

# Samhandling på sokkelen - kontrakter og insentiver

av Petter Osmundsen

## 1 Innledning

I Oljemeldingen i 2003 (St.meld. nr. 38 2003–2004) ga Regjeringen uttrykk for et ønske om å realisere verdiøkningen som kan ligge i bedre samhandling mellom oljeselskaper og leverandører, blant annet gjennom endret og forbedret organisering med hensyn til deling av arbeid offshore og på land. Hvordan har dette gått? Mange forbedringer er gjort, og mange rutiner er lagt om. Samtidig har det vist seg at det kan være mange hindringer i veien for å realisere det fulle potensialet innen samhandling; dels interne organisatoriske forhold i selskapene, dels forhandlinger og kontraktsforhold mellom partene i arbeidslivet, og dels koordineringsproblemer mellom oljeselskaper og leverandørselskaper. Artikkelen diskuterer noen av disse utfordringene.

Boreoperasjoner benyttes som gjennomgående case i artikkelen, og jeg trekker her på et prosjekt der jeg har samarbeidet med Oljedirektoratet. Samarbeidet ga god tilgang på relevant empirisk materiale. Jeg fikk tilgang på riggkontrakter og oljeservicekontrakter, og vi hadde en serie møter med sentrale personer i oljeselskaper, riggselskaper og oljeserviceselskaper. Vi hadde også et møte med Oljeindustriens Landsforening (OLF). I tillegg har jeg kartlagt aktuell akademisk litteratur samt best practice-studier.

Noen av de konkrete spørsmål som reises i artikkelen er følgende. Er det behov for justeringer i kontraktsutforming og anbudsprosess? Har leverandørene sterke nok insentiver til å utnytte mulighetene som eksisterende teknologi gir i forbindelse med leveranse av tjenester?

Har leverandørene innenfor rammen av eksisterende og fremtidige kontrakter tilstrekkelige insentiver til å utvikle nye teknologiske løsninger? For å svare på disse spørsmålene kartlegges de økonomiske insentiver leverandørene står overfor. Disse viser seg å være relativt komplekse, ettersom man ikke bare kan se på eksisterende kontrakter men også de implisitte insentivene som ligger i evalueringskriteriene oljeselskapene benytter ved tildeling av nye kontrakter. Spørsmålet er altså hvordan disse i sum vil påvirke fokus til leverandørene. I artikkelen diskuteres også ulike samarbeidsformer mellom oljeselskap og leverandørselskap. – Hvordan best involvere leverandørene i utvikling av løsninger og tjenester? Jeg starter med å gjennomgå grunnleggende struktur i oljeservicekontrakter og riggkontrakter.

## 2 Kontraktsutforming innen -oljeservice

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.

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 (se del 3). 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 offshore-skift. For en nærmere beskrivelse, se Osmundsen (2009b).

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 land-organisasjonene, før man starter på den aktuelle boreseksjonen.

### 3 Riggkontrakter

Kompensasjonsformat for riggleie var tidligere basert på betaling per boremeter. Industri-standarden 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.

For mer detaljer, se Corts (2000), Corts og Singh (2004), Osmundsen et al. (2008), og Osmundsen (2009a).

Den følgende drøfting 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). Jeg bygger også på egen forskning som anvender insentivteori på petroleumssektoren, se f. eks. Osmundsen (2006) og Olsen og Osmundsen (2005).

## 4 Incentivstruktur – en mer overordnet tilnærming

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

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

Hovedfokus for ledelsen i riggselskapene er å sikre beskjeftigelse for riggene. Evalueringskriteriene for tildeling av riggoppdrag fungerer dermed som et implisitt incentivskjema. 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 incentiver knyttet til disse parameterne, selv om disse ikke nødvendigvis inngår eksplisitt i kompensasjonsformatet i riggkontrakten. Videre vil avlønningen som er avtalt for neste kontrakt representere incentiver 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). Jeg går nå nærmere inn på evalueringskriterier ved tildeling av oppdrag innen boring.

### 4.1 Evalueringskriterier ved anbud

Typiske evalueringskriterier for innleie av boretjenester – 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. Kriteriene etablerer implisitt incentiver for leverandørene.

