



Universitetet  
i Stavanger

**Osmundsen, P. (2014) Innovasjon innen forsyning og innkjøp av riggtjenester. *Magma*, 17(8), pp. 45-52**

**Lenke til publisert versjon:**

<http://www.magma.no/innovasjon-innen-forsyning-og-innkjop-av-riggtjenester>

(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



# Innovasjon innen forsyning og innkjøp av riggtjenester

Av Petter Osmundsen

## Sammendrag

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. Små oljeselskaper har gått sammen om å danne et riggkonsortium, det er eksempler på endring i risikodelingen mellom olje- og riggselskaper, vi har eksempler på vertikal integrasjon der oljeselskaper eier rigger og der riggselskap har søkt om og blitt tildelt oljelisenser, og det har vært diskusjoner om joint venture mellom olje- og riggselskaper. Artikkelen beskriver og analyserer noen av disse innovasjonstrendene. Perspektivet for analysen er optimal innkjøpsstrategi av riggtjenester for oljeselskap.

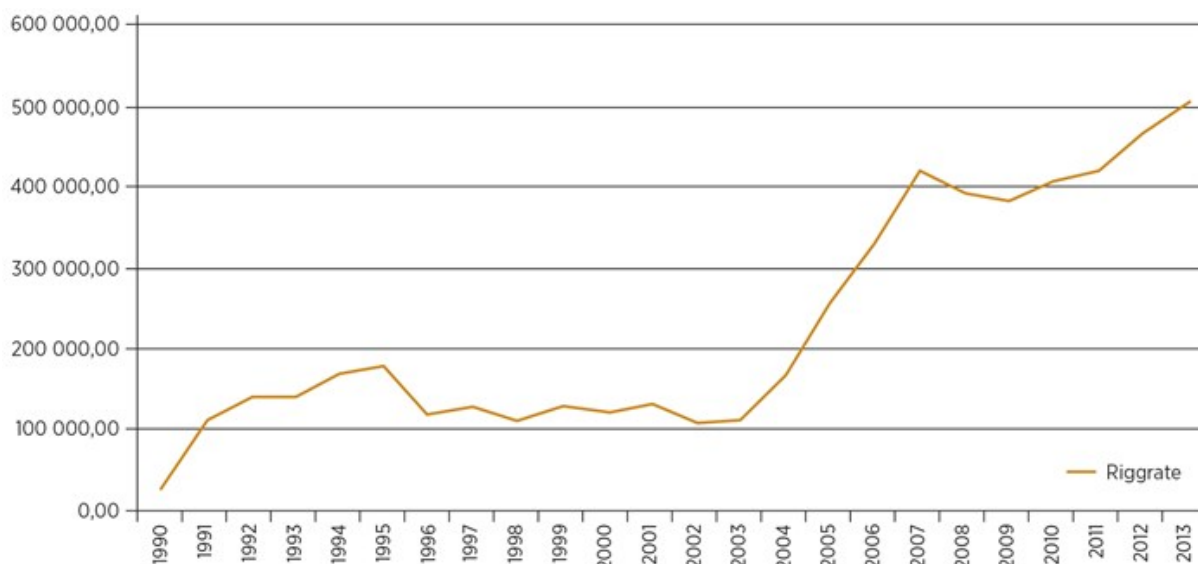
## 1. Innledning

Det har vært en dramatisk vekst i riggratene på norsk sokkel. Døgnraten for flytere har økt fra rundt 28 000 dollar per døgn i 1990 til rundt 500 000 dollar per døgn i 2013.

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 kontraktlengde – 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 konjunkturnedgang 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.

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 plattformer. Mannskap leies av riggselskap, og som regel er også vedlikeholdet av riggene 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: oppjekkbare 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.

Artikkelen bygger på generell økonomisk insentiv- og kontraktsteori, se Hart (1998), Hillier (1997) og Milgrom og Roberts (1992). I tillegg bygger artikkelen på mer spesifikk forskning innen boring, for eksempel Moomjian (1999), Corts (2000), Corts og Singh (2004), Osmundsen (2012, 2013) og Osmundsen mfl. (2010, 2012, 2013).



Figur 1: Døgnrater på norsk sokkel for flutere, i USD, for perioden 1990- 2013. Datakilde: RS Platou.

