



Universitetet
i Stavanger

Osmundsen, P. (2015) Innovative og robuste strategier for rigganskaffelse. *Praktisk økonomi & finans*, nr. 1, pp. 64-79

Lenke til publisert versjon:

https://www.idunn.no/pof/2015/01/innovative_og_robustestrategier_forrigganskaffelse_-_hvem

(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



Innovative og robuste strategier for rigganskaffelse

av Petter Osmundsen

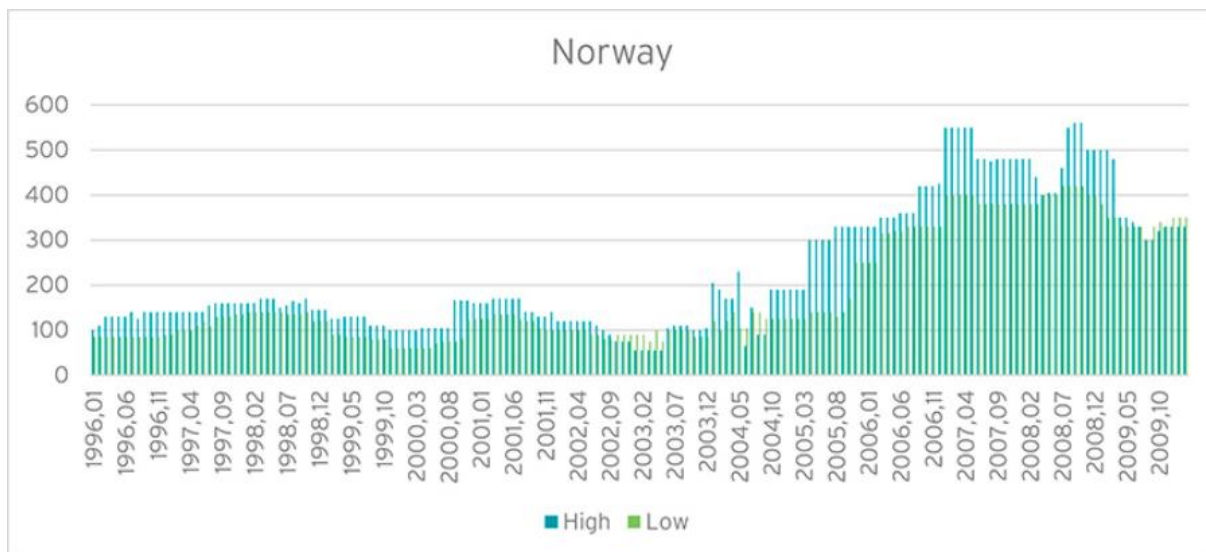
HVEM SKAL EIE?

En lang periode med riggknapphet og høye riggrater på norsk sokkel har ledet til en rekke eksempler på innovasjon innen innkjøp av riggtjenester og i relasjonen mellom olje- og riggselskaper. Artikkelen diskuterer noen av disse endringene, med vekt på risikodeling og fordeling av eierskap. Avveininger innen rigginnkjøp drøftes. En robust tilgang på riggkapasitet sikrer gjennomføring av leteprogram og fullføring av tidskritiske produksjons- og injeksjonsbrønner, og dermed også tilfredsstillelse av arbeidsprogram overfor myndighetene. Disse fordelene må avveies mot risikoen for midlertidig fall i avkastning på sysselsatt kapital og kredittrangering som resultat av potensiell overforsyning eller mismatch av riggkapasitet samtidig med fallende riggrater.¹

Nøkkelord: rigginnkjøp, innovasjon, kontrakter, organisering, eierskap

Innledning

Norsk kontinentalsokkel er i dag preget av et stort etterslep innenfor boring av produksjons- og injeksjonsbrønner, noe som truer målsettinger om høy utvinningsgrad. Siden 2001 har antall brønner vist en sterk nedadgående trend. Dette fører til både redusert og forsinket produksjon, og bidrar til at oljeproduksjonen fra norsk sokkel faller mer enn forventet. Også tidskritisk boring henger etter.² Med dagens lave boretakt betyr det at felt kan bli stengt ned for tidlig, innrapporterte reserver og ressurser som representerer store verdier kan gå tapt. Dette er dokumentert av Utvinningsutvalget, også kalt Åm-Utvalget (2010). Utvalget nevner begrenset riggkapasitet som en av de viktigste årsakene til etterslepet på boring de seneste årene. Det har vært mangel både på flyttbare rigger og mannskap. Dette har ført til at boring av planlagte brønner har blitt forsinket, i tillegg til at det har bidratt til stor kostnadsvekst for leie av rigger: «Situasjonen i riggmarknaden er særleg utfordrende. Det er høge riggratar i Noreg samanlikna med andre land, og riggratane på norsk kontinentalsokkel er meir en tredobla dei siste åra. Sidan boring og brønn er sentralt for auka utvinning, bidrar høge riggratar til lågare lønsemd og færre brønner på norsk sokkel.» Åm-Utvalget.



Figur 1. Laveste og høyeste riggrate i hver måned for high-spec semi-rigger på norsk sokkel, fra januar 1996 til februar 2010, målt i tusen dollar per dag. Datakilde: RS Platou.

Etter hvert har tilgang på mobile rigger bedret seg. Nå er en hovedutfordring det høye kostnadsnivået forbundet med boring. Dette skyldes blant annet høye riggrater, se Figur 1, og fallende borehastighet, se Osmundsen et al. (2010a, 2010b, 2012b).

Det kan skilles mellom faste og flyttbare boreinnretninger. Denne artikkelen ser på flyttbare innretninger eller rigger. Lisenser har normalt alltid eid riggene som er fast montert på plattformen.³

Mannskap leies av riggselskap og som regel er også vedlikeholdet av disse på innleie. De flyttbare riggene som er i operasjon på norsk sokkel har vært eid av et riggselskap og leid inn for å gjennomføre boreoperasjoner. De flyttbare riggene kan deles i to hovedgrupper; jackup-rigger som står på havbunnen og semi-rigger som er flytere. I tillegg finnes det boreskip, men disse er det bare ett av på norsk sokkel. For å benytte en innretning på norsk sokkel kreves samsvarsuttalelse (SUT) fra Petroleumstilsynet. Det er en uttalelse som uttrykker myndighetenes tillit til at petroleumsvirksomhet kan gjennomføres med innretningen innenfor regelverkets rammer. For å bore en utvinningsbrønn må man i tillegg til å ha tilgang på godkjent rigg også ha tilgang på plass (brønnsliste) til å plassere toppen på brønnen, brønnehodet, enten oppe på plattformdekk eller i en havbunnsramme. Åm-utvalget framhevet også mangel på ledige brønnslistor som et problem. Dersom det ikke er ledige brønnslistor må en enten bore sidesteg på eksisterende brønner, det vil si at man utnytter deler av brønnbanen til en eksisterende brønn, eller det må etableres nye brønnslistor ved å etablere ny infrastruktur. Ny infrastruktur kan for eksempel være en ny innretning med fast rigg, en ny brønnehodeplattform som ikke har egen rigg eller bunnrammer for boring av havbunnsbrønner. I tilfelle med brønnehodeplattform eller bunnramme trenger en også en flyttbar rigg for å bore brønnene. Mobile rigger eller intervensjonsfartøy er også nødvendig for driftskritisk vedlikehold av brønner knyttet til bunnrammer. Brønner både fra faste og flyttbare innretninger er viktig for å realisere mål om økt oljeutvinning. I antall er brønner fra flyttbare innretninger i dag i flertall.

