

SNF arbeidsnotat nr. 61/06

**Utvikling av norsk petroleumsvirksomhet
Forslag til forskningsprogram**

Svein Ulset

SNF prosjekt nr. 6000: Programutvikling

SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS

BERGEN, DESEMBER 2006

ISSN 0803-4028

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

Sammendrag

Arbeidsnotatet skisserer ideer til et forskningsprogram for utvikling av norsk petroleumsnæring. Notatet tar utgangspunkt i myndighetenes målsetting om realisering av den langsiktige utviklingsbanen for norsk petroleumsvirksomhet og skisserer sentrale forskbare problemstillinger knyttet til aktørenes forskjellige roller og muligheter for utvikling av mer verdiskapende konkurranse og samarbeid som igjen utgjør sentrale betingelsene for realisering av den langsiktige utviklingsbanen. I sentrum for næringsutviklingen står de internasjonale leverandørbedriftene og serviceselskapene i skarp internasjonal konkurranse om oppdrag for oljeselskapene, basert på teknologi som de enten har utviklet selv, i samarbeid med andre, eller som de har lisensiert eller kjøpt inn.

Spørsmålet vi stiller i denne forbindelse er om ikke en betydelig mer vekstkraftig utvikling av norsk petroleumsnæring kan oppnås ved å sikre norsk teknologi og kompetanse tilgang til mer ekspansive og kreative miljøer ved bruk av mer produktive kontrakter og relasjoner. Til å besvare dette spørsmålet velger vi å fokusere på de tre hovedaktørene: myndighetene, leverandørbedriftene (oljeserviceselskapene) og oljeselskapene. Hver for seg og samlet har disse gode muligheter til å fremme utviklingen av en mer vekstkraftig norsk petroleumsnæring, også internasjonalt. I notatet skisseres disse mulighetene som problemstillinger og foreløpige hypoteser (diagnoser) som utvikles på bakgrunn av næringens visjoner, status og den senere tids utviklingstrekk (symptomer). Mer presise hypoteser om disse forhold er under utvikling og testing ved Norges Handelshøyskole som ledd i to doktorgradsarbeider, det ene om samarbeidsforholdene mellom leverandører og oljeselskap på norsk sokkel og det andre om organisering av utvinningslisenser i Norge og Russland. Notatet avsluttes med et forslag til hvordan det videre forskningsarbeidet bør organiseres og finansieres.

Innhold

1. Innledning	1
2. Problemer og muligheter	5
2.1 Symptomer	5
2.2 Diagnose.....	7
Norsk petroleumspolitik	7
Modne områder	7
Feltenes nåverdi og selskapenes strategi	9
Selskapenes organisering og ledelse	10
2.3 Mulige tiltak	11
3. Sentrale aktører.....	13
3.1 Myndighetene.....	13
Visjon	13
Status	13
Symptomer - faresignaler	16
Tentativ diagnose - hypoteser	16
Behov for data	17
3.2 Leverandører og serviceselskap	19
Visjon	19
Status	20
Symptomer	21
Tentativ diagnose - hypoteser	22
Behov for data	33
3.3 Oljeselskapene.....	35
Visjon	35
Status	35
Symptomer	36
Tentativ diagnose - hypoteser	38
Behov for data	43
4. Organisering.....	45
5. Finansiering.....	45
6. Gjennomføring.....	45

Appendiks: Selskapsstrukturer	46
Referanser	49

1. Innledning

Nedenfor presenteres ideer til et forskningsprogram for utvikling av norsk petroleumsnæring. Spørsmålet vi reiser er om ikke en betydelig mer vekstkraftig utvikling av norsk petroleumsnæring kan oppnås ved å sikre norsk teknologi bedre tilgang til mer ekspansive og kreative miljøer ved bruk av mer produktive kontrakter og relasjoner. Bransjen selv har gått i spissen for slike kontraktmessige forbedringer når det gjelder ordinære leveranser. Tilsvarende forbedringer bør også kunne gjøres når det gjelder utnyttelse av petroleumsteknologi og petroleumsteknologisk kompetanse.

Bakgrunnen for forskningsprogrammene er følgende: Fallende produksjon fra de første, største, rikeste og lettest tilgjengelige reservoarene har i den senere tid medført sterkt økende behov for utforskning av både modne og umodne områder. Denne utforskningen har dels rettet seg mot stadig vanskeligere tilgjengelige reservoar i umodne områder, dels mot stadig mindre og mer perifere felt i modne områder. Etter hvert som det gjøres flere funn i vanskelig tilgjengelige eller fjernt beliggende områder, skapes det stadig nye tekniske og økonomiske utfordringer som etterspør stadig mer teknisk avanserte og økonomisk effektive løsninger. Behovet for raskere og mer effektiv tilgang til ledende ekspertise øker tilsvarende. Finner man ikke relevant ekspertise tilgjengelig nasjonalt, går man gjerne internasjonalt. En stadig mer globalisert, profesjonalisert og nettverkbasert petroleumsnæring har gjort ledende utenlandsk ekspertise stadig mer synlig og tilgjengelig.

Samtidig med fallende produksjon og økende behov for nye reserver, har de to siste års dramatiske økning i oljeprisene snudd leverandørindustriens pessimisme til like stor optimisme. De sterkt foruroligende utviklingstendensene som KonKraft (2002) påviste for få år siden synes nå sterkt svekket. På denne tiden var tendensen blant norske leverandørbedrifter sviktende lønnsomhet, fallende FoU-aktivitet og økende salg av bedrifter til utlandet. Blant oljeselskapene var tendensen fallende FoU-aktivitet, avtakende leteboring, redusert utbygging og stigende interesse for utenlandske oljeprovins. Av mulige årsaker pekte KonKraft (2002) på flere, herunder overbeskatning av oljeinntektene og overføring av oljeformuen fra privat til offentlig og utenlandsk sektor, underprising av små norske leverandørbedrifter i et lite norsk kapitalmarked, og utilbørlig prispress på leverandørens produkter og tjenester som følge av stor avhengighet av to dominerende nasjonale operatørselskap.

Kort tid etter at KonKraft presenterte sine rapporter, snudde konjunktorene. Den dramatiske oljeprisøkningen og aktivitetsveksten som da fulgte, bidro til å fjerne både underprisingen av selskapene og det ekstraordinære prispresset på leverandørenes produkter. Tendensen til reduksjon i FoU-investeringene og oppkjøp av norske bedrifter har trolig også blitt svekket. Det høye aktivitetsnivået som fortsatt preger næringen vil likevel kunne bidra mer til å tilsløre enn til å utbedre de underliggende og mer strukturelle svakhetene knyttet til kapitalmarkedet, bransjestrukturen og kontraktsforholdene. Det vil si, de to nasjonale og delvis statseide oljeselskapene har fortsatt samme dominerende posisjon på norsk sokkel, og mange av leverandørene og serviceselskapene er fortsatt preget av ensidig spesialisering selv om andelen av produksjonen solgt til utlandet er økende (Heum et al, 2006).¹ Dermed vil det fortsatt kunne skapes en form for dobbel avhengighet, både av norsk sokkel og av dominerende norske oljeselskap, spesielt blant de mindre og mer spesialiserte leverandørbedriftene.

Med andre ord, det er fortsatt en viss fare for at et større antall mindre leverandører og serviceselskap i for stor grad låses til sine dominerende nasjonale kunder og dermed i for liten grad eksponeres for teknologiutviklingen og markedsutviklingen internasjonalt. Den forestående fusjonen mellom de to dominerende norske oljeselskapene, Statoil og Hydro, gjør ikke saken lettere. Effektene er naturlig nok sterkere og mer synlig under lavkonjunkturer hvor leverandørenes fortjenestemarginer er små og til dels negative, enn under høykonjunkturer hvor de er tilsvarende store. Det positive ved situasjonen er likevel at problemene er løsbare, dels gjennom konsolidering, restrukturering og internasjonalisering av de mest fragmenterte delene av næringen, dels gjennom utforming av mer hensiktsmessige kontraktsformer. Det er disse strukturelle og kontraktsmessige virkemidlene som er hovedfokus for dette forskningsprogrammet. Innledningsvis skal vi nøye oss med en kort oversikt over de viktigste utfordringene og mulighetene som foreligger for mer verdiskapende organisering med særlig fokus på utvikling og anvendelse av ny petroleumsteknologi.

Mer effektiv utvikling og anvendelse av ny teknologi kan oppnås ved at flere aktører, som tidligere opererte hver for seg, i større grad samarbeider. Slikt samarbeid vil ikke bare kunne

¹ Ifølge SNFs undersøkelse økte andelen av petroleumsrettet produksjon solgt til utlandet fra 39 % (2003) til 46 % (2005), se Per Heum, Eirik Vatne og Frode Kristiansen (2006) *Petrorettet næringsliv i Norge: Tiltakende internasjonalisering og global tilstedeværelse*, SNF arbeidsnotat nr. 37/06.

skje på leverandørsiden, men også mellom leverandører og operatørselskap. Sistnevnte vil kunne delta dels som faglige medspillere i utviklingsfasen, dels som krevende kunder i leveransefasen. Hva som er mest effektiv organisering vil avhenge av hvor vanskelig det er å skaffe seg tilgang på relevant teknologi og kompetanse for leverandører som trenger disse til å utvikle, produsere og levere nye kommersielle produkter og tjenester. Tilgjengelighet er i denne sammenheng ikke bare et spørsmål om eksistensen av slike ressurser (teknologi og kompetanse), men også et spørsmål om hvordan man løser de kontraktmessige utfordringene slik at relevante ressurser kan tas i bruk på en produktiv måte. Jo vanskeligere det er å spesifisere, inspisere og kontrollere bruken av disse ressursene desto høyere blir transaksjonskostnadene og desto mindre omsettelige blir ressursene. Jo mindre omsettelig denne type teknologi og kompetanse er, desto større er behovet for gjensidig forpliktende samarbeid.

I det minst omsettelige tilfellet vil eksempelvis operatørselskapet selv sørge for utvikling, produksjon, leveranse og praktisk anvendelse av den aktuelle teknologi simpelthen fordi alternativ organisering i form av samarbeidsavtaler og lisensiering ville bli for kostbar og ineffektiv. Mest typisk gjelder dette for utvikling og anvendelse av operatørselskapets teknologi og kompetanse innenfor typiske kjerneområder som utforskning, utbygging og utvinning, samt overordnet koordinering og ledelse. Ekstern organisering er likevel lang hyppigere her enn i de fleste andre næringer i form av samarbeid om større utbyggingsprosjekter og tjenestesalg til partneropererte felt. Hyppigheten av slike eksterne løsninger utgjør egentlig et særtrekk ved oljeselskapene som skiller dem fra de fleste andre selskaper. Spesielt problematisk er kontrakter som er lite spesifisert og som må kompletteres, justeres og tilpasses underveis, hvor ekstra store verdier står på spill, hvor den enes tap er den andres gevinst, og hvor partene, som følge av motstridende interesser, er tilbøyelige til å opptre opportunistisk på bekostning av den annen part eller fellesskapet. Under slike forhold vil ordinære innkjøpskontrakter mangle tilstrekkelig disiplinierende og kontrollerende mekanismer til å forhindre opportunistisk atferd med derav økende fare for feiltilpasninger og langvarige stridigheter.

Det er slike tendenser som KonKraft (2002) omtaler som manglende samspill mellom leverandører og operatører på norsk sokkel, og som nå bransjen har forsøkt å gjøre noe med

gjennom utforming av nye standardkontrakter (se Norsk Totalkontrakt 2005).² Mer effektiv gjennomføring kan oppnås dels gjennom mer relasjonelle kontrakter, dels gjennom mer forpliktende samarbeid som i siste instans vil si full eiermessig integrasjon dersom enklere og mindre forpliktende kontrakter ikke strekker til (se NOU 1999:11).³ Ved ekstra høye transaksjonskostnader vil det lønne seg for bedrifter som har utviklet teknologien, selv å videreutvikle denne til mer salgbare produkter og tjenester. Skulle slik egenutvikling være uaktuell, vil teknologi med tilhørende ekspertise kunne selges til høystbydende. Ved ekstra små transaksjonskostnader vil det kunne lønne seg å lisensierer eller selge retten til å utnytte teknologien til så mange leverandører eller oljeselskap som mulig. Ved middels høye transaksjonskostnader vil det lønne seg å utnytte teknologien gjennom forpliktende samarbeid med en eksklusiv gruppe av leverandører som utvikler, produserer og selger de respektive kommersielle produkter og tjenester til et større antall operatørselskap.

Kort sagt, behovet for mer forpliktende samarbeid vil avhenge dels av hvor tilgjengelig og omsettelig de aktuelle teknologier, produkter og tjenester er, dels av hvordan ytre regulatoriske og kontraktsrettslige forhold påvirker slik tilgjengelighet og omsettelighet. Hvilke mer spesifikke kontrakter og samarbeidsformer som i gitte situasjoner kan bidra til mer effektiv og verdiskapende utnyttelse av teknologi og kompetanse, er foreløpig mindre avklart, og mindre utforsket. Siden potensielle effekter på næringsutviklingen er store, er det absolutt behov for mer forskning på dette felt.

² Se <http://www.norskindustri.no/article228.html>

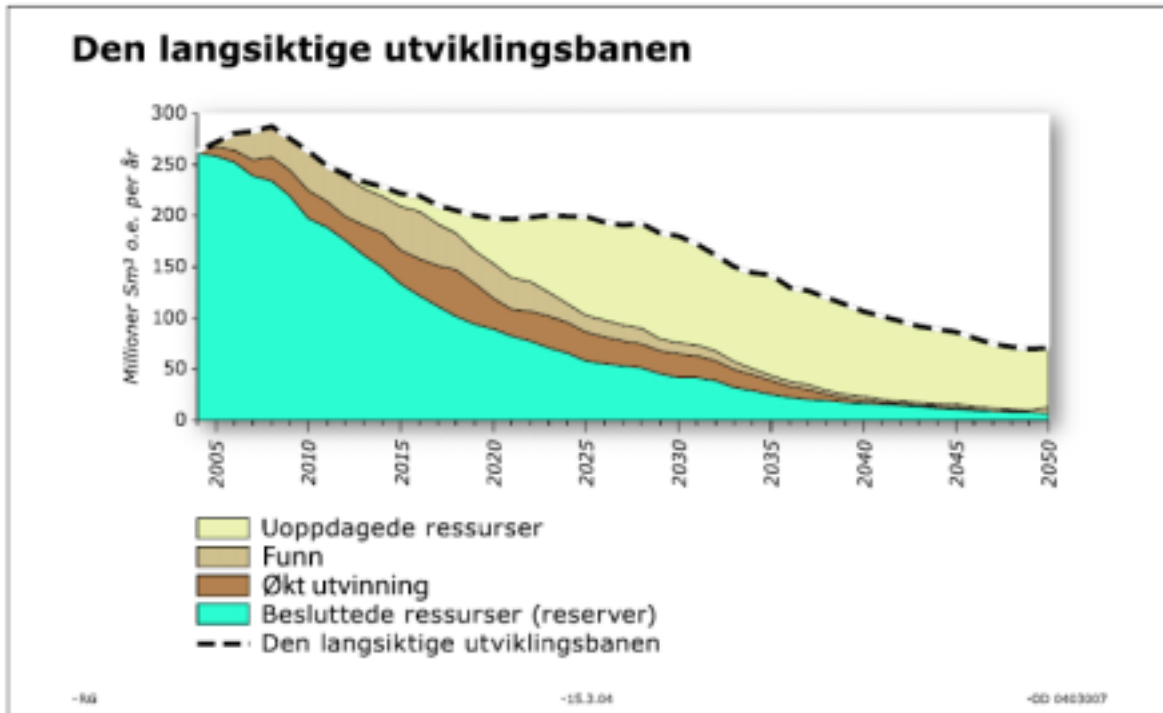
³ Se spesielt Vedlegg 4. Kostnadsoverskridelser sett ut i fra økonomisk kontrakts- og insentivteori, i NOU 1999: 11. Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.

2. Problemer og muligheter

Før vi ser nærmere på næringens omtalte svakheter og hvordan disse kan henge sammen med mangelfull organisering, skal vi først kort oppsummere myndighetenes egen vurdering av situasjonen.

