



# NORSK OLJEMUSEUM

## ÅRBOK 2001



# Petroleumsressurser på norsk sokkel

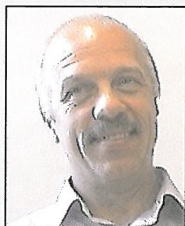
## Ressursanalyser. Oljedirektoratet

*Per Blystad og Eric K. Mathiesen*

Norge har en fremtredende rolle som olje- og gassprodusent. På litt over 30 år er Norge blitt en av verdens ledende oljeprodusenter og -eksportører. Dette til tross for at kun én prosent av verdens olje- og gassreserver fins på norsk sokkel. I løpet av de vel 30 årene som har gått, er 54 felt satt i produksjon og det er solgt over 3 mrd  $\text{Sm}^3$  oljeekvivalenter (o.e.). Grunnlaget for Norges rolle som petroleumsprodusent er skapt over tid gjennom våre valg og investeringer. Utfordringen fremover blir å beholde denne rollen ved å erstatte produserte reserver med nye volum og maksimere verdiskapningen fra kontinentalsokkelen.

Norge er å regne som en ung oljenasjon. Det første funnet på norsk sokkel ble gjort i 1967 på Balder. To år etterpå ble Ekofisk-feltet funnet. Prøveproduksjon på Ekofisk startet i 1971. I dag har vi 42 olje- og gassfelt som produserer totalt 250 mill  $\text{Sm}^3$  o.e årlig. I løpet av 2001 ble 8 felt godkjent for utbygging. Kun 12 felt er ferdigprodusert.

I 1975 tok oljeproduksjon fra faste installasjoner til for alvor i Ekofisk-området. Årlig økning av oljeproduksjonen har vært ca 12 prosent. Utbygging av nye felt og fokus på å øke utvinningen (utvinning ut over dagens planer) fra felt som allerede er i produksjon er årsak til økningen.



**Per Blystad (f.1946)** er utdannet geolog fra Universitetet i Bergen og har arbeidet i OD siden 1984 innenfor leting og konsesjonsrundtildelinger fram til 1990. Deretter har han koordinert ODs internasjonale NORAD-prosjekter og arbeidet i 1997 – 1998 i Bangkok på et prosjekt i en tverrstatlig organisasjon i Øst- og Sørøstasia. Siden 1998 har han vesentlig arbeidet med klassifisering av petroleumsressursene og ressursregnskapet for norsk sokkel.



**Eric K. Mathiesen (f. 1959)** er utdannet ingeniør og har vært ansatt i Oljedirektoratet siden 1985. Han har jobbet med reservoartekniske problemstillinger tilknyttet kalkfeltene i særlig nordsjø, innsynkningsproblematikk i særdeleshet. I de senere årene har han fokusert på reservetilvekst og prognosering av fremtidig produksjon på sokkelen.

### Status for petroleumsressursene per 31.12.01

De totale utvinnbare ressursene på norsk sokkel er anslått til å være om lag 13,8 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e. (tabell 1 og fig. 1). Dette omfatter både påviste og uoppdagede ressurser. Av dette har vi produsert 3,3 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e. (24%), vesentlig olje. Reserver i pro-

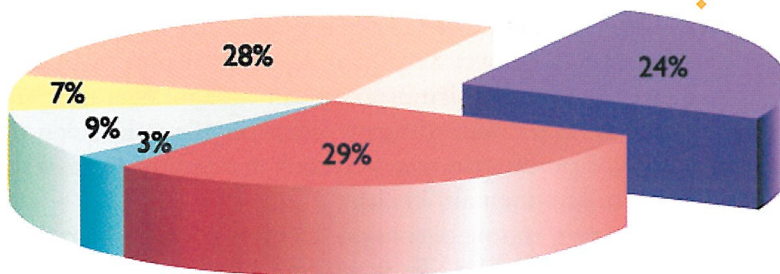


Tabell 1. Status for de totale petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12.01.

