



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel

Utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet
19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012





OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel

Utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet
19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012

Til Olje- og energidepartementet

Olje- energidepartementet oppnevnte 19. desember 2011 en ekspertgruppe som skal kartlegge og identifisere eventuelle hindre som gjør at rigg- og borekapasiteten på norsk sokket begrenses. Utredningen er avgitt 16. august 2012. Ekspertgruppen legger med dette fram sin innstilling.

Oslo, 16. august 2012

Eivind Reiten
Leder

Magne Ognedal

Mimi Berdal

Gro Brækken

Kristin Færøvik

Tore Holm

Jon Jacobsen

Jakob Korsgaard

Wenche Nistad

Bente Nyland

Dag Omre

Svein Brendsund
(sekretariatsleder)
Jørgen Bækken
Kjell Agnar Dragvik
Camilla Bretteville
Froyn
Bjørnar Gilje
Eric Lyche Rambech
Jørgen Teslo
Anders Toft

Innhold

Sammendrag og konklusjon	7	
1 Innledning	11	
1.1 Oppnevning og mandat	11	
1.2 Ekspertgruppens arbeid	11	
1.3 Tolkning av mandat	12	
1.4 Disposisjon for rapporten	12	
2 Tidligere utredninger	13	
2.1 Oppsummering	15	
3 Boring og brønn (B&B) på norsk sokkel	16	
3.1 Verdiskapingseffekter av endrede bore- og brønncostnader	16	
3.2 Kostnadsutvikling innenfor bore- og brønnoperasjoner	19	
3.3 Sammenheng mellom produksjon og bore- og brønnoperasjoner	20	
3.4 Bruken av flyttbare innretninger	21	
3.5 Utvikling i boreaktivitet over tid	21	
3.6 Forventet fremtidig behov for flyttbare boreinnretninger	23	
3.7 Oppsummering	25	
4 Regulatoriske forhold	26	
4.1 Myndigheter	26	
4.2 Regelverket på norsk sokkel	27	
4.3 utfordringer ved regelverket og særnorske krav	30	
4.4 Oppsummering	32	
5 Avtaler mellom partene i arbeidslivet	33	
5.1 Tariffavtaler på norsk sokkel	33	
5.2 Oppsummering	34	
6 Riggmarkedet og rigginntak til norsk sokkel	35	
6.1 Begrenset marked for rigger tilpasset norsk sokkel	35	
6.2 Omfattende prosess ved innføring av rigger til norsk sokkel	37	
6.3 Aktørene i det norske riggmarkedet	42	
6.4 Tilgjengelighet av flyttbare innretninger for norsk sokkel	43	
6.5 Oppsummering	45	
7 Rekruttering	47	
7.2 Utdanning av personell	48	
7.3 Konsekvenser av rammeforskriften og tariffavtaler	50	
7.4 Konsekvenser for etterspørsel etter arbeidskraft	51	
7.5 Andre forhold som har innvirkning på rekruttering	52	
7.6 Oppsummering	52	
8 Kostnader for en bore- og brønnoperasjon	53	
8.1 Kostnadsnivå for lete- og utvinningsbrønner	53	
8.2 Forskjell i riggekostnader	54	
8.3 Brønnservicetjenester	57	
8.4 Logistikk	57	
8.5 Produktivitetsforskjeller	58	
8.6 Oppsummering	59	

9	Avkastning, kontraktsmodeller og eierskap	60	
9.1	Lønnsomhet i rigg over tid	60	
9.2	Særnorske riggrater	60	
9.3	Oppsummering	63	
10	Forslag til tiltak	64	
10.1	Oppsummering av funn og konklusjoner	64	
10.2	Mer åpent marked for nordsjølandene	64	
10.3	Arbeidstidsordninger	65	
10.4	Beslutningsmakt i nye utvinningstillatelser	66	
10.5	Tilgang på kvalifisert personell	66	
10.6	Hva industrien selv kan gjøre	67	
11	Økonomiske og administrative konsekvenser	69	
	Vedlegg 1 – Rigg, spesifikke investeringer og markedsrett	70	
	Vedlegg 2 – Rigger på norsk sokkel pr 31/12/2011	78	
	Vedlegg 3 – Presentasjon av en lønnsomhetsstudie	79	

Sammendrag og konklusjon

Bakgrunn for nedsettelse av ekspertgruppen

Ekspertgruppen for bedre riggekapasitet på norsk sokkel ble etablert i desember 2011 som et resultat av melding til Stortinget nr. 28 (2010-2011). I Meld. St. 28 (2010-2011), En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten, ble det pekt på et betydelig potensial for økt utvinning med referanse til tidligere rapport fra Utvinningsutvalget¹ i 2010. En stor andel av økt utvinning vil være knyttet til boring og brønn. Bore- og brønnoperasjoner skjer både fra faste og flyttbare innretninger. Ekspertgruppens mandat er begrenset til flyttbare innretninger.

Kostnadene for bore- og brønnoperasjoner har økt kraftig de siste årene og er mer enn doblet i perioden fra 2000 til 2010. De samlede kostnader for boring av nye utvinnings- og letebrønner og vedlikehold av eksisterende brønner forventes å bli om lag 80 mrd. kroner i 2012. Kostnads-effektive bore- og brønnoperasjoner er derfor avgjørende for verdiskapingen på norsk sokkel.

Effekter av reduserte kostnader og økt effektivitet

Aktivitetsbildet på norsk sokkel er i endring og en stadig større andel av oljeproduksjonen kommer nå fra eldre felt. Brønnvedlikehold og boring av nye produksjonsbrønner er svært viktig for realisering av potensialet for økt utvinning av olje og derfor er boring og brønn nå enda mer avgjørende for verdiskapingspotensialet.

I tillegg til leteboring benyttes flyttbare innretninger nå i stadig økende grad også til boring av utvinningsbrønner. En viktig årsak er en mer omfattende bruk av havbunnsbaserte utbyggingsløsninger, en utvikling som forventes å fortsette.

Utvikling av mindre felt og funn i modne områder av norsk sokkel er avhengig av tilgang på etablert infrastruktur og ledig kapasitet for prosessering. Utbygging av slike satellittfelt skjer ofte med havbunnsanlegg. Deler av infrastrukturen på norsk sokkel nærmer seg allerede opprinnelig antatt levetid. En forlengelse av levetiden vil kreve store investeringer, men det er også teknisk begrenset hvor lenge levetiden kan forlenges. Realisering av potensialet i mange mindre felt og funn som er eller kan bli lønnsomme er derfor tidskritisk.

Utvinningsutvalget presenterte en visjon om at om lag 2,5 mrd. Sm³ olje kan produseres på norsk sokkel i tillegg til dagens reserver. Dette kan oppnås ved å øke utvinningsgraden for olje i felt, funn og uoppdagede ressurser og representerer en nominell bruttovertdi på totalt 9000 mrd. kroner med dagens oljepris.

Statoil har identifisert og beregnet et potensial for økt utvinning av olje tilsvarende om lag 1,2 mrd. Sm³ i sin portefølje. Beregningene inkluderer både plattformbrønner og havbunnsbrønner. Et høyt kostnadsnivå for bore- og brønnoperasjoner, vil med mindre effektiviteten ved slike operasjoner øker vesentlig, gjøre det vanskelig å realisere dette potensialet. Både lavere kostnadsnivå og økt effektivitet (kortere gjennomføringstid) vil gi direkte utslag i de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon.

Ekspertgruppen har derfor gjennomført analyser og beregninger for å kvantifisere de samfunnsøkonomiske konsekvenser ved endring av det særnorske kostnadsnivået og økt effektivitet av bore- og brønnoperasjoner.

En reduksjon i de samlede bore- og brønnkostnader på 30 prosent vil ha svært store verdiskapingseffekter. Den direkte kostnadseffekten over tid ved boring av lete- og utvinningsbrønner er konservativt anslått til rundt 500 mrd. kroner netto. I tillegg kommer direkte effekter på kostnader ved brønnvedlikehold og kostnader ved plugging av brønner som også vil være betydelige.

Dessuten kommer indirekte virkninger gjennom økt utvinning fra felt i drift, leting etter og utbygging av flere små felt og funn samt økt brønnvedlikehold. Disse effektene er vanskelig å kvantifisere på grunn av stor usikkerhet.

Det er imidlertid mulig å illustrere potensialet fra noen av de indirekte effektene ved å se på hvilke muligheter reduserte kostnader gir for utvinning av mobil olje som det i dag ikke er planer for. Dette representerer kun deler av de antatte indirekte effektene og er begrenset til utvinningsboring. Verdiskapingspotensialet er forsøkt kvantifisert ved å beregne effekten på kontantstrømmen ved å utvinne 1-10 prosent av den mobile oljen på felt i drift. Samlet netto kontantstrøm av denne produksjonen er anslått til 50-500 mrd. kroner netto.

Summen av indirekte effekter kan overstige de direkte effektene og samlet er derfor potensialet konservativt anslått å overstige 1000 mrd. kroner netto.

Det er naturligvis flere metoder og tilnærminger som kan benyttes for å illustrere muligheter og begrensninger for verdiskaping fra norsk sokkel, men uansett hvordan dette gjøres kan vi konstatere at den samfunnsøkonomiske betydningen av å redusere kostnadsnivået er svært stor.

Ekspertgruppens arbeid er utført i en periode med historisk høye oljepriser, i området 100 amerikanske dollar per fat. Samtidig er det er ikke mange år siden oljeprisen bare var 10 prosent av dagens nivå (1998). Dette vitner om stor usikkerhet rundt oljeprisen, noe vi også må forvente i årene framover. En reduksjon av det særnorske kostnadsnivået vil gi større robusthet ved svingninger i oljeprisen og derigjennom opprettholde lønnsomhet i noen prosjekter som ellers ville bli ulønnsomme med dagens kostnadsnivå og fallende oljepris.

Det norske kostnadsnivået

De samlede kostnadene for bore- og brønnoperasjoner fra flyttbare innretninger på norsk sokkel er gjennomgående høyere enn andre steder i verden. Særlig gjelder dette Storbritannia, som det er nærliggende å sammenligne med.

Forskjellen i de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon mellom Norge og Storbritannia er betydelig, om lag 40 prosent eller mer. En vesentlig årsak til dette er kostnader ved leie av rigg. Også kostnader til oljeservice og logistikk er høyere på norsk sokkel, men dette betyr mindre enn ved leie av rigg. Den viktigste årsak til de store kostnadsforskjellene for leie av rigg er høye driftskostnader på norsk sokkel. Markedseffekter (stramt marked) og sær-

¹ Også omtalt som Åmutvalget

norske krav kan også i perioder bidra til ytterligere forskjeller mellom Norge og Storbritannia. Den dominerende årsak til forskjeller i driftskostnader er personellkostnadene. Forskjellen i personellkostnader mellom Norge og Storbritannia er på mellom 50 000 og 75 000 amerikanske dollar per dag for en rigg med tilnærmet lik bemanning.

Den relative forskjellen i personellkostnader mellom Norge og Storbritannia er anslått til om lag 85 prosent og høyere. Direkte lønnsforskjeller kan bare forklare en mindre del av denne differansen. Sammenligning viser at lønn til en boreassistent i Storbritannia er om lag 10 prosent lavere enn for tilsvarende stilling på norsk sokkel. Sammenligner vi derimot de samlede personellkostnader for å fylle én stilling som boreassistent, ligger kostnadene for norsk sokkel på nesten det dobbelte av kostnadene i Storbritannia. Arbeidsidsordning og tarifferte tillegg utgjør en vesentlig del av de høyere kostnadene på norsk sokkel.

For oljeserviceselskaper er det særlig disponibelplanen og regelen om hviletid (1/3 regelen) som gir grunnlag for et høyere kostnadsnivå på norsk sokkel. Ordningen gjør det vanskelig for selskapene å utnytte personellkapasiteten på en optimal måte.

Ekspertgruppen har også sett nærmere på effektivitet i bore- og brønnoperasjoner i de forskjellige deler av Nordsjøen og andre sektorer i verden. En slik sammenligning er vanskelig og beheftet med usikkerheter fordi brønnene aldri er direkte sammenlignbare. Gruppen har imidlertid ikke funnet indikasjoner på at effektiviteten på norsk sokkel avviker fra andre geografiske områder i verden.

Reduserte kostnader for bore- og brønnoperasjoner vil gjøre flere prosjekter lønnsomme som fører til økt behov for rigger. Det var 29 flyttbare innretninger på norsk sokkel ved utgangen av 2011, noe som er historisk høyt. Frem til 2015 er det planlagt for 15 nye rigger som alle har fått kontrakt. I tillegg forventes flere nye kontraheringer. Hvis alle riggene som allerede er på norsk sokkel forblir her, kan det være opp mot 50 rigger i aktivitet rundt 2015-2016. Behov for flyttbare innretninger utover dette for å realisere potensial for økt utvinning og økt aktivitet ved lavere kostnader, vil være betydelig og øke riggbehovet ytterligere. En slik vekst i antall flyttbare innretninger vil også medføre en betydelig etterspørsel etter kvalifisert personell, noe som kan gi i ytterligere press på både lønnskostnadene og de samlede driftskostnadene.

Bedre tilgjengelighet på rigger fra et mer åpent marked for hele Nordsjøen

Nordsjøen er det viktigste nærmarkedet for norsk sokkel, men det er begrensninger i flyten av flyttbare innretninger fra de andre nordsjølandene. Utenfor norsk sokkel utveksles innretninger uten nevneverdige hindre. Norsk sokkel anses som et skjermet marked (et «marked i markedet»).

Et felles marked for hele Nordsjøen, hvor flyttbare innretninger kan flyttes inn og ut av de enkelte land tilnærmet friksjonsfritt, vil gi flere positive effekter for Norge. Et større marked vil gi bedre konkurranse. Videre vil det redusere effekten av aktørbildet på norsk sokkel hvor Statoil er dominerende og står for en stor del av alle aktiviteter og operasjoner. I tillegg vil et slikt marked også tilrettelegge for effektiv utnyttelse av innretninger disponert av operatører med operasjoner på flere deler av Nordsjøen samtidig.

Det er betydelige kostnader forbundet med regelverkstilpasninger ved overføring av flyttbare innretninger til norsk sokkel. Ekspertgruppen har ikke funnet indikasjoner på at disse kostnader er redusert de siste 10-15 år, til tross for forsøk på harmonisering av regelverket og en mer enhetlig praktisering.

Ordningen med samsvarsuttalelse² (SUT) for flyttbare innretninger ble innført for noen år siden for å bedre prosessen ved inntak av rigg og tilhørende regelverkstilpasninger samt åpne for direkte kontakt mellom riggeier og myndigheter. SUT prosessen har vært en positiv ordning som næringen og myndighetene ønsker videreført. Imidlertid er det fortsatt utfordringer med den omfattende samsvarmålingen og tilhørende behov for betydelig dokumentasjon.

I tillegg opplever aktører i næringen fortsatt usikkerhet til hva de endelige kostnader for regelverkstilpasninger til slutt blir og forventet tid som medgår (innebærer tapte inntekter). Ekspertgruppen har vært i kontakt med mange operatørselskaper som opererer både i Storbritannia og Norge, og som avstår fra å flytte rigger under kontrakt over sokkelgrensene. Årsak til dette er betydelig opplevde usikkerheter og risiko for store kostnader og forsinkelser. Dette forhold er betraktet som et betydelig hinder for overføring av flyttbare innretninger til norsk sokkel.

Det er få innretninger i bruk utenfor norsk sokkel som ekspertgruppen anser som egnet for operasjon på norsk sokkel på grunn av antatt betydelige kostnader for regelverkstilpasninger. Behov for flere rigger utover det som er i drift på norsk sokkel i dag må derfor i stor grad dekkes av nybygg.

Det norske regelverket påvirker også kostnader for bygging av nye innretninger, men dette tillegget er mindre enn 10 prosent av kontraktsverdien og derfor ikke avgjørende. Merkostnadene ved nybygg er primært knyttet til arbeidsmiljø og konsekvenser for tekniske løsninger.

Insentiver til kostnadseffektivisering

Skatt har ikke vært en del av ekspertgruppens mandat. Gruppen vil likevel peke på at petroleumsskattesystemets utforming, stor kapitalintensitet og høy lønnsomhet er forhold som kan bidra til å svekke oljeselskapenes motivasjon for å stå imot press knyttet til både lønns- og arbeidsvilkår og regulatoriske forhold. En vesentlig del av disse kostnader blir videreført og belastet samfunnet via skattefradrag.

Med de store økonomiske verdier det dreier seg om i denne næringen er det særlig grunn til å minne om behovet for samfunnsøkonomiske kost/nytte vurderinger ved innføring av nye regler og forskrifter, blant annet der skillet mellom velferd og HMS kan være uklart.

Følgende særmerknad til sammendraget er gitt av utvalgsmedlem Magne Ognedal, direktør for Petroleumstilsynet:

Utvalget har ikke tydeliggjort hvilke myndighetskrav som er kostnadsdrivende utover mer generelle referanser. Det er heller ikke belyst hvorvidt dette er norske særkrav, krav som gjelder for hele Nordsjøen eller selskapenes egne spesifikke krav.

² SUT ordningen ble innført som frivilling ordning i 2000, gjort obligatorisk for flyttbare boreinnretninger i 2004 og obligatorisk for alle flyttbare innretninger i 2006.

Ptil har derfor ikke kunnet gå nærmere inn på disse utsagnene i rapporten. Jeg kan derfor vanskelig støtte rapportens oppsummeringer og konklusjoner på disse punkter.

Hovedfunn, tiltak og tilrådninger

Det tallmaterialet som ekspertgruppen har fått tilgang til og resultater fra analyser gruppen har gjennomført viser at det er to forhold som er helt avgjørende for tilgang på rigg og som årsak til det særnorske kostnadsnivået.

- Dels betydelige kostnader for regelverkstilpasninger ved inntak av flyttbare innretninger til norsk sokkel. Dette skyldes i noen grad forskjeller i regelverket for de enkelte nordsjølandene, men i større grad praktisering og håndtering av det norske regelverket.
- Høye driftskostnader for operasjon av flyttbare innretninger. Dette skyldes i stor grad arbeidstidsordninger for offshore personell på norsk sokkel

Det er også uforutsigbarhet knyttet til de endelige kostnadene for regelverkstilpassinger og tid for gjennomføring av prosjektet. Dette bidrar til en opplevd barriere og et hinder for god flyt av flyttbare innretninger til norsk sokkel.

De viktigste anbefalinger fra ekspertgruppen er:

- Det må tas nye initiativ som kan bidra til at det norske markedet for flyttbare innretninger blir en mer åpen og integrert del av det øvrige markedet for Nordsjøen. Herunder fremheves større grad av forutsigbarhet i godkjenningsprosessen for å kunne ta i bruk innretninger i Norge. Et mer åpent nordsjømarked vil redusere et viktig hinder for økt borekapasitet på norsk sokkel og gi en rekke positive effekter som følger med et større marked.
- Partene i arbeidslivet anmodes om å gjennomgå arbeidstidsordningene for offshore personell i lys av det særnorske kostnadsnivået og det økende behov for kvalifisert arbeidskraft som forventes i årene fremover.

Ekspertgruppens mandat og sammensetning gir ikke grunnlag for konkrete anbefalinger vedrørende lønns- og arbeidsvilkårene. Det ligger stor verdi i at ordningene på dette feltet fortsatt utvikles i et samarbeid mellom partene i arbeidslivet. Samtidig er det viktig å understreke at en ikke kommer utenom å vurdere lønns- og arbeidsvilkår dersom det skal oppnås vesentlige endringer i det særnorske kostnadsnivået for bore- og brønnoperasjoner.

Ekspertgruppen vil fremme en del forslag til andre tiltak som kan bidra til ytterligere forbedringer. Disse er gruppet under følgende punkter:

- Regelverket for norsk sokkel
- Tilgang på kvalifisert personell

I tillegg vil ekspertgruppen utfordre industrien på at den også kan gjøre en god del for å bedre situasjonen. Gruppen har derfor vurdert og diskutert på et overordnet nivå en del forhold som det ikke er noe til hinder for at industrien selv kan initiere. Det foreligger imidlertid ikke tallmateriale som kan bidra til kvantifisering av potensielle effekter av

mulige tiltak. Mulige initiativ er behandlet i avslutningen av dette kapittel.

Forslag til tiltak fra ekspertgruppen er gitt nedenfor, men er også mer utførlig behandlet i kapittel 10.

Mer åpent marked for nordsjølandene

Ekspertgruppen mener at det må være en målsetting på sikt at samarbeidet mellom myndighetene i de enkelte nordsjølandene skal resultere i at en innretning som er godkjent for bruk i et av landene, også anses som godkjent for bruk i de øvrige land som grenser til Nordsjøen.

Gruppen understreker betydningen av å bygge videre på resultater fra samarbeid mellom tilsynsmyndighetene i de enkelte land og at dette arbeidet forses for å sikre en raskere utvikling mot et åpent og mer integrert marked for hele Nordsjøen.

Det anbefales å nedsette en arbeidsgruppe bestående av representanter for myndigheter, arbeidstakere og industrien for å bygge bro mellom regelverkene i de enkelte nordsjølandene hva gjelder håndheving og praktisering samt utvikling av felles arbeidsprosesser.

Ekspertgruppen mener at dette kan danne basis for tilitspresumpsjon mellom nordsjølandene.

Arbeidstidsordninger

Endring av rotasjonsordningen på norsk sokkel og en mer fleksibel praktisering av rammeforskriften § 39 tredje ledd (1/3-regelen) er de forhold som kan påvirke det kostnadsnivået vi har på norsk sokkel i dag.

Ekspertgruppens mandat og sammensetning gir ikke grunnlag for konkrete anbefalinger i lønns- og arbeidsvilkårene. Det ligger stor verdi i at ordningene på dette feltet fortsatt utvikles i et samarbeid mellom partene i arbeidslivet. Samtidig er det viktig å understreke at en ikke kommer utenom å vurdere lønns- og arbeidsvilkår dersom det skal oppnås vesentlige endringer i det særnorske kostnadsnivået for bore- og brønnoperasjoner.

Det henstilles derfor til partene i arbeidslivet om å gjennomgå arbeidstidsordningene for offshore personell og bidra til en oppmykning av 1/3-regelen.

Beslutningsmakt i nye utvinningstillatelser

Stemmeregulene i lisenser er utformet for å stimulere til aktiv deltakelse fra alle rettighetshavere og samtidig ivareta det alminnelige minoritetsvern. Dagens ordning kan imidlertid også hemme beslutningsprosesser ved at minoritetsgrupper kan forsinke eller stanse helt gjennomføring av lønnsomme prosjekter. Konsekvensen vil være spesielt stor for lisenser som forvalter tidskritiske ressurser så som felt i senfase og for mindre utbygginger i nærheten av eksisterende infrastruktur.

Ekspertgruppen anbefaler at det legges til rette for at operatøren får utvidet beslutningsmakt for enkelte typer forhold på vegne av rettighetshaverne i nye lisenser. Dette kan gjelde spørsmål om riggdisponering og særlig for utvinningstillatelser hvor det er fare for et permanent ressurstep, alternativt at det tilstrebes et bedre samsvar mellom beslutningsmakt og eierandel.

Tilgang på kvalifisert personell

Mangel på personell for bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel kan bli en betydelig flaskehals i årene fremover. En slik flaskehals kan også bidra til ytterligere press på både lønnskostnader og de samlede driftskostnadene. Det er derfor viktig å gjennomføre analyser på rekruttering av personell med sikte på å identifisere hvilke og hvorfor disse flaskehalsene på kompetanse kan oppstå.

Ekspertgruppen anbefaler at arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene går sammen om å utvikle en konkret plan for informasjon og utdanning av personell innen boring og brønn med tanke på fremtidig rekruttering. Det bør videre utredes om utdanningssystemet er robust og riktig dimensjonert i forhold til forventet fremtidig behov for kvalifisert personell.

Det bør også vurderes hvorvidt det skal stilles krav til både leverandører og operatører knyttet til mulighet for å få praksis offshore, for eksempel gjennom økt bruk av læringordningene.

Hva industrien selv kan gjøre

Ekspertgruppen har også vurdert og diskutert på et overordnet nivå en del forhold som det ikke er hinder for at industrien kan initiere. Gruppen vil derfor utfordre industrien på at den også kan gjøre en god del selv for å bedre situasjonen.

Ny eiermodell

Det er ikke noe formelt som hindrer en lisens å eie og operere flyttbare innretninger innenfor eget ansvarsområde. En rekke felt som allerede er i produksjon har behov for stor kapasitet innen bore- og brønnoperasjoner for svært lang tid fremover. I lys av begrenset tilgjengelighet på flyttbare innretninger er det derfor til vurdering i noen lisenser å anskaffe egne rigger som alternativ til innleie som er dagens praksis.

Flertallet i ekspertgruppen ser heller ikke noen prinsipiell forskjell mellom faste installasjoner hvor lisensen eier alt utstyret og eierskap i en flyttbar innretning.

Kontrakt og varighet

Det er fra flere hold tidligere gitt anbefalinger om mer bruk av standardkontrakter som virkemiddel for kostnadseffektiv prosjektgjennomføring. Mange ulike og spesialiserte kontrakter gir stort byråkrati og omkostninger i forbindelse med prosjekter og drift. Ekspertgruppen støtter en slik utvikling og mener at dette også kan komme til anvendelse innenfor boring og brønn.

I den senere tid har det blitt etablert flere riggekonsortier hvor flere oljeselskaper har blitt invitert til å gå sammen om et felles program med en avtalt borerekkefølge for derved til sammen å kunne tilby en tilstrekkelig attraktiv kontrakts lengde for riggene. Ekspertgruppen mener dette bidrar til bedre tilgjengelighet av rigger, gir større mulighet for min-

dre selskaper å skaffe rigg og anbefaler derfor utvidet bruk av konsortium som samarbeidsmodell mellom operatører og lisenser.

Kapitalelement og finansieringsordning

Utstyret som en flyttbar boreinnretning utrustes med representerer en vesentlig del av de samlede kostnader for prosjektering og bygging og ligger mellom 55 og 70 prosent av kontraktverdien. Norsk industri har en sterk posisjon som leverandør av sentrale utstyrspakker til boreinnretninger og det norske eksportkreditt instituttet får tilsvarende en viktig rolle for norsk industri.

Norske myndigheter tolker OECDs regelverk for finansiering av boreinnretninger slik at det skilles mellom en boreinnretning som har skipsformet skrog og andre boreinnretninger. Dette medfører at finansiering av et boreskip følger en nedbetalingstid på 12 år, mens øvrige flyttbare boreinnretninger er underlagt regler for kapitalvarer som har en nedbetalingstid på 8,5 år.

Finansiering av boreskip følger derfor en mer gunstig ordning hvor kravet til kontantstrøm er lavere enn for de andre typer innretninger som er klassifisert som kapitalvare.

Boreskip er spesielt godt egnet for operasjoner på store havdyp som gjør denne type innretning mindre aktuell for norsk sokkel. Ekspertgruppen vil derfor henstille til Nærings- og handelsdepartementet (NHD) på nytt å se på tolkning av OECDs regler.

Industrialisering og kategorisering av innretninger

Norsk sokkel er på vei inn en fase hvor det er et behov for å bore mange brønner raskt og effektivt. Omfanget og evnen til å effektivisere boreaktiviteten tilsier bruk av mer spesialisering og industrialisering av operasjonene. Dette vil igjen medføre behov for en større grad av «fit for purpose» verktøy som er spesialtilpasset ulike deler av boreoperasjonene og hvor repetisjon av like operasjoner kan gi store effektiviseringsgevinster og tilsvarende lavere kostnad.

Det påpekes at utstrakt bruk av spesialisering, spesielt i et lite marked, også fort kan gå på bekostning av fleksibiliteten i markedet og derigjennom redusere utnyttelsesgraden av flyttbare innretninger. Denne mulige negative effekten kan imidlertid snus til et positivt potensiale ved langsiktighet, porteføljetenkning og samarbeid mellom lisenser.

For å unngå at spesialisering går på bekostning av fleksibilitet og redusert utnyttelsesgrad må industrien forlenge sin planleggingshorisont for brønnoperasjoner, øke graden av samarbeid på tvers av lisensene samt vise økt viljen til å ta i bruk ny teknologi og dermed aksepterer i noen grad økt risiko.

Ekspertgruppen ser positivt på industrialisering av deler av norsk sokkel og vil understreke at et mer åpent og større marked for alle nordsjølandene også vil forsterke de positive effektene ytterligere.

1 Innledning

Petroleumsvirksomheten er Norges største og viktigste næring målt i verdiskapning. I 2011 utgjorde virksomheten mer enn 20 prosent av Norges brutto nasjonalprodukt, og investeringene alene beløp seg til omtrent 150 mrd. kroner. Av disse stod kostnader for bore- og brønnoperasjoner for nærmere 50 prosent.

Boring inklusiv vedlikehold av brønner er en forutsetning for å realisere ressurspotensialet på norsk sokkel og grunnet borekostnadens størrelse har den en stor innvirkning på verdiskapningen fra norsk petroleumsvirksomhet. Kostnadene påvirker direkte kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten, men påvirker også indirekte bl.a. levetid og lønnsomheten til felt i drift, utvinning av tidskritiske ressurser, antall feltutbygginger og leteaktivitet.

I sin rapport om økt utvinning på norsk sokkel fra Utvinningsutvalget i 2010, ble det påpekt at bore- og brønnoperasjoner er den viktigste faktor som på kort sikt kan bidra til økt utvinning. Utvalget fremhevet også at bedre tilgang på flyttbare innretninger og reduserte kostnader vil være av stor betydning for å oppnå økt bore- og brønnaktivitet. I dag er den norske sokkelen preget av et stramt marked for flyttbare innretninger og en markant og stigende kostnadsutvikling.

Denne problemstillingen ble tatt opp i Meld St. 28 (2010-2011), En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten. I meldingen ble det annonsert behov for å sette ned en ekspertgruppe med sikte på å identifisere og belyse hindre som gjør at borekapasiteten fra flyttbare innretninger på norsk sokkel begrenses og finne årsaker til det høye kostnadsnivået. Videre skulle den også fremme tiltak for å bedre flyten av flyttbare innretninger involvert i boring og brønn på norsk sokkel samt mulighet for reduksjon av det norske kostnadsnivået.

1.1 Oppnevning og mandatet

Olje- og energidepartementet oppnevnte den 19. desember 2011 en ekspertgruppe som skulle komme med tiltak for å bedre tilgangen på flyttbare innretninger og redusere kostnader for bore- og brønnoperasjoner.

Ekspertgruppen har hatt følgende medlemmer:

- Eivind Reiten (leder), selvstendig konsulent
- Magne Ognedal, Petroleumstilsynet
- Bente Nyland, Oljedirektoratet
- Frode Alfheim, Industri Energi³
- Gro Brækken, Oljeindustriens Landsforening
- Jon Arnt Jacobsen, Statoil
- Tore Holm, Shell International
- Dag Omre, Centrica Energi
- Jakob Korsgaard, Maersk Drilling Norge AS
- Kristin Færøvik, Bergen Group AS
- Wenche Nistad, Garanti-instituttet for eksportkreditt
- Mimi Berdal, advokat og selvstendig konsulent

³ Medlemmet valgte å trekke seg fra ekspertgruppen på avsluttende møte 27. juni 2012.

Sekretariatet har bestått av Svein Brendsund (sekretariatsleder) og Eric Lyche Rambech (Det Norske Veritas); Jørgen Bækken og Bjørnar Gilje (Olje- og energidepartementet); Kjell Agnar Dragvik og Anders Toft (Oljedirektoratet); Jørgen Teslo (Arbeidsdepartementet) og Camilla Bretteville Froyn (Finansdepartementet).

Ekspertgruppen er gitt følgende mandat:

«Boring av brønn er sentral i alle faser av petroleumssaktiviteten og er den største kostnadskomponenten. De fleste boringer på norsk sokkel gjøres i dag fra flyttbare fartøyer og bruken av disse er økende. Manglende tilgang på borekapasitet begrenser muligheten til å realisere tidskritiske ressurser.

I St. Meld. 28 (2010-2011), En næring for framtida – om petroleumssaktiviteten, presenteres en politikk for å realisere petroleumspotensialet på norsk kontinentalsokkel. utfordringer knyttet til boring og brønn er beskrevet i kapittel 4.3.1.

Et sentralt tiltak er å finne løsninger som gir større tilgang på rimelig borekapasitet. Et viktig element i dette er å bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel. Det varsles derfor i petroleumsmeldingen at det vil nedsettes en ekspertgruppe for å belyse og identifisere hindre som gjør at riggekapasiteten på norsk sokkel begrenses og for å foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel.

Ekspertgruppen skal kartlegge og identifisere eventuelle hindre som gjør at rigg- og borekapasiteten på norsk sokkel begrenses.

1. *Ekspertgruppen skal foreslå tiltak for å imøtekomme eventuelle hindre og foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel.*

2. *Ekspertgruppen skal foreslå kostnadsreduserende tiltak ved bruk av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel.*

3. *Ekspertgruppen skal vurdere administrative og økonomiske konsekvenser av tiltak det foreslår gjennomført.*

4. *Ekspertgruppen skal ha en helhetlig tilnærming til problemstillingen og skal spesielt*

belyse:

a. regulatoriske hindre

b. økonomiske hindre

c. industriell praksis

5. *Ekspertgruppen skal legge til grunn et like høyt sikkerhetsnivå som vi har i dag.»*

1.2 Ekspertgruppens arbeid

Gruppen har i perioden fra januar til juni 2012 avholdt 6 møter. I tillegg har leder og sekretariatet hatt flere forberedende møter.

Norges Rederiforbund og fagforeningen SAFE ga innspill på ekspertgruppens møte nummer to. Sekretariatet har hatt et stort antall møter med aktører i næringen inkludert akademia, riggeiere, serviceselskaper, oljeselskaper, spesielle tjenesteselskaper, konsulenter og prosjekteringsmiljø innen riggdesign.

I tillegg til bidrag fra gruppens medlemmer og sekretariatet er det innhentet rapporter og analyser utarbeidet av R.S. Platou, Pareto Securities og Petter Osmundsen – professor i petroleumsøkonomi ved Universitetet i Stavanger/ Norges Handelshøyskole.

1.3 Tolkning av mandatet

Ekspertgruppen skal kartlegge og identifisere eventuelle hindre som kan begrense tilgang på flyttbare innretninger til norsk sokkel og tilsvarende muligheter for å redusere de samlede kostnader for bore- og brønnoperasjoner fra slike innretninger.

Rigg og borekapasitet: Ekspertgruppen har lagt til grunn at det ikke er et mål i seg selv å bidra til å få inn flere rigger til norsk sokkel. Økt tilgang på rigg er nødvendig for å realisere ytterligere utnyttelse og økt verdiskaping fra olje- og gassressursene på norsk sokkel.

Ekspertgruppen ser på borekapasiteten på norsk sokkel ved analyse av tilgjengeligheten på flyttbare innretninger i et teknisk, regulatorisk og markedsmessig perspektiv, herunder industriens praksis og lønnsomhet. Gruppen ser også på markedsmessige forhold som påvirker antallet flyttbare innretninger som til enhver tid er i operasjon på norsk sokkel.

Endring av flåten av flyttbare innretninger skjer gjennom tre prosesser; 1) tilflyt av flyttbare innretninger fra andre regioner eller sektorer i verden, 2) tilførsel av nybygg til norsk sokkel og 3) uttak av flyttbare innretninger fra norsk sokkel til andre regioner. Disse prosessene er muligens hindret av den norske sokkelens krevende værforhold, relativt små havdyp, omfattende regulatorisk rammeverk og aktørbyrde. Utvalget ser på om og hvordan disse forhold påvirker prosessene.

Samlede kostnader for boring og brønn: Ekspertgruppen har valgt å se på de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon fordi dette er en del av beslutningsgrunnlaget for en lisens (eller operatør) som vurderer gjennomføring av en operasjon. En nærmere analyse av samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon kan fortelle om det er særnorske forhold eller praksis som bidrar/kan bidra til at de samlede kostnader på norsk sokkel er høyere for en sammenlignbar operasjon andre steder i verden.

Ekspertgruppen tar utgangspunkt i en nærmere analyse av de viktigste kostnadselementene for bore- og brønnoperasjoner og sammenligner funnene systematisk med andre områder i verden. Ekspertgruppen har lagt til grunn at ingen av de forslag som legges fram skal redusere sikkerhetsnivået på norsk sokkel.

1.4 Disposisjon for rapporten

Med bakgrunn i mandatet og ekspertgruppens tolkning har rapporten følgende disposisjon:

Kapittel 2 gir en oversikt over tidligere utredninger av relevans for gruppens arbeid. Hensikten er å avdekke hvilke moment som har vært omtalt tidligere, hva som er gjort, og hvilke forhold som fortsatt er relevant. Denne gjennomgangen danner et naturlig utgangspunkt for denne ekspertgruppen.

Kapittel 3 presenterer en beskrivelse av boring og brønn på norsk sokkel som et bakteppe for gruppens arbeid og inkluderer et tilbakeblikk, en diskusjon om dagens situasjon samt prognoser for de nærmeste 10 til 20 årene. Hensikten er å presentere kostnadsnivå og -utvikling, illustrere verdiskapingseffekter av reduserte borekostnader og eventuelt økt effektivitet i bore- og brønnoperasjoner samt stadfeste det økte behovet for flyttbare innretninger i fremtiden. Kapitlet beskriver etterspørselssiden av markedet.

Kapittel 4 og 5 presenterer rammebetingelser av betydning for bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel. Kapittel 4 dekker regulatoriske forhold, mens kapittel 5 presenterer avtalemessige forhold mellom partene i arbeidslivet. Spesiell fokus er viet forskjellene mellom norske og utenlandske rammebetingelser og praktisering av disse. Forskjellene kan være en forklaringsvariabel til et høyt norsk kostnadsnivå og eventuelt også hindre tilstrekkelig tilgang på flyttbare innretninger.

Kapittel 6, 7, og 8 går i detalj på andre spesielle norske forhold som kan kobles til problemstillingen. Kapittel 6 presenterer og diskuterer forhold som påvirker tilbud av flyttbare innretninger til norsk sokkel i en større markedsmessig sammenheng. Det inkluderer også konkurransemessige og regulatoriske forhold samt kostnader for leie av rigg og kostnader for oppgraderinger av rigger i operasjon og bygging av nye enheter. Kapitlet presenterer tilbudssiden og må sees i sammenheng med etterspørselssiden som er behandlet i kapittel 3. Kapittel 7 diskuterer mulige flaskehals for tilgang på kvalifisert personell i årene fremover. Slike flaskehals kan bli både kapasitetsbegrensende og kostnadsdrivende. Kapittel 8 tar for seg de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon og sammenligner med andre sektorer for å identifisere spesielle norske forhold som er kostnadsdrivende.

Kapittel 9 gir en analyse av lønnsomhet innen petroleumsvirksomheten generelt og spesielt for den del av virksomheten som eier og opererer flyttbare innretninger. Det presenteres stiliserte eksempler for å illustrere hvordan driftskostnader, nybygg- og modifikasjonskostnader, varighet på kontrakter og avkastningskrav påvirker dagrater. Hensikten er å avdekke eventuelle lønnsomhetsforskjeller, samt vurdere den finansielle rammen som må legges til grunn for å bygge og drifte en rigg på norsk sokkel.

I kapittel 10 presenterer ekspertgruppen sine vurderinger og forslag til tiltak basert på presentasjoner og diskusjoner i forutgående kapittel. Økonomiske og administrative konsekvenser av disse tiltakene er omtalt i kapittel 11.

2 Tidligere utredninger

Temaene som tas opp av denne ekspertgruppen har vært diskutert tidligere. Dette kapitlet gir en kortfattet oversikt over viktige bidrag og hva som synes relevant for dagens situasjon. Det er ingen komplett gjennomgang, og lesere henvises til de originale rapportene for mer informasjon.

Problemstillinger ved bore- og brønnaktivitet med flyttbare innretninger har vært et gjennomgangstema for en rekke utredninger. Temaet var aktuelt i en tiårsperiode rundt tusenårsskiftet. Tidligere utredninger har derfor vært et naturlig utgangspunkt for denne ekspertgruppen. Mange av analysene som presenteres i denne rapporten baserer seg på det tidligere arbeidet, og mange av resultatene fra de tidligere utredningene er fortsatt relevante.

Lenning- og Ognedalutvalget ble begge nedsatt i 1997. Bakgrunnen var at industrien hadde pekt på at forskjeller i regelverket og tolkning og praktisering av regelverket hemmet mobiliteten for flyttbare innretninger. Lenningutvalget kartla særnorske regelverkskrav for flyttbare innretninger sammenlignet med Storbritannia. Utvalget fremmet forslag til forsvarlige endringer i norsk regelverk. Endringene hadde til hensikt å bidra til harmonisering av regelverket i Storbritannia og Norge.

Ognedalutvalget kartla årsaker til ulik fortolkning og praktisering av lover og forskrifter og foreslo tiltak for å oppnå en mer enhetlig praktisering. Utgangspunktet for arbeidet var at det funksjonelle regelverket gir muligheter for ulike fortolkninger og at flere av veilederne og standardene ikke ga tilfredsstillende forutsigbarhet ved anvendelse for flyttbare innretninger.

Konklusjonene fra utvalgene er behandlet i St.meld. nr. 46 (1997-98), Olje- og gassvirksomheten, oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskridelsene i Åsgardkjeden, og er gjengitt nedenfor.

«Utvalgene konkluderte blant annet med at det ikke var noen vesentlige forskjeller mellom regelverkskravene til de to sokkelmyndighetene, men at eventuelle forskjeller i hovedsak kunne tilskrives ulik praktisering av kravene.

Lenningrapporten konkluderte med at de tekniske forskjellene ikke er dramatiske og at de er relativt oversiktlige. Dette gjelder spesielt for nybygg. For eldre innretninger ble det konkludert med at kost/nytteforholdet ved implementering av særnorske krav ofte er urimelig høyt. Det ble påpekt store forskjeller når det gjelder arbeidstid og et gjennomgående behov for bedret forutsigbarhet.

Ognedalrapporten identifiserte et særlig behov for å bedre regelverkskompetansen/forståelsen hos myndighetene så vel som i næringen. OLF er gitt ansvar for oppstart av et samarbeid med involverte parter i næringen for å bedre regelverkskompetansen. Myndighetene vil bidra og støtte i dette arbeidet.

Begge rapportene konkluderte med at det snarest må utarbeides en ordning med et såkalt brukssamtykke/forhåndsuttalelse for flyttbare innretninger i petro-

leumvirksomheten, et forslag som høringsinstansene gjennomgående var positive til. Arbeidet med en slik ordning er igangsatt. Ordningen vil blant annet gi bedret forutsigbarhet med hensyn til regelverkskrav for flyttbare innretninger. Det er også arbeid i gang for å oppnå en forbedret samordning av regelverket og tilsynsfunksjonen til Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratet slik at man reduserer dobbeltregulering av flyttbare innretninger.»

Lenning- og Ognedalutvalget viste at det var behov for en grundig gjennomgang av kostnadsdrivere. Industrien ble oppfordret til å dokumentere ekstrakostnader i forbindelse med nødvendig oppgradering av flyttbare innretninger. Under ledelse av Oljeindustriens Landsforening ble det gjort et arbeid der også myndighetene var representert for å få avklart de reelle forskjellene mellom britiske og norske regelverkskrav og eventuelle kostnader som følger av slike krav. En viktig oppgave var å identifisere i hvilken grad og i hvilket omfang disse kostnadene er knyttet til norske regelverkskrav og ikke andre forhold, som for eksempel generelt vedlikehold eller oppgradering som følge av klassekrav. Arbeidet er dokumentert i rapporten Report on Incremental Cost for Mobile Offshore Drilling Units Operations on the Norwegian Continental Shelf også kalt *»Riggmarkedsrapporten»*, som ble lagt fram januar 2000.

Riggmarkedsrapporten gir en detaljert gjennomgang av regelverksforskjeller mellom norsk og britisk sokkel for krav til HMS og konsekvensene dette har hatt for kostnadene ved å ta inn og operere en rigg på norsk sokkel. Rapporten påviste gjennomsnittlige modifikasjonskostnader på 140 mill. kroner ved å ta inn en rigg til Norge. Kostnadene ble estimert til å utgjøre i gjennomsnitt 260 000 kroner ekstra i dagrate basert på at modifikasjonene skulle dekkes over en ett-års kontrakt. I tillegg kommer påslag i raten på 130 000 kroner som følge av høye norske driftskostnader. I rapporten pekes det på regelverkskrav, industriens tolkning av regelverket og fremforhandlede avtaler i arbeidslivet som hovedårsakene til merkostnadene ved å drive på norsk sokkel. Hovedanbefalingen i Riggmarkedsrapporten er en harmonisering av regelverket for flyttbare innretninger mellom Storbritannia og Norge med sikte på et felles marked.

Lenning- og Ognedalutvalget og *»Riggmarkedsrapporten»* ble også omtalt i St.meld. nr. 7 (2001-2002), Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. I stortingsmeldingen ble det stilt spørsmål om regelverket er kostnadsdrivende, viktigheten av at næringen realiserer potensialet for kostnadsreduksjoner ved riktig bruk av regelverket og at næringens forpliktelse til å øke sin kunnskap om regelverket ble presisert.

I forbindelse med en revisjon av HMS-regelverket ble det etter anbefaling fra Lenningutvalget, innført en ordning med Samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger (SUT). I første omgang som en frivillig ordning satt i verk i august 2000. I forbindelse med innføring av SUT-ordningen ble det gjort en analyse knyttet til en spesifikk rigg (West Navion)

med fokus på forskjeller mellom norsk og britisk regelverk. Denne analysen er presentert i rapporten Regulatory requirement project 2001-2002 (NPD vs. HSE) også kalt »Smedvigrapporten» som ble lagt fram sommeren 2002. I rapporten pekes det på at britisk og norsk regelverk er forskjellige på en del områder og at dette er til hinder for bevegelse av rigger over grensen. Det påpekes videre at praktiseringen av regelverkene er noe forskjellig. Analysen påviste en rekke forskjeller mellom de to regelverksregimene. Rapporten anbefaler britiske og norske myndigheter å finne felles løsninger som fjerner de påviste forskjellene slik at det blir et felles regelverk. Smedvigrapporten er omtalt i St. meld. nr. 12 (2005-2006), Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten, og er gjengitt nedenfor.

»Blant annet viser en studie gjennomført av boreentreprenørselskapet Smedvig i samarbeid med norske og britiske sokkelstatsmyndigheter, «Regulatory requirement project 2001-2002 (NPD vs. HSE)», at det i det store og hele er sammenfallende HMS-regelverk i Storbritannia og Norge, men at håndhevingspraksisen på noen områder er ulik.

Ulik håndhevingspraksis mellom sokkellandene kan innebære at det kan komme krav om oppgraderinger knyttet til arbeidsmiljø for eldre innretninger som vil inn på norsk sokkel for første gang. Slike krav, som kan medføre større investeringer, kan være hjemlet både i myndighetenes regelverkskrav og i krav som operatørene stiller for oppdrag på norsk sokkel.

Det fins i tillegg en rekke merkostnader knyttet til oppgraderinger som ikke skyldes norsk HMS-regelverk, men som tilskrives oppgradering av utstyr på grunn av normal aldring, mangelfullt vedlikehold, korrigering av avvik i forhold til internasjonale regler og/eller ambisjoner om å bli attraktiv for flere kunder.

Dersom det er slik at myndighetenes håndhevingspraksis og næringens praktiske etterlevelse av regelverket har fordyrende implikasjoner, er dette et forhold som alle berørte parter må gjøre noe med for på den måten å unngå investeringer som ingen av partene mener fremmer HMS-nivået.

Petroleumstilsynet har på dette grunnlag satt i gang en intern gjennomgang av sin håndhevingspraksis. Målsettingen er å få til en forbedret og mer konsistent håndhevelse fra myndighetenes side, gjennom å etablere et forsterket fokus på kunnskap om og bruk av regelverket, samt å videreutvikle prosedyrer for saksbehandling. Departementet vil overfor Petroleumstilsynet følge spesielt opp at partene involveres når det gjøres større endringer i veiledninger eller fortolkningspraksis. I slike saker må også Arbeids- og inkluderingsdepartementet orienteres i tråd med ordinære saksbehandlingsrutiner.

Når det gjelder næringens etterlevelse av regelverket vil departementet påpeke viktigheten av at virksomhetene gjør seg kjent med og tar hensyn til regelverket allerede på planleggingstidspunktet. Det er departementets oppfatning at kostnadene ved et tiltak vil avhenge av hvor risikofull en aktivitet er, men også av hvilke typer løsninger som velges og av om selskapet beslutter nødvendig omfang og type tiltak på riktig tidspunkt.»

Et omfattende arbeid med fokus på kostnader ble gjort i forbindelse med KonKrafts rapport fra 2004, Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille - Kartlegging av kostnadsbildet på norsk sokkel. Bakgrunnen var bekymringer for en moden sokkel og et fallende aktivitetsnivå kombinert med et høyt kostnadsnivå. Rapporten skulle kartlegge kostnadsbildet på norsk sokkel for å etablere en felles forståelse av det overordnede kostnadsbildet, de viktigste kostnadselementene og beskrive de vesentligste kostnadsdriverne.

Bore- og brønnaktivitet var et av fem fokusområder i kostnadskartleggingen. Hovedfunnet var at et begrenset felles riggmarked i Nordsjøen resulterer i høyere brønncostnader på norsk sokkel enn på britisk sokkel. Teoretiske beregninger viste at norske brønncostnader kunne vært mellom 30 og 40 prosent billigere hvis riggrater og brønntjenester hadde vært på britisk nivå. Videre ble det påpekt at bore- og brønncostnader har spesielt stor betydning for utbygging av små felt hvor disse kostnadene kan utgjøre halvparten av totale utbyggingskostnader. Lavere brønncostnader vil være et bidrag til mer robust lønnsomhet, høyere og jevnere aktivitet og bedre ressursutnyttelse på norsk sokkel.

KonKraftsrapporten dokumenterte at høye norske driftskostnader for rigger i hovedsak skyldes høyere personellkostnader enn på britisk sokkel. Grunnlønnen for et mannskap er på samme nivå i Norge og Storbritannia, men norske arbeidstidsordninger, diverse tillegg i lønn, sosiale kostnader og reiseutgifter skaper en betydelig forskjell for boring både fra flyttbare og faste installasjoner.

I rapporten ble det nok en gang påpekt at regelverksforskjeller mellom norsk og britisk sokkel medfører at rigger som opererer på britisk sokkel og ikke tilfredsstiller norsk regelverk må oppgraderes. Kostnadene for dette er avhengig av riggens tilstand og kan variere mye. Rapporten beskrev tidligere og nyere eksempler som viste at kostnadene kunne variere mellom 30-100 mill. kroner, med en mulig dagrateeffekt på 10 000 - 20 000 amerikanske dollar. Det ble også presisert at norsk og britisk regelverk de siste tre årene er mer harmonisert, men Norge har fortsatt spesielle krav til for eksempel mekanisert boreutstyr og arbeidsmiljø. I tillegg kan riggeiers og operatørs fortolkning av regelverket samt myndighetenes håndheving medføre fordyrende investeringer. Operatører på norsk sokkel har generelt krav til høyere kapasitet og standard som begrenser tilbudet av rigger eller medfører oppgraderinger.

KonKrafts analyse ble reflektert i St.meld. nr. 38 (2003-2004), Om petroleumsvirksomheten hvor et høyt kostnadsnivå for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel var et av temaene som var omtalt.

Riggsituasjonen på norsk sokkel var også et tema for Utvinningsutvalget som Olje- og energidepartementet nedsatte med mandat til å utrede tiltak for å øke utvinningen på eksisterende felt. I rapporten fra høsten 2010 fastslås at kostnadene til riggleie på norsk sokkel har økt betydelig de siste årene. Siden bore- og brønnoperasjoner er sentralt for økt utvinning, bidrar høye riggrater til lavere lønnsomhet og færre brønner. Som tiltak for å bøte på situasjonen foreslår utvalget at myndighetene bør arbeide for at det skal bli lettere å flytte rigger til og fra norsk sokkel. Utvalget foreslår også endringer i stemmereglene som kan gjøre det lettere for oljeselskaper å få til langsiktige kontrakter på rigg og intervensjonsfartøy.