## 5 Teknologiutvikling – ulike målsettinger

Oljeselskaper og leverandører kan ha litt ulike ønsker med hensyn til teknologiutvikling. Idealsituasjon for en leverandørbedrift er teknologiutvikling i nært samarbeid med oljeselskap. Dette sikrer både brukerrelevans og finansiering. I tillegg vil leverandøren ofte ønske å stå for både utviklings- og implementeringsfasen. I tillegg til at dette gir beskjeftigelse gir det også kontroll over produktet som er utviklet. Videre vil leverandøren ønske langsiktige kontraktsrelasjoner med oljeselskapet som har finansiert utviklingen, samt eksklusive rettigheter til det som er utviklet. I det siste ligger ingen sperrer på salg til andre oljeselskaper, samt at også oljeselskapet som har medvirket til forskningen må betale full pris ved innleie av utviklede deler, prosesser eller tjenester.

I oljeselskapets idealsituasjon er det tette relasjoner med ulike leverandører. Dette muliggjør skreddersøm til oljeselskapets spesifikke driftsforhold. Oljeselskapet ønsker ingen bindinger, eksempelvis etter utviklingsfasen ønsker det å stå fritt både i valg av leverandør og teknologisk løsning. Oljeselskapet ønsker bruksrettigheter til det som utvikles, ønsker ikke å «betale for det to ganger». Om mulig ønsker de også eksklusive rettigheter, dvs. at de selv kan kommersialisere eventuelle nyutviklede produkter eller tjenester. Man kan observere økt fokus på teknologi som eget forretningsområde i oljeselskapene.

## 5.1 Teknologitviking – Forhandlingsløsning og kontraktsinsentiver

Som gjort rede for ovenfor er ikke idealsituasjonen for leverandører og oljeselskap helt sammenfallende. Som i andre sammenhenger er det interessekonflikter men også felles interesser. Fellesinteressen går på å skape et produkt eller en tjeneste som skaper merverdi. Konflikten går på hvem som skal høste de økonomiske fordelene av denne merverdien, og hvem som skal ha eierskap og bruksrettigheter. Eierskap og høsting av merverdi henger igjen nøye sammen. Utfallet er normalt en forhandlingsløsning et sted i mellom partenes idealsituasjon, og der den relative forhandlingsmakten til partene avgjør hvem som kommer best ut. Forhandlingsmakten er bestemt av tilgangen på troverdige alternativer. Leverandørselskapet vil eksempelvis kunne komme godt ut om det sitter på unik teknologi og kompetanse, og om det evner og ønsker å delfinansiere prosjektet selv. Unik kompetanse og finansieringsmuligheter styrker leverandørens forhandlingsmakt, og leverandøren får da beholde mer av oppsiden.

Teknologiske nyvinninger vil på kortere eller lengre sikt gavne hele bransjen, kunnskap har karakter av et felles gode. Fellesgoder kan lett rammes av underforsyning. Ut fra perspektiv til bransjen – og samfunnet – kan man derfor stille følgende spørsmål:

- Kan valgt løsning kan avvike fra det som er samfunnsøkonomisk optimalt?
- Kan manglende forhandlingsmakt hos enkelte leverandører gi kontraktsløsninger med for svake insentiver til teknologitviking?
- Har leverandørene insentiver til å utnytte potensialet i eksisterende teknologi?

Ett moment i denne sammenheng er at de insentivene som implisitt gis i anbudssammenheng kan bli for smale. Kan målbarhetsproblemer knyttet til teknologirelatert kvalitet føre til at pris i praksis blir viktigste kriterium? Fanger anbudskriteriene opp forbedringer innen teknologi og organisering? Dagens krav til transparens og reviderbarhet er sunne prinsipper. Men man må være oppmerksom på at det kan lede til at beslutningsfattere vegrer seg for å velge leverandører med overlegen teknologi, fordi det kan være vanskelig å verifisere i anbudssammenheng. Det tryggeste for anbudsevaluerere kan være å velge kjente alternativer til lav pris. Dette bringer ikke bransjen fremover.

