

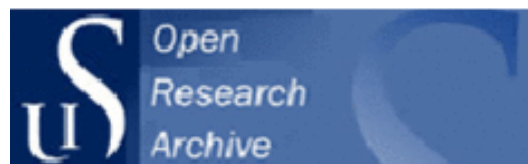


University of
Stavanger

Osmundsen, P. (2013) Økt oljeutvinning fra eksisterende felt. *Magma*, 3(2013), s. 54-64

Lenke til publisert versjon:

<http://www.magma.no/okt-oljeutvinning-fra-eksisterende-felt>(Det kan være restriksjoner på tilgang)



UiS Brage

<http://brage.bibsys.no/uis/>

Denne artikkelen er gjort tilgjengelig i henhold til utgivers retningslinjer. Det er forfatterens siste upubliserte versjon av artikkelen etter fagfelleevaluering, såkalt postprint. Dersom du skal sitere artikkelen anbefales det å bruke den publiserte versjonen



Økt oljeutvinning fra eksisterende felt

Petter Osmundsen

Fallende produksjonsrate og sterk kostnadsvekst fremskynder nedstengningstidspunktet for mange felt på norsk sokkel. Det haster derfor med tiltak for å forlenge levetiden på feltene og for å øke utvinningsgraden. Det er forhold som taler for at det finnes prosjekter for økt utvinning som vil gi god avkastning både for samfunnet og oljeselskapene, men som allikevel ikke blir realisert eller blir utsatt. Med denne bakgrunn kartlegger artikkelen oljeselskapenes beslutningskriterier for prosjekter som kan gi økt utvinning, for å avdekke eventuelle kilder til beslutningssvikt. Videre diskuteres det i hvilken grad og hvordan myndighetene kan avhjelpe eventuell beslutningssvikt. Spesielt vektlegges utvikling og implementering av ny teknologi, som over tid har vist seg avgjørende for å øke utvinningsgraden. Det drøftes blant annet hvordan innovasjon innen oljeutvinning avhenger av organisasjonsmessige forhold og sentrale styringsparametre.

Beslutningskriterier og innovasjon på norsk sokkel

1. Innledning

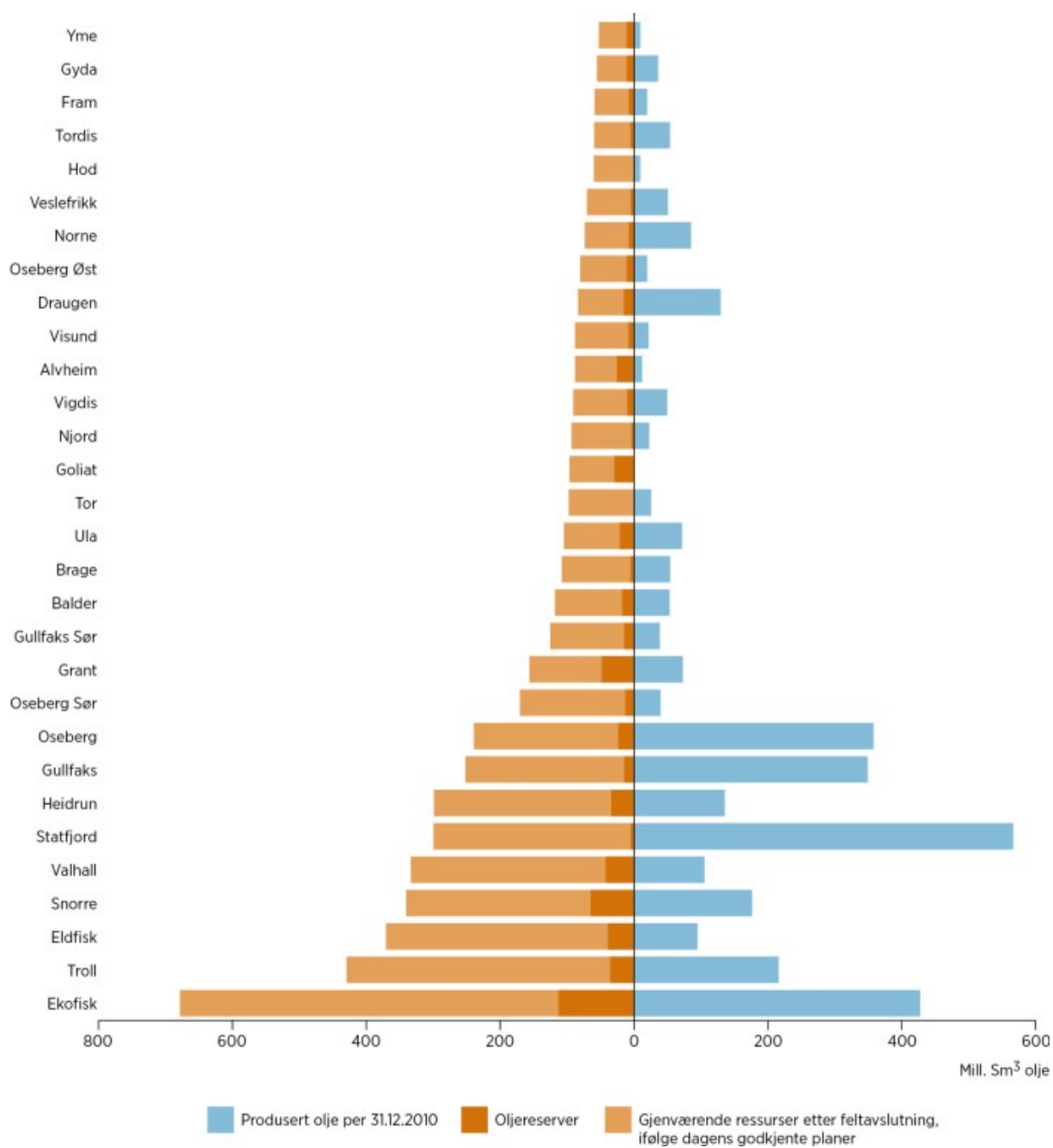
Det kan være svært mye å vinne økonomisk på å øke utvinningsgraden på norsk sokkel. Bare én prosents økning av oljeproduksjonen utover vedtatte planer kan gi netto inntekter i området 100 til 150 milliarder kroner med dagens oljepris.¹ Som alltid må inntektene avstemmes mot kostnadene, men mye tyder på at det her kan finnes prosjekter som er lønnsomme både for staten og oljeselskapene. Økt oljeutvinning (increased oil recovery, IOR) kan defineres som tiltak eller aktiviteter som utløser økt oljeproduksjon gjennom mobilisering av restpotensialet (gjenværende ressurser) i et felt. Det innbefatter tilleggstiltak og prosesser som ikke allerede er en del av gjeldende drenerings- eller produksjonsstrategi, eller driftspraksis for øvrig.

