

# Nye insentivelementer innen oljeservicekontrakter<sup>1</sup>

Av

Petter Osmundsen

*Universitetet i Stavanger / Norges Handelshøyskole*

## Sammendrag

Knapphet på rigger og personell har ført til kreativitet i utforming av insentivkontrakter innen oljeservice. Det er en stor variasjon i kontraktstypene som er i bruk, også innenfor det enkelte oljeselskap. Artikkelen beskriver og analyserer kompensasjonsformatene som benyttes innen oljeservice. Endring i kontraktsformat reiser en rekke aktuelle spørsmål innen ressursforvaltning, og artikkelen går i dybden på noen av disse. Fremmer nye insentivelementer innen boring effektiv utnyttelse av knapp riggkapasitet på aggregert nivå, eller er dette primært et nullsumspill? Hvordan påvirker de nye kompensasjonsformatene kostnadsutviklingen i bransjen? I hvilken grad er nye kontrakter innen oljeservice tilpasset nye selskaper på sokkelen?

---

<sup>1</sup> Jeg takker for utbytterike samtaler og kommentarer til selve artikkelen fra en rekke sentrale fagpersoner i Oljedirektoratet, akademia, oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Universitetet i Stavanger, Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring, 4036 Stavanger. Tel. (47) 51 83 15 68, Mobil (47) 99 62 51 43, Email: [Petter.Osmundsen@uis.no](mailto:Petter.Osmundsen@uis.no), Hjemmeside: <http://www5.uis.no/kompetansekatalog/visCV.aspx?ID=08643&sprak=BOKMAL>

## 1. Innledning

Nylig uttalte StatoilHydro-sjef Helge Lund at selskapet har møtt en kostnadsunami. Det kan utsette prosjekter på norsk sokkel. Boring utgjør mer enn halvparten av kostnadene i nye utbygginger på sokkelen. Siden 2004 har vi sett en mer enn en tredobling av riggrater samtidig med fallende boreeffektivitet – målt med boremeter per døgn – gir en eksplosiv kostnadsøkning. Halvt nedsenkbare rigger har eksempelvis økt fra 147.500 USD per døgn i juli 2004 til 530.820 USD per døgn i september i år (Datakilde: ODS-Petrodata, North Sea Rig Report). Boreffektiviteten innen leting har i samme periode falt fra 144 til 67 meter per døgn (kilde: Oljedirektoratet).

Som følge av fallende effektivitet og sterk kostnadsvekst innen boring har i de senere år skjedd en del nyskaping innen organisering og kontraktsutforming av oljeservice. Vi ser et større innslag av multi-leveranse kontrakter, og nye insentivsystemer er blitt prøvd ut. Artikkelen gir en beskrivelse og analyse av kontrakts- og insentivsystemene som er i bruk, samt en foreløpig evaluering av nye kontraktsformer.

Forskningen har skjedd i samarbeid med Oljedirektoratet. Et sentralt ledd i arbeidet med oljeservicesektoren har vært et studium av eksisterende oljeservicekontrakter på norsk sokkel. Til grunn for artikkelen ligger også en rekke møter og samtaler med sentrale fagpersoner i Oljedirektoratet, oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper.

## 2. Oljeservice - Evalueringskriterier og kompensasjonsformat

I det følgende gis en detaljert beskrivelse og analyse av kompensasjonsformat innen oljeservice, et område der man har sett betydelige endringer. Boring er i all hovedsak outsourcet av oljeselskapene, og styres etter et tett samspill mellom borekontrakter og oljeservicekontrakter.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> For en analyse av borekontrakter, se Osmundsen (2008). Artikkelen gir også en oversikt over relevant økonomisk teori for boring.

## 2.1 Kontraktsbeskrivelse for oljeservicetjenester

Det vanligste innen leting på norsk sokkel er brønnkontrakter, dvs. at lisensen beholder riggen til brønnen er ferdig boret. Innenfor langtidskontrakter fullfører man også påbegynt brønn, det er ikke eksempler på plugging før ferdig jobb. Dette medfører betydelige planleggingsproblemer ettersom neste lisens ikke vet når de får riggen. Hvis man for eksempel finner petroleum i lisensen man skal avløse går det med tid til testing av brønnen, og man kan få riggen forsinket inn til eget felt. Det oppstår med jevne og ujevne mellomrom tekniske problemer og nedetid. Her straffes leverandøren som måtte ha ansvaret for dette, men kostnaden for oljeselskap er langt større i form av tapt fremdrift og beredskapsrate til alle de andre leverandørene som står og venter.

