oljepris og etterspørsel samt at det er en kapitalintensiv bransje hvor irreversible kostnader ikke er relevant i prising når alternativet er opplag. I prinsippet vil en ta kontrakter så lenge raten er høyere enn operasjonskostnadene.

Gjennomsnittet for kategoriene «SemiHarsh-Standard», «SemiHarsh-HighSpec», «SemiHarsh-Deepwater» og «Drillship-Harsh-Deepwater» angir hvor stor andel av observasjonene som er av disse kategoriene.

Fordeling av kontrakter for flyterigger på land



Figur 6.1 Fordeling av kontrakter for flyterigger på land

Som vi ser av figur 6.1, har observasjonene fordelt seg i stor grad mellom arbeid på norsk og britisk sokkel. Andel av kontrakter viser hvor i Nordvest-Europa det inngås flest kontrakter. Omtrent all aktivitet er på norsk og britisk sokkel, og når vi ser på antall kontrakter, dominerer britisk sokkel med 68 % av kontraktene. Når vi i stedet måler hvor mange dager som er brukt totalt i regionene, får vi et litt annet bilde. Vi ser da at Norge har en større andel av kontraktsdager enn andel kontrakter. Dette tyder på at kontrakter i det norske markedet har lengre varighet.

6.1.2 Jack-Up

Tabell 6.2 Deskriptiv statistikk for Jack-Ups

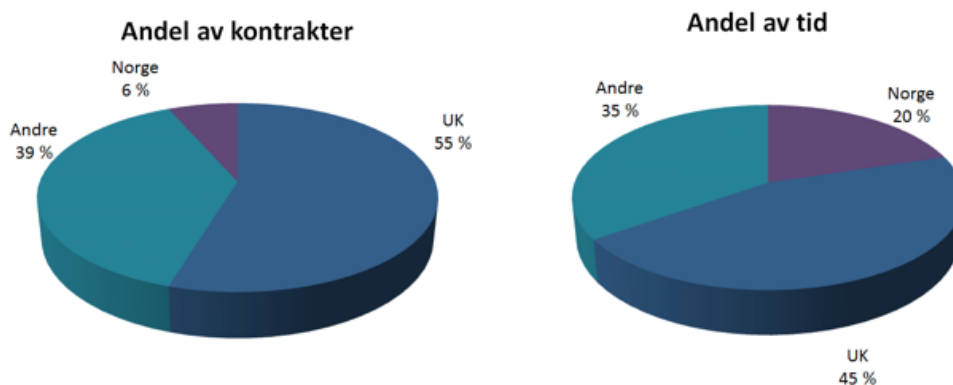
Variabel	Enhet	Gjennomsnitt	Standardavvik	Minimum	Maksimum
<i>Utnyttelses-grad</i>	Prosent	91	10	43	100
<i>Ledetid</i>	Dager	167	201	0	2042
<i>Kontraktslengde</i>	Dager	218	240	7	2044
<i>Dagrate</i>	USD \$	90 668	62 222	14 864	390 742
<i>Dagrate v/ utnyttelses grad u/ 0.98</i>	USD \$	78 718	56 269	14 864	390 742
<i>Harsh-Standard</i>	Dummy	0,24	0,43	0	1
<i>Harsh-HighSpec</i>	Dummy	0,75	0,43	0	1
<i>Rigwaterdepth</i>	Fot	299	62	150	492

Datasettet for Jack-Ups inneholder totalt 1405 unike kontrakter. Det er totalt 97 unike individer blant Jack-Ups. Enkelte av riggene er også her registrert som flere individer om de har endret status innenfor nøkkelkategorier over tidshorisonten. Det er i snitt 14 kontrakter for hvert individ (se vedlegg 2). Antall kontrakter, ledetid og lengde har også variert over perioden (se vedlegg 3).

Utnyttelsesgraden har i Jack-Up markedet vært både høyere og mer stabilt enn hva vi så for flyteriggene. Dette er i følge bransjen ikke tilfellet globalt, så her skiller Nordvest-Europa seg ut. Det kan skyldes at andelen «harsh-environment» Jack-Ups som kan operere i Nordvest-Europa er begrenset, slik at hvis aktørene tar ekstrainvesteringen for å kunne arbeide her så belønnes de med høyere

utnyttelsesgrad. Ledetiden og kontraktslengder er, som i flyterigg markedet, variabler med store svingninger. Vi ser også her at vi har observasjoner over hele spekteret, fra spot kontrakter med kort løpetid, til lange kontrakter og kontrakter som er inngått lang tid i forveien. Dagraten for Jack-Up ligger litt lavere enn det vi ser i flyteriggmarkedet, men også her ser vi de samme trendene med stor variasjon mellom den høyeste og laveste observerte dagraten. Riggene fordeler seg med størst andel «Harsh-HighSpec» og en mindre andel i «Harsh-Standard». Her er det altså Jack-Ups med høyere spesifikasjoner som har større andel av arbeidet. Vi ser av observasjonene til maksimum av «Rigwaterdepth» hvor dypt man kan bore med en Jack-Up rigg.

Fordeling av kontrakter for Jack-Up på land



Figur 6.2 Fordeling av kontrakter for Jack-Up på land

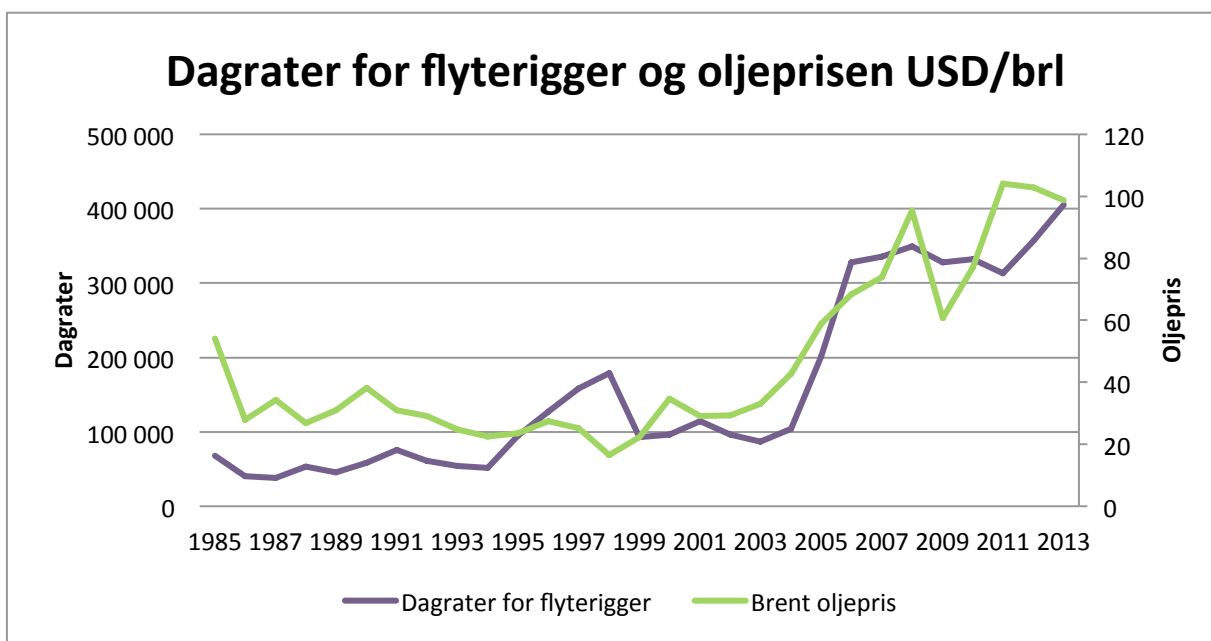
I markedet for Jack-Ups er det igjen UK som er det dominerende landet med 55% av inngåtte kontrakter i denne regionen. Vi ser også den samme trenden vi så i flyteriggmarkedet når vi måler i andel av tid. Norge utgjør en større del av markedet når vi ser på andel av tid, noe som betyr at kontrakter på norsk sokkel har en lengre løpetid enn i andre land i regionen.

6.1.3 Oljeprisen

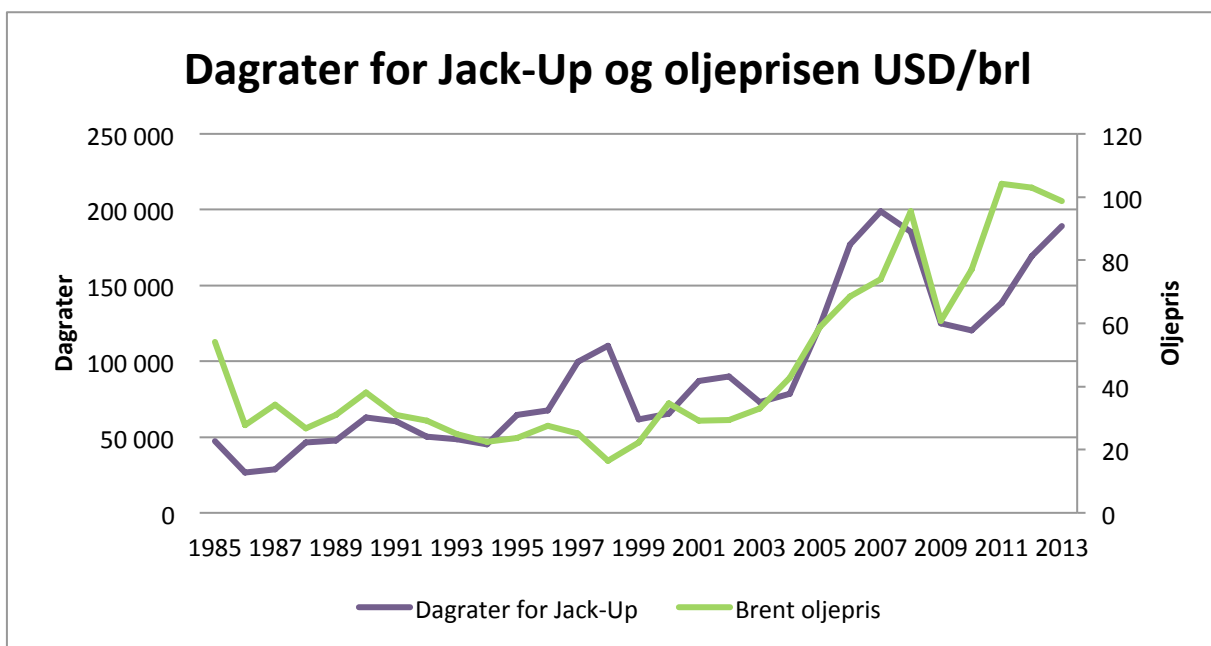
Tabell 6.3 Deskriptiv statistikk for Brent spottpris (inflasjonsjustert)

Variabel	Enhet	Gjennomsnitt	Standardavvik	Minimum	Maksimum
<i>Brent spot</i>	USD/brl	46,3	27,7	12,6	128,5

Vi ser at periodens gjennomsnittlige oljepris har vært 46 USD/brl. Videre viser denne variabelen store forskjeller mellom minimumobservasjon og maksimumobservasjon. Dette er trender som vi ser går igjen i flere av variablene i datasettet. For å illustrere hvordan oljeprisen beveger seg i forhold til dagraten over vår tidshorisont, har vi fremstilt dette grafisk nedenfor.



