

RAPPORT

Ære være – vurdering av offshore leverandørindustriens bidrag til økt ressursutnyttelse på norsk sokkel

Av Menon Business Economics, IRIS og Ramm Energy Partner

Forfattere: Sveinung Fjose, Atle Blomgren, Gjermund Grimsby, Martin Gjelsvik, Hans Henrik Ramm og Erik W. Jakobsen



Oppsummering og konklusjon.....	3
1. Petroleumsutvinning på norsk sokkel er kunnskapsintensiv.	5
1.1. Feltutbygginger har finansiert innovasjon.....	6
2. Viktige innovasjoner siste 10 år og verdien av disse.....	9
2.1. Hvordan måle leverandørindustriens bidrag til verdiskaping på norsk sokkel?	9
2.1.1. Verdssetting av innovasjonen.....	11
2.2. Forbedret leteteknologi.....	14
2.2.1. Verdien av innovasjoner innen leteteknologi	14
2.3. Integreerte operasjoner (e-drift)	16
2.3.1. Verdien av integreerte operasjoner	16
2.4. Muliggjorte feltkonsept som følge av innovasjoner knyttet til flerfasemåling og langdistanse flerfasetransport for dypvannsfelt.....	17
2.4.1. Verdien av flerfasemålere og langdistanse flerfasetransport dypvannsfelt	18
2.5. Ekstra ressursmengder som følge av nye metoder innen boring og brønn.....	18
2.5.1. Verdien ny bore- og brønnteknologi	20
2.6. Kostnadsbesparelser som følge av lett fartøybasert intervensjon av subseabrønner	20
2.6.1. Verdien av fartøybasert lett brønnintervensjon.....	20
2.7. Produksjonsoptimalisering – økt ressursutnyttelse.....	21
2.7.1. Samlet verdi som effekt på utvinningsgrad.....	22
2.8. Anslag på total effekt av innovasjon i perioden	24
2.9. Ære være – hvordan fordele æren for innovasjon mellom leverandørmiljøer og produsenter.....	25
3. Utviklingen i den petroleumsrettede verdikjeden de siste ti år – hva kan forklare veksten	27
3.1. Forhold knyttet til tallmateriale.....	27
3.2. Økt oljepris og modning på norsk sokkel preger produsentenes tilpasning.....	28
3.2.1. Modning og internasjonalisering	31
3.2.2. Produsentleddet konsolideres	32
3.2.3. Outsourcing har vært et bevist valg fra operatørene.....	32
3.3. Verdiskaping og sysselsetting blant leverandørene	33
3.3.1. Rogaland er vårt viktigste petroleumsfylke.....	35
3.3.2. Norske leverandører retter seg i større grad mot internasjonale markeder.....	36
3.3.3. Utvikling blant geologi- og seismikkelskapene	38
3.3.4. Utvikling i verdikjeden for boring og brønnoperasjoner	39
3.3.5. Engineering, fabrikasjon og vedlikehold topside.....	40
3.3.6. Engineering, fabrication and maintenance subsea	40
3.3.7. Produkter og tjenester inkludert maritime tjenester.....	41
Vedlegg 1: Intervjulistie	44
Vedlegg 2: Oppdragsbeskrivelse.....	46

Oppsummering og konklusjon

Utvinning av petroleum på norsk sokkel krever høyt nivå av kunnskap og teknologi. Utvinningen finner ofte sted på dypt vann og under krevende forhold. Olje- og gassfeltenes egenskaper har i mange tilfeller vært så spesielle at teknologiutvikling har vært nødvendig med sikte på å gjøre utvinning økonomisk lønnsomt eller i det hele tatt praktisk mulig. I rapporten drøfter vi hvordan innovasjon de ti siste år har bidratt til å utløse aktivitet knyttet til å øke utvinningen fra eksisterende felt, muliggjøre nye feltutbygginger, samt redusere kostnader.

Utvinningsgraden fra felt på norsk sokkel har lenge vært høyere enn utvinningsgraden på andre sammenlignbare sokler. Vi finner likevel at utvinningsgraden har økt ytterligere de siste ti årene gjennom forbedret bruk av seismikk, ny bore- og brønnteknologi, bedre flerfasemålere og bruk av IKT til fjernstyring av offshore operasjoner. Totalt har ressursene som følge av økt utvinningsgrad økt med 144 mill. standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter (o. e.) til en beregnet nåverdi på 157 milliarder kroner. Intervjuer med sentrale aktører i næringen viser at den økte utvinningsgraden i stor grad kan forklares med innovasjon.

Det siste tiåret har vi hatt to gigantutbygginger på norsk sokkel: Snøhvit og Ormen Lange. I begge tilfeller har man valgt ilandføring av ressursene. Denne løsningen hadde ikke vært mulig uten at man i perioden hadde tatt i bruk innovativ teknologi. Mens Snøhvit neppe hadde blitt utbygd uten teknologiutvikling knyttet til flerfasetransport, LNG m.v, hadde Ormen Lange antakelig blitt mindre lønnsom uten flerfasetransport og ilandføring. Vi har beregnet at nåverdien av disse løsningene har kommet på plass de siste ti år til 140 milliarder kroner.

Innovasjoner har også bidratt til å redusere produksjonskostnadene. Gjennom økt bruk av IKT styrer man nå flere av operasjonene på installasjonene fra land, samtidig som man har fått bedret koordinering og styring av operasjonene. Vedlikehold av undervannsbrønner har i tillegg blitt rimeligere ved at det er tatt i bruk spesialbygde skip til å gjennomføre operasjonene, i noen grad på bekostning av riggene. Til sammen antar vi at innovasjoner den siste tiårsperioden har lagt grunnlaget for kostnadsreduksjoner med en nåverdi av nær 30 milliarder kroner.

Samlet kommer vi til at innovasjon i perioden har bidratt til å utløse aktivitet som har bidratt til å øke utvinningen på norsk sokkel med rundt 455 millioner Sm³ o. e. i perioden. Til sammenligning er samlede utvinnbare reserver i Statfjord fra begynnelse til slutt anslått til 684 mill. Sm³ o. e., mens samlet norsk produksjon i 2009 var 238 Sm³. De siste ti årenes innovasjon har altså bidratt til å utløse aktivitet som bidrar til å øke utvinnbare ressurser tilsvarende $\frac{2}{3}$ av Statfjord eller nesten to års samlet produksjon på norsk sokkel.

Samlet nåverdi av innovasjoner i perioden er i rapporten beregnet til rundt 330 milliarder kroner. Beregningene er gjort under forutsetninger som lett kan endre seg, herunder blant annet oljepris, og det er derfor betydelig usikkerhet rundt tallene. De gir imidlertid en god indikasjon om hvor resultatet ligger.

Det må understrekes at dette ikke er noe fullstendig anslag for samlet verdiskapingsevne fra kunnskap og innovasjon i den norske petroleumsklyngen. En av grunnene til dette er blant annet at lange ledetider og lange produksjonsperioder reelt gir en faseforskyvning mellom innovasjon og den verdiskaping som bygger på denne innovasjonen, og at det av ulike grunner er vanskelig å fange opp relevant innovasjon før og verdiskaping etter perioden mer enn i en begrenset grad. Det har heller ikke vært mulig å sammenligne verdiskapingsevnen i Norge med tilsvarende evne i

andre regioner. Vi har derfor valgt å sammenligne oss selv i 2009 med oss selv i 2000. Et eksempel på at en internasjonal sammenligning kunne gi vesentlig høyere resultater er at vi har regnet med en forbedring av utvinningsgraden for olje på 1,7 prosentpoeng i perioden, til 51,8 prosent mens IEA (2005:51) anslo det globale gjennomsnittet til 35 prosent altså en forskjell på nesten 17 prosentpoeng¹. Internasjonale data for usikre og mangelfulle til at en slik sammenligning har vært mulig. Vi mener imidlertid at beregningene, bygget på de tre "historiene" om økt utvinning, nye utbyggingskonsepter og mer effektiv drift fanger opp nok til å gi en god beskrivelse av forskjellen mellom to øyeblikksbilder på norsk sokkel og dermed vår egen forbedring på grunn av innovasjon.

I oppdraget har vi blitt bedt om å vise hvordan innovasjon hos *leverandørindustrien* har bidratt til økt verdiskaping. Imidlertid viser en gjennomgang av aktuelle teknologiområder og en rekke intervjuer med aktører i næringen at viktige innovasjoner har oppstått i et nært samspill mellom oljeselskaper og produsenter. I enkelte tilfeller har det vært oljeselskapene som har vært den drivende part i teknologiutviklingen, mens det i andre tilfeller har vært leverandørene. En unison tilbakemelding fra intervjuene er derfor at det ikke gir mening å fordele æren mellom leverandører og produsenter, de må dele den.

Tilsvarende er det heller ikke gjort noe forsøk på å skille ut grunnrenten. Anslagene er således for den totale verdiskaping som *utløses* av innovasjonen, i tillegg til den verdiskaping som bokføres på leverandørens egen hånd (siden kostnader er fratrukket).

Utviklingen på norsk sokkel er ikke bare avhengig av teknologiutvikling og andre innovasjoner. Utviklingen har også vært preget av sterke drivkrefter som internasjonalisering, modning, konsolidering på produsent- og leverandørsiden, samt internasjonale næringslivstrender knyttet til outsourcing av støtteaktiviteter. I rapporten viser hvilken effekt disse drivkreftene har hatt for ulike segmenter av leverandørindustrien. Drivkrefter, innovasjon og økt konkurransekraft har medført at leverandørindustrien har økt sin samlede verdiskaping fra 36 til 145 milliarder i perioden 2000-2009. I samme periode har sysselsettingen nær doblet seg, fra om lag 60 000 til 110 000. Verdiskaping per ansatt har altså nær doblet seg i perioden, hvilket indikerer en sterk produktivitsvekst. Produktivitsvekst kan i noen grad forklares med internasjonalisering i perioden. Samtidig er det nettopp innovasjonene og unike løsninger for offshore olje- og gassproduksjon som har lagt grunnlaget for internasjonaliseringen.

¹ IEA's tall er usikre og ikke helt sammenlignbare Anslaget i OD (2009) på 46% bygger på en annen beregningsmåte og er trolig mer sammenlignbart med IEA (2005), men forskjellen på 11% er likevel stor.

1. Petroleumsutvinning på norsk sokkel er kunnskapsintensiv.

Målt i verdiskaping² er olje- og gassindustrien Norges viktigste, overlegent største næring – og den største kunnskapsnæring. Det er kombinasjonen av tilgjengelige naturressurser, et høyt kunnskapsnivå og industriens innovasjonsevne, som bidrar til norsk velstand og framtidige pensjoner. De viktigste drivkreftene bak innovasjoner i den norske olje- og gassklyngen kan beskrives slik:

- Problem- og løsningsorientert: naturressursene etterspør nye løsninger
- Rivalisering og konkurranse har gitt mangfold av løsninger
- Samarbeid har gitt rimeligere løsninger og raskere spredning
- Oljepris og gassmarkedet har gitt tilstrekkelig avkastning på investeringer i teknologi
- Norske myndigheter har vært progressive og langsiktige pådrivere for løsninger for å utvinne olje og gass
- Offentlige regulering knyttet til helse, sikkerhet og miljø har vært blant de strengeste i verden, og har bidratt til at norske aktører har høy standard på dette området.

Ressursenes beliggenhet og beskaffent har krevd nye teknologiske løsninger. Vi tenker her på feltenes størrelse, dybde, trykk, temperatur, olje og gass-sammensetning. En stor del av teknologiutviklingen er knyttet til feltutbygging og økt utvinning på store felt med et tilsvarende stort inntjeningspotensial. Rivalisering og konkurranse på norsk sokkel har gitt mangfold av ideer og utbyggingskonsepter. Lisenshaverne har gjerne ulike ideer om hvilke utbyggingskonsepter som skal velges, og leverandørselskapene har typisk forskjellige løsningsforslag. Ulike geologiske miljøer utvikler et mangfold av letemodeller og tolkninger. Men rivalisering og samarbeid har i noen grad gått hånd i hånd. Samarbeid mellom oljeselskaper, leverandører og forskningsinstitusjoner er et kjennetegn ved det norske innovasjonssystemet i denne næringen, og har også på mange måter blitt institusjonalisert, noen ganger også med myndighetenes aktive deltakelse. Eksempler er OG21, DEMO 2000 og Petromaks. Nevnes bør også såkalte "Joint Industry Projects" (JIP) som etableres for å utvikle ny teknologi i et samarbeid mellom oljeselskaper, leverandører og forskningsinstitusjoner. JIP'er gir lavere kostnader for den enkelte deltaker, sprer risiko og fører til rask spredning og implementering.

Bortsett fra et kort intermeso i 1999-2000 har olje- og gassprisen gitt petroleumsrelatert innovasjon en fenomenal oppside. De store feltene har en økonomi som gjør det mulig å skreddersy og optimalisere løsningene til hvert felt, noe som har gitt leverandørindustrien et stort spillerom.

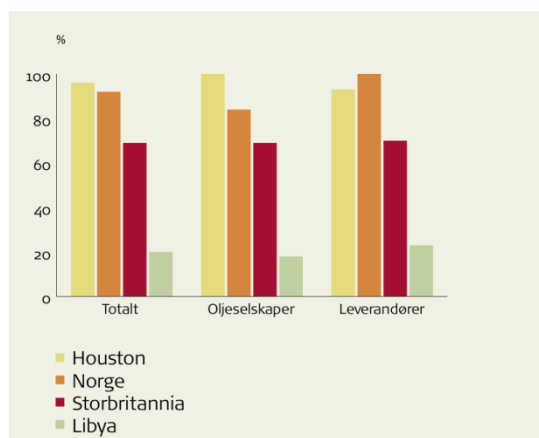
Den norske kontinentalsockelen er blant verdens mest krevende regioner for olje- og gassproduksjon. Norsk og britisk sokkel er de eneste petroleumsproduserende land av betydning der

² Verdiskaping måles som bruttoprodukt og er således direkte sammenlignbart med brutto nasjonalprodukt (BNP). Med utgangspunkt i regnskapsdata kan man måle det som driftsresultat + lønnskostnader korrigert for avskrivninger og nedskrivninger. I kapitel 3 viser vi verdiskaping for olje- og gassnæringen

all virksomhet foregår offshore, og på stadig dypere vann. I andre provinser, som for eksempel Saudi-Arabia, har naturen skapt ressurser som er mye lettere tilgjengelige, og derfor i utgangspunktet mye billigere å finne og utvinne. Utvinning av olje- og gass på norsk sokkel har krevd innovasjon og teknologiutvikling på en annen måte enn utvinning under mindre utfordrende forhold. Langsiktig og systematisk satsing på innovasjon har skapt synlige resultater. Norge regnes som en av tre kunnskapsmessig ledende offshoreregioner. De to andre er Storbritannia (UK) og Houston-området. I disse tre regionene er det utviklet verdensledende petroleums-klynger, det vil si tette nettverk av oljeselskaper og et bredt spekter av leverandørbedrifter som samarbeider om felles mål og lærer av å arbeide med hverandre, samtidig som de også er preget av sterk konkurranse.

I en studie fra 2003 sammenligner Administrativt forskningsfond (AFF) kunnskapsnivået i de ulike klyngene. Funnene er oppsummert i Figur 1 nedenfor.

Figur 1: Benchmarking av kjernekompetanse internasjonalt



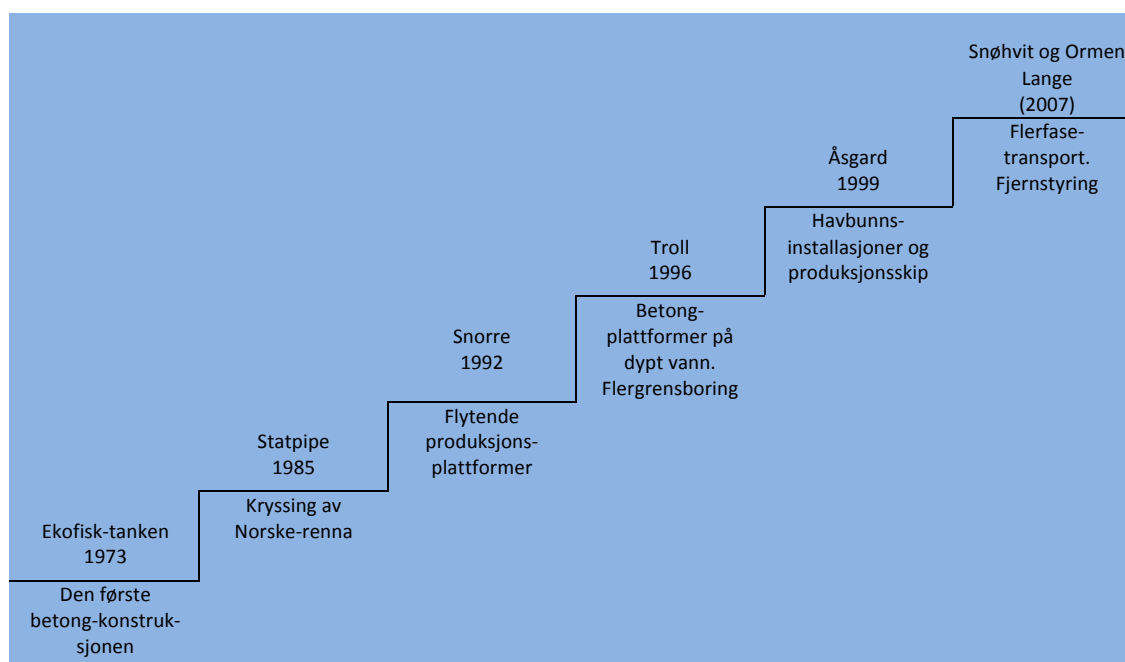
Kilde: Kompetanse og verdiskapningsevne på norsk sokkel (AFF, 2003)

Som det fremgår av figuren regnes leverandørindustrien i Norge for å ha sterkere kjernekompetanse enn i Houston og Storbritannia.

1.1. Feltutbygginger har finansiert innovasjon

Ettersom petroleumsutbyggingen har beveget seg nordover har den støttet på utfordringer knyttet til dypt vann, værharde områder og ukjent geologi. Samtidig har man i bevegelsen nordover også støttet på felt med betydelige ressurser. Fra operatørens side har det vært høyt prioritert å få på plass løsninger som bidrar til realisering av de konkrete prosjektene. Noen av de store innovasjonene har derfor kommet trinnvis, i tråd med at operatørene har støttet på nye utfordringer. En modellmessig fremstilling av disse trinnene er fremstilt i Figur 2 nedenfor.

Figur 2: Teknologisprang i petroleumsvirksomheten



Det første innovasjonstrinnet er knyttet til utvikling av betongkonstruksjoner for utvinning på dypt vann. Dette ble først tatt i bruk på Ekofisk i 1973. Betongkonstruksjonene ble senere videreutviklet og la grunnlaget for de såkalte Condeep-plattformene. Produksjon av condeep plattformer bidro til at Aker og Kværner bygde opp en betydelig oljerelatert kompetanse. Condeep-plattformen ble brukt i forbindelse med Troll-utbyggingen³ og regnes som en av flere innovasjoner som muliggjorde den utbyggingen.

Den andre innovasjonsbølgen settes i sammenheng med utbyggingen av rørledningen Statpipe i 1985. I denne utbyggingen ble gass fra Statfjord og Gullfaks ført i land via et ledningsnett til gassanlegget Kårstø i Rogaland. På slutten av 70-tallet ble kryssing av den dype Norskerenna ansett som en uoverstigelig hindring for en gassrørledning. Utbygging av Statpipe er derfor regnet som en stor innovasjon som i større grad muliggjorde kommersiell utnyttelse av gassressursene.

Utbyggingen av Snorre-A plattformen regnes som det tredje store innovasjonstrinnet på norsk sokkel. Plattformen var den første flytende petroleumsinstallasjonen på norsk sokkel. Snorre A-plattformen kan således ses på som det første skritt mot flytende produksjon, lagring og avlossing, såkalte FPSOer. Mens oljen fra feltet blir ført via rørledninger til Statfjord A for prosessering, ble gassen ført til land via rørledningene i Statpipe. Snorre A-utbyggingen er dermed et godt eksempel på at innovasjoner i de ulike feltene bygger på hverandre.