	Olje mill.SM <sup>3</sup>	Gass mrd.SM <sup>3</sup>	NGL mill.tonn	Kondensat mill.SM <sup>3</sup>	Total mill.SM <sup>3</sup> o.e.
Solgt og levert pr. 31.12.01	2,4	0,7	0,1	0,1	3,3
Sum reserver	1,5	2,2	0,1	0,1	4,0
Sum betingede ressurser i felt	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4
Sum betingede ressurser i funn	0,2	1,0	0,0	0,1	1,3
Mulige tiltak for økt utvinning	0,4	0,5	0,0	0,0	0,9
Uoppdagede ressurser	1,4	2,5	0,0	0,0	3,9
Gjenværende ressurser	3,7	6,3	0,1	0,2	10,6
<b>Totale ressurser</b>	<b>6,1</b>	<b>7,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>13,8</b>



Figur 1. Fordelingen av petroleumsressursene.



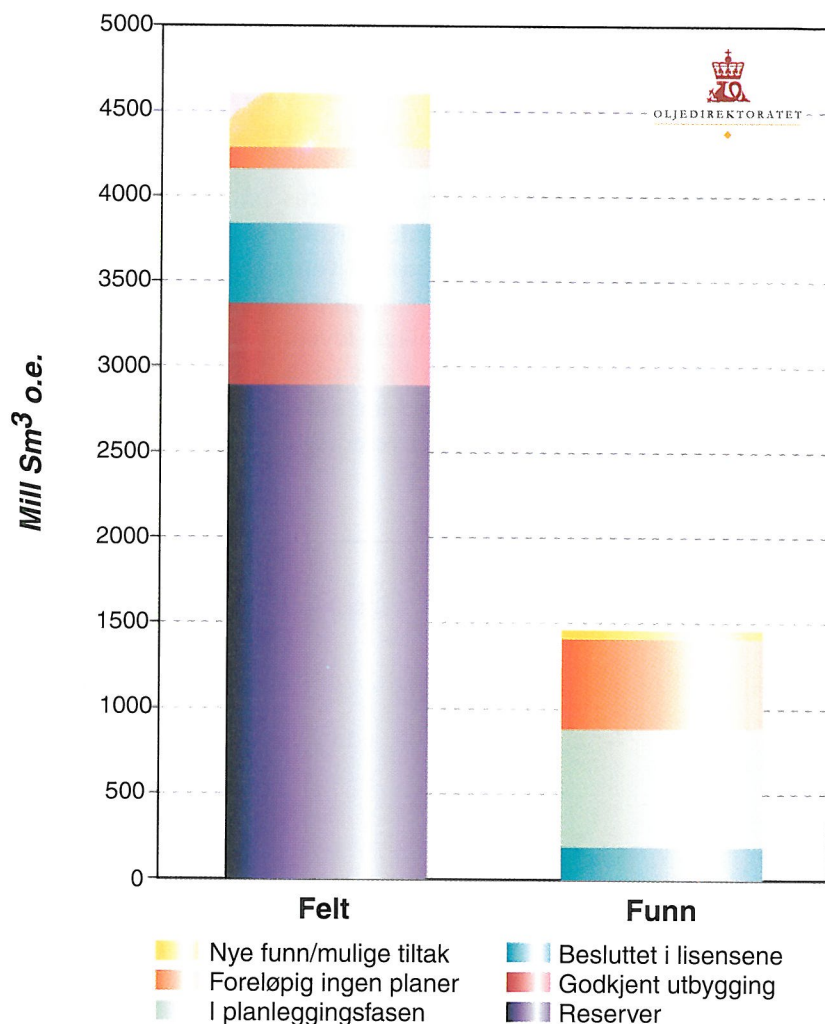
### Totale Ressurser

- Uoppdagede ressurser
- Betingede ressurser i felt
- Mulige tiltak
- Gjenværende reserver
- Betingede ressurser i funn
- Solgt og levert

duserende felt utgjør 4 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. (29%). I tillegg kommer 0,4 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. (3%) i funn som er knyttet til produserende felt. Ressurser i selvstendige funn utgjør 1,2 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. (9%). Målet er å utvinne gjennomsnittlig 50% av oljen og 75% av gassen i de påviste ressursene i felt og funn. Dette gir et beregnet potensial på 0,9 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. (7%) som kommer i tillegg til de påviste utvinnbare ressursene. Uoppdagede ressurser er beregnet til nær 4 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. (28%), med et usikkerhetsspenn mellom 1,4 og 8,5 mrd Sm<sup>3</sup> o.e..