I henhold til Moen (2013) er antall brønner i tre utvalgte store, modne felt på norsk sokkel 30–40 % lavere enn planlagt. Vi har hatt riggknapphet på norsk sokkel, noe som har gått ut over tidskritiske prosjekter for økt oljeutvinning. Utfordringer knyttet til riggknapphet ble analysert av Åm-rapporten

(2010), Riggutvalget (2012) og Osmundsen (2012). Forsømmelse av tidskritisk boring representerer dårlig samfunnsøkonomi, men tilsynelatende også dårlig bedriftsøkonomi for de berørte oljeselskapene. I den senere tid har vi imidlertid sett en sterk kontrahering av nye rigger til norsk sokkel. Antall rigger ventes å øke fra dagens 34 til 51 i 2015.⁴ Med denne bakgrunn går artikkelen gjennom relevante økonomiske forhold ved kontrahering av flyttbar rigg. Analyserammen er bedriftsøkonomisk.

I et forsøk på å få ned riggratene undersøker oljeselskapene om nye former for organisering av forholdet mellom rigg- og oljeselskap, herunder endring i risikodeling og eierskap, kan gi økt riggtilgang til overkommelige rater. Knapphet på riggtilgang har – i tillegg til en betydelig økning i kontraktslengde – medført en rekke interessante eksempler på innovasjon innen kontrakter og organisasjonsmønstre for boring på norsk sokkel. Blant annet har vi fått nye innslag av insentivelementer i borekontrakter, små oljeselskap har gått sammen om å danne et riggkonsortium, og vi har sett vertikal integrasjon der oljeselskap eier rigger. Det er ikke åpenbart at alle de nye utviklingstrekkene vil overleve en konjunkturedgang i markedet for rigger og oljeservice, men de representerer like fullt interessante eksempler på innovasjon innen utforming av kontrakts- og organisasjonsmønstre. Svært høye riggrater på norsk sokkel tilsier at denne typen tilpasninger og eksperimenter er velkomne.

Artikkelen analyserer ulike beslutninger knyttet til flyttbare rigger. Ett beslutningsnivå er det enkelte oljeselskaps anskaffelsesstrategi for riggkapasitet. Denne bør være robust med hensyn til tidskritisk boring. Oljeselskapene må kunne oppfylle sine boreforpliktelser overfor myndigheter og lisenspartnere, de må være i stand til å gjennomføre tidskritiske boreoperasjoner samt kunne utnytte høye oljepriser gjennom høy produksjon, uten at det går på bekostning av fremtidig produksjon. Disse forhold må avveies mot mulig nedside knyttet til midlertidig fall i regnskapsmessige resultater og kredittvurdering ved potensiell overforsyning eller feilforsyning av riggkapasitet på fallende riggrater. Omfanget av den potensielle nedsiden avhenger av hvilken avtale om risikodeling oljeselskapet har med andre oljeselskaper i lisensene. Muligheten for fremleie reduserer nedsiden.⁵ Oljeselskapene må også være forsiktige, slik at valgt strategi for rigganskaffelse ikke virker drivende på et allerede høyt ratenivå. I forhandlinger mellom riggselskaper og oljeselskap er det flere interessante emner å ta opp, blant annet spørsmål om organisering og risikodeling.

Et annet beslutningsnivå er lisensen. Bør rigg leies inn av enkeltselskaper eller lisenser? Hva er effekten for selskaper og samfunnet av denne beslutningen? Gir dette ulik riggmobilitet? Hvordan foregår forhandlingene mellom lisens og enkeltselskap som sitter på en riggkontrakt? Er forhandlingene optimale i en velferdssammenheng? Hvordan er insentivene for prioritering av rigger mellom lete- og økte utvinningsprosjekter? Hvordan er det med prioritering av rigger mellom boring av nye versus vedlikehold av gamle brønner? Hva er effekten av muligheten for fremleie av riggkapasitet?

Artikkelen bygger på generell økonomisk insentiv- og kontraktsteori og dels på mer spesifikk forskning innen boring, herunder Corts (2000), Corts og Singh (2004), Hillier (1997), Osmundsen et al. (2008a, 2008b), Osmundsen (1999a, 1999b) og Osmundsen (2011). I tillegg har jeg hatt en serie møter og samtaler med fagpersoner som sitter nært på beslutninger knyttet til rigganskaffelse. Jeg har også hatt innsyn i riggkontrakter som benyttes på norsk sokkel.

Resten av artikkelen er organisert som følger. Del 2 drøfter optimal kontrahering av rigg, der sentrale underpunkter utgjøres av avveininger innen riggkontrahering, samt mulige feil innen kontrahering. I del 3 diskuteres optimal risikodeling og eierskap innen boring, med sentrale underpunkter, konjunktoreffekter samt eie versus leie. Del 4 konkluderer.

Optimal kontrahering av rigg

Det bør presiseres at emnet optimal riggkontrahering er komplekst og at det ikke finnes enkle og klare svar på problemstillingen. Det er et mylder av ulike selskaps- og kontraktskonstruksjoner for rigger, produksjonsskip etc. i verden, avhengig av skatteregime, eierforhold i lisensen, markedssituasjon m.m. Teoretisk avveier man ofte mellom ulike hensyn i valg av kontraktsmessige og organisatoriske løsninger, og det kan være flere løsninger. Empirisk finner man i samme bransje vellykkede firma side ved side med ulike løsninger. Internasjonalt finnes det tilsvarende mange ulike løsninger for rigganskaffelse. Det finnes allikevel en del generell innsikt av tilstandsbetinget art som er av interesse. På basis av teori og tilgjengelig empiri kan man si noe om under hvilke forhold bestemte organisatoriske og kontraktsmessige løsninger som egner seg best. Optimal utforming av rigganskaffelse vil blant annet avhenge av om oljeselskapene har tidskriske boremål, partenes evne og vilje til å bære risiko, samt innkjøpers kompetanse og kapasitet til å styre og følge opp anskaffelser.

Sentrale avveininger

Når et oljeselskap skal bestemme omfanget på rigganskaffelser er det en rekke overordnede faktorer som må avveies:

1. *Borebehov, herunder tidskriske ressurser* Riggbehov er ofte vekslende. Man trenger ulike typer rigger til ulike tidspunkt. Videre er det ofte ikke lett å beregne når den enkelte rigg er tilgjengelig. Under slike forhold er fleksibilitet viktig. Den enkelte lisens har her ikke så mange virkemidler. Store oljeselskaper som kan ha en riggportefølje kan her oppnå stordriftsfordeler og fleksibilitet som innebærer bedre riggberedskap og bedre riggutnyttelse.
2. *Oljepris, per i dag og forventning fremover*
3. *Mulighet til å allokere rigg på lisenser* Lisensallokering reduserer selskapets eksponering. For mye riggkapasitet kan gi tap ved fall i ratene. Nedsiden begrenses dersom selskapet har fått fordelt riggkontrakten ut på lisenser. Ofte er det imidlertid lisensoperatør som sitter med riggansvaret, dvs. kostnadene fordeles etter eierskap i lisens, men hvis man beslutter å ikke bore vil kostnadene ligge kun hos lisensoperatør
4. *Riggrater, per i dag og forventning fremover*

Realeffekter versus finansielle effekter

Avveiningene kan utdypes. Valget av robusthet i anskaffelsesstrategien for rigg påvirkes av mange detaljerte forhold. Det er her naturlig å skille mellom effekter på drift (realeffekter), reguleringsmessige forhold og finansielle effekter:

