



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel

En rapport fra utvinningsutvalget





OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel

En rapport fra utvinningsutvalget

Innhold

Samandrag og konklusjonar	7	4.1	Kostnader og betydning for økt utvinning.....	29
1 Innledning	13	4.1.1	Driftskostnader	29
1.1 Oppnevning og mandat.....	13	4.1.2	Borekostnader	29
1.2 Utvalgets arbeid.....	13	4.2	Er konkurransesituasjonen på norsk kontinentalsokkel tilpasset utfordringene tilknyttet økt utvinning?.....	31
1.3 Tolkning av mandatet.....	13	4.2.1	Ulike aktørers betydning for økt utvinning på norsk kontinentalsokkel	31
1.4 Leserveiledning	14	4.2.2	Annenhåndsmarkedet	33
2 Realisering av gjenværende petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel	15	4.3	Rettighetshavernes beslutningskriterier.....	34
3 Det regulatoriske rammeverket og økt utvinning	20	4.3.1	Pris- og kostnadsforutsetninger.....	34
3.1 Ressursforvaltningen og sektoren..	20	4.3.2	Krav til lønnsomhet.....	34
3.1.1 Petroleumsloven	20	4.3.3	Strategisk posisjonering	34
3.1.2 Lete og tildelingspolitikken.....	20	4.4	Kontrakter	35
Stemmeregler	21	5 Utvinningsmetoder og ny teknologi		36
Lisensperiode.....	21	5.1	Teknologiutvikling på norsk sokkel	36
3.1.3 Utbygging og drift.....	22	5.2	Muligheter og hindre innenfor ulike utvinningsmetoder på norsk sokkel.....	38
Utbygging med plan for utbygging/anlegg og drift (PUD/PAD)	22	5.2.1	Boring og brønn	38
PIAF (Prestasjonsindikator analyse for felt)	22	5.2.2	Økt utvinning med ulike injeksjonsteknikker	41
Forholdet mellom uttak av olje og gass	22	5.2.3	Integrerte operasjoner.....	44
Samordning	23	5.2.4	Reservoarkartlegging	44
3.1.4 Gass og infrastruktur	24	5.2.5	Undervannsløsninger	45
3.1.5 Eierstyring: Statoil og Petoro	24	5.3	Hindre for utvikling og implementering av teknologi på norsk sokkel.....	45
3.2 Petroleumsskattesystemet	25	5.3.1	Piloter – manglende beslutninger...	45
3.3 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS)	26	5.3.2	Implementering av teknologi på feltene	46
3.3.1 Riggmarkedet og HMS.....	27	5.4	Standardisering	48
3.3.2 Arbeid på innretningen og økt utvinning	27	6 Forslag til tiltak		50
3.3.3 HMS og eldre innretninger i halefasen.....	27	6.1	Regulatoriske tiltak for iverksettelse av økt utvinning	50
3.4 Ytre miljø.....	28	6.2	Kostnadsnivå og lønnsomhet.....	51
Energiforbruk.....	28	6.3.	Tiltak med betydning for konkurransesituasjonen på norsk sokkel	52
Kjemikalier og økt utvinning.....	28			
4 Økonomiske og konkurransemessige betraktninger knyttet til økt utvinning	29			

6.4.	Teste og implementere mer teknologi for økt utvinning	54	VEDLEGG:		
6.5.	Utfordringer for økt utvinning innenfor spesifikke teknologiområder	55	Vedlegg 1: Oljedirektoratets vurdering: Mulighetsrom for økt utvinning på norsk sokkel		60
7	Økonomiske og administrative konsekvenser	58	Vedlegg 2: Beregning av utvinningsgrad for olje		65
	Litteraturliste	59	Vedlegg 3: Ressursklassifisering		66
			Vedlegg 4: Ressursbildet på norsk sokkel ...		67
			Vedlegg 5: Omregningsfaktorer		68

Samandrag og konklusjonar

Noreg som petroleumsnasjon er inne i ein tidskritisk fase. Med dei rette avgjerdene og tiltaka kan vi realisere store verdiar dei neste tiåra ved å auke utvinninga frå felta på norsk sokkel. Store verdiar kan derimot gå tapt om ikkje dei rette tiltaka blir sette inn i tide.

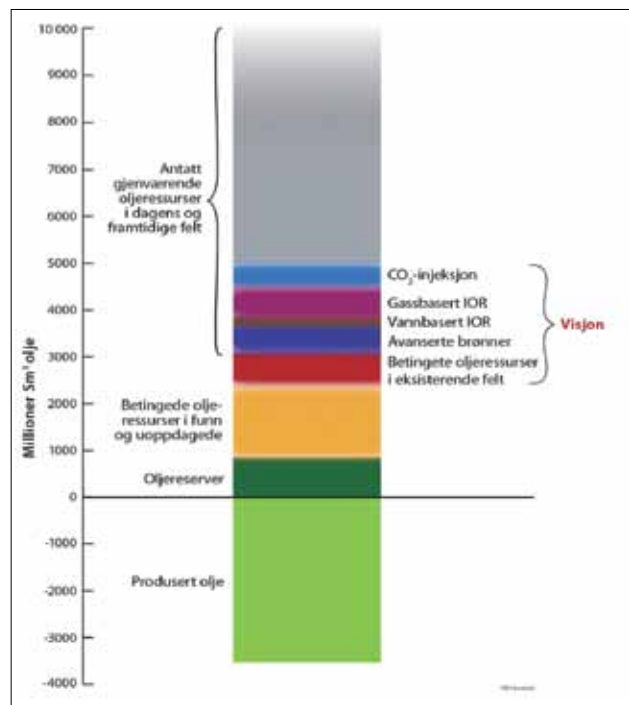
Etter 40 år med petroleumsverksemd på norsk kontinentalsokkel er det skapt store verdiar gjennom tiltak for auka utvinning og det er oppnådd høg utvinningsgrad i fleire av felta. Med dagens planar vil likevel om lag halvparten av oljen bli ligande att i bakken etter nedstenging. Utvalet har ein visjon om at ca 2,5 mrd. Sm³ meir olje kan produserast frå felt på norsk sokkel i tillegg til dagens reservar og utvinnbar olje i funn og uoppdaga felt. Dette krev høg oljepris i høve til kostnadene, og at ein må ta i bruk både eksisterande og ny teknologi og følgje dei foreslåtte tiltaka i denne rapporten både på felta som produserer i dag og på framtidige felt. Visjonen er illustrert i figur 1.

Ressurspotensialet i felta på norsk sokkel er framleis svært stort (fig. 2). Særleg på dei store felta er tilleggspotensialet stort: Dersom utvinningsgraden for dei ti største oljefelta blir heva frå dagens nivå¹ til 70 prosent, svarer dette til to nye Ekofiskfelt². Med dei planane som alt er vedtekne, er den gjennomsnittlege utvinningsgraden for alle felta på sokkelen 46 prosent for olje. Ein auke på berre eitt prosentpoeng i denne utvinningsgraden gir eit brutto verdipotensial på om lag 270 mrd. kroner³. Det er altså store verdiar å hente gjennom tiltak for auka utvinning.

Petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel minkar. Noreg må derfor etter kvart rekne med fall i inntektene frå verksemda. Kor stort og raskt fallet i inntekter blir heng saman med fleire faktorar. Prisen på olje og gass er svært viktig, men i dei fleste tilfelle, vanskeleg å påverke. Det som i større grad kan påverkast er reservetilvekst. Reservetilveksten på norsk sokkel er for tida låg trass i rekordhøge investeringar. Det vil til

og med vere krevjande å gjennomføre nødvendige tiltak for å få produsert reservar som alt er bokførte av selskapa og rapporterte til styresmaktene. Selskapa har i mange tilfelle problem med å møte dei langsiktige produksjonsprognosane sine. Det er ein tendens til at planlagte utvinningsprosjekt blir utsette eller terminerte. Talet på produksjonsbrønner på norsk sokkel har òg synt ein fallande trend dei siste åra. Til dømes har utfordringane innanfor boring ført til at Heidrunfeltet har måtta skrive ned dei bokførte reservane.

For å snu denne trenden må ei rad tiltak settast i verk. Tiltaka må først og fremst rettast mot kostnader og teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel. Oljedirektoratet har skissert ulike utviklingsbanar for produksjonen i framtida, avhengig av bruk av teknologi og forholdet mellom olje/gasspris og kostnader. Fig. 3 viser at teknologi og lønsemd vil vere svært viktig for den vidare verdiskapinga på norsk sokkel.

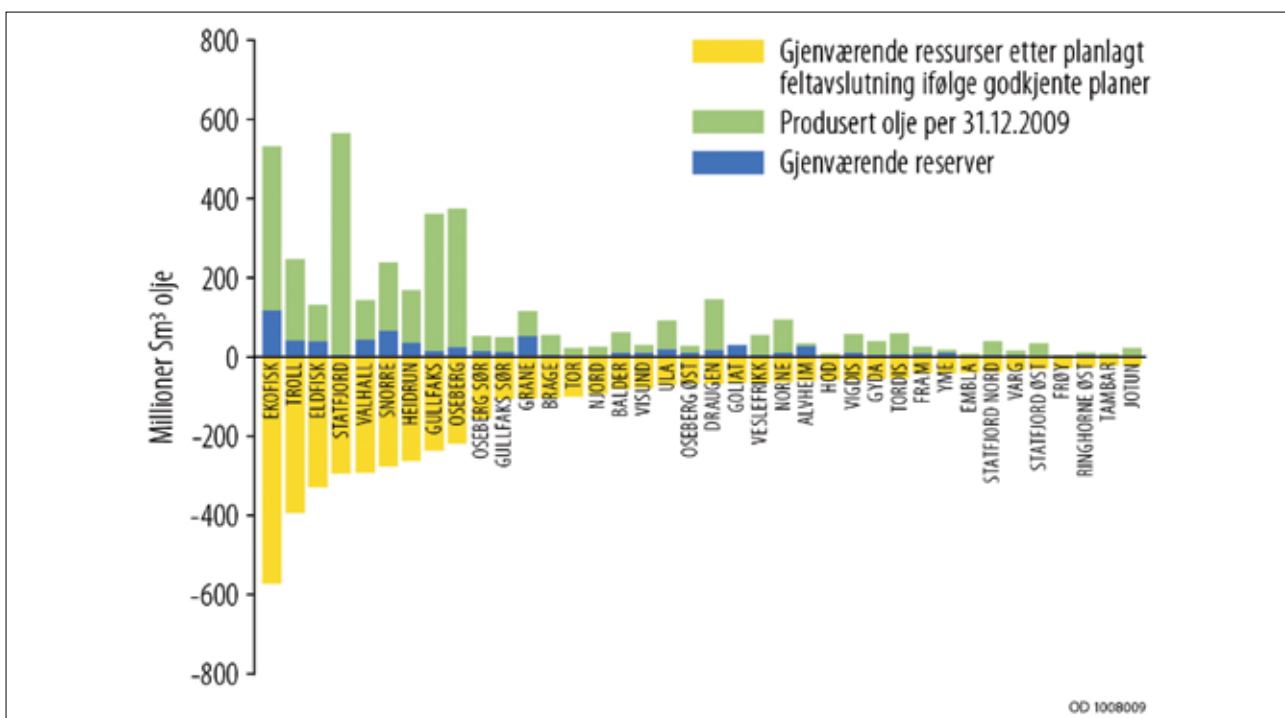


Figur 1: Visjon for utvinning av gjenverande oljeresursar med ulike teknologiar. (Kjelde: Oljedirektoratet)

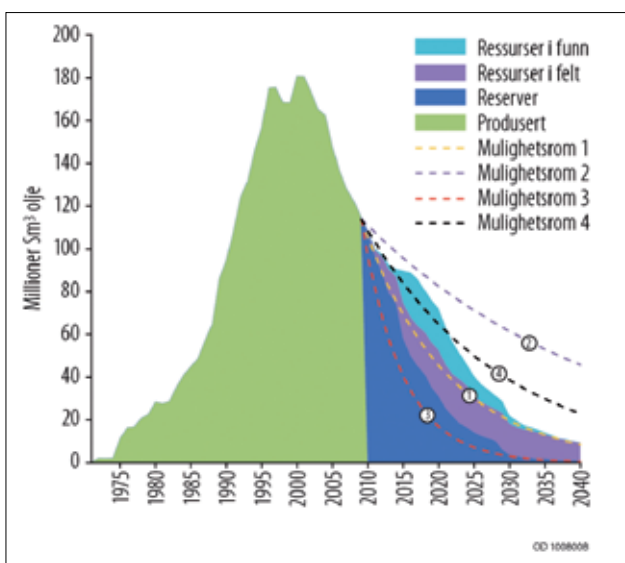
1 Varierer frå 29 til 66 pst. for desse felta.

2 Utvinnbare reservar på Ekofisk er 530 mill. Sm³

3 Oljepris 70 dollar fatet, 1dollar=5,5 NOK



Figur 2: Fordeling av produsert olje, gjenverande oljeresservar og -ressursar. (Kjelde Oljedirektoratet)



Figur 3: Produksjonsprofil for olje med ulike utfall som funksjon av oljepris/kostnader og graden av utvikling og implementering av teknologi (Kjelde: Oljedirektoratet).⁴

Fleire av dei store feltene på norsk sokkel nærmar seg nedstenging, og det hastar med nødvendige tiltak for å auka utvinninga. Stenging av feltene vil òg verke inn på infrastrukturen i området. Det betyr at leiting og utvikling av funn i modne område også er tidskritisk.

Tiltak for å auka utvinninga frå feltene på norsk sokkel vil krevje betydeleg innsats frå dei ulike aktørane. Utvalet utfordrar derfor både styresmakter og industri med ei rad tilrådingar og tiltak for å kunne realisere det store verdipotensialet som ligg i auka utvinning frå attverande ressursar.

Tiltak og tilrådingar frå utvalet

Utvalet har valt å foreslå heile 44 tiltak innanfor følgjande område som ein ser som kritiske for å få realisert potensialet for auka utvinning (sjå kapittel 6):

- Det regulatoriske rammeverket
- Kostnader og lønsemd
- Aktørbildet og konkurransesituasjonen
- Teknologitvutvikling og implementering
- Andre spesifikke teknologiområde og kompetanse

Regulatoriske tiltak

Det er nødvendig at fleire lønsame prosjekt for auka utvinning blir sette i verk. I dag er det ein tendens til at prosjekt ikkje blir vedtekne eller blir utsette i lisensane. Endringar i det regulatoriske rammeverket kan legge til rette for at fleire lønsame utvinningsprosjekt blir vedtekne.

Stemmereglane som er fastsette av styresmakterne, er meint å ta vare på mindretallet i lisensane. Utfordringa er at dei gjer det vanskeleg å

4 Volum frå uoppdaga ressursar er ikkje med i figuren

fatte vedtak i utvinningslisensar fordi små eigargrupper kan stanse lønsame utvinningsprosjekt som er lagt fram av majoriteteigarane i lisensen. I halefasen til eit felt kan stemmereglane vere til hinder for auka utvinning ved at selskap med høg eigardel og fokus på haleproduksjon ikkje får nødvendig makt i lisensen. Utvalet meiner at det bør sikrast eigarmakt i lisensen til å sette i gang utvinningsprosjekt.

Utvalet foreslår derfor at stemmereglane blir endra slik at fleirtalsprinsippet gjeld for utvinningslisensen.

Investeringar i prosjekt for auka utvinning krev at selskapa tenker langsiktig. Lisensperioden er normalt 30 år, og på store felt vil mykje av gevinsten frå prosjekt for auka utvinning ofte kome etter at lisenstida er ute. Det vil derfor vere vanskelig å få gjort vedtak om nødvendige investeringar dersom vilkåra rundt forlenging av lisensperioden ikkje er avklart.

Utvalet foreslår derfor at styresmaktene tidleg avklarar spørsmålet om forlenging av lisenstida når behovet dukkar opp. Vurderinga av forlenging bør gjerast på grunnlag av oppnådde resultat og langsiktige planar for å auke verdiskapinga frå lisensen.

Utvalet ser òg behov for å formalisere arbeidet med tiltak for auka utvinning i lisensane.

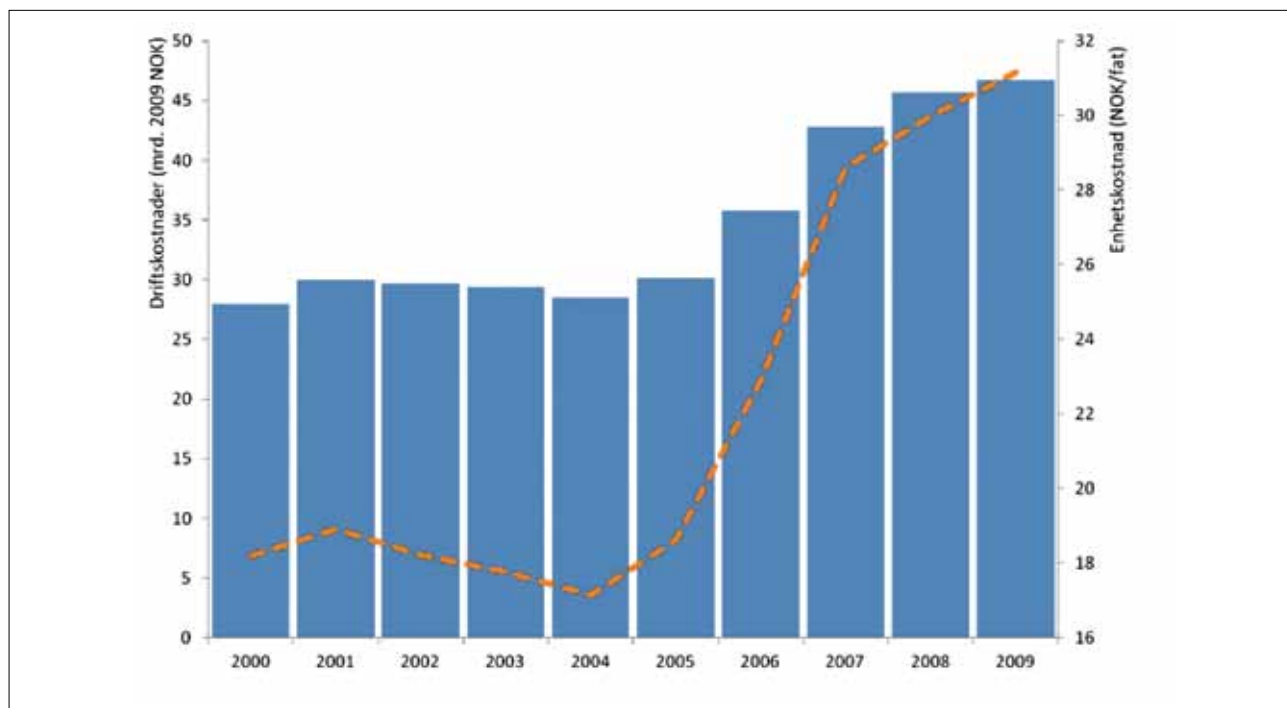
Utvalet foreslår derfor at utvinningslisensane skal levere ein forenkla, revidert PUD seinast når 80 prosent av det planlagde volumet, avtalt i PUD eller liknande, er produsert.

Kostnadsnivå og lønsemd på norsk sokkel

Kostnadsnivået på norsk sokkel har auka sterkt dei siste åra (fig.4) og er også høgt samanlikna med andre petroleumsproduserande land. Dette gjer det vanskelegare å vedta investeringar knytte til auka utvinning. Utvalet erkjenner at ein reduksjon av kostnadene på norsk sokkel er heilt avgjerande for auka utvinning, og at dette vil vere ein utfordrande prosess som krev felles innsats frå både styresmakter og industrien.

Utvalet foreslår derfor tiltak innanfor riggmærknaden, regelverk for HMS og ytre miljø, samordning og standardisering for å redusere kostnadsnivået på norsk sokkel.

Situasjonen i riggmærknaden er særleg utfordrande. Det er høge riggratar i Noreg samanlikna med andre land, og riggratane på norsk kontinentalsokkel er meir en tredobla dei siste åra. Sidan boring og brønn er sentralt for auka utvinning, bidrar høge riggratar til lågare lønsemd og færre brønningar på norsk sokkel.



Figur 4: Driftskostnader⁵ (stolpe) og kostnader per fat (linje) i 2009-kroner. (Kjelde: Olje- og energidepartementet /Oljedirektoratet)

⁵ Lisensrelaterte driftskostnader på felt eksklusive tariffa og nedstenging.

Utvalet foreslår derfor at styresmaktene arbeider for at det blir enklare å flytte riggar til og frå norsk sokkel, ved at det blir etablert internasjonale standardar og krav med felles tolking og praksis. Det bør undersøkast om det er råd å ta initiativ til slik standardisering gjennom EU eller EØS.

Utvalet foreslår òg at det i større grad bør vurderast å inngå langsiktige kontraktar for boring og brønnintervensjon slik at kapasiteten aukar raskt nok for modne felt. Dette bør kunne skje både mellom lisensar og mellom selskap.

Regelverka for HMS og ytre miljø er viktige for at norsk sokkel har høg teknisk integritet og relativt låge utslepp til luft og sjø samanlikna med andre petroleumsproduserande land. Men målstyring av HMS- og ytre miljø er i mange tilfelle ikkje i stor nok grad vurdert opp mot eit kost/nytteperspektiv. Dette gjeld både tolkinga av regelverket og ein del særnorske krav og reglar. Krava og tolkingane kan bidra til auka kostnader for selskapa, noko som går ut over lønsemda til utvinningsprosjekt, spesielt for felt i halefasen.

Utvalet foreslår derfor at ved endring av krav eller praksis må styresmaktene i større grad vise kostnader og nytte av endringane. Det bør utformast ein transparent metodikk i tråd med Finansdepartementet sin rettleiar for kostnads- og nytteanalyser. På den måten kan ein i større grad få til ei meir heilskapleg tilnærming. For prosjekt i halefasen til eit felt må styresmaktene vere varsame med å stille nye, kostbare og omfattande krav til HMS og ytre miljø dersom dette forkortar levetida til feltet og fører til tap av verdiar.

Ettersom kostnadsnivået er svært viktig for å auka utvinninga frå norsk sokkel, vil det vere behov for vidare analyse og tiltak.

Utvalet foreslår derfor at Olje- og energidepartementet, i samråd med industrien, tar initiativ til ein felles dugnad for å redusere driftskostnadene på norsk sokkel.

Konkurransesituasjonen på norsk sokkel

Aktørbildet på norsk sokkel har vore gjennom omfattande endringar dei siste åra. Statoil er blitt ein dominerande aktør etter samanslåinga med Norsk Hydro. Selskapet opererer i dag felt som samla står for om lag 75 pst. av petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel. Ein viktig føresetnad for utviklinga av petroleumsverksemda har vore konkurransen mellom ulike selskap som har ut-

fordra kvarandre i utbyggings- og driftsfasen slik som for eksempel ved Troll Olje. Utvalet meiner at det no er behov for styrkt innsats frå partnarane i dei store, modne felta for å auke utvinninga.

I viktige, langsiktige prosjekter som gjeld utvinning av resterande petroleumsressursar, kan det vere avgjerande at planane til operatøren blir utfordra, og at alternative syn blir etablerte.

Utvalet foreslår derfor at Staten bør sette Petoro i stand til i større grad å gjennomføre eigne utreiingar for å styrke grunnlaget for vedtak i viktige, langsiktige prosjekt på dei modne felta. Fleirtalet i utvalet⁶ meiner at denne styrkinga av staten sitt selskap på sokkelen bør sikrast gjennom ei meir fleksibel finansiering enn det som er råd gjennom dagens finansieringsordning.

Andrehandsmarknaden kan bli ein sentral mekanisme for gjennomføring av tiltak for auka utvinning gjennom forlenga levetid og reduserte driftskostnader på eksisterande felt. Ein velfungerande andrehandsmarknad med stemmereglar som gir beslutningskraft er ein føresetnad for at selskap som er spesialiserte på haleproduksjon skal prioritere norsk sokkel. Andrehandsmarknaden på norsk sokkel har hatt eit avgrensa omfang. På britisk sokkel er denne marknaden meir likvid, og fleire selskap med kompetanse på haleproduksjon har kjøpt seg inn i modne felt.

Utvalet foreslår derfor at styresmaktene og lisenshavarane i større grad bør gjennomføre porteføljetilpassingar slik at det blir meir sannsynleg at vedtak som er avgjerande for auka utvinning og verdiskaping, blir gjort. Styresmaktene må òg legge til rette for større aktivitet på feltransaksjonsmarknaden slik at selskap med fokus på haleproduksjon blir meir interesserte i norsk sokkel.

Den store tilveksten av nye selskap med fokus på leiting det siste tiåret kan ha gitt eit svakare fokus på felt i drift og dermed på auka utvinning. Utvalet meiner det er viktig med balanse mellom leiting og utvinningsaktivitetar.

Utvalet forslår derfor at styresmaktene gjennomgår dagens system for utbetaling av leitekostnader for å undersøke nærare kva verknader dette har fått for felt i drift.

Teknologi og kompetanse

Teknologiutviklinga på norsk sokkel har modna fram store reservar som ikkje har vore sett på som lønsame (fig. 5). Utvikling og implementering av

6 Utvalsmedlem Nina Bjerkedal støttar ikkje dette tiltaks-punktet

teknologi vil avgjere om Noreg skal lykkast med å auke utvinninga ytterlegare på norsk sokkel.

I dag tar implementering av ny teknologi på norsk sokkel lang tid, og det er ein tendens til at pilotar blir utsette. Utvalet meiner det er behov for raskare testing og implementering av ny teknologi, noko som krev langsiktig tenking og investeringsvilje. Testing og implementering av teknologi vil kunne ha eit verdipotensial ut over kvar einiskild utvinningslisens. Slike forhold blir det ikkje lagt nok vekt på i vurderinga av ein pilot internt i selskapa og i utvinningslisensane. Selskapa bør derfor i fellesskap og ved samfinansiering på tvers av lisensane kome fram til pilotar som bør gjennomførast til nytte for fleire felt på norsk sokkel.

Sjølv om det er gjort forsøk på å få dette til tidlegare, foreslår utvalet at styresmaktene etablerer eit nytt forum for samarbeid om pilotar med deltaking frå dei viktigaste aktørane og beslutningstakarane på sokkelen der OD og Petoro må ha ei sentral rolle.

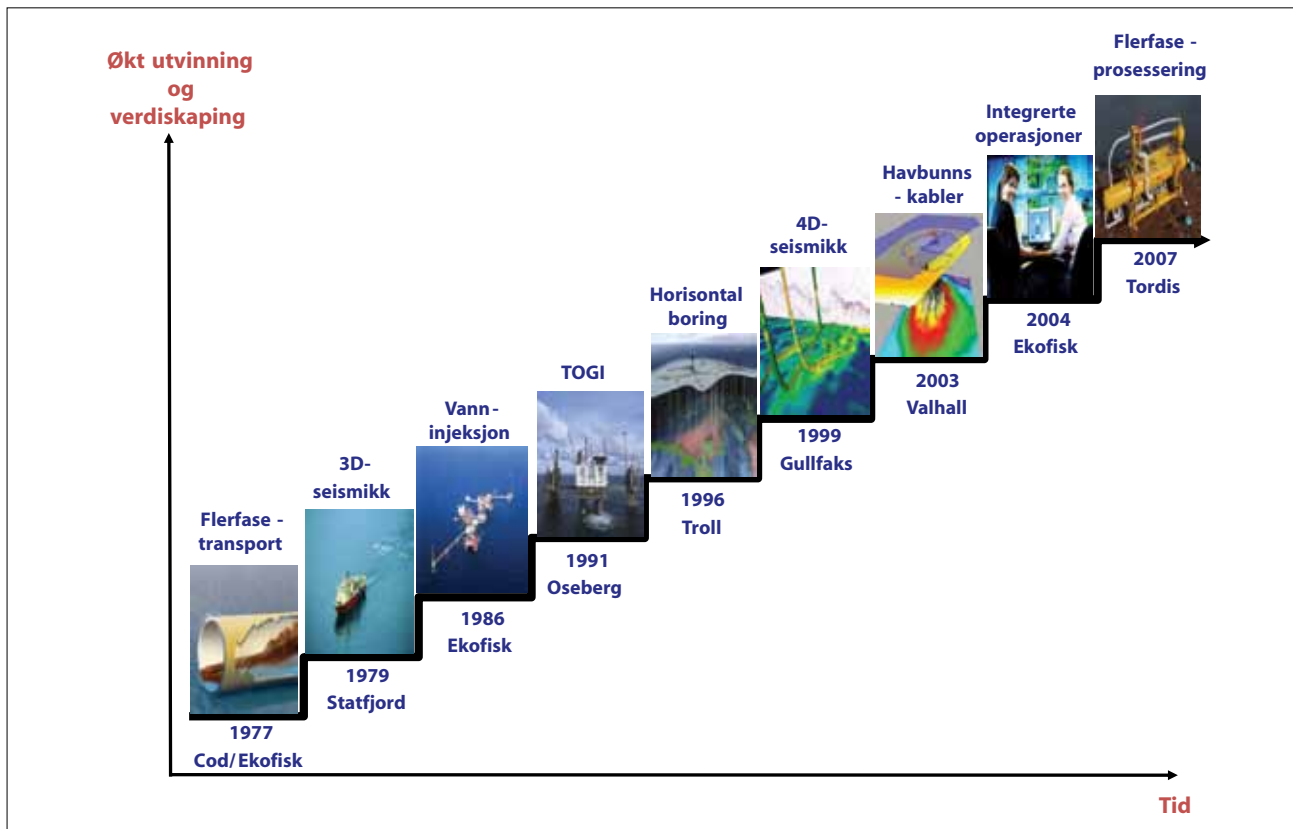
Ei rad utfordringar innanfor ulike teknologi-område krev òg tiltak. Boring og brønn er den viktigaste faktoren som på kort sikt kan bidra til å auke utvinninga på norsk sokkel. I dag er talet på produksjonsbrønningar minkande og kostnadene høge for boring av brønningar.

Utvalet foreslår at industrien i større grad vektlegg enklare brønndesign ved å redusere kompleksiteten og dimensjoneringa for å kunne gjere bruk av mindre kostbare riggar.

Det er eit stort potensial for å realisere ein del av den immobile oljen på norsk sokkel. Dersom aktørane og styresmaktene skal lykkast med dette må ei rad nye og eksisterande utvinningsmetodar takast i bruk. I dag er det ein tendens til at selskapa utset slike prosjekt. Utvalet meiner spesielt at avanserte injeksjonsmetodar som til dømes injeksjon av skum, polymerar og lågsalint vatn kan ha eit stort potensial, i tillegg til bruk av eksisterande metodar som injeksjon av gass eller vatn. Testing og implementering hastar om slike avanserte utvinningsmetodar skal bidra til auka utvinning på norsk sokkel.

Utvalet foreslår derfor at selskapa bør få raskare framdrift i piloteringsarbeidet. Fleire EOR-metodar på norsk sokkel bør òg lyftast fram ved at eigne selskapsinterne hindringar blir utfordra når det gjeld bruk av kjemikaliar. Prosjekta kan då takast fram til vurdering av styresmaktene og få ei miljømessig heilskapleg kost/nytte vurdering.

CO₂ til auka utvinning har eit stort potensial for å modne fram meir av ressursane på norsk sokkel. Tilgang på CO₂ er ein kritisk faktor for bruk av CO₂-injeksjon til auka utvinning på felta.



Figur 5: Eksempel på viktige milepålar for å maksimere utvinninga frå felt på norsk sokkel frå 1980-talet til i dag (TOGI – Troll Oseberg gassinjeksjon)

Utvalet foreslår derfor at styresmaktene i arbeidet sitt med CO₂-lagring, nasjonalt og internasjonalt, aktivt arbeider fram ein plan for utnytting av CO₂-gassen også til EOR-formål på norsk sokkel.

Mange utvinningstiltak i denne rapporten har som føresetnad at det er god nok tilgang på kompetent personell i tida framover. Det er i dag store utfordringar knytte til rekruttering av relevant kompetanse til petroleumsindustrien i Noreg. Fleire av tiltaka til utvalet vil krevje meir personell med undergrunn/reservoar-kompetanse. Sterke universitets- og forskingsmiljø er derfor avgjerande for å legge til rette for teknologiutvikling som

kan føre til auka utvinning. Forskingsprogrammet PETROMAKS er ein viktig føresetnad for høg kvalitet på petroleumsforskning og teknologiutvikling i Noreg. Petroleumstekniske senter for framifrå forskning og senter for innovasjon er bygde opp, men har tidsavgrensa finansiering. Det er nødvendig med støtte frå styresmaktene for at kompetansesenter som bidrar til auka utvinning skal ha ein sentral posisjon også i tida framover.

Fleirtalet i utvalet⁷ foreslår derfor ei styrking av PETROMAKS i kombinasjon med ei vidareføring eller oppretting av eitt eller fleire nye senter for auka utvinning.

⁷ Utvalsmedlem Nina Bjerkedal støttar ikkje dette tiltaks-punktet

Kapittel 1

Innledning

1.1 Oppnevning og mandat

Olje- og energidepartementet oppnevnte den 5. februar 2010 et utvalg som skulle komme med tiltak for å øke utvinningen av petroleumsressurser fra eksisterende felt på norsk kontinentalsokkel. Utvalget har hatt følgende medlemmer:

- Knut Åm (leder), selvstendig konsulent
- Farouk Al-Kasim, selvstendig konsulent
- Nina Bjerkedal, Finansdepartementet
- Ann Christin Gjerdsseth, FMC Technologies
- Siri Espedal Kindem, Statoil
- Arne Skauge, Universitetet i Bergen
- Tor Skjærpe, Petoro
- Bjørn Arne Sund, Lundin
- Jorunn Johanne Sætre, Halliburton
- Rolf Wiborg, Oljedirektoratet

Sekretariatet har bestått av Jan Roth Johnsen, Reidar Müller og Øyvind Våge Nilsen fra Olje- og energidepartementet, Lone Semmingsen fra Finansdepartementet og Sølvi Amundrud fra Oljedirektoratet.

Utvalget har hatt følgende mandat:

«Petroleumsressursene er ikke-fornybare ressurser og har stor nasjonal betydning, både økonomisk, industrielt og i oppbygging av teknologisk kompetanse. Verdimessig er petroleumsvirksomheten Norges største næring og den bidrar i 2009 med om lag 20 pst. av BNP med en andel av eksportinntektene på om lag 45 pst.

For å sikre at petroleumsressursene blir utnyttet på en best mulig måte ut fra samfunnets interesser, er det blant annet nødvendig med et rasjonelt rammeverk. Dagens virkemidler for å få høyest mulig utvinning er blant annet spesifikke vilkår ved utbygging og drift, forskningssamarbeid, produksjonstillatelser og myndighetenes oppfølging av felt i drift.