2.1 Symptomer

I de to siste stortingsmeldingene om petroleumsnæringen (St.meld.nr. 38 (2001-2002) og 2003-2004)) har myndighetene valgt å illustrere konsekvenser av de omtalte mangler og svakheter ved petroleumsnæringen ved hjelp av to alternative utviklingsbaner. Siden hovedtrekkene i denne vurderingen skulle være relativt godt kjent, holder det her med en kort orientering: Under den langsiktige utviklingsbanen (10,6 mrd. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.)) hvor alle gjenværende og potensielt lønnsomme petroleumssressurser på sokkelen blir utvunnet, vil vi ha oljeproduksjon i 50 år og gassproduksjon i 100 nye år. Slike petroleumssressurser omfatter dels påviste, dels ikke-påviste ressurser som man forventer å kunne påvise senere (basert på geologiske undersøkelser, og forutsatt gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje og gass på henholdsvis 50 % og 75 %). Det hefter selvsagt stor usikkerhet til anslaget på disse ressursene og til tidspunktet for når ressursene vil bli funnet og produsert. Av påviste ressurser er noen allerede besluttet utbygget, mens andre venter på klarsignal og registreres foreløpig som funn eller som potensial for økt utvinning i påvente av tilgang til ledig infrastruktur, nye teknologiske løsninger eller nærmere avklaring av ressursstørrelsen.



Figur 2.1 Den langsiktige utviklingsbanen (Kilde St.meld.nr. 38 (2003-2004))

Under den andre utviklingsbanen, forvittringsbanen (4 mrd. Sm³ o.e.), hvor bare eksisterende og besluttede prosjekter vil bli realisert, vil produksjonen falle fram mot år 2020 hvor oljeproduksjonen så å si opphører. Her forutsetter man altså at manglene ved norsk petroleumsnæring er såpass alvorlig at man ikke vil kunne oppnå økt utvinningsgrad fra eksisterende ressurser, heller ikke oppdage og utvinne nye lønnsomme petroleumsgunn. Differansen i verdiskaping mellom de to utviklingsbanene utgjør i perioden fram til 2050 i overkant av 2000 mrd kroner i dagens kroneverdi. Mye tyder på at den langsiktige utviklingsbanen ikke vil bli realisert av seg selv. Faresignalene forut for oljeprisøkningen var flere: fallende aktivitet, synkende interesse og tendens til forvitring (se Boks 1).

Boks 1. Virksomheten på norsk sokkel – symptomer

- synkende funnrate
- fallende leteaktivitet
- synkende feltstørrelse
- fallende boreaktivitet i modne områder
- synkende produksjon (utvinning)
- sterkt fallende utbygging om kort tid
- synkende investeringer i forskning og utvikling
- økende salg av norske leverandører til utlandet
- gradvis forvitring av norsk underleverandørindustri
- økende interesse for utenlandske olje provinser

2.2 Diagnose

Siden petroleumsnæringen er en særdeles kompleks næring holder det ikke med en enkel diagnose. Noen av problemene er en naturlig følge av sektorens modning (f.eks. synkende produksjon), mens andre er mer påvirkelige (f.eks. tendensen til forvitring av leverandørindustrien). Før vi ser nærmere på dette, la oss først presentere noen av de mest omtalte forklaringene.

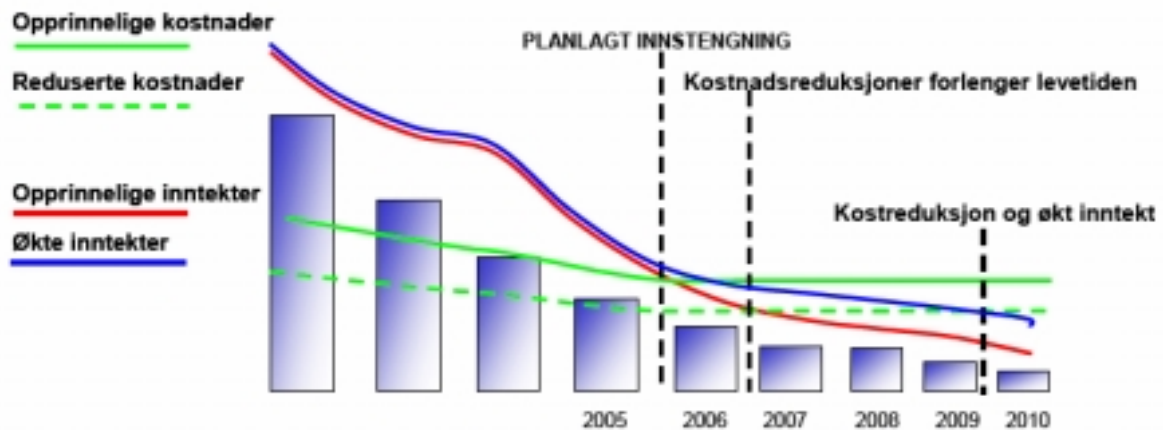
Norsk petroleumpolitikk

Mens myndighetene skylder på et høyt kostnadsnivå, klager det private næringsliv over et høyt skattenivå. Begge faktorer har kunnet bidra til å gjøre norsk sokkel mindre konkurransedyktig i forhold til utenlandske olje provinser (i det minste forut for oljeprisøkningen fra 2003 og utover). En forsiktig skrittvis utbygging, favorisering av norske operatører og leverandører, et mangfold av lisenseiere, høye krav til helse, miljø og sikkerhet har alt i alt gitt positive resultater, men etter hvert også relativt høye kostnader sammenlignet med andre modne olje provinser. Dessuten har flere lovende utenlandske provinser de senere år blitt åpnet for utenlandske oljeselskap og gjort tilgjengelig til langt lavere kostnader og på et langt lavere skattenivå (se Boks 2 nedenfor).

Modne områder

Mangelfull utnyttning av modne områder er et annet og nært beslektet problem. Dette er områder hvor de første og eldste feltene nå har ”gått av plata” og gradvis produserer mindre.

Rundt de store modne feltene som først ble utbygget, finnes det nemlig fortsatt store mengder ressurser (haler, småfelt) som ikke er økonomisk utvinnbare hver for seg, men som er meget lønnsomme å utvinne samlet dersom disse kan bygges ut og fases inn i hovedfeltet før dette av økonomiske grunner må stenges ned; dvs. idet marginale kostnader overstiger marginale inntekter (se figuren nedenfor, gjelder feltet ”Brage”).



Figur 2.2. Simulert senfaseproduksjon (Kilde: Kon-Kraft, 2003a)

Etter hvert som feltene går av plata og daglig produksjonsvolum starter å synke, stiger enhetskostnadene ganske enkelt fordi det blir et mindre volum (Sm^3 o.e.) å dele de faste kostnadene på. Dessuten stiger kostnadene som følge av at videre produksjon blir dyrere og vanskeligere jo mer man allerede har produsert og jo mindre som gjenstår å produsere av utvinnbar olje og gass. Samtidig faller inntektene fra fallende produksjonsvolum som følge av gradvis svakere reservoartrykk. Siden det kritiske punkt hvor marginale kostnader overstiger marginale inntekter i verste fall vil kunne inntre lenge før halvparten er utvunnet, vil tiltak som i vesentlig grad bidrar til å senke kostnadene og øke produksjonen fra haler og småfelt i enda større grad bidra til å øke utvinningen fra hovedfeltet. I tillegg vil utvikling av ny teknologi bidra til økt utvinning fra de fleste reservoar. Totalt sett kan det her være snakk om nærmere en fordobling av utvinningsgraden, fra 30-40 % til 60-70 %.

Lenge så det ut til at høye oljepriser ikke var nok til å sette fart på leteaktivitetene i modne områder. Oljeselskapene lot til å vurdere sjansene for store og rike funn som små, og potensielle funn som vanskelig tilgjengelige og altfor kostbare å utvinne. Først etter langvarig og relativt dramatisk økning i oljeprisen, og etter betydelig økning i tildelt leteareal, tok

interessen for utforskning og leteboring seg opp igjen mot slutten av 2004. Denne nye skepsisen illustrerer helt klart viktigheten av betydelige sterkere økonomiske incentiver for å sette fart på oljeselskapenes leteaktiviteter i moden fase av utviklingen. Ved utgangen av 2005 var imidlertid bare et mindre antall av de estimerte 30-40 nye lete- og avgrensingsbrønnene for 2005 (estimert av OD) igangsatt, hovedsakelig på grunn av akutt riggmangel noe som illustrerer problemet med kortsiktig tilpasning til svingende oljepriser. Mens man i perioder med høy oljepris og knapphet på borerigger gjerne prioriterer produksjonsboring og utvinning på bekostning av leteboring og utforskning, vil man i perioder med lav oljepris gjerne prioritere kostnadsreducerende tiltak, igjen på bekostning av utforskning og leteboring. Til slike kostnadsreducerende tiltak hører også de senere års fusjoner hvor man ikke bare forsøkte å oppnå høyere avkastning gjennom økt utnyttelse av faste kostnader, men også høyere aksjekurs gjennom større konsentrasjon av kjente oljereserver. Resultatet ble dermed fallende investering blant de største oljeselskapene ikke bare i forbindelse med utforskning av modne områder hvor sjansen for store funn er mindre, men også i forbindelse med utforskning av teknologi hvor de kommersielle resultatene er tilsvarende usikre.

Feltenes nåverdi og selskapenes strategi

Mulighetene for å øke utvinningen fra modne områder er med andre ord gode. Problemet er at de ikke utnyttes så godt som de burde. Blant de viktigste årsakene er antakelig hensynet til nåverdien på selskapets viktigste investeringer, nemlig investering i leting og utforskning som skal sørge for at produsert petroleum erstattes med nye reserver, pluss vektlegging av alle de faktorene som påvirker denne nåverdien. Det vil si, finner selskapet mindre enn hva det utvinner, og faller dermed reserveerstatningsraten langt under 100, faller også oljeselskapets aksjekurs og ledernes kursrelaterte belønning (bonus, aksjer og opsjoner). Av hensyn til reserveerstatningsraten, eller mer korrekt, av hensyn til aksjonærenes og ledernes økonomiske interesser, prioriteres derfor leting etter store felt i umodne områder framfor leting etter små felt i modne områder. Dernest vil beslutning om en eventuell utbygging avhenge av størrelsen på nåverdien. Denne øker med økende funnstørrelse (forventet inntektsstrøm), fallende neddiskonteringsats (langsiktig lånerente), fallende kostnader (som følge av mer effektive driftsformer), raskere inntjening (som følge av raske utbyggingsløsninger), høyere prisforventninger (som følge av økende etterspørsel fra nye markeder) og høyere utvinningsgrader (som følge av ny teknologi).

En viktig årsak er økende krav til raskere inntjening. Ifølge bransjen selv vil økende krav til raskere inntjening (høyere materialitet) redusere interessen for investeringer i langsiktig forskning og framtidig infrastruktur. Selv om langsiktige investeringer skulle gi mye større samlet inntjening som følge av mye større produksjon over et lengre livsløp, vil likevel nåverdien av hele inntjeningen kunne bli vurdert som lavere på grunn av tilsvarende kraftig neddiskontering (høyere rente over flere år). Dermed faller interessen for investering i langsiktig forskning og framtidig infrastruktur, og uten slike investeringer blir det også vanskelig å realisere den langsiktige utviklingsbanen.

Selskapenes organisering og ledelse

Økende kortsiktighet som følge av høyere nåverdikrav forsterkes dernest av en rekke andre problemer som har med partenes organisering og ledelse å gjøre. Motstridende interesser mellom operatøren og øvrige lisenseiere som er potensielle konkurrenter i andre sammenhenger, vil ikke bare kunne forhindre samordnet investering i felles teknologi, kompetanse og infrastruktur, men også effektiv utnyttelse av slike ressurser. Manglende samspill mellom gjensidig avhengige leverandører og operatører blir av mange framhevet som et viktig hinder mot videre vekst og utvikling. Manglende evne til å ekspandere utenlands etter hvert som aktiviteten hjemme trappes ned, synes også å være et alvorlig problem selv om det her skal nevnes at aktiviteten utenlands har vært jevnt økende både for norske leverandører og norske oljeselskap (Hydro og Statoil) de senere år.

Boks 2. Virksomheten på norsk sokkel – diagnoser som indikerer svekkede incentiver eller svekkede muligheter for videre investeringer

- mer attraktive utenlandske oljeprovins (lavere kostnader, lavere skatter, større funn)
- høyt norsk kostnads- og skattenivå
- lite kapitalmarked og svake eiermiljøer
- svak lønnsomhet blant norske leverandører
- sterk norsk operatørdominans (2 operatører har 80 %)
- et stort antall lisenseiere med motstridende interesser
- operatører med små eierandeler
- hemmende avhengighetsforhold mellom norske operatører og leverandører
- barrierer mot internasjonalisering

2.3 Mulige tiltak

Til å realisere den langsiktige utviklingsbanen har næringen og myndighetene allerede foreslått en rekke tiltak (se Boks 3).⁴ Slike tiltak vil for eksempel kunne bestå i å etablere mer rasjonelle installasjoner og feltstrukturer, ta i bruk mer effektive metoder og teknologier for utvinning, hurtigere innfasing av haleproduksjon, mer effektive arbeidsprosesser, mer effektiv samordning av støttefunksjoner og utvinningstillatelser, mer effektiv strukturering av eierforholdene og etablering av nye aktører med spisskompetanse (jf St.meld. 38 (2001-2002), Kap.6, s 1). Noen av tiltakene er mindre politisk kontroversielle som å øke tilgangen på leteareal, gjøre eierandelene mer omsettelige og øke statlig støtte til forskning og utvikling. Andre er mer kontroversielle som å redusere oljeskatten og øke tilgangen på risikokapital fra petroleumsfondet.

Boks 3. Virksomheten på norsk sokkel – tiltak

- øke tilgangen på areal i modne og umodne områder
- enklere og rimeligere tilgang til etablert infrastruktur
- hurtigere innfasing av småfelt og senfaseproduksjon
- redusere oljeskatten for nye felt
- privatisere og konkurranseutsette
- kortere tidsfrister for utforskning og utbygging
- gjøre lisensandeler mer omsettelige
- tilføre risikokapital fra petroleumsfondet
- øke statlig støtte til forskning og utvikling
- åpne for flere nye aktører
- redusere antall lisenseiere per lisens
- øke operatørens eierandeler
- diverse kostnadseffektiviserende tiltak

Effekten av tiltakene vil avhenge av gjenværende ressurser noe som også gjør tiltakene svært tidskritiske. Jo større de gjenværende ressursene er, desto større volumeffekt får tiltakene, desto lavere blir kostnadene per volumenhet og desto større blir sannsynligheten for et

⁴ Den langsiktige utviklingsbanen inkluderer uoppdagede ressurser i modne/utforskede så vel som i umodne/uutforskede områder nord for polarsirkelen. Ifølge St.meld.38 (2003-2004), s 18: *”Modne områder kjennetegnes av kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Dette gjør at funnsannsynligheten knyttet til boring av prospekter er relativt høy, men samtidig er også sannsynligheten for å gjøre nye store funn mindre. Umodne områder på den annen side kjennetegnes av lite kjennskap til geologien, store tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Usikkerheten knyttet til leteaktiviteten er større her, men samtidig er det fremdeles mulig å gjøre nye store funn.”*

økonomisk vellykket resultat. Med økende kostnader og fallende produksjon (og dermed inntekter) vil marginale kostnader fra videre produksjon før eller siden overstige marginale inntekter, og feltet stenges ned. Det bør derfor handles raskt før gjenværende ressurser faller under kritisk nivå. Tiltakene er også beheftet med en betydelig grad av økonomisk og kommersiell usikkerhet. Manglende vilje til å ta politisk og økonomisk risiko kan dermed bli det mest alvorlige hinder for videre utvikling og effektivisering av petroleumssektoren.⁵ Siden effektene vil avhenge av de faktiske årsaksforhold, er det viktig å klarlegge årsakene før tiltakene iverksettes. Formålet med dette forskningsprogrammet er å bidra til dette. Nedenfor diskuteres dette nærmere.

⁵ Dette erkjennes også av Olje- og energidepartementet (OED) som uttaler: *Teknologiske framskritt og ny kunnskap er viktig, men det aller viktigste er aktørenes vilje og evne til å implementere tiltak for økt utvinning og forlengt levetid før det er for sent. Myndighetene mener at mot og vilje til å satse penger på visjoner bør belønnes. Siden 1998 har Oljedirektoratet derfor delt ut en pris for økt oljeutvinning som en anerkjennelse fra norske myndigheter til selskap, prosjekter eller personer som har utvist mot, innsats og vilje til å akseptere risiko for å kunne øke oljeutvinningen* (St.meld. nr. 38 (2001-2002), Kap. 6, s 4 av 7).

