



Universitetet
i Stavanger

Osmundsen, P. (2012) Innelåsning og markedsrett i det norske riggmarkedet. *Samfunnsøkonomen*, 126(8), pp. 32-42

Lenke til publisert versjon: <http://samfunnsokonomene.no/magasin/samfunnsokonomene-nr-8-2012/?view=xml&id=samf8-12-988>
(Det kan være restriksjoner på tilgang)



UiS Brage
<http://brage.bibsys.no/uis/>

Denne artikkelen er gjort tilgjengelig i henhold til utgivers retningslinjer.
Det er forfatterens siste upubliserte versjon av artikkelen etter fagfelleevaluering, såkalt postprint.
Dersom du skal sitere artikkelen anbefales det å bruke den publiserte versjonen



Innelåsning og markedsrett i det norske riggmarkedet

PETTER OSMUNDSEN

SAMMENDRAG

Norsk sokkel kan vurderes som et «marked i markedet» ved at det er barrierer mot å flytte mobile innretninger fra andre sektorer til norsk sokkel, samt å bygge nye innretninger tilpasset norske forhold. Med denne bakgrunn gir artikkelen en analyse av innelåsning og markedsrett i det norske riggmarkedet.

1. INNLEDNING

Utvinningsutvalget (2010) pekte på et betydelig potensial for økt utvinning fra modne felt på norsk sokkel. En stor andel av økt utvinning vil være knyttet til boring og brønn, og her sliter man med tilgang på rigg og sterk kostnadsøkning. Riggutvalget (2012) viser at kostnadene for bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel har økt kraftig de siste årene, og er mer enn doblet i perioden fra 2000 til 2010. De samlede kostnader for boring av nye utvinnings- og letebrønner og vedlikehold av eksisterende brønner forventes i henhold til utvalget å bli om lag 80 milliarder kroner i 2012.

Forskjellen i de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon mellom Norge og Storbritannia er i henhold til Riggutvalget om lag 40 prosent, i Norges disfavør. Vesentlig årsak til dette oppgis å være kostnader ved leie av rigg. Den viktigste årsak til de store kostnadsforskjellene for leie av rigg er høye driftskostnader på norsk sokkel.

Arbeidstidsordning og tarifferte tillegg utgjør en vesentlig del av de høyere kostnadene på norsk sokkel. Markedseffekter for rigg (stramt marked) og særnorske krav til rigger bidrar til ytterligere forskjeller mellom Norge og Storbritannia. Dette har betydning for antall brønner som blir boret på norsk kontinental sokkel og dermed utvinningsgraden. Strengt krav til helse, miljø og sikkerhet bidrar til høye kostnader, men også til en høy teknisk standard på installasjonene og virksomheten på feltene.

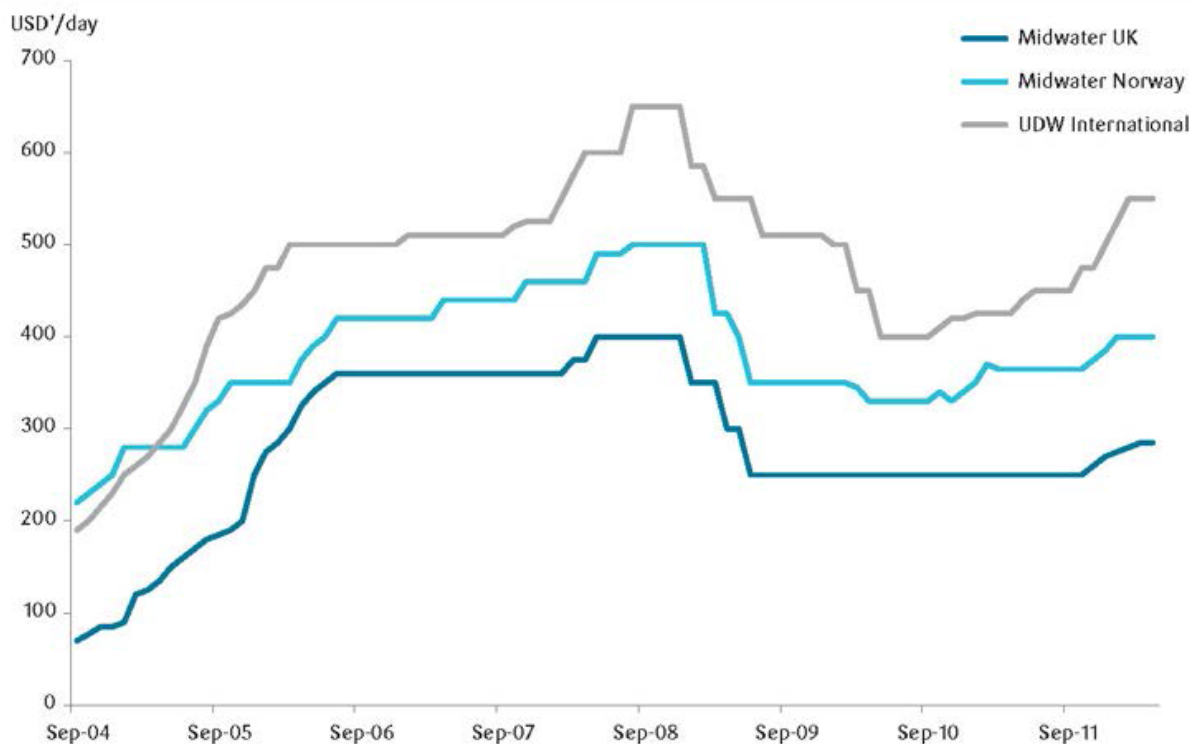
Utvinningsutvalget (2010) angir en kostnad på om lag 200 millioner kroner for oppgradering av en eksisterende flyttbar innretning for godkjenning for norsk sokkel. I tillegg påløper tapte inntekter i ombyggingsperioden. Riggutvalget (2012) har ikke funnet dokumentert at kostnader for regelverkstilpasninger er redusert siste tiåret. Det er også en etablert oppfatning at det koster ekstra å bygge en ny flyttbar innretning som tilfredsstiller det norske regelverket sammenlignet med den øvrige del av det globale markedet. Hvor stor denne ekstra kostnaden faktisk er har i henhold til Riggutvalget vært diskutert lenge, og synspunktene varierer for en Semi-rigg fra 25–30 millioner dollar til opp mot 100 millioner. Årsaken til denne spredningen kan tilskrives flere forhold, som hvilken erfaring riggeier har med teknisk spesifisering og prosjektoppfølgning samt verftets erfaring med det norske regelverket.