I tillegg har jeg hatt en serie møter og samtaler med fagpersoner som sitter nært på beslutninger knyttet til rigganskaffelse, herunder tekniske og organisatoriske forhold, jus og beskatning. Jeg har også hatt innsyn i riggkontrakter som benyttes på norsk sokkel. Det bør presiseres at emnet 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 osv. 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 om side med ulike løsninger. Internasjonalt finnes det tilsvarende mange ulike løsninger for rigganskaffelse. Det finnes allikevel en del generell innsikt som er av interesse: Under hvilke forhold er gitte organisatoriske og kontraktsmessige løsninger aktuelle, og hvordan bør organisatoriske løsninger og kontrakter skreddersys til hverandre? På basis av teori og tilgjengelig empiri kan man si noe om under hvilke forhold bestemte organisatoriske og kontraktsmessige løsninger egner seg best. Optimal utforming av rigganskaffelse vil blant annet avhenge av om oljeselskapene har tidskrisiske boremål,<sup>2</sup> partenes evne og vilje til å bære risiko samt innkjøpers kompetanse og kapasitet til å styre og følge opp anskaffelser.

Insentivteori anbefaler at når man utformer en kontrakt mellom to parter, må man avveie to hensyn.<sup>3</sup> Det ene hensynet er insentiver. Den kontraktsparten som har best mulighet til å vurdere og påvirke et utfall, bør også bære risikoen knyttet til dette. Det andre hensynet er risikodeling – risiko bør bæres av den parten som er best egnet til det. Disse to hensynene er ofte i konflikt. Eksempelvis presser oljeselskapene nå på for at oljeserviceselskaper og riggselskaper skal ha sterkere insentiver slik at produktiviteten går opp. Insentiver er imidlertid uløselig sammenknyttet med usikkerhet, en insentivordning vil gi en mer usikker betaling for leverandørene. Det er et problem når disse står overfor fallende rater og svekket soliditet og likviditet. Man må følgelig gjøre en riktig avveining mellom de to hovedhensynene bak insentivutforming.

Store internasjonale oljeselskaper har ofte høy egenkapital og har spredd sin risiko på en rekke prosjekter i mange land. Systemet med lisenser sprer videre risikoen i enkeltfelt mellom flere selskaper. En leverandørbedrift, til sammenligning, kan derimot ha stor eksponering mot en enkeltkontrakt. Standardkontraktene tar ofte utgangspunkt i en slik konstellasjon og legger mye av risikoen på oljeselskapene, med den konsekvens at leverandørene kan ha svake insentiver. Mindre oljeselskaper har derimot mindre risikospredning og mindre finansielle reserver enn en del internasjonale leverandører, og andre kontraktsløsninger kan da være optimale.

## 2. Ny type riggselskap

Norsk sokkel er bygget ut av store oljeselskaper, og kontraktsmalene er tilpasset dette. Nye selskaper har andre behov, blant annet innen risikodeling. Innen boring er det i hovedsak oljeselskapene som bærer oljepris-, valuta- og produksjonsrisikoen. Problemstillingen med kontrakter der leverandørene bærer større risiko, presser seg frem i Norge med etablering av nye og ofte mindre oljeselskaper. Disse har ikke samme evne til å bære økonomisk risiko som eksisterende selskaper på norsk sokkel, og er avhengig av å dele risiko med leverandørbedriftene. Sistnevnte får til gjengjeld ta del i oppsiden i prosjektene. Ettersom vi her ofte snakker om mindre prosjekter, vil den økte risikobæringen for leverandørene være innenfor deres risikokapasitet.

Det nystartede selskapet Aker Exploration synes å sikte seg inn mot behovet for større kontraktsmangfold. De skal tilby rigg til leteboring på norsk sokkel. Mot å ta hele borekostnaden skal Aker Exploration få en andel i olje- eller gassfeltet dersom det gjøres funn.<sup>4</sup> Dette representerer vertikal integrasjon, vi har et selskap som både er oljeselskap og leverer riggtjenester. Dette er en interessant nyskaping på norsk sokkel. I tillegg til at det fremskaffer sårt tiltrengte rigger tilpasset norske krav, representerer det også en kontraktsmessig nyvinning der oljeselskaper avlastes på kostnads- og risikosiden. Dette skulle være spesielt tilpasset nye aktører på sokkelen.