## 6 Utfordringer og hindringer i eksisterende KPIer

Et annet problemkompleks er måleparametre (KPIer) og interne evalueringskriterier som oljebransjen styrer etter. For å få en effektiv styring av en bedrift er det nødvendig å stykke opp og operasjonalisere enkeltaktiviteter, eksempelvis enkeltprosjekter. Disse blir så styrt og evaluert mot bestemte prosjektbestemte mål (KPIer). Fordelene med denne typen oppsplitting er at de enkelte avdelinger og prosjekter klart vet hva de skal gjøre og hva de måles på. Utfordringen her er alltid å finne gode måleparametre. Klart målbare kriterier som volum, tilvirkingskostnad og tid kan komme på bekostning av kvalitet, levetidskostnad og fleksibilitet. Det er viktig at man fanger opp disse tilleggsdimensjonene.

Videre står man i åpenbar fare for suboptimering. Ettersom målesystemet normalt bare fanger opp fordelene og kostnadene for det enkelte prosjekt, vil man på prosjektnivå ikke uten videre ta hensyn til kostnader som påløper i andre avdelinger eller på andre tidspunkt (eksempelvis kostnader til vedlikehold, oppgradering og fjerning). Man vil heller ikke internalisere fordeler som tilfaller andre avdelinger eller prosjekter. Sistnevnte er spesielt relevant for teknologiske nyvinninger. Underforsyning av teknologisk nyvinning er med andre ord ikke bare et problem i samfunnsmålestokk (mellom ulike bedrifter) men også internt i den enkelte bedrift, og relevansen er spesielt stor i store bedrifter. Det interne styrings- og belønningssystemet i bedriften vil kunne straffe enkeltavdelinger eller – prosjekter for alle påløpte kostnader til FoU, inklusive kostnader knyttet til piloter, men ikke godskrive prosjektet med fordeler som andre avdelinger av prosjekter i bedriften har av nyvinningene. Dette kan føre til at man forsker for lite, ikke bare i en samfunnsøkonomisk forstand men også rent bedriftsøkonomisk.

La oss ta et konkret eksempel innen boring. Et prosjekt i et oljeselskap blir forespurt om å ha et pilotprosjekt på sitt felt. Prosjektet kan potensielt øke boreproduktiviteten og gi økte boremuligheter. Prosjektet kan potensielt gi forbedringer i selskapets samlede boreportefølje, men det er kun prosjektets eget felt som inngår i lederens KPIer. Nedsiden, eksempelvis i form av nedetid i testperioden, blir han imidlertid fullt ut holdt ansvarlig for, og prosjektlederen er derfor tilbøyelig til å si nei til forespørselen om en pilot. KPIene kan dermed bidra til suboptimering. For å realisere denne typen forskningsprosjekter er det følgelig vesentlig at man justerer KPIene for involverte felt.

## **7 Teknologitviking eller bedre arbeidsformer innenfor rammen av eksisterende -leverandørkontrakt**

Ettersom oljeservice ofte leveres under langsiktige kontrakter, eksempelvis fem år med to påfølgende opsjoner til oljeselskapet på forlenging i tre år, er det aktuelt å kartlegge leverandørenes insentiver til teknologitviking innenfor rammen av den enkelte kontrakt. Dette er også et relevant fokus av den grunn at det normalt sett er oljeselskapene som er best i stand til å finansiere forskning og som dessuten kan definere klare forskningsbehov.

Er det insentiver for leverandøren til å forbedre tjenestene innenfor rammene av en eksisterende leverandørkontrakt? Har leverandøren insentiver til å levere et bedre produkt enn timene de får betalt for? Aktuelle eksempler er ny teknologi som kan redusere timeinnsatsen, gi mindre nedetid eller øke ressursuttaket.

Svaret på dette er ofte nei. Leveranse av beste løsning kan tvert imot medføre ulemper for leverandøren, ettersom man da kan trenge færre folk. Og hvis man foreslår tiltak som innebærer overføring av personell fra offshore til land, får man færre ansatte med offshoretillegg. I tillegg får de ansatte mer usikkerhet knyttet til geografisk plassering av arbeidsplass.