Høye kostnader og høyt skattenivå innebærer at volum-grensen for utbygging av petroleumfelt på norsk sokkel har ligget tre-fire ganger så høyt som på britisk sokkel. Skatteøkning i Storbritannia og etablering av mindre oljeselskaper på norsk sokkel som fokuserer på småfelt har antagelig utjevnet volumkravene noe mellom Norge og Storbritannia, men forskjellen er fortsatt betydelig.

Nordsjøen er det viktigste nærmarkedet for norsk sokkel, men det er begrensninger i flyten av flyttbare innretninger fra de andre nordsjølandene. Det er ifølge Riggutvalget betydelige kostnader forbundet med regelverkstilpasninger ved overføring av flyttbare innretninger til norsk sokkel. I tillegg opplever aktører i næringen fortsatt usikkerhet til hva de endelige kostnadene for regelverkstilpasninger blir og til forventet tid som medgår. Utenfor norsk sokkel utveksles innretninger uten nevneverdige hindre, og norsk sokkel anses som et eget, skjermet marked. De særskilte norske riggkravene er betinget av institusjonelle og politiske forhold, ikke av naturgitte faktorer. Umiddelbart innebærer avsondringen fra det internasjonale riggmarkedet en imperfekt konkurranse på grunn av en flaskehals i forsyningskjeden, og derav følgende overføring av grunnrente – ekstrafortjeneste – fra primærleddet i verdikjeden, utvinning av olje, til et sekundærledd, levering av boretjenester. Artikkelen diskuterer de økonomiske implikasjonene av å avskjerme det norske riggmarkedet fra de andre nordsjølandene.

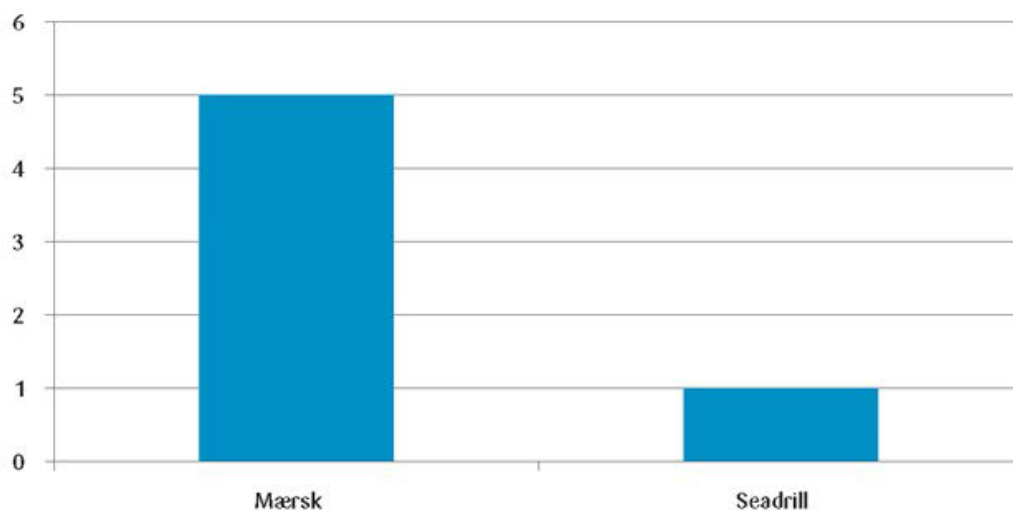
2. SÆRTREKK VED DET NORSKE RIGGMARKEDET

Dagrater for rigger til norsk sokkel er betydelig høyere enn i andre land, se figur 1 som viser en sammenligning av riggrater i Norge og Storbritannia for middels vanddyp. En del av forskjellen skyldes høyere lønnskostnader, blant annet som følge av en annen skiftordning på norsk sokkel. Det er imidlertid også betydelige forskjeller etter at man har justert for dette.



Figur 1 : Dagraterutvikling i Norge versus Storbritannia for rigger til middels vanddyp (midwater), samt riggrater internasjonalt for rigger til ultradypt vann (UDW). Figuren er hentet fra Pareto Securities Equity Research (2012).

Datakilder: ODS-Petrodata og Pareto Research.



Figur 2: Jackup-rigger på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.

Kilde: RS Platou (2012).

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.

Det norske oppstrømsmarkedet har uttalt behov for spesielle tjenester i et segment av markedet som dekkes av rigger som er bygget for vanskelige værforhold, og i enkelte områder er det behov for vinterisering. Dette kan bidra til ytterligere fragmentering/spesialisering av et i utgangspunktet lite marked og øker markedssegmenteringen. Dersom riggeierne investerer i rigger som er egnet for norsk sokkel, så vil disse være prisgitt og låst til etterspørselsmønsteret i Norge (innlåste investeringer). Dette stiller krav til betydelig kontraktslengde. Lange kontrakter kan være vanskelig å etablere i perioder med mindre aktivitet på norsk sokkel, og dermed gi riggmangel, og vil under alle konjunkturførhold representere en ulempe i form av redusert fleksibilitet for oljeselskapene.

Markedssegmenteringen kan gjøre det mindre interessant for riggeierne å være tilstede på norsk sokkel. På den annen side vil et riggselskap som har investert i spesifikt utstyr og kompetanse for norsk sokkel dra fordel av et delvis skjermet marked dersom markedsutsiktene er gode. Riggselskapene må bygge opp spesialkompetanse for å betjene