Sammenlignet med tradisjonelle riggselskaper stiller dette imidlertid større krav til evnen til å bære risiko og til bredde i kompetansen – man må også ha kompetanse innen energimarkeder og reservoarforhold. Utfordringen er å unngå problemet med ugunstig utvalg (*adverse selection*), det vil si en situasjon der oljeselskaper på basis av bedre reservoarkjennskap (asymmetrisk informasjon) kun tilbyr medeierskap i de minst attraktive blokkene, og tar de andre blokkene for egen regning. Ugunstig utvalg er imidlertid et generelt problem for selskaper som ønsker å kjøpe oljefelt. En annen utfordring er å overvinne utfordringer knyttet til et tidvis lite likvid annenhåndsmarked for lisenser på norsk sokkel. De store selskapene på norsk sokkel har tradisjonelt vist seg lite interessert i å selge lisensandeler. Med utgangspunkt i ambisiøse produksjons- og reservemålsettinger har de ofte vært mer interessert i lisensbytte enn -salg. Å bytte riggkapasitet mot eierandeler kan derfor vise seg som en krevende utfordring ettersom Akers forretningsmodell her baserer seg på å overbevise samtlige deltakere i de aktuelle lisensene. Normalt sett er dette tid- og ressurskrevende forhandlinger. Godt hjulpet av et stramt riggmarked lyktes selskapet imidlertid med å skaffe seg avtaler. Aker Exploration inngikk eksempelvis en avtale om overtagelse av 30 prosent av ENIs eierandel på 100 prosent i PL 259 mot å stille med riggen «Aker Barents». I tillegg kjøpte Aker Exploration ENIs eierandel på 55 prosent i PL 256.5 I 2009 ble Aker Exploration slått sammen med Det norske, og ble til Det norske oljeselskap.<sup>6</sup>

Det vil representere en samfunnsøkonomisk gevinst dersom kobling mellom lisenstransaksjoner og riggtilgang øker likviditeten i lisensmarkedet. Generelt synes likviditeten i det norske lisensmarkedet å ha økt, og Aker Exploration hadde god timing. En utfordring ville vært at likviditeten svinger over tid, noe som kan være en del av bakgrunnen for fusjonen. Kombinasjonen av riggeierskap og egne lisenser synes å være mer fleksibel ettersom behovet for å bytte riggtilgang mot lisenser er mindre. Til en viss grad åpner den også for lisensbytte.

Bytting av lisensandeler mot borekapasitet er en videreutvikling av såkalte *farm in / farm out*-arrangementer. Dette er en avtale der et selskap overtar en bestemt eierandel i en utvinningslisens mot å yte visse tjenester. En typisk tjeneste er boring av en eller flere brønner. Bakgrunnen for slike arrangementer kan være manglende tilgang på riggkapasitet eller budsjettmessige begrensninger på letemidler hos oljeselskapet, som «farmer out». Ved å gi fra seg noe av eierandelen i feltet slipper de å betale for rigg. Sistnevnte er spesielt aktuelt for nye selskaper på norsk sokkel som ikke har bygget opp egen produksjon. Tidligere har disse *farm in / farm out*-arrangementene vært mellom oljeselskapene. Aker Exploration og Aker Drilling er eksempel på en kombinasjonsløsning av

riggselskap og oljeselskap med felles eierinteresser for gjennomføring av slike arrangementer. Det finnes også enkelte andre riggselskaper internasjonalt som tilbyr slike løsninger. Dette krever at riggselskapene må utvide sin kompetansebase utover riggoperasjoner og må erverve kunnskap om blant annet geologi og reservoar for å beherske de nye risikoer og muligheter som selskapet står overfor.

Det er et relevant spørsmål om eksemplene på vertikal integrasjon, der oljeselskaper skaffer seg rigg eller riggselskaper søker lisenser, primært er drevet av konjunkturbildet, eller om det representerer en bærekraftig og fundamental forretningsstrategi. Mangel på riggtilbud fremtvinger i dag spesielle løsninger. I tillegg er det slik at svært høye riggrater gjør det fristende for oljeselskaper med riggeie som supplerende forretningsdrift. Det gjenstår imidlertid å se om denne typen strategier overlever en nedgangskonjunktur med kjøpers marked for riggtjenester. Det er antagelig ikke helt uten grunn at oljeselskaper normalt sett ikke eier rigger. Skjærene i sjøen er flere. Risikoen er stor, da man normalt ikke får samme risikospredning som store, internasjonale oljeselskaper oppnår gjennom deleie i mange ulike lisenser. Små oljeselskaper mister fleksibilitet gjennom eierskap til riggkapasitet, og det er høyst usikkert om de har finansielle muskler til å sitte med riggkapasitet over tid. Risikoeksponeringen påvirkes imidlertid av kontraktene man benytter, og her kan man også tenke seg nye løsninger. Hvis man klarer å omsette riggslots i mange felt med ulik geologisk struktur, oppnår man å redusere den geologiske risikoen. Forutsetningen er da at man oppnår en viss skala og spredning på aktiviteten. En annen vanlig innvending mot at oljeselskaper skal eie rigg, er det ikke inngår i deres strategiske kjerne (fokuseringsstrategi), man kan ikke være god på alt. Egen riggflåte vil dessuten over tid normalt ikke matche egen lisensportefølje, og man kan fort ende i en situasjon der man som riggselskap er leverandør til selskaper man konkurrerer mot som oljeselskap. For internasjonale oljeselskaper vil man ha geografisk mismatch, og det er dyrt å flytte rigger. Man vil også som oljeselskap normalt ha et varierende riggbehov. De store internasjonale oljeselskapene ønsker normalt ikke å sitte med kontinuerlig riggeksponering gjennom eierskap når borebehovet varierer sterkt både i tid og i geografisk utbredelse. I sum er det derfor mange argumenter som her taler for tjenesteutsetting. Unntaket kan være situasjoner der man ser et langsiktig borebehov for en bestemt type rigg.