1. *Realeffekt 1.* Fleksibel riggtilgang gjør at man kan ivareta fortløpende borebehov, herunder tidskriske produksjons- og injeksjonsbrønner. Viktig for å opprettholde produksjonen og reservene.
2. *Realeffekt 2.* Forhandlinger om riggrater. Utsette innleie for å presse ned ratene? Utøvelse av innkjøpsmakt.
3. *Realeffekt 3.* Rykte overfor lisensmyndighetene. Knapp riggkapasitet kan vanskeliggjøre oppfyllelse av konkrete forpliktelser og mer generelle forventninger til selskapet på norsk sokkel.
4. *Regulering 1.* Reguleringer (SUT-bestemmelser) hindrer selskapene i å utnytte porteføljefordeler på tvers av sokkelgrensen. Eksempelvis⁶ kunne Shell tatt inn en rigg midlertidig fra britisk sokkel.
5. *Regulering 2.* Lisensregler. Dersom et selskap tilbyr rigg til en lisens til terminpris over gjeldende spotpris, vil lisensen kreve spotpris. Det gir tap for selskapet som har inngått langsiktig riggkontrakt. Operatørselskapet må da betale den høye terminprisen for hele

lisensen, mens de andre lisensdeltakerne bare betaler spotprisen. Hvis terminpris derimot er lavere enn spotpris, kan selskapet tilby lisensen spotpris, og få en gevinst. Dette er i prinsippet symmetrisk og konsistent med bestemmelsen i Samarbeidsavtalen om «no loss, no gain» for operatører. Men er det i praksis symmetri her? Det avhenger av forhandlingsstyrken til selskapet i de ulike situasjonene. Er det forhold ved forhandlingene som svekker insentivene til å inngå langsiktige kontrakter med sikte på utleie til lisens?

6. *Finans 1.* Mark-to-market. Oljeselskapet må føre papirtapet for hele gjenværende kontraktsperiode i inneværende regnskapsperiode dersom spotrate er lavere enn avtalt terminrate. Selskapet må ta hele tapet, men bare lik lisensandelen dersom rigg i stedet er allokert til eller innleid av lisens. Dette er kun et papirtap som vil reverseres når spotratene svinger opp igjen. Er papirtapet verdirelevant for aksjonærene, eller vurderer de dette som ekstraordinære forhold og analyserer lønnsomhet primært ut fra driften (høyere oppe i regnskapet)?
7. *Finans 2.* Credit rating. Ved inngåelse av en langsiktig leieavtale for rigg fører ratingselskapene hele forpliktelsen (over hele kontraktsperioden) som gjeldsforpliktelse, uten tilsvarende føring av aktiva. Økonomisk sett gir ikke dette mening, ettersom de ikke verdsetter oppsiden. Et selskap som har riggkapasitet sikrer produksjonen og opprettholdelse av reserver, og er følgelig mer verd. Men slik er ratingselskapenes praksis. Er dette vesentlig for et oljeselskap? Redusert rating (innen rimelige grenser) får bare konsekvenser for nye lån, og mange oljeselskaper har høy egenkapitalandel og god egenfinansiering. For nye og mindre selskaper har dette imidlertid ofte relevans. Credit rating er viktig også i andre sammenhenger. Etter ulykken i Mexico-Gulfen er myndigheter og samarbeidspartnere mer bevisst enn før på oljeselskapenes soliditet og likviditet, og en redusert credit rating kan følgelig lukke enkelte dører. Store selskaper har imidlertid normalt mye å gå på her.
8. *Finans 3.* Finanskrisen gjorde det vanskelig eller dyrere å sikre finansiering? Finansielle forhold fikk da større gjennomslag.

To typer kontraheringsfeil

Ved riggkontrahering kan oljeselskaper gjøre to typer feil, og disse feilene har ulike kostnader i ulike situasjoner:

1. *For lite rigg.* Dette er spesielt problematisk dersom man ikke får gjort jobben på tidskritiske ressurser. Taper produksjon, reserver og omdømme. Produksjonstapet er spesielt kostbart dersom oljeprisen er høy.
2. *For mye rigg.* Dette må ses i forhold til ratenivået. Det finnes et annenhåndsmarked for riggkontrakter, så overkapasitet er bare et problem dersom ratene faller. Ratene er svært volatile, så tapene kan være store på lange kontrakter. Dette kan snu om ratene stiger igjen. Regnskapsregler spiller inn – selskapene må ta store kortsiktige regnskapsmessige tap på riggkontrakter ved fallende rater.

Vesentlig for et oljeselskaps vurderinger knyttet til riggkontrahering er hvordan aksjemarkedet avveier de to typene tap. Mye tyder på at markedet er mest opptatt av produksjon, spesielt på høy oljepris. Investorer ser ikke så mye på ekstraordinære tap. Dette gjelder vel og merke bare dersom tapene faktisk oppfattes av investorene som ekstraordinære. Rigggrater svinger opp og ned, så det skulle ikke være noe problem i dette tilfellet. Disse forhold taler dermed for en robust riggstrategi, spesielt dersom man ser for seg brukbare oljepriser og har kommunisert ambisiøse produksjonsmål til aksjemarkedet. I motsatt retning trekker det forhold at det er noe større fokus på credit rating. Dette vurderes imidlertid normalt sekundært til produksjonsmål. Dette kan imidlertid variere fra selskap til selskap, avhengig av soliditet. Det er grunn til å tro at aksjonærer ikke henger seg opp i credit rating og enkeltstående finansielle måltall som vektlegges av noen analytikere; se Osmundsen et al. (2006, 2007). Antakelig ser de helheten og bransjens langsiktige natur. Det er snakk om å maksimere verdien av ressursene selskapet har til rådighet, herunder tidskritiske prosjekter. I denne sammenheng er det viktig med en robust strategi for rigganskaffelse. Det er antagelig en slik erkjennelse som ligger bak den sterke

kontraheringsøkningen på norsk sokkel, dog hjulpet av nye aktører og flere nye, store funn. Inntrykket er at oljeselskapene normalt tar beslutninger rundt rigganskaffelse utelukkende ut fra egne vurderinger av økonomi og hva som best møter deres behov for riggkapasitet. Generelt er man selvsagt opptatt av hva aksjemarkedet mener, men slik jeg oppfatter det er riggbeslutninger mest «under radaren» og er sjelden tema når selskapenes ledelse har diskusjoner med analytikere og investorer. Unntaket kan være mindre oljeselskaper der fokus på børser er mer kontinuerlig og detaljert. Imidlertid kan man også for store selskaper periodevis ha inntrykk av at enkelte regnskapsbaserte indikatorer påvirker økonomiske beslutninger.

No gain, no loss

Rigganskaffelser på norsk sokkel skjer i dag normalt av lisenser. Riggelskap inngår kontrakt med operatørselskapet som simultant inngår kontrakt med lisensen. Dersom rigger utelukkende skal leies inn via lisensene, er det grunn til å tro at vi ikke får en optimal allokering av rigger på norsk sokkel. Rigger låses inn til bruk på den enkelte lisens, selv om de i perioder kunne skapt større verdier i en annen lisens. Dersom samme rigg skal benyttes til alle formål i lisensen (leting og produksjonsboring) er det heller ikke gitt at man får rett rigg til rett formål. Samarbeid mellom lisenser vil dermed kunne skape betydelige merverdier i form av en bedre riggallokering. Det er flere måter å oppnå dette på. Det kan være bytte- eller leieavtaler mellom ulike lisenser, eller at store selskaper kan leie inn rigger i egen regning og deretter fordele disse på ulike lisenser etter behov. Sistnevnte er regulert i Samarbeidsavtalen.