Når oljeselskaper forlater et felt på norsk sokkel, ligger i gjennomsnitt 54 prosent av oljen igjen i feltene.² Sammenlignet med andre land har en på norsk kontinentalsokkel allikevel oppnådd høye utvinningsgrader.³ En utvinningsgrad på 46 prosent er høyest i verden, globalt snitt ligger på 27 prosent.⁴

Figur 1

Fordeling av produsert olje, gjenværende oljereserver og oljeressurser som blir liggende igjen hvis feltene stenger etter dagens godkjente planer. Kilde: Oljedirektoratet, Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011.

<http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2011/Kapittel-1/>



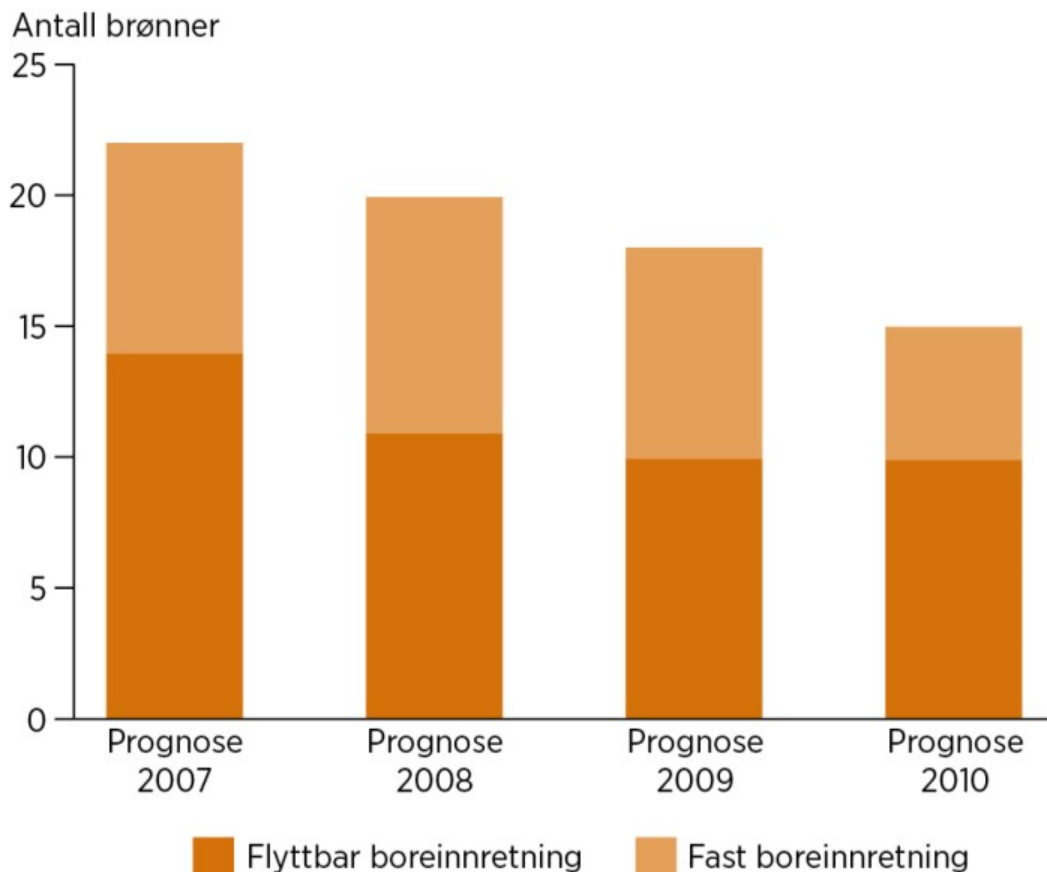
Dette skyldes blant annet lovkrav om injeksjon av vann og/eller gass fra første dag dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, boring av langt flere og mer avanserte (horisontale og flergrens) brønner enn opprinnelig forventet, og forbedret kunnskap om feltene ved hjelp av avansert seismikk og andre metoder.

Utvinningsgraden varierer fra felt til felt og er blant annet avhengig av reservoaregenskaper, olje- og gasspris, utvinningsstrategi, teknologiutvikling, utbyggingsløsning samt eventuelle områdeløsninger som bidrar til å redusere enhetskostnadene. Siden år 2000 har imidlertid oljeproduksjonen fra norsk sokkel falt jevnt, for nå å flate ut. Oljeproduksjonen er halvert. Man vil i årene fremover treffe viktige valg som får store konsekvenser med hensyn til å få ut vesentlig mer olje og mulige tilleggsværdier. Fallende produksjonsrater og økte kostnader har de siste årene fremskyndet nedstengingstidspunktet for en del felt. Det er derfor tidskritisk å knytte nye ressurser til eksisterende felt for å forlenge levetiden. Det vil forlenge bruken av eksisterende infrastruktur og muliggjøre utbygging av mindre tilleggsressurser. Ressursutnyttelsen i eksisterende felt vil øke, og man vil i tillegg få utsatt fjerningskostnadene.

Utvinningsutvalget, ledet av Knut Åm, tegner et urovekkende bilde av innsatsen på norsk sokkel for å få ut mer olje fra eksisterende felt. Blant annet rapporterer utvalget om sterk reduksjon i antall produksjonsbrønner på sokkelen, se figur 2.

Figur 2

Planlagt boring av utvinningsbrønner i 2010 for de tolv største oljefeltene. Kilde: Oljedirektoratet, <http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2011/Kapittel-5/>



Figur 2 viser fire prognoser i perioden 2007 til 2010 av antall brønner som var planlagt boret i 2010 for de tolv største oljefeltene. For hvert år som går, reduseres forventningen til antall brønner boret i 2010. I nye planer flyttes brønnene utover i tid. Ifølge utvalgets rapport har ikke oljeselskapene oppfylt sine boreprogram. De viser til at dette har medført utsatt og redusert produksjon, med større produksjonsfall enn forventet. I noen tilfeller har man også skrevet ned reservene. Med gjeldende boretakt vurderer de situasjonen slik at felt kan bli stengt ned tidligere enn planlagt, og produserbare ressurser kan bli værende permanent under bakken. Dette reduserer også mulighetene for å utvikle mindre reserver i nærheten.

Det er forhold som taler for at det finnes prosjekter for økt utvinning som vil gi god avkastning både for samfunnet og oljeselskapene, men som allikevel ikke blir realisert eller blir utsatt. Eksempler er produksjonsboring og feltpiloter. Artikkelen kartlegger oljeselskapenes beslutningskriterier for prosjekter som kan gi økt utvinning, for å avdekke eventuelle kilder til beslutningssvikt.