De problemstillingene utvalget tok opp, og de hovedforslagene som ble fremmet, er behandlet i Meld. St. 28 (2010-2011), En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten. Der ble det også foreslått å nedsette en ekspertgruppe for å belyse og identifisere hindre som gjør at riggkapasiteten på norsk sokkel begrenses og foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel.

2.1 Oppsummering

Problemstillinger ved bore- og brønnoperasjoner og spesielt bruk av flyttbare innretninger har vært tema for en

rekke utredninger. Utredningene har dokumentert store kostnader ved å ta inne en rigg for bruk i norsk del av Nordsjøen selv om den allerede er godkjent for bruk i andre sektorer i Nordsjøen. Nøyaktig hvor mye av kostnadene som skyldes regelverket og industriens praksis har det ikke lyktes å bli enige om. I tillegg er det dokumentert betydelig høyere driftskostnader i Norge som følge av inngåtte avtaler i arbeidslivet. Samordning av regelverket i Nordsjøen og etablering av et felles riggmarked har vært en gjennomgående anbefaling.

3 Boring og brønn (B&B) på norsk sokkel

Boring og vedlikehold av brønner er en forutsetning for å realisere ressurspotensialet på sokkelen. Dette kapitlet gir en introduksjon til bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel, dagens bruk av de flyttbare riggene samt anslag på framtidig riggbehov. Kapitlet reflekterer etterspørselen i de ulike markedene som er involvert i vare- og tjenesteleveranser til bore- og brønnoperasjoner, med hovedfokus på riggmarkedet. Innledningsvis drøftes verdiskapingseffekter ved reduserte borekostnader.

Bore- og brønnoperasjoner kan grovt defineres som aktiviteter knyttet til boring av nye lete- og utvinningsbrønner, vedlikehold av eksisterende brønner samt stenging av brønner.

Flåten av flyttbare innretninger på norsk sokkel består av tre hovedkategorier; oppjekkbare rigger (såkalt Jack-up, heretter betegnet JU), delvis nedsenket flytende innretninger (såkalt Semi Submersible, heretter omtalt som Semi) og boreskip, jf. figur 3.1. Ved utgangen av 2011 var det 6 JU'er, 1 boreskip og 22 Semi i operasjon på norsk sokkel. En komplett liste finnes i vedlegg 2. Brønnintervensjonsfartøy er spesialbygde fartøy for intervensjon og vedlikehold i brønner. Disse fartøyene kan normalt ikke gjennomføre boreoperasjoner og er derfor ikke inkludert i denne gjennomgangen, men de er viktige for brønnvedlikehold.



Figur 3.1 Illustrasjon på hovedtyper flyttbare boreinnretninger i bruk på norsk sokkel

Kilde: MBMultimedia AS/OD

Hvilken type rigg som er nødvendig er avhengig av spesifikke forhold ved den enkelte bore- og brønnoperasjon. Havdyp er en viktig variabel. JU opererer på vanddyp ned til 130 meter. Det har imidlertid vært en utvikling mot JU som kan bore på stadig større havdyp, og de nyeste riggene kan bore på havdyp ned mot 160 meter. JU blir benyttet i de grunnere havområdene i Nordsjøen. På større havdyp brukes Semi eller boreskip. I tillegg til havdyp og brønnlengde, er brønnens kompleksitet avgjørende for valg av rigg. For eksempel setter høyt trykk og høy temperatur krav til hvilke rigg som kan benyttes. En annen faktor er værforholdene, for eksempel er det forskjell på om boringen skal foretas i Nordsjøen, Norskehavet eller i Barentshavet. Semi kan grupperes etter flere dimensjoner. Den viktigste faktoren for riggeres anvendbarhet på norsk sokkel er havdyp og værforhold.

Det er også viktig for boreprosessen om brønnbanen er

ny eller om deler av en eksisterende brønnbane benyttes. Det siste alternativet kalles sidesteg og innebærer at øvre del av brønnbanen fra en eldre brønn benyttes. Dette medfører vanligvis lavere kostnader enn om hele brønnen børes på nytt. Om lag 60 prosent av utvinningsbrønnene som ble boret fra flyttbar innretning i 2011 var sidesteg. For leteboring er andelen vesentlig mindre. Etter hvert som flere brønner blir eldre og slutter å produsere, brukes deler av brønnbanen til å bore sidesteg. Andelen utvinningsbrønner boret som sidesteg er derfor forventet å stige. Det utvikles også ny teknologi for boring av sidesteg (TTRD-boring og CT-boring)⁴ som har potensial for vesentlig lavere brønnkostnader, jf. kap. 3.1.2.

3.1 Verdiskapingseffekter av endrede bore- og brønnkostnader

Bore- og brønnkostnader har stor innvirkning på verdiskapingen fra norsk petroleumsvirksomhet. Grovt kan en skille mellom direkte og indirekte effekter av redusert bore- og brønnkostnad når andre kostnader og oljepris holdes konstant:

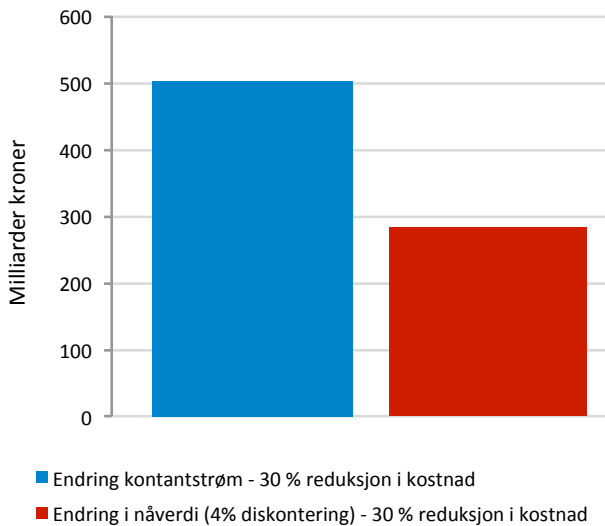
- Direkte effekter på kontantstrøm
 - Redusert bore- og brønnkostnad har direkte virkning på kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten. Lavere kostnader gir større overskudd
- Indirekte effekter av reduserte bore- og brønnkostnader
 - Endringer i lønnsomhet for prosjekter på felt i drift. Økt lønnsomhet ved boring av brønner på felt i drift innebærer at flere prosjekter blir lønnsomme
 - Økt lønnsomhet ved utbygging av nye felt som kan gi flere feltutbygginger
 - Nye prosjekter på felt eller funn som bygges ut som havbunnsfelt og knyttes opp til eksisterende infrastruktur vil kunne bidra til å forlenge levetiden og øke verdien av haleproduksjonen, inkludert utsettelse av fjerningskostnader
 - Lavere kostnader for leteboring kan bidra til økt leting på prospekter med mindre forventet volum
 - Flere lønnsomme brønnvedlikeholdsoperasjoner på grunn av lavere riggekostnader.

3.1.1 Direkte effekter på kontantstrøm

Den direkte effekten av reduserte bore- og brønnkostnader er betydelig. Konsekvensen av 30 prosent reduksjon i kostnad ved boring av nye utvinnings- og letebrønner med flyttbar innretning er beregnet, jf. figur 3.2. Den direkte effekten på samlet framtidig estimert kontantstrøm er rundt 500 mrd. kroner. Anslaget er basert på ODS prognose til revidert nasjonalbudsjett for 2012 (RNB2012). Dette er tro-

⁴ CT (Coiled Tubing drilling) og TTRD (Through tubing drilling) boreteknologi for boring av korte sidestegsbrønner med utgangspunkt i en allerede eksisterende brønn.

lig et konservativt anslag. I tillegg kommer direkte effekt på brønnvedlikeholdskostnad og kostnader ved plugging av brønner, hvor riggleie er en del av kostnadsbildet. Dette er ikke inkludert i estimatet, men vil også representere betydelige samfunnsøkonomiske verdier⁵.



Figur 3.2 Direkte effekt av 30 prosent reduksjon i borekostnad knyttet til boring av nye utvinnings- og letebrønner fra flyttbare boreinretninger.

Kilde: OD⁶

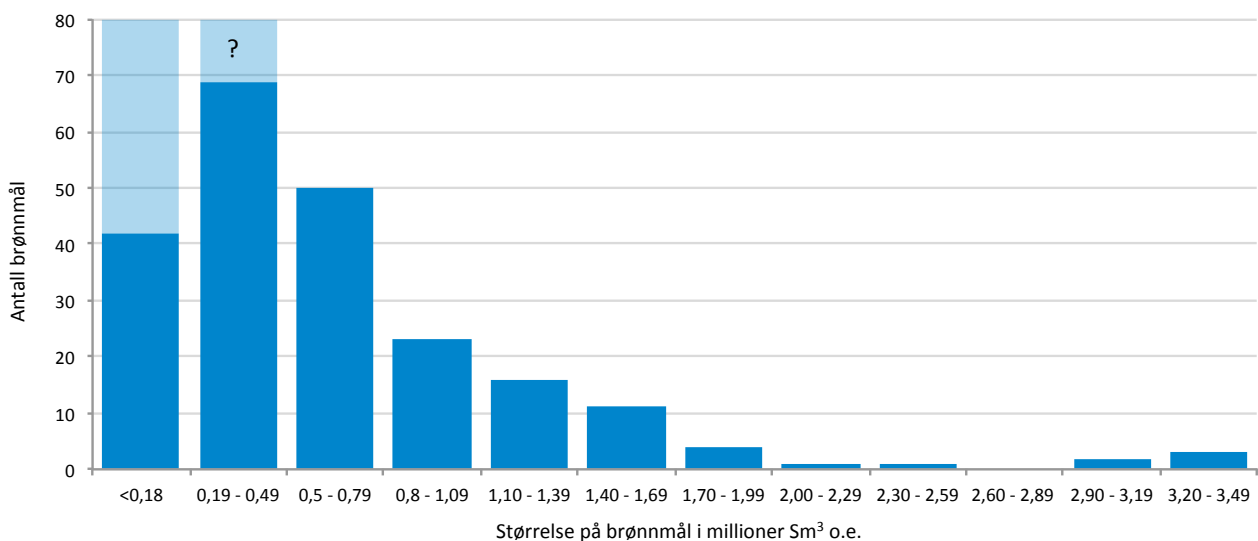
⁵ Statoil har estimert effekten ved 30 prosent reduksjon for vedlikehold og plugging av brønner. Dette tilsvarende i størrelsesorden 50 – 60 mrd. kroner. Dette er begrenset til felt hvor Statoil er operatør.

⁶ 4 prosent diskontering er benyttet, jf. bruk av tilsvarende for diskontering i forbindelse med verdsetting av petroleumsformuen, jf. St.meld. nr. 9 (2008-2009), Perspektivmeldingen.

3.1.2 Indirekte effekter ved økt lønnsomhet for prosjekter på felt i drift

Reduserte bore- og brønncostnader gir forbedret lønnsomhet for felt i drift, og boring av nye utvinningsbrønner er det viktigste tiltaket for økt oljeutvinning. Brønner med størst forventet ressursmengde blir boret først, med mindre andre forhold som for eksempel kompleksitet begrunner avvik fra regelen. Det vil da på slutten av feltets levetid være et antall små gjenværende brønnmål⁷. De fleste brønnmål under 0,5 mill. Sm³ o.e. er i dag ikke vurdert som lønnsomme. I figur 3.3 er det gitt en oversikt over gjenværende kartlagte brønnmål etter størrelse for tre større oljefelt på norsk sokkel. Usikkerhet med hensyn til antall små, ikke-kartlagte brønnmål er også illustrert.

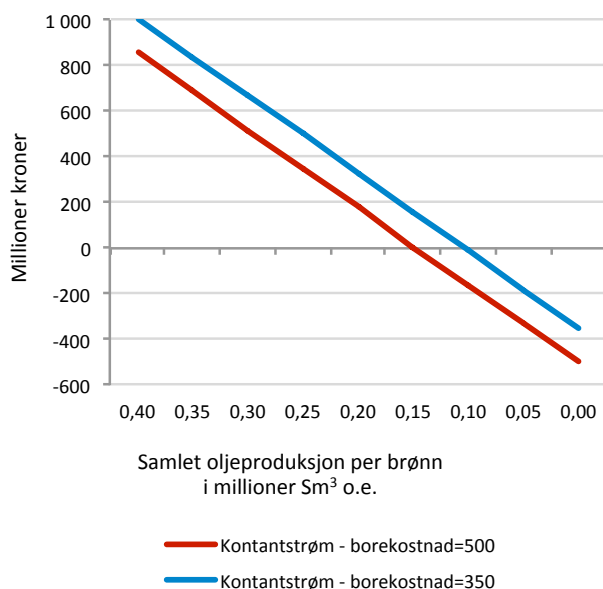
Det er en sammenheng mellom brønncostnad, utvinnbare ressurser og lønnsomhet. En grov gjennomsnittsvurdering tilsier en lineær sammenheng mellom netto kontantstrøm fra en brønn og de utvinnbare volumene, jf. figur 3.4. Det er lagt til grunn et produksjonsprofil med 6 års produksjon og en oljepris på 90 amerikanske dollar per fat. Videre er det lagt til grunn en brønncostnad på 500 mill. kroner og en sensitivitet med 30 prosent reduksjon i bore- og brønncostnadene. Sammenhengen mellom kontantstrøm og størrelse på brønnmål er vist i figur 3.4.



Figur 3.3 Gjenværende kartlagte brønnmål for tre større oljefelt

Kilde: Petoro

⁷ Brønnmål: Den ressursmengden som planlegges realisert ved hjelp av en brønn.



Figur 3.4 Antatt sammenheng i lønnsomhet for ulike størrelse på brønnmål.

Kilde: OD

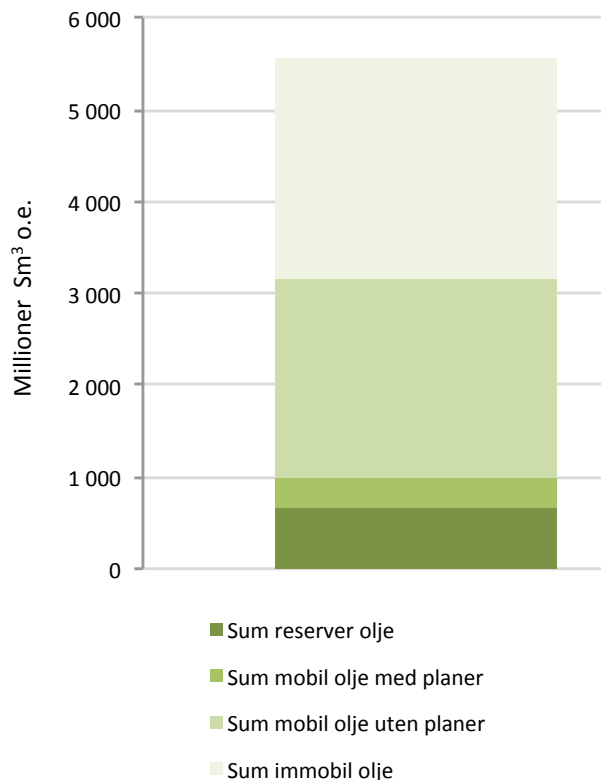
En reduksjon i de samlede kostnader for bore- og brønnoperasjoner på 30 prosent vil med forutsetningene ovenfor redusere størrelsen på brønnmål det er lønnsomt å bore på. Det vil alltid være en rekke små brønnmål igjen på feltene, jf. figur 3.3. Når flere av disse blir lønnsomme, vil ressursutnyttningen kunne bedres og inntjeningen øke. Mange av brønnmålene vil kunne nås ved å bore sidesteg fra eksisterende brønner. En del av disse kan trolig bores rimeligere med teknologi så som CT og TTRD-boring. Det er vanskelig å gi noe anslag for verdiskapingseffekten av en 30 prosent reduksjon i brønnskostnadene da mange forhold vil påvirke effekten. En illustrasjon av betydningen for boring av brønner for økt utvinning fra felt er gitt ved å ta utgangspunkt i gjenværende mengde mobil olje.

Gjenværende ressurser i oljefelt på norsk sokkel kan deles inn i fire kategorier, jf. figur 3.5. Oljereservene er de mest modne ressursene og består av besluttede prosjekter i utvinningstillatelsene. Utover reservene foreligger det også planer for produksjon som ikke er besluttet. De volumene det ikke finnes konkrete planer for kan deles inn i mobil og immobil olje.

Mobil olje betyr at oljen kan beveges mot produksjonsbrønnene ved bruk av egnede dreneringsmetoder (vanligvis vanninjeksjon og/eller gassinjeksjon). Olje som er vanskelig å bevege ved bruk av vann- og/eller gassinjeksjon kalles immobil olje⁸.

Mobil olje kan utvinnes ved hjelp av nye brønner og optimal bruk av vann- eller gassinjeksjon. For å produsere den immobile oljen kreves at den gjøres mobil ved for eksempel injeksjon av CO₂ eller kjemikalier.⁹

Oljedirektoratet gjennomførte i 2007 en kartlegging av gjenværende oljevolum i 41 felt på norsk sokkel. OD-studien er oppdatert med ny kunnskap om gjenværende ressurser i de samme feltene, jf. figur 3.5.



Figur 3.5 Anslått gjenværende oljeressurser for et utvalg på 41 felt.

Kilde: OD

Den resterende mobile oljen i dagens felt utgjør, betydelig forenklet, et potensial for ytterligere utvinning og hvor bore- og brønnoperasjoner er helt avgjørende. Dette potensialet vil bestå av gradvis mindre og mindre brønnmål. Både tekniske og økonomiske begrensninger gjør at ikke hele dette volumet er realiserbart. Reduserte borekostnader og mer fleksibel boreteknologi vil bidra til at mer av dette potensialet kan utvinnes på en lønnsom måte.

En illustrasjon på verdiskapingspotensial er gitt ved å beregne effekten på kontantstrømmen ved å utvinne 1-10 prosent av den mobile oljen som det i dag ikke er planer for. En slik økt utvinning innebærer en samlet produksjon på mellom 21 og 210 mill. Sm³ olje. Dersom en antar utvinnbare ressurser på 0,3 mill. Sm³ olje per brønn vil netto kontantstrøm per brønn være 670 mill. kroner, gitt en brønnskostnad på 350 mill. kroner, jf. figur 3.4. Samlet netto kontantstrøm av denne produksjonen vil da ligge mellom 50 og 500 mrd. kroner.

3.1.3 Indirekte effekter ved økt lønnsomhet for utbygging av funn

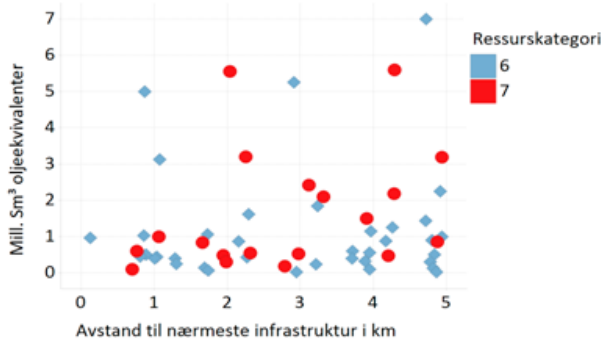
Reduserte borekostnader vil også forbedre lønnsomheten til små funn og dermed øker antall potensielle nye utbygginger. For et lite funn som bygges ut med havbunnsbasert løsning og med investeringer fra rundt 2 mrd. kroner og oppover, utgjør brønnskostnadene 30-50 prosent. Dette er blant annet avhengig av behov for modifikasjoner på motstående installasjon.

⁸ Nærmere omtalt i ODs ressursrapport fra 2012.

⁹ Se rapport fra Utvinningsutvalget for en nærmere omtale.

Over tid har størrelsen på nye feltutbygginger gått ned, og det blir stadig flere satellittutbygginger basert på havbunnsløsninger og tilkobling til eksisterende infrastruktur.

I figur 3.6 er funn i ressurskategori (RK)¹⁰ 6 og 7 spesifisert på antatt utvinnbare ressurser og avstand til etablert og planlagt infrastruktur. RK 6 omfatter funn der utvinning er lite sannsynlig enten på grunn av for lite volum eller at det kreves betydelige endringer i en eller flere av faktorene; teknologi, priser, kostnader, nærhet til infrastruktur mv., for å utvinne disse lønnsomt. RK 7 omfatter utvinnbare petroleumsressurser i nye funn hvor funnevalueringsrapport ennå ikke er levert myndighetene og som derfor bare har et foreløpig ressursestimert. Kategorien omfatter også noen funn hvor lønnsomhet ennå ikke er avklart. Figuren illustrerer at det er gjort mange små funn i nærhet av eksisterende infrastruktur.



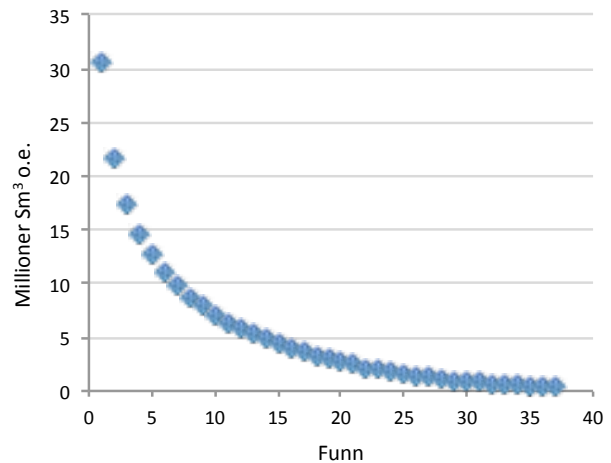
Figur 3.6 Funn i ressurskategori 6 og 7 spesifisert på utvinnbare ressurser og avstand i km til etablert infrastruktur.

3.1.4 Indirekte effekter knyttet til økt lønnsomhet for leting på små prospekter

Lavere leteteknisk kostnader vil bidra til økt lønnsomhet fra lettevirksomheten. Dette vil medføre at flere prospekter kan boret og flere funn bli gjort. Selv om det fortsatt gjøres store funn i de modne områdene av norsk sokkel forventes den generelle utviklingen å være stadig avtakende størrelse på fremtidige funn. Figur 3.7 viser forventet antall funn i en av letemodellene i Nordsjøen og fordeling av størrelsen på funnene. Analysen forutsetter at det blir gjennomført leting på alle prospekter, også de mindre. I hvilken grad reduserte leteteknisk kostnader vil slå ut i mer leting på mindre prospekt vil også avhenge av selskapenes minstekrav til lønnsomhet og størrelse på brønnsøknad.

3.1.5 Samlet verdiskapingseffekt av reduserte bore- og brønnskostnader

Vi kan konstatere at en reduksjon i bore- og brønnskostnader på 30 prosent vil ha svært store verdiskapingseffekter. Den direkte kostnadseffekten, over tid, ved boring av lete- og utvinningsbrønner fra flyttbare boreinnretninger er anslått til rundt 500 mrd. kroner netto, jf. kvadrant A i figur 3.8. I



Figur 3.7 Modellert funnfordeling for en letemodell i Nordsjøen

tillegg kommer direkte effekter på brønnvedlikeholdskostnad og kostnader ved plugging av brønner samt mulige effekter for boring fra fast boreinnretning (se kvadrant B i figur 3.8). Videre kommer indirekte virkninger gjennom økt utvinning fra felt i drift og leting etter og utbygging av flere små funn (se kvadrant C i figur 3.8). Disse effektene er ikke kvantifisert grunnet stor usikkerhet ved anslagene.

For felt i drift er verdiskapingspotensialet illustrert ved å beregne effekten på kontantstrømmen ved å utvinne 1-10 prosent av den mobile oljen som det i dag ikke er planer for. Samlet kontantstrøm av denne produksjonen er anslått til rundt 50 – 500 mrd. kroner netto.

Summen av indirekte effekter kan overstige de direkte effektene og samlet er derfor potensialet konservativt anslått til å overstige 1000 mrd. kroner.

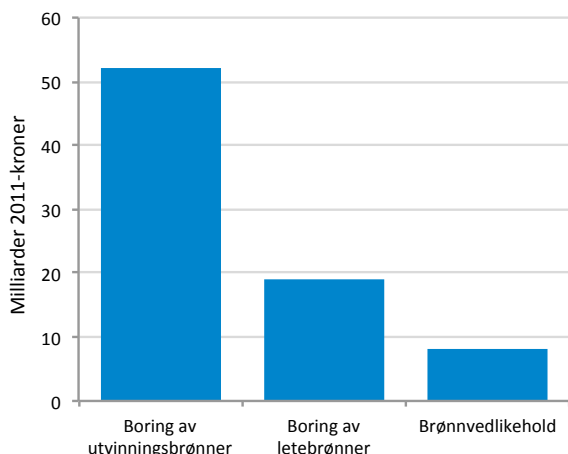
	Direkte effekter	Indirekte effekter
Lete- og utvinningsbrønner	A > 500 mrd kroner	C
Vedlikehold og plugging av brønner	B	D

Figur 3.8 Effekter av 30 prosent reduksjon i bore- og brønnskostnader (fra flyttbare innretninger)

3.2 Kostnadsutvikling innenfor bore- og brønnoperasjoner

Borekostnadene utgjør en stor kostnadskomponent i petroleumsaktiviteten. For 2012 antas at samlede kostnader til boring av nye utvinnings- og letebrønner samt vedlikehold av eksisterende brønner vil utgjøre om lag 80 mrd. kroner, jf. figur 3.9.

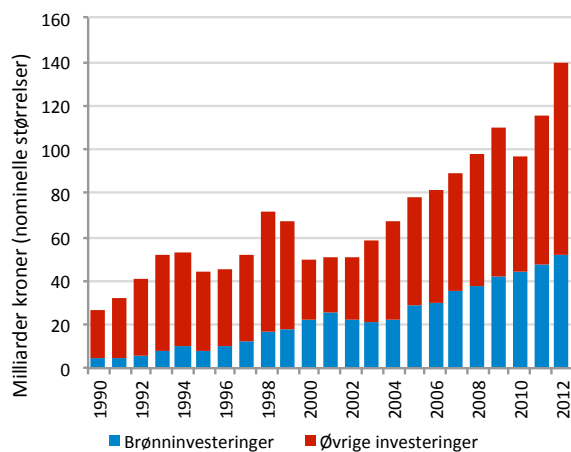
¹⁰ Nærmere omtale av ODs ressursklassifikasjonssystem er gitt i Ressursrapport fra 2011.



Figur 3.9 Forventet kostnad knyttet til boring av brønner samt brønnvedlikehold 2012.

Kilde: OD

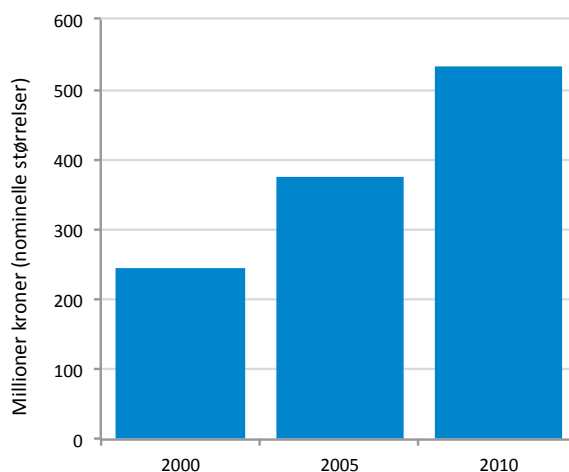
Investeringer innen boring og brønn har steget raskt de senere årene, jf. figur 3.10. Dels er dette knyttet til aktivitetsutvikling, men en viktig årsak har også vært kostnadsvekst. Generelt har høye oljepriser og rekordhøye investeringer samt stor kapasitetsutnyttelse i forsyningskjeden vært sentrale drivere for en sterk kostnadsvekst. Den samme utviklingen har en også sett internasjonalt om enn med litt ulik styrke¹¹.



Figur 3.10 Utvikling i investeringer eksklusiv leting, tall for 2011-2012 er prognose.

Kilde: OD

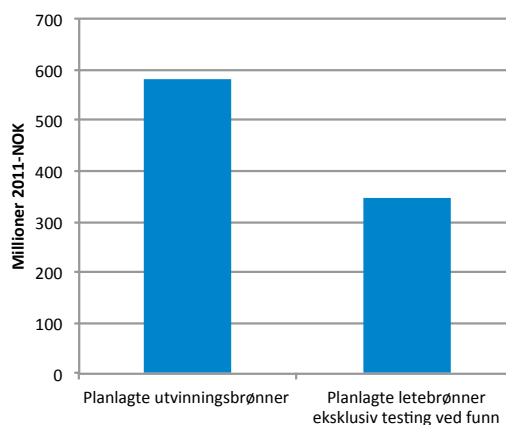
Kostnadsveksten har medført at kostnadene ved boring av en ny brønn er mer enn doblet i perioden 2000-2010, jf. figur 3.11.



Figur 3.11 Utvikling i gjennomsnittlig kostnad for en utvinningsbrønn boret fra flyttbar innretning.

Kilde: OD

Kostnadsnivået for representative utvinnings- og letebrønner som bores i 2012 er anslått til henholdsvis i underkant av 600 og rundt 350 mill. kroner, jf. figur 3.12. Ved funn i letebrønner gjennomføres normalt mer datainnsamling i brønnen. Kostnader for dette kommer i tillegg. En rekke forhold bestemmer hvor kompleks og dyr en brønn blir. Det er derfor stor spredning i brønnekostnader, fra enkle sidesteg til kompliserte HTHP¹²-brønner og lange horisontale seksjoner. For eksempel varierer anslått borekostnad ved nye letebrønner i 2012 fra under 200 mill. kroner til nærmere 1 milliard kroner.



Figur 3.12 Kostnadsnivå for representative lete- og utvinningsbrønner.

Kilde: OD

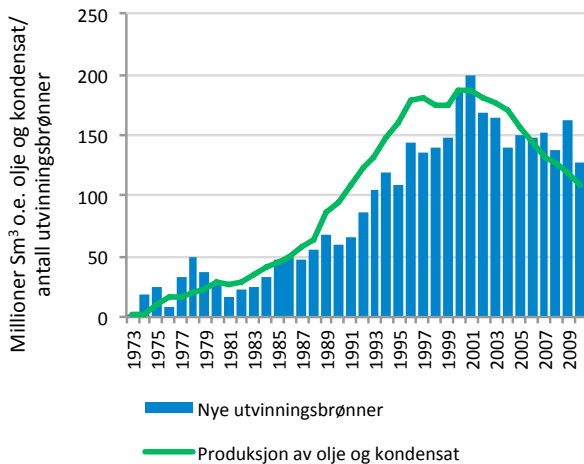
3.3 Sammenheng mellom produksjon og bore- og brønnoperasjoner

Figur 3.13 viser utvikling i produksjon av væske (olje og kondensat) og antall utvinningsbrønner. De aller fleste utvinningsbrønnene er produsenter, men det bores også

¹¹ Jf. IHS CERA-index

¹² HTHP – Engelsk forkortelse for «High Temperature High Pressure».

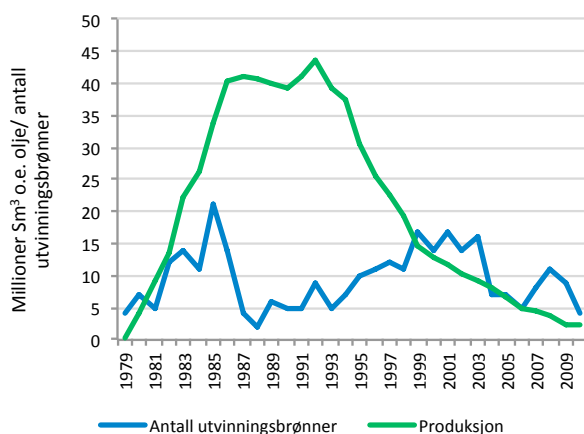
utvinningsbrønner for injeksjon av vann og/eller gass for trykkstøtte samt observasjonsbrønner for innhenting av reservoarinformasjon. En brønn kan produsere over mange år, avhengig av en rekke forhold. Blant annet betyr størrelse på ressursene mye, men også kvalitet på selve brønnen, reservoarkompleksitet og gjennomføring av nødvendig brønnvedlikehold.



Figur 3.13 Sammenheng mellom antall nye utvinningsbrønner og olje- og kondensatproduksjon over tid.

Kilde: OD

I et reservoar ligger oljen i reservoarbergarter med ulike egenskaper som avgjør produktiviteten til brønnene. I tillegg vil reservoarets beskaffenhet og valg av utvinningsstrategi avgjøre antall brønner som er nødvendig for å utvinne væske og gass. Antallet brønner som legges til grunn i Plan for Utbygging og Drift (PUD) er ofte relatert til utbyggingsfasen. I løpet av produksjonsperioden samles mer informasjon om reservoarene, noe som ofte viser at feltene er mer kompliserte enn opprinnelig antatt. Dette medfører at det på de fleste feltene på norsk sokkel må bores flere brønner enn opprinnelig antatt for optimal utvinning av oljeresursene.



Figur 3.14 Utvikling antall nye brønner og oljeproduksjon for Statfjordfeltet.

Kilde: OD

For et enkelt felt er det normalt svært mange brønnmål, med varierende ressursmengde. De minst krevende oljeresursene utvinnes tidlig og brønnene med størst ressursmengde tas derfor normalt først. Deretter fases de mindre brønnmålene etter hvert inn helt til det ikke er lønnsomt å bore flere brønner. Når produksjonen faller krever det flere brønner for en gitt produksjon. Over livssyklusen til et felt vil en normalt forvente en sammenheng mellom produksjon og antall nye utvinningsbrønner, jf. figur 3.14.

Det er en rekke årsaker til at det er behov for å bore flere og nye brønner på feltene.

- De opprinnelige brønnene var ikke plassert optimalt
- Brønnene vil over tid produsere mindre olje og forholdsvis mye mer vann og/eller gass
- Noe av oljen i reservoaret blir ikke produsert med det eksisterende brønnmønsteret, eller det vil ta for lang tid
- Flere forekomster på feltene påvises og fases inn etter hvert
- Endringer i dreneringsstrategi gjennom feltenes levetid krever nye brønner

Med en rekke store oljefelt i moden fase er intensivert boring på mindre brønnmål nødvendig for å realisere mest mulig av ressurspotensialet.

3.4 Bruken av flyttbare innretninger

Etter at en produksjons- eller injeksjonsbrønn er tatt i bruk kan problemer eller feil oppstå som påvirker produksjonen eller injeksjonen, og det blir behov for vedlikehold/repasjon. En stor del av vedlikeholdet og lettere reparasjoner av havbunnsbrønner blir nå gjort med egne spesialbygde fartøyer (lett brønnintervensjonsfartøy¹³), men tyngre operasjoner krever fortsatt bruk av rigg.

I tillegg brukes riggene til plugging av brønner. Letebrønner plugges normalt umiddelbart etter at brønnen er boret og eventuelt testet. Utvinningsbrønner kan enten bli permanent pluggert når produksjonen er avsluttet eller den blir midlertidig stengt dersom det er mulighet for at brønnen kan bli benyttet senere. Ved boring av sidesteg plugges den delen av brønnbanen i den eksisterende brønnen som ikke skal benyttes videre.

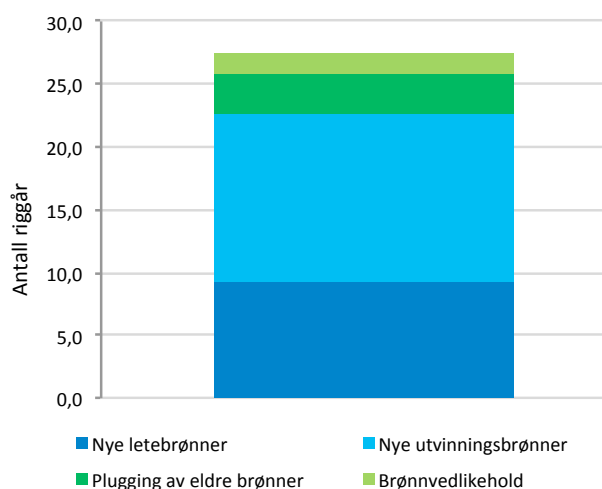
Figur 3.15 gir en oversikt over hva rigger ble brukt til i 2011 og viser at om lag 80 prosent av riggkapasiteten ble brukt til boring av nye lete- og utvinningsbrønner. Plugging av brønner innen et år etter at brønnen er komplettert er ikke inkludert i kategorien plugging, men er inkludert i boring av nye brønner. Et rigg-år er definert som 7660 timer¹⁴ i operasjon for en rigg i løpet av et år.

3.5 Utvikling i boreaktivitet over tid

Figur 3.16 gir oversikt over boring av lete- og utvinningsbrønner med flyttbar innretning over tid. Ved utgangen av 2011 var det i alt boret om lag 1510 utvinningsbrønner og 1330 letebrønner på norsk sokkel. Fra starten av var det bare letebrønner som ble boret med flyttbare innretninger.

¹³ LWI – Light Well Intervention

¹⁴ Av et år på 8760 timer utgjør dette 87,5 prosent.



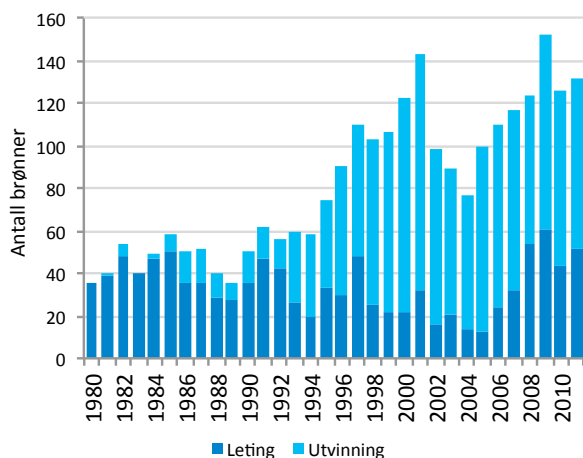
Figur 3.15 Bruk av tilgjengelig riggkapasitet 2011.

Kilde: OD

Bruk av flyttbare innretninger for boring av utvinningsbrønner kom først i stort omfang fra starten av 1990-tallet – ved utbygging av store felt som helt eller delvis var basert på havbunnsbrønner. Troll var det dominerende feltet på denne tiden, men trenden over tid viser at en stadig større andel av de brønnene som bores blir boret fra flyttbar innretning.

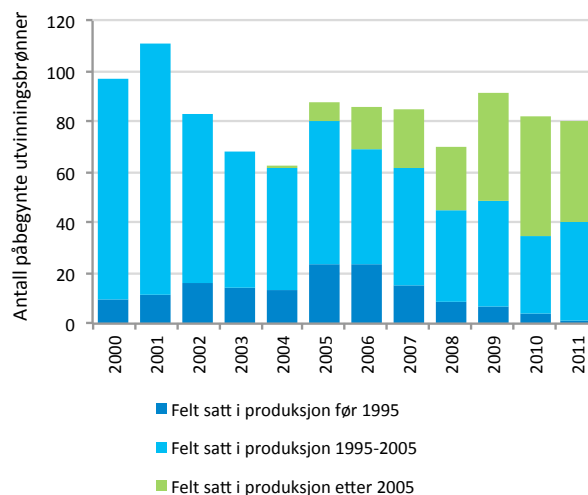
Etter en topp rundt år 2000 har det de siste årene blitt boret om lag 80 utvinningsbrønner fra flyttbar innretning, jf. figur 3.16. En betydelig del av boreaktiviteten skjer nå i forbindelse med utbygging av nye felt mens boring av nye brønner på eldre felt er klart fallende, jf. figur 3.17.

Nedgangen i boring på felt i drift har vært større enn planlagt. Et etterslep av boring av utvinningsbrønner, både plattformbrønner og havbunnsbrønner er en viktig årsak til at olje- og kondensatproduksjonen har ligget under planlagt nivå de siste årene, jf. figur 3.18. Forklaringene på hvorfor det er slik er sammensatt, men begrenset tilgang på rigg er en av flere forklaringer. I en situasjon med knapp



Figur 3.16 Utvikling i boring av lete- og utvinningsbrønner med flyttbar innretning over tid.

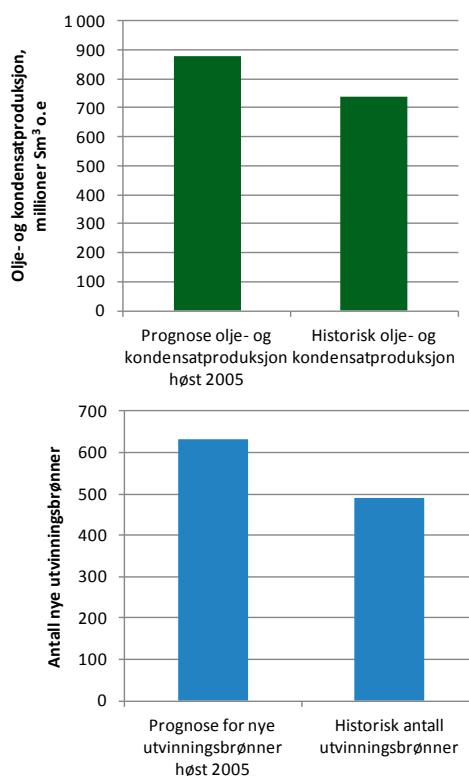
Kilde: OD



Figur 3.17 Utvikling i antall utvinningsbrønner fra flyttbar innretning.

Kilde: OD

riggkapasitet vil det bli gjort vurderinger av hva som er den mest lønnsomme anvendelse av riggene. Ulike operasjoner vil konkurrere om riggene. Mangel på flyttbare innretninger har også begrenset brønnvedlikehold, permanent plugging av brønner og leteboring.¹⁵



Figur 3.18 Sammenheng mellom prognostisert olje- og kondensatproduksjon i perioden 2005-2010 og antall nye utvinningsbrønner i samme periode.

Kilde: OD

¹⁵ Kilde: OD

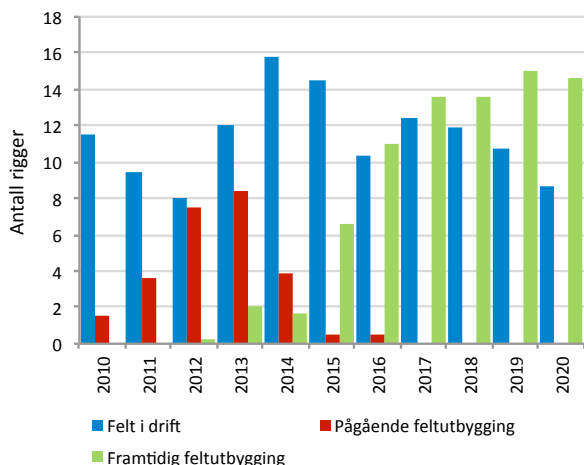
3.6 Forventet fremtidig behov for flyttbare boreinnretninger

En rekke forhold tilsier et økende behov for flyttbare innretninger på norsk sokkel de kommende årene. I dette avsnittet drøftes anslag for økt riggbehov fram mot 2020.

Forventning om et vedvarende høyt prisnivå på olje og gass har allerede gitt en betydelig vekst i aktiviteten på norsk sokkel, med økt etterspørsel etter rigg som en av flere konsekvenser. Denne utviklingen forventes å fortsette de nærmeste årene, gitt fortsatt høy oljepris.

3.6.1 Utvinningsboring

I 2011 ble 13 rigg-år benyttet til boring av utvinningsbrønner, jf. figur 3.15. Et utgangspunkt for å vurdere fremtidig behov for rigg til boring av utvinningsbrønner er ODS prognose til revidert nasjonalbudsjett for 2012 (RNB 2012). Denne prognosen er basert på operatørenes rapporterte anslag for utvinningsboring i de ulike utvinningstillatelsene på norsk sokkel. I utarbeidelse av prognosen er det korrigert for erfaring med at innrapporteringen av prosjektgjennomføringstid er for optimistisk. Dette skyldes blant annet ulike flaskehals i prosjektgjennomføringen og hvor en av disse har vært knapphet på rigg. Antallet utvinningsbrønner som er inkludert i RNB-prognosen vurderes derfor som konservativt anslag som basis for å estimere fremtidig riggbehov. Også for boring på felt i drift og fremtidig boring på felt under utbygging vurderes prognosen som konservativ og det er derfor også beregnet en øvre bane for riggbehov i denne prognosen.



Figur 3.19 RNB 2012 riggbehov ved boring av nye utvinningsbrønner.
Kilde: OD

I vurderingen av behov for rigger til boring av nye utvinningsbrønner er fremtidige aktiviteter delt i tre kategorier; boring på felt i drift, fremtidig boring på felt under utbygging og boring på fremtidige felt, jf. figur 3.19.

For fremtidige feltutbygginger er det usikkert når utbyggingene vil skje, konseptvalg, antall og størrelse på de enkelte feltutbyggingene. For eksempel vil beslutning om

bruk av fast rigg på en feltinstallasjon ha stor innvirkning på etterspørselen etter flyttbare innretninger. Knapphet på rigger er en av årsakene til prosjektutsettelse. Bedre tilgang på rigg kan bidra til raskere utbygging av felt. Funn i 2012 og 2013 vil også kunne ha betydelig effekt på boreaktiviteten fram mot 2020. Valg av riggløsning for store funn, for eksempel Johan Sverdrup, vil også ha klar effekt på riggetterspørselen. For å illustrere at det kan være behov for flere rigger enn det som går frem av prognosen til RNB 2012, er prosjektutsettelsene reversert. Oppstartstidspunktet oppgitt av operatør er lagt til grunn.

For pågående feltutbygginger har operatør i forbindelse både med PUD og i rapportering til RNB lagt inn brønner i utbyggingsperioden¹⁶. Erfaring fra tidligere utbyggingsprosjekter viser at når et felt er satt i produksjon starter arbeidet med tilleggsprosjekter som innebærer mer boring. Det er derfor lagt inn brønner for å dekke dette behovet.

For boring på felt i drift er det også betydelig usikkerhet i anslagene, jf. figur 3.19. Felt i drift inkluderer felt som er i utbyggingsfasen med et omfattende boreprogram til felt i halefasen som har vært igjennom en rekke år med fallende produksjon. Basert på erfaring legger vi derfor til grunn at felt i oppstartsfasen har rimelig god kontroll på brønnbehovet de nærmeste årene, og at dette er innarbeidet i rapportering til RNB. For eldre felt er det, også basert på erfaring, ikke overensstemmelse mellom rapportert produksjonsprofil og antall nye utvinningsbrønner. Det er også lagt til grunn at en vil forsøke å opprettholde prognostisert oljeproduksjon. Basert på kunnskap om størrelsen på de brønnene som er planlagt i 2012 er det gjort en grov vurdering av antall brønner som må bores for å realisere planlagt produksjonsnivå i de kommende årene.

3.6.2 Plugging av brønner

I forbindelse med nedstengning av et felt vil det være et betydelig behov for riggkapasitet. Da må alle brønner permanent plugges. Anslagene for når felt skal stenges ned tilsier at det vil bli betydelig større aktivitet først etter 2020.

Hittil har plugging av brønner blitt gjort med rigger, og i 2011 medgikk 3,3 rigg-år for plugging av eldre utvinningsbrønner. Det arbeides imidlertid med å ta i bruk spesialfartøyer (LWI) som alternativ til rigg for å gjøre deler av pluggearbeidet. Det arbeides også med videre utvikling av lett brønnintervensjonsfartøyer for å kunne gjennomføre hele denne prosessen.

I anslag for behov for riggkapasitet fram mot 2020 er det derfor lagt til grunn en moderat økning i behovet for rigg til plugging.

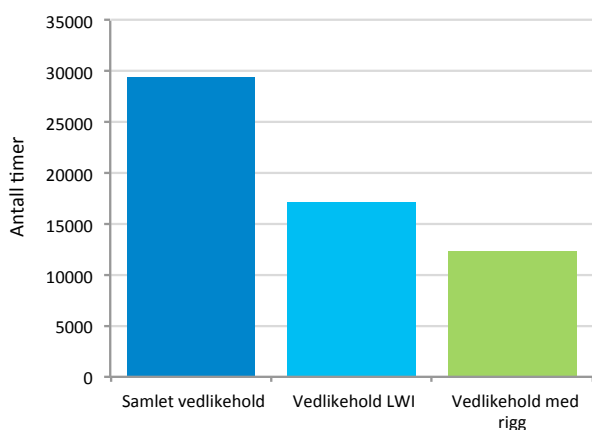
3.6.3 Brønnvedlikehold

På grunn av økende alder på eksisterende utvinningsbrønner og en betydelig økning i antall nye utvinningsbrønner de nærmeste årene, forventes brønnvedlikeholdsbehovet å stige betydelig.

Om økt vedlikeholdsbehov vil slå ut i økt riggetterspørsel er imidlertid usikkert. Det har sammenheng med at store deler av brønnvedlikeholdet kan gjøres med spesialbygde fartøyer (LWI). Det er nå tre slike fartøyer i aktivitet

¹⁶ PUD (plan for utbygging og drift) må leveres og godkjennes av myndighetene før feltutbygging kan starte.

på norsk sokkel. Oversikten over brønnvedlikehold i 2011 viser at disse fartøyene utførte store deler av det samlede vedlikehold, jf. figur 3.20. Noen vedlikeholdsoperasjoner krever tyngre utstyr, og for disse brukes fortsatt rigg. Det arbeides imidlertid med nye konsepter og Statoil som operatør inngikk nylig kontrakt for bygging av et nytt lett brønnintervensjonsfartøy som også skal kunne gjennomføre tyngre vedlikeholdsoperasjoner. Denne utviklingen kan medføre at en del av veksten i vedlikeholdsbehovet blir tatt med denne typen fartøy. Som for plugging av brønner har vi lagt til grunn en moderat økning i behovet for rigg til brønnvedlikehold.