3. Sentrale aktører

3.1 Myndighetene

Visjon

Myndighetenes visjon for norsk petroleumsvirksomhet er altså at den langsiktige utviklingsbanen skal realiseres.⁶ Visjonen begrenser seg ikke bare til utvinning på norsk sokkel. Fra regjeringshold understrekes det ofte at Norge disponerer verdifull petroleumrelevant kompetanse og teknologi som både kan nyttes til å utvinne betydelig mer olje og gass fra norsk kontinentalsokkel (jf den langsiktige utviklingsbanen) og til å bygge opp en betydelig internasjonal olje- og gassvirksomhet. Spesielt gjelder dette utvinning på dypt vann, hvor norsk industri er internasjonalt ledende, blir det hevdet. Den store utfordringen for næringens aktører blir dermed å sørge for mest mulig produktiv utnyttelse og videreutvikling av denne kompetansen til nytte for både norske og utenlandske provinser. *Hvordan kan norske myndigheter gjennom sine politiske virkemidler og sine økonomiske engasjement bidra til at dette faktisk skjer?* La oss først helt kort oppsummere status for statens medvirkning.

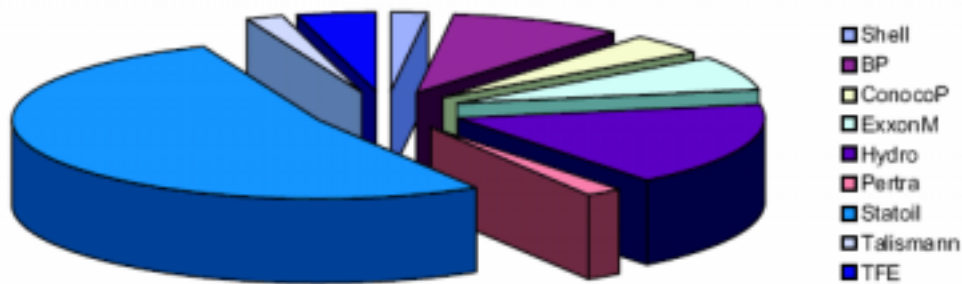
Status

Norske myndigheter har helt fra starten av valgt å spille en aktiv rolle ikke bare som lovgivende, forvaltende, regulerende og kontrollerende organ, men også som aktiv industriell investor i kraft av sine roller som petroleumseier (OED), som rettighetshaver, forvalter og lisenspartner (Petoro) og som bedriftseier (Statoil og Norsk Hydro). Her som ellers er statens overordnede mål å maksimere det samlede samfunnsøkonomiske resultat. Som ovenfor angitt vil dette i praksis si å realisere den langsiktige utviklingsbanen, pluss bidra til videre vekst og utvikling av den norske petroleumsklyngen.

Siden starten for ca. 30 år siden har de norske operatørens produksjonsandel vokst sterkt slik at den nå utgjør en helt dominerende andel. Med norsk eller norskbasert virksomhet menes

⁶ Som det heter i Stortingsmelding nr. 38 (2003 – 2003): *”Stortingsbehandlingen av den forrige stortingsmeldingen om olje og gassvirksomheten (St.meld. nr. 38 (2001–2002)) ga bred tilslutning til å arbeide for å realisere den langsiktige utviklingsbanen for petroleumsvirksomheten. Realisering av den langsiktige utviklingsbanen krever bl.a. at alle lønnsomme petroleumssressurser på sokkelen blir produsert. Dette er et ambisiøst mål som gir oljeproduksjon fra norsk sokkel i over 50 år framover og gassproduksjon i et enda lengre perspektiv.”*

normalt virksomhet med hovedkontor pluss viktige forsknings- og utviklingsenheter og sentrale konsernfunksjoner lokalisert i Norge, gjerne med norsk eierdominans. I løpet av denne perioden har myndighetene kunnet favorisere de statlige oljeselskapene Statoil og Hydro (og tidligere Saga Petroleum) som på sin side ved en rekke anledninger har kunnet favorisere norske leverandører. Som følge av dette har Statoil og Hydro i dag nærmere 70 % av antall operatørskap på felt med godkjent plan for utbygging og drift (PUD) (se Figur 3.1). De største internasjonale oljeselskapene har ansvaret for mesteparten av de resterende. Av de nye oljeselskapene var det inntil nylig bare Pertra og Talisman som hadde operatørskap på norsk sokkel. I løpet av de siste par årene har også en rekke andre kommet til slik at vi ved slutten av 2006 hadde nærmere 40 operatører og rettighetshavere på norsk sokkel. Tilsvarende dominans gjelder for olje- og gassreservene (volum) hvor Statoil, Hydro og de største internasjonale oljeselskapene dominerer som operatører (og i økende grad som lisenseiere).



Figur 3.1 Fordeling av operatørskap på norsk kontinentalsokkel (kilde: St.meld.nr. 38 (2003-2004)).

Selv om behovet for deling av finansielt og operativt ansvar er mindre i moden fase av oljeutvinningen, deler operatørene på norsk sokkel fortsatt finansielt og operativt ansvar med andre konkurrerende selskap (lisenspartnere).⁷ I starten på utviklingen var dette samarbeidet både ønskelig og nødvendig. Dels ønsket myndighetene at norske operatører skulle dele den store finansielle risikoen som var forbundet med utforskning og utbygging av sokkelen med andre finansielt sterke industrielle aktører, dels ønsket man å trekke fordel av all den teknologi og kompetanse som konkurrerende utenlandske operatører disponerte. Tilgang til slik "kompetent kapital" er trolig fortsatt viktig i forbindelse med utforskning og utbygging av

⁷ Et unntak er tidlig fase av utbyggingen av mobil telekommunikasjon hvor det for hver lisens var vanlig å operere med flere industrielle eiere som også var potensielt konkurrerende aktører i andre sammenhenger.

de vanskeligst tilgjengelige og teknologisk mest utfordrende reservoarer.⁸ Utbyggingen finansieres ved at de antatt beste søkerne (oljeselskap, energiselskap) får tildelt gratis utvinningstillatelser (lisenser) mot at de forplikter seg til å betale sin del av investeringskostnadene. Den rettighetshaveren som tildeles rollen som operatør, står operativt ansvarlig overfor øvrige rettighetshavere (lisenseiere eller partnere). Rettighetshaverne utøver sin overordnede kontroll- og lederfunksjon på partnernøter som holdes regelmessig for hver lisens. Blant mulige partnere finner vi både konkurrenter (oljeselskap), viktige kunder (energiselskap) og forretningsmessig mer nøytrale investorer og medeiere (staten). På den ene side representerer denne form for overordnet selskapsledelse betydelig nasjonal og internasjonal ekspertise; på den annen side reflekterer den betydelige interessekonflikter siden aktive partnere også er potensielle konkurrenter.⁹

Staten kunne ha valgt en mer passiv rolle hvor de som konsesjonsgiver nøyde seg med en generell åpning av sokkelen med påfølgende tildeling av lisenser for leting, utbygging og drift etter hvert som godkjente søkere registrerte seg eller vant fram i konkurransen med andre selskaper. Dette er også i økende grad praksis for de mest modne områdene. I starten på utviklingen, derimot, hvor man stod overfor betydelig usikkerhet med hensyn til petroleumsressursenes størrelse, lokalisering, tilgjengelighet og miljørisiko ble staten tildelt en aktiv rolle. Myndighetene la opp til en forsiktig sekvensiell utbygging av de største og lettest tilgjengelig felt først. Gjennom en slik utbygging skulle man sikre seg størst mulig

⁸ Hydro har beskrevet dette slik: *Partneropererte felt står for en betydelig del av Hydros olje- og gassportefølje. Porteføljen spenner fra store utbyggingsprosjekter som Kristin, Snøhvit og Kvitebjørn til Frigg som planlegger nedstenging i 2003/2004. I tillegg har vi store og tunge plattformer som Gullfaks, Sleipner og Ekofisk hvor produksjonen har passert platå. Nye ressurser kan fases inn til disse plattformene og utnytte ledig kapasitet. De mest sentrale utfordringene ligger i å utvinne mest mulig fra hvert felt og finne frem til kostnadseffektive måter å drive plattformene. På grunn av kompleksiteten og det viktige bidraget til Hydros resultater, kreves det en inngående kunnskap om områdene, tett oppfølging av operatøren og evne til å trekke på erfaring og kompetanse fra andre enheter i Hydro. En krevende oppgave som er svært viktig for Hydros resultater.* (se: http://www.hydrooljeogenergi.no/no/our_activities/production/oil_gas_norway/partner_field.html)

⁹ I Sluttrapport (28. august 2003) fra Kon-Kraft, Aktivitetsprosjektet, er dette uttrykt slik: *"Lisensstrukturen på sokkelen har historisk sett blitt betegnet som en "teigblanding". Med dette menes at det har vært tildelt lisenser til et så stort mangfold aktører og med et så vidt forskjellig aktørbilde pr. lisens innenfor et geografisk område, at det har vært uhyre vanskelig å få til synergier på tvers av lisenser. Alle aktørene, inklusive myndighetene, har den senere tid hatt stort fokus på dette og de siste tildelingene på sokkelen har hatt en klar forbedring med tanke på et områdeperspektiv, beslutningsdyktighet i lisensene og aktørbildet. For å få til økt verdiskaping og derved også større aktivitet er det også viktig at operatøren har klare insentiver og en forholdsmessig stor andel i lisensen. Dette vil stimulere operatøren til å videreutvikle det tildelte arealet. Erfaringer fra britisk sektor viser at dette er virkningsfullt. Det er også viktig at det ikke blir for mange aktører pr. lisens, og at stemmeregelen, som er lisensens viktigste "beslutningsverktøy", er utformet slik at den gir et passende andelsflertall reell beslutningsmakt."*

læringseffekt før man gav seg i kast med vanskeligere felt samtidig som en økende andel av oppgavene innenfor undersøking, leting, utbygging og drift ble tildelt norske operatører og leverandører. Dette ble gjort både utfra ønsket om å bidra til en mest mulig økonomisk og miljømessig forsvarlig ressursforvaltning og utfra ønsket om å bidra aktivt til utvikling av norsk petroleumsindustri.

Symptomer - faresignaler

Mange vil nok mene at myndighetene har lyktes ganske godt med sin petroleumpolitikk. Den har trolig likevel hatt sin pris. Kostnadsnivået på norsk sokkel ligger nå i moden fase av utviklingen tildels langt over kostnadsnivået til sammenlignbare petroleumsprovinser som britisk sokkel og Mexicogulfen. I verste fall vil kostnadsøkningen kunne medføre at flere større felt må stenges ned for tidlig, og at realisert utvikling dermed faller betydelig under den langsiktige utviklingsbanen (i parentes må det igjen bemerkes at den dramatiske oljeprisøkningen i seg selv vil bidra til økt utvinning).

Tentativ diagnose - hypoteser

Til den omtalte kostnadsøkningen har trolig ikke bare den omtalte favorisering av norske selskap bidratt, men også offentlig regulering og avtaleverk. Som kostnadsreducerende mottrekk har derfor myndighetene i St.meld.nr. 38 (2001-2002) blant annet foreslått redusert bruk av staten som aktiv industriell investor og økt bruk av private aktører og markeder. Til å påskynde en slik utvikling har myndighetene ikke bare valgt å selge ut statlige eierandeler i lisenser og operatørselskap, men også å styrke det økonomiske grunnlaget for nye konkurrerende operatører gjennom gunstigere regler for prekvalifisering, beskatning, avskrivning, tildeling av leteareal og utvinningsdeltakelse.

Tiltakene synes å være basert på følgende resonnement: Etter hvert som konkurransen hardner til som følge av gunstigere vilkår for nye aktører, vil både etablerte og nye aktører bli presset til å finne mer effektive arbeidsformer. Mens noen organiseres som datterselskap av store (horisontalt integrerte) multinasjonale konsern, søker andre å etablere seg som små nasjonale nisjeaktører. Konkurransefortrinnet som de to selskapstypene forsøker å utvikle er forskjellig. Mens multinasjonale konsern forsøker å profitere på maksimal utnyttelse av sentrale ressurser til nytte for lokale operasjoner verden over ("global economies of scale and scope"), forsøker nisjebedrifter å profitere på unik lokal tilpasning, kreativitet og innovative løsninger, spesielt i forbindelse med småfelt og senfase i modne områder. Med andre ord, statens rolle

som aktiv industriell investor skal ikke opphøre, bare marginalt justeres. Antakelsen om den positive virkning av statens industrideltakelse på realisering av den langsiktige utviklingsbanen gjelder fortsatt. I så fall skulle man forvente at lisenser hvor staten er spesiell aktiv som industriell investor, oppnår andre og bedre resultater enn lisenser hvor staten er mindre aktiv eller hvor staten er fraværende. Slike resultater vil eksempelvis kunne omfatte større bevilgninger til langsiktig teknologisk forskning og framtidsrettet infrastruktur, flere kostnadseffektiviserende tiltak, foruten en større grad av samordnet virksomhet som igjen vil kunne lede til økt utnyttelse av kritisk kompetanse og kapasitet (se Boks 3 ovenfor).¹⁰ En alternativ hypotese om negativ effekt av statlig industrideltakelse på den langsiktige utviklingsbanen kan også tenkes hvor staten gjennom fragmentering av eierinteressene (såkalt teigblanding) fremmer utvikling av motstridende interesser mellom lisenspartnerne som igjen svekker viljen til å investere i langsiktig forskning, framtidsrettet infrastruktur, samordning og effektivisering.

Behov for data

Til å vurdere den framtidige effekt av statens rolle som aktiv industriell investor må vi bruke historiske data om hva som tidligere er oppnådd. Vi har behov for data som viser variasjon i både statlig industrideltakelse (gjennom OED, Petoro, Statoil) og i oppnådde resultater pluss variasjon i statlig operatørskap (andel av private og statlige operatører/partnerer) og øvrige statlige virkemidler (regulering, skatter, konsesjoner etc.).¹¹ Relevante lisensresultater vil omfatte ikke bare aggregerte kostnadsdata og utvinningsgrader, men også beslutningsprosesser med påfølgende resultater for de aktuelle felt og lisenser. Blant slike prosesser og resultater hører forhandlingskostnader, framdrift, risikotaking, nyskaping og samordning. Utvalget av operatørselskap og virkemiddelregimer bør trekkes slik at vi for lisenser oppnår variasjon i utbyggingsløsning, produksjonsteknologi og partnerstruktur, at vi for operatørselskapene oppnår variasjon i internasjonalisering, selskapsform og eierskapsstruktur, og slik at vi ellers oppnår betydelig variasjon i aktuelle virkemidler som regulering, konsesjonspolitik, konkurranseutsetting, næringsstruktur og skattenivå. Mye av denne variasjonen vil vi kunne sikres ved å inkludere lisenser fra norsk og britisk kontinentalsokkel (NCS og BCS) med sine respektive operatørselskap, partnerskap og

¹⁰ For ytterligere spesifisering av hovedhypotesen når det gjelder mulige virkemidler og ønskede effekter i forbindelse med statens industrideltakelse, se St.meld.nr.38 (2002-2003), Kap. 4. Statlig engasjement.

¹¹ Disse kan bare studeres over tid dersom vi holder oss til Norge.

virkemiddelregimer (ideelt sett burde man også inkludere Mexicogulfen (GoM)). Også rene tidsseriedata for norsk sokkel vil kunne gi verdifull informasjon.

3.2 Leverandører og serviceselskap

Visjon

Realisering av den langsiktige utviklingsbanen forutsetter kontinuerlig utvikling av ny petroleumsteknologi, spesielt innenfor leting og utvinning. Mens både myndigheter, oljeselskap og forskningsinstitutter kan gi vesentlige bidrag i form av finansiering, erfaringer og forskningsresultater, spiller leverandører av teknisk utstyr og service den sentrale rolle når det gjelder teknisk-industriell utvikling og kommersialisering. Det nye er at leverandørene må bære en økende andel av sektorens FoU-investeringer som følge av en omlegging av oljeselskapenes strategi hvor oljeselskapene dels (i) krever raskere inntjening på sine investeringer og derfor velger å satse mer på kortsiktige utviklingsoppgaver som gir raskere inntjening, dels (ii) velger å spesialisere seg på et smalere felt innenfor leting og reservoar, og heller overlater utvikling av resterende områder til industripartnerne og universitetsmiljøene, men uten at sistnevnte helt klarer å kompensere for denne nye arbeidsdelingen.¹² Som mottrekk søker myndighetene nå gjennom økte bevilgninger til petroleumsrettet forskning og utvikling å kompensere for noe av nedgangen, men økte statlige bevilgninger utjevner neppe hele forskjellen. Dermed risikerer man at sektorens samlede FoU-innsats fortsatt ikke blir tilstrekkelig eller langsiktig nok til å løse de stadig mer krevende oppgaver som olje- og gassutvinningen stilles overfor på norsk sokkel.