Beslutninger om økt utvinning er komplekse. Utvalget skal belyse og identifisere eventuelle teknologiske, kunnskapsmessige, regulatoriske, økonomiske eller andre hindre som gjør at samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser i dag ikke

hentes opp. Utvalget skal foreslå tiltak som kan fjerne de hindringene som blir identifisert.

Eventuelle forslag til endringer med budsjett-konsekvenser må kunne gjennomføres innenfor Olje- og energidepartementets gjeldende budsjetttrammer. Petroleums-skattesystemet er utformet for å sikre at petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel skal gi høyest mulig inntekter til fellesskapet. Utvalgets forslag må legge gjeldende petroleumsskattesystem til grunn.

Økonomiske og administrative kostnader av utvalgets tiltak skal utredes.

Utvalgets arbeid skal munne ut i en rapport med forslag til tiltak fra både privat og offentlig sektor som kan øke utvinning av samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser i og rundt felt på norsk kontinentalsokkel. En helhetlig vurdering av forslagene fra utvalget vil bli foretatt i forbindelse med den varslede petroleumsmeldingen.

Det legges opp til at utvalget skal ferdigstille sitt arbeid 1. september 2010».

1.2 Utvalgets arbeid

Utvalget har i perioden februar 2010 til august 2010 avholdt 9 møter. I tillegg til innlegg fra utvalgs-medlemmene og medarbeidere i Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, har utvalget fått bidrag fra flere eksterne foredragsholdere.

1.3 Tolkning av mandatet

Utvalget skal belyse og identifisere eventuelle teknologiske, kunnskapsmessige, regulatoriske, økonomiske eller andre hindre som gjør at samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser i og rundt eksisterende felt i dag ikke hentes opp. Utvalget skal så foreslå tiltak som kan fjerne de hindringene som blir identifisert, og vurdere muligheter for økt utvinning.

Utvalget har klassifisert både hindre og tiltak etter ordlyden i mandatet, men har valgt å slå sammen teknologi og kunnskap slik at man har fått en inndeling i regulatoriske, økonomiske, og

teknologiske hindre og tiltak. Mange av disse hindrene griper inn i hverandre, og for flere felt kan det være en sammensatt årsak til at man ikke har maktet å øke utvinningen.

Utvalget har også sett det som sin oppgave å vurdere hvor mye av de gjenværende ressursene i eksisterende felt som det eventuelt kan være mulig å få ut på en økonomisk måte.

I mandatet er det åpnet for at utvalget kan komme med kreative forslag til økonomiske rammebetingelser, selv om petroleumsskattesystemet skal ligge fast.

1.4 Leserveiledning

Kapittel 2 viser noen sentrale utviklingstrekk når det gjelder økt utvinning fra eksisterende felter på norsk kontinentalsokkel, og drøfter hvordan den videre utviklingen kan bli under ulike scenarier. Formålet med kapittelet er å gjennomgå de sentrale utviklingstrekkene på norsk kontinentalsokkel, samt påpeke betydningen av økt utvinning.

Kapittel 3, 4, og 5 drøfter en rekke forhold som er til hinder for økt utvinning på norsk kontinentalsokkel. Kapittel 3 dekker utfordringer knyttet til det regulatoriske rammeverket, kapittel 4 tar for seg økonomiske og konkurransmessige forhold, og kapittel 5 drøfter bruken av ulike utvinningsmetoder og teknologi med betydning for økt utvinning.

I kapittel 6 presenterer utvalget sine vurderinger og forslag til tiltak basert på drøftingene i kapittel 3-5.

Kapittel 2

Realisering av gjenværende petroleumsressurser på norsk sokkel

På 40 år har petroleumsnæringen gitt bruttoinntekter på over 8000 mrd. kroner, målt i dagens pengeverdi. En viktig årsak er den effektive utnyttelsen av petroleumsressursene på norsk sokkel. Dette har skjedd gjennom kompetanse- og teknologiutvikling, noe som har gjort det mulig å gjennomføre stadig mer komplekse prosjekter. Norsk kontinentalsokkel har fortsatt et stort potensial der økt utvinning vil ha en sentral rolle i den videre verdiskapingen.

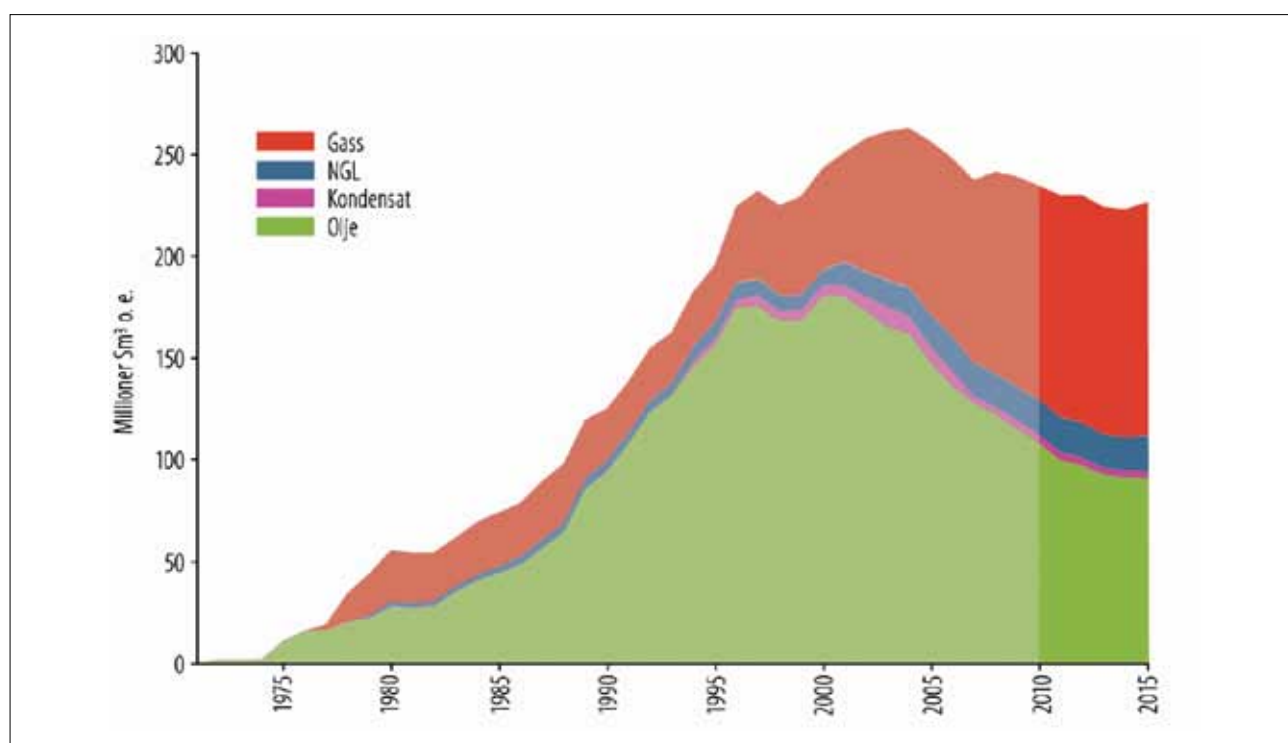
Utviklingstrekk på norsk kontinentalsokkel

Petroleumsnasjonen Norge står ved et veiskille: Oljeproduksjonen på sokkelen er nesten halvert siden toppen i 2001, og forventes å avta ytterligere. Gassproduksjonen øker fortsatt, men kompenserer ikke for fallet i oljeproduksjonen (se figur 2.1). Gassprisen er i dag langt lavere enn oljeprisen. Det er derfor i stor grad dagens høye oljeprisnivå som bidrar til at inntektene fra petrole-

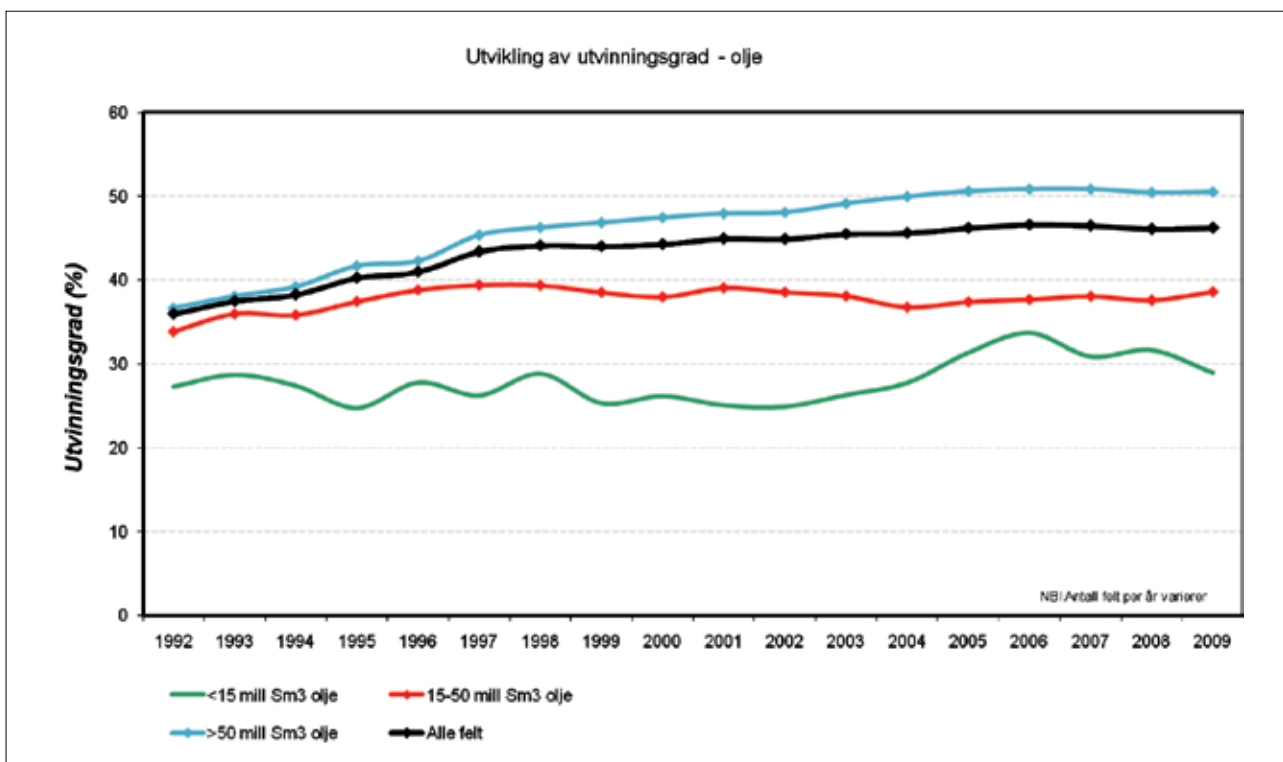
umsnæringen holder seg høyt, selv med fallende petroleumsproduksjon.

De store feltene har dominert produksjonen de første 40 årene av norsk oljevirkosomhet. Det er forventet at disse feltene vil stå for en betydelig del av totalproduksjonen også de neste 10-15 årene. Det gjenværende ressurspotensialet i feltene og i nærområdene rundt er betydelig, men ressursene er både teknisk utfordrende, og arbeids- og kostnadskrevende å få ut. Ressursene er imidlertid allerede påvist, og infrastruktur og et stort antall brønner er på plass. På kort sikt er derfor potensialet for ekstra verdiskaping fra disse feltene større enn potensialet for eventuelle framtidige funn på norsk sokkel de nærmeste årene.

En rekke av de store feltene nærmer seg nedstenging. Eventuelle tiltak for økt utvinning haster derfor på disse feltene. Det vil også være krevende å få gjennomført tiltak som sikrer at allerede bokførte reserver blir produsert (se vedlegg 3). Det betyr at selskapene og myndighetene kan



Figur 2.1: Historisk og prognosert petroleumsproduksjon fra norsk sokkel. (Kilde: Oljedirektoratet)



Figur 2.2: Utvikling av utvinningsgraden på norsk sokkel. (Kilde Oljedirektoratet)

risikere at verdier som nå inngår i deres økonomiske planlegging blir liggende i bakken.

Nedstenging av felt påvirker også levetiden for infrastrukturen i området. Det betyr at tidsvinduet for leting og utvikling av funn i modne områder kan være begrenset. For å opprettholde kapasitet vil det være viktig å tilrettelegge for utvikling av tidskritiske ressurser og funn nær eksisterende infrastruktur. Dette var sentrale argumenter for etableringen av TFO-ordningen⁸ og utslagsgivende for å endre rammebetingelsene for leting på norsk sokkel.

Norge er et høykostland også innen petroleumsvirksomhet. Høy aktivitet i petroleumsnæringen internasjonalt førte til en markant økning i kostnadene i perioden 2004-2008. Utviklingen ble noe reversert av den internasjonale nedgangskonjunkturen, men et fortsatt stramt riggmarked og lite fleksible arbeidstidsordninger gjør at Norge har betydelige utfordringer med tanke på kostnadsnivået.

Status for økt utvinning

Aktørene på norsk sokkel har klart å øke utvinningen fra de fleste feltene betydelig i forhold til de opprinnelige planene. Med dagens vedtatte pla-

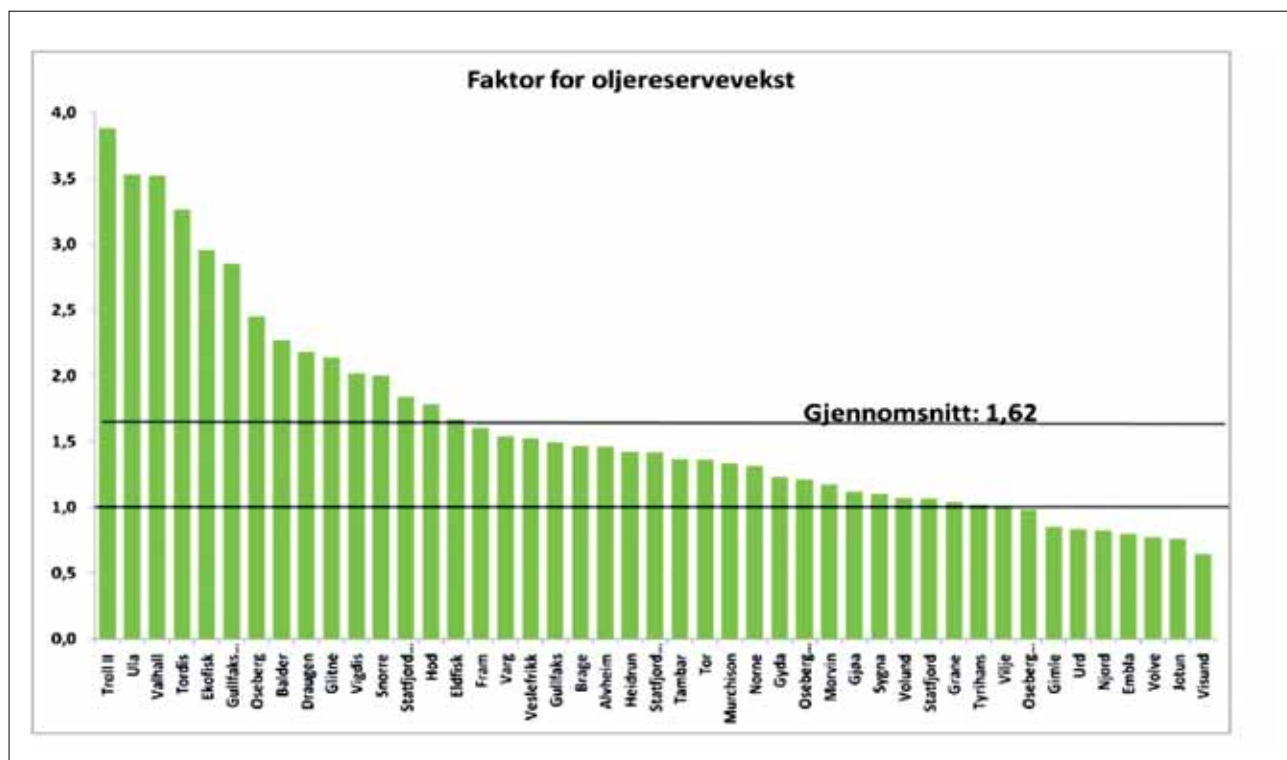
ner er den gjennomsnittlige utvinningsgraden på 46 pst. for olje og 70 pst. for gass på norsk sokkel (se vedlegg 2)⁹. Utvinningsgraden varierer fra felt til felt og er avhengig av reservoaregenskaper, utvinningsstrategi og teknologiutvikling, men også av størrelsen på feltet (se figur 2.2). Figuren viser at det er enklere å oppnå høy utvinning i store felt der man som regel har faste plattformer med borerigger som kan gjøre brønnarbeid gjennom hele levetiden.

Utvinningsgraden har utviklet seg positivt i takt med oppbygging av kompetanse og vellykket teknologiutvikling og -implementering, som for eksempel utstrakt bruk av vann- og/eller gas-sinjeksjon og boring av horisontale brønner. Dette går klart fram av figur 2.3 som viser at felt på norsk kontinentalsokkel i gjennomsnitt har økt oljereservene med en faktor på 1,62 fra opprinnelig estimat gitt i plan for utbygging og drift (PUD).

Myndighetene har som målsetning at mest mulig av de lønnsomme ressursene på norsk sokkel skal produseres. For eksempel satte derfor Oljedirektoratet i 2005 et mål for utvinning av olje. Målet er at oljereservene over en tiårsperiode (2005-2015) skal øke med 800 mill. Sm³. Dette er et

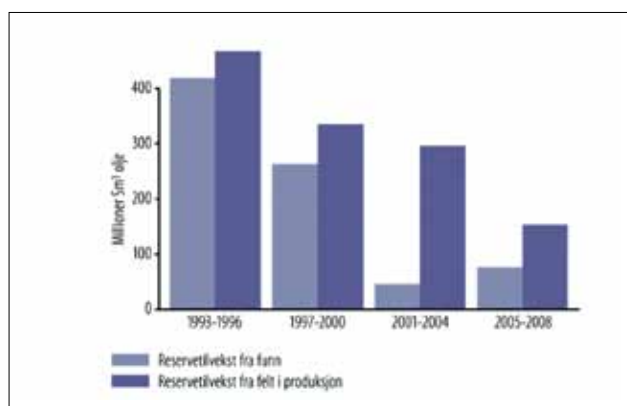
8 TFO: Tildelinger i forhåndsdefinerte områder

9 Til sammenlikning er den globale utvinningsgraden for olje om lag 22 pst.. Oil and gas journal, "Global oil reserves - 2) (2007)



Figur 2.3 Reservevekst for olje i forhold til estimat i opprinnelig PUD. (Kilde Oljedirektoratet)

ambisiøst mål som krever en rekke beslutninger om økt utvinning og utbygging av nye oljefunn. Reservetilveksten har imidlertid hittil ikke vært tilstrekkelig, verken fra nye funn eller gjennom beslutninger om økt utvinning fra felt i produksjon (se figur 2.4). Selskapene møter heller ikke sine egne produksjonsprognoser på mange felt, noe som bidrar til redusert økonomisk levetid¹⁰. Dette til tross for at investeringsnivået på norsk sokkel var rekordhøyt i 2009.



Figur 2.4: Reservetilvekst fra funn og felt i produksjon (Kilde: Oljedirektoratet)

Selskapene rapporterer årlig prosjekter med betydning for økt utvinning på norsk sokkel. Flere prosjekter skyves utover i tid. Selv om det er en positiv trend de siste årene for beslutninger om å modne fram prosjekter i utvinningstillatelsene, vil likevel målet om en reserveøkning på 800 mill. Sm³ olje være umulig å nå fram til 2015.

Mulighetsrom for økt utvinning

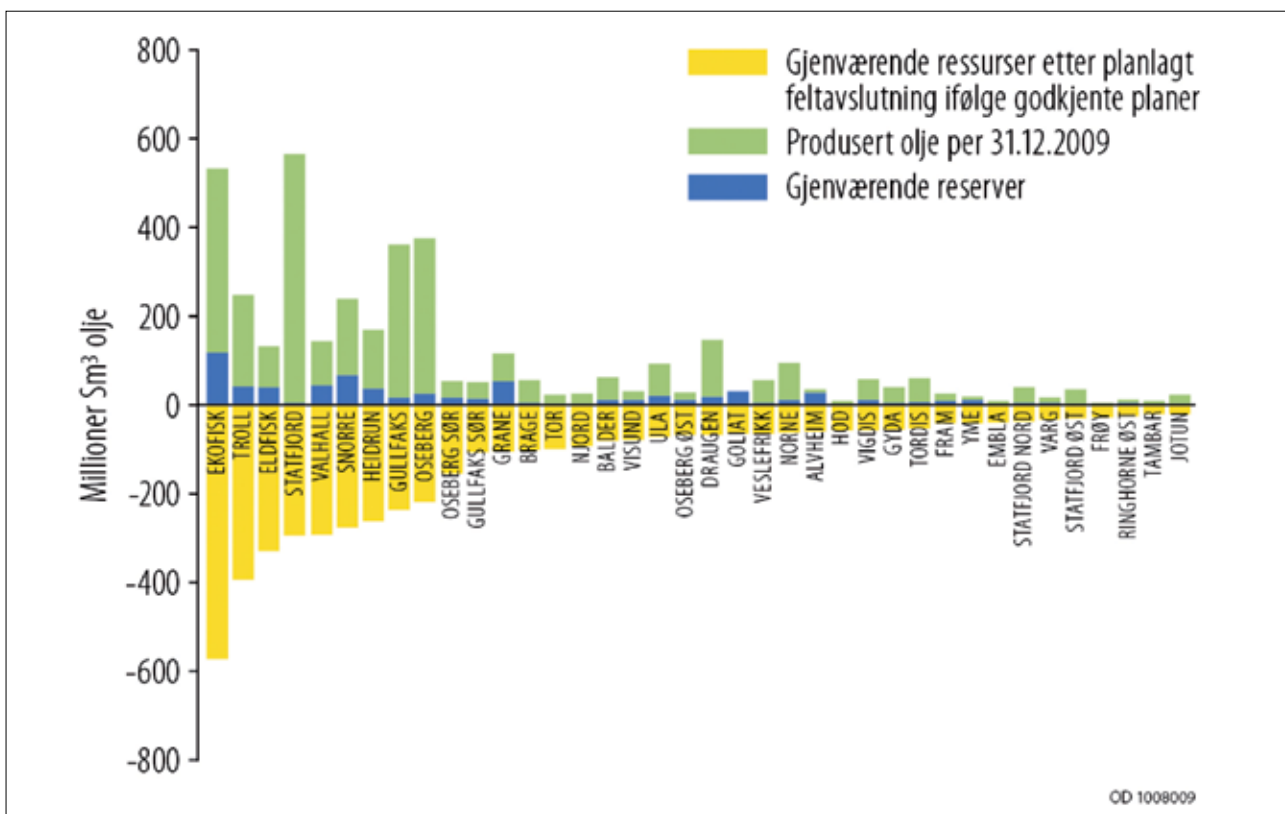
Med dagens planer vil rundt halvparten av oljen (ca 5 mrd. Sm³) bli liggende igjen i bakken etter nedstenging. Dette utgjør en stor ressursbase for økt utvinning (se figur 2.5). Dersom utvinningsgraden på de ti største feltene på norsk kontinentalsokkel ble hevet fra dagens nivå som varierer fra 29 til 66 pst. til et gjennomsnitt på 70 pst., tilsvarer dette to Ekofiskfelt¹¹.

En vesentlig del av disse ressursene kan produseres med bedre rammebetingelser og ny teknologi. Verdipotensialet for slik økt utvinning er stort: En økning i utvinningsgraden på bare ett prosentpoeng kan ha en bruttoverdi på om lag 270 mrd. kroner¹².

¹⁰ Basert på RNB-tall for 2007-2010. Prognosene for produksjonen på utvalgte felt har vært nedadgående.

¹¹ Utvinnbare reserver på Ekofisk er 530 mill. Sm³.

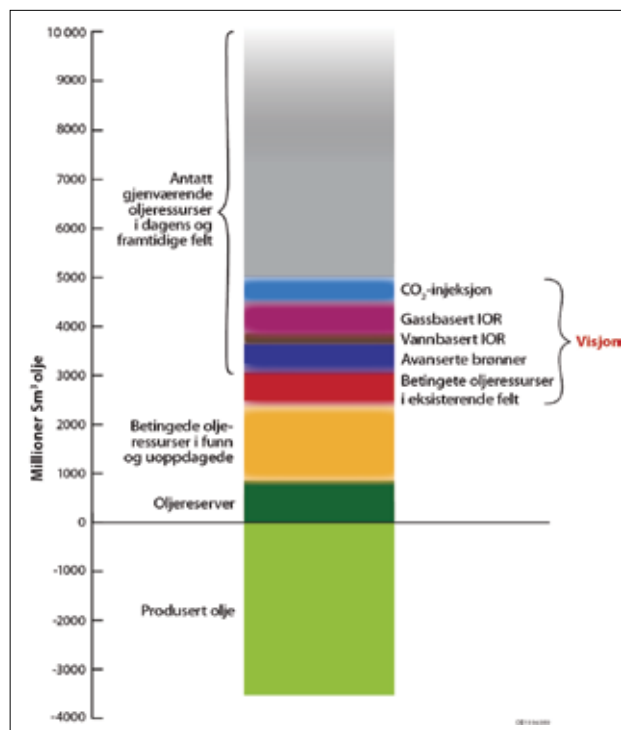
¹² Kilde OD. Oljepris 70 dollar fatet, 1 dollar =5,5 NOK.



Figur 2.5: Fordeling av produsert olje, gjenværende oljereserver og –ressurser på ulike felt. (Kilde: Oljedirektoratet)

Framtidsbilder og visjon

Ved siden av kostnader og prisen på olje og gass er utvikling av teknologi helt sentralt for hvor mye det er mulig å utvinne fra feltene på norsk sokkel. Oljedirektoratet har vurdert hvor mye av de gjenværende oljeresursene som kan tenkes å bli produsert ved bruk av teknologi (kjent og ny), og kommet fram til en visjon om at opp mot 2,5 mrd. Sm³ ekstra olje kan realiseres fra norsk kontinentalsokkel (se figur 2.6 og vedlegg 1).



Figur 2.6: Visjon for utvinning av gjenværende oljeresurser med ulike teknologier. (Kilde Oljedirektoratet)

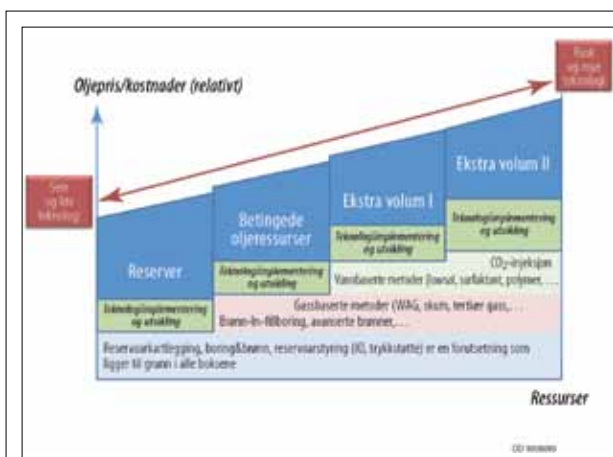
Med utgangspunkt i kostnader og pris på én akse og graden av teknologiutvikling og -implementering på den andre, blir potensialet for å modne fram ytterligere ressurser ulikt fram i tid (se figur 2.7).

Pris/kostnader og graden av teknologiutvikling og -implementering kan derfor brukes til å beskrive mulige utfall for økt utvinning og produksjon av olje. Utfallene vises i figur 2.8 (se vedlegg 1 for ytterligere beskrivelse).

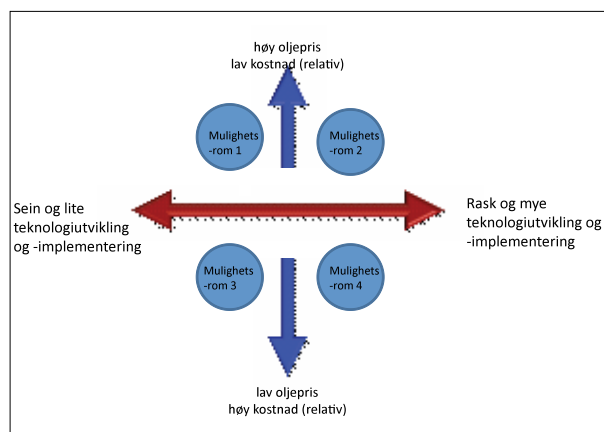
I det ene ytterpunktet er oljeprisen lav, kostnadene høye og teknologiutvikling og -implementering forekommer i liten grad. Dette vil kunne føre til at bokførte reserver ikke blir realisert. Selv om disse volumene oppfattes som sikre, kan deler av dem gå tapt under slike forhold.

I det andre ytterpunktet er oljeprisen høy og kostnadene lave, kombinert med stor grad av teknologiutvikling og -implementering. Dette vil kunne gi et helt annet utfall. Dersom det utvikles og tas i bruk teknologi for å kunne produsere oljeressurser som i dag ikke er produserbare, vil det være mulig å nå visjonen om å modne fram 2,5 mrd. Sm³ olje.

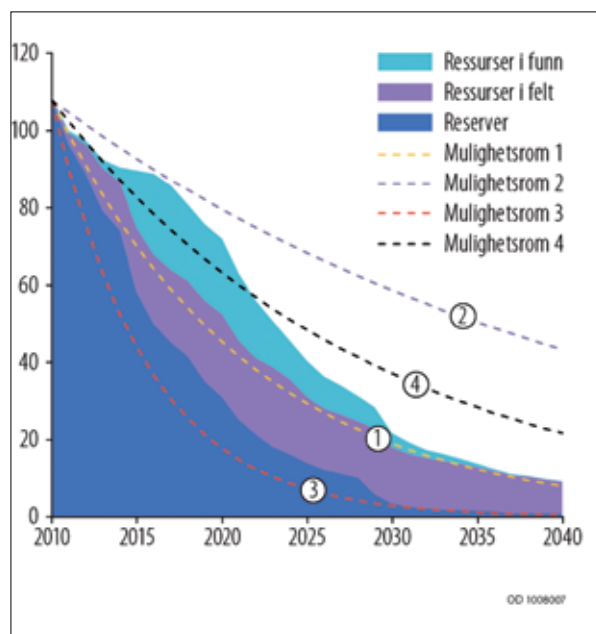
De ulike utfallene gir dermed store utslag på de framtidige produksjonsprognosene for norsk sokkel (se figur 2.9). Volumene som må bli modne fram for å nå visjonen (mulighetsrom 2) bidrar til at petroleumsproduksjonen blir langt høyere enn prognosert. Og motsatt, liten grad av teknologiutvikling og -implementering og lav oljepris/høye kostnader kan føre til at deler av dagens bokførte reserver ikke realiseres.



Figur 2.7: Modning av ressurser som funksjon av teknologiutvikling og oljepris/kostnader. (Kilde: Oljedirektoratet)



Figur 2.8: Ulike utfall for norsk sokkel som en funksjon av oljepris/kostnader og utvikling og implementering av teknologi. (Kilde: Oljedirektoratet)



Figur 2.9: Produksjonsprofil for olje som viser betydningen av de ulike mulighetsrommene på produksjonen fram i tid¹³. (Kilde: Oljedirektoratet)

¹³ Volumer fra uoppdagede ressurser er ikke tegnet inn i figuren.

Kapittel 3

Det regulatoriske rammeverket og økt utvinning

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel er regulert gjennom et omfattende regulatorisk rammeverk basert på samhandling mellom selskap og myndigheter og med verdiskaping som overordnet mål. Dette kapittelet vil konsentrere seg om sentrale regler og prosesser som kan ha betydning for å øke utvinningen på norsk kontinentalsokkel.

3.1 Ressursforvaltningen og sektoren

3.1.1 Petroleumsloven

Det mest sentrale virkemiddelet for å sikre statlig styring og kontroll med petroleumsressursene på norsk kontinental-sokkel er petroleumsloven, som innebærer at leting, utvinning og transport av petroleum er betinget av tillatelse fra myndighetene.

Petroleumsloven § 4-1 omtaler vårt tema på følgende vis:

Forsvarlig utvinning

Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumforekomst, eller i flere petroleumforekomster sammen, blir produsert.

Utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper og slik at øding av petroleum eller reservoaren energi unngås. For å oppnå dette, skal rettighetshaver fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak.

Formelt sett er petroleumsloven § 4-1 en pliktregel som retter seg både til rettighetshaverne og myndighetene. Den angir normen for forsvarlig utnyttelse, og må følges av både rettighetshaverne i forbindelse med petroleumsutvinningen, og av myndighetene i forbindelse med deres kompetanseutøvelse i henhold til andre bestemmelser i petroleumsloven.

Bestemmelsens vage og noe skjønsmessige utforming medfører at den får karakter av en rettslig standard. Det som sies er at det må tas hensyn til

så vel økonomien i prosjektet, som de tekniske muligheter og begrensninger.

Utgangspunktet er imidlertid ikke den enkelte forekomst. Perspektivet er vesentlig utvidet idet bestemmelsen gir anvisning på flere forekomster i sammenheng. Rettighetshavernes naturlige utgangspunkt vil være deres egen forekomst, mens myndighetenes naturlige utgangspunkt vil være hele kontinentalsokkelen eller deler av den sett under ett. Bestemmelsen angir imidlertid nokså uklart at rettighetshaverne i en konfliktsituasjon må akseptere at myndighetene legger an et videre perspektiv med utgangspunkt i målsettingen om at mest mulig petroleum skal produseres, også flere forekomster sett under ett.

En kan lett tenke seg et motsetningsforhold mellom rettighetshavernes interesser i å utnytte sin egen forekomst med størst mulig økonomisk gevinst på den ene siden og myndighetenes ansvar for den totale ressursutnyttelsen på den annen side. Hovedmålet skal det imidlertid ikke være tvil om. Det er at mest mulig av petroleumforekomstene, kontinentalsokkelen sett under ett, skal produseres.

Men det må åpenbart skje en avveining mellom rettighetshavernes økonomiske interesse knyttet til forekomsten på den ene side og den samfunnsmessige interesse i størst mulig totalutnyttelse på den annen. Myndighet til å foreta denne avveiningen er lagt til Olje- og energidepartementet i petroleumslovens § 4-4 første ledd¹⁴.

3.1.2 Lete og tildelingspolitikken

Det overordnede målet for tildelinger av utvinningstillatelser på norsk kontinental-sokkel er at de skal bidra til størst mulig samlet verdiskaping fra arealene.

Selve utvinningstillatelsen angir blant annet området (blokken(e)) for tillatelsen, rettighetshavergruppen, rettighetshavernes eierskap, stemmerettsreglene og operatøren. Utvinnings-

¹⁴ Petroleumsloven, Universitetsforlaget (2009).

tillatelsen angir også de særskilte vilkårene for den enkelte utvinningstillatelsen ("konsesjonsvilkårene"), blant annet arbeidsforpliktelsen, som kan pålegge rettighetshaver bl.a. å gjennomføre seismiske undersøkelser og leteboringer.

