



Universitetet
i Stavanger

Osmundsen, P. (2009) Incentivutforming innen riggkontrakter.
Beta : Scandinavian Journal of Business Research, 23(2), pp. 1-17

Lenke til publisert versjon:

<http://www.idunn.no/ts/beta/2009/02/art02?highlight=#highlight>

(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 fagfellevurdering, såkalt postprint.

Dersom du skal sitere artikkelen anbefales det å bruke den publiserte versjonen



Insentivutforming innen riggkontrakter

av Petter Osmundsen

Knapphet på rigger og personell har ført til en viss kreativitet i utforming av insentivkontrakter innen boring. Så langt er det imidlertid ikke så store forskjeller mellom kontraktene som er i bruk. Artikkelen beskriver og analyserer insentivstrukturen som boreselskapene står overfor. Denne er direkte bestemt av kompensasjonsformatet i eksisterende og fremtidige borekontrakter. Indirekte ligger det også sterke insentiver i kriteriene oljeselskapene benytter for tildeling av boreoppdrag. Endring i kontraktsformat reiser en rekke aktuelle spørsmål innen ressursforvaltning, og artikkelen går i dybden på noen av disse. Fremmer evalueringskriteriene for tildeling av bore- og serviceoppdrag utvikling av ny teknologi og nye løsninger? Hvordan vil økt fokus på effektivitet påvirke reservoarutnyttelsen?

1. Innledning

Oljevirkosomheten på norsk kontinentalsokkel er i dag preget av riggmangel og svært høye rater. I tillegg observeres en urovekkende nedgang i boreeffektivitet. I en situasjon med riggmangel blir det ekstra viktig å utnytte riggtiden mest mulig effektivt. Dette har aktualisert bruk av insentivmekanismer i rigg- og oljeservicekontrakter. Denne artikkelen analyserer insentivstrukturen i borekontrakter.¹

Artikkelen drøfter både mikro- og makrodimensjoner ved riggmarkedet og kontrakter. Mikrodimensjonen er hvordan kontraktene fungerer for den enkelte markedsaktør. Insentivstrukturen til den enkelte boreentreprenør kartlegges - den består ikke bare av belønningsstrukturen i riggkontraktene, men også evalueringskriterier oljeselskaper benytter ved tildeling av boreoppdrag. Jeg drøfter påstanden om at man innen boring har hatt ubalanserte insentiver, ved at man har belønnet oppetid, men i liten grad effektivitet. Et annet viktig spørsmål på mikroplanet er i hvilken grad kvalitetsforskjeller vektlegges i anbudsevaluering; er pris - det mest transparente kriteriet - dominerende? Har leverandørene sterke nok insentiver mht å utnytte mulighetene som eksisterende teknologi gir i forbindelse med leveranse av tjenester (inkluderer endringer i arbeidsprosesser), og til å utvikle nye teknologiske løsninger? En sentralt funn i studiet av riggkontrakter er at disse er relativt standardiserte, med liten grad av skreddersøm. Så lenge norsk sokkel primært var drevet av store selskaper var sikkert dette akseptabelt. I de senere år har imidlertid en rekke små selskaper etablert seg på norsk sokkel. Et fokus for analysen er derfor om eksisterende kontrakter er tilpasset små oljeselskaper. Disse har andre behov, blant annet hva gjelder risikodeling og arbeidsdeling mot boreleverandørene.

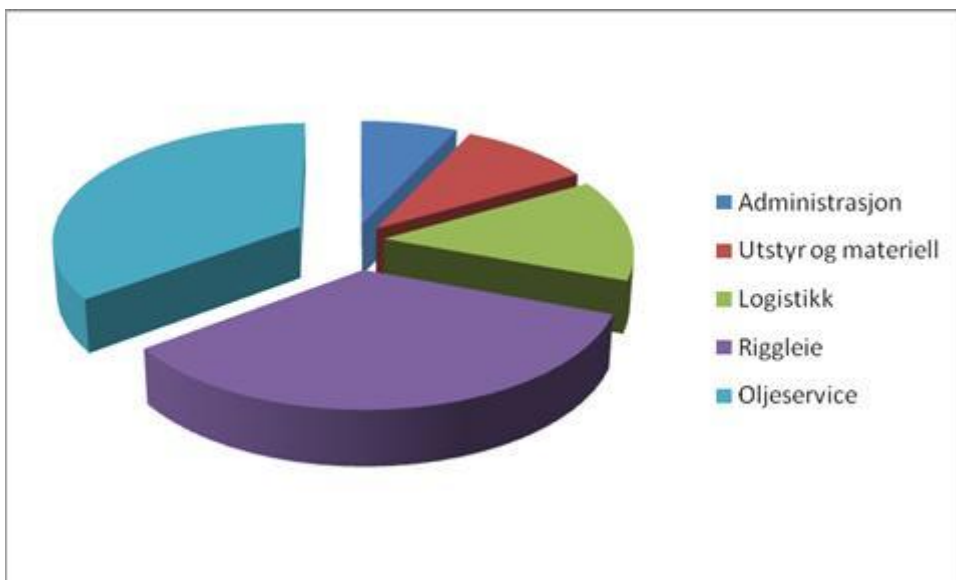
I tillegg analyseres makrodimensjoner i riggmarkedet. Selskapene og myndighetene har i utgangspunktet felles interesse av best mulig utnyttelse av knapp borekapasitet. Dersom knapp riggkapasitet og redusert boreeffektivitet medfører tap av ressurser som ellers ville vært lønnsomme å utvinne, er dette bekymringsfullt også fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel. En del ressurser er tidskritiske, ved at de er avhengig av eksisterende infrastruktur, og man kan få irreversible tap. Men myndighetene – som har en litt annen avveining mellom dagens produksjon og fremtidig produksjon (mer langsiktig) – er kanskje

også mer åpen for motargumentet om at det å bore raskt er mindre viktig enn å bore riktig, og at incentiver knyttet til boretempo kan redusere dreneringen av reservoarene og dermed også ressursutnyttelsen. I tillegg kan det oppstå utfordringer i forhold til HMS. En annen bekymring er at tilleggsincentiver kan virke kostnadsdrivende, på toppen av allerede høye rater. Vil nye incentiver primært gi en omallokering av det beste utstyret og den beste kompetansen?