La oss anta at operatøren i en lisens vil benytte en rigg selskapet har kontrahert i egen regning. Et viktig hovedprinsipp i Samarbeidsavtalen er no gain/no loss-prinsippet, som er regulert i Artikkel 3.1. Dette betyr at operatøren hverken skal tjene eller tape på å tilby en rigg til en lisens. La oss først se på det tilfellet at kostpris for operatøren er høyere enn dagens spotrate. I praksis innebærer no gain/no loss-prinsippet at lisensen ikke vil godkjenne en rigg som er dyrere enn markedet – da velger de heller å gå ut i markedet. Men lisensen er villig til å ta inn riggen dersom operatøren betaler differansen mellom markedsrate og kost. Prisen for lisensen blir dermed den samme som markedsraten. La oss så se på tilfellet der operatøren har tatt inn en rigg som har lavere rate enn markedet nå kan tilby, og der operatøren vurderer å leie denne inn til en lisens. Hvis lisensen aksepterer en høyere rate enn kostraten, så overstyrer et slikt vedtak Samarbeidsavtalen. Det er da også rimelig, ettersom operatørselskapet har tatt en risiko ved inngåing av kontrakten. Det vil i en slik situasjon være teoretisk mulig å tjene på dette. Men ofte har operatørselskapet få alternativer for bruk av riggen – kanskje ingen – og partnerne kan tvinge igjennom en rate til kost.

Det er altså mulig å oppnå markedsrate (selv om inntakskost er lavere), men det vil avhenge av hvor sterk forhandlingssituasjon selskapet har. Erfaringsvis har ratene til operatørene her ofte vært asymmetriske. De har måttet bære fall i spotrater og har i liten grad klart å få betalt for rateøkninger. Følgelig er de i mindre grad interessert i å ta inn rigger i egen regning.⁷ I den grad det gir dårligere riggallokering, kan dette ses på som en koordineringssvikt. Det er en tilleggsutfordring knyttet til mulige porteføljegevinster på tvers av grensen. Mens det i praksis er fri flyt av rigger mellom andre Nordsjø-land, medfører en særskilt norsk sertifiseringsordning ekstrakostnader og tidsbruk knyttet til å ta rigger inn til Norge.⁸ Utenlandske selskaper vil kunne ta inn rigg fra sin internasjonale portefølje, men står her overfor barrierer. Når det gjelder innleie av rigger fra en lisensdeltaker til en lisens, er det i utgangspunktet full budrunde og no gain-no loss som gjelder, men i et marked med stigende oljepriser og periodevis knapphet på kapasitet, blir det fort forhandlinger og pragmatikk som råder. I Brasil har Petrobras trumfet igjennom sin egen tolkning av no gain-no loss, slik at de måler i forhold til gjenanskaffelseskost istedenfor deres egen kostpris. På engelsk sektor er det eksempler på at et oljeselskap med stor riggportefølje selger disse inn til ulike lisenser til gjennomsnittskostnad. Kostnadsvariasjonen – primært knyttet til tidspunkt for inngåelse av terminavtale – blir på denne måten utjevnet. Gitt betydelige samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til koordineringsproblemer i

riggallokering mellom lisenser, er dette ordninger som bør utredes for eventuell tilpasning til norsk sokkel.

Tilleggsutfordringer

Tilleggsutfordringer for oljeselskap som leier inn rigg i egen regning over en lengre periode er at de selv står ansvarlig for dødtid. Oljeselskapet får også utfordringer dersom borebehovet endrer seg. Det er ikke alltid enkelt å reallokere en rigg. Ofte vil planleggingen starte gjerne et halvt år før brønnen spuddes, både i forhold til interne godkjenninger og prosesser og i forhold til myndighetsgodkjenninger, slik at om en finner ut 2–3 måneder før en planlagt boreoperasjon at denne ikke lenger skal gjennomføres, vil det være vanskelig eller umulig å finne alternativ sysselsetting. En annen risikofaktor er fordeling av øvrige riggekostnader (for eksempel inntakskostnader, vedlikeholdskostnader, reparasjonskostnader og andre modifikasjonskostnader) relevant for en eller flere lisenser gjennom (frem)leieperioden.

Riggselskapene krever ofte en langsiktig kontrakt for bygging av dypvannsrigger. Det er ikke alltid enkeltlisenser har et borebehov som gir grunnlag for en tilstrekkelig lang kontrakt, og det kreves derfor koordinering mellom flere lisenser. Rigpool-ordninger krever eksempelvis betydelig koordinering mellom mange oljeselskaper, og koordineringsproblemer har på dette området ofte vært angitt som årsak til manglende kontrahering av nye rigger til norsk sokkel.

Optimal risikodeling og eierskap innen boring

Kompensasjonsformat for riggleie er typisk døgnrater, som differensieres etter driftsstatus: driftsrater, stand by rater, og flytterater; se Osmundsen et. el. (2008a). Hvis riggselskapet ikke kan stille med en rigg som oppfyller tekniske krav på avtalt tidspunkt, blir det nullrate. Riggselskapet taper da eksempelvis 500.000 dollar per døgn, noe som gir svært sterke insentiver til å sikre oppetid. Oljeselskapet har i henhold til kontraktene normalt også anledning til å heve avtalen ved et gitt antall dagers forsinket oppstart. I forhold til riggselskapets portefølje bærer det en stor risiko i forhold til nedetid. På den annen side er det også riggselskapet som står nærmest til å påvirke driftsstatusen. Følgkostnader av forsinket boring – som kan være svært store – blir imidlertid ikke veltet over på riggselskapet. I stedet for døgnrater, eller som tillegg, kunne man tenkt seg insentivbetaling i forhold til oppnådde boremaal. Insentiver for andre ytelsesdimensjoner diskuteres i Osmundsen et al. (2008a). Et eksempel er insentiver for økt boretempo. Denne typen insentivkontrakter er det forholdsvis komplisert å utforme, siden det ikke foreligger fullstendig informasjon hos begge parter, og siden fordelingen av informasjon mellom partene kan være skjev (asymmetrisk informasjon). En annen utfordring er det forhold at det er oljeselskapet som planlegger/bestemmer brønnbanen. Plan for brønnbanen foreligger ikke når anbudet på dagrate gis, og oljeselskaper forbeholder seg også retten til å endre brønnbane underveis. Boremeter per dag kan si noe om produktivitet på sokkelnivå, men ikke nødvendigvis på brønnnivå siden antall boremeter vil variere sterkt pga. ulikheter i bergarter i ulike brønner. Horisontale brønner tar normalt lengre tid å borre enn vertikale brønner, osv. Troll Olje er et godt eksempel på en kombinasjon av utfordrende bergarter og vertikale brønner, som spiser opp borestrengen i løpet av en seks måneders periode. En vellykket brønn vil kreve hyppig logging og prøvetaking, mens en tørr brønn ikke krever dette, og det gir et lavere antall boremeter for den vellykkede brønnen kontra den tørre brønnen. Et høyt antall boremeter per dag trenger heller ikke si noe om brønnen er vellykket fra et økonomisk ståsted. For en nærmere utdyping og modeller som korrigerer for ulikheter mellom brønner, se Osmundsen et al. (2010b, 2012b).

Typisk for fremforhandlede modellkontrakter innen utbygging og modifikasjon er at leverandørene ønsker å begrense sin økonomiske eksponering.⁹

Tilsvarende innen boring er det i hovedsak oljeselskapene som bærer oljepris-, valuta-, reservoar- og produksjonsrisikoen. Mye risiko bæres imidlertid også av riggselskapene, spesielt risiko knyttet til nybygging av rigg (kostnadsoverskridelser og forsinkelser) og oppetid.