Arbeidsforpliktelsene har stor betydning for hvilken operatør og hvilke rettighetshavere som får tildelt de utlyste blokkene. Arbeidsforpliktelsene i utvinningstillatelsen vil som hovedregel omfatte krav om en framdriftsplan for aktivitetene fram mot innlevering av en eventuell utbyggingplan.

Myndighetene har en rekke tildelingskriterier som geologisk forståelse, teknisk kompetanse, finansiell kapasitet og erfaring innen HMS. I disse tildelingskriteriene framgår det ikke et eget punkt om erfaring med utvinningstiltak.

Stemmeregler

Stemmereglene i en utvinningstillatelse fastsettes ved tildelingen av utvinningstillatelsen med hjemmel i konsesjonsdirektivet. Prinsippene for utforming av den alminnelige stemmeregul i utvinningstillatelsen er ikke endret siden 1984, men enkelte endringer har likevel kommet til. Prinsippene er som følger:

- Ingen skal ha beslutningsmyndighet alene
- Som hovedregel skal ingen ha vetorett
- Vedtak fattes ved en kombinasjon av antall rettighetshavere og størrelsen på deres andeler.

I grove trekk har den alminnelige stemmeregul etter dette og fram til i dag vært utformet slik:

- 2 rettighetshavere: Vedtak fattes ved enstemmighet
- 3 rettighetshavere: 2 med 50 pst. av deltakerinteressene
- 4 rettighetshavere: 3 med 50 pst. av deltakerinteressene
- 5 rettighetshavere: 3 med 50 pst. av deltakerinteressene
- 6 rettighetshavere: 4 med 50 pst. av deltakerinteressene

Det framgår i St.prp. nr. 60 (om sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet) at stemmerettsreglene skal styrke mindretallet, og at de må sees i sammenheng med at det er en stor aktør på norsk kontinentalsokkel. Men utfordringen med dagens stemmerettsregler er at reglene vanskeliggjør beslutninger i utvinningstillatelsen ved at et lite mindretall kan blokkere lønnsomme investeringer.

Partnerne (selskapene) i en utvinningstillatelse har ofte forskjellige strategier, prisprognoser og avkastningskrav. Dette kan i sin tur gi ulike beslutningsgrunnlag internt i utvinningstillatelsen, og dermed vanskeliggjøre beslutninger om økt utvinning selv om majoriteten er for prosjektet.

For felt i halefasen er det ofte nødvendig med investeringer og kostnadsdisiplin for å igangsette ulike tiltak for økt utvinning. Dagens stemmeregler er til hinder for at selskaper som kjøper seg opp i et felts halefase, får frihet eller makt til å ta nødvendige grep. Stemmereglene er derfor identifisert som et hinder for økt utvinning.

Lisensperiode

Lisensperioden fastsettes normalt til 30 år.

Deler av gevinsten av utvinningsinvesteringer kommer på store felt ofte etter utløp av opprinnelig lisensperiode. Siden det ikke er automatikk i at rettighetshaverne får forlenget lisensperiode på samme vilkår som ved investeringsbeslutningen, skaper dette usikkerhet. Dette kan medføre at selskapene prøver å maksimere gevinsten i den allerede tildelte lisensperioden framfor å gjøre store investeringer der mye av gevinsten kommer etter opprinnelig lisensperiode.

Lisensperiodens lengde og tvil rundt mulige endringer av eierfordeling skaper problemer i slutfasen der usikkerheten allerede er høy. Samtidig er en tidsbegrenset lisensperiode en mulighet for staten til i større grad å gripe inn i utvinningstillatelsen med de samfunnsøkonomiske fordelene det kan gi. Myndighetene kan for eksempel stille vilkår og legge føringer for planer for økt utvinning ved forlenging av lisensperioden.

Ved forlenging av lisensperioden vil operatøren i de fleste tilfeller være den samme. Det største usikkerhetsmomentet som får betydning for store investeringer med tidshorisonter utover opprinnelig lisensperiode, er at det kan komme endringer i eierfordelingen ved forlenging av lisensperioden. Eksempelvis var dette en problemstilling ved noen av investeringene på Troll, Ekofisk og Statfjord. På Ekofisk forlangte eksempelvis staten 5 pst. i SDØE-andeler i 1999.

I nyere tid er det spesielt på Snorrefeltet at lisensperiode er spesielt utfordrende. Feltet består av to ulike lisenser med ulik utløpetid. Forlengelse av lisensen har vært diskutert, men ble ikke avklart. Dette kan virke inn på de pågående diskusjonene i lisensen om nye investeringer knyttet til økt utvinning.

3.1.3 Utbygging og drift

Utbygging med plan for utbygging/anlegg og drift (PUD/PAD)

En PUD skal i utgangspunktet redegjøre for det totale utbyggingskonsept til et felt, mens en PAD vil gjelde anlegg og drift av innretning – ofte beregnet på transport av petroleum. En godkjent PUD er i utgangspunktet å betrakte som bindende for rettighetshaverne, og departementet skal underrettes om og godkjenne vesentlige avvik fra PUD.

Myndighetenes oppfølging av beslutningsprosessen fram mot godkjenning av PUD eller PAD er i stor grad tilpasset industriens normale prosjektframdrift. Myndighetenes tidlige innsikt i prosjektet vil kunne bidra til tidlig avklaring av problemstillinger og legge til rette for en kort sluttbehandling av den endelige planen. Det kan også avtales tilpasning av dokumentasjonen. Saker av en viss størrelse (investeringer over 10 mrd. kroner) forelegges Stortinget før departementet fatter vedtak. Øvrige saker forelegges Kongen i Statsråd (investeringer under 10 mrd. kroner).

Oljedirektoratet følger opp funn i prePUD-fasen og kommer med innspill som kan bidra til forsvarlig ressursforvaltning og størst mulig verdiskaping (ODs målsetning). Faglige temaer for myndighetene med relevans for økt utvinning er blant annet utvinningsstrategi (eks. gassirkulering, tynne oljesoner etc.), konkretisering av IOR-potensial, antall brønnsliiser, mulighet/kapasitet for boring av utvinningsbrønner, valg av innretning og usikkerhet i tilstedeværende ressurser. En områdebeskrivelse for å vurdere mulighet for samordnet petroleumsvirksomhet blir også vurdert, samt kapasitet prosess og eksportør slik at det er muligheter for å håndtere tilleggsressurser. Myndighetene kan også be om studier, eller gjennomføre egne studier dersom det er behov med relevans for økt utvinning. Her kan det påpekes at i mangel på alternativ som er utredet av rettighetshaverne blir det tungvint for myndighetene å pålegge ytterligere utredninger eller foreta sine egne uten at det virker forstyrrende eller i det minste forsinkende for utbyggingsplanene.

Ved PUD-behandling kan myndighetene få til teknologiutvikling og øke utvinningen ved å stille såkalte PUD-vilkår. Et eksempel på PUD-vilkår er hentet fra Ormen Lange:

”4. Operatøren skal evaluere muligheten for en oljesone i sør og skissere en plan for kartlegging av olje. Operatøren skal sende inn en geofaglig og reservoarteknisk evalueringsrapport til myndighetene innen utgangen av 2004.

5. Operatøren bes sende inn en forpliktende plan for teknologiutvikling og kvalifisering av undervannskompresjon til myndighetene innen 1. oktober 2004. Planen skal også inneholde en beskrivelse av ansvarsforholdene mellom de to operatørene med hensyn til utvikling, kvalifisering, pilottesting og eventuell utbygging. En plan mht ansvarsforhold skal sendes også om en annen kompresjonsløsning velges.”

PUD-vilkårene knyttet til økt utvinning er et myndighetsgrep som ofte blir brukt. Dette anses som viktig for å sikre fokus på tiltak som kan øke utvinningen etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig i utbyggingsperioden.

PIAF (Prestasjonsindikatoranalyse for felt)

Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet samler hvert år inn store mengder data og informasjon fra alle felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Dette blir blant annet brukt til å analysere tilstanden på feltene. Ideen bak PIAF, prestasjonsindikatoranalyse for felt, er å systematisere denne informasjonen på en ny måte. PIAF-modellen er basert på eksisterende rapporter fra operatørselskapene.

OD sammenholder denne informasjonen årlig og rangerer feltene etter et sett av kriterier med over 100 ulike indikatorer. Indikatorene fanger opp både historikk og planer på kort og lengre sikt. Metoden hjelper myndighetene med å identifisere felt som har særskilte utfordringer slik at nødvendige tiltak kan settes i gang. I tillegg gir PIAF god innsikt i utfordringer på kontinentalsokkelnivå. Samlet gir dermed PIAF oversikt over feltporteføljen og utfordringer i næringen. Sammenstilling av data fra alle feltene viser bekymringsfulle tendenser: prosjektutsettelse, boreforsinkelser, mindre injeksjon enn forutsatt og lavere produksjon enn forventet. PIAF-analysene kan i så måte bidra til å belyse i hvilken grad selskaper og utvinningstillatelser arbeider godt nok med økt utvinning.

Forholdet mellom uttak av olje og gass

Felt på norsk kontinentalsokkel inneholder både olje, NGL¹⁵ og gass i varierende grad. Gass og olje fra de fleste feltene kan ikke produseres uavhengig av hverandre. Dersom for mye gass produseres i en tidlig fase, vil trykket i reservoaret synke slik at store deler av oljen kan gå tapt. Utvinningen av olje og gass må derfor sees i sammenheng. Det vil si når den skal produseres, i hvilket tempo og

¹⁵ Natural Gas Liquids

hvordan dette påvirker utvinningstempoet. Dette må sees i sammenheng med å få størst mulig verdi fra feltet i et langsiktig og samfunnsøkonomisk perspektiv.

Myndighetene har derfor vært i tett dialog med rettighetshaverne om å sikre at riktige beslutninger blir tatt vedrørende uttaket av gass versus olje. Det er gjennom produksjonstillatelsene at myndighetene kan påvirke produksjonsforløpet for olje og gass, og dermed gripe inn i denne problematikken.

Det finnes flere eksempler på at myndighetene og rettighetshaverne har hatt ulik oppfatning av hva som er riktig ressursforvaltning. Produksjonssøknadene er unntatt offentligheten, men det hender at Olje- og energidepartementet justerer en produksjonssøknad spesielt mht. gassproduksjon. Det er krevende å forklare denne forskjellen mellom myndighetene og selskapene, men noe kan forklares med at selskapsesifikke strategier avviker fra myndighetenes syn på riktig ressursutnyttelse.

Boks 3.1 Forholdet mellom uttak av olje og gass på Troll

Trollfeltet er et eksempel på aktiv norsk ressursforvaltning, spesielt når det kommer til avveiningen mellom olje- og gassproduksjon. Prosjektet Troll videreutvikling ble startet i 2003. Målet var å akselerere gassproduksjonen fra Troll. Dette ville gi grunnlag for å bygge ny gasseksportkapasitet ved utvidelse av Kollsnesterminalen og en ny rørledning til UK eller kontinentet. Etter råd fra Oljedirektoratet valgte Olje- og energidepartementet å si nei til akselerert gassuttak på Trollfeltet slik rettighetshaverne foreslo. Avgjørelsen bygde blant annet på at Olje- og energidepartementet mente at økt gassuttak ville ført til at store mengder olje som kunne ha gitt økonomiske verdier for samfunnet ville gå tapt.

Samordning

På norsk kontinentalsokkel er det en rekke eksempler på at et felt og et eller flere satellittfelt, som for eksempel bruker feltets prosesskapasitet, har ulike eiere eller ulik eierfordeling. Dette fører til forhandlinger mellom eiergruppene og avtaler om kostnadsfordelinger, tariffier og rettigheter til bruk av anleggene. Slike prosesser er nødvendige, men innebærer også ressursbruk som i seg selv ikke er verdiskapende. Skal det gjøres større endringer i området, kan eksisterende avtaler og

ulike eierinteresser være hindringer mot å gjennomføre optimale, framtdsrettede løsninger.

Behovet for samordning i området kan belyses blant annet ved å peke på følgende problemstillinger:

- Hvilke innretninger og rørledninger i området skal beholdes, og hvilke skal fases ut?
- Hva må det investeres i ny infrastruktur?
- I dag er oljeeksporten fra området dominert av bøyelasting. Kan en få faset ut bøyelasting slik at all oljen i framtiden blir transportert i rør?
- Hvordan får en gjort ulike utfasinger og nyinvesteringer i riktig rekkefølge?
- Hvordan kan en disponere gassen i området optimalt, med riktig mengde gass til injeksjon og resten til eksport?
- Vanninjeksjonskapasiteten og videre behov må også vurderes for området totalt.
- Hvordan får en bygget inn tilstrekkelig fleksibilitet til å høste oppsidene – IOR utover dagens feltplaner?
- Det er mange havbunnsbrønner i området som krever bruk av mobil borerigg. Dette tilsier behov for en samlet boreriggstrategi.

Selv om lovverket krever at de løsninger som gir størst verdier for samfunnet skal realiseres, ønsker hvert selskap i utgangspunktet å ivareta sine egne interesser og ikke nødvendigvis den optimale, helhetlige løsningen. En større grad av samordning kan i noen tilfeller bidra til å modne fram større reserver i et område. Osebergområdet og Ekofiskområdet er to områder som det kan hevdes er godt samordnet. Etter Oljedirektoratets vurdering har dette lagt forholdene til rette for større verdiskaping.

Boks 3.2 Samordning i Tampenområdet og nordlig Nordsjø

Et eksempel på liten grad av samordning er Tampenområdet i nordlig Nordsjø. Tampen er et sentralt område på norsk kontinentalsokkel hvor det er identifisert behov for fornying og forenkling av den omfattende infrastrukturen for å legge til rette for ressursutnyttning og verdiskaping i et langt tidsperspektiv. Dette krever stor grad av koordinering og samarbeid mellom rettighetshaverne i området. Til tross for at det er gjennomgående samme operatør (Statoil) kan ulik eierstruktur i flere større felt og satellittfelt ha bidratt til å gjøre koordinering og samarbeidet vanskelig.

3.1.4 Gass og infrastruktur

Gassco AS er et statlig selskap som har ansvaret for transport av gass fra den norske kontinental-sokkelen. Selskapet er operatør for Gassled som eier det meste av infrastrukturen for transport av gass. Gassco skal ivareta operatørskapet på en nøytral og effektiv måte i forhold til eierne og brukerne (skiperne).

Skiperne av gassen har ansvaret for å selge sin egen gass. For å få gassen til markedet trenger de som oftest å skaffe kapasitet i Gassled. Tariffene for å transportere gass er regulert av myndighetene i et førstehåndsmarked. Skipere som har behov for kapasitet, melder inn behov til Gassco to ganger årlig. Eierne i Gassled har fortrinnsrett til kapasitet ut fra gitte regler. Ikke alle skipere er eiere i Gassled. Dersom det ikke er ledig kapasitet i førstehåndsmarkedet, må skiperne forsøke å skaffe denne gjennom annenhåndsmarkedet hvor det er tilbud og etterspørsel som avgjør prisen på kapasitet. Skipernes ledige kapasitet, markedsposisjon, eierandel mv. har betydning for hvilken tariff det enkelte selskap kan framforhandle. Det kan derfor oppstå ulik pris for gass fra samme felt. Siden selskapene har ulik pris på gassen, vil et prosjekts lønnsomhet i mange tilfeller divergere mellom rettighetshaverne. Dette kan være et hinder for å sette i gang utvinningsprosjekter.

3.1.5 Eierstyring: Statoil og Petoro

Statens eierskapspolitikk er nærmere redegjort for i St. meld. nr. 13 (2006 – 2007). Omtalen her vil drøfte hvordan statens eierstyring fungerer mht.

økt utvinning for selskapene Statoil (delvis stats-eid) og Petoro (heleid av staten).

Statoil

Statoils rolle i norsk olje- og gasspolitikk har endret betydelig karakter de siste 20-25 år. I en tidlig fase ble Statoil tillagt en del oppgaver utover de forretningsmessige. I dag opererer selskapet på forretningsmessige betingelser på lik linje med de øvrige deltakerne på norsk kontinental-sokkel.

Statoil er ikke lenger bare engasjert i utvikling av de norske olje- og gassressursene. Selskapet har siden begynnelsen av 1990-tallet, med bred støtte fra eieren, tatt et steg ut av norsk kontinental-sokkel. Selskapet har skaffet seg posisjoner i andre petroleumsprovinser.

Det hevdes i St.prp. nr. 36 (2000-2001) Eier-skap i Statoil og framtidig forvaltning av SDØE at internasjonalisering (for Statoil) var en sentral og helt nødvendig strategi for å sikre fortsatt vekst og verdiskaping etter hvert som norsk kontinental-sokkel modnes og aktivitetsnivået reduseres.

Introduksjon av flere eiere i Statoil gir en større bredde i eieroppfølgingen. Selskapets verdiutvikling blir et viktig signal og legger større press på selskapet til å fatte beslutninger som bidrar til økt verdiskaping. Bedre eieroppfølging antas å gi oppmerksomhet på langsiktig god drift og lønnsomhet og dermed resultere i et mer effektivt selskap.

Statens eierskapspolitikk for delvis private selskaper synes å bære preg av at staten i stor grad konsentrerer seg om oppnevning av personer til

Boks 3.3 Statens rolle og Oseberg gassinjeksjon

Da PUD for Oseberg (inkl. ilandføring av olje og bygging av ny råoljeterminal) i 1984 ble godkjent, var den vedtatte utvinningsstrategien vanninjeksjon med injeksjon av assosiert gass i Gammastrukturen. Operatøren Norsk Hydro vurderte derimot mulighetene for overføring av gass fra andre felt. Et undervanns gassproduksjonssystem på Trollfeltet (TOGI), med gassrørledning til Oseberg ble studert. Simuleringer den gang viste en ekstra oljeproduksjon som følge av gassinjeksjonen på om lag 15 mill. Sm³.

Den endelige rapporten fra mars 1986 viste at prosjektet hadde god samfunnsøkonomi. Men med en kommersiell gasspris, som ga eierne i Troll en rimelig avkastning på sine investeringer, ble prosjektet bedriftsøkonomisk ulønnsomt for rettighetshaverne på Oseberg. Dette medførte at Oseberg-lisensen ikke vedtok å gjennomføre prosjektet.

For å sikre gjennomføring av et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt, ga OED Oseberg visse lettelser i beregningen av produksjonsavgift. Etter OEDs beregninger ga dette prosjektet positiv bedriftsøkonomi. Til tross for dette ble det av Statoils styre besluttet at prosjektet ikke tilfredsstilte selskapets krav til lønnsomhet. Staten grep inn på Statoil generalforsamling slik at det ble fattet vedtak om at Statoil skulle stemme for prosjektet. Deretter ble prosjektet stemt igjennom i styringskomiteen for både Oseberg og Troll. Historien har i ettertid vist at gevinsten fra gassinjeksjonen på Oseberg har blitt mye større enn det som ble forventet.

de styrende organer, og at selskapet i stor grad styres etter forretningsmessige prinsipper. Det vil derfor være meget krevende for staten som eier å overstyre Statoil, men staten som forvalter og lovgiver kan gripe inn mht utvinningsprosjekter slik som ved beslutningen om Oseberg gassinjeksjon. Se boks 3.3.

Petoro

Petoros oppgave er på et forretningsmessig grunnlag på vegne av staten å ivareta SDØE-porteføljen i utvinningstillatelser, rørledninger og landanlegg der staten har direkte eierandeler. Selskapet skal gjennom dette arbeidet skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. Selskapet har som mål å være en drivkraft i de utvinningstillatelser og interessentskap staten har andeler i. Petoro legger vekt på godt samspill med de øvrige aktørene på kontinentalsokkelen. Petoro er en ikke-operator og dets virke begrenser seg til rettighetshaver på felt på norsk kontinentalsokkel, samt eierinteresser i rørledninger og terminaler for eksport til Europa.

3.2 Petroleums-skattesystemet

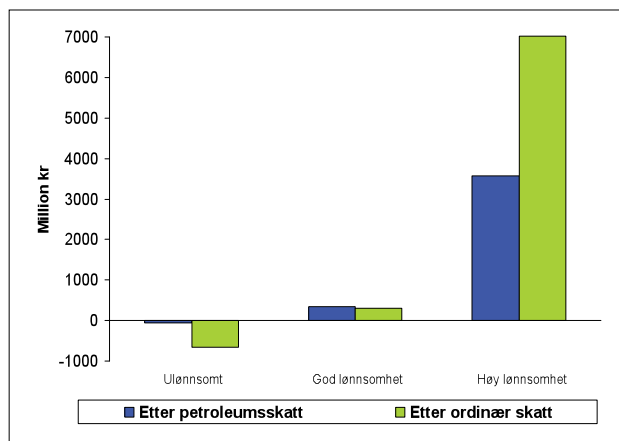
Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel beskattes gjennom ordinær overskuddsskatt, særskatt og ulike avgifter. Staten får også inntekter gjennom sin direkte eierandel i olje- og gassfelt på kontinentalsokkelen (SDØE). For at skattesystemet ikke skal påvirke drifts- og investeringsbeslutninger på norsk kontinentalsokkel er det lagt betydelig vekt på nøytralitetsegenskaper i petroleums-skattesystemet. Det norske petroleums-skattesystemet består derfor i dag utelukkende av overskuddsbaserte elementer i tillegg til miljøavgifter.

Det er en betydelig meravkastning (grunnrente) knyttet til utvinning av petroleumsressurser. Ressursene tilhører fellesskapet, og det har vært bred enighet om at en stor andel av meravkastningen bør tilfalle fellesskapet. Dette er hovedbegrunnelsen for det særlige skattesystemet for petroleumsvirksomhet.

Petroleums-skattesystemet bygger i utgangspunktet på reglene for den ordinære bedriftsbeskatningen. Imidlertid beregnes salgsinntekter for råolje på grunnlag av administrativt fastsatte priser (normpriser). Normprisen skal svare til hva oljen kunne ha vært omsatt for mellom uavhengige parter i et fritt marked. Hittil har det ikke blitt fastsatt normpriser for våtgass, naturgass mv., og for gassprodukter benyttes oppnådde salgpriser. Til fradrag kommer driftskostnader, skattemessige

avskrivninger og finanskostnader (gjeldsrenter). Driftsmidler avskrives lineært over 6 år regnet allerede fra investeringsåret, selv om driftsmidlet ikke er ferdigstilt. Inntekt etter disse fradragene utgjør grunnlaget for ordinær selskapskatt på 28 pst. Dersom selskapet går med underskudd, kan underskuddet fremføres med rente.

Fra det ordinære skattegrunnlaget trekkes det så fra en "friinntekt" for å komme fram til særskattegrunnlaget, som beskattes med 50 pst. Marginalskattesatsen er dermed 78 pst. Formålet med friinntekten er å sikre at alternativavkastningen av den investerte kapitalen ikke ilegges særskatt. Friinntekten er fastsatt til 7,5 pst. av kostprisen på driftsmidler som avskrives etter de særlige reglene i petroleums-skatteloven, og det gis fradrag i fire år fra og med det året investeringen er foretatt. Samlet vil altså friinntekten gi selskapene et ekstra fradrag for 30 pst. av kostprisen på disse driftsmidlene. Dersom friinntekten er større enn det alminnelige skattegrunnlaget, beregnes det ikke særskatt. I så fall kan ubenyttet friinntekt framføres med rente. På denne måten sikrer friinntekten at det ikke påløper særskatt på marginalt lønnsomme felt. Det er først for svært lønnsomme felt at petroleums-skattesystemet gir høyere skattebelastning enn det ordinære skattesystemet (se figur 3.1).



Figur 3.1. Prosjekteksempel (inkl. leteknstnader) - verdi for selskap etter skatt.

En viktig egenskap ved det norske petroleums-skattesystemet er at det er selskapsbasert, i motsetning til feltnvis beskatning. Dette innebærer at selskapene kan trekke fra utgifter fra ett felt mot inntekter fra et annet felt, slik at et selskap ikke blir beskattet før det samlet har et overskudd. Selskap utenfor skatteposisjon er omfattet av en ordning med utbetaling av skatteverdien av leteknstnader. Videre kan ubenyttet friinntekt og underskudd framføres med rente. Disse egenskapene bidrar til

økt likviditetsmessig likebehandling av selskaper innenfor og utenfor skatteposisjon.

Skattelettelser vil ikke gi selskapene flere lønnsomme utvinningsprosjekter. De viktigste årsakene til dette er at petroleumsskattesystemet er overskuddsbasert og at det skjermer moderat lønnsomhet fra særskatt. Dagens petroleumsskatt har riktignok en høy marginalsatt, men også sje-nerøse fradrag. For et prosjekt som er marginalt lønnsomt, kan de investeringsbaserte fradragene føre til at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter blir bedriftsøkonomisk lønnsomme. Det er derimot liten grunn til å tro at det motsatte er tilfelle, dvs. at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført som følge av skattesystemet. Lete-, utbyggings- og haleprosjekter med moderat lønnsomhet betaler ikke mer skatt enn de ville ha gjort i det ordinære landskatteregimet.

Skatteforslag som tidligere er fremmet, f.eks. redusert særskattesats eller volumfradrag, er ikke målrettet for økt utvinningsgrad. Slike tiltak vil primært overføre verdier fra staten til selskapene for prosjekter med høy lønnsomhet som uansett ville blitt gjennomført. Skattetilskudd kan også gi økte in-sentiver til å bygge ut samfunnsøkonomisk ulønn-

somme ressurser fordi de blir bedriftsøkonomisk lønnsomme etter skatt. Forslagene vil derfor ikke bidra til mer effektiv ressursutnyttelse, men til samlet sett lavere verdiskaping.

3.3 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS)

Arbeidsdepartementet har det overordnede ansvaret for helse-, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS) som omfatter petroleumssektoren. Petroleumstilsynet har myndighetsansvaret for teknisk og operasjonell sikkerhet, herunder beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Det følger av St.meld. nr. 12 (2005-2006) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten "at rammeverket for HMS i petroleumsvirksomheten legger til grunn at det skal være et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå og må til enhver tid fremstå som mest mulig hensiktsmessig for næringen og for myndighetenes tilsyn."

Det framgår videre av St.meld. nr. 12 (2005-2006) at regulering av HMS i petroleumsvirksomheten er kompleks. Politiske målsettinger, nasjonale og internasjonale forpliktelser, etiske rammer, kunnskapsutvikling og prinsipper for medvirkning

Boks 3.4 Særlig lemping av petroleumsskatteregimet

I enkelte tilfeller har petroleumsskatteloven og produksjonsavgiften blitt lempet for å bidra til bestemte beslutninger i lisensene. Under det gjeldende skatteregimet har dette funnet sted ved én anledning.

Ved endring av petroleumsskatteloven ble det i 2001 gitt særlige avskrivningsregler for investeringer i driftsmidler knyttet til utbygging av gassfelt basert på bygging av nytt storskala nedkjølingsanlegg for gass (LNG). Reglene innebærer blant annet at avskrivningssatsen for investeringer i forbindelse med produksjon og rørtransport av gass som skal nedkjøles til flytende form, doubles fra $16\frac{2}{3}$ pst. til $33\frac{1}{3}$ pst. Dette innebærer at slike investeringer blir nedskrevet over tre år i stedet for seks år. Bestemmelsen omfatter LNG-anlegget for Snøhvit, og innebærer en raskere avskrivning av driftsmidlene på Melkøya.

Lovendringen var opprinnelig utformet slik at den skulle gjelde generelt for erverv av rørledning og produksjonsinnretning med storskala nedkjølingsanlegg som faller inn under petroleumsskatteloven. I 2002 ble imidlertid de særlige avskrivningsreglene begrenset til storskala nedkjølingsanlegg som ligger i Finnmark fylke eller i kommunene Kåfjord, Skjervøy, Nordreisa eller Kvænangen i Troms fylke. Bakgrunnen for denne avgrensningen var at EFTAs overvåkingsorgan (ESA) hadde varslet at en videreføring av bestemmelsen ville føre til åpning av en formell undersøkelsesprosedyre med sikte på å avgjøre om den gjeldende lovregel var uforenlig med EØS-avtalens bestemmelser om statsstøtte. Den valgte geografiske avgrensningen medførte at de særlige avskrivningsreglene i forhold til Snøhvit-utbyggingen kunne godkjennes på grunnlag av EØS-avtalens unntaksregler for regionalstøtte.

Den kortere avskrivningstiden for storskala nedkjølingsanlegg for gass gir lavere skatteinntekter for staten de tre første årene etter en investering, og tilsvarende høyere de tre neste årene. Dette innebærer et nåverditap for staten, og en tilsvarende gevinst for selskapene. Hvor stort dette nåverditapet er, avhenger av hvilken diskonteringsrente som blir lagt til grunn. Med en tilnærmet risikofri diskonteringsrente anslo Finansdepartementet at nåverditapet av de endrede avskrivningsreglene isolert sett utgjorde vel 4 pst. av de samlede investeringene (målt som nåverdi), jf. Ot.prp. nr. 16 (2001-2002).

mv. er elementer som gir føringer for hvordan reguleringen skal utformes og regelverket etterlevs. Et eksempel på politiske mål er at det forventes at petroleumsvirksomheten skal være en foregangs-næring som baserer seg på læring og kontinuerlig forbedring.

Selv om økte HMS-krav i mange sammenhenger bidrar til økte kostnader, bidrar strenge HMS-krav til at den tekniske integriteten på infrastrukturen forblir høy. Det vil sikre et godt utgangspunkt for å kunne forlenge levetiden av installasjonene og dermed produksjonen fra feltene. For å sikre videre verdiskaping vil en i økende grad måtte fokusere på hvordan regelverket håndheves og kreve en helhetlig kost/nytte vurdering av framtidige krav.

I det påfølgende vil det pekes på noen momenter ved HMS-regelverket og praktiseringen som kan bidra til å hemme petroleumsutvinning på norsk kontinentalsokkel.

3.3.1 Riggmarkedet og HMS

Næringen hevder at det kan koste om lag 200 mill. kroner pluss tidsforsinkelsen å oppgradere en rigg fra internasjonalt farvann til norsk farvann. Dette har betydning for antallet brønner som blir boret på norsk kontinentalsokkel og dermed utvinningsgraden (se kapittel 5.2 om boring og brønn).

Boks 3.5 Eksempel på begrensinger på flytting av rigger til norsk sokkel - Rowan Gorilla IV.

Presseoppslag fra petro.no:

”Total vil myke opp riggreglene.

Total mener letingen på norsk sokkel ville hatt godt av en oppmykning av reguleringen av borerigger. BG Norge prøver igjen å få tillatelse til å bruke boreriggen "Rowan Gorilla VI" på norsk sokkel. Flere avvik har nylig blitt avdekket på "Rowan Gorilla VI" av Petroleumstilsynet, men nå får BG støtte fra uventet hold: konkurrenten Total. - Hvis du har en rigg i Storbritannia kan du ikke flytte den over grensa av sikkerhetsgrunner, selv om sikkerheten i Norge ikke er bedre enn i Storbritannia, sier Michel Contie, leder for Total i Storbritannia, til Bloomberg. Han tror borekostnadene ville falle i Norge hvis det ble lettere å flytte rigger inn på norsk kontinentalsokkel. - Vi oppfordrer på regulær basis norske myndigheter til å endre sitt standpunkt når det gjelder riggsesifikasjoner for å åpne opp markedet, sier Contie.”

Kilde: petro.no

Tolkning av lovverk har også ført til at man har en-persons lugarer på rigger og fartøy, og restriksjoner rundt nattarbeid. Dette har bidratt til å drive opp kostnadene på riggmarkedet, og fungerer som et hinder for økt utvinning.

3.3.2 Arbeid på innretningen og økt utvinning

Tiltak for økt utvinning kan være arbeidskrevende på selve innretningen. Restriksjoner knyttet til dette vil ofte hindre selve tiltaket og øke kostnadene. Et eksempel i denne sammenheng er saken om vendbare køyer, se boks 3.6.

Boks 3.6

”Nektes bruk av vendbare køyer

Statoil vil innkvartere flere ansatte på Gjøa. Statoil planlegger å innkvartere flere personer på Gjøa-innretningen gjennom bruk av vendbare køyer i enkeltlugarer for dag- og nattskift. Innkvartering av flere personer enn innretningen er utformet for er bare i samsvar med regelverket i særlige tilfeller, men Statoils planlagte bruk av vendbare køyer faller ikke inn under denne kategorien, melder Ptil. Statoil pålegges derfor å planlegge aktiviteten på Gjøa slik at det ikke innkvarteres flere enn 100 personer.”

Kilde: Offshore.no

Når denne type tolkning av regelverket blir praktisert, kan dette føre til færre utvinningsstiltak senere i feltets levetid. Restriksjoner mot det som omtales som ”vendbare køyer” og kan være et hinder for økt utvinning.

3.3.3 HMS og eldre innretninger i halefasen

Norsk kontinentalsokkel er i en fase hvor svært mange felter har eldre installasjoner. Rundt halvparten av innretningene på norsk kontinentalsokkel har allerede nådd den levetiden de opprinnelig var designet for, og i løpet av det neste tiåret kommer 25 nye innretninger til å nå aldersgrensen. Dette dreier seg om faste innretninger, flytbare innretninger og rørledninger. Disse feltene blir marginalt lønnsomme over tid. Eventuelle endrede krav til selskapene bidrar til å trekke opp kostnadene ved oppgraderingsbehov. Dette er en utfordring for en rekke aldrende felt og kan føre til tidligere nedstenging. På den måten kan betydelige volumer med olje og gass gå tapt.

3.4 Ytre miljø

Miljøhensyn har alltid vært en integrert del av den norske petroleumsvirksomheten.

Utslipp fra petroleumsvirksomheten i Norge blir i stor grad regulert gjennom petroleumsløven, CO₂-avgiftsloven, særavgiftsloven, klimakvotelloven og forurensingsloven. Petroleumsanleggene på land står overfor de samme virkemidlene som annen landbasert industri. I petroleumsløvgivningen er prosessene som er knyttet til konsekvensutredninger og godkjenning av nye utbyggingsplaner (PUD/PAD), sentrale. Anlegg på land eller i sjø innenfor grunnlinjen kommer i tillegg inn under bestemmelsene i plan- og bygningsloven.

De største miljøutfordringene når olje- og gassproduksjonen avtar på feltene er behandling av økende volumer produsert vann og økt behov for energi til kompresjon av gass til eksport eller injeksjon. Tiltak for å øke utvinningen utover dagens prognoser vil i mange tilfeller bety økte utslipp.

Det er også eksempler på tiltak for økt utvinning som isolert sett fører til mindre utslipp. Noen eksempler: Havbunnsseparasjon og –injeksjon som bidrar blant annet til å redusere de store volumene produsert vann som må transporteres til innretningen for behandling, og bruk av mekaniske eller vannbaserte avstengningsmetoder. En unngår da at vann og gass sirkulerer i de samme områdene. Dette gir bedre utnyttelse av injeksjon og mer olje fortrenses og kan produseres. Utslipp av CO₂ per produsert enhet i forbindelse med injeksjonsprosjektet vil da avta.