Internhandel av riggtjenester reiser spørsmål knyttet til skattetilpasning. Man vil kunne spare skatt dersom Aker Drilling leier ut rigg på høye rater til Aker Exploration. Dette er en problemstilling som nok følges opp av Oljeskattekontoret. Her er det flere interessante skattefaglige spørsmål. Hva om man eksempelvis leier ut en rigg som har bedre utrustning enn jobben den settes til? I utgangspunktet er kanskje svaret på denne problemstillingen klart, men den er uansett utfordrende, ikke minst i praktisk gjennomføring av sammenligningene. Utgangspunktet i internprising må være at det betales for den riggen en har behov for, men en dyrere rigg kan ha andre kvaliteter som er nyttige, og som en uavhengig part ville betalt for. Disse må prises. Altså ikke helt enkelt, men heller ikke helt umulig. Man må også ta i betraktning om det på det gjeldende tidspunkt ville vært mulig å få tak i en annen rigg.

Internhandel av riggtjenester er et eksempel langsiktige transaksjoner som egner seg for såkalt *advance price agreements* (APA). Disse åpner opp for at selskaper på frivillig basis kan be skattemyndighetene om bindende forhåndstilsagn om beskatning, forutsatt at selskapet gir skattemyndighetene adekvat informasjon om relevante aspekter for beskatningen. Innen oljebeskatning er det ikke positive hjemler for APA ved internprising, unntatt for gass, men skatteavtalene er en generell hjemmel som er antatt å gi grunnlag for forhåndsavtaler i internprising. Grunnlaget er ennå ikke anvendt ved OSK, men har vært brukt ellers i Skatteetaten. En APA vil være bindende for begge parter og kan ikke ankes. Tanken er at avtalen skal gi økt forutsigbarhet for skattyter samt redusere administrative kostnader for skattyter og skatteetat. Det er imidlertid uklart hvor langt denne forutsigbarheten går, ettersom det er begrensninger på løpetid, og myndighetene står fritt til å endre avtalen dersom de får tilgang til ny informasjon om markedsforhold på tidspunktet for signering av kontrakten.

### 3. Nye kontrakter

Riggselskaper og oljeserviceselskaper må oppfordres til å utforme kontrakter som egner seg for nye småselskaper på sokkelen. Dette vil måtte innebære en annen risikodeling enn i dagens kontrakter. Dagens kontrakter bærer preg av at selskapene på norsk sokkel har vært store internasjonale selskaper med stor evne til å bære risiko og høy kompetanse til å styre boreoperasjoner. For en del av de nye selskapene på norsk sokkel er dette annerledes. De vil ønske å velte mer risiko over på leverandørene, og de er i mye større grad avhengige av å kjøpe eksternt kompetanse. For å fylle denne etterspørselen må leverandørene øke sin kompetansebase samt utvikle egnede systemer for risikostyring. Risikoeksponeringen må imidlertid til enhver tid avstemmes nøye mot leverandørens evne til å bære risiko. Forskning viser at *turnkey*-kontrakter primært benyttes for letebrønner som bores med *jackup*-rigger på grunt vann, og oljeselskapene som benytter slike kontrakter, er små selskaper med begrenset erfaring og finansiell soliditet (Corts 2000). Letebrønner i Nordsjøen for enkelte av de nye selskapene på norsk sokkel skulle passe inn i denne beskrivelsen. Brønnintervensjon er et annet mulig eksempel.

Etablering av insentiver innen boring kan komme i konflikt med kontrollerbarhetsprinsippet – det er ikke formålstjenlig at en leverandør får avlønning knyttet til prestasjoner som de ikke kan styre selv. Det har vært en utfordring innen boring, der det er stor grad av spesialisering og mange leverandører som bidrar inn mot mål som borehastighet. *Turnkey*-kontrakter vil si at man samler alle tjenestene under samme paraply, med én leverandør som ansvarlig. Etablering av slike kontrakter forutsetter imidlertid at det er boreselskaper som er villige til å bære den økte risikoen samt utvide sitt tjenestespekter og virkeområde. Mange av tjenestene vil bli kjøpt av underleverandører, men det vil innebære ansvar for prosjektstyring og koordinering. Det synes bare i begrenset grad å være vilje til dette hos dagens leverandører. Det er blant annet et klart skille mellom boreselskaper og oljeserviceselskaper, og ingen av disse synes å være spesielt villige til å bære reservoarriksiko og oljeprisrisiko.