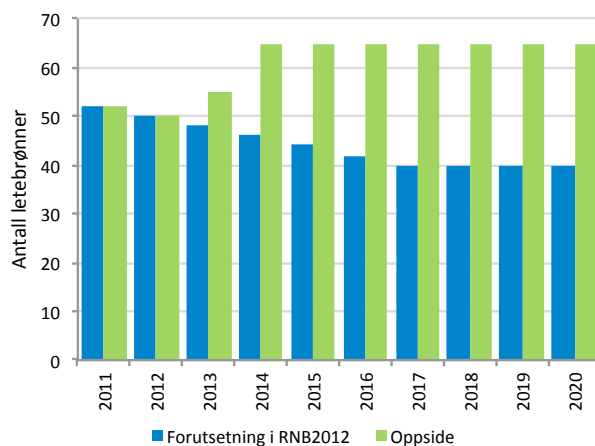


Figur 3.20 Brønnvedlikehold i 2011 på havbunnsbrønner.
Kilde: OD

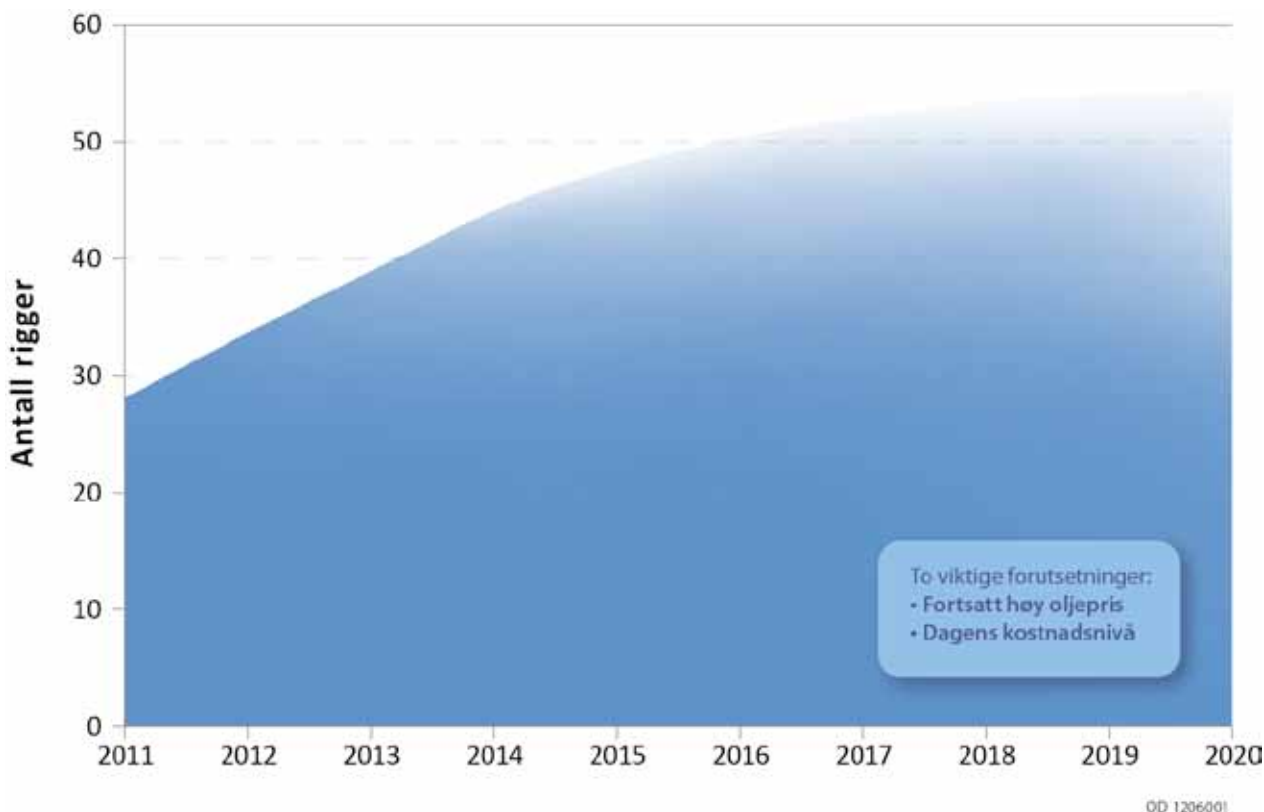
3.6.4 Leting

Etter en langsiktig negativ trend fra midten av 1980-tallet har leteaktiviteten de siste 10 årene tatt seg kraftig opp. For 2012 er prognosen 50 letebrønner. En rekke faktorer påvirker leteaktiviteten inkludert refusjonsordningen, oljepris, åpning av nye områder, nye funn, aktørbildet m.m.

For å vurdere behovet for rigg til leteboring er flere tilnærminger benyttet. Utgangspunktet har vært de anslagene som ble lagt til grunn for prognosene gitt i RNB 2012.



Figur 3.21 Forutsetninger mht utvikling i antall letebrønner.
Kilde: OD



OD 1206001

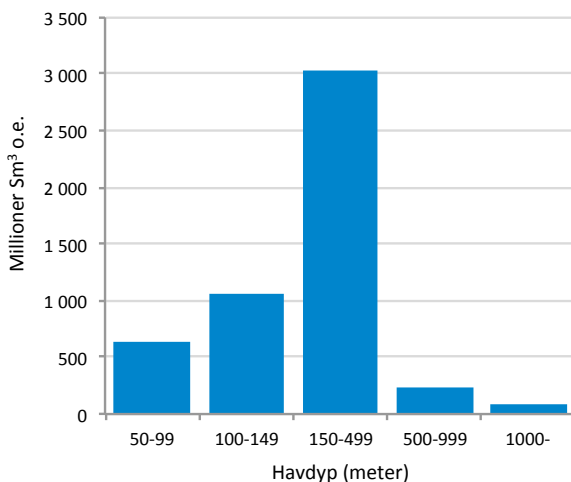
Figur 3.22 Anslag på behov for flyttbare boreinnretninger frem mot 2020.
Kilde: OD

Det er svært usikkert hvordan nivået på letevirsomheten kommer til å bli, og for å ivareta at antallet letebrønner kan bli høyt og kreve mange leterigger, er det lagt til grunn 65 brønner per år framover mot 2020, jf. figur 3.21. Dette anslaget er basert på en forutsetning om å opprettholde produksjonsnivået i perioden 2020 til 2030.

3.6.5 Samlet riggbehov

Basert på behovet for rigger til utvinningsboring, leteboring, brønnvedlikehold og pluggeaktivitet, er samlet effekt illustrert i figur 3.22. Gitt disse forutsetningene er behovet for flyttbare innretninger antatt å ligge fra i overkant av 40 i 2013 til i overkant av 50 rigger frem mot 2020. Til sammenligning var det i 2004 12 rigger i aktivitet på norsk sokkel, jf. figurene 6.22 og 6.23. Antall rigger kan derfor i løpet av få år være nær doblet i forhold til nivået i 2011.

Det er grunn til å understreke at fremtidig riggbehov er svært usikkert. Oljepris, kostnadsutvikling, valg av utbyggingkonsepter for større feltutbygginger, nye funn, teknologiutvikling m.m. er alle faktorer som vil påvirke behovet.



Figur 3.23 Gjenværende reserver og påviste utvinnbare ressurser spesifisert på havdyp (eks. ressursklasse 7A).

Kilde: OD

En reduksjon i borekostnadene vil ytterligere kunne øke etterspørselen etter rigg som et resultat av at flere prosjekter blir lønnsomme. Hvorvidt en slik effekt slår inn før 2020 er imidlertid usikkert. Kapasitetsskranker i industrien og prioritering av de beste brønnmålene kan medføre at ytterligere etterspørsel etter rigg på grunn av lavere kostnader først kommer etter 2020.

I figur 3.22 fokuseres det på samlet etterspørsel etter rigg. Det skiller ikke på hvilke type rigger som er nødvendig for å dekke denne etterspørselen. De påviste ressursene ligger praktisk talt alle på havdyp mindre enn 500 meter, jf. figur 3.23. Det er et potensial for uoppdagede ressurser i Norskehavet som ligger dypere enn 500 meter. I øvrige områder ligger petroleumsressursene på mindre havdyp.

3.7 Oppsummering

En reduksjon i bore- og brønnkostnader på 30 prosent vil kunne ha svært store verdiskapingseffekter. Den direkte kostnadseffekten, over tid, ved boring av lete- og utvinningsbrønner fra flyttbar innretninger er anslått til rundt 500 mrd. kroner netto. I tillegg kommer direkte effekter på brønnvedlikeholdskostnad og kostnader til plugging av brønner og mulige effekter for boring fra fast boreinnretning. Videre kommer indirekte virkninger gjennom økt utvinning på felt i drift og leting etter og utbygging av flere små funn. Disse effektene er ikke kvantifisert på grunn av stor usikkerhet.

For utvinning fra felt i drift er verdiskapingspotensialet illustrert ved å beregne effekten på kontantstrømmen ved å utvinne 1-10 prosent av den mobile oljen som det nå ikke er planer for. Samlet kontantstrøm av denne produksjonen er anslått til mellom 50 og 500 mrd. kroner netto.

Summen av ikke-anslåtte effekter kan overstige de anslåtte direkte effekter på kontantstrømmen. Samlet er det grunn til å anta at verdiskapingspotensialet ved 30 prosent reduksjon av kostnader for bore- og brønnoperasjoner kan overstige 1000 mrd. kroner netto.

Knapphet på flyttbare innretninger har vært medvirkende til et etterslep av boring av nye brønner, men har også påvirket omfang av brønnvedlikehold og plugging av brønner samt leteaktiviteten. Behovet for flyttbare innretninger forventes å stige markert fram mot 2020.

4 Regulatoriske forhold

Flyttbare innretninger som opererer på norsk kontinentalsokkel, må tilfredsstille nasjonale krav til sikkerhet, arbeidsmiljø og ytre miljø (HMS) i petroleumsvirksomheten på sokkelen. Særnorske krav og ordninger kan føre til merkostnader for næringen både ved nybygg og ved inntak av rigger som allerede er/har vært i operasjon utenfor norsk sokkel. Dette kan medføre markedsmessige barrierer som hindrer eller begrenser tilgjengelighet av flyttbare innretninger til norsk sokkel, og derigjennom resulterer i et skjermet norsk marked («et marked i markedet»).

Dette kapitlet gir en innføring i gjeldende petroleumsrelatert HMS regelverk og maritimt regelverk for flyttbare innretninger på norsk sokkel. Det vises til hvordan næringen oppfatter at regelverket praktiseres i dag og hvilke utfordringer dette medfører både for næringen og for tilsynsmyndighetene.

4.1 Myndigheter

Mens Olje- og energidepartementet har det overordnede ansvaret for forvaltning av petroleumsressursene på norsk sokkel, har Arbeidsdepartementet ansvaret for forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Videre har Helse- og omsorgsdepartementet det overordnede ansvaret for helsetjenester og helselovgivning, mens Miljøverndepartementet har det overordnede ansvaret for forvaltning av miljøvernet og det ytre miljø.

Tilsynsmyndigheter med ansvar for helse, miljø og sikkerhet (HMS) i petroleumsaktivitetene på norsk kontinentalsokkel er i dag Petroleumstilsynet, Helsedirektoratet, Statens helsetilsyn, Statens Strålevern, Mattilsynet og Klima- og forurensningsdirektoratet som fører tilsyn med

at regelverket etterleves innenfor sine respektive forvaltningsområder.

Petroleumstilsynet (Ptil) har myndighetsansvaret for teknisk og operasjonell sikkerhet, herunder beredskap, og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Ptil skal videre koordinere det samlede tilsynet med helse, miljø og sikkerhet.

Helsedirektoratet forvalter lover og regelverk innenfor helsesektoren, mens *Statens helsetilsyn* er gitt myndighet til å føre tilsyn med helse- og omsorgstjenesten på installasjoner og anlegg som er omfattet av petroleumsloven. Fra januar 2012 er dette ansvaret delegert til Fylkesmannen i Rogaland.

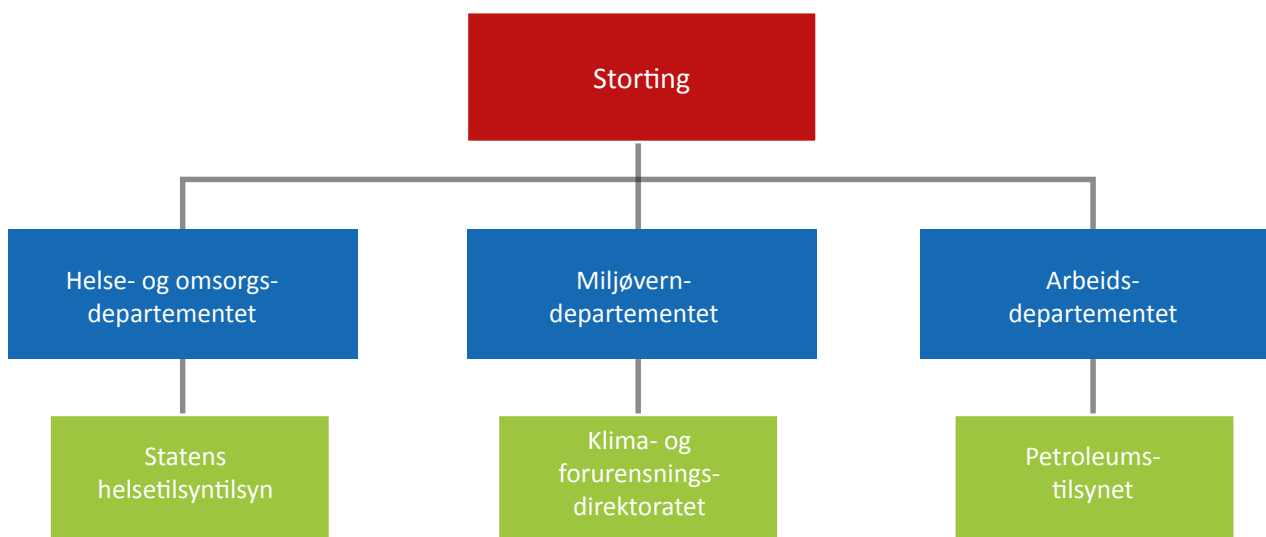
Statens Strålevern er underlagt Helse- og omsorgsdepartementet og har ansvaret for forvaltning og tilsyn med all bruk av strålekilder i medisin, industri og forskning.

Mattilsynet er underlagt Landbruks- og matdepartementet, Fiskeri- og kystdepartementet og Helse- og omsorgsdepartementet og forvalter alle lover som omhandler produksjon og omsetning av mat. Fylkesmannen i Rogaland fører fra januar 2012 tilsyn med petroleumsinstallasjoner til havs innenfor Mattilsynets forvaltningsområde.

Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) forvalter og håndhever forurensningsloven, gir utslippstillatelser, samt setter krav og grenser for utslipp. Klif stiller konkrete krav til beredskap mot akutt forurensning og fastsetter funksjonskrav i tillatelsene til operatørene.

Figur 4.1 viser noen myndigheter og relasjoner med ansvar for HMS på norsk sokkel.

I tillegg kommer *Sjøfartsdirektoratet* (Sdir) som har ansvar for å følge opp krav i sjøfartslovgivningen. Sdir er delegert myndighet til å fastsette regler for maritime forhold for norskflaggede skip og flyttbare innretninger.



Figur 4.1 Oversikt over noen av myndighetene med ansvar innen helse, miljø og sikkerhet på norsk sokkel.

4.2 Regelverket på norsk sokkel

Når flyttbare innretninger anvendes i petroleumsvirksomhet på norsk eller annet lands kontinentalsokkel, er de underlagt det lov- og reguleringsregimet som vedkommende kontinentalsokkelstat har etablert for petroleumsvirksomhet i sitt område. I Norge er det først og fremst petroleumsvirksomhetsregelverket i petroleumsløven og arbeidsmiljøloven med tilhørende forskrifter som er av betydning.

Norskregistrerte flyttbare innretninger vil også være omfattet av sjøfartslovgivningen og utenlandsk registrerte flyttbare innretninger av flaggstatsregelverket hos andre flaggstatsmyndigheter.

Grensegangen mellom det maritime og det petroleumsvirksomhetsregelverket har både i Norge og i andre land vært en utfordring, og til dels har man falt ned på ulike løsninger.

4.2.1 Oversikt over lover og forskrifter

Utviklingen av regelverket

Det overordnede lovverk er utfyllt med forskrifter som får hel eller delvis anvendelse på sokkelen. For petroleumsvirksomheten på sokkelen er det utarbeidet et samordnet HMS regelverk, som ble fastsatt i september 2001 og som trådte i kraft i januar 2002. Dette regelverket er i hovedsak fastsatt i medhold av petroleumsløven, arbeidsmiljøloven, forurensningsloven, samt helselovene og innebar en sammenslåing av 14 forskrifter til en rammeforskrift og fire forskrifter innenfor områdene styring, operasjon, teknologi, dokumentasjon.

Formålet med utviklingen av regelverket var blant annet å legge til rette for bedre utnyttelse av anerkjente industristandarder, sikre mer helhetlig og tverrfaglig tilnærming til saksområder og bedre forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket.

Forskriftene av 2001 ble i all hovedsak videreført da nytt felles regelverk for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten til havs og på enkelte landanlegg trådte i kraft i januar 2011. Det ble bare gjort mindre endringer i forhold til tidligere forskrifter¹⁷. Med det nye regelverket la myndighetene til rette for et helhetlig tilsyn med virksomheten til operatørene, uavhengig av om virksomheten foregår på land eller til havs.

HMS regelverket for petroleumsvirksomhet omfatter i dag fem forskrifter hvorav rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften får anvendelse for flyttbare innretninger.

Lover og forskrifter som regulerer HMS på norsk sokkel er kort beskrevet under.

Lover

Petroleumsløven¹⁸ regulerer vesentlige forhold knyttet til utførelsen av petroleumsvirksomhet i Norge. Det slås bl.a. fast at petroleumsvirksomheten skal ivareta hensynet til sikkerhet for personell, miljø og de økonomiske verdier.

Hensynet til sikkerhet for personell innebærer at en skal unngå tap av menneskeliv og skader på personell. Arbeids-

miljøloven¹⁹ regulerer alle forhold som kan ha innvirkning på arbeidstakernes psykiske eller fysiske helse og velferd, og inkluderer kjemiske, biologiske og ergonomiske faktorer.

Helselovene inkluderer forhold som helsetjeneste, helsemessig beredskap, hygieniske forhold, drikkevannsforsyning, produksjon av næringsmidler og andre forhold av betydning for helse og hygiene.

Begrepet «miljø» omfatter det ytre miljø. Nærmere krav for å unngå forurensning og forurensning av havbunnen, dens undergrunn, havet og luften reguleres i utgangspunktet av forurensningsloven.²⁰ Derimot gjelder forurensningsloven ikke for tiltak for å hindre fare for akutt forurensning, som f.eks. oljesøl, ukontrollert utblåsing osv. Disse oppgaver har nær sammenheng med de rent sikkerhetsmessige sidene ved virksomheten og er underlagt petroleumsløven og dermed Ptils og ikke Klifs myndighetsområde.

Skipsikkerhetsloven²¹ gjelder for den maritime driften av norskregistrerte flyttbare innretninger og er også gitt delvis anvendelse for den maritime driften av utenlandskregistrerte flyttbare innretninger på norsk sokkel. Skipsikkerhetslovens bestemmelser angående arbeidsmiljø og arbeids- og hviletid får anvendelse så langt ikke annet følger av arbeidsmiljøloven og rammeforskriften. Ved motstrid mellom det maritime og petroleumsvirksomhetsregelverket, vil petroleumsvirksomhetsregelverket gå foran.²²

Tilsvarende får sjømannsloven delvis anvendelse for flyttbare innretninger på norsk sokkel. Se nærmere om bruk av maritimt regelverk i kapittel 4.2.3 under.

Forskrifter

Rammeforskriften gir rammene for en helhetlig og forsvarlig virksomhet og inneholder bestemmelser om blant annet virkeområde, pliktsubjekt (ansvar), prinsipper for risikoreduksjon, gir adgang for anvendelse av maritimt regelverk på enkelte områder som et alternativ til tekniske krav i petroleumsvirksomhetsregelverket (gjelder flyttbare innretninger som følger maritimt driftskonsept), prinsipper for helse, miljø og sikkerhet, deriblant krav til god helse-, miljø- og sikkerhetskultur. I tillegg er det bestemmelser om arbeidstid, fritid og oppholdsperioder.

Styringsforskriften samler alle overordnede krav til styring på helse-, miljø- og sikkerhetsområdet og har krav til blant annet risikoreduksjon, barrierer, styringselementer, ressurser og prosesser, analyser og måling, avviksbehandling og forbedring. I tillegg har den krav til materiale og opplysninger som skal sendes eller være tilgjengelig for myndighetene, som krav til samtykkesøknader, varsling, melding og rapportering.

Innretningsforskriften regulerer utforming og utrusting av innretninger og setter krav til blant annet robuste løsninger, sikkerhetsfunksjoner og laster, materialer, arbeids- og oppholdsområder, fysiske barrierer, beredskap, bore- og brønnsystemer og maritime anlegg.

¹⁷ <http://www.ptil.no/regelverk/basiskunnskap-om-regelverket-til-havs-og-paa-land-article7722-21.html>.

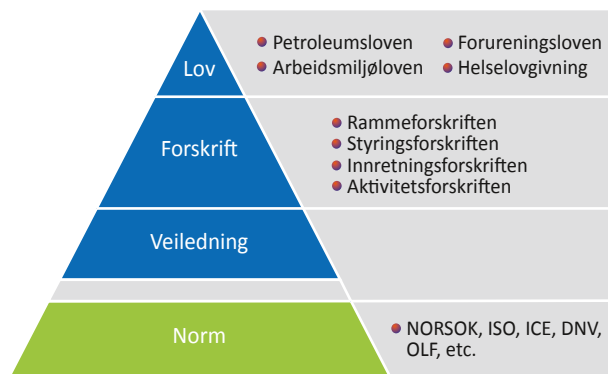
¹⁸ Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsløven)

¹⁹ Lov 17. juni 2005 nr. 62 om arbeidsmiljø, arbeidstid og stillingsvern

²⁰ Lov 13. mars 1981 om vern mot forurensning og avfall.

²¹ Lov 16. februar 2007 nr. 9 om skipssikkerhet

²² FOR 2007-06-26 nr 706: Forskrift om skipssikkerhetslovens virkeområde for flyttbare innretninger



Figur 4.2 Regelverkshierarkiet for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsaktivitetene på norsk sokkel, inkludert veiledning, gitt av myndighetene.

Aktivitetsforskriften regulerer utføring av ulike aktiviteter og setter krav til blant annet planlegging og overvåking, operasjonelle forutsetninger for oppstart og bruk, arbeidsmiljøfaktorer, tilrettelegging av arbeid, helsemessige forhold, ytre miljø, beredskap, bore- og brønnaktiviteter, maritime operasjoner og bemannede undervannsoperasjoner. I tillegg inneholder den bestemmelser om vedlikehold.

4.2.2 Regulering av arbeidsforhold

Av rammeforskriften § 37 følger at den alminnelige arbeidstiden ikke skal overstige tolv timer i døgnet og 36 timer i uken i gjennomsnitt i løpet av en periode på høyst ett år. Rammeforskriften har i tillegg egne bestemmelser om nattarbeid.

Det følger videre av § 42 at oppholdsperioden ikke skal overskride 14 døgn. Ved særlige og tidsavgrensede behov, kan arbeidsgiveren utvide oppholdsperioden med opp til sju døgn for en enkelt periode, etter å ha drøftet det med arbeidstakernes tillitsvalgte.

Rammeforskriften § 39 fastsetter også at den arbeidsfrie perioden mellom to oppholdsperioder skal ha en sammenhengende varighet på minst en tredel av den sist avsluttede oppholdsperioden. Dette kalles ofte 1/3 regelen.

4.2.3 Bruk av maritimt regelverk

Forholdet mellom det maritime regelverket og petroleumsregelverket var overlappende og skapte uklarhet vedrørende arbeidsmiljølovens anvendelse på flyttbare innretninger. I 1998 ble det foretatt en prinsipiell avklaring vedrørende myndighetsansvaret for slike innretninger. Det ble bestemt at for enkelte nærmere presiserte områder, kunne bestemmelser i norsk maritimt regelverk eller tilsvarende maritime regler, legges til grunn for virksomheten som et alternativ til tekniske bestemmelser i petroleumsregelverket.

Oljedirektoratet ga i 1999 ut et brev til næringen om bruk av flaggstatsens regler som anerkjente normer i petroleumsregelverket²³. Innholdet i dette brevet ble langt på vei tatt inn i rammeforskriften § 3 (2001-forskriften). Dette regelverket er videreført i den nye rammeforskriftens § 3.

Petroleumstilsynet aksepterer maritime sertifikater som dokumentasjon på de områdene som Ptil definerer

²³ Bruk av flaggstatsens regler som anerkjente normer i petroleumsregelverket, brev fra Oljedirektoratet av 1.juni 1999.

som maritime. Skrog, stabilitet, forankring, marine systemer og evakueringsystemer har vært de viktigste. I de senere årene har flere av disse områdene fått tillagt tilleggskrav. Norges Rederiforbund mener at Sjøfartsdirektoratets regelverk med tilhørende klassekrav til skrogstyrke, gir flyttbare innretninger sikre innretninger og at Petroleumstilsynet bør akseptere disse regelverkskravene som tilstrekkelige.

For å øke forutsigbarhet for næringen når det gjelder en flyttbar innretnings egnethet for aktiviteter på norsk sokkel målt mot regelverket for helse, miljø, sikkerhet og beredskap, ble ordningen med samsvarsuttalelse (SUT) utarbeidet i et samarbeid mellom Oljedirektoratet, nå Ptil, Sjøfartsdirektoratet og andre berørte parter.

SUT-ordningen ble satt i verk som en frivillig ordning i august 2000. Ordningen ble evaluert i 2002 og etter anbefaling fra næringen, gjort obligatorisk fra januar 2004.

Ordningen er fra juli 2006 utvidet til å omfatte flyttbare innretninger som er registrert i et nasjonalt skipsregister, og som brukes til boring, produksjon, lagring og avskipning (FPDSO-er og FPSO-er), brønnintervensjon og innkvartering (floteller). Ordningen er nærmere beskrevet i kapittel 4.2.4.

Rammeforskriften § 3

Rammeforskriften § 3 «Anvendelse av maritimt regelverk i petroleumsvirksomheten til havs» åpner for å kunne bruke maritimt regelverk i petroleumsvirksomheten til havs.

For flyttbare innretninger som er registrert i et nasjonalt skipsregister, og som følger et maritimt driftskonsept, kan relevante tekniske krav i Sjøfartsdirektoratets regelverk for flyttbare innretninger (rødboka) slik det lyder etter endringene i 2007 og senere endringer, og med utfyllende klasseregler som er gitt av Det norske Veritas, eller internasjonale flaggstatsregler med utfyllende klasseregler som gir samme sikkerhetsnivå, med de presiseringer og begrensninger som følger av innretningsforskriften § 1, legges til grunn i stedet for tekniske krav som er gitt i og i medhold av petroleumsloven. Det maritime regelverket som velges brukt skal legges til grunn i sin helhet.

Petroleumstilsynet kan fastsette tilleggskrav, når disse kravene kan begrunnes ut fra sikkerhetsmessige hensyn.

De fleste riggeiere velger å følge det maritime regelverket i henhold til rammeforskriften § 3 for rigger som skal operere på norsk sokkel. Bestemmelsen omfatter maritime områder som skrog, stabilitet, forankring, marine systemer med mer. En nærmere avgrensning følger av innretningsforskriften § 1:

Rammeforskriften § 3 omfatter bare bestemmelser om forhold av maritim karakter som ikke er direkte knyttet til den petroleumsfunksjonen som innretningen skal utføre. Paragrafen omfatter ikke bestemmelser om:

- bore- og prosessutstyr,
- allmenngyldige lyd- og lysalarmer,

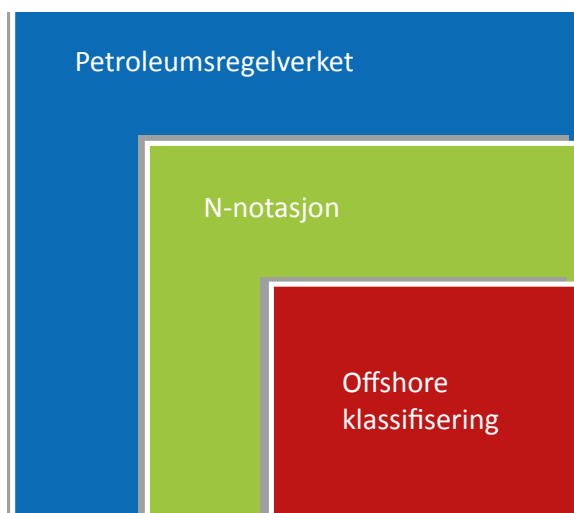
- utstyr for personellflytting og krav til personellflytting på boredekk,
- arbeidsmiljøet for øvrig,
- de aktivitetene som skal utføres i petroleumsvirksomheten

innretningen må brukes på en måte som gjør det mulig å bruke en flagg- og eller klassepraksis som innebærer en kalenderbasert resertifisering, deriblant femårig hovedbesiktigelse,

det skal være klargjort hvilke operasjonelle forutsetninger som ligger til grunn for prosjektering, fabrikkasjon og bruk,

eventuelle unntak som er gitt av flaggstatsmyndigheten, skal vurderes og legges frem for Petroleumstilsynet for vurdering dersom de har betydning for sikkerheten i petroleumsvirksomhet bestemmelser om dokumentasjon, tilsyn, godkjenninger med mer gjelder ikke, med mindre annet fremgår direkte av petroleumsregelverket.

For flyttbare innretninger som følger det maritime regelverket, viser figur 4.3 hvordan klasseregimet og petroleumsregelverket kan dekket. N-notasjon er en frivillig ordning som flere klasseselskap tilbyr. Mens offshore klassifisering er internasjonal, definerer N-notasjon et klasseregime som gjelder for norsk sokkel, med spesifikke krav og klasseselskapes tolkning av disse.



Figur 4.3 Eksempel på hvordan offshore klassifisering og petroleumsregelverket kan dekket for flyttbare innretninger på norsk sokkel.

4.2.4 Samsvarsuttalelse (SUT)

Kravet til samsvarsuttalelse (SUT) for flyttbare innretninger er hjemlet i rammeforskriften § 25 og beskrevet i veiledningen til § 25.

Samsvarsuttalelse er et vedtak fra Petroleumstilsynet som uttrykker myndighetenes tillit til at petroleumsvirksomhet kan gjennomføres med innretningen innenfor regelverkets rammer.

Vedtaket er basert på de opplysningene som er gitt

i SUT-søknaden om innretningens tekniske tilstand og søkerens organisasjon og styringssystem, samt myndighetenes verifikasjoner og øvrige saksbehandling.

SUT-ordningen skal legge til rette for effektive prosesser hos søkere, operatørselskap og myndigheter i forbindelse med søknad om samtykke til petroleumsaktivitet på norsk sokkel.

SUT vurderinger foretas av Petroleumstilsynet i samarbeid med andre myndigheter. Ordningen tilrettelegger for bruk av maritimt regelverk og dokumentasjon fra tilsyn på de maritime områdene, og er således et eksempel på myndighetssamarbeid på tvers av etablerte forvaltningsgrenser.

SUT-ordningen erstatter imidlertid ikke samtykke. En SUT inngår i dokumentasjonsgrunnlaget i *søknad om samtykke, og har særlig betydning for den innretningsspesifikke delen av samtykkesøknaden*. Samtykke er nærmere beskrevet i kapittel 4.2.5.

Unntak/avvik

En SUT-søknad skal omfatte en fullverdig samsvarsmåling mot relevante krav i regelverket, med nødvendige analyser og verifikasjoner. Fullstendige avvikslister skal foreligge med referanse til regelverket.

Rammeforskriften § 70 åpner for at myndighetene kan gjøre unntak fra regelverkskravene når det foreligger særlige forhold.

Det er ikke uvanlig at Petroleumstilsynet godkjenner søknader om unntak både knyttet til nybygg og til inntak av rigger som har vært i operasjon. Det forutsettes imidlertid at søknadene begrunner avviket godt.

SUT-søknaden skal beskrive eventuelle avvik fra krav i regelverket (både petroleumsregelverket og maritimt regelverk). Søknaden skal videre inneholde en vurdering av avvikenes sikkerhetsmessige eller arbeidsmiljømessige betydning, og en beskrivelse av eventuelle kompenserende tiltak og tidsfrister for gjennomføring av disse.

Dersom det er gitt unntak fra bestemmelser knyttet til flyttbare innretninger, vil det i utgangspunktet ikke være nødvendig å søke om nytt unntak for det samme forholdet i forbindelse med søknad om ny SUT. Søknaden om SUT skal imidlertid inneholde en oversikt over tidligere gitte unntak for den flyttbare innretningen²⁴.

Myndighetene kan også gi midlertidige unntak med tidsfrister for lukking. Det er riggeiers ansvar å holde oversikt og oppdatere avviks- og unntakslistene på egen innretning.

4.2.5 Samtykke

I henhold til styringsforskriften § 25 må en operatør søke om samtykke før gjennomføring av boringer kan starte. I § 26 er det satt krav til hva søknaden skal inneholde. Søknaden skal bl.a. omfatte et program for den første brønnen dersom søknaden omfatter bore- og brønnaktiviteter, og samsvarsuttalelse for den flyttbare innretningen som skal benyttes.

Operatøren må ha samtykke før gjennomføring av leteboringer.

Utstedelse av et samtykke uttrykker myndighetenes tillit til at operatøren kan gjennomføre aktiviteten

²⁴ Styringsforskriften § 26 Innhold i søknad om samtykke.

innenfor regelverkets rammer og i henhold til de opplysninger som er gitt i samtykkesøknaden.

Hensikten med ordningen er bl.a. å sikre at myndighetene kommer i formelt inngrep ved sentrale beslutningspunkter i operatørens virksomhet.

Samtykkesøknadene representerer et forpliktende dokument med hensyn til operatørens oppfyllelse av regelverkskrav. Innholdet i en samtykkesøknad er bindende og legges til grunn for myndighetenes tilsyn etter at samtykket er gitt. Hvis det skal gjennomføres endringer i virksomheten, må operatøren informere myndighetene snarest, dersom endringene bryter med forutsetninger i samtykket. Myndighetene kan da eventuelt gripe inn med pålegg eller kreve at operatøren innhenter nytt samtykke.

De ansvarlige myndigheter, dvs. Petroleurstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og Statens helsetilsyn, behandler de enkelte deler av en samtykkesøknad i henhold til sine ansvarsområder.

Samtykke gis av Petroleurstilsynet, som har en koordinerende rolle overfor de andre myndighetene.

4.3 Utfordringer ved regelverket og særnorske krav

4.3.1 Særtrekk ved regelverket

Funksjonsbasert

Vi har et funksjonsbasert HMS-regelverk for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Fordelene med et funksjonsbasert regelverk er flere. Regelverket er risikobasert og åpner for innovasjon og utvikling av alternative løsninger og implementering av ny teknologi. Dette gjør regelverket svært tilpasningsdyktig. Et preskriptivt regelverk med detaljerte krav til teknologi som ikke tar opp i seg utviklingen på et område, kan bli en begrensning i videre utvikling av sikkerhetsnivået.

Det er imidlertid også ulemper med et funksjonsbasert regelverk. Først og fremst krever et slikt regelverk en omfattende kompetanse hos virksomheten, men også omfattende krav til kompetanse hos tilsynsmyndighetene.

Et funksjonsbasert regelverk som omfatter både veiledninger og henvisninger til anerkjente normer, er krevende å forstå. Næringen må ha omfattende kunnskap og erfaring for å forstå og kunne etterleve norsk regelverk, og for å kunne se sammenhengene mellom selve forskriftskravet, veiledningen til det spesifikke kravet og anbefalte normer/standarder.

Norge er det eneste landet blant nordsjølandene som henviser til spesifikke standarder, normer og retningslinjer. I de andre landene står næringen fritt til å velge hvilke (anerkjente) standarder de vil legge til grunn.

Under er det gitt noen eksempler på hvordan anbefalte normer/standarder er brukt i regelverket.

Veiledningen til innretningsforskriften § 10 «Anlegg, systemer og utstyr» angir 14 NORSOK standarder og fire DNV offshore standarder som bør brukes.

Veiledningen til innretningsforskriften § 13 «Materialhåndtering og transportveier, atkomst og evakueringsveier» angir: «For flyttbare innretninger som ikke er produksjonsinnretninger og som er registrert i et nasjonalt

skipsregister, kan DNV-OS-A101 brukes som et alternativ innenfor det området standarden omfatter». En slik anbefaling krever god kjennskap til hva DNV-OS-A101 standarden dekker, og ikke minst hva den ikke dekker.

Innretningsforskriften § 51 «Borevæskeanlegg» har følgende krav: «Borevæskeanlegget skal utformes slik at det blander, lagrer, sirkulerer og renser tilstrekkelig volum av borevæske med nødvendige egenskaper for å ivareta borevæskens bore- og barrierefunksjoner». Mens en må lese både veiledningen med henvisning til relevante kapitler i NORSOK standard D-001, alternativt i DNV Offshore Standard OS-E101 for å se at myndighetene anbefaler et lukket, automatisk sekkehåndteringssystem med avsg. Hvis en ikke velger å følge D-001 eller OS-E101, må riggeier dokumentere at alternativ løsning er minst like god.

Innretningsforskriften § 69 «Løfteinnretninger og løfteredskap» med veiledning og henvisning til EN 13852-1, NORSOK D-001 og OLF/NR Retningslinje nr. 081, alternativt relevante kapitler i DNV OS-E101, krever i prinsippet at fjernstyrt utstyr skal benyttes på alle typer rør og arbeidsstrenger noe som i virkeligheten ikke er mulig.

Krav til dokumentasjon

Ved valg av en alternativ løsning til det som er anbefalt i veiledningen til forskriftskravet, må riggeier kunne dokumentere at kravet er oppfylt på en måte som er minst like god som eller bedre enn den anbefalte. Dette fører til at næringen i all hovedsak velger å følge de anbefalte løsningene, i stedet for å gjennomføre tid- og kostnadskrevede analyser og evalueringer med tilhørende omfattende dokumentasjon. I tillegg er det ofte behov for en dialog med myndighetene for å få godkjent alternative løsninger. Det anslås grovt at de anbefalte normene og standardene gitt i forskriftene, brukes i over 90 prosent av tilfellene.

Siden Norge er det eneste av nordsjølandene som anbefaler bruk av spesifikke normer og standarder, blir kravet til dokumentasjon knyttet til valg av alternative løsninger, særnorsk.

På britisk sektor hvor flyttbare innretninger må ha en Safety Case, er det opp til riggeier å velge de standarder en ønsker å legge til grunn. Safety Case har fokus på identifikasjon av farer som kan føre til storulykker, identifikasjon av sikkerhetskritiske elementer, definisjon av ytelsesstandarder og utarbeidelse av en verifikasjonsplan. Dette er områder som Ptil også anser som viktige. På norsk side har en imidlertid også fokus på samsvarsmåligheter opp mot norsk regelverk.

Både Safety Case og SUT krever omfattende dokumentasjon, men de to ordningene har forskjellig fokus. Det britiske Safety Case regimet er rettet mot storulykke- og sikkerhetsstyring, mens SUT regimet er rettet mot hele HMS området.

Anvendelse av maritimt regelverk ved inntak av nye versus gamle rigger

Næringen har signalisert at det ikke medfører betydelige merkostnader å bygge en ny rigg i henhold til regelverket på norsk sokkel, såfremt arbeidet planlegges godt og gjøres riktig første gang. Dette krever imidlertid meget god forståelse av det norske regelverket og større grad av prosjekteringsarbeid i planleggingsfasen enn det mange verft er vant til.

Det er trukket fram av næringen at nybygg etter det norske regelverket vil kunne gi rigger som er mer effektive, bl.a. knyttet til løfteoperasjoner og tilkomst. HMS regelverket ivaretar imidlertid hensynet til HMS og ikke driftsmessig effektivitet, som må sikres med en god rigg spesifisering med gjennomtenkt design og gode løsninger for de tiltenkte operasjoner offshore.

Merkostnadene ved nybygg vil hovedsakelig være knyttet boligkvarter (f.eks. materialvalg, belysning og støynivå) og i noen grad også til uteområder/arbeidsplass (f.eks. materialhåndtering og ergonomi, men også belysning og støyskjerming).

Merkostnadene vil derimot kunne bli betydelige ved inntak av rigger til norsk sokkel som har vært i operasjon en tid - hvis det kreves betydelige modifikasjoner av f.eks. boligkvarter, løfteanordninger, belysning osv.

4.3.2 Særnorske krav

«Riggmarkedsrapporten» av 1999 gir en detaljert gjennomgang av de særnorske HMS-kravene på norsk sokkel. OLF har gjennomgått rapporten på nytt og oppdatert regelverksreferansene. Oppdateringen viser at rapportens konklusjoner angående fordyrende HMS-krav, i all hovedsak er gjeldende også for dagens regelverk på norsk sokkel.

Det er strenge krav til arbeidsmiljø som først og fremst utgjør de særnorske og kostnadsdrivende kravene. Disse kravene bygger på beslutningen om å gjøre arbeidsmiljøloven gjeldende for flyttbare innretninger, slik at arbeidsmiljøforholdene skulle reguleres likt for faste og flyttbare innretninger. Strenge arbeidsmiljøkrav er innført både knyttet til arbeidsoperasjoner på riggen og i forbindelse med arkitektur, design, materialvalg, utrustning av arbeidsplasser, oppholdsrom, hospital og boligkvarter.

Eksempler på kostnadsdrivende særnorske krav

Eksemplene som er gitt nedenfor, gjelder særlig for rigger som har vært i operasjon en tid og som eventuelt må oppgraderes før de er klar for norsk sokkel.

Automatisk borevæske blandesystem

Innretningsforskriften § 51 »Borevæskeanlegg» med veiledning viser til relevante krav i NORSOK D-001, alternativt DNV OS-E101, som bl.a. krever innelukket sekkehåndteringssystem. Dette er svært kostbare systemer å installere på en rigg hvor de må tilpasses eksisterende forhold. Selv om det ikke er et absolutt krav til slike systemer, vil det kreve betydelige analyser for å kunne dokumentere at alternative løsninger er minst like gode.

BOP Control System

Innretningsforskriften § 49 »Brønnkontrollutstyr» med veiledning viser til relevante krav i NORSOK D-001, alternativt DNV OS-E101, som bl.a. krever større akkumulatorkapasitet enn gitt i API Spec 16D som er vanlig på rigger som opererer utenfor norsk sokkel.

Elektriske anlegg

Innretningsforskriften § 47 «Elektriske anlegg» med veiledning henviser til bruk av europeiske standarder som IEC 61892. For rigger med elektriske anlegg som er sertifisert

etter amerikanske UL standarder, vil det kunne medføre betydelige merkostnader å skifte ut utstyr som elektriske motorer, boreinstrumenter, elektriske paneler, koblingsbokser, kabler osv. for å tilfredsstille IEC krav, eventuelt dokumentere at andre løsninger er minst like gode.

Brannvannsystem

Innretningsforskriften § 36 0»Brannvann» med veiledning viser til relevante krav i NS-EN ISO 13702 og NORSOK D-001, alternativt DNV OS-A301, som bl.a. krever at brannpumpene skal starte automatisk. Internasjonalt godkjenner et startsystem basert på følere eller manuell aktivering.

Rørhåndtering

Innretningsforskriften § 69 «Løfteinnretninger og løfteredskap» angir at bore- og brønnområder, deriblant lagerplass, skal ha utstyr for fjernoperering av rør og arbeidsstrenger. Krav om fjernoperering av rør og arbeidsstrenger på lagerplassen gjelder fra rørene er lagt ut på rørdekk og klargjort for videre transport til boredekk eller arbeidsdekk. Det vil by på store kostnader å oppgradere en manuell operert rigg som har operert internasjonalt.

Støy

Innretningsforskriften § 23 «Støy og akustikk» viser til NORSOK S-002 som setter områdekrav til støy. Som eksempel kan nevnes at støygrensene er satt til 85 dB(A) for boredekk (utendørs), 60 dB(A) for spise- og pauserom utenfor boligkvarter og 45 dB(A) for kontor/møterom. S-002 åpner imidlertid for at støygrensene kan settes 5 dBA opp for flyttbare rigger. Selv om støygrensene ikke er satt som absolutte krav, vil det medføre betydelige støykartlegginger med analyser for å dokumentere at andre løsninger (støygrenser) er minst like gode. Erfaringer fra eldre norskregistrerte rigger har vist at det kan ta år å kartlegge og utbedre forholdene for å kunne møte de spesifikke støykravene.

4.4 Oppsummering

HMS kravene på norsk sokkel er i all hovedsak de samme i dag som for 10-12 år siden. De omfattende kravene til arbeidsmiljø kom på slutten av 1990-tallet som følge av avklaringer om arbeidsmiljølovens anvendelse på flyttbare innretninger og regjeringens ønske om å harmonisere krav til arbeidsmiljø på faste og flyttbare innretninger. Videre kom avklaringene til bruk av det maritime regelverket i 1999.

Intensjonen med regelverkskravene til HMS er i all hovedsak lik for alle nordsjølandene. Det er imidlertid en del særnorske krav, særlig knyttet til arbeidsmiljø, som kan medføre betydelige merkostnader. Merkostnadene vil være begrenset for nybygg såfremt arbeidet planlegges godt og gjøres riktig. For inntak av rigger som har vært i operasjon utenfor norsk sokkel og som må oppgraderes, kan derimot de særnorske kravene medføre betydelige merkostnader f.eks. oppgradering av boligkvarter, løfteanordninger, belysning, støy etc.

Uklare skiller mellom maritimt regelverk og petroleumregelverk, snever tolking av hva i Sjøfartsdirektoratets regelverk som er å betrakte som maritimt regelverk, samt nye tilleggskrav til det maritime regelverket, er av nærin-

gen trukket fram som både kostnadsdrivende og til tider uforutsigbart ved bygging og drift av flyttbare innretninger på norsk sokkel.

Boks 4.1 Om næringens opplevelse av regelverket og tilhørende håndheving

Nedenfor er det oppsummert hvordan næringen oppfatter at regelverket blir praktisert fra myndighetenes side. Oppsummeringen er ikke basert på fremlagte bevis, men bygger på innspill fra både interesseorganisasjoner og enkeltelskaper gitt via telefon konferanser med sekretariatet.

Et funksjonsbasert regelverk med veiledninger og henvisning til anbefalte normer åpner for stor grad av skjønn hos tilsynsmyndighetene. Dette kan medføre subjektive tilnærminger og forskjellsbehandling. De funksjonsbaserte kravene kan «overfortolkes».

Næringen har erfart at saksbehandlere/tilsynspersonell har tolket funksjonsbaserte krav forskjellig og har kommet med nye tolkninger under f.eks. et tilsyn på nybygg.

Etter en hendelse som har eller kunne ha medført skade på personell, miljø eller materiell, vil tilsynsmyndighetene typisk kunne skjerpe tolkningene av et krav.

Petroleumsregelverket har et krav om kontinuerlig forbedring²⁵. Næringen har erfart at dette praktiseres forskjellig hos tilsynspersonell, og kan føre til uforutsigbar innskjerping av en etablert praksis.

Aktørbildet på norsk sokkel har endret seg de siste årene bl.a. ved at mange nye selskap har kommet til. Dette har skapt nye utfordringer i dialogen mellom næring og myndigheter knyttet til bl.a. rolleforståelse og en proaktiv og åpen dialog mellom næring og myndigheter. Dette kan føre til at tolkningen av det funksjonsbaserte regelverket ikke er tilstrekkelig diskutert og forstått partene imellom. Næringen trekker frem at den også selv bør være mer aktiv i å utfordre myndighetene og deres tolkning av regelverket.

Ordningen med SUT ble obligatorisk i 2004. Næringen og myndighetene ser i all hovedsak positivt på hvordan denne ordningen praktiseres i dag. Det trekkes imidlertid fram at kravene til dokumentasjon ved en SUT-søknad er forskjellig fra kravene til dokumentasjon for en Safety Case på britisk sektor. Fullstendige samsvarsmålinger mot norsk regelverk fører til merkostnader for rigger som skal operere på norsk sokkel.

Det funksjonsbaserte regelverket med veiledninger og henvisning til anbefalte normer og standarder krevet omfattende faglig og regelverksrelatert kompetanse både hos næringen og hos tilsynsmyndighetene. Kravet om at alternative løsninger må dokumenteres, begrenser næringens muligheter til å velge de anerkjente standardene som til enhver tid ansees som mest hensiktsmessige.

Det funksjonsbaserte regelverket, sammen med kravet om kontinuerlig forbedring, åpner for skjønnsmessige vurderinger fra tilsynsmyndighetenes side. Dette kan føre til subjektive tilnærminger og forskjellsbehandling som skaper uforutsigbarhet hos næringen. Dette kan igjen føre til betydelige merkostnader.

²⁵ Styringsforskriften § 23 Kontinuerlig forbedring.

5 Avtaler mellom partene i arbeidslivet

Det norske arbeidslivet er regulert gjennom lover og forskrifter (myndighetsbestemt) og tariffavtaler som er forhandlet frem mellom arbeidstakere og arbeidsgivere. Arbeidskraft på norsk sokkel reguleres gjennom arbeidsmiljøloven og rammeforskriften, jf. kap. 4. I tillegg er det inngått flere tariffavtaler som gjelder på norsk sokkel. Dette kapittel omhandler tariffavtaler som legger føringer på bruk av arbeidskraft utover det som reguleres av arbeidsmiljøloven og rammeforskriften.

5.1 Tariffavtaler på norsk sokkel

For arbeid på norsk sokkel er det tre overenskomster som regulerer lønns- og arbeidsvilkår. Disse omtales ofte som henholdsvis; sokkelavtalen, flyteriggavtalen og oljeserviceavtalen.

Sokkelavtalen

Sokkelavtalen gjelder arbeid på faste installasjoner og omfatter ansatte i operatørbedrifter som utfører olje- og gassproduksjon. Personell ansatt hos operatørselskapene som er involvert i bore- og brønnoperasjoner fra flyttbare rigger reguleres ikke av sokkelavtalen. Geologer, boreingeniører etc. som planlegger bore- og brønnoperasjoner er primært landbasert og har landbaserte vilkår. Sokkelavtalen har derfor liten relevans for flyttbare innretninger og blir ikke omtalt videre i dette kapittel.

Oljeserviceavtalen²⁶

Oljeserviceavtalen omhandler personell i serviceselskapene. Den gjelder arbeid på land og arbeid på sokkel og dekker både arbeidere og funksjonærer innen blant annet bore- og brønnaktiviteter. Avtalen skiller mellom personell som i hovedsak har sitt arbeid offshore og landbasert personell med sporadiske offshoreturner.

Det alminnelige årsverk for oljeserviceansatte som arbeider hovedsakelig offshore utgjør 1582 timer (årstimerverk). Det er imidlertid større variasjon i oppholdsperiodens lengde for de oljeserviceansatte enn for de operatøransatte. Mye av virksomheten i bedrifter tilknyttet oljeserviceavtalen kjennetegnes av oppdrag av kort varighet, som tidsmessig ikke lar seg avklare før kort tid før utreise.

Innenfor oljeserviceavtalen er det mange som har 14 dagers regulær oppholdsperioder med en fast rotasjonsordning med 2 uker arbeid etterfulgt av 4 ukers fri. I følge Proba²⁷ har om lag halvparten av de ansatte innen oljeservice en 2-4 ordning. Den alminnelige arbeidstid skal ikke overstige 12 timer i døgnet og 33,6 timer i uken i gjennomsnitt i løpet av en periode på høyst ett år. Overtid i tariffavtalen betales med et tillegg på 65 pst. Det betales overtid for arbeid utført offshore ut over 168 ordinære arbeidstimer per tur.

For arbeidstakere uten fast rotasjonsordning reguleres fritid ved disponibelordning. Arbeidstaker får en plan med friperiode (fastsatt fritid) mellom disponibelperioder (de perioder som arbeidsgiver disponerer). Disponibelperioden er på maksimalt 5 uker, etterfulgt av 3 uker fri.

Nyansatte som inngår i bedriftsinternt opplæringsprogram skal kunne unntas fra kravet om disponibelplan første 12 måneder fra tiltredelsestidspunktet.

Boks 5.1 Hva er en tariffavtale

En tariffavtale er en avtale mellom fagforening og en arbeidsgiver eller arbeidsgiverforening om arbeids- og lønnsvilkår eller andre arbeidsforhold.

En tariffavtale består av to deler, en hovedavtale og en overenskomst. Hovedavtalen (del 1 i tariffavtalen) tar for seg de grunnleggende spilleregler i arbeidslivet, mens overenskomsten (del 2 i tariffavtalen) tar for seg lønns- og arbeidsvilkår. Hovedavtalen reforhandles normalt hvert fjerde år og er ikke en del av tariffoppjøret. Overenskomsten reforhandles hvert andre år i tariffoppjøret.

Spørsmål av mer grunnleggende karakter mellom partene reguleres av en hovedavtale mens mer spesielle spørsmål bestemmes ved tariffavtaler (overenskomster) for de enkelte tariffområdene. Spørsmål for den enkelte virksomheten kan reguleres ved særavtaler.

Flyteriggavtalen²⁸

Flyteriggavtalen regulerer lønns- og arbeidsvilkår for personell på flyttbare innretninger ansatt hos riggselskaper.