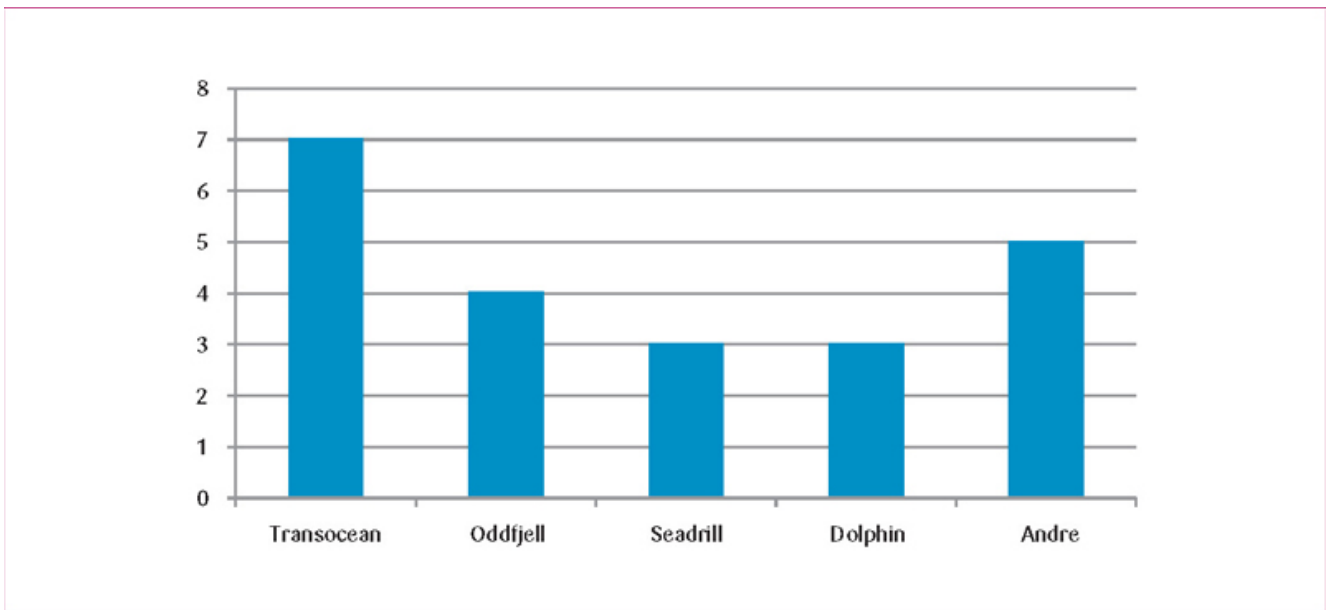
Norge. Det gjør det ikke økonomisk rasjonelt å være til stede i Norge med bare en eller to rigger, noe som representerer en etableringshindring. Vi ser at markedskonsentrasjon på tilbudssiden av rigger er høy på norsk sokkel.

Markedskonsentrasjonen på tilbudssiden varierer mellom riggkategorier. Vi ser av figur 3 at Mærsk spiller en svært sentral rolle innen jackups, med en markedsandel på 83 prosent. Markedskonsentrasjonen er mindre for semi-rigger, men med 77 prosent av markedet delt på fire selskaper er også tilbudssiden her konsentrert.

Dette motsvares av en svært høy markedskonsentrasjon på kjøpersiden, der Statoil er operatør for 80 % lisensene på norsk sokkel. Operatørfordeling for jackups og flytere er illustrert i figurene 5 og 6.

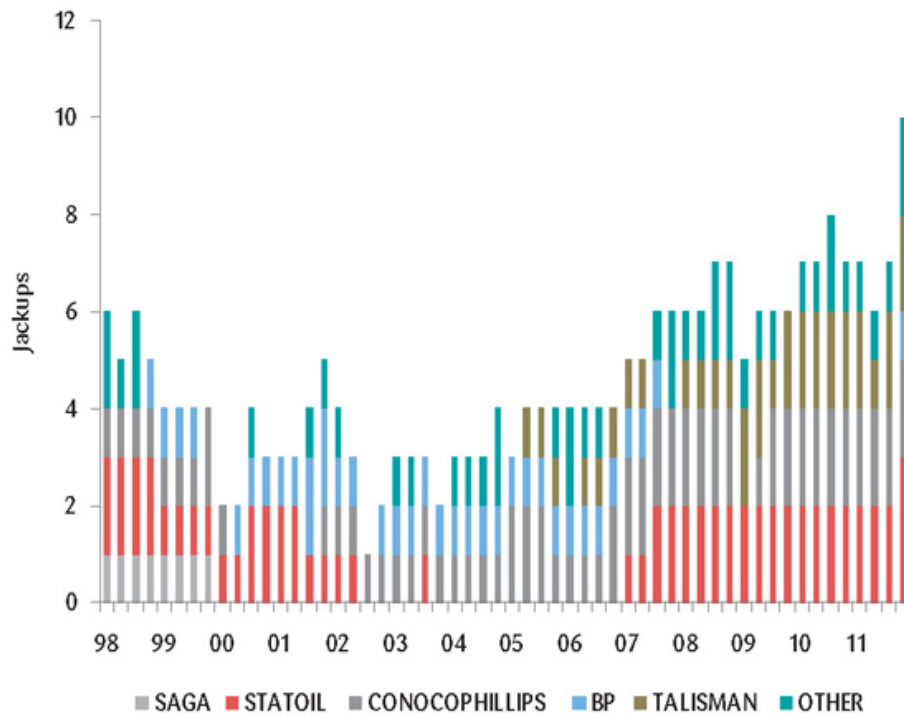
Markedskonsentrasjonen på kjøpersiden varierer mellom riggkategorier. Vi ser av figurene 5 og 6 at mens Statoil spiller en svært sentral rolle inne flytere er rollefordelingen mer variert for jackups.

Ved å sammenligne figurene 3 og 5 ser vi at for jackup-rigger er tilbudssiden mer konsentrert enn etterspørselssiden, mens det motsatt er tilfelle for semi-rigger – se figurene 4 og 6.



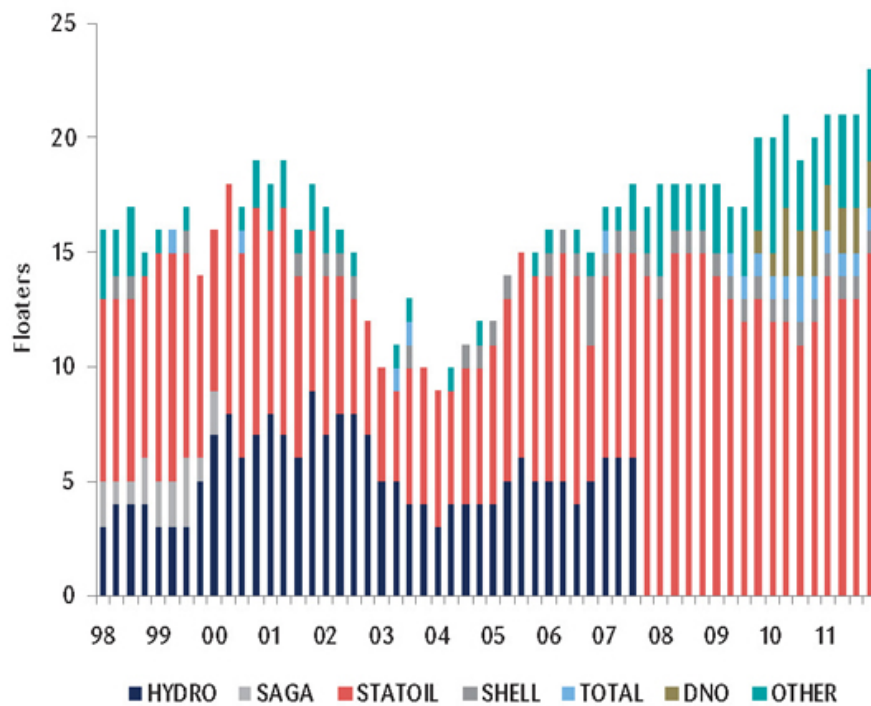
Figur 4: Semi-rigger på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.