I prinsippet kan en leverandør som skal over i en annen kontrakt med høyere rater ha insentiver til å arbeide for raskt, men representanter for oljeselskapene vi har intervjuet mente dette ikke var et problem i praksis. Det ble kontrollert av boreleder, og i tillegg ble man holdt i tømmene av alle de andre leverandørene som inngår i boreoperasjonen. Kontraktene hadde kvalitetsindikatorer (kravspesifikasjon) som ble kontrollert underveis, og som var gjenstand for straff ved påvisning av avvik.

*Det generelle avlønningsformatet* for oljeservicetjenester er betaling per boremeter når man er i drift, og ellers standby rate. Dette avviker for betalingen for riggleie, der man i hovedsak har døgnrate.<sup>3</sup> En mulig begrunnelse for forskjellen er at boring medfører ikke ubetydelige variable kostnader (slitasje), slik at aktivitetsrelatert avlønning er mer relevant her. Boreentreprenørene har også mer direkte påvirkning på boretempo (kontrollerbarhetsprinsippet). Dersom leverandøren har nedetidsfeil påløper trekk i betaling (straff, negativt insentiv). En typisk brønn varer i 40 dager, dvs. at den berører tre til fire offhore-skift.

## 2.2 PAPS

---

<sup>3</sup> Se Osmundsen (2008).

Hydro innførte for noen år siden et insentivsystem for oljeservicetjenester, kalt Performance Adjusted Price System (PAPS). Det nye i Hydro-kontraktene er at man i tillegg til straff har belønning for godt utførte tjenester, og at straff/belønning ikke er på brønnbasis men gjøres per brønnseksjon. I dialog mellom oljeselskap og oljeserviceselskap fastsettes benchmark for boreeffektivitet i de ulike seksjonene. Ved å innfri disse kan leverandøren få en betydelig tilleggsavlønning. Oppsiden er større enn nedsiden (asymmetri), men begge har en øvre begrensning. Vi snakker altså om en målsumkontrakt, nærmere bestemt en seksjonsbasert, asymmetrisk og stykkevis lineær avlønning per boremeter, med gulv (*floor*) på nedsiden og tak (*cap*) på oppsiden. Det er årlig revisjon av generelle benchmarks, der man setter stadig mer ambisiøse mål. Hvis det er endrede formasjonsforhold i forhold til forutsetningene - eller endrede operative forhold – kan man endre benchmark underveis. Dette må i så fall gjøres skriftlig mellom landorganisasjonene, før man starter på den aktuelle boreseksjonen.

Sett fra oljeselskapets side er det ikke noe mål å bore raskest mulig, men å bore til riktig hastighet. Denne hastigheten bestemmes her seksjonsvis, i dialog med leverandøren. Bonus knyttes deretter mot det fastsatte målet. Borehastigheten er sterkt varierende for ulike seksjoner og man trenger derfor seksjonsbaserte avlønningssystemer for å få presise insentiver.<sup>4</sup> I tillegg belønnes lang boring per operasjon (run), noe som utfordrer leverandørens vedlikeholdsrutiner.

Spesialisering innen oljeservice medfører mange kontrakter knyttet til samme boreoperasjon, det kan eksempelvis på et gitt tidspunkt være 40 ulike leverandører til stede på riggen. Noen av selskapene har imidlertid samme eier, noe som muliggjør en viss samordning (integreerte kontrakter).

PAPS-kontraktene ble inngått for perioden 2003 til 2006, med tilleggsopsjoner på 3+2 år. Det er normalt med denne typen langsiktige kontrakter inne oljeservice, og etter det vi erfarer er det nesten uten unntak slik at opsjonene utøves. Hydro har inngått slike rammekontrakter med Schlumberger, Haliburton og Baker Hughes INTEQ. De nye bonusordningene var ikke inne i den opprinnelige kontrakten, men ble lagt til etterpå (i form av formelle amendments), i dialog

---

<sup>4</sup> Mens noen av seksjonene er rene transportetapper, der fokus er på tempo og fremdrift, er andre seksjoner i reservoaret, hvor fokus er på kvalitet og reservoardreining.

med leverandørene. Her er det et par situasjonsbetingede forhold å merke seg. Riggknapphet gjør bonuser viktigere enn ellers. Kontraktene ble inngått på gamle rater som er svært gunstige i dagens situasjon. I andre perioder er det imidlertid motsatt, og dette kan jevne seg ut over tid. Gjeldende oppgangskonjunktur har imidlertid vart lenge, og sterkt økende kostnadsbase samtidig med langsiktige kontrakter som inneholder rater med lite treffsikre eskaleringsklausuler, stiller leverandørene overfor store utfordringer. Frustrasjonen i leverandørbedriftene over stort avvik fra spotbetingelsene er kanskje blitt noe dempet av disse tilleggsbonusene, og litt av motivasjonen kan følgelig være konjunkturbetinget. En annen grunn til at bonusordningene ventelig ikke vil overleve en nedgangskonjunktur er at de er ubalanserte, leverandørene vil bare være med å dele oppsiden og samtidig være sikret mot nedsiden.