Innenfor rammen av en langsiktig kontrakt spør det om insentivene til å bedre leveransene er sterke nok til å oppveie ulempene. Til gjengjeld kan leverandøren gjennom utvikling av bedre løsninger øke sine muligheter til å få nye kontrakter. Men her er det normalt ingen garanti for leverandøren som satser på teknologitviking. Implisitte løfter om å tildele ny kontrakt til samme leverandør ved bra ytelse er ikke nødvendigvis troverdig. Selskapene er normalt opptatt av å beholde konkurranse om leveranser, og de ønsker å unngå innlåsing. Det er også praktiske og institusjonelle hindre mot spesielt lange kontraktsforhold. Hvis samme leverandør tildeles kontrakt gang etter gang vil man få klager fra andre leverandører og etter hvert få tilbud. Ettersom petroleumsutbygginger har utgangspunkt i en offentlig tildelt konsesjon er også selskapene omfattet av konkurransereglene i EØS, som setter klare begrensninger for utvikling av faste hoffleverandører. Enkelte selskaper gir imidlertid insentiver til endret arbeidsdeling mellom land og offshore, ved at operatør dekker nødvendige opplæringskostnader ved omstilling, og ved at flytting av personell fra offshore til onshore beholder leverandør offshorerate.

Har leverandørene optimale insentiver i kontrakter med timerater? Personellkostnad ligger ofte i dagraten. Spesifikk bemanning er definert i kontrakten, og timerate er spesifisert på onshore / offshore. For å redusere bemanningen offshore er det behov for større grad av flerfaglighet for de som er igjen. Dette krever opplæring, og det er et aktuelt spørsmål hvem som skal bære denne kostnaden, oljeselskapene eller leverandørene. Og dersom oljeselskapene skal bære hele eller deler av opplæringskostnaden, oppstår spørsmålet om det skal betales direkte (øremerket) eller om kostnadene skal være bakt inne i ratene (som ledd av generell betaling). I prinsippet skulle dette være ekvivalent. I praksis virker det imidlertid som om leverandørene ikke ser slik på det. De foretrekker at opplæringskostnader betales direkte. En mulig begrunnelse kan være at betaling innbakt i ratene kan bli konkurrert bort.

## 8 Bedret samhandling mellom land og sokkel

Et kjernesporsmål i organisering av grensesnittene mellom land og sokkel i oljevirkksomheten, er hvor driftspersonellet skal sitte på land – hos leverandørselskapene eller hos oljeselskapene? I praksis ser man en blanding, men blandingsforholdet varierer mellom ulike oljeselskap. Én løsning er at leverandørens personell sitter hos operatøren på dagtid og på eget senter resten av dagen, og at en del basispersonell sitter permanent hos leverandøren (delvis desentralisering). En annen løsning er å samle mange funksjoner hos leverandøren (full desentralisering). Som i mange andre organisatoriske spørsmål er dette beslutninger der man avveier ulike forhold i det konkrete tilfellet, og der man ikke har et generelt og allmenngyldig fasitsvar.

## 9 Oljeselskapenes avveininger

En tettere integrasjon mellom partene vil stille to tilsynelatende uforenlige mål til belønningsstrukturen:

- En insentivstruktur som skaper målforenlighet, dvs. avlønning der leverandørene tar del i gevinstene som skapes i fellesskap. Dette taler for ulike former for gevinstdeling.
- Fleksible avlønningsstrukturer, som lett muliggjør endringer underveis. Dette taler normalt for kost-pluss 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 tar også hensyn til inntektsiden (herunder bruksfleksibilitet og kvalitet) og livssyklus-kostnader (drifts- og vedlikeholdskostnader). Insentivene 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 gitt dokumentasjon (boreplaner, informasjon om berg-arter, mv.) innen gitte tidsrammer. Insentivsystemene forutsetter med andre ord forutberegnelighet.

En fordel med tett integrasjon mellom leverandør og innkjøper er fleksibilitet. Dette er spesielt viktig innen boring, spesielt ved boring i reservoaret. Ny informasjon fra reservoaret vil ofte gjøre det ønskelig å justere de opprinnelige boreplanene. Dette 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 i konflikt med målet om forut beregnelige insentivsystemer. Den enkleste måten å oppnå fleksibilitet på er ulike former for kost-pluss betaling, eksempelvis døgnrater. Dersom man skal benytte målbaserte insentivsystemer må målsettingene justeres når oljeselskapet gjør endringer i de opprinnelige boreplanene. Dette svekker insentivsystemet, ettersom kontraktør nå på forhånd vet at det er gode muligheter for reforhandling. Ufullstendige kontraktselementer har også den effekt at leverandøren normalt kan få bonus uansett, ettersom de ved manglende måloppnåelse normalt kan skylde på endringer fra oljeselskapet. I tillegg medfører reforhandlingen direkte transaksjonskostnader.