Økende krav til egenfinansiering krever raskere inntjening gjennom mer omfattende salg til flere oljeselskap noe som igjen forutsetter tilgang til et internasjonalt salgssapparat som kan markedsføre produkter og løsninger overfor et større antall operatørselskap. Uten tilgang til et slikt salgssapparat øker sjansen for at norske leverandører i økende grad blir konkurrert ut eller kjøpt opp av større og mer internasjonale utenlandske aktører (såkalt forvitring).¹³ Spørsmålet

¹² St. meld. nr. 38 (2002-2003) uttrykker dette slik: "Leverandørindustrien har, i likhet med forskningsinstituttene, på langt nær de samme inntektene fra olje- og gassvirksomheten som staten og oljeselskapene, men det er disse som leverer og utvikler hovedtyngden av de teknologiske løsningene som oljeselskapene trenger for at vi skal kunne utnytte våre petroleumsressurser. Leverandørindustrien og instituttene har ikke økonomisk rygggrad til å finansiere kostbare utviklingsprosjekter på egen hånd. Reduksjonen i midler fra oljeselskapene blir ikke oppveid av en økning i forskningsmidler fra leverandørindustrien og forskningsinstituttene. Resultatet er at forsknings og teknologiutviklingen i større grad blir konsentrert om kortsiktige utviklingsoppgaver, som i stor grad blir finansiert av oljeselskapene."

¹³ Som det understrekes i St.meld. nr. 38 (2001-2002): *Det er betydelige vekselvirkninger mellom aktivitet hjemme og ute. En sterk teknologiutvikling knyttet til norsk kontinentalsokkel har vært og vil fortsette å være et viktig springbrett for videre internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri. Samtidig er internasjonal*

vi stiller blir dermed følgende: *Hvordan kan norske leverandører og serviceselskap motvirke tendensen til forvitring gjennom effektivisering og utvikling av egen virksomhet?*

Status

Norske leverandørbedrifter og serviceselskap har aktiviteter innen de fleste delene av verdikjeden for oppstrøms olje- og gassvirksomhet, jf figur 3.2.



Figur 3.2. Verdikjede for feltutbygginger (kilde: St.meld.38 (2001-2002))

Innen segmentet *reservoar og seismikk* er flere norske selskaper representert. Selskapene i dette segmentet samler bl.a. inn seismiske data og analyserer disse. I de siste 10 årene har det foregått betydelige endringer i metodene for innsamling og analyse av seismiske data, ikke minst på grunn av utviklingen innen informasjonsteknologi (IT). Segmentet *boring og boreutstyr* omfatter bl.a. drift av flyttbare borerigger, drift av faste rigger og leveranser av utstyr til bygging av nye borerigger. Norske selskaper har virksomhet innen alle disse områdene, og virksomheten er voksende, spesielt innenfor nybygging av rigger.

Brønntjenester omfatter alt arbeid som utføres i forbindelse med boring av nye brønner og vedlikehold av eksisterende brønner. Dette segmentet er dominert av utenlandske selskaper. Norsk leverandørindustri er i stor grad involvert i *utbygging* av olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel og internasjonalt. Virksomheten innebærer ingeniørarbeider og fabrikasjon ved bygging av plattformer, produksjonsskip eller undervannsinstallasjoner.¹⁴

Norsk leverandørindustri har trolig fortsatt en relativ svak posisjon i de segmentene som forventes å gi størst framtidig verdiskaping, bl.a. brønntjenester og boreoperasjoner. Disse segmentene, som kjennetegnes av høye kapitalkostnader og intensiv forskning og

erfaring og deltagelse i internasjonale forskningsprosjekter avgjørende for videreutviklingen av norsk kontinentalsokkel (se pkt 2.2.7 Petroleumsnæringen – Internasjonalisering)

¹⁴ I siste fase av olje- og gassvirksomheten skal produksjonsinnretningene stenges ned og fjernes (disponering). På norsk kontinentalsokkel har vi hittil hatt liten aktivitet på dette området, men i årene framover er det en hel del plattformer som må stenges og fjernes. Norsk leverandørindustri kan også ta hånd om disse aktivitetene.

teknologiutvikling, har tradisjonelt vært dominert av amerikanske selskap.¹⁵ Selv om disse skulle bidra vel så mye til verdiskaping i Norge som de norske leverandørene, betraktes likevel de norske som viktigere for den framtidige verdiskaping i Norge enn de utenlandske.¹⁶ Grunnen til det er at man vurderer sjansen for at norske selskaper skal forbli norske som betydelig større enn sjansen for at de utenlandske skal flytte hovedkontor og andre strategisk viktige funksjoner til Norge og bli norske.

I dag nyter norske oljeselskaper godt av den utenlandske ekspertisen i like stor grad som utenlandske oljeselskaper, men etter hvert som oljeutvinningen i Norge avtar, trappes den norske delen av de multinasjonale leverandørenes virksomhet ned og ekspertisen flyttes ut av Norge til fordel for tilsvarende operasjoner i andre land og andre lands oljeselskap, hovedsakelig i den tredje verden. Som mottrekk burde derfor norske selskaper selv i økende grad gå internasjonalt noe de også gjør (Heum et al, 2006). Spørsmålet blir da om faktorene som trekker strategiske funksjoner til Norge vil bli sterkere enn markedskreftene som trekker dem bort fra landet. Selv om nasjonale myndigheter fortsatt vil kunne favorisere norske aktører i forbindelse med tildeling av utvinningstillatelser og offentlige forskningsmidler, spiller globalisering og markedskreftene en stadig større rolle, spesielt i forbindelse med utvikling og anvendelse av ny teknologi og teknologisk kompetanse.

Symptomer

Tendensen til utenlandske oppkjøp omfattet ikke bare finansielt svake og underprisede bedrifter i et forholdsvis lite og umodent nasjonalt kapitalmarked, men også lovende nyetablerte bedrifter som etter hvert framstår som særlig attraktive oppkjøpskandidater for mer betalingssterke utenlandske aktører (KonKraft, 2002). Ett slikt selskap var Technoguide som i sin tid ble solgt til Schlumberger for 407 mill. kroner. Technoguide sto bak utviklingen av et Windows-basert produkt som hjalp geologer, geofysikere og reservoaringeniører med å

¹⁵ Riktignok finnes det betydelige norske leverandører og serviceselskap som Aker Kvaerner og Petroleum Geo-Services (PGS), men det aller meste av avansert utstyr og kompetanse som leveres til operasjonene i Nordsjøen leveres av multinasjonale konsern som amerikanske Halliburton, Schlumberger og Baker som også er internasjonalt ledende på sine områder.

¹⁶ St. meld. nr. 38 (2001-2002) definerer den norskbaserte petroleumsnæringen som bestående av de norske oljeselskapene, leverandørindustrien og forsknings- og utdanningsinstitusjonene med tilknytning til petroleumsindustrien.

tolke store mengder data i forbindelse med boring etter olje og gass (Dagens Næringsliv, 29. juli 2003).¹⁷

På områder hvor norsk industri har spesielt gode forutsetninger har utenlandske oppkjøp gjerne bidratt mer til å styrke enn svekke videre utvikling i Norge. Disse områdene omfatter segmenter hvor ikke bare de teknologiske utfordringene på norsk sokkel har vært spesielt store (kompliserte reservoar, stor dybde, lange avstander), men hvor også størrelsen på de aktuelle internasjonale markeder har vært mindre, og graden av konkurranse derfor tilsvarende begrenset. Innenfor flere av disse teknologisk krevende markedsnisjene har de norske bedriftene oppnådd betydelige markedsandeler internasjonalt hver for seg og til dels dominerende markedsandeler samlet. Kombinasjonen av teknologisk utfordring og konkurransemessig skjerming i utviklingsfasen synes her å ha bidratt positiv til utvikling av internasjonalt konkurransefortrinn i den påfølgende produksjonsfasen. Spesielt gjelder dette innen subsea produksjonsteknologi (bunnrammer) hvor Kongsberg, Vetco og Kværner samlet dekker ca 80 % av verdensmarkedet, og innenfor subsea pumpesystemer hvor bergensfirmaet Framo Engineering er verdensledende, 47,5 % eid av Schlumberger Holding Norge AS.¹⁸

Tentativ diagnose - hypoteser

Tendensene til økende outsourcing av operatøroppgaver og oppkjøp av leverandørbedrifter indikerer først og fremst at betingelsene for økonomisk organisering er endret, ikke nødvendigvis at de er endret til det verre. Bare i den grad økende outsourcing og bedriftssalg skjer mye oftere til utlandet enn omvendt, kan man si at transaksjoner av denne type reflekterer mer fundamentale svakheter ved den nasjonale leverandørindustrien.

¹⁷ Dette er også uttrykkelig poengtert i St.meld. nr. 38 (2001-2002)) under pkt 2.2.7 Petroleumsnæringen – Lokalisering og eierskap: *Konsolidering og oppkjøp i petroleumssektoren har gjort at mange foretak som opprinnelig var norskeide, nå har utenlandske majoritetseiere. Dette gjelder bl.a. for foretak innen seismikk og boreoperasjoner. I den grad utenlandske eiere velger å flytte virksomhet ut av Norge, kan dette undergrave det norske petroleumsmiljøet og verdiskapingen i Norge. Både næringen og myndighetene blir her stilt overfor utfordringer knyttet til lokalisering av virksomheten.*

¹⁸ Denne type spesialisert næringsutvikling er delvis resultatet av en historisk prosess hvor den norske stat og de norske oljeselskap spilte en avgjørende rolle i den første fase av sektorens utvikling (de første 20 år), og hvor internasjonal konkurranse har spilt en stadig viktigere rolle i den senere fase (de siste 5-10 år). I første fase ble oljeselskapene gjennom myndighetenes konsesjons- og petroleumspolitikkk nærmest pålagt å prioritere utvikling av norsk teknologi og kompetanse, tilpasset norske forhold. Utvikling av mer generell og mindre sokkelspesifikk teknologi og kompetanse, derimot, kunne i større grad overlates til ledende miljøer i utlandet, og overføres til norsk sokkel etter behov.

Outsourcing. Den mest nærliggende forklaring på økende outsourcing av petroleumsrelaterte tjenester er at slik outsourcing (økende bruk av eksterne markeder) etter hvert har blitt en mer effektiv form for organisering. Med voksende driftskompetanse blant serviceselskapene og med stadig bedre informasjonsteknologi vil operatøroppgaver utført av eksterne serviceselskap etter hvert kunne kontrolleres like effektivt som oppgaver utført av oljeselskapets egne enheter. Dermed vil outsourcing av operatørtjenester etter hvert kunne bli en realitet for stadig flere oljeselskap, ikke bare for de små uavhengige oljeselskapene. Spesielt gjelder dette innenfor modne områder hvor infrastrukturen er godt utbygget, kjennskapen til geologien er god, og den finansielle risiko moderat som følge av høyere funnsannsynlighet, selv om funnene her er jevnt over mindre.¹⁹

Spørsmålet om effektiv outsourcing har dels med omsetteligheten til de aktuelle tjenestene å gjøre, dels med selve utformingen av de respektive kontrakter. Kritiske ressurser som kunnskap, teknologi og kompetanse er lite *omsettelige* i den grad de er vanskelig å *overføre* til nye brukere eller i den grad eierne har vansker med å *tilegne* seg de økonomiske verdiene disse ressursene skaper. Selve omsetningen skjer enten ved at man selger eller leier ut teknologi eller ekspertise til interesserte kjøpere, eller ved at man bare selger de respektive tekniske løsningene eller tjenestene som tilbys, ikke selve teknologien eller ekspertisen som står bak. Denne type teknisk kunnskap er vanskelig å overføre i den grad kunnskapen er *skreddersydd* tidligere brukeres behov og derfor må *skreddersys på nytt* før den kan anvendes produktivt av nye brukere, i den grad kunnskapen er relativt *undefinert og uspesifisert* og derfor må *defineres og spesifiseres* før den kan overføres og tas i bruk av andre, eller i den grad kunnskapen er *spredt fordelt på mange lokale aktører* og derfor må *samles inn og koples sammen* før den kan omsettes og overføres til nye brukere. Problemet med verdifull, men lite overførbar teknologi og kompetanse (f.eks. spredt fordelt og lite spesifisert) er spesielt relevant ved knoppskyting og etablering av datterselskaper i utlandet (se nedenfor).

¹⁹ Et eksempel er oljeleverandørselskapet Bjørge asa i Stavanger. Selskapets konsernsjef Geir Sunde vurderer behovet for modifikasjons- og vedlikeholdstjenester på gammel infrastruktur som sterkt økende som følge av høy oljepris og forlenget produksjonstid, og forventer som følge av dette økende outsourcing av slike tjenester fra operatørselskapenes side. Etter at det Røkke-eide Aker Capital rykket inn som hovedeier september 2005, har Bjørge gjort flere strategiske oppkjøp av teknologibedrifter, blant andre Naxy med patenterte produkter innen tilstandskontroll og miljøovervåkning under vann. Behovet for nye teknologiske løsninger innenfor dette området er også økende, spesielt på dypt vann i nordområdene (se Dagens Næringsliv, 28. og 29. januar 2006: 16, "Rekordstor ordresreserve").

Bedriftene som har utviklet verdifull teknologi og kompetanse vil kunne ha problemer med å *tilegne* seg (appropriere) verdiene som skapes i den grad tilgangen til slike ressurser er vanskelig å *avgrense* til betalende brukere (dvs. lette å imitere eller kopiere), eller i den grad tilgangen til nødvendige komplementære ressurser (f.eks. attraktive lisenser) *kontrolleres* av den ene part som dermed kan ta seg ekstra godt betalt.²⁰ Problemet med lite approprierbare ressurser (f.eks. kopierbare ideer eller teknologier) er spesielt akutt overfor samarbeidende partnere som også er potensielle konkurrenter. Noe av problemet kan reduseres ved å spesialisere de respektive virksomheter slik at direkte konkurranse unngås. Ved eksempelvis å spesialisere seg på aktiviteter som ligger utenfor oljeselskapenes kjernevirksomhet, og ved samtidig å forplikte seg til å avstå fra å delta som operatør og medeier av utvinningslisenser, vil serviceselskapene kunne unngå at det utvikles et anstrengt konkurranseforhold til sine viktigste kunder, oljeselskapene.²¹ Videre vil de fleste oljeselskap tjene på å utvikle en systemkompetanse som er komplementær snarere enn konkurrerende i forhold til leverandørenes spesialiserte komponentkunnskap. Konkurransen om å utvikle de beste og mest spesialiserte produktene og tjenestene kan dermed overlates til mer spesialiserte leverandørbedrifter og mer spesialiserte serviceselskap. Konkurransen om den beste systemkompetansen vil da i større grad bli utkjempet blant oljeselskap og større integrerte serviceselskap som i økende grad påtar seg outsourcing av operatøroppgaver. Konflikter vil likevel kunne oppstå mellom ikke-konkurrerende leverandører og operatører i den grad den sterkeste eller best informerte av de to fristes til å utnytte sin posisjon til å oppnå fordeler på bekostning av den annen part, for eksempel ved at den ene part nekter den annen part tilgang til spesielt verdifulle ressurser med mindre den annen part betaler ekstra mye.

I forbindelse med outsourcing av tekniske tjenester vil store internasjonale serviceselskap kunne by på ekstra store fordeler. Siden disse selskapene betjener et stort antall forskjellige operatørselskap verden over, skulle de også ha større sjanse for å oppdage bedre tekniske løsninger enn oljeselskapene hver for seg. I tillegg vil også de internasjonale serviceselskapene ha mulighet for å utvikle større innsatsvilje blant sine fremste fagfolk (geologer, geofysikere og reservoaringeniører) gjennom tilbud om mer fristende karriere og belønning. Det vil si, mot høyere og mer prestasjonsavhengig belønning (inkludert faglig

²⁰ Dypvannsreservoar og dypvannsteknologi er eksempler på perfekte komplementære ressurser: uten tilgang til den annen vil begge være verdiløse.