Et viktig spørsmål er om denne typen insentiver ville kunne vært en del av det opprinnelige anbudsgrunnlaget. Slik situasjonen er i dag åpner anbudspapirene for eventuell innføring av insentiver senere i kontraktperioden, men disse er ikke spesifisert slik at leverandørene kan ta hensyn til disse i anbudsregningen. I henhold til uttalelser fra leverandører er det vanskelig å etablere de nødvendige boremålene (benchmarks) før man har erfaring med de aktuelle reservoarene, dvs. at det vil være vanskelig å etablere presise insentivsystemer som kan gi et rimelig grunnlag for leverandørene å kalkulere anbud. Ved eventuell innføring av tilleggsinsentiver – som blir å betrakte som en reforhandling av kompensasjonsformatet<sup>5</sup> – ville det under normale omstendigheter fra oljeselskapenes synspunkt være rimelig å kreve reduksjon i basisratene som kompensasjon for eventuelle tilleggsinsentiver som i overvekt har oppside (ved tilleggsinsentiver som er rimelig balanserte hva angår oppside og nedside er imidlertid ikke dette tilfelle). Det synes imidlertid ikke å være en slik vilje hos leverandørene. Når disse først har fått tildelt en langsiktig kontrakt har de stor forhandlingsstyrke hva angår endringer. Mangel på balanse i reforhandlinger kan forklare motstanden mot tilleggsinsentiver hos en del oljeselskaper. Forskjellen i motviljen mellom ulike oljeselskaper kan ligge i ulik kontraktsfilosofi, men kan også speile det forhold at basisratene i utgangspunktet kan være svært forskjellig, avhengig av hvilket tidspunkt kontrakten ble inngått. Det kan virke mer rimelig å inngå avtale om tilleggsinsentiver med betydelig oppside dersom basisraten er lav sammenlignet med gjeldende

---

<sup>5</sup> Tilleggsinsentiver kan imidlertid også gis ensidig.

spotrate. Ved en slik reforhandling får oljeselskapet noe igjen i form av økte insentiver i kontrakten.

Grunnleggende for insentivdesign er kontrollerbarhetsprinsippet. Insentiver må – hvis de skal være treffsikre – knyttes direkte mot de størrelser leverandøren kan påvirke. Med det høye antallet aktører som bidrar til en boreoperasjon - gjerne førti ulike leverandørselskaper - sier det seg selv at det er spesielt vanskelig å etablere presise insentiver på dette området. For målsumkontraktene som er beskrevet ovenfor oppgis det imidlertid at 70-80 % av parametrene kan påvirkes av hovedleverandøren. Dette tallet kan nok variere mellom ulike felt.

Kontrollerbarhetsprinsippet gjør det uansett vanskelig å knytte insentiver til mer overliggende parametre som produksjon.<sup>6</sup> Sett fra leverandørens side ville dette krevd økt kompetanse innen reservoarforståelse, økt innsats og kompetanse innen risikostyring, samt muligheter for oppfølging og kontroll gjennom produksjonsfasen. For de fleste oljeserviceselskapene er det uaktuelt å ta denne type risiko, deres strategi er å være industriselskap, ikke oljeselskap. Dette er et problem for nye, små oljeselskaper på norsk sokkel, som har behov for større grad av risikodeling.

### **2.3 Foreløpige erfaringer**

Hydro opplyste at de var svært fornøyd med de nye kontraktene De anslås å ha gitt innsparinger på 100 millioner, hvorav 30 har gått til leverandørene. Det er få endringsordrer så langt og små administrasjonskostnader.

Oljeselskapet beholder fleksibilitet i den forstand at de alltid kan sette ned boremålet. For å øke målet må man imidlertid forhandle med leverandøren. Tidligere kunne man ha situasjoner der leverandøren tidlig i en brønn kom på maksimal straff, dvs. at alle insentiveffekter bortfaller for resten av brønnen. Dette unngås med et seksjonsbasert insentivsystem.

---

<sup>6</sup> Denne typen høyere ordens insentiver ville klart gitt høyere grad av målkongruens.