Den alminnelige arbeidstid skal ikke overstige 12 timer i døgnet og 33,6 timer i uken i gjennomsnitt i løpet av en periode på høyst ett år. Arbeidsplaner skal normalt være satt opp med 2 ukers oppholdsperioder fulgt av 4 ukers friperioder. Dette innebærer at det arbeides 168 timer over en 6 ukers periode og dette tilsvarer en årlig arbeidstid på 1460 timer. Overtid i tariffavtalen betales med et tillegg på 65 pst.

Landbasert industri

Normal tariffestet arbeidsuke i Norge er 37,5 timer og 5 ukers ferie, noe som sammen med fri- og helligdager gir et årsverk på 1687,5 timer. For industri som helkontinuerlig drift er det tariffestet 33,6 timer per arbeidsuke. Det benyttes normalt en 5-skiftsplan som ruller over 5 uker og har 5 skiftlag. Dette innebærer at en arbeidstaker ruller mellom formiddag, ettermiddag og natt, hvor arbeidstakeren jobber like mange skift, til sammen 21 skift. Tariffestet arbeidstid for helkontinuerlig drift er 168 timer over 5 uker, noe som tilsvarer et timetall på 1579 per årsverk. Et nor-

²⁶ Overenskomst av 2010 Oljeservicebedrifter (Industri Energi)

²⁷ Proba-rapport nr. 01-2010, prosjekt nr. 919: Lønnen i oljeindustrien 2009, utarbeidet for OLF

malt årsverk for norsk næringsliv er 1950 timer inkludert

²⁸ SOKIE 2010 (Industri Energi)

5²⁹ ukers ferie, fordelt på 37,5 timers arbeidsuke.

Begrensninger utover lover og forskrifter

Rammeforskriften fastsetter at den alminnelige arbeidstiden ikke skal overstige 36 timer i uken i gjennomsnitt i løpet av en periode på høyst ett år, som tilsvarer 1877 timer. Med arbeidstidsordningene som er avtalt i ulike tariffavtaler reduseres arbeidstiden med henholdsvis 295 timer for personell som er omfattet av oljeserviceavtalen og med 417 timer for personell som er omfattet av flyteriggavtalen i forhold til rammeforskriftens øvre grense. Oljeserviceavtalen legger seg på nivå med tariffestet helkontinuerlig drift for landbasert industri, mens flyteriggavtalen innebærer arbeidstidsreduksjon på over 100 timer sammenlignet med landbasert industri.

Arbeidstidsordninger i UK og i skipsfart

Den normale rotasjonsordningen for personell fast stasjonert offshore på britisk sokkel følger normalt 2-2 eller 3-3, det vil si 2 eller 3 uker på jobb etterfulgt av 2 eller 3 uker fri. Ett britisk årsverk tilsvarer 2160 timer.

Arbeidstidsordningene for ansatte på skip tilknyttet petroleumsvirksomheten, som eksempelvis bøyelastere følger en annen rotasjon enn det som gjelder for riggpersoneell. Tariffavtalen for bøyelastere³⁰ er basert på et 1:1-avløsingssystem, hvor avspaseringsperioden på 6 måneder per år inkluderer den lov- og avtalefestede ferie. Det er videre avtalt at tjenestetiden om bord ikke skal være kortere enn 4 uker og ikke lengre enn 6 uker. Dette innebærer eksempelvis en 4-4 rotasjon, med 4 uker om bord etterfulgt av 4 uker fri.

5.2 Oppsummering

Tariffavtalene legger føringer på bruk av personell og kostnader forbundet med dette. Den alminnelige arbeidstidsuken på 33,6 timer som benyttes i oljeserviceselskapene for personell som ikke er permanent plassert offshore har likt timetall som for øvrige helkontinuerlig driftsnæringer på land. For personell som er permanent plassert offshore er det i henhold til både oljeserviceavtalen og flyteriggavtalen avtalt en arbeidstidsreduksjon som medfører et lavere timetall enn fastlandsindustrien.

De omtalte tariffavtalene for offshorepersonell skiller seg fra andre sammenlignbare næringer som skipsfart og landbasert industri i timer arbeidet per år og arbeidstiden er ulik det som finnes på andre sokler. Disse tariffavtalene er således både spesielle og unike også i norsk sammenheng. De tariffbestemte arbeidstidsordningene påvirker både behovet for arbeidskraft og kostnader. Implikasjonene tariffavtalene har på behovet for arbeidskraft blir nærmere behandlet i kapittel 7, mens tilhørende effekt på kostnadene er behandlet i kapittel 8.

²⁹ Som sammenligning er det benyttet tariffbestemt ferie på 5 uker.

³⁰ Overenskomst mellom Norges rederiforbund og Norsk Sjøfiserforbund vedrørende skipsførere på NOR-registrerte bøyelateskip (2010)

6 Riggmarkedet og rigginntak til norsk sokkel

I dette kapittel beskrives hvordan norske forhold påvirker tilgang på og kostnader for flyttbare innretninger på norsk sokkel. I tillegg blir forventet utvikling av tilbudssiden beskrevet, sett i forhold til fremtidig etterspørsel for å avdekke eventuell knapphet på rigg i fremtiden. Etterspørselsiden er presentert i kapittel 3

I hovedsak er det tre særnorske forhold som påvirker tilgjengeligheten av flyttbare innretninger til norsk sokkel:

1. Begrenset marked for rigger tilpasset norsk klima og vanddypp
2. Omfattende prosess ved innføring av rigger til norsk sokkel
3. Spesielt norsk markedsbilde med en dominerende aktør på kjøpersiden

Disse forhold påvirker naturligvis også kostnadsnivået.

6.1 Begrenset marked for rigger tilpasset norsk sokkel

De forskjellige typer flyttbare innretninger er også diskutert i kapittel 3. På store havdyp benyttes i økende grad boreskip, og flåten vokser kraftig³¹. På norsk sokkel er det bare en innretning av denne typen. Boreskip blir derfor ikke diskutert videre i dette kapittelet.

Lette brønnintervensjonsfartøy blir heller ikke behandlet utover det som er presentert i kap. 3.

De mest aktuelle innretninger for norsk sokkel er, jf. kap. 3:

- Semi (delvis nedsenket flytende innretning)
- JU (oppjekkbar rigg)

Semi og JU kan inndeles etter operasjonsområde (havadyp, vind, temperatur, bølgehøyde, etc.). En generisk illustrasjon av flyttbare innretninger er vist inndelt etter type og operasjonsområde, jf. figur 6.1. I kapittel 3 ble det vist, jf. figur 3.22, at påviste utvinnbare ressurser på i hovedsak ligger på havdyp fra 500 m eller grunnere. Det forventes at deler av de uoppdagede ressurser kan ligge på større havdyp enn 1200 m, for eksempel vest i Norskehavet og vest i Barentshavet, men betydelige områder som enda ikke er utforsket ligger på 1200 meter eller grunnere.

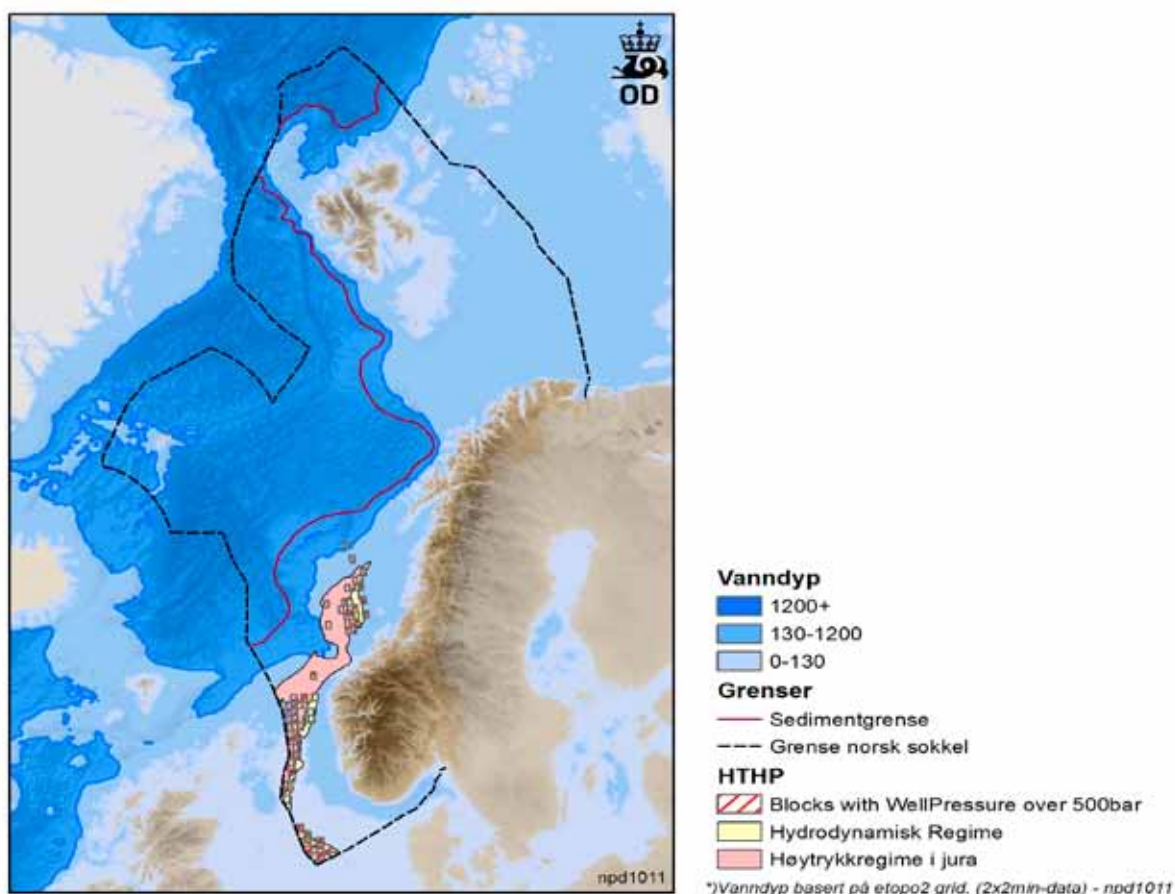
Fordeling av havdyp på norsk sokkel og sedimentgrensen, jf. figur 6.2, viser at norsk sokkel primært har behov for MW Semi³² og JU, begge for harde værforhold.

	Mildere værforhold	Hardere værforhold		Mildere værforhold	Hardere værforhold
MW (1200 m)	Stort marked	Voksende marked	< 350 ft	Stort marked	Lite marked
	USGoM, Afrika, Brasil, Australia	Nord-Atlanteren og Arktis		Midtøsten, Afrika, Asia, USGoM	Canada, NCS, UK
	Lite under bygging	Mye under bygging		Lite under bygging	Ingen under bygging
DW/UDW (3000 m)	Stort marked	Lite marked	< 350 ft	Stort marked	Lite marked
	Hovedsakelig Brazil, ellers jevnt fordelt	Grønland og West of Shetland		Midtøsten, Afrika, Asia, USGoM	Canada, NCS, UK
	En del under bygging	Mye under bygging		Mye under bygging	Mye under bygging

Figur 6.1 Generisk illustrasjon av operasjonsområde for Semi og JU.
Kilde: RS Platou

³¹ Flåten av boreskip er på vei mot 150 enheter i 2015, opp fra 50 enheter i 2007.

³² MW = Mid Water. Definisjon på havdyp varierer noe men vi benytter havdyp ned til 1200 meter. En MW Semi dekker derved det meste av behovet på norsk sokkel. På grunnere vann kan JU benyttes.



Figur 6.2 Norsk sokkel og grensen for sedimentær utbredelse med havdyp og HTHP inkludert.

Kilde: OD

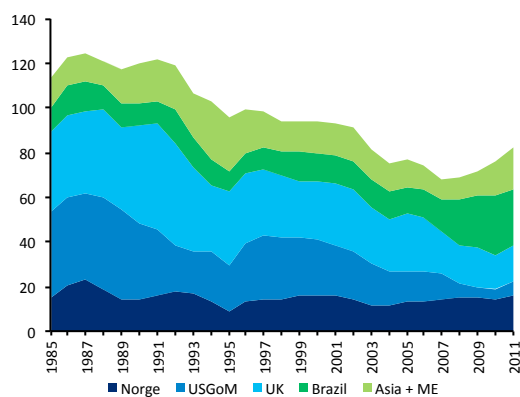
6.1.2 Markedet for MW Semi

Den globale flåten av MW Semi har falt de siste årene fra en topp med over 120 enheter på slutten av 1980-tallet og ned til om lag 70 enheter i 2007, jf. figur 6.3. Storbritannia hadde en topp i 1991 med 48 enheter men er nå nede i 13 MW Semi. US Gulf of Mexico (USGoM) hadde 38 enheter i operasjon i 1985 mot syv i fjor.

Forflyttingen av MW Semi har de siste 20 årene i hovedsak gått fra i USGoM og Storbritannia til Brasil. Norsk sok-

kel har hatt en stabil flåte med 15 enheter i snitt i perioden fra 1985 til 2011.

Nybygg av alle typer Semi fra 2000, inkludert levering frem til 2019, viser at det nå primært er dypvannsrigger som bygges, særlig for ultra dypt vann (UDW). De fleste MW Semi som er under levering skal til norsk sokkel. Det globale markedet etterspør dypvannsrigger, og for å dekke behovet for Semi som egner seg på norsk sokkel, må initiativet tas av næringen i Norge.



Figur 6.3 Utvikling av MW Semi flåten etter 1985.

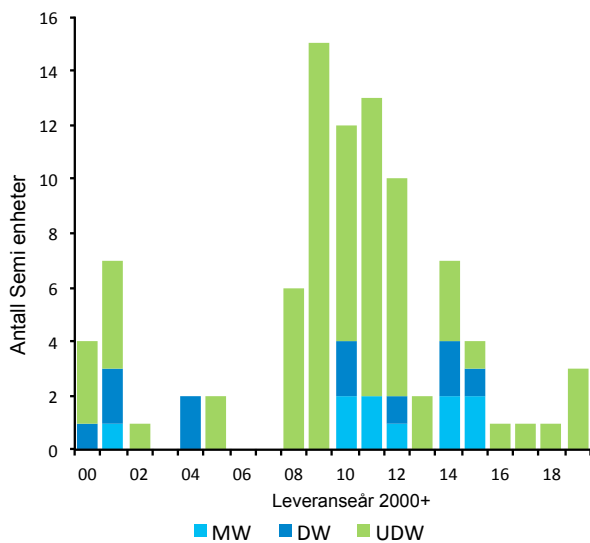
Kilde: Pareto

6.1.3 Markedet for JU'er

Den globale flåten av JU'er økte sterkt frem til tidlig på 1980-tallet. I de etterfølgende 20 årene ble flåten redusert fra omlag 450 til 400 enheter, jf. figur 6.5. Etter 2003-2004 har det vært sterk vekst, og antall operative enheter vil passere 550 innen 2014 inkludert de som er under bygging og forutsatt at ingen tas ut av operasjon.

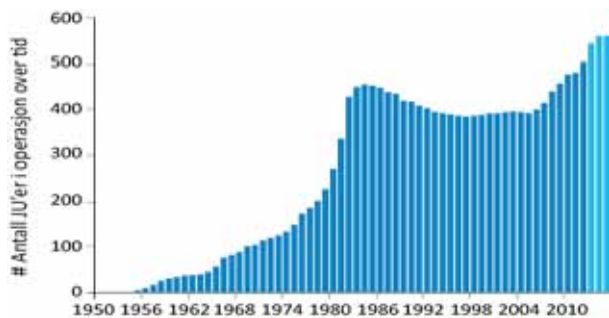
Forflytting av JU'er de siste 10 årene har i stor grad gått fra USGoM til Mexico og Middelhavet/ Svartehavet/ Midtøsten/India/Sørøst Asia. I Nordsjøen har JU-flåten økt fra to til syv.

Antall nye JU'er for levering fra 2000 til 2015 viser en stigende trend og størrelsen på innretningene øker, jf. figur 6.6. Det er fem store JU'er under bygging som alle er kontrahert for operasjon på norsk sokkel.



Figur 6.4 Leveranse av alle typer Semi etter 2000 og frem til 2019.

Kilde: RS Platou



Figur 6.5 Netto flåteutvikling av JU'er etter 1950.

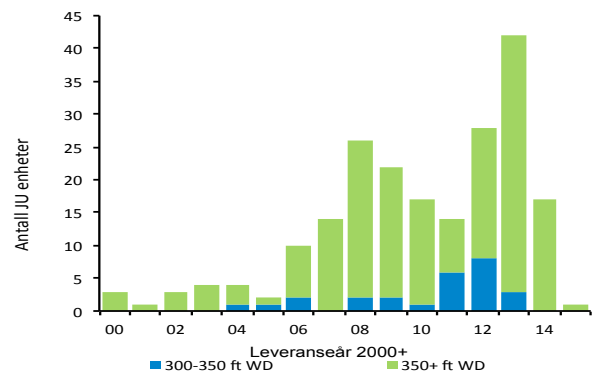
Kilde: Pareto

6.2 Omfattende prosess ved innføring av rigger til norsk sokkel

De regulatoriske bestemmelsene for Nordsjøen som et samlet marked varierer mellom de enkelte sokkelstater, og dette medfører behov for regelverkstilpasninger ved flytting over sokkelgrensene. Erfaring³³ viser at det er tilnærmet fri flyt mellom de andre nordsjøstatene mens overføring til norsk sokkel kan resultere i behov for tilpasninger som gir store påløpte kostnader og tapte inntekter.

Det finnes to måter å øke antall rigger på norsk sokkel: Overføre egnede eksisterende rigger fra andre sektorer eller bygge nye rigger. Resten av kapittel 6.2 vil diskutere potensialet for å øke antall rigger.

³³ Uttalt av flere større oljeselskaper med utstrakt internasjonale operasjoner



Figur 6.6 Levering av JU'er etter 2000 og frem til 2015.

Kilde: RS Platou

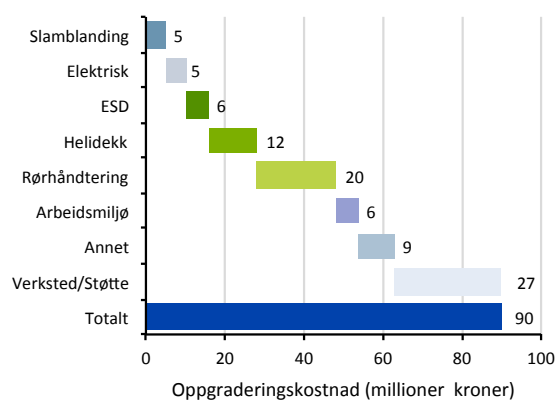
6.2.1 Egnede flyttbare innretninger tilgjengelig globalt

En UDW³⁴ Semi vil kunne utføre de samme oppgavene som en MW Semi, men ikke nødvendigvis like (kostnads-) effektivt. Det er identifisert fem UDW Semi som antas å kunne overføres til norsk sokkel uten oppgraderinger av betydning, og enkelte av disse har også SUT.

Det er i tillegg identifisert fem andre MW Semi som kan være aktuelle. To av disse er tilpasset operasjon på norsk sokkel mens de tre andre vil måtte gjennomgå større oppgraderinger (alle er bygget på 1980-tallet). De to som eger seg for norsk sokkel er imidlertid ikke tilgjengelig (på kontrakt til 2025 eller senere) og de tre andre kan bli prohibitivt dyre for innførsel på grunn av det norske regelverket.

14 JU'er er kontrahert for norsk sokkel (inkludert nybygg). Det er videre identifisert seks-syv JU'er som kan være aktuelle fra den samlede flåten av rigger i operasjon internasjonalt, men markedsanalytikere konkluderer med at kanskje bare en av disse kan eller vil bli tatt inn til norsk sokkel.

Tilgjengelighet av egnede flyttbare innretninger fra andre geografiske områder er begrenset.



Figur 6.7 Fordeling av oppgraderingskostnader.

Kilde: Riggmarkedsrapporten, 1999.

³⁴ UDW – Ultra Deep Water, som mer enn et havdyp på 3000 meter, eller mer

6.2.2 Kostnader ved overføring til norsk sokkel

Riggmarkedsrapporten³⁵ fra 1999 presenterte analyser av kostnad for oppgradering av en flyttbar innretning ved overføring fra britisk til norsk sokkel. De estimerte kostnader pga. regulatoriske forskjeller viste en klar fordeling, jf. figur 6.7.

Ikke alle kostnader ble tatt med³⁶ (under 50 prosent), men det ble dokumentert at kostnader for å tilfredsstille regelverkskrav utgjorde en gjennomsnittlig kostnad på minimum 90 mill. kroner pr. rigg.

Det norske regelverket er under utvikling og det har vært flere prosesser med tanke på harmonisering av regelverkene mellom de enkelte sokkelstater som utgjør Nordsjøen. Det har derfor vært antatt at kostnaden for regelverktilpasninger ved overføring til norsk sokkel etter hvert ville reduseres.

I en rapport fra KonKraft i 2004 presenteres kostnad for oppgradering av Stena Dee, en 3. generasjon flyttbar innretning (Semi). Oppgraderingen kostet 100 mill. kroner ifølge riggeier. Enheten hadde operert på norsk sokkel flere ganger tidligere, og hadde også en Safety Case.

Flere eksempler ble også presentert i topplederforum i 2005, jf. figur 6.8.

³⁵ Samarbeidsprosjekt mellom OLF og OD (den del av OD som i dag utgjør Ptil)

³⁶ 20 prosjekter ble evaluert og representerte en samlet kostnad på NOK 1,07 mrd for oppgraderinger, men bare 48 % av kostnadene ble tatt med i estimatene.

Boks 6.1 Om kostnader for regelverkstilpasning med sammenligning mellom norsk og britisk sokkel.

Maersk Drilling hadde nylig (2011) to tilnærmet identiske JU'er klar for overføring til henholdsvis norsk og britisk sokkel.

Maersk Reacher ble klargjort for operasjon på norsk sokkel mens søsterenheten Maersk Resilient samtidig ble gjort klar for operasjon på britisk sektor. Oppdragsgivere var sammenlignbare (begge store internasjonale oljeselskap) og selve boreoperasjonene (programmene) tilnærmet like.

Begge riggene gikk til verft for oppgradering, og de totale kostnadene som påløp var henholdsvis 100 mill. USD for Reacher og omlag 30 mill. USD for Resilient. Begge oppgraderingsprosjektene inkluderte modifikasjoner av «spudcans»¹.

Verftsoppholdet varte om lag 120 dager for Reacher og 60 dager for Resilient, tilsvarende tap av inntekt var minimum 12 mill. USD og 6 mill. USD, basert på en dagrate på 100 000 USD pr. dag. Internasjonale dagrater for en moderne JU rigg i 2011 lå mellom 100 000 og 150 000 USD pr dag. De totale kostnadene for eier av enhetene blir derved henholdsvis 112 mill. USD for Reacher og 36 mill. USD for Resilient, jf. figur 6.8.

Forskjell i kostnader inkludert tapte inntekter for overføring til norsk og britisk sokkel er altså 76 mill. USD (om lag 430 mill. kroner, basert på USD = 5,7 NOK)

¹ Spudcan er fundamentet som plasseres på havbunnen med store areal for støtte til leggene på en JU

Tabell 6.1 Eksempler på oppgraderingskostnader pga. regelverket.

Rigg	Fra	«Kostnad (millioner kroner)»
Byford Dolphin	UKCS	250
Deepsea Bergen	UKCS	150
Eirik Raude	UKCS/Canada	530

Kilde: *Topplederforum, 2005*

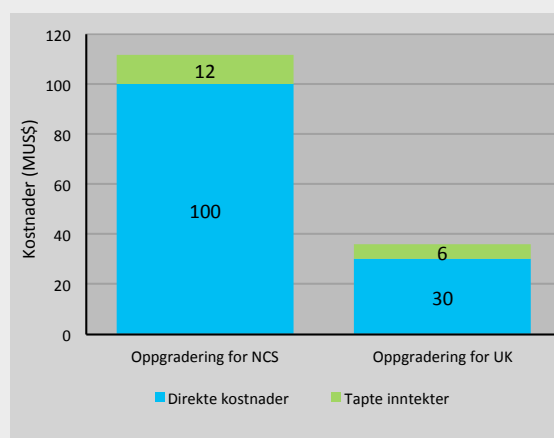
I en nyere utredning fra utvinningsutvalget (2010), ble det angitt en kostnad på om lag 200 mill. kroner for oppgradering av en flyttbar innretning for norsk sokkel.

Disse eksemplene viser at det fortsatt kan påløpe store kostnader forbundet med inntak av flyttbare innretninger til norsk sokkel. I tillegg påløper også til dels store kostnader på grunn av mulige tidsforsinkelser og tapte inntekter under verftsoppholdet.

Ekspertgruppen har ikke funnet dokumentert at kostnader for regelverkstilpasninger er redusert etter at riggmærkedtsrapporten ble lagt fram i 1999. Resultater fra intervjuer og data mottatt fra eiere av flyttbare innretninger bekrefter derimot at det fortsatt kan være til dels betydelige kostnader forbundet med å ta inn en flyttbar innretning til norsk sokkel.

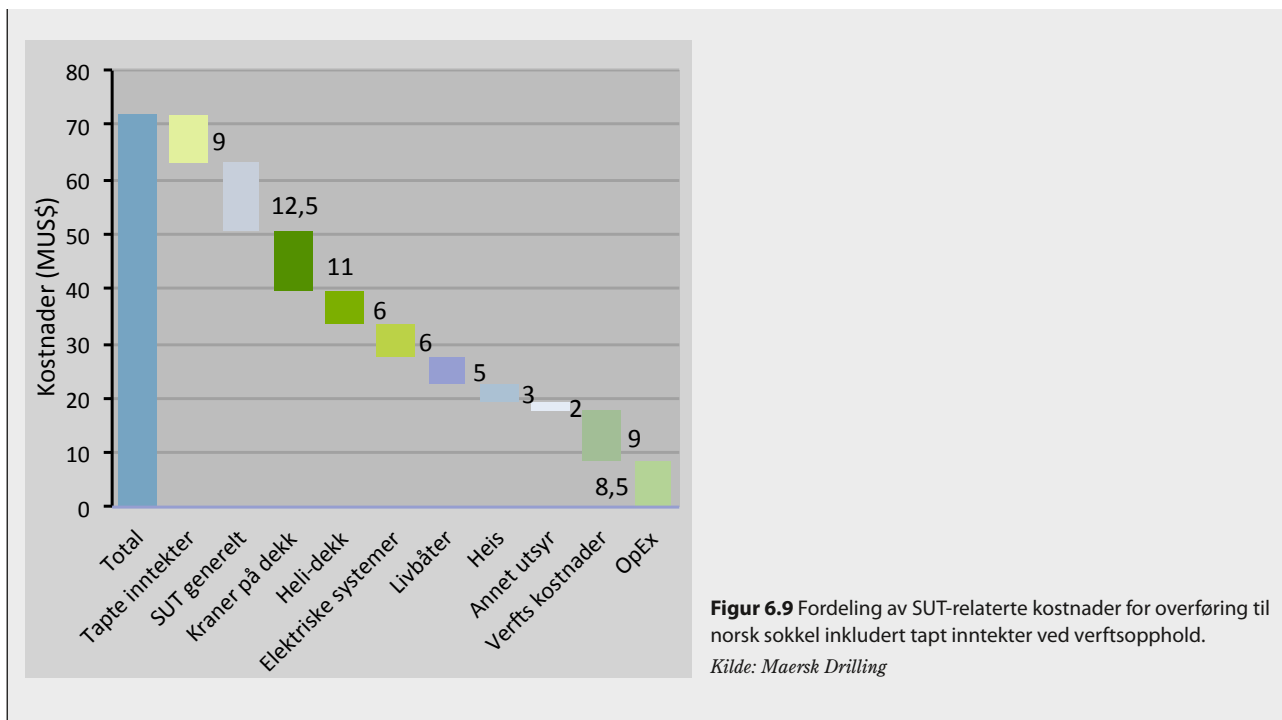
Alle kostnader knyttet til regelverk og krav for å få SUT er skilt ut fra de samlede kostnadene for Reacher, dvs. at av 100 mill. USD for oppgradering er 63 mill. USD direkte SUT-relatert, og av de 12 millioner USD i tapt inntekt regner vi med at 9 mill. USD kan tilskrives SUT-relatert arbeid.

Totale SUT-relaterte kostnader er 72 mill. USD, eller tilnærmet lik forskjell i de totale kostnader for overføring til norsk og britisk sokkel, jf. figur 6.9.



Figur 6.8 Samlede kostnader for overføring til NCS og UK inkludert utgifter og tapte inntekter.

Kilde: *Maersk Drilling*



Boks 6.2 Om oljeselskapenes mulighet til å disponere flyttbare innretninger over sokkelgrensene

De store internasjonale selskapene benytter de samme selskapspecifike krav til teknisk og operasjonell standard og ikke minst sikkerhet, uavhengig av hvor de opererer. Tilnærmingen til forberedelse og gjennomføring av bore- og brønnoperasjoner følger også de samme prosedyrer og rutiner.

Jack Bates (Transocean) er en 4. generasjon Semi som ble benyttet under krevende værforhold vest av Shetland på Laggan i 2004. Denne enheten ville være teknisk godt egnet for boring på Martin Lingefeltet (tidligere Hild,) da den er sammenlignbar med West Phoenix (Seadrill) som Total EP Norge har benyttet tidligere på norsk sokkel. Jack Bates ble ikke vurdert tatt over til norsk sokkel med henvisning til norsk regelverk.

En betydelig internasjonal operatør hadde en Semi rigg under kontrakt på britisk side for boring og ferdigstillelse

av flere nye produksjonsbrønner. Riggene var godkjent og i samsvar med alle myndighetskrav og selskapets egne interne krav. Det ble vurdert forlengelse av kontrakten for å ta riggen et kort stykke over til norsk sokkel for boring og ferdigstillelse av nye produksjonsbrønner. Dette var ønskelig fordi riggen fungerte godt, leverte gode resultater og det var et godt samarbeid mellom selskapene. Den etterfølgende diskusjonen med riggeier og vurderinger av kost og tid for regelverkstilpassinger resulterte i at operatøren valgte ikke å benytte denne anledning. Operatøren besluttet som alternativ å søke kontrakt med en riggeier som allerede var klarert for operasjon på norsk sokkel. Kontrakt ble etablert med en rate for leie som var vesentlig høyere (>50 prosent) enn det som riggen på britisk side ville representere.

På tross av forsøk på harmonisering av regelverkene for de enkelte nordsjølandene, ser utviklingen ut til å gå mot stadig høyere kostnader ved regelverkstilpassninger.

Konsekvensen av en slik regulatorisk barriere er redusert mobilitet og høyere kostnader for leie av flyttbare innretninger som tas inn til norsk sokkel fra andre sektorer.

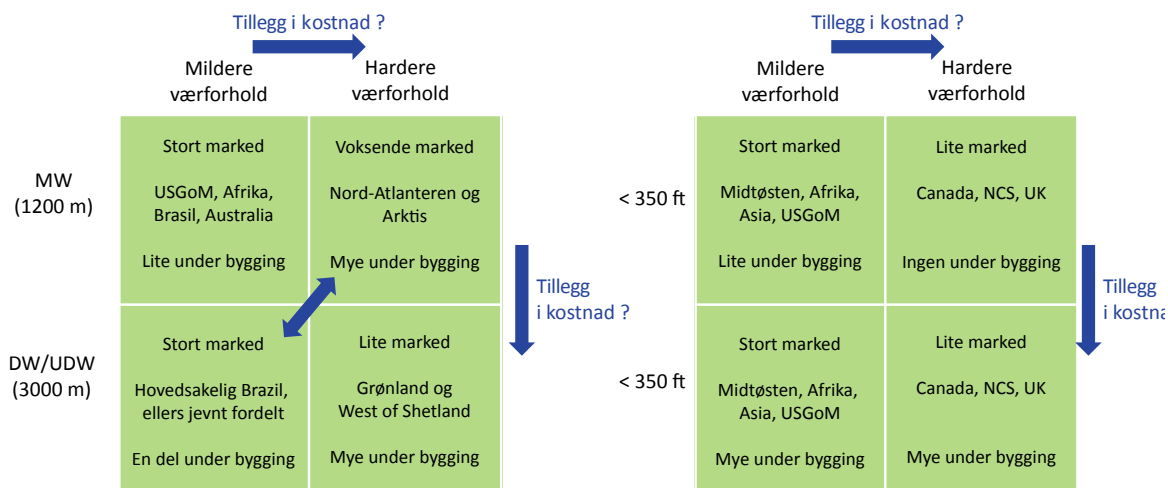
6.2.3 Nybygg egnet for norsk sokkel

De fleste Semi under bygging og som også kan operere på norsk sokkel er tilpasset for krevende værforhold og store havdyp på tross av at dette ikke er et stort marked. Årsaken

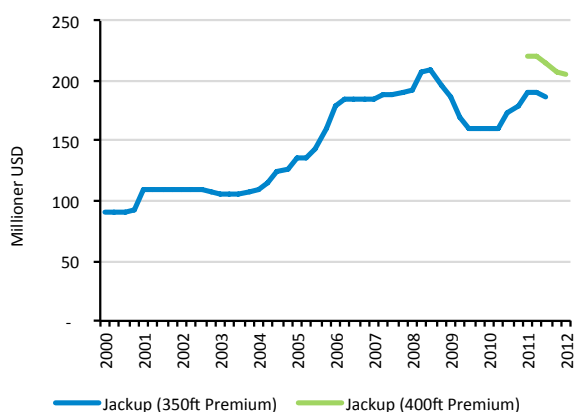
er behovet for å kunne operere i det store vekstmarkedet (store havdyp) og samtidig være posisjonert for et forventet voksende marked i Nord-Atlanteren, jf. figur 6.10.

Kostnader som kommer i tillegg ved overgang fra bygging av en Semi for milde værforhold til harde værforhold varierer noe avhengig av hvor den skal operere. En enhet for norsk sokkel og vinterisering inkludert vil typisk koste i området 60 – 70 mill. amerikanske dollar ekstra.

Ombygging til å kunne bore på havdyp fra 1200 meter til svært store havdyp (3000 meter eller mer) vil også variere, men vil ligge opp mot 100 mill. amerikanske dollar.

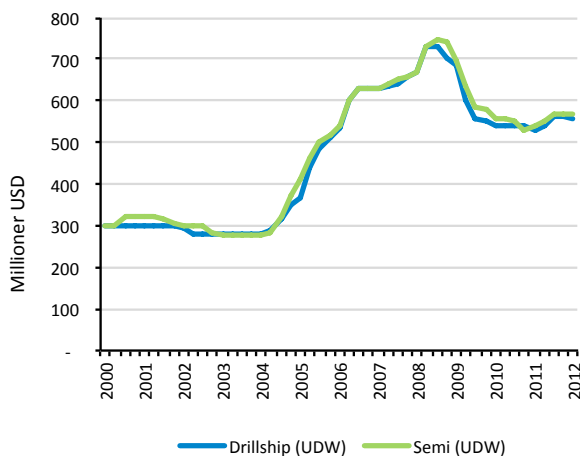


Figur 6.10 Operasjonsområder og tillegg i kostnader ved utvidelse



Figur 6.11 Utvikling av kostnader internasjonalt for bygging av JU'er.

Kilde: RS Platou



Figur 6.12 Utvikling av kostnader internasjonalt for bygging av flytere.

Kilde: RS Platou

Hvis en flyttbar innretning skal bygges for harde værforhold med mulighet for å operere på store havdyp senere, kan store deler av kostnadene utsettes.

6.2.4 Kostnad for å bygge for norsk sokkel

En JU som ble bygget for norsk sokkel for om lag 10 år siden hadde en kontraktsverdi på om lag 160 mill. amerikanske dollar og lå da i størrelsesorden 50 mill. amerikanske dollar over det gjeldende kostnadsnivået internasjonalt, jf. figur 6.11.

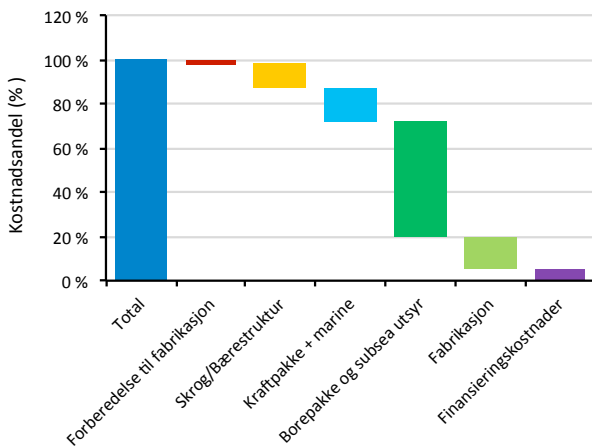
De største JU'er som bygges for norsk sokkel i dag vil ligge på over 600 million amerikanske dollar, mer enn det dobbelte av hva en tilsvarende enhet kostet for 10-12 år siden.

Kostnadsutviklingen for bygging av flytere følger samme trend som for JU, jf. figur 6.12.

Platou har estimert en kostnad for en UDW Semi for norsk sokkel til mellom 530 og 640 mill. amerikanske dollar, avhengig av kompleksitet og spesifisering av utstyr. Utstyret (kraftgenerering, marine systemer, borepakken og sub-sea elementer) utgjør mellom 55 og 70 prosent av den totale kontraktsverdi. Ekstra kostnad for å tilfredsstille norsk regelverk (SUT) er inkludert og estimert til mellom 20 og 30 mill. amerikanske dollar. Vinterisering er også inkludert og utgjør mellom fem og ti mill. amerikanske dollar.

Fordeling av de samlede kostnader på de enkelte elementer viser at utstyr utgjør en vesentlig andel, jf. figur 6.13.

Det er en etablert oppfatning at det koster ekstra å bygge en flyttbar innretning som tilfredsstiller det norske regelverket sammenlignet med den øvrige del av det globale markedet. Hvor stor denne ekstra kostnaden faktisk er har vært diskutert lenge, og synspunktene varierer for en Semi fra 25-30 million amerikanske dollar (tilsvarende Platous estimat) til opp mot 100 mill. amerikanske dollar. Årsaken til denne spredningen kan tilskrives flere forhold, som hvilken erfaring riggeier har med teknisk spesifisering og prosjektoppfølgning samt verftets erfaring med det norske regelverk. En forutsetning for å oppnå lave tillegg i kostnader er blant annet klare og entydige tekniske spesifikasjoner



Figur 6.13 Fordeling av kostnader for nybygg av en Semi for norsk sokkel.

Kilde: RS Platou

som bygger på det funksjonelle regelverket i Norge. Dette er i stor grad relatert til arbeidsmiljø og konsekvensene de funksjonelle kravene innen dette området har på arrangementer og tekniske løsninger på riggen (støydemping, lys, ergonomi, materialhåndtering etc.).

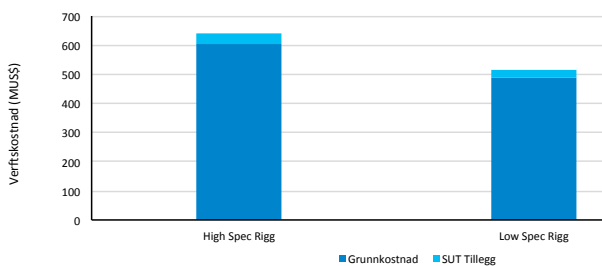
En ekstra kostnad for en Semi på 25-30 mill. amerikanske dollar utgjør i størrelsesorden om lag fem prosent av den totale kontraktsverdi og således ikke av en størrelsesorden at det bør påvirke vesentlig en beslutning om å bygge også for det norske marked. Hvis den ekstra kostnaden tas over en periode på fem år vil dette representere nominelt om lag 15 000 amerikanske dollar pr. dag som i størrelsesorden er 2,5 prosent av en typisk dagrate for en moderne Semi.

Den reservasjon eller begrensede interesse som den globale riggnæringen viser for å bygge for norsk sokkel må derfor kanskje tilskrives andre forhold. Dette diskuteres i kapittel 6.3.

Noen pågående byggeprosjekter kan sammenlignes med estimatene fra Platou for henholdsvis en høyspesifisert UDW Semi og en lavere spesifisert enhet, jf. figur 6.14.

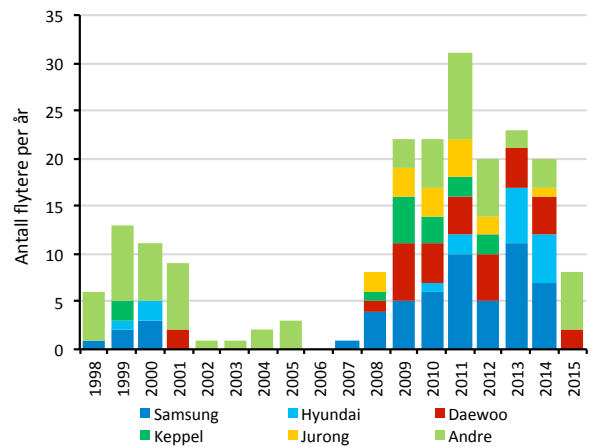
6.2.5 Mulige flaskehalser i leverandørkjeden for utstyr og fabrikkasjon

Fem verft leverte 118 av 146 flytere (Semi og boreskip) som ble bygget mellom 2008 og 2012, noe som da represen-



Figur 6.14 Sammenligning mellom aktuelle prosjekter ift. relevante kostnadsnivåer.

Kilde: RS Platou



Figur 6.15 Leveranse av flytere siden 1998.

Kilde: Pareto

terte over 80 prosent av den totale produksjonen i verden, jf. 6.15

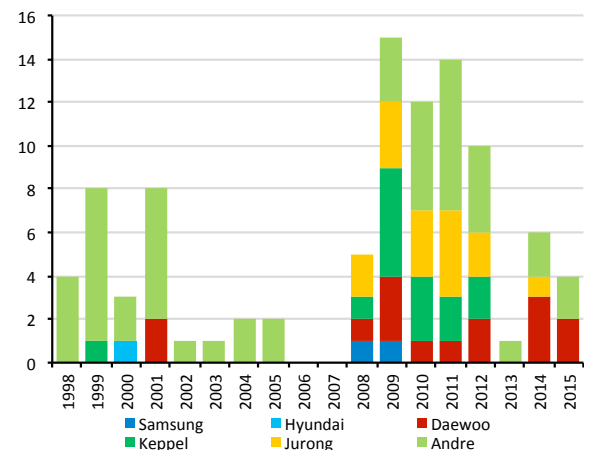
Disse verftene er Samsung, Hyundai og Daewoo i Korea samt Keppel Fels og Jurong i Singapore. Det er estimert en total produksjonskapasitet for flytere fra disse fem verftene på hele 23 enheter pr. år.

For Semi er det tre verft som skiller seg ut, det er Daewoo, Keppel Fels og Jurong som har dominert dette segmentet de siste 15 år med over 50 prosent av alle leveransene, jf. figur 6.16. Hyundai og Samsung hadde henholdsvis en og to leveranser av Semi i disse 15 årene.

Konkurransen fra Kina øker og nå leverer også kinesiske verft flytere både til norsk sokkel og globalt. Det forventes en videre utvikling som gir ytterligere kapasitet for bygging av flytere til norsk sokkel.

Leveransen av JU'er i perioden mellom 2000 og 2004 var på totalt 220 enheter. Over 50 prosent av disse leveransene ble gjort fra Singapore (Keppel Fels, Jurong og PPL).

Det er derfor grunnlag for å konkludere at det ikke vil være noen flaskehalser i leverandørkjeden som gir særskilt begrensning på bygging av flyttbare innretninger for norsk sokkel. Eventuelle flaskehalser (inkludert borepakker) vil



Figur 6.16 Leveranse av Semi etter 1998.

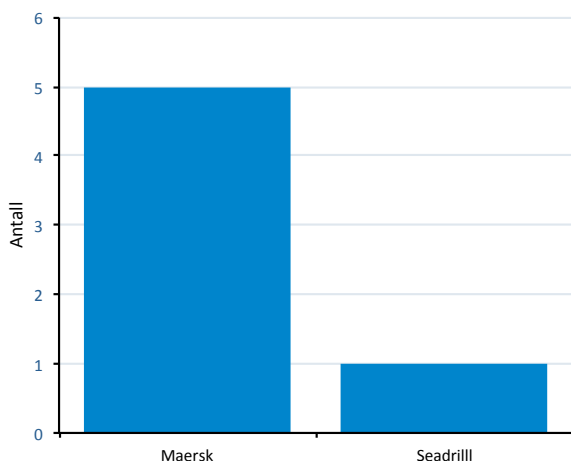
Kilde: Pareto

gjelde for alle nybyggingssprosjekter uavhengig av hvor innretningen skal operere.

6.3 Aktørene i det norske riggmarkedet

Det norske riggmarkedet er som tidligere omtalt en del av et globalt riggmarked, men er av ulike årsaker å betrakte som et marked i markedet. Dette er nærmere presentert i andre deler av dette kapittel og i et vedlegg til rapporten³⁷.

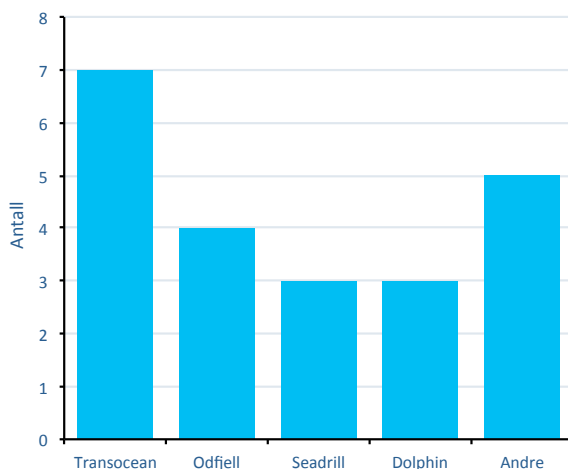
Det norske markedet er kjennetegnet av at etterspørselsiden domineres av en stor kjøper (Statoil) og relativt få leverandører.



Figur 6.17 JU på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.

Kilde: RS Platou

Markedskonsentrasjonen på tilbudssiden varierer mellom riggkategorier. Vi ser av figur 6.17 at Mærsk spiller en svært sentral rolle innen JU'er, med en markedsandel på over 80 prosent. Markedskonsentrasjonen er mindre for Semi, men med 77 prosent av markedet delt på fire selskaper er også tilbudssiden konsentrert.



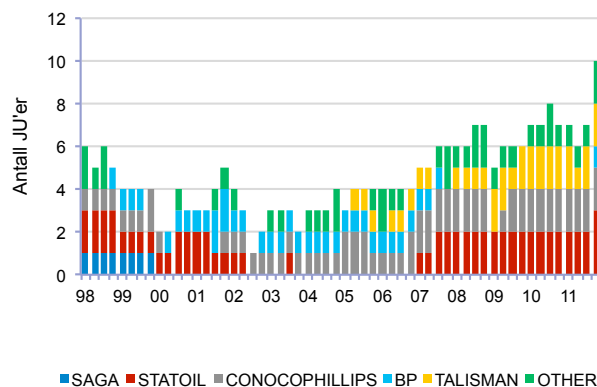
Figur 6.18 Semi-rigger på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.

Kilde: RS Platou

³⁷ Vedlegg1: Rigg, spesifikke investeringer og markedsrett. Peter Osmundsen, professor i petroleumøkonomi ved Universitetet i Stavanger/Norges Handelshøyskole.

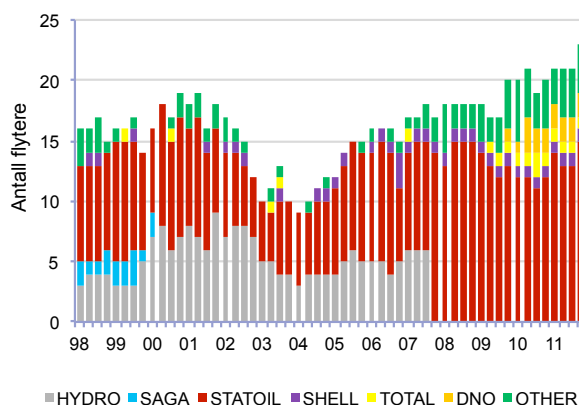
Dette motsvares av en høy markedskonsentrasjon på kjøpersiden med Statoil som en stor aktør. Operatørfordeling for JU'er og flytere er illustrert i figurene 6.19 og 6.20.

Markedskonsentrasjonen på kjøpersiden varierer mellom riggkategorier. Som det fremgår av figurene 6.20 og 6.21 spiller Statoil en svært sentral rolle innen flytere mens rollefordelingen er noe mer variert for JU'er.



Figur 6.19 Fordeling av operatørskap for JU'er på norsk sokkel, 1998-2011.

Kilde: RS Platou



Figur 6.20 Fordeling av operatørskap for flytere på norsk sokkel, 1998-2011.

Kilde: RS Platou

Høy kjøpermakt kan bidra til reduserte rater. På den annen side kan det svekke riggselskapenes insentiver til å foreta spesialiserte nyinvesteringer for norsk sokkel der det etter endt kontraktsperiode møter få potensielle kunder.

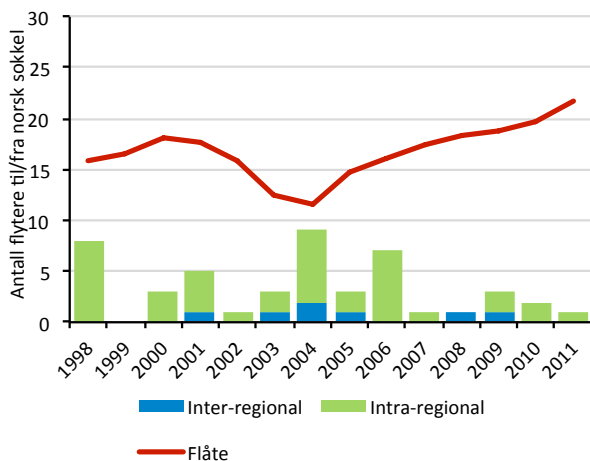
Et fåtall leverandører kan motsatt bidra til høyere priser enn om det er stor konkurranse. Dette kan balanseres av en sterk kjøper som påvirker markedet og presser prisene så mye at det blir mindre interessant marked for leverandørene. Det er to effekter som kan være sentrale. En nærmere diskusjon av de problemstillinger denne markedsstrukturen gir er nærmere drøftet i Vedlegg 1.

6.4 Tilgjengelighet av flyttbare innretninger for norsk sokkel

Nordsjøen består av en norsk, britisk, nederlandsk, tysk og dansk del. De store markedene er imidlertid norsk og britisk sokkel. I denne delen beskrives nåværende og fremtidig forventet tilgjengelighet og dette sammenlignes med nåværende og forventet fremtidig etterspørsel som presentert og diskutert i kapittel 3.

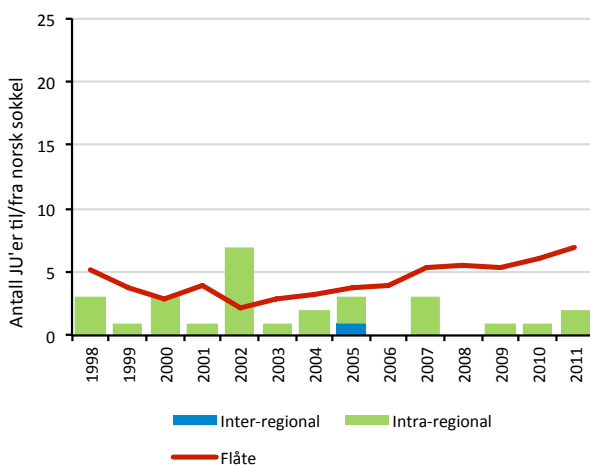
6.4.1 Utsveksling av flyttbare innretninger

Utsveksling av flyttbare innretninger med norsk sokkel har primært skjedd ved overføring til/fra andre deler av Nordsjøen (intra-regionalt) og i mindre grad med sektorer utenfor nordsjøbassenget (inter-regionalt), jf. figurene 6.21 og 6.22. Endring av flåtens størrelse er også illustrert.



Figur 6.21 Flyttere til/fra norsk sokkel.