Den fjerde innovasjonsbølgen er knyttet til utvikling av Trollfeltet. Ved siden av at man på Trollfeltet tok i bruk den allerede omtalte Condeep-teknologien, gav Trollfeltet også betydelige utfordringer ettersom oljeressursene var fordelt i et tynt lag over et stort geografisk område. Tradisjonell vertikal boreteknologi ville gitt meget lav utvinningsgrad av olje og truet lønnsomheten ved utbygging. Den økonomiske verdien av oljen ble derfor satt lik null i feltplanleggingens tidlige fase. Med sikte på å utvikle teknologi for å muliggjøre utvinning av det tynne oljelaget innledet Hydro et tett samarbeid med det internasjonale leverandørselskapet Baker Hughes. Videre ble det inngått kontrakt med Halliburton om flergrens-boring – en teknologi der ett borehull i berggrunnen deles i flere grener, slik at en ferdig brønn kan drenere flere separate strukturer med olje og gass. Sammen bidro disse

³ Den første konstruksjonen som ble bygget etter dette prinsippet var Beryl A plattformen for det britiske Berylfeltet. Eksporten startet altså før hjemmemarkedet var utviklet

teknologiene til å øke antatte utvinnbare oljeressurser i Trollfeltet fra null til 250 millioner fat. Troll er også et eksempel på tidlig bruk av flerfasetransport. Behandling av gassen kunne flyttes fra plattformen til land (Kollsnes) med store besparelser i investerings- og driftskostnader som resultat.

Det femte innovasjonstrinnet er knyttet til FPSO-løsningen på Heidrunfeltet i 1995 og Åsgardfeltet i 1999. Her ble det tatt i bruk FPSO-ene, som er flytende produksjonsskip som lagrer, prosesserer og videretransporterer oljen og gassen til enten eksisterende plattformer, shuttletankere eller via rørledninger til land. En av flere fordeler med FPSOer er at de er flyttbare, slik at investeringskostnaden kan deles på flere felt. Produksjonsskip og flytende plattformer anvendes i økende grad på nye og mindre felt. Slike utbyggingsløsninger gjør en rekke marginale felt lønnsomme og øker dermed ressurstilgangen og den gjennomsnittlige utnyttelsesgraden på norsk sokkel. Med en FPSO-løsning utvinnes ressursene gjennom undervannsinstallasjoner, det vil si at pumper og annet nødvendig produksjonsutstyr er plassert på havbunnen istedenfor på en fast installasjon på havoverflaten. FPSO-løsningen hviler altså på en annen innovasjon, nemlig utvikling av undervannsinstallasjoner. Flere norske selskaper var sentrale i utviklingen av denne teknologien, herunder ABB, FMC, Kongsberg Subsea og Aker Subsea. . Utbyggingen er for øvrig et skoleeksempel på hvordan man kombinerer samarbeid og konkurranse i effektive klynger: Tre oljeselskaper allierte seg med hvert sitt leverandørmiljø slik at de konkurrerende kjedene drev hverandre frem.

Det sjette innovasjonstrinnet er knyttet til nettopp undervannsløsninger og flerfasetransport. Både Ormen Lange og Snøhvit er bygget ut gjennom undervannsinstallasjoner. Videre er feltene knyttet til rørsystemer som frakter ressursene inn til foredlingsanlegg på land. For at en slik løsning skulle være mulig måtte man utvikle løsninger for transport av ressursene over lengre strekninger, såkalt flerfasetransport. Flerfasetransport har vært viktige innovasjoner knyttet til de to største utbyggingene vi har hatt på norsk sokkel de siste ti år.

I rapporten vil vi begrense oss til å beregne verdien av innovasjon utviklet de siste ti år. Vi skal altså kun se på verdien av de innovasjoner som tidsmessig er gjort i øvre høyre hjørne av Figur 2. Imidlertid handler ikke innovasjon bare om teknologiutvikling. Også nye anvendelser av teknologier i andre sammenhenger enn den er utviklet for regnes for innovasjon (Fagerberg, Mowery og Nelson, 2005). Som vi viser i kapittel 2 har det i det siste tiåret vært en betydelig utvikling knyttet til økt ressursutnyttelse fra eksisterende felt. Økt utvinning har blant annet vært mulig gjennom å tilknytte mindre felt til større installasjoner gjennom undervannsinstallasjoner, ved flergrens- og horisontalboring og gjennom å få bedre oversikt over feltene gjennom 3- og 4D seismikk. I stor grad var disse teknologier utviklet tidligere, men med et annet formål eller på en annen måte. I rapporten har vi imidlertid kun fokusert på verdien av innovasjonene slik de er blitt brukt de siste ti årene, samt hvilken effekt dette vil ha fremover i tid.

2. Viktige innovasjoner siste 10 år og verdien av disse

I dette kapitlet identifiseres de viktigste innovasjonene tilknyttet norskbasert leverandørindustri de ti siste årene⁴. Foruten generell kunnskap om emnet og sekundærlitteratur, er våre vurderinger basert på inngående intervjuer med oljeselskaper, leverandører, forskningsmiljøer, OLF og Oljedirektoratet. Intervjulistene er vist i vedlegg 1.

Som vist i kapittel 1 skjer de teknologiske sprangene i et samspill mellom ulike enkeltinnovasjoner. Å fokusere på betydningen av enkeltteknologier gir på den bakgrunn ikke mening. Snarere er det grunn til å se på "teknologiområder", hvor ulike innovasjoner i samspill gjør det mulig å øke ressursutnyttelsen ved å finne og bygge ut nye felt eller redusere kostnadene. Teknologiområder med betydning for økt ressursutnyttelse, utvinning av nye felt og kostnadsreduksjoner de siste ti årene kan inndeles som følger:

1. Forbedret leteteknologi
2. Kostnadsbesparelser som følge av bruk av integrerte operasjoner
3. Muliggjorte feltkonsept som følge av langdistanse flerfasetransport
4. Økt ressursutnyttelse gjennom nye metoder for boring og brønn
5. Kostnadsbesparelser ved bruk av fartøyer til vedlikehold av undervannsbrønner
6. Produksjonsoptimalisering

Vi vil i de følgende delkapitler sammenfatte de ulike innovasjonsområdenes effekter i form av redusert kostnadsnivå eller økte ressurser fra eksisterende og nye felt. Videre beregner vi hvilken effekt innovasjonene har hatt i form av nåverdi i kroner. Først vil vi imidlertid drøfte hvordan man kan tolke og måle leverandørindustriens bidrag til økt verdiskaping på norsk sokkel.

2.1. Hvordan måle leverandørindustriens bidrag til verdiskaping på norsk sokkel?

Å måle leverandørindustriens verdiskaping i tradisjonell økonomisk forstand er i utgangspunktet en ukomplisert oppgave. Verdiskaping er, i tråd med prinsippene i nasjonalregnskapet, inntekter minus vare- og tjenesteinnsats. Alternativt kan verdiskaping betraktes som summen av avkastningen til alle interessenter, inkludert skatt til staten, lønn til arbeidstagerne, rente til kredittgivere og utbytte til eierne. Menon og IRIS har gjennom flere prosjekter opparbeidet en god oversikt over hvilke selskaper som inngår i leverandørindustrien. Ved å hente ut regnskapsdata fra disse selskapene kan

⁴ Norskbasert leverandørindustri defineres som bedrifter med spesialiserte vare- og tjenesteleveranser til oppstrømsvirksomheten, og som uavhengig av eierskap er lokalisert i Norge.

vi enkelt få informasjon om verdiskapingen. En presentasjon av verdiskaping i ulike deler av olje- og gassnæringen presenteres i kapitel 3.

Oppdragsgiver ønsker imidlertid i tillegg en analyse som går utover å måle verdiskaping i tradisjonell forstand. I den vedlagte oppdragsbeskrivelse går det frem at:

"I denne studien skal det belyses hvordan norskbasert leverandørindustri har skapt merverdi gjennom for eksempel utvikling av kostnadseffektive løsninger for utbygging og drift, utvikling av teknologi for økt utvinning, effektivisering av leteteknologi og innovative utbyggingskonsepter Studien skal gi et kvalitativt bilde på leverandørindustriens bidrag til ressursutnyttelse på norsk sokkel. Studien skal videre søke å gi et kvantitativt bilde av leverandørindustriens betydning "

Oppdragsgiver ønsker å få svar på hvordan leverandørindustrien gjennom utvikling av teknologi og løsninger bidrar til å øke ressursutnyttelsen og redusere kostnadene. Studien skal altså kvalitativt og kvantitativt vise hvordan leverandørindustrien gjennom innovative løsninger bidrar til å utløse aktivitet i næringen i form av nye utbygginger, leteaktivitet og arbeid for å øke uttaket av olje og gass fra reservoarene. Oppdragsgiver ønsker altså en vurdering som går langt utover hva en tradisjonelt oppfatter som verdiskaping.

Det er imidlertid i denne sammenheng viktig å understreke at vi ser på effekter av *innovasjon* og ikke generelt aktivitetsnivå. Som vi kommer tilbake til i kapitel 2.6 har leverandører og produsenter et svært tett samarbeid, og produksjon og utbygginger på norsk sokkel er avhengig av begge parters bidrag. Det er således ikke grunn til å tro at det hadde blitt utvunnet petroleum på norsk sokkel uten leverandørenes bidrag, og vice versa, uten oljeselskapene eller myndighetene hadde man heller ikke hatt noen utvinning. I studien skal vi imidlertid se utover leveranser av konvensjonelle varer og tjenester og heller se på hvordan leverandørene gjennom innovasjon bidrar til å utløse utbygginger, aktivitet for økt ressursutnyttelse eller kostnadsreduksjon hos leverandører og produsenter som ellers ikke ville funnet sted.

Petroleumsutvinning skiller seg fra mange andre næringer ved at den i og for seg ikke produserer noe selv, men snarere gjennom kunnskap utvinner ressurser som allerede er tilstede. Verdien av disse ressursene er naturlig nok avhengig av oljeprisen, men som regel er lønnsomheten i næringen relativt høy. På denne bakgrunn er skatten på overskudd i næringen satt langt høyere enn i øvrige næringer. Når vi i rapporten viser hvordan innovasjoner i leverandørindustrien bidrar til økt utvinning av petroleum, blir nåverdien av denne produksjonen naturligvis relativt høy. Vi vil imidlertid i den sammenheng understreke at vi i rapporten ikke beregner hvordan leverandørindustrien bidrar til å *skape* verdier, men snarere hvordan innovasjonene bidrar til å *utløse* verdiskapende aktivitet basert på ressurser som er gitt fra naturens side. Før vi går i dybden på hvordan innovasjon har bidratt til økt verdiskaping på norsk sokkel behøver vi en nærmere definisjon av innovasjon. Innovasjon kan defineres på en rekke ulike måter og det foreligger et utall av definisjoner fra enkeltland, akademiske miljøer, EU og OECD. I denne rapporten baserer vi oss på Nærings- og handelsdepartementets (2008) definisjon av innovasjon:

«En ny vare, en ny tjeneste, en ny produksjonsprosess, anvendelse eller organisasjonsform som er lansert i markedet eller tatt i bruk i produksjonen for å skape økonomiske verdier.»

En ny idé eller oppfinnelse blir ikke til en innovasjon før den er kommet til praktisk anvendelse. Ofte er det andre enn idéskaperen selv som står for selve innovasjonen, som kan finne sted på helt andre steder og lenge etter at ideen ble unnfanget. Bruk av teknologier utviklet i andre næringer og land er således å regne som innovasjon første gang den tas i bruk for eksempel innen petroleumsutvinning. Det er imidlertid i den sammenheng naturlig å minne om at man har forskjellige nivåer av innovasjon. Innovasjon Norge følger følgende nivåinndelinger:

- Innovasjon på bedriftsnivå vil si at en ny teknologi eller metode for første gang tas i bruk i en bestemt bedrift
- Innovasjon på regionalt nivå vil si at en teknologi eller lignende tar i bruk for første gang på regionalt nivå innad i et land
- Innovasjon på nasjonalt nivå vil si at en teknologi eller lignende tas for første gang i bruk i et land
- Innovasjon på internasjonalt nivå vil si at det er første gang en innovasjon eller lignende tas i bruk i verden.

I rapporten regner vi innovasjon på nasjonalt eller internasjonalt nivå, og ser bort fra innovasjon på bedrifts- eller regionalt nivå.

2.1.1. Verdiskaping av innovasjonen

Til forskjell fra måling av verdiskaping i tradisjonell forstand er ikke måling av verdien av innovasjon ukomplisert. Dette skyldes både prinsipielle og praktiske forhold.

Det er bred enighet om at kunnskap utløser innovasjon, og at kunnskapsrike og innovative selskaper derved kan oppnå høyere produktivitet og høyere avkastning enn konkurrentene. Klyngeteori finner det samme for sterke næringsklynger der ulike koblinger og drivere forsterker kunnskapsbyggingen og øker verdiskapingen. Den norske petroleumsklyngen er typisk for dette.

I en slik klynge oppstår det sterke eksterne eksternaliteter, det vil si at verdiskapingen på grunn av kunnskap delvis oppstår andre steder enn der innovasjonen finner sted. Dessuten oppstår mye av innovasjonen, kanskje det meste, under medvirkning av både oljeselskaper og leverandørbedrifter. Vi tar derfor utgangspunkt i hele den norske petroleumsklyngen når vi skal nærme oss oppgaven om å beskrive leverandørindustriens bidrag - det vil si innovasjonsevnen som oppstår i samhandling mellom oljeselskap, leverandørbedrifter, forskningsinstitusjoner og myndigheter.

Også unik og spesialisert kunnskap lekker ut og blir før eller senere "hylleware" som alle kan benytte, og som derfor ikke lenger skaper forhøyede verdier. Samtidig finner innovasjonsteori at ledende bedrifter og klynger har evne til å "konkurrere med seg selv", det vil si stadig bygge mer kunnskap slik at de beholder forspranget. Selv om det går an å miste denne evnen, ser vi ikke minst i petroleumssektoren at mange selskaper og de tre viktigste petroleumsklyngene (Houston/GoM, Norge og UK) har kunnet bevare sin ledelse over mange tiår. En av forutsetningene for å kunne beholde forspranget er nettopp at man forstår hvilke ekstra verdier som skapes og de driverne som ligger under.

Teoretisk sett er det denne "ekstra verdiskapingsevnen" i forhold til det å ikke ha en kunnskapstung petroleumsklynge og innovative enkeltbedrifter vi er ute etter. En mulig tilnærming til dette ville dermed vært å sammenligne med petroleumregioner uten noen sterk klyngedannelse⁵, slik det ble gjort av AFF (2003), i form av en benchmarkingsanalyse, se foran.

Et eksempel på et mulig element i en slik internasjonal sammenligning er at vi nedenfor har anslått utvinningsgraden for olje i Norge i 2009 til 51,8 prosent mens IEA (2005:51) anslø det globale gjennomsnittet til 35 prosent altså en forskjell på nesten 17 prosentpoeng. Imidlertid er selv dette anslaget svært usikkert, og det kan være tvil om tallene er sammenlignbare. For eksempel har "verden" drevet lenger med oljevirkosomhet enn Norge, og vi har trolig utvidet definisjonen noe i

⁵ I praksis benytter også disse i stor grad ledende teknologi, men denne er for det meste utviklet i de tre klyngene der bedriftene nettopp på grunn av at kunnskapen er unik vil sikre seg en vesentlig del av denne kunnskapsavkastningen.

forhold til IEA⁶. På den annen side er forholdene i Norge mer krevende enn gjennomsnittlig globalt. Det er imidlertid enda vanskeligere å finne sammenlignbare globale data for alle de andre parametre som måtte inngått i en slik analyse.

Vi er derfor kommet til at det ikke er mulig i dag å komme lenger langs denne linjen enn AFF gjorde (og selv det under stor usikkerhet) uten mer ressurskrevende forskningsinnsats - selv om det absolutt kunne vært interessant.

Fortsatt teoretisk kan man imidlertid tenke seg at denne forskjellen mellom verdiskapingsevnen for en ledende kunnskapsklynge og en provins med bare "hylleware" tilsvarer "forspranget" som den ledende klyngen sikrer seg. Dette forspranget burde derfor kunne måles ved å sammenligne verdiskaping fra innovasjon innenfor samme klynge på to forskjellige tidspunkter, der perioden tilsvarer tiden det tar før ny innovasjon lekker ut og blir "hylleware" - hva vi kan kalle "innovasjonshorizonten". Fremfor å måle en nivåforskjell mellom ulike klynger/produsentgrupper på samme tid, sammenligner man to øyeblikksbilder for bare den ene klyngen. Vi har valgt å følge denne linjen.

En utfordring for denne tilnærmingen er at vi ikke kjenner lengden på innovasjonshorizonten, og at den uansett må være sterkt varierende for ulike produkter. Innenfor industrien nevnes ofte ti år som en slags tommelfingerregel. For vårt prosjekt viser det seg også at datagrunnlaget setter en klar begrensning på ti år.

Selv om dette skulle treffe godt som et gjennomsnitt, gjenstår imidlertid problemet med faseforskyvning mellom innovasjon og den verdiskaping som utløses. For det første tar det tid før et nytt produkt blir vedtatt tatt i bruk. For det andre tar det tid før et nytt prosjekt blir godkjent (gjennom Plan for Utbygging og Drift) og til produksjonen starter. For Troll tok det for eksempel rundt ti år (fra 1986 til 1995/96), men det er et ytterpunkt. For det tredje produseres det olje og gass over lange perioder etter produksjonsstart, det vil si at verdiskapingen fra innovasjon på et gitt tidspunkt vil fortsette i mange år.

Vi får derved et valg mellom enten å legge til grunn innovasjon i perioden og forsøke å få med verdiskaping i fremtiden, eller å legge til grunn verdiskaping i perioden og forsøke å få med det som skyldes forutgående innovasjon som fortsatt ikke er blitt "hylleware", når man tar hensyn til ledetider.

Vi har valgt det første alternativet, dels på grunn av begrensninger i datagrunnlaget, og dels fordi det er svært vanskelig å bestemme hvilke innovasjoner fra før 2000 som skal tas med. Vi begrenser imidlertid dette som feilkilde ved å ta med teknologier som er *tatt i bruk* etter 2000.

Likevel er det begrenset hvor mye det er mulig å få med av fremtidig verdiskaping, siden vi selvsagt ikke kan forutse alle anvendelsesområdene. Vi har likevel gjort visse fremskrivninger, som beskrevet under omtalen av de ulike teknologiene.

Eksempelet med utvinningsgrad (som er den viktigste delen av beregningene) antyder at det kan være en stor ekstra verdiskaping fra tidligere innovasjon som ikke er fanget opp i våre beregninger. Vi finner en økning på 1,7 prosentpoeng til 51,8 prosent for "forspranget" representert ved perioden 2000-2009, som er bare tiendeparten av nivåforskjellen mot "verden" på nesten 17 prosentpoeng ned til 35 prosent. Det betyr at en del av verdiskapingen som ligger inne i inngangsnivået på 50,1 prosent kan skyldes at vi i Norge også før 2000 tok i bruk kunnskap og teknologi som fortsatt ikke har fått globalt gjennomslag i 2009, men usikkerheten og feilkildene er for store til at vi kan ta hensyn til det.

⁶ Anslaget i OD (2009) på 46% bygger på en annen beregningsmåte og er trolig mer sammenlignbart med IEA (2005), men forskjellen på 11% er likevel stor.

I prinsippet skulle dette vært kompensert ved at vi til gjengjeld har tatt med noe forventet fremtidig verdiskaping, men det er opplagt at denne delen nødvendigvis må bli undervurdert.

Det kan også være andre, mer varige og mindre variable, forhold som skaper nivåforskjell mellom norsk og andre regioners verdiskaping. Slike forhold kan for eksempel være knyttet til kulturelle og myndighetsskapte forhold, slik som en sunnere forretningskultur, mer stabile rammebetingelser, bedre utdannet arbeidskraft, et høyere sikkerhetsnivå innenfor "den norske modellen", former for bransjesamarbeid, forbudet mot brenning av gass, etc.