Graf 6.1 Dagrater for Flyterigger og oljeprisen



Graf 6.2 Dagrater for Jack-Up og oljeprisen

Vi ser av begge grafene en lignende utvikling i oljeprisen og dagratene for henholdsvis flyterigger og Jack-Ups. Vi kan derfor anta at vi vil se en positiv sammenheng mellom denne variabelen og dagrate i vår økonometriske analyse.

6.2 Data analyse

6.2.1 Flyterigger 1985-2013

Test av modellene

Vi starter analysen vår med å kontrollere forutsetningen for de to avanserte modellene ved å teste dem opp mot OLS modellen.

F-test

Først kjører vi FE-modellen med alle våre ønskete variabler for å undersøke om dette er en signifikant bedre modell enn OLS modellen. F-testen gir en P-verdi på 0,000 (Se vedlegg 4). P-verdien er signifikant på alle statistiske nivåer og vi forkaster dermed H_0 . Det finnes en signifikant individuell spesifikk effekt og FE-modellen forklarer dermed dataen bedre enn OLS-modellen.

Breusch-Pagan LM Test

For å bekrefte at også RE-modellen er en signifikant bedre modell for våre data enn OLS-modellen, gjennomfører vi BP-LM-testen. Først kjører vi RE-modellen med alle ønskete variabler og så gjennomfører vi BP-LM-testen.

BP-LM-testen gir en P-verdi på 0,000 (se vedlegg 5). P-verdien er signifikant på alle statistiske nivåer og vi forkaster dermed H_0 . Det er en signifikant tilfeldig effekt i paneldataene, og RE-modellen er mer egnet til å kontrollere for heterogeniteten enn OLS-modellen. Resultatene er som forventet og vi fokuserer videre på de to modellene FE og RE.

Hausman-test

Vi har fått bekreftet våre forventninger om at det beste alternativet står mellom FE-modellen og RE-modellen. Vi tester resultatene fra modellen opp mot hverandre med Hausman-testen.

Tabell 6.4 Resultater Hausman-test for flyterigger 1985-2013

	— Coefficients —			
	(b) FE	(B) RE	(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
Oilprice_log	.5156668	.5060553	.0096115	.0060032
Utilitymon~g	-.2769626	-.2751656	-.001797	.0022731
HighUt1	1.026431	1.015074	.0113578	.0125519
Rigwaterde~g	.1454719	.1926084	-.0471366	.0548849
Lead_1000	.7458092	.7468162	-.001007	.017614
Length_100	.0195011	.0166582	.0028429	.001201

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
 B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(6) = (b-B)' [(V_b-V_B)^(-1)] (b-B)
 = 12.95
 Prob>chi2 = 0.0438

Hausman-testen viser at de to alternativene er signifikant forskjellig på 95 % konfidensnivå. Vi forkaster derfor H_0 og RE-modellen. Testen viser at forutsetning for RE-modellen er brutt og vi kan kun benytte oss av FE-modellen.

FE-modellen**Tabell 6.5 FE-modell flyterigger 1985-2013**

R-sq: within = 0.5738	Obs per group: min =	1
between = 0.6926	avg =	11.6
overall = 0.6047	max =	52
corr(u _i , X _b) = 0.2242	F(6,1404) =	315.01
	Prob > F =	0.0000

Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
Oilprice_log	.5156668	.0290009	17.78	0.000	.4587771 .5725565
Utilitymonth_reg_log	-.2769626	.0138854	-19.95	0.000	-.304201 -.2497242
HighUtl	1.026431	.0558717	18.37	0.000	.9168304 1.136033
Rigwaterdepth_log	.1454719	.0786242	1.85	0.064	-.0087618 .2997055
Lead_1000	.7458092	.069691	10.70	0.000	.6090995 .8825189
Length_100	.0195011	.0039627	4.92	0.000	.0117277 .0272745
SemiHarshDeepwater	0	(omitted)			
SemiHarshHighSpec	0	(omitted)			
DrillshipHarshDeepwater	0	(omitted)			
SUT	0	(omitted)			
_cons	7.738071	.6004778	12.89	0.000	6.560141 8.916001
sigma_u	.43789886				
sigma_e	.36538478				
rho	.58954239	(fraction of variance due to u _i)			

F test that all u _i =0:	F(132, 1404) =	7.79	Prob > F = 0.0000
------------------------------------	----------------	------	-------------------

Ovenfor er resultatene fra FE-modellen med våre ønskete forklaringsvariabler. Vi ser at alle de riggbeskrivende dummyvariablene forsvinner da de ikke varierer for hver enkelt rigg gjennom perioden, og forsvinner derfor ut gjennom FE-estimeringen. Av de kontrakts spesifikke variablene ser vi at riggdybden ikke blir signifikant på 95 %. De andre kontrakts-spesifikke variablene og makrovariablene oppnår forventet fortegn, og koeffisienten er signifikant på alle statistiske nivåer. Vi ønsker å revurdere og tilpasse modellen vår, og vi vil ikke analysere variablene videre før vi har konkludert med den endelige modellen vi vil bruke.

Forbedring av modellen

Da første spesifisering av RE-modellen ble forkastet etter Hausman-testen, ønsker vi å forbedre modellen. Vi forventer at flere av våre tidskonstante variabler har en reel påvirkningskraft på raten vi undersøker. SUT-variabelen er en spesielt viktig del av analysen vår siden den som forklart fanger opp premien

som betales på norsk sokkel. Dette er en av problemstillingene vi ønsker å undersøke nærmere.

RE-modellen vår ble forkastet marginalt på 95 % konfidensnivå. Vi ser fra Hausman-testen (Tabell 6.3) at variabelen «Rigwaterdepth» er variabelen som avviker mest mellom de to modellene og påvirker sterkest resultatet som konkluderer med at de to modellene gir signifikant forskjellige resultater og forkaster H_0 . I FE-modellen, som Hausman-testen konkluderte med var riktig modell, ble «Rigwaterdepth» ikke signifikant (se tabell 6.4). Vi utelater derfor denne variabelen fra analysen og tester begge modellene på nytt for å forbedRE-modellen vår.

Tabell 6.6 Resultater Hausman-test for flyterigger 1985-2013 uten variabel «Rigwaterdepth»

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) FE2	(B) RE2		
Oilprice_log	.5113601	.5018276	.0095325	.0056991
Utilitymon~g	-.2764722	-.2737281	-.0027441	.0023232
HighUt1	1.032662	1.022676	.0099858	.0121476
Lead_1000	.7463269	.745122	.0012049	.017364
Length_100	.0197624	.0172958	.0024667	.0011868

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(5) = (b-B)' [(V_b-V_B)^(-1)] (b-B)
 = 10.43
Prob>chi2 = 0.0640

Hausman-testen konkluderer nå med at de to nye modellene ikke er signifikant forskjellig på 95 % konfidensnivå. Vi beholder derfor H_0 og konkluderer med at RE-modellen er den riktige modellen for våre data.

RE-modellen**Tabell 6.7 RE-modell flyterigger 1985-2013 uten variabelen «Rigwaterdepth»**

R-sq: within = 0.5726		Obs per group: min = 1			
between = 0.7961		avg = 11.6			
overall = 0.6694		max = 52			
corr(u_i, X) = 0 (assumed)		Wald chi2(9) = 2399.33	Prob > chi2 = 0.0000		
Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
Oilprice_log	.5018276	.0283654	17.69	0.000	.4462325 .5574227
Utilitymonth_req_log	-.2737281	.0136993	-19.98	0.000	-.3005781 -.246878
HighUtl	1.022676	.0544804	18.77	0.000	.9158963 1.129455
Lead_1000	.745122	.0675546	11.03	0.000	.6127174 .8775266
Length_100	.0172958	.0037817	4.57	0.000	.0098838 .0247078
SemiHarshDeepwater	.6512447	.0970077	6.71	0.000	.4611131 .8413763
SemiHarshHighSpec	.359107	.0698424	5.14	0.000	.2222184 .4959955
DrillshipHarshDeepwater	1.088355	.1847663	5.89	0.000	.7262195 1.45049
SUT	.3234217	.0809444	4.00	0.000	.1647736 .4820697
_cons	8.686924	.1002401	86.66	0.000	8.490457 8.883391
sigma_u	.28174723				
sigma_e	.36569974				
rho	.3724771	(fraction of variance due to u_i)			

Resultatene ovenfor viser at alle våre variabler blir signifikant og får forventet fortegn. Som diskutert i metoddelen, er RE-modellen mer effisient og dominerer FE-modellen når forutsetningen ikke brytes. Mellom de to modellene uten variabelen «Rigwaterdepth» foretrekkes altså RE-modellen.

Valget står altså mellom FE-modellen med «Rigwaterdepth» variabelen eller RE-modellen uten denne. Begge modellene er godkjent for bruk. Siden «Rigwaterdepth» variabelen ikke blir signifikant i den nevnte FE-modellen, gir den oss ikke noe ekstra i forhold til RE-modellen uten denne variabelen. Vi konkluderer derfor med at RE-modellen uten «Rigwaterdepth» er den beste modellen å bruke for dette datasettet.

6.2.2 Flyterigger 2000-2013

I finans er ofte estimeringsresultater veldig avhengig av hvilken tidshorisont man bruker som beregningsgrunnlag. Ved prediksjoner av for eksempel volatilitet i aksjemarkedet, er resultatene sterkt avhengig av hvor lang historisk

tidshorisont man benytter for estimeringen. Vi er nysgjerrige på om mer dagsaktuelle data fra en nyere tidsperiode i riggmarkedet, vil gi andre resultater enn det vi har fått for hele perioden. Vi gjennomfører derfor den samme analysen for den kortere perioden 2000-2013. Ved analyse av flyterigger i denne perioden synker vårt antall observasjoner til 772 kontrakter.

Test av modellene

Hausman-testen viser at også for dette datasettet må RE-modellen forkastes når «Rigwaterdepth» variabelen er inkludert (se vedlegg 6), og «Rigwaterdepth» variabelen i FE-modellen ble ikke signifikant akkurat som under hele perioden (se vedlegg 7). Hausman-testen viser at RE-modellen også må forkastes når «Rigwaterdepth» ekskluderes fra modellen. Dette er et avvik fra resultatene vi fikk for hele perioden, og i dette tilfellet er FE-modellen i tabell 6.8 den riktige å benytte. Det kan skyldes færre observasjoner og spesielt færre observasjoner i snitt for hvert individ.