Fordelingen av ressursene i felt og funn (fig. 2), viser klart at de største petroleumsmengdene er knyttet til eksisterende felt. På kort sikt er det her innsatsen for å øke petroleumsformuen kan gi størst gevinst. Det er også tidskritisk å fokusere på økt utvinning. En rekke felt befinner seg allerede i avtrappingsfasen, og det kan bli vanskelig å gjennomføre tiltak for økt

Figur 2. Petroleumsressursene knyttet til felt og funn.

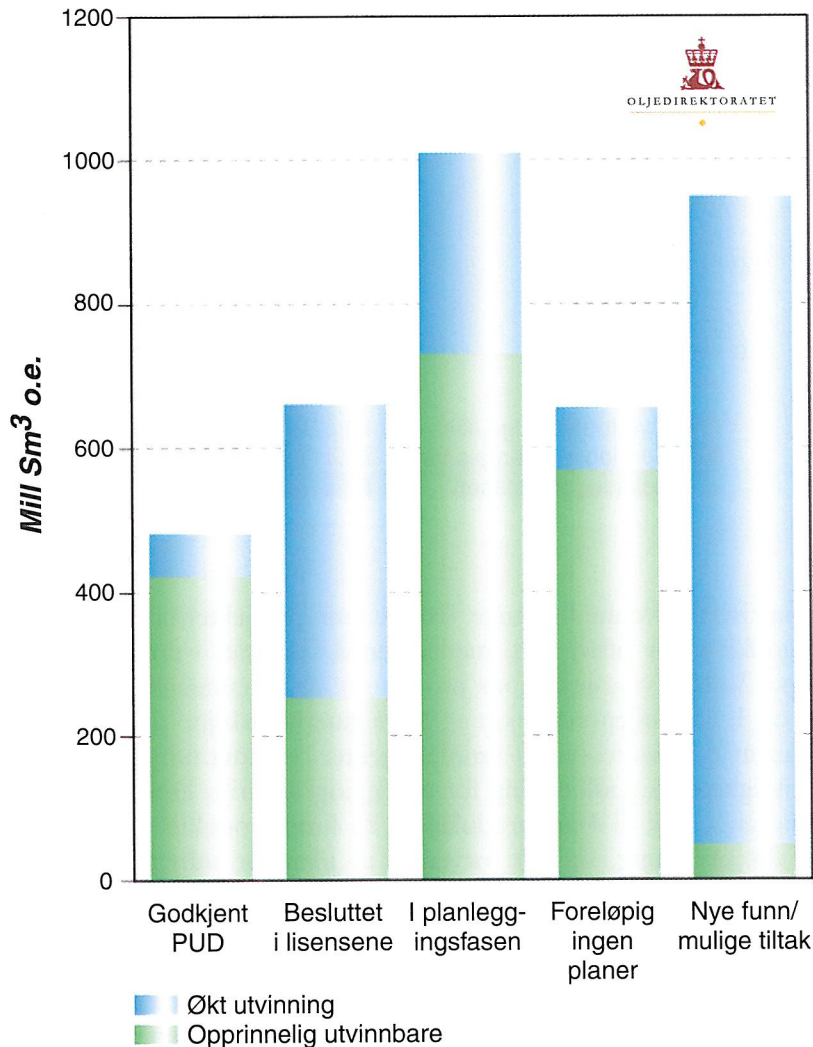


utvinning hvis en venter for lenge. I alt 11 funn/prosjekter knyttet til felt er i dag godkjent for utbygging, men er ennå ikke satt i produksjon (for eksempel Valhall vanninjeksjons prosjektet). Ressursmengden i disse tilsvarer ca. 1,5 års oljeproduksjon og 3 års gassproduksjon på dagens produksjonsnivå. Dessuten er 23 funn/prosjekter besluttet utbygd og avventer myndighetenes godkjenning for utbygging og drift. Disse inneholder vesentlig gass, nok til 4 års produksjon. 25 funn/prosjekter har konkrete planer for utvinning, og det forventes at plan for utbygging og drift (PUD) av disse vil bli godkjent av myndighetene innen 5 år. Planene omfatter ressurser til knapt 1 års produksjon av olje og 2 års produksjon av gass. For 22 funn som er knyttet til eksisterende felt, finnes det i dag ikke konkrete planer for utbygging de første 5 år, men de fleste av disse funnene er under videre utforskning med sikte på utvinning. Ressurs-