Med disse forbehold mener vi at teknologiutvalget og de "historiene" de fortellere er såpass komplette at de fanger opp det meste av næringens innovasjonsmessige fremgang fra 2000 til 2009. I forhold til samlet verdiskapingsevne fra kunnskap og innovasjon i den norske petroleumsklyngen må tallfestingen betraktes som et minimumsanslag. Videre forskning kan bringe oss nærmere.

Når det så gjelder praktiske forhold, vil det for det første være problematisk å fastsette en relevant pris på økte olje- og gassressurser ettersom vi ikke vet den fremtidige oljeprisen. Videre er det heller ikke uproblematisk å bestemme et relevant kostnadsnivå. Selv om vi har god informasjon om produksjons- og investeringskostnader for de enkelte felt, vet vi ikke hvordan kostnadsutviklingen fremover vil være. Sist, men ikke minst, er det vanskelig å isolere ulike effekter fra hverandre. Eksempelvis er det vanskelig å skille effekten av integrerte operasjoner, som bidrar til å redusere kostnadene, fra økt bruk av seismikk og injisering i utvinningen, som bidrar til å øke enhetskostnadene. Om man kun ser på kostnadsutviklingen på aggregert nivå eller feltnivå er det vanskelig å identifisere virkninger av innovasjoner innen de ulike teknologiområder. På den annen side gir analyse av aggregerte data, for eksempel data om utnyttelsesgrad, viktig informasjon om den totale virkningen av ulike teknologiområder. Vi vil derfor i de følgende delkapitler både ha separate utregninger som viser innovasjonens betydning for separate områder, og overordnede analyser som viser verdien av økt ressursutnyttelse på norsk sokkel som helhet. Regnestykkene baserer seg imidlertid på følgende antakelser om priser, kostnader og rentenivå:

Pris: Det er i utgangspunktet ikke uproblematisk å fastslå en relevant pris på økte olje- og gassressurser. En del av de økte ressursene som innovasjon i perioden har gjort det mulig å utvinne er allerede hentet opp, mens resten fremdeles ligger i bakken og vil hentes opp i fremtiden. For å verdsette verdien av økt ressursutnyttelse må vi således både basere oss på historisk og fremtidig pris, samt at vi må skille mellom ressurstype (olje, naturgass, NGL og kondensat), ettersom de har forskjellig verdi per oljeekvivalent. Basert på SSBs historiske statistikk over pris på eksport av norske olje- og gassressurser beregner vi en gjennomsnittspris i faste 2009-kr for perioden 2000-2009 på henholdsvis 349 per oljefat, og NOK 1.5 kr per Sm³ naturgass. Som fremtidig prisanslag legger vi til grunn samme pris som Finansdepartementet benyttet både i Perspektivmeldingen fra 2009 og i Nasjonalbudsjettet for 2010. Disse anslagene er på henholdsvis NOK 405 per fat olje, og 1,8 kr per Sm³ naturgass målt i dagens priser. Ettersom vi kun har en felles verdi for endring i utvinningsgrad for olje, NGL og kondensat gjør vi en forenkling ved å legge til grunn samme pris for NGL og kondensat som for olje.

Drifts- og investeringskostnader: For å få økte ressurser må operatørene bruke mer midler på investering og drift. For å finne netto verdiskaping må man trekke fra disse kostnadene. I våre beregninger antar vi at produksjonsressursene har den samme alternativverdien utenfor olje- og gassvirksomhet⁷. Som et anslag på kostnadene som følger med utvinning av de ekstra ressursene som har kommet til i tiårsperioden legger vi til grunn en driftskostnad på 168 kr/Sm³ o. e. (gjennomsnitt 2007-2009), og en investeringskostnad på 265 kr/Sm³ o. e. (gjennomsnitt alle felt med godkjent feltproduksjon per 2009).

⁷ Det er grunn til å tro at denne tilnærmingen er overestimert ettersom ressurser tiltrekkes den aktiviteten hvor de kaster mest av seg. Alternativverdien til disse kostnadene er antageligvis lavere enn vårt estimat.

Beregning av netto nåverdi (NPV): I enkelte tilfeller viser vi at ny teknologi har gjort det mulig å bygge ut felt. I de tilfeller har vi beregnet nåverdien av disse feltene. Vi har da tatt utgangspunkt i reserveanslagene fra ODs ressursregnskap for 2009, prisene nevnt over, utvinningstid fra feltenes PUD og antatt totale investeringskostnader fra ODs faktahefte for 2010. Når det gjelder driftskostnader, har vi tatt utgangspunkt i historiske tall for feltet og brukt et snitt av deflaterte enhetskostnader for perioden 2007-2009. For nye felt hvor foreløpig registrerte enhetskostnader gir feil bilde, har vi tatt utgangspunkt i anslag på driftskostnader fra PUD. For felt som alternativt kunne blitt bygget ut med en annen løsning, har vi beregnet differansen mellom faktisk NPV og NPV forutsatt kostnadsstrukturen til et felt med alternativ løsning. Ved beregning av netto nåverdi for ressurstilvekst som følge av økt utvinningsgrad har vi basert oss på forutsetninger gjort ovenfor, men basert oss på gjennomsnittlige historiske tall for produksjonskostnader.

2.2. Forbedret leteteknologi

Seismikk dreier seg om innsamling og prosessering av data. Norge har her vært et foregangsland innen den globale utviklingen. Allerede i 1969 opprettet norske myndigheter Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser (IKU, nå en del av SINTEF). I tillegg skjedde mye utvikling innen det norske selskapet Geco AS (nå WesternGeco som eies av Schlumberger). Foruten utvikling av genuint ny teknologi, ble det også tatt i bruk teknologi fra andre områder, eksempelvis teknologi for lytting etter ubåter. Et kvantesprang innen innsamling av geologiske data kom på slutten av 70-tallet med utviklingen av 3D-seismikk som innebar at en kunne måle reservoarene i alle tre dimensjonene. Det ble samtidig mer og mer fokus på bruk av IT-systemer til prosessering av stadig økende datamengder.

Nyvinningene innen seismikk de siste 10-15 årene kan grovt sett deles i to. For det første har det vært inkrementelle forbedringer i innsamling og prosessering av 3D-seismikk. Denne utviklingen skyldes i stor grad stadig bedre muligheter for prosessering av data. En har blant annet funnet nye petroleumforekomster ved å behandle gamle geologiske data på nytt.

For det andre har seismikk i økende grad blitt brukt som et virkemiddel i produksjonsoptimalisering gjennom utviklingen av 4D-seismikk som innebærer at 3D-seismikk skytes med jevne mellomrom slik at en får med tiden som den fjerde dimensjon. 4D-seismikk krever ekstrem nøyaktighet i forhold til sendere og mottakere, slik at en vet nøyaktig hvor seismikken ble innsamlet forrige gang. Ved hjelp av 4D-seismikk kan en se utviklinger i reservoaret over tid, noe som er spesielt nyttig på felt hvor det injiseres vann. 4D-seismikken brukes av boreoperatørene til å finne ut hvor vannfrontene befinner seg, og dermed til å finne ut hvordan de bør bore i reservoaret.

Foruten 3D- og 4D-seismikk har det den siste tiden også vært mye snakk om såkalt firekomponentsseismikk (4C-seismikk). 4C-seismikk innebærer at innsamlingen skjer på havbunnen, enten gjennom permanent nedgravde lyttenoder eller lyttekabler som legges ut fra båt. Ved å lytte direkte på havbunnen, kan en også samle opp skjærbølger hvor svingbevegelsen går på tvers av bølgeretningen, men som ikke forplanter seg i vann og dermed ikke kan registreres av lyttekabler på overflaten. 4C-seismikk er lagt ut som permanente sensorer på havbunnen på Valhall og på Statoils felt i Tampen området. Den generelle holdningen til Oljedirektoratet og aktører i bransjen, er imidlertid at 4C-seismikk ennå ikke har hatt stor effekt til nå.

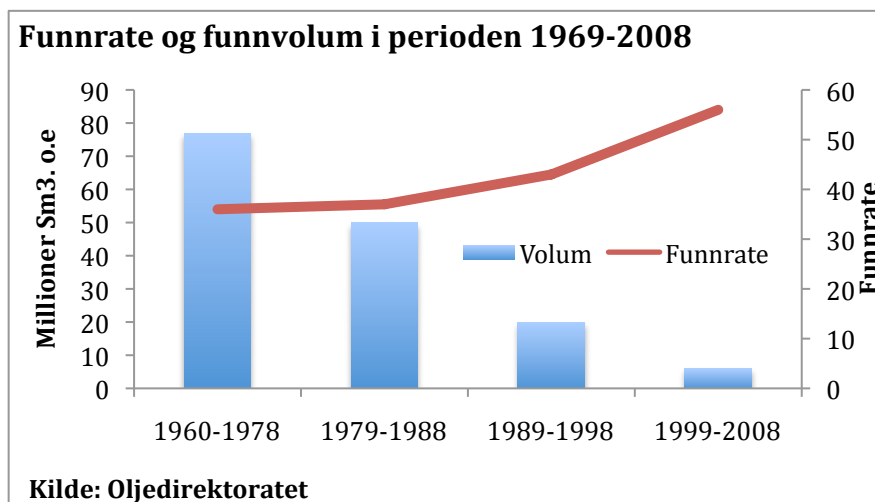
Det foregår for tiden også utvikling av kartleggingsmetoder basert på elektromagnetiske pulser som har den egenskap at de kan skille mellom hydrokarboner, vann og bergart. Dette området er også i stor grad under utvikling, og det er således for tidlig å si noe om resultatene av disse innovasjonene.

2.2.1. Verdien av innovasjoner innen leteteknologi

Når det gjelder bruk av seismikk til leting, vil bedre innsamling og/eller prosessering av data innebære kostnadsreduksjoner ved at man nå med større sikkerhet på forhånd kan si om et felt inneholder petroleum eller ikke, og at en dermed bruker mindre penger på tørre eller feilplasserte brønner. I tillegg kunne en tenkt seg at bedre leteteknologi gjør at en finner ressurser som ellers ikke ville blitt funnet, men vi har ikke indikasjoner for at dette har skjedd i stor utstrekning. Derimot er det på det rene at innovativ tolkning av geologien og utvikling av nye letemodeller har medført at noen miljøer finner ressurser i områder som tidligere er gjennomløst av andre, og at selve mangfoldet mellom letemiljøer medfører at flere forekomster blir oppdaget. Dette er det imidlertid svært vanskelig å kvantifisere.

Som vist i figur 3 nedenfor, har det vært en vesentlig bedring i funnraten de siste ti år.

Figur 3



Figuren viser at funnraten var kun svakt stigende i perioden 1969-1998 (fra 34 prosent til 42 prosent), men at den gjorde et kraftig byks opp til hele 56 prosent i perioden 1999-2008. Dette innebærer at det ble funnet ressurser i 102 av de 183 undersøkelsesbrønnene i perioden. Forbedringen på 15 prosentpoeng fra 1989-1998 til 1999-2008, kan i følge våre intervjuer i stor grad tilskrives bedre 3D-seismikk. Vi ser imidlertid at den gjennomsnittlige funnstørrelsen har gått motsatt vei av funnraten, fra 77 mill Sm³ o. e. i 1969-1978 til kun 6 mill Sm³ o. e. i 1999-2008.

Bedre funnrate reduserer kostnadene operatørene har til gjennomføring av prøveboringer. En reduksjon i antall prøveboringer kan spare operatørene for betydelige midler. Det koster i dag mellom 100 og 200 millioner kroner å bore en brønn på dypt vann, og en økning i treffprosenten bidrar derfor til substansielle kostnadsreduksjoner for operatørene. I tillegg til at kostnadsreduksjonen i seg selv er verdifull, kan den bidra til økt villighet fra operatørene til å også å bore i antatt mer marginale felt. Kostnadsreduksjonen kan således bidra til økt ressursutnyttelse. Størrelsen på kostnadsbesparelsen er det imidlertid svært vanskelig å beregne, og vi har derfor ikke gjort forsøk på det.

Bedre seismikk har, som nevnt over, også en effekt på produksjonsoptimaliseringen og er således en av hovedforklaringene bak at man nå får opp en større andel av oljen og gassen enn det en gjorde for ti år siden. Vi behandler verdien av den økte utvinningsgraden nærmere i kapittel 2.4.

2.3. Integrerte operasjoner (e-drift)

Å frakte og losjere personell på installasjoner langt til havs er kostbart. Den kostnadsdrivende effekten av offshorevirksomhet er spesielt sterk på norsk sokkel på grunn av et høyt lønnsnivå med gunstige arbeidstidsbestemmelser (2 uker på, 4 uker av) og høye krav til sikkerhet og vedlikehold. Tidlig på 1990-tallet opprettet derfor Baker Hughes et operasjonssenter for overvåking av offshoreoperasjoner fra land. Flere andre leverandørbedrifter fulgte senere etter og denne driftsformen regnes i dag for å være standard.

I starten var de landbaserte operasjonssentrene avhengig av satellittkommunikasjon med feltene. Etter hvert som det ble lagt fiberoptiske kabler til alle installasjonene på norsk sokkel, ble sanntidskommunikasjon med feltene mulig. Dette førte til framvekst av døgnåpne landbaserte operasjonssentre. Bruken av slike operasjonssentre kalles i dag integrerte operasjoner (IO) eller e-drift og innebærer omfattende bruk av informasjonsteknologi for prosessering og visualisering av data. ConocoPhillips Norge er blant de operatørene som har kommet lengst på området. I deres hovedkontor på Tananger er det opprettet et døgnåpent operasjonssenter hvor all aktivitet på deres felt (logistikk, boring, seismikk) overvåkes og styres. Mens noen av avdelingene er styrt av eget personell, er andre avdelinger, eksempelvis boring, styrt av leverandører, i dette tilfelle Halliburton Norge. Odfjell Drilling, et leverandørselskap med operasjonsansvar for blant annet Statoil, har også kommet langt i anvendelse av IO.

Etablering av IO-sentre har to fordeler. For det første innebærer det at beslutninger offshore kan fattes i et samspill med faglige eksperter på land. For det andre har det en klar kostnadsbesparende effekt gjennom behov for færre personer offshore. Mens reservoaringeniører tidligere brukte nær et ukeverk offshore for å stimulere en brønn, kan dette arbeidet i dag gjøres fra landkontoret i løpet av 4-5 timer.

Foruten operatørselskapene, har nå også leverandører opprettet egne operasjonssentre. Blant annet har leverandørene av flerfasemålere, Framo Engineering i Bergen og Multi Phase Meters i Stavanger, begge opprettet sentre hvor de kan overvåke og tilby support til installerte flerfasemålere over hele verden.

2.3.1. Verdien av integrerte operasjoner

Den økte bruken av integrerte operasjoner fører som nevnt til økt verdiskaping gjennom kostnadsbesparelser og økt kvalitet på offshoreoperasjonene. ConocoPhillips Norge hevder at de har funnet klare besparelser på enhetskostnadene, men vil ikke gå ut med konkrete tall. De viser imidlertid til konsulentfirmaet McKinsey som i sin benchmarking av oljeselskaperes enhetskostnader for 2009, fant at ConocoPhillips hadde en annen utvikling i enhetskostnadene enn de andre oljeselskapene.

Oljeindustriens landsforening (OLF) har i to omganger forsøkt å anslå den samlede effekten av IO, først i 2005 og deretter i 2007. For 2007 beregnes nåverdien kostnadsbesparelsene til 24 milliarder kroner.

OLF har også vurdert verdien av IO knyttet til bedre faglig kvalitet og dermed økt produksjon og finner verdien av dette til å være betydelig. Da integrerte operasjoner fungerer sammen med andre

teknologier som 4D-seismikk og boring, vil vi vurdere den samlede effekten av alle disse innovasjonene på utvinningsgraden i kapittel 2.7.

2.1. Økt ressursutnyttelse og muliggjorte feltkonsept som følge av innovasjoner knyttet til subsea flerfaseproduksjon og langdistanse flerfasetransport for dypvannsfelt

Tradisjonell olje- og gassproduksjon baserer seg på separasjon av olje, gass og vann ved brønnhodet før videre transport. Dette er en dyr løsning som krever bygging av plattformer og tilhørende prosessutstyr på hvert felt. Etter hvert som petroleumproduksjonen har beveget seg nordover og ned på stadig dypere vann, har slike løsninger ofte ikke latt seg forsvare økonomisk. Siden 1980 har operatørene derfor vært opptatt av å finne løsninger som gjør det mulig å bygge ut felt med undervannsløsninger hvor den ubehandlede brønnstrømmen transporteres videre til enten en nærliggende plattform, en flyter (FPSO) eller direkte til land. Slike undervannsinstallasjoner har jevnt over betydelig lavere driftskostnader enn andre felt, gjerne halvdelen av en som er plattformdrevet. Et felt har gjerne 20-30 brønner, så besparelsene blir betydelige. Undervannsløsninger brukes i dag ved nye feltutbygginger og for å øke utvinningsgraden og levetiden ved eksisterende felt gjennom såkalte tie-ins og haleproduksjon. Det er imidlertid utfordringer knyttet til undervannsløsninger når det gjelder produksjonskontroll, langdistanse flerfasetransport, undervannsprosessering og undervannsboring. En stort fordring med undervannsinstallasjoner er at en, naturlig nok, ikke har samme direkte kontroll med brønnstrømmen som ved overflate produksjon. For optimal produksjon er det nødvendig med kunnskap om hastighet på strømmen og kunnskap om mengdene av de ulike "fasene" olje, gass eller vann, som til enhver tid produseres, og siden slutten av 70-tallet har en derfor jobbet med teknologier for måling av hastighet og fase i undervannsbrønnstrøm. I Norge var miljøene rundt SINTEF og Institutt for energiteknikk på Kjeller (IFE) svært aktive og utviklet blant annet simuleringsverktøyet OLGA. Christian Michelsens Institutt i Bergen (CMI) var aktiv i arbeidet med utvikling av flerfasemålere. Det øvre sjiktet av verdensmarkedet for flerfasemålere domineres i dag av de tre vestlandsbedriftene Roxar (Stavanger), Framo Engineering (Bergen) og Multi Phase Meters (Stavanger).

Den andre store utfordringen knyttet til undervannsfelt gjelder funn på store havdyp hvor det ikke synes økonomisk forsvarlig å ta den ubehandlede brønnstrømmen opp til plattform eller flyter (FPSO). Troll Gass, som ble ferdigstilt i 1996, var det første feltet som ble bygget ut hvor gass ble ført direkte til prosesseringsanlegget på Kollsnes (63 km). Snøhvitfeltet ble funnet allerede i 1984. Feltet ble imidlertid ansett som ulønnsomt ettersom det ikke ville svare seg med en større plattformutbygging, samtidig som transport til land ikke ble ansett som mulig som følge av trykkutfordringer ved ubehandlet brønnstrøm. Utfordringen med langdistansetransport av ubehandlet brønnstrøm ble imidlertid overvunnet gjennom bedre pumpeteknologi og styringsverktøy for flerfasetransport (styringsverktøyet OLGA kommersialisert av Scandpower). Noen av de samme problemstillingene som for Snøhvit gjaldt også Ormen Lange, et stort gassfelt på ekstremt dypt vann (800 – 1 100 meter). For Ormen Lange var det én stor hindring, nemlig kryssingen av det såkalte Storeggaraset, et sted for et forhistorisk undersjøisk skred. For å kunne utnytte dette feltet var det avgjørende at Norges Geotekniske Institutt bekreftet at det var lav sannsynlighet for et nytt skred. Ilandføring ble da mulig med utgangspunkt i ny teknologi for langdistanse flerfasetransport og bedre pumpeteknologi.