Kilde: RS Platou



Figur 6.22 JU'er til/fra norsk sokkel.

Kilde: RS Platou

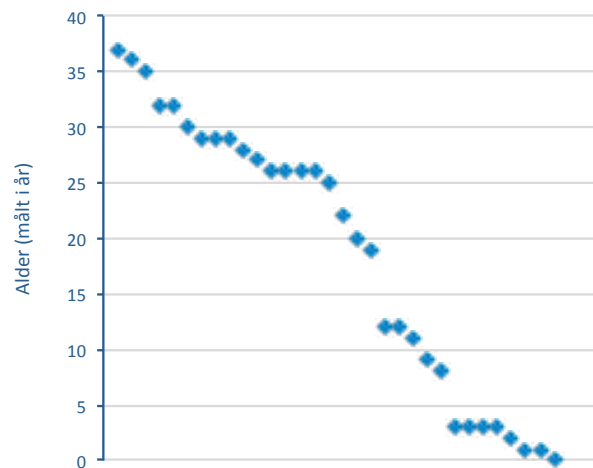
Utsvekslingen mellom nordsjøland utenom norsk sokkel skjer uten problem, tilnærmet friksjonsfritt, mens det for

overføring til norsk sokkel erfaringsmessig er både tidskrevende og kostbart.

Norsk sokkel fremstår derfor som et «marked i markedet» og barrierer for overføring representerer et klart hinder for god flyt av flyttbare innretninger i det viktigste nærmarked for norsk sokkel.

6.4.2 Alder på de flyttbare innretninger

Flåten av flyttbare innretninger på norsk sokkel er karakterisert ved høy gjennomsnittlig alder hvor de eldste snart nærmer seg 40 år (fire er bygget før 1980) og over 50 prosent er over 20 år, jf. figur 6.23.



Figur 6.23 Utvikling av alder på flyttbare innretninger i operasjon på norsk sokkel.

Kilde: Pareto

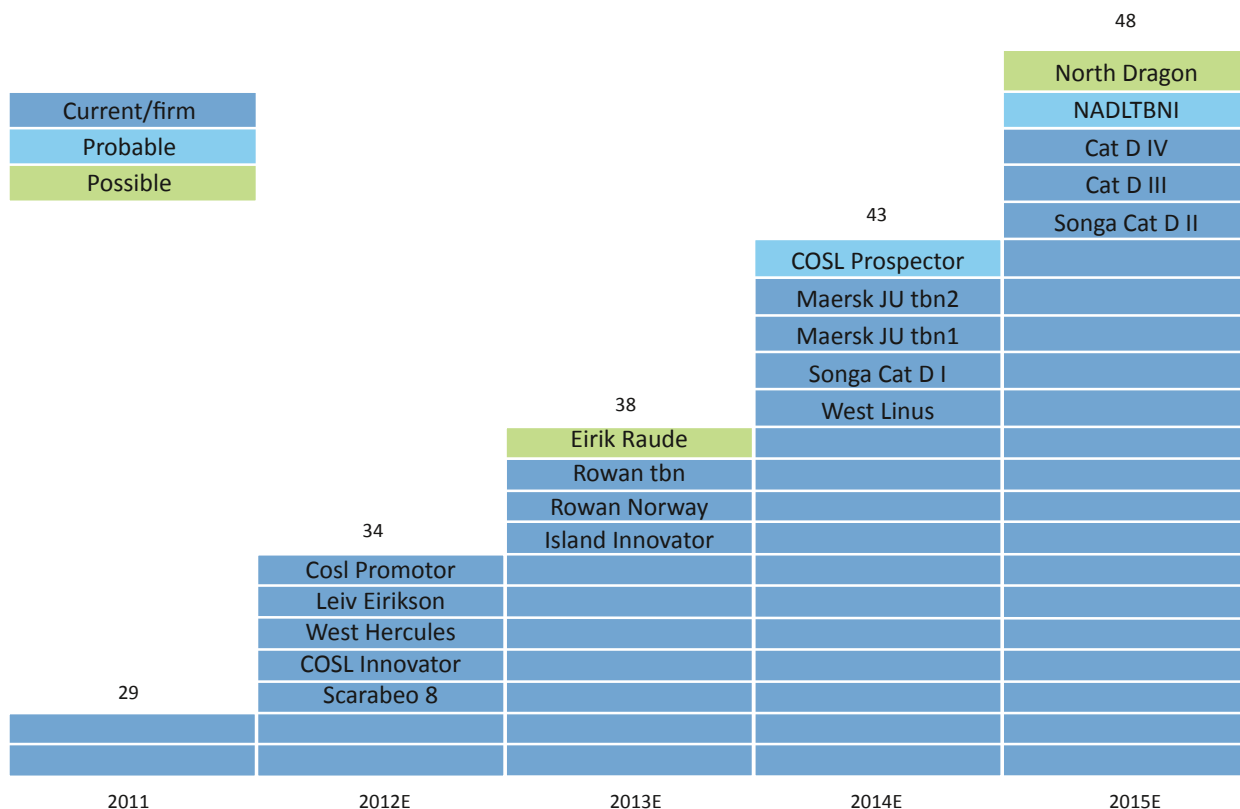
Den norske flåten er imidlertid meget godt vedlikeholdt, og flere av enhetene er oppgradert slik at de kan kategoriseres å være av type nyere generasjon Semi. Eksempel på dette er Borgland Dolphin bygget i 1976 (2. generasjon MW Semi) og betydelig oppgradert i 1999 til en 4. generasjon spesifisert rigg med 5. generasjon borepakke.

6.4.3 Forventet økning av antall flyttbare innretninger på norsk sokkel

I 2011 var det 29 flyttbare innretninger i operasjon på norsk sokkel. I perioden frem til 2015 planlegges ti Semi og fem JU's inn til norsk sokkel på nye kontrakter, og de fleste er nybygg. Det er i tillegg forventet at to nye Semi under bygging kommer til norsk sokkel samt at to andre sannsynligvis også blir mobilisert for norsk sokkel. Hvis ingen føres ut, vil flåten i 2015 være på 48 enheter, jf. 6.24.

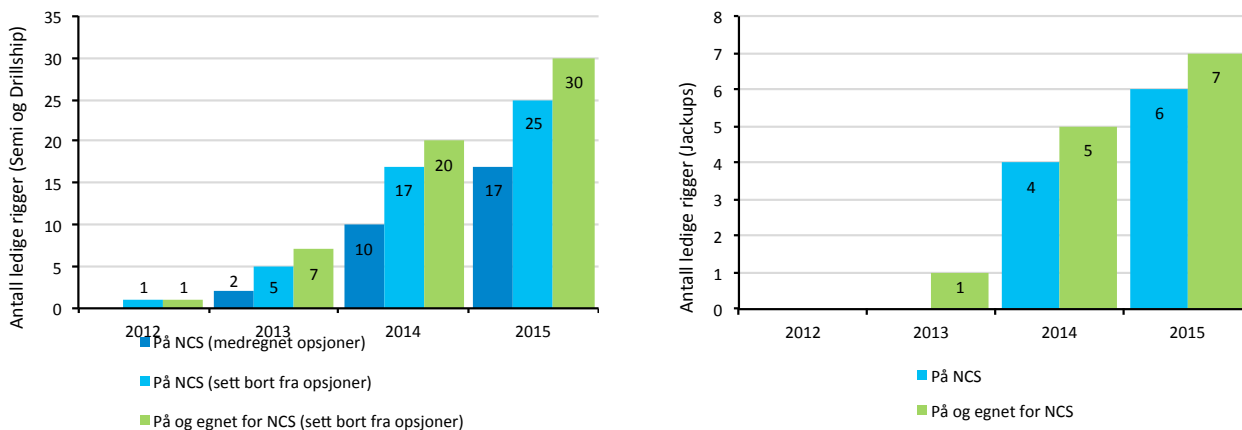
Dette viser at tilbudssiden responderer på økt etterspørsel og det kontraherer flere nybygg, men det er fortsatt usikkert om norsk sokkel vil opprettholde det nivå som behovet tilsier.

Alle flyttbare innretninger på norsk sokkel har langtidskontrakt og derfor blir det få enheter ledige på kort sikt. Antall mulige enheter som kan være ledig over tid øker kraftig, jf. figur 6.25, for både Semi og JU'er. Også enheter i operasjon utenfor norsk sokkel som er/kan være aktuelle bidrar også til et voksende tilbud på rigger for nye oppdrag



Figur 6.24 Sannsynlig vekst i antall flyttbare innretninger på norsk sokkel.

Kilde: Pareto



Figur 6.25 Tilgjengelighet av flyttbare innretninger for norsk sokkel

frem til 2015. Nye kontrakter inngås imidlertid forløpende og dette bildet endres derfor kontinuerlig.

6.4.4 Mulig bortfall av rigger fra norsk sokkel

Flere flyttbare innretninger på norsk sokkel nærmer seg alderen for når det er naturlig med kondemnering og en gradvis utfasing forventes derfor de nærmeste år.

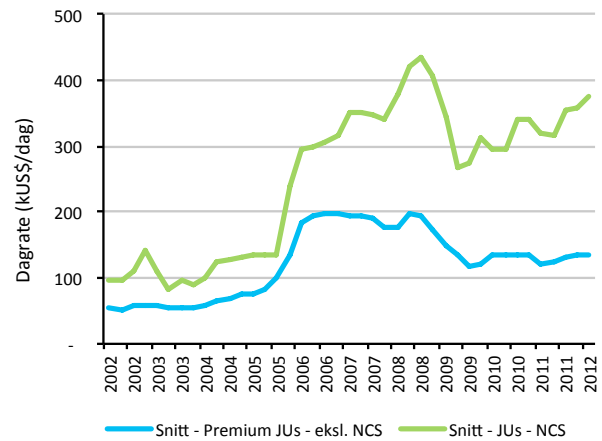
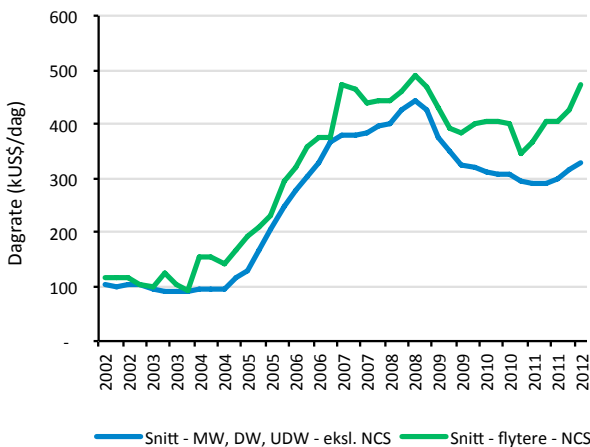
Av dagens riggflåte på norsk sokkel er over 30 prosent flyttbare innretninger bygget for operasjon på stort til meget stort havdyp. Med økt etterspørsel etter denne type flyttbare innretninger globalt må vi forvente at

noen av disse overføres for nye oppdrag utenfor norsk sokkel.

Det er mulig at norsk sokkel står overfor en reduksjon av flyttbare innretninger som opererer her i dag. Det er også få aktuelle enheter i operasjon utenfor norsk sokkel som er kandidater for oppgradering. Behov for flere flyttbare innretninger for norsk sokkel må derfor i stor grad dekkes av nybygg.

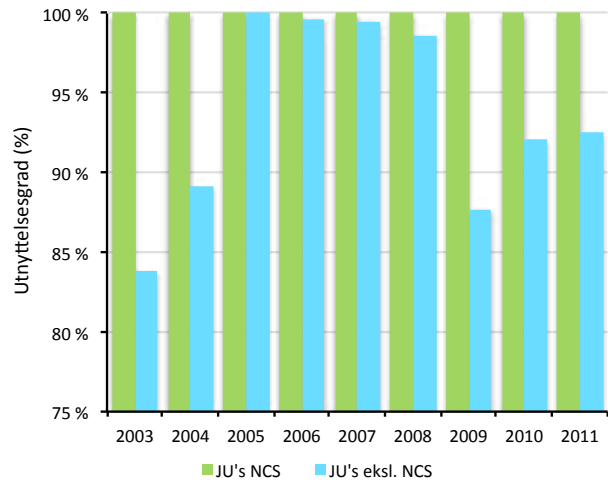
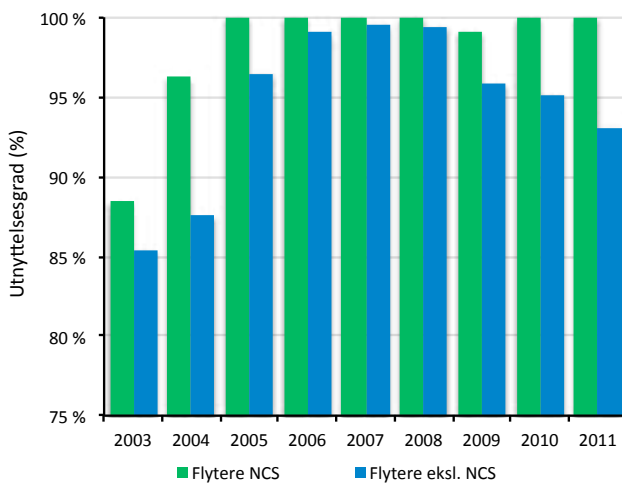
6.4.5 Rater for leie av flyttbare innretninger

Dagrater for flyttbare innretninger på norsk sokkel er gjen-



Figur 6.26 Utvikling i dagrater for flyttbare innretninger.

Kilde: RS Platou



Figur 6.27 Utnyttelsesgraden av flyttbare innretninger.

Kilde: RS Platou

nomgående høyere enn andre geografiske områder i verden. I snitt ligger rater for flytende innretninger på norsk sokkel i perioder 50 prosent over det internasjonale nivå, eller tilsvarende 150 000 amerikanske dollar pr. dag. For JU'er er forskjellen enda mer markert, jf. figur 6.26. Noe av forklaringer er at de flyttbare innretninger på norsk sokkel er av meget god standard, men dette er ikke hele forklaringen. Norsk sokkel har svært høye driftskostnader, noe som er nærmere behandlet i kapittel 8. Tilbud og etterspørsel er også en medvirkende årsak til forskjeller i ratenivå. Utnyttelsesgraden for enheter på norsk sokkel 100 prosent og slik har det vært i mange år, jf. figur 6.27.

6.5 Oppsummering

I dette kapittel er det vist at norsk sokkel og deler av Nord-sjøen har et særlig behov for flyttbare innretninger for grunnere og mellomdypt vann (henholdsvis JU og MW Semi) tilpasset krevende værforhold, noe som i mindre grad etterspørres i andre geografiske områder i verden. Det store vekstmarkedet globalt er flyttbare innretninger

for dypt vann og deler av dette markedet tilhører milde værforhold.

Det er ikke dokumentert reduksjon av kostnader for regelverkstilpasninger ved overføring av flyttbare innretninger til norsk sokkel de siste 10-15 år på tross av flere initiativ til harmonisering av regelverkene for de enkelte nordsjølandene. Det er heller ikke presentert eksempler på at operatørene har utfordret tilsynsmyndighetene på økt bruk av kost-nyttelvurderinger ved oppgradering for SUT.

Ekstra kostnad for nybygg egnet for norsk sokkel kan variere, men må nødvendigvis ikke bli mer enn om lag 5-10 prosent av kontraktsverdien for en Semi og noe høyere for en JU. En forutsetning er at de tekniske spesifikasjoner er godt definert.

Det er ikke identifisert flaskehals i leverandørkjeden som gir særskilt begrensning på bygging av flyttbare innretninger for norsk sokkel.

Diskusjon om særnorske markedsmessige forhold viser at det er konsentrert markedsmakt på tilbudssiden for JU'er, mens det er en sterk konsentrasjon av markedsmakt på etterspørselssiden for Semi. Dette kan påvirke markedsprisen og attraktiviteten av norsk sokkel som et «marked i markedet».

Utveksling av flyttbare innretninger mellom norsk sokkel og det globale markedet er begrenset, men skjer i noen grad med den øvrige del av Nordsjøen. Nordsjøen er derfor et viktig nærmarked for norsk sokkel.

Norsk sokkel har et forventet stort behov for flere flyttbare innretninger som i stor grad må komme fra nybygg. Den eksisterende flåten på norsk sokkel består av mange eldre rigger og et økende antall av disse forventes tatt ut permanent fra operasjoner de nærmeste årene. I tillegg har norsk sokkel en del nyere rigger som er bedre tilpasset operasjoner på dyp vann hvor ratenivået allerede er svært høyt. Norsk sokkel konkurrerer om disse riggene og det kan derfor forventes at noen dypvannsrigger blir tatt ut avhengig av hvordan den globale etterspørsel etter dypvannsrigger utvikler seg.

Tilbudssiden responderer på det voksende behovet for flyttbare innretninger og det er allerede kontraktsfestet en tilflyt av 15 rigger de nærmeste årene, hvorav de fleste er nybygg. Dette kan øke den totale flåte til 50 rigger eller mer i løpet av få år, forutsatt at ikke noen rigger trekkes ut av norsk sokkel. Mange av de som er under kontrakt i dag vil imidlertid også bli ledig for nye oppdrag i perioden frem mot 2015.

Markedet er fortsatt svært stramt og det forventes også at dette vil fortsette i tiden fremover selv om det planlegges for 15 nye rigger til norsk sokkel de neste årene. Et mer åpent marked i hele Nordsjøen med mulighet for tilnærmet friksjonsfri overføring mellom nordsjølandene kan resultere i flere flyttbare innretninger på norsk sokkel til et lavere ratenivå for leie.

7 Rekruttering

Det er 29 rigger som gjennomfører bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel i dag. Fram mot 2015 vil det komme mange nye rigger til norsk sokkel, jf. figur 6.25 noe som innebærer en sterk økning i riggkapasiteten. Riggene skal utføre arbeid som både må planlegges og gjennomføres, og riggene må bemannes. Det vil være utfordringer å skaffe tilstrekkelig antall kompetent personell til en slik stor og rask vekst. Mannskapsmangel kan medføre riggmangel, og i et stramt arbeidsmarked vil kunne gi utslag i økte kostnader.

Dette kapittelet skal belyse etterspørselen etter arbeidskraft innen bore- og brønnoperasjoner og utdanningssystemets tilbud og kapasitet. Det blir gitt en oversikt over dagens bemanning innen bore- og brønnoperasjoner.

Det er i hovedsak to måter å møte økt etterspørsel på, enten ved å øke tilbudet eller å bruke eksisterende ressurser bedre. Det kan hevdes at den økte etterspørselen etter arbeidskraft nesten kan møtes ved at eksisterende mannskap arbeider mer. Dette betyr at rekrutteringsproblemene delvis er en direkte konsekvens av avtaler i arbeidslivet.

Det er mange personer fra ulike selskaper som er involvert i en bore- og brønnoperasjon. Operatørselskapet er ansvarlig for planlegging og gjennomføring av bore- og brønnoperasjonene og trenger et erfarent og kvalifisert personell. Operatørselskapene leier inn riggselskap til å gjennomføre boreoperasjonen. Riggsselskapets personell er ansvarlig for å drifte og vedlikeholde riggen, og å utføre selve boreoperasjonen. I tillegg er det en rekke spesialoperasjoner som er nødvendige ved boring av brønn, som sementering og logging. Dette blir gjort av personell fra serviceselskaper. Både operatørselskaper, riggselskaper og serviceselskaper har behov for kvalifisert personell.

Bore- og brønnoperasjon er avhengig av arbeidskraft med ulik kompetanse. Det stilles krav til formell utdanning, til sertifikater og kurs samt krav til relevant arbeidserfaring. Operatørselskaper, riggselskaper og serviceselskaper står ovenfor ulike utfordringer ved rekruttering av personell og vil derfor bli behandlet hver for seg i dette kapittelet. Obligatorisk skolegang i Norge er i dag ti år (barne- og ungdomsskole). I følge tall fra Statistisk sentralbyrå (SSB) går 92 prosent av 16-18-åringene i videregående opplæring³⁸. Ulik utdanning har ulik utdanningslengde, for eksempel er bachelornivå (ingeniør) seks års utdanning utover obligatorisk skolegang. I kapittelet vil utdanningsløpet etter obligatorisk skolegang omtales. Dette gjøres på grunn av forskjellen mellom allmenne fag som består av tre år på skole og fagutdanning som består av to år skolegang etterfulgt av to års læretid.

7.1.1 Operatørselskapene

Operatørselskapene er ansvarlig for gjennomføring av bore- og brønnoperasjonene og leier inn riggselskap og serviceselskap for å utføre arbeidet. Planlegging av boreprogrammet blir gjort av operatøren. Operatørselskapet må derfor ha personell med kompetanse til å utforme et

boreprogram. Det tas i bruk ulike fagdisipliner ved planlegging av brønner, hvor blant annet geologer, geofysikere, matematikere og produksjonsingeniører jobber sammen med reservoar- og petroleumsingeniørene. Personellet som planlegger boreoperasjonen har høyere utdanning (bachelor- eller masternivå) og jobber på land.

Rekrutteringshorisonten for operatørselskapene er minimum seks år for petroleumsingeniører. For andre viktige fagområder må man forvente minimum åtte års «ventetid» på nytt personell. Operatørselskapene har derfor en lang rekrutteringshorisont for sitt personell knyttet til bore- og brønnoperasjoner.

7.1.2 Serviceselskapene

Serviceselskapene blir leid inn av operatørselskapene for å gjennomføre spesialoperasjoner innen blant annet bore- og brønnoperasjoner som sementering, logging og kjernetaking. Tjenestene disse selskapene leverer er nødvendige for å gjennomføre en bore- og brønnoperasjon. Serviceselskapene etterspør både fagarbeidere og ingeniører, det vil si personell med ulik formell utdanning som arbeider både offshore og på land.

Fagmedarbeidere er personell med fagbrev. Dette innebærer to års skolegang utover grunnskolen etterfulgt av to års læretid med en avsluttende fagprøve. Utdanningsløpet for ingeniører er seks år utover obligatorisk skolegang.

7.1.3 Riggsselskapene

Riggsselskapene er ansvarlig for drift og vedlikehold av rigg og de utfører selve boreoperasjonen om bord. Riggpersonell fordeles i hovedsak på maritimt, teknisk og borepersonell. Det maritime og tekniske personellet opererer riggen, og borepersonellet opererer boreutstyret.

Borepersonell er hovedsakelig fagarbeidere med fagbrev. Fagbrevet er inngangsporten til stillinger innen boring, og en karriere forutsetter at en går gradene i næringen hvor erfaring vektlegges mer enn formell utdanning.

Maritimt personell har i hovedsak to veier for utdanning, fagarbeidere med fartstid og påbygg og høyskoleutdannede med fartstid. Den yrkesrettede veien forutsetter to års skolegang etterfulgt av to års læretid. Deretter følger to års maritim fagskole som leder frem til kadettstilling. Tre år allmenne fag og tre år utdanning innen nautiske fag på høyskole leder også frem til kadettstilling. I kadettiden blir det samlet nok fartstid til å løse sertifikater som dekksoffiser. Tidshorisonten for maritimt personell er seks år fra grunnskole til kadett.

Teknisk personell omfatter i hovedsak den tekniske retningen på maritim utdanning. Teknisk personell er også avhengig av fartstid for opptjening av sertifikater. Tidshorisonten for teknisk personell vil være tilsvarende som for maritimt personell.

Personell innenfor den maritime og tekniske kategorien er i hovedsak omfattet av sertifikatordning. Dette medfører en lang tidshorisont for rekruttering av personell for høyere stillinger. Fartstid for sertifikater må opptjenes for å få

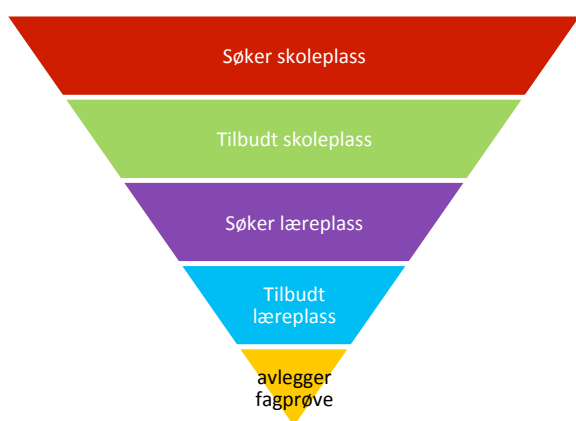
³⁸ SSB.no/vgu tabell 5

høyere stillinger og innebærer en lang rekrutteringshorisont for teknisk og maritimt personell.

7.2 Utdanning av personell

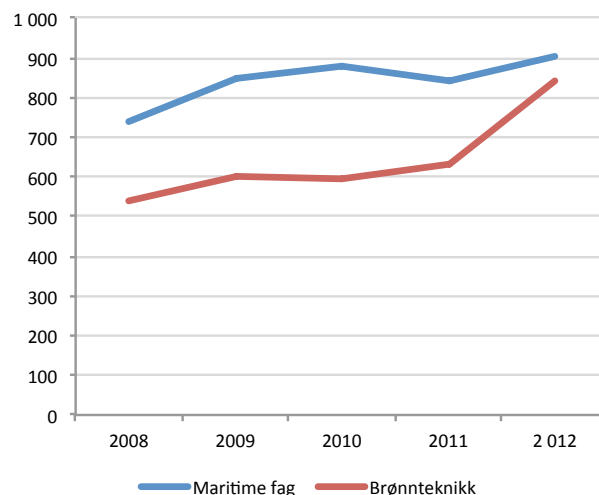
Utdanning av fagarbeidere³⁹

Det etterspørres mange fagarbeidere innen bore- og brønnoperasjoner med ulik kompetansebakgrunn. For borepersonell om bord på en rigg er det ønskelig med fordypning⁴⁰ innen brønntechnik, mens maritimt- og teknisk personell kan ta yrkesrettet utdanning med fordypning innen maritime fag. Det er også etterspørsel etter elektro- og maskinfag. Disse fordypningene bygger alle videre på elektro- eller teknikk og industriell produksjon som første året på videregående (VG 1).



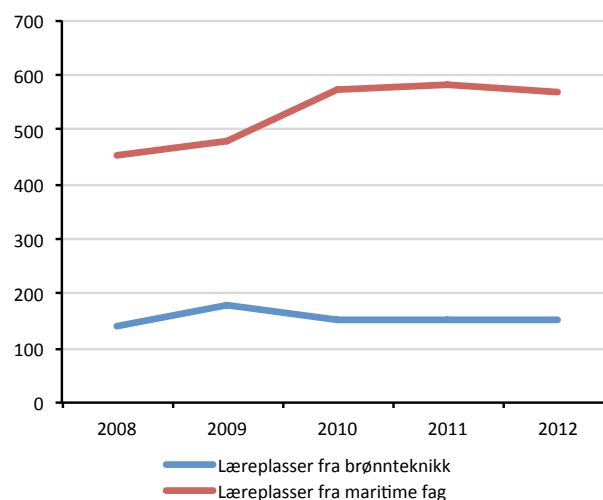
Figur 7.1 Illustrasjon fra skoleplass søker til ferdig fagarbeider

Fra fullført grunnskole til ferdig fagarbeider skjer det en avskalling, jf figur 7.1. Det legges opp til å dokumentere denne avskallingen frem til og med godkjente læreplasser. Det kan være hensiktsmessig å identifisere hvor avskallingen er størst for å finne årsakene. Søknadsmengden til skoleplasser innen bore- og brønnoperasjoner sier noe om attraktiviteten til næringen og gir et godt bilde på muligheten for å skalere opp utdanningsløpet for å utdanne flere.



Figur 7.2 Utvikling i søkermasse VG 2 2008-2012

Kilde: Utdanningsdirektoratet



Figur 7.3 Utvikling søknader for læreplasser maritimt/teknisk og bore/brønnfag.

Kilde: Utdanningsdirektoratet

Tabell 7.1 Søkere 2008, 2009, 2010, 2011 og 2012 til utvalgte fordypninger og læreplasser

Hele landet		2008	2009	2010	2011	2012
VG 2 Fordypning						
TPMAR2	Maritime fag	739	849	880	840	905
TPBRT2	Brønntechnik	539	599	596	630	844
Læreplass i bedrift						
TPMST3	Matrosfaget	205	268	291	300	301
TPMOM3	Motormannfaget	248	210	283	282	267
TPBOR3	Boreoperatørfaget	70	90	83	79	91
	Brønnfaget, alle typer	70	89	70	73	62

Kilde: Utdanningsdirektoratet

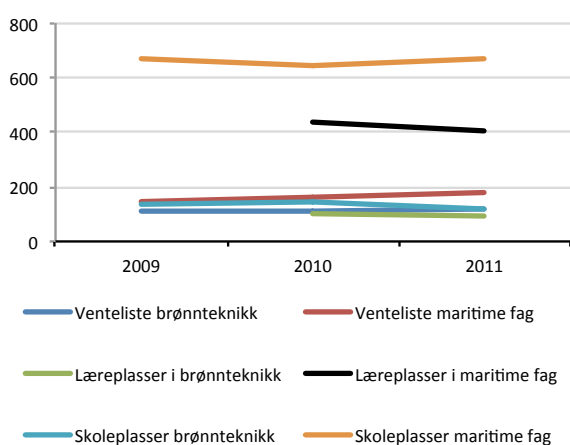
³⁹ Alle figurer og tabeller er utarbeidet fra statistikk publisert av Utdanningsdirektoratet (Udir.no)

⁴⁰ Fordypning er andre året på videregående (VG2)

Brønnteknikk og maritime fag er to svært viktige fordypningsområder innenfor bore- og brønnoperasjoner. Søkermassen har vært stabil mellom 2008-2011 til både maritime fag og brønnteknikk, men det siste året har det vært en god økning, jf. figur 7.2. Trenden på søkere til læreplasser innen maritime fag viser en positiv vekst de senere årene.

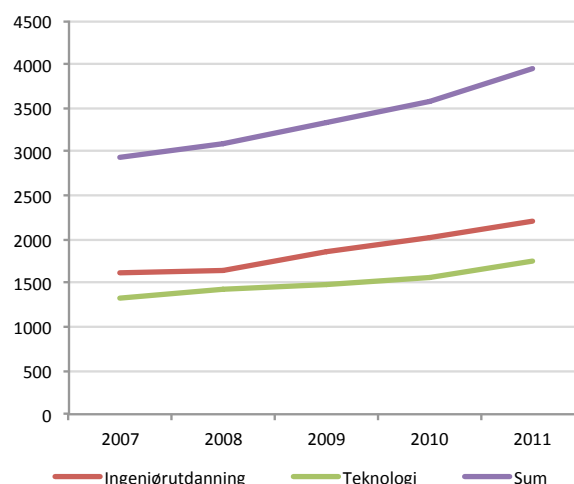
Søknadene til læreplasser innen bore- og brønnoperasjoner er imidlertid svært stabil, noe som må tilskrives antall tilgjengelige skoleplasser, jf. figur 7.3.

Mange søker seg til yrker innen bore- og brønnoperasjoner, men tilbudet om skole- og læreplasser er ikke tilsvarende godt. I fordypningsfaget brønnteknikk var det nedgang i antall skoleplasser i 2011 til tross for en kraftig vekst i søknadsmengden. Innen maritime fag stabiliserte søkermengden seg i 2009, men da var antallet søkere noe



Figur 7.4 Første inntak med tilbud om plass og venteliste

Kilde: Utdanningsdirektoratet



Figur 7.5 Fullført studieprogram innen teknologisk retning

Kilde: Database for statistikk om høgre utdanning

høyere enn i 2010. Hvis det er et mål å øke rekrutteringen av fagarbeidere, må også antallet tilgjengelige skoleplasser økes, jf. figur 7.4.

Tilbudet av skoleplasser innen yrkesfag bygger på prognoser fra ulike sektorer og disse forsøkes tilpasset endring i behov. Basisen for skoleplasser innen brønnteknikk tar utgangspunkt i hvor mange læreplasser som kan tilbys.

Oljeindustriens landsforbund (OLF)/Norges redereforbund (NR) har utarbeidet retningslinjer⁴¹ for kompetansekrav til bore- og brønnpersonell. Dette innebærer i praksis formelle krav som selskapene må forholde seg til og som bidrar til å redusere den reelle rekrutteringsbasen. Skalering av skole- og læreplasser for utdanning av fagarbeidere blir derfor svært viktig.

Tabell 7.2 Relevante Bachelor- og Masterprogram for petroleumsnæringen

Automatiseringsteknikk	Matematikk
Data	Materialteknologi
Elektronikk/elektroteknikk	Miljøkjemi
Fysikk	Miljøteknologi
Geofysikk	Offshoreteknologi
Geologi	Petroleumsgeologi
Helse, Miljø og Sikkerhetsfag	Petroleumslogistikk
Industriell økonomi og teknologiledelse	Petroleumsteknologi
Industriteknikk	Prosessteknologi
Informasjonsteknologi	Prosesskjemi
Informatikk/informasjonsteknologi	Prosess- og gassteknologi
Kjemi	Samfunnsikkerhet
Kommunikasjonsteknologi	Teknisk kybernetikk
Marinteknikk	Teknisk realfag
Maskin	

⁴¹ OLF/NR anbefalte retningslinjer for Kompetansekrav til bore- og brønnpersonell

Utdanning av teknologer⁴²

Tilgang til teknologer er av stor betydning for operatørselskaper og serviceselskaper. For å belyse tilgangen til ingeniører er det tatt utgangspunkt i tall fra Database for statistikk om høgre utdanning (DBH)⁴³ og informasjonshefte utgitt av OLF med tittel »Utdanningsveier til olje- og gassindustrien⁴⁴. Den videre fremstillingen er svært overordnet, men vil likevel gi et overblikk over tilbudet av uteksaminerte kandidater som er etterspurt i olje- og gassnæringen. Flere av disse kandidatene kan inngå som personell i bore- og brønnoperasjoner.

I følge tall fra DBH ble det i 2011 uteksaminert i underkant av 4000 personer med ingeniør- og teknologiutdanning. Tallene viser at det er vekst i utdanning av teknologer de siste årene, jf. figur 7.5. Antall fullførte studieprogram innen ingeniørutdanning og teknologi viser en positiv trend og har økt med 35 prosent i perioden 2007-2011.

Det utdannes også en stor andel teknologer som ikke er spesielt relevante for stillinger i petroleumsnæringen, som for eksempel ingeniører innen biofag. Petroleumsnæringen etterspør imidlertid et bredt spekter av teknologiutdanning, jf. tabell 7.2.

Disse utdanningene vil kunne brukes i petroleumssektoren, men ikke nødvendigvis innen bore- og brønnoperasjoner. Hvert år utdannes det et betydelig antall teknologer i Norge, og petroleumsnæringen etterspør kompetansen til nærmere 70 prosent av kandidatene, jf. tabell 7.3.

Tabell 7.3 Fullført studieprogram som er relevant i henhold til tabell 7.2 (2011)

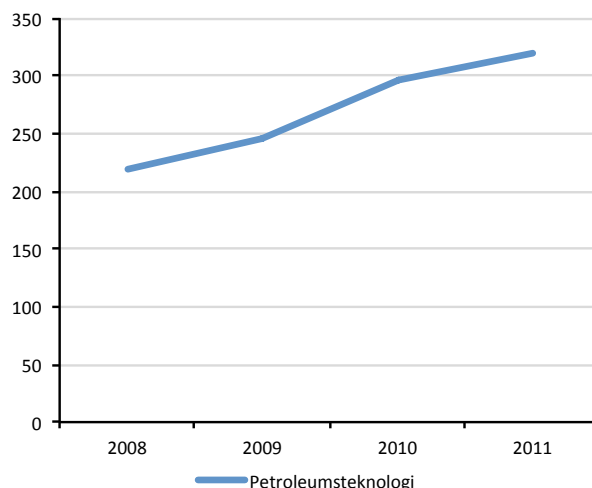
Studium	2011
Ingeniørutdanning	1291
Teknologi	1413
Sum	2704

Hvert år utdannes det et betydelig antall teknologer i Norge, men bare et begrenset antall innen petroleumsteknologi. Petroleumsteknologi er svært etterspurt i petroleumsnæringen generelt og innen bore- og brønnoperasjoner spesielt.

Utdanning av maritimt og teknisk personell

Det er behov for både maritimt og teknisk personell for operasjon av rigger. Dette personellet er underlagt sertifikatplikt. Fagarbeidere innen maritime fag kan etter endt læretid søke på toårig fagskole for å bli kadett, mens en treårig høyskole også gir kadett tittel. Som kadett opparbeides det fartstid for å løse sertifikater. Veien til de maritime og tekniske stillingene på en rigg går gjennom kadett.

Opptjening og vedlikehold av sertifikater for maritimt personell er regulert gjennom forskrift om kvalifikasjoner og sertifikater for sjøfolk⁴⁵. For flyttbare innretninger med egen fremdrift vil det kunne være aktuelt å tjene sertifikat



Figur 7.6 Fullførte studieprogram innen petroleumsteknologi⁴⁶

på rigg, men dette gjelder et fåtall av riggene på norsk sokkel. Riggselskaper kan dermed bare i begrenset grad utvikle eget maritimt personell gjennom kadettordningen og vil i tillegg ta noe lengre tid enn i annen skipsfart på grunn av rotasjonsordningene som praktiseres.

I følge tall fra Den nasjonale kadettdatabasen⁴⁷ er det 497 studenter som trenger kadett plass i 2012, men halvparten mangler fortsatt kadett plass, noe som kan påvirke attraktiviteten til denne type utdanning over tid.

7.3 Konsekvenser av rammeforskriften og tariffavtaler

Som vist i kapittel 4 og 5 legger rammeforskriften og tariffavtalene rammer for bruk av personell. Rammeforskriften regulerer blant annet antall timer i et årsverk og gjennomsnittlig arbeidsuke, samt varighet på oppholdet offshore. Rammeforskriften regulerer også hviletid mellom oppholdsperioder offshore gjennom 1/3-regelen.

Boks 7.1 Eksempel tariffavtale og 1/3-regel

Personell er oppsatt til å utføre et oppdrag på rigg med 14 dagers varighet i den disponible perioden. Dersom oppdraget utsettes med 1 uke medfører det at personell arbeider 1 uke av sin disponible periode og 1 uke overtid. Dette innebærer merkostnader og dårlig utnyttelse av arbeidstiden.

Personell har en disponibelplan med 2 ukers disponibelperiode. Ett oppdrag kan for eksempel ta ni dager. Etter endt oppdrag skal personell hvile i minimum 1/3 av arbeidstiden, dvs. 3 dager. Da gjenstår 2 arbeidsdager av arbeidsperioden.

⁴² Tabellene og figurene for teknologer er trukket ut fra statistikk publisert av Database for statistikk om høgre utdanning.

⁴³ <http://dbh.nsd.uib.no/index.action>

⁴⁴ <http://www.olf.no/PageFiles/6698/utog-hefte-veier-til-olje-og-gass-2009-web.pdf>

⁴⁵ FOR 2011-12-22 nr 1523

⁴⁶ Gjelder ingeniør, bachelor- og masterprogram for petroleumsteknologi eller tilsvarende ved UIS, UIB og NTNU

⁴⁷ Drives av maritimt forum

Eksempelen på forrige side er et klassisk eksempel på motstridende interesser, hvor arbeidstakers ønske om forutsigbar arbeids- og fritidsordning står mot arbeidsgivers ønske om fleksibilitet. I Oljeserviceavtalen er dette løst gjennom bruk av disponibel perioder. Disponibel perioder gir arbeidstaker forutsigbarhet, samtidig som arbeidsgiver kan kompensere hvis forutsigbarheten bortfaller. Når oppdrag blir forskjøvet, innebærer denne løsningen store ekstrakostnader for arbeidsgiver. Arbeidstaker vil også oppleve å måtte jobbe ekstra og mister forutsigbarheten.

Rammeforskriften § 39 tredje ledd: *Den arbeidsfrie perioden mellom to oppholdsperioder skal ha en sammenhengende varighet på minst en tredel av den sist avsluttede oppholdsperioden.*

Bestemmelsen skal sikre at arbeidstakere som arbeider på forskjellige innretninger får den nødvendige restitusjon før nye oppdrag påbegynnes. Paragrafen legger føringer for bruk av personell for korte perioder offshore. Rammeforskriften stadfester at oppholdsperioden kan være 14 dager offshore, men pålegger hviletid hvis personell blir sendt til land etter kortere opphold. Dette medfører at arbeidsdager blir brukt til pålagt hviletid istedenfor arbeid og hindrer bruk av samme personell på kortere oppdrag. Slike problemer kan imidlertid unngås gjennom planlegging. Regelverket åpner for at det kan planlegges oppholdsperioder med overgangsperioder på land uten at 1/3-regelen slår inn. Det er f.eks. mulig å reise til land, dra innom verksted/kontor, overnatte og så reise videre til ny innretning, når dette er tilrettelagt og meddelt arbeidstakeren før den arbeidsfrie perioden er tiltrådt. I enkelte tilfeller, som f.eks. ved uforutsette avbrytelser av oppdrag, kan likevel 1/3-regelen ha utilsiktede konsekvenser ved at den pålegger hviletid uten at det oppnås noen sikkerhetsmessig gevinst.

Normalarbeidstid

I rammeforskriften er et årsverk begrenset oppad til 1877 timer. I de tidligere nevnte tariffavtalene er rammen ytterligere redusert og denne reduksjonen i antall timer per årsverk er betydelig. For eksempel er det i flyteriggavtalen avtalt en ramme på 1460 timer per årsverk.

7.4 Konsekvenser for etterspørsel etter arbeidskraft

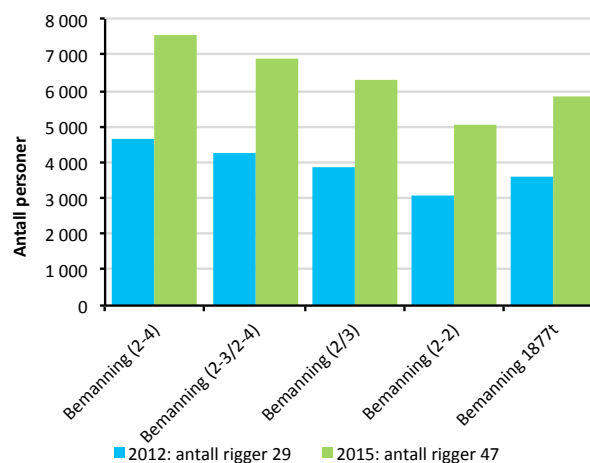
Riggselskaper

Det er for tiden 29 mobile rigger på norsk sokkel. Snittbemanningen er 160⁴⁸ personer fordelt på tre skift. Dette gir en total bemanning på 4640 personer i operasjon for riggselskapene på norsk sokkel. I tillegg er det et stort antall borepersonell som jobber på faste installasjoner. Etterspørsel og behov for rekruttering av kompetent personell er avhengig av blant annet aktivitetsnivået på norsk sokkel, myndighetsbestemte arbeidstidsbestemmelser og tariffavtalene.

Med den antatte økningen av flyttbare innretninger fram til 2015 følger et betydelig personellbehov. Med utgangspunkt i gjennomsnittsbemanningen på 160 personer per rigg, vil det med dagens tariffavtale være behov for om

lag 7500 personer i 2015. Behovet for nyrekruttering vil dempes som følge av at noen rigger som tilflytter norsk sokkel allerede vil være delvis bemannet med personell som tilfredsstiller norske krav.

Behovet for personell er avhengig av hvilken rotasjonsordning som legges til grunn, jf. figur 7.7. Rammeforskriften begrenser årsverket til 1877 timer og er vist til høyre i figuren. En 2-2 rotasjonsordning, som benyttes på blant annet bøyelastere, vil medføre en liten økning i antall ansatte på rigger. Imidlertid går 2-2 rotasjonsordning utover alminnelig årsverk som er beskrevet i rammeforskriften. Ved å legge rammeforskriften til grunn, vil det føre behov for i underkant av 6000 personer, noe som er betraktelig mindre enn de 7500 som dagens tariffavtale legger opp til. Det mest hensiktsmessige er å sammenligne bemanningsbehovet ved en 2-3 ordning. Denne rotasjonsordningen representerer et timetall på 168 fordelt på 5 uker, noe som kan sammenlignes med landbasert industri med helkontinuerlig drift.



Figur 7.7 Aggregert etterspørsel etter personell ved ulike rotasjonsordninger

Selv om rotasjonsordningen endres, vil etterspørselen etter personell for å bemanne de riggene som kommer til norsk sokkel fremover øke, men økningen vil være sterkt redusert. I tillegg vil en endring i rotasjon frigi et stort antall erfarent personell som kan benyttes til å bemanne opp nye rigger.

Tabell 7.4 viser gjennomsnittsbemanning som er nødvendig på rigg ved ulike arbeidstidsvilkår. Utgangspunktet for tabellen er gjennomsnittsbemanning ved 2-4 rotasjon gitt antall timer per årsverk. Reduksjonen av ansatte per rigg er betydelig ved endring av rotasjonsordning.

Serviceselskaper

Utnyttelsesgraden for den enkelte ansatte er viktig for å redusere behovet for ny arbeidskraft. Innen service ligger utnyttelsesgraden på offshore personell på om lag 80 prosent⁴⁹. Dette får innvirkning på antall ansatte som trengs til å utføre et gitt arbeid og vil følgelig legge ett ytterligere press på etterspørselen etter arbeidskraft. Som tidligere nevnt er det avtalt alminnelig arbeidstid for offshoreansatte

⁴⁸ Snittbemanning innhentet fra Norges Rederiforbund

⁴⁹ Jf. Rapport 2006-035 fra Econ, Lønningen i oljeindustrien 2005.

Tabell 7.4 Gjennomsnittsbemanning ved scenarioene gitt i figur 7.11

	Be- manning per rigg	Arbeids- timer utført på rigg per år	Timer per årsverk
2-4 rotasjon	160	233 600	1 460
2-3/2-4 rotasjon	147	233 600	1 590
2-3 rotasjon	133	233 600	1 750
2-2 rotasjon	107	233 600	2 184
Ved å følge rammeforskriften 1877 timer	124	233 600	1 877

i serviceselskaper på 1582 timer⁵⁰. Dette timetallet innebærer 132 arbeidsdager. På grunn av utnyttelsesgraden av personell, jobbes det bare 106 dager offshore i året innenfor ordinær arbeidstid.

En økning av utnyttelsesgraden for personell vil imøtegå noe av den nødvendige personell økningen og vil friggi erfarent personell.

7.5 Andre forhold som har innvirkning på rekruttering

Språk⁵¹:

Språkkrav er også ofte nevnt som en barriere for å arbeide på norsk sokkel, spesielt kravet til norskkunnskaper. Rammeforskriften § 16 bestemmer at «norsk språk skal brukes i størst mulig grad i petroleumsvirksomheten. Andre språk kan brukes dersom det er nødvendig eller rimelig for å gjennomføre petroleumsvirksomheten, og det ikke går på bekostning av sikkerheten.» Krav til norsk språk er typisk begrenset til HMS-ansvarlig⁵². Denne bestemmelsen setter krav om at skriftlig materiale som prosedyrer og manualer i utgangspunktet skal være på norsk og sikrer således at nordmenn som bare har norskkunnskaper skal kunne ha sitt arbeid på norsk sokkel. Bestemmelsen kan ikke anses som forbud mot andre språk, og et slikt krav ville også være i strid med grunnleggende prinsipper bl.a. i EU/EØS retten og Diskrimineringsloven § 4 som bestemmer at «Direkte og indirekte diskriminering på grunn av etnisitet, nasjonal opprinnelse, avstamning, hudfarge, språk, religion eller livssyn er forbudt.» Når ulike språkgrupper arbeider på sokkelen må sikkerheten ivaretas, og det er operatørens ansvar å sørge for at kommunikasjonen fungerer. I noen tilfeller setter operatør krav om språk på sine installasjoner. Konklusjonen er likevel at bruk av andre språk, og da særlig engelsk, kan aksepteres, med visse tiltak.

Det er imidlertid et krav om at andre språk ikke skal gå på bekostning av sikkerheten. Dette medfører at sikkerhetskritiske beskjeder skal formidles på norsk. Plattformsjef og sikkerhetsleder er ansvarlig for å formidle sikkerhetskritiske beskjeder, noe som innebærer at disse to

stillingene må beherske norsk. I praksis innskrenker dette kravet rekrutteringsbasen kraftig.

7.6 Oppsummering

De ulike selskapsgruppene etterspør i hovedsak forskjellig kompetanse. I hovedsak etterspør operatørselskapene høyskole/universitetsutdannede personell, serviceselskapene etterspør i hovedsak fagbrev og høyskoleutdannede, mens riggselskapene etterspør fagbrev og maritim utdanning. Det er noe overlapp mellom operatør- og serviceselskaper på ingeniører og det er overlapp mellom rigg- og serviceselskaper på fagmedarbeidere (fagbrev).

Det utdannes et begrenset antall personer innen boring og petroleumsteknologi, og det er begrensninger på antall kadettplasser. Dette er personell som etterspørres i hele bore- og brønnoperasjonsnæringen. Skolene opplever stor søknad til få plasser for borepersonell. Det er antallet antatte læreplasser som begrenser skoleplassene. Næringen bør derfor ha gode muligheter til å imøtegå rekrutteringsproblematikken på borepersonell. De kan gjennomføre tiltak for å øke både antall skoleplasser og læreplasser for slik å forhindre avskalling. Blant maritimt personell er det mange som er ferdig utdannet kadetter og trenger fartstid. Også her har næringen i stor grad mulighet til å tilpasse seg ved å ta inn kadetter eller å finansiere andre til å lære opp kadettene. Det synes imidlertid som om tilgang til relevante teknologer, da særlig innenfor petroleumsteknologi, kan være en flaskehals.

Rekruttering av kompetent personell fremstår som en flaskehals fremover hvis de eksisterende arbeidstidsordningene blir beholdt. Det anslås at antall flyttbare rigger på norsk sokkel økes med over 50 prosent. Dette innebærer et tilsvarende økt behov for riggpersoneell, men også personell tilknyttet operatørselskapene og serviceselskapene, da særlig personell med petroleumsteknologi.

Med de arbeidstidsbestemmelsene som gjelder og med de tariffavtalte rotasjonsordninger, vil det fremover være behov for nærmere 3000 nye personer. Dette er en formidabel økning, fra 4500 til 7500 og vil kunne medføre en betydelig flaskehals. For sammenligning utdannes det hvert år i overkant av 100 personer innen borefaget og i overkant av 300 petroleumssingeniører.

Hvis 2-4 rotasjonsordning blir endret til en 2-3 rotasjonsordning, vil behovet reduseres. Det vil fortsatt være et stort rekrutteringsbehov, men et stort antall erfarent personell vil bli fristilt. Disse er mer ettertraktet enn et nyutdannede. Dette fordi erfarent personell kan tiltre stillinger som setter eksplisitte krav til erfaring.

For serviceselskapene vil en økning i utnyttelsesgraden av de som allerede er ansatt i selskapene medføre frigivelse av store mengder kompetent personell. Lav utnyttelsesgrad henger sammen med både uforutsigbart arbeid, manglende planlegging og til utilsiktede konsekvenser av 1/3-regelen.

Operatørselskapene vil også stå ovenfor rekrutteringsutfordringer fordi det tar lang tid å utdanne folk. Det etterspørres et betydelig antall petroleumsteknologer, men det utdannes ganske få.

⁵⁰ oljeserviceavtalen

⁵¹ Første avsnitt er hentet fra notat av OLF

⁵² Statoil stiller krav til en stilling (HMS-ansvarlig) skal kunne norsk muntlig og skriftlig.

8 Kostnader for en bore- og brønnoperasjon

Kostnader ved bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel sammenlignes i dette kapittel med tilsvarende operasjoner andre steder i verden. Årsaker til forskjeller i kostnader blir identifisert og bakenforliggende forhold analysert.