2. Metode

Artikkelen bygger på en rekke møter og samtaler med sentrale fagfolk i Oljedirektoratet (OD), oljeselskaper, kontraktørselskaper, oljeserviceselskaper og selskaper som arbeider med å utvikle nye produkter og prosesser for petroleumsnæringen. Jeg har i tillegg hatt tilgang til standardkontrakter som benyttes i næringen. For å analysere insentivstrukturen i kontraktene gjør jeg bruk av etablert kontrakts- og insentivteori, eksempelvis Laffont og Tirole (1993), Hart (1995), Bolton og Dewatripoint (2005) samt anvendelser på petroleumssektoren i for eksempel Osmundsen (2006) og Olsen og Osmundsen (2005). For å forstå hvordan atferd i oljeselskaper er påvirket av kapitalmarkedenes metoder for verdsetting av oljeselskaper, drar jeg nytte av atferdsøkonomiske studier av petroleumssektoren, herunder Osmundsen mfl. (2006, 2007).

3. Prosjektstoppere og virkemidler

Til grunn for petroleumsløven ligger tankegangen om å utvinne best mulig. Utvinnings- og dreneringsstrategi skal godkjennes av myndighetene, og statusrapport skal gi myndighetene informasjon om utvinningsmessige forhold på feltet. På denne måten skal selskapene bevise at de diagnostiserer, forstår og planlegger utvikling og drift neste år innenfor en høy standard med hensyn på utvinning. Myndighetene går gjennom disse hver høst før tillatelse gis for produksjon kommende år. Utstedelse av produksjonstillatelser gir myndighetene et virkemiddel overfor operatørene. Myndighetene kan også stille krav i forbindelse med forlengelse av konsesjonstid. Krav fra myndighetene knyttet til ressursforvaltning vil være av spesiell betydning i årene fremover når mange felt går mot halefasen. Det er viktig å sette inn tiltak mens det fortsatt er infrastruktur – plattformer med utstyr og rørledninger.

Det må imidlertid presiseres at myndighetskrav aldri kan erstatte selskapsinitierte tiltak – tiltak fra dem som kjenner felt og reservoar best. Norsk ressursforvaltning har basert seg på at selskapene skal ha økonomiske insentiver til å maksimere verdien av ressursene på vegne av samfunnet. Hvis det er forhold som indikerer at så ikke er tilfelle, er dette verd å se nærmere på. Utfordringen er at det er vanskelig å finne målrettede virkemidler for IOR. Økt statlig finansiering av øremerket forskning mot IOR kan være et egnet tiltak. Det vil også være aktuelt å gå gjennom petroleumsskattesystemet for å se på muligheter til å stimulere til økt innsats for økt utvinning.

Tabell 1 Liste over potensielle stoppere for IOR-prosjekter.
Generelle prosjektstoppere for IOR
Konflikt mellom kortsiktige og smale KPI-er og langsiktig verdiskaping*
Manglende satsing på forskning og utvikling og testing av ny teknologi
Manglende marked for injeksjonsgass
Utilstrekkelig verdsetting av fleksibilitet ved valg av utbyggingsløsning
Prioritering av ressurser – rigger og personell
Organisatoriske utfordringer
Høye avkastningskrav
* KPI står for key performance indicator, eller sentral måleparameter

I tabell 1 listes generelle prosjektstoppere for IOR. Utfordringer knyttet til knapp riggkapasitet diskuteres i riggutvalget (2012). Problemstillinger knyttet til verdsetting av fleksibilitet i utbyggingsprosjekter analyseres i Osmundsen (2012). Noen av de øvrige utfordringene i tabell 1 vil bli diskutert nærmere i artikkelen. Først vil jeg imidlertid presisere det åpenbare at ikke alle IOR-prosjekter er lønnsomme – som i alle andre sammenhenger må man veie inntekter opp mot kostnadene som medgår, samt alternative tiltak. I noen sammenhenger kan samfunnet vurdere kostnadene og inntektene på en annen måte enn selskapene.

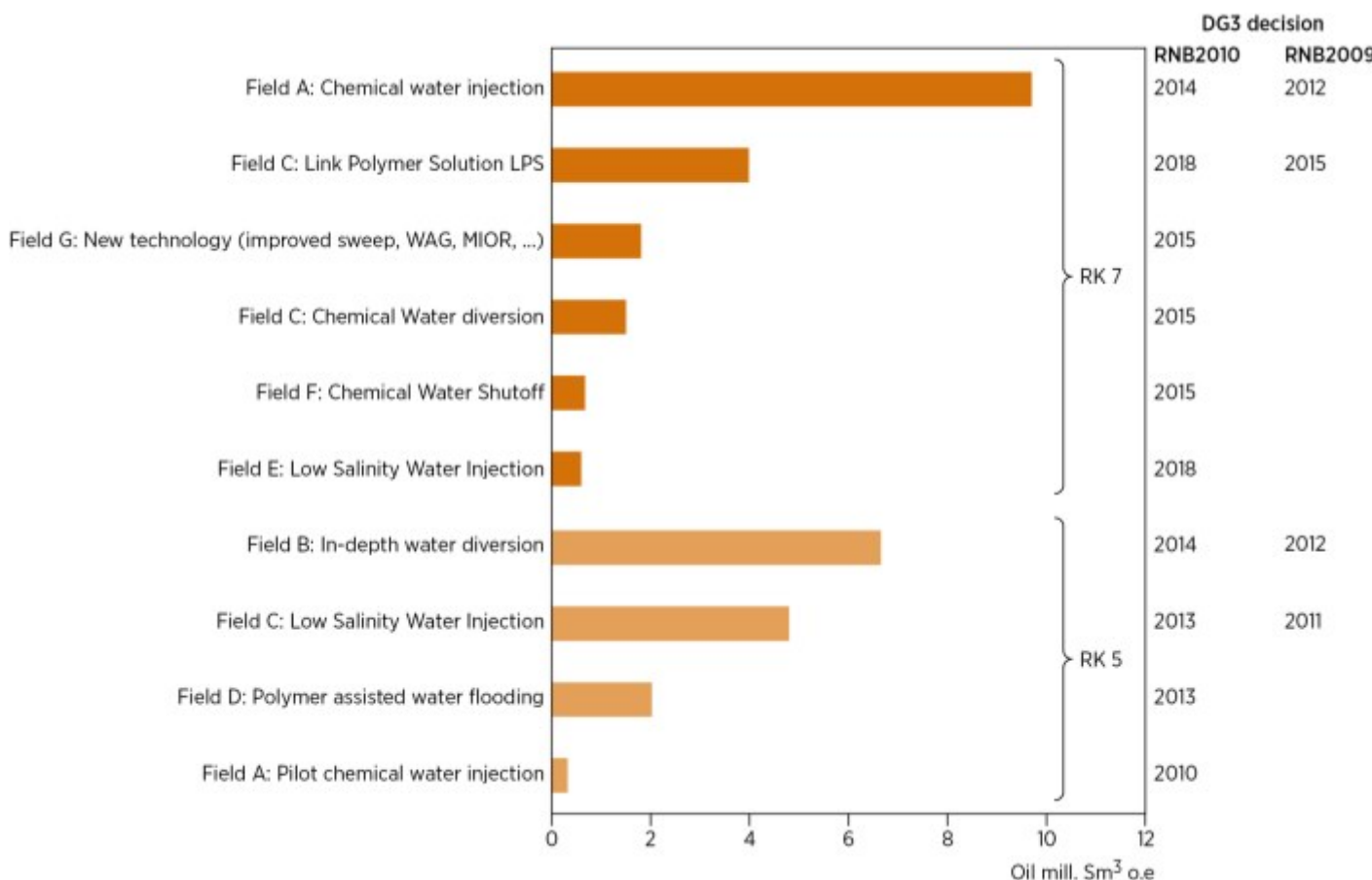
En viktig faktor er kostnaden for kapital. I NOU 2012:16 om samfunnsøkonomiske analyser, ledet av professor Kåre Petter Hagen, tilrås det at staten skal benytte et avkastningskrav på fire prosent for alle sektorer. Oljeselskapenes avkastningskrav varierer, men er normalt mer enn dobbelt så høyt som statens krav. Det betyr at i samfunnsøkonomisk forstand vil flere IOR-prosjekter være lønnsomme enn det selskapene vil ønske å gå for. Spesielt kan vi få betydelige avvik i lønnsomhetsbetraktninger i tilfellet for langsiktige IOR-tiltak.