²¹ Dette var hovedgrunnen til at serviceselskapet PGS valgte å selge minioljeselskapet Pertra til det uavhengige oljeselskapet Talisman.

utvikling) vil serviceselskapenes fremste fagfolk kunne forplikte seg til å påta seg en større arbeidsmengde og et større økonomisk ansvar. Dessuten vil ledende fagfolk som tilbys prestasjonslønn tjene mer på å arbeide raskere og smartere for sine eksterne kunder, oljeselskapene, enn hva som vil være tilfelle for oljeselskapets egne ingeniører basert på fastlønn. Begge grupper vil imidlertid kunne "tjene" ekstra på at oljeselskapet i økende grad setter produksjon ut til eksterne leverandører. Mens oljeselskapets fastlønte ingeniører vil "tjene" ekstra på økt outsourcing i form av mindre arbeidsbelastning til samme lønn som før, vil leverandørens prestasjonslønte ingeniører tjene ekstra i form av økt avlønning fra økt omsetning. Riktignok varierer lønnsnivå og prestasjonsavhengig avlønning (incentiver) også blant leverandørene. Flere av disse (f.eks. offshoreverftene) skiller seg ikke vesentlig fra oljeselskapene. For en rekke andre serviceselskap og konsulentselskap, derimot, vil både lønnsnivået blant ledende ingeniører være høyere og incentivene sterkere enn hos oljeselskapene. Størst forskjell vil det være mellom høyteknologibedrifter innen seismikk og geologi hvor ledende fagfolk er gründere med store eierandeler, og de mer tradisjonelle integrerte oljeselskapene hvor ledende ingeniører i beste fall har små eierandeler.

Økende outsourcing vil imidlertid kunne medføre betydelige ekstrakostnader i den grad partene gjennom slik outsourcing utvikler et avhengighetsforhold som ikke lar seg håndtere tilfredsstillende innenfor rammen av ordinære leveransekontrakter. Slike avhengighetsforhold vil kunne oppstå i den grad den ene eller begge parter investerer i ressurser og kompetanser som er spesifikke for den annen part eller for den aktuelle lisens eller provins (lavere verdi for andre parter, lisenser eller provinser), eller i den grad den ene part (operatøren) i økende grad baserer seg på den annen parts (leverandørens) unike teknologi og kompetanse. Selv om alternative leverandører med tilsvarende teknologi skulle finnes, vil disse sjelden være øyeblikkelig tilgjengelige. En viss avhengighet vil derfor alltid eksistere så lenge operatøren baserer seg på en og samme leverandør. Tilsvarende avhengighetsforhold vil kunne utvikle seg mellom lokale leverandører og landets dominerende oljeselskap eller mellom to eller flere komplementære leverandører som leverer individuelle bidrag til et felles prosjekt.

Avhengighetsforhold av denne type representerer imidlertid ikke noe vesentlig problem så lenge partene har egeninteresse av å gjøre sitt beste for hverandre. I den grad dette ikke er tilfelle, vil økende avhengighet kunne skape konflikter som vil forsinke eller ødelegge mulighetene for å oppnå felles gevinst. Dersom eksempelvis leverandøren gjennom spesialiserte investeringer har gjort seg mer avhengig av operatøren enn omvendt, vil

dominerende operatører kunne tvinge sine leverandører til å akseptere vilkår som på sikt vil svekke leverandørenes økonomiske stilling (gjørne omtalt som ”skvishypotesen”, se KonKraft (2002)). Dette vil igjen svekke leverandørenes incentiver til å investere i felles prosjekter. I særlig grad gjelder dette FoU-prosjekter hvor leverandørens andel av finansieringen er større enn hva han selv kan bære, og hvor tilstrekkelig inntjening i prosjektets tidligste og mest kritiske kommersialiseringsfase forutsetter store påfølgende leveranser til samme operatør. Som følge av redusert avkastning på investering i felles FoU-prosjekter vil leverandørene ønske å redusere sin andel av felles framtidige FoU-investeringer tilsvarende, noe som forut for oljeprisøkningen lot til å være et voksende problem for leverandørindustrien (KonKraft, 2002). Tendensen vil trolig øke med økende lønnsomhetspress på operatørene, eksempelvis som følge av fallende oljepriser, økende skattebyrde, dyrere utbygginger, minkende reserver, fallende oljeproduksjon, hardere internasjonal konkurranse og et mer krevende aksjemarked.²²

Mulige løsninger på problemet ovenfor er av to typer, dels (i) å redusere eller balansere avhengigheter som ellers ville medføre økt risiko for skadelige konflikter, dels (ii) å etablere kontraktsbaserte styringsmekanismer som hindrer potensielle konflikter fra å oppstå, eller som bidrar til at oppståtte konflikter løses raskere og mer effektivt. Leverandørers avhengighet av bestemte operatører vil eksempelvis kunne reduseres gjennom utvikling av mer diversifiserte leverandører som har flere ben å stå på, ved utvikling av mer standardiserte løsninger som vil kunne selges til flere operatører, eller ved utvikling av mer internasjonale leverandørselskap som vil kunne selge skreddersydde løsninger til flere operatører. Dersom en viss avhengighet ikke er til å unngå, bør partene velge kontrakter utfra hvilke muligheter disse gir til å håndtere potensielt konfliktskapende avhengighetsforhold.²³ Sammenlignet med ordinære leveransekontrakter eller samarbeidsavtaler, vil tilhørighet til felles selskap i større grad kunne forhindre at potensielle konflikter ødelegger mulighetene for å oppnå felles gevinst. Med andre ord, i den grad utvikling av konkurransefortrinn medfører at man også utvikler større avhengighet til en eller flere andre bedrifter, vil oppkjøp og etablering av felles selskap kunne være en aktuell løsning. Slik fusjonering bør imidlertid forbeholdes tilfeller

²² KonKraft (2002) mener svekket lønnsomhet blant norske leverandører kan skyldes overvelting av oljeselskapenes skattebyrde på leverandørene som følge av at norske leverandører har utviklet et sterkere avhengighetsforhold og en tilsvarende svakere forhandlingsposisjon overfor sine to norske storkunder (Statoil og Hydro).

²³ Av aktuelle kontrakter skiller vi mellom tre generiske typer alt etter graden av avhengighet mellom involverte parter: fra (i) ordinære markedskontrakter ved svakest avhengighet (med rettsapparatet som siste ankeinstans), via (ii) samarbeidsavtaler eller partneravtaler ved moderat avhengighet (med forhandling og mekling som viktigste ankeinstans) til (iii) fusjonsavtale eller sammenslåing til et felles selskap ved sterkst avhengighet (med øverste sjef som siste ankeinstans).

hvor avhengigheten mellom komplementære leverandører forventes å bli sterk og risikoen for skadelige konflikter tilsvarende stor.

Fusjoner og oppkjøp. I likhet med outsourcing vil fusjoner og oppkjøp kunne forklares med at tilhørighet til et større internasjonalt leverandørkonsern utgjør en mer effektiv eller verdiskapende form for organisering enn tilhørighet til et mindre nasjonalt leverandørselskap. Når store internasjonale konsern kjøper opp små norske bedrifter gir ikke dette bare store finansielle gevinster til de norske gründerne, men også bedre mulighet for å utvikle skalafordeler og læringsgevinster i fortsettelsen. Gjennom tilhørighet til et multinasjonalt konsern vil den norske leverandøren kunne oppnå to store fordeler. Dels vil bedriften kunne oppnå lavere kostnader per produsert enhet som følge av at store faste investeringskostnader deles på flere produserte enheter (timer, oppdrag, produkter), dels vil bedriften få bedre tilgang til verdifull erfaring og kompetanse. Tilgangen bedres dels fordi sjansen for å oppdage nyttig erfaring og utvikle verdifull kompetanse vil være større når tilgjengelige kompetente personer og miljøer er større og mer varierte, dels fordi overføring av erfaring og kompetanse som også krever overføring av de respektive personer og miljøer, normalt vil være mindre problematisk når disse tilhører datterbedrifter av samme moderselskap enn når disse tilhører selvstendige og delvis konkurrerende bedrifter. For nasjonen vil imidlertid konsekvensene kunne bli langt mindre positive. I den grad dominerende utenlandske eiere velger å flytte virksomhet ut av Norge, kan dette undergrave det norske petroleumsmiljøet og verdiskapingen i Norge.

Denne type forvitringstendenser som er mer utførlig beskrevet av KonKraft (2002), reflekterer underliggende svakheter som ikke helt lar seg utbedre av prisøkning og aktivitetsvekst alene. Svakheterne skyldes i hovedsak begrenset tilgang på kritiske komplementære ressurser. Slik tilgang påvirkes av måten aktørene samarbeider på langs verdikjeden fra teknologisk *forskning og utvikling* til videre *kommersialisering* og *industrialisering*. Litt for ofte, vil mange si, har begrenset tilgang på komplementære ressurser medført at lovende norsk teknologi ikke har blitt videreutviklet i Norge, men kjøpt opp av utenlandske aktører og flyttet til utlandet med negative følger for det norske teknologimiljøet. Andre ganger, hvor man gjennom mer forpliktende samarbeid har sikret seg rask og effektiv tilgang til komplementære ressurser, har lovende teknologi blitt videreutviklet i Norge og deretter kommersialisert, industrialisert og internasjonalsert på en særdeles vellykket måte (f.eks. Aker Kværner Subsea).

Vår diagnose skiller seg fra KonKrafts diagnose når det gjelder svakhetene det fokuseres på. Mens KonKraft (2002) fokuserer på svakheter ved det nasjonale kapitalmarkedet og tendensen til å underprise norske teknologibedrifter kombinert med utilbørlig prispress fra et fåtall dominerende oljeselskap, fokuserer vi på svakheter ved industrimiljøet i form av utilstrekkelig diversifisering og manglende internasjonalisering herunder manglende tilgang på et internasjonalt vekstkraftig produksjons- og salgsapparat for bedriftens produkter og tjenester, kombinert med utilstrekkelige kontrakter til å håndtere konfliktskapende avhengighetsforhold overfor et fåtall dominerende kjøpere (oljeselskap) nasjonalt. Konsekvensen av slike svakheter er fallende salgssinntekter og økende kostnader i forbindelse med kommersialisering av nye teknologier, produkter og tjenester, kombinert med økende salg av bedrifter og teknologi til mer betalingssterke kjøpere i utlandet.

Tendensen til utenlandske oppkjøp er imidlertid ikke spesielt unik for petroleumssektoren. Liknende tendenser har også tidligere gjort seg gjeldende i næringer hvor norske miljøer i perioder har vært teknologisk ledende, som for eksempel dataindustrien og mobiltelefonindustrien. Lovende norsk teknologi selges gjerne til høystbydende, og i tilfeller hvor teknologien er lett å markedsføre og omsette, vil høystbydende oftere komme fra utlandet siden det finnes langt flere interesserte og betalingssterke kjøpere i det store utland enn hjemme. Er teknologien vanskeligere å omsette, derimot, som følge av at den ikke kan beskrives og verdsettes klart og entydig nok, som følge av at man ikke kan informere om teknologiens sentrale funksjoner uten å røpe dens innerste hemmeligheter, eller som følge av at den er vanskelig å stykke opp og skille ut fra lokale norske kunnskapsmiljøer, vil høystbydende oftere komme fra samme selskap eller fra nært samarbeidende selskap. Disse er ikke bare bedre informert om teknologiens sentrale egenskaper og kommersielle muligheter, men også bedre organisert gjennom felles eierskap og ledelse til å utnytte teknologien kommersielt og industrielt. Dette understreker betydningen av en innovativ og verdiskapende norsk petroleumsnæring som den viktigste motvekt mot faren for den omtalte fragmentering og filialisering av norsk leverandørindustri. Det vil si, et forpliktende og produktivt samspill mellom ledende norske teknologimiljøer og vekstkraftige norske produksjonsmiljøer, som kan bidra til raskere og mer produktiv utvikling, større omsetning og høyere inntjening, utgjør også den beste garanti for at privat finansiert FoU etter hvert ikke skal tørke opp, og de aktuelle teknologier og bedrifter ikke skal bli konkurrert ut eller kjøpt opp av mer vekstkraftige og verdiskapende utenlandske selskap.

Kommersialisering og næringsutvikling. Spørsmålet vi stiller på bakgrunn av diskusjonen ovenfor blir derfor todelt: Hvilke egenskaper ved de aktuelle teknologier og komplementære ressurser er avgjørende for at et mer forpliktende samarbeid skal få ønsket effekt på kommersialisering og næringsutvikling, og hvilke egenskaper ved selve samarbeidet synes mest avgjørende i så henseende?

For å illustrere nærmere, la oss anta at næringsutviklingen starter med et FoU-prosjekt initiert av et oljeselskap. I prosjektet deltar det forskere fra oljeselskapet, industrien og universitetssektoren, fordelt på et antall komplementære delprosjekter innenfor et større hovedprosjekt ledet av oljeselskapet selv. Gjennom egen deltakelse sørger oljeselskapet for at teknologien som utvikles i prosjektet, blir tilstrekkelig forstått og dermed mest mulig effektivt overført og utnyttet når teknologien senere skal tas i bruk av oljeselskapet. Underveis sørger også oljeselskapets prosjektleder for tilstrekkelig samordning mellom delprosjektene, samtidig som fleksible kontrakter, løpende oppfølging og kontroll, forutsigbare betalingsterminer og gunstig finansiering (store skattefradrag) eliminerer de fleste kildene til konflikt.

Tre viktige kilder til konflikt gjenstår likevel som partene må finne konstruktive løsninger på. Den første oppstår i prosjekter hvor deltakerne utvikler et *systemisk avhengighetsforhold*. Systemisk avhengighet eksisterer i den grad den ene parts bidrag til utvikling av felles teknologi krever samtidige endringer eller tilpasninger i de andre partenes bidrag. Hovedforskjellen på leverandører og operatører i denne sammenheng er at mens leverandører utvikler teknologiske komponenter, utvikler operatøren systemer bestående av komponenter som operatøren kjøper inn fra leverandøren. Noen av disse systemene er relativt modulære, oppgraderbare og modifiserbare slik at de respektive komponenter for en stor del kan skiftes ut, oppgraderes og modifiseres enkeltvis uten ødeleggende effekt på systemet som helhet. Andre systemer består av komponenter som i større grad er gjensidig avhengige slik at utskiftning, oppgradering og modifisering av en komponent krever samtidig og tilsvarende endringer i flere av de øvrige komponentene. Samtidig profiterer oljeselskapene på kunnskap om hvordan systemene som helhet fungerer. Dersom en spesiell kritisk komponent skulle svikte i et spesielt utsatt system, ville dette ikke bare kunne få alvorlige følger for systemets funksjonsdyktighet og personalets sikkerhet, men også for oljeselskapets troverdighet og sjanse til å få tildelt framtidige utvinningslisenser.

I situasjoner med liten til moderat grad av systemisk avhengighet, derimot, vil økende spesialisering og differensiering heller svekke enn forsterke behovet for mer forpliktende samarbeid. Ved eksempelvis å spesialisere seg på typiske operatøroppgaver knyttet til utforskning, utbygging og utvinning framfor komplementære aktiviteter knyttet til kommersialisering og industrialisering av de respektive teknologier, vil oljeselskapet også ha redusert betydelig potensielle interessekonflikter i forbindelse med den påfølgende kommersialisering og industrialisering. Mens oljeselskapet er primært interessert i mest mulig produktiv anvendelse av teknologiske komponenter og systemer i egen virksomhet, eventuelt med en viss tidsbegrenset eksklusiv bruksrett eller royalty fra senere salg til konkurrerende operatører, vil leverandøren være primært interessert i få mest mulig igjen for investeringen gjennom videre produktutvikling, produksjon, markedsføring og salg internasjonalt

Den andre kilden til konflikt har med fordeling av de *intellektuelle eierrettighetene* til teknologien å gjøre (herunder rett til å bruke, leie ut eller selge den aktuelle teknologi). I denne sammenheng vil oljeselskapene i det lange løp faktisk kunne tjene på å avstå fra krav om eksklusive rettigheter til FoU-resultatene som de selv har betalt for. Det vil si, selv om oljeselskapet som investor skulle ønske seg størst mulig eksklusivitet for å sikre seg størst mulig andel av framtidige inntekter, vil størst mulig andel av framtidige inntekter kunne svekke de andre partenes incentiver og kreative innsats og dermed også resultatet fra felles FoU-prosjekt. Dessuten vil eksklusiv bruksrett som begrenser samarbeidspartnerens videre utvikling og utnyttelse av teknologien gjennom oppdrag for andre potensielle kunder i markedet, også begrense den fordel oljeselskapet selv kunne ha høstet senere gjennom påfølgende leveranser fra sine opprinnelige samarbeidspartnere.