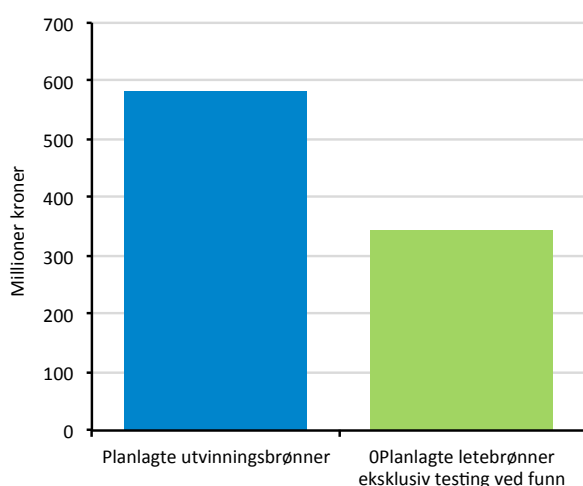
Kostnadsdata er innhentet fra olje-, rigg, og serviceselskaper som driver både på norsk sokkel og internasjonalt. De samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon deles opp i elementer for mer detaljerte analyser.

De mest relevante regioner for sammenligning er Nordvest-Atlanteren, Canada og Mexicogulfen. Særskilte forhold gjør Brasil og Vest-Afrika mindre relevant for sammenligning.

Brønnvedlikehold spenner over mange forskjellige aktiviteter og blir nå i stor grad utført ved bruk av spesialbygde fartøy. Dette er ikke videre behandlet i kapittelet.

8.1 Kostnadsnivå for lete- og utvinningsbrønner

Gjennomsnittskostnadene for brønner boret i 2012 på norsk sokkel ligger i underkant av 600 mill. kroner og om lag 350 mill. kroner for henholdsvis en utvinnings- og en letebrønn, jf. figur 8.1. Det er imidlertid store variasjoner i kostnadene innen begge kategoriene. Dette skyldes bl.a. forskjellig havdyp, lengde på brønnen, ulike reservoarbetingelser og ulikhet i hvilke bergarter det bores i. Variasjon i avstander til nærmeste forsyningsbase har også stor betydning for logistikk og tilhørende kostnader.

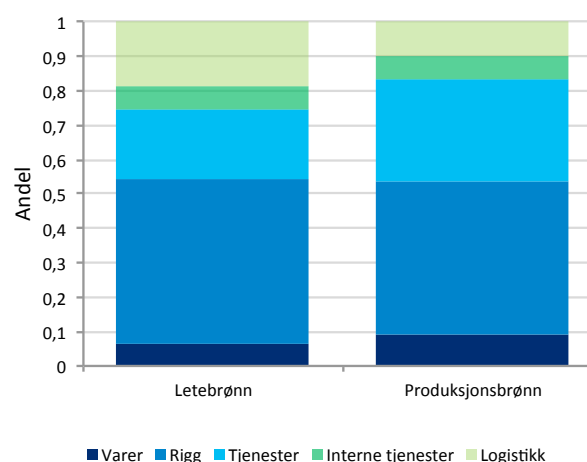


Figur 8.1 Gjennomsnittskostnad for et utvalg utvinnings- og letebrønner i 2012.

Kilde: OD

Kostnadsstrukturen for en lete- og utvinningsbrønn fordeles seg på fem kostnadselementer, leie av rigg med mannskap, leveranse av en rekke ulike tjenester (benevnes i det videre som brønnservicetjenester), varer/materiell, logistikk og interne tjenester. Kostnader for leie av rigg og

brønnservice utgjør brørparten av kostnadene ved boring av en ny brønn. Leie av rigg står for om lag 50 og 45 prosent av de totale kostnadene for henholdsvis en lete- og en utvinningsbrønn. Brønnservice utgjør henholdsvis om lag 20 og 30 prosent, jf. figur 8.2. Brønnservicetjenester vil typisk utgjøre en større andel av kostnadene for en utvinningsbrønn sammenlignet med en letebrønn, blant annet på grunn av komplettering som er en omfattende operasjon⁵³.

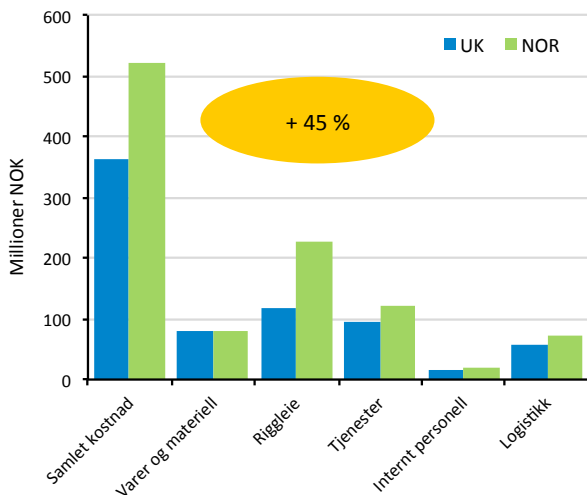


Figur 8.2 Fordeling av samlede borekostnader etter innsatsfaktor
Kilde: Et operatørselskap

Det er krevende å sammenligne borekostnader fordi ingen brønner er like og fordi tidsperioden for gjennomføring har stor betydning for kostnadene. Det er forsøkt å minimere usikkerheten i tallmaterialet ved bruk av ulike tilnærminger og ulike kilder. På tross av usikkerheter gir resultatene en klar pekepinn om retning og størrelse på kostnadsforskjellene.

Forskjell i totale borekostnader mellom boring på britisk sokkel og norsk sokkel er illustrert med utgangspunkt i en tørr letebrønn. Letebrønner er best egnet til sammenligning fordi det kan være store forskjeller i kompletteringskostnader og brønnarbeid mellom produksjonsbrønner. En tørr letebrønn er vanlig å bruke i kostnadssammenligninger fordi innsamling av geologiske data, som gjøres der som ressurser blir påvist, forstyrrer sammenligningen.

⁵³ Komplettering omfatter ulike aktiviteter for å klargjøre brønnen for produksjon (eller injeksjon) og innebærer blant annet etablering av produksjonsstreng og ulike barrierer og ventiler.



Figur 8.3 Kostnader for en letebrønn fordelt på kostnadsarter i Norge og UK. Antatt varighet på operasjonen på 90 dager
Kilde: Et operatørselskap

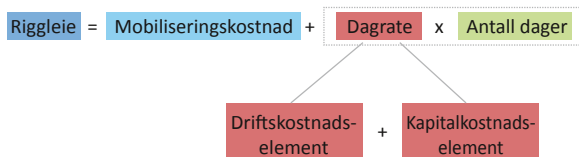
De samlede kostnader for en letebrønn på norsk sokkel ligger vesentlig høyere enn en tilsvarende brønn på britisk sokkel, jf. figur 8.3. Denne gjennomgangen viser en forskjell på om lag 45 prosent mellom norsk og britisk sokkel. Den viktigste forklaringen er forskjeller i kostnader for leie av rigg, men også kostnader for tjenester og logistikk er noe høyere på norsk sokkel.

Tidligere sammenligninger har kommet fram til større forskjeller (mellom 50 og 100 prosent).

Operatører viser til at kostnadsforskjellen er mindre ved boring av vanskelige brønner under høyt trykk og høy temperatur sammenlignet med enklere brønner. I KonKraft (2004) rapporten presenteres en forskjell i kostnader mellom norsk sokkel og Storbritannia på 55 prosent. Kostnadskomponentene analyseres nærmere i de neste avsnitt, men med hovedvekt på forskjeller i kostnader for leie av rigg.

8.2 Forskjell i riggekostnader

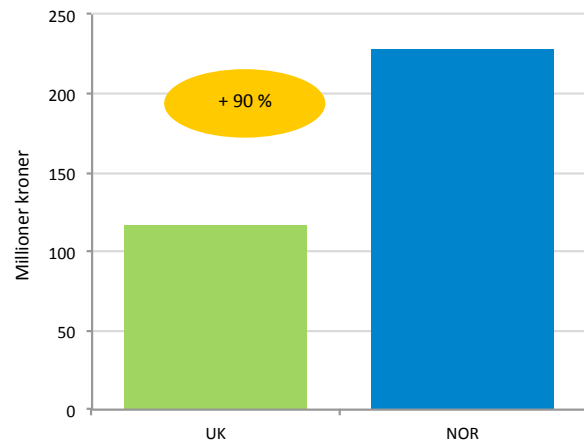
Kostnadene for leie av rigg er satt sammen av flere komponenter der den største er dagraten i kombinasjon med antall dager riggen benyttes. I tillegg kommer gjerne også kostnader til mobilisering som inkluderer transport til lokasjon og klargjøring, jf. figur 8.4. Mobiliseringskostnadene utgjør normalt en mindre andel av de samlede riggekostnadene.



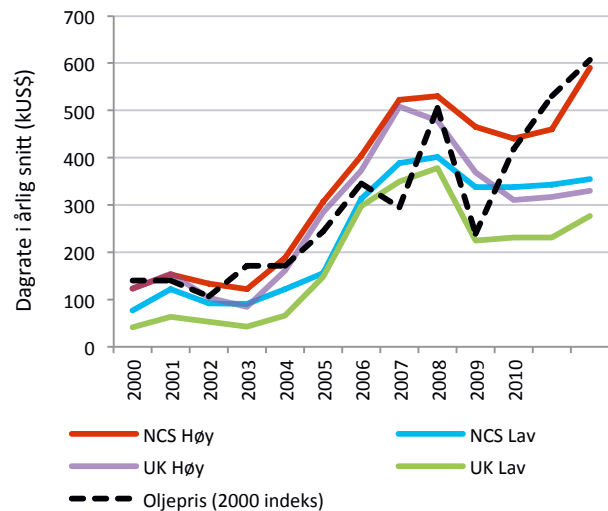
Figur 8.4 En nedbrytning av riggleien

Innsamlet tallmateriale viser at kostnadene for leie av rigg på norsk sokkel ligger om lag 90 prosent høyere enn i Storbritannia, jf. figur 8.5. En oversikt over utviklingen i dagrater for flytere i operasjon i Norge og Storbritannia viser

også et gjennomgående høyere ratenivå på norsk sokkel, jf. figur 8.6. En rekke forhold som riggenes alder, kapasitet og egnethet for spesifikke boreoperasjoner, kontraktlengde og type er forhold som gjør at riggrater alene ikke er egnet for å sammenligne kostnadsnivået⁵⁴.



Figur 8.5 Forskjeller i riggleie for en letebrønn fordelt på kostnadsarter i Norge og UK.
Kilde: Et operatørselskap

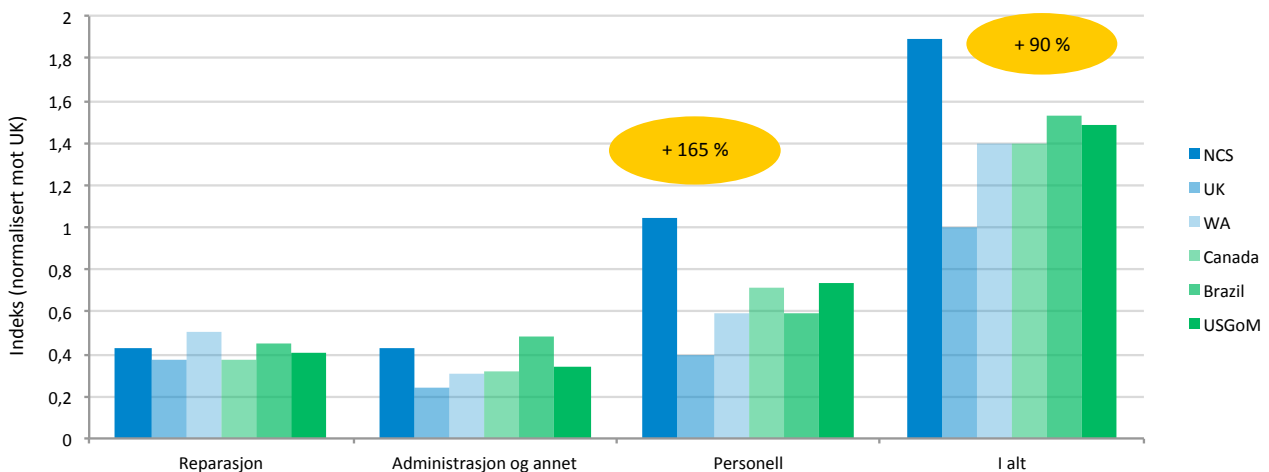


Figur 8.6 Utvikling av dagrater for flytere på norsk og britisk sokkel.
Kilde: RS Platou

Over tid må forskjeller i kostnadsnivå som skyldes driftskostnader eller standard på bore-riggen reflekteres i ratenivået. I det videre foretas det derfor en sammenligning av de underliggende kostnadene forbundet med operasjon av en rigg.

Rigglease skal dekke direkte driftskostnader, kapitalkostnader og fortjeneste. Det kan også påløpe engangskostnader for oppgradering av rigger som tas inn til Norge. Disse kostnadene reflekteres ikke nødvendigvis i dagraten, men

⁵⁴ Forskjell i ratenivåer mellom like rigger er ikke nødvendigvis en pris indikator på kostnadsforskjeller mellom to regioner. Sammenligningen forstyrres av at like rigger ikke nødvendigvis benyttes til like oppdrag.



Figur 8.7 Kostnadsforskjeller for drift av flyttbare innretninger i ulike regioner. Prosenttall viser forskjellen mellom Storbritannia og Norge. Indeksert UK = 100.

Kilde: Et riggselskap

tas ofte som en enkeltstående kostnad (kan også være del av mobiliseringskostnadene).

8.2.2 Forskjell i driftskostnader

Driftskostnader består av personellkostnader, kostnader til vedlikehold, administrasjon og andre kostnader. De samlede driftskostnader og de enkelte kostnadselementene er sammenlignet mellom flere land og er basert på data fra større riggselskap med virksomhet i store deler av verden.

Det er variasjoner i hvordan tallmaterialet er sammensatt hos de ulike riggselskapene, men alle sammenligningene som er gjort viser at personellkostnadene skiller seg klart ut. Riggselskapene rapporterer forskjeller i driftskostnader mellom norsk og engelsk sektor som varierer mellom 50 000 og 75 000 amerikanske dollar per dag. Nærmere analyser viser også at det er små forskjeller mellom de øvrige Nordsjølandene.

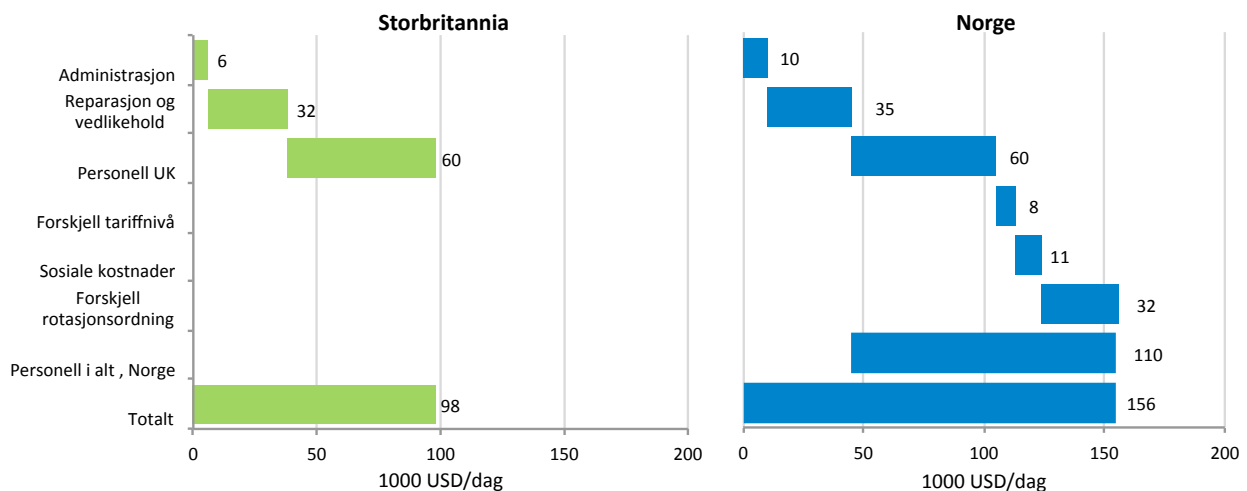
I det følgende er det gjengitt resultater av data for to forskjellige kilder. Den første oversikten viser at britisk sektor har de laveste driftskostnadene og at norsk sok-

kel ligger om lag 90 prosent over britisk sektor, jf. figur 8.7. Hovedårsaken til forskjellen forklares av høye norske personellkostnader, som også er den største kostnadskomponenten - over 50 prosent av de samlede driftskostnader. Det er mindre forskjell mellom de enkelte sektorene innen vedlikehold, administrasjon og andre utgifter.

Sammenligning av data fra en annen kilde viser at personellkostnader på norsk sokkel ligger 85 prosent over britisk sokkel og at denne forskjellen skyldes ulike arbeidstidsordninger (63 pst.), høyere indirekte lønnskostnader (21 pst.) og høyere timelønninger (16 pst.), jf. figur 8.8.

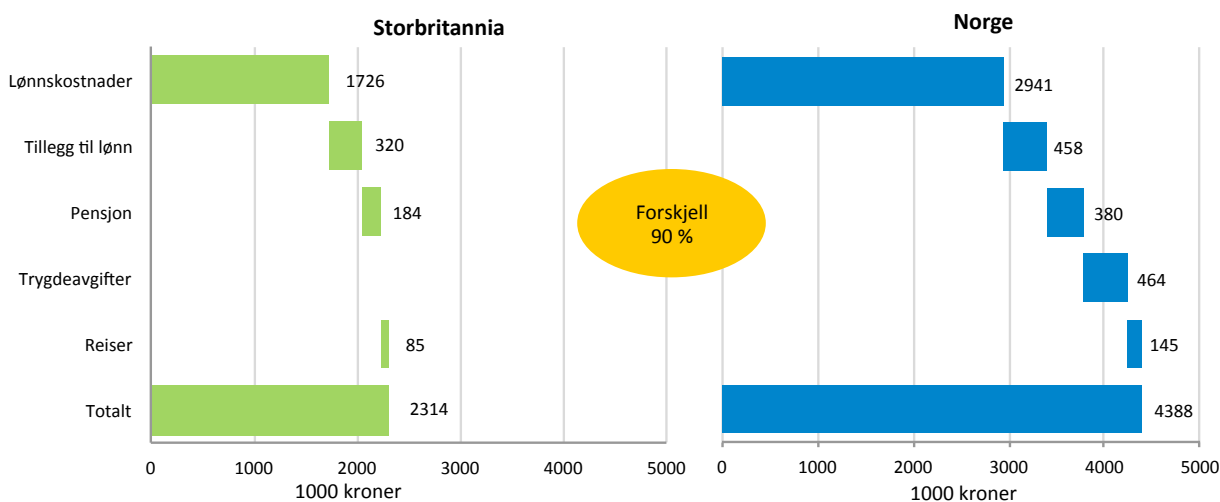
Det er i hovedsak tre årsaker til at personellkostnadene er høyere på norsk sokkel:

- *Arbeidstidsordninger*, personell på norsk sokkel følger en 2-4 rotasjon, dvs. to uker på, fire uker fri. Tilsvarende ordning i Storbritannia er 3-3 rotasjon, dvs. tre uker på jobb, tre uker fri.
- *Tarifferte tillegg og reisekostnader* på norsk sokkel utgjør også en forskjell sammenlignet med Storbritan-



Figur 8.8 Forskjell i kostnader per dag for å drive en borerigg på britisk og norsk sokkel - 1000 USD/dag

Kilde: Et riggselskap



Figur 8.9 Kostnadene for å bemanne en rigg med en boreassistent – Storbritannia og Norge.

Kilde: Et riggselskap

nia. Reisekostnadene for mannskap bosatt i Norge er betydelig høyere og dekkes av arbeidsgiver. Britisk mannskap bor i større grad lokalt og selskapene dekker bare en del av de påløpte reiseutgiftene. Andre forskjeller er lovpålagte kurs i Norge som kompenseres med overtidsgodtgjørelse samt reise og opphold. Norsk sykelønnsordning er også dyrere.

- *Trygdeavgifter, pensjonskostnader og forsikringer* er også høyere i Norge sammenlignet med i Storbritannia. Forskjellene blir ytterligere påvirket av at noen riggselskaper i Storbritannia ansetter personellet i såkalte «offshore» selskaper (for eksempel Isle of Man) og dermed unngår britiske trygdeavgifter.

Lønnsnivået for personell med høy fagkompetanse og ledere er lavere i Norge sammenlignet med Storbritannia, mens lønnsnivå for personell med lavere utdanning er høyere. Kostnaden for en stilling som boreassistent (et årsverk) ligger om lag 90 prosent over tilsvarende i Storbritannia og er et representativt nivå for gjennomsnittskost-

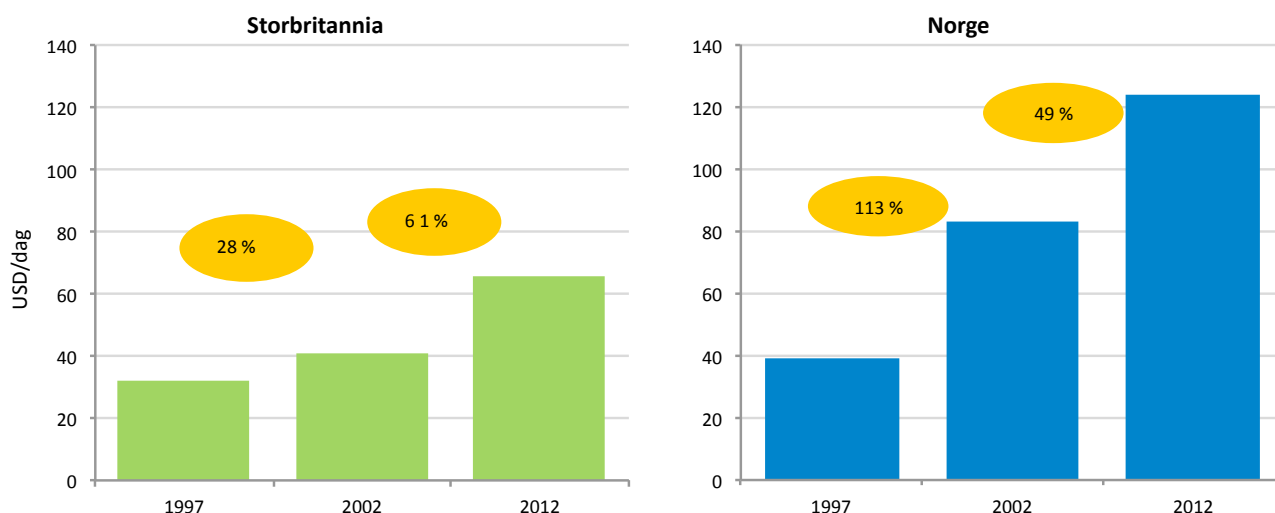
naden ved bemanning av en rigg. Kostnadene fordeles på lønnskostnader (inkludert tillegg), pensjon, trygdeavgifter og reiser, jf. figur 8.9.

Et tilsvarende eksempel for en boredekkarbeider gir en forskjell på 135 prosent. Det understrekes at to personer deler en full offshore stilling i Storbritannia, mens det krever tre personer for å dekke en full offshore stilling på norsk sokkel.

Utvikling av personellkostnader i Norge og Storbritannia mellom 1997 og 2002 viser at den absolutte forskjell øker mens den relative forskjell reduseres, jf. figur 8.10. Det er ikke korrigert for forskjeller i valutakurs i perioden for sammenligning. Data er basert på tall fra Norges Rederiforbund (Norsk mannskap), riggselskaper og KonKraft (2002-2012).

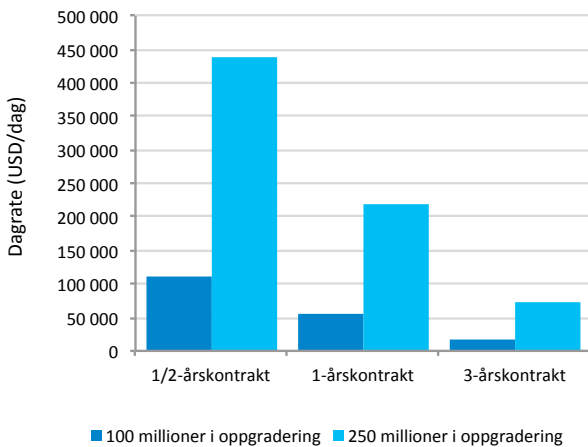
8.2.3 Forskjell i kapitalkostnader

Dersom særnorske forhold bidrar til ekstra kostnader for å ta en rigg inn på norsk sokkel vil det bidra til å øke ratene. Dette er også diskutert i kapittel 6. Rateeffekter, kapitalavkastningskrav og kontrakts lengde er også omtalt i kapittel 9.

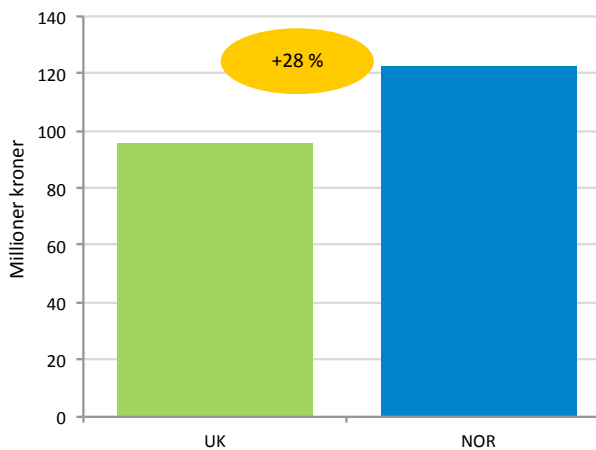


Figur 8.10 Utvikling i gjennomsnittlige personellkostnader for rigger, Storbritannia og Norge (1000 USD/dag)

Kilde: Norges Rederiforbund og riggselskap

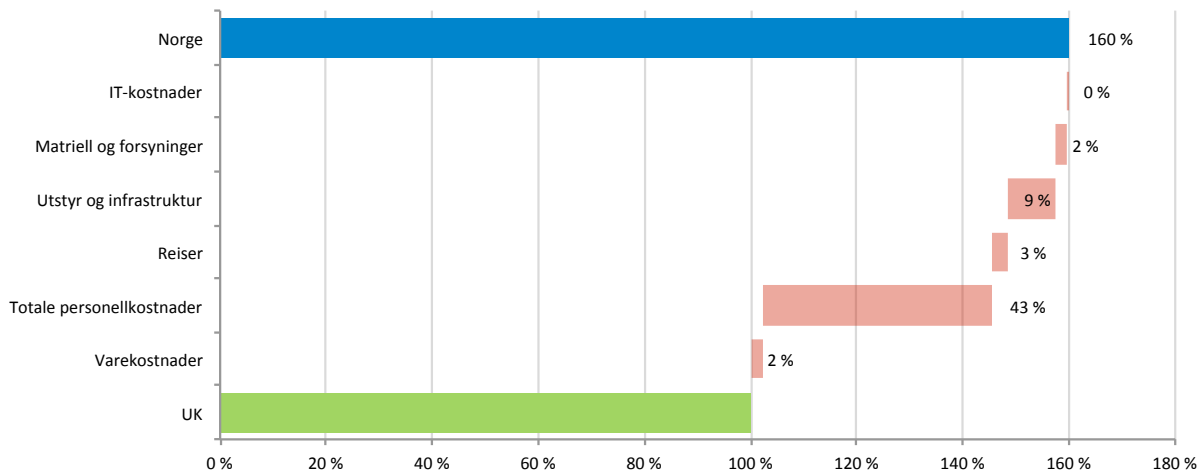


Figur 8.11 Dagrateggeffekt av ulike størrelser på overføringskostnader gitt ulike forutsetninger om kontrakts lengde



Figur 8.12 Forskjeller i kostnader til brønnservice for en letebrønn fordelt på kostnadsarter Norge og UK.

Kilde: Et operatørselskap



Figur 8.13 Kostnadsforskjeller forbundet med en standard servicejobb indeksert – UK = 100.

Kilde: Serviceselskaper

Rateeffekt av oppgradering i forbindelse med inntak av brukt rigg

Mulig effekt på riggraten ved ekstra overføringskostnader er illustrert ved å beregne hvordan en påløpt ekstra kost på henholdsvis 20 og 80 mill. amerikanske dollar tas over varierende lengde på kontrakten, jf. figur 8.11. Tallene viser at det ikke vil være aktuelt med overføring av rigger på korte oppdrag hvis regelverkstilpassinger krever store kostnader.

8.3 Brønnservicetjenester

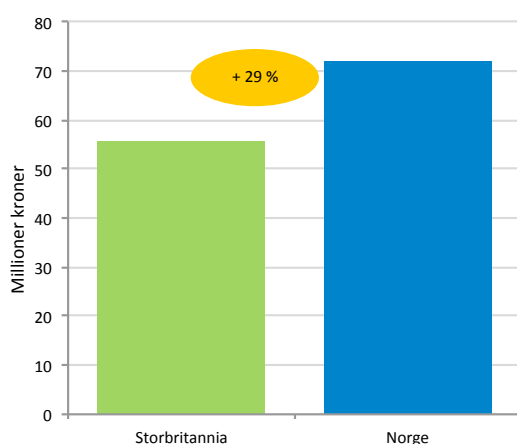
Høyere samlede kostnader for bore- og brønnoperasjoner i Norge forklares også med at norske brønnservicekostnader ligger om lag 30 prosent over kostnadene i Storbritannia, jf. figur 8.12.

En rekke brønntjenester inngår ved bore- og brønnoperasjoner. Analyser viser at loggetjenester, retningsboring, boreslamtjenester, sement- og casingtjenester samt andre bore- og brønntjenester utgjør om lag halvparten av de samlede kostnader for brønntjenester. For produksjonsbrønner kommer i tillegg brønnskomplettering som gir ekstra kostnader for personell og bruk av utstyr.

Det fremgår av data for brønnservice at årsak til forskjeller i kostnader også her i stor grad skyldes personellkostnader. Serviceselskapene peker også på at en annen hovedutfordring er god utnyttelse av tilgjengelige ressurser, jf. diskusjon om 1/3 regelen og disponibelplaner i kapittel 5 og 7.

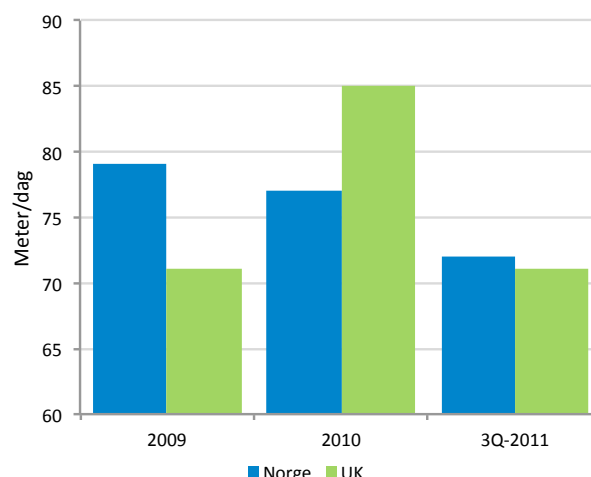
8.4 Logistikk

Kostnader til logistikk omfatter tjenester fra forsyningsfartøy og helikoptertransport. Sammenlignet med Storbritannia lå kostnader for logistikk om lag 30 prosent høyere i Norge sammenlignet med Storbritannia, jf. figur 8.14.



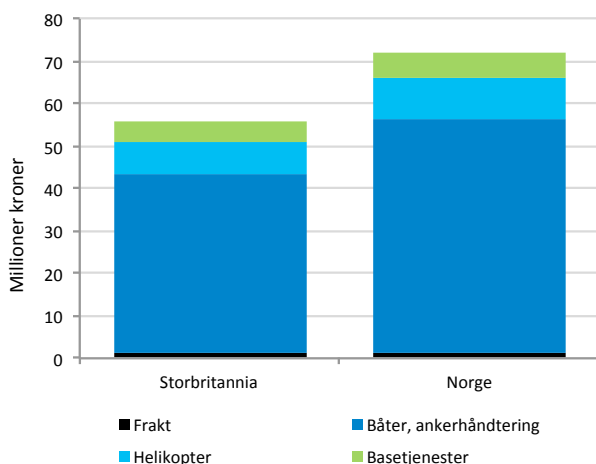
Figur 8.14 Forskjeller i kostnader til logistikkjenester for en letebrønn fordelt på kostnadsarter i hhv Norge og UK

Kilde: Et operatørselskap



Figur 8.16 Boreeffektivitet målt som boret meter/dag.

Kilde: Rushmore



Figur 8.15 Kostnader til logistikk fordelt på kostnadsarter for logistikk – Mill kroner

Kilde: Et operatørselskap

En videre inndeling viser at kostnadene til forsyningsfartøyer med mer utgjør den største kostnadsandelen, om lag 75 prosent. Helikoptertjenester utgjør om lag 13 prosent i merkostnad for norsk sokkel sammenlignet med britisk.

8.5 Produktivitetsforskjeller

En stor andel av kostnadene ved en boreoperasjon er nært forbundet med tidsbruk. Raskere gjennomføring av en boreoperasjon kan kompensere for et høyere kostnadsnivå. Variasjon i effektivitet målt som meter pr. dag og sammenligning mellom Norge og Storbritannia viser imidlertid ikke noe entydig bilde, jf. figur 8.16. Effektiviteten i Norge var vesentlig høyere enn i Storbritannia i 2009, mens bildet var helt snudd i 2010. I 2011 var forskjellene marginale. Basis for sammenligningen er data fra Rushmore og omfatter mellom 300 og 400 brønner per år.

Andre sammenligninger viser det samme bildet. Dette gjelder også når en sammenligner Norge med regioner som Brasil og Offshore Canada. Det er kun Mexico gulven som sy-

nes å ha en lavere produktivitet enn norsk sokkel. Dette målt både som borede meter per dag og antall dager på lokasjon.

Analysen gjort av Osmundsen, Roll og Tveterås (2010, 2012)⁵⁵ ved Universitetet i Stavanger indikerer ikke en stigende boreeffektivitet over tid. Langsiktig trend med økende antall boremeter per dag ble brutt i 2005, jf. figur 8.17.

Ved hjelp av økonometrisk analyse fant de blant annet at boretempo faller med vandndyp, brønnndyp, trykk og trykkvariasjon. Modellen forklarer imidlertid ikke det betydelige fallet i boretempo etter 2004. Det har ikke vært en systematisk økning i disse faktorene for letebrønner på norsk sokkel, jf. figur 8.18.

Andre faktorer må derfor ha spilt inn i de senere år, for eksempel at fall i borehastighet var forårsaket av økt fokus på sikkerhet. Sakte boring gir imidlertid ikke nødvendigvis økt sikkerhet. De fleste faktorer som gir økt sikkerhet – god brønnplanlegging, et ryddig dekk, m.v. – bidrar også til økt boretempo. Lang varighet av åpen brønneksponering kan dessuten representere sikkerhetsutfordringer.

Det er ikke dokumentert vesentlige forskjeller i boreeffektiviteten i Norge sammenlignet med Storbritannia. Effektiviteten i leteboringen på norsk sokkel falt fra 2004 til 2005 og har i 2008 ikke nådd tidligere nivåer.

8.6 Oppsummering

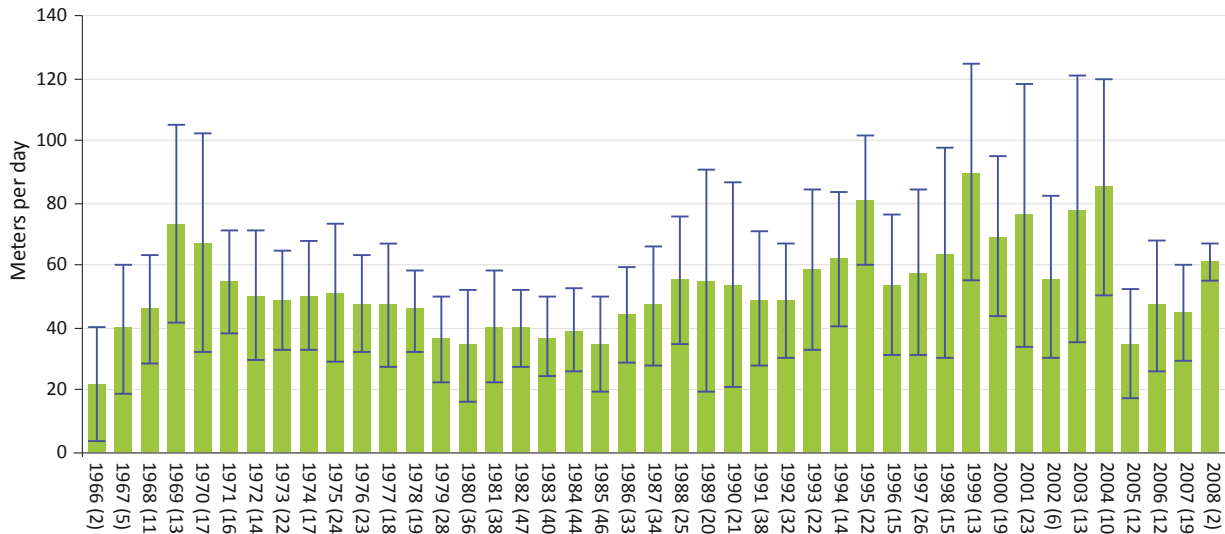
Sammenligning av de samlede kostnader for en bore- og brønnoperasjon viser at norsk sokkel ligger 40 prosent (og mer) over britisk sokkel.

En betydelig andel av de samlede kostnader ved bore- og brønnoperasjoner er leie av rigg og utgjør mellom 40 og 50 prosent av totalkostnadene. Innleide tjenester representerer i størrelsesorden 20 til 30 prosent av kostnadene for å bore en brønn.

Den viktigste årsak til forskjeller i driftskostnader er vesentlig høyere personellkostnader i Norge. I tillegg påløper

⁵⁵ Osmundsen, P., Roll, K., og R. Tveterås (2010), «Exploration Drilling Productivity at the Norwegian Shelf», Journal of Petroleum Science and Engineering, 73, 122-128

Osmundsen, P., K.H. Roll og R. Tveterås (2012), «Drilling speed - the relevance of experience», Energy Economics 34, 786-794.



Figur 8.17 Utvikling i boreeffektivitet innenfor leting, antall brønner i parentes, standardavvik gitt som bånd på hver søyle.

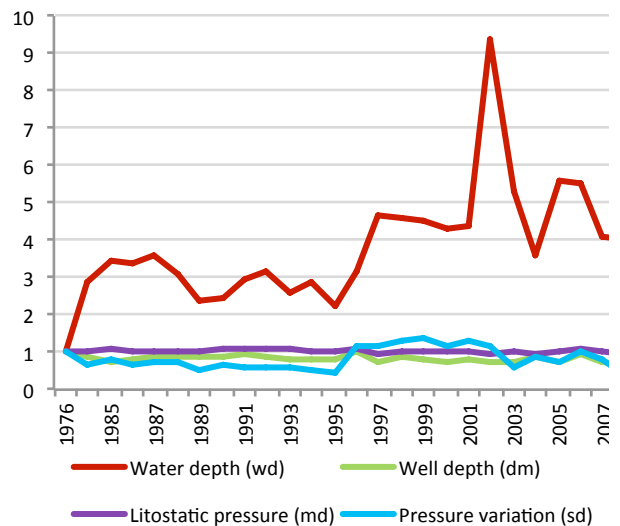
Kilde: Osmundsen, Roll og Tveterås

Boks 8.1 Hva påvirker boreeffektiviteten

Mange forhold påvirker boreeffektiviteten, så som vanddyb, brønndyp, trykk og trykkvariasjon i reservoar, antall casinger som skal settes, horisontal eller vertikalboring, boreslamsvekt med mer.

Oljeselskapene som har ansvaret for å gjennomføre boringene har gjerne to parametere som de er særskilt opptatt av, antall dager på lokasjon (som til sist avgjør kostnadene ettersom mange kontrakter er basert på dagrater) og boremeter.

For å korrigere noe for at lengden av operasjonen også er påvirket av hva slags arbeid som skal gjøres når en har nådd reservoaret, brukes ofte kostnaden for et «tørt hull» som sammenligning av kostnader og boreeffektivitet.



Figur 8.18 Utvikling i vanddyb, brønndyp, trykk og trykkvariasjon, normalisert til 1976.

Kilde: Osmundsen, Roll og Tveterås (2012).

det ekstra kostnader i Norge for arbeidsreiser, noe som bare delvis dekkes av arbeidsgiver i Storbritannia.

Det er også forskjell i kostnader ved leveranse av tjenester, og årsaken er også her i stor grad personellkostnadene. Begrensning i utnyttelse av ressurser bidrar imidlertid også innen brønnservice og forårsakes at den såkalte 1/3 regelen.

Det er ikke dokumentert avvik i effektivitet for bore- og brønnoperasjoner for norsk sokkel sammenlignet med bri-

tisk sokkel, men effektiviteten synes å ha avtatt noe over tid i Norge.

For leteboring var det et betydelig fall i produktivitet i fra 2004 til 2005. Produktiviteten har forbedret seg etter dette, men er ennå ikke tilsvarende som før 2005.

9 Avkastning, kontraktsmodeller og eierskap

Avkastningen innen bore- og brønnaktiviteter har direkte påvirkning på tilbudet av rigger og boretjenester. I dette kapitlet søkes det å avkrefte eller bekrefte påstander om at riggbransjen er og har vært meget lønnsom. Videre drøftes betydningen av avkastningskrav, eierskap, driftskostnader og kontraktslengde for ratenivået på rigg. Hensikten er å identifisere muligheter til å redusere ratenivået.

9.1 Lønnsomhet i rigg over tid

Det er strukturelle forskjeller mellom petroleumsvirksomheten til havs og verdiskapende virksomhet på land. En viktig forskjell er at petroleumsvirksomheten er langt mer kapitalintensiv enn virksomheten på land. Dette kommer også til uttrykk gjennom makroøkonomiske størrelser som at petroleumsvirksomheten utgjør mer enn 20 prosent av Norges brutto nasjonalprodukt samtidig som den står for mindre enn 10 prosent av sysselsettingen.

Enkle nøkkeltall kan lett misoppfattes dersom en ikke er oppmerksom på de strukturelle forskjellene og vurderer virksomheten til havs ut fra et fastlandsperspektiv. Pareto har på vegne av ekspertgruppen gjennomført en studie som er gjengitt i vedlegg 3. Studien er basert på konsernregnskapstall og dekker derfor internasjonal virksomhet.

Beregningene fra Pareto viser at oljeservice- og riggselskaper har hatt en mer volatil utvikling i marginer enn oljeselskaper. Riggselskaper har i perioder hatt negative marginer. Videre viser analysene at det er varierende lønnsomhet i verdikjeden for bore- og brønnaktivitet. Rentabilitetstallene viser høyest lønnsomhet for oljeselskaper, etterfulgt av oljeservice- og riggselskaper. Pareto har beregnet kapitalens totalrentabilitet (ROA) innen rigg til om lag 6 prosent over de siste 10 til 20 årene. Dette tyder ikke på at riggbransjen har vært spesielt profitabel.

9.2 Særnorske riggrater

Analysen som er presentert i tidligere kapitler har identifisert særnorske kostnader som gjør at riggratene på norsk sokkel blir høyere enn for eksempel på britisk sokkel.

Et konservativt estimat på en gjennomsnittlig ratedifferanse mellom Storbritannia og Norge i 2011 tilsier en forskjell på om lag 100 000 amerikanske dollar per dag. En rekke forhold gjør sammenligning av dagrater krevende, jf. kap.8, men utfordringene med å sammenligne dagrater blir overskygget av forskjellene. Om lag 60 prosent av forskjellen kan forklares av særnorske driftskostnader, jf. kap. 8. Resterende må dermed tilskrives et særnorsk høyt kapitalelement.

I dette delkapitlet søkes det å belyse hvordan endringer i driftskostnader, investeringer, kontraktslengde og avkastningskrav kan påvirke dagratene. Pareto har på vegne av ekspertgruppen laget en økonomisk modell for et nybyggprosjekt for norsk sokkel. Modellen har blitt brukt til å vise utslag i dagrater ved å justere driftskostnader, kapitalkostnad (nybyggkostnaden), kontraktslengder og avkastningskrav. De viktigste forutsetninger for beregningene er gjengitt i tabell 9.1.

9.2.1 Driftskostnaders betydning for dagratene

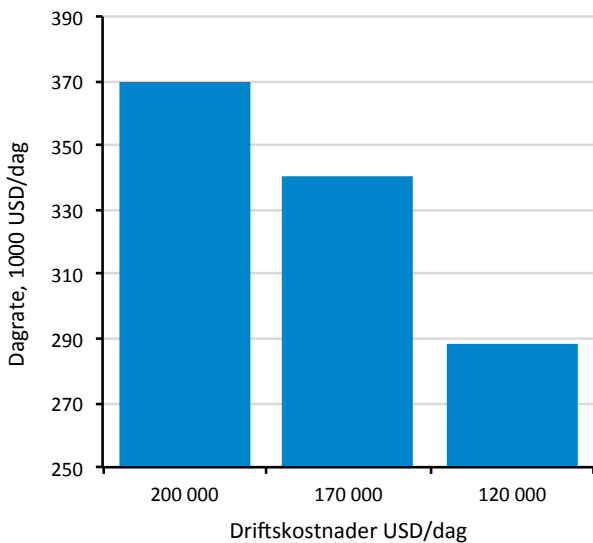
Det er en tydelig sammenheng mellom driftskostnader og dagrater. Driftskostnadene utgjør i dag om lag en tredjedel av dagratene. Forholdet mellom dagrate og driftskostnader varierer med gjeldende markedsforshold. En riggeier vil alltid søke å få dekket sine driftskostnader og i perioder med stort tilbud relativt til etterspørselen, vil driftskostnadene utgjøre langt større del av dagratene.

Særnorske driftskostnader er stort sett drevet av industriell praksis gjennom inngåtte avtaler mellom parter i arbeidslivet. Disse forholdene er utdypet i kap. 8. Det er vanskelig å se reduksjoner i driftskostnadsdelen av ratene uten at disse avtalene endres.

For å illustrere sammenhengen mellom driftskostnader

Driftskostnader per dag	200 000 USD når annet ikke er oppgitt
Årlig administrasjon og vedlikehold	7 mill. USD
Oppstartskostnader	25 mill. USD
Totale byggekostnader	565 mill. USD når annet ikke er oppgitt
Betaling ved kontraktsinngåelse	20 pst.
Betaling ved overdragelse	80 pst.
Bokført levetid	30 år
Vektet gj.snittlig kapitalkostnad (WACC)	8,0 pst.
Antall inntektsgivende dager per år	355 dager
Antall dager i året med full driftskostnad	365 dager
Egenkapitalandel	25 pst.
Rente på fremmedkapital	5,5 pst.
Låneperiode	20 år

Tabell 9.1 Nøkkelvariable for modellering. Kilde: Pareto



Figur 9.1 Modellerte dagrater ved historisk ROA (6 %) og 8-års kontrakt

Kilde: Pareto

og rater er Paretos modell benyttet til å beregne dagrater ved forskjellige driftskostnader, alle andre variable er holdt konstante. Det er tatt utgangspunkt i avkastningskrav tilsvarende historisk rentabilitet og en 8-års kontrakt. Sammenhengen mellom driftskostnader og dagrater er modellert slik at driftskostnadene slår tilnærmet fullt ut i ratenivået, jf. figur 9.1. Denne sammenhengen mellom driftskostnader og rater støttes også av riggselskaper og oljeselskaper, men kan tenkes å variere over tid.

Dette viser at endring i driftskostnader er effektivt med tanke på å redusere totale borekostnader. En annen implikasjon av sammenhengen mellom driftskostnader og ratenivå er at redere klarer å overføre driftskostnader tilnærmet fullt ut over på oljeselskapene. Oljeselskapene eksponeres kun for en mindre andel av disse kostnadene fordi de er fradragsberettiget i skatteberegningene. Dermed er det svake insentiver blant aktørene til å redusere driftskostnader.

9.2.2 Reduksjoner i investeringer

Det er en åpenbar sammenheng mellom totale investeringer og dagrater. Ratene er positivt korrelert med mengde investert kapital; kostbare rigger krever høyere rater enn mindre kostbare rigger.

Rådende markedsforhold er avgjørende for hvor mye kapitalelementet utgjør av dagratene. I dagens marked kan kapitalelementet utgjøre om lag to tredjedeler av dagratene, mens det i mindre stramme markedsforhold blir presset ned til et minimum.

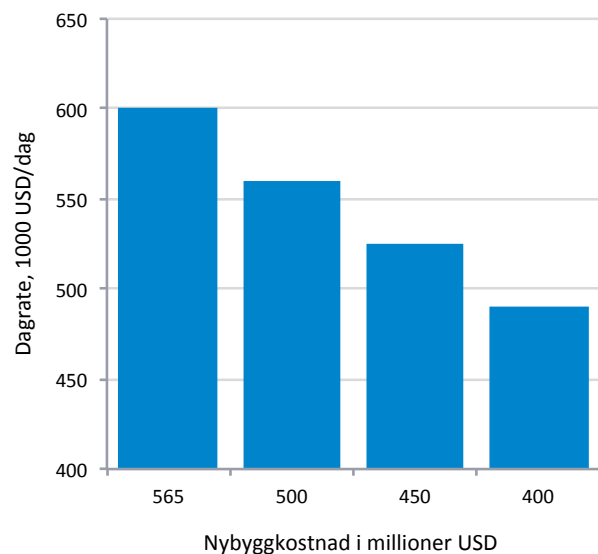
Riggvirksomheten globalt er meget kapitalintensiv og dagrater vil over tid inneholde et betydelig kapitalelement. Norsk riggvirksomhet har i tillegg et særnorsk kapitalelement. En grov beregning av sekretariatet indikerer at dette utgjorde om lag 40 000 amerikanske dollar per dag (40 prosent av rateforskjellen mellom Storbritannia og Norge).

Drivere for et særnorsk kapitalelement er tredelt, industriens praksis, markedsforhold og myndighetsregulering. Industriell praksis innebærer overdesign i forhold til behov

og avtaler mellom parter i arbeidslivet. Markedsforholdene påvirker profittandelen av kapitalelementet. Myndighetsregulering omhandler særnorske HMS krav og da spesielt arbeidsmiljørettede krav og krav til oppgraderinger ved inntak av utenlandske rigger. Det vises til kap. 8 for nærmere beskrivelse av disse forholdene.

Kapitalelementet utgjør en stor del av dagratene og reduksjon av kapitalelementet vil få stor betydning på ratene. Reduksjoner kan oppnås ved å rette tiltak mot drivere av særnorske forhold. Det betyr at industrien tar ansvar for å utforme verktøy norsk sokkel har behov for og utnytter stordriftsfordeler, sunn konkurranse og mangfold i alle ledd samt endringer i lovpålagte krav.

For å illustrere sammenhengen mellom kapitalelementet og dagrater er Paretos modell benyttet for å beregne dagrater ved forskjellige byggekostnader for en rigg, alle andre variable er holdt konstante. Byggekostnadens betydning for dagratene øker med avkastningskravet. Beregningene viser at en reduksjon i byggekostnadene på 100 mill. amerikanske dollar vil kunne redusere dagraten med 70 000 amerikanske dollar per dag uten at avkastningen blir redusert jf. figur 9.2.



Figur 9.2 Dagrate og byggekostnader ved en totalrentabilitet på 19 % og 8 års kontrakt

Kilde: Pareto

Utstyret som en rigg utrustes med utgjør mellom 55 og 70 prosent av den totale byggekostnaden, jf. kap. 6.2.4. Utstyret omfatter bl.a. kraftgenerering, marine systemer, borepakken og subsea elementer. Verft som jobber på oppdrag av redere er typiske bestillere av slikt utstyr. Verftets kapitalkostnad er av stor betydning for kostnadene for en borerigg. Kostnads- effektive finansieringsordninger vil bidra til lavest mulige byggekostnader. Dette inkluderer også garantiordninger.