Et tredje felt hvor det har vært mye innovasjonsarbeid de siste tiårene er subseaprosessering, det vil si at en forsøker å flytte prosessering og injisering fra plattform/rigg og ned på havbunnen. Statoil hadde store planer for at subseaprosessering på Tordisfeltet skulle kunne øke dette feltets utvinningsgrad med hele seks prosentpoeng. Det viste seg imidlertid at formasjonen som skulle ta imot det reinjiserede produserte vannet ikke hadde kapasitet til å ta imot vannet i de ratene som var nødvendig, og reinjeksjonen ble derfor stoppet. Statoil regner imidlertid med at subseaprosessering er et område som vil få stor betydning for utvinningsgraden for subseafelt i årene framover, kanskje spesielt på felt som Åsgard og Ormen Lange.

Et fjerde felt som ennå er helt i startgropen er undervannsboring, dvs. at selve boreoperasjonen flyttes fra rigg/flyter og ned på havbunnen. På verdensbasis antas det å være 2-3 selskaper som jobber parallellt med utvikling av slik teknologi. Delvis Statoil eide Seabed Rig AS presenterte en prototype på en undervannsrigg på oljemessen i Stavanger i august 2010.

2.1.1. Verdien av flerfasemålere og langdistanse flerfasetransport dypvannsfelt

Ilandføring ved hjelp av flerfasetransport er gjort ved to større utbygginger de senere år; Snøhvit og Ormen Lange. Mens Ormen Lange nok hadde blitt utbygd selv uten ilandføring, ville Snøhvit neppe blitt utbygd uten en slik løsning. Snøhvitfeltet ble funnet allerede i 1984, men det var lenge uklart hvordan det kunne bygges ut på en kostnadsmessig forsvarlig måte. Beslutning om utbygging av feltet ble derfor ikke foretatt før flerfase langdistansetransport gjorde det mulig med ilandføring. Samtidig var ikke flerfasetransport alene tilstrekkelig for å sikre Snøhvit-utbyggingen. I tillegg til at det måtte gjøres lempninger i skattesystemet, måtte en også utvikling av LNG-teknologi til for at prosjektet skulle bli ansett som tilstrekkelig lønnsomt. Det synes imidlertid klart at Snøhvit-utbyggingen neppe ville vært mulig uten denne teknologiutviklingen, og vi har derfor lagt til grunn at innovasjon innen flerfasetransport har bidratt til å utløse Snøhvitutbyggingen.

Likeledes er det grunn til å anta at Ormen Lange-utbyggingen neppe ville vært like lønnsom uten flerfasetransport. Innovasjonen bidro til å gjøre ilandføring mulig. Uten ilandføring er det grunn til å tro at operatørene hadde valgt en løsning med en FPSO-løsning og halvt nedsenkbar gassplattform. For å beregne nåverdien av innovasjonen for Ormen Langefeltet, har vi derfor beregnet nåverdien av feltet bygget ut som i dag minus feltet bygget ut som Åsgard-feltet.

Nåverdien av innovasjon knyttet til Ormen Lange og Snøhvit kan på dette grunnlaget beregnes til 140 milliarder kroner. Innovasjonene har bidratt til utvinning av om lag 300 millioner Sm³ o. e. Det gjøres imidlertid i den sammenheng oppmerksom på at også andre innovasjoner enn flerfaseteknologi har bidratt til å utløse denne aktiviteten, herunder blant annet teknologi knyttet til LNG m.v.

I tillegg til nye og mer kostnadseffektive utbygginger har flerfasemålere gjort det mulig å bedre utvinningsgraden for subseafelt. Verdien av dette behandles nærmere i kapitel 2.7

2.2. Ekstra ressursmengder som følge av nye metoder innen boring og brønn

Ved starten av oljevirkosomheten på norsk sokkel var brønnboring en relativt enkel operasjon hvor det ble boret vertikalt fra rigg eller plattform ned i relativt "enkle" reservoar som. Etter hvert som

den norske oljevirkosomheten skred framover, ble det sett på mulighetene for horisontal boring, havbunnsbrønner, boring i reservoar med vanskelige trykkforhold samt muligheter for sanntidsstyring av brønnenes produksjon.

Det var lenge et faktum at tradisjonell vertikalboring innebar at en del påviste ressurser ikke kunne utnyttes, blant annet de tynne oljelagene i Trollfeltet, en "pannekake" med olje som ligger under et stort gassreservoar. På 90-tallet ble det derfor forsket på nye boremetoder som skulle gjøre det mulig å bore horisontalt samtidig som en hele tiden fikk informasjon om hvor i reservoaret en til en hver tid befant seg. Oljeserviceselskapet Baker Hughes INTEQ og Hydro inngikk i den forbindelse et forpliktende samarbeid om utvikling av horisontal boring til bruk på Trollfeltet. De første forsøkene med teknologien ble testet ut ved IRIS sin testrigg Ullrigg. Utviklingen resulterte i produkter som Navigator og AutoTrak, et 3D roterbart styrbart system. AutoTrak er et intelligent boresystem som kan motta kommandoer underveis for retnings- og vinkelendring og motta data fra overflaten etter hvert som boring utføres. Produktet gjør det mulig å bore med toleranse +/- 50 cm over en horisontal lengde på 4700 m. Den vellykkede bruken av produktene medførte at Troll ble ett av de største oljefeltene på norsk sokkel. Utvikling av horisontal boring er således en av de viktigste bidragsyttere til økt ressursutnyttelse på norsk sokkel i forrige tiårsperiode. Horisontal boring har imidlertid bidratt til vesentlig verdiskaping også i inneværende periode. Teknologien har sammen med flergrensborings⁸ blitt tatt i bruk for å øke utvinningsgraden fra en rekke felt i drift. En nåverdiberegning av økt ressursutnyttelse gjøres i kapittel 2.4.

I modne felt som har produsert en stund og reservoarene er i ferd med å tømmes, vil trykket gå ned. Dette gjør det mer utfordrende å få ut ressursene. Konvensjonelle boreteknikker er da ofte mindre effektive ettersom de bidrar til å ødelegge strukturen i feltene og fordi lavere trykk i reservoaret enn i borehullet hindrer hydrokarbonene i å strømme opp. utfordringer knyttet til trykk ved boring er spesielt store i to typer felt. For det første er det en utfordring i felt karakterisert ved høyt trykk og høy temperatur som for eksempel Kristin og Kvitebjørn. For det andre er det en utfordring i eldre felt hvor en skal prøve å hente ut olje fra "reservoarlommer" med vanskelige trykkforhold. Dette gjelder blant annet deler av Gullfaks C hvor det hadde bygd seg opp svært høyt trykk i deler av formasjonen, samt deler av Oseberg.

Trykkregulering ved boring hadde lenge vært prøvd i Canada og Oman, men teknologien måtte tilpasses norske sikkerhetskrav. Videre var det en utfordring å få plass til nødvendig utstyr på de norske plattformene, som allerede hadde store utfordringer knyttet til vekt. Den første bruken av trykkregulering på norsk sokkel var i 2003 da Halliburton på Gullfaks C tok i bruk underbalansert boring, dvs. at trykket i brønnen ble holdt rett under trykket i reservoaret. Dette ble regnet som en stor suksess og var denne teknologiens gjennombrudd på norsk sokkel. I 2004 startet et samarbeid om utvikling av trykkbalansert boring, dvs. at det skjer en utjevning av trykk slik at det er konstant i hele operasjonen, mellom Houston baserte Secure Drilling, IRIS og SINTEF. Trykkbalansert boring ble så tatt i bruk på Kristin og Oseberg. Teknologien ble senere også tatt i bruk på Kvitebjørn som et middel til å øke utvinningen etter at en i 2008 måtte stoppe all produksjon etter et dramatisk trykkfall.

Et tredje område som har vært gjenstand for mye forskning i perioden, er såkalte intelligente brønner, det vil si brønner med innlagte sensorer som gjør at en kan overvåke og styre selve brønnen. Denne teknologien, som det blant annet har vært jobbet mye med ved IRIS, innebærer at en ved inntrenging av vann i én side av brønnen, ikke trenger å stenge hele brønnen, men kan stenge av kun denne siden av brønnen. Teknologien har vært tatt i bruk av Statoil de siste fem år, men

⁸ Flergrensboring vil si at en borer flere brønnarmer på én og samme brønn.

regnes ennå for å være i startfasen. Flere selskaper jobber for tiden med videreutvikling av konseptet.

2.2.1. Verdien ny bore- og brønnteknologi

Innovasjoner knyttet til trykk- og underbalansert boring har ikke vært forutsetninger for feltutbygginger på norsk sokkel. Teknologien har imidlertid delvis bidratt til å hente ut ressurser som en ellers (på grunn av trykkfall) ikke ville fått ut (Gullfaks C, Oseberg, Kristin og Kvitebjørn), det vil si at teknologiene har bidratt til økt utvinningsgrad. Verdien av dette vil inngå i våre beregninger av effekt av økt utvinningsgrad i kapittel 2.7.

2.3. Kostnadsbesparelser som følge av lett fartøybasert intervensjon av subseabrønner

En stor utfordring med subseabrønner er at brønnintervensjoner er 3-5 ganger dyrere enn fra plattformbrønner da intervensjonene ofte må gjøres fra rigger. Foruten kostnadene til selve riggen, løper også kostnader til supply- og ankerhåndteringsfartøy. Brønnintervensjon på subseafelt lar seg derfor i mange tilfeller ikke forsvare, med de negative konsekvenser dette har for utvinningsgrad.

I den senere tid har man utviklet teknologi som muliggjør brønnintervensjon fra spesialbygde offshore supplyfartøy. Metoden er utviklet gjennom et samarbeid mellom Island Offshore, FMC Technologies, Aker Solutions og Oceaneering. Arbeidsfordelingen mellom dem har vært som følger: Island Offshore Subsea utviklet og fikk bygget spesiallagte dynamisk posisjonerte intervensjonsfartøy. FMC Technologies utviklet et ventilsystem som festes på brønnhodet og brukes til å sluse verktøy ned i brønnen. Aker Solutions utviklet kabelen som skulle gå mellom fartøyet og subsea-lubrikatoren. Oceaneering forpliktet seg til å bidra med ROV⁹-tjenester.

2.3.1. Verdien av fartøybasert lett brønnintervensjon

Fartøybasert lett brønnvedlikehold vil for det første kunne ha en kostnadsbesparende effekt. En beregning av sparte kostnader gjennom bruk av fartøybasert lett brønnintervensjon må basere seg på forskjellen i kostnader ved bruk av rigg. Grove tall fra Island Offshore Subsea indikerer at kostnadene ved en brønnintervensjon utført med rigg, vil ligge i størrelsesorden 4,8 – 6,7 millioner kroner, mens kostnadene ved bruk av offshorefartøy vil ligge mellom 1,5 og 2,2. For våre beregninger vil vi anta at kostnadene med riggintervensjon ligger i nedre del av det oppgitte spenn, mens fartøykostnadene ligger i øvre del. Vi antar videre at vi har 500 subseabrønner som skal intervenseres hvert femte år i en periode på 30 år. Netto nåverdi av besparelsene ved fartøybasert lett brønnintervensjon blir da rundt 3,3 milliarder kroner. Som verdi av innovasjonen er anslaget meget forsiktig, idet den forventede økte utvinningsgrad ikke er inkludert.

⁹ Remote Operated Vehicles

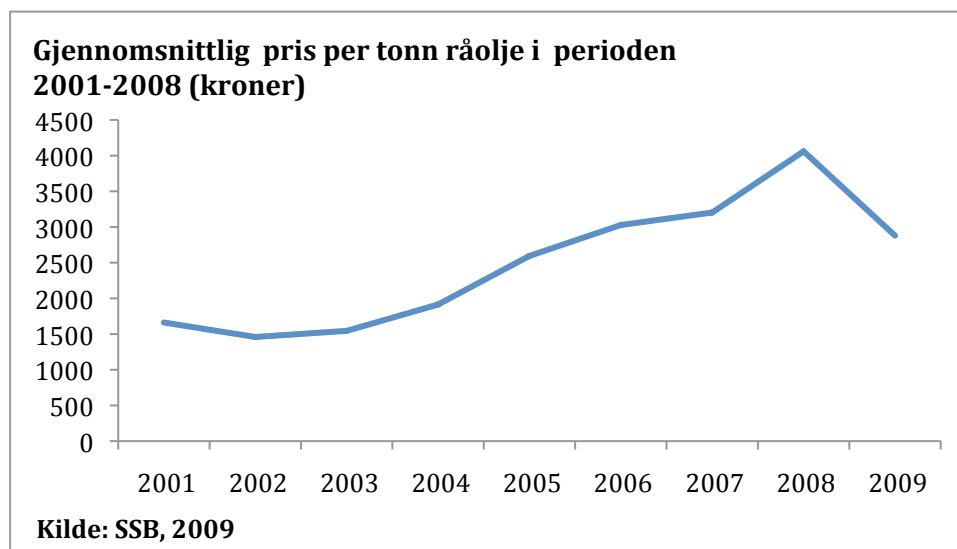
2.4. Produksjonsoptimalisering – økt ressursutnyttelse

Den store utfordringen for ressursutnyttelsen på sokkelen er å optimalisere produksjonen slik at en får opp mest mulig av petroleumsressursene for lavest mulig kostnad. Hvilke mengder som faktisk er mulige å produsere, har økt sterkt siden starten av den norske oljeutvinningen. Da Ekofisk ble funnet i 1969, ble utvinningsgraden for denne type krittfelt anslått til 17 prosent. Suksessive innovasjoner, i stor grad knyttet til vann- og gassinnsprøyting, har økt utvinningsgraden til rundt 50 prosent. Videre ble utvinningsgraden anslått til 48 prosent da Statfjordfeltet ble åpnet for i 1979. Som følge av innovasjoner knyttet til reservoarstyring og injeksjon av olje og gass, er utvinningsgraden per 2009 anslått til rundt 68 prosent.

I siste tiårsperiode har det vært en betydelig økning i utvinningsgraden i feltene. Dette er i utgangspunktet uventet av to årsaker: For det første synker reservoartrykket med gradvis økende uttak av ressurser; for det andre kan nye felt eller nye deler av eldre reservoarer som settes i produksjon i stor grad antas å være vanskeligere å utvinne enn eksisterende felt.

Én mulig forklaringsfaktor i forhold til endringer i utvinningsgrad er endringer i olje- og gasspris. Som det går frem av Figur 4 nedenfor har prisen per tonn råolje steget fra i overkant av 1600 kroner per tonn i 2001 til rett i underkant av 2900 kroner per tonn i 2009.

Figur 4



Når det gjelder effekt på utvinningsgrad er det imidlertid viktig å skille mellom kortsiktige og langsiktige prisforventninger. Beslutningen om å fortsette utvinningen i et modent felt kan i noen grad avhenge av kortsiktige prisforventninger, mens beslutningen om nye feltutbygginger/utvidelser utelukkende vil avhenge av de langsiktige prisforventningene. Vår intervjuer med oljeselskapene tyder på at endringer i olje- og gassprisen i perioden kun i liten grad har hatt innflytelse på deres produksjonsbeslutninger. Selv om tilbakemeldingene fra operatørene på dette punktet er relativt entydig ser vi imidlertid ikke bort ifra at oljeprisen kan ha vært avgjørende beslutninger knyttet til enkelte felt, og da særlig i beslutninger knyttet til enkelte modne felt med eldre installasjoner. Når vi i det følgende argumenterer for at effekten av økt utvinning i perioden kan tilskrives økt innovasjon, er dette anslaget således å regne som et maksimalanslag.

Dersom vi ser vekk fra ev. priseffekter, peker våre informanter hos operatørselskapene og Oljedirektoratet på følgende teknologiområder som sammen har bidratt til å øke utvinningsgraden. I særlig grad fremhever de: 1) Seismikk, 2) Integreerte operasjoner, 3) Flerfasemålere og langdistanse flerfasetransport, 4) Horisontal boring og trykkgulering ved boring samt 5) Fartøybasert lett brønnvedlikehold. Disse teknologiene vil samlet kunne ha en effekt på endret utvinningsgrad.

Vi vil i det følgende beregne effekten av økt utvinningsgrad målt i Sm3 o. e og nåverdi.

2.4.1. Samlet verdi som effekt på utvinningsgrad

Utvinningsgrad for et gitt felt eller en gitt sokkel blir vanligvis definert som allerede produserte ressurser (ODs ressursklasse 0) pluss vedtatt utvinnbare ressurser (ODs ressursklasser 1-3) delt på totalt tilstedeværende ressurser. Utvikling i utvinningsgraden blir mye brukt som en indikator på teknologiutvikling.

Våre intervjuer tyder på at økningen i utvinningsgrad nærmest utelukkende kan tilskrives innovasjon i perioden. Samtidig er det grunn til å minne om at utvikling i utvinningsgrad er en relativt grov indikator på teknologiutvikling. For det første kan utvinningsgraden påvirkes av naturens lover både opp og ned. Innsynkingen på Ekofisk vil eksempelvis bidra til økt reservoartrykk og således øke utvinningsgraden som når en presser en svamp. På den annen side vil økende produksjon fra et felt bidra til lavere trykk slik at gass vil omdannes til kondensat og feltet får gradvis lavere utvinningsgrad for gass. For det tredje vil utvinningsgraden være en funksjon av hvor store økonomiske investeringer som gjøres på feltet. Utvinningsgraden vil altså øke etter hvert som operatøren vedtar utbygging av de såkalte avhengige ressurser i felt, det vil si påviste, men ikke vedtatt utbygde ressurser (ODs ressursklasser 4A, 5A, 6A og 7A).

For å kompensere for effekten på utvinningsgraden av økte investeringer på feltene, vil vi ta hensyn til endring i avhengige ressurser i felt, det vil si at vi da ser på utvinningsgrad som allerede produserte ressurser (ODs ressursklasse 0) pluss vedtatt utvinnbare ressurser (ODs ressursklasser 1-3) pluss avhengige ressurser i felt (ODs ressursklasser 4A, 5A, 6A og 7A) delt på totalt tilstedeværende ressurser. Vi finner da at den samlede utvinningsgraden for olje, NGL og kondensat økte fra 50,1 prosent i 2000 til 51,8 prosent i 2009. For gass har utvinningsgrad økt med kun 0,1 prosentpoeng fra 64,4 prosent i 2000 til 64,5 i 2009¹⁰. Vi har imidlertid ikke data på hvor mye naturens lover har bidratt til enten å redusere utvinningsgraden spesielt for gass, eller øke utvinningsgraden for olje, NGL og kondensat.

Vi ønsker også å undersøke om det er mulig å identifisere noe klart skille med hensyn til endring i utvinningsgrad de siste 10 årene for felt som i større grad baserer seg på mer moderne undervannsteknologi, sammenlignet med de tradisjonelle feltkonseptene hvor boringen stort sett gjøres fra plattform¹¹. Når vi skiller mellom feltkonsepter med overflate produksjonsbrønner og havbunnkomplettete brønner¹² finner vi imidlertid at endringen i utvinningsgrad er relativt lik for de to konseptene. Resultatene er vist i Tabell 1 nedenfor.

¹⁰ Den lavere endringen i utvinningsgrad for gass kan skyldes at gass har blitt omdannet til kondensat (og da at utvinningsgraden for olje/kondensat/NGL må ha økt tilsvarende)

Forøvrig ble det i 2001 ble det gjort en reklassifisering av ressurskategoriene slik at tidligere tall ikke er sammenlignbare på nedbrutt nivå. Reklassifiseringen innebar blant annet at betydelige ressursmengder i Troll og Oseberg feltet ble reklassifisert som reserver, mens de tidligere var i høyere ressursklasser. I vår beregning har vi tatt hensyn til denne reklassifiseringen ved å benytte oss av "reklassifiserte ressursdata" for år 2000.

¹¹ Inndelingen er gjort på feltnivå. I de tilfellene hvor det brukes både overflate produksjonsbrønner (tørt brønnhode) og havbunnkomplettete brønner (vått brønnhode) har vi kategorisert mht. den teknologien som er dominerende på feltet.