Dagens riggrater på norsk sokkel er så høye at nye rigger – som skal driftes i flere tiår – blir nedbetalt på få år. Riggselskapene har ofte lange kontrakter, slik at risikoeksponeringen begrenses. Det er i en slik situasjon ikke overraskende at oljeselskapene evaluerer alternativer. I et forsøk på å få ned riggratene undersøkes det om nye former for organisering av forholdet mellom rigg- og oljeselskap, herunder endring i risikodeling, kan gi økt riggtilgang til overkommelige rater.

Teoretisk tilrådning

Ut fra insentivteori¹⁰ må man ved utforming av riggkontrakter og ved valg av eierskap til rigg avveie hensynet til optimal risikodeling mellom partene opp mot hensynet til at riggselskapet skal ha riktige insentiver. *Optimal risikodeling* tilsier normalt at oljeselskapene dekker risikoen knyttet til rigginleie, ettersom oljeselskapene relativt til riggselskapene generelt sett har høyere egenkapital og en mer diversifisert risiko gjennom deleie i lisenser i mange ulike felt. Et riggselskap som eier en rigg 100 % kan til sammenligning ha en stor eksponering knyttet til en enkelt rigg.¹¹ Lange riggkontrakter innebærer at oljeselskapene bærer mye økonomisk risiko. Dette burde tale for at riggselskap med basis i en lang kontrakt kunne sikre god finansiering for gjennomføring av bygging av nye rigger for norsk sokkel. Det er imidlertid en ikke uvesentlig operasjonell risiko som påløper i tillegg – risiko knyttet til kostnadsoverskridelser og forsinkelser. I eksisterende riggkontrakter er det riggselskapet som dekker operasjonell risiko fullt ut, og det er en del eksempler på riggselskaper som har kommet i store økonomiske problemer til tross for en langsiktig og tilsynelatende lukrativ riggleiekontrakt. Poenget er at pengene ikke strømmer inn før riggen er kommet i drift. Knapp kapasitet hos verft som har erfaring med å bygge rigger etter norske krav har medført en ikke ubetydelig gjennomføringsrisiko.

Det andre hensynet er insentiver. Ut fra *insentivhensyn* er det riktig at riggselskapet – som er nærmest til å påvirke utfallene knyttet til byggekostnader, leveringstid og oppetid – skal bære en ikke ubetydelig del av denne risikoen.

Insentivteori anbefaler en deling av risikoen mellom riggselskap og oljeselskap, slik at man avveier hensynene til risikodeling og insentiver. Å velte mye av risikoen over på riggselskapet vil kanskje medføre en unødvendig høy risikopremie, dvs. at ratene blir høyere enn nødvendig. I dagens riggkontrakter gjøres det en avveining mellom de to hensynene, slik teorien foreskriver, men det differensieres ikke tilstrekkelig. Riggkontraktene er standardiserte, så man tilpasser i liten grad kontraktene til den økonomiske situasjonen til kontraktspartene. Med etablering av en rekke nye oljeselskaper på norsk sokkel er det ikke lenger nødvendigvis tilfelle at lisensen er bedre i stand til å bære risiko enn riggselskapet. Man vil derfor trenge en større variasjon på kontraktsområdet, der riggselskapene i noen sammenhenger bærer mer risiko.

Konjunktoreffekter

Sett fra de store oljeselskapene sin side kan situasjonen være motsatt i dagens høykonjunktur. Det kan være ønskelig for disse å bære mer risiko i et forsøk på å få ned det de betrakter som urimelig høye riggrater. Det kan se ut som om riggselskapenes risikopremie øker i gode tider, noe som kan tale for at oljeselskapene da bør ta mer risiko. Det virker i utgangspunktet motintuitivt at risikopremien til riggselskapene skal samvariere positivt med konjunktorene. Forklaringen ligger antagelig ikke i underliggende risikopreferanser, men derimot i endringer i forhandlingsposisjon, som utslag på endringer i forholdet mellom tilbud og etterspørsel. I gode tider får riggselskapene en betydelig kontraktsreserve som gir en sterk forhandlingsposisjon. Denne kan de utnytte til å diktere betingelser for nye riggoppdrag. Blant annet ser vi at kontraktslengden øker på høy oljepris, se Osmundsen et al. (2012a, 2013). Tilsvarende vil riggselskapene diktere at deres risikoeksponering i kompensasjonsformatet skal være lav.

At risikoeksponeringen kan variere med konjunktorene i bransjen er berørt tidligere i litteraturen.

Moomjian (1999) diskuterer viktige prinsipielle spørsmål knyttet til risikodeling innen boring. Han påpeker at risikodelingen følger et feilaktig og abnormt mønster, der riggselskapene kan forhandle seg til gode betingelser – både hva angår rater og risikodeling – i selgers marked; og motsatt. Det vil i praksis si at i dårlige tider, når riggselskapene trenger lav risikoeksponering, er denne typisk høy. Derimot bærer riggselskapene lite risiko når de er i stand til det, dvs. når ratene er høye.

Insentivteori anbefaler større grad av skreddersøm av kontrakter enn det som observeres i riggmarkedet. Man kan derfor ikke utelukke at nye organisasjons- og kontraktsformer kan være gunstige. I prinsippet kan fordeling av risiko styres både av kontrakter og eierskapsfordeling, og disse to virkemidlene kan i utgangspunktet fremstå som like. Insentivteori fremholder imidlertid at eierskap, som gir et bredere perspektiv og som sikrer et livssyklusperspektiv på virksomheten, i en del tilfeller er vesentlig og ikke kan erstattes insentivmessig fullt ut av kontrakter.¹² I denne sammenheng er dette kanskje mest relevant for vedlikehold – eierskap til riggen gir de beste insentiver til vedlikehold. Det er følgelig å anbefale at riggselskapet som et minimum har en viss eierandel i riggen. Her kan man nok også etablere andre ordninger, der vedlikeholdet settes ut, men eierskap er å foretrekke.

Joint venture

Én måte å oppnå optimal avveining mellom risikodeling og insentivhensyn er gjennom felles eierskap til rigg mellom oljeselskaper og riggselskap.

Ulike former for joint venture har vært diskutert, men tanken synes å være forlatt. Det er flere mulige årsaker til dette. Negative meldinger fra myndighetene er en årsak. De er bekymret for at dersom man visker ut kjøper- og selgerrollen vil man i større grad kunne sette rater som underminerer norsk skattegrunnlag. En annen årsak er innvendinger fra oljeselskapene om at et joint venture kan bidra til å svekke en klar ansvars- og rolledeling som insentivhensyn krever. En tredje mulig årsak er at riggselskapene er mindre interessert i joint venture i et sterkt riggmarked.