I andre tilfeller kan prosjektstoppene være en felles utfordring for selskapene og myndighetene. Dette gjelder utfordringer knyttet til manglende informasjon og styringssvikt, eksempelvis dersom selskapenes styringsparametre (key performance indicators, KPI-er) er satt for smalt, eller dersom bedriften i sitt desentrale styringssystem får utilstrekkelig koordinering av sin innsats innen FoU.

I fortsettelsen vil jeg drøfte prosjektstoppere knyttet til måten investeringsbeslutninger fattes på i de internasjonale oljeselskapene. Eksempler er utforming av investeringsanalyser og organisatoriske spørsmål, som på hvilket nivå i selskapene beslutninger fattes. Det bør imidlertid understrekes at man skal være forsiktig med å generalisere på dette området. Prosjektene er ulike, og det er variasjon mellom ulike selskaper i hvordan prosjekter vurderes og organiseres. For å konkretisere analysen går jeg nærmere inn på pilotprosjekter og diskuterer hvorfor disse kan være vanskelig å få vedtatt.

Figur 3

Piloter på beslutningspunkt 3 – allokering av ressurser til prosjekt. Status revidert nasjonalbudsjett 2010. Kilde: Søndena (2010)



Figur 3 viser kritisk beslutningspunkt for pilotprosjekter med avansert vanninjeksjon for å øke oljeutvinning.⁵ De fire største prosjektene hadde utsatt dette beslutningspunktet med minimum to år siden 2008. Etter det jeg erfarer, er ikke situasjonen blitt bedre.

4. Implementering av ny teknologi

Oljehistorien har lært oss betydningen av teknologiutvikling. Ny teknologi har spilt en svært stor rolle i å få mye ut av reservoarene og har i mange tilfeller vist seg å være svært lønnsomt både for selskapene og staten. Det er imidlertid ikke alltid lett å få gjennom teknologiutviklingsprosjekter, og ofte har myndighetene spilt en aktiv rolle:

- Ekofisk: Test av ulike effekter av vanninjeksjon på Ekofisk-feltet før en satte i gang prosjektet i feltskala, er et sentralt eksempel. Lisensen ble her gitt spesielle skattevilkår.⁶

- Troll: Utvinning av oljesonen på Troll-feltet. Der var det avgjørende piloter med oljeproduksjon fra horisontale brønner før oljeutbyggingen på Troll-feltet ble besluttet. OD laget seminar om horisontalbrønner og oppmuntret Hydro. OD forlangte at gassplanene skulle holdes igjen slik at pilotprosjektet for Troll olje kunne lykkes. OD støttet også Hydro i utviklingen av TOGI: gass fra Troll undervannsutbygging til injeksjon i Oseberg. OD har hele tiden forlangt optimalisering av oljeuttaket fremfor en kortsiktig akselerasjon av gassleveransene. Det har drevet frem leting etter andre gassressurser og medført utvikling av teknologi som gasskompressorer på havbunnen.
- Havbunnskompressorer: Først introdusert i Snøhvit som en fremtidig mulighet for å slippe å bygge en kompressorplattform når trykket blir for lavt. Deretter inkludert som teknologiutviklingskrav i forbindelse med Ormen Lange-godkjenningen. Åsgard-lisensen godkjente det første store prosjektet med havbunnskompressorer fordi de trenger det nå med fallende trykk.

I alle disse tilfellene spilte ODs ekspertvurderinger og anbefalinger en sentral rolle. Prosjektene ble drevet frem i samspill mellom gode fagmiljø hos leverandører, forskningsmiljø, oljeselskapene og OD. Myndighetene spilte på petroleumsløven og justering av rammebetingelser. Sentralt sto samarbeidsfora som SPOR, RUTH og FORCE.

En flaskehals er å få nye teknologier og metoder ut fra laboratoriet og tegnebrettet til et pilotprosjekt på et offshore oljefelt. Bedrifter som utvikler ny teknologi for oljesektoren, uttaler at det er vanskelig å få til feltpiloter på norsk sokkel. Mulige årsaker til denne flaskehalsen innen innovasjon er begrenset kapasitet i oljeselskapene når det gjelder personell, og fysiske begrensninger på enkeltinstallasjoner.

Det er også mulig at desentraliseringen av beslutningsstrukturen i oljeselskapene spiller inn – det enkelte prosjekt tar ikke hensyn til at den økte kunnskapen kan skape verdier i flere felt (suboptimering). Ettersom staten har inntekter fra alle lisensene på sokkelen, er selvsagt problemet med suboptimering størst for staten. Men det er interessant at det også er en høyst reell problemstilling innenfor et oljekonsern. Dersom det kan utvikles teknologi som er overførbar til flere lisenser der oljeselskapet er deleier, vil desentral beslutningstaking på dette området gi for få besluttede pilotprosjekt også i bedriftsøkonomisk forstand. Årsakene til suboptimering i selskapene kan være mange, men ett forhold å se nærmere på er om omlegging i retning av mer organisering rundt prosjekter parallelt med reduksjon i sentrale staber kan ha svekket mulighetene for å koordinere utvikling og implementering av ny teknologi. Større grad av prosjektbasert organisering kan ha klare fordeler, blant annet ubyråkratiske beslutningsstrukturer, sterkt forretningsfokus og kostnadseffektivitet, og god koordinering gjennom de ulike stegene i verdikjeden. Men man må samtidig forsøke å avhjelpe kjente svakheter med denne typen organisering. Her kan nevnes svakere insentiver og mindre kapasitet til å utvikle og dele ny teknologi og nye prosesser, og et mer kortsiktig fokus. Utfordringen med å få pilotprosjekter på norsk sokkel kan bli enda større når sokkelen blir mer moden. Man har hatt færre store sponsorfelt for ny teknologi. En overgang til mindre funn og felt i halefase har gjort at man har stått uten de store reservene som rettfærdiggjør både store piloter og feltprosjekt dersom piloten lykkes. For å løfte store pilotprosjekter har man vært avhengig av samarbeid mellom flere felt, noe som ofte er vanskelig å få til. På denne måten har en restriktiv tildeling av leteareal over en årrekke gått på bekostning av utvinningsgraden i eksisterende felt ved at man ikke har fått utviklet ny teknologi. Ved aktiv utlysning av tilbakelevert areal og etablering av nye selskaper på norsk sokkel i de senere år har man imidlertid fått en rekke større funn. Dette gir nye muligheter for feltpiloter. Det er viktig at både selskaper og myndigheter tar seg tid til å få disse på plass. Et problem for