¹² Utfordringen med denne beregningen av utvinningsgrad, er at feltdataene ikke inkluderer betingede ressurser for felt. Dette gjør at endringen i utvinningsgrad blir kunstig høy fordi feltene som nevnt tidligere har en naturlig modningsprosess hvor betingede ressurser i felt over tid oppgraderes til reserver etterhvert som de blir godkjent av myndighetene. Ved å bruke det relative forholdet i endring i

Tabell 1: Beregnet endring i utvinningsgrad fra 2000 – 2009, fordelt på ressurs og type feltkonsept

Feltkonsept	olje, NGL og kondensat	gass
Overflate produksjonsbrønner	1,8 %	0,1 %
Havbunnkompletterte brønner	1,2 %	0,2 %
Samlet	1,7 %	0,1 %

Kilde: OD, Menon Business Economics, IRIS

Endringen i utvinningsgrad har imidlertid ikke bare innvirkning på ressursene som er hentet opp i perioden. Høyere utvinningsgrad innebærer at en kan forvente å få ut mer av gjenværende ressurser. Vi vil i det følgende beregne hvor mye mer ressurser en vil kunne få ut av gjenværende petroleumsressurser per 31.12.2009 som følge av endring i utvinningsgraden siden 2000. Vi finner da et anslag på "totalt gjenværende tilstedeværende petroleumsressurser" som vi multipliserer med endringen i utvinningsgraden. Resultatene er presentert i **Tabell 2** nedenfor.

Tabell 2: Volumeffekt av økt utvinningsgrad (2000-2009), mill. Sm³ oljeekvivalenter

Feltkonsept	Olje, NGL og kondensat	Gass	Sum feltkonsept
Overflate produksjonsbrønner	122	7	128
Havbunnkompletterte brønner	12	3	16
Sum ressurstype	134	10	144

Kilde: OD, Menon Business Economics, IRIS

Basert på anslagene for økte ressurser og enhetskostnader beregner vi en netto verdiskapingseffekt på 157 mrd. kroner målt i dagens kroneverdi som følge av økt utvinningsgrad. Som diskonteringsfaktor legger vi til grunn en rente på syv prosent. Tabellen nedenfor viser hvordan denne netto verdiskapingseffekten fordeler seg med hensyn til feltkonsept og petroleumsressurs¹³.

Tabell 3: Verdiskapingseffekt av økt ressursutnyttelse på norsk sokkel, mrd. 2009-kroner

Feltkonsept	Olje, NGL og kondensat	Gass	Sum feltkonsept
Overflate produksjonsbrønner	137	3	141
Havbunnkompletterte brønner	14	2	16
Sum ressurstype	151	5	157

Kilde: OD, Menon Business Economics, IRIS

utvinningsgrad for feltkonsepter med hhv. overflate og havbunnkompletterte produksjonsbrønner og vekte det med andelen av utvinnbare ressurser får man imidlertid et anslag på endring i utvinningsgrad for de to typene teknologier korrigeret for modningseffekten.

¹³ Fordelingen på feltkonsept fremkommer ved å legge til grunn samme andelsmessige fordeling mellom utvinnbare ressurser (RK 0-3) for felt i produksjon som per 2009.

Naturlig nok finner vi at verdiskapingseffekten følger samme mønster som volumeffekten av økt utvinningsgrad. Det er imidlertid verdt å nevne at investering og driftskostnader per enhet produsert er noe mindre for havbunnkomplettete brønner slik at feltene hvor denne teknologien dominerer har en relativt større effekt på netto verdiskaping enn det har på volum.

2.5. Anslag på total utløsende effekt av innovasjon i perioden

I Tabell 4 nedenfor har vi oppsummert hvordan teknologiutvikling innen ulike områder har bidratt til økt ressursutnyttelse, reduserte kostnader og nye utbygginger.

Tabell 4: Samletabell for verdsetting av innovasjoner

Område	Innovasjoner	Effekt:	Ressurser (Mill. Sm ³ o. e)	NPV (mrd kr)
1) Forbedret leting	Videreutviklet 3D-seismikk	Kostnadsreduksjon	Uklart	Uklart
2) Integrerte operasjoner	Økt bruk av IKT og økt koordinering av funksjoner	Kostnadsreduksjon, økte reserver		24
3) Feltutvikling på dypt vann uten installasjon eller båt	Langdistanse flerfasetransport og dypvannsteknologi	Muliggjorte utbyggingskonsept	311	140
4) Feltutvikling ved høyt trykk og høy temperatur (HPHT)	Trykbalansert boring	Muliggjorte utbyggingskonsept	Uklart	Uklart
5) Lett brønnintervensjon	Lett brønnintervensjon	Kostnadsreduksjon, økt utvinning		3
6) Produksjonsoptimalisering	Seismikk (4D), boreteknologi og IO, flerfasemålere, lett brønnintervensjon mm.	Utvinningsgrad	144	151
Sum:			455	318

Som det går frem av figuren antar vi at innovasjon i perioden har bidratt til å utløse aktivitet og som har økt utvinningen fra gamle og nye felt med 455 milliarder Sm³ o. e. Til sammenligning er samlede utvinnbare reserver i Statfjord, fra begynnelse til slutt, anslått til 684 mill. Sm³ o. e., mens samlet norsk produksjon i 2009 var 238 Sm³. De siste ti års innovasjon har altså bidratt til å øke utvinnbare ressurser tilsvarende 1/3 av Statfjord og nesten to års produksjon på norsk sokkel.

De økte ressursmengdene knyttet til muliggjorte utbyggingskonsept og produksjonsoptimalisering er beregnet til netto nåverdier (NPV) på henholdsvis 140 og 151 mrd. Kroner. I tillegg kommer kostnadsbesparende innovasjoner som økt bruk av IKT og lett brønnintervensjon som til sammen er beregnet til en netto nåverdi på 30 mrd. kroner. Samlet nåverdi av innovasjoner blir da 318 mrd kroner.

Det er grunn til å understreke at det er stor usikkerhet rundt tallene, og at resultatet dermed må tolkes med forsiktighet. Tallene gir likevel en pekepinn om den samlede verdien av innovasjon i perioden.

2.6. Ære være – hvordan fordele æren for innovasjon mellom leverandørmiljøer og produsenter

I det foregående delkapittel har vi beregnet hvordan innovasjoner har bidratt til økt verdiskaping på norsk sokkel, målt i økt ressursutnyttelse, nye feltkonsepter og kostnadsreduksjoner. Oppdraget vårt innebærer også en fordeling av "æren" for innovasjonene mellom produsenter og leverandører. I den sammenheng kan man tenke seg følgende tilnæringsmåter:

- **Basert på analyse av hver innovasjon:** Den intuitivt mest riktige fremgangsmåten er å ta utgangspunkt de forskjellige teknologiområdene og identifisere hvem som har vært den drivende kraften bak innovasjonene. I de tilfeller det har vært leverandørindustrien som har vært den drivende kraft kan vi kreditere dem for verdiskapingen, mens operatørene krediteres dersom det er de som har vært drivende i andre sammenhenger. Basert på drøftingene i de foregående delkapitler ser vi imidlertid at innovasjonene ofte er kommet til i tett samarbeid mellom produsenter og leverandører, samt at forskjellige innovasjoner suksessivt bygger på hverandre, og at det således er vanskelig å fastslå hvem som har æren for hva.
- **Basert på outsourcingnøkkelen:** Operatørene kjøper i dag varer og tjenester i forbindelse med drift og investering. Det er grunn til å vente at selskapet her gjør rasjonelle vurderinger som innebærer at de kjøper kompetanse utenfor selskapet når de ikke har den internt. En analyse av operatørens selskaper viser at om lag 50 prosent av driftskostnadene går til kjøp av varer og tjenester utenfor selskapet. Å bruke outsourcingnøkkelen gir imidlertid ikke mening. Bakgrunnen for dette er at selskapene også kjøper varer og tjenester som overhodet ikke er spesialisert eller basert på innovasjoner, og at den samlede verdien av innovative produkter er større enn prisen. Det blir således vanskelig å skille ut hvor stor del av kjøpene som retter seg mot innovasjoner og hvor stor del som retter seg mot kjøp av konvensjonelle varer og tjenester.
- **Basert på aktørenes oppfatninger.** Enkelte av våre informanter – både oljeselskaper og leverandører – anslår at uavhengig av hverandre at leverandørene har æren for rundt 80 prosent av innovasjonene i forbindelse med utbygginger og rundt 60 prosent i forbindelse med drift.

Vi har ovenfor argumentert for at innovasjoner ofte utvikles i et samspill mellom oljeselskaper, leverandører og forskningsinstitusjoner. Både rivalisering og samarbeid kjennetegner den norske modellen. Likevel mener vi det er riktig å gi en antydning om leverandørenes betydelige rolle. Teknologidrevne leverandører inntar en proaktiv rolle og foreslår løsninger for oljeselskapene, noe som opprettholder dynamikken og konkurransen i bransjen. Denne fordelingen vil det alltid være uenighet om, fordi hver part har en tendens til å overvurdere egen rolle.

Generelt vil opphavet til en innovasjon til en viss grad være et spørsmål om optimal økonomisk organisering hvor oljeselskapene finner det mer rasjonelt å bestille forskning og utvikling enn å gjøre alt i egen organisasjon. Dette innebærer at det som fremstår som innovasjoner fra leverandørindustrien i stor grad er resultat av oljeselskaperenes "bestillinger" i form av konkrete utfordringer oljeselskapene ber leverandørindustrien forsøke å finne løsninger på. Dette er også i samsvar med brede industrielle trender der ledende selskaper spisser sin kjernekompetanse og samarbeider med leverandører som spisser sin. Dette er særlig typisk for sterke klynger og bekreftet av innovasjonsforskning. For eksempel fant Tether og Tajar (2008) at innovasjon i stadig sterkere grad finner sted *mellom* bedrifter fremfor *innenfor* bedrifter.

For det andre er det slik at én teknisk løsning vil bygge på en annen løsning slik at det kan være vanskelig å si eksakt hva som er nettoeffekten av enkeltløsninger. Basert på disse argumentene, som det har vært bred enighet om blant aktørene som er intervjuet i prosjektet, konkluderer vi med at det ikke er mulig å fordele æren på en fornuftig måte. Vi understreker også at "den norske innovasjonsmodellen" i olje- og gassnæringen ofte impliserer et tett samarbeid mellom leverandører, oljeselskaper og forskningsinstitusjoner. Når hensikten nettopp er å dele kunnskaper, er det lite hensiktsmessig i ettertid å foreta en oppdeling med få røtter i virkeligheten. Den norske suksessen ligger i samhandlingen mellom de ulike aktørene, et syn som deles av aktørene i bransjen og relaterte offentlige organer.

Som vist i kapittel 1 har store utbygginger på norsk sokkel ofte finansiert banebrytende innovasjon. Utbyggingene kan derfor i noen grad karakteriseres som gigantiske FoU-prosjekter. I utbyggingene har man trukket på både norske og utenlandske leverandører, avhengig av deres tilgjengelige kunnskap. I den grad man skal kreditere leverandørmiljøer for innovasjonene tatt i bruk på norsk sokkel de senere år, må man også kreditere utenlandske miljøer. Eksempelvis er det ikke grunn til å tro at man såpass raskt hadde klart å ta i bruk trykbalansert boring på norsk sokkel uten at dette i lengre tid hadde vært brukt i Canada og Oman. På den annen side har andre petroleumsprovinser kunnet ta i bruk viktige innovasjoner fra den norske klyngen som subseainstallasjoner og horisontalboring. Kunnskap og innovasjoner opparbeidet gjennom større utbygginger på norsk sokkel har lagt grunnlaget for den sterke internasjonalisering vi har sett av leverandørindustrien de senere år.

Det ser altså ut til at kunnskap og innovasjoner i stor grad flyter mellom den norske og de viktigste utenlandske petroleums-klyngene og at impulsene man mottar "betales" med de impulsene man gir fra seg. Den foran siterte AFF-studien fant at kjernekompetansen til leverandørindustrien i Norge var sterkere enn i de to viktigste konkurrentklyngene, hvilket indikerer at vi skaper mer kunnskap enn vi mottar. Dette kan illustreres ved at utenlandsomsetningen fra norsk leverandørindustri i 2009 var nær 50 prosent i 2009 (Menon, 2010), mens operatørenes importandel anslås til mellom 35-40 prosent (Eika et al, 2010)¹⁴.

¹⁴ Inklusive underleveranser.

3. Utviklingen i den petroleumsrettede verdikjeden de siste ti år – hva kan forklare veksten

Vi vil i dette kapitlet drøfte sentrale utviklingstrekk som har hatt betydning for verdiskaping og sysselsetting blant produsenter og leverandører. Forholdet mellom leverandøren og produsenter er i stor grad dynamisk og preget av et gjensidig avhengighetsforhold. Eksempelvis vil drivkrefter som oljepris, modning, internasjonalisering, politiske rammebetingelser og den voksende betydning av kunnskap påvirke både produsenter og leverandører i stor grad. Drivkreftene vil imidlertid ha forskjellig virkning for de to gruppene. Drøfting av ulike drivkrefters virkning vil derfor drøftes separat.

Ved siden av å bli påvirket av sterke eksterne drivkrefter, påvirkes både strukturen på produsent- og leverandørsiden av innovasjoner. Innovasjonene ble beskrevet i kapitel 2. Kapitlene må derfor drøftes i sammenheng.

3.1. Forhold knyttet til tallmateriale

I dette kapitlet vi som nevnt vise strukturelle utviklingstrekk for operatørene og leverandørene. Disse strukturelle utviklingstrekkene belyses gjennom statistikk knyttet til oljepris (SSB), prognoser knyttet til fremtidig utvinning på norsk sokkel (Econ Pöyry) og internasjonaliseringsgraden i norsk leverandørindustri (Menon). For å vise utviklingstrekk knyttet til verdiskaping og sysselsetting vil vi basere oss på en populasjon leverandørbedrifter og oljeselskaper.

På grunn av vekst og relativ sterk betalingsevne blant operatørene har stadig fler norske bedrifter valgt å innrette sin produksjon mot nettopp olje- og gasssektoren. Sektorens betydning for vekstmotor i norsk økonomi har vært økende de senere år, og stadig flere næringer har økt sin andel av leveranser til sektoren. Samtidig eksisterer det ikke noen form for klar næringsavgrensning for leverandørindustrien. I beregninger av leverandørindustriens størrelse må det således gjøres skjønnsmessige vurderinger.

Både Menon, BI/IRIS og Ernst & Young har utarbeidet anslag for størrelsen på leverandørindustrien. For å utarbeide disse har selskapene inkludert bedrifter som innen næringer som i hovedsak leverer til olje- og gassindustrien, herunder blant annet "Boretjenester tilknyttet utvinning av råolje og petroelium", "andre tjenester knytte til utvinning av råolje og naturgass", "bygging av oljeplattformer og moduler" m.v. Samtidig har en rekke bedrifter også utenfor disse næringene også betydelige leveranser til petroleumsnæringen. Eksempelvis har fremveksten av undervannsteknologi medført stor etterspørsel etter undervannspumper, som altså produseres av bedrifter innen næringen "produksjon av pumper og kompressorer". For å få et mer komplett bilde av populasjonen inkluderes altså bedrifter fra næringer som i noen grad leverer til petroleumsnæringen. Når disse næringene inkluderes gjøres det imidlertid et arbeid med å luke ut bedrifter som enten ikke leverer til petroleumsnæringen eller hvor leveransene er å anse for å være så marginale at bedriften ikke kan regnes for å være en del av leverandørindustrien. Utluking av bedrifter har skjedd med bakgrunn i hvilke næringer bedriften oppgir å ha leveranse til på sin hjemmeside. Sist men ikke minst håndplukkes enkelte bedrifter som vi vet har store leveranser til petroleumsnæringen, men som tilhører næringer som i liten grad har det har det. Et godt eksempel i så henseende er International Research Institute of Stavanger (IRIS), som er registrert under næringen "Annen forskning og annet utviklingsarbeid

innen naturvitenskap og teknikk”, men som altså har rundt 80 prosent av sin virksomhet knyttet til petroleumsnæringen.

Basert på denne metoden har IRIS og BI etter innspill fra Menon, utarbeidet en populasjon bestående av totalt 2 500 bedrifter som vi etter en skjønnsmessig vurdering mener å tilhører leverandørindustrien¹⁵. Av disse hadde 2134 bedrifter omsetning i 2008. Bedriftene er gruppert i forhold til hvilken verdikjede de tilhører i næringen. Om et selskap leverer til boreoperatørene, grupperes selskapet som et boreselskap. Likeledes vil produsenter av utstyr til undervannsløsninger blir gruppert som subsealeverandører. Vi beskriver flere forhold knyttet til tallmateriale i kapitel 3.3.

Vi vil i det følgende presentere verdiskaping og sysselsetting i disse bedriftene. Vi må i den sammenheng understreke at de tallene vi presenterer må regnes som nettotall. Selv om vi vet at disse bedriftene tilhører leverandørindustrien, vet vi ikke hvor stor del av inntektene de har fra salg til petroleumsnæringen. Mens enkelte bedrifter som for eksempel Aker Solutions nærmest utelukkende leverer til petroleumsnæringen, utgjør leveranser til petroleumsnæringen et viktig segment på linje med andre segmenter i andre bedrifter, som er tilfellet for eksempel Framo AS, som også har betydelige leveranser til maritim næring. At det kan være forskjell på bedriftens totalomsetning og den petrorettede omsetningen er blant annet vist i Menon (2010).

3.2. Økt oljepris og modning på norsk sokkel preger oljeselskapenes tilpasning

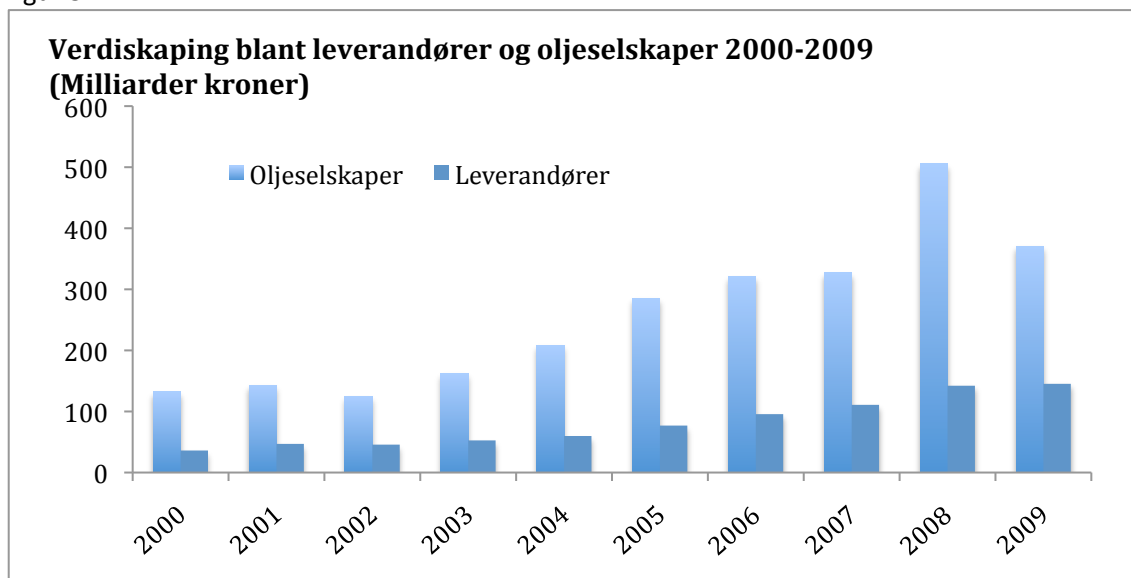
I dette delkapitlet vil vi vise utvikling blant oljeselskapene de siste ti år. Ved siden av å vise utviklingstrekk for verdiskapingen i ulike verdikjeder, samt drivere for dette, vil vi også drøfte strukturelle utviklingstrekk for disse.

Både oljeselskaper og leverandørindustrien har opplevd en formidabel vekst de senere år. Som det går frem av figur 4 nedenfor har verdiskaping blant oljeselskapene økt fra i overkant av 100 milliarder i 2000 til nær 400 milliarder i 2009¹⁶. Verdiskapingen blant operatørene hadde en topp i 2008 på nær 500 milliarder, hvilket har nær sammenheng med høy oljepris dette året.