mengden her er nok til et halvt års oljeproduksjon og 1 års gassproduksjon. Ut over dette har selskapene selv stipulert at det på lang sikt kan være mulig å øke utvinningsgraden tilsvarende 1,5 års oljeproduksjon på dagens felt. Dette kommer i tillegg til de mengder som gjenstår å utvinne i feltene som i dag er i produksjon.

Både myndighetene og oljeindustrien har fokus på økt utvinning fra eksisterende felt. Verdiskapningspotensialet for økt utvinning er beregnet til flere hundre milliarder kroner. Den største verdiskapning oppnås dersom den økte utvinningen finner sted gjennom prosjekter som blir gjennomført i løpet av feltets opprinnelig planlagte levetid.

Fordelingen av ressurser som opprinnelig er påvist og planlagt utvunnet og ressurser som skriver seg fra prosjekter for økt utvinning (figur 3) viser hvordan prosjekter for økt utvinning gir et vesentlig bidrag til den fremtidige



Figur 3. Fordelingen mellom ressurser som opprinnelig var planlagt utvunnet og ressurser fra prosjekter for økt utvinning.

produksjonen. Ressursene er klassifisert i form av prosjekter som er besluttet, prosjekter i planfase eller prosjekter der det ennå ikke er klare planer.

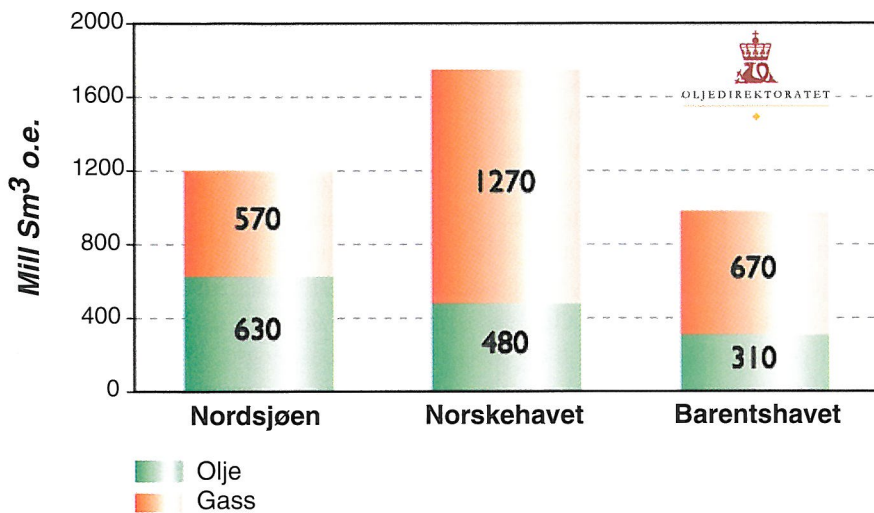
### **Ennå er det mer olje og gass igjen å finne**

Dagens kunnskap om petroleumsmengdene på sokkelen er et resultat av over 30 års intensiv letevirsomhet som har kostet over 200 mrd kroner. Hadde vi på forhånd visst at det fantes olje og gass på sokkelen, hadde det vært enklere å finne ressursene, men forventningen om å gjøre funn var basert på meget usikre data da utforskningen startet. I England startet produksjon av olje på land så tidlig som i 1919. Funn av gass i Nederland på 1950-tallet og naturlige oljelekkasjer fra berggrunnen i England, indikerte at det også kunne være olje og gass i Nordsjøbassenget. Dette ble seinere bekreftet ved funn både på engelsk, dansk, tysk og norsk sokkel.