ressursmyndighetene er at budsjettene deres på ingen måte har økt i takt med prosjektmengden man nå ser på norsk sokkel.

Beslutningsanalytisk representerer en pilot på flere måter en opsjon for oljeselskapene. Piloten har et avgrenset omfang, det vil si at man høster ny kunnskap til en relativt beskjeden kostnad. Dersom piloten eller prosjektet er vellykket, kan man gå videre. Hvis ikke kan man la være. Dette er analogt til analyse av leteinvesteringer. Man har også en venteoppsjon. Man kan iverksette et fullskalaprojekt dersom oljeprisen kommer over beregnet kritisk nivå. Med relativt lave initiale utlegg kan man dermed få god uttelling dersom oljeprisen blir høy. Sannsynlighetsberegninger av fremtidig oljepris vil her spille inn. Det er uklart om og i hvilken grad oljeselskapene verdsetter slike opsjoner. Leverandørbedrifter gir uttrykk for at mens oljeselskaper er villige til å bevilge milliarder til leteboring, er det ofte svært vanskelig å skaffe noen millioner til en pilot som kan gi mye nyttig informasjon. Måleparametrene synes å være ulike for de to tilfellene.

5. utfordringer og hindringer i eksisterende KPI-er og organisering

Et relatert problemkompleks er måleparametre og interne evalueringskriterier som hele den internasjonale oljebransjen styrer etter. For å få en effektiv styring av en bedrift er det nødvendig å stykke opp og operasjonalisere enkeltaktiviteter, for eksempel i enkeltprosjekter. Disse blir så styrt etter og evaluert mot prosjektspesifikke mål (KPI-er). Fordelene med denne typen oppsplitting er at de enkelte avdelinger og prosjekter klart vet hva de skal gjøre, og hva de måles på. utfordringen her er alltid å finne gode måleparametre. Man må være forsiktig med å tillegge smale tekniske parametre egenverdi, i stedet for å forsøke å forstå den komplekse virkeligheten disse på et ofte upresist vis gir et uttrykk for. Klare og målbare kriterier som volum, utbyggingskostnad og tid kan lett komme på bekostning av kvalitet, levetidskostnad og fleksibilitet. Det er viktig at man fanger opp disse tilleggdimensjonene, ved å ha en ledelse som er tett på virksomheten.

I en liten organisasjon er det stor transparens, og formelle KPI-er suppleres mer eller mindre automatisk av tilleggsvurderinger. Eksempelvis vil en avdeling eller et prosjekt som har foretatt en satsing innen FoU som vil gi bedriften bra langsiktig avkastning, ikke bli straffet dersom dette har medført at mer målbare og kortsiktige indikatorer – som løpende produksjon – er noe svekket på kort sikt. I en større organisasjon er det vanskeligere å få til kriterier som supplerer formelle KPI-er, og indikatorene blir følgelig mer styrende for tilpasningen i selskapene. Det er da viktig at selskapene har langsiktige målsettinger – eksempelvis innen FoU – som del av indikatorene. På området IOR er det dessverre en del forhold som indikerer at så ikke er tilfelle. Ledelsen og ansatte i desentrale prosjektlag har normalt ingen KPI-er knyttet til IOR. Hvis de støtter et IOR-prosjekt, vil de i beste fall få et klapp på skulderen hvis det lykkes i form av økt fremtidig produksjon. Dette gjelder bare i den grad personene fortsatt har samme stilling i bedriften, noe som på ingen måte er åpenbart i prosjektbaserte virksomheter. De er imidlertid garantert å få kritikk dersom IOR-tiltak svekker kortsiktige indikatorer. Man kan med dette få feil ressursinnsats over tid (intertemporal suboptimering) i den enkelte lisens, med for svak vektlegging av IOR-tiltak.

Videre står man i åpenbar fare for suboptimering på tvers av lisenser. Ettersom målesystemet normalt bare fanger opp fordelene og kostnadene for det enkelte prosjekt, vil man på prosjektnivå ikke uten videre ta hensyn til kostnader og inntekter som påløper i andre

avdelinger eller på andre tidspunkt (eksempelvis kostnader til vedlikehold, oppgradering og fjerning). I de tilfeller der den nye kunnskapen er overførbart, vil man heller ikke internalisere fordeler og ny kunnskap som tilfaller andre avdelinger eller prosjekter. Sistnevnte er spesielt relevant ved teknologiske nyvinninger. Underforsyning av teknologiske nyvinninger er med andre ord ikke bare et problem i samfunnsmålestokk (mellom ulike bedrifter), men også internt i den enkelte bedrift, og relevansen er spesielt høy i store bedrifter. Det interne styrings- og belønningssystemet i bedriften vil kunne straffe enkeltavdelinger eller -prosjekter for alle påløpte kostnader til FoU, men ikke godskrive prosjektet med fordeler som andre avdelinger av prosjekter i bedriften har av nyvinningene. Dette kan føre til at man forsøker for lite. Ikke bare i samfunnsøkonomisk forstand, men også rent bedriftsøkonomisk. De bedriftsøkonomiske skjevhetene som følge av manglende internalisering av økonomiske effekter for andre enheter i samme bedrift, kan øke dersom lederne i den enkelte enhet har bonusordninger knyttet til smale KPI-er.