¹⁵ Populasjonen er blant annet bygget opp med bakgrunn i populasjoner som Menon og Ernst&Young har utarbeidet ved tidligere prosjekter

¹⁶ Det gjøres oppmerksom på at vår populasjon kun inneholder bedrifter. Tallene gir et riktig bilde av verdiskaping og sysselsetting blant oljeselskaper i Norge. Våre anslag for verdiskaping blant oljeselskapene er imidlertid lavere enn SSBs anslag på verdiskaping på norsk sokkel som helhet. Bakgrunnen for dette er at SSB i sine anslag også inkluderer verdiskaping gjennom Statens Direkte Økonomiske Eierskap (SDØE). Vår analyse handler imidlertid om strukturelle endringer blant oljeselskaper og leverandører, og ettersom SDØE ikke er et selskap men kun en portefølje av statens eierskap i de egne feltene, bør de altså ikke inkluderes. I dette standpunktet baserer vi oss også Espen Moen (2005) som i en artikkel i Økonomisk Forum argumenterer for at SDØE i noen grad kan betraktes som som en "ekstraskatt" på petroleumsvirksomhet, ikke som næringsvirksomhet.

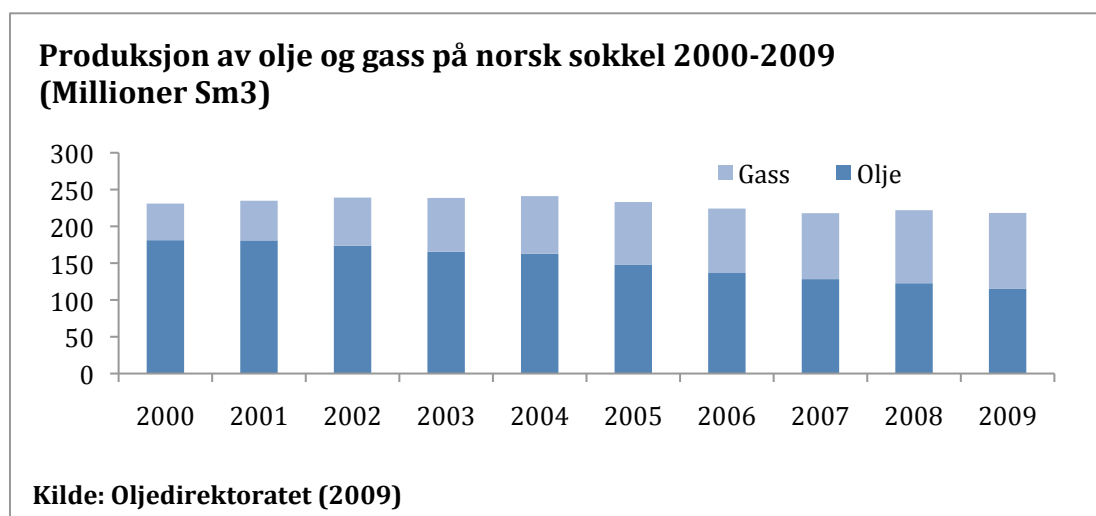
Figur 5



Også leverandørene har hatt sterk vekst i verdiskapingen i perioden. Mens leverandørene hadde en samlet verdiskaping på 36 milliarder i 2000, hadde denne vokst til 145 milliarder i 2009. I motsetning til samlet verdiskaping blant oljeselskapene, økte samlet verdiskaping blant leverandørene fra 2008 til 2009. Verdiskaping blant leverandørene ser altså ut til å være mindre følsom for svingninger i oljepris, i alle fall på kortere sikt.

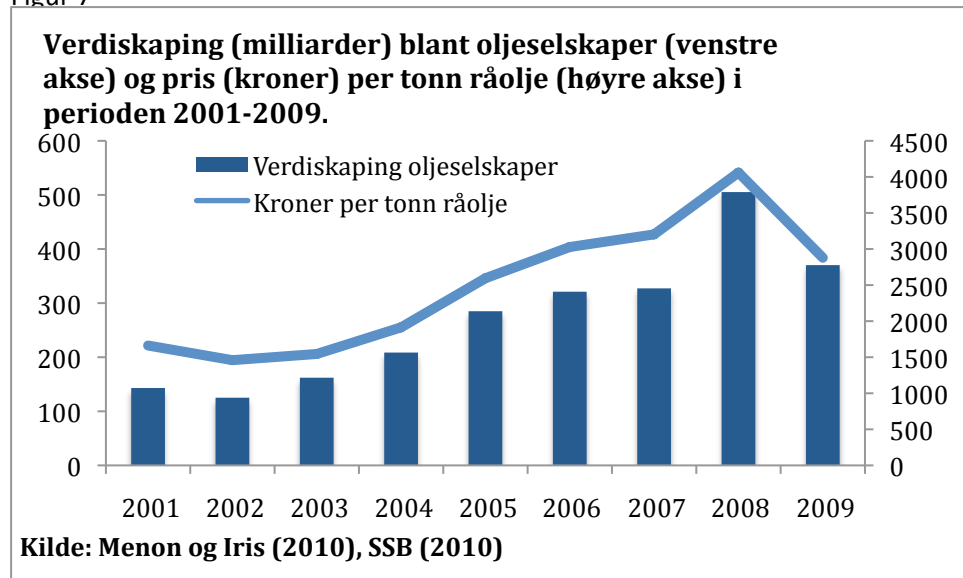
Det er naturlig nok en korrelasjon mellom verdiskaping blant oljeselskaper og leverandører. Økningen i verdiskaping blant oljeselskaper og leverandører kan i utgangspunktet forklares med prisoppgang, produksjonsøkning eller produktivitetsforbedring, eventuelt en kombinasjon av disse. Økningen hos produsentene kan imidlertid ikke forklares med økt produksjonsøkning alene, i alle fall ikke fra norsk sokkel. Som det går frem av figur 5 nedenfor har produksjonen på norsk sokkel gått noe ned i samme periode som oljeselskapene har hatt en betydelig vekst i verdiskaping

Figur 6



Veksten hos oljeselskapene må altså enten skyldes en prisøkning på den varen de produserer eller økt internasjonal produksjon, eventuelt en produktivetsforbedring. I figur 7 nedenfor viser vi sammenhengen mellom verdiskaping og oljepris i perioden 2001-2009. Som det går frem av figuren synes det å være en nær sammenheng mellom verdiskaping og oljepris. Dette tyder på at oljeprisen i stor grad kan forklare utvikling i verdiskaping i perioden.

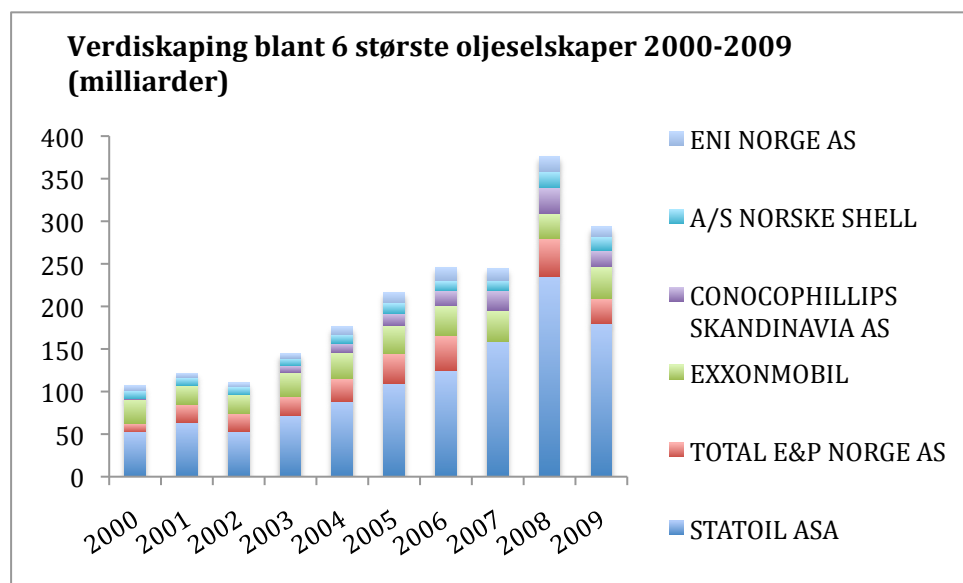
Figur 7



Verdiskapingen blant oljeselskaper skyldes ikke produksjon på norsk sokkel alene. Statoil, inkludert den innfusjonerte delen av Hydro, har de siste 20 år økt sin utenlandsproduksjon betydelig. De viktigste produksjonslandene er Angola, Brasil, USA, Canada og Azerbajdjan. Mens utenlandsproduksjonen var relativt ubetydelig ved inngangen til årtusenskiftet, utgjorde den i 2009 hele 25 prosent av Statoils totale produksjon.

I figur 8 nedenfor vises verdiskaping hos de fem største oljeselskapene på norsk sokkel.

Figur 8

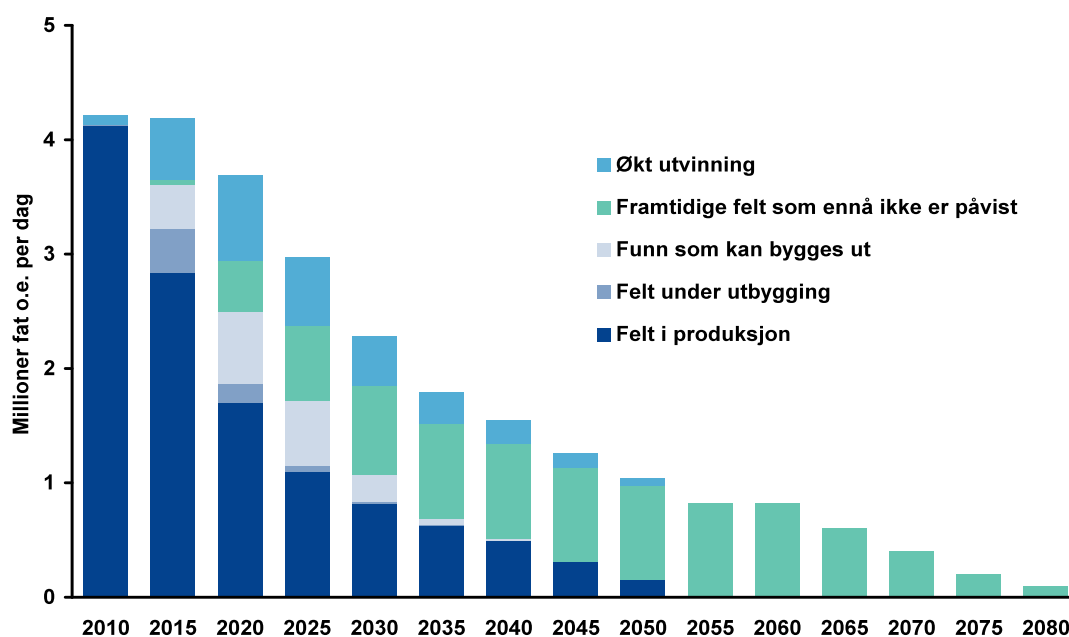


Som det fremgår av figuren er Statoil ASA det desidert største oljeselskapet registrert i Norge, med en samlet verdiskaping på nær 180 milliarder i 2009. I tillegg til dette kommer verdiskaping selskapet har gjennom sine datterselskaper som Statoil Angola, Statoil Azerbaijan m.v. Samlet verdiskaping blant de seks største oljeselskapene var 290 milliarder i 2008, hvilket tilsvarer 80 prosent av total verdiskaping blant oljeselskapene.

3.2.1. Modning og internasjonalisering

Norsk sokkel er i ferd med å modnes. Mest sannsynlig passerte Norge produksjonstoppen allerede i 2004. De neste 20-30 år er produksjonen ventet å falle vesentlig, som vist i figur 9 nedenfor. Utviklingen er imidlertid sterkt avhengig av beslutninger om åpning av nye områder og av hva som viser seg å være faktisk utvinnbare ressurser, hvilket ikke minst påvirkes av ny innovasjon. Det er stor usikkerhet om dette, også fordi det ikke er regnet med mulige ressurser i norsk del av tidligere omstridt område eller rundt Jan Mayen, og heller ikke med mulig produksjon av ukonvensjonell gass.

Figur 9 Antatt utvinning på norsk sokkel 2010-2080



Kilde: Econ Pöyry (2010)

Som det fremgår av figuren er produksjonen ventet å falle fra om lag 4 millioner fat oljeekvivalenter i 2010 til om lag 2 milliarder fat i 2035. På grunn av historisk høye olje- og gasspriser var investeringsnivået på norsk sokkel historisk høyt frem til 2009. Til tross for finanskrisens ettervirkninger er imidlertid investeringsnivået ventet å være høyt frem til om lag 2020, blant annet drevet av modifikasjonsoppdrag og prosjekter for økt og forlenget produksjon i senfase. Econ Pöyry (2010) har i den sammenheng estimert at investeringsnivået på norsk sokkel trolig vil holde seg over 100 milliarder kroner per år frem til 2020, men deretter falle sterk.

En godt utbygd infrastruktur på norsk sokkel i kombinasjon med dypvannsteknologi har gjort det mulig å utnytte nærliggende og tidligere antatt ulønnsomme funn. Iblant kan tilknytning av en ny forekomst både muliggjøres av og bidra til forlenget produksjon fra et eksisterende felt i senfase.

Videre har ny teknologi for økt ressursutnyttelse, herunder gassinjeksjon, bidratt til å forlenge levetiden på enkelte av produksjonsinstallasjonene betydelig. Senfasetiltakene har bidratt til å øke oljeselskapenes etterspørsel etter drifts-, vedlikeholds- og modifikasjonsoppdrag.

Selv om investeringsnivået på norsk sokkel har vært historisk høyt de siste 2-3 år, innebærer ikke dette at alle deler av leverandørindustrien har nytt godt av oppgangen. Sammenlignet med konkurrentland er tilgjengeligheten og pris på høyt spesialisert arbeidskraft god i Norge sett fra arbeidsgivers synspunkt. Samtidig er lønnsnivået for mindre spesialisert arbeidskraft relativt høyt. Dette medfører svak konkurranseevne på de deler av produksjonen som ikke er kunnskapsintensiv. Deler av offshoreleverandørindustri, herunder blant annet norsk verftsindustri, har derfor tapt betydelige markedsandeler de siste tiår. Norsk offshore leverandørindustri har derfor i økende grad blitt kunnskapsintensiv, enten de produserer for norsk eller utenlandske sokler.

3.2.2. Produsentleddet konsolideres

Fusjonen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet i 2006 hadde i følge flere aktører en sterk effekt på situasjonen i markedet. Det har vært bred enighet om at mangfoldet på norsk sokkel og særlig konkurransen mellom Statoil, Hydro og Saga skapte en positiv kappestrid om innovasjon, særlig når selskapene opptrådte i allianser med hver sine sterke teknologimiljøer. Etter at de tre oljeselskapene er blitt slått sammen til ett er det risiko for at denne dynamikken har blitt noe svekket.

Konsekvensen av at vi har fått ett dominerende selskap kan bli at felles teknologiutvikling i allianser må vike plass for økende bruk av priskonkurranse, eller at leverandørmangfold tapes ved at noen blir preferert og andre utestengt, dersom Statoil likevel velger allianser. Det er foreløpig for tidlig å si noe sikkert om hvordan Statoil vil håndtere dette valget, hvilken av disse endringene som vil vise seg mest dominerende, og i hvilken grad ulempene kan bli kompensert.

Noen leverandører har likevel gitt uttrykk for at de opplever mer priskonkurranse. Det er imidlertid svært vanskelig å skille virkningene av fusjonen fra virkningene av økt kostnadsfokus som følge av den sterke kostnadsveksten under oljepristoppen og finanskrisens ettervirkninger. Videre har mangelen på større utbyggingsprosesser i de senere år redusert mange muligheter for feltspesifikke samarbeidsformer (piloter og førstegangsbruk). Mulighetene for feltfinansiert innovasjon har således vært mer begrenset i perioden etter 2006.

Det er heller ikke gitt at fusjonen mellom de tre store oljeselskapene er bare negativt for innovasjonsraten. Gjennom fusjonen har operatørkompetansen blitt samlet under ett tak, hvilket gjør kompetansemiljøene sterkere, blant annet i forhold til å være en attraktiv samarbeidspartner for andre vertsland.

3.2.3. Outsourcing har vært et bevist valg fra oljeselskapene

Samtidig som det har vært en strukturmessig konsolidering både blant leverandører og oljeselskaper, har det, i tråd med internasjonal utvikling, vært en dissaggregering av verdikjeden. Dissaggregeringen har sammenheng med en langvarig næringslivstrend med fokus på kjerneoppgaver og outsourcing av andre aktiviteter. For et oljeselskap ligger kjernekompetansen særlig i de geofysiske fagene, og oljeselskapene har derfor i økende grad outsourcet oppgaver som engineering, nybygg og riggdrift, men også teknologiutvikling. Denne fokuseringen på kjernekompetanse er en viktig forklaring på den sterke veksten i leverandørindustriens verdiskaping.

3.3. Verdiskaping og sysselsetting blant leverandørene

For å vise verdiskaping og sysselsetting blant leverandørene har vi basert oss på IRIS' populasjon av bedrifter i verdikjeden til olje- og gassnæringen. Populasjonen består av rundt 2500 bedrifter, hvorav 2134 hadde omsetning i 2008. Bedriftene er gruppert i følgende verdikjeder:

- 1) Licensees/operators
- 2) Geologic and seismic (incl. Related maritime) services
- 3) Drill and well - Equipment, services and drilling rigs
- 4) Engineering, fabrication and maintenance/modification of topside installations (EFM Topside)
- 5) Engineering, fabrication and maintenance/modification of subsea systems (EFM Subsea)
- 6) Production - Products and services including maritime operations
- 7) Decommissioning
- 8) Downstream - Refineries, transport and marketing
- 9) Education, research and consulting

I likhet med produsentene har også leverandørene opplevd sterk økning i verdiskaping. Samtlige petrorettede verdikjeder har i følge våre data hatt vekst, selv om både veksten og størrelsen på verdikjedene naturlig nok er forskjellige. Verdiskaping og prosentvis vekst i de ulike verdikjedene er vist i tabell 5.