Estimering av de uoppdagede ressursene skjer ved hjelp av analyser av geologiske og geofysiske data. Funn, felt og kartlagte strukturer som ennå ikke er boret, inndeles i grupper etter et felles sett av gitte geologiske faktorer, såkalte letemodeller. Oljedirektoratet har i dag identifisert over 50 forskjellige letemodeller på sokkelen. Over halvparten av disse er bekreftet gjennom kommersielle funn, mens resten er ubekreftet, enten ved at de ikke er boret, eller ved at det ikke er påvist hydrokarboner i boringene som er gjennomført. Alle funn er knyttet til en av letemodellene. Ved hjelp av avanserte analysemetoder som innbefatter usikkerhet knyttet til de geologiske parametrene samt antall og størrelse av mulige funn, kan de gjenværende ressursene beregnes. Fordelingen av oppdagede og uoppdagede ressurser på sokkelen er vist på figur 4. Søylene angir også usikkerheten i anslagene ved at søylens venstre side angir lavt estimat mens den høyre side angir høyt estimat. Forventningsverdien ligger mellom disse ytterpunktene.

Det er fra flere hold blitt hevdet at oljevirsomheten i Norge er på hell. Dette er ikke riktig. I tillegg til de 42 feltene som er i produksjon i dag og som har reserver tilsvarende det vi allerede har produsert, er det en rekke funn som ennå ikke er utbygd. Dessuten er det betydelige petroleumsmengder som ennå ikke er oppdaget på norsk kontinentalsokkel. Oljedirektoratet har beregnet at det uoppdagede potensialet utgjør ca. 3,9 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e., fordelt på 1,4 mrd  $\text{Sm}^3$  olje (36%) og 2 500 mrd  $\text{Sm}^3$  gass (64%). Fordelingen av ressursene er vist på figur 4. Norskehavet antas å ha det største potensialet (1,7 mrd.  $\text{Sm}^3$  o.e.), men det er også beregnet å være betydelige uoppdagede ressurser i Nordsjøen (1,2 mrd.  $\text{Sm}^3$  o.e.) og i Barentshavet (1 mrd.  $\text{Sm}^3$  o.e.). Dette er grunnlaget for påstanden om at det er oljemengder til ytterligere 50 års produksjon og gass til ytterligere 100 års produksjon, om enn ikke på dagens nivå.

I Nordsjøen har letevirsomheten på norsk sokkel pågått siden midt på 60-tallet, og området karakteriseres som modent. Kunnskapen om de geologiske forholdene er god, og bruk av avanserte data og tolkningsmetoder har gjort det mulig å kartlegge felletyper som generelt er vanskelig å iden-



Figur 4. Fordelingen av de oppdagede ressursene.

tifisere. Dette krever imidlertid betydelig innsats, både av personell og teknologi. Størsteparten av de oppdagede ressursene antas å være knyttet til etablerte og kjente letemodeller i de modne delene av Nordsjøen.

For å effektivisere letevirksomheten, har myndighetene de siste årene gjennomført årlige tildelinger i Nordsjøen. Årlige tildelinger vil mest sannsynlig fortsette. Ved siste tildeling ble det lagt vekt på områder som har vært utlyst tidligere og som ligger nær eksisterende infrastruktur. Etter hvert som produksjonen på feltene går av plata og reduseres, blir det frigjort kapasitet i prosess- og transportanlegg. Da er det viktig å fase inn funn som venter på kapasitet. I tillegg må det letes målrettet og påvises nye ressurser i de infrastrukturnære områdene tidlig til at de nye ressursene kan utvinnes i løpet av levetiden til den eksisterende infrastrukturen.

### Leteområdene

De oppdagede ressursene i Norskehavet er knyttet både til modne områder og til områder på Vøringplata, der flere letemodeller ennå er ubekreftet, vesentlig som en følge av at det ikke er tildelt lisenser og har vært gjennomført boringer. Letevirksomheten i Norskehavet er for tiden omfattet av stor interesse i forbindelse med den pågående 17. konsesjonsrunde. Denne konsesjonsrunden omfatter både nye leteområder på opp til 1100 meter vanddyb og områder på 300 meter vanddyb der det foregikk leting allerede tidlig på 80-tallet. De siste års letevirksomhet i Norskehavet har gitt flere store gassfunn, der Ormen Lange-funnet på om lag 400 mrd Sm<sup>3</sup> er det største. Det er forventet at utbyggingen, som er beregnet til å koste om lag 30 mrd kroner, tidligst vil være klar for produksjon i 2007. Det er nylig gjennomført leteboring på strukturer i nærheten av Ormen Lange som dessverre har vist seg å være tørre. Imidlertid gjenstår det flere uborete prospekter som det knytter seg forhåpninger til.