Det er mulig med mellomløsninger, at man ikke har én totalleverandør for boring, men i hvert fall færre leverandører gjennom at flere boretenester leveres av samme oljeserviceselskap. Dette forenkler innkjøps- og styringsprosessen for oljeselskapet. Det åpner også opp for økt bruk av insentivavtaler ettersom leverandøren som leverer flere tjenester, får større kontroll over boreprosessen. Samarbeidet mellom Pertra og Halliburton indikerer at det kan være økt verdiskapning knyttet til nye innkjøpsmodeller av denne typen. En utvikling i retning av samordnede leveranser burde også være av interesse for internasjonale oljeselskaper. Gevinstene i form av bedre koordinering og reduserte transaksjonskostnader synes sammenlignbare med samordningen på leverandørsiden vi har sett i utbyggingsprosjekter ved innføring av EPC-kontrakter.<sup>7</sup> Fordelene med økt samordning på leverandørsiden må imidlertid veies opp mot ulempene ved at det blir redusert konkurranse – det er i praksis få selskaper som kan tilby et slikt bredt tjenestespekter.

Kostnadsøkningene i oljebransjen er et betydelig problem. Desentral kontraktstruktur kan på dette området medføre suboptimering. På prosjektnivå kan det være optimalt med svært sterke insentiver (konkurransedyktige rater), men for sokkelen som helhet kan dette virke kostnadsdrivende. For norsk sokkel vil det derfor være en avveining av velferdseffekter i nye kontraktsformer, der eventuelle effektivitetsgevinster av økte insentiver må veies mot økt kostnadsnivå. Mens store oljeselskaper vil internalisere mye av kostnadsveksten på sokkelnivå, og dermed ha tilnærmet sammenfallende interesser med myndighetene, vil oljeselskaper med liten portefølje på norsk sokkel hovedsakelig vektlegge insentivhensyn. Tilleggsinsentivene i oljeservicekontrakter rapporteres å være lønnsomme for den enkelte lisens. For å evaluere lønnsomheten på sokkelnivå må man imidlertid også hensynta eventuell smitteeffekt i form av økte rater i konkurrerende lisenser. Tilleggsinsentivene representerer imidlertid så små beløp at dette ikke er et betydelig problem. Derimot skal man ønske velkommen nytenkning på et kontraktsområde som har vært svært konservativt.

Oljeselskapene må utfordres til å vektlegge teknisk og organisatorisk kvalitet ved tildeling av kontrakter, herunder også teknisk ytelse utover spesifikasjonene, for derigjennom gi insentiver til utvikling av ny teknologi og nye løsninger.

## 4. Nye oljeselskaper – riggekonsortium

Nye selskaper på sokkelen har vært spesielt utsatt for riggmangel. På grunn av lav aktivitet har det vært vanskeligere for disse å få tilgang til rigg, ettersom riggselskapene primært ønsker å forholde seg til store kunder som legger inn store og langsiktige ordrer. Dette kan gi problemer for nykommerne med å oppfylle myndighetspålagte boreforpliktelser, som er nedfelt i arbeidsprogrammene. I tillegg kommer selvsagt forventninger og krav fra utålmodige aksjonærer.

Syv mindre selskaper har gått sammen om å leie inn en rigg gjennom et riggekonsortium ledet av DPT (nå AGR). Disse nye selskapene er stort sett samlokalisert, i Veritas-bygget i Stavanger. Dette har muliggjort en felles sikkerhetssentral mot boreoperasjonen, som går på skift etter hvilket selskap som besitter riggen. Skalafordele og samlokalisering er altså her på operatørsiden. Ellers har selskapene gått langt i retning av *outsourcing* av driften av riggen, lengre enn de større selskapene, ettersom de mangler egen kompetanse på dette. En annen aktør innen riggekonsortium er Rig Management Norway. Tilbakemeldingene på konsortiene er etter det jeg erfarer, gode.