Sentralt i insentivteorien står utfordringer knyttet til vridning av aktivitet i favør av det som måles og belønnes. På den ene siden er det jo nettopp det man ønsker – økte prestasjoner i den målte parameteren. Men ulempen kan være at insentiver knyttet til (enkelte utvalgte) kvantitativt målbare prestasjonsparametre kan gå på bekostning av vesentlige kvalitative eller kvantitative prestasjonsdimensjoner som er vanskeligere å måle, eller som man av andre grunner ikke har tatt med i insentivsystemet. Gitt disse problemene er det kanskje ikke overraskende at empiriske observasjoner viser at innføring av insentivordninger i en del situasjoner gir utilsiktede virkninger.⁷ I vår sammenheng er det slik at dersom en desentral driftsorganisasjon har bonus kun knyttet til egen produksjon – og ikke tar hensyn til produksjon i andre deler av selskapets portefølje – får man suboptimering der det er overveltnings effekter på tvers av felt. Man kan også tenke seg andre uheldige vridninger, som forsert produksjon i dag på bekostning av fremtidig. En annen innsikt det er verd å få med seg fra insentivteori, er at insentiver bør være lineære, det vil si at det alltid skal lønne seg å øke ytelsen. Insentivsystemer som er knyttet til å nå bestemte mål (eksempelvis et gitt produksjonsnivå), og ikke belønner ytelse utover målet, gir gjerne en kultur preget av status quo (satisfiering).

For et oljeselskap er det den samlede produksjonen over tid som er av betydning, ikke hvordan den fordeler seg på enkeltfelt. Man trenger et porteføljeperspektiv.⁸ Dette står man i fare for å miste når man bryter opp produksjonsmålene på enkeltfelt. En slik oppdeling skjer under ufullstendig informasjon. Gjennom driften får man ny informasjon som vil tilsi en endring i optimal produksjonsfordeling mellom de ulike feltene i porteføljen. Noen felt gir skuffelser på reservoar- eller kostnadssiden og bør produsere mindre enn først planlagt. Andre gir positive overraskelser og bør øke produksjonen utover planen. Med fastlåste produksjonsmål (KPI-er) for enkeltfelt vil man følgelig få en suboptimal produksjonsfordeling. For å opptre riktig kjettersk overfor målstyringstroen kan man også stille spørsmål ved ønskeligheten av å operere med eksakte produksjonsmål, i stedet for angitte intervaller. Også her kan man ønske å reoptimere underveis. Eksempelvis tilsier år med usedvanlig lav gasspris at man holder igjen gassproduksjonen dersom man tror at prisfallet er midlertidig. Man kan bli straffet for dette i aksjemarkedet dersom man i forkant har kommunisert et høyt og eksakt produksjonsmål. Denne typen eksakte kommuniserte produksjonsmål kan legge uheldige føringer på driften. Det kan også tvinge gjennom utbygginger før disse er tilstrekkelig modne. Etter overskridelsene og forsinkelsene i prosjekter på 90-tallet var det en erkjennelse at man trengte mer tid på å modne frem forståelsen av reservoarstørrelse og dreneringsstrategi før man velger utbyggingskonsept, samt videre utvikle de tekniske konseptene tilstrekkelig før byggestart. Man får da et bedre

utgangspunkt for å nå en høy utvinningsgrad. Mye taler derfor for at man bør operere med intervaller for produksjonsmål i stedet for å kommunisere punkttestimat for olje- og gassproduksjon. Disse legger føringer på bedriften som kan gi store kostnader. Punkttestimat er uansett en lite vitenskapelig tilnærming til prediksjon.

Samfunnsøkonomisk er det alle fordelene for norsk sokkel av en pilot som er relevant. Bedriftsøkonomisk relevant er alle fordelene som oljeselskapet eller leverandøren har av nyvinningen i hele sin internasjonale portefølje. I prinsippet kan den bedriftsøkonomiske fordelene dermed overstige den samfunnsøkonomiske. Dette vil imidlertid avhenge av i hvilken grad den økte innsikten av en pilot er overførbar til utvinningsforhold i andre ressursland. I tillegg til målbar effekt på utvinning i lisensporteføljen kan pilotprosjekter ha en positiv omdømmeeffekt for selskapet. Det kan gjøre selskapet mer interessant som samarbeidspartner og kan medføre at selskapet kommer bedre ut ved diskresjonære tildelinger av petroleumslisenser.

La oss ta et konkret eksempel innen boring. Et driftsprosjekt i et oljeselskap blir forespurt om å ha et pilotprosjekt på sitt felt. Prosjektet kan potensielt øke boreproduktiviteten og gi økte boremuligheter. Prosjektet kan også gi forbedringer i selskapets samlede boreportefølje, men det er kun prosjektledelsens eget felt som inngår i deres KPI-er. Nedsiden, eksempelvis i form av nedetid i testperioden, blir de imidlertid fullt ut holdt ansvarlig for. Økt fremtidig produksjon på feltet vil de heller ikke få æren for, for da har de fleste i henhold til karriereplanen gått over i en annen stilling i bedriften. Prosjektorganisasjonen er derfor tilbøyelig til å si nei til forespørselen om en pilot, selv om den kan være lønnsom for selskapet som helhet. KPI-ene kan dermed bidra til suboptimering. For å realisere denne typen forskningsprosjekter eller teknologikvalifiseringsprosjekter er det følgelig vesentlig at man justerer KPI-ene for alle involverte felt. Samtidig bør det i oljeselskapene være en klart definert rolle for overordnet koordineringsansvar for økt utvinning. Det er viktig at denne funksjonen plasseres tilstrekkelig høyt oppe i hierarkiet slik at den får innflytelse og gjennomføringsevne. Man må forsøke å lære av felt som Statfjord og Ekofisk – som har hatt sterkt fokus på IOR – og la dette bli en del av kulturen og måleparametrene for alle felt.

Antagelig trenger IOR-prosjekter i tillegg organisatorisk forankring i selskapets forskningsavdeling. Leverandører som har forslag til nye utvinningsmetoder, kan fortelle om Catch 22-opplevelser hos enkelte oljeselskaper. Når de kontakter oljeselskapenes forskningsavdelinger, blir de bedt om å kontakte en aktuell lisenshaver, og når de kontakter lisensen, blir de bedt om å kontakte forskningsavdelingen. Andre sperrer som teknologibedriftene ser hos noen selskaper, er at forslag til ny teknologi som skal støttes, må flagges minst seks måneder før budsjettprosessen for neste år starter. I praksis vil det da ta minst ett til halvannet år fra et oljeselskap finner en teknologi interessant til de kan støtte den. Da er gjerne den interne ambassadøren over i en ny stilling, og selskapet er ikke i stand til å følge det opp. Teknologibedriftene ser også utfordringer knyttet til manglende KPI for IOR i oljeselskapene. De uttaler at det er veldig utfordrende å selge noe som kan føre til økte inntekter i milliardklassen, mens det er lett å selge teknologi som sparer noen hundretusener. Deres oppfatning er at ny teknologi ofte sluses via avdeling for anskaffelser, som kun er opptatt av å spare penger. Økte inntekter synes ikke å inngå i evalueringskriteriene for disse avdelingene. Det virker som man trenger en bedre organisatorisk forankring av IOR-prosjekter i oljeselskapene. Egen KPI for IOR og oppretting av en stilling som ressursdirektør kan være aktuelle virkemidler.