Boreeffektivitet er resultatet av et komplekst samspill mellom geologi, boreteknologi og økonomiske faktorer. En rekke aktører i næringen har pekt på kompensasjonsformatet i riggkontrakter som et område der det finnes et realistisk forbedringspotensiale. Ettersom det ikke finnes velegnede data til å teste dette empirisk, er det her valgt en mer kvalitativ tilnærming. Et sentralt ledd i arbeidet med rigg og boring har følgelig vært å studere eksisterende riggkontrakter på norsk sokkel. Disse er analysert med basis i kontrakts- og incentivteori. Til grunn for artikkelen ligger også en rekke møter og samtaler med sentrale fagpersoner i Oljedirektoratet, oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper.

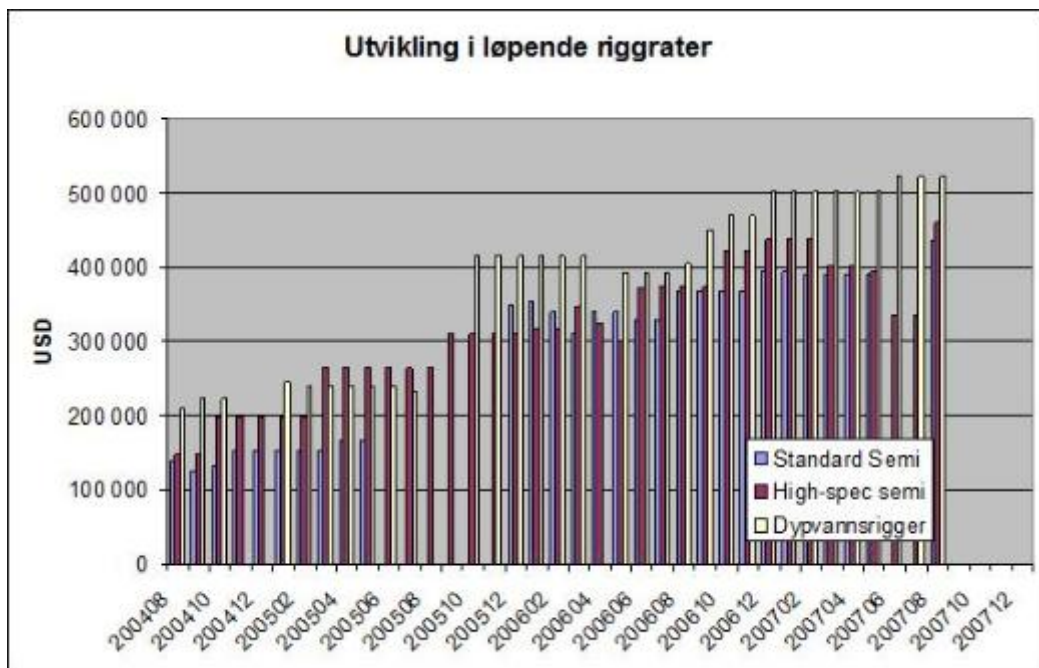
2. Rigg og boring

Riggleie og utgifter til oljeservice er de dominerende kostnadskomponentene innen boring, som illustrert ved en representativ brønn i Figur 1. Andelene kan imidlertid variere over tid, ikke minst på grunn av sterkt volatile riggrater.



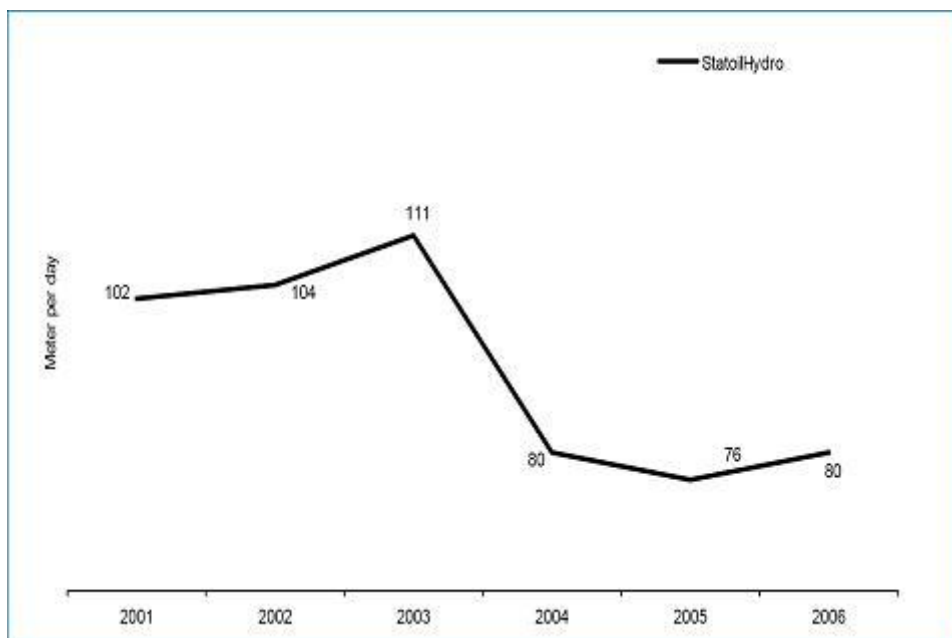
Figur 1: Typisk sammensetning av borekostnader, 2008. Kilde: data fra riggselskaper på norsk sokkel.

Borekostnadene har økt kraftig de siste årene. Ifølge Oljedirektoratet kostet det like mye å bore 15 undersøkelsesbrønner i 2006 som 35 brønner i 1997. Sentrale årsaker til kostnadsøkningen er dels fallende boreeffektivitet og økte riggrater.



Figur 2: Riggrater per døgn på norsk sokkel. Kilde: ODS-Petrodata, *North Sea Rig Report*.

Vi ser av Figur 2 at det har vært en formidabel økning i riggrater de senere år, fra 147.000 dollar per døgn i august 2004, til over 400.000 dollar per døgn i dag. Dette speiler høykonjunktoren i oljebransjen som har kommet med den høye oljeprisen, samt det forhold at det over en nokså lang periode har vært bygget få rigger.²



Figur 3: Boreeffektivitet på norsk sokkel, målt ved gjennomsnittlig antall boremeter per dag. Kilde: Sund (2007).

Vi ser av Figur 3 at boreeffektiviteten – målt med boremeter per døgn – har falt betydelig siden 2001, fra 102 meter per døgn i 2001 til 80 meter i dag. Med det meget sterke fallet i boreeffektivitet er det ikke overraskende at man har forsøkt med ulike typer

insentivkontrakter innen boring. Men her kan det tilføyes at det kan være andre mål som bedre fanger opp verdiskapning innen boring. I tillegg til boretempo, som berører kostnadssiden, må man også ta i betraktning hvor mye olje og gass man klarer å produsere. Man må da ikke bare bore raskt, men også riktig. Her kan det være en avveining, i hvert fall i deler av brønnbanen.