Inntrykket av insentivkontraktene 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 denne. 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 insentiver for hver enkelt boreseksjon vil denne urettferdigheten ha mindre betydning. Ved ett samlet insentiv 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.

Det er vanskelig å foreta en vitenskapelig evaluering av effekten av nye insentivelementer i oljeservicekontrakter. Her er det flere utfordringer. For det første er ofte kontraktene som benyttes relativt komplekse og ikke direkte sammenlignbare fra prosjekt til prosjekt. For det andre er denne typen kommersielle kontrakter normalt ikke åpen og etterprøvable kunnskap. For det tredje er de ulike prosjektene ikke direkte sammenlignbare. For boreservicekontrakter rapporteres det om sparte kostnader ved nye kontraktsformer; se Osmundsen (2009b). 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. 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. Etter det jeg erfarer har imidlertid ikke Statoil denne typen kontrakter, så erfaringen har nok vært litt blandet. En utfordring med målsettinger på seksjonsnivå av enkeltbrønner er at leverandøren kan få bonus selv om brønnen som helhet ikke er godt gjennomført. Dette reiser interessante spørsmål om målforenlighet i denne typen kontrakter.

Osmundsen, Roll og Tvetervås (2010) kartlegger årsaker til variasjoner i boretempo (målt ved meter per dag) på norsk sokkel over tid. De viser at boretempoet har falt betydelig etter 2004, for så å vise en stigende tendens det siste året. De har imidlertid ikke hatt tilstrekkelige kontraktsdata til å kunne benytte dette som en forklaringsfaktor, og kan ikke si om noe av bedringen kan skyldes innføring av nye insentivelementer i oljeservicekontrakter eller riggkontrakter.

Nye tanker om tettere samhandling på driftssiden har en viss parallell innen feltutbygging, der man ved Norsok-prosessen satte ut en del koordineringsoppgaver til leverandørindustrien. Man opprettet totalleverandører som stor for koordinering av engineering, innkjøp, konstruksjon og installasjon (EPCI-kontrakter). Selve oppgavene var også tidligere outsourcet, når man benyttet fabrikkkontrakter, men koordineringen og grensesnittene mellom delleransene ble utført av oljeselskapene. Også innen boring er det svært høy grad

av outsourcing, anslagsvis 90 prosent. En full overgang der driften foregår fra leverandørens kontrollsenter, synes å innebære lignende type utsetting av koordineringsoppgaver. I stedet for å kjøpe konsulenttjenester (på timerater) for hver delprosess, der hver person er spesifisert, kjøper man en samlet driftstjeneste.

Det vil uansett normalt være slik at oljeselskapet lager boreprogrammet og følger dette opp, men at koordineringen mellom de ulike funksjonene innen boring settes ut. Først ved en slik løsning kan man hente ut alle fordelene ved desentralisering. Ved å betjene flere oljeselskaper fra samme sted, og drifte mange felt samtidig, kan leverandøren oppnå spesialisering, kompetanseutvikling og skalafordeler. Man vil kunne ha en mer fleksibel bemanning, ved at personell ikke er dedikert til enkeltprosjekter men kan settes inn der de til enhver tid trengs. Dette reduserer dødtid. I tillegg til å spare kostnader er det et sentralt argument ved knapphet på ingeniører at man frigjør kompetent arbeidskraft. I tillegg frigjøres knapp sengekapasitet offshore og man gjør innsparinger på helikoptertrafikk.

Dette reiser imidlertid mange sentrale spørsmål. Hva inngår i oljeselskapenes strategiske kjerne? Svarene på dette varierer fra selskap til selskap. Enkelte selskaper ønsker å ha kontroll på grensesnittene innen boring. De ser på boring som et av oljeselskapenes primæroppgaver og ønsker å ha full kontroll over prosessen. Det kan også ligge strategiske overveier bak. De ser at oljeserviceselskap tar over oppgaver internasjonalt som tidligere var forbeholdt oljeselskapene, og ser dette som et klart tegn på at oljeselskapene har satt ut for mange funksjoner. De kan også ha gjort store investeringer i egne driftssenter, og det vil følgelig være konstruktivt å ikke bare søke løsninger der all drift skjer fra leverandørens lokaler, men også mellomløsninger, der oljeselskapet beholder koordinering over sentrale elementer av boreprosessen. Ett eksempel er at leverandøransatte er hos kunden på dagtid og resten av døgnet på eget senter. Mange oljeselskaper er opptatt av å ha kontroll med elementene som inngår i boreprosessen, samt å sikre seg tilgang på kritisk kompetanse. Ved dedikert personell er man sikker på å ha tilgang på kapasitet, og ved å beholde egen kompetanse forebygger man innlåsing mot enkeltleverandører, noe som kan svekke forhandlingsstyrken og tekniske muligheter på lengre sikt.