En ytterligere komplikasjon ligger i det faktum at det normalt ikke er et oljeselskap som er den besluttede enhet, men en lisens. Selskapene i lisensen kan ha ulike metoder for verdsetting og ha ulik vektlegging og evaluering av et IOR-prosjekt. Med flere aktører involvert reduserer man mulighetene for internalisering – den enkelte beslutningstaker vil ikke ta hensyn til alle de økonomiske effektene av et tiltak. Følgelig får vi for liten forskning – underforsyning. Enda større koordineringsproblemer møter man om man ønsker å fordele kostnadene mellom flere felt som vil kunne dra nytte av teknologien som prøves ut. I en del tilfeller er dette nødvendig for å få lave nok enhetskostnader til at IOR-tiltak svarer seg.

Konklusjon

Artikkelen påpeker forhold som taler for at det finnes prosjekter for økt utvinning som vil gi god avkastning både for samfunnet og oljeselskapene, men som allikevel ikke blir realisert eller blir utsatt. Jeg har pekt på en del årsaker til redusert satsing på økt oljeutvinning fra eksisterende felt på norsk sokkel, spesielt hva angår forskning og utvikling. Nye utvinningsmetoder har gitt sprang i utvinningsgraden på sokkelen, med store gevinster for selskaper og myndighetene. Enkelte trekk ved beslutningssystemene i oljelisenser gir en fare for at satsingen på IOR blir for lav. En av årsakene jeg angir, er at desentrale, prosjektbaserte styringssystemer, gjerne knyttet opp mot enkle indikatorer og bonusutbetalinger, i liten grad synes å ivareta områdetenkning og langsiktighet. En annen årsak i de senere år er mangel på store felt som kan bære betydelige kostnader knyttet til forskning. Mange småfelt synes ikke å være i stand til å forestå den koordinering som er nødvendig for å løfte store pilotprosjekter. Det beror på kompliserte forhandlinger mellom lisenser som ofte har ulik eiersammensetning. Det er følgelig en kobling mellom konsesjonspolitikken og utvinningsgraden på eksisterende felt. Dels går dette på at det i mange år ikke ble tildelt nytt areal, og at man ikke fikk nye store felt som kunne drive store piloter. Dels går det også på at eierstrukturen på tvers av lisenser i en del tilfeller er for komplisert – teigdeling vanskeliggjør samarbeid. Men flere nye storfund er det viktig at man nå benytter muligheten til å få realisert kritiske piloter for ny teknologi. Det er viktig å planlegge for økt oljeutvinning fra oppstarttidspunktet – sen implementering er ofte mye dyrere.

En klassisk oppgave for staten i økonomien er å korrigere for eksterne virkninger. Selskapene hensyntar (internaliserer) ikke eksterne effekter, det vil si effekter som påvirker andre selskaper, men som ikke er gjenstand for betaling. Et eksempel er ny kunnskap om IOR vunnet gjennom en pilot. Denne representerer en positiv ekstern virkning dersom kunnskapen også blir tilgjengelig for andre uten å betale. Vi får da det klassiske gratispassasjerproblemet, som er kjennetegnet ved underforsyning. Oljeselskapene vil gjerne ha kunnskapen som piloten kan tilveiebringe, men vil at andre selskaper skal betale for den. Ved underforsyning har staten en sentral rolle å spille i form av finansieringsstøtte, som her vil si støtte til forskning på IOR. Dette gjelder selvsagt generelt i næringspolitikken, men noen forhold tilsier at det kan være spesielt viktig i petroleumsnæringen. For det første er potensiell verdiskaping av økt oljeutvinning svært stor. For det andre er mye av aktiviteten tidskritisk. Mange felt er kommet i en moden fase der ekstra innsats er nødvendig for å opprettholde produksjonen, ellers kan ressurser gå tapt. For det tredje er det slik at staten drar inn i snitt rundt 90 prosent av verdiskapingen i petroleumsnæringen, gjennom en skattesats på 78 prosent og gjennom eierskap i Statoil og direkte eierskap i lisenser gjennom Petoro. Det er tverrpolitisk enighet om å øke utvinningsgraden fra eksisterende felt på norsk sokkel. Regjeringen har da også programfestet satsing på IOR på norsk sokkel. Den har imidlertid ikke fulgt opp i form av forskningsmidler. Faktisk er det slik i de siste årene at bevilgningen til petroleumsforskning

har blitt kuttet. Årlige bevilgninger til petroleumsforskning utgjør ikke mer enn én eller to promille av årlige statlige nettoinntekter fra sektoren.

Manglende satsing på IOR fra selskapenes side har illustrert behovet for større kontroll og oppfølging fra myndighetenes side. Norsk sokkel er nå kommet til et punkt der det er nødvendig å evaluere reguleringer og insentiver for å sikre at ressursene forvaltes forsvarlig. Systemet bør være slik at selskapene finner det i sin egeninteresse å forestå en forsvarlig ressursforvaltning: at de etablerer robuste systemer for anskaffelse av rigg, og at de finner det formålstjenlig å selge ut deler av porteføljen dersom de ikke ønsker eller evner å forvalte denne delen aktivt. Oljeselskapene må bli stilt overfor forutsigbare konsekvenser av passivitet eller mangelfull innsats. Petroleumsloven gir allerede myndighetene fullmakt til denne typen inngrep. Det som mangler, er å benytte sanksjoneringsiltak mer aktivt samt sette disse inn i et mer påregnelig system. Aktuelle virkemidler er å lage en mer direkte kobling mellom dagens prestasjoner på sokkelen og fremtidig lisenstildeling. Man bør ikke få tildelt nytt areal dersom man ikke kan demonstrere at man har kapasitet til å ta seg av det man allerede besitter. Myndighetene har også sanksjonsmidler i form av ekstrabetingelser som kan stilles ved forlengelse av konsesjonsperioder, og gjennom å endre produksjonstillatelser. Videre kan man følge opp produksjonsplaner på samme måten som man i dag følger opp forpliktelser knyttet til leting.

Sanksjoner har imidlertid sine begrensninger. Skal man virkelig realisere potensialet innen økt oljeutvinning, må man sørge for at selskapene har tilstrekkelige insentiver til å gjøre dette for egen maskin. Det er selskapene som må gjøre jobben. Det er også en utfordring at det er potensielle IOR-prosjekter myndighetene ikke kjenner til. Det kan være flere IOR-tiltak som kan være fornuftige å gjennomføre sett fra samfunnets ståsted (høy informasjonsverdi), men som aldri blir løftet frem og vurdert skikkelig. Man må derfor satse på å skape riktige insentiver for selskapene. Modne deler av norsk sokkel må være konkurransedyktige innen leting og når det gjelder investeringsmuligheter i andre land. Dette nødvendiggjør en gjennomgang av skattesystemet og øvrige rammebetingelser. Det kan i denne sammenheng være noe å lære av britenes nylig vedtatte skattereform for modne felt (Brown field tax).