Tabell 6.8 FE-modellen flyterigger 2000-2013 uten variabelen «Rigwaterdepth»

R-sq: within = 0.7488	Obs per group: min =	1				
between = 0.6492	avg =	7.9				
overall = 0.6800	max =	39				
	F(5, 554) =	330.31				
corr(u_i, Xb) = 0.0602	Prob > F =	0.0000				
Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
Oilprice_log	.6841715	.0447527	15.29	0.000	.5962659	.7720771
Utilitymonth_reg_log	-.2819183	.0218274	-12.92	0.000	-.3247928	-.2390438
HighUtl	.9227725	.0823701	11.20	0.000	.7609767	1.084568
Lead_1000	.4339263	.0725157	5.98	0.000	.2914869	.5763657
Length_100	.0159689	.0053056	3.01	0.003	.0055474	.0263905
SemiHarshDeepwater	0	(omitted)				
SemiHarshHighSpec	0	(omitted)				
DrillshipHarshDeepwater	0	(omitted)				
SUT	0	(omitted)				
_cons	8.48264	.1495972	56.70	0.000	8.188793	8.776487
sigma_u	.36063017					
sigma_e	.30317507					
rho	.58591054	(fraction of variance due to u_i)				
F test that all u_i=0:	F(80, 554) =	8.50			Prob > F =	0.0000

Alle de kontraktsspesifikke variablene og makrovariablene blir signifikante, men vi mister de riggsesifikke variablene som ikke varierer over tid.

6.2.3 Jack-Ups 1985-2013

Test av modellene

Vi benytter oss av samme fremgangsmåte som ved vår undersøkelse av flyteriggmarkedet. Først bekrefter vi at våre antagelser angående å forkaste OLS-modellen til fordel for de to mer avanserte modellene, også gjelder for Jack-Ups.

F-test

F-testen gir en P-verdi på 0,000 (Se vedlegg 8). P-verdien er signifikant på alle statistiske nivåer og vi forkaster dermed H_0 . Det finnes en signifikant individuell spesifikk effekt og FE-modellen forklarer dermed dataene bedre enn OLS modellen. Dette er i henhold til vår forventning og likt utfallet ved undersøkelse av flyteriggmarkedet.

Resultat BP-LM test Jack-Ups 1985-2013

BP-LM testen gir en P-verdi på 0,000 (se vedlegg 9). P-verdien er signifikant på alle statistiske nivåer og vi forkaster dermed H_0 . Det er en signifikant tilfeldig effekt i paneldataene, og RE-modellen er mer egnet til å kontrollere for heterogeniteten enn OLS. Resultatene er som forventet og vi fokuserer videre på de to modellene FE og RE.

Hausman-test

Vi har fått bekreftet at antagelsen om OLS modellen forkastes akkurat som i undersøkelsen for flyteriggene. Vi benytter igjen Hausman-test for å finne ut hvilken modell som best forklarer Jack-Up markedet.

Tabell 6.9 Resultater Hausman-test for Jack-Ups 1985-2013

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) fixedJU1	(B) randomJU1		
Oilprice_log	.6175414	.6233515	-.0058101	.0097173
Utilizatio~g	-.2404713	-.2369545	-.0035168	.0038502
HighUtl	.7008894	.6876594	.0132299	.0130925
Lead_1000	.3313783	.3408897	-.0095114	.0266658
Length_100	.0180356	.0181752	-.0001396	.0023793

b = consistent under H_0 and H_a ; obtained from xtreg
 B = inconsistent under H_a , efficient under H_0 ; obtained from xtreg

Test: H_0 : difference in coefficients not systematic

chi2(5) = (b-B)' [(V_b-V_B)^(-1)] (b-B)
 = 1.66
 Prob>chi2 = 0.8940

Resultatet er at H_0 beholdes og vi kan konkludere med at RE-modellen er den riktige å bruke. Som forklart tidligere, dominerer den FE-modellen når forutsetningene ikke er brutt.

RE-modellen**Tabell 6.10 RE-modell Jack-Ups 1985-2013**

```

R-sq:  within = 0.5463          Obs per group: min =      1
        between = 0.9123        avg =      10.6
        overall = 0.7227        max =      60

corr(u_i, X) = 0 (assumed)      Wald chi2(8) = 1832.51
                                   Prob > chi2 = 0.0000

```

Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
Oilprice_log	.6233515	.0245228	25.42	0.000	.5752877	.6714153
Utilization_month_log	-.2369545	.0150076	-15.79	0.000	-.2663689	-.2075402
HighUtl	.6876594	.0524957	13.10	0.000	.5847698	.7905491
Rigwaterdepth_log	.0418448	.1360245	0.31	0.758	-.2247583	.3084478
Lead_1000	.3408897	.072863	4.68	0.000	.1980808	.4836985
Length_100	.0181752	.00501	3.63	0.000	.0083558	.0279947
JUHArshHighSpec	.536657	.0592732	9.05	0.000	.4204836	.6528303
SUT	.3032429	.0720723	4.21	0.000	.1619838	.444502
_cons	7.77536	.7717267	10.08	0.000	6.262803	9.287916
sigma_u	.13930823					
sigma_e	.30070259					
rho	.17670026	(fraction of variance due to u_i)				

Dette er modellen som er best å benytte til å forklare Jack-Up-markedet. Vi ser at «Rigwaterdepth» ikke er signifikant på noen statistiske nivåer og påvirker i liten grad resultatene. Ellers er alle variablene signifikante på alle statistiske nivåer.

I praksis er dette en veldig lik modell som den vi benytter for flyteriggmarkedet, og det bør gi et godt utgangspunkt for å kunne sammenligne resultatene.

6.2.4 Jack-Ups 2000-2013

Vi ønsker også for Jack-Ups å undersøke om resultatene endrer seg hvis vi ser på den nyere perioden 2000-2013 i forhold til hele perioden. Ved analyse av Jack-Ups i denne perioden, synker vårt antall observasjoner til 693 kontrakter.

Test av modellene

Hausman-testen viser at også for dette utvalget kan vi beholde H_0 , og RE-modellen er riktig å benytte (Se vedlegg 10).

Tabell 6.11 RE-modellen Jack-Ups 2000-2013

R-sq: within = 0.5206		Obs per group: min = 1				
between = 0.9139		avg = 7.9				
overall = 0.7287		max = 33				
corr(u_i, X) = 0 (assumed)		Wald chi2(8) = 1332.24				
		Prob > chi2 = 0.0000				
Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
Oilprice_log	.4817551	.02673	18.02	0.000	.4293653	.5341449
Utilization_month_log	-.1487287	.0184152	-8.08	0.000	-.1848218	-.1126356
HighUtl	.6318551	.0612487	10.32	0.000	.5118098	.7519003
Rigwaterdepth_log	.0009644	.080919	0.01	0.990	-.1576338	.1595627
Lead_1000	.3008371	.068524	4.39	0.000	.1665326	.4351417
Length_100	.019427	.0050337	3.86	0.000	.0095611	.0292929
JUHarshHighSpec	.3521744	.0414884	8.49	0.000	.2708586	.4334903
SUT	.3258222	.0452386	7.20	0.000	.2371562	.4144881
_cons	8.964008	.4687548	19.12	0.000	8.045266	9.882751
sigma_u	0					
sigma_e	.25728428					
rho	0	(fraction of variance due to u_i)				

7. Resultater

Vi vil i dette kapitlet drøfte resultatene opp mot vår hypotese og resultatene til Osmundsen et.al (2012A). Vi har også intervjuet aktører i bransjen og fått tilbakemelding på resultatene våre som vi også vil ta stillingen til i dette kapitlet.

7.1 Tolkning av resultater

Vi har nå gjennomført analysene våre av riggmarkedet i Nordvest-Europa og sett på hvordan våre valgte variabler påvirker dagraten. Vi vil i denne delen tolke og drøfte resultatene av våre undersøkelser. Vi har, med unntak av variabelen «Rigwaterdepth», fått veldig gode resultater, og alle andre variabler har blitt signifikante og fått forventet fortegn.

Vi tar den naturlige logaritmen av den avhengige variabelen vår riggrater og også av flere av forklaringsvariablene våre. Kontraktsspesifikke-variabler, som kontraktslengde og ledetid, tar vi ikke den naturlige logaritmen av. Resultatene våre tolkes derfor for noen variabler som en log – level-modell, og for andre som en log – log-modell. I tabellen nedenfor illustrerer vi hvordan β koeffisienten skal tolkes avhengig om den forklarende variabelen er normal eller tatt den naturlige logaritmen av.

Tabell 7.1 Tolkning av betakoeffisienter

Model	Avhengig variabel	Uavhengig variabel	Tolkning av β
<i>Level-Level</i>	Y	X	$\Delta y = \beta \times \Delta X$
<i>Log-Level</i>	Log(y)	X	$\% \Delta y = (100 \times \beta) \times \Delta X$
<i>Log-Log</i>	Log(y)	Log(x)	$\% \Delta y = \beta \times \% \Delta X$

Vi vil gå igjennom hver variabel hver for seg og se på resultatene og sammenligne dem med forventningene. Deretter vil se på om det totalt sett er store forskjellige mellom de forskjellige undersøkelsene vi har gjort.

7.1.1 Oljeprisen

Tabell 7.2 Resultater for oljeprisen

Scenario	Oljeprisens β
<i>Flyterigger 1985-2013</i>	0,5002
<i>Flyterigger 2000-2013</i>	0,6846
<i>Jack-Ups 1985-2013</i>	0,6234
<i>Jack-Ups 2000-2013</i>	0,4818

I RE-modellen, som vi konkluderer med å bruke for flyterigger i perioden 1983-2013, får oljeriggen en β på 0,500. Vi har tatt den naturlige logaritmen til oljeprisen, så tolkningen av denne variabelen er at 1 % økning i oljeprisen, ceteris paribus, medfører 0,5 % økning i riggratene. Vi ser at β ligger ganske likt for de forskjellige scenarioene. Den ligger litt høyere for Jack-Ups over hele perioden med en β på 0,623. Vi ser også at den stiger litt for flyterigger når vi ser på den nyere perioden, mens det har en motsatt effekt på Jack-Ups der den nyere perioden ligger litt lavere i forhold til hele perioden.

Det var vanskelig for oss å komme med noen konkrete forventninger til størrelsesorden på β en til denne variabelen annet at den burde være positiv. Osmundsen et.al (2012A) sin oljevariabel fikk en beta på 1,23 i deres analyse, men dette er en programmert variabel som var avhengig av både gass/oljepris og forventningene til fremtidige priser. Den kan ikke sammenlignes med vår variabel som er spotprisen til oljen ved kontraktinngåelse. Siden variabelen Osmundsen et.al (2012A) bruker også inneholder estimer for fremtidig forventning, kan det være en naturlig forklaring på at en økning i disse forventningene har en større påvirkningskraft på riggratene enn en økning i spotprisen.