Små oljeselskaper ønsker en annen risikodeling mot leverandørene og andre kontraktsformat, eksempelvis at leverandør bærer en del følgekostnader ved nedetid, eller at leverandør tar del i produksjons- og oljeprisrisiko. Et hinder er her at leverandørene normalt ikke har evne eller vilje til å ta denne typen risiko. Leverandørenes tilsvarende er at de nye selskapene ikke er villige til å betale for alt ansvaret de ville ha overført. Det er eksempler fra Storbritannia på at denne typen risikooverveltning på leverandørene medførte reforhandling av kontrakten; leverandøren klarte ikke å bære risikoen. Tilsvarende erfaringer er gjort innen utbyggingsprosjekter på norsk sokkel; se Osmundsen (1999a, 1999b). Lærdommen er at det ikke er formålstjenlig å legge inn mer risiko enn leverandøren kan bære. Leverandørene – med enkelte unntak – ønsker i utgangspunktet ikke kontrakter knyttet mot produksjonsvolum eller salg, ettersom de ikke er villige til å ta reservoarrisiko eller prisrisiko. På mindre felt kan det imidlertid være at leverandørene er bedre egnet til å bære denne typen risiko enn nyetablerte oljeselskaper. En implikasjon av manglende evne og vilje til risikobæring i leverandørleddet er at ikke alle oljeselskaper er egnet til store feltutbygginger. I en del tilfeller vil det være å foretrekke at andeler videreselges til selskaper som har tilstrekkelig gjennomføringsevne. Utbyggingsprosjekter på norsk sokkel krever ofte svært mye av operatørselskapets organisasjon i form av kompetanse og kapasitet. Det er en del oppgaver, blant annet innen prosjektoppfølgning, som det ikke er formålstjenlig å sette ut. Dette er oppgaver som inngår i selskapenes strategiske kjerne. Videre krever slike utbygginger svært mye av lisensdeltakernes soliditet og likviditet – overskridelser og forsinkelser kan være tunge å bære for nye aktører. Antagelig er det imidlertid bare et tidsspørsmål før det utvikles et marked for risikobæring i leverandørmarkedet, for å dekke denne nye etterspørselen.

## 5. Nye riggtyper

Statoil har gått fra en situasjon der de stoppet innleieprosess for rigger i 2008, til en mer aktiv anskaffelsesprosess for rigg som også inkluderer design av nye riggkategorier og vurdering av eierskap av rigg. En forespørsel om innleie av rigg ble sendt ut av StatoilHydro sommeren 2008 og omfattet både halvt nedsenkbare flyterigger og oppjekkable borerigger med kontraktstart innen utgangen av 2012.8 Selskapet ba om oppdaterte tilbud fra leverandørene og fikk en reduksjon i tilbudte rater. Til tross for dette valgte de å terminere anskaffelsesprosessen fordi ratene ble vurdert å være for høye.

Statoil har i samarbeid med internasjonale leverandører utviklet helt nye riggkonsept til bruk for økt utvinning og nye felt.9 I mai 2011 tildelte Statoil kontrakten med å bygge to nye borerigger til bruk på

norsk sokkel, kategori D, til Songa Offshore. Til sammen har de bestilt fire slike rigger av Songa. Målet er at den nye riggtypen skal utføre arbeidet 20 prosent mer effektivt enn de konvensjonelle riggene. Her har det vært utfordringer knyttet til soliditeten til Songa, og det rapporteres om problemer ved verftene og forsinkelser.<sup>10</sup> *Dagens Næringsliv* melder 26. november 2013 (s. 6 og 7) at «Statoil er den største bidragsyteren i det som skal være den endelige redningen av det finansielt skakkjorte riggselskapet Songa Offshore». Statoil, långivere og eiere bidrar for å redde selskapet fra konkurs. Statoil bidrar i henhold til avisen i form av å øke riggratene for de fire riggene med til sammen 300 millioner dollar. Statoil får tilbakebetalt 100 millioner dollar om selskapet erklærer alle åtte opsjoner for forlengelse av de fire riggene.

I april 2012 inngikk Statoil en kontrakt med Aker Solutions om et nytt rigggkonsept, Kategori B. Kategori B-konseptet er designet for å gjøre forskjellige typer brønnintervensjoner ved bruk av kabel og kveilerør-operasjoner. I tillegg er riggtypen designet for å gjøre sidestegsboring fra produksjonsrør (*Through Tubing Rotary Drilling*, TTRD). Aksjekursen til Aker Solutions reagerte negativt på signeringen, ettersom inntektene var låst, mens kostnadene var usikre. I juni 2013 ble partene enige om å kansellere kontrakten om leie av den nye riggkategorien.<sup>11</sup> Etter det jeg forstår, var det uenighet om kostnadsdeling for modning av det nye rigggkonseptet. Hver av partene vil dekke egne påløpte kostnader.

## 6. Konklusjon

De siste årene kan man observere betydelig innslag av innovasjon innen riggforsyning og -organisering på norsk sokkel. Dette er dels drevet frem av det faktum at kostnadsvekst over mange år har satt lønnsomheten under press, og dels som respons på at nye oljeselskaper på sokkelen har andre behov enn de etablerte, store oljeselskapene.