Kilde: RS Platou (2012).



Figur 5: Fordeling av operatørskap for jackups på norsk sokkel, 1998–2011.

Kilde: RS Platou (2012).



Figur 6: Fordeling av operatørskap for flytere på norsk sokkel, 1998–2011.

Kilde: RS Platou (2012).

Høy kjøpermakt kan til en viss grad være gunstig for å balansere makt på tilbudssiden, for å holde ratene nede. På den annen side kan det ytterligere svekke insentivene for riggselskapene til å foreta spesialiserte nyinvesteringer for norsk sokkel der man etter endt kontraktperiode møter få potensielle kunder.

3. LITTERATUR

Vedlegget bygger dels på generell økonomisk teori og dels på anvendte og empiriske arbeider på riggmarkedet. Når det gjelder økonomisk teori er det aktuelt å benytte litteratur innen næringsøkonomi som belyser spillsituasjoner mellom leverandører og kunder i et gitt marked, se for eksempel Tirole (1988). Med betydelig markedsmakt både på kjøper- og tilbudssiden vil teori som analyserer konkurranseforholdene åpenbart være aktuelt. Det er imidlertid mange forhold ved det norske riggmarkedet som i større grad fanges opp av generell kontrakts- og insentivteori, se for eksempel Hart (1995), Laffont og Tirole (1993), og Milgrom og Roberts (1992). Jeg tenker her på det faktum at mye av aktiviteten er regulert av langsiktige kontrakter, og forhold knyttet til innelåsning ved investering i spesialiserte boreinnretninger.

I tillegg til generell teori drar jeg også veksler på en del internasjonal faglitteratur om boring, herunder Corts (2000), Corts og Singh (2004), Kellogg (2011), Olsen og Osmundsen (2005), og Osmundsen, Skjerpen og Rosendahl (2012). I tillegg bygger vedlegget i betydelig grad på en rekke detaljerte studier av boring på norsk sokkel, herunder Osmundsen (2009), Osmundsen, Toft og Dragvik (2006), og Osmundsen, Sørenes og Toft (2008, 2010). Disse arbeidene tar opp spørsmål knyttet til utforming av insentiver i riggkontrakter og oljeservicekontrakter, samt spørsmål knyttet til økonomi og sikkerhet. Som ledd i arbeidet med artikler om boring på norsk sokkel deltok jeg i en serie møter med oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper. Dette ga mye nyttig bakgrunnskunnskap.

4. SEGMENTERING AV RIGGMARKEDET OG INNELÅSNING

Segmentering av det norske riggmarkedet kan skyldes at de riggbehov som skal dekkes på norsk sokkel er særegne, enten fordi de naturgitte forholdene er annerledes eller fordi regelverket er annerledes enn det som gjelder globalt. Et delvis lukket (segmentert) marked skjermer mot effektiv konkurranse utenfra og bidrar til færre rigger på norsk sokkel og et høyere ratenivå. Det er et skille mellom nybygg spesielt for norsk sokkel og overføring av eksisterende rigger til norsk sokkel. Ekstrakostnadene kan være små ved nybygg men prohibitive ved overføring. I den senere tid har vi også hatt eksempler på betydelige tilleggskostnader ved nybygg basert på manglende forståelse og etterlevelse av norske krav. Felles for overføring og nybygg er imidlertid at det påløper ekstainvesteringer knyttet til riggvirksomhet på norsk sokkel, og at disse må forrentes i det norske markedet.

I det følgende vil jeg forklare hvordan kontraktsteoretiske begreper som spesifikk investering og innelåsning kan forklare segmenteringseffekten. Innfallsvinkelen kan samtidig belyse aktuelle virkemidler for å redusere problemet.

En spesifikk investering er kjennetegnet ved følgende forhold:

- Den øker produktiviteten i en gitt forretningsrelasjon
- Den har lavere verdi utenfor relasjonen
- Er kostbar for parten som påtar seg den

Dette synes dekkende for ekstrainvesteringer som foretas i forbindelse ved SUT for bruk på norsk sokkel. Det vil imidlertid være ulike meninger om alle særnorske krav øker produktiviteten. Tilleggsinvesteringer er nødvendige for å få tillatelse til å operere på norsk sokkel, og riggselskapet som påtar seg disse investeringene får først og fremst avkastning på investeringen dersom riggen er i drift på norsk sokkel.

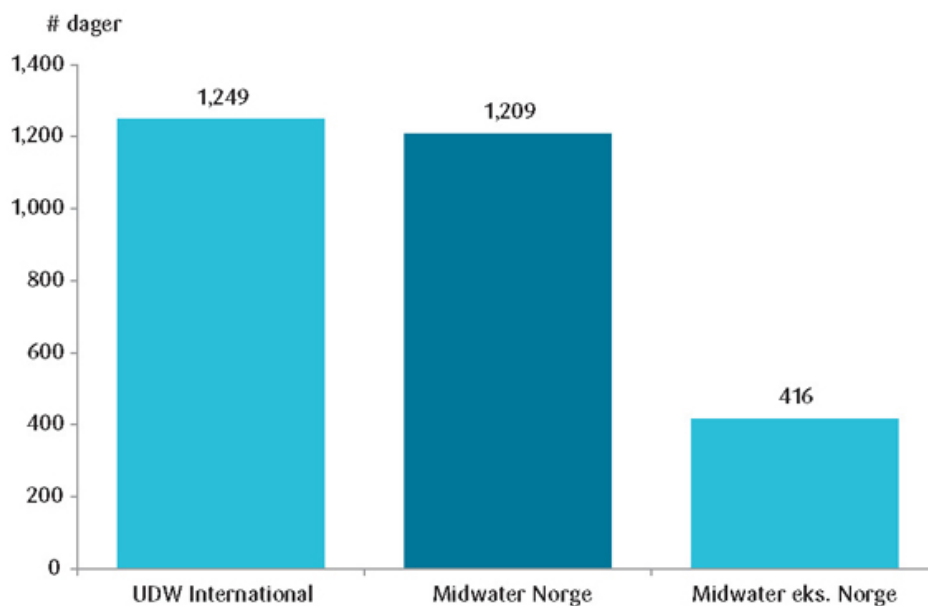
Spesifikke investeringer er ofte assosiert med problemer knyttet til **innelåsning**, noe som generelt kan resultere i underinvestering (i vårt tilfelle færre rigger til Norge) for å unngå svekket forhandlingssituasjon. Påvirkningen på investeringsnivået vil avhenge av relativ forhandlingsmakt og kontraktsutformingen. I vår sammenheng er det en åpenbar fare for innelåsning, ettersom oljeselskap i andre utvinningsland ikke vil være villige til å betale særlig høyere rate som følge av oppgradering til spesialtilpassede norske krav. Riggselskapet er følgelig innelåst til norsk sokkel for å få avkastning på sin tilleggsinvestering. I hvilken grad dette oppfattes som et problem avhenger blant annet av den forventede konkurransesituasjonen på norsk sokkel for den gitte riggtypen ved endt kontraktsperiode.