Boremeter per døgn er ikke et godt uttrykk for effektivitet, siden antall boremeter vil variere sterkt p.g.a. ulikheter i bergarter mellom brønnene, horisontale brønner tar normalt lengre tid å bore enn vertikale brønner osv. 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 døgn trenger følgelig ikke si noe om brønnen er vellykket fra et økonomisk ståsted.

Årsaken til fall i boreeffektivitet (etter konvensjonelle mål) er ikke kartlagt i detalj.³ Én årsak er at teknologiutvikling har gitt mulighet for å bore lengre (inklusive grenbrønner) brønner enn tidligere. Slike brønner er mer krevende men også og kvalitativt bedre. En annen årsak er at gjenværende reserver er mer komplekse, og derfor mer krevende å bore. Ut fra disse årsakene er det riktig at boreeffektiviteten skal falle. Ny boreteknologi - med høyere sannsynlighet for nedetid - kan også ha gitt fall i borehastighet. Eldring av riggflåten kan spille inn, og av ulike årsaker (fokus på kortsiktig regnskapsmessig inntjening eller på grunn av svært høy kapasitetsutnyttelse) kan man ha hatt suboptimalt vedlikehold. En annen årsak er rett og slett fallende effektivitet i boreoperasjonene, som vil være uheldig. Svært høy kapasitetsutnyttelse, både på utstyr og personell, kan her spille en sentral faktor, når alt utstyr er i bruk faller gjerne gjennomsnittskvaliteten.

Morten Mauritzen, direktør for partneropererte felt på norsk sokkel i ExxonMobil, uttrykker bekymring for fallende boreeffektivitet i et intervju med *Norsk Sokkel* nr 3, 2007. Det ble brukt over 50 prosent mer tid enn planlagt på de 17 brønnene ExxonMobil deltok i første halvår i år. I tillegg til utfordringer knyttet til brønner på dypt vann og under høyt trykk, viser Mauritzen også til problemer for modne felt, der boring gjennom trykkavlastede soner representerer utfordringer ved at reservoarforholdene er mer ustabile. Han viser ellers til at kompetanse har blitt en begrensning og at teknologien brukes til det ytterste. Normalt vil ressursforvaltningen applaudere teknologiutvikling, men hvis konsekvensen er at vi får et betydelig fall i boreeffektivitet som medfører tap av ressurser som det ellers ville vært lønnsomt å utbygge, er dette bekymringsfullt også ut fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel.

Toft og Sørenes (2007) konstaterer at Norge har møtt konkurranse om rigger fra andre dypvannsprovinser, og at i perioden 2001 til 2003 forlot seks rigger norsk sokkel. Disse kunne ha boret rundt 24 letebrønner i året. Toft og Sørenes rapporterer imidlertid at tilgangen på rigger til norsk sokkel nå er i sterk bedring. Åtte rigger er kontraktsfestet for boring på norsk sokkel, og den første kommer etter planen våren 2008. De langsiktige kontraktene er etablert gjennom samarbeidskonstellasjoner mellom ulike lisenser, såkalte rigpool-ordninger.

Riggelskapene krever ofte en langsiktig kontrakt for bygging av dypvannsrigger.⁴ Rigpool-ordninger krever betydelig koordinering mellom mange oljeselskaper, og koordineringsproblemer har på dette området har ofte vært angitt som årsak til manglende kontrahering av nye rigger til norsk sokkel. Tidligere bestilte de største selskapene på norsk sokkel riggkapasitet for egen regning, som de deretter tildelte ulike lisenser de deltok i. Her oppsto det imidlertid problemstillinger knyttet til hva lisenspartnerne skulle betale for riggen dersom spotraten avvek fra den avtalte terminraten. Partnerne krevde å få ta del i terminraten

når denne var lavest og insisterte på spotbetingelser når disse var mest gunstige. Konsekvensen av dette var at selskapet som hadde inngått terminkontrakten satt med all nedside men ikke fikk noen oppside (asymmetri). En mulig begrunnelse for partnernes syn om å betale spotrate når denne ligger under terminraten er bestemmelser om at operatøren ikke skal ha spesielle fordeler av sitt operatørskap (no gain, no loss). Men da anlegger man et altfor statisk syn på denne bestemmelsen, ut fra en dynamisk betraktning er det jo åpenbart at operatørselskapet må få både oppside og nedside ved å ta langsiktige riggposisjoner. Konsekvensen av den asymmetriske avlønningsstrukturen på dette området var at de store aktørene på norsk sokkel måtte foreta store riggavsetninger i sine regnskaper når spotraten falt, og fikk sterkt svekkede resultater. Etter dette har rigg vært anskaffet på lisensnivå, til betydelig høyere koordineringskostnader. Unntaket er enkelte småselskaper som har leid inn rigg for egen regning. Det er en paradoksial situasjon at småselskaper har vilje til å ta denne typen risiko mens de store selskapene ikke gjør det.

3. Relevant litteratur

Artikkelen bygger på generell kontrakts- og insentivteori. Gode oversikter gis i Bolton og Dewatripoint (2005), Salanié (1998), Hillier (1997), Hart (1995), Laffont og Tirole (1993), og Milgrom og Roberts (1992). Vi bygger også på forskning som anvender insentivteori på petroleumssektoren, se f. eks. Osmundsen (2006) og Olsen og Osmundsen (2005). I det følgende gis en kort oppsummering av teoriens anbefalinger for insentivutforming. En del av punktene utdypes og problematiseres senere i artikkelen.

I kontraktsteori skiller man mellom selskapet som setter ut et oppdrag – prinsipalen – og selskapet eller personen som leverer et produkt eller en tjeneste – agenten. I vår kontekst er agentene ulike bore- og oljeserviceselskap. Prinsipalen er normalt en oljelisens, ledet av operatørselskapet. Dette er av betydning for optimal risikodeling i kontraktene, ettersom oljeselskap gjennom partnerskap (lisensgrupper) kan spre risikoen, og denne risikodelingen er normalt mer effektiv enn hva som er mulig for leverandørselskapene. For enkelthets skyld vil vi i denne artikkelen betegne prinsipalen som ”oljeselskapet”.