Grad av outsourcing er normalt avhengig av modningsgraden på leverandørmarkedet. Dersom det er et lite likvid marked tør man ofte ikke satse på outsourcing. Det er ikke nok konkurranse og man risikerer innlåsing, dvs. at det vil være vanskelig i etterkant å bytte leverandør etter utløpt kontraktperiode, eller at man innenfor avtalt kontraktperiode kommer i en svak forhandlingsposisjon hva angår endringer av den opprinnelige avtalen. I situasjoner med innlåsing blir det mindre effektiv konkurranse om nye kontrakter om man får en svekkelse av de implisitte insentivene leverandøren har knyttet til behovet for å sikre seg nye kontrakter. (Når mange oljeselskaper er redd for innlåsing får heller ikke markedet utvikle seg.) De aktørene som er store på norsk sokkel søker å forebygge dette problemet gjennom å ha flere leverandører og gjennom periodevis bytting av leverandør. Her blir det imidlertid en avveining mellom konkurransehensyn og ønsket om å utvikle skreddersydde leverandørtjenester som ofte vil kreve spesifikke investeringer.<sup>1</sup> Andre relevante momenter er eierskap til informasjon, informasjonssikkerhet og fleksibilitet. Dette er argumenter som kan tale for å holde aktiviteten på huset. Kostnadsgevinsten ved å sette ut driftskoordinering ligger blant annet i at leverandøren kan standardisere operasjonene. Ulempen med dette, sett fra operatørselskapenes side, er at de får mindre muligheter til å velge egne systemer og analyser. Innsalgsmulighetene for økt outsourcing kan av denne grunn også være tøffe, i den grad internasjonale oljeselskaper ønsker å ha samme system i hele sin globale virksomhet. Skal da systemet dikteres av løsninger valgt i Norge? Det er derfor kanskje enklere å endre



spesifikasjoner og opplæring i norske oljeselskaper enn i de største internasjonale oljeselskapene.

En eventuell utsetting av flere funksjoner innen boring til leverandører må karakteriseres som en relasjonskontrakt. Drift fra leverandørens senter kan innebære en kontraktsmessig innlåsing for oljeselskapet, og krever derfor stor tillit mellom partene. Det tar tid å bygge opp slik tillit. Et eksempel som nevnes på en slik tillitsbasert relasjon er samarbeidet over mange år mellom Hydro og Baker.

## **10 Leverandørenes avveininger**

Leverandørene har motsvarende avveininger ved desentralisering av flere funksjoner innen boring. Tillit er noe som må virke to veier. Det må foretas en del investering i utstyr for at en endret arbeidsdeling skal kunne gjennomføres. Dette er typisk såkalte spesifikke investeringer, det vil si at de primært har verdi i det spesifikke kontraktsforholdet. Hvis dette skjærer seg er alternativverdien av utstyret liten. Det er følgelig en risikabel investering for leverandøren og de vil være opptatt av å få igjen pengene med en relativt stor grad av sikkerhet. Her er erfaringene ikke bare gode. Viktige spørsmål er hvem som betaler for utstyr og opplæring. Videre er det viktig å forutse om leverandøren på lengre sikt får beholde kostnadsgevinstene som oppnås, eller om det blir reforhandling når effektiviteten er blitt høy (såkalt ratchet-effekt). Eller blir gevinsten på sikt konkurrert bort? I sum er det her mange momenter som kan svekke leverandørenes investeringsinsentiver i nye driftsanlegg. Hvorfor skal så leverandøren satse på å utvikle nye løsninger? Det er i tillegg dyrere opplæring i forbindelse med nye driftsformer, der de ansatte må ha breddekunnskaper – også dette er spesifikke investeringer for leverandørselskapet. Det er lett å miste denne typen personell.