Vil de organisatoriske og insentivmessige egenskapene man kan oppnå ved felles eierskap til rigg i stedet kunne oppnås ved bruk av andre virkemidler? La oss tenke oss at tanker om ny eiermodell kan ha oppstått i dialog mellom en lisens og en riggoperatør. Lisensen beklager seg over at det er urimelig at riggselskap ved nybygg skal kreve innretningen nedbetalt på fem år, når den har en økonomisk levetid på flere tiår. Restverdien etter kontraktsslutt er nesten like høy som opprinnelig verdi. Riggselskapene svarer tilbake at oljeselskapene må huske at det i tillegg er betydelig operasjonell risiko knyttet til utbyggingskostnad, ferdigstillelsesdato og oppetid, og at de krever en risikopremie for dette. Lisensen kan komme riggselskapet i møte ved å si at de kan påta seg deler av denne risikoen gjennom et joint venture, mot at de gjennom dette får en lavere rate. Alternativt kan lisensen justere risikodelingen for gitte kostnadsarter gjennom kompensasjonsformatet i riggkontrakten, eksempelvis at lisensen dekker deler av eventuelle kostnadsoverskridelser knyttet til bygging av ny rigg. Dette vil imidlertid svekke riggselskapets insentiver. Et annet virkemiddel er at lisensen garanterer for lånet riggeier tar opp i forbindelse med byggingen. Dette vil kunne overkomme eventuelle lånebegrensninger for riggselskapet (som har vært spesielt aktuelt under finanskrisen), og vil også kunne sikre en lavere lånerente.¹³ Det vil imidlertid ikke avhjelpe den operasjonelle risikoen som er diskutert ovenfor. Gjennom justering av kontraktsbetingelsene kan også noe av den operasjonelle risikoen justeres, samtidig som tilstrekkelig insentiver opprettholdes. Det er imidlertid uklart om oljeselskapene klarer å oppnå lavere rater gjennom økt risikobæring i et presset riggmarked. Det avhenger av hvordan riggselskapene priser risiko. Det er ikke åpenbart at riggselskapene i et sterkt riggmarked er villige til å betale for risikoavlastning i form av lavere rater. Eksempelvis er det uten suksess forsøkt å få ned ratene mot å tilby spesielt lange kontrakter. Inntrykket er at riggselskapene er lite villige til å gi fra seg oppsiden.

Eie versus leie

Vi ser nå eksempler på norsk sokkel av den andre hjørneløsningen – at oljeselskapene selv eier rigg. Med full kapasitetsutnyttelse for rigger godkjent for norsk sokkel og høye rater for nybygde rigger oppleves forskjellen mellom kostnaden ved egenbygging og innleie til å være for stor. I et velfungerende marked skal dette utjevne seg over tid, men når det er 30 måneder leveringstid for en flyter er det betydelige tidsetterslep i dette markedet. Det kan isolert sett tale for at oljeselskaper (lisensgrupper) i perioder med unormalt høyt ratenivå bestiller rigger i egen regning. Det er en del kjente motforestillinger mot dette. Ved å leie i markedet er det lettere å få dekket løpende behov, som kan variere over de ulike fasene til et felt. Ved å eie rigg kan det oppstå mismatch i forhold til riggbehov om man må starte med utleie. Normalt sett vil oljeselskapene også ønske å benytte kapital og knappe menneskelige ressurser på kjerneoppgaver, og eierskap av rigg er normalt sett ikke definert inn her. Ettersom det i praksis er vanskelig å ta inn eksisterende utenlandske rigger til Norge, skjer dette i noen tilfeller ved at oljelisenser bygger rigger for egen regning. Operatørene har ofte betydelig kompetanse på anskaffelser og vil kunne gjøre en god anskaffelsesjobb. De må i tillegg ha kunnskap om riggmarkedet, men man kan argumentere for at de trenger det også ved innleie. De må imidlertid ved denne typen insourcing benytte knapp kapasitet innen anskaffelse og prosjektstyring som ville hatt god anvendelse innenfor feltutbygging og modifikasjoner. Med den kontraheringstoppen vi ser for oss i årene fremover, må oljeselskapene være varsomme med å velge anskaffelsesløsninger som krever mye oppfølging og krav til bruk av egen knapp kompetanse. Dette må veies opp mot forventede besparelser ved å gå utenom riggselskapene.

Et eksempel på nye rigger som skal eies av lisenser på norsk sokkel, er anskaffelse av to nye oppjekkbare rigger til Gullfaks og Oseberg.¹⁴

Dette er historisk, en oljelisens har aldri tidligere eid rigg på norsk sokkel¹⁵. Samsung Heavy Industries Co. Ltd og drilling contractor KCA Deutag Drilling Norge AS er tildelt kontrakten for bygging og drift av to Cat J-rigger. Oppstart er ventet i 2016–2017. Kontrakten gjelder for en innledende periode på åtte år, med opsjon på forlengelse i 4x3 år. Det rapporteres at både Gullfaks og Oseberg har langsiktig behov for riggkapasitet, og det forutsettes at de nye riggene vil drive virksomhet på disse feltene i en lang periode. Borekontraktøren vil utføre boring og vedlikehold. Drifts- og bemanningsmodellen ligner derfor på modellen som brukes for innleide rigger. Borekostnadene vil reduseres betydelig som følge av eierskapsmodellen i henhold til pressemeldingen. Økonomien utdypes i et intervju med Jon Arnt Jacobsen, direktør for anskaffelser i operatøren Statoil, i Dagens Næringsliv, 5. juni 2013: «Med dagens ratenivå lønner det seg for oss å eie kontra å leie, om perioden er lengre enn fem til seks år.» Horisonten opplyses å være vesentlig lengre i dette tilfellet¹⁶, dvs. at langsiktigheten på riggkapasitet matcher langsiktigheten i borebehovet. Det oppgis at Statoil regner med å spare rundt 150.000 dagen per rigg ved å eie kontra å leie.¹⁷ Her kan det tilføyes at det er lisensen som sitter med risiko for overskridelser og forsinkelser, så det endelige regnestykket er foreløpig ukjent. Det er risiko knyttet til sluttverdi for rigg, og man må også regne inn en alternativkostnad knyttet til redusert kapasitet for annen kritisk prosjektoppfølging.

Øystein Håland, områdedirektør for Drift vest i Statoil understreker at selv om de nå kommer til å stå som eier av to oppjekkbare rigger, er ikke dette et forsøk på å gå inn i det mobile markedet:

Vi flytter på det vi definerer som produksjonsmidlene våre og ser på dette som en forlengelse av de installasjonene vi allerede har på disse feltene. Noen ser det kanskje som at vi går inn i det mobile markedet, men det gjør vi ikke.¹⁸

Statoils strategi for riggeie støttes av Petoro. Førrige Petoro-sjef Kjell Pedersen uttalte følgende til DN.no¹⁹:

Dagens høye rater resulterer i at det blir vanskeligere å rettferdiggjøre boring av og arbeid på undervannsbrønner som kan øke utvinningen. Vi bør spørre oss selv om det er en naturlov at

boreanlegg på de faste plattformene eies av lisensgruppen, mens boreanlegg på flyterigger eies av riggselskaper. Dersom en lisens har et langsiktig behov for boring eller vedlikehold av undervannsbrønner, bør lisenspartnerne vurdere om det er bedre å eie flyteriggen selv med innleid kontraktør til å drive den, enn å leie den inn til rater som tre–firedoblet seg i løpet av de siste seks–sju årene.

I en uttalelse til Dagens Næringsliv 3. mars 2012, s. 15, sier rigganalytiker Frederik Lunde i Carnegie at bestilling av rigg i eget eie ikke kommer etter eget ønske, men som et direkte utslag av desperat riggmangel på norsk sokkel, og som respons på at maktbalansen har svingt veldig i favør av riggselskapene. Pareto Securities' rigganalytiker Frank Harestad mener lisensene ikke vil spare noe på å eie.²⁰

Analytikernes kommentarer kan forstås ut fra tradisjonell eie-leie analyse. Det opplyses at i dagens marked forventes disse to alternativene å ha tilnærmet samme kostnad på kort sikt. Blant annet er det tilnærmet skattemessig nøytralitet mellom de to alternativene, gjennom eie-leie-forskriften. Har man et riggbehov av lengre varighet vil imidlertid leie fremstå som dyrt på dagens rater. Riggatene er nå så høye at riggen kan være nedbetalt på seks år. Dersom oljeselskapene selv står som eier er det de som sitter igjen med restverdien. Etter seks år kan den nesten være på linje med en ny rigg. Dette forutsetter at oljeselskapene har et langsiktig behov for akkurat denne typen rigg. Ellers vil leie være mer fleksibelt.