Grunnleggende innen insentivteori er man ved risikodeling må avveie to forhold: Optimal risikodeling versus insentiver. For å minimere risikopremien bør risiko bæres av den avtalepart som er best i stand til å bære risiko (vanligvis oljeselskapet). Men dersom oljeselskapet absorberer all risiko blir leverandøren sittende igjen med en fastbetaling og vil dermed ha svake insentiver. Insentivhensyn tilsier derfor at noe risiko må veltes over på leverandøren.

Det er ovenfor antatt at lisensgruppen er bedre i stand til å bære risiko enn leverandørene. Dette har vært normalsituasjonen på norsk sokkel, og kontraktene synes å speile dette. Oljeselskapene bærer en meget betydelig del av risikoen, og kontraktene er i stor grad standardiserte. Med etablering av en rekke småselskaper på norsk sokkel, vil det være større behov for skreddersøm av kontrakter. Et stort internasjonalt boreselskap vil være bedre i stand til å bære risiko enn et nyetablert oljeselskap. På grunn av mangel på kompetanse og personell vil et lite oljeselskap også være interessert i å sette ut flere funksjoner til leverandørene. Begge disse forhold taler for mer risikooverføring på leverandørene og sterkere insentiver enn i dagens standardkontrakter.

Insentivteori behandler en rekke utfordringer man har innen insentivutforming: (a) asymmetrisk informasjon (oljeselskapet vet normalt mindre om selve boreoperasjonene enn leverandørene, mens oljeselskapet vet mer enn leverandørene om reservoaret);

(b) reforhandling (mulighetene for reforhandling svekker insentivene i den opprinnelige kontrakten); og (c) vridning av aktivitet (knytting av insentiver til kvantitative målbare prestasjonsparametre kan gå på bekostning av kvalitative prestasjonsdimensjoner som er vanskeligere å måle). Gitt disse problemene er det kanskje ikke overraskende at empiriske observasjoner viser at innføring av insentivordninger i en del situasjoner gir utilsiktede virkninger. Det er også påvist at man i en del tilfeller innfører for komplekse systemer. Skal ordningene virke må de kunne forstås, kommuniseres og håndheves.

Insentivavtaler må knyttes opp mot parametre som er (1) målbare, (2) observerbare for begge parter, (3) innenfor leverandørens kontrollsfære, og (4) juridisk verifiserbare. Dette er ikke alltid mulig. Det kan for eksempel være målbareproblemer knyttet til kvalitative aspekter som kvalitet og fleksibilitet, og leverandør har ofte mer informasjon enn innkjøper, blant annet om hva går an å få til og om årsakene til avvik.

Man kan normalt ikke inngå fullstendige kontrakter, da det er umulig å spesifisere alle utfall på forhånd og fordi man vil ha juridiske verifikasjonsproblemer. En ufullstendig kontrakt er eksponert mot reforhandling, noe som svekker insentivene og begrenser kontraktmulighetene

Insentiver i én dimensjon gir vridning av aktivitet. Det kan gå på bekostning av andre aktiviteter, typisk kan ikke-målbare dimensjoner bli nedprioritert. Man trenger derfor brede insentivskjema som fanger opp alle sentrale ytelsesdimensjoner. Dette kan innebære komplekse kontrakter med betydelige transaksjonskostnader. Det kan derfor i noen sammenhenger være optimalt å ivareta ikke-målbare dimensjoner på annet vis. Et viktig kriterium i all insentivdesign er kontrollerbarhetsprinsippet⁵, insentiver må – hvis de skal være treffsikre – knyttes direkte mot de forhold og størrelser leverandøren kan påvirke. Hvis prinsippet om påvirkbarhet avvikes, dvs. at man knytter avlønning mot forhold utenfor leverandørens kontrollsfære, kan insentivsystemer få karakter av gambling. Med risikoaverse leverandører vil dette kreve til økt betaling uten at man får økt ytelse, og vil følgelig ikke være optimalt sett fra innkjøpers side. Møter og samtaler med oljeselskaper og leverandører avdekket at kontrollerbarhet står svært sentralt i utformig av insentiver innen boring; det er en klar sammenheng mellom arbeidsdeling i bransjen og de insentivsystemene som benyttes. De store oljeselskapene vil selv ha kontroll på boringen. Det foretas kontinuerlige målinger av brønnen underveis i boreprosessen, og en del ganger ønsker oljeselskapet som respons på ny informasjon å gjøre endringer i opprinnelig boreplan. Dette har direkte konsekvenser for valg av insentivsystem, ettersom endringer lettere gjennomføres ved ulike former for regningsarbeid.

Insentivteori kan foreskrive i hvilke situasjoner det egner seg med fastpris og regningsarbeid (kost pluss betingelser). Når det gjelder insentiver i bore- og oljeservicekontrakter, er det et skille mellom betaling per boremeter (enhetsrate) og betaling per døgn (tidsrate), der førstnevnte ligger nærmere fastpris og sistnevnte ligger nærmere regningsarbeid. Antall enheter – boremeter – er normalt fastsatt i forkant, og innen boring er dermed enhetsrate tilnærmet det samme som turnkey kontrakt. Mellom turnkey og døgnrater har vi en kompromissløsning som betegnes målsumkontrakter. Kontraktspartene blir her enige om et rimelig antall boredager i forkant av boreoperasjonen, og deler deretter innsparinger eller overskridelser i forhold til det etablerte måltallet.

Fastpris gir sterke kostnadsinsentiver og gir en sikrere sluttpris. Til gjengjeld kan fastpris også gi større konflikter om endringsordrer og kvalitet, og for å unngå dette kreves det at man kan utforme detaljerte boreplaner i forkant. Fastpris vil med større sannsynlighet gi forsinkelser og medføre en byråkratisk prosess ved endringsarbeid. I praksis vil dette ofte innebære at

oljeselskapet må gi fra seg innflytelse under selve boreoperasjonen.

Ved regningsarbeid er det svakere kostnadsinsentiver og mer usikker sluttpris. Men det vil være færre konflikter, og man kan også få raskere ferdigstilling. Videre er det enklere for operatør å gjennomføre endringer og påvirke arbeidsprosessen når man har regningsarbeid. Dette blir en trade-off sett fra oljeselskapets side. Teori tilsier kost-pluss og ufullstendige planer dersom det er behov for lav friksjon i reforhandlinger, dvs. når vi har et komplekst prosjekt, et utålmodig oljeselskap, og et oljeselskap som ønsker å påvirke underveis.