Vi bruker utnyttelsesgrad som en forklaringsvariabel i våre analyser. Det kan argumenteres for at oljeprisen har en positiv effekt på utnyttelsesgraden som igjen har en positiv effekt på dagratene. Dermed har oljeprisen, i tillegg til den direkte effekten estimert her, også en indirekte effekt via økningen i

utnyttelsesgrad. Ved å ekskludere utnyttelsesgrad fra analysen, kan oljeprisen muligens få en større direkte effekt.

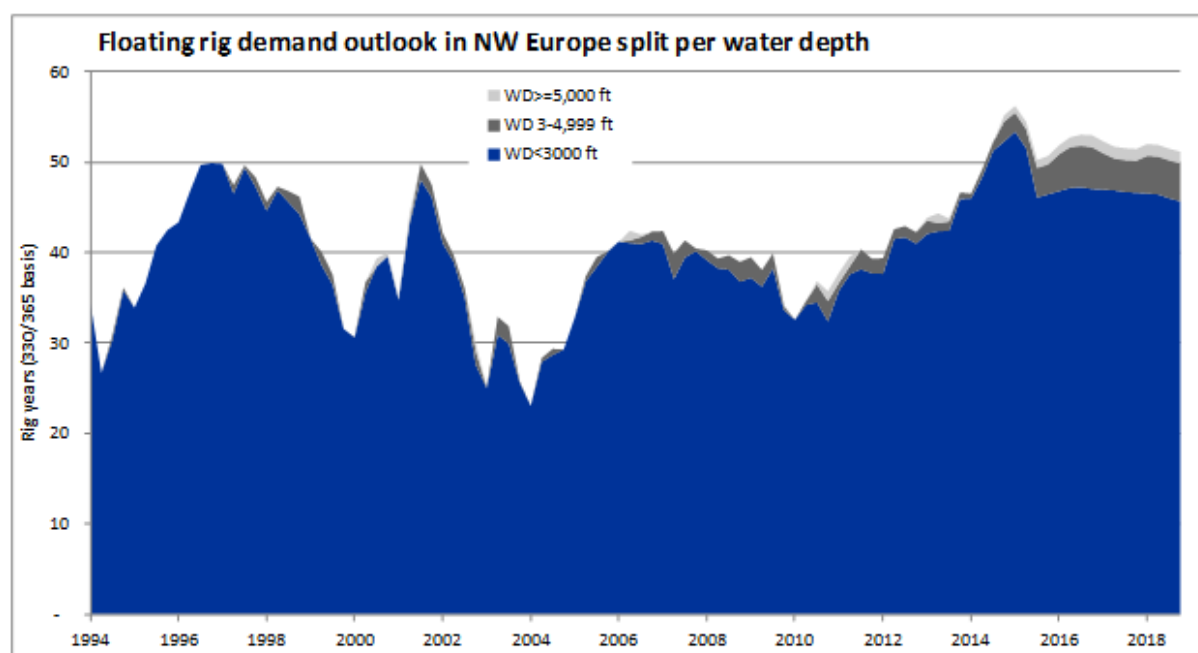
Vi testet denne indirekte effekten fra oljeprisen ved å fjerne de to utnyttelsesgradvariablene fra vår endelige modell for flyterigger. Oljepriskoeffisienten får som forventet en signifikant økning og endrer seg fra 0,5 til 0,69 (Se vedlegg 11). Ledetid er den eneste andre variabelen som signifikant endrer seg på 95 % konfidensnivå, og den øker fra 0,745 til 1,02. Begge disse variablene ligger over 95 % konfidensintervallet fra modellen med utnyttelsesgrad (se konfidensintervallet i tabell 6,6) og er dermed signifikant forskjellig på 95 % konfidensnivå. Disse resultatene underbygger drøftingen ovenfor om at oljeprisen kan ha en indirekte effekt gjennom påvirkning på oljeprisen i tillegg til den direkte effekten på dagratene.

7.1.2 Riggens dybdekapasitet

Variabelen «Rigwaterdepth» har blitt fjernet eller endt opp som ikke signifikant i alle våre analyser. Dette er det mest spennende resultatet fra våre analyser og i sterk motsetning til den nesten proporsjonale sammenhengen Osmundsen et.al (2012A) fant i sine analyser av Mexicogulfen.

Vi tar forbehold om at måten vi har strukturert dataene på eller valg av modell, kan ha hatt en effekt på forskjellen i resultatene. Diskusjon med bransjen har gjort det klart at ingen signifikant effekt fra vanndybdekapasitet i Nordvest-Europa kan være realistisk, hovedsakelig fordi vanndybdekapasiteten for flyterigger er ingen flaskehals i Nordvest-Europa. I realiteten skjer nesten all boreaktivitet på vanndyp under 300 meter (900 fot), og den kapasiteten har alle flyterigger. Det spesielle i Nordvest-Europa er «harsh-environment» kapasitet. Det kan derfor være at det ikke er villighet til å betale en premie for rigger med mye høyere dybdekapasitet enn det som er nødvendig. Etterspørselen etter dybdekapasitet illustreres i grafen nedenfor, og vi kan se at omtrent alle flyterigger opererer på under 3000 fot. Vår kontaktperson hos IHS påpeker at i

praksis bores nesten alle brønner i Nordvest-Europa på under 900 fot, men med bakgrunn i dataenes struktur er ikke det illustrert i grafen.



Graf 7.1 Etterspørsel for flyterigger i Nordvest Europa fordelt etter vanddydde (IHS, 2014)

Det samme gjelder for Jack-Up-markedet og hovedmarkedet deres er i Nederland, Danmark og sydlige deler av UK hvor vanddyppet er under 60 meter. Alle Jack-Ups kan arbeide på slike vanddypp. Det er derfor forståelig at vi ikke finner en signifikant effekt for denne variabelen.

7.1.3 Utnyttelsesgrad

Tabell 7.3 Resultater for utnyttelsesgrad

Scenario	Utilization β	HighUtilization β
<i>Flyterigger 1985-2013</i>	-0,2749	1,0259
<i>Flyterigger 2000-2013</i>	-0,2829	0,9256
<i>Jack-Ups 1985-2013</i>	-0,2370	0,6877
<i>Jack-Ups 2000-2013</i>	-0,1487	0,6319

Utnyttelsesgradformelen er modellert slik med støtte i Osmundsen et.al (2012A) sin analyse:

$$\text{Log}(R\text{igate}) = \beta \times (1 - \text{UTIL}) \times (1 - \text{HIGHUTIL})$$

$\text{Log}(1 - \text{UTIL})$ er et negativt tall for alle UTIL verdier fra 0,01 til 0,98, og den blir mer negativ når UTIL nærmer seg 1. Det betyr at en negativ koeffisient for utnyttelsesgraden som vi har fått i våre analyser, bekrefter at dagratene blir høyere når utnyttelsesgraden stiger. Det er logisk og som forventet da en høyere utnyttelsesgrad gir riggeierne markedsmakt som de kan utnytte for å oppnå høyere dagrater.

HighUtilization fanger opp den ekstra bratte effekten når utnyttelsesgraden passerer 98 %. Resultatene viser at dagratene for flyterigger er 100 % høyere når utnyttelsesgraden ligger på dette nivået i forhold til snittnivået for alle de andre nivåene. Dette er en veldig høy effekt, men det skal fange opp operatørens frykt for ikke å få tilgang til borerigg når de trenger rigg. I prinsippet ønsker oljeselskapene å inngå kontrakter tilsvarende kjente boreprogrammer. Det eneste argument for å inngå kontrakter uten et kjent boreprogram, er frykten for ikke å få tilgang til borerigg når de trenger rigg. Kostnadene ved å utsette kostbare prosjekter er mye større enn å betale ekstra i dagrate.

7.1.4 Ledetid og kontraktslengde

Tabell 7.4 Ledetid og kontraktslengde

Scenario	Ledetid/1000 β	Kontraktslengde/100 β
<i>Flyterigger 1985-2013</i>	0,7359388	0,017574
<i>Flyterigger 2000-2013</i>	0,4889845	0,0155562
<i>Jack-Ups 1985-2013</i>	0,3408897	0,0181752
<i>Jack-Ups 2000-2013</i>	0,3008371	0,019427

Resultatene er positive og signifikante akkurat som vi forventet og drøftet under gjennomgang av variablene. Argumentasjonen er at når markedet går godt, er det stor etterspørsel etter rigger og ratene blir presset opp. Samtidig har riggeierne i de gode tidene mulighet til å forlange lengre kontrakter, og også fylle opp ordreboken lengre fram i tid. Riggeierne får altså forhandlet seg til lengre kontrakter og fyller opp ordreboken lang tid i forveien når markedet er hett og har høye dagrater.⁸

Kontraktslengde

Vi kan se ut i fra tabell 7.4 ovenfor at effekten av kontraktslengde er ganske lik mellom alle våre fire scenarioer og også Osmundsen et.al (2012A) sin analyse av Mexicogulfen. Kontraktslengde variabelen er ikke tatt den naturlige logaritmen av, så tolkningen av koeffisienten er som følgende:

$$100 \times \beta \times \left(\frac{\text{Økning i kontraktslengde}}{100} \right) = \% \text{ øknings i riggraten}$$

For eksempel vil en økning av kontraktslengden på 180 dager for en flyterigg gi en økning i dagraten på 3,16 % med bakgrunn i data for hele perioden 84-13.

Ledetid

For ledetid kan vi se at det er forskjeller mellom de ulike markedene. Vi ser at flyterigger i Nordvest-Europa er vesentlig mer sensitiv til endring i ledetiden enn Jack-Ups i samme marked. Vi ser også at Jack-Ups i Nordvest-Europa er mer sensitiv til ledetiden enn Jack-Up markedet i Mexicogulfen.

Tolkningen av variabelen er lik tolkningen av kontraktslengde med unntak av at endringen i dager dividert med 1000 i stedet for 100. Denne størrelsesstrukturen av variablene har vi kopiert fra Osmundsen et.al (2012A) for lettere å kunne sammenligne resultatene.

⁸ 64 kontrakter med negativ ledetid er fjernet fra datasettet. Begrunnet tidligere i del 5.3

$$100 \times \beta \times \left(\frac{\text{\textit{Økning i ledetiden}}}{1000} \right) = \% \text{\textit{økning i riggraten}}$$

En økning i ledetiden på 180 dager for en flyterigg vil gi en økning i dagraten på 13,24 % med bakgrunn i data for hele perioden 84-13. For Jack-Ups i Nordvest-Europa vil en tilsvarende endring øke dagraten med 6,14 % mot en endring på 4,05 % i Mexicogulfen.

Vi har argumentert for at det er riggeiers markedsrett i perioder med høyere rater som gjør at disse variablene har positiv koeffisient. Lengre ledetid for flyterigger enn Jack-Ups i Nordvest-Europa kan skyldes særlige krav til rigger på norsk sokkel kombinert med at norsk sektor har en høyere markedsandel for flyterigger enn for Jack-Ups.