Den tredje kilden til konflikt har med begrensninger på tilgangen til verdifulle *komplementære ressurser* å gjøre i forbindelse med den videre industrialisering av teknologien. Slik industrialisering vil kunne skje ved at de respektive forskningsmiljøer eller leverandørbedrifter etablerer eller søker samarbeid med relevante produksjonsbedrifter som kan videreutvikle, produsere og markedsføre de aktuelle produkter og tjenester overfor et større antall oljeselskap. Mer forpliktende samarbeid kan anbefales i den grad tilgangen til verdifulle komplementære ressurser kontrolleres av et fåtall dominerende tilbydere. Eieren av teknologi som ønsker tilgang til slike ressurser, vil ha behov for beskyttelse mot at den dominerende part skal benytte sin forhandlingsposisjon til å sikre seg mesteparten av

framtidig overskudd. Ideelt sett burde man her gjennom fordeling av eierrettighetene styrke forhandlingskraften til den av de avhengige deltakerne mest som gjennom kreativ innsats bidrar mest til felles verdiskaping (eventuelt fusjonere). Klarer man å finne ut hvilke rettigheter og deltakere dette er, kan man også forvente at gjennomføringen blir mer effektiv, resultatene mer innovative og næringsutviklingen mer positiv.

Med nasjonale oljeselskap som Statoil eller Hydro som dominerende innkjøpere på norsk sokkel, skapes det en hybrid styringsstruktur i markedet av potensiell stor betydning for næringsutviklingen. Her kombineres det internasjonale markedes seleksjons- og incentivmekanismer med det sentrale operatørselskapets hierarkiske informasjons- og kontrollsystemer. Operatøren vil dels fungere som en *informasjonssentral* som mer systematisk enn markedet registrerer og memorerer leverandørenes evne til å kommunisere, samarbeide, levere og prestere, dels som en *dominerende kunde* som i stor grad vil kunne diktere betingelsene for sine utvalgte leverandører til egen fordel, dels som en *samarbeidende partner* som gjennom mer forpliktende avtaler med et utvalg høyt betrodde leverandører oppnår gjensidig fordelaktige resultater, dels som en *internasjonal konkurransearrangør* som sørger for at de globalt beste tilbyderne selekteres framfor de lokalt mindre gode.²⁴ Siden de norske oljeselskapene har en såpass dominerende posisjon på norsk sokkel, er det åpenbart at måten selskapene kombinerer og praktiserer disse ulike rollene på, vil kunne få store konsekvenser for sektorens videre utvikling.

I den grad operatørselskapet vektlegger rollen som internasjonal konkurransearrangør, for eksempel, vil dette være til større fordel for større og internasjonalt mer diversifiserte leverandører og forskningsmiljøer, som i mindre grad er avhengige av det enkelte operatørselskap (innkjøper), enn for mindre og mer spesialiserte nasjonale leverandører og forskningsmiljøer som i langt større grad har gjort seg avhengige av det enkelte operatørselskap. Som nevnt foran skyldes dette i særlig grad konfliktene som slik asymmetrisk avhengighet vil kunne medføre, kombinert med mangel på effektive mekanismer

²⁴ Trolig tvinges også norske oljeselskap stadig oftere til å velge beste utenlandske tilbyder framfor beste lokale tilbyder ganske enkelt fordi sjansen for at beste tilbyder skal komme fra det store utland er mye større enn sjansen for at han skal komme fra Norge. Samtidig kritiseres oljeselskapene for ha blitt mindre trofaste overfor sine nasjonale leverandører og partnere.

for konfliktløsning innenfor rammen av ordinære kontakter.²⁵ Særlig de mest spesialiserte mindre leverandører, som i en utviklingsfase opplever stor avhengighet i forhold til sitt nasjonale oljeselskap, vil lett kunne bli fristet til å godta økonomiske betingelser som begrenser deres videre utvikling, og som på sikt vil kunne true deres videre eksistens som uavhengige aktører. Siden økonomisk avhengighet vil kunne variere med konjunktorene, vil også konfliktnivået kunne variere. Det vil si, leverandører som mangler alternative kjøpere og som derfor kan defineres som økonomisk svært avhengige, vil ikke nødvendigvis selv oppleve dette som problematisk så lenge etterspørselen som følge av høykonjunkturen langt overskrider produksjonskapasiteten.

Heller ikke i den påfølgende industrialiseringsfasen vil det internasjonale kontraktmarked fungere nøytralt. Noen teknologier vil ha større sjanse for å bli industrialisert i Norge enn andre teknologier. Ny teknologi som det er stor etterspørsel etter internasjonalt, men som mangler tilgang på komplementære ressurser i form av produksjonskapasitet og internasjonale salgskanaler, vil kanskje ha størst sjanse for å bli kjøpt opp av betalingssterke utenlandske aktører som har rikelig tilgang på slike komplementære ressurser. Sannsynligheten for dette er større for teknologi som primært utvikles av oljeselskapene og forskningsinstituttene enn for teknologi som primært utvikles av leverandører og serviceselskap siden førstnevnte aktører i større grad enn sistnevnte er forhindret fra å investere i denne type komplementære ressurser. Grunnen til at full eiermessig integrasjon i dette tilfellet er å foretrekke framfor samarbeid, er den svake parts tendens til å underinvestere i felles prosjekt som følge av risikoen for at den sterke part skal kunne sikre seg en uforholdsmessig stor andel av framtidig overskudd. Uten mer forpliktende samarbeid reduseres partenes samlede verdiskaping, og dermed også verdien av begge parters framtidige overskudd. Dessuten vil leverandører som i utviklingsfasen har gjort seg avhengige av et dominerende oljeselskap som i større grad eksponerer sine leverandører for det internasjonale kontraktmarked, bli satt under ekstra stort prispress. Som følge av økende prispress faller prisen på selskapet samtidig som sjansen for å bli solgt på billigsalg til større diversifiserte konsern i utlandet øker. Siden disse diversifiserte selskapene disponerer et mer verdiskapende utvalg av komplementære og/eller beslektede ressurser, vil de også kunne tilby en høyere pris ved kjøp av den norske bedriften.

²⁵ Gjelder trolig de fleste innkjøpskontrakter eller FoU-kontrakter, kanskje med unntak av mer langsiktige rammeavtaler. De nye standardkontraktene som bransjen nylig har utviklet vil imidlertid kunne rette på noe av dette ved at man på forhånd klarer å rydde unna potensielle konflikter eller løses dem mer effektivt.

Motsatt vil lovende norsk teknologi, som enten har et mindre internasjonalt marked eller som har rikelig tilgang på egne komplementære ressurser, ha større sjanse til å bli videreutviklet med basis i det norske teknologimiljøet. Sjansen for dette er større for teknologi som primært utvikles av leverandører og serviceselskap enn for teknologi som primært utvikles av oljeselskap og universitetsmiljøer siden førstnevnte aktører i mye større grad enn sistnevnte allerede har sikret seg eksklusiv tilgang til slike komplementære ressurser (via samarbeid eller direkte investeringer). Grunnen til at egenutvikling i dette tilfellet er å foretrekke framfor lisensiering eller salg av eierrettighetene, er dels at et mindre marked gjør det lettere for selskapet selv å oppnå en dominerende markedsandel som kan gi høyere priser og større privat avkastning, dels at rikelig tilgang på egne komplementære ressurser gjør egenutvikling til den desidert mest effektive løsning. Langt fra alle teknologiske produkter trenger imidlertid eksklusiv tilgang til komplementære ressurser i utlandet for å lykkes internasjonalt. I slike tilfeller produseres alt i Norge og produktene selges gjennom lokale representanter eller utsendte medarbeidere.²⁶

Behov for data

Foreløpig mangler vi data både om hvor alvorlige tendensene til oppkjøp og filialisering er for visse grupper av bedrifter, og hvor sterke de motsatte tendensene er for andre grupper. Likedan mangler vi studier som viser hvordan mer forpliktende kontrakter og styringsformer kan bidra til å snu de negative og forsterke de positive tendensene nevnt ovenfor ved å sikre begge grupper av bedriftene, både de som representerer de negative og de som representerer de positive tendensene, bedre tilgang til de mest kritiske og verdifulle komplementære ressurser. Aktuelle bedrifter består av norske og utenlandske leverandører og serviceselskap som leverer varer og tjenester til operatører på norsk sokkel. Utvalget bør igjen trekkes slik av vi sikrer oss tilstrekkelig variasjon i økonomiske resultater og underliggende årsaker. Som argumentert for ovenfor bør vi inkludere både nasjonale og multinasjonale, diversifiserte og spesialiserte, små og store, selvstendige og integrerte leverandører.

Resultatene som disse bedriftene oppnår kan måles både aggregert for den enkelte leverandør (vekst, driftsresultat) og disaggregert for det enkelte prosjekt eller leveranse (kostnad, kvalitet). De underliggende mekanismene som skaper slike resultater kan mest hensiktsmessig

²⁶ Et eksempel er den norske bedriften Framo Engineering som utvikler og selger pumpesystemer produsert i Norge av Framos egne produksjonsbedrifter.

studies på mikronivå hvor transaksjonen eller oppdraget utgjør analyseenheten. Sentrale variabler vil her omfatte (1) potensielt konfliktskapende omstendigheter eller egenskaper ved de aktuelle leveranser eller prosjekter som tilsier at den ene type kontrakt eller styringsform er å foretrekke framfor en annen, (2) ulike mekanismer ved slike kontrakter og styringsformer som gjør det mulig å oppnå bedre resultater i forbindelse med en type leveranse eller prosjekt enn i forbindelse med en annen type, og (3) viktige resultater av slike transaksjoner (leveranser eller prosjekter) som for eksempel mer effektiv overføring av teknologi og kompetanse, mer verdiskapende fordeling av økonomisk overskudd fra videre produksjon og omsetning, økte investeringer i felles prosjekter/aktiviteter, mer effektiv gjennomføring av felles prosjekter/aktiviteter, økende innovasjon, større verdiskaping og voksende næringsvirksomhet. Bedre resultater vil dels kunne skyldes sterkere tro på en mer rettferdig og resultatbasert fordeling av framtidig overskudd (verdiskaping), dels bedre beskyttelse mot potensielt ødeleggende konflikter underveis i prosessen i forbindelse med gjennomføring av de aktuelle prosjekter eller leveranser.

3.3 Oljeselskapene

Visjon

I rollen som næringens mest sentrale koordinator ("orkesterleder") vil oljeselskapene ha et spesielt ansvar for realisering av den langsiktige utviklingsbanen. Særlig viktig er det å sørge for mest mulig effektiv utnyttelse av all den teknologi og kompetanse som realisering av den langsiktige utviklingsbanen forutsetter. I sentrum for denne virksomheten står (a) oljeselskapets utforskende, utbyggende og produserende enheter som etterspør teknologi og kompetanse til sine respektive virksomheter, og (b) alle de leverandører og fagmiljøer som tilbyr slik teknologi og kompetanse. Spørsmålet vi stiller blir dermed følgende: *Hvordan kan norske oljeselskap gjennom organisering og ledelse bidra til at verdifull teknologi og kompetanse anskaffes og utnyttes bedre i forbindelse med utforskning, utbygging og produksjon?* Dette diskuteres nedenfor.

Status

Selv om teknologien utvikles av andre, trenger vi oljeselskapene til å ta den i bruk, og i den rollen er de norske oljeselskapene trolig fullt på høyde med de fremste internasjonalt, spesielt på dypt vann. Ansvarlig operatør vil dessuten ha det overordnede ansvar for planlegging, finansiering og koordinering av hele verdikjeden fra utforskning til drift og endelig avvikling. Skyting av seismikk, boring av brønner og bygging av produksjonsinnretninger, derimot, settes ut til eksterne leverandører. Foruten spesialkunnskap innen geologi og seismikk vil utvikling av egen spisskompetanse på brønntjenester og reservoarstyring være viktig for oljeselskapene. Hensikten med denne type kompetanse er imidlertid ikke å kommersialisere egen teknologi, men snarere å sørge for at den beste eller mest relevante teknologi anskaffes og anvendes best mulig.²⁷ Slik sett konkurrerer oljeselskapene vel så mye på bruk av andres teknologi som på bruk av egen teknologi. I den grad oljeselskapet lykkes med sin teknologistrategi, vil dette også styrke selskapet i konkurranse om nye lisenser og operatørskap hjemme og ute. Et eksempel på sistnevnte er Barentshavet, et lite utforsket leteområde med mulighet for store funn. Her finner vi på russisk side verdens største gassfelt

²⁷ Et eksempel er utviklingen av flergrens boreteknologi for Troll forretningsenhet: "Forbedringen er et resultat av at Hydro har stilt krav og fordi vi (Halliburton) har vært i stand til å levere" (Stavanger Aftenblad, 29. januar 2002).

Shtokman hvor oljeselskapet Rosneft og gasselskapet Gazpron, er lisenshavere, begge russiske. De norske selskapene Statoil og Hydro konkurrerte lenge om å bli partnere sammen med flere amerikanske selskaper og ett kanadisk. I bytte mot norsk teknologi og eierandeler i Ormen Lange og Snøhvit skulle Statoil og Hydro sikre seg attraktive eierandeler på anslagsvis 10-15 % og operatørlignende oppgaver under utbyggingen.²⁸ Mot alle odds bestemte russerne seg for å klare seg uten utenlandske oljeselskap som medeiere. Teknologi og kompetanse kunne like godt skaffes fra de utenlandske leverandørene direkte uten å gå veien om de multinasjonale oljeselskapene.

Symptomer

Tendensen til outsourcing av operatørtjenester er ikke ny, bare forsterket i de senere år som følge av mer utstrakt arbeidsdeling og spesialisering, spesielt i modne områder. Ved å engasjere konkurrerende leverandører og serviceselskap til å utvikle og produsere flere mer spesialiserte og avanserte produkter og tjenester, har oljeselskapene lenge kunnet oppnå raskere tilgang til slike produkter og tjenester til lavere pris og høyere kvalitet. Dette har bidratt til å løfte produktivitet og verdiskaping i petroleumssektoren som helhet. Overskuddet for de involverte parter, derimot, trenger ikke bli høyere av den grunn. Siden hvert ledd i verdikjeden som følge av økende outsourcing i økende grad konkurrerer om leveranse til neste ledd, vil profitten kunne reduseres i alle ledd av verdikjeden.

Samtidig som stadig flere operatøroppgaver settes ut til leverandører og serviceselskap, sikrer stadig flere mindre oljeselskap seg operatørskap over tilleggsressurser (haleproduksjon og småfelt) i modne områder. Særlig små oljeselskap (minioljeselskap) vil kunne tjene på et voksende marked for operatørtjenester. Ved å kjøpe seg rimelig tilgang til ekstern kapasitet, kompetanse og infrastruktur, vil tildels meget små oljeselskap kunne utvinne olje og gass fra småfelt og senfase til lavere kostnader enn hva integrerte oljeselskap med tradisjonelle ressurser og systemer vil kunne klare.²⁹ Små forekomster av olje og gass har tradisjonelt vært av mindre interesse for de store oljeselskapene. Av hensyn til kursutviklingen på egne aksjer tvinges nemlig de store oljeselskapene i større grad enn de små oljeselskapene til å lete etter

²⁸ Hydros Bengt Lie-Hansen som hadde ansvaret for Ormen Lange-utbyggingen understreker viktigheten av den norske erfaringen: "Teknologien vi vil bruke på Shtokhman er en blåkopi av Ormen Lange-teknologien med undervannsinstallasjoner for utvinning av gass med ilandføring via rørledninger. Dette er det beste referanse-case for oss, og vi vet at russerne er svært interessert i teknologien," (Dagens Næringsliv, 30. mars 2005).

²⁹DNO's business strategy is to generate good economic performance through the development of smaller petroleum fields, and from recovery of fields from tail end of production. Investment in oil, rigs and services shall preferentially support this business strategy (se <http://www.dno.no>).

store felt som man i økende grad forventer å finne andre steder enn på norsk sokkel. Dersom ikke minkende reserver kontinuerlig erstattes av nye funn, faller aksjeverdien på de store selskapene. Ved betydelig nedskrivning av reserveanslagene vil aksjekursen kunne falle dramatisk noe Shell nylig fikk erfare. Jakten på store felt i utlandet prioriteres derfor framfor jakten på mange små felt på norsk sokkel. De senere års konsolidering, som har resultater i et mindre antall store multinasjonale oljekonsern, har trolig bidratt til å forsterke denne tendensen.