Sistnevnte berører viktige forhold som selskapenes strategiske kjerne. Hvem skal styre boringen? Oljeselskapene er her under press. De møter ny konkurranse fra oljeserviceselskaper og distribusjonsselskaper (som integrerer oppstrøms), nye internasjonale oljeselskaper, og kapitalrike nasjonale oljeselskaper. De internasjonale oljeselskapene sliter med å erstatte sine reserver, og rammes nå delvis av at de gjennom mange år har drevet outsourcing i en slik grad at de ser konturene av at de vil møte sine leverandører som konkurrenter. I en slik situasjon vil de søke å ivareta sine komparative fortrinn, og definere sin strategiske kjerne noe bredere. Boring er midt i kjernekompetansen, bokstavelig talt. Ønsket om å kontrollere boreprosessen vil legge begrensninger på bruk av insentivkontrakter. Turnkeykontrakter - i absolutt forstand - vil eksempelvis ikke være anvendelige.

StatoilHydro går imidlertid nye veier med Volve-feltet, der de har innført et leiekonseptet som er inngått med Mærsk Contractors Norge. Mærsk har stått for utbyggingen, utstyret og bemanningen. Det ligger nær en totalentreprise, men StatoilHydro har fremdeles ansvaret for undergrunnen og plasseringen av brønnene. Leiemodellen ble valgt på grunn av feltets relativt korte levetid, beregnet til cirka fem år og en utvinningsgrad på 45%. Men allerede nå jobbes det for å forlenge feltets levetid ved å utforske nærliggende ressurser i prosjektet Volve Future Wells.⁶

I den senere tid har vi sett at det er innført kontraktsformer som ligger mellom fastpris og regningsarbeid, såkalte målsumkontrakter (target cost). Kontraktspartene deler her overskridelser og innsparinger i forhold til avtalt referansepris (benchmark). Man kan her avveie risikodeling og insentiver, som foreskrevet av insentivteori. Hensynet til optimal risikodeling (oljeselskapene er normalt i bedre stand til å bære risiko) ivaretas gjennom asymmetrisk insentivutforming - der oppsiden er større enn nedsiden for leverandørene - og gjennom et absolutt gulv (*floor*) på nedsiden. Denne typen kontrakter er lite brukt internasjonalt og får liten teoretisk støtte.⁷ Årsakene er at det er vanskelig å enes om benchmarkstørrelsene, og at det oppstår interessekonflikter ved klassifisering av endringer. Teori konkluderer derfor med at regningsbaserte kontrakter ofte vil være å foretrekke fremfor målsumkontrakter. Det skal imidlertid presiseres at forskningen på dette området har vært på byggekontrakter. Man må være åpne for at det kan være andre konklusjoner innenfor boring, blant annet som følge av tettere integrasjon mellom oljeselskap og leverandør og mye kortere tidshorisont for det enkelte oppdrag.

Tettere integrasjon mellom partene, eksempelvis ved at oljeselskapet normalt har representanter til stede på riggen og at oljeselskapets eksperter på land får jevnlig borerapporter og har tilgang til samme data, kan kanskje også tilsi at problemer knyttet til asymmetrisk informasjon er mindre enn innen eksempelvis byggeoppdrag. Hvis informasjonen er skjevfordelt mellom to kontraktsparter er det normalt vanskeligere å etablere velfungerende insentiver. Det er vanskelig for prinsipalen å utforme velfungerende insentiver hvis han ikke vet om dårlige resultater skyldes dårlige prestasjoner av agenten eller andre

ugunstige omstendigheter. Innen boring er det mange ugunstige omstendigheter, men det er antagelig lettere å kartlegge disse for begge parter innen boring enn innen utbygging. Alt annet likt skulle dette gjøre insentiver mer velegnet innen boring enn utbygging.

Det er et fåtall selskaper som opererer innen boring og oljeservice, og kapasiteten er knapp. Dette innebærer normalt at samme leverandør oftest har parallelle kontrakter med flere oljeselskaper. Slike konstellasjoner kan analyseres ved hjelp av multi-prinsipal agent teori. Oljeselskapene konkurrerer her i flere dimensjoner. Utforming av insentivkontrakter for leverandørene utgjør følgelig en spillsituasjon der man må ta hensyn til kontraktsbetingelsene som benyttes av konkurrerende oljeselskaper.⁸ Gjennom kontrakts- og anbudssystemet søker oljeselskapene å trekke til seg kompetente kontraktører på konkurransedyktige rater samt oppnå god kvalitet og innsats innenfor rammen av en kontrakt. Insentiver og bonussystemer kan ikke bare gi høyere innsats, men også sikre en fordelaktig allokering av personell og utstyr. Avhengig av hvor nøye kontraktene spesifiserer kvalitetsdimensjonen, kan oljeselskaper med høyest insentivintensitet i kontraktene komme gunstigst ut av leverandørbedriftenes allokeringstilbud.⁹ Insentivkontrakter er derfor ikke bare et spørsmål om effektivitet, men i stor grad også et spørsmål om fordeling av innsatsfaktorer. Det kan også påvirke ratenivået. Kontraktørselskap kan gjennom forhandlinger med ulike oljeselskaper om tilleggsinsentiver etter avtaleinngåelse klare å etablere konkurranse også innenfor avtaleperioden, og dermed presse opp ratene.

Insentivkontrakter kan fungere som en seleksjonsmekanisme, der kontrakter som belønner effektiv drift kan trekke til seg effektive selskaper da det er disse som har mest å tjene under en slik kontrakt. Denne typen spillsituasjoner kan tilsi at insentivelementer i kontrakter kan spres raskt i en bransje. Hvis konkurrentene innfører seleksjonsmekanismer i kontraktene må man svare, ellers risikerer man å ende opp med de minst effektive leverandørene.