Det at effekten er større i hele Nordvest-Europa for Jack-Ups enn den er i Mexicogulfen, kan også fange opp effekten fra norsk sokkel. Gjennom ekstra krav til riggene på norsk sokkel vanskeliggjøres det å hente inn substitutter utenfra og fører dermed til økt markedsrett. Dette vil vi gå dypere inn på under tolkningen av SUT-variabelen.

7.1.5 SUT

Tabell 7.5 Resultater for SUT-variabel

Scenario	SUT β
<i>Flyterigger 1985-2013</i>	0,3294
<i>Flyterigger 2000-2013</i>	Omitted
<i>Jack-Ups 1985-2013</i>	0,3032
<i>Jack-Ups 2000-2013</i>	0,3258

Vi fikk en signifikant og positiv SUT-variabel akkurat som forventet. For den nyere perioden med flyterigger måtte vi benytte oss av FE-modellen og SUT-variabelen forsvant dermed ut grunnet at den ikke endrer seg for individene. Vi

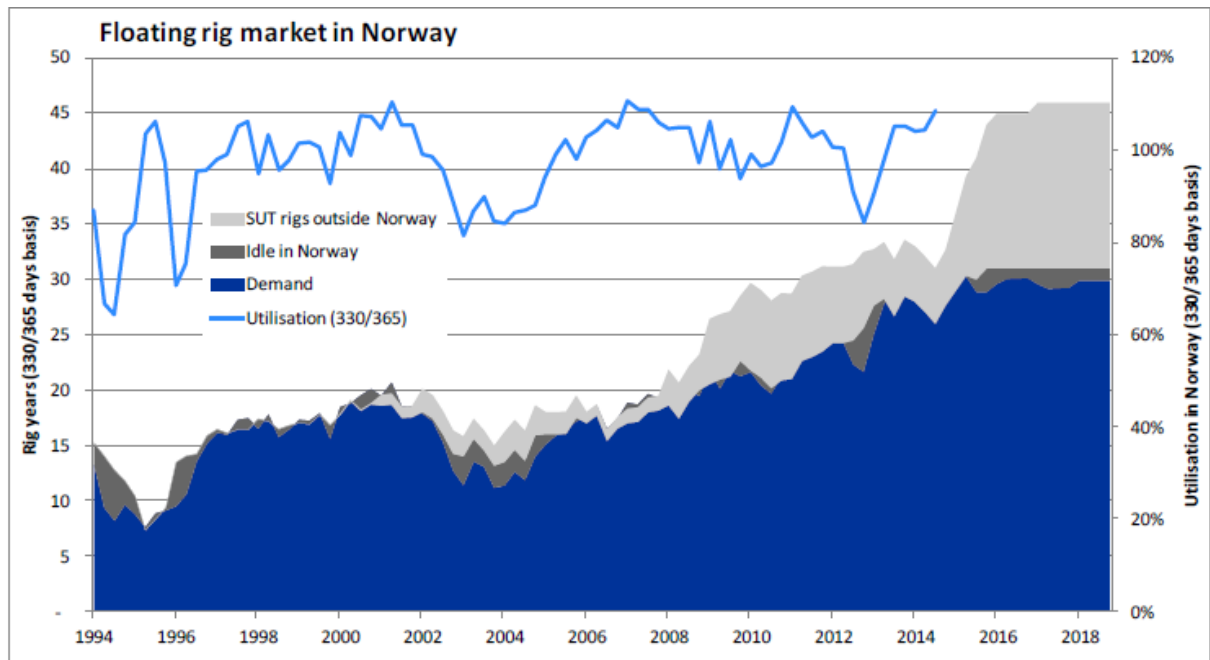
ser at premien som betales for SUT rigger er omtrent likt for både flyterigger og Jack-Ups, og det ser ut til å holde seg tilnærmet lik når vi korter ned perioden.

SUT-variabelen er en dummyvariabel og tolkes som at hvis en flyterigg har SUT spesifikasjon, er dagraten 32,94 % høyere enn for en rigg som ikke har SUT spesifikasjon. SUT-rigger opererer hovedsakelig på norsk sokkel, så vi kan tolke det som at dagraten for rigger på norsk sokkel ligger ca 30 % høyere enn resten av Nordvest-Europa. Dette ser vi på som et godt estimat og det samsvarer med tidligere undersøkelser utført av Riggutvalget (2012) og Osmundsen et.al. (2012A). Riggutvalget (2012) har funnet at de samlede kostnadene for en bore- og brønnoperasjon i Norge ligger 40 % over nivået i Storbritannia og oppgir at en vesentlig del merkostnadene gjelder leie av rigg.

Riggutvalget oppsummerer at et mer åpent marked er nødvendig i Nordvest-Europa for å redusere forskjellen i dagratene mellom norsk sokkel og resten av regionen. Dette kan oppnås ved å gjøre regelverket mer homogent samt å gjøre prosessen for å oppnå SUT-status lettere. I tillegg vil en økning i antall tilgjengelige rigger med SUT-spesifikasjon øke tilbudet og redusere premien⁹ man må betale for SUT rigger. Osmundsen (2012) påpeker at man blir innelåst i det norske markedet ved store investeringer i SUT-rigger grunnet at man ikke vil kunne oppnå superprofitt på disse investeringene andre steder enn på norsk sokkel. Det påpekes at problemet med innlåsing, kan resultere i underinvestering for å unngå svekket forhandlings situasjon.

Vi har diskutert med vår kontaktperson hos IHS om hvordan framtidsutsiktene er for investeringer i rigger med SUT-spesifikasjon. De påpeker at det er en økning i investeringer i SUT-rigger som er større en forventet økning i etterspørsel. Dette er illustrert i graf 7.2 nedenfor

⁹ Det må presiseres at hele premien ikke er profitt til riggeiere. Riggutvalget (2012) anslår personalkostnader på norsk sokkel til 50 000 - 75000 USD/dag høyere i forhold til britisk sektor.



Graf 7.2 Flyteriggmarkedet i Norge (IHS, 2014)

En vesentlig større økning i tilbudet i forhold til økningen i etterspørselen vil på sikt føre til at muligheten for superprofitt reduseres. Vi ser at flere rigger med SUT-spesifikasjoner sannsynligvis vil måtte ta kontrakter utenfor norsk sokkel og dermed ikke få betalt for SUT-spesifikasjon. Dette forventes å senke det generelle nivået på SUT premien.

Riggutvalget (2012) påpeker at den andre hovedgrunn til det høyere kostnadsnivået på norsk sokkel, er den norske 2/4 skiftordningen. De oppsummerer:

«Det er viktig å understreke at en ikke kommer utenom å vurdere lønns- og arbeidsvilkår dersom det skal oppnås vesentlige endringer i det særnorske kostnadsnivået for bore- og brønnoperasjoner». **Riggutvalget (2012, s. 8)**

7.1.6 Riggkategori

Tabell 7.6 Resultater for flyterigg kategorier

Scenario	SemiHarsh-Deepwater	SemiHarsh-HighSpec	Drillship
<i>Flyterigger 1985-2013</i>	0,6482	0,3567	1,0864
<i>Flyterigger 2000-2013</i>	Omitted	Omitted	Omitted

Dette er dummyvariabler der utgangspunktet er en standard semi-flyterigg. Resultatene ovenfor viser hvor mye høyere dagraten er for de nevnte riggkategoriene i forhold til en standard semi flyterigg. For eksempel er dagratene for boreskip 108 % høyere. Grunnet nødvendig bruk av FE-modellen, blir dummyvariablene differensiert bort når vi analyserer den nyere perioden.

Alle variablene ble signifikante og hadde forventet fortegn. Vi vil ikke legge for stor tyngde på disse variablene siden det er veldig lav andel kontrakter for «SemiHarsh-Deepwater» og «Drillship» (se tabell 6.1). Kontraktene for disse to kategoriene er hovedsakelig fra de siste ti årene hvor riggmarkedet har gått veldig bra og dagraten har vært høyt. Dummyene kan derfor i stor grad fange opp i hvilken periode flertallet av kontraktene til kategorien er inngått i tillegg til at riggene er nyere og mer teknisk utrustet.

Tabell 7.7 Resultater for Jack-Up kategorier

Scenario	JUHarsh-HighSpec
<i>Jack-Ups 1985-2013</i>	0,5367
<i>Jack-Ups 2000-2013</i>	0,3521

For Jack-Ups er «Harsh-Standard» riggen grunnlaget for dummyvariabelen, og resultatet viser at Jack-Up «Harsh-HighSpec» har en dagrate på 53 % høyere enn

standarden. Forskjellen i den nyere periode kan tyde på at hvilken periode flertallet av kontraktene til kategorien er inngått har en effekt.

7.2 Bransjens kommentarer til våre resultater

For å skape et mer helhetlig bilde av hva som er driverne i riggmarkedet i Nordvest-Europa ønsker vi å balansere analysen vår ved og også ta inn perspektiver fra markedsaktører. Vi tilfører med dette en kvalitativ del for å gi oss en bedre total forståelse.

Svarene som følger i denne delen, er et resultat av intervjuer med representanter fra North Atlantic og COSL. Fra North Atlantic får vi perspektivene til en aktør som har vært lenge i bransjen og med lang erfaring fra den norske sokkelen. Hos COSL får vi på en annen side innsikt i hvordan en ny aktør i markedet opplever de rådende forhold.

Vi presenterte først vår analyse for selskapene og diskuterte resultatene våre med dem. Deretter fikk vi innspill fra dem på faktorer som er vanskelig å fange opp, men som også kan ha en effekt på dagraten.

Selskapene var generelt positiv til vår analyse og resultater og mente at alle resultatene kunne sees på som fornuftige. Begge aktørene understrekte at dette er et tilbud og etterspørsel marked og i praksis er det markedssituasjonen de analyserer. De tar det de maksimalt kan oppnå ut ifra konkurransesituasjonen. Likevel mener de at analysen vår fanger opp de underliggende variablene i markedet.

Resultatene våre viser en positiv sammenheng mellom kontraktslengden og dagraten. Vi har konkludert med at det fanger opp at i perioder med høye dagrater, har riggselskapene samtidig markedsrett til å kreve lengre kontrakter. Både North Atlantic og COSL er enig i dette, men kommenterer også en annen effekt som resultatene også fanger opp. I perioder med lav dagrate ønsker ikke riggselskapene å inngå langsiktige kontrakter. De foretrekker da

kortere kontrakter som gir mulighet til å tegne nye bedre kontrakter raskere om markedssyklusen vender oppover igjen. Derfor inngås det flest korte kontrakter når dagraten er lav og lengre kontrakter når dagraten er høyere. I så måte gir det mening at modellen vår gir positive koeffisient på kontraktslengden i motsetning til hva man normalt ville forventet i økonomisk teori.