Den potensielle faren ved innelåste investeringer, sett fra leverandørens side, er at raten kan bli reforhandlet eller redusert i neste kontrakt. Når investeringen først er foretatt (sunk cost) vil riggselskapet være i en svakere forhandlingssituasjon, ettersom det ikke like troverdig kan true med å flytte riggen til utlandet da tilleggsinvesteringene ikke gir ekstraavkastning der i samme grad. Riggen kan flyttes, men raten som da oppnås reflekterer ikke oppgraderingskostnadene eller tilleggsinvesteringen for nybygg. Det er følgelig en fare for at raten bli presset ned etter endt kontrakt. Dette svekker insentivene til å flytte rigger til norsk sokkel og til å bygge nye rigger for norsk sokkel. Ratenivået presses opp. Lengden på kontrakten vil selvsagt være vesentlig for hvor stort problemet med potensiell innelåsning vil være. Ved tilstrekkelig lengde på kontrakten kan den spesifikke investeringen tjenes inn. Dersom markedet på norsk sokkel forventes å være godt etter endt kontrakt vil et riggselskap kunne ha en gunstig situasjon i et skjermet norsk riggmarked. Dersom man forventer et svakt marked er situasjonen mindre gunstig. Riggselskapet må også investere i spesialkompetanse for å betjene det norske markedet, og det kan være utfordrende i et presset marked.

Lange kontrakter kan være ugunstig for oljeselskapene. Riggbehov er ofte vekslende. Man trenger ulike typer rigger, til ulike tidspunkt. Under slike forhold er fleksibilitet viktig. I tillegg til økte rater kan derfor kravet om spesifikke investeringer på norsk sokkel medføre skjulte tilleggskostnader for oljeselskapene i form av uønsket kontraktslengde. Det kan også vise seg vanskelig å skaffe rigg til norsk sokkel når aktiviteten er lav og man ikke har grunnlag for å inngå lange kontrakter.

Usikkerhet knyttet til størrelsen på investeringen og tidsbruken som er nødvendig for å oppfylle norske krav er også vesentlig for insentivene til å flytte rigger til Norge. Kostnadene er dels selve investeringene til oppgradering og dels tapte døgnrater. Det synes å være en del usikkerhet med hensyn til praktisering av regelverket og kostnadsom-fanget er følgelig delvis utenfor kontrollsfæren til riggselskapet eller verftet. Dette er en type risiko som er vanskelig å beregne og som man kan forvente prises høyt av rederne i form av en risikopremie. Ratene og krav til kontrakts-lengde går opp.

Figur 7 viser at rigger for midlere vanddyp har tre ganger så lang kontraktslengde på norsk sokkel som det globale snittet. Kontraktslengden på midlere vanddyp i Norge er like lang som for rigger i andre land laget for ultradypt vann. Disse riggene er betydelig dyrere og fordrer derfor lengre kontrakter for at riggselskapene skal sikre tilbakebetaling av sine investeringer. I henhold til Pareto Securities Equity Research (2012) er det også mer utstrakt bruk av opsjoner på norsk sokkel, og opsjonene har lengre varighet enn i andre land. Oljeselskapene har opsjoner i riggkontraktene som gjør det mulig å øke kontraktslengden dersom de finner det ønskelig.



Figur 7: Gjennomsnittlig kontraktslengde for nye kontrakter 2007–2012 (flytere). Kontraktslengde for middels vanddyp og ultradypt vann (UDW). Figuren er hentet fra Pareto Securities Equity Research (2012).

Datakilder: ODS-Petrodata og Pareto Research.

Et vesentlig bidrag til å få flere rigger til norsk sokkel samt lavere rater er å redusere riggselskapenes oppfatning av potensielle innelåsningsproblemer. Det er en viss analogi til situasjonen der man reduserte etableringshindre for små oljeselskaper på norsk sokkel gjennom skatterefusjonsordningen. Ett likhetspunkt er at problemstillinger knyttet til SUT på norsk sokkel stiller krav til likviditet hos riggselskapet. Virkemidlet man valgte for å stimulere leteinvesteringer synes imidlertid mindre aktuelt i vårt tilfelle ettersom eierne av flyttbare innretninger betaler lite eller ingen skatt til Norge da det normalt kun er driftsselskapene som er lokalisert her (riggene er normalt lokalisert i andre land med lav skatt).

Det er imidlertid andre tiltak som kan være aktuelle. Det mest åpenbare er å redusere den spesifikke investeringen gjennom en tilnærming mellom riggkrav i Norge og andre land, eksempelvis gjennom en internasjonal standard for rigger. Man kan også vinne en god del på klarere og mer forutsigbare krav til riggene.

5. LEVERANDØRMAKT

Særnorske krav til rigger bidrar til markedskonsentrasjon på leverandørsiden. Redusert mobilitet av rigger mellom Norge og andre land er til fordel for de riggselskapene som allerede er etablert her. Særkravene fungerer som tekniske handelshindre, og virker markedsmessig analogt med proteksjonisme. Markedet lukkes, internasjonal konkurranse begrenses, og ratene går opp. Når de etablerte skal gi anbud har de en margin å gå på – kostnader med fysisk flytting av rigg til Norge og kostnader med godkjenning av rigg – og kan dermed kreve høyere rater enn ellers.

Det tar tid for riggselskaper å sette seg inn i det norske systemet, herunder funksjonskrav til rigg, og det vil derfor normalt ikke bli ansett regningsssvarende å ta kun én rigg inn til Norge. Det er en lærekurve knyttet til det norske systemet, og for rigg to og tre har man bedre forutsetninger for å estimere kostnader ved oppgradering, og kjennskap til krav og system vil gi reduserte kostnader knyttet til godkjenning. Mange vil derfor anse tre rigger for et minimumsantall for å etablere seg og bli værende i Norge, for å få fordel av læring samt visse stordriftsfordeler knyttet til drift. Dette etablerer en høyere terskel for etablering i Norge enn andre markeder og medfører en ytterligere segmentering av det norske riggmarkedet. Problemet er spesielt følbart i perioder med mindre aktivitet – da er etablering av en viss størrelse ofte ikke mulig.