For en del oljeselskap er ikke dette en vurdering som avgjøres av en eie-leie-kalkyle. Det er flere selskaper som er prinsipielt mot å eie rigg. De angir mange begrunnelser. Risikobildet ved eie er et annet enn leie. Nå er det oljeselskapene som står ansvarlig for forsinkelser og kostnadsoverskridelser på bygging av riggen, en ikke ubetydelig risiko i et presset leverandørmarked. Tilhengere av tidsbestemt eie sier at dette i utgangspunktet er riktig, men at oljeselskapene i praksis mange ganger også bærer overskridelser ved innleie av rigg. Når en rigg er forsinket, kommer oljeselskapene ofte i en presset situasjon. De ønsker raskest mulig oppstart på boringene og ofte er det inngått kontrakter med andre leverandører. For å få fortgang i leveransen, ender de derfor ofte opp med å betale mer for riggen enn avtalt – kontrakten reforhandles. Kostnad ved nedetid blir uansett flyttet over på oljeselskapene ved eie.

Andre argumenter mot eie går på operasjonelle forhold, herunder at det vil kunne være vanskelig å få kompetent personell til å drifte riggen (hvorfor skal riggselskapene eller andre bruke verdifull kompetanse på å drifte oljeselskapenes rigg når de heller kan drifte sin egen?). Dette er et spørsmål om tilgang på uavhengige leverandører på riggdrift. Et ytterligere aspekt er internkostnadene ved å anskaffe og eie egen rigg. Dette er kostnader som ofte ikke måles, og eie-leie-analysen kan være ufullstendig.

Konklusjon

Knapphet på riggtilgang har – i tillegg til en betydelig økning i kontraktslengde – medført en rekke interessante eksempler på innovasjon innen kontrakter og organisasjonsmønster for boring på norsk sokkel. Vi har fått nye innslag av insentivelementer i oljeservicekontrakter, små oljeselskap har gått sammen om å danne et riggkonsortium, vi har sett vertikal integrasjon der oljeselskap eier rigger, og vi har eksempler på garantier og endret risikodeling i riggkontrakter. Noen av endringene kan være situasjonsbetinget. Det har eksempelvis vært laber interesse blant riggselskapene for å kontrahere innretninger for middels havdyp (mid-water enheter). Man sparer lite ved å bygge en mid-water enhet i forhold til ultra-dypt vann. Ettersom majoriteten av funn de siste årene har vært på dypt vann, har det vært liten interesse å bygge for «modne» mid-water områder. Funnet av Johan Sverdrup og flere funn i Barentshavet har endret dette bildet. Det er ikke åpenbart at alle de nye utviklingstrekkene vil overleve

en konjunkturedgang i markedet for rigger og oljeservice, men de representerer like fullt interessante eksempler på innovasjon innen alternative kontrakts- og organisasjonsmønstre. Midt i et overopphøyet marked er det viktig å huske at det også finnes historiske eksempler på markedsubalanse andre veien med for mange rigger kontra etterspørsel, og med svært lave rater og rigger i opplag.

Ved riggkontrahering kan oljeselskaper gjøre to typer feil, og disse feilene har ulike kostnader i ulike situasjoner: 1) For lite rigg. Dette er spesielt problematisk dersom man ikke får gjort tilfredsstillende jobb på tidskrisiske ressurser. 2) For mye rigg. Det finnes et annenhåndsmarked for riggkontrakter, ergo overkapasitet er bare et problem dersom ratene faller. Ratene er svært volatile, noe som medfører at papirtapene kan være store på lange kontrakter. Dette snur når ratene stiger igjen. Regnskapsregler spiller inn – selskapene må ta store kortsiktige regnskapsmessige tap på riggkontrakter ved fallende rater. Mye tyder på at aksjemarkedet er mest opptatt av produksjon, spesielt på høy oljepris. Investorer ser ikke så mye på ekstraordinære tap. Dette taler for en robust riggstrategi. Det er antagelig en slik erkjennelse som ligger bak den sterke kontraheringsøkningen på norsk sokkel, riktignok godt hjulpet av flere nye, store funn og nye aktører på sokkelen.

Det kan innvendes at dersom oljeselskapene ønsket riggeksposering, kunne de gjort dette gjennom investering i et profesjonelt riggselskap, fremfor selv å gå inn på et område de kanskje ikke behersker. Også dette ville gi en høy avkastning dersom alle de positive forutsetningene som gis i enkelte investeringsprospekter innfris. (Der antas det at det er ingen forsinkelser eller nedetid, ingen kostnadsoverskridelser, og en meget høy sluttverdi. Investeringen i rigg, som beskattes i landskatteregimet, blir da svært lønnsom.) Strengt tatt må derfor en joint venture-løsning sammenlignes med en løsning der man foretar utbygging med leie og samtidig investerer et sammenlignbart beløp i riggnæringen.

Å eie rigg er imidlertid ikke alltid like lystig. Det vil være fristende for oljeselskaper i perioder med høye riggrater. Men da er innkjøp vanskelig – det er vanskelig å få gode leverandører og det er press i markedet. Oljeselskapet må binde opp knapp innkjøps- og prosjektstyringskompetanse. Det er ofte samvariasjon mellom aktivitet i oljeselskapene og riggselskapene – de to nivåene i verdikjeden har typisk knappe ressurser samtidig. Forsinkelser og overskridelser er regelen. På høy rate er også fallhøyden stor, herunder betydelig nedsiderisiko for restverdien for riggen. De som gjør det best på rigg er store og langsiktige aktører som handler motsyklisk. Men også disse går konkurs innimellom. Dagens ratesituasjon er spesiell, og kan ikke ventes å vedvare. Historisk har det ikke vært en grunnrente innen eie av rigg. Investeringsnivået følger likviditeten i bransjen og gode perioder avløses av virkelig dårlige perioder. Økende markedskonsentrasjon og tekniske handelshindre knyttet til det norske riggmarkedet kan imidlertid tale for at det over tid kan være en viss ekstraordinær avkastning for de etablerte riggselskapene på norsk sokkel. Man er ikke avhengig av å opprette felles eierskap for å endre risikodeling mellom oljeselskaper og riggselskap. Alternativt kan garantering av lån og ulike kontraktsløsninger benyttes for å oppnå ønsket risikodeling.

Litteratur

Corts, K. 2000. *Turnkey Contracts as a Response to Incentive Problems: Evidence from the Offshore Drilling Industry*. working paper. Boston: Harvard University Press.