Insentiver sies å være positiv av følgende tre grunner:

- (1) sikrer kontinuerlig fokus hos leverandøren
- (2) styrker insentivene for leverandøren til å effektivisere operasjonen gjennom støtte fra sin landorganisasjon, herunder gjøre bedre bruk av data og kompetanse man allerede besitter
- (3) påvirker allokering i leverandørbedriftene, mellom ulike oljeselskap. Bonussystemer gjør at man får tildelt bra utstyr og kompetente folk

Her må det presiseres at punkt (3) primært kan være et fordelings spørsmål. Hvis man får bedre ressurser på bekostning av en annen operatør på norsk sokkel er dette, samfunnsøkonomisk sett, et tilnærmet nullsumspill. Unntaket vil være dersom ressursene omallokeres til et betydelig mer effektivt og kompetent oljeselskap, eller mer prospektive felt.

I Statoil har kompensasjonsformatene vært gjenstand for noe større desentralisering, de har variert mellom ulike prosjekter og lisenser. En del lisenser var motstander av tilleggsinsentiver, de mente at leverandørene skulle gjøre en god jobb for den høye betalingen de allerede mottok. Noen kontrakter hadde tilleggsinsentiver. Disse var kommet til fra 2001, og på tidspunkt før kontraktsignering. Jeg forstår det slik at de fremkom i forhandling med leverandør, men det var uklart om de var spesifisert i selve anbudsinnbydelsen. Insentivene innebar en betydelig bonus for boreentreprenøren hvis de nådde et på forhånd avtalt antall boremeter per run. Man fikk da 50% påslag på leien av utstyr. Betaling for personell var derimot fast. Insentivordningen var rapportert å fungere etter hensikten, man sparte knapp riggtid. De så dette som en naturlig utvikling, der hele bransjen etter hvert er KPI-styrt. De hadde derimot ikke insentiver knyttet til en viss tidsbruk per seksjon. Mulige grunner de anga for dette var problemer med å spesifisere dette i forkant, og at det kunne gi for sterkt tidspress. Insentivbetalingene utgjorde en svært liten del av samlede riggekostnader.

En tilleggseffekt av insentiver var at det bidro i seleksjonsprosessen, man fikk avslørt hvilke selskaper som hadde tro på eget utstyr og personell - de som ønsket insentiver. Erfarne

kontraktsfolk innvender imidlertid her at erfaring viser at *alle* leverandører ønsker insentiver, ettersom de vet at endrede forutsetninger, endringsordrer etc. vil kunne medføre at bonusene må utbetales uansett.

Angående evaluering av kompensasjonsformat innen boring i Hydro og Statoil blir det tilføyd av erfarne kontraktsmedarbeidere at det vanligvis er vanskelig å evaluere effekter av insentivordninger. Faren er at man får svar som man spør. Dersom et oljeselskap utbetaler bonuspenger så vil de jo alltid hevde at det er fordi selskapet sparte penger og tid eller fikk bedre kvalitet. Faktum er imidlertid at det også kan ha vært bortkastede penger. Leverandørens prestasjon kunne muligens vært den samme eller bedre uten bonusordningen. Dette får man normalt ikke svar på.

### **3. Analogi: Stykkpris i sykehussektoren**

Ofte kan man lære en del om økonomisk styring med å studere andre bransjer. Aktuelle forslag til avhjelping av ressurskrisen i helsevesenet har vært å innføre mer markedsbaserte ordninger. Det norske helsevesenet har blant annet gått over fra døgnrater (kurdøgnsystemet) til stykkpris, se Askildsen og Osmundsen (1998). Utgangspunktet var at døgnratene la til rette for lang liggetid og ga for svake insentiver til effektivitet.

I nåværende stykkprissystem er det slik at en helseinstitusjon får betalt for en bestemt helsetjeneste (f.eks. en operasjon), der tjenesten klassifiseres i henhold til behandlingsintensitet (DRG-tyngde). Det er institusjonen selv som står for denne klassifiseringen, noe som åpenbart gir åpning for strategisk tilpasning. Dette er et klassisk prinsipal-agent problem, der prinsipalen kjøper en tjeneste av en agent som har privat informasjon om sitt produkt. Problemet med strategisk rapportering erkjennes også implisitt i reglementet for klassifisering; veksten i behandlingstyngde tillates ikke være større enn to prosent per år.