Også norske oljeselskap har intensivert jakten på store felt i utlandet etter hvert som de største og rikeste forekomstene på norsk sokkel er funnet og bygget ut. De første investeringene utenlands har medført store tap, og eierne må nå relativt raskt bestemme seg for hvor ledig kapital skal investeres. Denne fasen er meget kritisk for de nasjonale oljeselskapene. Rekruttering av nye medarbeidere vil kunne stoppe opp i påvente av en eventuell beslutning om å ekspandere utenlands, høy gjennomsnittsalder (forgubbing) vil kunne bli et økende problem, og stadig flere yngre vil kunne se seg om etter alternative jobbmuligheter.³⁰ Behovet for internasjonal ekspansjon øker tilsvarende.

Oppsummert kan vi si at petroleumsnæringen restruktureres i to retninger samtidig, dels i retning av et mindre antall store integrerte konsern gjennom oppkjøp og fusjonering, dels i retning av et økende antall mindre og mer spesialiserte aktører gjennom outsourcing av operatøroppgaver, utskilling av mer selvstendige feltenheter eller etablering av mindre frittstående minioljeselskap (lisenseiere og operatører), hovedsakelig i modne områder (f.eks. Nordsjøen). Fortsatt er imidlertid partnerskap, og ikke integrerte selskap, den mest benyttede operative styringsformen for store, kostbare og risikable feltutbygginger i umodne områder på norsk sokkel, og for gjenværende produksjon fra alle større felt i modne områder.

³⁰ Omfattende overføringer kan likevel vise seg vanskelig å realisere i praksis. Idealet om ”fri flyt” av kapital og arbeidskraft gjelder i større grad for kapital enn for arbeidskraft. Sammenlignet med finanskapital har norsk ekspertise tradisjonelt vært relativt immobil. Men også viljen til mobilitet kan påvirkes. Flere lengre utenlandsopphold som krav til videre karriere i firmaet, kombinert med ekstra økonomisk kompensasjon for flytting og opphold, er trolig noe av det viktigste som skal til.

Tentativ diagnose - hypoteser

Som andre næringer vil også petroleumsnæringen kunne restruktureres for å utnytte tilgjengelig ressurser som teknologi og kompetanse bedre.³¹ Mens mindre omsettelige ressurser utnyttes mest effektivt av enheter tilhørende samme selskap eller nære allierte, utnyttes mer omsettelige ressurser mest effektivt av konkurrerende aktører i markedet. Endret omsettelighet tilsier med andre ord endrede styringsformer, fra marked til integrerte foretak, eller omvendt.³² La oss se nærmere på fordelene med integrerte oljeselskap.

Integrerte selskap – grenser, strukturer og relasjoner. Ved å fusjonere og opprette et felles integrert oljeselskap av typen Statoil-Hydro reduseres faren for at de to partene, Statoil og Hydro, hver for seg skal forsøke å sikre seg fordeler på bekostning av fellesskapet og den samlede verdiskaping, spesielt i forbindelse med tildeling av utenlandske lisenser, blir det hevdet. Samtidig vil tillit og lojalitet bli styrket blant involverte parter som nå tilhører samme selskap.³³

Begrunnelsen er følgende: Integrerte selskap skiller seg fra samarbeidsselskap og løsere forretningsavtaler ved at førstnevnte organisasjonsform råder over incentiver som er mer *samlende*, informasjonssystemer som er mer *avslørende*, og konfliktløsningsmekanismer som er mer *endelige og samlende* enn de to andre alternativene. Dermed begrenses både motiver og muligheter til å opptre opportunistisk på bekostning av den annen part eller fellesskapet.³⁴ Mulighetene for felles verdiskaping styrkes tilsvarende. Dels vil dette kunne skje ved at man trekker *grensene* for virksomheten slik at de mest verdiskapende og potensielt mest konfliktskapende relasjonene organiseres internt, dels ved at man etablerer interne

³¹ Mens noen ressurser disponeres av operatørselskapene (operative rettigheter, systemkompetanse, netto lisensoverskudd), disponeres andre av partnerne (supplerende kapital og kompetanse), leverandørene (teknologi) eller myndighetene (utvinningstillatelse).

³² Slik verdiskapende restrukturering forutsetter en rimelig grad av konkurranse. Begrenses konkurransen som følge av myndighetenes konserverende næringspolitikk eller som følge av aktørenes dominerende markedsstilling, begrenses restruktureringen og de verdiøkende effektene av slik restrukturering tilsvarende. Gjennom statlig eierskap og konsesjonspolitikk beskyttes nemlig norske oljeselskap ikke bare mot oppkjøp, men også mot internasjonal konkurranse, restrukturering og omstilling.

³³ Beskrivelsen av den integrerte multidivisjonerte selskapsformen er basert på Hydros konsernstruktur for petroleumsvirksomheten. Selskapsstrukturen for større oljeselskap vil kunne variere betydelig både med hensyn til diversifisering, integrering og sentralisering (foruten størrelse eller antall divisjoner og operative enheter). Prinsippene for diversifisering, integrering og sentralisering er imidlertid mer felles.

³⁴ Under alternative styringsformer (partnerskap og markedskontrakter) må en i mye større grad ty til eksterne meklere, advokater eller rettsapparatet som konfliktløser. Jevnt over er disse både dårligere informert, høyere gasjert og mer tidkrevende å bruke enn selskapets administrasjon.

styringsmekanismer som fremmer *fleksibel* justering av virksomhetens grenser i takt med skiftende betingelser for økonomisk organisering.

Betydningen av oljeselskapets interne markeder blir i denne forbindelse ofte sterkt understreket. Interne markeder, som gjerne primært opprettes for å oppnå mer effektiv ressursbruk internt, vil nemlig også tillate raskere justering og utskiftning av selskapets operative enheter. Gjennom åpne interne markeder, hvor man tillater friere valg mellom eksterne og interne leverandører, vil interne leverandører kunne bli utsatt for tilvarende utvelgelse og korreksjon som i ordinære eksterne markeder. Forskjellen vil bestå i at *interne* kjøpere og selgere i motsetning til kjøpere og selgere i *eksterne* markeder har en felles overordnet ledelse som når som helst vil kunne gripe inn og endre betingelsene for kjøp og salg.³⁵ Det vil si, ved å spesifisere betingelsene som regulerer friheten til å velge beste tilgjengelige leverandør og friheten til å forhandle om gunstigste pris pluss andre kontraktsvilkår, vil ledelsen kunne regulere graden av intern konkurranse. Betingelsene kan variere fra *full frihet* til å velge blant interne og eksterne leverandører og til å forhandle om priser og andre betingelser (åpne interne markeder) til *ingen frihet* hvor valg av interne leverandører og interne leveranser til faste priser er forhåndsbestemt av ledelsen (intern avregning).³⁶

Konkurrenseeffekten av interne markeder blir spesiell sterk når konkurrerende oljeselskap er deleiere av operatørselskapets lisenser og fysiske installasjoner, og dermed også medeiere av operatørens profittsentre, feltenhetene. Som *kjøpere* vil operatørselskapets operative enheter konkurrere om tilgang til teknologi, kompetanse og kapital som disponeres dels av eget selskap, dels av øvrige lisenspartnere (medeiere). Som *selgere* vil operatørselskapets fagmiljøer konkurrere med partnernes og leverandørenes fagmiljøer om leveranse av teknologi og kompetanse både til egne felt og til partneropererte felt.³⁷ Det vil si, som følge av at lisenspartnerne er konkurrenter i andre sammenhenger, skjerpes den interne

³⁵ I regulerte markeder spiller offentlige myndigheter (regulator) en tilsvarende prisregulerende rolle som konsernledelsen gjør i sine interne markeder.

³⁶ For nærmere orientering, se Appendix: Selskapsstrukturer.

³⁷ Operatørselskapet deler eierskapet til utvinningslisensen og feltinstallasjonene med en rekke lisenspartnere, vanligvis bestående av den norske stat (ved Petoro) pluss et utvalg norske eller utenlandske oljeselskap eller energiselskap. Slike deleide produksjonsanlegg omfatter nesten samtlige olje- og gassfelt på norsk sokkel (eksempelvis Brage, Gullfaks, Oseberg, Statfjord, Troll, og Åsgard). Oljeselskapene, som slik sett nærmest består av en serie internasjonale joint ventures, praktiserer derfor en modifisert variant av M-formen med fare for betydelig styringssvikt (som følge av fragmentert eierskap og sprikende interesser).

konkurransen.³⁸ Etter hvert vil de mindre produktive bidragsyttere kunne bli konkurrert ut av de mer produktive, og sistnevntes bidrag vil kunne bli priset nærmere verdien av deres marginalprodukt. Det kritiske spørsmål blir dermed om interne markeder anvendes riktig på områder hvor de har størst verdiskapende effekt. I den grad man lykkes med dette, vil resultatet bli økt verdiskaping. I den grad man mislykkes, kan resultatet bli betydelige tap. Kunsten består i å finne den optimale balanse mellom konkurransemessig eksponering og skjerming. Både for sterk og for svak intern konkurranse vil virke hemmende på den videre utvikling ved at partene (tjenesteleverandører og feltoperatører) får henholdsvis for mye og for lite å konkurrere om. I begge tilfeller stiger kostnadene, i første tilfellet på grunn av kostbare konflikter, i andre tilfellet på grunn av kostbart overforbruk.³⁹

I praksis varierer graden av intern konkurranse betraktelig ikke bare avhengig av i hvilken grad selskapet selv velger å skjerme interne tjenesteleverandører (f.eks. petek-miljøet og forskningsmiljøet), men også avhengig av hvor dominerende oljeselskapet er som medeier av sine viktigste lisenser og som operatør innenfor sine viktigste oljeprovins. Jo mer dominerende selskapet er som lisensmedeier og feltoperatør, desto mer skjermet er selskapet fra ekstern konkurranse og desto mindre konkurranseutsatt blir operatørens egne tjenesteytende enheter. Dessuten bør noen funksjoner og miljøer i visse faser skjermes mer enn andre. Eksempelvis bør utvikling av unik petroleumsteknologisk kompetanse skjermes i betydelig grad fra konkurranse spesielt i den første utviklingsfasen. Lojalitet vil i en slik fase være viktigere enn konkurranse. Skjerming kan imidlertid lett overdrives. De mest konkurranseskjermede selskapene med de mest dominerende markedsposisjonene og de mest spesialiserte og skjermede funksjoner vil også ha de svakeste interne markedene, de mest voluminøse virksomhetene og de dyreste driftsformene.

Eksempelvis vil voksende utbredelse av minioljeselskap kunne forklares med at disse, etter at staten har lagt forholdene til rette, representerer en mer effektiv form for utvinning av småfelt og senfase enn store integrerte oljeselskap.⁴⁰ Dels vil bedre utbygget infrastruktur og mer velutviklede markeder gjøre det mulig for miniselskapene å operere som frittstående konkurranseutsatte markedsaktører, dels vil rutiner, systemer og praksis, som store

³⁸ Partene praktiserer såkalt "teigblanding".

³⁹ En vanlig erfaring fra matriseorganiserte foretak med konkurrerende profittsenter og todelt ledelse er fallende effektivitet som følge av for mange og for sterke interessekonflikter.

⁴⁰ For nærmere reportasje om disse miniselskapene, se f.eks. Business Week, "Feasting on leftovers"(European edition, March 28, 2005:14-15)

oljeselskaper har utviklet for store felt, passe dårlig for små felt. Små konkurranseutsatte oljeselskap, derimot, med et minimum av faste kostnader, vil i større grad bli tvunget til å prise tjenestene de utfører for sine partnere mer i samsvar med hva det koster *ekstra* å produsere disse tjenestene (kostnadsbasert prising). Bare i den grad miniselskapet har utviklet spesielt verdifulle løsninger eller innovasjoner (monopol), vil bedriften kunne prise inn en *ekstra* fortjeneste tilsvarende den *ekstra* verdi (økt produksjon til lavere kostnad) som de tekniske løsningene representerer for kjøperne (verdibasert prising). Som ledende fagfolk og betydelige medeiere vil ledelsen av minioljeselskap både være ekstra kvalifisert og ekstra motivert til å utvikle verdiskapende innovasjoner. Kort sagt, innenfor en slik *marginøkonomi* vil selv *marginale* felt kunne drives *lønnsomt* av en liten stab ekstra kompetente og motiverte fagfolk.

Større integrerte oljeselskap, derimot, representerer en helt annen økonomisk og sosial virkelighet. Disse, som primært er organisert for utbygging og drift av mye større felt og installasjoner, og som drifter disse gjennom kostbare administrative systemer og store organisasjoner, er også vant med å prise inn mye større faste kostnader på tjenester de utfører for egne feltenheter, og mye større fortjeneste på tjenester de utfører for partnerne og deres feltenheter. Med stor kapasitet og store faste kostnader trenger oljeselskapet tilsvarende store produksjonsvolumer skal kapasiteten bli fullt utnyttet og kostnadene per enhet (timeverk) lavest mulig. Små marginale felt som store oljeselskap ikke finner lønnsomme, vil derfor små oljeselskap i høyeste grad kunne finne lønnsomme. Til å korrigere for denne skjevheten og for å nærme seg den marginøkonomien som minioljeselskapene befinner seg i, forsøker integrerte oljeselskap i økende grad å etablere mer åpne interne markeder bestående av mindre og mer frittstående enheter med sterkere incentiver og mer utstrakt bruk av bonus eller liknende prestasjonsbasert avlønning.

Internasjonalisering. Også blant oljeselskapene vil internasjonalisering kunne by på ekstra økonomiske fordeler. Multinasjonale oljeselskap skaper ekstra overskudd ved at unikt verdifulle teknologier og kompetanser anvendes av et større antall lokale operasjoner verden over til fallende enhetskostnad.⁴¹ Nasjonale operatører som mangler viktige teknologier og kompetanser, tvinges til å skaffe seg disse fra sine utenlandske partnere eller fra sine

⁴¹ Skillet mellom finansielle og andre ekstra ressurser tilsvarer skillet mellom en kortsiktig finansiell investor og en mer langsiktig industriell investor.

utenlandske leverandørforbindelser. I den grad disse ressursene er spesialiserte eller unike og vanskelige å erstatte, risikerer de nasjonale operatørene å utvikle et problematisk avhengighetsforhold til sine utenlandske partnere eller leverandører.⁴² Mens nasjonale operatører i større grad må stole på egne tekniske løsninger og lokale erfaringer, og på tilsvarende løsninger og erfaringer som tilbys av internasjonale partnere, leverandører og serviceselskap, vil lokale operatører av multinasjonale oljeselskap kunne trekke på sitt eget multinasjonale kunnskapsnettverk. Overføring av lokalt utviklede løsninger og erfaringer vil dels kunne skje direkte gjennom felles prosjekt, dels indirekte ved at de lokale enhetene rapporterer inn til en sentral enhet med ansvar for drifting av en felles kunnskapsbank tilgjengelig for samtlige lokalt operative enheter (over selskapets globale intranett). Dersom det aller meste av de tekniske tjenestene som trengs for å operere lokalt, kan outsources eller kjøpes relativt rimelig i det lokale eller internasjonale marked, vil ulempen ved å tilhøre et nasjonalt selskap bli mindre. Tilsvarende liten vil ulempen bli ved å tilhøre et mindre og smalere internasjonalt oljeselskap (f.eks. Statoil) sammenlignet med et større og bredere oljeselskap (f.eks. Shell). Siden det åpenbart finnes ”grobunn” for både nasjonale og multinasjonale, statlig og private, små og store, brede og smale, partnerstyrte og selvstendige, integrerte og spesialiserte (ikke-integrerte) oljeselskap, vil enten betingelsene for effektiv organisering, oppgavene de arbeider med, eller ressursene de utnytter, kunne variere tilsvarende.⁴³

Riktignok kan mange av de norske selskapene overleve uten å bli internasjonale, men for å utnytte eget potensial maksimalt og bidra mest mulig til realisering av den langsiktige utviklingsbanen, er videre internasjonalisering trolig en fordel.⁴⁴ I økende grad innser også myndighetene dette. Myndighetene innser også i økende grad betydningen av at den beste teknologi og fremste kompetanse utnyttes av flest mulige operatører på norsk sokkel uansett nasjonalitet. I motsetning til andre lisenspartnere, som i større grad er potensielle konkurrenter, har staten som medeier alt å vinne på å gjøre alle operatører mer effektive. Som

⁴² Dette tilsvarer avhengighetsforhold mellom norske operatører og dominerende norske oljeselskap, diskutert foran, som ifølge KonKraft muligens kan ha resultert i utilbørlig prispress overfor norske leverandører.

⁴³ Se debattinnlegg i Dagens Næringsliv (13.10.03) hvor leder Terje Nustad i Oljearbeidernes Fellessammenslutning skriver at Statoil bør konsentrere sine aktiviteter utenlands i rollen som teknisk assistent, ikke som oljeutvinner.