Vi har benyttet utnyttelsesgraden for Nordvest Europa i våre analyser. Vi diskuterte med selskapene om dette var en god variabel eller om det burde tas hensyn til utnyttelsesgraden i andre av verdens regioner. Selskapene og spesielt COSL gav uttrykk for at det er vanskeligere å flytte riggene til og fra andre regioner enn vi har forutsatt. Et viktig aspekt er at man må ha mannskapet med riggen. Riggselskapene ga uttrykk for at mannskap er en et meget viktig aspekt med driften av en rigg, og at et erfarent mannskap som kjenner boreriggen, verdsettes høyt. Det er ofte spesielt vanskelig å flytte mannskap ut fra Norge på grunn av lønn- og tariffavtalene man opererer med på norsk sektor. Om man henter rigger fra andre verdensdeler, må man ofte bytte ut hele mannskapet. Videre må selskapene også ta hensyn til skatteregler i regionen de opererer. Selskapene vi snakket med, sa seg derfor enig i at utnyttelsesgraden for Nordvest-Europa fanger opp konkurransesituasjonen de opererer under på en god måte.

Da utbygginger av felt har lang planleggingstid og lengre produksjonshorisont, kan det virke underlig at man opplever så store svingninger i utnyttelsesgraden i markedet. Riggselskapene mener at grunnen til at man opplever svingningene i etterspørselen, er at operatørselskapene oppfører seg som flokkdyr. Når noen selskaper starter med å kontrahere borerigger, følger ofte de andre etter. Det samme mønsteret viser seg i dårlige tider hvor man kan oppleve at alle 'sitter på gjerdet' samtidig.

Vårt mest spennende resultat var at Nordvest-Europa skiller seg veldig fra Mexicogulfen på premie for riggens dybdekapasitet. Osmundsen et. al (2012A) viste at riggens dybdekapasitet var signifikant og nesten hadde en proporsjonal effekt på dagraten. Vi fikk, som forklart tidligere, ingen signifikant effekt fra

riggens dybdekapasitet. North Atlantic og COSL stilte seg bak vår tolkning om at dette skyldes grunnere vanddybde i Nordvest-Europa og at flertallet av riggene har kapasitet til å bore på hele sokkel. Det betales derfor ikke en premie for dybdekapasitet på norsk sokkel. De forklarte at noen aktører satser på toppmoderne rigger med dybdekapasitet langt over behovet for norsk sokkel for at riggene deres skal kunne bore overalt i verden og være moderne i lang tid framover når utviklingen går mot oljeboring på dypere felt. Andre aktører har forholdt seg til at det ikke opereres med en premie for dybdekapasitet på norsk sokkel og satser på rigger i sin portefølje med tilstrekkelig dybdekapasitet til å operere på norsk sokkel eller i Nordvest-Europa forøvrig. Andre kvaliteter relatert til værharde områder, automatisering og andre HMS kvaliteter, vurderes som viktigere.

Andre faktorer som kan påvirke dagraten

Vi fikk innspill på andre faktorer som kan ha en effekt på dagraten, men som er vanskelig for oss å fange opp i en kvantitativ analyse. Riggselskapene informerte oss om at kontraktene inneholder avtalepunkter med krav til hvordan driften skal foregå, krav til oppetid, kompensasjon ved nedetid osv. Disse faktorene er ikke faste og kan variere fra kontrakt til kontrakt. North Atlantic understrekte at effekten av høy utnyttelsesgrad, kan være enda større enn vår modell fanger opp. Når riggene har markedsmakt til å kreve høyere dagrate, har riggaktørene samtidig makt til å forhandle alle avtalekrav til deres fordel. Kontraktene kan også ha forskjellig kriterier som kan påvirke den endelige dagraten. COSL hadde opplevd å måtte opprette kontor i Bergen for å tilfredsstille krav fra operatøren.

Videre forklarte North Atlantic at man som riggselskap helst ønsker å få en såkalt «term»-kontrakt. Dette er kontrakter hvor boreriggene er utleid for en tidsbestemt periode i motsetning til «well»-kontrakter hvor man leies inn for å bore et gitt antall brønner. «Well»-kontrakter gir en usikkerhet om når riggen er klar for neste oppdrag, hvilket gjør det vanskeligere å markedsføre dem til nye oppdrag. Med tidsbestemte kontrakter kan selskapene lang tid i forveien markedsføre riggen og sikre neste oppdrag. Siden tidsbestemte kontrakter er en

fordel for riggaktørene, kan det kanskje være mulig å fange opp effekten av kontraktstype på dagraten hvis man inkluderer data for dette i analysen.

Det kan også være fordel for riggselskapene å ha en god «track-record» fra tidligere operasjoner, og operatørselskapene kan ofte fortrekke en litt eldre rigg som er kvitt alle barnesykdommer.

Et annet aspekt var at dagraten ofte blir fastsatt tidlig i forhandlingsprosessen. Kontraktprosessen tar ofte 3-5 måneder, mens raten låses i starten av prosessen. Vi har brukt forklaringsvariabler som oljepris og utnyttelsesgrad fra samme måned som kontrakten ble inngått. Hvis dagraten i realiteten settes 3-5 måneder før kontraktinngåelse, kan det være analysen kunne vært forbedret ved å forsøke å bruke 3-5 måneder etterslep på forklaringsvariabler for å sammenligne dem med tidspunktet raten i realiteten ble avtalt.

7.3 Begrensinger og framtidige studier

Vi ønsker også å belyse enkelte begrensinger og punkter hvor man kunne gått andre veier enn hva vi har gjort i vår analyse.

For å kunne gjennomføre analysen, måtte vi ta ut de observasjonene som ikke hadde opplyst dagrater. Dette gjaldt litt under 10% av kontraktene for flyterigger og litt under 15% av kontraktene for Jack-Ups. Et felles trekk er at mange av observasjonene er benyttede opsjoner og korte kontrakter som er inngått med tidshorisont på én brønn. Hvor mange kontrakter som mangler dagrate informasjon varierer, men enn full oversikt kan sees i vedlegg 12 og 13. I starten av perioden i årene 85-90 ligger over snittet for antall kontrakter uten dagrate informasjon. Dette er naturlig siden det er helt i start perioden av IHS sin database, og innhenting av informasjon har muligens ikke vært like godt organisert. Vi ser også at i de siste 5 årene i analysen vår, mangler informasjon om dagrater for flere observasjoner enn snittet for hele perioden. Vi ser ingen naturlig forklaring for dette siden riggmarkedet har godt bra i hele denne perioden og tidligere. Utover dette er det tilsynelatende ingen mønster i

hvordan observasjoner uten opplyst dagrate fordeler seg. De er spredt både over land, operatører og rigger. Tap av disse observasjonene gir oss et ufullkomment bilde av markedet, men mangelfull data kan vi ikke gjøre noe med og det ser ikke ut som det er noen type kontrakter som systematisk holdes skjult.

De observasjoner som hadde negativ ledetid, ble også tatt ut av datasettet. Dette gjaldt omtrent 2% av observasjonene våre. Disse observasjonene virker å være tilfeldig fordelt over både periode, operatører og rigger. Negativ ledetid er økonomisk ulogisk og vår kontaktperson hos IHS mente det var datafeil. Siden observasjonene med negativ ledetid virket tilfeldig fordelt, så tror vi ikke det har hatt en stor effekt å fjerne disse observasjonene. Et innspill til en forbedret analyse kunne være å undersøke hver enkelt spesifikk kontrakt grundigere samt prøve å finne informasjon i markedsrapporter og pressemeldinger.

Av samtaler med markedsaktørene lærte vi at man kan lese ut markedsinformasjon av hvorvidt det inngås «well»- eller «term»-kontrakter. Dette er et aspekt vi ikke har fanget opp i vår analyse, men som kunne vært interessant å kvantifisere og vurdert. Videre ble vi fortalt at det er flere punkter i en kontrakt utenom dagraten som vil ha innvirkning på hvem som får tildelt anbudet. Man kan forhandle om flere avtalepunkter om kompensasjon ved nedetid, mobilisering og oppgradering. Det kan påvirke totalpakken. Hvordan disse avtalepunktene blir konstruert, og til fordel for hvem, får vi ikke innsyn i gjennom denne analysen. Det er derfor en svakhet som vi ikke har mulighet til å fange opp.

I vår analyse har vi brukt spotprisen til Brent ved kontraktsinngåelse som variabel for oljepris og makrobildet generelt. Denne variabelen kunne blitt behandlet på forskjellige måter. Markedsaktørene opplyste oss om at man tilbød en dagrate tre til fem måneder før kontraktene ble inngått. Det kunne derfor vært en mulighet å benytte oljeprisen tre måneder før kontraktsinngåelsen for å finne tidspunktet som knytter seg til dagraten. Likevel er det variabelt hvor lang tid en kontraktinngåelse prosess varer, så det er ikke gitt at dette ville gitt bedre

resultater. Det er også en mulighet å konstruere en oljepris som tar med forventningene til oljeprisen i framtiden. Det er tenkelig at begge disse endringene kan påvirke resultatet av analysen.

8. Konklusjon

Våre resultater viser at prisen på olje har en påvirkning som tilsier at 10 % økning i oljeprisen vil gi en 5 % og 6 % økning i dagrater for henholdsvis flyterigger og Jack-Ups.

Våre analyser viser at vanndybdekapasitet ikke utgjør en signifikant forskjell på oppnådd dagrate i Nordvest-Europa. Dette står i kontrast til markedet i Mexicogulfen hvor Osmundsen et.al (2012A) fant at økende vanndybdekapasitet hadde en nesten proporsjonal økning i dagraten for Jack-Ups. Årsaken er at nesten all boring i Nordvest-Europa skjer på havdyp under 900 fot. Alle flyterigger i verden har kapasitet til å bore på minimum 3000 fot. Det er da liten grunn til å betale ekstra for en rigg som kan bore på vanddyp inntil 10.000 fot. Jack-Ups i Nordvest-Europa opererte i analyseperioden hovedsakelig i den sydlige delen av Nordsjøen med havdyp under 180 fot. De aller fleste Jack-Ups som kan operere i værharde områder, har vanddypkapasitet som overstiger 180 fot. Det er heller ikke her grunn til å betale ekstra for en Jack-Ups som kan bore på vanddyp inntil 450 fot.

Våre analyser viser at utnyttelsesgraden er en viktig faktor ved kontraktinngåelse. Effekten blir vesentlig høyere når utnyttelsesgraden overstiger 98 % og operatørene er bekymret for at de ikke klarer å få rigger til sin boreprogram. En utnyttelsesgrad over 98 % medfører en rate omtrent 100 % høyere for flyterigger enn snittraten ved utnyttelsesgrad under 98 %. Tilsvarende viser resultatene at raten for Jack-Ups da ligger omtrent 70 % høyere.