Energiforbruk

Økt utvinning vil medføre at energiforbruket på sokkelen øker. Det skyldes økt injeksjon av gass og vann, samt at feltenes levetid forlenges. For å redusere utslippene av CO₂ og NOX må det fokuseres på mer effektiv produksjon av elektrisitet offshore. Det kan for eksempel gjøres ved samkjøring av kraft fra flere plattformer eller ved å erstatte gamle turbogeneratorene med nye generatorene som baserer seg på gass- eller dampturbin-drift.

Elektrifisering av sokkelen med kraft fra land trenger ikke å være en god løsning ettersom det kan være vanskelig å få kraft fram til kysten. Elektrifisering kan dessuten være en svært kostbar måte å redusere CO₂-utslipp på. Oppmerksomhet bør heller rettes mot en kraftig forbedring av energiproduksjonen offshore.

Kjemikalier og økt utvinning

Målet om null miljøskadelige utslipp til sjø fra olje- og gasssektoren ble lansert i St.meld. nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Det er angitt at nullutslippsmålet skal nås innenfor akseptable rammer for miljø, sikkerhet og økonomi. Hovedregelen er at det ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, verken kjemiske stoffer som er tilsatte, eller kjemiske stoffer som finnes naturlig. Null miljøskadelige utslipp betyr at utslipp ikke skal påføre miljøet skade.

Oljeindustrien har investert milliarder for å få ned utslippene til sjø, og tiltakene som er gjennomført har redusert utslippene betydelig. Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (rød og svart kategori) er redusert med 99 pst. i perioden 1997 til 2007, og en regner nullutslippsmålet som nådd for tilsatte kjemikalier.

Et slikt tallfestet mål kan hevdes å være lite kostnadseffektivt, og det kan gå utover utvinningsgraden ved at selskapene i for stor grad faser ut kjemikalier som kan brukes til å øke utvinningsgraden.

Det observeres at flere selskaper kvier seg for å ta i bruk kjemikalier eller utfordre regelverket på dette området ettersom det kan gå ut over selskapenes miljøprofil. Dette gjelder blant annet innenfor boring med oljebasert slam, tilsetning av korrosjonshemmende kjemikalier, kjemikalier for å effektivisere separasjon av olje og vann osv.

Injeksjon av "røde" kjemikalier, som for eksempel syntetiske polymerer for økt oljeutvinning, er per i dag ikke i bruk på norsk kontinentalsokkel. Statoil har for tiden flere prosjekter som inkluderer bruk av "røde" kjemikalier, under planlegging. I disse prosjektene er det forutsatt muligheter for full reinjeksjon av produsert vann for å unngå å komme i konflikt med det tallfestede målet om nullutslipp i St.meld. nr. 58 (1996-97). I disse prosjektene jobber en også aktivt for å avdekke potensial for å erstatte "røde" kjemikalier med gule eller grønne, men det ligger i sakens natur at dette ikke fullt ut er mulig i kraft av egenskaper som kjemikaliene må ha for å virke etter hensikten. Det jobbes med disse prosjektene for å se om en på norsk kontinentalsokkel kan oppnå tilsvarende gode resultater for økt oljeutvinning som en har hatt blant annet i Midtøsten og USA med bruk av kjemikalier.

Kapittel 4

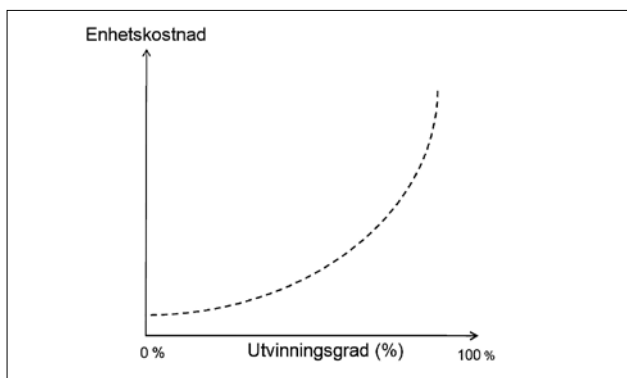
Økonomiske og konkurransemessige betraktninger knyttet til økt utvinning

Forholdet mellom inntekter og kostnader er avgjørende for hvor mye ressurser som kan hentes opp fra bakken. Flere år med høy kostnadsvekst innen drift, et presset riggmarked og fallende boreeffektivitet utgjør derfor en betydelig utfordring. Dessuten har aktørbildet på norsk sokkel endret seg. Flere nye selskaper har kommet til på sokkelen, samtidig som Statoil og de nasjonale leverandørselskapene har blitt mer internasjonalt rettet.

4.1 Kostnader og betydning for økt utvinning

Lønnsomheten i alle faser av petroleumsvirksomheten påvirkes av kostnadsnivået. Da tiltak for økt utvinning ofte er av marginal karakter, virker kostnader inn på slike tiltak mer enn på nye feltutbygginger.

Det foreligger i realiteten både teknologiske og økonomiske begrensninger for hvor mye som er mulig å utvinne fra et reservoar. Teoretisk sett kan man imidlertid tenke seg at man vil kunne bevege seg mot å utvinne all petroleum fra et reservoar dersom kostnader ikke er noen begrensning. Kostnadskurven for å øke utvinningen fra et reservoar antas å være konveks. Dette betyr at kostnadene ved å øke utvinningsgraden med 1 pst. er høyere etter hvert som man øker utvinningen fra reservoaret. Figur 4.1 gir en teoretisk illustrasjon av dette.



Figur 4.1: Teoretisk fremstilling av kostnader knyttet til tiltak for økt utvinning. (Kilde: Olje- og energidepartementet)

4.1.1 Driftskostnader

Driftskostnadene på et felt er avgjørende for dets levetid. Når variable driftskostnader overstiger inntektene vil feltet stenges ned. Dette kan medføre at en betydelig mengde ressurser blir liggende i bakken. Figur 4.2 viser hvordan små kostnadsreduksjoner vil kunne forlenge et felts levetid betydelig.

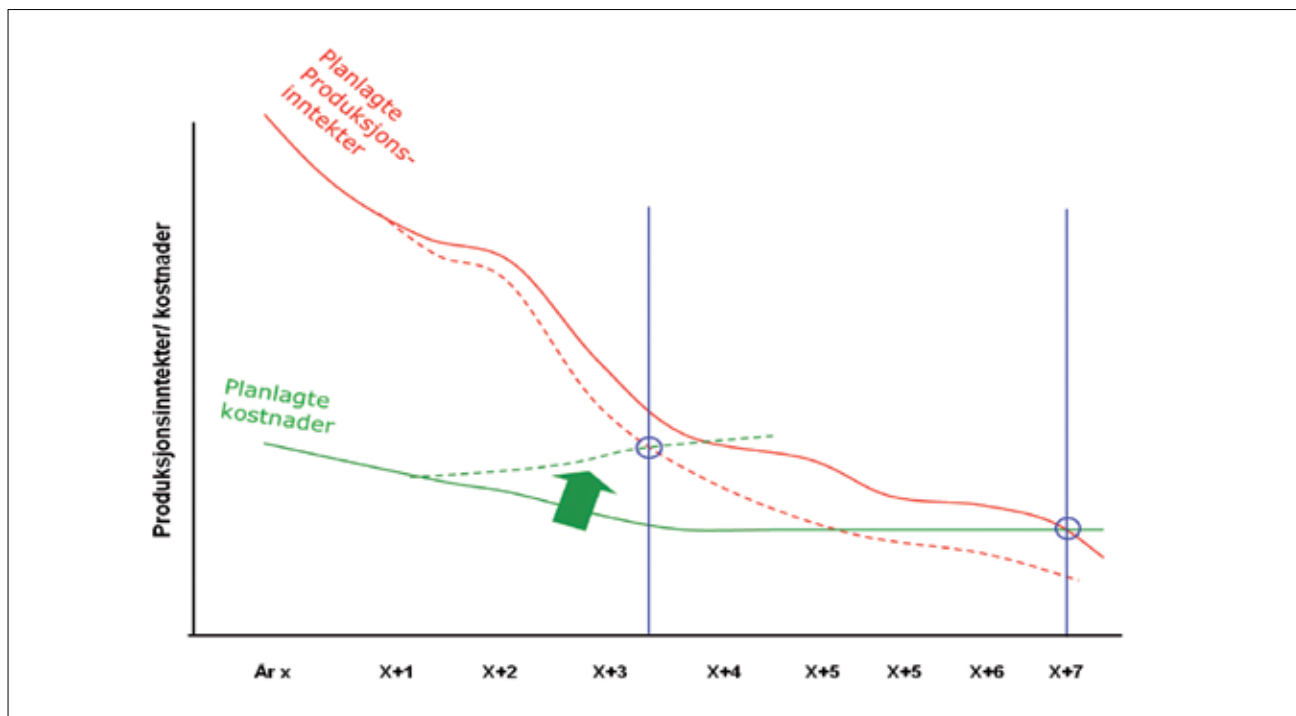
Driftskostnadene har de siste årene vært økende, både nasjonalt og internasjonalt. En sterkt økende oljepris fram mot sommeren 2008 bidro til rekordhøy aktivitet i petroleumsnæringen globalt. Analyse-selskapet IHS/CERA anslår at kostnadene knyttet til drift på eksisterende innretninger på global basis økte med om lag 50 % i perioden 2004-2009.

Tall som OD/OED har innhentet fra operatørene på norsk sokkel viser en økning i driftskostnadene fra i underkant av 30 mrd. kroner i 2004 til over 45 mrd. kroner i 2009. Samtidig har produksjonen fra feltene i drift falt. Dette har gitt en økning i enhetskostnadene knyttet til drift på over 80 % i samme periode (se figur 4.3). Nesten samtlige segmenter innen drift har hatt en kostnadsøkning i perioden. Særlig stor har økningen vært innen brønnvedlikehold, vedlikehold på anlegg og logistikk.

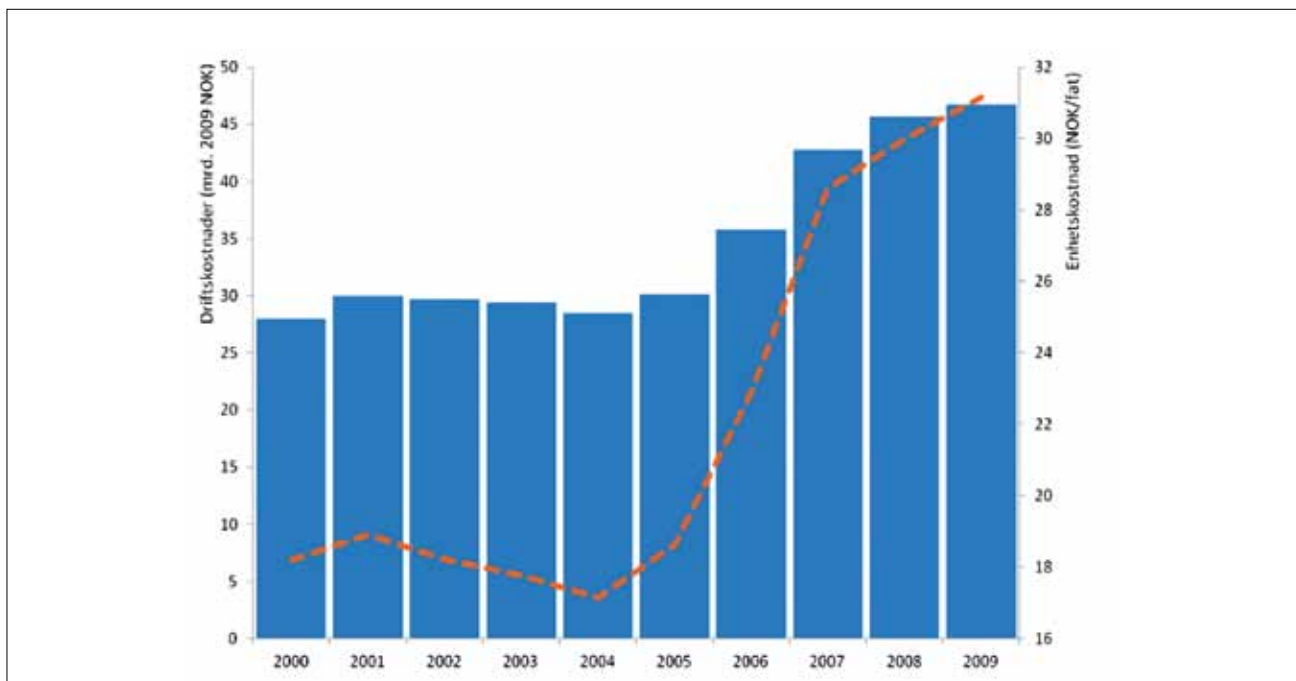
Selv om en betydelig andel av kostnadene bestemmes på de globale markeder, foreligger det muligheter for aktørene i petroleumsnæringen til å påvirke sine kostnader gjennom teknologi- og effektiviseringstiltak. Basert på utviklingen i driftskostnadene de senere år, vil slike tiltak være svært avgjørende for utvinningen fra de ulike feltene på norsk kontinentalsokkel.

4.1.2 Borekostnader

Boring og brønn har til nå vært det viktigste tiltaket for økt utvinning på norsk sokkel, og borekostnader er derfor avgjørende for lønnsomheten i slike tiltak. De viktigste markedssegmentene innenfor boring og brønn er leie av rigg, brønnservice og boreutstyr/råvarer. I følge Rystad Energy var det totale markedsvolumet for disse segmentene innen utbygging og drift på over 40 mrd. kroner i 2009. Figur 4.4 viser fordelingen av segmentene på norsk kontinentalsokkel.

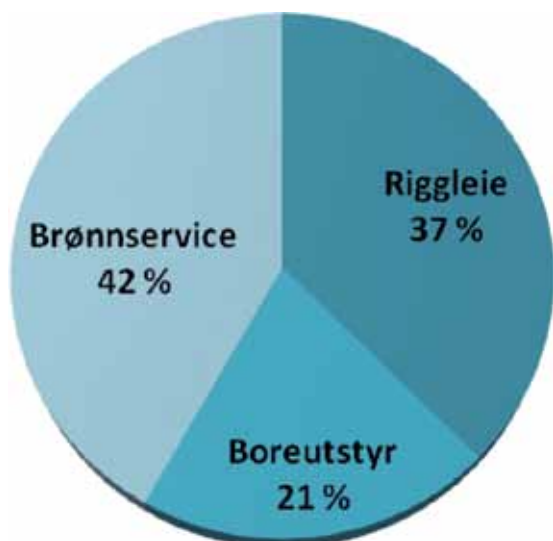


Figur 4.2: Effekt på et gitt felts levetid som følge av kostnads- og inntektsendringer. (Kilde: Petoro)



Figur 4.3: Driftskostnader¹⁶ (stolpe) og enhetskostnader (linje) i 2009-kroner. (Kilde: Olje- og energidepartementet /Oljedirektoratet)

¹⁶ Lisensrelaterte driftskostnader på felt eksklusive tariffer og nedstenging.



Figur 4.4: Fordeling av boresegmenter på norsk kontinentalsokkel i 2009. (Kilde: Rystad Energy)

De siste årene har borekostnadene på norsk kontinentalsokkel økt markert. Kostnader ved leie av rigg er en viktig driver i denne utviklingen. Rystad Energy anslår at markedet for riggkontrakter på norsk sokkel tilknyttet utbygging og drift var på over 15 mrd. kroner i 2009. I 2004 var det samme markedet på om lag 5 mrd. kroner, altså en tredel av dette. I samme periode har antall borede utvinningsbrønner per år vært relativt stabilt.

Også Osmundsen m.fl. (2009) viser til økte riggrater som en viktig driver i de økte borekostnadene. Studien viser til en økning i ratene på høyspesifiserte halvt nedsenkbare rigger på 260 pst. i perioden 2004-2008. Samtidig pekes det på lav boreeffektivitet på norsk kontinentalsokkel som et bidrag til at brønnene som bores stadig blir dyrere.

Det forventes imidlertid nå en utflating i prisveksten ved leie av rigg. Selv om allerede inngåtte kontrakter til høye riggrater vil bidra til å opprettholde et høyt ratenivå, vil en rekke rigger for levering i perioden 2010-2013 kunne bidra til å lette presset i markedet fremover.

Riggmarkedet i Norge er per i dag preget av mangel på hensiktsmessig flyt av rigger på tvers av landegrensene. Rettighetshavernes behov, kombinert med krav fra myndigheter, er viktige årsaker til dette. Dette kan bidra til segmentering av riggmarkedet, noe man i perioder kan observere gjennom betydelige prisdifferanser ved leie av like rigger i ulike markeder. Mangel på hensiktsmessig flyt i riggmarkedet, spesielt mellom UK og Norge, er identifisert som et hinder for økt utvinning da dette kan virke prisdrivende og begrensende på antall brønner som bores.

4.2 Er konkurransesituasjonen på norsk kontinentalsokkel tilpasset utfordringene tilknyttet økt utvinning?

Konkransesituasjonen på norsk kontinentalsokkel har gjennomgått omfattende endringer siden slutten av 1990-tallet. Etter fusjonen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet domineres kontinentalsokkelen i dag av Statoil. I tillegg finner man en rekke store internasjonale aktører som har vært aktive på kontinentalsokkelen i lang tid og som fortsatt besitter eierandeler i viktige felt. Også Petoro har andeler i en rekke produserende felt. De siste årene har flere nye aktører kommet inn på norsk kontinentalsokkel. Disse selskapene deltar særlig aktivt innen leting, men etter hvert forventes selskapene å bidra i større grad innen utbygging og produksjon. Konkurransesituasjonen på norsk kontinentalsokkel preges dessuten av en leverandørindustri som de siste årene har gjennomgått en konsolideringsfase.

4.2.1 Ulike aktørers betydning for økt utvinning på norsk kontinentalsokkel

Statoil

Statoil er i dag en dominerende aktør på norsk kontinentalsokkel innen alle faser av petroleumsvirksomheten. Selskapet holdt ved utgangen av 2009 eierandeler i 219 utvinningstillatelser og var operatør for 42 produserende felt. Selskapet opererer felt som samlet utgjør om lag 75 pst. av petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel. Statoil antas dessuten å disponere om lag en tredjedel av de gjenværende ressursene på kontinentalsokkelen.

Det er flere utfordringer knyttet til en stor og dominerende aktør. Statoils posisjon på norsk kontinentalsokkel gjør at man er svært avhengig av Statoils kompetanseutvikling for å kunne øke utvinningen fra felt. I St.prp. 60 (2006-2007) Sammenslåingen av Statoil og Hydro trekkes det imidlertid fram at "Statoil og Hydro mener at ved å kombinere selskapenes teknologiske kompetanse og kunnskap vil de stimulere til raskere utvikling og større bruk av innovativ teknologi". Statoil bruker i dag mer på forskning og utvikling enn det Statoil og Hydro brukte tidligere. Dette kan tyde på at det fusjonerte selskapet bidrar betydelig til forskning og utvikling på norsk kontinentalsokkel.

Statoil satser betydelig internasjonalt, og vil i 2025 kunne ha 60 pst. av sin produksjon utenfor norsk kontinentalsokkel. Dersom selskapet

ikke øker det totale omfanget av virksomheten, og samtidig prioriterer større internasjonale felt framfor mindre prosjekter på norsk kontinentalsokkel, vil dette være utfordrende med tanke på tilstrekkelig trykk på økt utvinning på sokkelen. Samtidig må det framheves at Statoil, gjennom sitt internasjonale engasjement, vil kunne bidra til erfaringsoverføring fra andre provinser til norsk kontinentalsokkel.

Et mangfold av rettighetshavere og utveksling av synspunkter innenfor lisensene kan bidra til å sikre den beste langsiktige løsningen for det enkelte felt. Troll Olje og TOGI er eksempler på at mangfoldet i lisensene med flere sterke teknologiselskaper var viktig for å komme opp med alternative løsninger.

Store, internasjonale selskaper

De store internasjonale selskapene er viktige aktører på norsk kontinentalsokkel og bidrar gjennom erfaringer fra sin verdensomspennende virksomhet til verdiskaping på sokkelen. Det faktum at det stadig tildeles lisenser i umodne områder, kombinert med forutsigbare rammebetingelser, har hittil gjort at de store aktørene forblir på norsk sokkel.

Internasjonale selskaper er aktivt deltakende både i lete- og produksjonsfasen på norsk kontinentalsokkel. Operatører som Total og Eni deltar i henholdsvis 77 og 49 utvinningstillatelser på sokkelen. Selskapene står dessuten for en betydelig del av produksjonen på sokkelen, og holder store eierandeler i viktige felt som Ekofisk, Eldfisk og Valhall.

Det kan imidlertid være utfordrende at store nasjonale og internasjonale selskaper står for investeringene og utbyggingene på norsk sokkel. De store internasjonale selskapene kan prioritere prosjekter som er av en viss størrelse, noe som kan være problematisk etter som funnstørrelse og materialitet i prosjektene på norsk sokkel er på vei ned. De store internasjonale selskapene vil dermed kunne allokere sin kapital til større prosjekter internasjonalt.

Petoro

Petoro, som forvalter av SDØE, har kun norsk kontinentalsokkel som virkeområde. Selskapet er ikke operatør, men har gjennom eierskap i 37 produserende felt, en betydelig andel av produksjonen på norsk sokkel. Over 80 % av Petoros produksjon kommer fra felt operert av Statoil. Petoro sitter dessuten på en betydelig andel av de gjenværende ressursene på sokkelen.

Som en sentral rettighetshaver på norsk sokkel, kan Petoro i utvalgte lisenser gjennomføre egne utredninger for å etablere alternative syn og utfordre operatøren i viktige langsiktige beslutninger med betydning for økt utvinning. På Heidrunfeltet utfører for eksempel Petoro og ConocoPhillips, i samarbeid med Schlumberger, en egen undergrunnsstudie. På den måten blir alternative syn på reservoaret utarbeidet, noe som påvirker de videre beslutninger og verdiskapingen på feltet.

Små og mellomstore selskaper

Siden 2000 har det kommet til over 50 nye selskaper på norsk kontinentalsokkel, både norske og internasjonale. Over 30 av disse er prekvalifisert av norske myndigheter som operatører. Mange av de nye selskapene betegnes som små på norsk sokkel, men flere har likevel store moderselskap med betydelig finansiell styrke.

Innføring av TFO-rundene og leterefusjonsordningen er sentrale virkemidler i tilveksten av nye selskaper, noe som vises ved at mange av nykommerne driver omfattende letevirksomhet. Myndighetene har i tillegg endret på kravene om finansiell styrke og kompetanse, noe som tidligere ekskluderte mange mindre aktører. Nå søkes også selskaper med smalere teknisk kompetanse som man forventer vil kunne bidra positivt til verdiskaping på kontinentalsokkelen.

Små og mellomstore selskaper er i stor grad spesialiserte, ofte innen leting, haleproduksjon eller på marginale reserver. Dette er aktivitet som de større selskapene gjerne selger ut av sine porteføljer på grunn av tunge organisasjoner som svekker lønnsomheten i slike prosjekter. De små selskapene, på sin side, har en rekke fortrinn av organisatorisk art. Selskapene driver ofte mer kostnadseffektivt gjennom fleksible og fokuserte organisasjoner. Det finnes også eksempler på at mindre selskaper samarbeider med hverandre gjennom konsortier ved innleie av rigg.

Mangfoldet av selskaper man ser på norsk sokkel kan imidlertid også virke begrensende på tiltak for økt utvinning. Mange av de nye selskapene driver omfattende letevirksomhet på norsk sokkel. Rigg er en knapp faktor i dagens marked og prosjekter innen leteboring og produksjonsboring konkurrerer gjerne om de samme riggene. Det er i tillegg stor knapphet på kompetent personell i undergrunnsfag i Norge, og små risikovillige aktører kan virke drivende for lønnsnivået på sokkelen. Disse forholdene kan påvirke balansen mellom lete- og utbyggingsaktiviteter på norsk sokkel.

Leverandørene

De siste årene har konsolidering preget norsk leverandørindustri. Flere norske leverandører har fusjonert eller blitt kjøpt opp av store internasjonale selskaper. Dette innebærer at forretningsmessig prioritering av kapital og menneskelige ressurser nå foregår i et mer internasjonalt perspektiv, noe som er en utfordring for teknologiutviklingen på norsk kontinentalsokkel.

Det er viktig at leverandørindustrien prioriterer teknologiutvikling knyttet til utfordringene på norsk sokkel. En moden kontinentalsokkel medfører at man nå går fra store utbygginger til mindre utbygginger og økte investeringer i driftsfasen, herunder prosjekter knyttet til økt utvinning. Dette krever omstilling fra leverandørindustrien. Den modne delen av norsk sokkel har unike utfordringer (aldring av eksisterende infrastruktur, høy vannproduksjon m.m.) som det er tidskritisk å løse. Modenheten på norsk kontinentalsokkel gir et stort potensial for leverandører som opererer på norsk sokkel til å bli verdensledende på modne felt, noe som videre vil kunne gi fortrinn etter hvert som andre petroleumsprovinser modnes.

4.2.2 Annenhåndsmarkedet

Annenhåndsmarkedet for kjøp og salg av eierandeler i lisenser kan være en sentral mekanisme for gjennomføring av tiltak for økt utvinning. Nye andelseiere vil kunne se mulighet til forlenget leve-

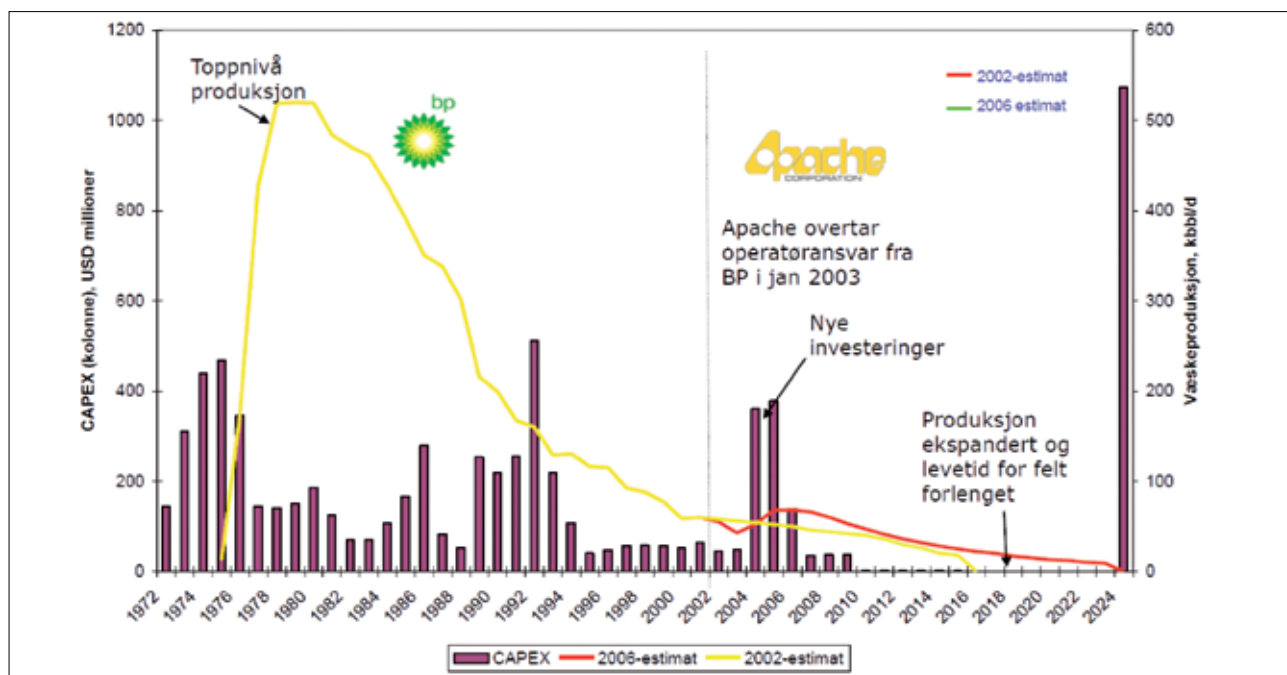
tid og reduserte driftskostnader på eksisterende felt. Et fungerende annenhåndsmarked, sammen med endringer i stemmereglene, vil kunne bidra til å allokere eierskap i felt med potensial for økt utvinning til de selskaper som ser størst verdi av tiltakene.

Annenhåndsmarkedet for eierandeler i lisenser på norsk kontinentalsokkel består primært av lisensbytter tilknyttet funn. Markedet for eiendeler i produserende felt er lite, og likviditeten har vist seg å være fallende de siste årene. Et velfungerende annenhåndsmarked, med stemmereglene som gir beslutningskraft, er en forutsetning for at selskaper spesialisert på haleproduksjon skal prioritere norsk sokkel.

Erfaringene fra britisk del av Nordsjøen viser at ved å bruke ny teknologi, andre driftsmetoder og innovative kommersielle og kontraktuelle ordninger, klarer mindre selskaper å snu modne felt til lønnsomme investeringer. Denne utviklingen har vi også sett tendenser til i noen felt på norsk sokkel.

På britisk side har Apache hatt stor suksess med Forties, et av de mestproduserende feltene på britisk kontinentalsokkel (se figur 4.5). Apache kjøpte i 2003 BPs eierandel på 96 %. Etter 30 år med fallende produksjon greide Apache i 2009 å øke produksjonen fra året før. I følge anslag fra Wood Mackenzie fra 2006 er feltets levetid forlenget fra 2016 til 2024.

Et eksempel på norsk side av Nordsjøen er oljefeltet Varg. Feltet ble satt i produksjon ved ut-



Figur 4.5: Apache forlenget levetiden på Forties etter å ha overtatt operatørskap etter BP. Produksjon – Wood Mackenzie prosjekteringer fra 2002 og fra 2006; CAPEX – Wood Mackenzie prosjekteringer fra 2006. (Kilde: Wood Mackenzie Upstream Service; McKinsey analysis)

gangen av 1998 og skulle opprinnelig produsere fram til 2002. Ulike tiltak på feltet har imidlertid forlenget levetiden. I 2005 overtok Talisman som operatør på Varg og det arbeides nå kontinuerlig med å øke utvinningen på feltet gjennom gass- og vanninjeksjon. Det har i tillegg blitt boret flere brønner i området rundt Varg, noe som har gitt tilleggsressurser. Funnet Grevling, påvist i 2009, kan også bli knyttet til Varg. I dag forventes det produksjon av olje fra Varg fram til 2020.

4.3 Rettighetshavernes beslutningskriterier

Når et selskap evaluerer et prosjekt, er det en rekke beslutningskriterier som legges til grunn. For det første er den direkte lønnsomheten i prosjektet sentral. Lønnsomheten vurderes ut fra en sammenstilling av inntekter og kostnader, hvorpå kontantstrømmen fra prosjektet diskonteres med selskapets krav til avkastning. I tillegg gjøres det strategiske vurderinger i et langsiktig perspektiv.

4.3.1 Pris- og kostnadsforutsetninger

Forholdet mellom inntekter og kostnader er kjerne i selskapers beslutningsprosesser. Prisene på olje og gass er de mest avgjørende parametrene for realisering av ressursbasen på norsk sokkel. Prisene har de siste årene vist seg å være svært volatile. Etter en kraftig oppgang over flere år, falt oljeprisen i 2008 fra omkring 150 til 40 dollar i løpet av få måneder. Oljeprisen har i 2010 vært mer stabil og lå sommeren 2010 i intervallet 70-80 dollar per fat. Prisfluktasjoner skaper stor usikkerhet når selskapene skal vurdere lønnsomheten i langsiktige prosjekter, for eksempel innenfor økt utvinning. Mange selskaper er derfor konservative i sine langsiktige prisanslag for å gjøre sine prosjekter robuste for store prisreduksjoner.

Likeledes står kostnader sentralt i selskapenes lønnsomhetsvurderinger. Som tidligere omtalt har kostnadene økt markant siden 2004, og er i dag på et høyt nivå. I likhet med olje- og gasspriser er kostnadsutviklingen svært vanskelig å estimere og står derfor for en betydelig del av usikkerheten ved den økonomiske evalueringen av prosjekter. Deler av kostnadsutviklingen følger de globale konjunktorene, mens enkelte elementer er av strukturell art, dvs. at de er betinget av teknisk kompleksitet og ressursenes tilgjengelig-

4.3.2 Krav til lønnsomhet

Avkastningskravet (diskonteringsrenten) er en sentral parameter i samfunns- og bedriftsøkonomiske lønnsomhetsanalyser og vil i så måte også være relevant i den økonomiske vurderingen av tiltak for økt utvinning. Avkastningskravet skal reflektere den avkastningen et selskap kunne fått ved å allokere kapital til en alternativ plassering med samme risiko. Den teoretiske beregning av avkastningskravet tar utgangspunkt i kapitalverdimodellen (CAPM), som angir den risikojusterte avkastningen på egenkapitalen. I tillegg kommer rentekostnader ved eventuell gjeld. Dette gir grunnlag for beregning av et veid avkastningskrav (WACC¹⁷).

Statens avkastningskrav kan betraktes som den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital i et gitt tiltak. Finansdepartementets Veileder i samfunnsøkonomiske analyser fra 2005 gir anvisning på valg av avkastningskrav for ulike typer statlige prosjekter. Avkastningskravet bør i henhold til veilederen ta utgangspunkt i et risikofritt avkastningskrav, samt et risikotillegg. Det risikofrie avkastningskravet fastsettes som en langsiktig risikofri realrente før skatt, for tiden satt til 2 pst. per år. Risikotillegget som skal benyttes avhenger av prosjekttype. For normale offentlige enkelttiltak er risikotillegget satt til 2 pst. Det anbefalte avkastningskrav er dermed på 4 pst.

Det framgår videre av veilederen at det for større prosjekter bør beregnes særskilte risikojusterte avkastningskrav. Investeringer på norsk kontinentalsokkel vil normalt gå under denne kategorien. Kalkulasjonsrenten som i all hovedsak benyttes i samfunnsøkonomiske analyser gjennomført av OED/OD i petroleumsnæringen er 7 pst. Dette kravet har vært benyttet siden tidlig på 1980-tallet.