Tabell 5

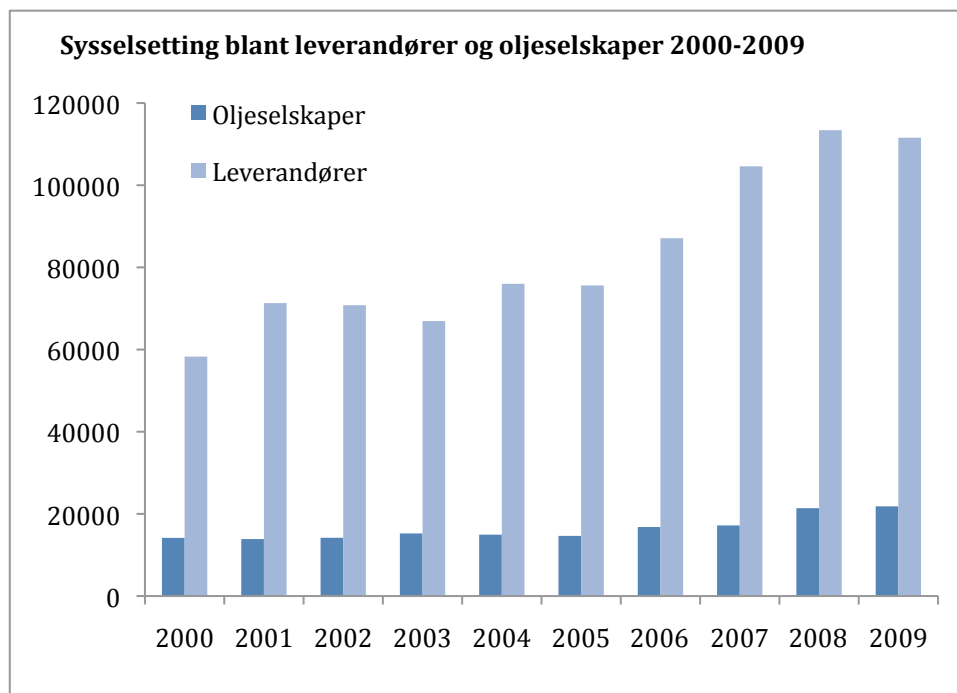
	Value creation 2009	Growth 2000-2009 (percentage)
Operators	370,2	181
Products and services including maritime operations	44,4	233
Drill and well	37,6	383
EFM Topside	35,3	339
EFM subsea systems	14,4	396
Geologic and seismic	8,4	1736
Research and consulting	3,0	258
Downstream	1,8	-31
Decommissioning	0,3	272

En nærmere beskrivelse av de seks største verdikjedene gis i de påfølgende delkapitler. Aktivitetsnivået hos leverandørene er naturlig nok avhengig av aktivitetsnivået hos produsentene, som igjen er avhengig av oljepris. Korrelasjonen med oljepris er imidlertid noe mer sammensatt hos leverandørene enn hos produsentene i og med at oljeprisen snarere virker indirekte enn direkte på leverandørenes verdiskaping. Bakgrunnen for dette er som følger:

- Vedvarende økt oljepris kan medføre at oljeselskapene velger å utbygge felt som tidligere ble ansett som marginale
- Vedvarende økt oljepris kan medføre leteaktivitet også i områder som antas å ha høyere produksjonskostnader
- Økt oljepris i kombinasjon med begrensninger på nye letearealer kan medføre økt innsats for økt utvinning i eksisterende felt
- Økt utvinning i eksisterende felt medfører økt behov for vedlikehold og modifikasjon av eksisterende installasjoner
- Økt oppdragsmengde knyttet til leting, utbygging, vedlikehold og modifikasjon i kombinasjon med begrenset kapasitet kan medføre prisøkning på leverandørenes varer og tjenester, hvilket naturlig nok øker deres inntekter

På denne bakgrunn er det grunn til å tro at oljeprisen er den viktigste forklaringen bak veksten hos leverandørene, men at oljepris også virker gjennom mekanismer som økt utbygging, økt leting og økt levetid. Den sterke veksten har naturlig nok medført at man har hatt behov for å øke bemanningen. Sysselsettingen har derfor økt betydelig i perioden, slik vist i figur 10 nedenfor.

Figur 10



Som vi ser av figuren har total sysselsetting hos leverandører økt fra i underkant av 60 000 i år 2000 til rundt av 110 000 i 2009¹⁷. Sysselsettingsveksten er i stor grad drevet av vekst i leverandørindustrien. Det gjøres oppmerksom på at også tallene for sysselsetting er å regne for bruttotall. Tallene viser sysselsetting i blant bedriftene i leverandørindustrien, men viser ikke hvor mange av de ansatte som har sitt virke knyttet til leveranser til næringen, jamfør drøftelsene i kapittel 2.1

¹⁷ Dette tallet er ikke sammenlignbart med SSB-anslaget i Eika et al (2010) på 206.000. Mens SSB tar med alle norske årsverk som benyttes til å dekke etterspørselen fra oljeselskapene, men ikke tar med sysselsetting som knytter seg til eksport, bygger IRIS/Menon på en mer begrenset populasjon av bedrifter som har spesialiserte petroleumsrettede produkter, og inkluderer eksport. Man kan si at IRIS/Menon beskriver den egentlige petroleumsklyngen, mens SSB i tillegg regner med sysselsetting knyttet til produksjon av produkter som også har helt andre markeder, herunder "hyllevarer". Hvilke tall som bør benyttes avhenger av formålet.

Sysselsettingen og sysselsetningsveksten har naturlig nok vært ulik i ulike deler av næringen, slik vist i tabell 6 under.

Tabell 6

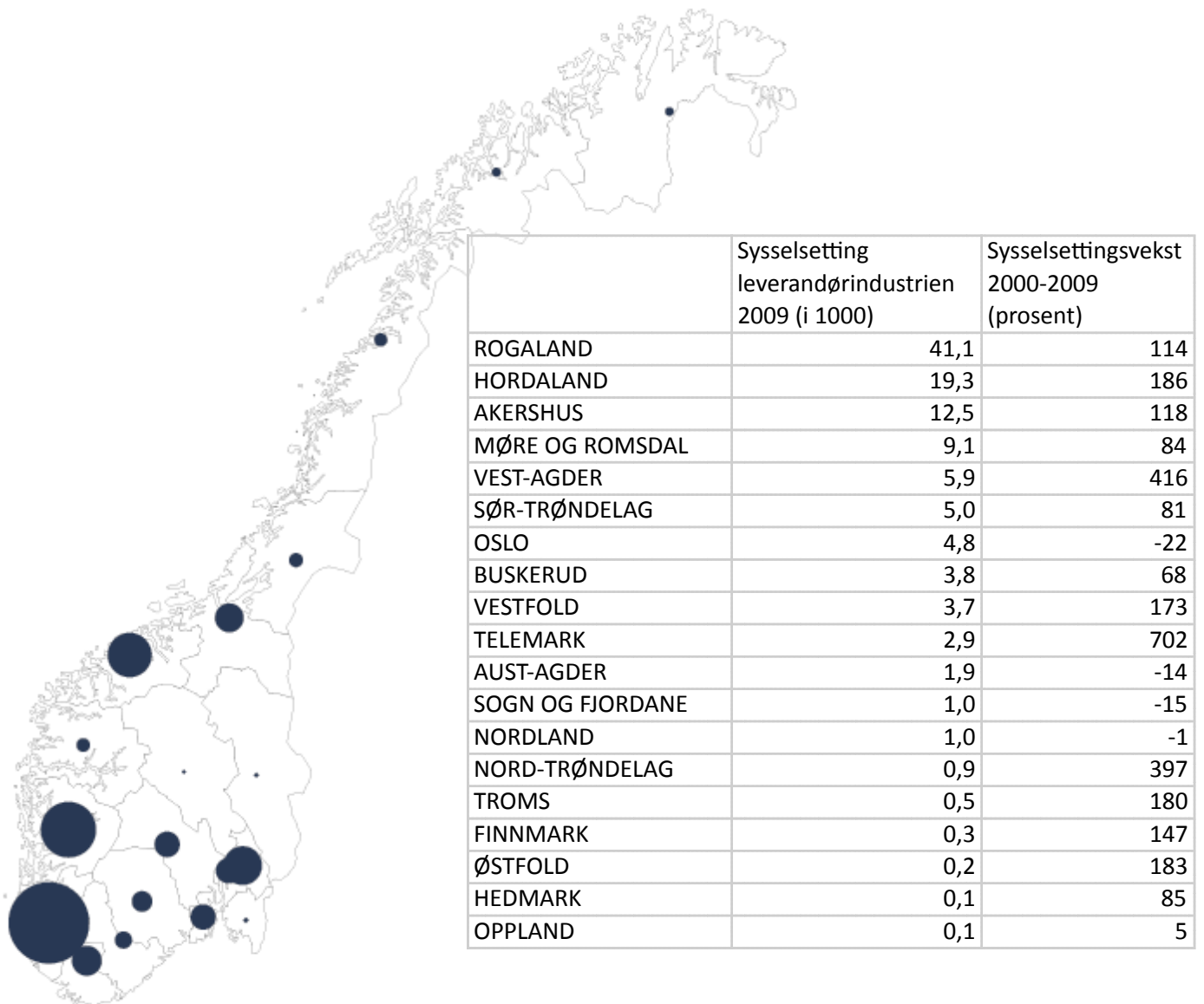
	Sysselsetting (1000) i 2009	Prosentvis vekst 2000-2009
EFM topside	38,9	91
Products and services including maritime operations	33,8	60
Operators	21,8	54
Drilling and well	19,6	116
EFM Subsea	11,6	189
Research and consulting	3,2	114
Geologic and seismic	3,6	74
Decommissioning	0,5	368
Downstream	0,3	544

Som vi ser av figuren er det verdikjeden knyttet til fabrikasjon og modifikasjon av faste topside installasjoner som er størst med omlag 38 900 sysselsatte. Den sterkeste veksten ser vi innen decommissioning og verdikjeden for subsea-installasjoner. I tråd med sterk en økning i utbyggingen av havbunnsinstallasjoner de siste ti år, har sysselsettingen innen denne verdikjeden økt fra nærmere 4000 til nærmere 30 000 i perioden. Videre øker sysselsettingen innen decommissioning i tråd med modning, dog fra et relativt lavt nivå.

3.3.1. Rogaland er vårt viktigste petroleumfylke

Sysselsettingen blant leverandørene varierer naturlig nok fra fylke til fylke. I figur 11 nedenfor viser vi sysselsettingstall fordelt på norske fylker i 2009. Som det går frem av figuren sysselsatte leverandørene i 2008 i overkant av 40 tusen 000 i Rogaland, mens Hordaland hadde nær 20 tusen. Den sterkeste veksten i sysselsetting i perioden finner vi Telemark, Nord-Trøndelag og Vest-Agder

Figur 11: Sysselsetting innen olje- og gassnæringen (i 1000) i norske fylker



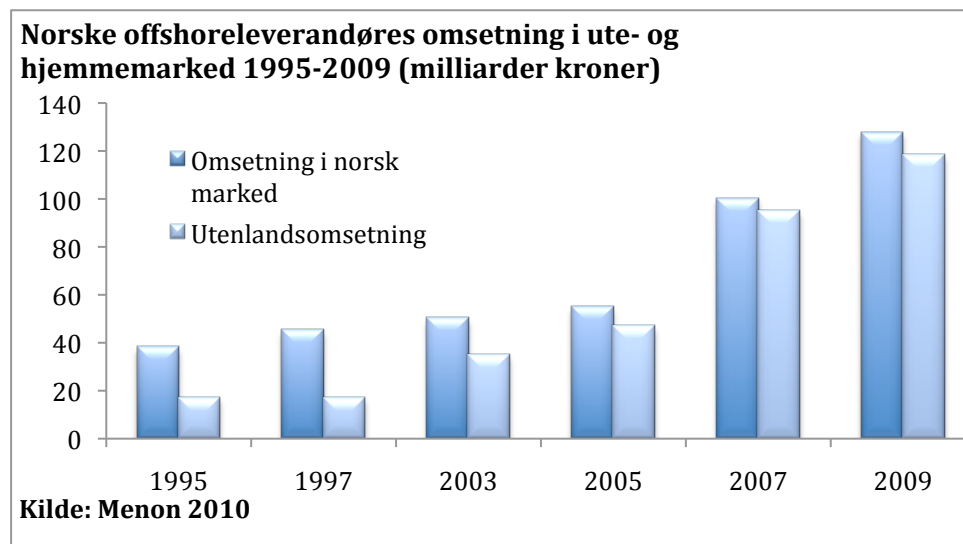
Den geografiske fordelingen av sysselsettingen baserer seg på hvor bedriften har hovedkontor, ikke hvor arbeidet rent faktisk utføres. Eksempelvis vil sysselsettingen i selskapet Aibel bli registrert i Oslo, ettersom hovedkontoret er der, selv om sysselsettingen i selskapet i stor grad er spredt mellom Bergen, Stavanger og Oslo. Sysselsettingen i Rogaland, Akershus og Oslo er derfor noe lavere enn hva som fremgår av figuren ovenfor, ettersom flere leverandørbedrifter har hovedkontor i der.

3.3.2. Norske leverandører retter seg i større grad mot internasjonale markeder

Som nevnt tidligere har et nært samarbeid mellom leverandører og produsenter bidratt til at norske aktører har utviklet ledende teknologisk kompetanse, herunder innen dypvannsboring, ankerhåndtering og boreteknologi. Denne teknologien har vært mulig å bruke også utenfor norsk

sokkel. Dette har sammen med bevist satsning fra offentlige og private aktører i næringen lagt grunnlag for en internasjonalisering av leverandørindustrien. Som det fremgår av figur 12 har utenlandsomsetningen blant norske offshoreleverandører økt fra i underkant av 20 milliarder i 1995 til 118 milliarder i 2009 (Menon, 2010).

Figur 12



Kilde: Heum et al (1995-2005), Menon (2007-2009)

Som det fremgår av figuren har utenlandsomsetningen økt mer enn omsetningen hjemme. Sterk internasjonalisering av norsk leverandørindustri har sammenheng med *hvor* offshore petroleumsvirksomhet har funnet sted. Fordi mer krevende ressurser løpende må ta over for mindre krevende flytter teknologifronten seg kontinuerlig, i de siste årene til dypere vann og i mer værharde strøk. Dette har i utgangspunktet vært en fordel for norske leverandører som har sin spesialkompetanse på disse forholdene, og ikke minst de maritime leverandørene. Fremtidig petroleumproduksjon vil ventelig i økende grad finne sted under slike forhold, hvilket kan legge grunnlaget for fortsatt internasjonalisering. Dette forutsetter imidlertid at leveransene fortsetter å være kunnskapsintensive. På den annen side kan det også være grunn til å minne om at produksjon på dypt vann og i værharde områder er mer kostbart enn mer konvensjonell produksjon. Fall i olje- og gasspriser i kjølvannet av finanskrisen har bidratt til å utsette utbygging av flere felt, herunder Shtokman-utbyggingen i Russland. Det er således ikke sikkert at grunnlaget for fortsatt vekst internasjonalisering er tilstede.

Dette grunnlaget kan også bli påvirket av gjennombruddet for skifergass, økende interesse for oljesand og coalbed methane, og mulighetene for utnyttelse av oljeskifer. Generelt er utnyttelse av de enorme mengdene av ukonvensjonell olje og gass rykket meget nærmere, og i første omgang fører det til at en del av teknologifronten og investeringene "går på land", der bare noen deler av norsk leverandørindustri kan følge etter. På noe lengre sikt kan det likevel bli mulig å utnytte ukonvensjonell gass offshore, også i Norge.

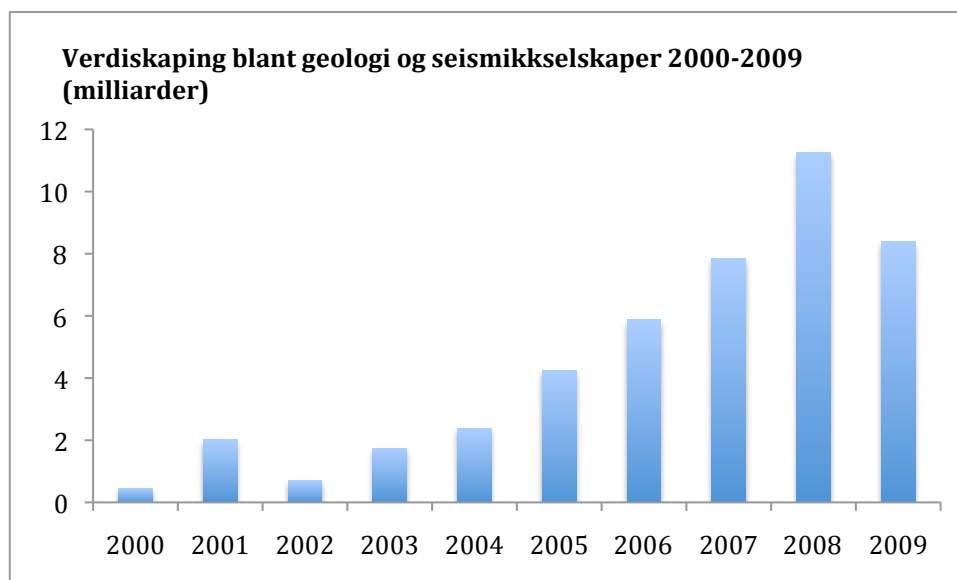
I de senere år har en rekke mindre petroleumrettede teknologiselskap startet opp i Norge. Selskapene har ofte utspring i eksisterende klynger. Et særtrekk verdt å merke seg er at selskapene i mange tilfeller blir kjøpt opp av større og gjerne internasjonale industrielle aktører. Blant annet har Halliburton, Schlumberger og Weatherford gjort en rekke oppkjøp de senere år. Internasjonaliseringen ser altså ut til å gå begge veier. Strategier for markedsintroduksjon synes imidlertid å være forskjellig. Mens norske offshoreleverandørers inngangsstrategi ute går gjennom

greenfield investering (Menon, 2010), synes inngangsstrategier for internasjonale aktører i Norge å være oppkjøp.

3.3.3. Utvikling blant geologi- og seismikkselskapene

Norge har i dag flere verdensledende selskaper innen geologi og seismikk. Herunder blant annet PGS og TGS. I tillegg til norskeide selskaper har også flere internasjonale aktører datterselskaper i Norge, herunder blant annet Westerngeco, Fugro m.v. I IRIS' populasjon er det 153 bedrifter registrert innen verdikjeden geologi og seismikk. Disse hadde en samlet verdiskaping på 8,4 milliarder. Som det fremgår av figur 13 nedenfor har det vært relativt sterke svingninger i verdiskapingen blant disse aktørene. Ved begynnelsen av perioden svingte verdiskapingen sterkt, hvilket har sammenheng med store svingninger i resultatet blant de største aktørene innen verdikjeden.

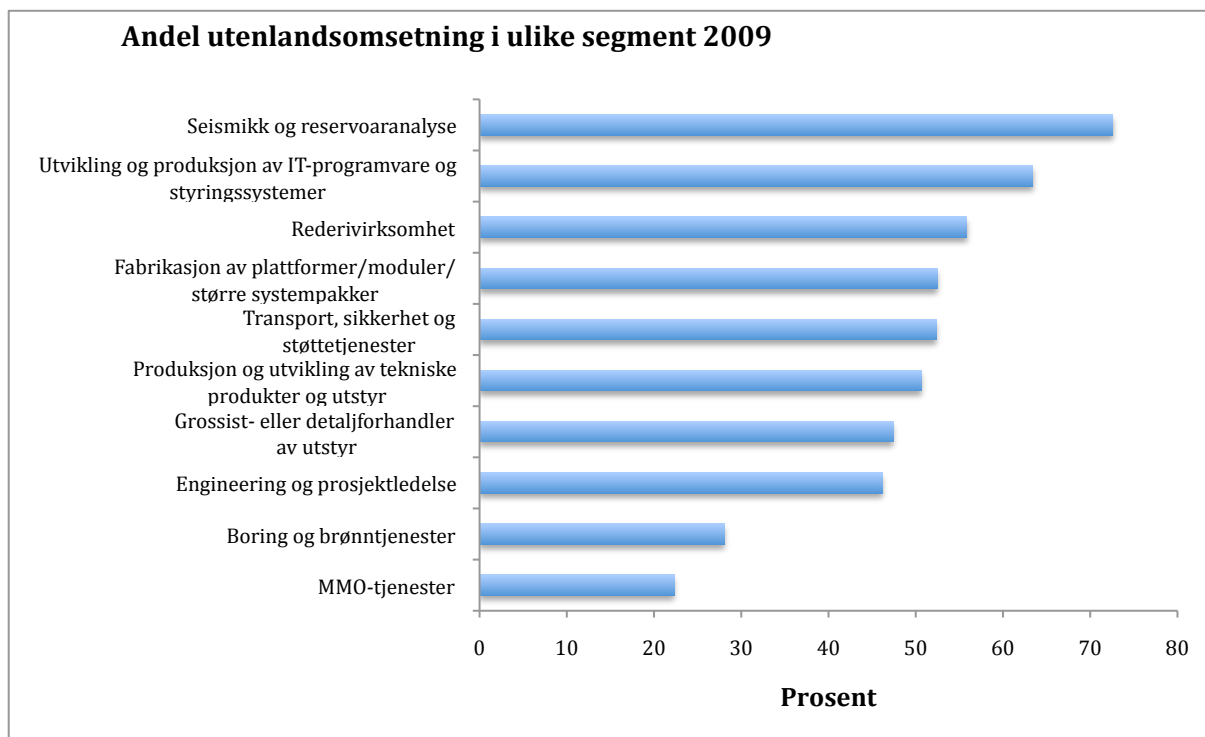
Figur 13



Til forskjell fra leverandørindustrien som helhet, som altså i liten grad ble rammet av finanskrisen, ser vi at geologi- og seismikkselskapene fikk et markant fall i samlet verdiskaping fra 2008 til 2009. Markant fall i oljepris i etterkant av finanskrisen medførte reduserte incentiver til letevirsomhet, hvilket naturlig nok reduserte aktivitetsnivået i denne verdikjeden.