En styrking av ressursforvaltningen, Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet er en nødvendig komponent i en strategi for mer aktiv ressursforvaltning på norsk sokkel. Budsjettene har vært relativt stabile, mens porteføljen på sokkelen har økt dramatisk, noe som vanskeliggjør en aktiv ressursforvaltning. I tillegg må Petoro styrkes. Petoro sitter med eierskap i de fleste felt på norsk sokkel og har en viktig rolle innen implementering av ny teknologi og samordning på tvers av lisenser. For å sikre langsiktighet er det vesentlig at forskning og Petoro får en annen finansieringsmodell.

Et problem som ikke er berørt i artikkelen, er reservoarmodeller og evnen til å modellere og dokumentere med stor nok grad av sikkerhet effekten av IOR-tiltak for modne felt. Mangel på sikre nok modeller er en vesentlig utfordring for å dokumentere verdien av tiltak og dermed få vedtatt IOR-prosjekter. Videreutvikling av reservoarmodeller bør følgelig være et satsingsfelt både for selskapene og myndighetene.

En annen problemstilling som ikke er berørt, er det faktum at IOR-tiltak ofte er relatert til modne felt. Disse har ofte andre utfordringer som det jobbes med samtidig – kontinuerlig boring / nye boremaal (som også kan hevdes å være IOR-tiltak), integritetsoppgraderinger og systembytter for å sikre levetid, eventuell levetidsforlengelse, og så videre. Alt dette gjør at feltene ofte har tallerkenen full både for planlegging og for gjennomføring, eksempelvis er

lugarer er fulle. Med manglende gjennomføringsevne kan det oppstå konflikt om hva en skal fokusere på. Det kan derfor argumenteres for at IOR bør løftes ut fra feltteamet for å sikre tilstrekkelig prioritet. Gjennomføringsproblemer og økte kostnader ved sen IOR-innsats understreker igjen viktigheten av å planlegge IOR på utbyggingstidspunktet.

En rekke fagpersoner i oljeforvaltningen og oljebransjen takkes for nyttige innspill og kommentarer. Jeg vil også takke for konstruktive kommentarer ved presentasjoner for utvinningsutvalget, Institutt for petroleumsteknologi ved Universitetet i Stavanger, The 2010 PETROSAM Conference: Understanding Key Drivers of the Oil and Gas Market: A Research Update i Oslo, IOR-seminar på Oljedirektoratet og SPE workshop, Increased Recovery Involves Implementation of New Technology, Session: Implementation of work processes i Stavanger. Jeg er også takknemlig for konstruktive tilbakemeldinger og forslag fra tidsskriftets anonyme konsulent. Norges forskningsråd takkes for finansiering. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Universitetet i Stavanger, Institutt for industriell økonomi og risikostyring, Petter.Osmundsen@uis.no, www.UiS.no/Osmundsen.

- 1: Intervju med Johannes Kjøde i Oljedirektoratet, Norsk Sokkel nr. 2, 2009, s. 6. Her er det vanskelig å gjøre treffende kostnadsestimater, og det er følgelig også interessant å se på de tilsvarende bruttoinntektene som er i størrelsesorden 250 til 300 milliarder kroner.
- 2: Intervju ved oljedirektør Bente Nyland i Dagens Næringsliv, 15. januar 2010; <http://www.dn.no/energi/article1818331.ece>
- 3: Osmundsen (2012).
- 4: Laherre (2006), basert på databasen til IHS.
- 5: Dette refereres normalt til som enhanced oil recovery (EOR). I det følgende skilles det for enkelthets skyld ikke mellom IOR og EOR.
- 6: Vanninjeksjonsprosjektet ble definert som FoU og kunne skrives av som driftsutgifter. I 1994 fikk selskapene lisensforlengelse både for PL018 og rørledningene og måtte godta en SDØE-andel.
- 7: Det er også påvist at man i en del tilfeller innfører for komplekse systemer, som forklarer at man gjerne benytter smale insentivsystemer. Skal ordningene ha mulighet for å virke, må de kunne forstås, kommuniseres og håndheves.
- 8: Se Aven, Løvås og Osmundsen (2006).

Litteratur

- Aven, E., K. Løvås og P. Osmundsen. 2006. Risk management versus incentives. *International Journal of Global Energy Issues*, 26(1/2): 158–169.
- Bolton, P. og M. Dewatripoint. 2005. *Contract Theory*. MIT Press. Massachusetts, USA.
- Hart, O. 1995. *Firms, Contract, and Financial Structure*. Oxford University Press. Oxford, Storbritannia.
- Laffont, J.-J. og J. Tirole. 1993. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press. Massachusetts, USA.
- Larerrere, J. 2006. «Oil and gas: what future?» Groningen Annual Energy Convention, 21. November.
- NOU 2012:12. *Samfunnsøkonomiske analyser. Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 18. februar 2011*. Avgitt til Finansdepartementet 3. oktober 2012;

ledet av Professor professor Kåre Petter-Hagen.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2012/nou-2012-16.html?id=700821>.
Lesedato 20. mars, 2013.

- Oljedirektoratet. 2011. *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*. <http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2011/>. Lesedato 20. mars, 2013.
- Olsen, T. og P. Osmundsen. 2005. Sharing of endogenous risk in offshore construction. *Journal of Economic Behavior and Organization*, 58(4): 511–526.
- Osmundsen, P. 2006. Optimal organisatorisk og kontraktmessig utforming for petroleumsprosjekter. *Økonomisk Forum* 7: 16–22.
- Osmundsen, P. 2012. Choice of development concept – Platform or subsea solution? Implications for the recovery factor. Kommer i *Oil & Gas Facilities*.
- Osmundsen, P., F. Asche, B. Misund og K. Mohn. 2006. Valuation of international oil companies. *Energy Journal*, 27(3): 49–64.
- Osmundsen, P., F. Asche, B. Misund og K. Mohn. 2007. Is the oil supply choked by financial markets? *Energy Policy*, 35(1): 467–474.
- Riggutvalget. 2012. *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*. Utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet, 19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012.
- Søndena, E. 2010. From pilot to field implementation – the main challenges. Force seminar 20.1.2010, Stavanger. <http://www.force.org/Seminars/Documentation/Water-based-EOR-diversiontechniques/Presentations/>. Lesedato 20. mars, 2013.
- Utvinningsutvalget. 2010. *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkelkontinentalsokkel*. Rapport fra ekspertutvalg nedsatt av Olje- og energidepartementetenergidpartementet, ledet av Knut Åm: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2010/Okt-utvinning-pa-norskkontinentalsokkel.html?id=615841>. Lesedato 20. mars, 2013.