4.3.3 Strategisk posisjonering

Det er stor variasjon mellom ulike typer selskaper når det gjelder strategisk posisjonering. Store internasjonale selskaper prioriterer gjerne prosjekter med høy risiko og stor oppside. Slike prosjekter kan omfatte leting i umodne områder og utbygging av felt som krever betydelig kapital. Mindre selskaper er ofte i større grad spesialiserte, for eksempel innen leting eller haleproduksjon. På grunn av begrenset finansiell kapasitet vil mindre selskaper lete i mer modne områder, hvor funnene som gjøres er små, men med langt

17 Veid avkastningskrav: $r_A = r_E \left(\frac{E}{E+D} \right) + r_D \left(\frac{D}{E+D} \right)$

høyere funnsannsynlighet. Selskapenes størrelse gjør det dessuten vanskelig å bygge ut eventuelle funn. Strategien til flere av de spesialiserte leteselskapene på norsk sokkel er derfor videresalg av de funnene som gjøres. Strategisk posisjonering fører til at selskaper har ulike prioriteringer i forhold til tiltak innen økt utvinning og vil, i tillegg til økonomiske lønnsomhetsanalyser, derfor påvirke beslutningene.

4.4 Kontrakter

Kontraktsmalene på norsk kontinentalsokkel er i stor grad tilpasset de store oljeselskapene som har stått for utbygging av felt på norsk kontinentalsokkel. I disse kontraktene er det i hovedsak oljeselskapene og staten (via skattesystemet) som bærer oljepris- og produksjonsrisikoen.

Mindre selskaper har imidlertid andre behov innen utforming av kontrakter. Selskaper som har begrenset evne til å bære økonomisk risiko kan være avhengig av å dele risikoen med leverandørbedriftene. Kontrakter der leverandørene bærer større risiko, men også gis et større inntjeningspotensial, har vært anvendt i Norge med etableringen av nye og mindre oljeselskaper. Avtalen mellom Pertra og Halliburton for tjenesteleveranser til Vargfeltet var et godt eksempel på dette.

Hensiktsmessige samarbeidsformer mellom rettighetshavere og leverandører er også viktige for å kunne ta i bruk og utvikle ny teknologi. På 1980-tallet var kontraktene utformet slik at oljeselskapene utarbeidet de grunnleggende tekniske beskrivelsene for bygging av anlegg, mens leverandørselskapene jobbet fram detaljerte beskrivelser for bygging av anleggene. På 1990-tallet ble det mer vanlig at oljeselskapene i større grad anskaffet komplette produkter, samt at selskapene formulerte sine behov til leverandørene ut fra sine krav til funksjon og ytelse.

Samarbeidet mellom leverandørindustrien og oljeselskapene er i dag ofte organisert under toltalkontrakter og/eller rammeavtaler. Det er ulike forhold ved kontraktene og avtalene som kan være til hinder for effektiv drift og økt utvinning. Noen viktige forhold er:

- Det er liten interesse for alternative kontraktsformat hos de store operatørene, noe som gjør det utfordrende å utvikle nye kontraktkonsep-ter.
- Det kan se ut som at operatørene vektlegger nedetid forårsaket av leverandørene uforholdsmessig. I kontraktene er det ofte definerte bonus-/malussystemer¹⁸ Slike systemer kan medføre at leverandørene i stor grad prioriterer tiltak for å unngå nedetid og driftsforstyrrelser fremfor å øke framdrift og effektivitet.
- Utvikling og pilotering skjer i dag ofte under driftskontrakter, noe som kan innebære at det er liten grad av enighet mellom operatør og leverandør om den risiko slike prosesser innebærer. Kontraktklausuler kan hemme nytenkning og risikovillighet.

¹⁸ Et bonus- og malussystem er kontraktsvilkår som enten premierer (bonus) eller belaster (malus) oppdragstaker avhengig av oppdragets utførelse.

Kapittel 5

Utvinningsmetoder og ny teknologi

5.1 Teknologeutvikling på norsk sokkel

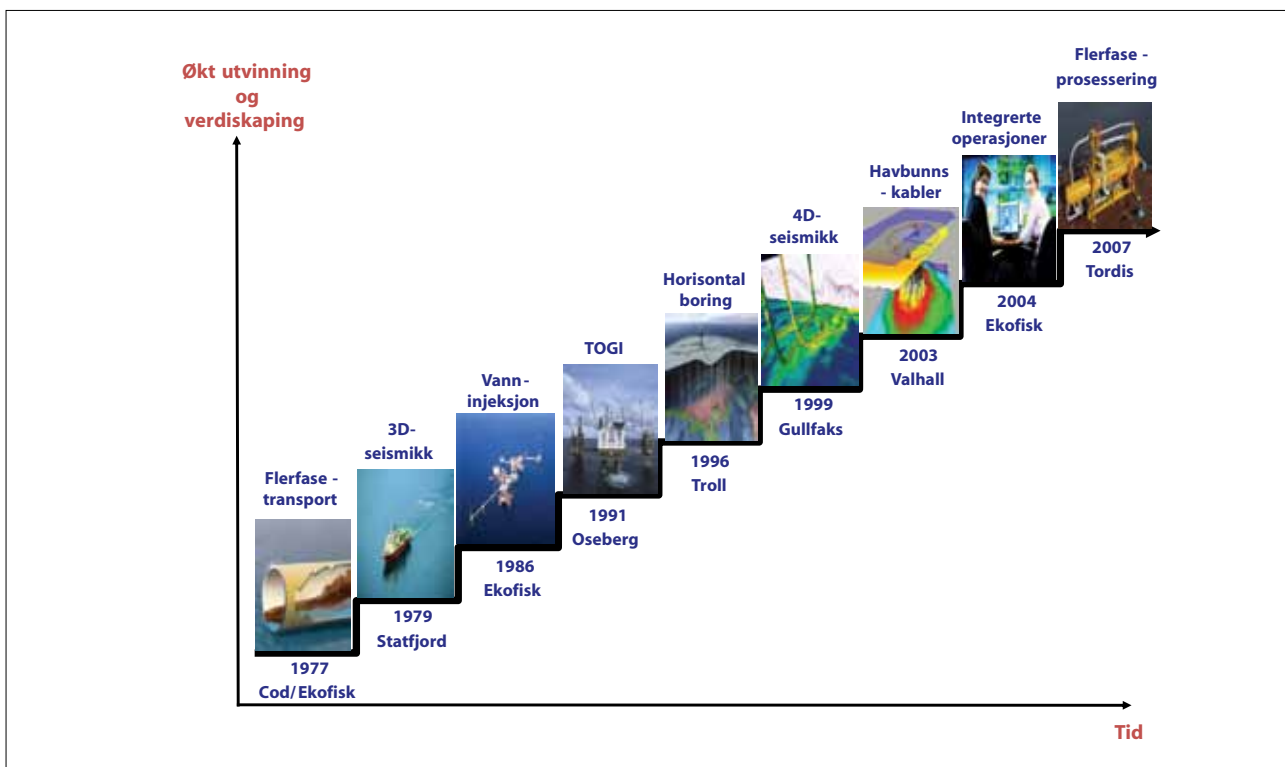
Store forretningsmuligheter, utfordrende felt- og geologiske forhold drev behovet for kompetanse og teknisk innsikt helt fra oppstarten av aktivitet på sokkelen. De store, integrerte, globale oljeselskapene og leverandørene var sentrale aktører gjennom 1960- og 1970 tallet. Norske myndigheter definerte tidlig ”maksimal, økonomisk utvinning” og ”meningsbryting gjennom mangfold” som nøkkelstrategier for utvinning av ressursene. Myndighetene satte også som mål å utvikle norsk kompetanse innen leting, feltutvikling og drift.

Tre norske oljeselskap, Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum, ble operatører for noen av de største feltene på sokkelen. Kombinasjonen av disse tre norske oljeselskapene, de store internasjonale oljeselskapene og de globale leverandørene var ikke bare nøkkelen til kreativ anvendelse og dristige beslutninger, men også til utviklingen

av norsk industri og academia innenfor petroleumssektoren på 1970 og 1980-tallet.

Teknologeutviklingen har bidratt til økt utvinning innenfor en rekke områder (se figur 5.1). Vanninjeksjon har eksempelvis vært sentral på norsk sokkel fra 1980-tallet, og var avgjørende for å heve utvinningsgraden på Ekofisk fra planlagte 17 pst. til dagens 46 pst. Gassinjeksjon har foregått helt fra tidlig på 1970-tallet på sokkelen, og benyttes i dag av omkring 20 felt. Gassinjeksjon antas å ha bidratt med opp mot 300 mill. Sm³ ekstra olje og kondensat på norsk sokkel, dvs. nesten like mye som Gullfaks eller Oseberg har produsert til nå.

God reservoarforståelse er helt essensielt for optimal dreneringsstrategi og økt utvinning. Utviklingen og bruk av seismiske data de siste 30-40 årene fra enkle 2D-linjer til 3D og dagens 4D har hatt stor betydning for blant annet bedre styring av brønnplassering og gassinjeksjon.



Figur 5.1: Eksempel på viktige milepæler for å maksimere utvinningen fra felt på norsk sokkel fra 1980-tallet til i dag (TOGI – Troll Oseberg gassinjeksjon).

På 1990-tallet ble utvinningen av olje fra de tynne oljesonene på Troll, kalt Troll Olje, realisert. Troll Olje er et viktig eksempel på et prosjekt som viser at selskapene vurderer risiko, potensial og lønnsomhet ulikt. Beslutningen om Troll Olje var krevende, og verken Shell eller Statoil anså Troll Olje som lønnsomt. Men Norsk Hydro og OD så et potensial i de store oljeressursene, og fikk utviklet og implementert teknologi for boring av horisontale brønner. I dag er Troll et av norsk sokkels mestproduserende oljefelt. Dersom denne teknologien ikke var utviklet, ville trolig oljen på Troll ikke blitt utvunnet, og rettighetshaverne og den norske stat ville gått glipp av store verdier.

Undervannsløsninger på både Troll, Tordis og Tyrihans er også eksempler på teknologi som har vært viktige for økt utvinning på en effektiv og lønnsom måte. Denne utviklingen er drevet av et tett samarbeid mellom oljeselskaper og leverandørindustri de siste tiårene. Neste utviklings-trekk her kan bli havbunnsgasskompressorer på Åsgard, Snøhvit og Ormen lange.

En rekke store felt på sokkelen har vært i produksjon i 15-30 år, og det er både produsert og injisert store mengder vann og gass. Reservoarene er både drenert og flømmet, men det er betydelige ressurser igjen. Ny teknologi kan bidra til å modne fram nye lønnsomme reserver. I tillegg er det et stort antall mindre funn nær eksisterende infrastruktur som kan bli lønnsomme dersom de fases inn før de store feltene stenger ned.

Økonomiske incentiver for teknologiutvikling på norsk sokkel

Offentlige rammebetingelser som skattesystemet, regnskapsavtalene, forskningsprogrammer og skattefunnordningen har bidratt til å drive fram teknologiutvikling på sokkelen. Disse insentivene vil bli beskrevet under.

Skattesystemet

Større teknologiprojekter finansieres over den enkelte utvinningstillatelse hvor staten tar en stor del av risikoen gjennom en høy skattesats i petroleumskattesystemet. Dette har vært med på å drive utviklingen av teknologi ved utbyggingen av store funn med krevende utfordringer og for felt i driftsfasen. Gjennom disse utbyggingene er også piloter gjennomført med store kostnader.

Det vil være lønnsomt for selskapene å legge slik aktivitet til skatteområder med høy marginalsats dersom forholdene ellers ligger til rette. På grunn av norsk sokkels høye skattesats vil også teknologiutprøving komme oljeselskapenes øv-

rige virksomhet til gode og norsk sokkel framstår dermed som attraktiv hva gjelder utvikling av ny teknologi. Selskapene har også anledning til å trekke fra utgifter til FoU som følger de samme retningslinjer og prosentsatser som øvrige utgifter nedfelt i petroleumsskatteloven.

Regnskapsavtalene

Gjennom regnskapsavtalen kan operatørselskapene belaste utgifter til FoU over lisensregnskapet og få utgiftene dekket av felleskontoen. Totalt er det antatt at operatørene brukte om lag 2,7 mrd. kroner på forskning og teknologiutvikling i 2009. En stor andel stammer fra regnskapsavtalen.

Selskapene må i forbindelse med regnskapsrevisjon dokumentere at midlene brukes iht. konsesjonsverkets bestemmelser. Midlene skal blant annet gå til FoU med relevans for norsk sokkel, men trenger ikke å gå til spesifikke prosjekter relevant for lisensen. Etersom Statoil har flest operatørskap på norsk sokkel går en betydelig andel av disse midlene over Statoils forskningsbudsjett. Regnskapsavtalene bidrar til at betydelige beløp går til teknologiutvikling på norsk sokkel, og til prosjekter med betydning for økt utvinning.

Offentlige tilskuddsordninger

Offentlig finansiert petroleumsforskning over statsbudsjettet vil være på om lag 440 mill. kroner i 2010. Midlene blir hovedsakelig kanalisert gjennom programmene PETROMAKS og DEMO2000 i Norges forskningsråd. PETROMAKS er et av Norges forskningsråds store programmer og dekker et bredt spekter av prosjekter fra grunnforskning til innovasjon. Over statsbudsjettet for 2010 ble det bevilget 231 mill. kroner til PETROMAKS.

DEMO2000 er rettet mot piloteringsprosjekter i samarbeid mellom leverandørindustrien og oljeselskapene. Over statsbudsjettet for 2010 ble det bevilget om lag 48 mill. kroner til DEMO2000, og ytterligere 50 mill. kroner over revidert statsbudsjett. DEMO2000 får derfor 98 mill. kroner over statsbudsjettet i 2010.

Både PETROMAKS og DEMO2000 dekker et meget bredt spekter av teknologiområder. En stor andel av prosjektene i programmene har betydning for økt utvinning gjennom prosjekter innenfor ulike områder som boring og brønn, integrerte operasjoner, EOR og reservoarkarakterisering. DEMO2000 ble evaluert i 2005 av NIFU/STEP. Evalueringen konkluderte med at myndighetenes medvirkning på 342 mill. kroner hadde utløst samlede investeringer på ca 1,2 mrd. kroner.

Det går også midler til ulike sentre for fremragende forskning og sentre for forskningsdrevet innovasjon over statsbudsjettet. Sentrene får tildelt midler for en tidsbegrenset periode. En rekke av disse sentrene nærmer seg nå slutten av denne perioden.

Olje- og energidepartementet etablerte OG21-strategien i 2001. Denne strategien skal gi råd for de videre prioriteringene innenfor forskning og teknologiutvikling på norsk sokkel. Strategien ble sist revidert våren 2010, og den har kommet med en rekke anbefalinger som blant annet å prioritere økt utvinning, samt å øke innsatsen på pilotering. OG21 skal legge grunnlaget for prioriteringene til de offentlige forskningsprogrammene slik som PETROMAKS og DEMO2000.

Gjennom skattefunndordningen støttes også petroleumsforskning og teknologiutvikling med omkring 170 mill. kroner i 2009.

5.2 Muligheter og hindre innenfor ulike utvinningsmetoder på norsk sokkel.

Gjenværende olje kan grovt sett deles i to kategorier, mobil og immobil olje. Oljen som er produsert til nå er hovedsakelig mobil. Det vil si at den beveger seg mot produksjonsbrønnen med enkle dreneringsmetoder (se figur 5.2). Olje som ikke kan bli presset ut av porene i reservoaret ved

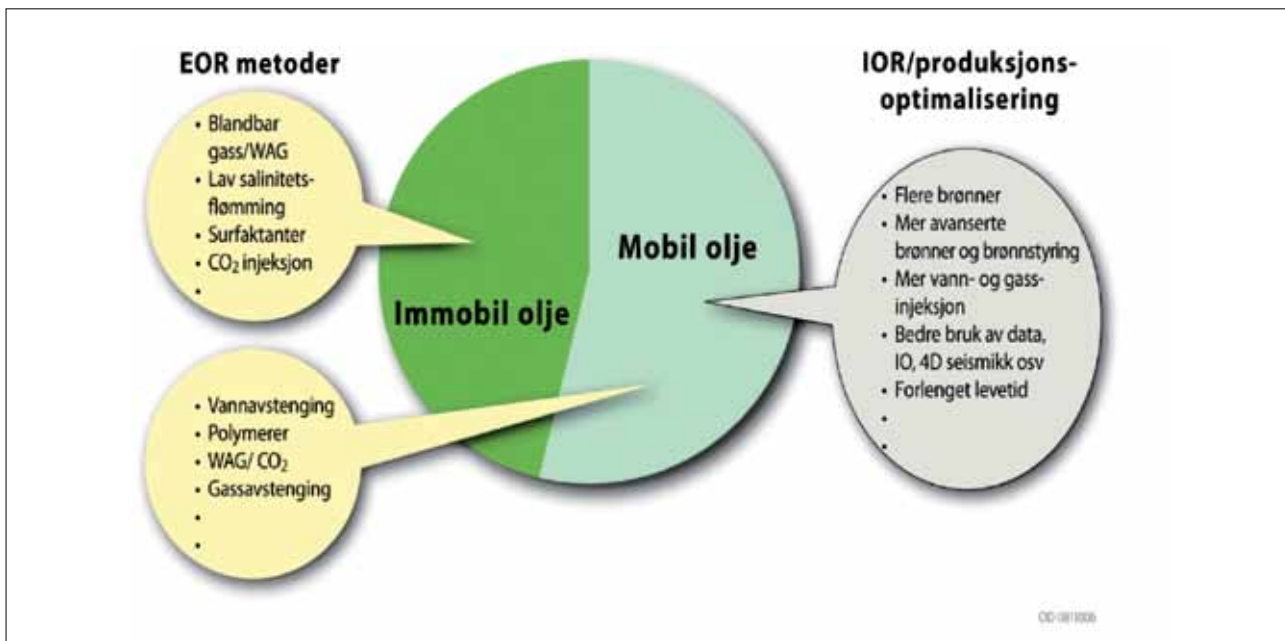
injeksjon av vann eller gass kalles immobil olje. Mobil olje kan utvinnes ved hjelp av flere brønner og mer og langvarig bruk av vann- og/eller gassinjeksjon. Utvinningen fra mange felt kan på denne måten økes på relativt kort sikt. De store ressursene med immobil olje vil imidlertid kreve mer avanserte injeksjonsmetoder som blandbar gass/VAG, surfaktanter og CO₂-injeksjon.

I teksten under vil ulike muligheter og hindre for ulike utvinningsmetoder bli diskutert innenfor følgende utvalgte områder:

- Boring og brønn
- Økt utvinning med ulike injeksjonsteknikker
- Integrerte operasjoner
- Reservoarstyring
- Undervannsanlegg

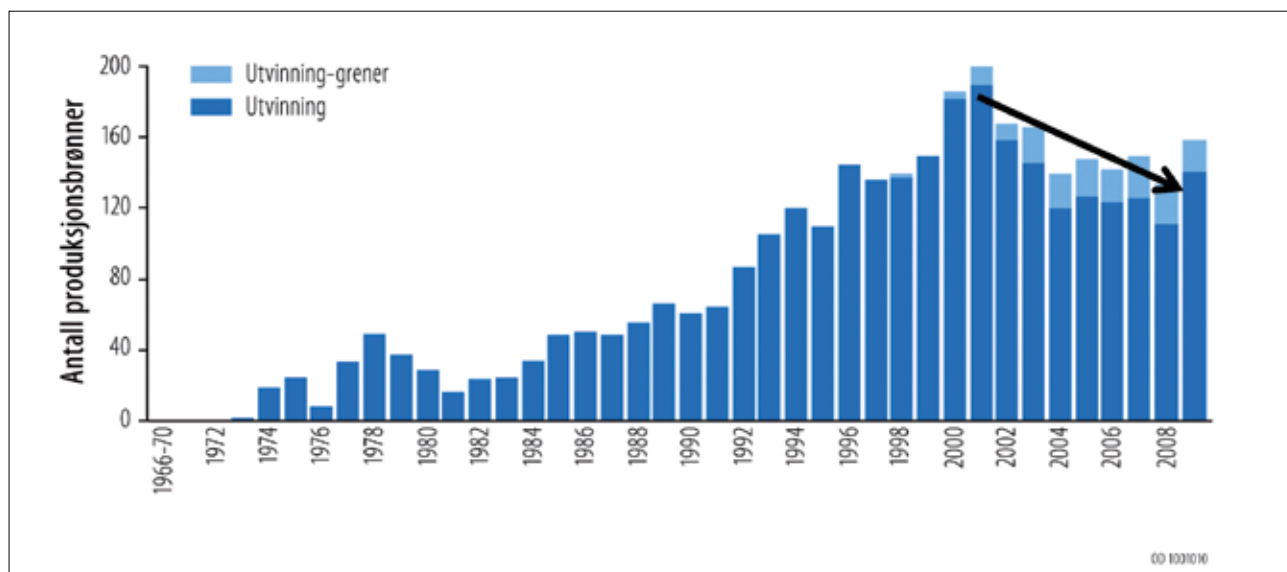
5.2.1 Boring og brønn

Flere produksjons- og injeksjonsbrønner er det viktigste tiltaket for på kort sikt å øke utvinningen på norsk kontinentalsokkel. I følge operatørenes rapportering i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett, RNB, er omkring halvparten av prosjektene relatert til økt utvinning kategorisert som "boring og brønn". Selv om det er lønnsomt å bore produksjonsbrønner, kan aktiviteten bli forhindret av knapphet på mannskap, rigger og annet teknisk utstyr. Dette kan igjen føre til utset-



Figur 5.2: Oversikt over andelen mobil og immobil olje. Basert på rapportering fra om lag 40 felt på norsk sokkel i 2007. Ulike eksempler på utvinningsmetoder for immobil og mobil olje er vist i bobler. (Kilde: Oljedirektoratet¹⁹)

¹⁹ EOR = Enhanced oil recovery. IOR = Increased oil recovery.



Figur 5.3: Antall produksjonsbrønner i perioden 1966-2009. (Kilde: Oljedirektoratet)

telser av prosjekter. De siste årene er også borekostnadene tredoblet, noe som først og fremst er drevet av økte riggrater.

Norsk kontinentalsokkel er i dag preget av et stort etterslep innenfor boring av produksjons- og injeksjonsbrønner. Antallet produksjonsbrønner som bores hvert år, har siden 2001 hatt en nedgående trend (se figur 5.3). Dette fører til både redusert og forsinket produksjon, og bidro til at oljeproduksjonen fra norsk sokkel falt mer enn forventet.

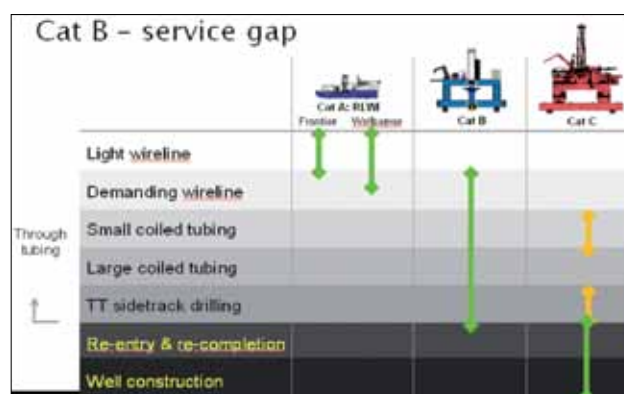
Med dagens lave boretakt betyr det at felt kan bli stengt ned før det antall brønner som er nødvendig for å produsere planlagt mengde olje og gass, blir boret. Dette kan også ramme mulighetene for å utvikle funn og mulige prospekt i nærområdene.

Rigger

Riggkapasitet er en av de viktigste årsakene til etterslepet på boring de seneste årene. Det har vært en mangel på både flyttbare rigger og mannskap. Dette har ført til at boring av planlagte brønner har blitt forsinket, i tillegg til at det har bidratt til stor kostnadsvekst for leie av rigger.

På norsk sokkel er det også mangel på rigger og intervensjonsfartøy tilpasset oppgaver som lettere brønnvedlikehold. Dermed skjer en prioritering mellom boring av nye brønner og brønnintervensjoner. Mange letebrønner er knyttet opp mot boreforpliktelser i arbeidsprogrammet i utvinningstillatelsene slik at disse får hovedprioritet hos selskapene.

Flere nye flyttbare rigger har kommet på norsk sokkel de siste årene. Mange av disse er bygget for å tåle store havdyp og arktisk klima, noe som har gjort dem store, tunge, og dermed også dyre i drift. Slike rigger vil ikke nødvendigvis være kostnadseffektive for andre oppdrag. Det kan derfor være nødvendig med rigger eller fartøy som i større grad kan gjøre enklere jobber (se figur 5.4). Gjennom anvendelse av ny teknologi som muliggjør enklere og lettere brønnkonstruksjoner vil også nybygg av mindre, lettere og billigere borerigger bli aktualisert. Det vil også være kostnadseffektivt å flytte enkle operasjoner til lettere intervensjonsfartøy (kategori A og B).



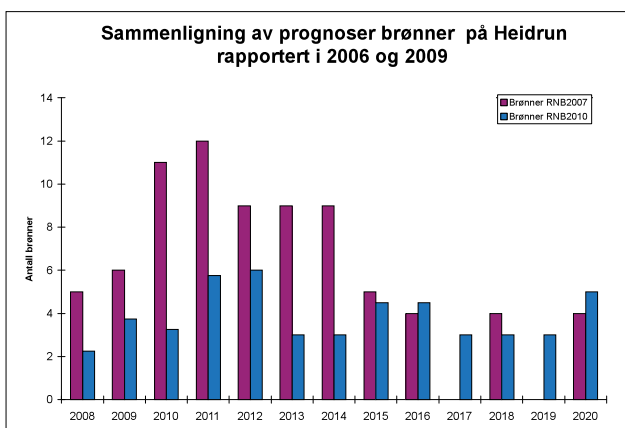
Figur 5.4: Ulike typer intervensjonsfartøyer (kategori A-C) til bruk for ulike formål. (Kilde: Statoil)

Modne felt

Selskapene klarer ikke å oppfylle de innrapporterte boreprogrammene for produksjons- og injeksjonsbrønner på modne felter. Snorre, Gullfaks og Heidrun har rapportert at det skal bores 145 brønner fra 2010 til 2020²⁰. Det forventes imidlertid at kun ca. 100 brønner kan leveres fram til 2020. Det betyr at innrapporterte reserver og ressurser (RK 1-5) kan gå tapt. Hovedårsakene til dette er vanskeligere boreforhold, gamle og lite effektive boreanlegg, samt at riggen må benyttes til andre brønnoperasjoner. På Heidrun er allerede bokførte reserver (RK 1-3) redusert med 16 mill. Sm³ olje i løpet av 2009 og den største årsaksfaktoren er utsatt boring (se figur 5.5).

På flere av de modne feltene på norsk sokkel er boreanleggene nå 20-25 år gamle. Dette resulterer i større behov for vedlikehold, som igjen fører til økte kostnader og lavere boretakt. Flere oppgraderingsprosjekter, blant annet på Oseberg og på Gullfaks, pågår og planlegges utført i perioden 2010-2014. Selv om dette på sikt kan bedre situasjonen, vil det i ombyggingssfasen bli ytterligere forsinkelser.

På modne felt går i tillegg mye riggtid med til plugging av gamle brønner, og gjenbruk av gamle brønnbaner. I tillegg prioriteres ofte brønnvedlikehold av gode produsenter og injektorer framfor boring av nye brønner.



Figur 5.5: Sammenstilling av prognoser for brønner på Heidrunfeltet i 2006 og 2009. (Kilde: Petoro/Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet)

På modne felt kan også boring av nye brønner bli marginale økonomisk, ettersom de "beste" målene ble boret først. Dagens bore mål er gjerne små lommer av hydrokarboner for eksempel på flankene. For å oppnå en effektiv bore- og drenerings-

situasjon for disse boremålene vil det være avgjørende at feltet har en reservoarmodell som blir oppdatert på en kontinuerlig basis. For en del av disse boremålene vil trykk- og/eller underbalansert boring gjøre det mulig å bore. For felt som i dag ikke har dette utstyret på plass, vil dette være tidkrevende og kostbart å få på plass. I sum bidrar dette til at kostnadene per fat stiger, og brønnene blir vanskelige å beslutte.

Det må være realisme med hensyn til hvor mye reserver som kan utvinnes gjennom boring fra eksisterende plattformer. Dersom selskapene skal rekke å utvinne reservene innenfor innretningenes levetid, vil ikke nødvendigvis modifikasjoner av eksisterende boreinnretninger gi den tilstrekkelige økningen i boretakt som kreves. Flere av dagens flyttbare rigger er heller ikke tilstrekkelig for å møte utfordringene, og radikalt enklere, mer fleksible og billigere plattformløsninger, nye brønnhodeplattformer og konsepter for havbunnbrønner kan derfor være en del av løsningen.

Havbunnsbrønner

Flere felt er i dag bygget ut med havbunnsbrønner, noe som er utfordrende med hensyn til brønnslitasje og -vedlikehold. For felt bygget ut med havbunnsløsninger er utvinningsgraden i gjennomsnitt mellom 10-15 prosentpoeng lavere enn for felt med plattformløsninger. Den viktigste årsaken til dette er at det arbeides mindre med brønnene gjennom produksjonsfasen, grunnet større kostnader for brønntilgang og begrenset tilgang til utstyr for brønntilgang (eksempelvis rigg og spesialskip). Å øke utvinningsgraden for havbunnsbrønner, er derfor et viktig tema der boring og vedlikehold av brønner er avgjørende.

Bok 5.1 Trollfeltet og begrenset riggekapasitet.

Trollfeltet er et av feltene på norsk sokkel med størst gjenværende oljeressurser, men som det ikke er konkrete planer for å utvinne. I utvinningsplanene for Trollfeltet er det antatt å bore oljeproducenter kontinuerlig med tre borerigger. Det har i perioder ikke vært mulig å skaffe til veie tre rigger, bl.a. fordi nye rigger som er bestilt er betydelig forsinket. Dersom tilstrekkelig med produksjonsbrønner ikke blir boret, vil man tape allerede bokførte reserver dersom ikke gassproduksjonen også utsettes.

²⁰ Innrapportert RNB 2010 til OD – Ressursklasse 1-5.
Kilde: Petoro

5.2.2 Økt utvinning med ulike injeksjonsteknikker

En videre utvikling og bruk av eksisterende injeksjonsteknologier har et stort potensial for økt utvinning på norsk sokkel for årene framover. På norsk sokkel ble vann- og gassinjeksjon tatt i bruk på de fleste felt fra produksjonsstart. Avanserte injeksjonsmetoder er hittil lite anvendt, og flere prosjekter innrapportert til myndighetene i RNB 2010 er utsatt (se figur 5.6).

For å benytte disse metodene må det imidlertid ligge langsiktig tenking bak beslutninger mht. blant annet kostnader, teknologi, forventninger til oljepris og risikovillighet. Gevinstene kan også bli store dersom utvinningstillatelser kan samordnes. De ulike injeksjonsteknikkene må også sees i sammenheng med hverandre ved beslutning om tiltak for økt oljeutvinning.

Det kan derfor være et betydelig potensial for utvinning av både gjenværende mobil og immobil olje ved hjelp av mer avanserte utvinningsmekanismer, som for eksempel:

- Injeksjon av vann tilsatt kjemikalier
- Polymerinjeksjon
- Vannavstengning og sveip
- Injeksjon av vann med skreddersydd saltinnhold (lavsalint vann)
- VAG (Vannalternerende gass) /SAVAG (Såpeassistert vann alternerende gassinjeksjon)
- Injeksjon av CO₂-gass
- Gassinjeksjon ved blandbare betingelser

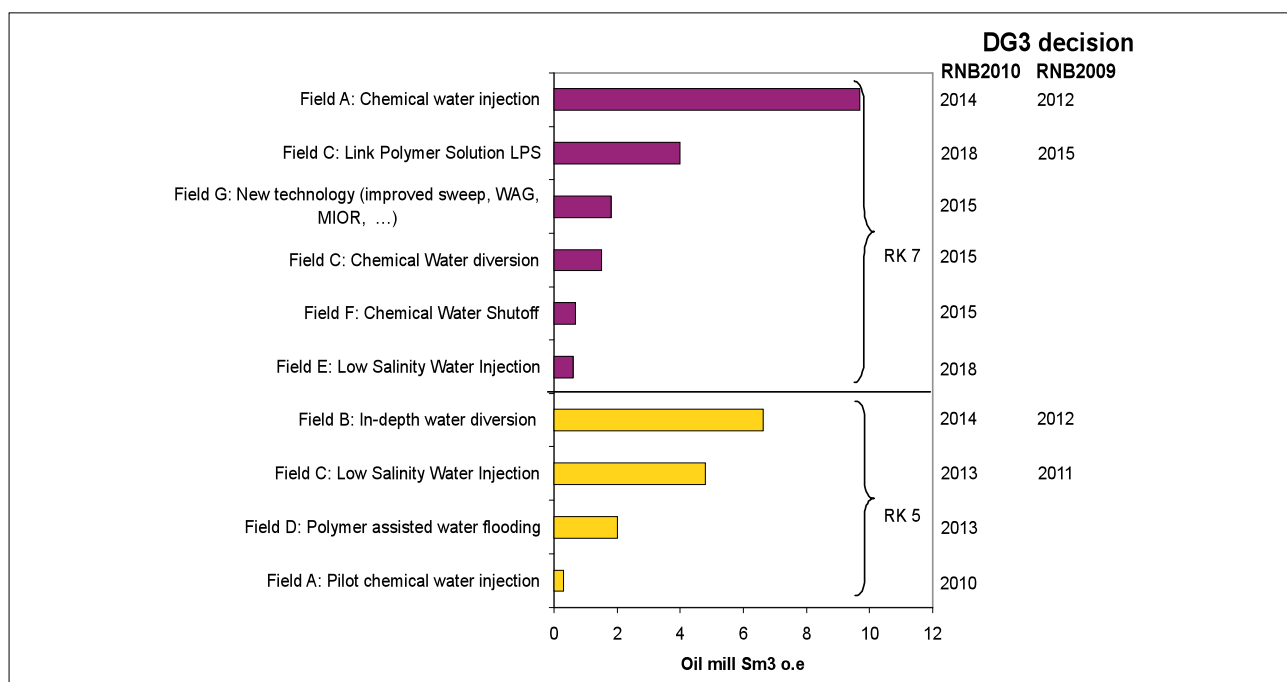
Injeksjon av vann tilsatt kjemikalier

Surfaktanter (såpestoffer) kan mobilisere olje som ligger igjen etter vannflømming ved at grenseflatespenningen mellom olje og vann reduseres. Det har vært gjennomført noen en-brønnstester med surfaktanter på Gullfaks og Oseberg, der økt oljeutvinning i begge tilfellene ble påvist. Denne prosessen ble på det tidspunktet ikke videreført da det ikke ga positiv økonomi.

Nylig har det blitt utviklet hybride EOR prosesser som har et stort potensial for reservoarene på norsk sokkel. Kombinasjonen av vann med lavt saltinnhold og surfaktant har gitt gode resultater i laboratoriet. Her kan det være nye ubenyttede muligheter for teknisk/økonomisk bruk av kjemisk EOR på norsk sokkel, og som kan testes i felpiloter. Dette er imidlertid en metode som krever lang kvalifiseringstid og et høyt økonomisk risikonivå.