9.2.3 Kontraktslengde, samarbeidsmodeller og beslutningsprosesser i interessentskap

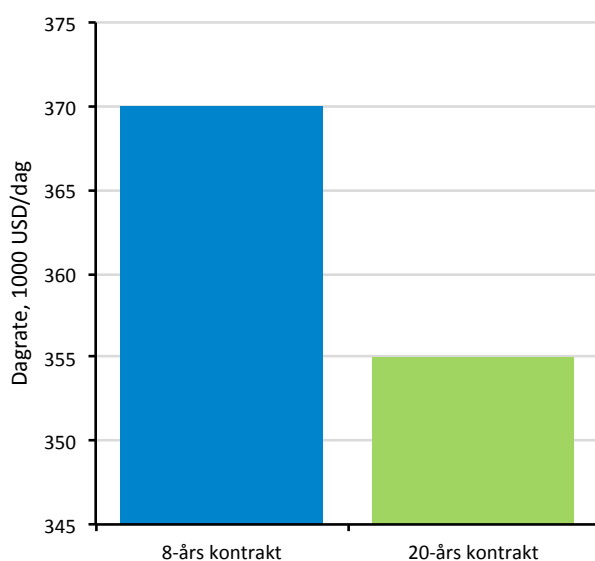
Riggkontrakter i de senere år har hovedsakelig hatt lengder mellom 2-3 år og åtte år med opsjon for forlengelse.

Særlig har kravet til kontrakter på minst 2-3 år vært en forutsetning for semi-rigger.

Utvikling i kontraktslengde må ses i sammenheng med markedssituasjonen. I et stramt marked vil lange kontrakter være en måte for oljeselskaper å sikre rigggapasitet.

Teoretisk sett er det et potensial for å redusere dagratene ved å utforme lengre kontrakter. Riggmarkedet har vært volatil og rigggbransjen har i perioder tapt penger. Lengre fremfor korte kontrakter vil kunne redusere riggeiers markedsrisiko og gir derfor muligheter for lavere dagrater. Denne effekten synes ikke å være gjeldende i dagens marked da oljeselskaper hevder de ikke klarer å oppnå lavere rater ved å tilby kontrakter lengre enn om lag åtte år. Årsaken til at det ikke lykkes med å redusere dagratene kan være flere, men preferanser og markedssituasjon har betydning.

Det er forøkt å kvantifisere potensialet for ratereduksjon ved inngåelse av lengre kontrakter ved å bruke Paretos modell for et riggprosjekt. Resultatet fra modelleringen må vurderes som et stilisert eksempel. Ved å endre kontraktslengden fra åtte til 20 år og samtidig holde alle andre variabler fast, viser modelleringen en ratereduksjon på 15 000 amerikanske dollar per dag. I modelleringen er avkastningskrav satt lik historisk rentabilitet. Ratene er derfor lavere enn de som blir realisert i dag, jf. figur 9.3.



Figur 9.3 Sammenheng mellom dagrate og kontraktslengde ved historisk ROA (6%) og 200 000 USD/dag i driftskostnad.

Kilde: Pareto

Lange kontrakter kan være ugunstige for oljeselskaper som har varierende borebehov. Bruk av lange kontrakter må derfor tilpasses til selskaper og lisenser hvor denne formen passer behovet. I så måte synes lange kontrakter å kunne bidra til lavere rater. Det er derfor viktig at lengre kontrakter eksisterer som en reell opsjon i markedet.

Felles for inngåelse av langsiktige kontrakter er at operatøren ved kontraktsinngåelse har nødvendig støtte fra lisensen. Stemmereglene i lisensene danner utgangspunkt for de aller fleste beslutningene som fattes. De norske stemmereglene er utformet med tanke på å gi insentiver

Boks 9.1 Lange kontrakter på Norsk sokkel

Langsiktige kontrakter har dels hatt utgangspunkt i felt med langsiktig borebehov, et godt eksempel er Troll. Videre gjennom samarbeid mellom ulike lisenser med samme operatør, eksempel her er riggsamarbeidet på Haltenbanken hvor feltene Åsgard, Norne og Heidrun er inkludert. En tredje modell har vært gjennom etablering av konsortier. Denne modellen har i første rekke vært knyttet til gjennomføring av leteaktivitet. For nye aktører på norsk sokkel har dette vært måten å skaffe rigg for leteaktivitet. Eksempel her er konsortiet for innleie av semiriggen Borgland Dolphin hvor E.on Ruhrgas Norge, Nexen, Wintershall, OMV, Front Exploration, Bridge Energy og Rocksource deltar. Flere av riggene som har kommet til norsk sektor de siste årene har vært med utgangspunkt i kontrakt inngått med et konsortium.

for alle deltakerne å delta i det faglige arbeidet. Det betyr at selv selskaper med små deltakerandeler har reell påvirkningsmulighet på beslutninger som skal tas.

I noen tilfeller kan krav om både andels- og deltakerflertall oppleves som krevende. Tunge beslutningsprosesser i utvinningstillatelsene kan, spesielt i et stramt marked, være et hinder ved anskaffelse av rigg. Det er en avveining mellom beslutningsmakt til operatøren og insentiver for aktiv deltakelse fra de andre rettighetshaverne.

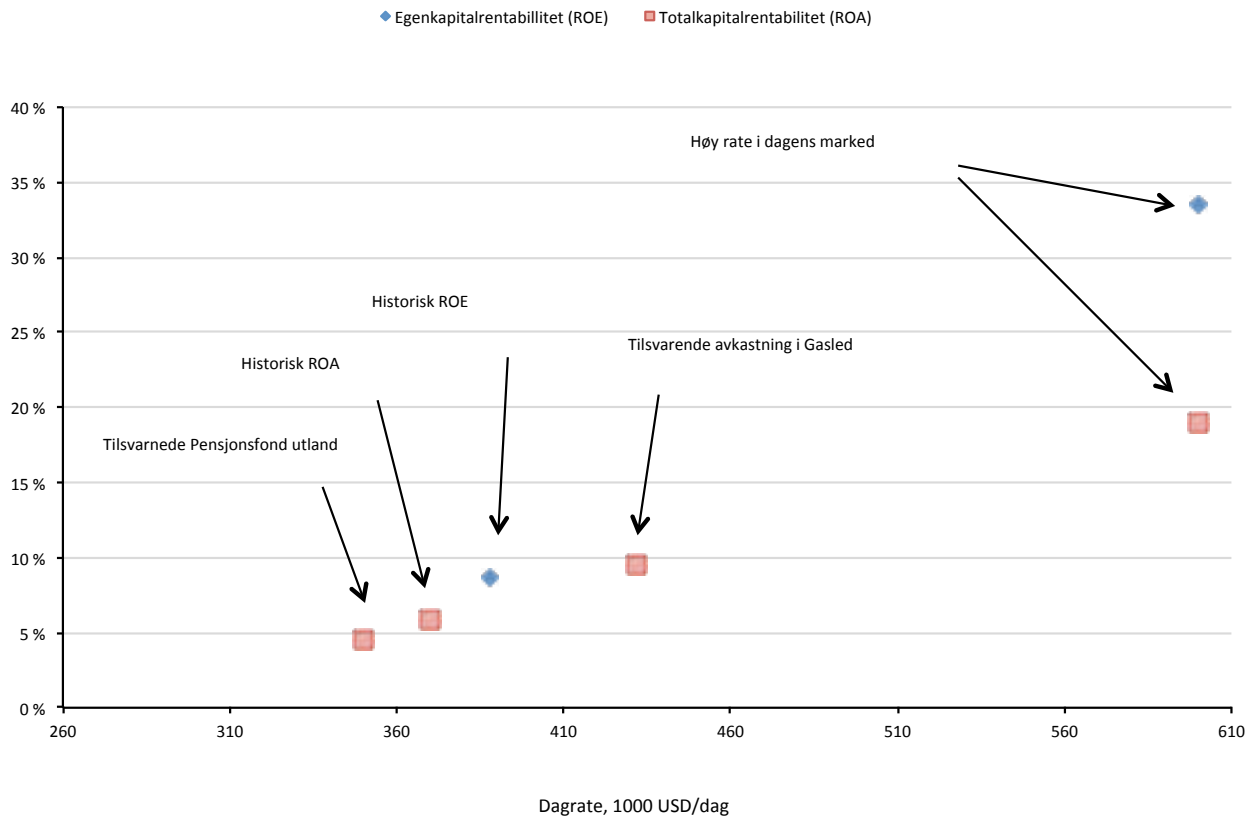
9.2.4 Avkastningskrav

Riggprosjektets internrente er et viktig nøkkeltall som kan sammenlignes mot bransjens oppnådde rentabilitet. Paretos modell beregner internrente for selskapets kontantstrøm og kontantstrømmen til egenkapitalen. Modellkjøringene med daglige driftskostnader på 200 000 amerikanske dollar viser at dagrater på om lag 390 000 og 370 000 amerikanske dollar gir avkastning nært til henholdsvis historisk oppnådd egenkapitalrentabilitet (ROE) og total kapital rentabilitet (ROA). Dette er vesentlig lavere enn ratene vi ser i dagens marked. Det er viktig å huske at rigggbransjen er volatil og vi nå er inne i en periode med god avkastning.

Det er interessant å sammenligne resultatene fra modellkjøringene med andre bransjers avkastning. Dagrater rundt 350 000 amerikanske dollar vil gi en avkastning tilsvarende historisk avkastning på Statens pensjonsfond utland mens en dagrate rundt 450 000 amerikanske dollar vil gi en avkastning på om lag den regulerte avkastningen i Gasled. De høyeste slutningene i dagens marked har ligget på om lag 600 000 amerikanske dollar. Dette tilsier totalrentabilitet på om lag 20 prosent og egenkapitalrentabilitet på om lag 35 prosent, jf. figur 9.4.

Tradisjonell modell, både nasjonalt og internasjonalt, har vært at riggene eies og driftes av andre selskaper enn oljeselskapene. Riggselskapene har som tidligere nevnt operert i et marked med store svingninger og har spesialisert seg på å håndtere stor markedsrisiko. Høy økonomisk risiko medfører høye krav til egenkapitalavkastning.

Bruk av flyttbare innretninger har vært og er i utvikling. Det skjer en dreining fra leteboring til produksjonsboring,



Figur 9.4 Internrente og dagrater med 8-års kontrakt og driftskostnader på 200 000 USD/dag

Kilde: Pareto

intervensjon og plugging. Utviklingen innen undervannsteknologi er en stor driver for dette, jf. kap. 3.

Noen store felt på norsk sokkel har et meget langsiktig borebehov. For enkelte felt synes borebehovet å kunne sysselsette en rigg i et 20-års perspektiv. Et mer langsiktig og forutsigbart behov kan legge grunnlaget for en industrialisering av boreaktiviteten som er tilpasset dagens behov. Mange rettighetshavergrupper eier allerede i dag sine egne borerigger på faste innretninger. Statoils initiativ til lisenseierskap i en kategori J-rigg er en forlengelse av dette.

Beregningene fra Pareto viser at avkastningskravet har stor betydning for ratenivået. Kombinasjonen av et langsiktig borebehov og en mer industrialisert boreaktivitet enn tidligere åpner for en annerledes struktur i riggvirksomheten. Det synes å være mulig å redusere dagratene ved å tilpasse kontrakter til aktører som søker relativt sett lav markedsrisiko med tilhørende relativt lavt avkastningskrav.

9.3 Oppsummering

Paretos gjennomgang av lønnsomheten i riggbransjen tyder ikke på at riggbransjen internasjonalt har vært spesielt profitabelt over tid. Samtidig viser økonomimodelleringen at et stilisert nybyggprosjekt kan oppnå svært god økonomi med rater som blir realisert på norsk sokkel i dag.

Dette vitner om at riggmarkedet nå er inne i en periode med god lønnsomhet. I et fritt marked skal god lønnsomhet gi utslag på tilbudssiden. Dette synes også å være tilfellet jf. den ventede økningen i antall rigger på norsk sokkel som er beskrevet i kap. 6.

Dagrater består av et driftskostnads- og et kapitalkostnadselement. Det er vanskelig å se for seg store ratereduksjoner uten gjennomføring av tiltak direkte rettet mot disse.

Særnorske driftskostnader er drevet av avtaler mellom parter i arbeidslivet. Partene synes å ha svake insentiver til å arbeide fram kostnadsreduksjoner. Endringer i driftskostnader vil kunne få direkte påvirkning på ratene.

Et stort kapitalelement synes hovedsakelig å være drevet av industrien selv og myndighetene. Endringer i kapitalelementet fordrer at industrien tar ansvar for å utforme verktøy norsk sokkel har behov for og utnytter stordriftsfordeler, sunn konkurranse og mangfold i alle ledd samt endringer i lovpålagte krav og praktisering av regelverk. Tiltak direkte rettet mot reduksjoner av kapitalelementet vil kunne redusere dagratene betydelig.

Lengre framfor korte kontrakter vil kunne redusere riggeiers markedsrisiko og dagratene. Lange kontrakter fordrer et langsiktig borebehov. Ikke alle lisenser eller selskaper har et høyt borebehov selv om norsk sokkel som helhet har et meget høyt borebehov, jf. kap.3. Mangfold i kontrakter som er tilpasset de enkelte aktørers behov er en forutsetning for kostnadseffektive avtaler.

Kombinasjonen av et høyt borebehov og en mer industrialisert boreaktivitet synes å kunne åpne for nye forretningsmodeller innen riggvirksomheten. Avkastningskrav har stor betydning for dagratene og med aktører som er interessert i lav risiko med moderat fortjeneste kan det være mulig å redusere dagratene.

10 Forslag til tiltak

10.1 Oppsummering av funn og konklusjoner

Det tallmaterialet som ekspertgruppen har fått tilgang til og resultater fra analyser gruppen har gjennomført viser at det er to forhold som er helt avgjørende for tilgang til rigg og årsak til det særnorske kostnadsnivået. Dette er:

- Store kostnader for regelverkstilpasninger ved inntak av flyttbare innretninger til norsk sokkel. Dette skyldes i noen grad forskjeller i regelverket for de enkelte nordsjølandene, men i større grad praktisering og håndtering av det norske regelverket.
- Høye driftskostnader for operasjon av flyttbare innretninger. Dette skyldes i stor grad arbeidstidsordninger for offshore personell på norsk sokkel

Det er også uforutsigbarhet knyttet til de endelige kostnader for regelverkstilpasninger og tid for gjennomføring av prosjektet. Dette bidrar til en opplevd barriere og et hinder for fri flyt av flyttbare innretninger til norsk sokkel.

De viktigste anmodninger fra ekspertgruppen er:

- Det må tas nye initiativ som kan bidra til at det norske markedet for flyttbare innretninger blir en mer åpen og integrert del av det øvrige markedet for Nordsjøen. Herunder fremheves større grad av forutsigbarhet i godkjenningprosessen for å kunne ta i bruk innretninger i Norge. Et mer åpent nordsjømarked vil redusere et stort hinder for økt borekapasitet på norsk sokkel og gi en rekke positive effekter som følger med et større marked.
- Partene i arbeidslivet anmodes om å gjennomgå arbeidstidsordningene for offshore personell i lys av det særnorske kostnadsnivået og det økende behov for kvalifisert arbeidskraft som forventes i årene fremover.

Ekspertgruppen ønsker også å fremme en del anbefalinger som kan bidra til ytterligere forbedringer. Dette inkluderer justering av regulatoriske rammebetingelser relatert til stemmereglene i nye lisenser og behov for samarbeid i næringen for å sikre fortsatt tilgang på kvalifisert personell.

I tillegg vil ekspertgruppen utfordre industrien på at den også kan gjøre en god del for å bedre situasjonen. Gruppen har derfor vurdert og diskutert på et overordnet nivå en del forhold som det ikke er noe til hinder for at industrien selv kan initiere. Det foreligger imidlertid ikke tallmateriale som kan bidra til kvantifisering av potensielle effekter av mulige tiltak. Mulige initiativ er behandlet i avslutningen av dette kapittel.

Ekspertgruppen erkjenner at det vil være utfordringer forbundet med å skape et mer åpent og tilnærmet friksjonsfritt marked for flyttbare innretninger hvor sentrale myndigheter fra flere nasjoner må involveres. Tilsvarende vil det være krevende å endre allerede inngåtte avtaler mel-

lom partene i arbeidslivet. Samtidig er det gruppens oppgave å påpeke at uten et mer åpent marked for flyttbare innretninger mellom nordsjølandene og reduksjon av det særnorske kostnadsnivået vil det ikke være mulig å få til vesentlige endringer av dagens situasjon.

Det er ikke påvist forskjeller av betydning i sikkerhetsnivå på norsk og britisk sokkel. En rapport fra 2011⁵⁶ presenterer sammenligning mellom lekkasjer, tenn-sannsynlighet (mulighet for brann ved lekkasjer) og personellskader uten at det ble påvist signifikante avvik. Intensjonen med regelverkskravene knyttet til HMS er også i all hovedsak lik for alle nordsjølandene. Det burde derfor være mulig å sikre større grad av mobilitet av flyttbare innretninger mellom de to lands kontinentalsokler uten at det skal få konsekvenser for sikkerheten.

En viktig forutsetning for ekspertgruppens arbeid og forslag til tiltak er at sikkerhetsnivået på norsk sokkel skal opprettholdes som det er i dag. Aktører i næringen har over tid bidratt i samarbeid til en positiv utvikling av norsk sokkel inkludert høy standard på sikkerhet og arbeidsmiljø.

Ekspertgruppen forutsetter at det gode samarbeid fortsetter, og at forslag til tiltak ikke skal begrense en videre utvikling av norsk sokkel på en samfunnsmessig god måte.

Følgende særmerknader til kapittel 10.1 er gitt av utvalgsmedlem Magne Ognedal, direktør for Petroleumstilsynet:

I Stortingsmelding nr. 12 (2005-2006) om Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten går det frem at de samlede kostnader for samfunnet ved arbeidsskader, arbeidsrelatert sykefravær og uførepensjonering i petroleumsvirksomheten anslås til mellom 710 og 1415 mill. kroner per år (2004-prisnivå).

Dette forhold, samt regjeringens og stortingets mål om at den norske petroleumsvirksomheten skal være verdensledende på HMS, og de positive sidene ved dette for næringen så vel som for samfunnet, burde også vært vurdert og belyst i forbindelse med de tiltakene som foreslås i rapporten fra ekspertgruppen.

Utvalget har ikke tydeliggjort hvilke myndighetskrav som er kostnadsdrivende utover mer generelle referanser. Det er heller ikke belyst hvorvidt dette er norske særkrav, krav som gjelder for hele Nordsjøen eller selskapenes egne spesifikke krav. Ptil har derfor ikke kunnet gå nærmere inn på disse utsagnene i rapporten. Jeg kan derfor vanskelig støtte rapportens oppsummeringer og konklusjoner på disse punkter.

10.2 Mer åpent marked for nordsjølandene

De faktiske og praktiske forhold som begrenser overføring av innretninger til norsk sokkel kan bare i noen grad tilskrives forskjeller i regelverket som håndheves av de enkelte lands tilsynsmyndigheter. Intensjonen med regelverkskravene knyttet til HMS er i all hovedsak lik for nordsjølandene. Særnorske krav, spesielt knyttet til arbeidsmiljø, kan imidlertid medføre betydelige merkostnader. Merkost-

⁵⁶ RNNP 2011, RNNP – Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet

nadene kan begrenses ved nybygg, såfremt arbeidet planlegges godt og gjøres riktig. For inntak av rigger i operasjon utenfor norsk sokkel som må oppgraderes, kan imidlertid de særnorske kravene medføre betydelige merkostnader, f.eks. knyttet til oppgradering av boligkvarter, løfteanordninger, belysning, støydemping, etc.

Gjennomføring av oppgraderingsprosjekter for å imøtekomme regelverket for norsk sokkel er ofte forbundet med usikkerhet og manglende forutsigbarhet mht endelig kostnad og tidsbruk. Årsaken til dette kan i stor grad tilskrives ulik praktisering og håndheving av regelverket og noen konsekvenser av at Norge er det eneste nordsjølandet som også anbefaler bruk av spesifikke normer og standarder.

Det er ikke påvist avvik av betydning i sikkerhetsnivået mellom britisk og norsk sokkel. En bør derfor kunne legge til grunn at de to rammeverkene og praktiseringen av dette gir sammenlignbare sikkerhetsnivåer.

Ekspertgruppen understreker betydningen av å bygge videre på resultater fra samarbeidet mellom tilsynsmyndigheter i de enkelte nordsjølandene. Samarbeidet oppfattes som godt og omfattende av de involverte parter, men næringen opplever fortsatt manglede forutsigbarhet. Gruppen anbefaler derfor at samarbeidsprosessene forseres for å sikre en raskere utvikling mot et mer åpent og integrert marked hvor flyttbare innretninger kan overføres mellom sokkelstatene relativt friksjonsfritt og med god forutsigbarhet for kostnad og plan for regelverkstilpasninger. Det understrekes at det ikke er et viktig mål i seg selv å få helt like regelverk, men barrierer for overføring må minimeres og forutsigbarheten bedres.

Gruppen mener at det må være en målsetting på sikt at samarbeidet mellom myndighetene i de enkelte nordsjølandene skal resultere i at en innretning som er godkjent for operasjoner i et av landene, også anses som godkjent for operasjoner i de øvrige land som grenser til Nordsjøen.

Et mer velfungerende og større marked for hele Nordsjøen vil også redusere de markedsmessige effekter av det særnorske aktørbildet, både for tilbud og etterspørsel, og gi lavere dagrater.

Ekspertgruppen anbefaler at det nedsettes en arbeidsgruppe bestående av representanter for myndigheter, arbeidstakere og industrien for å bygge bro mellom regelverkene i de enkelte nordsjølandene mht. håndheving og praktisering og utvikling av felles arbeidsprosesser. Det er naturlig å ta utgangspunkt i ulikhetene i regelverkene slik det er beskrevet av IADC (International Association of Drilling Contractors) og starte utvikling av en mest mulig felles praktisering av lover og forskrifter. Gruppen mener at dette kan danne basis for tillitspresumpsjon mellom nordsjølandene.

Følgende særmerknader er gitt til kapittel 10.2 av utvalgsmedlem Magne Ognedal, direktør for Petroleumstilsynet:

Det er i dag et tett og godt lateralt og bilateralt samarbeid mellom landene i Nordsjøen gjennom det etablerte North Sea Authorities Forum (NSOAF) og på verdensbasis gjennom samarbeidet i International Regulators Forum (IRF).

Blant annet som følge av samarbeidet i NSOAF og dialogen med rederne gjennom International Association of Drilling Contractors (IADC) ble det i sin tid utarbeidet en Template for utarbeidelse av en HSE rapport/Safety Case.

En rapport basert på malen i denne templat kan brukes som del-dokumentasjon ved søknader sendt de respektive sokkelmyndighetene. Forslaget er derfor allerede ivare tatt.

10.3 Arbeidstidsordninger

10.3.1 Rotasjonsordningen

Arbeidstidsordningene, herunder rotasjonsordninger for offshorepersonell, er fremforhandlet mellom arbeidsgiverorganisasjoner og arbeidstakerorganisasjoner.

En endring av rotasjonsordningen offshore fra 2-4 til 2-3 vil ha betydelig effekt både på kostnadene for bore- og brønnoperasjoner og behov for rekruttering av personell.

Ved å endre rotasjonsordningen offshore fra 2-4 til 2-3 vil offshorearbeidere arbeide 168 timer fordelt på fem uker som gir en arbeidsuke på 33,6 timer. Dette vil være likt antall arbeidstimer som landbasert industri har med helkontinuerlig drift.

Ekspertgruppen har tallmateriale som viser at norsk arbeidstidsordning utgjør 63 prosent av forskjellen i personellkostnader for operasjon av en innretning i Storbritannia sammenlignet med Norge, og dette er videre kvantifisert til om lag 32 000 amerikanske dollar per dag. Dette er basert på 2-2 rotasjon i Storbritannia og 2-4 rotasjon i Norge. En endring i rotasjonsordningen fra 2-4 til 2-3 vil antas å halvere denne forskjellen til 16 000 amerikanske dollar per dag og representerer en direkte besparelse per dag per rigg. På årsbasis vil dette utgjøre om lag 35 mill. kroner per rigg eller noe over 1 milliard kroner med dagens riggfåte. Med et antall rigger tilsvarende de vi kan forvente i 2015 utgjør besparelsen nærmere 2 mrd. pr år.

Endring av rotasjonsordningen fra 2-4 til 2-3 vil representere en reduksjon av de samlede forskjeller i personellkostnader mellom Storbritannia og Norge med om lag 1/3.

Ekspertgruppens mandat og sammensetning gir ikke grunnlag for konkrete anbefalinger i lønns- og arbeidsvilkårene. Det ligger stor verdi i at ordningene på dette feltet fortsatt utvikles i et samarbeid mellom partene i arbeidslivet. Samtidig er det viktig å understreke at en ikke kommer utenom å vurdere lønns- og arbeidsvilkår dersom det skal oppnås vesentlige endringer i det særnorske kostnadsnivået for bore- og brønnoperasjoner.

10.3.2 Rammeforskriftens arbeidstidsbestemmelser (1/3-regelen)

Ekspertgruppen har tilgang på data fra enkelte selskaper som viser at de begrensinger som rammeforskriften § 39 tredje ledd (1/3-regelen) representerer gir betydelige konsekvenser for ressursutnyttelse og er derved kostnadsdrivende.

1/3-regelen legger begrensninger for bruk av arbeidskraft på ulike innretninger offshore og er særlig aktuell for oljeserviceansatte. Om lag halvparten av ansatte i oljeservicebedrifter har en 2-4 ordning. For arbeidstakere som ikke går på fast rotasjon reguleres fritid i tariffavtalen gjennom en disponibelordning. I disponibelordningen har arbeidstaker fastsatt fri mellom perioder arbeidstaker kan kalles ut i arbeid. Dette innebærer at 1/3-regelen vil kunne pålegge arbeidsfrie perioder i en arbeidstakers arbeidsperiode. Effekten av 1/3-regelen er redusert utnyttelse av tilgjengelig

personell, noe som medfører økte kostnader og økt behov for personell.

Gruppen henstiller til partene om å bidra til en oppmykning av 1/3-regelen for personell med disponibelplan slik at dette personellet kan gjennomføre flere oppholdsperioder innenfor 14-dagersperioden. Eksempelvis kan to oppdrag hver av 7 dagers varighet utføres uten at man pålegges arbeidsfri periode.

Arbeidsdepartementet er myndighetsansvarlig for dette området. OLF har tidligere kommet med innspill med tanke på justering for å oppnå mer fleksibilitet i bruken av dette regelverket. Det er ønskelig at OLF følger opp videre diskusjon om mulig oppmykning av 1/3 regelen overfor myndighetene for en kostnadseffektivisering av ordningen.

Følgende særmerknad er gitt til kapittel 10.3 av utvalgsmedlem Magne Ognedal, direktør for Petroleumstilsynet:

Sikkerhetsmyndighetene tar ikke stilling til avtaler om arbeidstidsordninger så fremt disse ligger innenfor rammene for lovlig arbeidstid som fremgår av Arbeidsmiljøloven.

10.4 Beslutningsmakt i nye utvinningstillatelser

Stemmeregulene i lisensene danner utgangspunkt for de fleste beslutningene som fattes. De norske stemmeregulene er utformet med tanke på å gi insentiver for alle deltakerne å delta i det faglige arbeidet i tillegg til det alminnelige minoritetsvern. Det betyr at selv selskaper med små deltakerandeler har reell påvirkningsmulighet når det treffes beslutninger i lisensene.

I noen tilfeller kan krav om både andels- og deltakerflertall oppleves som krevende. Tunge beslutningsprosesser i utvinningstillatelsene kan, spesielt i et stramt marked, være et hinder ved anskaffelse av rigg.

Ekspertgruppen mener at det er en avveining mellom beslutningsmakt til operatøren på den ene siden og på den andre siden, minoritetsvern og insentiver for aktiv deltakelse fra alle rettighetshavere. Videre mener gruppen at bredde i det faglige arbeidet og partnere som utfordrer operatøren er av stor betydning. For felt med tidskritiske ressurser er det viktig å hindre at verdier går tapt. Det er viktig at driftsmodellene for felt i senfase og for mindre utbygginger i nærheten av eksisterende infrastruktur støtter opp om og gir nødvendig gjennomføringsevne.

Gruppen anbefaler at det legges til rette for at operatøren får utvidet beslutningsmakt for enkelte typer forhold på vegne av rettighetshaverne i nye lisenser. Dette kan gjelde spørsmål om riggdisponering og særlig for utvinningstillatelser hvor det er fare for et permanent ressurstap, alternativt at det tilstrebes et bedre samsvar mellom beslutningsmakt og eierandel. Økt beslutningsmakt til operatøren må balanseres, for eksempel gjennom sterkere krav til habilitet og uavhengighet.

10.5 Tilgang på kvalifisert personell

10.5.1 Rekruttering

Ekspertgruppen anser fremtidig rekruttering til petroleumsnæringen som svært viktig. Det anslås at antall rigger som vil være tilgjengelig på norsk sokkel kan øke med om

lag 50 prosent sammenlignet med dagens situasjon, eller mer. Hvis dagens rotasjonsordning beholdes vil det være behov for opp mot 3000 nye personer til å besette de nye stillingene. I tillegg vil denne veksten i antall tilgjengelige rigger skape et stort behov for personell i både leverandørindustrien og hos operatørselskapene. Mangel på personell kan medføre en ytterligere kostnadsvekst. Det er derfor viktig å gjennomføre analyser på rekruttering av personell med sikte på å identifisere hvilke og hvorfor disse flaskehalsene på kompetanse oppstår.

En streng praktisering av rammeforskriftens § 14 om at norsk språk skal brukes i størst mulig grad i petroleumsvirksomheten kan være til hinder for et bredest mulig rekrutteringsgrunnlag. Petroleumsnæringen er en internasjonal næring med mye dyktig personell også utenfor norsk sokkel. Krav om norsk språk fra arbeidstakersiden vanskeliggjør rekruttering av kvalifisert personell fra det internasjonale markedet. Ekspertgruppen påpeker at loven formelt ikke setter begrensning utover helt sentrale posisjoner, for eksempel sikkerhetsoffiser, og at det derfor henstilles til aktørene i næringen i å se nærmere på hvordan regelverket praktiseres.

Gruppen anbefaler at arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene går sammen om å utvikle en konkret plan for informasjon og utdanning av personell innen boring og brønn med tanke på fremtidig rekruttering. De bør videre utrede om utdanningssystemet er robust og riktig dimensjonert i forhold til behovet.

Det bør også vurderes hvorvidt det skal stilles krav til både leverandører og operatører knyttet til mulighet for å få praksis offshore, for eksempel gjennom økt bruk av lærlingordningene.

Følgende særmerknad er gitt til kapittel 10.5.1 av utvalgsmedlem Magne Ognedal, direktør for Petroleumstilsynet:

Det hevdes i rapporten at en streng praktisering av rammeforskriftens § 14 om at norsk språk skal brukes i størst mulig grad i petroleumsvirksomheten kan (min utheving) være til hinder for et bredest mulig rekrutteringsgrunnlag. Bestemmelsen; som for øvrig er inntatt i Forskrift til Petroleumsløven § 76 om Bruk av norsk språk, er en bestemmelse som fram til i dag ikke er blitt håndhevet strengt av Petroleumstilsynet.

10.5.2 Særnorske kompetansekrav

Oljeindustriens landsforening (OLF) og Norges Rederiforbund (NR) har utarbeidet omfattende retningslinjer for kompetansekrav for personell tilknyttet petroleumsnæringen. Disse retningslinjene inneholder bestemmelser om formell kompetanse. Krav til formell dokumentert kompetanse kan være begrensende på tilgang av godt kvalifisert personell fra utlandet som i mange tilfeller har et stort antall år med erfaring fra tilsvarende stilling men mangler eksamenspapirer.

Ekspertgruppen anbefaler at næringen gjennomgår retningslinjene for kompetansekrav til bore- og brønnpersonell for å sikre effektiv tilflyt av utenlandsk personell. Næringen bør særlig legge vekt på å avdekke særnorske krav og vektlegge dokumentert relevant erfaring. Aktivitetsfor-

skriftenes § 21 bør vurderes endret slik at realkompetanse sidestilles med formalkompetanse.

10.6 Hva industrien selv kan gjøre

Ekspertgruppen har gitt noen anbefalinger og henstillinger som vil være gode bidragsyttere for å oppnå de primære målsettingene om; 1) reduserte kostnader og 2) friksjonsfri flyt av flyttbare innretninger i hele Nordsjøen. I tillegg er det gitt noen tilrådninger om justering av regulatoriske forhold og tiltak for å sikre tilgang på kvalifisert personell i årene fremover

Gruppen vil imidlertid også minne om at det er en del forhold som industrien selv bør ta tak i for å bidra til endringer.

Ny eiermodell

Det er ikke noe som formelt hindrer en lisens å eie rigger for bruk innenfor lisensens ansvarsområde og det vurderes nå å ta i bruk en slik modell for utvalgte lisenser. Dette er imidlertid endring av en etablert praksis på norsk sokkel som har skapt en del reaksjoner i næringen.

Riggeiere fremhever at dagens arbeidsdeling på norsk sokkel mellom oljeselskaper, hovedleverandører og underleverandører er basert på god forretningsmessig erfaring og at dette gir de beste forhold for fortsatt innovasjon og videre utvikling innen kvalitet og kostnadseffektivitet. Innenfor maritim sektor har denne arbeidsdelingen tradisjon helt tilbake til begynnelsen, da rederiene var blant de viktigste grunnleggerne av den norske petroleumsklyngen.

Riggeiere anser innføring av en modell der lisensene tar eierskap til flyttbare innretninger å bryte med en velfungerende og godt etablert modell.

Sentrale operatørselskaper fremhever på sin side at en rekke felt som allerede er i produksjon har behov som gjør det nødvendig å sikre tilgjengelig borekapasitet for svært lang tid framover. Det vurderes derfor at lisensen eier rigger for bruk innenfor eget ansvarsområde. Operatørselskaper understreker da også at det ikke er noen prinsipiell forskjell mellom faste plattformer hvor lisensen eier alt utstyr og eierskap i en flyttbar innretning. Eierskap til rigger er en vurdering og beslutning som tas av rettighetshaverne i lisensen og er antatt aktuelle i bare helt spesielle situasjoner.

Kontrakt og varighet

KonKraft har i en tidligere rapport anbefalt mer bruk av standardkontrakter som virkemiddel for kostnadseffektiv prosjektgjennomføring. Mange ulike og spesialiserte kontrakter gir stort byråkrati og omkostninger i forbindelse med prosjekter og drift. Ekspertgruppen støtter en slik utvikling og mener at dette også kan komme til anvendelse innenfor boring og brønn.

Det er et begrenset antall selskaper som er operatør for tilstrekkelig mange lisenser som et boreprogram av et omfang som gjør det mulig å tilby lange riggkontrakter. I den senere tid har det blitt etablert flere riggkonsortier hvor flere oljeselskaper har blitt invitert til å gå sammen om et felles program med en avtalt borerekkefølge for derved til sammen å kunne tilby en tilstrekkelig attraktiv kontrakts lengde for riggene.

Disse konsortiene har derved bidratt til at en lang rekke borer har blitt gjennomført de siste årene. Ekspertgruppen støtter også bruk av konsortium modellen og gjerne videre utvidelse der det er naturlig, spesielt innen leteboring. Norsk sokkel er en del av det globale riggmarkedet, men ulike særnorske krav til riggstandard bidrar til å segmentere det norske riggmarkedet, og det kan i de fleste sammenhenger snakkes om et eget norsk riggmarked.

Dersom riggeierne investerer i rigger som oppfyller spesialkrav for norsk sokkel, vil disse være prisgitt og låst til etterspørselsmønsteret i Norge (innlåste investeringer). Riggene vil kunne benyttes i andre land, men det er primært i Norge det vil være mulig å oppnå høyere rater for å dekke inn ekstrainvesteringene ved spesialkrav. Dette stiller krav til betydelig kontraktslengde, og vi observerer nå lengre kontrakter på norsk sokkel sammenlignet med andre regioner.

Lange kontrakter kan imidlertid også være vanskelig å etablere i perioder med mindre aktivitet på norsk sokkel, noe som medfører riggmangel, og vil under alle konjunkturførhold representere en ulempe i form av redusert fleksibilitet for oljeselskapene.

Ekspertgruppen ser på bruk av lengre kontrakter som et godt virkemiddel for å øke attraktiviteten av norsk sokkel relativt til den øvrige del av den globale riggnæringen.

Kapitalelementet og finansieringsordning

Tilgang på finansiering er av betydning og spesielt for de mindre aktører som eier og opererer flyttbare innretninger. Det internasjonale finansieringsmarkedet kan være vanskelig tilgjengelig og derfor er eksportkreditt institusjoner av stor betydning og representerer en viktig kilde for finansiering av boreinnretninger og tilhørende utstyr levert av underleverandører.

Norsk industri har en spesielt sterkt posisjon som leverandør av sentrale utstyrs pakker til boreinnretninger og det norske eksportkreditt instituttet får tilsvarende en viktig rolle for norsk industri.

Norske myndigheter⁵⁷ har tolket OECD's regelverk for finansiering av boreinnretninger slik at det skilles mellom en boreinnretning som har skipsformet skrog og en Semi evt. en JU. Dette medfører at finansiering av et boreskip følger en nedbetalingstid på 12 år, mens øvrige flyttbare boreinnretninger er underlagt regler for kapitalvarer som har en nedbetalingstid på 8,5 år.

Dette medfører at finansiering av boreskip følger en mer gunstig ordning hvor kravet til kontantstrøm er lavere enn for de andre typer innretninger som er klassifisert som kapitalvare.

Boreskip er godt egnet for operasjoner på store havdyp, men norsk sokkel primært har behov for flyttbare innretninger tilpasset bore- og brønnoperasjoner på havdyp ned til 500 meter. Ekspertgruppen vil derfor henstille til NHD på nytt å se på tolkning av OECD's regler. Internasjonalt omtales alle flyttbare innretninger som én felles klasse av enheter (MODU⁵⁸) og det bør derfor være grunnlag for å klassifisere alle boreinnretninger som skip. Dette vil gi en gunstigere finansieringsordning for norsk leverandørindustri.

⁵⁷ Nærings- og handelsdepartementet (NHD)

⁵⁸ MODU er forkortelse for «Mobile Offshore Drilling Unit»

Industrialisering og kategorisering av innretninger

Norsk sokkel er på vei inn en fase hvor det er et behov for å bore mange brønner raskt og effektivt. Dette må til blant annet for å realisere ressurspotensialet i modne områder og på felt som allerede er i produksjon. Videre skal nye feltutbygginger også realiseres og hvor behovet for boring og borerigger forventes å bli stort. Dertil antas det at letteaktiviteten fortsatt blir betydelig i årene fremover. Omfanget og evnen til å effektivisere boreaktiviteten tilsier bruk av mer spesialisering og industrialisering av operasjonene. Det vil medføre behov for en større grad av «fit for purpose» verktøy som er spesialtilpasset på ulike deler av boreoperasjonene og hvor repetisjon av like operasjoner kan gi store effektiviseringsgevinster.

Det påpekes at utstrakt bruk av spesialisering, spesielt i et lite marked, også fort kan gå på bekostning av fleksi-

biliteten i markedet og derigjennom redusere utnyttelsesgraden av flyttbare innretninger. Denne mulige negative effekten kan imidlertid snus til et positivt potensiale ved langsiktighet, porteføljetenkning og samarbeid mellom lisenser.

Industrien må derfor også forlenge sin planleggingshorisont for brønnoperasjoner. Dette krever igjen økt grad av samarbeid på tvers mellom lisenser samt at industrien øker viljen til å ta i bruk ny teknologi og dermed aksepterer noen grad av økt risiko. En slik tilnærming vil legge forholdene til rette for økt innovasjon og teknologisk utvikling samt et mer mangfoldig leverandør-bilde.

Ekspertgruppen ser positivt på industrialisering av deler av norsk sokkel og vil understreke at et mer åpent og større marked for alle nordsjølandene også vil forsterke de positive effektene ytterligere.

11 Økonomiske og administrative konsekvenser

Ekspertgruppens anbefalinger fremgår av kapittel 10. Det er krevende å lage gode økonomiske anslag knyttet til mange av forslagene. Dette avsnittet søker likevel å gi noen oppsummerende, overordnede vurderinger av økonomiske og administrative konsekvenser av ekspertgruppens forslag.

Gruppens anbefalinger har til hensikt til å øke borekapasiteten på norsk sokkel. Enten direkte ved fjerning av identifiserte hindre eller indirekte ved å senke kostnadene. Anbefalingene vil ha små direkte budsjettmessige konsekvenser for staten og partene i arbeidslivet. Imidlertid vil tiltak som gir økt lønnsomhet i petroleumsnæringen også gi økte skatteinntekter siden petroleumsskattesystemet er overskuddsbasert.

I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det viktig at utvinningsnivået er riktig ut fra en lønnsomhetsvurdering. I den grad regulatoriske eller andre typer hindre reduserer borekapasiteten til under det som er samfunnsøkonomisk optimalt, vil dette medføre et samfunnsøkonomisk tap. For eksempel kan lav borekapasitet føre til utsettelse av prosjekter, og dermed et nåverditap fordi fremtidige inntekter fra prosjektet kommer på et senere tidspunkt. Dersom for lav borekapasitet fører til at tidskritiske ressurser ikke utvinnes, vil hele verdien av ressursene være tapt. Direkte og indirekte verdiskapingsgevinster av fjerning av slike hindre er vanskelig å kvantifisere, men kan potensielt være av betydelig omfang.

Ekspertgruppen har pekt på forhold som er avtalt mellom parter i arbeidslivet uten å gi konkrete anbefalinger.

Endring i rotasjonsordningen offshore fra 2-4 til 2-3 vil gi offshorearbeidere 168 timer arbeid fordelt på fem uker, som tilsvarer en arbeidsuke på 33,6 timer. Dette vil være likt antall arbeidstimer som landbasert industri har med helkontinuerlig drift.

Tiltak som reduserer borekostnader vil gjøre flere prosjekter lønnsomme og dermed øke verdiskapingen i petroleumssektoren. Eksempelvis vil en reduksjon i bore- og brønnkostnader på 30 prosent ha svært store verdiskapingseffekter. Den direkte kostnadseffekten, over tid, knyttet til boring av lete- og utvinningsbrønner fra flyttbar innretning er anslått til rundt 500 mrd. kroner. I tillegg kommer direkte effekter via brønnvedlikeholdskostnader og kostnader knyttet til plugging av brønner, samt mulige effekter for boring fra fast innretning. Videre kommer indirekte virkninger gjennom økt utvinning på felt i drift og leting etter og utbygging av flere små funn. Disse effektene er ikke kvantifisert grunnet stor usikkerhet knyttet til anslagene.

For utvinning fra felt i drift er verdiskapingspotensialet illustrert ved å beregne effekten på kontantstrømmen ved å utvinne 1-10 prosent av den mobile oljen som det i dag ikke er planer for. Samlet netto kontantstrøm av denne produksjonen er anslått til mellom 50 og 500 mrd. kroner.

Summen av ikke-anslåtte effekter kan overstige den ansåtte kontantstrømseffekten. Samlet er det grunn til å anta at verdiskapingspotensialet ved 30 prosent reduksjon av kostnader for bore- og brønnoperasjoner kan overstige 1000 mrd. kroner med god margin.

Rigg, spesifikke investeringer og markedsrett⁶⁰

ved

Petter Osmundsen

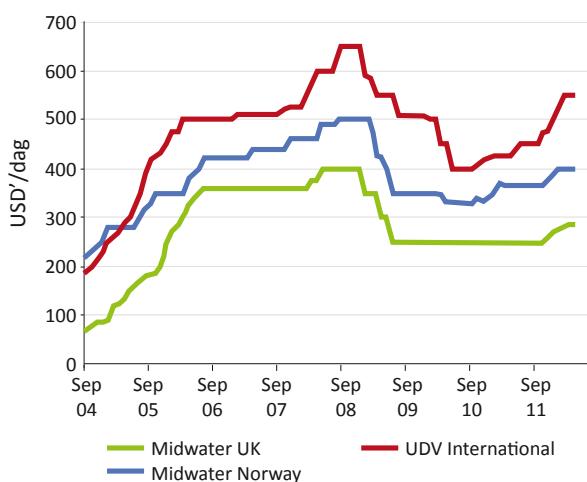
Professor i petroleumsøkonomi

Universitetet i Stavanger / Norges Handelshøyskole

Juni 2012

Bakgrunn

Norsk sokkel kan vurderes som et «marked i markedet» ved at det er barrierer mot å flytte flyttbare innretninger fra andre sektorer til norsk sokkel, samt å bygge nye innretninger godt tilpasset norske forhold. Med denne bakgrunn er jeg bedt av Ekspertgruppen for bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel om å utrede markedsbeskrivelse og innelåsnings effekter for det norske riggmarkedet.



Figur V1.1 Dagraterutvikling i Norge versus Storbritannia for rigger til middels vanddyb (midwater), samt riggrater internasjonalt for rigger til ultradypt vann (UDW). Figuren er hentet fra Pareto Securities Equity Research (2012).

Datakilder: ODS-Petrodata og Pareto Research.

V1.1 Særtrekk ved det norske riggmarkedet

Dagrater for rigger til norsk sokkel er betydelig høyere enn i andre land, se figur V1.1 som viser en sammenligning av riggrater i Norge og Storbritannia for middels vanddyb. En

⁵⁹ En rekke fagpersoner i oljeforvaltningen og oljebransjen takkes for nyttige innspill. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring, Universitetet i Stavanger, 4036 Stavanger; petter.osmundsen@uis.no; www.uis.no/osmundsen

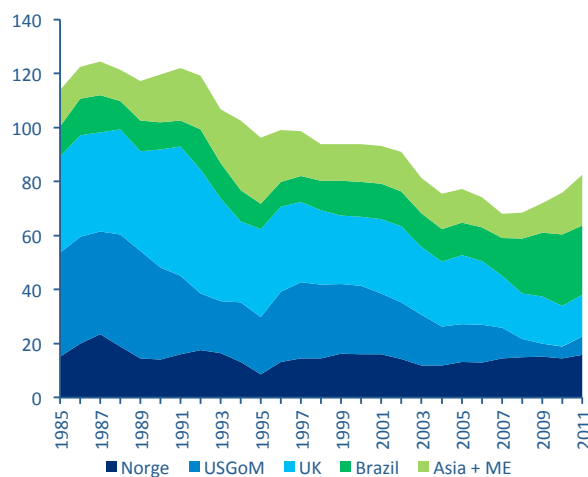
del av forskjellen skyldes høyere lønnskostnader, blant annet som følge av en annen skiftordning på norsk sokkel. Det er imidlertid også betydelige forskjeller etter at man har justert for dette.

Norsk sokkel konkurrerer om riggtilgang i et globalt marked. Dersom det norske markedet utgjør en mindre andel av samlet global riggetterspørsel, kan det i utgangspunktet gjøre det mindre interessant for globale riggselskaper. Norsk sokkel har imidlertid en betydelig og økende markedsandel for flere riggkategorier. Dette gjelder spesielt rigger for middels vanddyb, se figur V1.2.

Relativt sett har dessuten den norske jackupflåten vokst mest i verden siste 25 år.

En annen faktor som kan trekke i retning av mindre interesse for norsk sokkel er at det norske riggmarkedet ikke kan sies å være globalisert. Ulike særnorske krav til riggstandard bidrar til å segmentere det norske riggmarkedet, og man kan i de fleste sammenhenger snakke om et eget norsk riggmarked. Særkravene er knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Som utilsiktet bieffekt fungerer disse kravene som tekniske handelshindringer.

Det norske oppstrømsmarkedet har uttalt behov for spesielle tjenester i et segment av markedet som dekkes av rigger som er bygget for vanskelige værforhold, og i

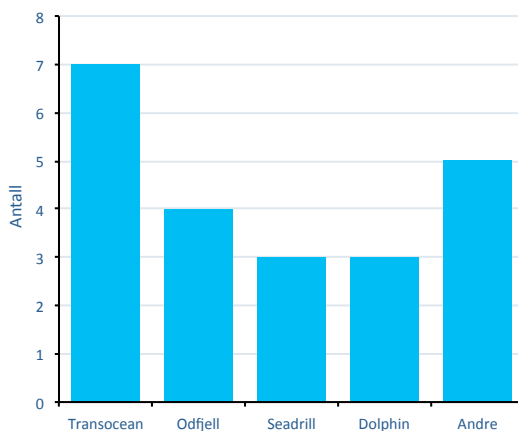


Figur V1.2 Midwater flåteutvikling 1985-2011, antall rigger per region. Figuren er hentet fra Pareto Securities Equity Research (2012). Datakilder: ODS-Petrodata og Pareto Research.

enkelte områder er det behov for vinterisering. Dette kan bidra til ytterligere fragmentering/spesialisering av et i utgangspunktet lite marked og øker markedssegmenteringen. Dersom riggeierne investerer i rigger som er egnet for norsk sokkel, så vil disse være prisgitt og låst til etterspørselsmønsteret i Norge (innlåste investeringer). Dette stiller krav til betydelig kontraktslengde. Lange kontrakter kan være vanskelig å etablere i perioder med mindre aktivitet på norsk sokkel, og dermed gi riggmangel, og vil under alle konjunkturforhold representere en ulempe i form av redusert fleksibilitet for oljeselskapene.

Markedssegmenteringen kan gjøre det mindre interessant for riggeierne å være tilstede på norsk sokkel. På den annen side vil et riggselskap som har investert i spesifikt utstyr og kompetanse for norsk sokkel dra fordel av et delvis skjermet marked dersom markedsutsiktene er gode. Riggselskapene må bygge opp spesialkompetanse for å betjene Norge. Det gjør det ikke økonomisk rasjonelt å være til stede i Norge med bare en eller to rigger, noe som representerer en etableringshindring. Vi ser at markedskonsentrasjon på tilbudssiden av rigger er høy på norsk sokkel.

Markedskonsentrasjonen på tilbudssiden varierer mellom riggkategorier. Vi ser av figur V1.3 at Mærsk spiller en svært sentral rolle innen jackups, med en markedsandel på 83 prosent. Markedskonsentrasjonen er mindre for semi-rigger, men med 77 prosent av markedet delt på fire selskaper er også tilbudssiden her konsentrert.

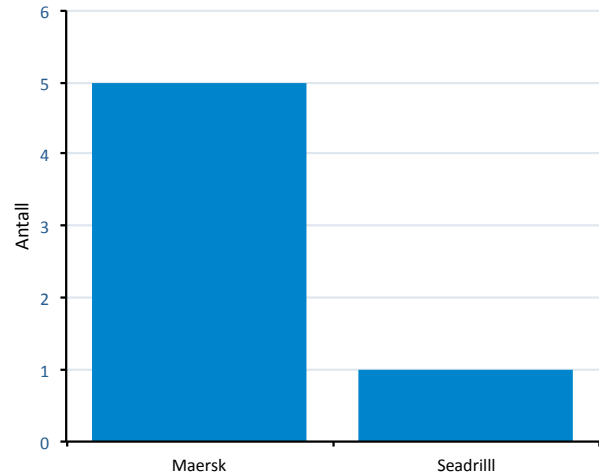


Figur V1.4 Semi-rigger på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.
Kilde: RS Platou (2012).

Dette motsvares av en svært høy markedskonsentrasjon på kjøpersiden, der Statoil er operatør for 80 % lisensene på norsk sokkel. Operatørfordeling for jackups og flytere er illustrert i figurene V1.5 og V1.6.

Markedskonsentrasjonen på kjøpersiden varierer mellom riggkategorier. Vi ser av figurene 5 og 6 at mens Statoil spiller en svært sentral rolle inne flytere er rollefordelingen mer variert for jackups.