Geologi- og seismikkselskapenes inntekter kommer i stor grad fra oppdrag utenfor norsk sokkel. Som det fremgår av figur 14 er seismikk og reservoaranalyse det segmentet med høyest andel utenlandssomsetning.

Figur 14¹⁸



Sterk variasjon i samlet verdiskaping over tid kan således i stor grad forklares med endringer i etterspørsel for oppdrag på andre lands sokler

3.3.4. Utvikling i verdikjeden for boring og brønnoperasjoner

Segmentet drilling og brønnselskaper omfatter både selskaper som selv driver med drilling og brønntjenester, samt seismikk og brønnselskapenes underleverandører. I tillegg til større drillingselskaper som Halliburton, Transocean, Seadrill og Odfjell, består populasjonen også av flere sentrale leverandører som National Oilwell Varco og Schlumberger. Aktørene hadde i 2009 en samlet verdiskaping på 37 milliarder kroner, opp fra nær 8 milliarder i 2000. Den sterke veksten kan i hovedsak forklares med økt nasjonal og internasjonal letevirsomhet, samt at økt aktivitet blant felt i produksjon for å øke utvinningsgraden. Økningen må derfor ses i sammenheng økt bruk av injisering, trykbalansert boring m.v.

Mens vekst i borevirksomheten i stor grad kan forklares med økt nasjonal og internasjonal etterspørsel, kan underleverandørenes vekst i stor grad forklares med økt bygging av nye rigger, særlig i Sørøst Asia.

Med hensyn til underleverandørenes vekst, finner vi grunn til å trekke frem veksten i den såkalte NODE-klyngen. De største bedriftene innen dette segmentet hadde 80 prosent av verdensmarkedet for boreutstyr til offshorerigger i 2009. Markedet har i den senere tid hatt en formidabel vekst, og verdiskaping for selskapene i klyngen har derfor økt sterkt.

¹⁸ Tallmaterialet er hentet fra Menon 2010: Internasjonalisering av norske offshoreleverandører

3.3.5. Engineering, fabrikasjon og vedlikehold topside

Innen dette segmentet inngår en rekke offshoreverft, utstyrsleverandører og tjenesteleverandører, herunder leverandører av tjenester til drift, vedlikehold og modifikasjon av topsideinstallasjoner. Dette er den verdikjeden som har flest leverandørbedrifter. Leverandørene har som det fremgår av tabell 5 hatt en vekst i tråd med gjennomsnittet av andre petroleumsrettede verdikjeder i perioden.

En vekst innen topside kan i utgangspunktet synes uventet. Bakgrunnen for dette er at de fleste utbygginger på norsk sokkel de senere år har benyttet subsea-teknologi. Videre har norske offshoreverft hatt problemer med å konkurrere med utenlandske verft om selve byggeoppdragene. Økningen kan imidlertid forklares med økt oppdragsmengde knyttet til drift, vedlikehold og modifikasjon av eksisterende installasjoner på sokkelen. Som vist i det foregående kapittel har utvinningsgraden økt for feltene på sokkelen. Sammen med såkalte tie-ins, hvor en tilknytter marginale felt til nærliggende installasjoner, har dette bidratt til å øke levetiden på installasjonene. Økt levetid har økt behovet for vedlikehold på installasjonene. Endret og økt produksjon har videre økt behovet for modifikasjon. Markedet for drift, vedlikehold og modifikasjon av petroleumsinstallasjoner har derfor økt sterkt de senere år, som vist i tabell 7 nedenfor.

Tabell 7: Faktisk og antatt omsetning i ulike petroleumsverdikjeder 2004-2013

\$ million	2004	2006	2008	2010	2012	2013	Vekst (%) 2004-2013
Seismic	129	266	592	251	356	449	248,7
Drilling	1 868	3 088	4 222	3 787	4 094	5 029	169,3
Subsea Hardware	1 155	2 722	2 922	2 725	2 960	3 503	203,3
Floating Platforms	265	123	460	533	373	403	51,7
Fixed Platforms	404	35	290	317	351	357	-11,7
Upstream MMO	8 501	9 126	11 732	10 808	12 270	13 028	53,2
Total	12 322	15 360	20 219	18 420	20 404	22 768	84,8

Kilde: Douglas Westwood 2009

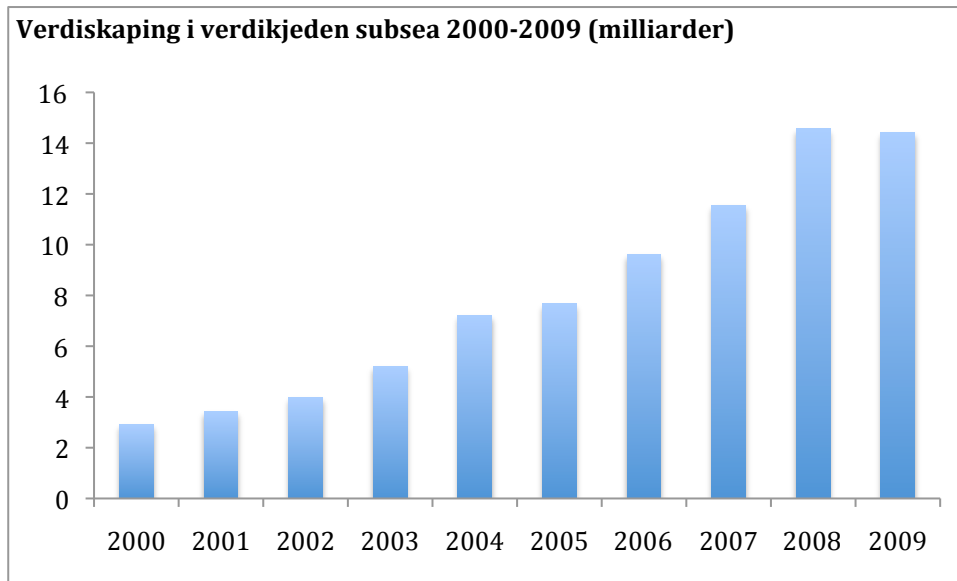
I tabellen går det frem at omsetningen i det norske MMO-markedet har økt fra om lag 8,5 milliarder i perioden 2004-2008, og at det etter en kort nedgang er ventet å øke til 13 milliarder i 2008. Selv om veksten er lavere enn i flere andre verdikjeder, er veksten målt i USD likevel størst.

3.3.6. Engineering, fabrication and maintenance subsea

Leverandørene til subsea-utbygging har naturlig nok opplevd sterk i perioden. Dette har naturligvis sammenheng med at det både på norsk- og utenlandske sokler er bygget ut en rekke subseafelt de senere år. Verdiskaping i både hjemme- og utemarkedet har derfor økt sterkt for leverandørene innen denne verdikjeden.

I figur 16 viser vi samlet verdiskaping blant subsea-leverandører i perioden 2000-2009. Som det fremgår av figuren har verdiskapingen økt fra rundt 3 milliarder i 2000 til 14,5 milliarder i 2009.

Figur 15



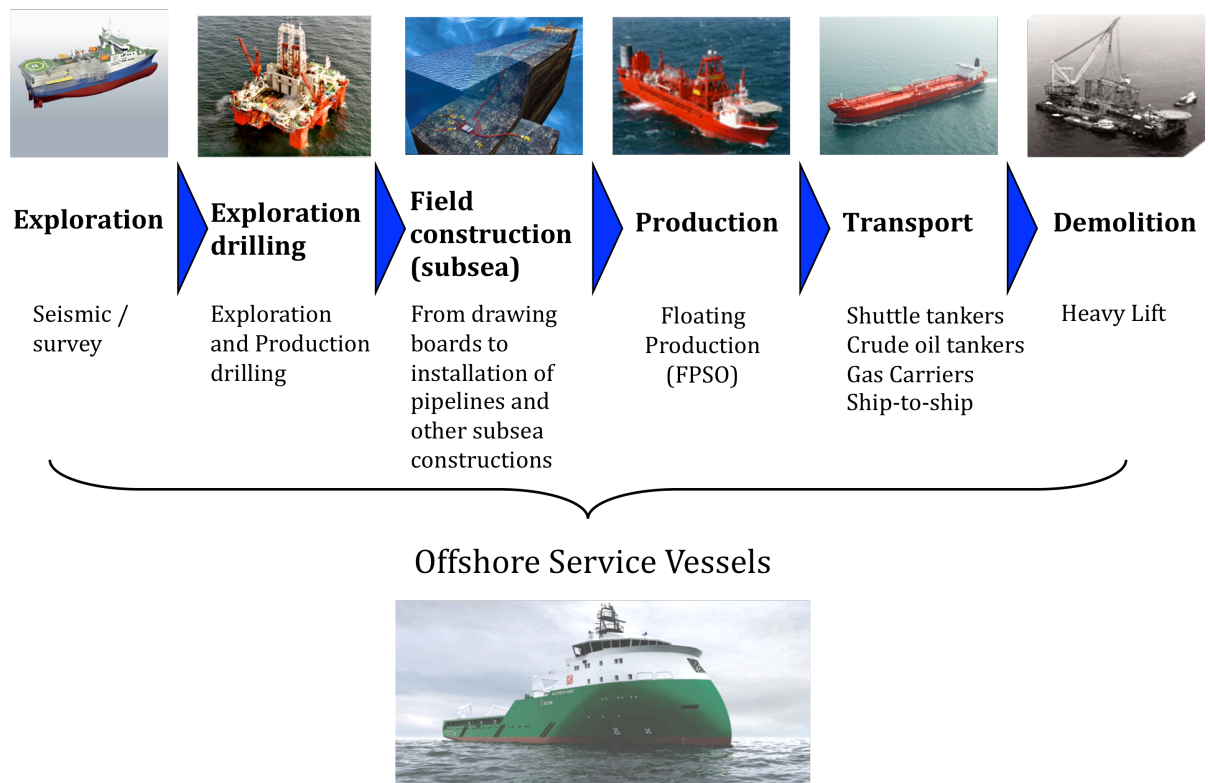
En forklaring på den sterke veksten i perioden er utbyggingen av en rekke subseafelt i perioden, herunder en rekke tie-ins og mindre felt. Sterkt drivende på verdiskapingen er imidlertid også utbyggingen av gigantfeltene Snøhvit og Ormen Lange.

3.3.7. Produkter og tjenester inkludert maritime tjenester

Denne verdikjeden inneholder en rekke produsenter av produkter og tjenester til petroleumsnæringen, herunder også maritim næring. I tillegg til større utstyrsprodusenter som Frank Mohn og BIS, inneholder gruppen leverandører av helikopter og offshore service skipsfartstjenester.

Utviklingen blant i utstyrsprodusenter kan i stor grad forklares med den sterke veksten i utbygginger de senere år. Det er imidlertid grunn til å legge merke til veksten blant offshore service fartøyene. I noen grad kan det se ut til at Norges sterkeste og mest internasjonaliserte næringer i noen grad har smeltet sammen. Dette er blant annet illustrert i figur 16 nedenfor.

Figur 16: Offshore service skips involvering i ulike faser av petroleumsproduksjonen



Som det fremgår av figuren er offshore service skip involvert i stort sett alle deler av offshore petroleumsproduksjon. Involveringen av offshoreskip har blitt forsterket gjennom økt satsning på undervannsproduksjon og ilandføring. Blant annet fordi utvikling av undervannsbrønner krever rigger, som igjen krever ankerhåndteringsfartøy, fordi offshore service fartøy i økende grad blir brukt ved vedlikehold av undervannsbrønner, og sist men ikke minst fordi offshore service skip er sentrale ved bygging av ilandføringsanlegg.

Referanseliste

Eika T, Prestmo J, Tveter E. 2010. Etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Betydningen for produksjon og sysselsetting i Norge. SSB Økonomiske analyser 3/2010.

Hatakenaka S, Westnes P, Gjelsvik M, Lester RK. 2006. From "Black gold" To "Human gold: A comparative case study of the transition from a resource-based to a knowledge economy in Stavanger and Aberdeen. Industrial Performance Center, MIT.

International Energy Agency (IEA). 2005. Resources to Reserves - Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future.

Nerheim G. 1996. *Norsk oljehistorie*. Leseselskapet: Oslo.

Nystad A N. 2004. E-drift og industrielle perspektiver for olje- og gassindustrien. I Norsk Oljemuseum (editor) *Årbok 2003*: Stavanger.

Nærings- og handelsdepartementet (2008): St.meld. nr. 7 (2008-2009). Et nyskapende og bærekraftig Norge

Oljedirektoratet (OD). 2009. Petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel 2009. August.

Tether B og Tajar A. 2008. The Organisational-Cooperation Mode of Innovation and Its Prominence amongst European Service Firms. Research Policy. doi:10.1016/j.respol.2008.01.005.

Vedlegg 1: Intervjuliste

- 1) Statoil ASA
 - Sverre Serck-Hanssen, ansvarlig for strategi og portefølje Undersøkelse & Produksjon Norge
 - Siv Solem, ansvarlig for finance og kontroll Undersøkelse & Produksjon Norge
 - Siri Espedal Kindem, ansvarlig for Reservoarteknologi
- 2) Halliburton Norge AS
 - Svein Sleire, økonomidirektør
 - Tor Bjørn Ueland,
- 3) ConocoPhillips Norge AS:
 - Brage Sandstad, manager norsk sokkel
- 4) Aker Solutions ASA:
 - Torleif Gram, direktør
 - Dag Nikolai Jenssen, utviklingsdirektør
- 5) Badger AS:
 - Kjell Markman, strategidirektør
- 6) Universitetet i Stavanger (UIS):
 - Gunnar Nerheim, professor i oljehistorie
- 7) Bjørn Vidar Lerøen, forfatter og rådgiver Stavanger kommune, tidl. Statoil ASA
- 8) OLF
 - Alfred Nordgård, næringspolitisk direktør
 - Thore Langeland, rådgiver
- 9) FMC Technologies
 - Ann Christin Gjerdseth, prosjektdirektør
 - Arild Selvig, markedsdirektør
 - Lars Ole Bjørnsrud, kommunikasjonssjef
- 10) Island Offshore Subsea AS:
 - Leif Hoemsnes, deleier og prosjektleder
- 11) WesternGeco AS / Schlumberger Norge AS:
 - Torstein Navrestad, tidl. Business Development Manager Norge i WesternGeco.
 - Aleksander Olsen, prosjektleder
- 12) Oljedirektoratet
 - Odd Tjelta, sjefingeniør
 - Anders Toft, sjefingeniør
 - Magnar Haugvaldstad
 - Leif Hinderaker, sjefingeniør
 - Tom Andersen, sjefingeniør
- 13) Petoro
 - Jan Rosnes, teknologidirektør

- Grete Willumsen, senior rådgiver økonomiavdelingen

14) IRIS/Universitetet i Bergen (UiB)

- Gerhard Nygård, forsker (IRIS) og professor II UiB/UiS

15) OG21:

- Ansvarlig for miljøteknologi: Helge Skjæveland (Shell Norge AS)
- Ansvarlig for reservoar og økt utvinning: Sigmund Stokka (IRIS)
- Ansvarlig for kostnadseffektiv boring og intervensjon: Stu Keller (Exxon Mobil)
- Ansvarlig for subseaprosessering og transport: Per Gerhard Grini (Statoil ASA)

Vedlegg 2: Oppdragsbeskrivelse

Konsulentbistand i forbindelse med utredning om leverandørindustriens bidrag til ressursutnyttelse på norsk sokkel og strukturendringer i petroleumsrettet leverandørindustri.

1. Bakgrunn

Olje- og energidepartementet ønsker å styrke faktagrunnlaget om norsk petroleumsrettet leverandørindustri. Departementet vil derfor gjennomføre en utredning i form av et prosjekt som består av to deler. Del 1 skal belyse norsk leverandørindustriens bidrag til ressursutnyttelsen på norsk sokkel. Del 2 skal omhandle strukturendringer i norsk petroleumsrettet leverandørindustri basert på markedsutviklingen på norsk sokkel siden St. mld. nr. 38 (2003-2004).
<http://www.regjeringen.no/Rpub/STM/20032004/038/PDFS/STM200320040038000DDDPDFS.pdf>

2. Leveransen

Del I Leverandørindustriens bidrag til ressursutnyttelse på norsk sokkel

Bakgrunn

Hovedmålet med norsk petroleumsvirksomhet er å sikre langsiktig verdiskaping på norsk kontinentalsokkel, og norsk leverandørindustri er en viktig bidragsyter til denne verdiskaping.

Kravspesifikasjon

Denne studien skal belyse norskbasert leverandørindustriens¹⁹ bidrag til verdiskapingen på norsk sokkel. Studien skal ta utgangspunkt i arbeidsdelingen mellom oljeselskapene og leverandørindustrien, se på utviklingstrekkene de siste 10 årene og gi en vurdering av leverandørindustriens andel av total verdiskaping.

Studien skal isoleres til betydningen for ressursutnyttelsen på norsk sokkel. Sysselsetting og økonomiske virkninger av varer og tjenesteproduksjon i Norge skal ikke tas med.

I denne studien skal det belyses hvordan norskbasert leverandørindustri har skapt merverdi gjennom for eksempel utvikling av kostnadseffektive løsninger for utbygging og drift, utvikling av teknologi for økt utvinning, effektivisering av leteteknologi og innovative utbyggingskonsepter. Studien skal belyse forholdet og samhandlingen mellom leverandørindustrien og operatørene på norsk sokkel, med vekt på å belyse industriens bidrag i arbeidet med å utvikle utbyggingsløsninger og løsninger for mer effektiv drift og utvinning. Studien skal også belyse betydningen av norsk leverandørindustri for

¹⁹ Norskbasert leverandørindustri defineres som bedrifter med spesialiserte vare- og tjenesteleveranser til oppstrømsvirksomheten, og som uavhengig av eierskap er lokalisert i Norge.

ressursutnyttelse og verdiskaping i en situasjon der antallet og størrelsen på operatørene på norsk sokkel er i endring.

Metode

Studien skal gi et kvalitativt bilde på leverandørindustriens bidrag til ressursutnyttelse på norsk sokkel. Studien skal videre søke å gi et kvantitativt bilde av leverandørindustriens betydning. I tilbudet bes det om at tilbyder gir en beskrivelse av hvordan dette tenkes utført. Tilbyder kan belyse resultatene med casestudier.

Del II Strukturendringer i petroleumsrettet leverandørindustri

Bakgrunn

Siden St. mld 38 (2003-2004) ble forelagt Stortinget i 2004 har det skjedd strukturelle endringer i norskbasert leverandørindustri. Det er mange drivere bak disse endringene, som for eksempel endringer i aktørbildet, sammensetningen av investerings-, drifts- og vedlikeholdsmarkedet, teknologiske gjennombrudd og nye forretningsmodeller. Et element som også må vurderes er hvordan de siste års uro i finansmarkedene har påvirket leverandørindustrien. Norsk leverandørindustri har i gjeldende periode økt sin internasjonale omsetning. Dette er en del av bildet, men denne studien skal i hovedsak omfatte leverandørindustriens situasjon på norsk sokkel. Der det er åpenbare vekselvirkninger mellom leverandørmarkedene på norsk sokkel og internasjonalt bør dette beskrives.

OED ønsker å få kartlagt de ulike driverne og hvordan disse har satt sitt preg på dagens situasjon for leverandørindustrien. Det skal legges vekt på å sammenligne den nåværende strukturen i leverandørindustrien med situasjonen slik den var for 5-6 år siden og forklare årsakene til endringene.

Kravspesifikasjon

Studien om strukturendringer i petroleumsrettet leverandørindustri skal så godt det lar seg gjøre beskrive, kvantifisere og forklare strukturendringene de siste 5 – 6 årene med utgangspunkt i situasjonen som er beskrevet i St. mld 38 (2003-2004).

Metode

Studien skal bygges på kvantitativ og kvalitativ analyse. Det bes om at metodologi drøftes i tilbud.