Det generelle inntrykket er at leverandørene oftest tenker industrielt. De ønsker gode og sikre marginer i vekstområder, med fokus på langsiktighet. De ønsker og evner ikke å ta mye risiko, og i hvert fall ikke utenfor egen kontrollsfære. Videre verdsetter de prosjekter som innebærer opplæring av de ansatte og der kunden bidrar til kompetanseheving i selskapet.

Erfaringene fra Norsok-prosessen, der mange leverandører fikk økonomiske problemer, er med å forklare uviljen til å ta risiko hos leverandørene. På den annen side hadde man ikke fått til Norsok-prosessen uten aktiv innsats fra leverandørene. Leverandørene vil nå ikke utvikle nye løsninger uten å ha finansiell sikkerhet. Ett spørsmål her er om leverandørene skal dekke investeringer i opplæring og nye senter eller om det skal ligge i timeratene. Utfordringen med sistnevnte er at marginen på sikt kan bli konkurrert bort. Vi har følgelig et høna og egget problem – leverandørene vil ikke investere før de er sikker på etterspørsel og å få igjen sine utlegg, og operatørene vil ikke benytte tjenestene før de foreligger, og helst med flere leverandører.

## **11 Nye selskaper på norsk sokkel**

Kanskje er det slik at nye driftsformer kommer med de nye selskapene på sokkelen. På grunn av det er små organisasjoner vil disse selskapene ønske å sette ut flere funksjoner til leverandørene, og etterspør i større grad totalløsninger. Små oljeselskaper vil ønske en annen risikodeling mot leverandørene og de vil etterspørre andre kontrakter, eksempelvis at leverandør bærer en del følgekostnader ved nedetid eller at leverandør tar del i produksjons- og oljeprisrisiko. Et hinder er her at leverandørene ikke har evne eller vilje til å ta denne type

risiko. Leverandørens tilsvarende er at de nye selskapene ikke er villige til å betale for alt ansvaret de vil ha overført. Eksempler fra Storbritannia på at denne type risikooverføring på leverandør medførte reforhandling av kontrakten, leverandøren kunne ikke bære risikoen. Her bør man antagelig lære av Norsokprosessen og ikke legge inn mer risiko enn leverandøren kan bære. Leverandørene – med enkelte unntak – ønsker ikke turnkeykontrakter, ettersom de ikke er villig til å ta reservoar Risiko. Dette utelukker imidlertid ikke mellomformer, der større ansvar – om ikke alt – overføres til leverandørene. Med etablering av mange små selskaper på norsk sokkel må man tenke nytt hva angår kontrakter og arbeidsdeling. Økonomiske vansker for en del av de små oljeselskapene vil imidlertid på kort sikt bremse opp prosessen med endrede arbeidsformer, ettersom disse normalt krever stor grad av tillit og betalingsikkerhet.

## 12 Konklusjon

Innen samfunnsøkonomi er man opptatt av underinvestering som kan oppstå på grunn av bedrifters manglende internalisering av positive eksterne virkninger. Kontraktsteori har vist at lignende former for suboptimering også kan skje internt i en bedrift eller i kontraktsforhold mellom to bedrifter. Asymmetrisk informasjon og manglende muligheter til å håndheve kontrakter kan eksempelvis underminere aktiviteter som ville vært bedriftsøkonomisk lønnsomme. Artikkelen gir en del konkrete eksempler på dette fra oljesektoren. Det stilles også spørsmål ved om styringsmodellene som benyttes i oljesektoren i tilstrekkelig ivaretar selskapenes konsernøkonomi. Her vil det være en avveining mellom å ivareta helheten og å etablere effektive og desentrale styringsmodeller.