Også på byggesiden vil norske særregler medføre markedskonsentrasjon. Norge har et system med funksjons-spesifikasjon. Det finnes imidlertid også detaljerte bestemmelser – et funksjonsbasert regelverk må i siste instans omsettes i byggestandarder og tekniske spesifikasjoner. Funksjonsspesifikasjon har mange fordeler. Det er fleksibelt, og man låser ikke utviklingen. Det gir også rom for praktiske tilpasninger og nettopp ved ombygging og oppgradering. Det synes å være et inntrykk i bransjen at Ptil utviser en viss fleksibilitet på dette området, blant annet ved at det er rom for å søke om unntak. Systemet er imidlertid ikke predikerbart og skaper unødig usikkerhet. Det kan være noe å vinne på å ha spesifikk spesifikasjon på noen flere områder, samt å bestrebe en konsistent praksis i behandling av funksjonskrav. Det er en imidlertid ulemper ved å gå i retning av et spesifisert regelverk. Spørsmålet er kanskje derfor heller om en ved å bruke standardiseringsorganisasjoner og klasseselskap kan redusere usikkerhet i myndighetenes regelansvendelse. Dette kan være mer effektivt – gevinsten ved å åpne for industriell innovasjon vil være der uten at regelverket kontinuerlig må skrives om

La oss ta et eksempel. Et utenlandsk riggselskap som ikke har vært aktiv i Norge tidligere bygger en rigg for norsk sokkel på et verft i Asia. Verftet har heller ikke bygget for norsk sokkel tidligere. Dette er et spesielt problem i dagens pressede marked der man i større grad ser at nye aktører trekkes inn. I spesifikasjonen står det at lugarene skal ha «godt lys». Dette er en funksjonsspesifikasjon. Alternativ kunne man hatt en detaljspesifikasjon som eksempelvis fastslo minstekrav til watt eller lux. Det er ikke nødvendigvis åpenbart for et verft i Asia hva som menes med «godt lys» i Norge. En slik liten detalj vil derfor medføre ekstraarbeid ved at verftet må undersøke dette nærmere. Språklige og kulturelle problemer kan gjøre dette tidkrevende. I den grad man ikke får et entydig svar fra Ptil, noe som synes å være beskrivende for dagens system, kan man på dette og andre krav ende opp med å legge seg på et høyere nivå eller på en mer fleksibel løsning enn det som faktisk ville bli godkjent. Dette gir en unødvendig kostnadsøkning. Riggselskapet vil, i den grad de har hatt tidligere aktivitet i Norge, kunne rådgi verftet om funksjonskravene i Norge. Dette kan i noen grad vanskeliggjøres dersom man har en turnkey-kontrakt. Ansvar hviler da på verftet og ved å blande seg inn i byggeprosessen kan riggselskapet bryte ned noe av de klare ansvarslinjene som kontrakten trekker opp. Riggselskapet står her overfor en avveining mellom klare ansvarslinjer i tilfelle konflikt versus å bidra til at prosjektet leveres på kost og tid. Mye taler for at førstnevnte er optimal strategi, men vi ser også eksempler på sistnevnte ved denne typen kontrakt, spesielt i en fase der konflikt er under oppbygging. Dette er en spesiell utfordring for den norske stat som bærer det meste av regningen.

Mangel på avklaringer av innhold i funksjonskrav, og det faktum at ulike land og kulturer har ulike oppfatninger om hva som er god funksjon er et tilbakevendende problem på norsk sokkel. Vi ser flere dyre ombygginger etter at rigger har ankommet Norge. Dette er nok spesielt problematisk i perioder med presset kapasitet, der det i større grad benyttes aktører som ikke kjenner praktiseringen av det norske HMS-regelverket. Etersom det er staten som bærer brorparten av tapet ved disse kostnadsoverskridelsene og forsinkelsene, vil det åpenbart være mye å vinne på å gjøre kravene til rigger på norsk sokkel mer lik internasjonale krav, samt gjøre disse mer transparente og forutsigbare. I samtaler med mange representanter for rigg- og øvrig leverandørnæring i Norge opplyser samtlige at dagens krav er vanskelige å forutse. De kan variere over tid og de kan variere fra person til person i Ptil. Når kravene oppfattes som lite forutsigbare for nordmenn som har jobbet i bransjen i mange år, er det ikke overraskende at det oppstår utfordringer for leverandører i Asia som leverer til norsk sokkel for første gang.

Det er en betydelig lærekurve knyttet til norske funksjonskrav for rigger. Neste rigg som bygges av samme riggselskap og leverandører for Norge vil typisk være rimeligere og kunne leveres på kortere tid. I praksis gir dette en konkurransefordel til etablerte leverandører, noe som svekker konkurransen på leverandørsiden og presser opp ratene.

Utfordringer knyttet til SUT er langt mindre for nybygg enn for ombygging av eksisterende rigger bygget for andre markeder. Kostnader for å ivareta norske spesialkrav knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø er langt mindre om man kan legge det inn i opprinnelig design. Uansett om vi snakker om nybygg eller ombygging vil det være mye å vinne for norsk petroleumsnæring og staten på å få ned de spesifikke kostnadene knyttet til SUT. Er alle kravene strengt nødvendige i en sikkerhetssammenheng? Er det mulig å legge seg nærmere det som er vanlig i andre land uten at dette svekker sikkerheten? I denne sammenheng kan det være en del å vinne på et klarere skille mellom forhold som går på sikkerhet og forhold som berører arbeidsmiljø. Her må vi nok samtidig erkjenne at HMS er et såkalt inntektse-lastisk gode; rike land vil i større grad vektlegge HMS. Forventede kostnader knyttet til SUT kan imidlertid også reduseres gjennom å gjøre kravene mer forutsigbare. Her synes det å være mye å gå på.

6. KJØPERMAKT

På norsk sokkel er det en dominerende aktør i Statoil, som opererer 80 prosent av norske felt. Dette representerer en åpenbar og sterk markedskonsentrasjon på kjøpersiden i det norske riggmarkedet. Evaluering av markedsrett er imidlertid kritisk avhengig av hvor vi trekker grensene for det enkelte marked. Hvis vi for eksempel definerer riggmarkedet som Norge og Storbritannia, vil Statoils markedsandel synke betydelig. Langt lavere blir den om vi utvider markedsdefinisjonen ytterligere.