Moomjian (1999) konstaterer at innen offshoreboring er fastpriskontrakter (turnkey) og kontrakter som avlønner i forhold til antall boremeter (footage) sjelden i bruk. Moomjian diskuterer også viktige prinsipielle spørsmål knyttet til forsikring og risikodeling innen boring. Han påpeker at risikodelingen følger et feilaktig og abnormt (perverst) mønster, der riggselskapene kan forhandle seg til gode betingelser - både hva angår rater og risikodeling - i selgers marked; og motsatt. Det vil si at i dårlige tider, når riggselskapene trenger lav risikoeksponering, er denne typisk høy. Moomjian argumenterer for at man fra et forsikringssynspunkt må foreta en klar allokering av partenes ansvar, *uavhengig av skyld*. Dette er i klar motsatt til insentivteoretiske tilrådninger. Hvis man ikke har en klar og objektiv ansvarsfordeling, påpeker Moomjian at partene vil ha problemer med å beregne sin risikoeksponering, og de vil i praksis også måtte forsikre samme risiko, ettersom risikotakingen ikke avklares før etter at en hendelse har inntruffet. I riggkontraktene ser man en klar risikodeling, ved at kontraktørene bærer risiko for eget personell, riggen og eget utstyr, mens oljeselskapene bærer ansvaret for eget personell og utstyr og i dagratekontraktene også for brønnrelatert risiko (forurensning, skade på brønn og reservoar).

Corts (2000) beskriver avveiningen mellom å bruke fastpriskontrakter (turnkey) og dagratekontrakter. Turnkeykontrakter gir sterke kostnadsinsentiver til riggoperatøren, og kan gi reduserte borekostnader. Men oljeselskapet må foreta en tidkrevende og kostbar borespesifikasjon i forkant, og gir i praksis fra seg mye av fleksibiliteten i borefasen. Midtveis i et boreprosjekt er oljeselskapet låst i kontraktsforholdet til boreselskapet og ved fastpris vil man da typisk ha dyr og tungvint reforhandling. Ifølge Corts benyttes turnkeykontrakter kun i Mexico-Gulfen, men bare for rundt 15 prosent av brønnene. Corts henfører liten utbredelse av

turnkey-kontrakter i boring blant annet til det såkalte ”multi-task problem” - å belønne én målbar dimensjon (boremeter per døgn) kan gå på bekostning av andre viktige og vanskeligere målbare kvalitetsindikatorer (effektiv reservoordrenering og effektiv informasjonsinnhenting). Problemet med vridning av aktivitet og fokus er størst for produksjonsbrønner, noe som stemmer med funnene til Corts at turnkey-kontrakter er mest utbredt innen leteboring. Corts og Singh (2004) påviser at gjentatte kontrakter mellom et oljeselskap og et riggselskap, medførte at man i større grad gikk bort fra turnkeykontrakter og over til dagratekontrakter. De begrunner dette med at etablering av relasjoner og tillit reduserer insentivproblemene og derfor reduserer behovet for høy insentivintensitet.

I oppstarten av denne turnkeykontrakter på 80-tallet var det mange boreselskap som fikk økonomiske problemer, da de erfarte at de manglet kompetanse til totalstyring av boreoperasjoner og prising av slike tjenester. En del selskaper har imidlertid etter dette bygget opp den nødvendige kompetansen. En av grunnene til at man har fått til denne typen kontrakter i Mexico-Gulfen er et likvid marked for boretenester og en skala som reduserer noe av problemene med asymmetrisk informasjon; en utfordring for boreselskapene er at man kan frykte at oljeselskapene setter ut de vanskeligste og mest risikable brønnene på turnkeykontrakter. I en empirisk undersøkelse viser Corts (2000) at turnkeykontrakter 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. Letebrønner i Nordsjøen for enkelte av de nye selskapene på norsk sokkel skulle passe inn i denne beskrivelsen.¹⁰ Etablering av slike kontrakter forutsetter imidlertid at det er boreselskaper som er villig til å bære den økte risikoen. Det kan også være vanskelig å skille avlønningmessig mellom lete- og produksjonsbrønner, ettersom disse ofte bores under samme langsiktige kontrakt.¹¹

4. Insentivstruktur for boreentreprenører

I diskusjoner om kompensasjonsformat behandles insentiver ofte synonymt med ulike former for bonussystemer. Dette er altfor smalt. Den økonomiske insentivstrukturen for et riggselskap omfatter blant annet følgende forhold:

1. Evalueringskriterier for tildeling av boreoppdrag
2. Vederlagsformat og insentiver i gjeldende kontrakt
3. Avlønning i neste kontrakt

Vi ser at denne listen avviker fra litteraturen på området som er beskrevet i del 3 ovenfor. Litteraturen beskjeftiger seg med punkt (2). Diskusjoner med oljeselskaper og leverandører viste at punktene (1) og (3) må være med for å få et riktig bilde av den samlede insentivstrukturen. Hovedfokus for ledelsen i riggselskapene er å sikre beskjeftigelse for riggene. Evalueringskriteriene for tildeling av riggoppdrag fungerer dermed som et implisitt insentivskjema. Ettersom historiske tall for oppetid (andelen av tiden hvor leverandøren kan stille med en velfungerende rigg) og boreeffektivitet benyttes ved tildeling av rigg er det derfor sterke implisitte insentiver knyttet til disse parametrene, selv om disse ikke nødvendigvis inngår eksplisitt i kompensasjonsformatet i riggkontrakten. Videre vil avlønningen som er avtalt for neste kontrakt representere insentiver for riggselskap og oljeserviceselskap i retning av høyt tempo (høyere rate i neste kontrakt) eller lavt tempo (lavere rate eller manglende beskjeftigelse ved utløp av kontrakt).

4.1 Betingelser for riggleie

De viktigste økonomiske betingelsene innen riggleie er kompensasjonsformatet i riggkontraktene, samt evalueringskriterier som benyttes ved anbud.

4.1.1 Evalueringskriterier ved anbud

Typiske evalueringskriterier for innleie av flytende innretninger - i tilfeldig rekkefølge - er som følger:

- Kompetanse
- Finansiell styrke
- Dagrater
- Evne til å fullføre på tiden
- Etterlevelse av reguleringer på NCS
- Driftseffektivitet og driftsmeritter
- HMS-system og kultur
- HPHT (high pressure, high temperature) kompetanse og erfaring

Vi ser at pris (dagrater) bare er en av mange evalueringsparametre. Oljeindustrien er kanskje det fremste eksemplet på en næring der det å velge laveste pris ikke nødvendigvis representerer god økonomi, det er levetidskostnader som teller og man må alltid ta inntektssiden i betraktning.¹² Å velge en leverandør som ikke besitter nødvendig kompetanse kan ha uante økonomiske konsekvenser, eksempelvis i form av skade på reservoaret. I tillegg kommer HMS-hensyn. Derfor stilles tøffe tekniske og organisatoriske krav til leverandørene, og det gjøres en prekvalifisering. Men et viktig spørsmål er om leverandørene blir belønnet for å strekke seg til et nivå *utover* de tekniske spesifikasjonene. Er det slik at pris likevel er det viktigste kriteriet, gitt at man har tilfredstilt det tekniske minimumskriteriet? Og vil dette i så fall gi for svake insentiver til å utvikle ny kompetanse og nye løsninger?