Et beslektet problem er at helseinstitusjonene kan ønske å tiltrekke seg de pasienter som er mest gunstige gitt det eksisterende insentivsystem, og kan forsøke å avvise tyngre eller lite



lønnsomme pasienter. Likeledes kan det bli mindre satsing på pasientgrupper som ikke fullt ut fanges opp av det gjeldende stykkprissystemet, f.eks. kronikere. Spesielt har det vært påpekt problemer innenfor psykiatrien. Psykiatriske sykehus holdes stort sett utenfor stykkprisforsøk, og en må vurdere hvilke insentivordninger som lar seg gjennomføre for de som behandler denne typen pasienter.

En annen åpenbar svakhet ved det nåværende finansieringssystem - en kombinasjon av rammetilskudd og stykkpris - er at overføringene er volumbaserte; det inneholder ikke kvalitetsindikatorer. Det er mulig at dette problemet ivaretas av en høy yrkesetikk. Etter hvert som stykkprissystemet er mer innarbeidet vil vi se hvilke tilpasninger de ulike aktørene foretar. I evalueringen av dette prissystemet bør kvalitetsmålinger stå sentralt. Eksempelvis får et sykehus betalt per operasjon av en gitt vanskelighetsgrad, og vil følgelig ha et insentiv til å redusere liggetiden. Dette er da også tilsiktet. Men man kan redusere liggetiden til det punkt at sannsynligheten for reinleggelser går opp. Dette forsøkes motvirket ved at stykkprisen for reinleggelser er lavere enn for initiell innleggelse. Dette er bekymringsfullt i den grad dette er en utilsiktet virkning av insentivsystemet. Et annet problem forbundet med å belønne volum, er at andre kvalitetsdimensjoner - eksempelvis pleiefunksjonen - kan svekkes.

Det er antagelig for tidlig å evaluere stykkprisordningen for sykehussektoren, men noen foreløpige konklusjoner synes klare. Effektiviteten har gått opp, flere pasienter er behandlet. Men dette er begrenset av at bevilgningene ikke har økt i samme takt. Det er reist spørsmål knyttet til kvalitet. Videre har det vært mange tilfeller av strategisk rapportering, som har fått sitt motsvar i et mer finmasket kontrollsystem med ikke helt ubetydelige transaksjonskostnader. Som innen boring er problemet at de ulike tilfellene er ikke sammenlignbare, en operasjon kan ha ulik pleietyngde alt avhengig av andre lidelser pasienten måtte ha. Man har følgelig utarbeidet et komplekst DRG-system som krever kontinuerlig oppdatering. I sum er det betydelige utfordringer knyttet til systemet, men det er enighet om at det har gitt en nødvendig effektivitetsøkning i sektoren, og man ønsker ikke å gå tilbake til kurdøgnsystemet.

Det er en del paralleller her til boring, blant annet hva gjelder kvalitet. Høyt tempo i olje- og gassboring kan eksempelvis øke sannsynligheten for at man mister borestrengen, noe som ikke er

så langt unna en reinleggelse. Informasjons- og kontrollproblemene er imidlertid antagelig noe mindre i oljesektoren, blant annet ved at oljeselskapet har eget personell på riggen. Ellers er det slik at insentivkontrakten sykehusene står overfor er reell, dvs. at stykkprisen er innført samtidig som de tradisjonelle rammebevilgningene er redusert. Stykkprisen er også kjent på forhånd, den er ikke innført midt i budsjettperioden, i tillegg til annen betaling.

#### **4. Konkrete problemstillinger knyttet til insentivutforming**

Boreentreprenørene tar til orde for egne bonusordninger til hver enkelt boreseksjon. På denne måten får selskaper og de ansatte direkte og umiddelbar respons på egen innsats, og dette sies å gi sterkere insentiver enn belønninger som ligger lengre frem i tid. Begrunnelsen for dette kan delvis ligge i arbeidsordningene offshore. Ansatte arbeider to uker og har fire uker fri. Man opererer med andre ord med tre skift, og seksjonsbaserte bonussystemer kan kanskje i større grad sikre at bonusen tilfaller det enkelte skift. Dette forutsetter imidlertid at riggselskapet bruker samme insentiver internt som de selv har mot sin oppdragsgiver.