Markedsrett konsentrasjonen på kjøpersiden i riggmarkedet er følgelig en funksjon av flyttekostnader mellom regioner og markedssegmentering som følge av særnorske krav. Forhold som hindrer mobilitet på tvers av sokkelgrenser skaper nasjonale markeder der enkeltaktører kan ha stor makt. I vårt tilfelle vil dette si muligheten for å flytte en rigg inn eller ut av landet. Denne muligheten vil normalt alltid finnes, men kan være beheftet med transaksjonskostnader. Markedsretten er derfor noe mer begrenset enn markedsandeler alene

skulle tilsi. Å bygge ned barrierer mot å flytte rigg mellom land vil samtidig redusere markedssegmenteringen og øke konkurransen.

SUT-bestemmelser og skiftordninger hindrer selskapene å utnytte porteføljefordeler på tvers av sokkelgrensen. Eksempelvis kunne BP eller Shell tatt inn en rigg midlertidig fra britisk eller nederlandsk sokkel. Markedene segmenteres og markedsretten øker.

En rigg som befinner seg utenfor norsk sokkel vil ha sterk forhandlingsrett – den er mobil. Spørsmålet er om for-handlingsretten reduseres etter at den eventuelt flyttes til norsk sokkel. Ved utløp av kontrakt vil det være konsentrasjon på kjøpersiden i det norske riggmarkedet, noe som isolert sett svekker forhandlingssituasjonen for riggselskapa-pet. Dette er imidlertid ikke noe problem dersom riggen kan flytte ut – noe den normalt kan. Det som kan være en utfordring er å få avkastning på spesifikke investeringer foretatt i forbindelse med godkjenningssprosedyrer for norsk sokkel. Det vil primært være på norsk sokkel disse gir avkastning, og svak forhandlingsrett etter utløpt kontrakt kan i denne sammenheng være en utfordring. Hvis dette oppfattes som et problem av riggselskapene kan de være motvillige til å flytte rigger inn til norsk sokkel. Dette vil normalt kunne korrigeres ved at ratenivået settes høyere på norsk sokkel og ved at kontraktslengden settes så lang at de spesifikke investeringene forventes nedbetalt i kontraktperioden. Det vil i så fall ikke nødvendigvis redusere riggtilgangen, men vil presse opp ratenivået. (Det kan også tenkes at riggselskaper i et stramt marked ikke vil bruke knapp kompetanse på å sette seg inn i særnorske regler og i stedet satser på andre markeder.) Dersom selskapene på norsk sokkel av ulike årsaker ikke ser seg i stand til å inngå lange kontrakter, kan norsk sokkel imidlertid lide av riggmangel. Lange kontrakter kan også medføre at man i perioder har ledig kapasitet eller at man benytter en rigg som ikke er optimal for jobben. Oljeselskapene vil normalt ønske korte riggkontrakter og uønsket kontraktslengde representerer en skult kostnad.

I perioder kan Statoil være den eneste aktuelle kunden for ledige rigger på norsk sokkel. Da har vi en enekjøper, såkalt monopsonist. Monopsonistisk tilpasning vil normalt innebære en reduksjon i antall rigger. Samtidig vil ratene isolert sett kunne gå ned. Dette kan best forklares med å ta utgangspunkt i monopoltilpasning, som er mer kjent enn monopsoni. Viktig forskjell mellom en monopolist og en frikonkurransesektør er at monopolisten gjennom sin størrelse kan påvirke prisen. Når en monopolist vurderer å sette ned prisen på sin vare vil den – dersom prisdifferensiering ikke er mulig – ta hensyn til at det ikke bare er sist solgte vare som får lavere pris ved prisnedgang, men alle varene som monopolisten selger. Dette taler for at monopolisten setter en høyere pris enn frikonkurransetilbydere, og vi får et lavere omsatt kvantum enn i frikonkurranse. Ofte vil det imidlertid ikke bare være én bedrift, men allikevel markedskonsentrasjon ved at det bare er at fåtall bedrifter eller at noen få bedrifter har dominerende markedsandeler. Dette betegnes oligopol – en markedsituasjon som ligger mellom monopol og frikonkurranse. Sammenlignet med frikonkurranse vil også oligopol gi lavere kvantum, men ikke i samme grad som ved monopol.

Tilsvarende vil en bedrift som er enekjøper i et marked -monopsonist – ta hensyn til at økt pris betalt til leverandørene kan føre til økt pris på alle leveranser. Følgelig vil det være ekstra dyrt for monopsonisten å heve prisen til én leverandør. Når Statoil er operatør for mange rigger vil en rateøkning overfor én leverandør, dersom den smitter over til andre leverandører, få stor økonomisk betydning. En slik prissmitte er ikke relevant for et operatørselskap som bare har én rigg beskjeftiget på norsk sokkel. Statoil vil følgelig arbeide aktivt mot rateøkninger, typisk ved å holde igjen på innkjøpt volum. Virkeligheten er imidlertid mer kompleks. Den stiliserte monopsonistmodellen ser vekk fra prisdifferensiering og antar at det er et spotmarked. Ved bruk av lange kontrakter og muligheter for prisdifferensiering vil prissmitten være mindre. Det vil allikevel være slik at en stor aktør tar større ansvar for å holde rater nede enn en liten aktør.

Den samfunnsøkonomiske effekten av kjøpermakt for rigg på norsk sokkel er følgelig sammensatt. Flyttekostnader for rigg og spesifikke kostnader knyttet til SUT gir en viss leverandørmakt for etablerte riggselskaper på norsk sokkel. Det kan da være gunstig med en viss motmakt på kjøpersiden. Kjøpermakt vil bidra til å presse ned ratene, som er viktig for staten. På den annen side oppnås rate-reduksjonen gjennom at riggkontraheringen reduseres. Riggmangel vil gå utover samlet aktivitet og verdiskapning på sokkelen, blant annet ved at man ikke klarer å følge opp tilstrekkelig på tidskritiske prosjekter, eksempelvis boreprogram på prosjekter for økt oljeutvinning. Men det er også slik at en rateøkning kan true økonomisk marginale prosjekter for økt oljeutvinning.

Den kanskje største utfordringen knyttet til høy kjøpermakt for rigger på norsk sokkel er at sokkelen blir svært avhengig av strategien til den dominerende operatøren. I perioder der Statoil satser aktivt på norsk sokkel, som i dag, arbeider de aktivt for å få inn nye rigger, og spiller selskapet antagelig en positiv rolle i form av å koordinere anskaffelse av nye rigger. I perioder når de har større fokus på aktiviteten ute, kan selskapet fungere som en bremsekloss.