Innovasjonen har skjedd langs flere dimensjoner. Det er teknisk innovasjon. Nye og mer spesialiserte riggtyper er utviklet. Tanken er at disse både skal kunne være mer kostnadseffektive og produktive når de spesialdesignes for mer spesialiserte oppdrag. Nye riggkategorier har på kort sikt møtt motbør i leverandørmarkedet, men vil antagelig utgjøre en sentral del av et framtidig norsk riggmarked. Det vil være enklere å etablere spesialtilpassede rigger i et mindre stramt riggmarked. Det er i tillegg skjedd mye innovasjon på kontraktssiden og på organisering. Eksempler er endringer i risikodeling i kontrakter og vertikal integrasjon.

Noen av endringene kan til en viss grad være konjunkturbestemt. Et eksempel på dette kan være oljeselskaper som eier rigg. Andre endringer vil representere varige justeringer i samarbeidsforholdet mellom oljeselskaper og leverandører. Nye oljeselskaper ønsker i mindre grad enn de etablerte å bygge opp store interne staber til å følge opp boreoperasjoner. Dette vil medføre en utvikling i retning av at leverandører tar seg av flere funksjoner enn det som har vært vanlig på norsk sokkel. Vi ser større grad av *turnkey*-kontrakter og sammenkobling av tjenester. Det stiller store krav til bredde i leverandørens kunnskap og større evne og vilje til å bære risiko. I en overgangsfase vil dette kunne ventes å skape en del utfordringer.

Caset med en tiårig oppgangskonjunktur og nyetablerte selskaper innen boring har en del observasjoner som kan være av interesse også for andre næringer. Den første innsikten er knyttet til endringer i kontrakter og organisering av verdikjeden i oppgangskonjunktoren. Forhandlingsmakt står her sentralt. Når kapasitetsutnyttelsen er høy i leverandørmarkedet, skifter forhandlingsmakten over på leverandørene. De kan da diktere en del kontraktsbetingelser. Mens innkjøperbedriftene ønsker et fleksibelt leverandørmarked og korte kontrakter tilpasset løpende behov, ønsker leverandørene forutsigbarhet i form av lengre kontrakter. Vi ser derfor systematisk at kontraktslengden går opp når kapasitetsutnyttelsen øker i leverandørsektoren.<sup>12</sup> I tillegg ser man en sterk økning i ratene. Ved kortere konjunktursyklus ser man ikke nevneverdige endringer i organisering av verdikjeden. Ved denne lange oppgangskonjunktoren fikk man en bevegelse mot vertikal integrasjon, der innkjøperne i økende grad vurderte å etablere seg i leverandørleddet. Høye rater og kort nedbetalingstid ga en klar



motivasjon for dette. Det er vanskelig å avgjøre i hvor stor grad dette var reelt, og i hvilken grad det representerte forhandlingsutspill. Vertikal integrasjon vil forutsette at innkjøperne har nødvendig kompetanse og finansiell kapasitet. For de store innkjøperbedriftene var det tilfellet. Utviklingstrekket i retning av vertikal integrasjon ventes å være konjunkturbestemt, motivasjonen er ikke den samme når riggratene nå ventes å falle betraktelig.

Utviklingstrekk som følge av et mer variert aktørbilde forventes imidlertid å være varig og få økt utbredelse over tid. Eksisterende kontrakter er i stor grad tilpasset en situasjon med store innkjøperbedrifter. Med etablering av en rekke mindre bedrifter er det behov for andre kontrakter. Tregheten på området er betydelig, men det er bevegelse. Redusert kapasitetsutnyttelse ventes å presse fram nødvendige endringer. Nedgangskonjunktur ventes også å presse fram økt innslag av insentiver i kontraktene. Med fallende produktivitet er det nødvendig med forsøk på dette området, og ved suksess kan det ventes at dette kan gi varige kontraktsendringer. En uheldig side er at det er nedgangskonjunktoren som presser leverandørene til å gå inn på endringer i risikobæring og insentiver, altså i en periode der risikokapasiteten til leverandørene er begrenset.