For oljeselskapet blir seksjonsbaserte insentiver noe mer sammensatt. Insentiver benyttes for å skape målkongruens. På den ene siden ønsker man effektivitet i hver enkelt seksjon, men det er tross alt sluttresultatet som teller for oljeselskapet. Man kan her få situasjoner der riggselskap belønnes for enkeltseksjoner, men der brønnen som helhet ikke oppnådde fastsatte mål. Man har følgelig ikke målkongruens på overordnet nivå, men til gjengjeld har man målrettede insentiver på mikronivå. Dette er en nokså almen avveining innen insentivutforming. Mest omtalt er kanskje insentivordninger for ledere. Hvis man er leder for en bedrift (eventuelt for en avdeling eller et forretningsområde i en bedrift), vil målrettede insentiver være knyttet opp mot resultatet som genereres til en normalisert salgspris, eksempelvis resultat for en gitt oljepris. Ledere kan ikke påvirke oljeprisen, og effekten av oljeprissvingninger bør derfor renses ut av resultatmålet det knyttes insentivavlønning til. Men dette kan innebære høy avlønning i en periode bedriften går dårlig, hvis prisutviklingen er negativ. Dette kan komme i konflikt med bedriftens betalingsevne, og kan gi utbetalinger som er vanskelige å kommunisere og forsvare.

Alternativt, om man knytter avlønning til spotprisen, kan lederen få høy avlønning pga stigende produktpris til tross for dårlig prestasjoner på det han eller hun selv kan påvirke. Dette skaper ikke problemer i forhold til betalingsevnen, men gir svakere insentiver og burde egentlig være vel så vanskelig å kommunisere.

Det konkrete tilfellet med seksjonsbaserte insentivordninger synes ikke å ha en klar teoretisk fasitløsning. Hvis man bare belønner på brønnnivå, som innbefatter tre-fire offshore-skift, får man ikke en klar sammenheng mellom enkeltskiftets jobb og avlønning, og man har utfordringer knyttet til gratispassasjerproblemet.<sup>7</sup> Seksjonsbaserte insentiver er bra i den forstand at det samsvarer med kontrollerbarhetsprinsippet, og man unngår gratispassasjerer. På den annen side åpner det opp for suboptimering, der det enkelte plattformlag kan ha insentiver til å maksimere tempo i sin seksjon, selv om det kan gå på bekostning av fremdriften i andre seksjoner. En vanlig løsning i slike sammenhenger er at mikroinsentiver (seksjonsbasert bonus) suppleres med insentiver på neste nivå i verdikjeden, som i dette tilfellet er samlet boretid for brønnen.

Suksess er ofte kimen til undergang for insentivavtaler. Når en leverandør får det skikkelig bra til og genererer store overskudd for sin kunde, blir ofte avtalen skrevet om ved neste korsvei (eller reforhandlet, hvis det er en langsiktig avtale). Dette virker ikke logisk, men slik er det. Poenget er at kunden mener at bonusen til leverandøren blir for høy, og krever en strengere avtale. Samtidig undergraver kunden hele grunnlaget for insentivordningen. Noen ganger kan dette delvis være rettmessig, man kan forvente en viss produktivitetsøkning over tid. Andre ganger representerer det en ugunstig endring av spillereglene, sett fra leverandørens side. Innen insentivlitteraturen kalles denne innstramningen i insentivordninger i gjentatte kjøp (spill) for mothakeeffekten (ratchet effect). Problemet er oftest at kunden ikke kan binde seg til ikke å endre avtalen over tid. En reflektert leverandør vil forutse dette, noe som i praksis svekker insentivene også på kort sikt – økt produktivitet straffes i neste avtale. Det finnes flere eksempler på mothakeeffekt innen boring og oljeservice, eksempelvis i avtaler som knytter betaling opp mot borehastighet. Man kan oppnå en mulig reduksjon av dette problemet gjennom å avtale produktivitetsøkningene i forkant.

---

<sup>7</sup> Ettersom et enkelt skift kan få bonus hvis de andre skiftene arbeider bra, har man svakere insentiver enn om bonusen var knyttet direkte mot resultatet til det enkelte skift. Selv i sistnevnte tilfelle vil man ha et gratispassasjerproblem på individnivå, men dette vil normalt være håndtert av sosiale sanksjoner i mindre og oversiktlige grupper.

## 5. Hierarkiske insentivsystemer

For at insentiver skal virke må de nå personene som fatter beslutninger og utfører arbeidsoppdrag. Det er følgelig vesentlig at insentiver som oljeselskap utformer for riggselskap også til en viss grad tilfaller den enkelte arbeidstaker. Dette er ingen selvfølge. Hvem er viktige personer å nå med insentivbetingelser? Når det gjelder allokering av utstyr gjøres dette kanskje sentralt i selskapene, men driftsmessige forhold er desentralisert. Insentiver må derfor treffe bredt i leverandørorganisasjonene hvis de skal ha noen effekt.