Høy kjøpermakt kan til en viss grad være gunstig for å balansere makt på tilbudssiden, for å holde ratene nede. På den annen side kan det ytterligere svekke insentivene for riggselskapene til å foreta spesialiserte nyinvesteringer for norsk sokkel der man etter endt kontraktperiode møter få potensielle kunder. Ved å sammenligne figurene V1.3 og V1.5 ser vi at for jackup-rigger er tilbudssiden mer konsen-



Figur V1.3 Jackup-rigger på norsk sokkel i 2011, fordelt på riggselskap.

Kilde: RS Platou (2012).

trert enn etterspørselssiden, mens det motsatt er tilfelle for semi-rigger – se figurene V1.4 og V1.6

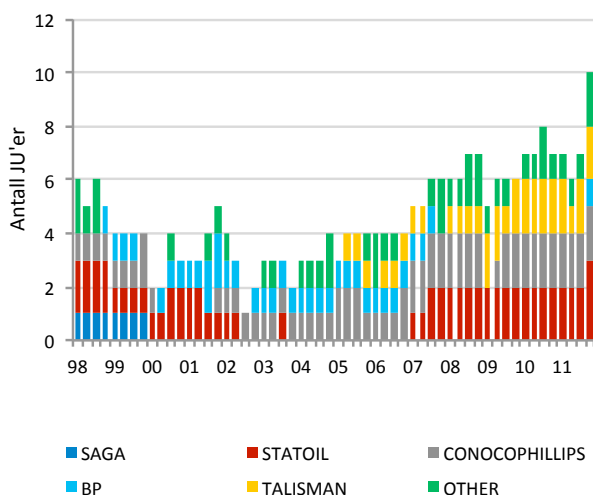
V1.2. Litteratur

Vedlegget bygger dels på generell økonomisk teori og dels på anvendte og empiriske arbeider på riggmarkedet. Når det gjelder økonomisk teori er det aktuelt å benytte litteratur innen næringsøkonomi som belyser spillsituasjoner mellom leverandører og kunder i et gitt marked, se for eksempel Tirole (1988). Med betydelig markedsrett både på kjøper- og tilbudssiden vil teori som analyserer konkurranseforholdene åpenbart være aktuelt. Det er imidlertid mange forhold ved det norske riggmarkedet som i større grad fanges opp av generell kontrakts- og insentivteori, se for eksempel Hart (1995), Laffont og Tirole (1993), og Milgrom og Roberts (1992). Jeg tenker her på det faktum at mye av aktiviteten er regulert av langsiktige kontrakter, og forhold knyttet til innelåsning ved investering i spesialiserte boreinnretninger.

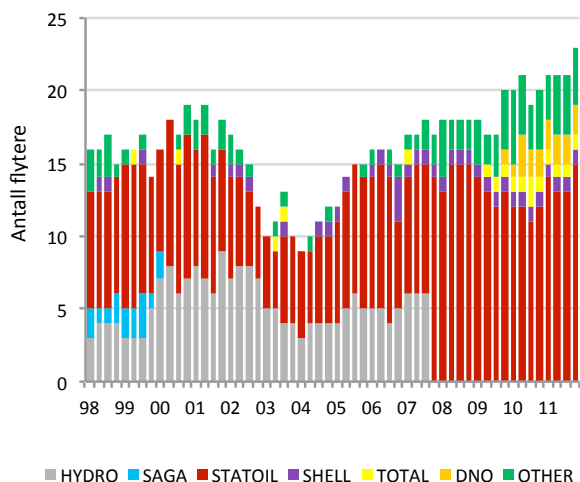
I tillegg til generell teori drar jeg også veksler på en del internasjonal faglitteratur om boring, herunder Corts (2000), Corts og Singh (2004), Kellogg (2011), Olsen og Osmundsen (2005), og Osmundsen, Skjerpén og Rosendahl (2012). I tillegg bygger vedlegget i betydelig grad på en rekke detaljerte studier av boring på norsk sokkel, herunder Osmundsen (2009), Osmundsen, Toft og Dragvik (2006), og Osmundsen, Sørenes og Toft (2008, 2010). Disse arbeidene tar opp spørsmål knyttet til utforming av insentiver i riggkontrakter og oljeservicekontrakter, samt spørsmål knyttet til økonomi og sikkerhet. Som ledd i arbeidet med artikler om boring på norsk sokkel deltok jeg i en serie møter med oljeselskaper, riggselskaper og oljeservice-selskaper. Dette ga mye nyttig bakgrunnskunnskap.

V1.3. Segmentering av riggmarkedet og innelåsning

Segmentering av det norske riggmarkedet kan skyldes at de riggbehov som skal dekkes på norsk sokkel er særegne, enten fordi de naturgitte forholdene er annerledes eller fordi regelverket er annerledes enn det som gjelder globalt. Et delvis lukket (segmentert) marked skjermer mot effektiv konkurranse utenfra og bidrar til færre rig-



Figur V1.5: Fordeling av operatørskap for jackups på norsk sokkel, 1998-2011. Kilde: RS Platou (2012).



Figur V1.6 Fordeling av operatørskap for flytere på norsk sokkel, 1998-2011.

Kilde: RS Platou (2012).

ger på norsk sokkel og et høyere ratenivå. Det er et skille mellom nybygg spesielt for norsk sokkel og overføring av eksisterende rigger til norsk sokkel. Ekstrakostnadene kan være små ved nybygg men prohibitive ved overføring. I den senere tid har vi også hatt eksempler på betydelige tilleggskostnader ved nybygg basert på manglende forståelse og etterlevelse av norske krav. Felles for overføring og nybygg er imidlertid at det påløper ekstrainvesteringer knyttet til riggvirksomhet på norsk sokkel, og at disse må forrentes i det norske markedet.

I det følgende vil jeg forklare hvordan kontraktsteoretiske begreper som *spesifikk investering* og *innelåsning* kan forklare segmenteringseffekten. Innfallsvinkelen kan samtidig belyse aktuelle virkemidler for å redusere problemet.

En spesifikk investering⁶⁰ er kjennetegnet ved følgende forhold:

- 1) Den øker produktiviteten i en gitt forretningsrelasjon
- 2) Den har lavere verdi utenfor relasjonen
- 3) Er kostbar for parten som påtar seg den

Dette synes dekkende for ekstrainvesteringer som foretas i forbindelse med SUT for bruk på norsk sokkel. Det vil imidlertid være ulike meninger om alle særnorske krav øker produktiviteten. Tilleggsinvesteringer er nødvendige for å få tillatelse til å operere på norsk sokkel, og riggselskapet som påtar seg disse investeringene får først og fremst avkastning på investeringen dersom riggen er i drift på norsk sokkel.

Spesifikke investeringer er ofte assosiert med problemer knyttet til *innelåsning*⁶¹, noe som generelt kan resultere i underinvestering (i vårt tilfelle færre rigger til Norge) for å unngå svekket forhandlingsituasjon. Påvirkningen på investeringsnivået vil avhenge av relativ forhandlingsmakt og kontraktsutformingen. I vår sammenheng er det en åpenbar fare for innelåsning, ettersom oljeselskap i andre utvinningsland ikke vil være villige til å betale særlig høyere rate som følge av oppgradering til spesialtilpassede norske krav. Riggselskapet er følgelig innelåst til norsk sokkel for å få avkastning på sin tilleggsinvestering. I hvilken grad dette oppfattes som et problem avhenger blant annet av den forventede konkurransesituasjonen på norsk sokkel for den gitte riggtypen ved endt kontraktsperiode.

Den potensielle faren ved innelåste investeringer, sett fra leverandørens side, er at raten kan bli reforhandlet eller redusert i neste kontrakt. Når investeringen først er foretatt (sunk cost) vil riggselskapet være i en svakere forhandlingsituasjon, ettersom det ikke like troverdig kan true med å flytte riggen til utlandet da tilleggsinvesteringene ikke gir ekstraavkastning der i samme grad. Riggen kan flyttes, men raten som da oppnås reflekterer ikke oppgraderingskostnadene eller tilleggsinvesteringen for nybygg. Det er følgelig en fare for at raten bli presset ned etter endt kontrakt. Dette svekker insentivene til å flytte rigger til norsk sokkel og til å bygge nye rigger for norsk sokkel. Ratenivået presses opp. Lengden på kontrakten vil selvsagt være vesentlig for hvor stort problemet med potensiell innelåsning vil være. Ved tilstrekkelig lengde på kontrakten kan den spesifikke investeringen tjenes inn. Dersom markedet på norsk sokkel forventes å være godt etter endt kontrakt vil et riggselskap kunne ha en gunstig situasjon i et skjermet norsk riggmarked. Dersom man forventer et svakt marked er situasjonen mindre gunstig. Riggselskapet må også investere i spesialkompetanse for å betjene det norske markedet, og det kan være utfordrende i et presset marked.

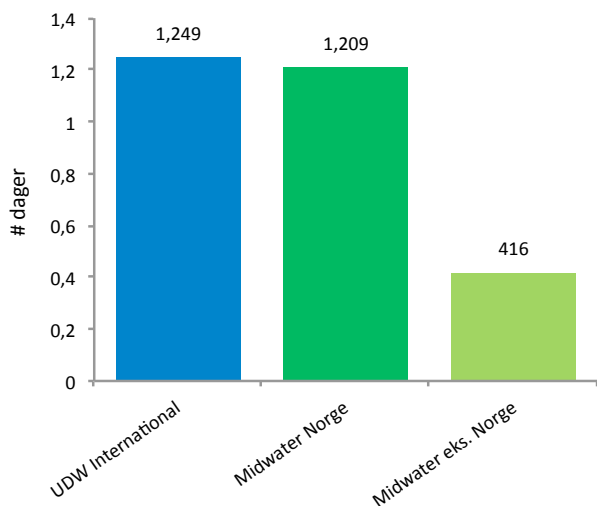
Lange kontrakter kan være ugunstig for oljeselskapene. Riggbehov er ofte vekslende. Man trenger ulike typer rigger, til ulike tidspunkt. Under slike forhold er fleksibilitet viktig. I tillegg til økte rater kan derfor kravet om spesifikke investeringer på norsk sokkel medføre skjulte tilleggskostnader for oljeselskapene i form av uønsket kontraktslengde. Det kan også vise seg vanskelig å skaffe rigg til norsk sokkel når aktiviteten er lav og man ikke har grunnlag for å inngå lange kontrakter.

Usikkerhet knyttet til størrelsen på investeringen og

⁶⁰ *Specific investment*, se Salanié (1998), s. 180.

⁶¹ *Hold-up problem*, se Salanié (1998), s. 181, 184.

tidsbruken som er nødvendig for å oppfylle norske krav er også vesentlig for insentivene til å flytte rigger til Norge. Kostnadene er dels selve investeringene til oppgradering og dels tapte døgnrater. Det synes å være en del usikkerhet med hensyn til praktisering av regelverket og kostnadsomfanget er følgelig delvis utenfor kontrollsfæren til riggselskapet eller verftet. Dette er en type risiko som er vanskelig å beregne og som man kan forvente prises høyt av rederne i form av en risikopremie. Ratene og krav til kontraktslengde går opp.



Figur V1.7: Gjennomsnittlig kontraktslengde for nye kontrakter 2007-2012 (flytere). Kontraktslengde for middels vanddyb og ultradypt vann (UDW). Figuren er hentet fra Pareto Securities Equity Research (2012).

Datakilder: ODS-Petrodata og Pareto Research.

Figur V1.7 viser at rigger for middels vanddyb har tre ganger så lang kontraktslengde på norsk sokkel som det globale snittet. Kontraktslengden på middels vanddyb i Norge er like lang som for rigger i andre land laget for ultradypt vann. Disse riggene er betydelig dyrere og fordrer derfor lengre kontrakter for at riggselskapene skal sikre tilbakebetaling av sine investeringer. I henhold til Pareto Securities Equity Research (2012) er det også mer utstrakt bruk av opsjoner på norsk sokkel, og opsjonene har lengre varighet enn i andre land. Oljeselskapene har opsjoner i riggkontraktene som gjør det mulig å øke kontraktslengden dersom de finner det ønskelig.

Et vesentlig bidrag til å få flere rigger til norsk sokkel samt lavere rater er å redusere riggselskapenes oppfatning av potensielle innelåsningsproblemer. Det er en viss analogi til situasjonen der man reduserte etableringshindre for små oljeselskaper på norsk sokkel gjennom skatterefusjonsordningen. Ett likhetspunkt er at problemstillinger knyttet til SUT på norsk sokkel stiller krav til likviditet hos riggselskapet. Virkemidlet man valgte for å stimulere leteinvesteringer synes imidlertid mindre aktuelt i vårt tilfelle ettersom eierne av flyttbare innretninger betaler lite eller ingen skatt til Norge da det normalt kun er driftsselskapene som er lokalisert her (riggene er normalt lokalisert i andre land med lav skatt).

Det er imidlertid andre tiltak som kan være aktuelle. Det mest åpenbare er å redusere den spesifikke investeringen

gjennom en tilnærming mellom riggkrav i Norge og andre land, eksempelvis gjennom en internasjonal standard for rigger. Man kan også vinne en god del på klarere og mer forutsigbare krav til riggene.

V1.4. Mulige endringer i ansvarsdeling og insentivstruktur

Et viktig prinsipp innen insentivdesign er kontrollerbarhetsprinsippet – ansvaret for en kostnadsart bør ligge hos den part som i størst grad kan påvirke kostnadens omfang. I dette tilfellet vil det si riggselskapet (eller verftet ved en turnkeykontrakt) som står for ombygging eller nybygg, samt den norske staten og Ptil som står for utforming og håndheving av norske riggkrav. Ved at oppgraderingskostnaden ble dekket direkte av staten over statsbudsjettet ville denne i større grad internalisere effekten av egne vedtak og håndheving av disse. Det er grunn til å tro at vedtakene da ville ha en karakter, et omfang og en praktisering slik at kostnadene gikk ned. Gevinsten for staten ved et mer fungerende riggmarked vil være stor, ved at skattbart overskudd ville gå opp for alle nye prosjekter og ved at man ville kunne realisere flere prosjekter, eksempelvis innenfor IOR. Det vil imidlertid være en del utfordringer knyttet til avgrensning mellom sikkerhetsrelaterte oppgraderinger og andre oppgraderinger, så, avgrensning mellom statens og riggselskapets (eller verftets) ansvar. Det er derfor antagelig ikke en farbar vei å la staten bære denne typen ansvar, men det er interessant resonnement å tenke seg til hvordan staten i en slik situasjon antagelig ville ha agert annerledes. Dagens uklare krav medfører primært skjulte kostnader for staten, og handlingsregelen gjør at bare 4 prosent av inntektstapet påvirker statsbudsjettet i det enkelte år. Problemstillingen får dermed for lite oppmerksomhet.

En annen vei å gå for å få ned risikopremien knyttet til SUT er at oljelisensen dekker deler av beløpet direkte. Oljelisensen har i gjennomsnitt lavere finansieringskostnader og bedre evne til å bære risiko enn riggselskapene. En endring i risikodeling mellom partene kan derfor redusere ratenivået. Samtidig må man påse at riggselskapet fortsatt har tilstrekkelige insentiver til å holde kostnadene nede, så disse må uansett dekke betydelige deler av kostnadene. Her vil man imidlertid møte avgrensingsproblemer – riggselskapene kan ønske å gjøre oppgraderinger utover norske krav – og hensynet til klare ansvarsforhold vil normalt tale mot en slik modell.

V1.5. Leverandørmakt

Særnorske krav til rigger bidrar til markedskonsentrasjon på leverandørsiden. Redusert mobilitet av rigger mellom Norge og andre land er til fordel for de riggselskapene som allerede er etablert her. Særkravene fungerer som tekniske handelshindre, og virker markedsmessig analogt med proteksjonisme. Markedet lukkes, internasjonal konkurranse begrenses, og ratene går opp. Når de etablerte skal gi anbud har de en margin å gå på – kostnader med fysisk flytting av rigg til Norge og kostnader med godkjenning av rigg – og kan dermed kreve høyere rater enn ellers.

Det tar tid for riggselskaper å sette seg inn i det norske systemet, herunder funksjonskrav til rigg, og det vil derfor normalt ikke bli ansett regningssvarende å ta kun én rigg inn til Norge. Det er en lærekurve knyttet til det norske

systemet, og for rigg to og tre har man bedre forutsetninger for å estimere kostnader ved oppgradering, og kjennskap til krav og system vil gi reduserte kostnader knyttet til godkjenning. Mange vil derfor anse tre rigger for et minimumsantall for å etablere seg og bli værende i Norge, for å få fordel av læring samt visse stordriftsfordeler knyttet til drift. Dette etablerer en høyere terskel for etablering i Norge enn andre markeder og medfører en ytterligere segmentering av det norske riggmarkedet. Problemet er spesielt følbart i perioder med mindre aktivitet – da er etablering av en viss størrelse ofte ikke mulig.

Også på byggesiden vil norske særregler medføre markedskonsentrasjon. Norge har et system med funksjonsspesifikasjon. Det finnes imidlertid også detaljerte bestemmelser - et funksjonsbasert regelverk må i siste instans omsettes i byggestandarder og tekniske spesifikasjoner. Funksjonsspesifikasjon har mange fordeler. Det er fleksibelt, og man låser ikke utviklingen. Det gir også rom for praktiske tilpasninger og nettopp ved ombygging og oppgradering. Det synes å være et inntrykk i bransjen at Ptil utviser en viss fleksibilitet på dette området, blant annet ved at det er rom for å søke om unntak. Systemet er imidlertid ikke predikerbart og skaper unødig usikkerhet. Det kan være noe å vinne på å ha spesifikk spesifikasjon på noen flere områder, samt å bestrebe en konsistent praksis i behandling av funksjonskrav. Det er en imidlertid ulemper ved å gå i retning av et spesifisert regelverk. Spørsmålet er kanskje derfor heller om en ved å bruke standardiseringsorganisasjoner og classeselskap kan redusere usikkerhet i myndighetenes regelanvendelse. Dette kan være mer effektivt - gevinsten ved å åpne for industriell innovasjon vil være der uten at regelverket kontinuerlig må skrives om.

La oss ta et eksempel. Et utenlandsk riggselskap som ikke har vært aktiv i Norge tidligere bygger en rigg for norsk sokkel på et verft i Asia. Verftet har heller ikke bygget for norsk sokkel tidligere. Dette er et spesielt problem i dagens pressede marked der man i større grad ser at nye aktører trekkes inn. I spesifikasjonen står det at lugarene skal ha »godt lys». Dette er en funksjonsspesifikasjon. Alternativt kunne man hatt en detaljspesifikasjon som eksempelvis fastslo minstekrav til watt eller lux. Det er ikke nødvendigvis åpenbart for et verft i Asia hva som menes med «godt lys» i Norge. En slik liten detalj vil derfor medføre ekstraarbeid ved at verftet må undersøke dette nærmere. Språklige og kulturelle problemer kan gjøre dette tidkrevende. I den grad man ikke får et entydig svar fra Ptil, noe som synes å være beskrivende for dagens system, kan man på dette og andre krav ende opp med å legge seg på et høyere nivå eller på en mer fleksibel løsning enn det som faktisk ville bli godkjent. Dette gir en unødvendig kostnadsøkning. Riggselskapet vil, i den grad de har hatt tidligere aktivitet i Norge, kunne rådgi verftet om funksjonskravene i Norge. Dette kan i noen grad vanskeliggjøres dersom man har en turnkey-kontrakt. Ansvarer hviler da på verftet og ved å blande seg inn i byggeprosessen kan riggselskapet bryte ned noe av de klare ansvarslinjene som kontrakten trekker opp. Riggselskapet står her overfor en avveining mellom klare ansvarslinjer i tilfelle konflikt versus å bidra til at prosjektet leveres på kost og tid. Mye taler for at førstnevnte er optimal strategi, men vi ser også eksempler på sistnevnte ved denne typen kontrakt, spesielt i en fase der konflikt er

under oppbygging. Dette er en spesiell utfordring for den norske stat som bærer det meste av regningen.

Mangel på avklaringer av innhold i funksjonskrav, og det faktum at ulike land og kulturer har ulike oppfatninger om hva som er god funksjon er et tilbakevendende problem på norsk sokkel. Vi ser flere dyre ombygginger etter at rigger har ankommet Norge. Dette er nok spesielt problematisk i perioder med presset kapasitet, der det i større grad benyttes aktører som ikke kjenner praktiseringen av det norske HMS-regelverket. Ettersom det er staten som bærer brorparten av tapet ved disse kostnadsoverskridelsene og forsinkelsene, vil det åpenbart være mye å vinne på å gjøre kravene til rigger på norsk sokkel mer lik internasjonale krav, samt gjøre disse mer transparente og forutsigbare. I samtaler med mange representanter for rigg- og øvrig leverandørnæring i Norge opplyser samtlige at dagens krav er vanskelige å forutse. De kan variere over tid og de kan variere fra person til person i Ptil. Når kravene oppfattes som lite forutsigbare for nordmenn som har jobbet i bransjen i mange år, er det ikke overraskende at det oppstår utfordringer for leverandører i Asia som leverer til norsk sokkel for første gang.

Det er en betydelig lærekurve knyttet til norske funksjonskrav for rigger. Neste rigg som bygges av samme riggselskap og leverandører for Norge vil typisk være rimeligere og kunne leveres på kortere tid. I praksis gir dette en konkurransefordel til etablerte leverandører, noe som svekker konkurransen på leverandørsiden og presser opp ratene.

Utfordringer knyttet til SUT er langt mindre for nybygg enn for ombygging av eksisterende rigger bygget for andre markeder. Kostnader for å ivareta norske spesialkrav knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø er langt mindre om man kan legge det inn i opprinnelig design. Uansett om vi snakker om nybygg eller ombygging vil det være mye å vinne for norsk petroleumsnæring og staten på å få ned de spesifikke kostnadene knyttet til SUT. Er alle kravene strengt nødvendige i en sikkerhetssammenheng? Er det mulig å legge seg nærmere det som er vanlig i andre land uten at dette svekker sikkerheten? I denne sammenheng kan det være en del å vinne på et klarere skille mellom forhold som går på sikkerhet og forhold som berører arbeidsmiljø. Her må vi nok samtidig erkjenne at HMS er et såkalt inntektselastisk gode; rike land vil i større grad vektlegge HMS. Forventede kostnader knyttet til SUT kan imidlertid også reduseres gjennom å gjøre kravene mer forutsigbare. Her synes det å være mye å gå på.

V1.6. Kjøpermakt

På norsk sokkel er det en dominerende aktør i Statoil, som opererer 80 prosent av norske felt. Dette representerer en åpenbar og sterk markedskonsentrasjon på kjøpersiden i det norske riggmarkedet. Evaluering av markedsrett er imidlertid kritisk avhengig av hvor vi trekker grensene for det enkelte marked. Hvis vi for eksempel definerer riggmarkedet som Norge og Storbritannia, vil Statoils markedsandel synke betydelig. Langt lavere blir den om vi utvider markedsdefinisjonen ytterligere.

Markedskonsentrasjonen på kjøpersiden i riggmarkedet er følgelig en funksjon av flyttekostnader mellom regioner og markedssegmentering som følge av særnorske

krav. Forhold som hindrer mobilitet på tvers av sokkelgrenser skaper nasjonale markeder der enkeltaktører kan ha stor makt. I vårt tilfelle vil dette si muligheten for å flytte en rigg inn eller ut av landet. Denne muligheten vil normalt alltid finnes, men kan være beheftet med transaksjonskostnader. Markedsretten er derfor noe mer begrenset enn markedsandeler alene skulle tilsi. Å bygge ned barrierer mot å flytte rigg mellom land vil samtidig redusere markedssegmenteringen og øke konkurransen.

SUT-bestemmelser og skiftordninger hindrer selskapene å utnytte porteføljefordeler på tvers av sokkelgrensen. Eksempelvis kunne BP eller Shell tatt inn en rigg midlertidig fra britisk eller nederlandsk sokkel. Markedene segmenteres og markedsretten øker.

En rigg som befinner seg utenfor norsk sokkel vil ha sterk forhandlingsrett – den er mobil. Spørsmålet er om forhandlingsretten reduseres etter at den eventuelt flyttes til norsk sokkel. Ved utløp av kontrakt vil det være konsentrasjon på kjøpersiden i det norske riggmarkedet, noe som isolert sett svekker forhandlings situasjonen for riggselskapet. Dette er imidlertid ikke noe problem dersom riggen kan flytte ut - noe den normalt kan. Det som kan være en utfordring er å få avkastning på spesifikke investeringer foretatt i forbindelse med godkjenningsprosedyrer for norsk sokkel. Det vil primært være på norsk sokkel disse gir avkastning, og svak forhandlingsrett etter utløpt kontrakt kan i denne sammenheng være en utfordring. Hvis dette oppfattes som et problem av riggselskapene kan de være motvillige til å flytte rigger inn til norsk sokkel. Dette vil normalt kunne korrigeres ved at ratenivået settes høyere på norsk sokkel og ved at kontraktslengden settes så lang at de spesifikke investeringene forventes nedbetalt i kontraktperioden. Det vil i så fall ikke nødvendigvis redusere riggtilgangen, men vil presse opp ratenivået. (Det kan også tenkes at riggselskaper i et stramt marked ikke vil bruke knapp kompetanse på å sette seg inn i særnorske regler og i stedet satser på andre markeder.) Dersom selskapene på norsk sokkel av ulike årsaker ikke ser seg i stand til å inngå lange kontrakter, kan norsk sokkel imidlertid lide av riggmangel. Lange kontrakter kan også medføre at man i perioder har ledig kapasitet eller at man benytter en rigg som ikke er optimal for jobben. Oljeselskapene vil normalt ønske korte riggkontrakter og uønsket kontraktslengde representerer en skjult kostnad.

I perioder kan Statoil være den eneste aktuelle kunden for ledige rigger på norsk sokkel. Da har vi en enekjøper, såkalt monopsonist. Monopsonistisk tilpasning vil normalt innebære en reduksjon i antall rigger. Samtidig vil ratene isolert sett kunne gå ned. Dette kan best forklares med å ta utgangspunkt i monopoltilpasning, som er mer kjent enn monopsoni. Viktig forskjell mellom en monopolist og en frikonkurransaktør er at monopolisten gjennom sin størrelse kan påvirke prisen. Når en monopolist vurderer å sette ned prisen på sin vare vil den - dersom prisdifferensiering ikke er mulig - ta hensyn til at det ikke bare er sist solgte vare som får lavere pris ved prisnedgang, men alle varene som monopolisten selger. Dette taler for at monopolisten setter en høyere pris enn frikonkurransetilbydere, og vi får et lavere omsatt kvantum enn i frikonkurranse. Ofte vil det imidlertid ikke bare være én bedrift, men allikevel markedskonsentrasjon ved at det bare er at fåtall bedrifter

eller at noen få bedrifter har dominerende markedsandeler. Dette betegnes oligopol - en markeds situasjon som ligger mellom monopol og frikonkurranse. Sammenlignet med frikonkurranse vil også oligopol gi lavere kvantum, men ikke i samme grad som ved monopol.

Tilsvarende vil en bedrift som er enekjøper i et marked - monopsonist - ta hensyn til at økt pris betalt til leverandørene kan føre til økt pris på alle leveranser. Følgelig vil det være ekstra dyrt for monopsonisten å heve prisen til én leverandør. Når Statoil er operatør for mange rigger vil en rateøkning overfor én leverandør, dersom den smitter over til andre leverandører, få stor økonomisk betydning. En slik prissmitte er ikke relevant for et operatørselskap som bare har én rigg beskjeftiget på norsk sokkel. Statoil vil følgelig arbeide aktivt mot rateøkninger, typisk ved å holde igjen på innkjøpt volum. Virkeligheten er imidlertid mer kompleks. Den stiliserte monopsonistmodellen ser vekk fra prisdifferensiering og antar at det er et spotmarked. Ved bruk av lange kontrakter og muligheter for prisdifferensiering vil prissmitten være mindre. Det vil allikevel være slik at en stor aktør tar større ansvar for å holde rater nede enn en liten aktør.

Den samfunnsøkonomiske effekten av kjøperrett for rigg på norsk sokkel er følgelig sammensatt. Flyttekostnader for rigg og spesifikke kostnader knyttet til SUT gir en viss leverandørrett for etablerte riggselskaper på norsk sokkel. Det kan da være gunstig med en viss motrett på kjøpersiden. Kjøperrett vil bidra til å presse ned ratene, som er viktig for staten. På den annen side oppnås rate-reduksjonen gjennom at riggkontraheringen reduseres. Riggmangel vil gå utover samlet aktivitet og verdiskapning på sokkelen, blant annet ved at man ikke klarer å følge opp tilstrekkelig på tidskritiske prosjekter, eksempelvis boreprogram på prosjekter for økt oljeutvinning. Men det er også slik at en rateøkning kan true økonomisk marginale prosjekter for økt oljeutvinning.

Den kanskje største utfordringen knyttet til høy kjøperrett for rigger på norsk sokkel er at sokkelen blir svært avhengig av strategien til den dominerende operatøren. I perioder der Statoil satser aktivt på norsk sokkel, som i dag, arbeider de aktivt for å få inn nye rigger, og spiller selskapet antagelig en positiv rolle i form av å koordinere anskaffelse av nye rigger. I perioder når de har større fokus på aktiviteten ute, kan selskapet fungere som en bremsekloss.

V1.7. Spesialtilpassede rigger

I diskusjonen så langt har jeg antatt at vi kan benytte standardrigger på norsk sokkel. Dersom det er behov for spesialtilpassede rigger og intervensjonsfartøy for å dekke behov på norsk sokkel, oppstår det en del tilleggseffekter. Her skal det tilføyes at krav om spesialdesignede rigger for norsk sokkel prinsipielt sett vil bidra til en ytterligere segmentering av det norske riggmarkedet og dermed øke en del av problemene som er diskutert ovenfor. Man må derfor tenke seg grundig om før man stiller slike krav. Det bør først undersøkes om det i stedet er mulig å gjøre noe med utrustningen av tradisjonelle rigger, eksempelvis endre BOP. Men dersom problemstillingen er at standardriggene er for store og har for mye utstyr for å dekke behov

på norsk sokkel, kan det også være muligheter for besparelser.

Dersom spesialtilpassede rigger og fartøy er nødvendig, må disse spesialbygges for norsk sokkel. Man har fortsatt problemet knyttet til at det gir markedsrett til leverandører som har gjort seg kjent med den lite transparente håndhevingen av funksjonskrav. Når et riggselskap blir bedt om å bygge en rigg eller et fartøy spesialtilpasset norske forhold vil strengt tatt hele innretningen representere en spesifikk investering. Segmenteringen av markedet blir tilnærmet total. Leverandører mister stordriftsfordeler som er knyttet til produksjon og drift av flere relativt like rigger for ulike land. Man må bygge opp spesiell kompetanse for å betjene Norge. Dette kan redusere antallet potensielle tilbydere, noe som vil presse ratene opp. Videre vil riggselskapet normalt kreve garanti for å få tilbake det investerte beløpet i en innretning som kan bli innelåst i det norske markedet, normalt i form av en lang kontrakt. Ettersom den spesifikke investeringen nå er langt høyere – hele innretningen versus kostnader knyttet tilpassning av eksisterende rigger til norske forhold – vil tiden det tar for å få nedbetalt investeringen øke. Oljeselskapene vil altså måtte inngå lengre kontrakter, noe de normalt ser som en ulempe i form av redusert fleksibilitet. Til gjengjeld kan det også være fordeler ved at innretningen i større grad vil være innelåst i Norge - man reduserer sannsynligheten for at den flytter ut. Dette følger av kontraktslengden, men også av spesialdesignet.

Effekten av markedsrett på kjøpersiden er litt annerledes for nybygg spesialdesignet for norske forhold. Ettersom man antagelig uansett må tilby lange kontrakter der riggselskapet får dekket inn sine investeringer, er problemet med monopsonimakt mindre. Samtidig kan en stor aktør medføre fordeler når det gjelder koordinering og evnen til å tilby lange kontrakter.

V1.8. Konklusjon

Det norske riggmarkedet er ikke globalisert. Ulike særnorske krav til riggstandard bidrar til å segmentere det norske riggmarkedet, og man kan i de fleste sammenhenger snakke om et eget norsk riggmarked. Særkravene er knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Som utilsiktet bieffekt fungerer disse kravene som tekniske handelshindringer. En konsekvens av markedssegmenteringen er at konkurransen svekkes, det blir færre rigger på norsk sokkel, og riggratene går opp.

Dersom riggeierne investerer i rigger som oppfyller spesialkrav for norsk sokkel, så vil disse være prisgitt og låst til etterspørselsmønsteret i Norge (innlåste investeringer). Riggene vil kunne benyttes i andre land, men det er primært i Norge man vil kunne få høyere rater til å dekke inn ekstrainvesteringene ved spesialkrav, i faglitteraturen referert til som spesifikke investeringer. Dette stiller

krav til betydelig kontraktslengde, og vi observerer langt høyere kontraktslengde på norsk sokkel. Lange kontrakter kan være vanskelig å etablere i perioder med mindre aktivitet på norsk sokkel, noe som medfører riggmangel, og vil under alle konjunkturforhold representere en ulempe i form av redusert fleksibilitet for oljeselskapene.

Riggselskapene må bygge opp spesialkompetanse for å betjene Norge. Det gjør det ikke økonomisk rasjonelt å være til stede i Norge med bare en eller to rigger. Dette representerer en etableringshindring. Markedskonsentrasjon på tilbudssiden av rigger er høy på norsk sokkel. Dette mer enn motsvares av en svært høy markedskonsentrasjon på kjøpersiden. Høy kjøperrett kan til en viss grad være gunstig for å balansere rett på tilbudssiden, for å holde ratene nede. På den annen side kan det ytterligere svekke insentivene for riggselskapene til å foreta spesialiserte nyinvesteringer for norsk sokkel, da man etter endt kontraktperiode møter få potensielle kunder.

Usikkerhet knyttet til størrelsen på investeringen og tidsbruken som er nødvendig for å oppfylle norske krav er også vesentlig for insentivene til å flytte rigger til Norge. Kostnadene er dels selve investeringene til oppgradering og dels tapte døgnrater. Det synes å være en del usikkerhet med hensyn til praktisering av regelverket, og kostnadsomfanget er følgelig delvis utenfor kontrollsfæren til riggselskapet eller verftet. Dette er en type risiko som er vanskelig å beregne og som man kan forvente prises høyt av rederne i form av risikopremie.

Et vesentlig bidrag til å få flere rigger til norsk sokkel, samt lavere rater er å redusere riggselskapenes oppfatning av potensielle innlåsningsproblemer. Det mest åpenbare tiltaket er å redusere den spesifikke investeringen gjennom en tilnærming mellom riggkrav i Norge og andre land, eksempelvis gjennom en internasjonal standard for rigger. Men man kan også vinne en god del på klarere og mer forutsigbare krav til riggene. I samtaler med mange representanter for rigg- og øvrig leverandørnæring i Norge opplyser samtlige at dagens krav er vanskelige å forutse. De kan variere over tid og de kan variere fra person til person i Ptil. Når kravene oppfattes som lite forutsigbare for nordmenn som har jobbet i bransjen i mange år, er det ikke overraskende at det oppstår utfordringer for leverandører i Asia som leverer til norsk sokkel for første gang.

Er alle kravene strengt nødvendige i en sikkerhetssammenheng? Er det mulig å legge seg nærmere det som er vanlig i andre land uten at dette svekker sikkerheten? I denne sammenheng kan det være en del å vinne på et klarere skille mellom forhold som går på sikkerhet og forhold som berører arbeidsmiljø. Her må vi nok samtidig erkjenne at HMS er et såkalt inntektselastisk gode; rike land vil i større grad vektlegge HMS. Forventede kostnader knyttet til SUT kan imidlertid også reduseres gjennom å gjøre kravene mer transparente.

Litteratur

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

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

Kellogg, R. (2011), «Learning by Drilling: Interfirm Learning and Relationship Persistence in the Texas Oilpatch», *The Quarterly Journal of Economics* 126: 1961-2004.

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.

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. (2009), «Incentives for Drilling Contractors», *Exploration & Production, Oil & Gas Review* 7, 1, 73-75.

Osmundsen, P., Rosendahl, K.E. og T. Skjerpen (2012), «Understanding rig rates», Working Paper No 2012/9, the University of Stavanger.

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

Osmundsen, P., T. Sørenes, og A. Toft (2010), «Offshore Oil Service Contracts - New Incentive Schemes to Promote Drilling Efficiency», *Journal of Petroleum Science and Engineering* 72, 220-228.

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

Pareto Securities Equity Research (2012), «Markeds- og lønnsomhetsanalyse», mai 2012, av Andreas Stubrud og Erik Haavaldsen.

RS Platou (2012), «Markedsanalyse», mai 2012.

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

Tirole, J. (1988), *The Theory of Industrial Organization*, MIT-Press.

Vedlegg 2

Rigger på norsk sokkel pr 31/12/2011

Type	WD (ft)	Name	Status	Built Year	Contractor
Drillship	8 202	WEST NAVIGATOR	In Service	2000	SEADRILL LTD
Jackup	394	MAERSK GALLANT	In Service	1992	MAERSK DRILLING
Jackup	351	MAERSK GIANT	In Service	1986	MAERSK DRILLING
Jackup	351	MAERSK GUARDIAN	In Service	1986	MAERSK DRILLING
Jackup	492	MAERSK INNOVATOR	In Service	2003	MAERSK DRILLING
Jackup	351	MAERSK REACHER	In Service	2009	MAERSK DRILLING
Jackup	394	WEST EPSILON	In Service	1993	SEADRILL LTD
Semi	1 500	BIDFORD DOLPHIN	In Service	1975	DOLPHIN
Semi	1 500	BORGLAND DOLPHIN	In Service	1977	DOLPHIN
Semi	1 499	BREDFORD DOLPHIN	In Service	1980	DOLPHIN
Semi	2 500	COSL PIONEER	In Service	2010	CHINA OILFIELD SERVICES
Semi	10 000	DEEPSEA ATLANTIC	In Service	2009	ODFJELL DRILLING
Semi	1 476	DEEPSEA BERGEN	In Service	1983	ODFJELL DRILLING
Semi	1 499	OCEAN VANGUARD	In Service	1982	DIAMOND OFFSHORE, USA
Semi	1 640	POLAR PIONEER	In Service	1985	TRANSOCEAN
Semi	6 234	SCARABEO 5	In Service	1990	SAIPEM
Semi	1 801	SONGA DEE	In Service	1984	SONGA OFFSHORE
Semi	2 999	SONGA DELTA	In Service	1980	ODFJELL OFFSHORE
Semi	1 312	SONGA TRYM	In Service	1976	ODFJELL DRILLING
Semi	1 640	STENA DON	In Service	2001	STENA DRILLING UK
Semi	1 640	TRANSOCEAN ARCTIC	In Service	1986	TRANSOCEAN
Semi	10 000	TRANSOCEAN BARENTS	In Service	2009	TRANSOCEAN
Semi	4 501	TRANSOCEAN LEADER	In Service	1987	TRANSOCEAN
Semi	1 499	TRANSOCEAN SEARCHER	In Service	1983	TRANSOCEAN
Semi	10 000	TRANSOCEAN SPITSBERGEN	In Service	2009	TRANSOCEAN
Semi	1 499	TRANSOCEAN WINNER	In Service	1983	TRANSOCEAN
Semi	1 969	WEST ALPHA	In Service	1986	SEADRILL LTD
Semi	5 906	WEST VENTURE	In Service	2000	SEADRILL LTD
Semi	10000	WEST PHOENIX	In Service	2008	SEADRILL LTD

Presentasjon av en lønnsomhetsstudie

Det finnes ingen spesifikk metode for å anslå lønnsomheten til en bedrift eller en bransje. Selv om det er krevende å være eksakt i måling av lønnsomhet kan noe av de faktiske forhold illustreres ved å studere flere lønnsomhetsindikatorer over den samme tidsperioden.

Pareto har på vegne av ekspertgruppen gjennomført en studie av lønnsomheten innen bore- og brønnoperasjoner. Verdikjeden er delt inn i oljeselskaper, oljeserviceselskaper og riggselskaper, jf. tabell V3.1.

Tabell V3.1 Oversikt over selskaper som er undersøkt.

Oljeselskaper	Oljeserviceselskaper	Riggselskaper
BP	Schlumberger	Seadrill
Exxon Mobil	Halliburton	Transocean
Statoil	Baker Hughes	Noble Corp.
ConocoPhillips	Weatherford	Ensco
Chevron	Technip	Rowan
Royal Dutch Shell	Subsea 7	Fred. Olsen Energy

Selskapene som er undersøkt har ulik tilknytning og aktivitet på norsk sokkel. Resultatene fra Paretos undersøkelse

må derfor ikke ses på som særnorske, men heller representative for en internasjonal virksomhet.

Boks V3.1 Om lønnsomhetsindikatorer

Det finnes mange lønnsomhetsindikatorer med ulike egenskaper. Pareto har i sin analyse fokusert på lønnsomhetsanalyser som tar utgangspunkt i kjente nøkkeltall basert på ordinære regnskaper. Oppstillingsplan for ordinær regnskapsstatistikk omfatter følgende hovedgrupper:

Resultatregnskapet

Driftsinntekter

- Driftskostnader og andre kostnader
- = Brutto driftsresultat (EBITDA)
- avskrivninger og nedskrivninger
- = Driftsresultat
- +/- Resultat av finansielle poster
- +/- Resultat av ekstraordinære poster
- = Resultat før skattekostnad (EBIT)
- Skatt
- = Årsresultat

Driftsmarginen (EBITDA-margin, EBIT-margin, resultatmargin)

Driftsmarginen kan beregnes brutto eller netto, dvs. henholdsvis før og etter ordinære avskrivninger. I internasjonale sammenlikninger brukes ofte brutto driftsmargin pga. ulike avskrivningsregler i forskjellige land.

$$\text{Brutto driftsmargin} = \frac{\text{Brutto driftsresultat}}{\text{Driftsinntekter}} \cdot 100$$

$$\text{Netto driftsmargin} = \frac{\text{Driftsresultat}}{\text{Driftsinntekter}} \cdot 100$$

Tall for driftsmarginen er påvirket av om virksomheten er kapital- og/eller råvareintensiv. For å korrigere for råvareintensiteten kan en beregne marginen i forhold til verdiskapingen (bruttoproductet). Uavhengig av om driftsresultatet måles mot driftsinntektene eller verdiskapingen, vil ulik kapitalinnsats og ulik omløpshastighet for kapitalen i ulike bransjer kunne innebære at identiske resultatandeler kan gi forskjellig kapitalavkastning. Dette innebærer for det første at marginer er mer egnet til å analysere utviklingen i lønnsomheten innen en bransje, enn utviklingen i lønnsomheten mellom ulike bransjer. For det andre bør bruk av drifts- og fortjenestemarginmål kombineres med mål for kapitalavkastning for å ta hensyn til forskjeller i kapitalintensitet i de ulike næringene.

Avkastning på kapitalen (rentabiliteten, total kapital og egenkapital)

Rentabiliteten beregnes som resultatet i forhold til kapitalen i bedriften. Dette lønnsomhetsmålet kan brukes til sammenlikning over tid, og mellom næringer og ved sam-

$$\text{Total rentabilitet} = \frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster + finanskostnader}}{\text{Totalkapital per 31.12}} \cdot 100$$

Total rentabilitet er resultatet inklusive kostnader ved lånefinansieringen som er relevant for å beregne avkastningen på hele kapitalen. For totalrentabiliteten måles resultatet

$$\text{Egenkapitalrentabilitet} = \frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster - skattekostnader}}{\text{Egenkapital per 31.12}} \cdot 100$$

Det resultatmål som er mest relevant for egenkapitalforrentningen, er målet hvor finanskostnadene til fremmedkapitalen er trukket fra. Forrentningen av egenkapitalen

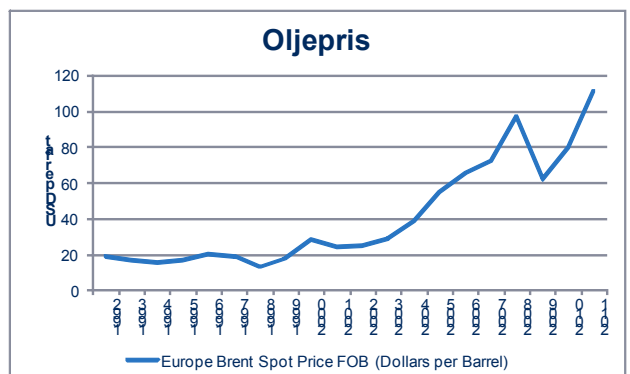
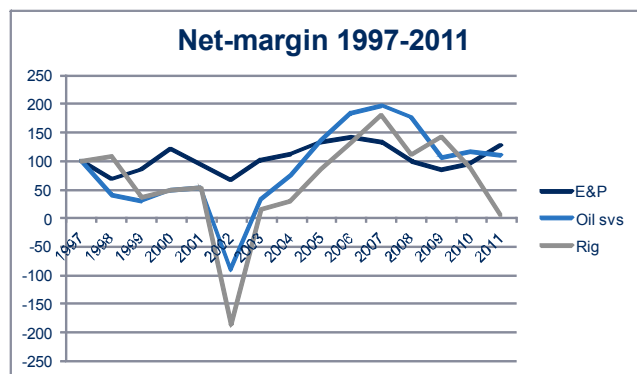
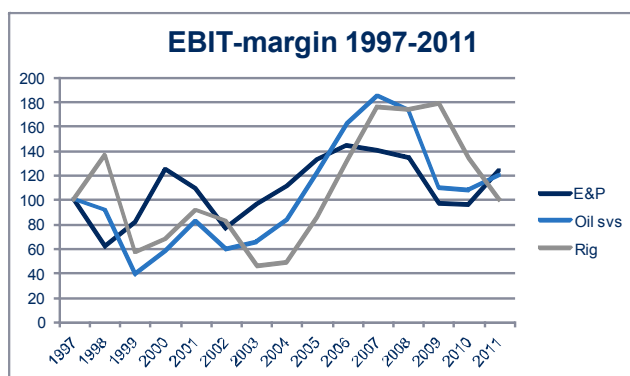
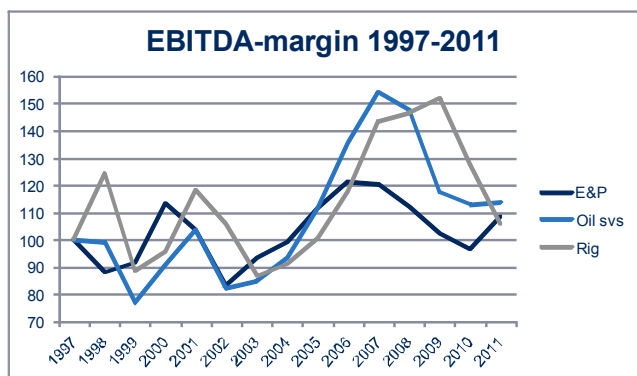
menlikninger med alternative kapitalplasseringer. Kravet til avkastning avhenger imidlertid av rentenivå og bedriftens forretningsmessige risiko, og risikoen vil variere fra bransje til bransje.

uavhengig av om kapitalen er finansiert av egenkapitalen eller av lånte midler.

uttrykker bedriftens/næringens evne til å forrente den kapital som eierne har skutt inn i virksomheten.

Pareto har undersøkt driftsmarginer, rentabilitet og akkumulert avkastning i selskapene over en 15-års periode (1997-2011). Tilgjengelig data for beregninger av rentabiliteten er litt varierende. Rentabiliteten for totalkapitalen beregnet for perioden 1999-2011, mens den for egenkapitalen er beregnet for perioden 1992-2011. I beregningene er det tatt hensyn til selskapenes størrelse.

Driftsmarginer er egnet til å beskrive utvikling i lønnsomhet innen samme bransje/selskap over tid og ikke til sammenlikning mellom sektorer. Beregningene fra Pareto viser at oljeservice- og riggselskaper har hatt en mer volatil utvikling i marginer enn oljeselskaper, jf. figur V3.1. Generelt viser marginene for alle selskapsgruppene en positiv utvikling over tid. Oljeprisutviklingen er en naturlig for-

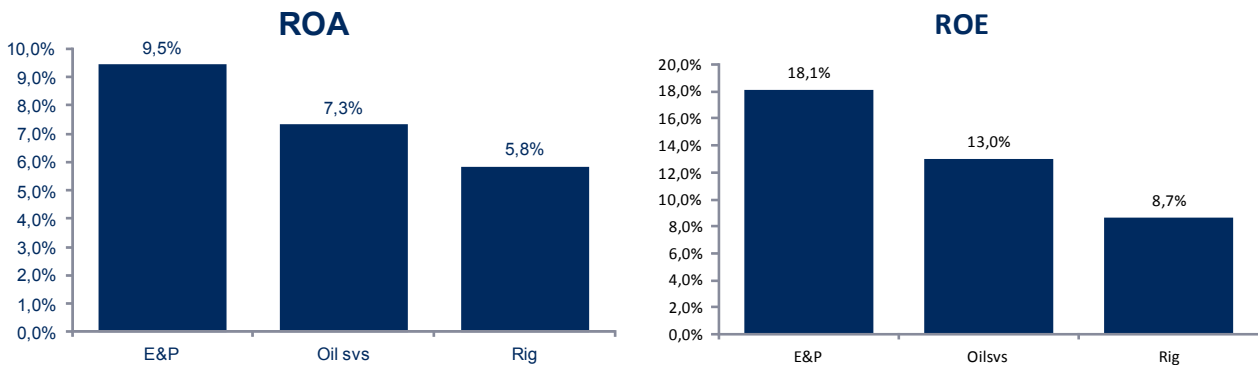


Figur V3.1 Relativ utvikling i marginer innen olje-, oljeservice- og riggselskaper over perioden 1997-2011 og oljeprisutvikling. Margin 1997=100.
Kilde: Pareto/Factsset og EIA

klaring til dette. Oljeprisen virker på marginene med et etterslep og dens stigning etter finanskrisen har derfor ikke rukket å påvirke marginene. Det er derfor nærliggende å anta at marginene vil gå opp inneværende år og på kort sikt.

Rentabilitet og akkumulert avkastning egner seg til å sammenligne lønnsomhet mellom sektorer. Både rentabiliteten på egenkapital og totalkapital viser høyest lønns-

somhet i oljeselskaper, etterfulgt av oljeserviceselskaper og riggselskaper, jf. figur V3.2. Totalkapitalrentabiliteten (ROA) og egenkapitalrentabiliteten (ROE) på henholdsvis 5,8 prosent og 8,7 prosent over tid i kombinasjon med et relativt volatilt og usikkert marked indikerer at riggsegmentet ikke er spesielt attraktivt, i forhold til øvrige bransjer innenfor oljeindustrien.



Figur V3.2 Gjennomsnittlig årlig rentabilitet på totalkapital, ROA (1999-2011) og egenkapital, ROE (1992-2011) innen olje- oljeservice- og riggselskaper.

Kilde: Pareto/Factset.

Pareto har også undersøkt akkumulert avkastning over tid (utvikling i aksjepris og utbytte). Tallene viser en lav avkastning over de siste fem år på grunn av finanskrisen der aksjeprisene falt meget dramatisk. Det er krevende å tolke tallene på den akkumulerte avkastningen selv om forut for finanskrisen synes å være i tråd med rentabiliteten i verdikjeden.

Analysene fra Pareto viser at det er varierende lønnsomhet i verdikjeden for bore- og brønnoperasjoner. Marginene viser høyest volatilitet for rigg- og oljeserviceselskapene. Rentabilitetstallene viser høyest lønnsomhet for oljeselskaper, etterfulgt av oljeservice- og riggselskaper. Rentabiliteten tyder ikke på at riggbransjen har vært spesielt profitabel over de siste 10-20 årene.

Utgitt av:
Olje- og Energidepartementet

Offentlige institusjoner kan bestille flere
eksemplarer fra:
Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjoner.dep.no
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Publikasjonskode: Y-0117 B
Layout: AIT Otta AS
Trykk: Departementenes servicesenter
08/2012 – opplag 300