Oljeselskapene er underlagt innkjøpsdirektivet i EØS, som skal sikre konkurranse om oppdragene. Direktivet er imidlertid ikke til hinder for å benytte andre kriterier enn pris, hvis tilbyderne gjøres oppmerksom på dette i utlysningen, noe som også gjøres.¹³ Men innkjøpsdirektivet og et økende fokus på å unngå korrupsjon stiller krav til reviderbarhet av kontraktstildelinger. Pris er her et mer transparent kriterium for å skille mellom leverandører enn ulike kvalitative ytelseskriterier, og kan derfor representere et trygt beslutningsgrunnlag for innkjøpere i oljeselskapene. Faren er derfor at kvalitet ikke tillegges tilstrekkelig vekt, og at dette hemmer nyskaping og gir dårlige beslutninger ut fra en totaløkonomisk betraktning (suboptimering). I samtaler med leverandørselskaper og oljeselskaper har vi fått motstridende signaler på dette punktet. For å være konkurransedyktig på lang sikt må leverandørene ha en tilfredsstillende driftseffektivitet. Følgelig er leverandørene nødt til å være nyskapende over tid. Når det gjelder uttellingen på kort sikt for å tilby spesielt høy kvalitet, er imidlertid ikke alle enige i at denne er tilstrekkelig.

Blant opplysninger som anbyderne må oppgi, inngår

- Nedetid, i prosent
- Driftseffektivitet i boring for siste 6 boringer
- Vanddyp
- Ankringstid

- Tidstap
- Reparasjonstid

Utfordringen for innkjøperne er at ulike brønner ikke uten videre er sammenlignbare, og at effektivitetsparametre til leverandørene ikke automatisk lar seg måle mot hverandre. Det er heller ikke slik at én leverandør alene kan påvirke driftseffektiviteten. Ofte kan det også være vanskelig å straffe ineffektive leverandørselskaper ettersom det er få aktører, og det til tider ser selgers marked. Det er imidlertid mulig å benytte tekniske og kvalitative evalueringskriterier ved evaluering av anbud, og det blir gjort i en viss grad. Det er da viktig å kommunisere i forkant av anbudsevaluering hvilken vektning slike kriterier skal ha. Premissene for tildeling skal være reviderbare, internt i selskapet og mot lisensen. En utfordring er her å sammenligne leverandørenes historiske effektivitet pga at operasjoner på felt med ulik geologisk struktur og med ulike vandyp og trykk ikke er direkte sammenlignbare. Innkjøper må her foreta justeringer for å oppnå tilnærmet sammenlignbarhet. Denne problemstillingen blir imidlertid mindre ved et større datagrunnlag, ettersom feltspesifikke forhold utjevnes i en portefølje av prosjekter. Utvidet datagrunnlag blir skaffet til veie dels ved at leverandørene leverer inn sine tekniske data også for arbeid de har gjort for andre operatørselskaper, og dels gjennom datautveksling mellom operatørselskapene på sokkelen.

4.1.2 Kompensasjonsformat

Kompensasjonsformat for riggleie var tidligere basert på betaling per boremeter. Industristandarden i dag er døgnrater, som differensieres etter driftsstatus:

- Driftsrater
- Stand by rater
- Flytterater

Hvis riggselskapet ikke kan stille med en rigg som oppfyller tekniske krav på avtalt tidspunkt, blir det nullrate. Riggselskapet taper da eksempelvis 400.000 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. Følgekostnader av forsinket boring – som kan være svært store – blir imidlertid ikke veltet over på riggselskapet.

For riggselskapene representerer ofte kontraktene kun en nedside, siden oppetiden verdsettes svært høyt, og oppsiden knyttet til boretempo, funn og produksjon beholdes fullt ut av oljeselskapet. Insentivkontrakter er det forholdsvis komplisert å utforme siden det er ufullstendig informasjon hos begge parter. Videre er det oljeselskapet som planlegger og bestemmer brønnbanen, og den foreligger ikke når anbudet på dagrate gis.

Kanskje den viktigste årsaken til at riggleien ikke er knyttet opp mot antall boremeter, er at det i stor grad står utenfor riggselskapets kontroll. For det første er det et stort antall oljeserviceselskaper som påvirker progresjonen i boreoperasjonene. For det andre forbeholder oljeselskapet seg normal retten til å justere boreprogrammet gjennom å endre brønner, boreddybde m.m. Denne innflytelsen betinger et fleksibelt kompensasjonsformat. Betaling per boremeter ville her bli komplisert, ettersom man måtte reforhandlet betingelsene hver gang oljeselskapet foretok endringer. Etter det vi erfarer er det her en viss variasjon i

kontraktspraksis. Det finnes eksempler på kontrakter der man i tillegg til døgnrater har bonus knyttet til fremdrift, der denne er knyttet til tid som går med per boreseksjon. Vi beskriver dette nærmere i avsnittet nedenfor om oljeservicekontrakter, ettersom det er vårt inntrykk at slike tilleggsinsentiver er mer utbredt her.

Har leverandørene optimale insentiver i kontrakter med døgnrater? Er der insentiver for leverandørene til å forbedre tjenestene, levere et bedre produkt, sin beste løsning? Leveranse av beste løsning kan medføre organisatoriske og kostnadmessige ulemper for leverandøren, og det er derfor viktig med insentiver. Er det åpning for nye løsninger? Først og fremst må dette ivaretas på tildelingstidspunktet. Tilbud skal primært leveres i overensstemmelse med betingelser og spesifikasjoner som er nedfelt i forespørselen. Oljeselskapet imøteser oftest forslag til alternative løsninger. Det forutsettes imidlertid at tilbyder samtidig leverer et fullstendig tilbud som er i overensstemmelse med de tekniske og kommersielle kriteriene som definert forespørselen, og at eventuelle alternative løsninger skal oversendes separat. Dokumentet skal beskrive de alternative løsninger som foreslås, sammen med en oversikt over virkningen det eventuelt vil få på tilbudsprisen og fremdriftsplanen. Våre samtaler med leverandørbedrifter indikerer imidlertid at alternative løsninger så godt som aldri vinner frem, og det stilles spørsmål ved om driftsmiljøene trekkes inn i denne evalueringsfasen eller om det bare er innkjøpsavdelingen som foretar vurderingene, med fokus på kortsiktig kostnad og ved undervurdering av de totaløkonomiske effektene av andre løsninger.