Etter det vi erfarer er det oljeselskap som opererer med belønningssystemer på plattformer, gjennom at de ved godt resultat bidrar direkte til riggsansattes kasse for sosiale tiltak. Her går man altså utenom det hierarkiske systemet. Man sikrer at midlene når frem, og det er ikke store midler som går med (feltspesifikke sosial ordninger kan imidlertid skape utfordringer for leverandørselskapene, ved at det kan oppstå betydelige forskjeller i velferdsordninger for ansatte på ulike rigger). Den ene formen for insentiver utelukker ikke det andre, tvert i mot bør de utfylle hverandre slik at det er egnede insentiver på alle nivå.

Driftsformene på norsk sokkel krever tett integrasjon mellom partene. Dette stiller to tilsynelatende uforenlige mål til belønningstrukturen:

- (a) En insentivstruktur som skaper målforenlighet, dvs. avlønning der leverandørene tar del i gevinstene som skapes i fellesskap. Taler for bonusordninger.
- (b) Fleksible avlønningstrukturer, som lett muliggjør endringer underveis. Taler for kostpluss avlønning.

Når oljeselskap og leverandørbedrifter arbeider tett, slik situasjonen er ved drift av olje- og gassfelt, er det viktig å sikre at partene drar i samme retning. Først når man skaper målforenlighet sikrer man full uttelling av tett samarbeid. Normalt gjøres dette ved bruk av insentiver. Ideelt sett er disse av høyere orden, dvs. at de ikke bare er relatert til kostnadene i den enkelte leveranse, men også tar hensyn til inntektssiden (herunder bruksfleksibilitet og kvalitet)

og livssyklus kostnader (drifts- og vedlikeholdskostnader). Incentivene vil normalt relatere seg til bestemte mål (leveransekrav, produktivitet, milepæler) og vil være basert på et sett forutsetninger. Blant forutsetningene er normalt at oljeselskapet skal komme med avtalt dokumentasjon (boreplaner, informasjon om bergarter, m.v.) innen gitte tidsrammer. Incentivsystemene forutsetter med andre ord en viss forutsigbarhet.

En fordel med tett integrasjon mellom leverandør og innkjøper er fleksibilitet. Spesielt viktig er det innen boring, spesielt ved boring i reservoaret. Ny informasjon fra reservoaret vil ofte gjøre det ønskelig å justere de opprinnelige boreplanene. Det er nødvendig for å få til en optimal drenering av reservoaret, og den økonomiske betydningen av dette kan langt overskygge andre hensyn, herunder minimering av borekostnadene. Oljeselskapets behov for kontroll og fleksibilitet er dermed i konflikt med målet om forutberegnelige incentivsystemer. Den enkleste måten å oppnå fleksibilitet på er ulike former for kost-pluss betaling, eksempelvis døgnrater. Dersom man skal benytte målbaserte incentivsystemer må målsettingene justeres når oljeselskapet gjør endringer i de opprinnelige boreplanene. Dette svekker incentivsystemet, ettersom kontrakten ikke er reforhandlingssikker. Ufullstendige kontraktselementer kan også ha den effekt at leverandøren kan få bonus uansett, ettersom de ved manglende måloppnåelse normalt kan skylde på endringer eller manglende leveranser fra oljeselskapet. I tillegg medfører reforhandlingen direkte transaksjonskostnader.

## **6. Andre kontraktsklausuler**

Inntrykket av incentivkontraktene som er i bruk innen oljeservice er at disse er relativt enkle og ubyråkratiske å administrere. Hvis der skjer endringer i grunnlaget for beregning av gjeldende benchmark gjøres ikke justeringer av benchmark. Når en kontrakt først er inngått blir den etterlevd. Det kan imidlertid få konsekvenser for fremtidige produktivitetskrav. Fordelen med å etterleve kontrakten uten reforhandling er forutberegnelighet og sparte transaksjonskostnader, ulempen er at det vil kunne oppstå situasjoner som kan oppfattes som urettferdige av en av partene. Men dersom det er incentiver for hver enkelt boreseksjon vil denne urettferdigheten ha mindre betydning. Ved ett samlet incentivskjema for hele boreoperasjonen kan man derimot i

situasjoner uten reforhandlingsmuligheter få situasjoner der leverandøren ikke får bonus selv om han har utført en bra jobb.

Gevinsten med insentiver må avveies mot transaksjons- og reforhandlingskostnadene. Kostnader forbundet med reforhandling har gjort at målsumkontrakter er lite utbredt innen utbyggingskontrakter. Inntrykket er imidlertid at transaksjonskostnadene med reforhandling er mindre innen boring.