Polymerinjeksjon

Polymerer øker viskositeten til injeksjonsvannet, og er brukt til å øke utvinningen fra felt med viskøs olje. I Kina har polymerinjeksjon blitt brukt i stor skala over lang tid på Daqingfeltet. Nylig har stor skala bruk av polymer blitt iverksatt i Oman, Vest-Afrika og Canada. Det kan vurderes piloter som undersøker potensialet for hvordan polymerinjeksjon kan bidra til økt utvinning på norske felt der vanninjeksjon er drivmekanisme.



Figur 5.6: Utsettelse av EOR-prosjekter fra RNB 2009 til RNB2010. Øvre del av figuren gjelder ressursklasse 7, mens nedre del gjelder ressursklasse 5. (Kilde: Petoro)

Vannavstengning (Bright water, LPS, silikat etc.)

Det produseres nå mer vann enn olje fra norske oljefelt. Modne felt kan aktivt ta i bruk vannavstengningsteknikker slik som "bright water" og LPS (Linked Polymer Solution)²¹ Disse to kjemikaliesystemene er relativt nye og umodne i bruk. På norsk sokkel har det vært en betydelig tilleggsutfordring å ta disse i bruk fordi dette er "røde kjemikalier" som skal forsøkes unngått i kraft av målet om nullutslipp. En tredje metode er bruk av silikat som også kan gi tilsvarende økt oljeutvinning. Denne metoden ble pilotmessig prøvd på Gullfaks- og Stafjordfeltene i 1990-årene, men resultatene ble ikke vurdert gode nok den gang.

Injeksjon av vann med skreddersydd saltinnhold

I den senere tid har injeksjon av vann med lavt saltinnhold vist seg å gi økt utvinning både i laboratoriestudier og i felt. Metoden gir en begrenset økt utvinning sammenlignet med andre avanserte utvinningsprosesser, men kostnadene er relativt lave. Metoden er for eksempel testet på Snorre-feltet hvor den ikke hadde målbar positiv effekt i området som ble testet.

VAG/SAVAG

VAG (Vannalternerende gass) er en metode som i stor grad er anvendt på norske oljefelt. VAG kan ha stort potensial utover bruken i dag. Metoden innebærer både injeksjon av vann og gass i brønnene og bidrar hovedsakelig til å øke vertikal sveip i reservoarene og derved optimalisere oljeproduksjonen.

Betydelig økt utvinning er oppnådd på felt som Statfjord, Snorre, Gullfaks, Veslefrikk, Brage og Oseberg Øst/Sør. Generelt kan VAG gi 5-10 prosentpoeng ekstra utvinning sammenlignet med vanninjeksjon. Mange andre oljefelt kan få økt oljeutvinning med VAG-injeksjon. Dagens lave gasspriser kan føre til utvidet bruk ettersom metoden nå har enda bedre lønnsomhet. En videre utvidelse av VAG til SAVAG, hvor i tillegg skum benyttes, kan være et neste steg for å øke utvinningen fra feltene (se boks 5.2).

²¹ Metodene vil føre til at partikler sveller og dermed blokkeres kanaler der vann strømmer. Dermed ledes injeksjonsvannet til olje som ikke tidligere er kontaktet

Boks 5.2 Vellykket EOR-pilot som ikke ble videreført.

Skuminjeksjon (SAVAG) er en metode som ble prøvd på Snorre-feltet på slutten av 1990-tallet med svært vellykket resultat i den siste testen. Teknikken ble imidlertid ikke tatt videre verken på Snorre-feltet eller på andre felt på norsk kontinentalsokkel. Dette kan skyldes at det ikke var en plan for videre implementering av teknologien, og at andre tiltak ble prioritert med de ressursene som var tilgjengelige.

Metoden kan ha et stort potensial på feltene på norsk sokkel. Det er ventet at SAVAG kan bidra til en økning i utvinningsgraden på 5-10 prosentpoeng. Oljedirektoratet anslo også i 2001 at verdiskapingspotensialet ved å bruke denne teknologien på andre felt på norsk kontinentalsokkel var i størrelsesorden 3,5 mrd kroner. (se kap. 5.4.1 om piloter).

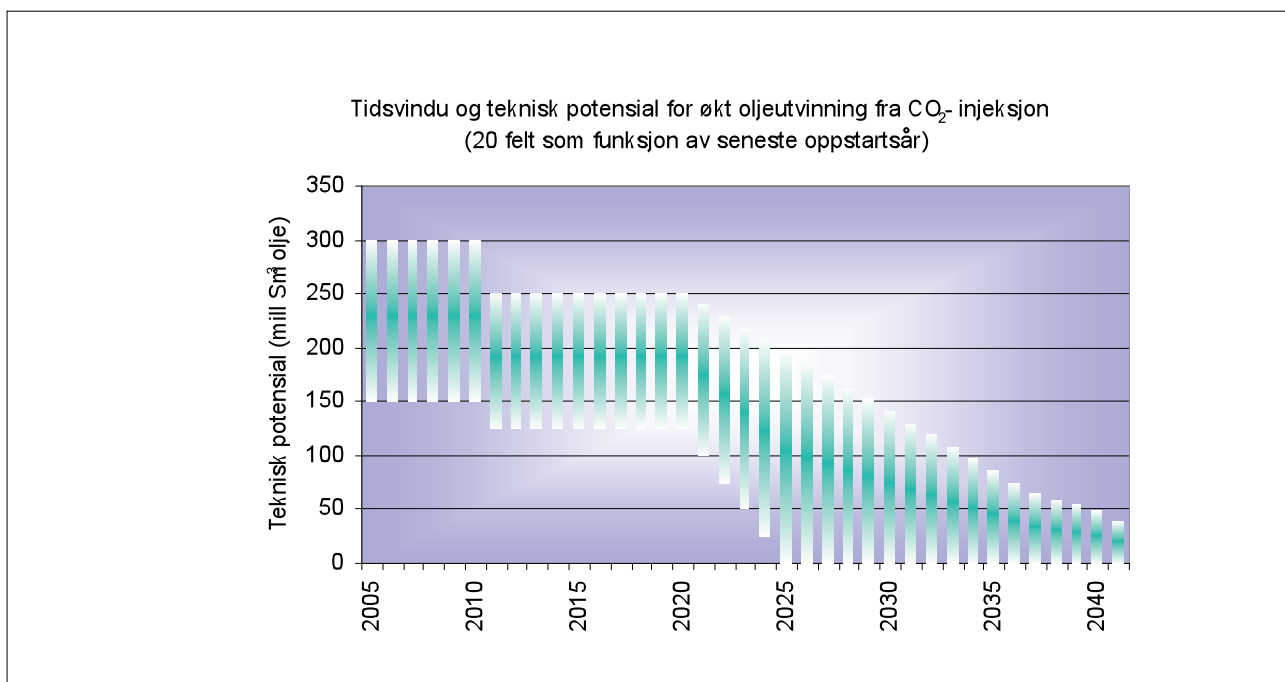
CO₂-injeksjon

CO₂ til økt utvinning er en metode som på verdensbasis har vist seg å være svært velegnet til økt utvinning spesielt på felter på land i USA. Metoden har også stort potensial på norsk sokkel, men da under andre betingelser enn for felter på land med hensyn på injeksjonsstrategi og kostnadsnivå.

En studie som Oljedirektoratet (OD) utførte i 2005 (sammen med fem oljeselskaper) indikerer ekstra oljeutvinning i størrelsesordenen 3-7 prosentpoeng med CO₂-injeksjon. Estimater er usikkert, og er basert på forenklinger og bruk av gjennomsnittsverdier for et reservoar med stort sett komplekse parametre. En rekke oljefelt på norsk kontinentalsokkel har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon. OD estimerte det tekniske potentialet (fra 20 felt som anses å kunne benytte CO₂) til 150-300 mill. Sm³ olje (se figur 5.7). Dette har en potensiell brutto salgsverdi på mellom 400 til 800 mrd. kroner²². Dette er imidlertid avhengig av lønnsomheten, oppstartstidspunkt og at tilstrekkelige CO₂-volumer blir tilgjengelige. Mye av det tekniske CO₂-EOR potentialet for norsk sokkel er fra kalksteinfeltene. Det vurderes derfor også en pilot på en brønn på Ekofisk.

For å ta ut hele potentialet er det nødvendig med opp mot 25 mill. tonn CO₂ per år over en 30-års periode. Med tanke på de store CO₂-volumene som trengs til storskala CO₂-injeksjon, må det derfor påregnes import av CO₂ ettersom de nor-

²² Oljepris 75 dollar, dollar= 5,5 NOK.



Figur 5.7: Teknisk potensial for økt oljeutvinning med CO₂-injeksjon for 20 felt. (Kilde: Oljedirektoratet)

ske punktkildene er relativt små. Før et felt kan starte med CO₂-injeksjon må det foretas større modifikasjoner. Totale investeringer for å modifisere installasjonene til å injisere og behandle CO₂ vil for det enkelte felt være i milliardklassen.

Det har i perioder vært stort fokus på bruk av CO₂ til økt oljeutvinning fra feltene på norsk sokkel, men høye kostnader og vanskelig tilgang på tilstrekkelige CO₂-volumer har bidratt til at industrien ikke har funnet det bedriftsøkonomisk

lønnsomt å iverksette prosjekt på norsk sokkel. Enkelte av prosjektene kan imidlertid være samfunnsøkonomisk lønnsomme (se boks).

CO₂ til EOR og karbonhåndtering

Klimadebatten og det sterke fokuset på karbonhåndtering (CCS²³) kan bidra til at relativt store CO₂-volumer blir tilgjengelige i nær framtid. Store utslippskilder på kontinentet vil ha behov for lag-

Boks 5.3 CO₂-injeksjon på Gullfaks

Statoil utførte studier av CO₂-injeksjon på Gullfaks i 2003 og 2004. I mai 2004 kom rapporten som indikerte et potensial for økt oljeutvinning i forhold til vanninjeksjon på 18,3 mill. Sm³, noe som tilsvarte 4,1 % av tilstedeværende olje. I studien ble det forutsatt at 5 mill. tonn CO₂/år var tilgjengelig. Statoil konkluderer med at CO₂-injeksjon er teknisk mulig og gir en nåverdi på minus 3,6 mrd 2003-kroner ved en diskonteringsrente på 7 % før skatt (17,5\$/fat og 7,5 kr/\$). Det var da lagt inn kjøp av CO₂ fra Elsam til 347 kr per tonn og at prosjektet krediteres 50 kr per tonn av netto deponert CO₂-volum. Dersom Gullfaks var blitt vedtatt gjennomført i 2004 med dansk CO₂, ville det trolig vært et godt og lønnsomt prosjekt med dagens oljepris på 70-80 dollar ettersom balanseprisen var beregnet til om lag 26-33 \$ fat.

CO₂-prosjektet hadde høy oppmerksomhet i Statoil, og det ble etterlyst tiltak fra det offentlige som kunne bidratt til realisering av prosjektet. Mulige tiltak var:

- Lengre brukstid for CO₂-kjeden (enhetskostnaden ville gått ned dersom andre kunne benytte CO₂-volumene etter at Gullfaks var ferdig).
- Direkte investeringsstøtte til CO₂-fangst og transportanlegg.
- Skatteinsentiver for den økte utvinningen fra CO₂-injeksjon

ringsalternativer, og Nordsjøen framstår som et av de sikreste og beste alternativene. CO₂ til økt utvinning kan være med å bidra til reduserte kostnader for den totale verdikjeden for karbonhåndtering.

Dagens innretninger på norsk sokkel kan gjennom økte investeringer forberedes for CO₂ injeksjon. Dette kan øke produksjonen av olje og gass, og som følge av dette øke nettoverdier av norsk olje og gassproduksjon samtidig som det lagres store mengder CO₂. Det kommersielle potensialet er i stor grad avhengig av pris og mengde CO₂ levert til sokkelen. Feltene vil etter hvert kunne gå over til å bli lagre for CO₂ når det ikke lenger er lønnsomt å resirkulere gassen for å få ut enda mer petroleum. Det vil også være behov for at det bygges separate CO₂-lager for å hindre utslipp av CO₂ i perioder hvor feltene ikke trenger hele kapasiteten. Kildene er avhengige av kontinuerlig transport og lagring av CO₂-volumene.

CO₂ til økt utvinning kan ha et betydelig potensial på norsk sokkel, men det er fortsatt en rekke tekniske, regulatoriske og økonomiske vilkår som må avklares før kommersielle beslutninger kan fattes i lisensene.

5.2.3 Integreerte operasjoner

Integreerte operasjoner (IO) er definert som ”bruk av informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosesser for å oppnå bedre beslutninger, fjernstyre utstyr og prosesser, og å flytte funksjoner og personell til land”.²⁴ IO kan bidra til å øke utvinningen på feltene blant annet gjennom mer effektiv drift og bedre beslutninger både reservoar- og driftsmessig, samt få ned driftskostnadene. OLF anslo i 2007 at en aggressiv gjennomføring av IO på norsk sokkel kan øke utvinningen med 1,9 mrd. fat o.e. fram til 2028.²⁵ I stortingsmeldingen ”Om petroleumvirksomheten” er potensialet til IO anslått til å være på inntil 4-5 prosentpoengs økning i gjennomsnittlig utvinningsgrad på norsk sokkel.

Utviklingen innen IT med raskere overføringskapasitet av store datamengder, hurtigere prosesseringshastighet og større datalagringskapasitet har gitt grunnlag for radikale endringer i måten industrien arbeider på. Raskere bruk av tilgjengelige data, bedre visualisering av beslutningsrelevante informasjon og samhandling og kompetanseutnyttelse over store avstander med basis i et felles datagrunnlag gir grunnlag for bedre beslutninger, fjernstyring av utstyr og prosesser, og til å

flytte funksjoner og personell til land. Alle hovedarbeidssprosessene som reservoarvåking og styring, boring, drift, vedlikehold og logistikk vil dra nytte av dette. Infrastrukturen er også på plass på norsk sokkel for å ta i bruk integrerte operasjoner gjennom fibernettverket for rask overføring av store datamengder, godt instrumenterte anlegg og samhandlingsrom.

En rekke forhold har imidlertid ført til at implementeringen av IO tar tid:

- Kontrakt
 - o Det benyttes kontraktmaler som ikke er egnet til denne måten å samhandle på
 - o Utydelige ansvarsforhold
 - o Kompensasjonsformat til leverandører, når tjenester som tradisjonelt har vært utført på sokkelen flyttes til land
 - o For lite fokus på endringsledelse i bransjen
- Kultur
 - o Endringer av arbeidsprosessene i kombinasjon med reservasjon til endring
 - o Motvillighet til å dele informasjon på tvers av selskap/avdelinger
 - o Forventning om sokkelrotasjon og kompensasjon på land
 - o Utilstrekkelig opplæring og forståelse for hvordan integrerte operasjoner kan bidra til økt utvinning
- Teknologiske utfordringer
 - o Uklare konkrete forslag til IO løsninger, bruk av IT fagtermer og liten forankring i konkrete forretningsmessige utfordringer har resultert i lite praktiske business case og gjort det utfordrende for ledelsen i å ta investeringsbeslutninger
 - o Standardisering og bruk av data fra de forskjellige aktørene
 - o Informasjonssikkerhet
 - o Sensorer som fungerer over tid spesielt i forbindelse med smarte brønnløsninger
 - o Mangel på ressurser til å gjennomføre planer i praksis
 - o Tidligfase planlegging for de beste teknologiske løsninger

5.2.4 Reservoarkartlegging

3D- og 4D-seismikk bidrar til en bedre forståelse av reservoarets utforming og væskestrømmer. Dette gir bedre reservoarmodeller som igjen kan føre til mer treffsikker boring og optimal produksjon.

Statoil anslår at fram til i dag har bruken av 4D-seismikk på Gullfaksfeltet gitt en verdiskaping på rundt 6 mrd. kroner. Verdiskapingen av 4D-

24 Stortingsmelding nr. 38 Om petroleumvirksomheten (2003-2004)

25 Oppdatert potensiell verdi av Integreerte Operasjoner på norsk sokkel” (OLF 2007)

seismikk over de siste 10 år i Nordsjøen og Norskehavet er vurdert til å være mer enn 22 mrd. kroner²⁶.

Seismikkabler på havbunnen kan samle inn seismikk flere ganger i året i motsetning til typisk annethvert år ved hjelp av båt. Tilhørende geo- og reservoarmodeller kan dermed oppdateres på en mer kontinuerlig basis. Geo- og reservoarmodeller sammen med 4D-seismikk, er viktige hjelpemidler for å forstå endringene i reservoaret som følge av produksjon og injeksjon.

Flere store felt på norsk kontinentalsokkel må gjennom en omstillingsfase der det vurderes om det skal gjøres endringer i dreneringsstrategi, prosessanlegg, og om det skal investeres i nye boreanlegg eller flere plattformer. Bedre reservoarforståelse er nødvendig for å skape tillit til beslutningsgrunnlaget i slike prosesser.

5.2.5 Undervannsløsninger

Utbyggingsløsningene på norsk kontinentalsokkel har gått fra hovedsakelig faste plattformer til større bruk av undervannsløsninger. Havbunnsløsningene har bidratt til flere lønnsomme utbygginger av mindre funn og funn på dypt vann. I dag kommer om lag en tredjedel av produksjonen fra havbunnsbrønner på norsk sokkel, og andelen er stigende.

Boks 5.4 Økt utvinning ved hjelp av undervannsløsninger – Et eksempel fra Tordis

Statoil hadde tidligere som mål å øke utvinningsgraden på undervannsfeltene fra 40 til 55 pst.. Et av prosjektene i dette arbeidet har vært Tordis IOR. I dette prosjektet ble et anlegg plassert på havbunnen for å fjerne og injisere vann og sand, samt produsere olje (og gass) til Gullfaks. Undervannsplattformen hadde som mål å øke utvinningsgraden på Tordis fra 49 pst. til 55 pst. Injeksjonsbrønnen ble imidlertid ikke plassert riktig, så anlegget kunne ikke injisere vann (og sand) til Utsiraformasjonen. I stedet for å injisere produsert vann så sendes dette tilbake til Gullfaks C via eksisterende rørledninger hvor det blir renset. Separasjonsanlegget er forøvrig ikke i bruk til daglig. I perioden hvor anlegget har vært i drift har både separasjonsanlegg, sandutskiller og pumpesystem vist at teknologien har fungert etter hensikt.

Havbunnsbrønner er kostbare å vedlikeholde og har stort sett lavere utvinningsgrad enn brønner med tørre brønnehoder. Å forlenge produksjonen og øke utvinningen kostnadseffektivt er krevende. Flere dreneringspunkt og lett brønnintervensjon er de viktigste bidragsyterne til økt utvinning fra havbunnsfelt. Aktiviteter/piloter har vært igangsatt, men markedspenetrering av for eksempel lett brønnintervensjonstjenester går sent (se 5.3).

5.3 Hindre for utvikling og implementering av teknologi på norsk sokkel

5.3.1 Piloter – manglende beslutninger

Ny teknologi er nødvendig for å modne fram lønnsomme reserver på norsk sokkel. For å få ny teknologi implementert er pilottesting i mange tilfeller helt nødvendig. En pilot kan gi informasjon om blant annet tekniske utfordringer og lønnsomhetspotensial. Dersom teknologi ikke blir testet, kvalifisert og tatt i bruk innen rimelig tid, er risikoen stor for at betydelige oljevolum ikke vil bli produsert, og store verdier kan gå tapt.

Basert på innrapporterte tall til myndighetene fra selskapene er det forsinkelser for et stort antall av pilotene på norsk kontinentalsokkel. Det finnes en rekke forhold som gjør at piloter kan bli nedprioritert på norsk sokkel:

- Kvalifisering og testing av en pilot vil kunne ha et verdipotensial utover hver enkelt utvinnings-tillatelse. Slike forhold blir ikke nødvendigvis tillagt nok vekt i vurderingen forut for en pilot innad i selskapene og utvinningstillatelsene.
- Det kan være krevende for rettighetshaverne å ta beslutninger om pilotering siden det er teknisk og økonomisk risiko forbundet med slike piloter. Ordinær drift prioriteres for å sikre produksjon, og piloter blir utsatt. I mange tilfeller har det imidlertid i ettertid vist seg at pilotene, og deres betydning, kan overgå all forventning slik som med Ekofisk vanninjeksjon.
- Finansiering og risikohåndtering ved teknologiutvikling og pilotering legges i dag i økende grad hos leverandør, samtidig som oppside ved eierrettigheter begrenses. Dette har for leverandørindustrien ført til større driftsfokus, og lavere prioritering av ressurser og kapital til utvikling rettet mot oppgaver på norsk sokkel.

Finansieringen av pilotene er også utfordrende. Mens teknologiutvikling til nå har vært drevet fram av operatører med store utbyggingsprosjekt, er det nå mindre utbygginger hvor teknologi ikke

²⁶ Kilde: Statoil

kan finansieres i et enkelt prosjekt alene. Utbyggingssprosjektene har derfor budsjettmessige begrensninger som hindrer utviklingen av kostbare teknologiprojekter og piloter. Dette vil sette krav til et større samarbeid på tvers av lisenser for å løfte fram og ta i bruk ny teknologi. Videre må leverandørene starte teknologiutvikling på eget initiativ for at tiden fra idé til anvendelse kan kortes ned.

På samme måte som for ordinær forskning vil testing av ny teknologi på felt kunne gi positive eksterne virkninger gjennom ny kunnskap (effektivitet, logistikk, gjennomførbarhet mv.) som også etter hvert vil bli tilgjengelig for andre felt. I den grad selskapene bare legger vekt på lønnsomhet på felt- eller selskapsnivå, vil ikke alle de mulige eksterne virkningene tas hensyn til i selskapenes lønnsomhetsberegninger. Dette kan føre til en underinvestering i denne type testing på sokkelnivå i forhold til det som er samfunnsøkonomisk ønskelig. Oljeselskapene trenger kunnskapen som piloten kan bringe fram, men vil helst at andre selskaper skal ta kostnadene. Dette gir det klassiske gratispassasjerproblemet. Myndighetene har derfor forsøkt å møte disse utfordringene med opprettelsen av samarbeidsorganisasjonen FORCE, som i dag består av 35 olje- og gasselskaper. Som et ledd i dette samarbeidet har selskapene prinsipielt sagt seg villig til å utforske mulighetene for pilotsamarbeid (dele på kostnader og resultater knyttet til feltpiloter). FORCE kan spesielt være viktig for å løfte større piloter som krever betydelige investeringer. Slike samarbeidsfora kan derfor være markedets løsning på eksistensen av positive eksterne virkninger. Det har imidlertid så langt ikke vært prosjekter løftet fram til reell pilotering av FORCE. OLF Asset Forum var oljeselskapenes eget forum for å løfte fram piloter. Forumet ble i liten grad prioritert av selskapene, og klarte ikke å løfte fram noen piloter. Forumet er i dag ikke aktivt.

I tillegg til forsøket med samarbeidsorganet FORCE vil evt. tilskuddsordninger fra myndighetene kunne bidra til at selskapene internaliserer de positive eksterne virkningene av piloter, og dermed redusere det samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske gapet. Gjennom demonstrasjonsprogrammet DEMO2000 støtter myndighetene i dag utvikling av prototyper og mindre piloter. DEMO2000 er imidlertid med dagens bevilgninger og struktur ikke i stand til å løfte fram større piloter på norsk sokkel.

Boks 5.5 Brage – kjemisk flømning – et eksempel på en utsatt pilot.

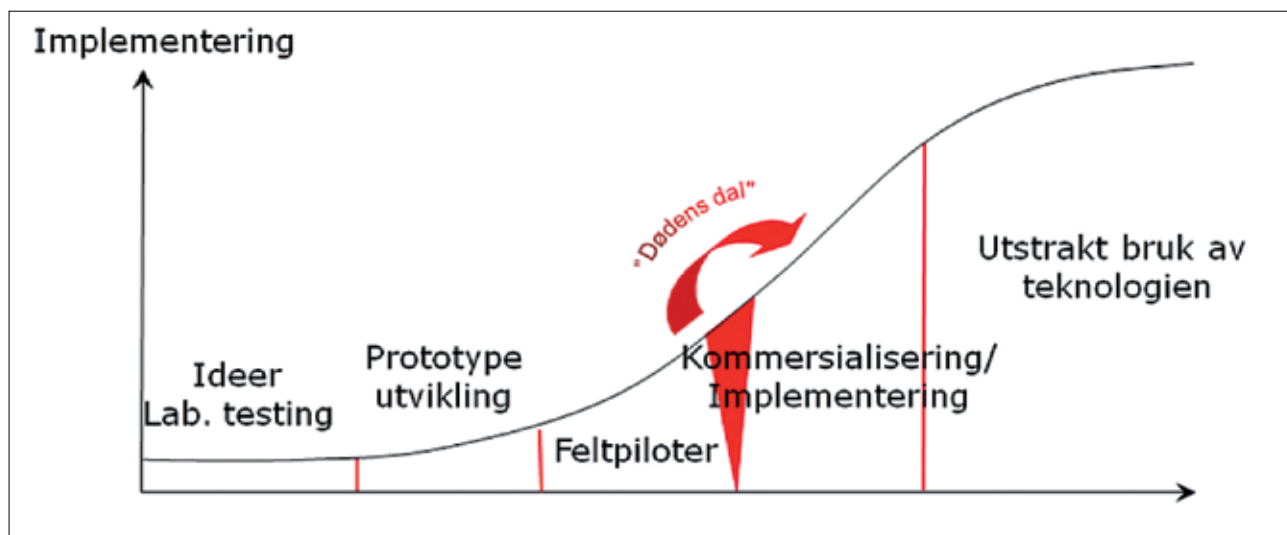
Helt siden 2004 har Bragelisensen arbeidet med ulike løsninger for kjemisk flømning. I 2009 ble det gjort et siste forsøk på å modne fram et pilotkonsept i Statfjordformasjonen. Prosjektet ligger nå på vent på grunn av lav lønnsomhet, høy risiko og ny reservoarteknisk informasjon. En eventuell videreføring av prosjektet må være fundamentert i endring i finansieringsform og/eller mulige synergieffekter.

Beregninger utført av operatøren i 2010 viste i utgangspunktet marginal lønnsomhet for prosjektet. Dette baserte seg på nåverdiregninger som inkluderte forventet nåverdi av både pilot og fullskala anlegg. Etter flere møter med Oljedirektoratet gjorde operatøren nye beregninger som tok hensyn til muligheten som ligger i å kunne velge bort fullskala prosjektet basert på nye opplysninger som piloten gir. Nye beregninger viste at prosjektet ville være lønnsomt. Operatøren anbefalte imidlertid ikke å videreføre prosjektet basert på en samlet vurdering av teknisk risiko, begrenset oppside og synergi mot andre EOR-prosjekter, høye inngangskostnader, betydelige forpliktelser og begrenset sannsynlighet for å realisere opsjonen. Alle disse momentene (bortsett fra teknisk risiko) er imidlertid ivaretatt i lønnsomhetsberegningene. Oljedirektoratet har derfor bedt lisensen om en nærmere redegjørelse for hvorfor prosjektet ikke anbefales videreført.

Kvalifisering av ny teknologi som kjemisk flømning offshore vil ha en verdi ut over reservoaret på Bragefeltet. Metoden kan anvendes på andre nærliggende felt, og et fullskala anlegg kan benyttes av flere felt/utvinningstilatelser. Dermed kan enhetskostnadene knyttet til økt utvinning basert på denne metoden reduseres.

5.3.2 Implementering av teknologi på feltene

Implementering av både pilotert og internasjonalt utprøvd teknologi er utfordrende på norsk sokkel. Sen implementering bidrar til at ny teknologi kommer inn for sent i feltenes levetid, noe som går ut over utvinningsgraden. Ventetiden før teknologi tas i bruk har også fått et eget uttrykk: "Dødens dal" (se figur 5.8). I petroleumsindustrien kan det ta lang tid fra idé til prototype og kom-



Figur 5.8: Kløften som er mellom piloter og kommersialisering og implementering, den såkalte "dødens dal".

mersialisering sammenliknet med andre bransjer. For eksempel tok det om lag 15-20 år fra de første ideene og prototypene til kommersialisering av viktige teknologier som horisontal boring og 3D seismikk²⁷. Viljen til å ta i bruk og utvikle ny teknologi varierer imidlertid mellom selskapene og i ulike faser av teknologiutviklingen.

Det er en rekke faktorer som virker inn på ventetiden. Dette gjelder bl.a. utfordringer som kostnads- og driftsmessig risiko, kortsiktig fokus

på drift (se også 5.3.1 om piloter), samt regulatoriske forhold som stemmereglene og lisensperiode i utvinningstillatelsen (kap. 3).

Det kan trekkes fram en rekke ulike perspektiver når det gjelder implementering av ny teknologi:

- På norsk sokkel er det en utfordring å få implementert teknologi raskt nok selv om pilotene viser seg å være vellykket (se eksempel "Lett brønnintervensjon" og "SAVAG" (kap. 5.2.2)).

Boks 5.6 Teknologioverføring fra andre petroleumsprovinser til Norge - Under- og trykbalansert boring

En teknologi som blir anvendt utenfor Norge og som kunne vært hyppigere brukt på norsk sokkel, er under- og trykbalansert boring. Underbalansert boring løser formasjonsrelaterte utfordringer som formasjonsskade forårsaket av boreoperasjonen, mens trykbalansert boring anvendes primært for å løse borerelaterte problemer i eksempelvis trykkavlastede formasjoner. Boremotodene kan bidra til kortere tidsbruk og lavere kostnader. Teknologien muliggjør boring av brønner som ikke kunne vært gjennomført med konvensjonelle boremetoder.

Underbalansert boring ble for første gang anvendt på norsk sokkel i 2004 da en hullseksjon på Gullfaksfeltet ble boret med denne teknologien. Metoden ble benyttet i en brønn, deretter gikk en over til trykbalansert boring for aktuelle brønner som skulle bores. Bruk av denne teknologien kan redusere problemene ved boring gjennom flere reservoarlag med varierende poretrykk. Fram til mai 2010 er det boret 6 brønner med anvendelse av trykbalansert boreteknologi på Gullfaksfeltet.

Tilsvarende teknologi har blitt brukt på andre felt på norsk sokkel, men aktørene på sokkelen er tilbakeholdne med å ta teknologien i bruk i særlig stor grad, selv om det er mange brønner som er typiske kandidater. Ptil støtter tiltakene også fordi de gir bedre risikostyring. Det er fram til i dag boret totalt ca 20 brønner/seksjoner med slik teknologi.

²⁷ Mckinsey 2001: A new regime for innovation and technology management in the E&P industry

**Boks 5.7 En pilotert teknologi som tok lang tid å få tatt i bruk på norsk sokkel:
Lett brønnintervensjon.**

Kostnadsnivået med høye riggrater var en av driverne for å få utviklet en enklere måte å gjøre brønnintervensjoner i havbunnsbrønner på. FMC var et av selskapene som så denne muligheten, og satte sammen med Statoil igang utvikling og bygging av egnet utstyr til denne tjenesten. FMC tok en betydelig del av finansieringen og risikoen i denne perioden. Midler fra det statlige DEMO 2000 programmet ble også tildelt som bidro til å senke den finansielle risikoen.

Utstyret, som FMC og Statoil utviklet i samarbeid, ble testet offshore og teknisk kvalifisert i 2003. Selv om utstyret var kvalifisert, var etterspørselen etter tjenesten begrenset i starten. Fra 2006 har etterspørselen etter tjenesten vært stor. Sentrale aktører i denne perioden har vært Statoil, FMC og Island Offshore. For året 2009 alene ga tjenesten en netto inntektsøkning til operatør på 15 mrd. NOK (ref. Statoil pressekonferanse oktober 2009) gjennom arbeid på 30 undervannsbrønner.

Det var ikke de tekniske utfordringene som viste seg å dominere veien fra visjon til marked. Både aktørbilde, krav og organisering ble liggende i brytningen mellom to industrier – marine operasjoner og boring/brønn. I FMC var intern finansiering og prioritering usikker mot et uklart forretningsbilde.

Lett brønnintervensjon har vært et krevende konsept å realisere. Fra idé til marked har det tatt ca. 15 år. En av erfaringene til FMC er at teknologiutviklingsprosjekter med så stort potensial og behov kan drives fram langt bedre og raskere.

- Teknologi som har vist seg å være vellykket internasjonalt, kan i større grad tas i bruk i Norge (se boks 5.6). Andre eksempler er bruk av lavsalinitetsvann, "bright water" og permanente seismiske kabler på havbunnen.
- Teknologi som er implementert og vellykket uttestet på ett felt, tas sent og i begrenset grad i bruk i andre lisenser. Et eksempel på dette er flergrensbrønner som var en stor suksess på Troll Olje.
- Dersom en pilot er vellykket på et felt, burde ikke andre felt vente til etter fullfelts implementering på testfeltet. Det er også viktig å planlegge for god kapasitet til å rulle ut teknologiene. Med for lav kapasitet er det en fare for at det blir for sent for andre modne felt.
- Prosjekter som er besluttet kan ta lang tid å gjennomføre.

5.4 Standardisering

Norsk sokkel er avhengig av samordning og standardisering av ulike teknologiske løsninger for å få ned både driftskostnader og utbyggingskostnader for mindre funn. Lavere utbyggingskostnader vil kunne bidra til utbygging av felter som er marginalt lønnsomme. Standardisering av ulike tiltak innen for eksempel boring og brønn kan også bi-

dra til reduserte kostnader. Verktøypordeføljen for riggoperasjoner kan vesentlig forbedres gjennom standardisering og dermed gi økt riggeffektivitet, høyere tilgjengelighet og lavere kostnader. Standardiseringen kan gjelde alt fra brønnrammer til ventiler og bolter.

En faktor som har bidratt til å øke kostnadene, er selskapenes ulike spesifikasjoner og tekniske standarder. Til og med innenfor samme selskap kan ulike prosjekter ha ulike standarder og spesifikasjoner. For eksempel har ett selskap bestilt 19 verktøy i 13 forskjellige variasjoner for samme arbeidsoperasjon. Konsekvensene er lengre leveringstid og dyrere enhetspris. Disse variasjonene kan også være kilde til feiloperasjoner som kan forårsake forsinkelser.

Standardisering fører til at kostnadene reduseres av flere grunner:

- "Engineering" gjøres en gang. Det betyr at alle leveranser etter det første anlegget kun trenger å være en enkel konfigurering eller kopi av det første. Det sparer bedriftene for arbeid.
- Dersom man får til standardisering og en forutsigbarhet på volum, kan leverandørindustrien gjøre utstrakt forhåndsproduksjon til lager. Det gir en betydelig innsparing, siden leverandører og underleverandører kan få en volum-

effekt som gir lavere kostnad, og produsere utstyr optimalt planleggingsmessig.

- Ved standardisering kan gjennomføringsmodeller forenkles, og fokus kan rettes mot å kvalifisere prosesser hos leverandør/underleverandør.