Konklusjon

Riggsselskaper 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 ekstern 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 turnkeykontrakter 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. 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 slike kontrakter forutsetter imidlertid at det er boreselskaper som er villig til å bære den økte risikoen samt utvide sitt tjenestespekter og virkeområde. Lite tyder på at så er tilfelle hos dagens leverandører, det er blant annet et klart skille mellom boreselskaper og oljeserviceselskaper, og ingen av disse synes villige til å bære reservoar- og oljeprisrisiko. Endret risikodeling reiser også komplekse og uavklarte spørsmål knyttet til petroleumsbeskatning. Men man kan tenke seg mellomløsninger, at man ikke har én totalleverandør for boring men i hvert fall færre leverandører gjennom at flere boretjenester 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.

Utviklingen på kontraktssiden må avstemmes mot utviklingen på teknologisiden. Utviklingen går i retning av "measurement while drilling", som tillater informasjon om den geologiske strukturen umiddelbart å bli overført til mannskapet på riggen og gjennom bredbåndnett til oljeselskaper og støttepersonell hos leverandørene på land. Dette åpner for en kontinuerlig optimering av boreprosessen. Et slikt boreregime krever åpenbart en fleksibel kontraktsstruktur som åpner for endringer underveis. Dette kan legge begrensninger på visse type insentivsystemer i reservoarfasen av produksjonsbrønner.

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.

Jeg takker for utbytterike samtaler og kommentarer til selve artikkelen fra en rekke sentrale fagpersoner i Oljedirektoratet, oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper.

Referanser

J.E. Askildsen og P. Osmundsen (1998), "Økonomisk styring og insentivproblemer i helsesektoren: Noen forskningsutfordringer", *Sosialøkonomen* 3, 16-20.

Bajari, P. and S. Tadelis (2001), "Incentives versus Transaction Costs: A Theory of Procurement Contracts", *RAND Journal of Economics*, Vol. 32, No. 3, 387-407.

Bolton, P. og M. Dewatripoint, (2005) *Contract Theory*, MIT Press.

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

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.

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

Hillier, B., 1997, *The Economics of Asymmetric Information*, MacMillan Press Ltd., London.

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.

Moomjian, C.A. (1999), "Contractual insurance and risk allocation in the offshore drilling industry", *Drilling Contractor*, January/February, pg. 19-21.

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. (2007), "Valg av prosjektstrategi for StatoilHydro", *Økonomisk Forum* 6, 4-7.

Osmundsen, P. (2009), "Nye insentivelementer innen oljeservicekontrakter", *Magma, Siviløkonomenes tidsskrift for økonomi og ledelse*, fagartikkel, nr 4, 2009, 55-63.

Og i fotnote 1 endres Osmundsen (2008) til Osmundsen (2009).

Osmundsen (2006), "Optimal organisatorisk og kontraktmessig utforming for petroleumsprosjekter", *Økonomisk Forum* 7, 16-22.

Osmundsen, P., Toft, A., og K.A. Dragvik, (2004), "Design av borekontrakter – økonomiske incentiver og fokus på sikkerhet", *Økonomisk Forum* nr 3, 47-54.

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

Salanié, B., 1998, *The Economics of Contracts*, MIT-Press, Cambridge, Massachusetts.

Sund, B. (2007), "Maximizing value on the NCS", foredrag på "the 18th International Petroleum Tax Conference", Norsk Petroleumsforening, Oslo, 31. Oktober 2007.

Toft, A. og T. Sørenes (2007), "Mot bedre letetider", *Norsk Sokkel* nr 3, 18-19.

NOTER

- 1 For en analyse av nye elementer i oljeservicekontrakter, se Osmundsen (2009). Fokus i artikkelen er forholdet mellom kontraktsutforming og effektivitet innen boring, hovedsakelig på flyttbare innretninger. For en diskusjon av forholdet mellom helse, miljø og sikkerhet (HMS) på den ene siden og insentivsystemer innen boring på den andre, se Osmundsen et al. (2004, 2006).
- 2 Det finnes også historiske eksempler på ubalanse andre veien med for mange rigger i forhold til etterspørselen. Vi har da sett svært lave rater og rigger i opplag.
- 3 Man bør her blant annet splitte opp i ulike brønntyper.
- 4 Alle de norskrelaterte selskapene som nylig har kontrahert tonnasje, og som leverer nybyggene som nå kommer på norsk sokkel, har imidlertid gjort dette på spekulasjon. Det er usikkert om dette er en generell trend eller om det sterke kapitalmarkedet er en viktig del av forklaringen.
- 5 Alternative begreper som kan brukes er påvirkningsprinsippet eller kontrollsfæreprinsippet.
- 6 <http://www.statoilhydro.com/no/NewsAndMedia/News/2008/Pages/Volveviservei.aspx>
- 7 Se for eksempel Bajari og Tadelis (2001).
- 8 Det eksisterer også en spillsituasjon mot lisensgruppen som overtar riggen når kontrakten utløper.
- 9 Enten gjennom bevisst ressursallokering mellom ulike kontrakter foretatt av ledelsen i leverandørselskapet, eller også gjennom selvseleksjon av ansatte i leverandørselskapene. Det opplyses at prosjekter med bonusordninger trekker til seg resultatorienterte og kompetente medarbeidere internt i leverandørbedriftene.
- 10 Det er imidlertid ikke entydig slik at letebrønner egner seg bedre for turnkeykontrakter – eller mer generelt insentivkontrakter – enn produksjonsbrønner. Produksjonsbrønner er

mer kompliserte, men samtidig har man mer informasjon om undergrunnen.

[11](#) Det slutes i dag også langsiktige riggavtaler med internasjonale oljeselskaper hvor riggene skal operere for dem i forskjellige olje provinser på verdensbasis. For slike kontrakter benyttes referanseland for regulering av kostnads- og skattekompensasjon mellom riggselskap og oljeselskap.

[12](#) Se Osmundsen (2007).

[13](#) Eksempelvis i rigginntaket som Statoil gjorde høsten 2006 kom det tydelig frem at evalueringskriteriene utover pris var signifikante, ettersom Statoil endte opp med å anbefale nybygg til dagrater i underkant av USD 500.000 mens andre, mindre nybygg ble tilbudt til en dagrate som lå ca 30 prosent lavere.