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

Faktaheftet. 2013. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet; file:///C:/Petter/Praktisk%20% C3%B8konomi%20og%20finans/FAKTA_2013.pdf

- Hart, O. 1995. *Firms, Contracts, and Financial Structure*. Oxford University Press.
- Hillier, B. 1997. *The Economics of Asymmetric Information*, London: MacMillan Press Ltd.
- Milgrom, P. og J. Roberts. 1992. *Economics, Organization, and Management*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall.
- Moen, G.K. 2013. *1000+ wells to get 50 % + recovery!*. Presentasjon på Business Opportunities and Challenges in Mature Fields, Norsk Petroleumsforening, Stavanger, 16–17. april 2013.
- Moomjian, C.A. 1999. «Contractual insurance and risk allocation in the offshore drilling industry». *Drilling Contractor*, January/February, 19–21.
- Osmundsen, P. 2013. «Choice of Development Concept – Platform or Subsea Solution? Implications for the Recovery Factor.» *Oil & Gas Facilities*(SPE), October 2013, Volume 2 Number 5, 64–70.
- Osmundsen, P. 2012. «Innelåsning og markedsmakt i det norske riggmarkedet.» *Samfunnsøkonomen* 8, 32–42.
- Osmundsen, P. 2011. «Samhandling på sokkelen – Kontrakter og insentiver.» *Praktisk Økonomi & Finans* 1, 75–87.
- Osmundsen, P. 1999a. «Risikodeling og anbudsstrategier ved utbyggingsprosjekter i Nordsjøen; en spillteoretisk og insentivteoretisk tilnærming.» *Praktisk Økonomi & Finans* 1, 94–103.
- Osmundsen, P. 1999b. «Kostnadsoverskridelser på sokkelen; noen betraktninger ut i fra kontrakts- og insentivteori.» *Beta*, 1/99, 13–28.
- Osmundsen, P. 2010. «Chasing Reserves – Incentives and Ownership.» I Bjørndal E., Bjørndal, M., Pardalos, P.M., and M. Rönnqvist, eds. 2010. *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. 19–39.
- Osmundsen, P., Rosendahl, K.E., og T. Skjerpen. 2013. *Contract Structure and Rig Rates*, IAEE European Conference 2013, Dusseldorf, August 18–21, 2013.
- Osmundsen, P., Skjerpen, T. og K.E. Rosendahl. 2012a. *Understanding rig rates*. Proceedings, International Association for Energy Economics (IAEE), Venezia, 9–12 september 2012.
- Osmundsen, P., T. Sørenes, and A. Toft. 2008a. «Drilling Contracts and Incentives.» *Energy Policy* 36, 8, 3138–3144.
- Osmundsen, P., T. Sørenes, and A. Toft. 2010a. «Offshore Oil Service Contracts – New Incentive Schemes to Promote Drilling Efficiency.» *Journal of Petroleum Science and Engineering* 72, 220–228.
- Osmundsen, Asche, Misund and Mohn. 2006. «Valuation of International Oil Companies.» *Energy Journal*, 27, 3, 49–64.
- Osmundsen, P, Mohn, K, Asche, F, and B Misund. 2007. «Is the Oil Supply Choked by Financial Markets?» *Energy Policy* 35, 1, 467–474.
- Osmundsen, P., Roll, K., and R. Tveterås. 2010b. «Exploration Drilling Productivity at the Norwegian

Shelf.» *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 73, 122–128.

Osmundsen, P., K.H. Roll and R. Tveterås. 2012b. «Drilling speed – the relevance of experience.» *Energy Economics* 34, 786–794.

Osmundsen, P., Aven, T. and J.E. Vinnem. 2008b. «Safety, Economic Incentives and Insurance.» *Reliability Engineering & System Safety* 93, 1, 137–143.

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

Riggutvalget. 2012. *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*. Utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet, 19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012; http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/bore_og_br_aktivitet_riggutvalget_2012.pdf

Utvinningsutvalget. 2010. *Økt utvinning på norsk Kontinentalsokkel*. Rapport fra ekspertutvalg nedsatt av Olje- og Energidepartementet, avgitt 22. september 2010, ledet av Knut Åm; <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2010/Okt-utvinning-pa-norsk-kontinentalsokkel.html?id=615841>

- 1 En rekke fagpersoner i oljeforvaltningen, oljebransjen og leverandørbransjen takkes for nyttige innspill og kommentarer. Videre takkes tidsskriftets konsulent for konstruktive innspill. Takk til National IOR-Centre, Norges Forskningsråd, for finansiering. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring, Universitetet i Stavanger, 4036 Stavanger; www.uis.no/osmundsen
- 2 Med tidskritiske brønner menes boring som må gjøres innen en viss tidsfrist, ellers går reservene tapt. Det kan eksempelvis skyldes synkende trykk i reservoaret eller at innretningen det skal bores eller produseres fra har begrenset gjenværende levetid.
- 3 På bakgrunn av konsesjonssøknadene som kommer inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningstillatelse (lisens) til en gruppe selskaper. Departementet peker ut en operatør for interessentskapet som skal stå for den operative virksomheten som tillatelsen gir rett til. Rettighetshavergruppen fungerer også som et internt kontrollsystem i utvinningstillatelsen, der hver rettighetshaver har rollen som kontrollør av arbeidet til operatøren. Kilde: Faktaheftet (2013). Stemmerettsregler og andre bestemmelser for interessentskapet (lisensgruppen) trekkes opp av samarbeidsavtalen for den enkelte lisens. En mal er gitt i følgende lenke: <http://www.regjeringen.no/upload/OED/Vedlegg/Konsesjonsverk/k-verk-nye-07.pdf>
- 4 Tallene er basert på dagens rigger med kontrakt i Norge, pluss kommende rigger som skal inn på kontrakter de neste årene. http://www.offshore.no/sak/36618_snart_har_vi_51_rigger_i_norge. Lest 23. april, 2013.
- 5 Sublet-markedet kan være aktivt i perioder, for eksempel i 2009 da oljeselskaper hadde for mye riggekapasitet på bok.
- 6 Se Riggutvalget (2012). Det ble også analysert i Åm-Rapporten: «Utvalet foreslår derfor at styresmaktene arbeider for at det blir enklare å flytte rigger til og frå norsk sokkel, ved at det blir etablert internasjonale standardar og krav med felles tolking og praksis. Det bør undersøkast om det er råd å ta initiativ til slik standardisering gjennom EU eller EØS.»
- 7 Det finnes unntak der oljeselskaper kan benytte riggkontrakt som forhandlingskort for å få andeler i lisenser, eksempelvis Anadarkos kontrakt på rigg for ultradypt vann.
- 8 Riggutvalget (2012).
- 9 Se <http://www.norskindustri.no/article228.html>
- 10 Se Milgrom og Roberts. 1992. *Economics, Organization, and Management*, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall.

- 11 Her er det vel å merke stor variasjon. Det har skjedd en konsolidering i riggbransjen med det resultat at det er en del riggselskaper med god evne til å bære risiko. Samtidig er det nye selskaper på norsk sokkel med begrenset evne til risikobæring.
- 12 Hart (1995).
- 13 Det kan være mye å spare på slike garantier. I artikkelen «Høyere rente for Røkke-rigger», Dagens Næringsliv, 1. februar, s. 18, fremgår det at Aker drilling hadde et obligasjonslån på NIBOR + syv prosentpoeng, mens tilsvarende lån garantert av Aker hadde et rentepåslag på kun fire prosentpoeng.
- 14 http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2013/Pages/04June_CatJ.aspx
- 15 Dagens Næringsliv, 3. mars, 2012, s. 14.
- 16 Uttalelse fra Øystein Håland, områdedirektør for Drift vest i Statoil, til Stavanger Aftenblad, 5. juni 2013, s. 20.
- 17 Valuta oppgis ikke, men vanligvis noteres døgnkostnader for rigg i USD.
- 18 http://www.aftenbladet.no/energi/Statoil-bruiker-12_8-milliarder-pa-nye-superrigger-til-Gullfaks-og-Oseberg-3190317.html#.UkkVvdJ7KGE
- 19 <http://www.dn.no/energi/article2193275.ece>
- 20 http://www.offshore.no/sak/37752_-_mer_loennsomt_aa_leie_enn_aa_eie_rigger