Boks 5.8 "Fast track" i Statoil

Statoil har lansert et "fast track"-program der de ønsker effektive og standardiserte utbyggingsløsninger for å holde kostnadene nede i mindre utbyggingsprosjekter nær eksisterende infrastruktur med kjent geologi. Dette innebærer også at feltnære prospekt planlegges for et "fast track" løp. Fast track-arbeidsprosessen bidrar også til å sikre utvinning av disse ressursene innenfor gitt levetid til aktuell infrastruktur. Statoil ønsker fast-track-prosjekter som kommer hurtig i gang og der nye prosjekt henger seg fortløpende på det foregående. Det er planlagt å benytte de samme leverandørene og prosjektarbeiderne. Eksempler på forsøk på denne type utbygginger er i forbindelse med utbygging av funnene Pan-Pandora og Katla i Visund/Oseberg området. Disse funnene vil kreve mindre investeringer og kan settes raskere i produksjon ved å knyttes til eksisterende infrastruktur. Fast-track-programmet vil kunne bety større kontrakter, og medføre store tids og kostnadsbesparelser ved å ha hurtige prosjekter med de samme menneskene og tekniske hovedløsningene.

Innenfor undervannsløsninger er det et stort potensial for standardisering. Undervannsproduksjonsanlegg kan i dag leveres i standardiserte porteføljer (modent teknologisk og industrielt nivå), med økt tilgjengelighet og lavere kostnad som resultat. Operatøren ønsker ofte å gjøre innkjøpene på denne måten i dag, men samordning av beslutninger på tvers av lisenser er vanskelig.

Standardiserte løsninger må imidlertid veies opp mot skreddersydde løsninger der dette vil være mest lønnsomt. Satsing på å gjennomføre viktige teknologisprang, som for eksempel å utvikle undervannsgasskompresjon på Åsgard, Ormen Lange og Snøhvit, er derfor også svært viktig for å øke utvinningen på norsk sokkel.

Kapittel 6

Forslag til tiltak

Dersom utvalgets visjon om 2,5 mrd. Sm³ mer olje fra norsk sokkel skal nås, må en rekke utfordringer løses, og det haster med å komme igang om ikke tidskritiske ressurser skal gå tapt.

Utvalget mener at det særlig viktig å iverksette tiltak innenfor følgende områder:

- Det regulatoriske rammeverket
- Kostnader og lønnsomhet
- Aktørbildet og konkurransesituasjonen
- Teknologiutvikling og implementering
- Andre spesifikke teknologiområder og kompetanse

Tiltakene som beskrives nedenfor, går på tvers av de regulatoriske, økonomiske og teknologiske hindringene drøftet i foregående kapitler. Det gjøres oppmerksom på at utvalgets tiltak er rettet både mot myndighetene og mot petroleumsnæringen. Dette vil presiseres underveis.

6.1 Regulatoriske tiltak for iverksettelse av økt utvinning

Reservetilveksten fra feltene i drift på norsk sokkel er fallende. Det er også en tendens til at planlagte utvinningsprosjekter blir utsatt eller terminert til tross for det betydelige potensialet for økt utvinning på mange av disse feltene. En rekke regulatoriske forhold som stemmereglene, lisensperiode og eierandeler kan virke inn på slike beslutninger. Det vil derfor diskuteres ulike tiltak som kan bidra til at flere lønnsomme prosjekter for økt utvinning blir iverksatt.

Lete- og tildelingspolitikken

I tildelingskriteriene framgår ikke erfaring med utvinningstiltak som et eget punkt. De fleste tildelinger skjer før et funn, noe som gjør at effektiv leting ofte blir vektlagt. Det er vanskelig på et tidlig tidspunkt å legge tilstrekkelig vekt på effektiv utvinning siden reservoarforholdene ikke er tilstrekkelig kartlagt og studert. Verdiskapingen ved senere utbygging er imidlertid viktigere for samfunnet, og bør tillegges vekt ved tildelingen.

Det bør i større grad synliggjøres at kompetanse og erfaring hos rettighetshaverne i lisensgruppen, og ikke minst deres evne og vilje til å realisere samfunnsøkonomisk forsvarlig utvinning, vektlegges i tildelingen.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 er som følger:

- Ved tildelinger og sammensetning av lisensgrupper bør det synliggjøres at erfaring og vilje til tiltak for økt utvinning vektlegges. Dette kan f.eks. oppnås ved at dette innføres som et eget punkt i tildelingskriteriene.

Stemmereglene

Stemmereglene, fastsatt av myndighetene, er ment å beskytte mindretallet i lisensene. Utfordringen med dagens stemmereglene er imidlertid at de vanskeliggjør beslutninger i utvinningstillatelser ved at små eiergrupperinger kan stanse lønnsomme utvinningsprosjekter fremmet av majoritetseierne i lisensen. Også i et felts halefase kan stemmereglene være til hinder for økt utvinning. Selskaper med høy eierandel og fokus på haleproduksjon får da ikke den nødvendige makt i lisensen til å drive sin driftsmodell (som er nødvendig for haleproduksjon).

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 om stemmereglene er som følger:

- Det bør sikres eiermakt i lisensen til å sette i gang utvinningsprosjekter. Utvalget foreslår at stemmereglene endres slik at flertallsprinsippet gjelder for utvinningstillatelsen.

Lisensperiode

Investeringer i prosjekter for økt utvinning på feltene krever at rettighetshaverne tenker langsiktig. Lisensperioden settes normalt til 30 år, og for en rekke felt på norsk sokkel nærmer denne perioden seg slutten. Mye av gevinsten fra eventuelle prosjekter for økt utvinning vil da måtte komme etter at lisensperioden er over. Det vil derfor være vanskelig å få gjort vedtak om nødvendige investeringer dersom vilkårene rundt forlengelse av lisensperioden ikke er avklart. Behovet for en

avklaring av lisensforlengelse kan også dukke opp tidlig, i enkelte tilfeller før utbygging finner sted. Dersom forholdene rundt forlengelse av lisensperioden ikke er avklart, vil det bety større usikkerhet for rettighetshaverne, noe som kan få betydning for deres interesse for å investere videre i feltet.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 om lisensperiode er som følger:

- Myndighetene må tidlig avklare spørsmålet om lisensforlengelse når behovet dukker opp. Vurderingen av forlengelse bør gjøres på grunnlag av oppnådde resultater og langsiktige planer for å øke verdiskapingen fra lisensen.

Rapportering særskilt på økt utvinning

Økt fokus på økt utvinning kan oppnås ved at myndighetene ber om særskilt rapportering på området.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 er som følger:

- Myndighetene bør utforme en ny offentlig indekseringsliste for felt i drift som publiseres årlig. Denne indekseringslisten bør inneholde indikatorer som gjør det mulig å vurdere selskapenes arbeid knyttet til økt utvinning. En offentlig indekseringsliste vil bidra til å øke selskapenes fokus på økt utvinning fra felt.

Revidert PUD

Myndighetene kan gjennom PUD-prosessen ha innvirkning på selskapenes videre planer for et felt, og PUD-prosessen kan derfor være et verktøy for myndighetene til å sikre lønnsomme løsninger for økt utvinning på feltene. Utvalget ser behov for å formalisere lisensenes arbeid med tiltak på økt utvinning.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 om PUD-prosessen er som følger:

- Utvinningstillatelsene skal levere inn en forenklet, revidert PUD senest når 80 pst. av planlagt produsert volum, avtalt i PUD eller lignende, er nådd. Tiltaket vil trekke arbeidet med økt utvinning i større grad inn i selskapenes styrende organer, og dermed disiplinere selskapenes arbeid. Samtidig vil OED, gjennom PUD-behandlingen, i større grad involveres i selskapenes arbeid med økt utvinning. Utvalget legger til grunn at en slik prosess ikke innebærer vesentlig merarbeid for selskapene siden den nødvendige informasjonen allerede i dag blir rapportert til myndighetene.

6.2 Kostnadsnivå og lønnsomhet

Kostnadsnivået på norsk sokkel har økt betydelig de siste årene og er høyt sammenliknet med andre petroleumsproduserende land. Dette påvirker felts levetid og truer lønnsomheten i tiltak for økt utvinning. Utvalget ser potensial for reduksjon av kostnadsnivået på norsk sokkel. Utvalget erkjenner at en reduksjon av driftskostnadene på norsk sokkel er helt nødvendig for økt utvinning, og at dette vil være en utfordrende prosess som krever innsats i første rekke fra industrien.

Utvalgets foreslag til et overordnet tiltak basert på analysene i kapittel 4 om driftskostnader er som følger:

- Olje- og energidepartementet må, i samråd med industrien, ta initiativ til en felles dugnad for å redusere driftskostnadene på norsk sokkel.

Riggmarkedet

Kostnadene knyttet til riggleie på norsk kontinentalsokkel har økt betydelig de siste årene. Siden boring og brønn er sentralt for økt utvinning, bidrar høye riggrater til lavere lønnsomhet og færre brønner på norsk sokkel.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 4 og 5 om riggmarkedet er som følger:

- Myndighetene bør arbeide for at det blir lettere å flytte rigger til og fra norsk sokkel, ved at det etableres internasjonale standarder og krav med felles fortolkning og anvendelse. Det bør undersøkes om det er mulig å ta initiativ til slik standardisering gjennom EU eller EØS.
- Med de endringene i stemmereglene som utvalget foreslår, kan det bli lettere for selskaper med bred portefølje å få til langsiktige kontrakter på rigg og intervensjonsfartøy. Langsiktige kontrakter kan gi større forutsigbarhet og bedre tilgjengelighet av rigger.

Regelverk HMS og ytre miljø

Regelverkene for HMS og ytre miljø er viktige for at norsk sokkel i dag har høy teknisk integritet og relativt lave utslipp til luft og sjø sammenliknet med andre petroleumsproduserende land. Målstyring av HMS og ytre miljø er imidlertid i mange tilfeller ikke kostnadseffektiv, og ikke i stor nok grad vurdert i et kost/nytte-perspektiv. Dette gjelder både de særnorske krav og regler, samt fortolkningen av regelverket. Kravene og fortolkningene kan bidra til økte kostnader for selskapene som igjen går utover lønnsomheten til utvinningsprosjekter, spesielt for felt i halefasen.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 om HMS og ytre miljø er som følger:

- Ved endrede krav og praksisendring må myndighetene i større grad vise kostnader og nytte av endringene. Det bør utformes en transparent metodikk i tråd med Finansdepartementets veileder for kostnads- og nytteanalyser. På den måten kan man i større grad få en mer helhetlig tilnærming.
- For felt i halefasen må myndighetene være varsomme med å stille nye, kostbare og omfattende krav til HMS og ytre miljø dersom dette forkorter et felts levetid og medfører tap av verdier.
- Økt utvinning krever økt energibruk. Det skyldes økt injeksjon av gass og vann, samt at feltenes levetid forlenges. Industri og myndigheter må derfor ha økt fokus på energieffektivisering av virksomheten framfor å elektrifisere innretningene med kraft fra land.

Samordning

Bedre samordning innenfor geografiske områder, og mellom ulike områder av norsk sokkel, kan bidra til felles løsninger som kan redusere både investerings- og driftskostnadene på norsk sokkel. I utgangspunktet vil hvert selskap ivareta sine egne interesser, noe som ikke nødvendigvis er optimalt for den totale ressursutnyttelsen. Større grad av samordning kan derfor være kostnadsreduserende, og dermed bidra til å modne fram reserver.

Utvalget foreslår følgende tiltak basert på analysen i kapittel 3 om samordning av områder på norsk sokkel:

- Myndighetene bør i samarbeid med petroleumsnæringen foreta en grundig evaluering av gevinster knyttet til bedre samordning av områder på norsk sokkel. Evalueringen bør undersøke virkningen av samordning på lønnsomhet, herunder driftskostnader og utvinningsgrad på eksisterende og omkringliggende felt. Analysen skal danne grunnlaget for mulige tiltak for bedre samordning på norsk kontinentalsokkel
- Myndighetene og selskapene bør sammen etablere et områdeforum for hvert område der overordnede strategier og planer legges fram, og diskuteres.

Standardiserte løsninger for økt utvinning

Skreddersøm og selskapsspesifikke krav for utbyggingsløsninger og prosjekter med betydning for økt utvinning bidrar til å øke kostnadene slik at prosjekter ikke blir realisert. Større grad av

standardisering vil derfor være viktig for å få ned kostnadene og kan dermed føre til at flere marginale prosjekter blir lønnsomme. Utvalget er kjent med at det er satt i gang flere initiativ i næringen på dette.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om standardisering er som følger:

- Standardisering bør i større grad pågå på tvers av lisenser med ulike eierstrukturer.
- Standardisering av undervannsløsninger har et stort potensial. For standardisering av undervannsanlegg/-utstyr bør rettighetshavere og leverandører utvide arbeidsfeltet til å inkludere standardløsninger for rigg- og fartøyinstallasjon.
- Det må arbeides videre med samordning av norske og internasjonale standarder.

Personalkostnader

Kostnader knyttet til personell bidrar til det høye kostnadsnivået på norsk sokkel. Dette er primært et resultat av avtaler som partene i arbeidslivet har inngått. Utvalget har ikke fokusert på å utarbeide tiltak på dette området, men henstiller til partene og myndigheter om å ta ansvar i forhold til kostnadsdrivende kompensasjonsordninger.

6.3. Tiltak med betydning for konkurransesituasjonen på norsk sokkel

Rettighetshaverbildet på norsk sokkel har gjennomgått omfattende endringer de siste årene. Gjennom oppkjøpet av Hydros petroleumsvirksomhet har Statoil fått en dominerende rolle på sokkelen. Samtidig har det kommet inn flere mindre selskaper, spesielt innenfor letevirksomhet. Et viktig element i utviklingen av petroleumsvirksomheten har vært konkurransen mellom ulike selskaper, med fokus på norsk sokkel, som har utfordret hverandre i utbyggings- og driftsfasen. Utvalget mener at det i dag er behov for styrket partnerinnsats i de store modne feltene for å øke utvinningen fra disse.

Skifte av eierandeler

Eierandeler kan ha betydning for en eiers vilje til å investere i et felt, og fordeling av eierskap kan gi utslag i selskapers prioriteringer av prosjekter som angår feltet. Dette må ses i sammenheng med dagens stemmeregler (jf. kapittel 3). Utvalget vil påpeke viktigheten av at myndighetene bør være aktive i styring av eierskap når deler

av norsk kontinentalsokkel nå går over i en mer moden fase.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 3 og 4 om eierandeler er som følger:

- Myndighetene og rettighetshaverne bør i større grad gjennomføre porteføljetilpasninger slik at beslutninger som er avgjørende for økt utvinning og verdiskaping, med større sannsynlighet blir tatt.
- Myndighetene må legge til rette for økt aktivitet på feltransaksjonsmarkedet. Dette kan føre til at selskaper med fokus på haleproduksjon tiltrekkes norsk sokkel, og derigjennom bidrar til økt utvinning.

Petoro's rolle for aktørbildet

Petoro kan med begrenset økning i egne ressurser, kombinert med innleie av spisskompetanse, gjennomføre utredninger for å etablere alternative syn i viktige langsiktige beslutninger som har betydning for utvinning av resterende petroleumressurser. Dette kan også stimulere til samarbeid og økt synergi med andre rettighetshavere og myndigheter.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 4 om konkurransesituasjonen er som følger:

- Staten bør i større grad sette Petoro i stand til å gjennomføre egne utredninger for å styrke beslutningsgrunnlaget i viktige, langsiktige prosjekter på de modne feltene.
- Behovet for økt kompetanse og ressurser til Petoro vil variere ettersom de forskjellige utfordringene i de modne feltene vil komme i ulike tidsrom. Utvalgets flertall, alle unntatt utvalgets medlem Nina Bjerkedal, mener at denne styrkingen av statens selskap på sokkelen bør sikres gjennom en mer fleksibel finansiering enn det som er mulig gjennom dagens finansieringsordning.
- Utvalgets medlem Nina Bjerkedal er enig i at Petoro bør ha mulighet til å belyse viktige, langsiktige beslutninger. Dette medlemmet kan imidlertid ikke slutte seg til forslaget om å vurdere en ny finansieringsordning for Petoro. Det statlige budsjetteringssystemet sikrer en samlet og helhetlig vurdering av utgifter til ulike formål. Finansieringen av Petoro bør på linje med andre formål i statsbudsjettet også underlegges dette viktige prinsippet. Det statlige budsjettssystemet er heller ikke til hinder for at bevilgningene varierer fra år til år i takt med behovet.

Forholdet mellom leting og drift

I 2004 ble petroleumsskattesystemet endret slik at det ble innført en utbetalingsordning for skatteverdien av letekostnader. Til tross for at denne endringen bare innebærer en likviditetsmessig likebehandling av selskaper i og utenfor skatteposisjon, har leteaktiviteten økt betydelig. Det har blitt hevdet at de nye leteselskapene på norsk sokkel har rekruttert nøkkelpersoner, gjerne fra de etablerte selskapene med operatøransvar. Tilveksten av selskaper kan også ha forsterket knappheten på rigger på norsk sokkel. Disse forholdene kan i sum ha medført et svakere fokus på felt i drift og dermed på økt utvinning. Utvalget mener det er viktig med balanse mellom leting og utvinningsaktiviteter. I denne sammenheng viser utvalget også til at hyppigheten på TFO-rundene kan ha medført for stor vekt på leting framfor utvinning og drift.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 4 om konkurransesituasjonen er som følger:

- Myndighetene bør gjennomgå virkningen av dagens utbetalingsordning for skatteverdien av letekostnader og TFO-ordningen, herunder frekvensene på rundene, for å undersøke nærmere hvilken betydning dette har fått for felt i drift.

Kontrakter

Samarbeidet mellom leverandørindustrien og oljeselskapene er viktig for videreutviklingen av teknologi knyttet til økt utvinning på norsk sokkel. I dagens kontraktregime er det imidlertid utfordringer knyttet til teknologiutvikling i forbindelse med blant annet patentrettigheter og fordeling av risiko.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 4 om kontrakter er som følger:

- Oljeselskaper og leverandørbedrifter må utvikle et bedre kontraktsformat som ivaretar utviklingsbehovet og risikoaspektet ved utvikling og implementering av ny teknologi. Kontrakten skal regulere oppstart, innkjøring, drift og utvikling.
- Oljeselskaper og leverandørbedrifter har i felleskap utviklet standardkontrakter til bruk for partene. Utvalget oppfordrer aktørene til å etterspørre større bruk av slike standard utviklingskontrakter for å sikre et regime med balansert ansvar og insentiver.
- Oljeselskapene oppfordres til å sette ut totale modifikasjon, vedlikehold og operasjons (MMO) kontrakter, basert på topsidekontrak-

ter, også for havbunnsinstallasjoner med hensikt å utføre all service og øke produksjonen fra slike felt i fremtiden.

6.4. Teste og implementere mer teknologi for økt utvinning

På norsk sokkel i dag er det en tendens til at piloter blir utsatt, og implementering av ny teknologi innen økt utvinning tar tid. Utvalget mener at det er behov for hurtigere implementering og testing av ny teknologi, noe som krever langsiktig tenkning og investeringsvilje. Teknologitvillingen på norsk sokkel har bidratt til å løfte utvinningsgraden betydelig, og ny teknologi kan bidra til å modne fram nye lønnsomme reserver. Dersom ikke markedet på en effektiv måte klarer å løfte tilstrekkelig med ny teknologi eller piloter, bør myndighetene iverksette ulike tiltak.

Testing og implementering av teknologi vil kunne ha et verdipotensial utover hver enkelt utvinningsstillatelse. Slike forhold blir ikke nødvendigvis tillagt nok vekt i vurderingen av en pilot innad i selskapene og utvinningsstillatelsene, og det vil kunne være av interesse for myndighetene at mer ny teknologi testes og implementeres på norsk sokkel utover selskapenes egne interesser.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om piloter og implementering er som følger:

- For gjennomføring av piloter og implementering av ny teknologi, som vil ha betydning for økt utvinning på tvers av lisenser, bør selskapene i felleskap og ved samfinansiering komme fram til piloter som bør gjennomføres. Utvalget er kjent med at slike initiativ er forsøkt tidligere i OLF Asset Forum, og at Oljedirektoratet gjennom samarbeidsorganet FORCE forsøker å løfte flere slike større piloter. Utvalget anbefaler myndighetene å gjøre et nytt forsøk på å etablere et forum med deltagelse fra de viktigste aktørene og beslutningstakerne på sokkelen hvor OD og Petoro vil ha en sentral rolle.
- For mindre piloter foreslår utvalgets flertall at myndighetene styrker eksisterende ordninger som DEMO2000 i Forskningsrådet over statsbudsjettet. DEMO2000 kan dermed bidra til å løfte flere piloter fram i samarbeid mellom leverandørindustrien og selskapene. Styrkingen av DEMO 2000 skal da være spesielt rettet mot problemstillinger vedrørende økt utvinning på norsk sokkel, forankret i OG21-strategien.

Utvalgets medlem Nina Bjerkedal viser til at petroleumsindustrien har sterke incentiver til FoU gjennom dagens tilskuddsordninger og gjennom skattesystemet. Etter dette medlems vurdering har ikke utvalget påvist svakheter som forsvarer økte statlige subsidier til forskning.

- Større piloter kan være vanskelige å beslutte på grunn av usikkerhet i resultatene og størrelsen på piloten. Utvalgets flertall, alle unntatt utvalgets medlem Nina Bjerkedal, foreslår at det innføres en utbetalingsordning for skatteverdien av piloteringskostnadene, tilsvarende utbetalingsordningen for letekostnader. Flertallet mener at dette vil øke risikoviljen for piloter for selskaper som ikke er i skatteposisjon.
- Utvalgets medlem Nina Bjerkedal mener at det ikke er behov for å innføre en utbetalingsordning for piloteringskostnader. Dersom det er riktig at det iverksettes for få piloter på norsk sokkel, mener dette medlemmet at de foreslåtte endringene i stemmereglene og etableringen av områdefora kan bøte på dette. For øvrig viser dette medlemmet til at utvalget er bekymret for at utbetalingsordningen for letekostnader kan ha ført til for sterk prioritering av rigggkapasitet mot letebrønner framfor mot produksjonsbrønner. Utvidelser av utbetalingsordningen bør ikke skje før virkningen av dagens ordning er gjennomgått.

Det er også viktig at leverandørindustrien prioriterer teknologitvilling knyttet til utfordringer på norsk sokkel. Den modne delen av norsk sokkel har noen unike utfordringer (aldring av eksisterende infrastruktur, høy vannproduksjon) som det er tidskritisk å løse. Leverandørindustrien må i større grad starte utvikling før det foreligger forpliktende kontrakter med sluttbruker. Dette kan være en vanskelig prioritering av ressurser, spesielt siden kompetansen som kreves til dette arbeidet, også er svært etterspurt for å løse internasjonale utfordringer.

- Utvalget anbefaler industriens bransjeforeninger Norsk Industri og OLF å utarbeide et incentivsystem for leverandørindustrien som stimulerer til teknologitvilling for økt utvinning på norsk sokkel.

6.5. utfordringer for økt utvinning innenfor spesifikke teknologiområder

En rekke teknologiområder som boring og brønn, ulike injeksjonsteknikker og integrerte operasjoner har et betydelig potensial for å øke utvinningen på norsk sokkel (se kapittel 5). Utvalget vil derfor foreslå ulike tiltak innenfor disse teknologiområdene.

Boring og brønn

Boring og brønn er den viktigste faktoren som på kort sikt kan bidra til å øke utvinningen på norsk sokkel. Kapasiteten på boring av brønner og intervensjoner i gamle brønner er en begrensende faktor for å få økt utvinningen. Det gjelder både kapasiteten på faste innretninger og tilgangen til rigger på norsk sokkel. Modne felt bør vurdere nybygg og modifikasjoner slik at bore- og intervensjonskapasiteten økes.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om boring og brønn er som følger:

- Utvalget foreslår at industrien i større grad vektlegger enklere brønndesign ved å redusere kompleksitet og dimensjonering for å muliggjøre anvendelse av mindre og billigere rigger. Valg av brønnløsning må veies opp mot produksjonspotensialet.
- Industrien må i større grad benytte seg av alternativer i tillegg til de faste boreanleggene på produksjonsplattformene for å øke antall borede brønner. Et slikt alternativ er bruk av brønnhodeplattformer i nærområdet til produksjonsplattformen der vandypet tillater det.
- Det bør i større grad vurderes langsiktige bore- og intervensjonskontrakter slik at kapasiteten øker raskt nok for modne felt. Dette bør kunne skje både mellom lisenser og mellom selskap.

Økt utvinning med ulike injeksjonsteknikker

Vann- og gassinjeksjon har bidratt til å løfte utvinningsgraden på feltene på norsk sokkel betydelig. En videre utvikling av eksisterende teknologier, samt utvikling av nye metoder, vil kunne ha et stort potensial for økt utvinning de nærmeste årene. I dag er imidlertid selskapene i liten grad villige til å teste ut slike avanserte injeksjonsteknikker, og de taper i konkurranse med andre tiltak. Utvalget mener spesielt at avanserte EOR²⁸-metoder som for eksempel SAVAG, polymerinjeksjon og lavsalint vann kan ha stort potensial på norsk sokkel, i tillegg til fortsatt bruk av eksisterende

metoder som vann- og gassinjeksjon. Testing og implementering må skje hurtigere for at avanserte utvinningsmetoder skal få betydning for økt utvinning på norsk sokkel.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om avanserte injeksjonsteknikker er som følger:

- Selskapene bør få raskere framdrift i piloteringsarbeidet, og i større grad løfte fram ulike EOR-metoder på norsk sokkel.
- Egne selskapsinterne begrensninger i forhold til bruk av kjemikalier bør i større grad utfordres slik at prosjektene kan tas fram til vurdering hos myndighetene og vurderes miljømessig helhetlig i et kost/nytteperspektiv.

CO₂ til økt utvinning kan ha et stort potensial for feltene på norsk kontinentalsokkel. Det er imidlertid en rekke utfordringer knyttet til brønnavstander og ombygningskostnader offshore, samt å sikre tilstrekkelig forsyning av CO₂. I forbindelse med utvikling av CCS²⁹ kan store mengder CO₂ bli tilgjengelig og CO₂ til økt utvinning kan bidra til bedre økonomi i CCS-prosjekter.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om CO₂-injeksjon er som følger:

- CO₂ til økt utvinning vil kunne ha et betydelig potensial på kalksteinsfeltene i den sørlige delen av Nordsjøen. Myndighetene bør aktivt arbeide sammen med selskapene gjennom det regulatoriske rammeverket og eventuelt med økonomiske insentiver for en CO₂-pilot.
- Tilgang på CO₂ er en kritisk faktor for bruk av injeksjon av CO₂ til økt utvinning på feltene. Myndighetene skal derfor i sitt arbeid med CO₂-lagring, nasjonalt og internasjonalt, aktivt arbeide fram en plan for utnyttelsen av gassen også til EOR-formål på norsk sokkel. Utvalgets medlem Nina Bjerkedal viser til sin merknad under avsnitt 6.4, og kan ikke støtte forslaget om økonomiske insentiver til CO₂-pilot.

Integrerte operasjoner

Integrerte operasjoner (IO) kan øke utvinningen på feltene gjennom mer effektiv drift og bedre beslutninger knyttet til reservoarløsninger. De fleste selskapene har gode planer og intensjoner for bruk av IO i alle faser, fra leting til felt i drift. Fokus så langt har vært å legge data til rette, forbedre samhandling mellom hav og land, samt visualisering av data. En rekke forhold slik som kontraktmessige, kulturelle og teknologiske ut-

²⁸ EOR (Enhanced Oil Recovery)

²⁹ Carbon capture and storage (karbonfangst og lagring)

fordringer har imidlertid ført til at implementeringen av IO tar tid. Norsk sokkel er nå i en fase hvor en må sette mer trykk på implementering av IO i full bredde, samt arbeide for å nyttiggjøre seg nye muligheter relatert til informasjonsteknologi. Utvalget har ingen spesifikke forslag til tiltak, men vil basert på analysen i kapittel 5 påpeke at det er viktig med videre innsats på følgende områder:

- Systematisk arbeid for kontinuerlig forbedring hos operatører og leverandører der utnyttelsen av IO-verktøykassen og nye arbeidsprosesser i selskapenes brukes som noen av verktøyene for å lage klare businesscase
- Legge til rette nye feltutviklingsprosjekter iht. OLFs retningslinjer
- Utfordre grensesnittene mellom operatør og leverandør for å sikre best mulig kompetanseutnyttelse
- Utvikle modell- og analyseverktøy som effektivt nyttiggjør seg de store historiske data-mengdene i tillegg til sanntidsdatastrømmen og som raskt evner å oppdatere seg/ lære av nye data
- Selskapsvise vurderinger av kontraktsformer med krav til systematisk kontinuerlig forbedring som verktøy for videreutvikling også på leverandørsiden samt kompensasjonsformat som reflekterer effektivitet i større grad enn ressursbruk.

Reservoarkartlegging

Flere felt på norsk kontinentalsokkel går gjennom omstillingsfaser der det må gjøres endringer i dreneringsstrategi. Dette krever nye investeringer i anlegg og nye brønner. Bedre reservoarforståelse vil da være nødvendig for å skape tillit til beslutningsgrunnlaget for tiltak for økt utvinning, men også som en forutsetning for å kunne plassere brønnene bedre. Utvalget konstaterer et behov for at undergrunns- og reservoarforståelse prioriteres enda høyere av selskapene.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om reservoarkartlegging:

- Industrien bør styrke arbeidet med datainn-samling og reservoarmonitorering. Dette kan blant annet gjøres ved å installere permanente seismikkabler på havbunnen der hvor dette kan forsvares økonomisk.
- Industrien bør styrke arbeidet med reservoarforståelse og reservoarmodellering og arbeidsprosesser knyttet til dette slik at det gis bedre beslutningsgrunnlag for felt i moden fase.

Undervannsløsninger

Utbyggingsløsningene på norsk kontinentalsokkel har gått fra hovedsakelig faste plattformer til større bruk av undervannsløsninger. Undervannsfeltene har imidlertid en lavere utvinningsgrad blant annet på grunn av for lite og kostbart brønnvedlikehold. Flere dreneringspunkt og lett brønnintervensjon er de viktigste bidragsyterne til økt utvinning fra havbunnsbrønner. Dette har vært kjent lenge og aktiviteter/piloter har vært igangsatt, men prosessene går sent (se diskusjon 5.3).

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 om undervannsløsninger er som følger:

- Industrien bør redusere totalkostnadene gjennom brønnenes levetid ved stor grad av gjenbruk og implementering av tynnhullsboring. Effekten vil bli størst ved at en innfører rigger og fartøyer som er best tilpasset oppgaven. Tilpasset rigg-/fartøydesign vil gi en sikker og effektiv gjennomføring av operasjonene og dermed lavere totalkostnader. Effekten blir størst hvis det også kan inngås langtidskontrakter med rigger og fartøyer.
- Det oppfordres til kampanjebasert tilnærming med spesialfartøy til intervensjon, og eventuelt topphull-boring.
- Metoder for trykkbalansert boring fra flyterigger må kvalifiseres for at våte (subsea) brønner skal være et reelt alternativ.
- Videre satsing på undervannsprosessering (pumping, kompresjon, separasjon osv) som blir viktige teknologier for å øke utvinningen av modne felt.

Kompetanse, arbeidskraft og forskning

Mange utvinningstiltak beskrevet i denne rapporten forutsetter tilstrekkelig tilgang på kompetent personell i tiden framover. Det er imidlertid i dag store utfordringer knyttet til rekruttering av relevant kompetanse til petroleumsindustrien i Norge. Økt utvinning og haleproduksjon er forbundet med komplekse operasjoner og stiller gjerne større krav til personell (antall og kompetanse) enn felt i tidlig fase. Det vil følgelig bli et økende behov for fagkompetanse i tiden fremover. Flere av utvalgets tiltak vil kreve mer personell med undergrunn/reservoar kompetanse. Sterke universitets- og forskningsmiljø er derfor avgjørende for å legge til rette for teknologiutvikling som kan føre til økt utvinning.

Utvalgets forslag til tiltak basert på analysene i kapittel 5 er som følger:

- Myndighetene må stimulere til økt rekruttering til realfag og naturvitenskapelig utdanning.
- Forutsigbare og langsiktige finansieringsordninger og rammebetingelser fra myndighetene er en forutsetning for å fange studentenes interesse og for at universitetene utdanner tilstrekkelig med personer til arbeid i petroleumsnæringen.
- Forskningsprogrammet PETROMAKS er en viktig forutsetning for fortsatt høykvalitet petroleumsforskning og teknologiutvikling i Norge. Utvalgets flertall mener derfor at programmet må styrkes kraftig, og forskning rettet mot økt utvinning må prioriteres.
- Det er nødvendig med støtte fra myndighetene for at kompetansesentre som bidrar til økt utvinning skal ha en sentral posisjon i tiden fremover. Petroleumstekniske sentre for fremragende forskning og sentre for innovasjon er allerede bygd opp, men har tidsbegrenset finansiering. Utvalgets flertall anbefaler at opprettelsen av nye eller videreføring av ett eller flere av de eksisterende sentrene må skje med direkte støtte fra OED eller gjennom en prioritering av OEDs årlige tildelinger til Norges forskningsråd. Senterene skal ha hovedfokus på økt utvinning.
- Utvalgets medlem Nina Bjerkedal viser til at petroleumsindustrien har sterke incentiver til FoU gjennom dagens tilskuddsordninger og gjennom skattesystemet. Etter dette medlems vurdering har ikke utvalget påvist svakheter som forsvarer økte statlige subsidier til forskning.

Kapittel 7

Økonomiske og administrative konsekvenser

Utvalgets tiltak fremgår av kapittel 6. I dette kapitlet følger noen oppsummerende, overordnede vurderinger av de økonomiske og administrative konsekvensene av utvalgets tiltak.

Det er vanskelig å lage gode økonomiske anslag knyttet til mange av utvalgets forslag. Noen av forslagene, for eksempel styrking av Petoro og DEMO2000, må bevilgende myndighet i årlige budsjettvedtak ta standpunkt til. Videre er det forslag som medfører en reduksjon i brønnekostnadene som for eksempel gjelder tiltaket om et felles marked for rigger.

Utvalget har ikke foreslått endringer som vil få administrative konsekvenser.

I sum vil tiltakene kunne ha en positiv samfunnsøkonomisk effekt. Det er krevende å kvantifisere dette, men utvalget vil minne leseren på at kun en liten endring i utvinningsgrad vil ha en svært positiv effekt på selskapenes og statens inntekter.