8. KONKLUSJON

Det norske rigggmarkedet er ikke globalisert. Ulike særnorske krav til rigggstandard bidrar til å segmentere det norske rigggmarkedet, og man kan i de fleste sammenhenger snakke om et eget norsk rigggmarked. 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.

Dersom riggeierne investerer i rigger som oppfyller spesialkrav for norsk sokkel, så vil disse være prisgitt og låst til etterspørselsmønsteret i Norge (innelåste investeringer). Riggene vil kunne benyttes i andre land, men det er primært i Norge man vil kunne få høyere rater til å dekke inn ekstrainvesteringene ved spesialkrav, i faglitteraturen referert til som spesifikke investeringer. Dette stiller krav til betydelig kontraktslengde, og vi observerer langt høyere kontraktslengde på norsk sokkel. Lange kontrakter kan være vanskelig å etablere i perioder med mindre aktivitet på norsk sokkel, noe som medfører riggmangel, og vil under alle konjunkturforhold representere en ulempe i form av redusert fleksibilitet for oljeselskapene.

Riggselskapene må bygge opp spesialkompetanse for å betjene Norge. Det gjør det ikke økonomisk rasjonelt å være til stede i Norge med bare en eller to rigger. Dette representerer en etableringshindring. Markedskonsentrasjon på tilbudssiden av rigger er høy på norsk sokkel. Dette mer enn motsvares av en svært høy markedskonsentrasjon på kjøpersiden. Høy kjøpermakt kan til en viss grad være gunstig for å balansere makt på tilbudssiden, for å holde ratene nede. På den annen side kan det ytterligere svekke insentivene for riggselskapene til å foreta spesialiserte nyinvesteringer for norsk sokkel, da man etter endt kontraktsperiode møter få potensielle kunder.

Usikkerhet knyttet til størrelsen på investeringen og tidsbruken som er nødvendig for å oppfylle norske krav er også vesentlig for insentivene til å flytte rigger til Norge. Kostnadene er dels selve investeringene til oppgradering og dels tapte døgnrater. Det synes å være en del usikkerhet med hensyn til praktisering av regelverket, og kostnadsomfanget er følgelig delvis utenfor kontrollsfæren til riggselskapet eller verftet. Dette er en type risiko som er vanskelig å beregne og som man kan forvente prises høyt av rederne i form av risikopremie.

Et vesentlig bidrag til å få flere rigger til norsk sokkel samt lavere rater er å redusere riggselskapenes oppfatning av potensielle innelåsningsproblemer. Det mest åpenbare tiltaket er å redusere den spesifikke investeringen gjennom en tilnærming mellom rigggkrav i Norge og andre land, eksempelvis gjennom en internasjonal standard for rigger. Men man kan også vinne en god del på klarere og mer forutsigbare krav til riggene. I samtaler med mange representanter for rigg- og øvrig leverandørnæring i Norge opplyser samtlige at dagens krav er vanskelig å forutse. De kan variere over tid og de kan variere fra person til person i Ptil. Når kravene oppfattes som lite forutsigbare for nordmenn som har jobbet i bransjen i mange år, er det ikke overraskende at det oppstår utfordringer for leverandører i Asia som leverer til norsk sokkel for første gang.

Er alle kravene strengt nødvendige i en sikkerhetssammenheng? Er det mulig å legge seg nærmere det som er vanlig i andre land uten at dette svekker sikkerheten? I denne sammenheng kan det være en del å vinne på et klarere skille mellom forhold som går på sikkerhet og forhold som berører arbeidsmiljø. Her må vi nok samtidig erkjenne at HMS er et såkalt inntektselastisk gode; rike land vil i større grad vektlegge HMS. Forventede kostnader knyttet til SUT kan imidlertid også reduseres gjennom å gjøre kravene mer transparente.

LITTERATUR

Corts, K. S. (2000), «Turnkey Contracts as a Response to Incentive Problems: Evidence from the Offshore Drilling Industry», Working paper, Harvard University.

Corts, K. S. og J. Singh (2004), «The Effect of Repeated Interaction on Contract Choice: Evidence from Offshore Drilling», *Journal of Law, Economics, and Organization* 20 (1): 230–260.

Hart, O. (1995), **Firms, Contract, and Financial Structure**, University Press.

Kellogg, R. (2011), «Learning by Drilling: Interfirm Learning and Relationship Persistence in the Texas Oilpatch», *The Quarterly Journal of Economics* 126:1961–2004.

Laffont, J.-J. og J. Tirole (1993), **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**, MIT Press.

Milgrom, P og J. Roberts (1992), **Economics, Organization, and Management**, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J.

Olsen, T. og P. Osmundsen (2005), «Sharing of Endogenous Risk in Offshore Construction», *Journal of Economic Behavior and Organization*, 58, 4, 511–526.

Osmundsen, P (2012), «Rigg, spesifikke investeringer og markedsmakt», vitenskapelig vedlegg til **Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel**, utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet, 19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012

Osmundsen, P. (2009), «Incentives for Drilling Contractors», *Exploration & Production, Oil & Gas Review* 7, 1, 73–75.

Osmundsen, P., Rosendahl, K.E. og T. Skjerpen (2012), «Understanding rig rates», Working Paper No 2012/9, the University of Stavanger.

Osmundsen, P., T. Sørenes, og A. Toft (2008), «Drilling Contracts and Incentives», *Energy Policy* 36, 8, 3138–3144.

Osmundsen, P., T. Sørenes, og A. Toft (2010), «Offshore Oil Service Contracts – New Incentive Schemes to Promote Drilling Efficiency», *Journal of Petroleum Science and Engineering* 72, 220–228.

Osmundsen, P., Toft, A., og K.A. Dragvik (2006), «Design of Drilling Contracts – Economic Incentives and Safety Issues», *Energy Policy* 34, 2324–2329.

Pareto Securities Equity Research (2012), «Markeds- og lønnsomhetsanalyse», mai 2012, av Andreas Stubrud og Erik Haavaldsen.

Riggutvalget (2012), **Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel**, utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje-og energidepartementet, 19. desember 2011. Avgitt 16. august 2012. Ledet av Eivind Reiten.

RS Platou (2012), «Markedsanalyse», mai 2012.

Salanié (1998), **The Economics of Contracts**, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

Tirole, J. (1988), **The Theory of Industrial Organization**, MIT-Press.

Utvinningsutvalget (2012), **Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel**, Ekspertgruppe nedsatt av Olje- og Energidepartementet, avgitt 22. september, 2010. Ledet av Knut Åm.