For å få en effektiv styring av en bedrift er det nødvendig å stykke opp og operasjonalisere enkeltaktiviteter, eksempelvis enkeltprosjekter. Disse blir så styrt og evaluert mot bestemte prosjektbestemte mål (KPIer). Fordelene med denne typen oppsplitting er at de enkelte avdelinger og prosjekter klart vet hva de skal gjøre og hva de måles på. Utfordringen her er alltid å finne gode måleparametre. Klart målbare kriterier som volum, tilvirkingskostnad og tid kan komme på bekostning av kvalitet, levetidskostnad og fleksibilitet. Det er viktig at man fanger opp disse tilleggsdimensjonene. Videre står man i åpenbar fare for suboptimering. Ettersom målesystemet normalt bare fanger opp fordelene og kostnadene for det enkelte prosjekt, vil man på prosjektnivå ikke uten videre ta hensyn til kostnader som påløper i andre avdelinger eller på andre tidspunkt (eksempelvis kostnader til vedlikehold, oppgradering og fjerning). Man vil heller ikke internalisere fordeler som tilfaller andre avdelinger eller prosjekter. Det er viktig å overvåke denne typen feildisponeringer, og justere KPIene slik at helheten ivaretas best mulig. Samtidig må man unngå for kompliserte styringsstrukturen og ivareta styringseffektiviteten. Her er det vanskelig avveininger. En mulig løsning er at visse funksjoner med store fellesverdier – eksempelvis forskning og utvikling – ivaretas eller i hvert fall koordineres på sentralt nivå i bedriften.

Incentivene til teknologiutvikling kan være for svake innenfor rammen av eksisterende kontrakter, og institusjonelle og praktisk hensyn gjør det også vanskelig å belønne teknologiutvikling gjennom garantert tildeling av nye kontrakter. En annen aktuell utfordring – som ikke er diskutert i artikkelen – er økende krav til transparens og reviderbarhet ved tildeling av kontrakter. Dette er sunne prinsipper. Men man må samtidig være oppmerksom på at det kan lede til at beslutningsfattere vegrer seg for å velge leverandører med overlegen teknologi, fordi det kan være vanskelig å verifisere i anbudssammenheng. Det tryggeste for anbudsevaluerere kan være å velge kjente alternativer til lav pris. Anta at en leverandør kan levere en tjeneste som vil gi økt utnyttelsesgrad av reservoaret på forventningsbasis, men med noe økt varians. Innkjøperen som støtter denne leveransen relativt til kjente og sikre

alternativer, må i så fall lage en faglig begrunnelse for dette. Han eller hun stikker da frem hodet, og det er usikkert om gjeldende belønnings- og forfremmingsystemer gir incentiver til dette. Hvis vedkommende eksempelvis er plattformsjef, har vedkommende sterke incentiver til å overholde gjeldende produksjonsplan, men kanskje ikke tilstrekkelige incentiver til å øke volum utover dette. En del tiltak for økt utvinning har også en viss virketid, og sittende plattformsjef bærer da risikoen for nedetid -eller redusert produksjon mens neste plattformsjef høster æren av produksjonsøkning. Denne typen suboptimal incentivstruktur bringer ikke bransjen fremover. Kan målbarhetsproblemer knyttet til teknologirelatert kvalitet føre til at pris i praksis blir viktigste kriterium? Fanger anbudskriteriene opp forbedringer innen teknologi og organisering? Det er her viktig at bedriftene er bevisst i slike valg og etablerer klare og mest mulig forutsigbare evalueringskriterier for kvalitet i forkant av anbudsprosesser, og at KPIer for innkjøperne understøtter dette systemet.

## Litteratur

Bolton, P. and M. Dewatripoint 2005: *Contract Theory*, MIT Press, Cambridge Massachusetts.

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

Corts, K.S., 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*, Oxford University Press, Oxford, U.K.

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

Laffont, J.-J. and J. Tirole, 1993, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

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

Osmundsen, P. 1996, «Repeated auctions of franchises for nonrenewable resources» *Journal of Regulatory Economics*, 10, 183–189.

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

Osmundsen, P. 2009a, «Incentivutforming innen riggkontrakter», fagartikkel, *Beta*, 2, s. 1–17, 2009.

Osmundsen, P. 2009b, «Nye insentivelementer innen oljeservicekontrakter», *Magma*, Sivil-økonomenes tidsskrift for økonomi og ledelse, fagartikkel, nr. 4, 2009, 55–63.

Osmundsen, P., Roll, K., and R. Tveterås (2010), «Exploration Drilling Productivity at the Norwegian Shelf», *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 73, 122–128.

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

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

1 Samme avveining har man i valg av kontraktslengde – kort periode sikrer sterk konkurranse men svekker muligheten for skreddersydde løsninger; se Osmundsen (1996).