Litteraturliste

- Faktahefte 2010 "Norsk petroleumsverksemd"
Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet
- Hammer, U., T. Stang, S. B. Bjelland, Y. Bustnesli og A. B. Tørum (2009) "Petroleumsloven" Universitetsforlaget
- IHS CERA (2010) "IHS Indexes"
- Mckinsey&Company (2001) "A new regime for innovation and technology management in the E&P industry"
- Oil and gas journal (2007) "Global oil reserves – 2". PennWell.
- OLF (2007) Oppdatert potensiell verdi av Integreerte Operasjoner på norsk sokkel"
- Osmundsen, P., K. H. Roll og R. Tveterås (2009). "Exploration drilling productivity at the Norwegian Shelf" UiS Working Papers in Economics and Finance 2009/34, University of Stavanger
- St.meld. nr. 12 (2005-2006) "Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten" Arbeids- og inkluderingsdepartementet
- St.meld. nr. 13 (2006-2007) "Et aktivt og langsiktig eierskap" Nærings- og handelsdepartementet
- St.meld. nr. 38 (2003-2004) "Om petroleumsvirksomheten" Olje- og energidepartementet
- St.meld. nr. 58 (1996-1997) "Miljøvernpolitikk for en berekraftig utvikling" Miljøverndepartementet
- St.prp.nr 60 St.prp. nr. 60 (2006-2007) "Sammenlåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet" Olje- og energidepartementet
- Wood Mackenzie Upstream Service

Vedlegg 1

Oljedirektoratets vurdering: Mulighetsrom for økt utvinning på norsk sokkel

Etter 40 år med betydelig teknologi- og produksjonsutvikling kan det være på sin plass å reflektere over hvordan utviklingen framover kan bli. I løpet av disse 40 årene har oljeprisen svingt fra under 3 dollar per fat til 150 dollar per fat. Til tross for svingende priser har norsk sokkel oppnådd høy utvinningsgrad sammenlignet med andre petroleumregioner.

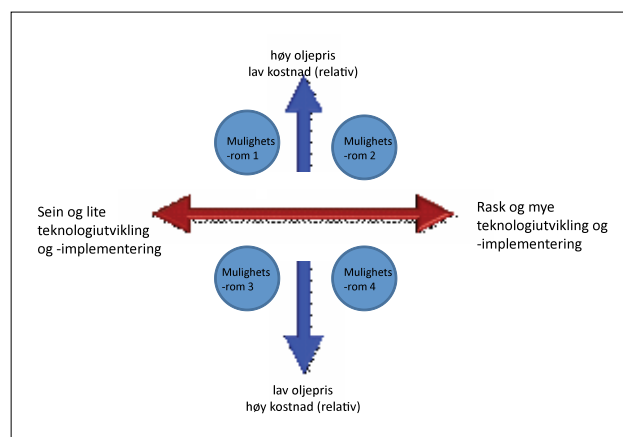
En betydelig del av ressursene på sokkelen kan produseres med bedre rammebetingelser og nye teknologiforbedringer, slik at flere lønnsomme prosjekter kan vedtas. Potensialet for videre verdiskaping er derfor stort. En økning i utvinningsgraden på ett prosentpoeng har et bruttoverdi potensial på om lag 270 mrd. kroner³⁰.

Forholdet mellom inntekter og kostnader er kjernen i selskapers investeringsbeslutningsprosesser. Prisene på olje og gass er de mest avgjørende parametrene for realisering av ressursbasen på norsk sokkel³¹. Likeledes står kostnader sentralt i selskapenes lønnsomhetsvurderinger.^{32,33}

I tillegg til priser og kostnader er utvikling av ny teknologi helt sentralt for hvor mye det er mulig å utvinne fra feltene på norsk sokkel. Gjennom

de siste 20 årene er det utviklet mye ny teknologi for aktiv reservoarforvaltning, dette inkluderer stadig mer sofistikerte produksjonsbrønner og forskjellige injeksjonsteknikker (vann, naturgass og potensielt CO₂).

For å beskrive mulige utfallsrom for framtidig oljeproduksjon er det valgt å ta utgangspunkt i at de to viktigste faktorene for framtidig produksjon fra norsk sokkel er pris/kostnader på den ene siden samt mulighetene for ny teknologi på den andre. Ved å bruke disse som hoveddrivere kan mulige utfall for petroleumproduksjon framover beskrives (se Figur 1).



Figur 1: Ulike utfall for norsk sokkel som en funksjon av implementering og utvikling av teknologi, samt oljepris. (Kilde Oljedirektoratet)

Oljepris som drivkraft for økt oljeutvinning.

Kostnadene på norsk kontinentalsokkel er høyere enn tilsvarende kostnader i andre oljeprodukerende land som Saudi-Arabia og Iran. Dersom det skal være interessant å lete etter og utvinne olje og gass på norsk kontinentalsokkel, må prisene være så høye at det er lønnsomt.

Dagens oljepris på rundt 75 USD per fat er høy sett i en historisk sammenheng og må antas å bidra positivt til investeringer på norsk sokkel. Oljeprisen påvirker i stor grad også prisen på norsk

30 Kilde OD. Betingelsene er 70 dollar fatet, dollar =5,5 NOK, og baseres på bruttoinntekten.

31 Prisene har de siste årene vist seg å være svært volatile. Etter en kraftig oppgang over flere år, falt oljeprisen i 2008 fra omkring 150 til 40 dollar. Slike fluktuasjoner skaper usikkerhet når selskapene skal vurdere lønnsomheten i sine langsiktige prosjekter. Mange selskaper er konservative i sine langsiktige prisanslag for å gjøre sine prosjekter robuste for store prisreduksjoner.

32 Prisøkninger i globale markeder førte til at kostnadene på norsk sokkel doblet seg i perioden 2004-2008. Økningen er særlig knyttet til bore- og materialkostnader, og til en viss grad til arbeidskostnader og utgifter til forsynings-/serviceindustrien. Borekostnadene har i følge Econ Pöyry økt med 170 prosent i perioden, først og fremst drevet av økte rater for leie av rigger. De høye kostnadene bidrar til at haleproduksjonen på feltene kan bli kortere og at lønnsomheten i ulike utvinningstiltak svekkes.

33 Brønnboring og vedlikehold av brønner er trolig de viktigste tiltakene for å øke utvinningen på norsk sokkel. Antallet produksjonsbrønner som bores har siden 2001 hatt en nedadgående trend, mens kostnadene har økt.

gass. Høye oljepriser vil også stimulere til energi-effektivisering og investering i fornybar energi.

Den siste tiden har vært preget av et kraftig fall i etterspørselen etter olje som følge av den pågående lavkonjunkturen i verdensøkonomien i tilknytning til den internasjonale finansuroen. Begrensninger i oljeproduksjonen fra OPEC og bedring i de internasjonale konjunkturerne utover i 2009 og 2010 har imidlertid bidratt til en stabilisering av oljemarkedet og høyere oljepriser.

Når oljeprisen stiger, øker vanligvis aktiviteten i virksomheten. Det letes mer, flere funn bygges ut, og det gjennomføres flere tiltak for å øke reservetilvekst og utvinning. Høy oljepris vil også stimulere til teknologiutvikling.

På den andre siden kan det bli vanskelig å sette i gang tiltak for økt utvinning som medfører midlertidig nedstenging av produksjonen fordi det medfører tapte eller utsatte inntekter. Både høy leteaktivitet og mange tiltak for økt utvinning vil også gi kapasitetsproblemer og konflikter i prioriteringer av f. eks. knapp riggkapasitet.

Dersom verdensøkonomien går inn i en periode med redusert økonomisk vekst og lavere vekst i etterspørselen etter olje og OPEC ikke klarer å holde produksjonsbegrensningene, eller at tilbudsveksten fra andre produsentland er større og raskere enn forventet, kan det bli lavere oljepriser framover.

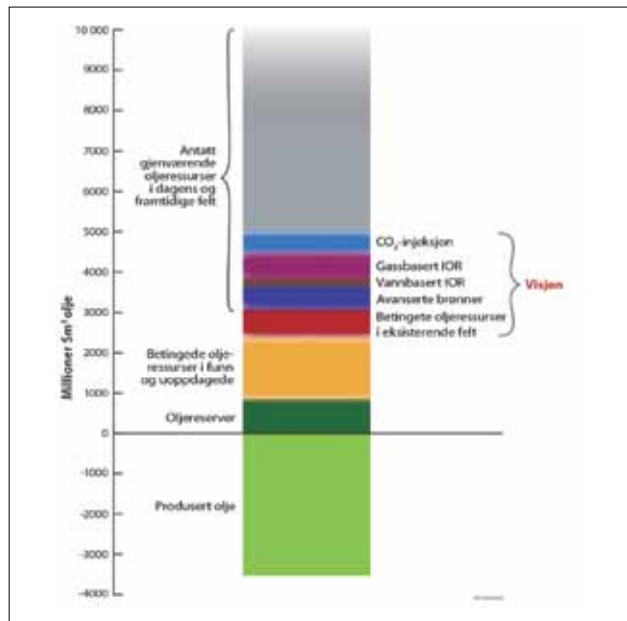
Når oljeprisen er lav, reduseres leteaktiviteten, det blir færre utbygginger og mindre satsing på økt utvinning. Lav oljepris vil gi få insentiver til teknologiutvikling for økt oljeutvinning men vil kunne gi insentiver til teknologiutvikling som kan redusere kostnadsnivået.

Teknologiutvikling.

Høy grad av offentlig tilrettelegging og støtte til FoU virksomhet, teknologispredning og teknologiimplementering vil virke positivt på mulighetene til å få ut mer olje fra feltene, mens mindre offentlig involvering og støtte vil virke negativt.

Mulighetsrommene.

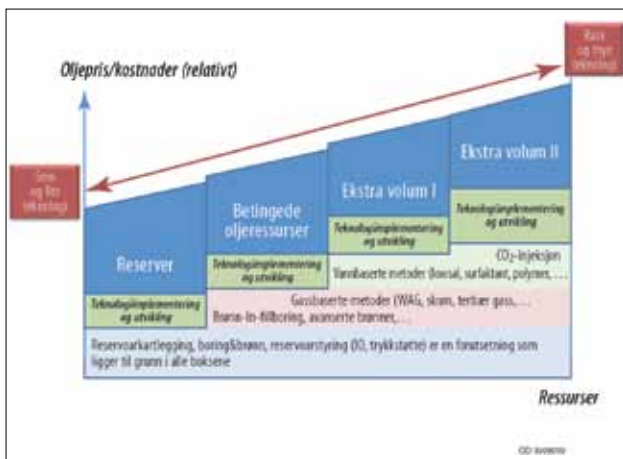
Framtidsbildene tar utgangspunkt i en visjon som Oljedirektoratet har tegnet og som beskriver potensialet både i nåværende felt og mulighetene i framtidige felt på norsk sokkel, se Figur 2. Dersom avanserte IOR-teknologier tas i bruk på norsk sokkel, for eksempel CO₂-injeksjon, vil framtidige oljefelt kunne dra nytte av dette helt fra produksjonstart.



Figur 2: Visjon for oljeutvinning.
(Kilde Oljedirektoratet)

For å tegne visjonen er det tatt utgangspunkt i Oljedirektoratets ressursregnskap. Visjonen kan ikke nås uten at det blir tatt i bruk både eksisterende og ny teknologi og at de tiltakene som er foreslått blir gjennomført, både på feltene som produserer i dag og på framtidige felt. Visjonen baserer seg på en antagelse om at deler av gjenværende ressursene i dagens felt kan produseres. I tillegg antas det at økt utvinning ved eksisterende og ny teknologi for økt utvinning blir anvendt på framtidige felt (funn og uoppdagede ressurser), gjerne fra dag 1. Produserbar andel og gjenværende ressurser i produserende felt og ressurser i framtidige felt summerer seg til om lag 2,5 mrd Sm³ olje. Volumer i betingede oljeresurser er inkludert i visjonene. Disse omfatter økt utvinningsprosjekter uten vedtatte planer. Volumet i visjonen og fordelingen av teknologi, som vist i figuren, er anslått etter en vurdering av dagens felt.

Figur 3 viser hvordan potensialet for økt utvinning påvirkes av oljepris og graden av teknologiutvikling og -implementering.



Figur 3: Ulike volum som kan knyttes til grad av teknologiutvikling og -implementering samt oljepris/kostnadsnivå. (Kilde Oljedirektoratet)

- Dersom rammene for norsk oljeproduksjon de neste tiårene er lave oljepriser, høye kostnader og liten grad av teknologiutvikling og -implementering, er det mulig at ikke en gang bokførte reserver vil bli realisert. For å kunne realisere disse volumene som oppfattes som "sikre", er vi avhengige av at vedlikeholdsprogram og datainnsamlingsprogram må gjennomføres og at planlagte brønner blir boret. Dette er i tråd med det Oljedirektoratet ser på som god ressursforvaltning på sokkelen. I tillegg vil innføring av ny teknologi være nødvendig. Men gitt høye kostnader og liten grad av teknologiimplementering er det slik at det volumet som oppfattes som sikkert, eller deler av det, allikevel ikke vil kunne bli produsert.
- Dersom oljeprisen blir høyere, men det fortsatt skjer lite innen teknologiutvikling og -implementering, kan allerede kjent teknologi gjøre det mulig å realisere noe av potensialet. Dette omfatter stort sett det som betegnes som mobil olje (olje som strømmer mot en produksjonsbrønn som respons på dreneringsmetoden som blir brukt). Dersom hele volumet for innmeldte oljereserver realiseres, vil en gjennomsnittlig utvinningsgrad på sokkelen komme opp i 46 prosent for dagens felt. Det vil altså si at det som ligger til grunn for dagens planer blir gjennomført.
- For å øke realiserbart volum ut over dette må forholdene legges til rette for utstrakt teknologiutvikling og -implementering. Med lav oljepris vil mye av teknologiutviklingen rette seg mot kostnadsbesparende tiltak. Dette kan bidra til å realisere en del volumer.

- Hvis det i tillegg til stor grad av teknologiutvikling og -implementering også er høy oljepris og lave kostnader (relativt til pris), vil det være mulig nå visjonen om å få produsert 2,5 mrd. Sm³ olje i tillegg til volumene i dagens planer. En tilleggsfaktor for å kunne nå denne visjonen er tid. Teknologi tar tid å utvikle og implementere. Så hvis det skal være realisme i visjonen er det essensielt at rammene legges til rette for dette.

Høy Oljepris

Rask og mye teknologiutvikling

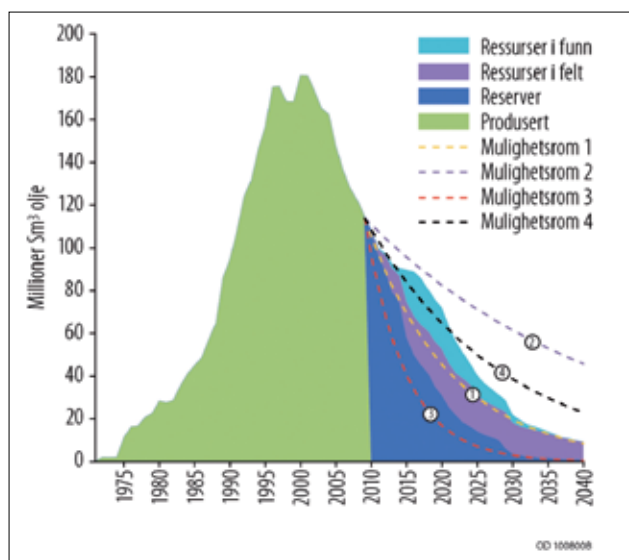
Injeksjonsmetoder

- Flere vellykkede felttester
- Utstrakt bruk av eksisterende og nyutviklede gass- og vannbaserte EOR-metoder
- Rask teknologispredning
- CO₂ til EOR
- Gassinjeksjon som ressursforvaltning

Kostnader

- Tilstrekkelig riggkapasitet
- Oppfylling av boreplaner, vedlikeholds- og datainnsamlingsprogram
- Rigger på langtidskontrakter
- IO over hele sokkelen
- "Støvsuging" av småfunnene rundt eksisterende felt

De ulike mulighetsrommene gir betydelige utslag på de framtidige produksjonsprognosene for norsk sokkel (Figur 4). Dersom det lykkes å legge forholdene til rette for å modne fram volumer som beskrevet over, vil dette kunne bidra til at petroleumproduksjonen faller mindre enn prognosert. Jo mer av potensialet som blir modnet fram og realisert for å nå visjonen, jo lenger utsettes det dramatiske fallet i oljeproduksjon.



Figur 4 Produksjonsprofilene viser betydningen av de ulike mulighetsrommene på framtidig produksjon³³. (Kilde Oljedirektoratet)

Under er det skissert hvordan de to ytterpunktene av framtidens bildene kan bli:

Høy oljepris, rask og mye teknologiutvikling og -implementering

Høy oljepris bidrar til at flere prosjekter blir gjennomført. Industriens teknologifokus sammen med myndighetenes tilrettelegging og støtte til forskning, testing og implementering av ny teknologi gir gode rammevilkår for nye investeringer og en akselerert teknologiutvikling.

Ny teknologi blir i utstrakt grad kommersialisert, og norsk kontinentalsokkel blir et teknologilaboratorium innenfor økt utvinning, og Teknologiske løsninger blir eksportert til andre sokler.

For å opprettholde produksjonen er eksisterende og nyutviklede gass- og vannbaserte EOR-metoder tatt i bruk i stor grad. Mye av teknologien er gjort kjent og tilgjengelig ved god samordning på tvers av utvinningstillatelser og aktører, og gjennom samarbeidsorganer som FORCE.

Den høye oljeprisen gjør at CO₂-fangst til injeksjon for økt oljeutvinning lønner seg. Gjennombrudd for CCS har ført til at store mengder CO₂ blir tilgjengelig for injeksjon på en rekke felt på norsk sokkel.

Økt borekapasitet og lavere brønnkostnader samt ny og avansert bore- og brønntechnologi gjør at flere boremaal blir lønnsomme. Spesialbyggeskip ivaretar gode vedlikeholds- og datainnsam-

lingsprogram. Dette gir bedre reservoarstyring og mer av ressursene kan produseres lønnsomt.

Den utstrakte samordningen mellom utvinningstillatelser gjør at teknologien ifm integrerte operasjoner (IO) blir tatt i bruk på store deler av sokkelen. Dette styrker reservoarstyringen, og er med på å kontrollere kostnadene.

Teknologibruken bidrar til at betydelige reserver modnes frem: ombygging/nye utbygginger av felt og "støvsuging" av små funn. Standardisering av teknologi fører til at flere mindre funn bygges ut. Dette sammen med muligheten for å anvende mer avanserte EOR-metoder fra første dag, gir grunnlag for utbygging og innfasing av nærliggende funn og boring på nye muligheter nær infrastruktur.

Lav oljepris og sein og lite teknologiutvikling.

Lav Oljepris

Sein og lite teknologiutvikling

Injeksjonsmetoder

- Få felttester
- Ingen nye EOR-metoder tatt i bruk
- Ingen teknologispredning
- Ingen CO₂ for EOR
- Ingen gass til injeksjon

Kostnader

- Redusering av boreplaner, kutt vedlikeholds- og datainnsamlingsprogram
- Fartøy og rigger på korttidskontrakter
- Standardisering, men ikke økning i bestillingsvolum
- Lite bruk av IO
- Få utviklinger av funn nær infrastruktur

Et mer dystert bilde tegnes dersom petroleumsnæringen ikke lykkes med utvikling og implementering av ny teknologi og færre prosjekter blir gjennomført på grunn av lav oljepris.

En slik situasjon fører til at den negative trenden som observeres på en del felt i dag fortsetter, og gjør seg gjeldende for store deler av sokkelen. Deler av de bokførte reservene (RK 1-3) blir ikke realisert, og reservene på norsk sokkel må nedskrives.

Det utvikles ingen løsninger for nye vann- og gassbaserte EOR-metoder til bruk på norsk sokkel. Testing av injeksjonsmetoder offshore stopper opp fordi rammevilkårene ikke ligger til rette

³⁴ Volumer fra uopptagede ressurser er ikke tegnet inn i figuren.

for en slik utvikling. CO₂ til EOR strander fordi tilstrekkelig mengder CO₂ ikke blir tilgjengelig.

Det utvikles ikke teknologi som kan redusere kostnader i forbindelse med boring av brønner. Høye kostnader medfører at det bores og vedlikeholdes færre produksjons- og injeksjonsbrønner. Brønner som ligger inne i dagens godkjente planer blir ikke boret. Dette resulterer i at flere felt må skrive ned reservene kraftig.

Bruken av teknologi ifm IO bremser opp og gjennomføres bare der det ikke er behov for store investeringer. Enkelte arbeidsprosesser standardiseres, men kun der det har en kostnadsreduerende effekt. Datainnsamlingsprogrammene reduseres også. Det får følger for reservoarkartlegging og -styring.

Forsøk på samordning av områder gir ikke store gevinster fordi levetiden for mange av feltene er dramatisk forkortet.

Lite teknologiutvikling fører til at standardløsninger for funn som i dag er kjent, men som ikke er store nok til å kunne forsvare egne utbygginger på grunn av høye kostnader, ikke realiseres.

Vedlegg 2 Beregning av utvinningsgrad for olje

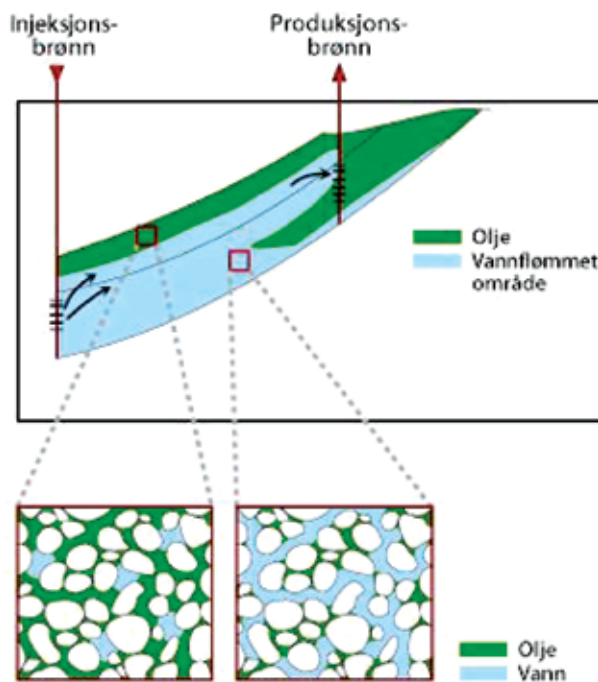
$$\text{Utvinningsgrad} = \frac{\text{Estimat for utvinnbar olje}}{\text{Estimat for tilstedeværende olje}}$$

I beregningen av utvinningsgrad inngår både de tilstedeværende mengdene og de antatt utvinnbare mengdene. Det er usikkerhet knyttet til begge størrelser, spesielt i tidlig fase av et prosjekt. Beregning av tilstedeværende volum utføres dessuten ofte ulikt av oljeselskapene. Dette gjør det vanskelig å sammenligne utvinningsgrad mellom feltene. Endringer i utvinningsgrad over tid er likevel en indikator på det arbeidet som rettighetshaverne gjør for å øke utvinningen.

Oljen ligger i små porer i bergarten som danner reservoaret. I et oljereservoar er mellom 60-90 prosent av porevolumet fylt med olje og resten med vann. For at oljen skal kunne produseres, må oljen som er i porene fortrennes av noe annet. Dette kan skje ved naturlig innsig av vann når trykket synker eller av at en gasskappe utvider seg. Som oftest må vann eller gass injiseres for å oppnå tilstrekkelig fortregning.

Selv med god fortregning vil noe av oljen bli liggende igjen i porene. Hvor stor denne residuale oljemetningen er, vil være avhengig av egenskapene til bergarten og oljen. Den er også avhengig av egenskapene til stoffet som fortrenger. Fortregning med gass gir som oftest lavere restmetning (5-15 prosent) enn fortregning med vann (10-25 prosent). Fraksjonen av olje som utvinnes der det er en effektiv fortregning, kalles mikroskopisk fortregningseffektivitet.

I tillegg til den oljen som blir liggende igjen der det er effektiv fortregning, vil det være områder i reservoaret der fortregningen er mindre effektiv, og områder der det fortreggende mediet ikke når inn. Hvor effektiv fortregningen er, styres av formen og utstrekningen til reservoaret, av hvordan kvaliteten på reservoarbergarten varierer og av hvor utvinningsbrønnene plasseres. Normalt deles dette inn i vertikal fortregningseffektivitet, som hovedsakelig er styrt av lagdelingen i reservoaret, og horisontal fortregningseffektivitet, som er mer styrt av formen og utstrekningen til reservoaret og av forkastninger. Figur 4.1 illustrerer hvordan fortregningen kan virke både på porenivå og i større skala.



Tverrsnitt av et reservoar som viser et eksempel på fordeling av olje og vann etter vannflømming og fordelingen av væskene på porenivå.

Figuren viser eksempel på utvinningsgrad ved ulike verdier av de forskjellige parametrene. Dersom utvinningsgraden (R) skal endres, må minst en av faktorene som inngår endres. Det kreves godt kjennskap til reservoaret, og omfattende utredninger må til for å beregne effekten av et tiltak og om det er kostnadseffektivt.

Utvinningsgraden kan beregnes på følgende måte:

$$R = R_m \cdot R_v \cdot R_h \quad \text{hvor } R_m = \frac{S_{or} - S_{or}}{S_{or} - S_{or}}$$

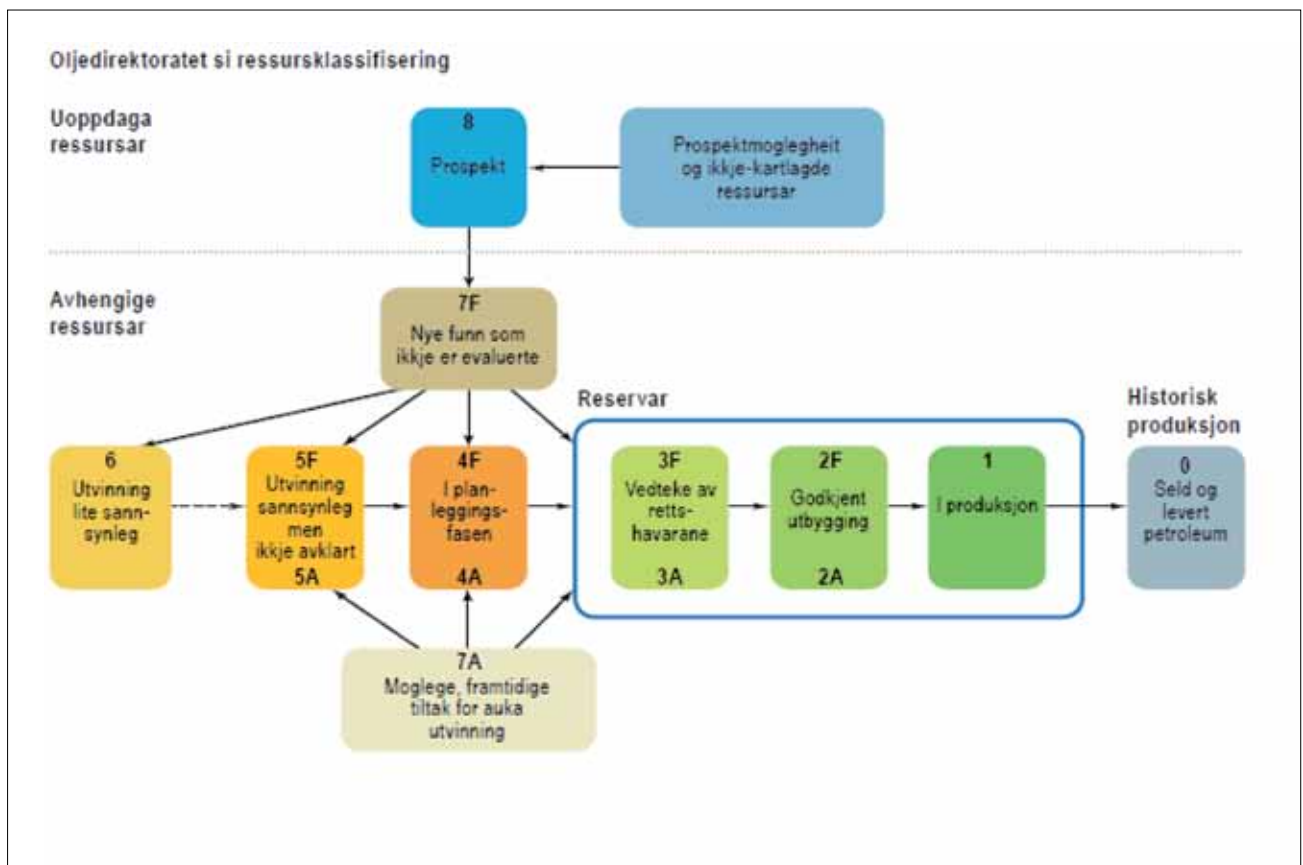
R = Total utvinningsgrad
 R_m = Mikroskopisk fortregningseffektivitet
 R_v = Horisontal fortregningseffektivitet
 R_h = Vertikal fortregningseffektivitet
 S_{oi} = Initial oljemetning
 S_{or} = Residual oljemetning

Eksempel på beregning av utvinningsgrader ved ulike verdier av parametre som inngår

Initial oljemetning	S _{oi}	0.8	0.8	0.8
Residual oljemetning	S _{or}	0.1	0.3	0.2
Mikroskopisk fortregningseffektivitet	R _m = (S _{oi} - S _{or}) / S _{oi}	0.875	0.6	0.75
Vertikal fortregningseffektivitet	R _v	0.8	0.7	0.9
Horisontal fortregningseffektivitet	R _h	0.8	0.7	0.7
Utvinningsgrad	R = R _m · R _v · R _h	0.56	0.306	0.473
Utvinningsgrad i prosent		56 %	31 %	47 %

Beregning av utvinningsgrad for olje.
Kilde: Oljedirektoratet

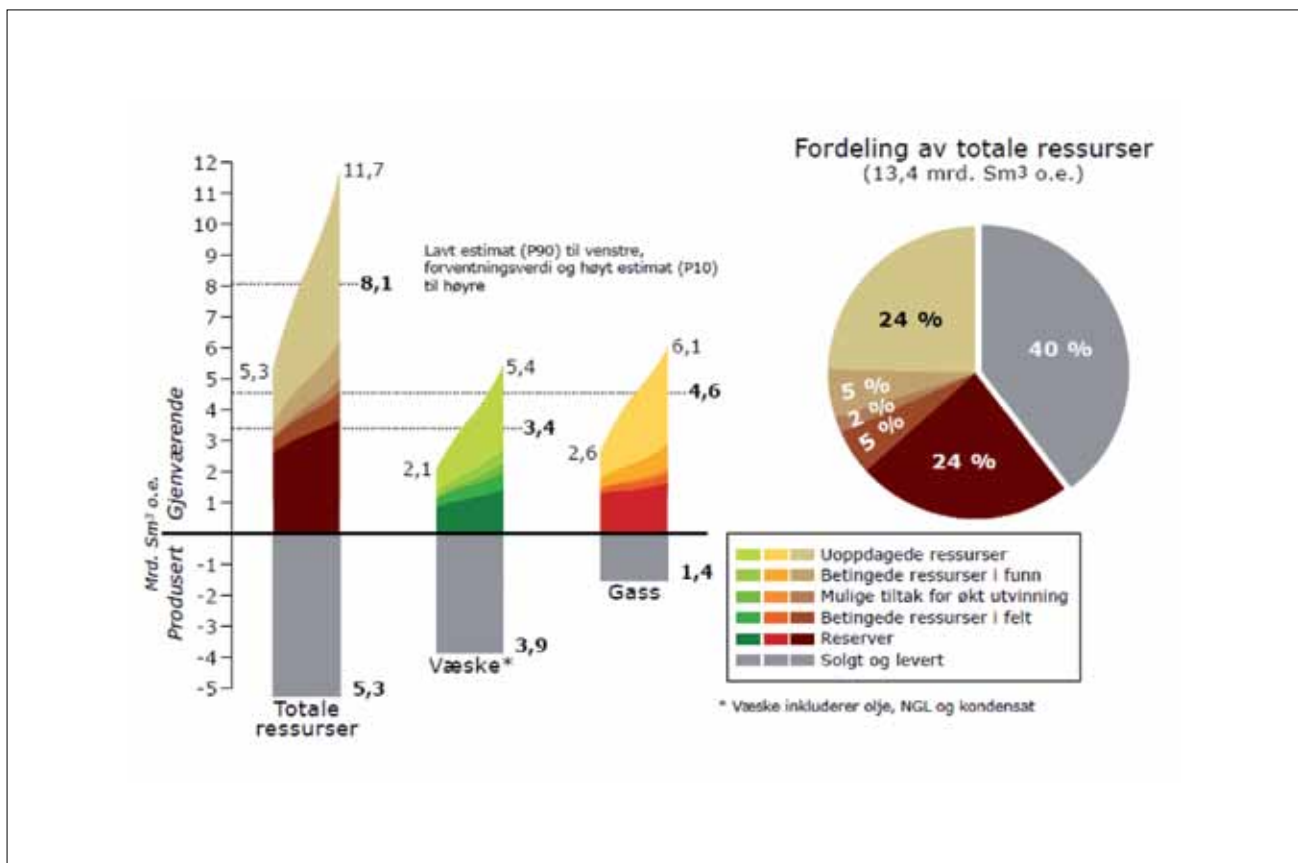
Vedlegg 3 Ressursklassifisering



Vedlegg 4 Ressursbildet på norsk sokkel

Oljedirektoratet anslår den totale ressursbasen på norsk sokkel til et sted mellom 10.6 og 17 mrd. Sm³ oljeekvivalenter. Av dette er 5,3 mrd. Sm³ o.e. produsert, noe som tilsvarer 40 prosent av ressursene. Det antas at 8,1 mrd. Sm³ o.e. fortsatt ikke er produsert, hvorav 4,8 mrd. Sm³ er påviste ressurser i felt. De uoppdagede ressursene anslås til 3,3 mrd. Sm³ o.e.

Figur viser fordeling av utvinnbare petroleumsressurser på norsk sokkel per 31.12.2009. (Kilde: Oljedirektoratet)



Vedlegg 5

Omregningsfaktorer

Olje-, kondensat- og gassmengder blir regnet i standard kubikkmeter (Sm^3) og NGL-mengder i tonn. Et mål for de totale ressursene får man ved å summere energimengden til de ulike petroleums-typene. Summen regnes i standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.):

1 Sm^3 olje = 1,0 Sm^3 o.e.,
1 Sm^3 kondensat = 1,0 Sm^3 o.e.,
1000 Sm^3 gass = 1,0 Sm^3 o.e.
1 tonn NGL = 1,9 Sm^3 o.e.

Omregning for volum:

1 Sm^3 råolje = 6,29 fat
1 fat = 159 liter

Utgitt av:
Olje- og energidepartementet

Offentlige institusjoner kan bestille flere
eksemplarer fra:

Departementenes servicesenter

Internett: www.publikasjoner.dep.no

E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no

Telefon: 22 24 20 00

Publikasjonskode: Y-0115 B

Trykk: Departementenes servicesenter 09/10 - opplag 500