⁴⁴ I St.meld. nr. 38 (2001-2002) under pkt 2.2.7 Petroleumsnæringen – Internasjonalisering heter det: *Framtiden til den norske olje- og gassindustrien avhenger av at den lykkes internasjonalt. Internasjonalisering gir utviklingsmuligheter i tillegg til virksomheten på norsk kontinentalsokkel. Utover direkte virkninger på norsk økonomi i form av inntekter og aktivitet, er internasjonalisering avgjørende for bedriftenes langsiktige konkurransevne og vekst. Internasjonal konkurranse er viktig for læring, innovasjon og utvikling og en forutsetning for fortsatt god vekstevne i petroleumsindustrien.*

innehaver av norske lisenser har imidlertid staten større interesse av at operatørene gjør en god jobb i Norge enn i utlandet. Indirekte, ved å stimulere til utvikling av mer effektive løsninger på norsk sokkel som i neste gang kan overføres til operasjoner i utlandet, vil staten likevel kunne bidra til å styrke selskapene internasjonalt. Selve omstillingen fra nasjonalt til internasjonalt selskap kan skje på forskjellige måter, dels på egen hånd gjennom gradvis oppbygging av egne operasjoner i utlandet, dels gjennom allianser med andre internasjonale oljeselskap med relevant kompetanse, dels gjennom en fusjon med et større oljeselskap.⁴⁵ Det vil si, ved å ekspandere utenlands kan flere produksjonseenheter nyte godt av moderselskapets kompetanse og teknologi samtidig som den prosentvise andel av investeringskostnadene blir mindre og mengden av tilgjengelig og nyttig erfaring større for hver produserende enhet. I den grad deltakelse i slike prosesser er avgjørende for utvikling av oljeselskapets konkurransekraft, vil norske selskaper som ikke deltar i slike prosesser etter hvert kunne bli konkurrert ut av de som deltar mest aktivt.

Behov for data

Igjen bør aktuelle bedrifter (oljeselskap) trekkes slik at vi sikres tilstrekkelig variasjon i kritiske resultater og mulige årsaker; det vil si, vi bør sikre oss et utvalg av (i) ulike typer oljeselskap som oppnår (ii) varierende resultater under (iii) ulike institusjonelle og markedsmessige betingelser. Kritiske resultater omfatter økt utvinning og inntjening som følge av raskere utvikling og mer effektiv utnyttelse av ledende teknologi og kompetanse. Av mulige årsaker hører raskere og mer effektiv tilpasning av bedriftenes grenser og struktur til endrede transaksjonsmessige og markedsmessige forhold. Slik variasjon vil vi kunne oppnå ved å inkludere et bredt utvalg oljeselskap med operatørskap og partnerskap på norsk og britisk sokkel (ideelt sett også fra Mexicogulfen). Som argumentert for ovenfor bør vi inkludere både nasjonale og multinasjonale, statlige og private, små og store, brede og smale, partnerbaserte og selvstendige, integrerte og spesialiserte, sentraliserte og desentraliserte, skjermede og konkurranseutsatte. Resultatene disse oppnår kan måles både aggregert på selskapsnivå, divisjonsnivå eller datterselskapsnivå (vekst, driftsresultat) og disaggregert på feltområdenivå eller feltenhetsnivå (dvs. produksjon, kostnader, innovasjon, utvinningsgrad

⁴⁵ I et fordrag holdt på Hydros ledersamling 14. mai 2003 diskuterte konserndirektør Tore Torvund følgende fire alternativer (1) skape en "Norwegian Champion" gjennom en fusjon med Statoil, (2) oppkjøp av et mindre oljeselskap (men vanskelig å finne en god nok kandidat som ikke svekker selskapets finansielle resultater), (3) fusjon med et likeverdig selskap (men lite attraktivt siden dette vil svekke egen kontroll over nøkkelaktiviteter), og (4) salg av Hydros olje- og gassdivisjon til et av de større oljeselskapene (men Hydro er foreløpig ikke villig til å kvitte seg med olje- og gassvirksomheten). - Som nå kjent, løsningen ble en "Norsk Champion".

for det enkelte felt). De underliggende mekanismene som skaper slike resultater kan mest hensiktsmessig studeres på mikronivå hvor selve transaksjonen – dvs. arbeidet eller oppdraget som interne eller eksterne aktører utfører for sine interne eller eksterne oppdragsgivere - utgjør analyseenheten. Av relevante betingelser bør vi inkludere både egenskaper ved operatørselskapet (konkurransesetting av fagmiljøene), installasjonene (utbyggingsløsning, produksjonsteknologi) og rammebetingelsene (virkemiddelregime, jf ovenfor).

4. Organisering

Forskningsprogrammet skissert ovenfor bør kunne organiseres som et selvstendig program under NFR i nært samarbeid med Petromaks. Det bør opprettes en egen referansegruppe (eller programstyre avhengig av programmets status) med representanter fra norske operatørselskap og lisenseiere (Statoil og Hydro Olje og Energi, Petoro), leverandørindustrien, myndighetene (Oljedirektoratet, Olje- og Energidepartementet) og forskningsmiljøene. Programmet utføres av en gruppe forskere fra et utvalg prekvalifiserte norske forskningsmiljøer. Det bør også tilknyttes 3-4 doktorgradsstipendiater. To doktorgradsstipendiater ved Norges Handelshøyskole er allerede tilknyttet. Den ene doktorgradsstudien analyserer samarbeidsforhold mellom leverandører og oljeselskap på norsk sokkel og deres betydning for prosjektresultater, innovasjon og verdiskaping. Den andre studien vil fokusere på organisering og ledelse av utvinningslisenser i Norge og Russland og deres betydning for samarbeidsklima, kostnader og teknologiutvikling.

5. Finansiering

Programmet bør kunne gjennomføres innenfor en ramme på ca. 3 mill. kroner per år over en 3 års periode f.eks. finansiert med 20 % fra petroleumsnæringens statlige og private aktører eller deres samarbeidsorganer og 80 % fra Norges forskningsråd (tilsvarende KMB-prosjektene).

6. Gjennomføring

Programmet bør ha en varighet på minst 3 år. Delrapporter vil bli disponert og levert til fastsatte tidspunkt underveis etter avtale med brukerne (finansieringskildene). Disse vil bli fulgt opp av arbeidsmøter med deltakende bedrifter hvor implikasjoner i form av "best practice" vil bli diskutert og utarbeidet. Rapporter vil bli omskrevet til vitenskapelige artikler eller bokkapitler og publisert internasjonalt med mindre det inngås avtale om konfidensialitet.

Appendiks: Selskapsstrukturer

Av aktuelle selskapsstrukturer finnes det flere varianter, fra de mest sentraliserte multidivisjonaliserte selskapene (M-form) til de mest desentraliserte og løst koblede holdingsselskapene (H-form), begge med et betydelig innslag av interne markeder for arbeid, kapital, varer og tjenester. Innslaget av interne markeder er likevel jevnt over større for den desentraliserte H-formen enn for den mer sentraliserte M-formen.⁴⁶ Blant oljeselskapene er det normalt geografiske grenser som bestemmer inndeling i divisjoner. Feltenhetene som har det operative ansvar for hver enkelt lisens, grupperes i forretningsenheter (nærliggende felt) som igjen grupperes i større divisjoner (en for hver oljeprovins).⁴⁷ Hver av disse enhetene har sin egen ledelse med tilhørende stab og støtte fra laveste til høyeste beslutningsnivå. Tilsvarende hierarki bygges for øvrige ledd i verdiskjeden som sorterer under samme divisjon (dvs. for utforskning, utbygging, salg og distribusjon, i tillegg til produksjon, eksempelvis avgrenset til norsk sokkel). Øverst residerer selskapets konsernledelse med det overordnede finansielle og strategiske ansvar for selskapets divisjonaliserte virksomhet. Som vederlag for kapital og andre tjenester fra konsernledelsen (moderselskapet) betaler divisjonene (datterselskapene) et konsernbidrag (prosjenter av overskuddet).

Av interne markeder er det interne *kapitalmarkedet* ett av de aller viktigste. Mens konsernledelsen her spiller rollen som investor og tilbyder av kapital, spiller lederne av divisjonene (under M-formen) eller datterselskapene (under H-formen) rollen som private næringsdrivende som etterspør kapital til å finansiere nye prospekter. Divisjonene (også kalt ”quasi-firms”) eller datterselskapene (”semi-firms”) utarbeider investeringsforslag som konsernledelsen prioriterer mellom ved å allokere mest kapital til prospekter de forventer skal gi størst avkastning eller nåverdi (neddiskonterte framtidige kontantstrømmer). Den viktigste forskjell mellom de to er at sistnevnte ”semi-firms” er mer selvstendige både operativt og strategisk enn førstnevnte ”quasi-firms”.

⁴⁶ Samtidig vil man ved å justere bruken av interne markeder og graden av sentralisering kunne åpne for glidende overganger mellom de to.

⁴⁷ Også feltenhetene vil i praksis være organisert som profittsenter. Av hensyn til eksterne investorers behov for å kontrollere løpende kostnader og inntekter, registreres og rapporteres nemlig alle kostnader og inntekter som vedrører feltet. Partnerne betaler sin eiermessige andel av produksjonskostnadene og mottar sin eiermessige andel av produksjonsinntektene, men siden beløpsstørrelsen på den andelen av produksjonskostnadene som skal belastes partnerne ikke kan defineres på forhånd, må kostnader som oppstår underveis og som operatøren mener bør belastes partnerne, først godkjennes av partnermøtet. Slike kostnads- og inntektsrapporter vil normalt bli unndratt offentligheten (dvs. forbeholdt partnerne og operatørselskapets ledelse og styre).

Avgjørende for dannelse av interne kapitalmarkeder er at partene opptrer som relativt selvstendige ”markedsliknende” aktører. Til dette etableres det på ulike nivåer klart atskilte roller for utøvelse av konsernets finansielle, strategiske og operative funksjoner. Mens toppledelsen har det finansielle og strategiske ansvar for konsernet, har lederne av divisjonene (datterselskapene) det finansielle og operative ansvar for relativt frittstående og selvstendige divisjoner (datterselskap). På begge nivåer belønnes ansvarlige ledere i forhold til de økonomiske resultatene de oppnår. Til å fremme en mest mulig nøytral saksbehandling vil divisjonsledelsen ikke være direkte representert i konsernledelsen. Siden divisjonsledernes belønning varierer med divisjonenes (profittsentrenes) finansielle resultater, vil divisjonslederne også i større grad ta hensyn til forventet avkastning ved utarbeidelsen av budsjetter og investeringsforslag. Tilsvarende gjelder for datterselskapene.

Et annet viktig internt marked er det *profesjonelle tjenestemarkedet* hvor petek-miljøet og forskningsmiljøet er sentrale bidragsytere. Siden full frihet til å velge eksterne framfor interne fagmiljøer vil svekke den lojaliteten som selskapet også er avhengig av for å oppnå gode resultater, vil full frihet sjelden bli tillatt. Vanligere er det at ledelsen for de interne fagmiljøer gis førsteretten til å bestemme om de vil kjøpe inn fra markedet framfor å produsere selv i mangel på tilstrekkelig intern kompetanse eller kapasitet. Her vil de mer operative petek-miljøene gjerne innrømmes sterkere rettigheter enn de mindre operative og mer fristilte forskningsmiljøene. Når det gjelder bruk av sistnevnte vil de operative enhetene (innen utforskning, utbygging og utvinning) på friere grunnlag kunne velge mellom eksterne og interne leverandører.⁴⁸ I den grad eksterne leverandører etter hvert leverer betydelig bedre eller billigere tjenester enn de interne, vil de interne miljøene gradvis bli bygget ned eller omstilt til andre oppgaver. Avhengig av graden av frihet vil derfor interne markeder i likhet med eksterne markeder fungere dels som en incentivmekanisme, dels som en seleksjonsmekanisme, men likevel slik at incentivmekanismene tillegges større vekt og seleksjonsmekanismene mindre vekt i interne enn i eksterne markeder (høyst sannsynlig også blant oljeselskapene på norsk sokkel).

I likhet med eksterne markeder vil åpne interne markeder kunne skape konflikter og transaksjonskostnader som mer enn oppveier eventuelle gevinster. Størst nytte av åpne interne

⁴⁸ For eksempel synes Hydro å følge en slik praksis når det gjelder bruken av sine petek-miljøer og forskningsmiljøer.

markeder vil man derfor ha i tilfeller hvor markeder mer generelt vil kunne fungere relativt effektivt; det vil si i tilfeller hvor (i) den ene part er relativt uavhengig av den annen part og derfor kan skiftes ut uten større konflikter eller tap for noen av partene (små transaksjonskostnader), og hvor (ii) ledig kapasitet kan eventuelt selges eller leies ut til andre kjøpere på relativt gunstige vilkår (lave substitusjonskostnader). Under slike forhold vil oljeselskapenes interne markeder gjennom outsourcing og samtidig utvikling av interne mer spesialiserte fagmiljøer og operative feltenheter (tilsvarende minioljeselskapene) kunne bidra til at den ønskede effektivisering og forbedring oppnås. Sistnevnte virksomheter vil enten kunne organiseres som løst integrerte feltenheter innenfor diversifiserte oljeselskap (f.eks. Hydros modne felt), som integrerte små oljeselskap innenfor større serviceselskap (f.eks. Pertra, tidligere heleid av serviceselskapet PGS, nå kjøpt opp av oljeselskapet Talisman)⁴⁹ eller som frittstående små oljeselskap i markedet (f.eks. DNO). Under motsatte betingelser hvor operative feltenheter er gjensidig avhengige (f.eks. gjennom felles reservoar eller monopol på tilgjengelig infrastruktur), bør interne markeder spille en svakere rolle og sentralisert administrativ styring en tilsvarende sterkere rolle. Det vil si, en styringsform som vektlegger individuell prising, konkurranse og svakere lojalitet bør i slike tilfeller erstattes av en styringsform som i større grad vektlegger kollektiv prising og belønning, sterkere og mer stabil lojalitet (trofasthet) og en mer sentralisert form for strategisk og operativ ledelse.⁵⁰

⁴⁹ Pertra ble etablert da Hydro ville ut av Varg-feltet i 2002 og PGS ikke hadde alternative oppdrag for produksjonsskipet Petrojarl Varg. For en symbolsk pris på seks kroner overtok PGS hele feltet. Kreativ reservoarstyring og høye oljepriser har gjort Pertra til den desidert største suksessen i PGS de siste par årene. Myndighetene har trukket fram Pertra som en ønskedrøm av et oljeselskap. Pertra ble høsten 2004 lagt ut for salg. Noen måneder senere ble bedriften solgt til Talisman for 155 mill. dollar (USD).

⁵⁰ Alt etter graden av gjensidig avhengighet (inter-business unit dependencies within divisions) skiller Chandler (1994) mellom finansiell kontroll (minst avhengighet), strategisk kontroll (middels avhengighet) og strategisk planlegging (størst avhengighet). Om betydningen av avhengighet som følge av relasjonsspesifikke investeringer i forbindelse med økonomisk organisering, se Williamson (1985, 1999).

Referanser:

Chandler, Alfred D. 1994. The Functions of the HQ Unit in the Multibusiness Firm, in Richard Rumelt, Dan E. Schendel og David J. Teece: *Fundamental Issues in Strategy*. Harvard Business School Press, 323 - 360.

Kon-Kraft. 2002. Kapitalprosjektet. Verdiskaping, lønnsomhet og finansielle muligheter for petroleumsklyngen.

Kon-Kraft. 2003a. Aktivitetsprosjektet. Sluttrapport.

Kon-Kraft. 2003b. Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille. Forslag til skattemessige endringer for økt verdiskaping og aktivitet.

St. meld. nr. 38 (2001 – 2002). *Om olje- og gassvirksomheten*.

St.meld.nr.38 (2003-2004). *Om petroleumsvirksomheten* .

Per Heum, Eirik Vatne og Frode Kristiansen (2006). *Petrorettet næringsliv i Norge: Tiltakende internasjonalisering og global tilstedeværelse*, SNF arbeidsnotat nr. 37/06.

Osmundsen, Petter. 1999. Kostnadsoverskridelser sett ut i fra økonomisk kontrakts- og insentivteori, i NOU 1999: 11. Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, Vedlegg 4.

Williamson, O.E. 1985. *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: Free Press.

Williamson OE. 1999. Strategy Research: Governance and Competence Perspectives, *Strategic Management Journal*, 20, 1087-1108.