Våre analyser viser en positiv sammenheng mellom dagrate og kontrakts spesifikke variabler som kontraktslengde og ledetid. Argumentasjonen er at når markedet går godt, er det stor etterspørsel etter rigger, ratene blir presset opp og operatørene blir bekymret for at de ikke får tilgang til rigger for å dekke planlagte boreprogram. Riggene har da mulighet til å forlange lengre kontrakter og også fylle opp ordreboken lenger fram i tid. Analysene viser at en økning av kontraktslengden på 180 dager, gir en økning i dagraten for

flyterigger og Jack-Ups på omtrent 3%. Analysene viser videre at en økning i ledetiden på 180 dager, gir en økning i dagraten på 13% for flyterigger og 6% for Jack-Ups. Vi argumenterer for at dette kan skyldes inngangsbarrierer på norsk sokkel og at norsk sektor har en høyere markedsandel i Nordvest-Europa for flyterigger enn for Jack-Ups.

Borerigger som er klassifisert med en SUT godkjenning, som er et krav for å operere på norsk sokkel, oppnår 30 % høyere rate enn sammenlignbare rigger på britisk sektor. Omtrent halvparten av denne effekten skyldes høyere personalkostnader på norsk sektor, mens den resterende effekten skyldes særnorske riggkrav knyttet til helse, miljø og sikkerhet som fordyrer riggene og reduserer konkurransen.

Resultatene er diskutert med riggaktørene North Atlantic og COSL. Tilbakemeldingene de gir, er at resultatene virker fornuftige. De kommer også med innspill til andre faktorer som kan påvirke dagratene, men som er vanskelig å fange opp i våre data og økonometriske modeller. Dette er punkter som kan være interessant å utrede i framtidige studier.

Litteraturliste

Asche, F., Oglendn, A., & Osmundsen, P. (2012). Gas versus oil prices the impact of shale gas. *Energy Policy* 47 , 117-124.

Aune, R. E. (2008). *What could describe the changes in demand and supply for offshore drilling units?* Bergen: Norges Handelshøyskole.

Corts, K. S. (2008). Stacking the Deck: Idling and Reactivation of Capacity in Offshore Drilling. *Journal of Economics & Management Strategy* , 17 (2), 271-294 .

DeSombre, E. R. (2006). *Flagging Standards : Globalization and Environmental, Safety and Labor Regulations at Sea*. Cambridge, MA, USA: MIT Press.

Fattouh, B. (2006). The Origins and Evolution of the Current International Oil pricing System. I R. Maboro, *Oil in the 21st century-Issues, challenges and opportunity* (ss. 41-101). New York: Oxford University Press.

Financial Times. (2014, Januar 27). *News*. Hentet April 9, 2014 fra <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/226890ba-8754-11e3-ba87-00144feab7de.html>

Greene, W. H. (2008). *Econometric analysis* (Vol. 6h edition). Essex: Pearson Prentice Hall .

Guerra, S. (2007). *Long Run Relationship Between Oil Prices and Aggregate Oil Investment: Empirical Evidence*. USAEE Working Paper No. 08-001 .

Gujarati, D. N. (2003). *Basic econometrics* (Vol. 4th edition). Singapore: McGraw-Hill.

Hausman, J. A. (1978). Specification Tests in Econometrics. *Econometrica* , 46 (6), 1251-1271.

Hyne, N. J. (2012). *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling & Production*. Tulsa: PennWell.

IEA. (2013). *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency. Paris: OECD/IEA.

IHS. (2013A). *Floating Rig Market Report*. Houston: IHS CERA Rig Consulting.

IHS. (2013B). *Jackup Rig Market Report*. Houston: IHS CERA Rig Consulting.

IHS. (2014). *Kunderapport*. Bergen: IHS.

Kaiser, M. J., & Snyder, B. (2013). The five offshore drilling rig markets. *Marine Policy*, 39, 201-214.

Maersk. (u.d.). *The Drilling industry*. Hentet Februar 11, 2014 fra Maersk Drilling: About Us: <http://www.maerskdrilling.com/aboutus/the-drilling-industry/pages/the-drilling-industry.aspx>

Mohn, K., & Osmundsen, P. (2008). Exploration economics in a regulated petroleum province: The case of the Norwegian Continental Shelf. *Energy Economics*, 30 (2), 302-320.

Morana, C. (2013). Oil price dynamics, macro-finance interactions and the role of financial speculation. *Journal of Banking & Finance*, 37 (1), 206-226.

Naccache, T. (2010). Slow oil shocks and the "weakening of the oil price-macroeconomy relationship". *Energy Policy*, 38 (5), 2340-2345.

Offshore.no. (2011, August 16). *Offshore.no/Nyheter*. Hentet Mars 19, 2014 fra http://www.offshore.no/sak/33234_blant_tidenes_stoerste_paa_norsk_sokkel

- Olje- og energidepartementet. (2013). *Fakta 2013*. Oslo: Olje- og energidepartementet med Oljedirektoratet.
- Olje- og energidepartementet. (2011, Juni 24). *Norges største næring*. Hentet Juni 11, 2014 fra regjeringen.no: Dokumentarkiv: <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/oed/Nyheter-og-pressemeldinger/nyheter/2011/norges-storste-naring.html?id=642470>
- Osmundsen, P. (2012). Innelåsning og markedsmakt i det norske riggmarkedet. *Samfunnsøkonomen*, 8, 32-42.
- Osmundsen, P., Roll, K. H., & Tveteras, R. (2012B). Drilling speed—the relevance of experience. *Energy Economics*, 34 (3), 786-794.
- Osmundsen, P., Rosendahl, K., & Skjerpen, T. (2012A). *Understanding rig rates*. Statistisk sentralbyrå, Forskningsavdelingen. Oslo: Statistics Norway.
- Petroleumstilsynet. (u.d.). *Hva er samsvarsuttalelse?* Hentet Mai 12, 2014 fra Tilsyn: <http://www.ptil.no/hva-er-en-samsvarsuttalelse/category766.html>
- Richards, R. K. (2010). Deepwater Mobile Oil Rigs in the Exclusive Economic Zone and the Uncertainty of Coastal State Jurisdiction. *Journal of International Business and Law*, 10 (2), 387 -412.
- Riggutvalget. (2012). *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*. Olje og Energidepartementet. Oslo: Olje og Energidepartementet.
- Ringlund, G., Rosendahl, K., & Skjerpen, T. (2008). Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. *Energy Economics*, 30 (2), 371-396.
- Sørensen, H., & Skjerve, K. (2010). *Oljepris og riggrater - En empirisk analyse*. Bergen: Norges Handelshøyskole.

- Seadrill. (2014). *Seadrill Limited (SDRL) - Fourth quarter 2013 result*. London: Seadrill.
- Skogdalen, J. E., & Vinnem, J. E. (2012). Quantitative risk analysis of oil and gas drilling, using Deepwater Horizon as case study. *Reliability Engineering and System Safety*, 100, 58-66.
- The Economist. (2011, Mars 3). The 2011 oil shock. *The Economist*.
- Thompson, J. R. (2010). Counterparty risk in financial contracts: should the insured worry about the insurer? *Quarterly Journal of Economics*, 125 (3), 1195-1252.
- U.S. Bureau of Labor Statistics. (2014, Januar 15). *CPI for All Urban Consumers*. Hentet Januar 29, 2014 fra CPI Databases: <http://www.bls.gov/cpi/data.htm>
- U.S. EIA. (2013). *Annual Energy Outlook*. U.S. Energy Information Administration.
- Utvinningsutvalget. (2010). *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*. Olje og Energidepartementet. Oslo: Olje og Energidepartementet.
- Wooldridge, J. M. (2013). *Introductory econometrics: a modern approach*. Ontario, Canada: South-Western, Cengage Learning.
- World Bank. (2014, Januar 1). *Crude Oil (petroleum); Dated Brent Monthly Price - US Dollars per Barre*. Hentet Januar 30, 2014 fra [Indexmundi.com/energy](http://www.indexmundi.com/energy): <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=360>

Vedlegg

Vedlegg 1

Deskriptiv statistikk for flyterigger

Flyterigger	
Gjennomsnitt	12,50359712
Standardfeil	1,127904751
Median	9
Modus	1
Standardavvik	13,2978009
Utvalgsvarians	176,8315087
Kurstosis	2,546005272
Skjevhet	1,653298738
Område	59
Minimum	1
Maksimum	60
Sum	1738
Antall	139
Konfidenskoeffisient(95,0%)	2,230210059

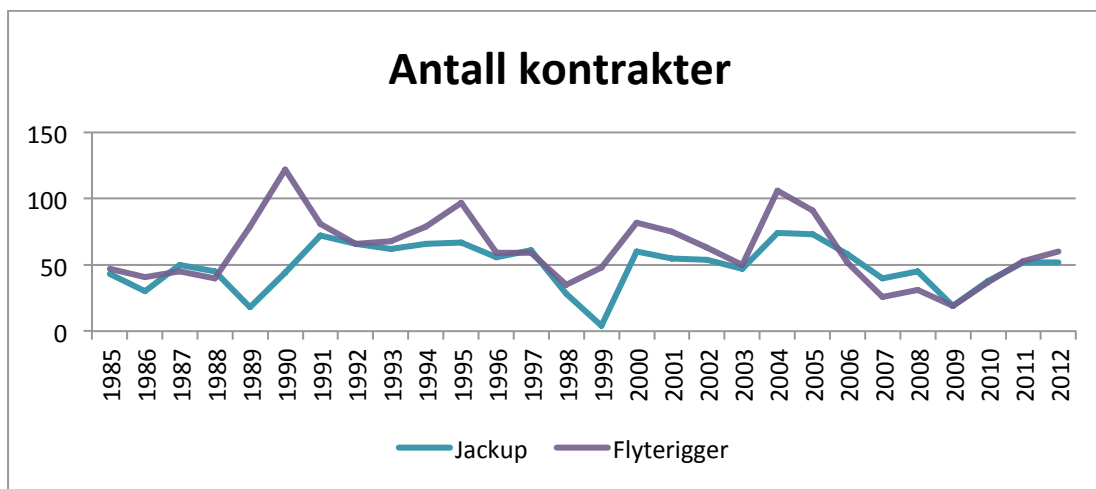
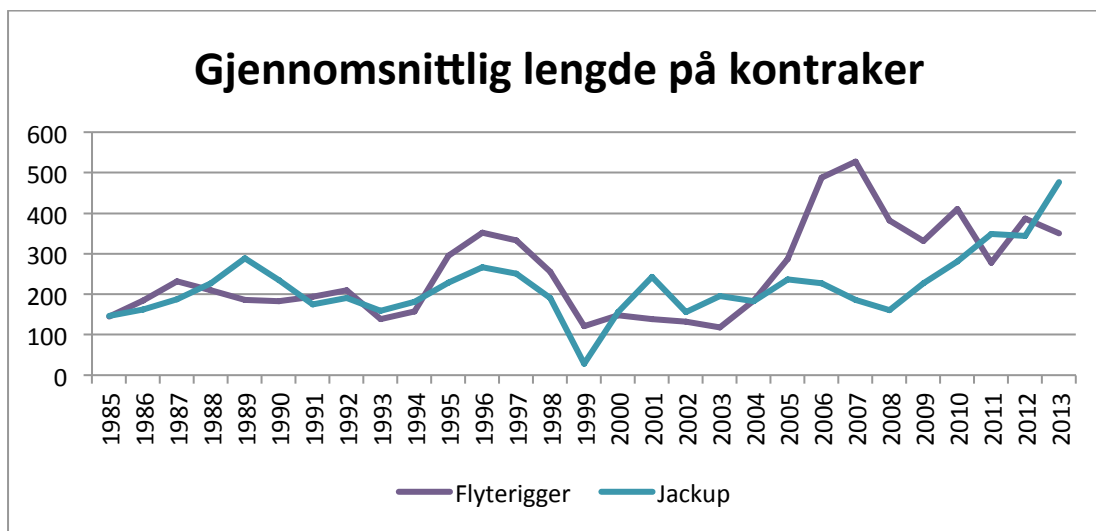
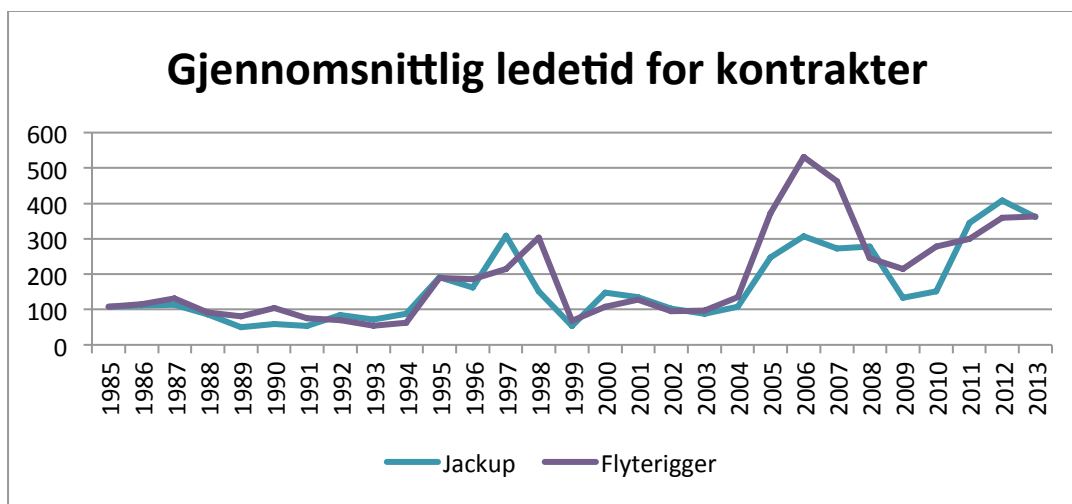
Vedlegg 2