I Norskehavet forventes gass å utgjøre nærmere 75 % av de uoppdagede ressursene. En betydelig del av ressursene ligger på dypt vann. Boreoperasjoner og drift av felt på dypt vann setter store krav til sikker og robust teknologi. Utbyggingen av Ormen Lange-funnet vil være en viktig brikke i teknologiutvikling med havbunnskomplettering som et sentralt element.

I Barentshavet er usikkerheten knyttet til de uoppdagede ressursene størst. År med negative resultater av lettevirksomheten fikk mange til å avskrive området i oljesammenheng. Myndighetene har iverksatt flere tiltak for å bedre rammevilkårene for petroleumsaktiviteten i dette området. Selskapene fikk for fem år siden anledning til å foreta ny datainnsamling og tolke både nye og eksisterende data før det ble boret på nytt. De siste års borer med påvisning av olje er oppløftende med tanke på muligheten for å gjøre flere funn som kan utnyttes kommersielt. Den vedtatte utbyggingen av Snøhvitfeltet vil rettferdiggjøre kostnadene på nær 25 mrd kroner som selskapene og nasjonen har hatt i forbindelse med leting i Barentshavet. De seneste funnene åpner også for nye utbygginger dersom det kan påvises mer ressurser i området. Utbyggingen av Snøhvitfeltet er beregnet å koste om lag 46 mrd kroner, og feltet vil ha en levetid på 25 år. Flere selskaper har et mer positivt syn på ressurspotensialet i Barentshavet enn det OD har. Det er i dag ikke mulig å si hvem som har rett, bare fortsatt leting og borevirksomhet kan avklare dette.

Utviklingen innen leteteknologi har betydd mye for å oppnå den høye funnraten vi har på norsk sokkel. I dag nyttes for en stor del såkalt 3D-seismikk i letefasen, før boring finner sted. Dette tillater bedre og sikrere tolkning og kartlegging av strukturene, og det reduserer de geologiske usikkerhetene før boring. Av nyutviklet teknologi, utprøves for eksempel metoder basert på elektromagnetiske målinger som kan fortelle hvor det kan finnes ansamlinger av hydrokarboner. Slike metoder er med på å redusere usikkerheten ved boring og derved minske letekostnadene.