*To anonyme tidsskriftkonsulenter og en rekke fagpersoner i oljeforvaltningen, oljebransjen og leverandørbransjen takkes for nyttige innspill og kommentarer. Norges forskningsråd (Petrosam 2) takkes for finansiering.*

- 1: *Annen relevant bakgrunns litteratur for petroleumssektoren er analyse av kostnadsoverskridelser (Osmundsen 1999a, 1999b), verdsetting (Osmundsen mfl. 2006, 2007), insentiver, sikkerhet og eierskap (Osmundsen 2006, 2008a, 2008b, 2010, 2011) og boreproduktivitet (Osmundsen mfl. 2010, 2012). Sentrale offentlige utredninger på området er Utvinningsutvalget (2010) og Riggutvalget (2012).*
  - 2: Moen (2013).
  - 3: Hart (1995).
  - 4: Stavanger Aftenblad, 12. april 2006.
  - 5: <http://www.dn.no/energi/article1204240.ece>
  - 6: <http://e24.no/makro-og-politikk/det-norske-og-aker-exploration-fusjonerer/3232536>
  - 7: *EPC står for engineering, innkjøp (procurement) og konstruksjon (construction). Det er en vanlig kontraktsform for bygging av offshore-konstruksjoner. En totalleverandør er her ansvarlig for alle disse funksjonene. Tidligere ble de ulike delene satt ut til ulike leverandører, og prosjektet ble koordinert av oljeselskapene. For en diskusjon av utfordringer ved innføring av EPC-kontrakter på norsk sokkel, se Osmundsen (1999a, 1999b).*
  - 8: <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2008/Pages/22DecRig.aspx>
  - 9: [http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/TechnologyManagement/Pages/Statoils %20riggstrategi.aspx](http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/TechnologyManagement/Pages/Statoils%20riggstrategi.aspx)
  - 10: <http://www.dn.no/energi/article2670029.ece>
  - 11: [http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2013/Pages/24Jun\\_CatB.aspx](http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2013/Pages/24Jun_CatB.aspx)
  - 12: Osmundsen mfl. (2012).
- 
- Corts, K. (2000). *Turnkey Contracts as a Response to Incentive Problems: Evidence from the Offshore Drilling Industry*. Working paper. Cambridge: 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*. Oxford: Oxford University Press.
  - Hillier, B. (1997). *The Economics of Asymmetric Information*. London: MacMillan Press.
  - Milgrom, P. og J. Roberts (1992). *Economics, Organization, and Management*. Englewood Cliffs: 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*, januar/februar: 19–21.
- 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: 13–28.
- Osmundsen, P. (2010). *Chasing Reserves – Incentives and Ownership*. I E. Bjørndal, M. Bjørndal, P.M. Pardalos og M. Rönnqvist (red.), *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*, s. 19–39. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.
- Osmundsen, P. (2011). *Samhandling på sokkelen – Kontrakter og insentiver*. *Praktisk økonomi og finans*, 1: 75–87.
- Osmundsen, P. (2012). *Innelåsning og markedsrett i det norske riggmarkedet*. *Samfunnsøkonomen*, 8: 32–42.
- Osmundsen, P. (2013). *Choice of Development Concept – Platform or Subsea Solution? Implications for the Recovery Factor*. *Oil & Gas Facilities (SPE)*, 2(5): 64–70.
- Osmundsen, P., A. Toft og K.A. Dragvik (2006). *Design of Drilling Contracts – Economic Incentives and Safety Issues*. *Energy Policy*, 34: 2324–2329.
- Osmundsen, P., K. Mohn, F. Asche og B. Misund (2006). *Valuation of International Oil Companies*. *Energy Journal*, 27(3): 49–64.
- Osmundsen, P., K. Mohn, F. Asche og B. Misund (2007). *Is the Oil Supply Choked by Financial Markets?* *Energy Policy*, 35(1): 467–474.
- Osmundsen, P., T. Sørenes og A. Toft (2008a). *Drilling Contracts and Incentives*. *Energy Policy*, 36(8): 3138–3144.
- Osmundsen, P., T. Aven og J.E. Vinnem (2008b). *Safety, Economic Incentives and Insurance*. *Reliability Engineering & System Safety*, 93(1): 137–143.
- 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., K. Roll og R. Tveterås (2010). *Exploration Drilling Productivity at the Norwegian Shelf*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 73: 122–128.
- Osmundsen, P., K.H. Roll og R. Tveterås (2012). *Drilling speed – the relevance of experience*. *Energy Economics*, 34: 786–794.
- Osmundsen, P., T. Skjerpen og K.E. Rosendahl (2012). *Understanding rig rates, proceedings, International Association for Energy Economics (IAEE)*. Venezia, 9.–12. september 2012.
- Osmundsen, P., K.E. Rosendahl og T. Skjerpen (2013). *Contract Structure and Rig Rates*. *IAEE European Conference, Dusseldorf*, 18.–21. august 2013.
- 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](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/bore_og_br_aktivitet_riggutvalget_2012.pdf), lesedato: 18. august 2014.
- 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>, lesedato: 18. august 2014.