Deskriptiv statistikk for Jack-Ups

Jackups	
Gjennomsnitt	14,48453608
Standardfeil	1,554087381
Median	9
Modus	1
Standardavvik	15,30598562
Utvalgsvarians	234,2731959
Kurstosis	2,810512906
Skjevhet	1,663357109
Område	75
Minimum	0
Maksimum	75
Sum	1405
Antall	97
Konfidenskoeffisient(95,0%)	3,084839069

Vedlegg 3

Tre grafer som viser utviklingen til henholdsvis ledetid, kontraktslengde og antall kontrakter.



Vedlegg 4

Resultat F-test flyterigger 1985-2013

F test that all $u_i=0$: $F(132, 1404) = 7.79$ Prob > F = 0.0000

Vedlegg 5

Resultat BP-LM test Jack-Ups 1985-2013

Breusch and Pagan Lagrangian multiplier test for random effects

Dayrate_log[Rigg,t] = Xb + u[Rigg] + e[Rigg,t]

Estimated results:

	Var	sd = sqrt(Var)
Dayrate~g	.5941278	.7707968
e	.133506	.3653848
u	.069678	.263966

Test: Var(u) = 0

chibar2(01) = 854.49
Prob > chibar2 = 0.0000

Vedlegg 6

Hausman-test: Flyterigger 2000-2013

```
. hausman fixed3 random3
```

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) fixed3	(B) random3		
Oilprice_log	.6807657	.6584009	.0223649	.0096719
Utilization_month_log	-.2829902	-.2805207	-.0024695	.0050164
HighUtl	.928578	.9237069	.0048711	.0198564
Rigwaterdepth_log	-.6923982	.0196539	-.7120521	.5046236
Lead_1000	.4257801	.4241081	.001672	.0190615
Length_100	.0156493	.0116964	.0039529	.0021671

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
 B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

```
chi2(6) = (b-B)'[(V_b-V_B)^(-1)](b-B)
          =      18.97
Prob>chi2 =      0.0042
```

Vedlegg 7

FE-modellen: Flyterigger 2000-2013

```
R-sq:  within = 0.7509          Obs per group: min =      1
        between = 0.0453        avg =      7.9
        overall = 0.2635        max =      40

corr(u_i, Xb) = -0.4541          F(6,556) =      279.33
                                Prob > F =      0.0000
```

Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
Oilprice_log	.6807657	.044713	15.23	0.000	.5929386	.7685928
Utilization_month_log	-.2829902	.0217361	-13.02	0.000	-.3256852	-.2402952
HighUtl	.928578	.0820934	11.31	0.000	.7673268	1.089829
Rigwaterdepth_log	-.6923982	.5121568	-1.35	0.177	-1.698397	.3136007
Lead_1000	.4257801	.0719465	5.92	0.000	.28446	.5671003
Length_100	.0156493	.0052673	2.97	0.003	.005303	.0259955
SemiHarshDeepwater	0	(omitted)				
SemiHarshHighSpec	0	(omitted)				
DrillshipHarshDeepwater	0	(omitted)				
SUT	0	(omitted)				
_cons	13.72347	3.881132	3.54	0.000	6.099992	21.34694
sigma_u	.75862339					
sigma_e	.30241119					
rho	.86288195	(fraction of variance due to u_i)				

Vedlegg 8

Resultat F-test Jack-Ups 1985-2013

F test that all $u_i=0$: $F(89, 855) = 8.84$ Prob > F = 0.0000

Vedlegg 9

Resultat BP-LM test Jack-Ups 1985-2013

```
. xttest0
```

Breusch and Pagan Lagrangian multiplier test for random effects

Dayrate_log[Rigg,t] = Xb + u[Rigg] + e[Rigg,t]

Estimated results:

	Var	sd = sqrt(Var)
Dayrate~g	.3788905	.6155408
e	.090422	.3007026
u	.0194068	.1393082

Test: $\text{Var}(u) = 0$

chibar2(01) = 42.72
Prob > chibar2 = 0.0000

Vedlegg 10

Hausman-test: Jack-Ups 2000-2013

```
. hausman fixedJU2 randomJU2
```

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) fixedJU2	(B) randomJU2		
Oilprice_log	.4524741	.4817551	-.029281	.0168211
Utilizatio~g	-.1566318	-.1487287	-.0079031	.0063306
HighUtl	.6789928	.6318551	.0471377	.0229906
Lead_1000	.3244936	.3008371	.0236564	.0347872
Length_100	.0219895	.019427	.0025624	.0042176

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
 B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(5) = (b-B)' [(V_b-V_B)^(-1)] (b-B)
 = 10.85
 Prob>chi2 = 0.0545

Vedlegg 11

Tilfeldig effekt modellen uten utnyttelsesgrad: Flyterigger 1985-2013

```
R-sq: within = 0.4098      Obs per group: min = 1
      between = 0.7858      avg = 11.1
      overall = 0.5711      max = 51

Wald chi2(7) = 1382.16
Prob > chi2 = 0.0000

corr(u_i, X) = 0 (assumed)
```

Dayrate_log	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
Oilprice_log	.6901201	.0326173	21.16	0.000	.6261914	.7540488
Lead_1000	1.02122	.0776333	13.15	0.000	.8690618	1.173379
Length_100	.021906	.0043244	5.07	0.000	.0134304	.0303816
SemiHarshDeepwater	.6375806	.101253	6.30	0.000	.4391284	.8360329
SemiHarshHighSpec	.3564816	.0709155	5.03	0.000	.2174897	.4954735
DrillshipHarshDeepwater	1.032655	.1877173	5.50	0.000	.6647362	1.400575
SUT	.2614938	.0840828	3.11	0.002	.0966946	.426293
_cons	8.51745	.1179534	72.21	0.000	8.286266	8.748635
sigma_u	.26905577					
sigma_e	.41369007					
rho	.29725646	(fraction of variance due to u_i)				

Vedlegg 12

Andel observasjoner uten dagrate. Jack-Up

År	Uten dagrate	Med dagrate	Total	Andel uten dagrate
1985	5	43	48	10,4 %
1986	5	30	35	14,3 %
1987	12	50	62	19,4 %
1988	20	45	65	30,8 %
1989	56	18	74	75,7 %
1990	22	44	66	33,3 %
1991	5	72	77	6,5 %
1992	6	66	72	8,3 %
1993	8	62	70	11,4 %
1994	4	66	70	5,7 %
1995	3	67	70	4,3 %
1996	0	56	56	0,0 %
1997	2	61	63	3,2 %
1998	0	28	28	0,0 %
1999	0	4	4	0,0 %
2000	1	60	61	1,6 %
2001	2	55	57	3,5 %
2002	2	54	56	3,6 %
2003	5	47	52	9,6 %
2004	7	74	81	8,6 %
2005	11	73	84	13,1 %
2006	7	58	65	10,8 %
2007	1	40	41	2,4 %
2008	8	45	53	15,1 %
2009	12	19	31	38,7 %
2010	17	38	55	30,9 %
2011	20	52	72	27,8 %
2012	6	52	58	10,3 %
2013	12	26	38	31,6 %
			Snitt	14,86 %

Vedlegg 13

Andel observasjoner uten dagrate. Flyterigger

År	Uten dagrate	Med dagrate	Total	Andel uten dagrate
1985	31	47	78	39,74 %
1986	8	41	49	16,33 %
1987	13	45	58	22,41 %
1988	12	40	52	23,08 %
1989	12	79	91	13,19 %
1990	3	122	125	2,40 %
1991	7	81	88	7,95 %
1992	5	66	71	7,04 %
1993	2	68	70	2,86 %
1994	4	79	83	4,82 %
1995	6	97	103	5,83 %
1996	9	59	68	13,24 %
1997	2	59	61	3,28 %
1998	2	35	37	5,41 %
1999	2	48	50	4,00 %
2000	0	82	82	0,00 %
2001	1	75	76	1,32 %
2002	0	63	63	0,00 %
2003	2	50	52	3,85 %
2004	4	106	110	3,64 %
2005	2	91	93	2,15 %
2006	6	52	58	10,34 %
2007	4	26	30	13,33 %
2008	3	31	34	8,82 %
2009	1	19	20	5,00 %
2010	8	37	45	17,78 %
2011	21	53	74	28,38 %
2012	8	60	68	11,76 %
2013	1	27	28	3,57 %
			Snitt	9,28 %