### **Stadig forbedring av utvinningsgraden**

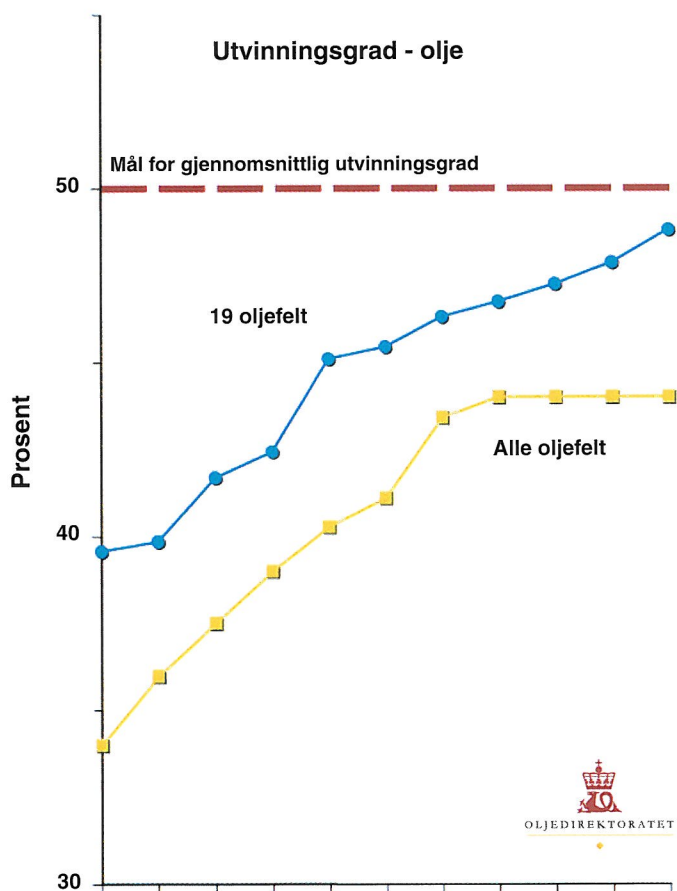
Gjennomsnittlig, forventet utvinningsgrad for olje, det vil si hvor mye olje som forventes produsert fra reservoarene, har økt fra 18 prosent i 1971 til 44 prosent i 2001. Økningen skyldes tildels bedre kjennskap til feltene, men ikke minst implementering av nye prosjekter for økt utvinning – for eksempel teknologiske fremskritt innen boring (horisontale og flergrensbrønner). Høy utvinningsgrad av oljen på sokkelen skyldes i stor grad at de fleste feltene forebygger trykkreduksjon i reservoarene ved å injisere vann og/eller gass. Gjennomsnittlig utvinningsgrad av olje på verdensbasis er antatt å være i overkant av 30 prosent, men den varierer sterkt. Mindre felt har ofte en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 30 prosent og større felt på 50 prosent. I løpet av de 11 siste årene har den gjennomsnittlige utvinningsgraden av oljen på norsk sokkel økt fra 34 til 44 prosent (figur 5). De siste årene har utviklingen stagnert. De største feltene viser fremdeles økning i utvinningsgraden. Statfjordfeltet som allerede har pro-



desert 60 prosent av reservene, og har ambisjoner om å oppnå ytterligere utvinning utover de planlagte 66 prosent, er et eksempel på et oljefelt med meget høy utvinning, også på verdensbasis. Det er de største feltene som har det største potensialet for økning. Gjenværende tilstedeværende volum i de ti største feltene på norsk sokkel er om lag 4 milliarder Sm<sup>3</sup> olje. Det er nesten dobbelt så mye som for alle de resterende oljefeltene. Potensialet er imidlertid tidskritisk.

Det er tre hovedutfordringer framover når det gjelder oljeutvinning.

- 1) Det kreves fortsatt en stor innsats for å oppnå forventningen om 44 prosent utvinning som dagens beslutninger legger opp til. Per 31.12.2001 er det produsert olje som tilsvarer en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 30 prosent.
- 2) Konkrete økt utvinningsprosjekter i planleggingsfasen må få fokus og ressurser til å utvikles videre for så å bli implementert i feltene.



Figur 5. Utviklingen av utvinningsgraden for olje på norsk kontinentalsokkel.

- 3) Dersom målet om en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 prosent for felt skal oppnås, vil dette kreve nye teknologiske løft basert på utviklingsarbeid i et langsiktig perspektiv.

Oljeproduksjonen er i dag rundt 180 millioner Sm<sup>3</sup> per år (3,1 millioner fat per dag). Det er beregnet at dette nivået vil holde seg i noen år fremover. Den største usikkerheten på kort sikt er knyttet til oljeproduksjonen fra dagens produserende felt som utgjør nær 90 prosent av produksjonen de neste fem årene. På lengre sikt har usikkerheten knyttet til uoppdagede ressurser størst betydning.