Kan leverandører lokke med å gi det beste personellet og det beste utstyret til lisenser som innfører tilleggsinsentiver? Dette opplyses å ikke være reelt problem for de største kundene, ønsket om gjensalg disiplinerer. Uansett spesifiserer kontraktene stillingskategori, men normalt ikke enkeltpersoner. Leverandøren har med andre ord en viss fleksibilitet i ressursallokeringen mellom ulike kontrakter. Unntak er nøkkelpersonell, der man spesifiserer navn og legger ved CV. Erstatning av personell er også gjenstand for godkjenning fra operatøren.

Oljeservicekontraktene inneholder eskaleringsklausuler. Disse har normalt ikke tatt tilstrekkelig høyde for den sterke økning i stålpriser, så her har det skjedd reforhandlinger. Utover dette har det vært policy for flere oljeselskaper å være varsom med å endre kompensasjonsformat midt i en kontraktsperiode. Årsaken er at dette vil kunne være uriktig overfor andre budgivere ettersom det endrer premissene for kontraktstildelingen. Hvis andre leverandører hadde visst at endringer ville skjedd innen kompensasjonsutformingen kunne de ha lagt inn andre bud, dvs. at endringer i kompensasjon vil kunne representere brudd på likebehandling og ryddig innkjøpsprosess. Troverdighet overfor andre budgivere er viktig for å overholde regler og for å opprettholde troverdighet og derigjennom sikre tilstrekkelig konkurranse i fremtidige budrunder. På den annen side er man kommersielt orientert og er åpen for vinn-vinn situasjoner, også innefor rammen av lange kontrakter. Eksempler på dette er bruk av nytt utstyr. Kompensasjonsformat endrer man imidlertid helst ikke underveis, ettersom tapende leverandører vil kunne finne det kritikkverdig. Her kan man tilføye at en slik policy - hvis den er troverdig - også sparer operatørselskapet for mye unødvendig reforhandlingsstøy.

Statoil og Hydro har benyttet OLFs kontraktsmal for oljeserviceleveranser. Hovedkontrakten er standard utforming. Vedlegg A (arbeidsbeskrivelse) og B (kompensasjonsformat) - som vi analyserer - er imidlertid prosjektspesifikt og uregulert.

## **Konklusjon**

Knapphet på riggtilgang har - i tillegg til en betydelig økning i kontraktslengde - medført en rekke interessante endringer i 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, 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 eksperimenter innen alternative kontrakts- og organisasjonsmønstre. Paradoksalt nok kan en utvikling i retning av mindre press i riggnæringen også føre til ytterligere uttesting på kontraktssiden, ettersom riggselskaper og oljeserviceselskaper da kan se seg presset til å ta på seg mer risiko. De fleste reelle insentivsystemer betinger at leverandøren bærer en viss risiko. I en situasjon med lavere rater vil imidlertid leverandørene være i mindre stand til å bære denne type risiko. Det er således uheldig at leverandørene ikke har vært mer aktive i utprøving av alternative kompensasjonsprinsipper under dagens høykonjunktur.

Man ser i dag en utvikling i retning av multi-tjeneste kontrakter, der flere oljeservicetjenester leveres av samme leverandør. 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, ettersom gevinstene - bedre koordinering og reduserte transaksjonskostnader - synes sammenlignbare med samordningen på leverandørsiden vi har sett i utbyggingsprosjekter ved innføring av EPCI-kontrakter. 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.

Myndighetene og næringen har felles interesse av å snu den negative trenden i boreeffektivitet på norsk sokkel. Dersom redusert boreeffektivitet medfører tap av ressurser som ellers ville vært lønnsomme å utvinne, er dette bekymringsfullt fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel. Rask boring er imidlertid ikke alltid sammenfallende med god reservoarutnyttelse og effektiv informasjonsinnhenting, så her må man gjøre en avveining. Seksjonsbaserte insentiver innen boring, der man kan spesialbehandle boringen i selve reservoaret, synes velegnet til å foreta en slik avveining. Man kan da gi sterke tempoinsentiver til rene transportetapper, for deretter å ha nøye styring når man borer i selve reservoaret. For oljeselskap med noenlunde lang planhorisont vil myndigheter og selskaper ha delvis sammenfallende interesser knyttet til reservoarutnyttelse. Det kan imidlertid helt klart oppstå situasjoner, eksempelvis ved presset likviditet eller press om å nå bestemte indikatorer, der myndighetene bør holde en nøye oppsyn med reservoarutnyttelsen.

Kostnadsøkningene i oljebransjen er et betydelig problem. Desentral kontraktsstruktur 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, 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

## **Litteratur**



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. (2008), "Incentivutforming innen riggkontrakter", forskningsnotat, Universitetet i Stavanger.

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.