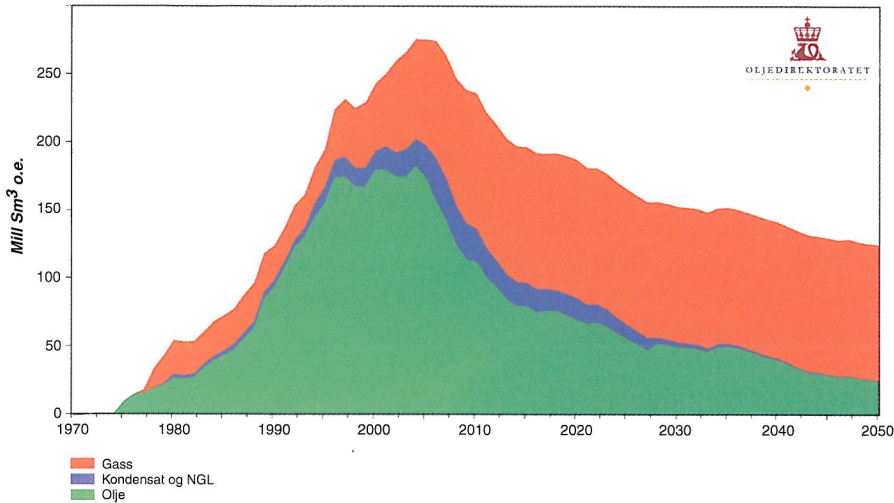
### **Hvor lenge vil oljen vare?**

Dersom produksjonsraten opprettholdes på dagens nivå og nye prosjekter ikke igangsattes, vil oljereservene i Norge vare i mindre enn 10 år. Dette tidsperspektivet tilsvarer tidsperspektivet for oljeproduksjon i USA, mens Iran og Venezuela, som har omtrent samme produksjonsrate som Norge, har mer enn 60 år igjen av sine reserver. Forholdstallet for reserver og produksjon vil variere etter hvert som produksjonen reduseres og nye tiltak og prosjekter blir satt i produksjon. Med bakgrunn i dagens forståelse av produksjonsoppførselen til eksisterende felt og vår forventning til ressurstilvekst gjennom nye prosjekter for økt utvinning og nye funn, vil det produseres olje fra sokkelen også i år 2050, dog med lavere rater enn i dag. I løpet av de neste 10 år vil produksjon fra eksisterende felt dominere produksjonsstrømmen. Kun mindre mengder forventes produsert fra hittil uoppdagede ressurser. Produksjonen av olje er forventet å avta med en rate på omtrent 5 prosent per år fra 2004/2005.

80 prosent av petroleumssalget består av olje, kondensat og NGL (fig. 6). Denne andelen vil avta etter hvert som oljeproduksjonen reduseres og nye gassfelt blir satt i produksjon. Om 15 år forventes andelen av gasssalg å ha økt til 50 prosent. Med dagens produksjonsrate har vi gassressurser for 75 år. Om lag 55 prosent av de totale gjenværende påviste gassressursene er usolgt. I tillegg til dette er det en forventning om at uoppdaget gass utgjør 3,5 ganger mer enn det som er solgt i løpet av de første 30 årene.

Utviklingen i gassmarkedet har stor betydning for framtidig aktivitetsnivå på sokkelen. I år 2001 ble det produsert 53 mrd Sm<sup>3</sup> gass for salg. Det er forventet at nye kontrakter vil bli inngått og at gassalget i tiden framover vil bli vesentlig høyere. Dette vil kreve utbygging av nye funn og ny infrastruktur. Med et gassalgsnivå på 100 mrd Sm<sup>3</sup> per år, vil investeringsnivået på sokkelen bli mellom 45 og 60 mrd kroner de neste 5 årene. Totalt er det forventet investeringer i overkant av 400 mrd kroner i kommende 10-årsperiode. Behovet for gass i Europa er raskt økende, og det er en utfordring både for produsent og kjøper å dekke dette behovet.

Vi har satt i produksjon godt halvparten av beregnet utvinnbar olje og gass, og vi har produsert om lag halvparten av dette. Vel en fjerdedel av



Figur 6. Prognose over framtidig salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel.

ressursene er ennå ikke funnet. En rekke funn er ennå ikke er satt i produksjon. Vi har et mål om å oppnå en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 prosent for olje og 75 prosent for gass. En snarlig avtagende oljeproduksjon balanseres av et økende gassalg. For å oppnå høy utvinningsgrad fra feltene, vil det kreve en betydelig innsats innenfor forskning og utvikling, leting, utbygging og drift. Dette vil være avhengig av at industrien makter å engasjere et stort antall dyktige forskere og fagfolk som kan overta etter dem som etter hvert faller for aldersgrensen, samt stiller til rådighet de nødvendige ressurser. Dette gir store utfordringer og muligheter til oljeindustrien så vel som til myndighetene og de kommende arbeidssøkende generasjoner.